



HAL
open science

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

Anthony Lemoine

► **To cite this version:**

Anthony Lemoine. Indicateurs d'impacts des changements hydroclimatiques sur la gestion des réservoirs hydroélectriques. Milieux et Changements globaux. Sorbonne Université, 2021. Français. NNT : 2021SORUS107 . tel-03416740

HAL Id: tel-03416740

<https://theses.hal.science/tel-03416740v1>

Submitted on 5 Nov 2021

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



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	Présidente
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

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 $+1.4^{\circ}\text{C}$ à $+2.4^{\circ}\text{C}$ en 2050 et de $+1.8^{\circ}\text{C}$ à $+4.6^{\circ}\text{C}$ 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 -5% à -35% , et la résilience (taux de récupération moyen) de l'ordre de -1.5% à -32% . La vulnérabilité (amplitude moyenne du déficit) serait en hausse de $+4\%$ 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.

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, 5% to 35% and 1.5% to 32%. System's vulnerability (average deficit of energy production) is projected to increase by 4% 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.

Remerciements

MON travail de thèse sur la gestion des barrages hydroélectriques m’a demandé beaucoup d’énergie. Une grande partie de cette énergie m’a été transmise par plusieurs personnes que je tiens vivement à remercier.

EN premier, cette thèse n’aurait pu voir le jour sans l’implication de ma directrice et de mon co-directeur de thèse, Maria-Helena Ramos et Vazken Andréassian, qui m’ont fait confiance pour mener à bien ce travail. Helena, merci pour ta pédagogie, ton encadrement tout au long de ces trois années. Tu as su guider mes premiers pas dans le monde de la recherche avec bienveillance tout en m’offrant une grande liberté d’exploration. Je te suis également reconnaissant pour nos échanges, pour ta patience face à mes (nombreuses ...) interrogations et pour m’avoir donné l’opportunité d’échanger avec des spécialistes d’horizons différents. Vazken, je suis désolé mais, une fois encore, je vais devoir transgresser la règle que tu m’as imposée pour les remerciements afin de te dire à nouveau merci pour tes conseils avisés, pour ton soutien dans ce travail et pour avoir levé les doutes que je pouvais avoir. Après ce chemin parcouru à vos côtés, je peux dire sans hésiter que cela a été un véritable privilège de vous avoir comme encadrants de thèse aussi bien scientifiquement qu’humainement.

REMERCIER l’ensemble des membres de mon comité de thèse me tient également à cœur car ils ont suivi avec une grande attention l’évolution de mon travail et les échanges que nous avons eus ont été très bénéfiques. Toute ma gratitude va à Florence Habets, Lila Collet, Eric Sauquet, Jean-Philippe Vidal, Laurent Dubus, Paul-Antoine Michelangeli et Guillaume Thirel. Je suis aussi très reconnaissant envers les membres du jury qui m’ont fait l’honneur d’évaluer ce travail. Merci à Gil Mahé et Benoit Hingray qui, en rôle de rapporteurs, ont eu la délicate tâche d’analyser chaque ligne de mon manuscrit et dont les recommandations ont été précieuses pour la préparation de la soutenance. Je tiens particulièrement à remercier Agnès Ducharne d’avoir accepté de présider ce jury de thèse ainsi que Richard Arsenault et Rémy Garçon, qui, en qualité d’examineurs, m’ont fait bénéficier de leur vision experte du sujet. Je souhaite également exprimer ma plus grande gratitude à Amaury Tilmant pour la mise à disposition de son modèle de gestion de réservoir, pour son expertise de la gestion des systèmes hydriques et pour son accueil chaleureux lors de mon séjour à l’Université Laval de Québec. J’ai une pensée émue pour l’ensemble des amis de l’UL qui ont contribué à la réussite de cet échange par leur

grande gentillesse : Caio, Emixi, Vahid, Mickael et Adrien. J'ai aussi apprécié les discussions très enrichissantes que j'ai partagées avec Frédéric Hendrickx et Thomas Ouillon d'EDF qui ont contribué aux avancées de cette thèse, plus particulièrement sur la gestion par courbes guides de remplissage.

C E projet de thèse, financé par le projet européen AQUACLEW, m'a donné l'opportunité de travailler avec des personnes de différents instituts européens dont les échanges ont été formateurs, en particulier avec Christiana, Lorna, Ernesto, Rafa et Peter. C'est également grâce au soutien et à la joie de vivre de l'équipe HYDRO d'INRAE à Antony, sans oublier les autres membres de l'UR HYCAR, que j'ai pu réaliser cette thèse dans d'aussi bonnes conditions. Un merci tout particulier à Charles Perrin pour son regard critique sur mon travail (et pour avoir eu l'indulgence de rire à la majorité de mes blagues) ainsi qu'à Olivier Delaigue pour m'avoir apporté une aide très précieuse dans les rouages de la programmation avec R ou en géomatique. Merci également à Daniela et Paul R.-G., mes collègues de bureau pendant ces trois années qui, au fil des ans, sont devenus des amis. J'ai aussi une pensée pour les anciens doctorants de l'équipe : Philippe, Cédric, Léonard, Manon, Morgane et José qui ont su me montrer la voie à travers les différents méandres de la thèse. Merci aux autres doctorants du centre : Antoine, Paul A., Thibault, Myriam, Cyril, Timo, Aya, Samy, Alexis et Florent pour leur soutien et les discussions autour d'un café, et évidemment à tous les membres de l'ASCCR pour les mémorables parties de Frisbee. Le bon déroulement de cette thèse a été possible grâce à l'aide précieuse du service administratif du centre d'Antony : Nathalie T.-F., Ronan, Valérie, Laurence, Stéphanie, Frédérique, Véronique, Nathalie M, Nathalie B, Pierre-Yves, Françoise et Marie-Louise ainsi que celle du service informatique : Roger, Aurélien, Patrice et Ludovic.

I L y a également des personnes qui m'ont soutenu bien avant que j'entreprenne cette thèse et auprès desquelles je souhaite exprimer mes remerciements. Je commencerai par mes amis d'université, en particulier Arthur, Guillaume, Pauline, Tonny et Thomas. Je tiens aussi à remercier, parmi mes enseignants de licence et master, Gilles Delaygue, Didier Voisin et Théo Vischel ainsi que mes encadrants de stage : Sandra Rome, Patricia Martinerie, Xavier Fain, Ghislain Picard, Michel Fily et Laurent Arnaud. Sur un plan plus personnel, j'ai une pensée pour tous mes proches et mes amis. Je témoigne enfin ma plus grande reconnaissance à mes parents qui ont toujours été présents. Je ne crois pas qu'il existe de mots assez forts pour exprimer le soutien indéniable qu'ils m'ont apporté tout au long de ces années et je leur dois une grande partie du chemin que j'ai parcouru. Maman, merci d'avoir relu, avec une très grande minutie, l'ensemble de ce manuscrit et pour m'avoir épaulé dans toutes les situations. Papa, merci de m'avoir toujours encouragé et pour le grand intérêt que tu as porté à mon sujet de thèse.

Table des matières

Résumé	i
Abstract	iii
1 Introduction	1
1.1 Les enjeux de la gestion d'un réservoir hydroélectrique et du partage de la ressource en eau	1
1.1.1 L'importance de la production hydroélectrique en France	1
1.1.2 Comment gérer les réservoirs hydroélectriques	2
1.1.3 Gestion des réservoirs d'eau : extrêmes et partage de la ressource	4
1.2 Les liens entre climat, eau et énergie	6
1.2.1 Réchauffement climatique	6
1.2.2 Changements hydroclimatiques	8
1.2.3 Impacts du climat sur la production énergétique	11
1.3 Problématique scientifique et objectifs de la thèse	13
1.4 Structure du manuscrit de thèse	14
2 Comment évaluer l'impact du changement climatique dans la gestion des réservoirs hydroélectriques ?	17
2.1 Introduction	19
2.2 Services climatiques pour le secteur de l'énergie	19
2.2.1 Définition d'un service climatique	19
2.2.2 Diversité des services climatiques	20
2.2.3 Comment sélectionner un service climatique ?	23
2.3 Modélisation de la gestion des réservoirs hydroélectriques	24
2.3.1 Objectifs et contraintes de gestion	25
2.3.2 Approche de modélisation par simulation : courbes guides de gestion . . .	26
2.3.3 Principales approches de modélisation par optimisation	27
2.3.3.1 Formulation du problème d'optimisation	27
2.3.3.2 Programmation linéaire et programmation non-linéaire	30
2.3.3.3 Programmation dynamique	30
2.4 Quantification de l'impact du changement climatique sur le secteur hydroélectrique	33
2.4.1 Généralités sur les études d'impacts des changements climatiques en hydrologie	33

2.4.2	Études portant sur la gestion d'un ouvrage hydroélectrique en climats présent et futur	39
2.5	Indicateurs d'impacts	43
2.5.1	Notions et classifications des indicateurs	43
2.5.2	Différents types d'indicateurs	44
2.5.2.1	Indicateurs issus des variables climatiques	44
2.5.2.2	Indicateurs énergétiques	47
2.5.2.3	Indicateurs socio-économiques	47
2.5.2.4	Indicateurs de performance des systèmes hydroélectriques	48
2.6	Conclusions	49
3	Chaîne de modélisation : données et modèles	51
3.1	Introduction	53
3.2	Données observées et projections climatiques	54
3.2.1	Données hydrométéorologiques historiques	54
3.2.2	Données de projections climatiques	55
3.3	Bassins versants et réservoirs hydroélectriques	56
3.3.1	Bassins versants d'étude	56
3.3.2	Description des réservoirs hydroélectriques	59
3.4	Modélisation hydrologique CemaNeige-GR6J	61
3.4.1	Le module CemaNeige	61
3.4.2	Le modèle hydrologique GR6J	63
3.5	Modèles de gestion d'un réservoir hydroélectrique	65
3.5.1	Modèle fondé sur la définition de courbes guides de remontée	65
3.5.1.1	Construction des courbes de remontée	65
3.5.1.2	Élaboration des courbes guides de remontée probabilistes	67
3.5.2	Modèle de gestion par programmation dynamique stochastique (SDP)	69
3.5.2.1	Mise en œuvre générale	69
3.5.2.2	Discrétisation des volumes du réservoir et des débits d'apports	70
3.5.2.3	Algorithme d'optimisation et procédure de simulation	72
3.6	Indicateurs d'impacts et de performance	74
3.6.1	Vers un nouvel indicateur de la flexibilité des réservoirs	74
3.6.2	Indicateurs de performance de la gestion optimale	75
3.6.2.1	La fiabilité	77
3.6.2.2	La résilience	78
3.6.2.3	La vulnérabilité	79
3.7	Conclusions	79
4	Évaluation de l'impact du changement climatique sur les régimes hydrologiques	81
4.1	Introduction	83
4.2	Calage-validation du modèle hydrologique	83
4.2.1	Détermination des paramètres de calage (1971-2005)	83

4.2.2	Validation à travers une procédure de <i>split sample test</i>	84
4.3	Projections climatiques et hydrologiques de 1976 à 2100	86
4.3.1	Cas du bassin versant de la Dordogne	87
4.3.2	Cas du bassin versant de l'Ain	88
4.3.3	Cas du bassin versant de la Durance	90
4.3.4	Cas du bassin versant du Verdon	91
4.3.5	Synthèse des changements annuels	92
4.4	Projections climatiques et hydrologiques à l'échelle mensuelle	93
4.4.1	Impacts sur les régimes hydroclimatiques	93
4.4.1.1	Évolution du régime des températures	93
4.4.1.2	Évolution du régime des précipitations	96
4.4.1.3	Évolution du régime des débits d'apports aux réservoirs	98
4.4.1.4	Évolution du régime de l'équivalence en eau de la neige.	102
4.4.2	Synthèse des indicateurs de changements hydroclimatiques	104
4.5	Conclusions	113
5	Indicateur de l'impact du changement climatique sur le volume d'eau optimi-	
	sable pour la production hydroélectrique	115
5.1	Introduction	117
5.2	Mise en place du module de courbes guides	117
5.3	De la courbe guide au volume d'eau optimisable pour la production hydroélec-	
	trique (VOP)	118
5.3.1	Courbes guides de remplissage en climats présent et futur	118
5.3.2	Évolutions du VOP en climats présent et futur	120
5.4	Caractériser la flexibilité future des systèmes eau-énergie	124
5.4.1	Construction d'abaques VOP pour différentes probabilités de courbes guides	124
5.4.2	Abaques VOP pour la période de mars à juin et des GCM/RCM sélectionnés	125
5.4.3	Abaques VOP pour l'ensemble de l'année et des paires GCM/RCM	132
5.4.4	Changements de niveau de satisfaction de la gestion à volume VOP équi-	
	valent entre périodes historique et future	134
5.5	Conclusions	136
6	Impacts des changements climatiques sur la gestion optimale des réservoirs	
	hydroélectriques multi-usages : cas de la Durance à Serre-Ponçon	139
6.1	Introduction	141
6.2	Mise en place du modèle de gestion SDP sur différents scénarios de gestion	141
6.2.1	Données d'entrée du modèle de gestion SDP	141
6.2.1.1	Apports en eau au réservoir	141
6.2.1.2	Prix de l'électricité	142
6.2.1.3	Demande en eau à l'aval du réservoir	143
6.2.2	Scénarios de gestion	144
6.3	Impacts sur l'évolution du stock du réservoir	145
6.4	Impacts sur la production d'énergie	148

6.4.1	Production d'énergie à l'échelle annuelle	149
6.4.2	Production d'énergie à l'échelle mensuelle	150
6.5	Impacts sur les bénéfices immédiats	154
6.5.1	Bénéfices à l'échelle annuelle	154
6.5.2	Bénéfices à l'échelle mensuelle	155
6.6	Indicateurs de performance du système eau-énergie	158
6.6.1	Indicateurs à l'échelle annuelle	158
6.6.2	Indicateurs à l'échelle mensuelle	164
6.7	Sensibilité des résultats aux chroniques de prix et de la demande en eau à l'aval .	168
6.7.1	Impacts sur l'évolution du stock	168
6.7.2	Impacts sur la production d'énergie et les bénéfices immédiats	171
6.7.2.1	À l'échelle annuelle	171
6.7.2.2	À l'échelle mensuelle	173
6.7.3	Impacts sur les indicateurs de performance du système eau-énergie	175
6.7.3.1	À l'échelle annuelle	175
6.7.3.2	À l'échelle mensuelle	177
6.8	Conclusions	177
7	Vers une généralisation du lien entre indicateurs hydroclimatiques et énergé-	
	tiques	179
7.1	Introduction	181
7.2	Mise en œuvre de la modélisation	181
7.2.1	Construction des scénarios de gestion	181
7.2.2	Débit réservé en climat présent	181
7.2.3	Débit réservé en climat futur	182
7.3	Évolution des trajectoires de stock des réservoirs	186
7.3.1	Bort-les-Orgues	186
7.3.2	Vouglans	190
7.3.3	Castillon	190
7.3.4	Synthèse	191
7.4	Évolution de la production d'électricité et des bénéfices immédiats	191
7.4.1	Impacts à l'échelle annuelle	191
7.4.2	Impacts à l'échelle mensuelle	196
7.5	Impacts sur les indicateurs de performance des réservoirs	201
7.6	Lien entre indicateurs hydroclimatiques et énergétiques	206
7.6.1	Diagrammes synthétiques de la production d'énergie et des apports hydrologiques	206
7.6.2	Corrélations entre les anomalies climatiques et les variations de la production d'énergie	210
7.7	Conclusions	216

8 Conclusion et perspectives	219
8.1 Rappel de la problématique et des objectifs	219
8.2 Conclusion	220
8.3 Perspectives	223
Bibliographie	237
Annexes	239
A Liste des résumés, présentations en conférence et publications	241
A.1 Résumés et présentations en conférence	241
A.2 Publications en cours de préparation	241
A.3 Contributions à des études menées par des partenaires du projet AQUACLEW .	242
A.4 Towards improving the performance of water-energy systems by integrating large-scale climate services indicators. Actes Conférence SHF HydroES 2019	242
B Sources des caractéristiques des aménagements hydroélectriques étudiés	249
C Corrélation saisonnière des variables climatiques et énergétiques	253

Table des figures

1.1	Illustration du caractère saisonnier de la gestion d'un réservoir. Photos du lac-réservoir du Mont-Cenis (Savoie) prises le 20 juillet 2018 (gauche) et le 28 décembre 2018 (droite).	4
1.2	Évolution de la température moyenne annuelle globale de l'air à une hauteur de deux mètres par rapport à la période pré-industrielle (axe de gauche) et par rapport à la période 1981-2010 (axe de droite), selon six ensembles de données : ERA5 (ECMWF Copernicus Climate Change Service, C3S), GISTEMP (NASA), HadCRUT5 (Met Office Hadley Centre), NOAA GlobalTemp (NOAA), JRA-55 (JMA) et Berkeley Earth (Source : Copernicus Climate Change Service, 2021).	7
1.3	a) Écarts de la température annuelle moyenne en surface (°C) et b) variations des précipitations annuelles moyennes (%), entre les périodes 1971-2005 et 2081-2100, selon les scénarios RCP 2.6 (gauche) et RCP 8.5 (droite) pour les projections climatiques de l'expérimentation CMIP5 (IPCC, 2015).	9
1.4	Diagramme synthétisant les impacts de la météo et du climat sur les systèmes énergétiques à différentes échelles temporelles. Figure extraite de EEA (2019), d'après Troccoli (2018).	11
2.1	a) Principaux variables ou indicateurs climatiques par secteur d'activité et b) résolutions spatiales et temporelles des principales informations climatiques pour les services climatiques Clim4Energy, ECEM, EDgE, SWICCA, DRIAS et ClimatHD (analyse faite d'après les informations disponibles en 2018).	22
2.2	Courbe théorique de gestion des ouvrages des lacs-réservoirs du bassin de la Seine. La tranche morte garantit la survie des espèces aquatiques. La tranche de réserve est dédiée au soutien d'étiage. La tranche d'exploitation sert à l'exploitation du lac. La tranche exceptionnelle ne peut être remplie qu'en cas d'événement majeur comme lors des crues. Figure extraite de EPTB Seine Grands Lacs (2016).	27
2.3	Diagramme présentant les différentes composantes des méthodes d'optimisation stochastique implicite (ISO) et explicite (ESO). Les parties propres à la méthode ISO sont en orange, celles se rapportant à la méthode ESO sont en bleu et les parties communes aux deux méthodes sont en noir. La figure est adaptée des représentations ISO et ESO suggérées par Labadie (2004).	29
2.4	Schéma de la chaîne de modélisation généralement utilisée pour évaluer les impacts du changement climatique sur la ressource en eau et la gestion des installations hydroélectriques, adapté de Schaeffli (2015).	34

2.5	Différences entre les scénarios SRES (tirets) et scénarios RCP (traits pleins), (source : portail DRIAS).	35
2.6	Evolutions relatives possibles (en %) du débit moyen annuel (module) entre 1961-90 et 2046-65 : résultats moyens établis sur les 14 simulations (2 modèles hydrologiques X 7 GCM). La couleur des points est fonction de l'intensité du changement et la taille des points est liée à la convergence des 14 simulations. Figure extraite de Chauveau et al. (2013).	36
2.7	Fraction de la variance totale expliquée pour chaque source d'incertitude pour le changement moyen prévu par la moyenne de 20 ans sur les projections des températures (gauche) et des précipitations (droite) du bassin versant supérieur de la Durance. Les différentes sources d'incertitudes prises en compte sont le GCM (modèle global de climat), les SDM (modèle statistique de descente d'échelle), la R/MI (composantes d'incertitude de l'interaction résiduelle des modèles), la LSIV (composante à grande échelle de la variabilité interne) et la SSIV (composante à petite échelle de la variabilité interne). Figure extraite de Hingray et Saïd (2014).	37
2.8	Synthèse des principaux indicateurs climatiques disponibles au sein du portail climatique DRIAS. Figure extraite de Soubeyroux et al. (2020).	45
3.1	Chaîne de modélisation mise en place dans le cadre de cette thèse, présentant les principales étapes liées à la modélisation climatique (gris), la modélisation hydrologique (bleu) et la modélisation de gestion d'un réservoir hydroélectrique (orange). Les indicateurs d'impacts sont indiqués en vert.	54
3.2	a) Localisation des quatre bassins versants : la Dordogne à Bort-les-Orgues (1), l'Ain à Vouglans (2), la Durance à Serre-Ponçon (3) et le Verdon à Castillon (4). b) Reliefs et principaux cours d'eau. Le point rouge marque la position du réservoir à l'exutoire de chaque bassin.	57
3.3	Nomenclature et définition des différents volumes d'un réservoir hydroélectrique.	59
3.4	Structure du modèle CemaNeige, extrait de Valéry (2010).	62
3.5	Structure du modèle GR6J (Pushpalatha et al., 2011).	63
3.6	Schéma illustrant le lien entre une courbe de remontée et les débits d'apports du réservoir. La courbe de remontée a été construite pour respecter le débit réservé à l'aval du réservoir et le volume minimal requis dans le réservoir pendant les mois de juillet et d'août (contrainte de cote).	66
3.7	Exemples de courbes de remontée pour une année normale (1995-1996, bleu) et une année sèche (2004-2005, rouge).	67
3.8	a) Exemple de courbes guides de remontée. Chaque ligne bleue représente la courbe de remontée pour une année donnée et la courbe en orange indique la courbe guide de remontée de probabilité 90 %. b) Volumes définis par une courbe guide de probabilité (90 % dans cet exemple). Le volume V1 correspond au volume réservé pour le respect des usages et des contraintes et le volume V2 est le volume excédentaire pouvant être utilisé pour un autre usage.	69
3.9	Schéma illustrant le principe général de fonctionnement du modèle de gestion SDP appliqué à un réservoir hydroélectrique et à une chronique de débits d'apports.	70

3.10 a) Différents schémas de discrétisation des volumes d'un réservoir : schéma classique, schéma de Savarenskiy et schéma de Moran. Source : Karamouz et Vasiliadis (1992). b) Exemple de discrétisation du réservoir de Serre-Ponçon avec le schéma de Savarenskiy utilisé dans cette thèse.	71
3.11 Courbes guides de remontée pour deux degrés de probabilités (10 % en vert et 90 % en orange) sur la période historique (gauche) et une période future (à droite). Le VOP est le volume correspondant à la zone comprise entre la limite supérieure de la courbe guide et le volume maximal d'exploitation du réservoir (100 %). . .	75
3.12 Exemple illustrant la production électrique annuelle, sur la période 1976-2005, obtenue à partir des chroniques d'apports des projections de débits pour un GCM/RCM donné après optimisation et simulation avec le modèle SDP.	76
3.13 Exemple illustrant l'anomalie de la production électrique annuelle, par apport à l'objectif annuelle de 700 GWh.an ⁻¹ , pour un GCM/RCM donné sur la période historique de référence 1976-2005.	77
4.1 Schéma conceptuel de l'approche du <i>split sample test</i>	84
4.2 Régimes hydrologiques des bassins versants de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon dans le cadre du <i>split sample test</i> à partir des débits simulés (Sim.) et observés (Obs.) pour les périodes P_{tot} (1975-2005), $P1$ (1975-1991) et $P2$ (1991-2005).	85
4.3 Projections annuelles pour le bassin versant de la Dordogne à Bort-les-Orgues, sur la période 1976-2100 : anomalies de températures, taux de variation des précipitations, de l'ÉEN et des débits par rapport à la moyenne de la période historique 1976-2005. En noir, la période historique 1976-2005 ; en bleu, les projections futures pour le RCP 4.5 ; en rouge, les projections futures pour le RCP 8.5. Les enveloppes colorées indiquent les valeurs minimales et maximales des huit GCM/RCM étudiés (tableau 3.1). Les zones colorées matérialisent les trois périodes d'étude : historique (1976-2005), horizon 2050 (2036-2065) et horizon 2080 (2066-2095). . .	87
4.4 Représentation similaire à la figure 4.3 pour le cas du bassin versant de l'Ain à Vouglans.	89
4.5 Représentation similaire à la figure 4.3 pour le cas du bassin versant de la Durance à Serre-Ponçon.	90
4.6 Représentation similaire à la figure 4.3 pour le cas du bassin versant du Verdon à Castillon.	91
4.7 Synthèse des changements annuels des températures ($\Delta^{\circ}\text{C}$), des taux de variation des précipitations (%), de l'équivalent en eau de la neige (%) et des débits (%), pour les horizons futurs 2050 et 2080 sous RCP 4.5 et 8.5, par rapport à la période historique de référence (1976-2005) pour les bassins versants de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon.	92
4.8 Régimes mensuels des températures de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon sur la période historique et les horizons futurs 2050 et 2080 pour le RCP 4.5 (à gauche) et le RCP 8.5 (à droite).	94

4.9 Régimes mensuels des précipitations de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon sur la période historique et les horizons futurs 2050 et 2080 pour le RCP 4.5 (à gauche) et le RCP 8.5 (à droite).	97
4.10 Régimes mensuels des débits d'apports de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon sur la période historique et les horizons futurs 2050 et 2080 pour le RCP 4.5 (à gauche) et le RCP 8.5 (à droite).	99
4.11 Régimes mensuels de l'EEN de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon sur la période historique et les horizons futurs 2050 et 2080 pour le RCP 4.5 et le RCP 8.5.	103
4.12 Corrélations entre les anomalies des températures, les taux de variation des précipitations et les taux de variation des débits, pour les RCP 4.5 et 8.5 aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de la Dordogne à Bort-les-Orgues. Sur chaque graphique, un point représente un GCM/RCM et un mois (8x12 = 96 points par graphique)	105
4.13 Corrélations saisonnières entre les anomalies des températures, les taux de variation des précipitations et les taux de variation des débits, pour le RCP 4.5 à l'horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l'horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de la Dordogne à Bort-les-Orgues. .	106
4.14 Représentation similaire à la figure 4.12 pour le cas du bassin versant de l'Ain à Vouglans.	107
4.15 Représentation similaire à la figure 4.13 pour le cas du bassin versant de l'Ain à Vouglans.	108
4.16 Représentation similaire à la figure 4.12 pour le cas du bassin versant de la Durance à Serre-Ponçon.	109
4.17 Représentation similaire à la figure 4.13 pour le cas du bassin versant de la Durance à Serre-Ponçon.	110
4.18 Représentation similaire à la figure 4.12 pour le cas du bassin versant du Verdon à Castillon.	111
4.19 Représentation similaire à la figure 4.13 pour le cas du bassin versant du Verdon à Castillon.	112
5.1 Courbes guides de remplissage de probabilité 80 % pour les observations (pointillés noirs), la période historique (lignes noires) et les périodes futures, sous RCP 8.5, en 2050 (lignes bleu foncé) et en 2080 (lignes bleu clair). Chaque courbe correspond au quantile 80 des 30 courbes de remplissage annuelles d'une paire de GCM/RCM.	119
5.2 Volume d'eau optimisable pour la production (VOP), exprimés en pourcentage du volume utile du réservoir, à Bort-les-Orgues et à Vouglans pour les observations (pointillés noirs) ainsi que les 8 CGM/RCM sur la période historique (ligne noire) et les périodes futures, sous RCP 8.5, en 2050 (lignes bleu foncé) et en 2080 (lignes pointillées bleu clair).	122

5.3 Volume d'eau optimisable pour la production (VOP), exprimés en pourcentage du volume utile du réservoir, à Serre-Ponçon et à Castillon pour les observations (pointillés noirs) ainsi que les 8 CGM/RCM sur la période historique (ligne noire) et les périodes futures, sous RCP 8.5, en 2050 (lignes bleu foncé) et en 2080 (lignes pointillées bleu clair). 123

5.4 Illustration de la représentation par abaque de l'évolution du VOP. Les taux de variation (en %) entre les périodes historique (abscisses) et futures (ordonnées) pour différents niveaux de probabilité des courbes guides (10 % à 90 %, représentés par Prob. Hist en abscisses et Prob. Fut en ordonnées) sont présentés en rouge (bleu) si VOP futur inférieur (supérieur) au VOP historique. a) cas où le VOP en période historique n'évolue pas en période future et les carrés blancs (évolution nulle) sont alignés le long de la diagonale d'équiprobabilité; b) cas où le VOP diminue dans le futur par rapport à sa valeur initiale en période historique et les carrés blancs s'éloignent de la diagonale. 125

5.5 Abaque VOP des GCM/RCM ayant les taux de variation minimal et maximal de l'ensemble des 8 GCM/RCM pour les mois de mars à juin avec différents degrés de probabilité (10 à 90 %), entre la période historique (1976-2005) et l'horizon futur 2050 (2036-2065), pour le réservoir de Bort-les-Orgues. 128

5.6 Abaque VOP des GCM/RCM ayant les taux de variation minimal et maximal de l'ensemble des huit GCM/RCM pour les mois de mars à juin avec différents degrés de probabilité (10 à 90 %), entre la période historique (1976-2005) et l'horizon futur 2080 (2066-2095), pour le réservoir de Bort-les-Orgues. 129

5.7 Abaque VOP GCM/RCM ayant les taux de variation minimal et maximal de l'ensemble des 8 GCM/RCM pour les mois de mars à juin avec différents degrés de probabilité (10 à 90 %), entre la période historique (1976-2005) et l'horizon futur 2050 (2036-2065), pour le réservoir de Serre-Ponçon. 130

5.8 Abaque VOP des GCM/RCM ayant les taux de variation minimal et maximal de l'ensemble des 8 GCM/RCM pour les mois de mars à juin avec différents degrés de probabilité (10 à 90 %), entre la période historique (1976-2005) et l'horizon futur 2080 (2066-2095), pour le réservoir de Serre-Ponçon. 131

5.9 Abaque VOP, à l'échelle annuelle, de l'ensemble des 8 GCM/RCM, entre la période historique et la période future 2050 pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, Vouglans, Serre-Ponçon et Castillon. 132

5.10 Abaque VOP, à l'échelle annuelle, de l'ensemble des 8 GCM/RCM, entre la période historique et la période future 2080 pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, Vouglans, Serre-Ponçon et Castillon. 133

5.11 Évolution du VOP constant, entre la période historique et l'horizon 2050, pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans, de Serre-Ponçon et de Castillon. Chaque ligne représente un GCM/RCM et matérialise la probabilité future correspondante pour conserver le même volume par rapport à une probabilité de la période historique. 134

5.12	Évolution du VOP constant, entre la période historique et l’horizon 2080, pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans, de Serre-Ponçon et de Castillon. Chaque ligne représente un GCM/RCM et matérialise la probabilité future correspondante pour conserver le même volume par rapport à une probabilité de la période historique.	135
6.1	Régimes sinusoïdaux des prix mensuels de l’énergie sur la période 2009-2016 (lignes bleue à verte), médiane des sinusoïdes des prix (pointillés en noir) et moyenne annuelle des sinusoïdes des prix (pointillés en gris).	142
6.2	a) Cycle annuel de la demande en eau à l’aval de Serre-Ponçon pour la période 1990-2002 et demande moyenne sur cette période (pointillés noirs). b) Projections de la demande en eau à l’aval pour les horizons 2050 (pointillés bleu clair) et 2080 (pointillés bleu foncé). Données provenant de François (2013) et François et al. (2015).	143
6.3	Evolution du stock du réservoir de Serre-Ponçon pour quatre scénarios d’analyse sous deux scénarios RCP (4.5 et 8.5) pour les observations (1976-2005), les projections historiques (1976-2005), l’horizon 2050 (2036-2065) et l’horizon 2080 (2066-2095). L’enveloppe colorée de part et d’autre de chaque ligne représente les valeurs minimales et maximales de l’ensemble des huit GCM/RCM. Les scénarios S0 à S3 sont présentés dans le tableau 6.1.	146
6.4	Production d’énergie annuelle moyenne à Serre-Ponçon pour les scénarios S0 à S3 sous RCP 4.5 et RCP 8.5. Chaque point représente la moyenne d’un GCM/RCM sur trente ans et les marqueurs en forme de losange transcrivent la moyenne de l’ensemble formé par les huit GCM/RCM.	149
6.5	Régime saisonnier de la production d’énergie moyenne à Serre-Ponçon de l’ensemble formé par les huit GCM/RCM pour les scénarios S0 à S3 sous le RCP 4.5 et le RCP 8.5.	151
6.6	Différences de la production d’énergie moyenne à Serre-Ponçon de l’ensemble des 8 GCM/RCM, entre la période historique et les deux périodes futures 2050 et 2080 (en colonnes), pour les RCP 4.5 et RCP 8.5 (en lignes).	152
6.7	Bénéfices immédiats annuels moyens à Serre-Ponçon pour les scénarios S0 à S3 sous RCP 4.5 et RCP 8.5. Chaque point représente la moyenne d’un GCM/RCM sur trente ans et les marqueurs en forme de losange transcrivent la moyenne de l’ensemble formé par les huit GCM/RCM.	155
6.8	Régime saisonnier des bénéfices immédiats moyens à Serre-Ponçon de l’ensemble formé par les huit GCM/RCM pour les scénarios S0 à S3 dans le cadre des RCP 4.5 et le RCP 8.5.	156
6.9	Différences mensuelles des bénéfices immédiats moyens à Serre-Ponçon de l’ensemble des 8 GCM/RCM entre la période historique et les deux périodes futures 2050 et 2080 (en colonnes) pour les RCP 4.5 et RCP 8.5 (en lignes).	157

6.10	Fonction de distribution cumulative de la production d'énergie annuelle à Serre-Ponçon, du scénario de gestion S3, pour chacun des huit GCM/RCM, sur la période historique et sur les périodes futures centrées en 2050 et en 2080. La ligne verticale en pointillés noirs indique la production moyenne annuelle théorique de 700 GWh.an ⁻¹ utilisée dans le modèle SDP. La ligne verticale en pointillés rouges matérialise la production garantie à 80 % (dépendante de la distribution de la production annuelle de la période historique pour chaque GCM/RCM), c'est-à-dire le quantile 0.2 de la distribution en noir.	159
6.11	Indicateurs de performance pour la production d'énergie annuelle à Serre-Ponçon : fiabilité (à gauche), résilience (au milieu), vulnérabilité (à droite); scénarios RCP 4.5 (en haut) et 8.5 (en bas) et périodes historique, 2050 et 2080.	160
6.12	Fonction de distribution cumulative de la production d'énergie mensuelle à Serre-Ponçon, du scénario de gestion S3, pour chacun des huit GCM/RCM, sur la période historique et sur les périodes futures centrées en 2050 et en 2080. La ligne verticale en pointillés noirs indique la production moyenne mensuelle théorique de 58.3 GWh.mois ⁻¹ utilisée dans le modèle SDP. La ligne verticale en pointillés rouges matérialise la production garantie à 80 % (dépendante de la distribution de la production mensuelle de la période historique pour chaque GCM/RCM), c'est-à-dire le quantile 0.2 de la distribution en noir.	164
6.13	Indicateurs de performance pour la production d'énergie mensuelle à Serre-Ponçon : fiabilité (à gauche), résilience (au milieu), vulnérabilité (à droite); scénarios RCP 4.5 (en haut) et 8.5 (en bas) et périodes historique, 2050 et 2080.	165
6.14	Evolution du stock du réservoir de Serre-Ponçon pour le scénario de référence (S3), le scénario avec modification des prix (S4) et le scénario avec modification de la demande en eau à l'aval (S5) sous deux scénarios RCP (4.5 et 8.5) pour les observations (1976-2005), les projections historiques (1976-2005), l'horizon 2050 (2036-2065) et l'horizon 2080 (2066-2095). L'enveloppe colorée de part et d'autre de chaque ligne représente les valeurs minimales et maximales de l'ensemble des huit GCM/RCM.	169
6.15	Production d'énergie annuelle moyenne à Serre-Ponçon pour les scénarios S3 à S5 sous RCP 4.5 et RCP 8.5. Chaque point représente la moyenne d'un GCM/RCM sur trente ans et les marqueurs en forme de losange transcrivent la moyenne de l'ensemble formé par les huit GCM/RCM.	171
6.16	Bénéfices immédiats annuels moyens à Serre-Ponçon pour les scénarios S3 à S5 sous RCP 4.5 et RCP 8.5. Chaque point représente la moyenne d'un GCM/RCM sur trente ans et les marqueurs en forme de losange transcrivent la moyenne de l'ensemble formé par les huit GCM/RCM.	172
6.17	Régime saisonnier de la production d'énergie à Serre-Ponçon de l'ensemble formé par les huit GCM/RCM pour les scénarios S3 à S5 sous le RCP 4.5 et le RCP 8.5.	174
6.18	Régime saisonnier des bénéfices immédiats à Serre-Ponçon moyennés sur les huit GCM/RCM pour les scénarios S3 à S5 sous le RCP 4.5 et le RCP 8.5.	174

6.19	Indicateurs de performance pour la production d'énergie annuelle à Serre-Ponçon : fiabilité (à gauche), résilience (au milieu), vulnérabilité (à droite), dans le cadre des scénarios RCP 4.5 et 8.5.	176
6.20	Indicateurs de performance du système pour la production d'énergie mensuelle à Serre-Ponçon : fiabilité (à gauche), résilience (au milieu), vulnérabilité (à droite), dans le cadre des scénarios RCP 4.5 et 8.5.	176
7.1	Schéma des réservoirs hydroélectriques successifs à l'aval du barrage de Vouglans sur l'Ain (source : EDF - GEH Jura Bourgogne)	182
7.2	Débits réservés de la période historique et projections des débits réservés sur les horizons futurs 2050 et 2080 (RCP 4.5 et RCP 8.5.) pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, Vouglans et Castillon.	185
7.3	Evolution du stock du réservoir de Borg-les-Orgues pour trois scénarios de gestion sous deux scénarios RCP (4.5 et 8.5) pour les observations (1976-2005), les projections historiques (1976-2005), l'horizon 2050 (2036-2065) et l'horizon 2080 (2066-2095). L'enveloppe colorée, de part et d'autre de chaque ligne, représente les valeurs minimales et maximales de l'ensemble des huit GCM/RCM.	187
7.4	Evolution du stock du réservoir de Vouglans pour trois scénarios de gestion sous deux scénarios RCP (4.5 et 8.5) pour les observations (1976-2005), les projections historiques (1976-2005), l'horizon 2050 (2036-2065) et l'horizon 2080 (2066-2095). L'enveloppe colorée, de part et d'autre de chaque ligne, représente les valeurs minimales et maximales de l'ensemble des huit GCM/RCM.	188
7.5	Evolution du stock du réservoir de Castillon pour trois scénarios de gestion sous deux scénarios RCP (4.5 et 8.5) pour les observations (1976-2005), les projections historiques (1976-2005), l'horizon 2050 (2036-2065) et l'horizon 2080 (2066-2095). L'enveloppe colorée, de part et d'autre de chaque ligne, représente les valeurs minimales et maximales de l'ensemble des huit GCM/RCM.	189
7.6	Production d'énergie à l'échelle annuelle pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon pour les trois périodes d'étude (historique, 2050 et 2080) sous le RCP 4.5 et les scénarios de gestion S3 à S5. Chaque point représente la moyenne d'un GCM/RCM sur trente ans et les marqueurs en forme de losange transcrivent la moyenne de l'ensemble formé par les 8 GCM/RCM.	192
7.7	Bénéfices immédiats à l'échelle annuelle pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon pour les trois périodes d'étude sous le RCP 4.5. et les scénarios de gestion S3 à S5. Chaque point représente la moyenne d'un GCM/RCM sur trente ans et les marqueurs en forme de losange transcrivent la moyenne de l'ensemble formé par les 8 GCM/RCM.	193
7.8	Régime saisonnier de la production d'énergie de l'ensemble formé par les 8 GCM/RCM pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon pour les trois périodes d'étude sous le RCP 4.5 et les scénarios de gestion S3 à S5. 197	
7.9	Régime saisonnier de la production d'énergie de l'ensemble formé par les 8 GCM/RCM pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon pour les trois périodes d'étude sous le RCP 8.5.	198

7.10 Régime saisonnier des bénéfices immédiats de l'ensemble formé par les 8 GCM/RCM pour différents scénarios de gestion (S3 à S5) appliqués aux réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon sur les trois périodes d'étude sous le RCP 4.5.	199
7.11 Régime saisonnier des bénéfices immédiats de l'ensemble formé par les 8 GCM/RCM pour différents scénarios de gestion (S3 à S5) appliqués aux réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon sur les trois périodes d'étude sous le RCP 8.5.	200
7.12 Indicateur de fiabilité à l'échelle annuelle des réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon, pour différents scénarios de gestion (S3 à S5) sous le RCP 4.5 et sous le RCP 8.5.	203
7.13 Indicateur de résilience à l'échelle annuelle des réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon, pour différents scénarios de gestion (S3 à S5) sous le RCP 4.5 et sous le RCP 8.5.	205
7.14 Indicateur de vulnérabilité à l'échelle annuelle des réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon, pour différents scénarios de gestion (S3 à S5) sous le RCP 4.5 et sous le RCP 8.5.	206
7.15 Diagrammes synthétisant les variations (en %) de la production électrique entre la période historique et les horizons 2050 et 2080, sous RCP 4.5 (en haut) et RCP 8.5 (en bas) pour les saisons DJF (hiver), MAM (printemps), JJA (été) et SON (automne) aux réservoirs de Bort-les-Orgues (1), de Vouglans (2), de Serre-Ponçon (3) et de Castillon (4).	208
7.16 Diagrammes synthétisant les variations (en %), à l'échelle annuelle, entre la période historique et les horizons 2050 et 2080, des débits d'apports aux réservoirs et de la production électrique pour les réservoirs de Bort-les-Orgues (1), de Vouglans (2), de Serre-Ponçon (3) et de Castillon (4).	209
7.17 Corrélations entre l'anomalie de température, le taux de variation de précipitations et de débit, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin de la Dordogne à Bort-les-Orgues.	212
7.18 Corrélations entre le taux de variation de précipitations, de débit et de production d'énergie, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin de la Dordogne à Bort-les-Orgues.	212
7.19 Corrélations entre l'anomalie de température, le taux de variation de précipitations et de débit, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin de l'Ain à Vouglans.	213
7.20 Corrélations entre le taux de variation de précipitations, de débit et de production d'énergie, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin de l'Ain à Vouglans.	213
7.21 Corrélations entre l'anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation des débits, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin de la Durance à Serre-Ponçon.	214

7.22	Corrélation entre le taux de variation de précipitation, de débit et de production d'énergie, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin de la Durance à Serre-Ponçon.	214
7.23	Corrélation entre l'anomalie de température, le taux de variation de précipitations et de débit, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin du Verdon à Castillon.	215
7.24	Corrélation entre le taux de variation de précipitations, de débit et de production d'énergie, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin.	215
C.1	Corrélation saisonnière entre l'anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de production d'énergie, pour le RCP 4.5 à l'horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l'horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de la Dordogne à Bort-les-Orgues. .	254
C.2	Corrélation saisonnière entre l'anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de débit, pour le RCP 4.5 à l'horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l'horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de la Dordogne à Bort-les-Orgues.	255
C.3	Corrélation saisonnière entre l'anomalie de températures, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de production d'énergie, pour le RCP 4.5 à l'horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l'horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de l'Ain à Vouglans.	256
C.4	Corrélation saisonnière entre l'anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de débit, pour le RCP 4.5 à l'horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l'horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de l'Ain à Vouglans.	257
C.5	Corrélation saisonnière entre l'anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de production d'énergie, pour le RCP 4.5 à l'horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l'horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de la Durance à Serre-Ponçon. . . .	258
C.6	Corrélation saisonnière entre l'anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de débit, pour le RCP 4.5 à l'horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l'horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de la Durance à Serre-Ponçon.	259
C.7	Corrélation saisonnière entre l'anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de production d'énergie, pour le RCP 4.5 à l'horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l'horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant du Verdon à Castillon.	260
C.8	Corrélation saisonnière entre l'anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de débit, pour le RCP 4.5 à l'horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l'horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant du Verdon à Castillon.	261

Liste des tableaux

2.1	Classification des différents types d'indicateurs pour caractériser l'environnement selon la nomenclature de l'Agence Européenne de l'Environnement, d'après EEA (2014).	44
3.1	Liste des huit couples de GCM/RCM EURO-CORDEX utilisés dans cette thèse, issus de la simulation DRIAS 2014, avec les périodes de données disponibles. . .	56
3.2	Caractéristiques des bassins versants étudiés.	58
3.3	Caractéristiques des aménagements hydroélectriques étudiés.	60
3.4	Paramètres du module CemaNeige et du modèle GR6J.	64
4.1	Valeurs des KGE obtenus en calage sur les quatre bassins versants sur la période 1971-2005.	83
4.2	Paramètres de calage de GR6J (X1 à X6) et de CemaNeige (C_{TG} et K_f) pour l'ensemble des bassins versants étudiés sur la période de calage 1971-2005.	84
4.3	Valeurs des KGE obtenus en calage et en validation sur les quatre bassins versants pour les périodes $P1$ (1975-1991) et $P2$ (1991-2005) de la procédure du <i>split sample test</i>	86
4.4	Anomalies des températures ($\Delta^\circ\text{C}$), pour les bassins de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon, entre la période historique de référence et chacun des horizons futurs (2050 et 2080), pour les RCP (4.5 et 8.5) et pour les saisons d'hiver (DJF), de printemps (MAM), d'été (JJA) et d'automne (SON).	95
4.5	Taux de variation des précipitations, exprimés en pourcentage, pour les bassins de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon, entre la période historique de référence et chacun des horizons futurs (2050 et 2080).	96
4.6	Taux de variation des débits, exprimés en pourcentage, pour les bassins de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon, entre la période historique de référence et chacun des horizons futurs (2050 et 2080).	100
5.1	Modules inter-annuels issus de la banque HYDRO et valeurs de débits réservés minimaux associés pour la Dordogne à Bort-les-Orgues, l'Ain à Vouglans, la Durance à Serre-Ponçon et du Verdon à Castillon.	117

5.2	Période de début du remplissage des réservoirs de Bort-les-Orgues, Vouglans, Serre-Ponçon et Castillon quand on considère les courbes guides de remplissage de probabilité de 80 % évaluées sur la période historique, les périodes futures centrées en 2050 et en 2080 pour les 8 GCM/RCM étudiés.	118
6.1	Scénarios de gestion évalués (S0 à S5), avec la liste des composantes de gestion considérées pour chacun des scénarios.	144
6.2	Nombre d’occurrences de déversements (en ‰) pour chacun des quatre scénarios d’analyse sur le total de 2880 mois qui constitue l’ensemble des huit GCM/RCM et des périodes de 30 ans.	148
6.3	Seuils de la production annuelle garantie à 80 % (GWh.an ⁻¹) pour les différents scénarios de gestion S0 à S3, définis à partir du quantile 0.2 au non-dépassement de la distribution cumulative de la production d’énergie, de chacun des 8 GCM/RCM, sur la période historique.	159
6.4	Seuils de la production mensuelle garantie à 80 % (GWh.an ⁻¹) pour les différents scénarios de gestion S0 à S3, définis à partir du quantile 0.2 au non-dépassement de la distribution de la production d’énergie, de chacun des 8 GCM/RCM, sur la période historique.	165
6.5	Nombre d’occurrences de déversements (en ‰) pour chacun des scénarios d’analyse S3 à S5 sur le total de 2880 mois qui constituent l’ensemble des 8 GCM/RCM et des périodes de 30 ans.	171
7.1	Estimation des différences Δ_{HF} , exprimées en m ³ .s ⁻¹ , entre le débit réservé historique et les débits réservés futurs du scénario de gestion S5. Les cases sans données indiquent que le débit réservé futur reste inchangé par rapport à celui de la période historique.	184
7.2	Seuils de la production annuelle garantie à 80 % (GWh.an ⁻¹), définis à partir du 20 ^e quantile de la distribution cumulative de la production d’énergie, sur la période historique, des réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon. Le seuil est déterminé pour chacun des 8 GCM/RCM sur la période historique et pour les différents scénarios de gestion S3 à S5.	202

Chapitre 1

Introduction

1.1 Les enjeux de la gestion d'un réservoir hydroélectrique et du partage de la ressource en eau

1.1.1 L'importance de la production hydroélectrique en France

Le recours à l'énergie hydraulique par l'Homme est très ancienne avec l'utilisation des moulins à eau dès l'Antiquité ou des systèmes plus complexes comme la Machine de Marly¹ au XVII^e siècle, qui alimentait en eau le parc du Château de Versailles à partir de la Seine. En France, le développement de l'hydroélectricité est étroitement lié à celui de l'industrie papetière dans les vallées alpines au cours du XIX^e siècle. Aristide Bergès (1833-1904) fut l'un des pionniers de cette industrie (Boeglin, 2013) avec l'installation d'une turbine dans l'usine de Lancey, dans la vallée du Grésivaudan, entre Grenoble et Chambéry, en 1882. Il nomma cette énergie renouvelable « Houille blanche » lors de l'Exposition universelle de Paris en 1889².

La production hydroélectrique s'est rapidement développée au cours du XX^e siècle. Nous nous appuyons sur l'analyse de Edouard et Vivian (1984), consacrée aux Alpes, mais qui apporte une vision d'ensemble de l'expansion du secteur. Parmi les installations hydroélectriques existantes en France, nous pouvons recenser :

- les aménagements simples, dits « au fil de l'eau », qui exploitent une chute sans réservoir de grande capacité. Ces ouvrages sont généralement caractéristiques de la première phase de développement de l'hydroélectricité (jusqu'en 1920-1930) ;
- les aménagements de barrages-réservoirs, construits lors de la deuxième phase de développement (jusqu'en 1960). Ces systèmes résultent de l'association d'une hauteur de chute (moyenne ou haute) avec un ouvrage de grande capacité de stockage. Nous pouvons citer les exemples des barrages de Serre-Ponçon sur la Durance, du Chambon sur la Romanche, de Sainte-Croix sur le Verdon ou encore de Bort-les-Orgues sur la Dordogne ;

1. http://ressources.chateauversailles.fr/IMG/pdf/machine_marly-dossier_pedagogique-2.pdf*

2. <https://musees.isere.fr/page/maison-berges-aristide-berges>*

*(dernière consultation le 08/02/2021).

- les aménagements complexes, qui consistent en une évolution des précédents. Les réservoirs, ainsi que leurs bassins versants, sont inter-connectés via un réseau hydrographique ou des canaux artificiels. Les aménagements de Mont-Cenis-Aussois (Savoie) ou d’Emosson (France-Suisse) peuvent être mentionnés en exemples pour cette catégorie ;
- les stations de transfert d’énergie par pompage (STEP). Ce type d’aménagement se compose de deux bassins (un à l’amont et un autre à l’aval). Cette configuration permet de turbiner les eaux du bassin à l’amont lors des pics de consommation électrique et offre la possibilité de stocker de l’électricité en acheminant de l’eau, via des phases de pompage, entre l’amont et l’aval. La dernière née de ces installations est la STEP de Grand’Maison en Isère qui est également la centrale hydroélectrique la plus puissante de France (1800 MW), avec douze turbines (quatre turbines-pompes pour le transfert d’énergie et huit turbines classiques).

Ces dernières années, des installations existantes ont été modernisées ou remplacées pour améliorer les performances énergétiques des centrales. Nous pouvons citer l’exemple de la centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet ³ en Oisans, qui a été inaugurée le 6 octobre 2020. Ce nouvel aménagement remplace six anciennes centrales du début du XX^e siècle. La puissance installée a évolué de 82 MW à 94 MW, tout en améliorant la continuité écologique de la rivière de la Romanche.

En 2020, l’hydroélectricité constitue la première source d’énergie renouvelable (IEA, 2020) et couvre 16 % de la production d’électricité mondiale. La capacité installée de la France est de 25 713 MW au 30 septembre 2020 (ADEeF et al., 2020) et occupe la deuxième place des moyens de production, derrière la filière nucléaire. La région Auvergne-Rhône-Alpes comporte le plus grand nombre d’aménagements avec 46 % des installations hydroélectriques. Le parc hydraulique est composé à 40 % d’aménagements de type lac-réservoir et constitue la catégorie d’ouvrages la plus répandue.

1.1.2 Comment gérer les réservoirs hydroélectriques

La production hydroélectrique d’un réservoir dépend principalement de la gestion de ce dernier, c’est-à-dire de la façon dont le volume d’eau disponible est utilisé (stockage ou déstockage) pour satisfaire la demande en énergie électrique à court, moyen et long terme. Roche et al. (2012) listent deux composantes principales dans la gestion d’un réservoir :

- le système physique ;
- les usages que l’on cherche à satisfaire.

3. <https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/energies-renouvelables/hydraulique/edf-hydraulique-isere-drome/romanche-gavet/le-chantier-romanche-gavet-un-projet-d-eau-et-d-avenir> (dernière consultation le 08/02/2021).

Le système physique regroupe l'ensemble des paramètres et des éléments immuables se rapportant au réservoir, que le gestionnaire ne peut pas modifier dans l'immédiat. Il s'agit, par exemple, du volume maximal du réservoir, des hauteurs de chute minimale et maximale, de la capacité de l'évacuateur de crue ou encore du débit maximal turbinable par l'usine hydroélectrique. Le système peut être assez simple s'il s'agit d'un unique réservoir mais peut devenir rapidement complexe dans le cadre d'ouvrages interconnectés. En France, nous pouvons citer l'exemple des aménagements du Mont-Cenis, du Plan d'Amont et du Plan d'Aval dans la vallée de la Maurienne, où une partie de l'Arc est détournée vers le réservoir de Tignes, dans la vallée voisine de la Tarentaise.

Les usages traduisent les différentes possibilités d'emploi du volume d'eau disponible au sein d'un réservoir. La gestion de ce dernier peut répondre à un usage particulier ; nous parlerons dans ce cas de réservoir mono-objectif (ou mono-usage). Elle peut aussi répondre à des usages divers ; nous évoquerons alors des réservoirs dits multi-objectifs (ou multi-usages). Les usages peuvent être très diversifiés comme la production d'électricité, l'irrigation pour l'agriculture, l'approvisionnement en eau potable, le soutien aux débits d'étiage, la lutte contre les crues et les inondations ou encore les activités récréo-touristiques pour ne citer qu'eux. La finalité de toute gestion consiste à déterminer un équilibre entre la priorité des usages et l'enjeu de les satisfaire tous. Le réservoir de Grand'Maison, mentionné précédemment, est un ouvrage typique d'installation dévolue à la production (et au stockage) de l'électricité ; son usage principal est donc énergétique. Le barrage de Serre-Ponçon représente, quant à lui, un exemple de réservoir multi-usage, consacré aux besoins agricoles, à la production d'énergie et aux activités touristiques (Sauquet, 2015 ; Sauquet et al., 2016).

La gestion d'un réservoir s'appuie sur une série de décisions et revient à « décortiquer le système contrôlable, ses entrées et les usages, puis à les modéliser » (Roche et al., 2012). Dobson et al. (2019) soulignent que l'exploitation d'un réservoir est donc un problème d'arbitrage complexe nécessitant de trouver un équilibre entre les décisions et les usages. Le choix d'un lâcher d'eau dépend à la fois du temps présent et du futur car il est parfois plus intéressant, d'un point de vue économique, de conserver l'eau pour la turbiner ultérieurement. Dans leurs prises de décisions, les gestionnaires doivent également tenir compte de la variabilité des apports en eau et de leur saisonnalité (figure 1.1). En hiver, un stock de neige en montagne peut ainsi devenir une crue majeure à gérer au printemps et/ou représenter une réserve d'eau disponible et utilisable en été.



FIGURE 1.1 – Illustration du caractère saisonnier de la gestion d'un réservoir. Photos du lac-réservoir du Mont-Cenis (Savoie) prises le 20 juillet 2018 (gauche) et le 28 décembre 2018 (droite).

Dans cette thèse, nous nous intéressons à la gestion de réservoirs hydroélectriques face à des conditions climatiques passées et futures (changement des volumes et/ou de la saisonnalité des apports en eau). Nous nous appuyons sur des cas d'étude de barrages-réservoirs localisés en France dont EDF est le premier gestionnaire.

1.1.3 Gestion des réservoirs d'eau : extrêmes et partage de la ressource

De manière générale, un gestionnaire de réservoirs exploite les installations tout en assurant leur surveillance pour que la sûreté des ouvrages soit garantie. À ces opérations s'ajoutent également des campagnes d'informations pour sensibiliser les populations. Un gestionnaire s'intéresse, en particulier, à l'anticipation des crues car ces phénomènes naturels peuvent avoir un impact sur les ouvrages et donc sur la sécurité des personnes. Les installations hydrauliques sont dotées d'évacuateurs de crues pour faciliter le passage de ces débits extrêmes. Leur utilisation en période de crues est définie à l'aide des réglementations des pouvoirs publics. Les interventions sur les évacuateurs de crues reposent sur deux principes⁴ :

- maintenir le niveau de l'eau de la retenue en-dessous du niveau maximal autorisé pour éviter la submersion du barrage ;
- s'assurer que le débit maximal sortant du barrage ne dépasse, à aucun moment, le débit atteint en amont, pour ne pas accentuer la crue naturelle.

4. <https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/hydraulique/enjeux/surete-et-securite/anticiper-les-crues> (dernière consultation le 08/02/2021).

Un autre extrême des débits intéresse les gestionnaires : les débits minimaux et d'étiages. Le débit réservé est le débit minimal obligatoire d'eau que les propriétaires ou gestionnaires d'un ouvrage hydraulique (lac, plan d'eau seuil, unité hydroélectrique) doivent réserver au cours d'eau et au fonctionnement minimal des écosystèmes ainsi qu'à tous les usages de l'eau⁵. Le débit réservé est défini dans la circulaire du 5 juillet 2011, relative à l'application de l'article L. 214-18 du code de l'environnement sur les débits réservés à maintenir au cours d'eau⁶ : « Cette notion de débit réservé est consacrée elle aussi par l'usage et est souvent utilisée dans les titres régissant les ouvrages. Elle a une portée législative et réglementaire et désigne la valeur du débit telle qu'elle est fixée par le titre de l'ouvrage, en application a minima du I de l'article L. 214-18 du code de l'environnement ou des textes qui l'ont précédé, et donc la valeur du débit instantané qu'un ouvrage, établi dans le lit d'un cours d'eau, doit laisser transiter à son aval immédiat. Cette valeur de débit réservé doit correspondre à la plus forte valeur entre le débit minimum biologique et le débit plancher ». Le débit minimal biologique correspond au « débit minimal garantissant en permanence la vie, la circulation et la reproduction des espèces vivantes dans les eaux ». Le débit plancher est, quant à lui, « exprimé en fraction du débit moyen interannuel naturel (module) et correspond au 10^{ème} ou 20^{ème} de celui-ci suivant le cas ». Une autre circulaire⁷ de 2009 précise que, pour les ouvrages hydroélectriques situés sur un cours d'eau dont le module est supérieur à $80 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$, ou pour les ouvrages hydroélectriques contribuant à la production d'électricité en période de pointe de consommation, listés par décret, le débit plancher correspond au 20^{ème} du module interannuel. Si le débit à l'amont immédiat de l'ouvrage est inférieur à ce plancher, c'est ce débit entrant qui doit être respecté à l'aval.

La notion de débit réservé vise à permettre que l'eau, qui est un bien commun, soit partagée de manière équitable avec tous les acteurs et les usagers de l'eau. Le débit réservé garantit aussi la préservation de la vie le long des rivières ainsi que l'alimentation en eau des nappes phréatiques. La concertation entre les différents acteurs permet de relever le débit réservé. Nous pouvons, par exemple, mentionner l'action menée par le Parc Naturel Régional du Verdon⁸ et l'Agence de l'eau Rhône-Méditerranée-Corse, qui a permis d'augmenter le débit du barrage de Chaudanne de 0.5 à $3 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ ($1.5 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ en été pour garder un niveau stable du réservoir) et celui de Gréoux de 1 à $2.2 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ tout au long de l'année. Nous pouvons aussi citer l'exemple du Drac, pour lequel, le 11 juillet 2017, EDF a procédé à sa remise en eau⁹. À cette occasion, le débit réservé du barrage de Notre-Dame-de-Commiers a été augmenté de 1.5 à $5.5 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$. Cette hausse a eu pour objectif d'établir à nouveau une continuité hydraulique de la rivière en raison de la nature extrêmement perméable du sol, un tronçon de 4 km de la rivière étant régulièrement asséché (plus de 300 jours par an)¹⁰.

5. [http://www.gers.gouv.fr/Politiques-publiques/Environnement/Gestion-de-l-eau/Irrigation-et-gestion-des-prelevements/Obligation-de-respect-du-debit-reserve*](http://www.gers.gouv.fr/Politiques-publiques/Environnement/Gestion-de-l-eau/Irrigation-et-gestion-des-prelevements/Obligation-de-respect-du-debit-reserve)

6. [http://circulaire.legifrance.gouv.fr/pdf/2011/07/cir_33531.pdf*](http://circulaire.legifrance.gouv.fr/pdf/2011/07/cir_33531.pdf)

7. [http://circulaire.legifrance.gouv.fr/pdf/2009/12/cir_30027.pdf*](http://circulaire.legifrance.gouv.fr/pdf/2009/12/cir_30027.pdf)

8. [http://www.parcduverdon.fr/fr/gestion-de-leau/debits-reserves*](http://www.parcduverdon.fr/fr/gestion-de-leau/debits-reserves)

9. [https://www.edf.fr/edf/le-drac-a-inaugure-sa-remise-en-eau*](https://www.edf.fr/edf/le-drac-a-inaugure-sa-remise-en-eau)

10. [https://www.lametro.fr/cms_viewFile.php?idtf=2021&path=DP-Remise-en-eau-du-Drac.pdf*](https://www.lametro.fr/cms_viewFile.php?idtf=2021&path=DP-Remise-en-eau-du-Drac.pdf) (dernière consultation le 08/02/2021).

Les moyens de production hydraulique ne se résument pas simplement à la production de l'électricité mais concernent également la gestion de la ressource en eau qui intervient dans un contexte induisant de plus en plus de situations multi-usages. Par exemple, le système Durance-Verdon a été conçu pour remplir trois objectifs principaux : atténuer les crues de la Durance, irriguer la Provence et produire de l'électricité (Loi n°55-6 du 5 janvier 1955¹¹ sur l'aménagement de la Durance). Au sein de cet aménagement, les barrages de Sainte-Croix et de Serre-Ponçon sont les plus importants et servent à l'alimentation en eau potable de 150 communes de la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur¹², mais aussi à l'agriculture et permettent de répondre aux besoins récréatifs de 7.7 millions de touristes¹³. Dans les Hautes-Alpes, EDF libère, chaque été, l'équivalent de 2 milliards de m³ d'eau pour l'alimentation des lacs et des rivières dans le cadre des besoins touristiques¹⁴.

1.2 Les liens entre climat, eau et énergie

1.2.1 Réchauffement climatique

Pour le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC, ou IPCC en anglais), le climat « désigne en général le temps moyen ou, plus précisément, se réfère à une description statistique fondée sur les moyennes et la variabilité de grandeurs pertinentes sur des périodes variant de quelques mois à des milliers, voire à des millions d'années. » (IPCC, 2014). Les changements climatiques, définis par la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (Nations Unies, 1992), désignent, quant à eux, « des changements de climat qui sont attribués directement ou indirectement à une activité humaine altérant la composition de l'atmosphère mondiale et qui viennent s'ajouter à la variabilité naturelle du climat observée au cours de périodes comparables ». Cette définition est également préconisée par l'IPCC (2014).

Dix ans avant la création de l'IPCC, John Mercer (1978) affirmait que, si la consommation mondiale des énergies fossiles continuait de s'accroître à la vitesse observée à cette époque, la concentration en CO₂ dans l'atmosphère serait multipliée par deux en cinquante ans. L'auteur mentionne que la température déterminée à la latitude 80° de l'hémisphère Sud pourrait être à l'origine d'une débâcle rapide de l'Antarctique de l'Ouest et conduire à une élévation du niveau des océans de cinq mètres (Mercer, 1978). Depuis, l'ensemble des données et des analyses portant sur le système climatique indique, sans ambiguïté, que ce dernier se réchauffe. La figure 1.2 montre l'évolution de la température moyenne à la surface du globe entre 1970 et 2020,

11. [https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000000504180*](https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000000504180)

12. [https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/energies-renouvelables/hydraulique/edf-hydraulique-durance-verdon/l-eau-une-ressource-aux-multiples-usages/l-alimentation-en-eau-potable*](https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/energies-renouvelables/hydraulique/edf-hydraulique-durance-verdon/l-eau-une-ressource-aux-multiples-usages/l-alimentation-en-eau-potable)

13. [https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/energies-renouvelables/hydraulique/edf-hydraulique-durance-verdon/l-eau-une-ressource-aux-multiples-usages/le-developpement-du-tourisme*](https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/energies-renouvelables/hydraulique/edf-hydraulique-durance-verdon/l-eau-une-ressource-aux-multiples-usages/le-developpement-du-tourisme)

14. [https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/accelerer-le-developpement-des-energies-renouvelables/hydraulique/atouts-hydroelectricite/enjeux-environnement-aux-gestion-eau*](https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/accelerer-le-developpement-des-energies-renouvelables/hydraulique/atouts-hydroelectricite/enjeux-environnement-aux-gestion-eau)

*(dernière consultation le 08/02/2021).

pour six ensembles de données. La hausse de la température, exprimée par rapport à l'ère pré-industrielle (seconde moitié du XIX^e siècle) et par rapport à la période 1981-2010, s'accroît continuellement depuis 1970. Nous constatons que l'année 2020 atteint le même niveau que le record enregistré pour l'année 2016, c'est-à-dire une augmentation de la température de + 1.2 °C, comparativement à la période pré-industrielle. Il s'agit également de l'année la plus chaude jamais enregistrée en Europe ¹⁵.

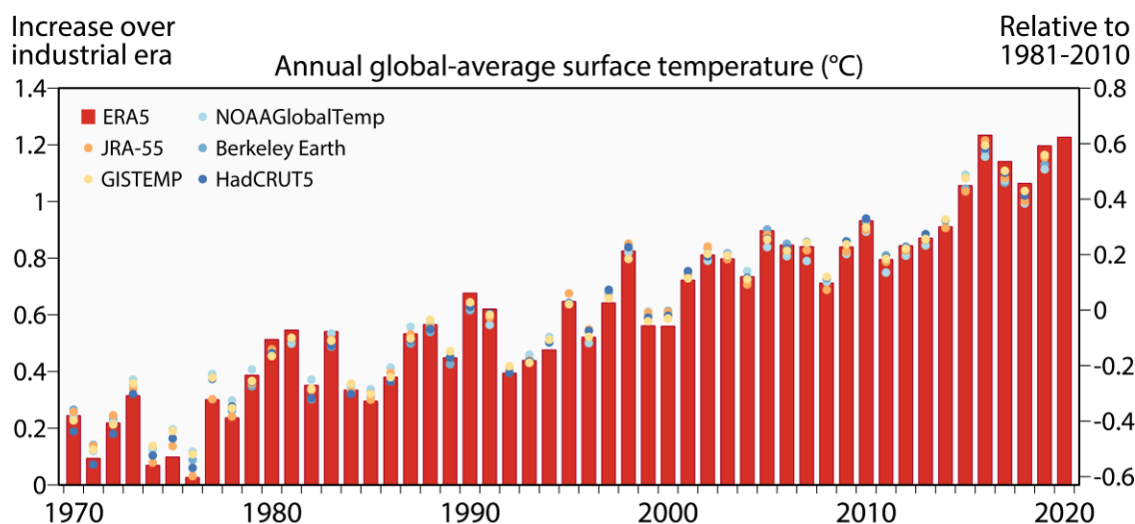


FIGURE 1.2 – Évolution de la température moyenne annuelle globale de l'air à une hauteur de deux mètres par rapport à la période pré-industrielle (axe de gauche) et par rapport à la période 1981-2010 (axe de droite), selon six ensembles de données : ERA5 (ECMWF Copernicus Climate Change Service, C3S), GISTEMP (NASA), HadCRUT5 (Met Office Hadley Centre), NOAA GlobalTemp (NOAA), JRA-55 (JMA) et Berkeley Earth (Source : Copernicus Climate Change Service, 2021).

L'augmentation de la concentration atmosphérique en gaz à effet de serre s'accroît depuis 1900 (IPCC, 2015). Cet accroissement s'est particulièrement renforcé depuis les années 1950 pour atteindre une valeur record de 413.25 ppm de CO₂, à l'échelle globale, en novembre 2020 ¹⁶. Ces constatations viennent renforcer le fait que l'influence anthropique est de plus en plus prépondérante sur le système climatique et que l'ensemble des terres émergées et des océans est impacté (IPCC, 2013, 2015).

15. <https://climate.copernicus.eu/2020-warmest-year-record-europe-globally-2020-ties-2016-warmest-year-recorded>*

16. <https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/global.html>*
*(dernière consultation le 08/02/2021).

1.2.2 Changements hydroclimatiques

Le cycle hydrologique est l'ensemble des flux d'eau qui transitent à travers les différentes composantes du système terrestre que sont les océans, l'atmosphère et les surfaces continentales. L'eau s'évapore des terres et des océans pour rejoindre l'atmosphère sous forme de vapeur d'eau. Puis, elle se condense pour former des nuages et retomber sous forme de précipitations liquides ou solides. L'eau est interceptée par la végétation, s'écoule par ruissellement et s'infiltré dans les sols. L'ensemble de ces processus est affecté par les changements climatiques (IPCC, 2015 ; UNESCO, 2014 ; UNESCO et ONU-Eau, 2020).

Pour décrire l'évolution des températures et des précipitations, nous nous appuyons sur le rapport *Changements climatiques 2014* de l'IPCC (2015). La figure 1.3 montre les écarts de la température annuelle moyenne en surface (a) ainsi que les écarts relatifs des précipitations annuelles moyennes (b) entre les périodes 1971-2005 et 2081-2100 pour deux scénarios de trajectoire de forçage radiatif RCP (2.6 et 8.5) qui traduisent des scénarios d'évolution socio-économique. La tendance à la hausse des températures à l'échelle globale serait certaine tandis que l'évolution des précipitations serait plus aléatoire dans une grande partie des régions du monde. Plus précisément, l'augmentation de la température serait moins importante sur les océans que sur les zones terrestres et cette dernière s'amplifierait au fur et à mesure que l'on se rapprocherait du Pôle Nord. Par rapport à la période historique, les évolutions futures des écarts de la température et des variations des précipitations seraient plus importantes sous le RCP 8.5 que sous le RCP 2.6. Pour les précipitations, les simulations climatiques prévoiraient une hausse de ces dernières sur les régions où la pluviométrie est déjà conséquente et une diminution dans les régions déjà déficitaires. Géographiquement, cela se traduirait par une augmentation des précipitations au niveau des hautes latitudes et de l'océan Pacifique. La superficie des régions concernées par la mousson s'accroîtrait avec une intensification du phénomène. Par ailleurs, la variabilité des précipitations, induite par le phénomène ENSO¹⁷, augmenterait aux échelles régionales. Sur la période 1891-1990, 17 % des épisodes ENSO étaient des événements extrêmes et ce chiffre devrait atteindre 38 % pour le XXI^e siècle (Cai et al., 2014). Il est attendu que d'autres événements extrêmes, comme les vagues de chaleur, les sécheresses ou les inondations, s'intensifieraient dans le futur.

À l'échelle européenne, d'après Jacob et al. (2014) et EEA (2017), les projections de l'initiative EURO-CORDEX indiquent que les températures augmenteraient tout au long du XXI^e siècle avec un rythme plus élevé que la moyenne du globe. Une hausse des températures serait attendue de + 1.4°C à + 4.2°C (RCP 4.5) et de + 2.7°C à + 6.2°C (RCP 8.5) pour la fin du siècle, par rapport à la période 1971-2000. Cette forte augmentation de la température s'accompagnerait de variations importantes des précipitations avec une hausse significative en Europe centrale et septentrionale (jusqu'à + 30 %) et une diminution en Europe méridionale (jusqu'à - 40 %). La chute des précipitations s'intensifierait dans le sud de l'Europe au cours de la saison estivale et semble se propager vers le nord à la même période.

17. El Niño-Southern Oscillation est à l'origine un courant marin à l'Ouest de l'Equateur et du Pérou. Il désigne plus généralement une importante zone de réchauffement de l'Océan Pacifique (IPCC, 2014).

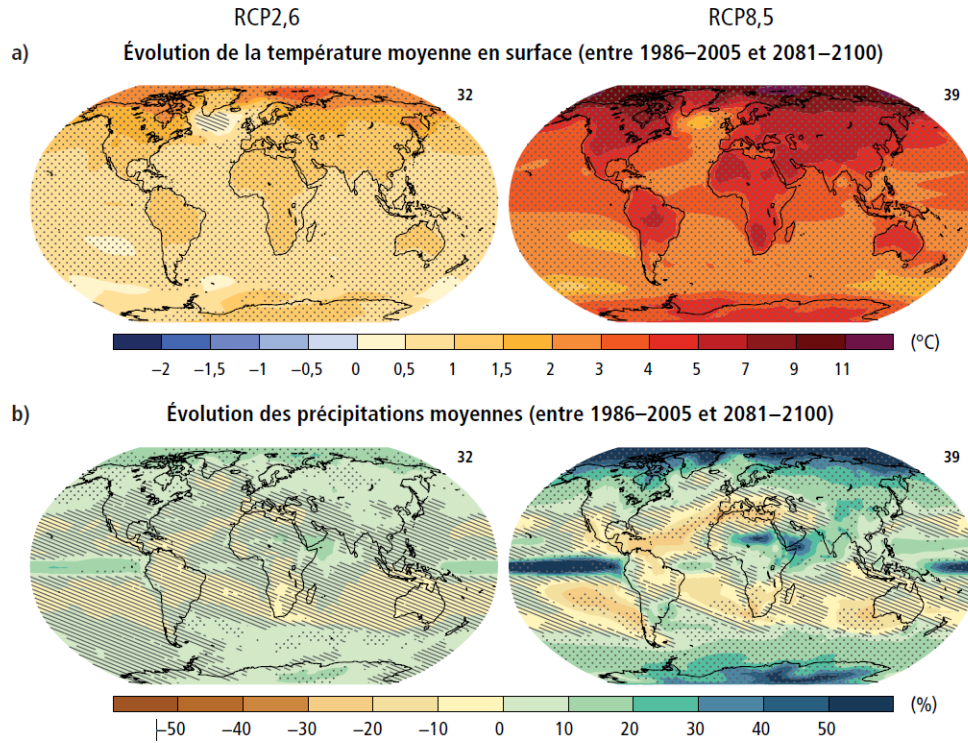


FIGURE 1.3 – a) Écarts de la température annuelle moyenne en surface (°C) et b) variations des précipitations annuelles moyennes (%), entre les périodes 1971-2005 et 2081-2100, selon les scénarios RCP 2.6 (gauche) et RCP 8.5 (droite) pour les projections climatiques de l'expérimentation CMIP5 (IPCC, 2015).

En France, Soubeyrou et al. (2020) ont récemment analysé l'évolution des températures et des précipitations à l'échelle de la métropole. Cette étude repose sur un ensemble de trente projections climatiques régionalisées, à l'échelle de la France, pour le XXI^e siècle, en s'appuyant sur les scénarios socio-économiques RCP 2.6, RCP 4.5 et RCP 8.5. Les auteurs montrent que la température augmenterait sur les trois scénarios RCP. Elle s'accroîtrait continuellement jusqu'en 2100, par rapport à la période 1976-2005, pour les deux RCP les moins optimistes avec une hausse médiane de + 2.1 °C (RCP 4.5) et de + 3.9 °C (RCP 8.5). L'élévation des températures serait plus conséquente en été et s'accompagnerait d'une augmentation de l'occurrence de jours de vagues de chaleur. Pour les précipitations, le cumul moyen à l'échelle de la métropole serait en hausse, pour les trois RCP, entre + 2 % et + 6 %. L'étude indique également que l'augmentation modérée des précipitations dissimulerait, en réalité, une incertitude importante sur les GCM/RCM, qui pourrait influencer le sens de la tendance. Une forte variabilité saisonnière des précipitations serait aussi relevée avec un accroissement supérieur à + 10 % en hiver et une diminution en été, avec des pertes comprises entre - 10 % (RCP 4.5) et - 20 % (RCP 8.5) à l'horizon 2100. Une variabilité spatiale serait également constatée avec un gain des précipitations plus accentué sur la partie Nord de la France et une réduction de ces dernières sur certaines zones du Sud.

La relation entre le système climatique et le cycle de l'eau est complexe. Les changements climatiques se propagent tout au long du cycle et influent inéluctablement sur l'évolution des ressources en eau. Les déficits en précipitations ont une répercussion à la fois sur l'humidité du sol, le débit des rivières et l'approvisionnement des nappes phréatiques (UNESCO et ONU-Eau, 2020). Les modifications des variations de températures et des précipitations ont un impact direct sur le bilan hydrique. Les hausses des températures s'accompagnerait d'une augmentation de l'évaporation et dans les régions avec un régime de précipitations déficitaires, l'évaporation accentuerait la diminution des débits (IPCC, 2019 ; UNESCO et ONU-Eau, 2020).

Le rapport spécial du GIEC sur l'océan et la cryosphère dans le contexte du changement climatique (IPCC, 2019) précise qu'au cours des dernières décennies le réchauffement climatique est à l'origine d'une diminution de la cryosphère, avec notamment une perte de la masse des calottes polaires, une réduction de la surface du manteau neigeux et des glaciers de montagne ainsi qu'une décroissance de la glace de mer en arctique et du pergélisol. L'ensemble de ces changements a une influence sur les rétroactions climatiques¹⁸ avec, par exemple, des modifications de l'albédo et la libération du carbone contenu dans le pergélisol, ce qui représente plus de deux fois la quantité totale de l'atmosphère. La fonte des glaciers dans les régions de montagne est l'un des effets les plus visibles du changement climatique. Ce phénomène n'épargne aucun massif, que ce soit dans les Alpes (Vincent et al., 2019) ou dans les Andes tropicales (Rabatel et al., 2013) pour ne citer que ces exemples. La fonte des glaciers et la diminution de la couverture neigeuse modifieraient le volume et la saisonnalité des débits futurs dans les bassins avec un régime hydrologique nival et/ou glaciaire. Ces changements devraient altérer la qualité et la quantité de la ressource en eau et avoir un impact sur des secteurs-clés comme l'agriculture et la production hydroélectrique (IPCC, 2019).

Pour l'évolution des débits à l'échelle de l'Europe (EEA, 2017), les projections indiquent une diminution probable des débits en Europe du Sud et du Sud-Est alors qu'une augmentation serait attendue en Europe du Nord et du Nord-Est. La saisonnalité des débits devrait également être impactée avec des disparités importantes d'une région à l'autre. La majorité des régions devraient voir une apparition du débit de pointe plus tôt dans l'année qu'actuellement. Dans les régions dominées par la neige, une diminution de la couverture neigeuse et une fonte plus précoce pourraient entraîner une augmentation des débits en hiver. À l'inverse, une baisse des précipitations estivales provoquerait une réduction des débits en cette saison. La combinaison de ces deux facteurs serait à l'origine d'un abaissement de la ressource en eau disponible en été.

18. D'après l'IPCC (2014), une rétroaction climatique est « une interaction dans laquelle la perturbation d'une variable climatique provoque, dans une seconde variable, des changements qui influent à leur tour sur la variable initiale ».

À l'échelle de la France, le projet Explore 2070 s'est intéressé à l'évolution des régimes hydrologiques à l'horizon 2070 (Chauveau et al., 2013). Les principaux résultats du projet ont mis en évidence une diminution des débits qui s'accroîtrait davantage pour les régions des bassins Seine-Normandie et Adour-Garonne. Pour les extrêmes hydrologiques, une sévérité plus marquée des débits d'étiage serait attendue sur la majorité des cours d'eau et, pour les crues, une évolution plus hétérogène, généralement moins importante, devrait être relevée. Plus récemment, Dayon (2015) a étudié l'évolution du cycle hydrologique continental à l'échelle de l'Hexagone. Pour la fin du XXI^e siècle, le ruissellement total baisserait sur les quatre grands bassins versants et les pertes modélisées seraient plus conséquentes avec l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre. En été, une variabilité spatiale devrait être observée avec une diminution des débits selon un gradient Nord-Sud, les baisses simulées devant être plus importantes dans les régions du Sud que sur la partie Nord. Pour la saison hivernale, les débits augmenteraient principalement dans les régions de montagne.

1.2.3 Impacts du climat sur la production énergétique

L'ensemble des éléments et infrastructures d'un système énergétique est soumis aux variations des conditions météorologiques et climatiques ainsi qu'aux changements climatiques sur le long terme. La figure 1.4 présente les principaux impacts des événements météorologiques et climatiques sur différentes composantes du système énergétique. Nous pouvons noter, par exemple, que les sécheresses saisonnières réduisent la production hydroélectrique ou que les changements de précipitations, à long terme, modifient le potentiel des installations hydroélectriques. Les évolutions climatiques affectent la disponibilité des ressources en eau et influent sur la demande énergétique (EEA, 2019). Les modifications de la température peuvent, par exemple, induire une augmentation de la consommation d'électricité en été (demande en climatisation) et en hiver (demande en chauffage) (EEA, 2019).

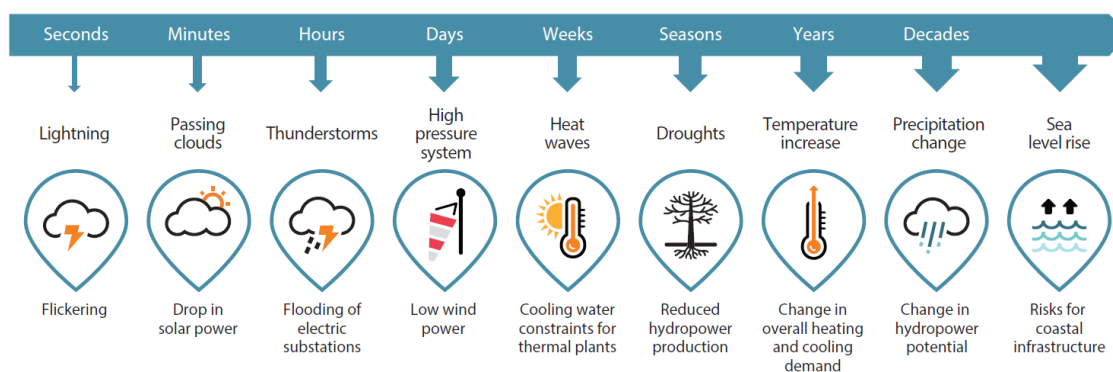


FIGURE 1.4 – Diagramme synthétisant les impacts de la météo et du climat sur les systèmes énergétiques à différentes échelles temporelles. Figure extraite de EEA (2019), d'après Troccoli (2018).

L'industrie énergétique dépend de l'eau pour ses activités, que ce soit pour la production hydroélectrique et/ou le refroidissement des centrales nucléaires. Parallèlement, le secteur de l'eau dépend de l'énergie et en consomme pour les traitements de l'eau potable et des eaux usées par exemple. L'expression *nexus eau-énergie* permet de qualifier l'interdépendance entre ces deux systèmes cruciaux sur lesquels s'appuient les développements économique et social (EEA, 2019). Ce lien peut être également affecté de manière importante par les changements climatiques.

La dépendance des installations hydroélectriques vis-à-vis des débits d'apports les rend sensibles aux variations des précipitations, des surfaces enneigées et des glaciers (Majone et al., 2016 ; Schaeffli et al., 2007). La sécheresse de 2016 aux Etats-Unis a entraîné, par exemple, une diminution de l'ordre de -30% des capacités de production de la centrale hydroélectrique du barrage Hoover sur le Colorado (UNESCO et ONU-Eau, 2020). En effet, une sécheresse peut conduire à une baisse du niveau d'eau disponible, réduire la hauteur de chute de l'ouvrage et diminuer le rendement de production des turbines. Il devient alors primordial d'étudier, à différentes échelles spatio-temporelles, les effets des changements climatiques sur la ressource en eau car cette dernière conditionne les capacités de production des ouvrages hydroélectriques selon la disponibilité des débits d'apports. À l'échelle du globe, le potentiel hydroélectrique devrait augmenter de $+2.4\%$, pour le RCP 2.6, et de $+6.5\%$, pour le RCP 8.5, à l'horizon 2080 (IPCC, 2018). Les régions concernées par ces augmentations seraient principalement la Scandinavie, l'Afrique Centrale, l'Est de la Chine et l'Inde (van Vliet et al., 2016). D'un autre côté, Jacob et al. (2018) soulignent que les modifications du climat pourraient être à l'origine, cette fois, d'une diminution de la production d'électricité en Europe de l'Ouest. En Chine, l'étude de Li et al. (2020) a montré que les futurs débits d'apports devraient différer sensiblement des débits historiques. Les auteurs ont mis en évidence que les années sèches seraient plus accentuées à l'avenir et entraîneraient une diminution de la production hydroélectrique. Les années humides deviendraient plus humides et la hausse des débits d'apports ne se traduirait pas toujours par une hausse de la production électrique. En effet, les réservoirs ne devraient pas être en mesure d'utiliser pleinement les apports et de libérer le surplus d'eau lors de la saison des crues. Dans les régions où les ressources seraient affectées par les changements climatiques, les gestionnaires devraient donc être contraints de déterminer un équilibre entre le fait de stocker de l'eau et celui d'en fournir à l'aval pour satisfaire la demande (UNESCO et ONU-Eau, 2020).

La flexibilité de la gestion des réservoirs pour la production d'énergie offre une meilleure capacité pour s'adapter aux changements climatiques mais aussi une meilleure intégration des énergies intermittentes (François et al., 2016b ; Ranzani et al., 2018). Engeland et al. (2017) soulignent que, dans un système électrique, l'hydroélectricité est un complément utile à l'énergie éolienne et solaire car elle peut être utilisée pour équilibrer le réseau électrique (hydroélectricité de type réservoir) et pour le stockage de l'énergie (station de transfert d'énergie par pompage). L'ensemble de ces constatations doit être pris en compte dans l'évaluation globale des projets individuels, si l'on considère l'hydroélectricité comme l'une des solutions d'adaptation aux changements climatiques.

1.3 Problématique scientifique et objectifs de la thèse

Le secteur hydroélectrique est sensible aux variables climatiques car celles-ci affectent directement la production (offre) et la consommation (demande) d'énergie. L'hydroélectricité produite à partir de réservoirs peut mieux faire face à la variabilité du climat dans l'espace et dans le temps tout en offrant des possibilités de mieux gérer les variations des apports et la production d'électricité. Il s'agit en outre d'un secteur capable de produire et stocker une grande quantité d'énergie. L'hydroélectricité dispose ainsi d'un statut particulier dans le contexte de la transition énergétique et des objectifs en matière d'énergies renouvelables (Creutin et al., 2016). L'énergie hydraulique a un rôle de premier plan à jouer dans le cadre du *Pacte vert pour l'Europe*¹⁹. Cette initiative, lancée le 11 décembre 2019, définit la stratégie de l'Union européenne en matière de lutte contre le réchauffement climatique et doit mener à la neutralité climatique de l'Europe à l'horizon 2050. Cet engagement vise à adapter les différents secteurs économiques, notamment en investissement dans des technologies respectueuses de l'environnement, en décarbonant le secteur de l'énergie ou en améliorant l'efficacité énergétique des bâtiments pour ne citer que ces exemples.

Pour faire face aux impacts du climat changeant, des données et des services climatiques sont mis à disposition de plusieurs secteurs socio-économiques. Ces services fleurissent aujourd'hui et fournissent des informations concernant les variations attendues des variables climatiques et hydrologiques selon différents scénarios et modèles. Ces renseignements sont essentiels pour optimiser l'exploitation des réservoirs, gérer le stockage de l'eau et planifier la production hydroélectrique future. Face aux nombreux services climatiques, le défi consiste aujourd'hui à les explorer pour élaborer des indicateurs énergétiques qui peuvent faciliter la modélisation des impacts et faciliter la prise de décision aux niveaux régional et local. Plus spécifiquement dans un contexte d'adaptation au changement climatique, il est essentiel de disposer d'indicateurs d'impacts qui contribueront à renforcer la résilience du secteur énergétique.

Le projet européen AQUACLEW²⁰ (Advancing QUALity of CLimate services for European Water), initié dans le cadre du consortium ERA4CS (European Research Area for Climate Services) du programme JPI-Climate (Joint Programming Initiative "Connecting Climate Knowledge for Europe") a été mis en place pour répondre aux enjeux liés à l'utilité des services climatiques pour la prise de décision. Cette thèse s'est inscrite dans ce projet au travers du groupe de travail sur les besoins des utilisateurs et des développements nécessaires dans le secteur de l'eau. Les principaux résultats²¹ ont montré qu'une meilleure compréhension des incertitudes et des impacts liés aux changements climatiques dans différentes régions de l'Europe conduit à une plus grande confiance dans les indicateurs produits par les services climatiques. Quatre études de cas, en Suède, en Espagne, en France et au Danemark, ont illustré les applications. Cette thèse concerne l'étude de cas effectuée en France, centrée sur le secteur hydroélectrique.

19. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2019:640:FIN> (dernière consultation le 08/02/2021).

20. <https://aquaclew.eu/>*

21. https://presentations.copernicus.org/EGU2020/EGU2020-8455_presentation.pdf*
*(dernière consultation le 08/02/2021).

Le but général de la thèse est d'étudier les indicateurs d'impacts du changement climatique, avec une attention particulière portée au secteur hydroélectrique. Nos recherches s'articulent autour d'une question clé : **quels indicateurs peuvent être pertinents pour améliorer l'évaluation des incidences du changement climatique sur la gestion des réservoirs hydroélectriques et servir de guide pour évaluer la flexibilité des systèmes eau-énergie par rapport aux conditions futures ?**

Pour apporter des éléments de réponse à cette question, trois sous-objectifs ont été identifiés et servent d'appui à la démarche méthodologique d'évaluation d'impacts et de performance sous changement climatique conduite pendant la thèse :

1. Évaluer comment le changement climatique modifie les températures et les précipitations à l'échelle d'un bassin versant pour analyser les conséquences de ces modifications sur les régimes hydrologiques de quatre rivières d'intérêt hydroélectrique (Dordogne, Ain, Durance et Verdon) sur la période 1976-2100.
2. Quantifier l'impact de ces changements de régimes hydrologiques sur les règles de gestion sous contrainte de quatre grandes réserves en eau associées aux rivières étudiées (Bort-les-Orgues, Vouglans, Serre-Ponçon et Castillon) et développer un indicateur pour caractériser la flexibilité en climat futur de ces réserves situées dans des régions climatiques contrastées.
3. Analyser l'impact des changements de régimes hydrologiques des apports aux quatre réservoirs dans le cadre d'une gestion optimisée pour l'exploitation multi-usage et caractériser, par des indicateurs pertinents, l'évolution des performances de la production énergétique dans le cadre de différents scénarios climatiques et d'usages des volumes d'eau disponibles dans les réservoirs.

1.4 Structure du manuscrit de thèse

Ce manuscrit se compose de huit chapitres dont la structure s'appuie sur les différentes étapes suivies au cours de cette thèse pour apporter des éléments de réponse à la question scientifique clé que nous nous sommes posée.

Suite à un **premier chapitre** introductif, le **chapitre 2** se propose d'aborder les éléments nécessaires pour évaluer l'impact du changement climatique sur la gestion des réservoirs hydroélectriques. Dans ce chapitre, l'accent est mis sur la sélection du service climatique le plus adapté pour mener une étude d'impacts ainsi que sur l'approche générale de modélisation de la gestion et d'évaluation par indicateurs.

Le **chapitre 3** présente la chaîne de modélisation hydroclimatique mise en place sur les bassins de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon ainsi que les données et les modèles utilisés.

Le **chapitre 4** propose l'analyse des changements climatiques et hydrologiques futurs aux échelles annuelle et saisonnière.

Le **chapitre 5** évoque l'étude qui nous a conduits à proposer un indicateur pour caractériser la flexibilité des réservoirs hydroélectriques. Cet indicateur propose une représentation des changements sous forme d'abaque s'appuyant sur la construction de courbes guides de remplissage.

Puis, dans le **chapitre 6**, nous exploitons un modèle d'optimisation de gestion, par programmation dynamique stochastique, appliqué au réservoir de Serre-Ponçon sur la rivière de la Durance dans les Alpes. Dans ce chapitre, les performances de la production d'électricité sont évaluées pour différents scénarios de gestion et dans le cadre de plusieurs contextes climatiques futurs.

Dans le **chapitre 7**, nous appliquons la démarche précédente aux trois autres réservoirs étudiés dans cette thèse (Bort-les-Orgues, Vouglans et Castillon) et proposons une généralisation du lien entre indicateurs hydroclimatiques et énergétiques.

Enfin, le **chapitre 8** permet de présenter les principales conclusions issues de nos analyses ainsi que les perspectives envisageables.

Chapitre 2

Comment évaluer l'impact du changement climatique dans la gestion des réservoirs hydroélectriques ?

Ce chapitre aborde les principales notions autour de l'évaluation des impacts du changement climatique sur la gestion des réservoirs hydroélectriques :

- Nous commençons par la définition de services climatiques, avec un focus sur les services dédiés aux secteurs de l'eau et de l'énergie ;
- Nous exposons ensuite les principales approches pour la modélisation de la gestion des réservoirs : celles par simulation à l'aide de courbes guides et celles par optimisation ;
- Les éléments impliqués dans la quantification de l'impact du changement climatique sur le secteur hydroélectrique sont décrits à l'aide d'exemples rencontrés dans des études de la littérature ;
- Enfin, nous nous intéressons aux indicateurs d'impacts en présentant quelques exemples selon leur catégorie (indicateurs climatiques, énergétiques, socio-économiques et de performance), avec un focus sur les applications en lien avec le secteur de l'hydroélectricité.

2.1 Introduction

Dans le rapport du GIEC sur les sources d'énergies renouvelables et l'adaptation au changement climatique, Kumar et al. (2011) soulignent que, dans un climat changeant, la ressource en eau peut être affectée par une modification du débit des rivières due aux changements du climat local (principalement la température et les précipitations au sein des bassins versants). Ces changements peuvent être extrêmes et entraîner des modifications dans les volumes écoulés, dans la variabilité des débits et dans leur saisonnalité. Ils peuvent également impacter la production hydroélectrique. L'étude de Lehner et al. (2005), par exemple, montre que le potentiel hydroélectrique global de l'Europe pourrait diminuer de -6% d'ici 2070. Ce chiffre masque cependant des variabilités régionales. Selon les auteurs, tandis que le potentiel hydroélectrique déclinerait fortement autour du bassin méditerranéen (entre -20% et -50%), il pourrait toutefois augmenter de $+15\%$ à $+30\%$ pour l'Europe du Nord et de l'Est. Face à ces différences, il devient important de réaliser des études d'impacts du changement climatique sur la ressource en eau et la gestion des réservoirs hydroélectriques à l'échelle locale des systèmes hydriques concernés. Pour cela, il est nécessaire de s'appuyer sur les services climatiques et sur les modèles de gestion des réservoirs. Ces éléments sont présentés dans la suite de ce chapitre.

2.2 Services climatiques pour le secteur de l'énergie

2.2.1 Définition d'un service climatique

L'Alliance nationale pour la recherche sur l'environnement (AllEnvi) définit les services climatiques comme « l'ensemble des informations et prestations qui permettent d'évaluer et de qualifier le climat passé, présent ou futur, d'apprécier la vulnérabilité des activités économiques, de l'environnement et de la société au changement climatique et de fournir des éléments pour entreprendre des mesures d'atténuation et d'adaptation » (AllEnvi, 2014). Les services climatiques sont également définis de cette manière dans la feuille de route européenne pour la recherche et l'innovation en matière de services climatiques (Street et al., 2015). Dans ce guide, il est reconnu que les services climatiques ont le potentiel de devenir un marché florissant, où les opérateurs publics et privés fournissent une gamme de services et de produits qui peuvent mieux informer les décideurs à différents niveaux, allant des administrations publiques aux opérateurs économiques, lorsque leurs décisions dépendent du climat.

L'initiative européenne présentée précédemment a servi à renforcer le développement ou à contribuer à la fusion de plusieurs services climatiques européens regroupés au sein du « Copernicus Climate Change Service » (C3S)¹. Une originalité du C3S est de regrouper les services climatiques dans un seul portail informatique et de mettre à disposition en libre accès sa base de données (« Climate Data Store », lancé en juin 2018). Copernicus C3S fournit des données, des outils et des exemples d'application par secteur d'activité qui peuvent faciliter la prise de décision et la planification des activités impactées par le climat tant au niveau de la société et du secteur public qu'au niveau des entreprises du secteur privé. L'utilisation des services climatiques tels que les services C3S par les gestionnaires hydroélectriques est donc une voie intéressante à explorer pour répondre à leurs attentes en termes de prise de décisions plus éclairées dans le contexte du changement climatique.

2.2.2 Diversité des services climatiques

Dans leur étude, Hewitson et al. (2017) soulignent l'évolution constante des services climatiques dans le monde, avec une dynamique croissante et un volet de plus en plus fort lié à la commercialisation des services. Ils utilisent la dénomination de « Sites internet d'information sur le climat » pour désigner les portails des services climatiques accessibles en ligne. Ces sites sont caractérisés par l'ensemble des informations et des services qui permettent d'évaluer et qualifier le climat passé, présent ou futur. Ils peuvent également fournir des lignes directrices dans le cadre de l'atténuation du changement climatique et de l'adaptation à celui-ci. Les auteurs analysent le contenu de 47 sites de services climatiques disponibles en langue anglaise, avec focus sur la fonction et la valeur (par narratives et exemples d'application) des sites étudiés. Ils concluent sur le fait que les sites et services climatiques existants sont nombreux et contribuent à combler le fossé entre science et décideurs, amenés à planifier stratégiquement les investissements nécessaires à l'adaptation au changement climatique. Ils soulignent cependant les difficultés d'avoir un service climatique qui puisse satisfaire tous ses utilisateurs potentiels, et les besoins de mieux intégrer les communautés de développeurs de services climatiques et celles des utilisateurs afin d'établir de bonnes pratiques et de coordonner l'évolution des services.

Aujourd'hui, il est également nécessaire de mieux évaluer comment les informations régionales et continentales provenant des services climatiques existants peuvent être utilisées efficacement par les gestionnaires et décideurs locaux. Les portails climatiques fournissent des informations essentielles sur les projections climatiques pour diverses variables climatiques et à différentes échelles spatio-temporelles. Ces portails peuvent donc être potentiellement utiles pour l'éventail d'applications du secteur hydroélectrique, allant des impacts sur les petites centrales hydroélectriques au fil de l'eau jusqu'aux impacts sur la gestion des grands réservoirs. Ils sont également intéressants pour le secteur énergétique en général, notamment les énergies renouvelables intermittentes liées au climat. Dans une étude d'impacts, une étape importante consiste alors à évaluer si les variables et échelles disponibles dans un service climatique donné correspondent bien à celles qui intéressent le secteur et permettent d'éclairer les gestionnaires sur les impacts potentiels.

1. <https://climate.copernicus.eu/>. (dernière consultation le 08/02/2021)

Dans le cadre du projet AQUACLEW, 28 services climatiques disponibles en Europe ont été répertoriés et analysés selon plusieurs aspects clés (disponibilité de données, résolution spatiale et temporelle des données, accessibilité des services, présence de documentation destinée à l'utilisateur, offre de formation)². Dans le cadre de notre analyse du secteur hydroélectrique, nous avons sélectionné six portails plus particulièrement étudiés au début de cette thèse. Il s'agissait de quatre services climatiques mis en place lors de projets du type « preuve de concept » pour Copernicus C3S (Clim4Energy, ECEM, EDgE et SWICCA)³ et des deux portails de Météo-France (DRIAS⁴ et ClimatHD⁵). L'objectif principal de notre démarche était d'obtenir une vision d'ensemble des services climatiques qui pouvaient être utilisés pendant la thèse et de déterminer le portail qui serait le plus adapté pour nos travaux. Nous nous sommes intéressés aux principales variables climatiques mises à disposition dans les portails et aux résolutions spatiales et temporelles de ces services. La figure 2.1a) présente les informations climatiques disponibles au sein de chaque service climatique, avec une indication du secteur qui était le plus ciblé par chaque service. Nous nous focalisons sur les secteurs d'activités directement liés à l'hydroélectricité ou pouvant influencer les décisions relatives à l'hydroélectricité (c'est-à-dire les secteurs de l'eau, de l'énergie et de l'agriculture). La figure 2.1b) présente les différentes résolutions spatiales et temporelles proposées par les services climatiques étudiés. Ces figures et l'analyse résumée ci-après ont été également présentées dans un article de conférence rédigée au début de cette thèse, disponible dans l'Annexe A (Lemoine et Ramos, 2019).

De manière générale, les services climatiques proposent des informations ou données couvrant des variables ou des indicateurs dérivés de ces variables pour un ou plusieurs secteurs d'application (figure 2.1a). Par exemple, les informations du portail Clim4Energy ciblaient le secteur de l'eau et le secteur de l'énergie, avec des données climatiques disponibles pour le vent, le rayonnement solaire, le débit des rivières, les précipitations et la température. De même, le portail SWICCA avait comme cible les secteurs de l'eau et de l'agriculture. Au moment de l'analyse effectuée, le service SWICCA était celui qui offrait le plus large éventail d'informations ou données climatiques. Il est ressorti de l'analyse que les services climatiques nationaux français (DRIAS et ClimatHD) fournissaient des données pour des applications plus générales, moins ciblées pour des secteurs particuliers que les portails européens étudiés. Cela était sans doute dû au fait que les portails européens étaient censés fournir une « preuve de concept » pour ensuite être incorporés dans un portail plus large (Copernicus C3S).

2. Les travaux de cette thèse ont contribué au livrable du projet qui a présenté les résultats de cette analyse en mai 2018, disponible ici : https://aquaclew.eu/wp-content/uploads/sites/2/2019/04/AQUACLEW-D3.1_final_feb_v4.pdf*

3. Lors de la conduite des travaux, ces services climatiques avaient leurs propres portails et démonstrateurs. À l'heure où nous écrivons cette thèse, ils ont cependant déjà été incorporés dans Copernicus C3S; <https://climate.copernicus.eu/>*

4. <http://www.drias-climat.fr/>*

5. <http://www.meteofrance.fr/climat-passe-et-futur/climathd/>*

*(dernière consultation le 08/02/2021).

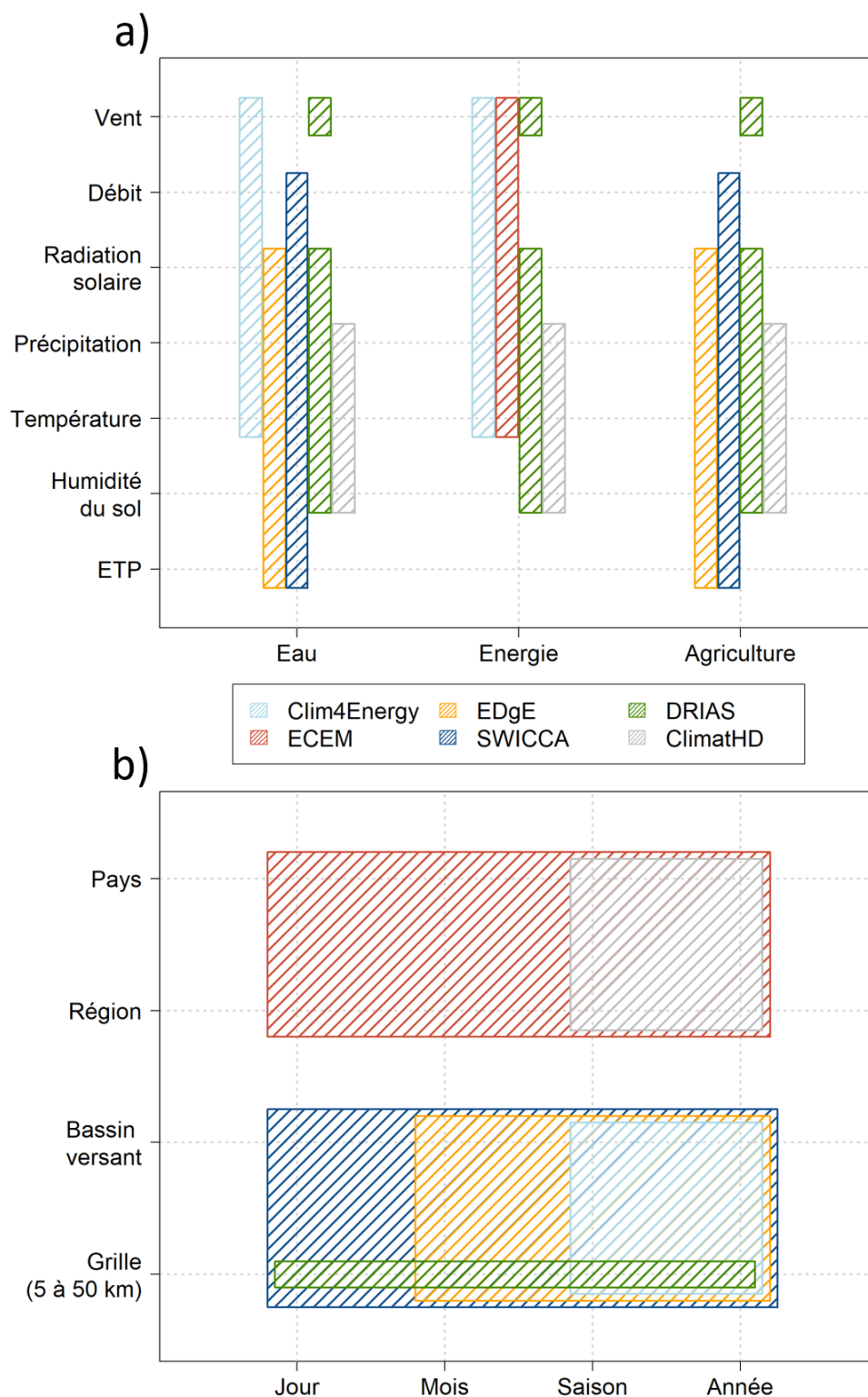


FIGURE 2.1 – a) Principaux variables ou indicateurs climatiques par secteur d'activité et b) résolutions spatiales et temporelles des principales informations climatiques pour les services climatiques Clim4Energy, ECEM, EDgE, SWICCA, DRIAS et ClimatHD (analyse faite d'après les informations disponibles en 2018).

En termes de résolutions spatiales et temporelles (figure 2.1b)), nous avons notamment distingué les portails fournissant des données à la résolution spatiale du pixel de grille (quelques km à des dizaines de km, selon le portail) ou du bassin versant de ceux offrant des informations agrégées à l'échelle d'une région ou d'un cluster (portails ECEM et ClimatHD par exemple). Seuls les portails DRIAS et SWICCA offraient des informations à des résolutions à la fois spatiales et temporelles (pas de temps journalier) élevées. Entre ces deux services climatiques, SWICCA proposait en plus des informations relatives aux débits de rivières à l'échelle du bassin versant.

2.2.3 Comment sélectionner un service climatique ?

Nos travaux initiaux pour nous informer sur les portails de services climatiques existants et pour en rechercher un, adapté aux objectifs et cas d'étude de la thèse, ont mis en évidence que ce choix n'était pas une tâche aisée. Plusieurs efforts ont été réalisés ces dernières années pour rendre l'information climatique (données, produits graphiques de visualisation) facilement disponible auprès du public ou des utilisateurs enregistrés. Même si cette mise à disposition de données à différents formats, échelles et résolutions est un pas en avant vers une utilisation plus répandue de l'information issue des modèles climatiques dans les études d'impacts des changements climatiques, l'abondance de services soulève quelques défis, notamment pour une véritable utilisation des portails en tant que services.

Un utilisateur qui souhaite exploiter les données climatiques en entrée d'un modèle d'impact (dans notre cas, un modèle hydrologique suivi d'un modèle de gestion de réservoirs hydroélectriques) aura besoin de maîtriser les outils de téléchargement et de mise en format des données. Il devra également évaluer la qualité des données, la présence éventuelle de biais et la capacité des services à bien représenter la climatologie de la région ou du bassin versant d'intérêt. Un utilisateur à la recherche d'un service climatique directement utilisable pour sa prise de décision doit également s'assurer que les données des services climatiques à grande échelle fournissent des informations suffisamment fiables à l'échelle de décision locale pour qu'elles puissent être exploitées dans la planification des actions d'atténuation et d'adaptation au changement climatique. Enfin, les guides et outils de visualisation des services doivent être interactifs et flexibles pour mieux répondre aux besoins des divers utilisateurs.

Dans ce manuscrit, nous avons choisi d'utiliser les données du service climatique DRIAS. Ce choix est présenté en détail dans le chapitre 3. En effet, dans le cadre de la mise en place de la « Convention services climatiques »⁶ en mars 2017 entre le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES) et le CNRS, nous observons une volonté de renforcer les services climatiques en France. Cela inclut notamment la diffusion, en accès libre, d'un ensemble de données, de méthodes, d'outils et de supports de formation. En particulier, le portail DRIAS se voit continuellement renforcé à travers, par exemple, des services visant spécifiquement les événements extrêmes⁷ ou les territoires de montagne⁸ (Planton et al., 2018 ; Verfaillie et al., 2017).

2.3 Modélisation de la gestion des réservoirs hydroélectriques

La première étape vers une gestion optimisée d'une réserve en eau passe par la bonne structuration du problème de gestion. Les variables descriptives de l'état du système et les contraintes que les gestionnaires sont obligés de respecter doivent être définies. De plus, dans la gestion des barrages-réservoirs, on distinguera souvent les types de gestion suivants (Roche et al., 2012) :

- **la gestion en temps réel** : il s'agit de définir une stratégie de manœuvre de l'ouvrage pour faire face, au quotidien aux aléas, de manière à satisfaire au mieux un certain nombre d'objectifs (sécurité de l'ouvrage, satisfaction des différents usages) ;
- **la gestion tactique** : il s'agit de définir a priori les courbes de remplissage et de vidange de l'ouvrage en fonction des contraintes et de la climatologie des apports en eau. Ces courbes, aussi appelées courbes d'objectifs, indiquent la trajectoire du stock d'eau à suivre pour répondre aux objectifs de gestion. Elles sont souvent définies de manière saisonnière pour l'écrêtage des crues et le soutien des étiages. Ce type de gestion peut être lié au précédent : dans la gestion en temps réel, on peut être amené à définir une stratégie permettant de s'écarter de la courbe d'objectifs lors d'un aléa exceptionnel et d'y revenir ensuite ;
- **la gestion stratégique à très long terme** : il s'agit d'adapter le volume stockable en agrandissant ou en diminuant la capacité du réservoir en fonction de l'évolution des conditions et des contraintes. Ce type de gestion est donc lié à la planification stratégique du parc hydroélectrique et de sa production.

De manière générale, les problèmes de gestion auxquels sont confrontés les services opérationnels se résument à des problèmes d'optimisation, souvent appelés aussi « problèmes de contrôle ». Il s'agit alors de simuler le système (entrées, variables, contraintes) et de rechercher les meilleures règles de décision de façon à se rapprocher au mieux des objectifs de gestion (Roche et al., 2012).

6. <https://convention-services-climatiques.lsce.ipsl.fr> (dernière consultation le 08/02/2021).

7. Projet EXTREMOSCOPE (Interprétation et attribution des événements météorologiques et climatiques extrêmes dans un cadre climatique en France).

8. Projet AdaMont « Impacts du changement climatique et adaptation en territoire de montagne » (Piazza-Morel et al., 2018).

2.3.1 Objectifs et contraintes de gestion

Les objectifs de gestion d'un système hydrique traduisent généralement les différents usages et besoins qu'un réservoir ou qu'un système de plusieurs réservoirs connectés se doit de satisfaire. La vocation première des réservoirs hydroélectriques est la fourniture d'électricité pour convenir aux sollicitations du système électrique, c'est-à-dire pour satisfaire les besoins de la consommation d'électricité. Cependant, la plupart des réservoirs répondent, généralement, à plusieurs usages, en plus de la production hydroélectrique, comme, par exemple, la fourniture d'eau à l'aval pour les besoins en irrigation pour l'agriculture, l'alimentation en eau potable ou la lutte contre les sécheresses. Pour satisfaire différents usages, il est nécessaire de définir les courbes d'objectifs qui permettront de guider la gestion du stock d'eau au long de l'année. Ces courbes guides sont présentées dans la partie 2.3.2 de ce chapitre. Dans certaines situations, pour gérer les objectifs multiples, nous aurons recours à l'optimisation. Les différents usages seront traduits en termes économiques afin d'être représentés par un objectif unique exprimant le bénéfice net total sur la période de gestion (Dobson et al., 2019). Dans ce cas, on cherchera à maximiser une fonction objectif afin de déterminer la meilleure solution au problème d'optimisation. Les principales approches de modélisation pour résoudre ce problème sont présentées dans la partie 2.3.3.

Dans la gestion des réservoirs, certains objectifs de gestion peuvent être considérés comme des contraintes. Plus précisément, une contrainte est une restriction liée à l'utilisation de la ressource en eau qui doit être respectée. C'est le cas, par exemple, du débit réservé, ou débit écologique, qui est le débit minimal imposé par l'autorité administrative aux gestionnaires d'un ouvrage hydraulique. Dans certaines configurations, la demande en eau pour l'agriculture peut aussi être considérée comme une contrainte dans la gestion du réservoir, notamment dans le cas où le gestionnaire doit garantir une réserve agricole (dotation en eau) pour assurer les besoins en irrigation. Un autre exemple de contrainte de gestion liée à un usage est celui où un volume minimal d'eau doit être maintenu dans le lac pour la satisfaction des activités récréo-touristiques en été (Ducloux, 1989). Dans ces cas, les objectifs de gestion n'interviendront pas directement dans la fonction objectif, mais ils seront insérés dans la définition des contraintes du système hydroélectrique. Dans la formulation mathématique du problème d'optimisation, ces contraintes peuvent être considérées comme des contraintes *dures* (elles se doivent d'être respectées) ou des contraintes *souples* (elles peuvent être ou ne pas être respectées). Les contraintes souples peuvent être vues comme des *préférences* dans l'algorithme d'optimisation. Elles peuvent ainsi être relaxées pour pouvoir s'adapter à d'éventuels changements (aléas, nouvelles contraintes). L'écart à la contrainte peut être pris en compte par des pénalités comme nous le verrons, par exemple, dans la mise en œuvre du modèle d'optimisation utilisé dans cette thèse (chapitre 3).

2.3.2 Approche de modélisation par simulation : courbes guides de gestion

La gestion d'un réservoir dépend fortement de la trajectoire du stock d'eau sur une période de gestion donnée. La trajectoire est aussi dépendante des objectifs et des contraintes de gestion et s'appuie souvent sur des courbes d'objectifs, dédiées aux opérations de remplissage (courbe guide de remontée ou de remplissage) et de vidange (courbe guide de descente ou de vidange) du réservoir (Labadie, 2004). Une courbe guide définit la règle de gestion à suivre : le gestionnaire du réservoir doit s'assurer que le niveau du réservoir ne soit pas inférieur (ou supérieur) au niveau défini par cette courbe.

L'approche de gestion par courbe guide est notamment utilisée pour la gestion des Grands Lacs de Seine à l'amont de Paris (Dorchies et al., 2012). La figure 2.2 illustre la gestion théorique de ces ouvrages. La courbe guide de remplissage et celle de vidange (déstockage) y sont représentées. La gestion de ces ouvrages reflète ses deux grandes missions : le soutien des étiages et la protection contre les inondations. Les lacs-réservoirs sont gérés suivant une courbe d'objectifs mensuels de volume (EPTB Seine Grands Lacs, 2016). Ils sont remplis entre les mois de novembre et juin, période de débits naturels généralement élevés, et vidangés progressivement entre juillet et octobre, période où les débits naturels sont les plus faibles sur le bassin de la Seine.

De manière générale, pour un réservoir donné, la construction d'une courbe guide de gestion s'appuie sur les objectifs et contraintes d'exploitation ainsi que sur les connaissances relatives à la climatologie des apports en eau au réservoir (observations passées). Chaque année passée génère une courbe, de remplissage et de vidange, et l'ensemble des courbes (représentant la climatologie) est ensuite traité de manière probabiliste (à l'aide de quantiles). Le but est de construire une courbe guide théorique associée à un niveau de probabilité (ou risque) de respect (ou non-respect) des contraintes et de satisfaction des objectifs de gestion. Dans le cadre de cette thèse, la mise en œuvre des courbes guides de gestion pour le développement d'un indicateur de gestion sous contrainte est présentée dans le chapitre 3 (méthode) et dans le chapitre 5 (application).

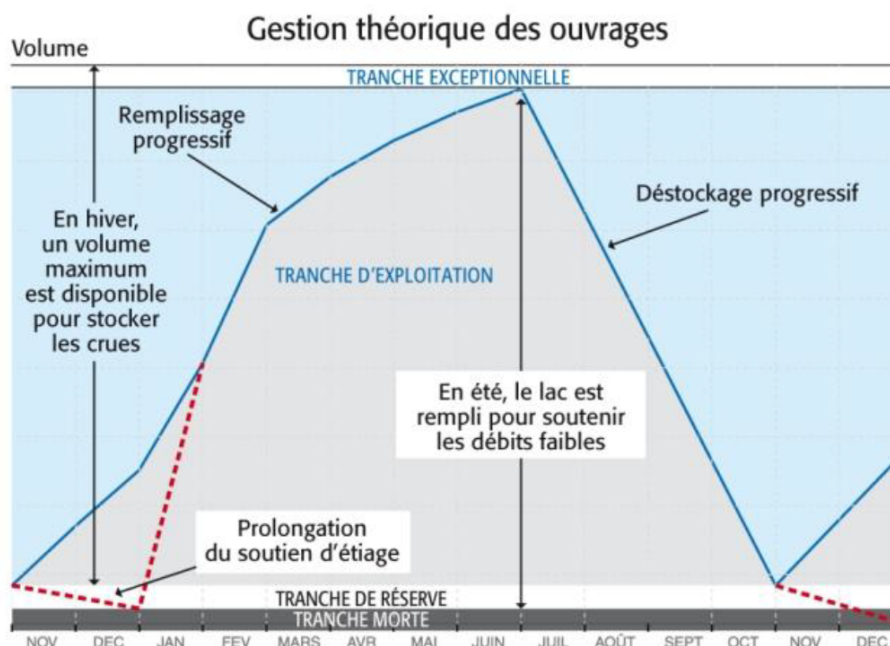


FIGURE 2.2 – Courbe théorique de gestion des ouvrages des lacs-réservoirs du bassin de la Seine. La tranche morte garantit la survie des espèces aquatiques. La tranche de réserve est dédiée au soutien d’été. La tranche d’exploitation sert à l’exploitation du lac. La tranche exceptionnelle ne peut être remplie qu’en cas d’événement majeur comme lors des crues. Figure extraite de EPTB Seine Grands Lacs (2016).

2.3.3 Principales approches de modélisation par optimisation

Les courbes guides, que nous venons de présenter, sont habituellement établies à partir des modèles de simulation qui donnent les réponses des réservoirs à des politiques d’exploitation (règles de gestion) prédéfinies (Celeste et Billib, 2009). Compte tenu qu’un grand nombre de politiques envisageables peuvent exister, la sélection de l’une d’elles peut s’avérer difficile. Les méthodes d’optimisation offrent la possibilité de faciliter cette prise de décision car elles examinent, implicitement, l’ensemble des alternatives pour apporter une solution optimale (Yeh, 1985). Nous proposons, dans les paragraphes suivants, d’aborder les méthodes d’optimisation les plus répandues.

2.3.3.1 Formulation du problème d’optimisation

Certains enjeux d’une gestion, comme les attentes que pourraient apporter un aménagement hydroélectrique, peuvent être valorisés en terme économique (Roche et al., 2012). Les problèmes d’optimisation se traduisent alors par une fonction objectif, par des variables de décision et/ou d’état, que l’on cherche à maximiser ou minimiser. Dans le cas de la gestion optimale d’un réservoir hydroélectrique, il s’agit souvent de maximiser les bénéfices issus de la gestion ou, au contraire, de minimiser les coûts liés à la production ou au non-respect des contraintes.

La gestion optimale d'un réservoir revient alors à déterminer une série de décisions qui est, en réalité, la série des débits stockés ou relâchés répondant à l'objectif de maximiser la satisfaction sur l'ensemble de la période de gestion (Roche et al., 2012). Le problème d'optimisation est résolu à l'aide d'une grille permettant de discrétiser l'espace (volume d'eau du réservoir) et le temps (planning de gestion). Cela assure la décomposition du problème en plusieurs sous-problèmes constitués d'une seule décision (Trottier, 2018). Dans le cadre de la maximisation des revenus de gestion sur un horizon de planification T , la fonction objectif s'exprime sous la forme suivante :

$$\max\{E \sum_{t=1}^T [B_t(s_t, q_t, r_t, p_t)]\} \quad (2.1)$$

où B_t est la fonction objectif prenant en considération, à l'instant t , s_t le stock du réservoir, q_t les apports au réservoir, r_t , le volume d'eau relâché et p_t le prix de l'électricité.

De nombreux modèles d'optimisation existent pour la modélisation de la gestion des réservoirs. Labadie (2004) propose une classification de ces modèles se répartissant en deux catégories : les modèles s'appuyant sur l'optimisation stochastique implicite (ISO) et les modèles fondés sur l'optimisation stochastique explicite (ESO). La figure 2.3 présente les points communs et les différences dans la structuration de ces deux méthodes.

Dans une approche ISO, chaque série temporelle des débits d'apports est utilisée séparément dans un modèle de gestion déterministe. Ainsi, les lâchers optimaux, dépendants de l'état du stock, sont définis pour chacune des séries de débits (Celeste et Billib, 2009). Le recours à plusieurs séries permet d'obtenir plusieurs politiques de gestion (une règle par série). Ceci offre la possibilité de prendre en compte le caractère aléatoire des débits d'apports, en particulier les corrélations spatiales et temporelles. L'un des inconvénients de cette méthode est que les politiques optimales sont dépendantes des séries de débits utilisées. L'ensemble des politiques obtenues subit un post-traitement, s'appuyant souvent sur une analyse par régression multiple ou autre méthode d'inférence, pour déterminer les règles de gestion optimales.

L'algorithme ESO utilise, quant à lui, des descriptions probabilistes des débits d'apports au réservoir. Cela permet de prendre en compte les incertitudes liées aux débits d'apports futurs. Une meilleure prise en compte des incertitudes sur les apports est particulièrement pertinente lorsque la modélisation de la gestion s'effectue avec des projections climatiques de débits. Enfin, dans les deux approches (ISO et ESO), une fois les règles de gestion optimales définies, l'étape de simulation permet de passer des observations par les décisions et de transcrire la mise en œuvre de la gestion.

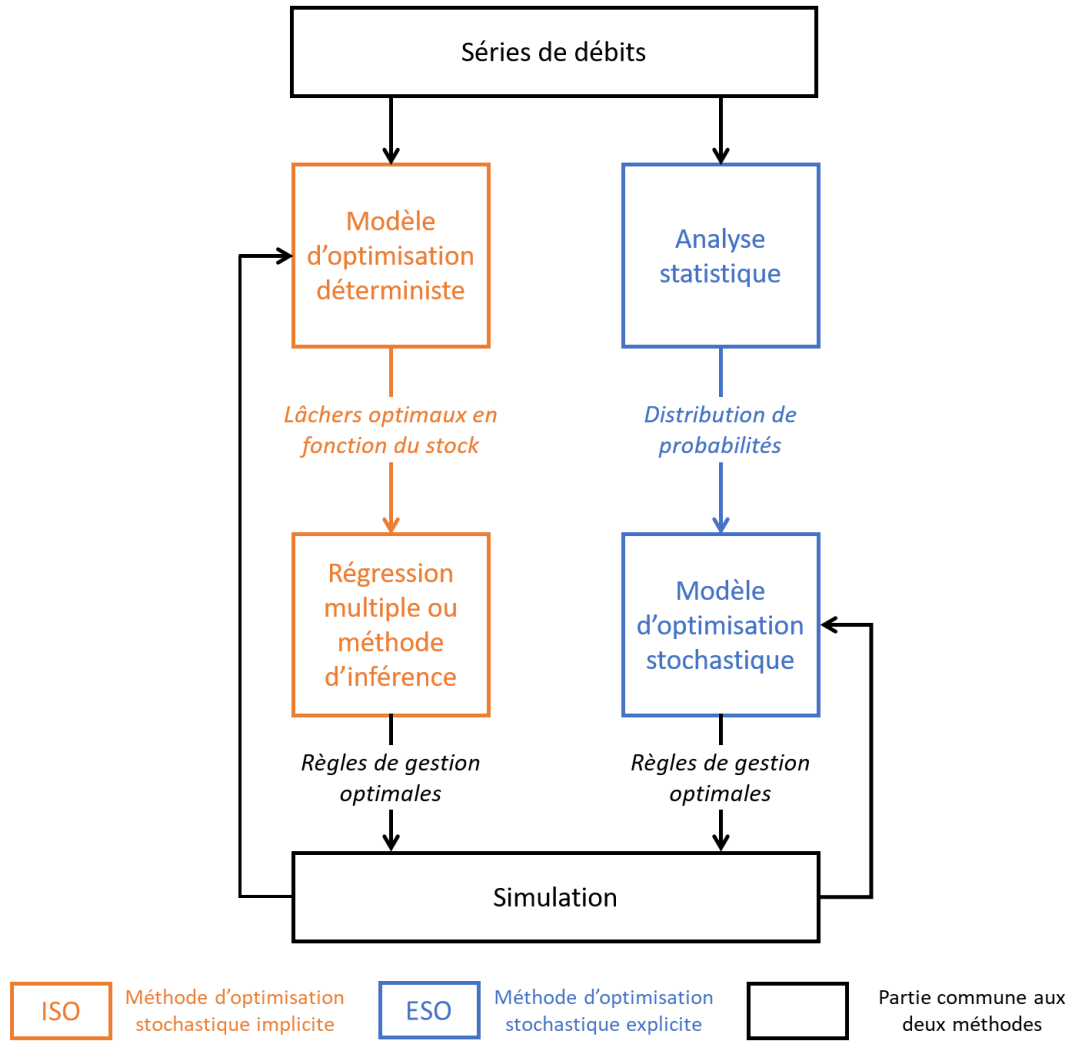


FIGURE 2.3 – Diagramme présentant les différentes composantes des méthodes d'optimisation stochastique implicite (ISO) et explicite (ESO). Les parties propres à la méthode ISO sont en orange, celles se rapportant à la méthode ESO sont en bleu et les parties communes aux deux méthodes sont en noir. La figure est adaptée des représentations ISO et ESO suggérées par Labadie (2004).

Dans ce qui suit, nous présentons les méthodes d'optimisation les plus couramment utilisées dans la modélisation des systèmes hydriques. Nous évoquons, dans un premier temps, les programmations linéaires et non-linéaires avant de nous intéresser aux méthodes de programmation dynamique.

2.3.3.2 Programmation linéaire et programmation non-linéaire

La programmation linéaire est une des méthodes les plus utilisées dans les modèles de gestion d'un réservoir. Un programme linéaire est un programme d'optimisation dont le critère est linéaire et dont toutes les contraintes sont linéaires ou linéarisables (Roche et al., 2012). Pour Labadie (2004), les principaux avantages de cette approche sont : les capacités à résoudre efficacement des problèmes à grande échelle, la convergence vers des solutions optimales globales, la non nécessité de solutions initiales ou encore la facilité de configuration et de résolution des problèmes.

Rani et Moreira (2010) expliquent que la non-linéarité est présente dans plusieurs problèmes d'exploitation des réservoirs, soit à cause des liens complexes entre les différentes variables physiques et hydrologiques, soit à cause des objectifs de gestion spécifiques au système à modéliser. Généralement, les problèmes se rapportant à la production d'hydroélectricité sont non-linéaires et il devient alors difficile de déterminer des solutions optimales. La programmation non-linéaire permet de surmonter ces difficultés, plus particulièrement, en incluant la production d'énergie hydroélectrique dans la fonction objectif et/ou dans les contraintes (Labadie, 2004). Les principaux algorithmes de programmation non-linéaire sont : la programmation linéaire séquentielle, la programmation quadratique séquentielle (ou méthode du Lagrangien projeté), la méthode du Lagrangien augmenté ainsi que la méthode du gradient réduit généralisé.

2.3.3.3 Programmation dynamique

La programmation dynamique a été initiée par Robert Bellman en 1957. Cet algorithme est fondé sur le principe d'optimalité de Bellman : *une politique optimale a la propriété que quel que soit l'état initial et les décisions initiales, les décisions restantes doivent constituer une politique optimale pour l'état résultant des premières décisions* (Bellman et al. (1957), cité par François (2013)). On appelle *équation de Bellman* une équation permettant de résoudre un problème d'optimisation par programmation dynamique et la solution de cette équation est nommée *valeur de Bellman*. Bellman définissait cette approche comme « la théorie des processus de décision en plusieurs étapes » (Yakowitz, 1982). La programmation dynamique est une procédure d'optimisation qui décompose le problème original en sous-problèmes qui sont résolus séquentiellement à chaque étape, plus précisément pour chaque pas de temps (Labadie, 2004). Par rapport à la programmation linéaire, la programmation dynamique permet de s'affranchir des problèmes liés à la fonction objectif et aux contraintes qui sont non-linéaires, non-convexes et également discontinues. La programmation dynamique se décline en plusieurs versions en fonction de la nature du problème à résoudre. Les principales déclinaisons sont la programmation dynamique par approche déterministe et la programmation dynamique par approche stochastique.

Programmation dynamique déterministe

La formulation déterministe est classée parmi les méthodes ISO (figure 2.3). Le problème d'optimisation est résolu dans un contexte d'avenir connu. La méthode permet de définir une politique de gestion optimale sur la période de planification du réservoir entre un état initial et un état final du système à modéliser. Le problème d'optimisation de l'approche dynamique déterministe est défini par l'équation suivante :

$$F_t(s_t) = \max_{r_t} \{ [B_t(s_t, q_t, r_t, p_t) + F_{t+1}(s_{t+1})] \} \quad (2.2)$$

où $F_t(s_t)$ est la valeur de Bellman à l'instant t pour un volume du réservoir (stock s_t) donné, $B_t(s_t, q_t, r_t, p_t)$ représente les bénéfices immédiats suite à une décision optimale r_t (lâcher d'eau) et $F_{t+1}(s_{t+1})$ est l'intégrale de la trajectoire optimale (intégrale des valeurs de Bellman) sur la période entre $t + 1$ et la fin de l'horizon de gestion. À un instant t , s_t représente le stock du réservoir, q_t les apports au réservoir, r_t le volume d'eau à libérer et p_t le prix de l'électricité.

Cette équation doit respecter les contraintes physiques définies par les équations suivantes :

$$s_{t+1} = s_t + q_t - r_t \quad (2.3)$$

avec s_{t+1} le volume du réservoir à l'instant $t + 1$, s_t le volume du réservoir à l'instant t , q_t le volume des apports au réservoir à l'instant t et r_t le volume d'eau libéré à l'instant t .

$$s_t^{min} \leq s_t \leq s_t^{max} \quad (2.4)$$

avec s_t le volume du réservoir à l'instant t , s_t^{min} le volume minimal du réservoir à l'instant t et s_t^{max} le volume maximal du réservoir.

$$r_t^{min} \leq r_t \leq r_t^{max} \quad (2.5)$$

avec r_t le volume à libérer à l'instant t , r_t^{min} le volume minimal d'eau à libérer à l'instant t et r_t^{max} le volume maximal d'eau pouvant être libéré. Si $r_t > r_t^{max}$, le surplus est évacué par le déversoir (évacuateur de crue) et le volume associé doit être inférieur au volume maximal pouvant transiter par l'évacuateur de crue pour éviter un débordement par-dessus l'ouvrage.

L'optimisation déterministe repose sur la construction d'une grille de calcul, à deux dimensions, définie par la discrétisation de la période de planification de la gestion du réservoir et par la discrétisation du stock du réservoir, entre le volume minimal et le volume maximal. La décision optimale de gestion (lâcher d'eau ou non) est calculée, à chaque point de cette grille, de manière récursive entre l'état final et l'état initial. Cette décision est dépendante de l'état du stock du système car la décision ne sera pas la même en fonction du volume d'eau, disponible ou non, au sein du réservoir. L'ensemble des décisions optimales (nommées également valeurs de Bellman), pour les différents états du système, constitue la politique de gestion du réservoir. La formulation déterministe de la programmation dynamique a été utilisée dans des études de gestion de réservoirs s'appuyant sur les prévisions hydrologiques à échéance saisonnière et également dans des études d'impacts utilisant des projections climatiques (Cassagnole, 2020 ; Dupeyrat et al., 2008 ; François, 2013 ; Zhou et al., 2019).

Programmation dynamique stochastique

Dans cette thèse, nous nous intéressons plus particulièrement à l'approche ESO de la programmation dynamique stochastique (SDP). La méthode SDP est l'une des méthodes les plus utilisées en optimisation de systèmes hydroélectriques sur un horizon de moyen à long terme (Haguma et al., 2018 ; Labadie, 2004 ; Loucks et al., 2005 ; Stedinger et al., 1984 ; Tejada-Guibert et al., 1995 ; Tilmant et Kelman, 2007 ; Yeh, 1985). Elle a été implémentée et évaluée dans diverses configurations, comme, par exemple, sur le système de Shasta-Trinity en Californie (Tejada-Guibert et al., 1993) ou encore sur le barrage des Trois-Gorges en Chine (Liu et al., 2012). L'algorithme SDP a aussi été utilisé pour mener des études d'impacts du changement climatique sur les systèmes hydriques au Québec. Ainsi, Haguma et al. (2015) ont conduit une étude sur le lac de Manicouagan ; Pina et al. (2017a) ont mené une étude, à plus grande échelle, sur le bassin versant du Gatineau.

L'optimisation SDP est généralement effectuée sur l'espérance mathématique des bénéfices ou coûts associés à l'opération du réservoir à long terme sur la base de « politiques optimales de gestion », c'est-à-dire de décisions qui maximisent la fonction qui décrit l'espérance mathématique des bénéfices, à laquelle on soustrait les pénalités pertinentes (coûts liés au non-respect des contraintes opérationnelles). Les bénéfices sont distingués en bénéfices immédiats (gains liés à la vente de l'énergie produite au pas de temps courant) et bénéfices futurs (gains estimés si on réserve l'eau au moment courant pour générer de l'énergie plus tard dans le futur). La méthode SDP produit ainsi une politique optimale de gestion sous la forme de variables (ou règles) de décision, exprimées par les lâchers du réservoir sur un horizon opérationnel à long terme.

La méthode SDP formule le problème d'optimisation comme un processus stochastique de décision de Markov, à temps discret, souvent utilisé pour modéliser des situations de prise de décision séquentielle dans un avenir incertain. Une formulation possible de l'algorithme SDP consiste à introduire une variable d'état hydrologique comme les séries temporelles de débits ou l'accumulation de neige (Tejada-Guibert et al., 1995). Dans le cas de l'utilisation des débits comme variable d'état hydrologique et lorsqu'il existe une corrélation entre ces débits d'apports successifs (série d'apports auto-corrélés), la probabilité des apports est supposée être gouvernée par une simple chaîne de Markov, qui définit la probabilité de transition des débits d'apports d'un pas de temps donné au pas de temps suivant (matrice de probabilités de transition). La corrélation temporelle des apports est alors directement intégrée dans l'algorithme d'optimisation au moyen de ces probabilités de transition. Cette méthode emploie mieux les informations trouvées dans la majorité des séries temporelles hydrologiques mais elle est plus exigeante en terme de calcul avec l'ajout de cette variable d'état supplémentaire (Tilmant et al., 2002).

Dans l'approche SDP, l'ajout de réservoirs ou de variables d'état entraîne une augmentation exponentielle du temps et de la mémoire nécessaires pour trouver une solution à l'équation récurrente de l'algorithme. Tilmant et Kelman (2007) expliquent que ce problème de dimensionnalité ne permet pas d'utiliser l'algorithme SDP pour trouver les politiques de gestion complexe lorsque le nombre de réservoirs est trop important par exemple. De nouveaux algorithmes, comme la programmation dynamique double stochastique (Pereira et al., 1989) ou la programmation neurodynamique introduite par Castelletti et al. (2007), permettent de surmonter ce problème de dimensionnalité de l'approche SDP.

2.4 Quantification de l'impact du changement climatique sur le secteur hydroélectrique

2.4.1 Généralités sur les études d'impacts des changements climatiques en hydrologie

Schaefli (2015) propose un guide des évaluations de l'impact du changement climatique et des hypothèses de modélisation sous-jacentes pour aider les décideurs à analyser les études existantes. Cette analyse se concentre sur l'importance des facteurs locaux et sur la modélisation des incertitudes pour avoir un point de vue critique sur l'aptitude à projeter la future production hydroélectrique dans différentes régions du monde. L'auteur explique que l'analyse de l'impact du changement climatique a commencé au début des années 1990 avec le premier rapport du GIEC. Les études pionnières étaient principalement des analyses de sensibilité au climat. Il s'agissait de quantifier l'évolution arbitraire des scénarios de variations de la température de l'air et des précipitations, en les augmentant ou en les diminuant, pour évaluer l'impact sur le bilan hydrique et le régime hydrologique des différents bassins versants. Des analyses de sensibilité au climat sont encore employées, mais la grande majorité des analyses d'impacts des changements climatiques suivent aujourd'hui le cadre de modélisation classique, qui utilise les sorties des modèles climatiques comme entrées des modèles hydrologiques des bassins versants ou d'autres modèles d'impacts. La figure 2.4, adaptée de Schaefli (2015), présente un schéma du principe

le plus souvent utilisé dans le cadre des études qui s'intéressent aux impacts des changements climatiques sur la gestion des réservoirs hydroélectriques. Les projections climatiques à l'échelle régionale sont les constituants essentiels de la chaîne de modélisation car elles fournissent les renseignements à une résolution spatiale adaptée pour étudier les impacts du changement climatique (Troccoli, 2018). Dans cette thèse, nous nous appuyons sur les éléments colorés en bleu pour mener notre évaluation des impacts du changement climatique sur la gestion des réservoirs hydroélectriques. La chaîne de modélisation mise en œuvre est présentée dans le chapitre 3.

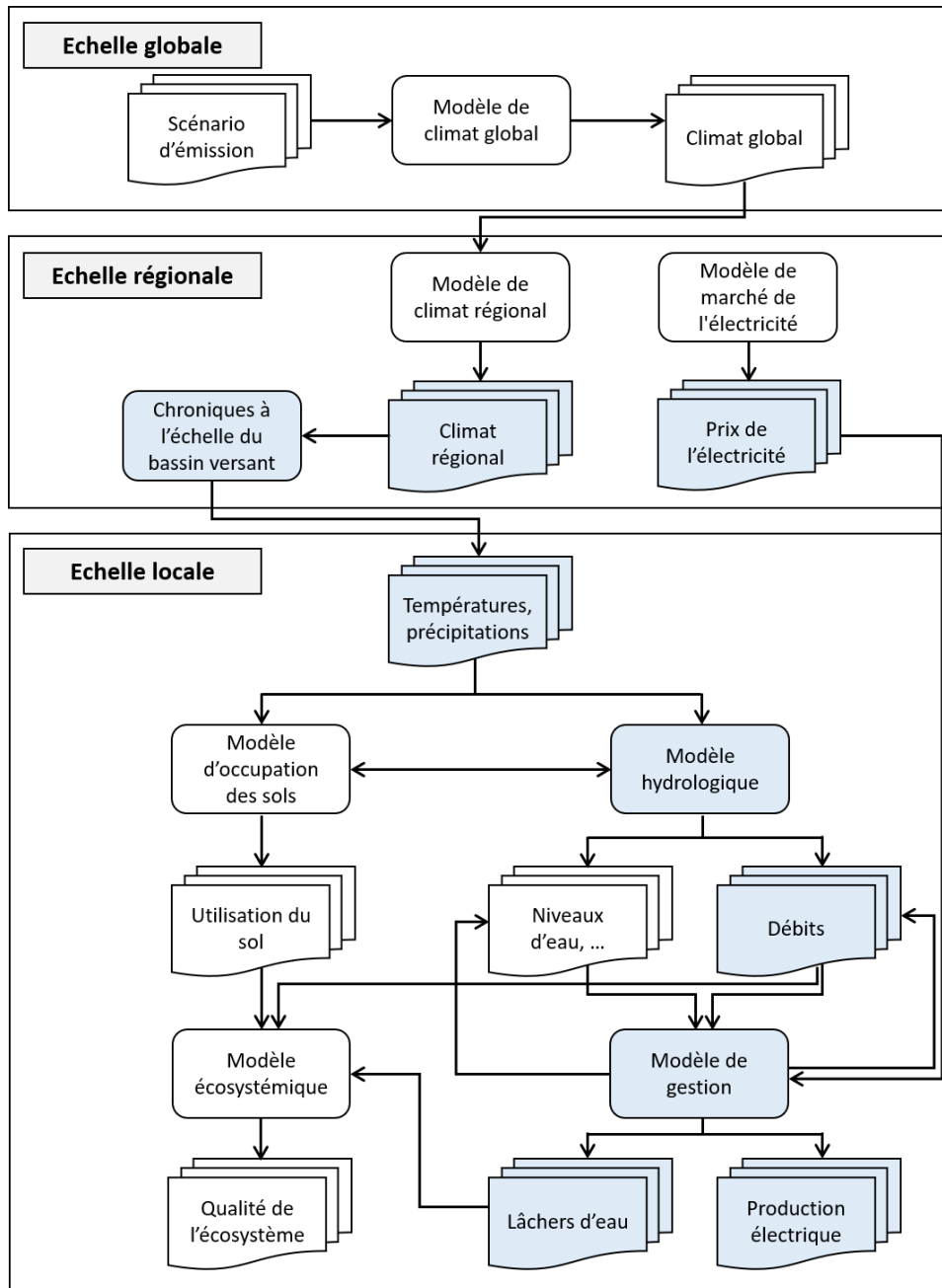


FIGURE 2.4 – Schéma de la chaîne de modélisation généralement utilisée pour évaluer les impacts du changement climatique sur la ressource en eau et la gestion des installations hydroélectriques, adapté de Schaefli (2015).

La volonté croissante de mieux comprendre les changements climatiques, en particulier leurs impacts, se traduit par une augmentation du nombre de modèles climatiques, et par conséquent, du nombre de projections hydroclimatiques (Pechlivanidis et al., 2018). Les auteurs soulignent toutefois que la prudence est de mise lorsqu'il s'agit de choisir un sous-ensemble représentatif dans un ensemble de projections plus large. En effet, leur étude menée en Suède indique que les sous-ensembles représentatifs sont sensibles aux caractéristiques hydroclimatiques régionales ainsi qu'aux choix des variables, des saisons et des périodes étudiées. Ils recommandent de ne pas considérer uniquement les variables climatiques dans la sélection des projections mais de prendre également en compte les variables du modèle d'impacts. Dans le cas où ces projections sont utilisées dans des modèles d'évaluations des impacts, une étape clé consistera à sélectionner les modèles GCM/RCM à utiliser. Cette sélection s'accompagne du choix de l'utilisation d'un ou plusieurs scénarios d'émissions de gaz à effet de serre (figure 2.5).

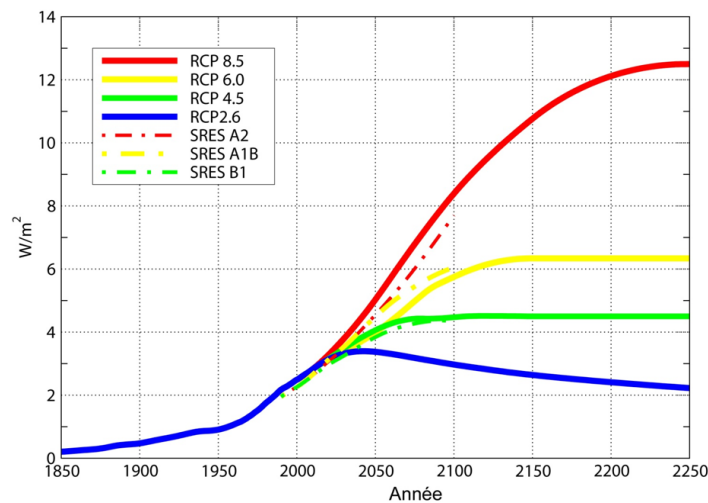


FIGURE 2.5 – Différences entre les scénarios SRES (tirets) et scénarios RCP (traits pleins), (source : portail DRIAS).

Il existe deux catégories de scénarios d'émissions. Les scénarios SRES (Second Report on Emission Scenario) consistent à faire des hypothèses sur l'évolution économique future et sur les conséquences sur l'environnement. Ces scénarios ont été exploités par François et al. (2015) et Anghileri et al. (2018) qui ont eu recours au scénario d'émission A1B (utilisation des différentes sources d'énergie sans en privilégier une en particulier). Chauveau et al. (2013), qui s'intéressent aux impacts du changement climatique sur les eaux de surface à l'horizon 2070 en France, ont eu recours au même scénario SRES (A1B) avec sept modèles GCM. Leur analyse a mis en évidence une augmentation des températures moyennes annuelles d'environ $+1.4^{\circ}C$ à $+3^{\circ}C$ et une évolution incertaine des précipitations de l'ordre de -16% à -23% . Les auteurs précisent que la plupart des modèles indiquent une tendance à la baisse des précipitations en été et une diminution significative des débits moyens annuels de l'ordre de -10% à -40% (figure 2.6). La baisse de ces débits est davantage marquée dans les régions des bassins Seine-Normandie et Adour-Garonne. Il est également mentionné une baisse des débits d'étiage pour une majorité des cours d'eau français. Quant aux crues, on observe une évolution plus hétérogène et généralement moins importante que celle des étiages.

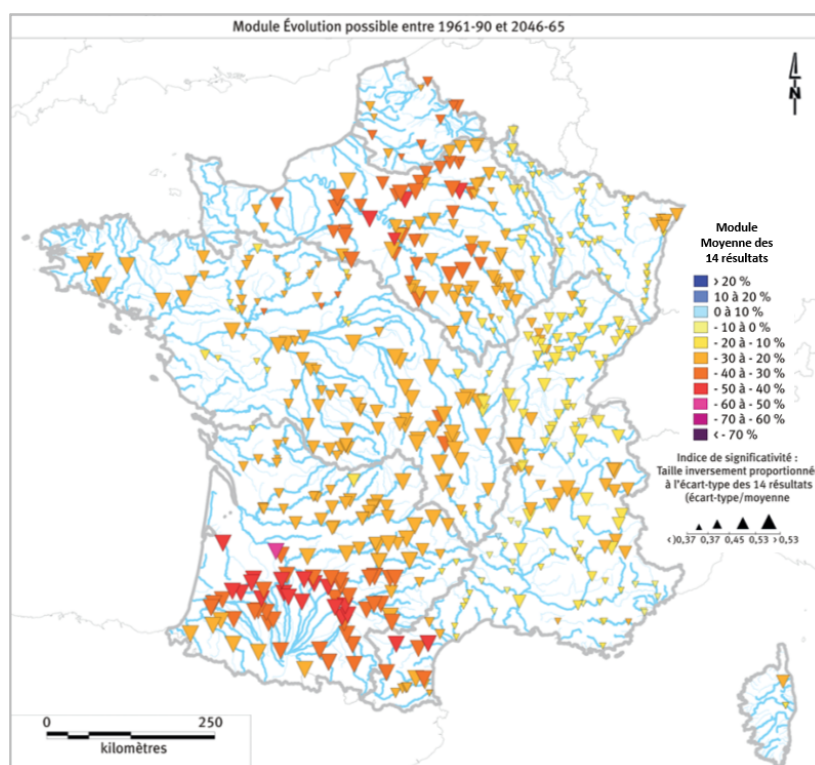


FIGURE 2.6 – Evolutions relatives possibles (en %) du débit moyen annuel (module) entre 1961-90 et 2046-65 : résultats moyens établis sur les 14 simulations (2 modèles hydrologiques X 7 GCM). La couleur des points est fonction de l'intensité du changement et la taille des points est liée à la convergence des 14 simulations. Figure extraite de Chauveau et al. (2013).

La seconde catégorie de scénarios d'émissions est composée des scénarios RCP (Representative Concentration Pathway). Ils sont constitués de quatre trajectoires d'évolution du forçage radiatif sur la période 2006-2300 (RCP 2.6, 4.5, 6.0 et 8.5). Le numéro de chaque scénario correspond à la valeur du forçage radiatif en $W.m^{-2}$ atteint à l'horizon 2100. Les scénarios RCP 4.5 et 8.5 ont été utilisés dans l'étude de Givati et al. (2019) pour caractériser l'impact du changement climatique sur les débits du cours supérieur du Jourdain.

L'utilisation des projections climatiques en hydrologie doit souvent s'accompagner d'une correction de biais des données et d'une correction de descente d'échelle pour avoir une échelle spatiale de plus haute résolution, plus compatible avec l'échelle du bassin versant. En effet, les modèles climatiques proposent une résolution spatiale assez importante, généralement entre 250 et 600 km (IPCC, Data Distribution Center, 2013). Cette résolution est bien souvent insuffisante pour pouvoir faire des études à des échelles plus petites, en particulier dans les régions marquées par un relief important. Bien que des projets existent pour améliorer la résolution spatiale des GCM, comme le projet PRIMAVERA⁹ développant de nouveaux GCM avec une résolution de 25 km, il est systématiquement nécessaire d'apporter un post-traitement aux sorties de modèles climatiques globaux. Parmi les différents types de post-traitements, nous pouvons mentionner l'analyse des incertitudes, la descente d'échelle et également la correction de biais.

9. <https://www.primavera-h2020.eu/> (dernière consultation le 08/02/2021).

Selon le rapport de Ouzeau et al. (2014) sur le climat de la France au XXI^e siècle, les principales sources d'incertitudes sont :

- liées à la variabilité interne du climat, à laquelle s'additionne également le problème des conditions initiales du système climatique modélisé ;
- liées à une connaissance imparfaite des phénomènes et à leur représentation.

Pour séparer les différentes sources d'incertitudes liées aux modèles climatiques d'une part et à la variabilité interne du climat d'autre part, nous pouvons citer la méthode QEANOVA (Quasi-Ergodic Analysis Of Variance) développée par Hingray et Saïd (2014). Le principe général de la méthode consiste en une analyse de la variance avec l'hypothèse d'un système climatique quasi-ergodique. Les projections climatiques sont caractérisées par un signal climatique et les résidus liés à la variabilité du climat par le bruit du signal. Les incertitudes des modèles sont estimés à partir des signaux sans bruit des différentes chaînes de modélisation à l'aide d'une analyse de la variance. Les résidus des signaux sans bruit sont utilisés pour estimer les composantes de la variabilité interne à grande et petite échelles pour chaque GCM/SDM (SDM est l'acronyme de statistical downscaling models). La figure 2.7, extraite également de Hingray et Saïd (2014), est intéressante car elle exprime la part des différentes sources d'incertitudes dans les données de températures et de précipitations. Elle montre, pour la fin du siècle, que le pourcentage d'incertitudes liées à la variabilité interne du climat (composante à grande échelle) pour la température est de 10 % alors qu'il est encore supérieur à 50 % pour les précipitations.

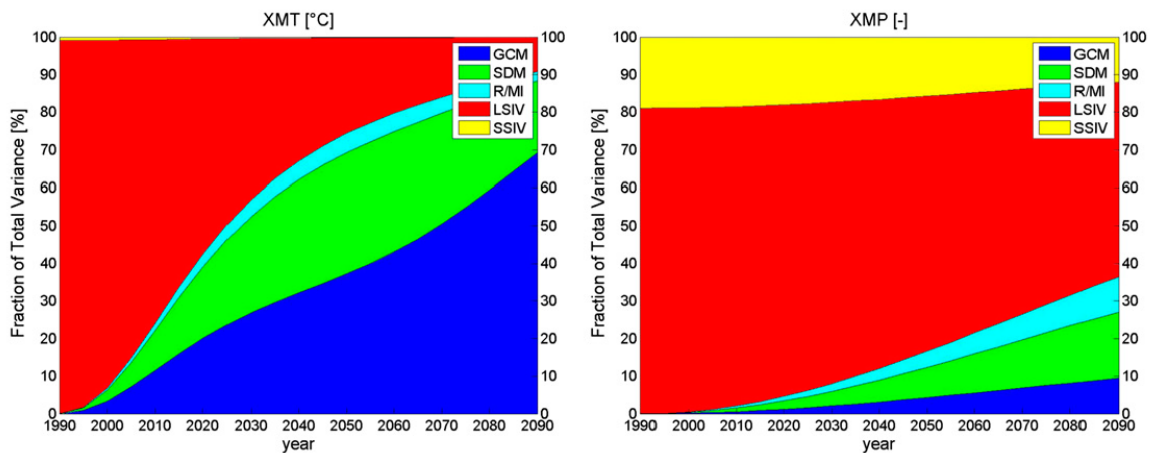


FIGURE 2.7 – Fraction de la variance totale expliquée pour chaque source d'incertitude pour le changement moyen prévu par la moyenne de 20 ans sur les projections des températures (gauche) et des précipitations (droite) du bassin versant supérieur de la Durance. Les différentes sources d'incertitudes prises en compte sont le GCM (modèle global de climat), les SDM (modèle statistique de descente d'échelle), la R/MI (composantes d'incertitude de l'interaction résiduelle des modèles), la LSIV (composante à grande échelle de la variabilité interne) et la SSIV (composante à petite échelle de la variabilité interne). Figure extraite de Hingray et Saïd (2014).

Afin de pouvoir travailler à une échelle permettant l'étude des impacts et des extrêmes hydrométéorologiques, il est souvent nécessaire de faire appel à une méthode de descente d'échelle qui s'appuie sur la relation entre l'échelle globale et l'échelle locale. Il existe deux familles de méthodes de descente d'échelle : les méthodes de type dynamique et les méthodes de type statistique. L'approche dynamique repose sur la physique et la dynamique du système climatique régional. La descente d'échelle dynamique peut se faire avec des modèles à aire limitée (Limited Area Model - LAM). Dans ce cas, les modèles couvrent une zone spécifique du globe et sont contraints sur leurs bords par des modèles à résolution spatiale moins importante. La deuxième catégorie de descente d'échelle dynamique est celle des Stretched-Grid GCM (Troccoli et al., 2014), où les modèles utilisés ont une grille à résolution variable. Les méthodes de descente d'échelle statistiques cherchent, quant à elles, à trouver un lien statistique entre les variables de grande échelle et les variables locales de la surface.

Une autre étape du post-traitement des sorties de modèles climatiques consiste à exploiter des méthodes de correction de biais. Une méthode usuelle est la méthodologie quantile-quantile (Deque, 2007) qui consiste à faire correspondre la distribution statistique (CDF) de données simulées avec la distribution statistique des données observées.

Une adaptation récente de méthode quantile-quantile est la méthode ADAMONT, développée par Verfaillie et al. (2017). Par rapport à une correction quantile-quantile classique, il y a, en plus, une désagrégation des données au pas de temps horaire par une méthode de recherche de journée analogue.

Une variante de la méthode quantile-quantile est la méthode CDF-t (Cumulative Distribution Function – transform) (Michelangeli et al., 2009 ; Vrac et Friederichs, 2015). Cette dernière permet de faire de la correction de biais et également de la méthode de descente d'échelle statistique. Les évolutions des CDF simulées à grande échelle sont reproduites à l'échelle locale en s'appuyant sur une transformation mathématique des CDF. La méthode s'appuie sur l'estimation des CDF de la référence et du modèle GCM sur une période de projection, puis sur l'application d'une approche quantile-quantile sur ces deux distributions afin de générer des valeurs de quantiles corrigées du biais et des séries temporelles. Alors que la méthode quantile-quantile est fondée sur la projection de la CDF du modèle sur les données de référence, la méthode CDF-t cartographie l'évolution de la CDF entre les simulations GCM/RCM historiques et futures, avant de la projeter sur la CDF de référence historique pour obtenir la CDF de référence sur le futur projeté. La méthode CDF-t est fondée sur l'hypothèse qu'une transformation mathématique permet de passer de la CDF du GCM à la CDF de la référence dans la période de calibration, et que cette transformation est également valable sur la période de projection. Bien que la fonction de transformation soit considérée comme stationnaire dans le temps, la méthode CDF-t, contrairement à l'approche standard du quantile-quantile, ne repose pas sur l'hypothèse que les distributions (GCM et référence) ne varient pas dans le temps.

2.4.2 Études portant sur la gestion d'un ouvrage hydroélectrique en climats présent et futur

Dans cette section, nous examinons certains éléments concernant les effets du changement climatique sur les ressources en eau et les réservoirs hydroélectriques. La majorité des études sur les réservoirs utilise une approche similaire à celle de Christensen et Lettenmaier (2007) qui vise à exploiter un ensemble multi-modèle pour évaluer les changements de la ressource en eau tout en prenant en compte la modélisation du système hydroélectrique. Les études sont régulièrement menées à l'échelle du bassin versant (eg. François et al. (2014); Anghileri et al. (2018); Kopytkovskiy et al. (2015)). Nous en présentons quelques-unes ci-dessous.

L'article de Schaeffi et al. (2007) se focalise sur le système hydrique de Mauvoisin en Suisse qui est dominé par des apports glaciaires. L'étude s'appuie sur une chaîne de modélisation constituée de quatre parties : la production de scénarios de changement climatique global, la modélisation des apports associés, la modélisation de l'évolution de la surface du glacier et la modélisation de la gestion de la centrale. Un modèle hydrologique conceptuel semi-distribué est utilisé et permet de prendre en compte le régime glacio-nival du bassin. Pour le réservoir, un modèle de gestion de nature heuristique est exploité. Une partie de l'étude est consacrée à la modélisation des incertitudes sur chacune des parties de la chaîne de modélisation.

Majone et al. (2016) présentent une autre étude dans les Alpes, menée à l'échelle du bassin versant du Noce en Italie. Cette étude se consacre à plusieurs centrales hydroélectriques au lieu d'une seule. Les auteurs indiquent avoir noté une augmentation des apports d'eau entre 1970-2000 et 2040-2070, qui s'accompagne d'une évolution du régime hydrologique qui passe de glacio-nival à nival. Dans cet article, il est aussi souligné que les projections climatiques pour les précipitations sont plus complexes, en particulier à cause de la difficulté des modèles à représenter correctement l'orographie des Alpes. Les centrales au fil de l'eau sont directement impactées par le changement de régime hydrologique et les centrales équipées d'un réservoir sont plus adaptables, notamment avec un aménagement de la gestion.

Ali et al. (2018) s'appuient également sur une chaîne de modélisation hydroclimatique pour évaluer les impacts du changement climatique sur la gestion des réservoirs. Le cas d'étude se compose de sept réservoirs situés en Inde. Les changements climatiques sont évalués à partir d'une approche multi-modèle climatique. Le nombre de GCM composant cet ensemble est de dix. Les scénarios d'émissions de gaz à effet de serre sont les scénarios RCP 2.6 et RCP 8.5. Les auteurs ont recours à un modèle hydrologique (VIC). Les auteurs ont évalué que la température moyenne pourrait augmenter de $+6.3^{\circ}\text{C}$ et s'accompagner d'une hausse des précipitations allant jusqu'à $+18\%$. Ces évolutions conduiraient à une augmentation des débits annuels moyens pouvant atteindre $+45\%$ et de la production électrique annuelle jusqu'à $+25\%$. L'étude révèle cependant qu'un réchauffement significatif entraînerait une baisse des débits et de la production en mai-juin pour les installations hydroélectriques influencées par la neige.

Des études comme celles de Raje et Mujumdar (2010), François et al. (2015) et Haguma et al. (2015) s'intéressent plus spécifiquement à l'impact du changement climatique sur les performances de gestion des réservoirs. L'analyse de Raje et Mujumdar (2010) se focalise sur le réservoir de Hirakud, alimenté par la rivière Mahanadi, avec une fonction multi-usage pour le contrôle des inondations, les besoins en irrigation ainsi que la production d'énergie. Trois GCM sont utilisés avec les scénarios d'émissions SRES (A2, A1B et B1) sur les périodes futures 2045-2065 et 2075-2095 et sont évaluées par rapport à la période historique 1959-2005. Quatre indices de performance sont ainsi utilisés : la fiabilité pour les trois usages (irrigation, production des crues et production d'énergie), la résilience, la vulnérabilité et le ratio de déficit en énergie pour la production d'énergie. Les auteurs ont analysé, dans un premier temps, l'impact du changement climatique en utilisant les règles de gestion actuelles du réservoir s'appuyant sur des courbes guides pour la protection contre les crues. Pour le futur, les différents scénarios climatiques indiquent que la production d'énergie ainsi que la fiabilité de la production et de l'irrigation vont diminuer. La vulnérabilité et le ratio de déficit de la production d'énergie vont, quant à eux, augmenter. Dans un second temps, l'analyse se focalise sur la recherche d'une politique d'exploitation adaptative pour atténuer les impacts du changement climatique sur l'exploitation du réservoir. Cette nouvelle politique de gestion est déterminée à l'aide d'un algorithme s'appuyant sur la programmation dynamique stochastique (SDP). Dans cette étude, les auteurs ne maximisent pas les bénéfices mais la fiabilité de chaque usage du réservoir. Ils ont constaté qu'en diminuant légèrement le niveau de fiabilité requis vis-à-vis de l'irrigation et du contrôle des inondations, la production d'énergie et sa fiabilité pourraient augmenter dans les scénarios futurs. Raje et Mujumdar concluent qu'il pourrait être nécessaire de revoir les règles de gestion, pour le contrôle des inondations, au sein des réservoirs avec une probabilité croissante de sécheresse dans le futur. D'un autre côté, les auteurs soulignent que le niveau futur de la production d'énergie ne pourra plus atteindre le niveau actuel de la production, cela pouvant s'expliquer par une augmentation de la demande en irrigation à l'avenir. Ils précisent aussi que les déficits futurs du bilan hydrique seraient à l'origine de la limitation du succès des options politiques adaptatives.

Nous détaillons ici l'étude de François et al. (2015) qui s'intéressent à l'estimation des performances d'un système hydroélectrique en contexte de changement climatique, en se concentrant sur l'influence de la modélisation de la stratégie de gestion. Il est mentionné, dans cet article, que la modélisation d'un réservoir pour des études d'impacts sur le changement climatique nécessite des représentations simplifiées du système et de sa gestion car un système de production d'énergie hydroélectrique comporte souvent un niveau trop complexe pour être modélisé en détail (avec la présence de nombreux ouvrages interconnectés comme des barrages, des usines, des canaux et des systèmes d'irrigation). Le site d'étude est le système Durance-Verdon (bassin-versant de 14 000 km²) dans le Sud-Est de la France. La majorité de l'eau, provenant des rivières alpines dominées par le régime nival de la Haute-Durance, est stockée dans la retenue de Serre-Ponçon (1270 millions de m³). Les projections hydroclimatiques sont effectuées à partir d'un ensemble de 6 runs de GCM qui s'accompagnent de 30 réalisations de descente d'échelle. Les auteurs concluent que les changements de conditions climatiques modifient le comportement et la performance du système hydroélectrique et que l'analyse de ces modifications est peu dépendante

de la configuration de gestion. On relèvera aussi que l'importance de l'accumulation de neige dans le système rend ce dernier sensible aux modifications du climat. L'incertitude croissante sur les précipitations et les températures plus élevées compliquent la satisfaction des objectifs de gestion prioritaires comme l'irrigation ou le maintien d'une cote minimale en été. Le système devient moins flexible et cela entraîne une diminution de la production hydroélectrique. Les dispersions inter-périodes (horizons des projections climatiques) et inter-GCM semblent beaucoup plus grandes que la dispersion du modèle de gestion. Les fonctions de réponse au climat du système sont donc indépendantes du modèle de gestion.

Haguma et al. (2015) ont mené une étude d'optimisation de la gestion du système hydrique de Manicouagan, au Québec (Canada), en contexte de changement climatique. Un nouvel algorithme d'optimisation à long terme, nommé Long-term dynamic programming (LT-DP), a été développé en couplant la programmation dynamique et l'espérance des bénéfices futurs. Ce dernier produit des règles de gestion hebdomadaires à long terme (gestion stratégique) pour les projections climatiques. L'algorithme exploite un pas de temps hebdomadaire pour considérer la variabilité saisonnière des débits et un pas de temps annuel pour prendre en compte la variabilité à long terme ainsi que la non-stationnarité du climat. L'objectif de cette approche est de déterminer un compromis entre le maintien de l'eau dans le réservoir, pour répondre à la variabilité à long terme des apports, et la politique d'exploitation à moyen terme du réservoir. Un ensemble multi-modèle a été utilisé pour prendre en compte les incertitudes du climat futur dans le problème d'optimisation et pour fournir des probabilités de transition entre les projections climatiques. La mise en œuvre de cette approche s'est faite sur un ensemble de deux centrales hydroélectriques avec des réservoirs et sur trois centrales au fil de l'eau sur une période de 90 ans. Les simulations indiquent une augmentation de la production hydroélectrique dans le futur avec une hausse des apports saisonniers et annuels. L'algorithme d'optimisation permet ainsi d'évaluer l'impact du changement climatique sans faire d'autres hypothèses que celles sur les projections climatiques fournies par les GCM. Les performances du système sont également améliorées, tout en réduisant les déversements, grâce à la représentation explicite de la non-stationnarité climatique. Les auteurs concluent leur étude en indiquant que la nouvelle approche permet de concilier la saisonnalité du régime hydrologique et la non-stationnarité du climat qui sont pourtant deux aspects contradictoires.

L'étude de Dupeyrat et al. (2008) se distingue des études précédentes par son approche dans la représentation des réservoirs hydroélectriques du bassin de la Garonne. En effet, les différentes connexions entre les ouvrages n'ont pas été prises en compte comme dans les études de Tilmant et al. (2014), Marien et al. (1994), Côté et Arsenault (2019), Oliveira et Loucks (1997), Pina et al. (2017b) mais les auteurs ont choisi de représenter l'ensemble des réservoirs dans un seul, appelé macro réserve. L'analyse emploie un modèle hydrologique (CEQUEAU) et un modèle de gestion s'appuyant sur une matrice des valeurs de Bellman. Dans cette étude, les projections hydrologiques ne sont pas réalisées à partir des projections climatiques issues des GCM mais elles sont générées stochastiquement à partir d'observations. Deux nouvelles séries sont construites : la première simulant un réchauffement de $+0.85$ °C, par rapport à la période 1975-2004, et la seconde un réchauffement de $+1.25$ °C. Les auteurs concluent que leur analyse de sensibilité aux

perturbations du climat indique des évolutions marquées plus spécifiquement pour les bassins versants situés dans les Pyrénées. Ces observations peuvent s'expliquer principalement par une fonte anticipée du manteau neigeux et des précipitations moins conséquentes. L'étude montre néanmoins que l'évolution du bassin du Tarn reste stable avec des pluies automnales et hivernales qui restent importantes. Au niveau de la gestion, il est noté une baisse des fluctuations de la macro réserve induite par une diminution des débits d'apports naturels.

Nous avons abordé des études appliquées principalement à un bassin versant équipé de plusieurs installations hydroélectriques. Il existe cependant une hétérogénéité spatiale dans les différentes études car certaines se concentrent au niveau national (par exemple Carvajal et al. (2017) en Equateur ou Savelsberg et al. (2018) en Suisse) ou encore sur une échelle spatiale plus large comme celle de l'Europe (van Vliet et al., 2015).

Nous présentons maintenant l'étude de Carvajal et al. (2017) qui s'intéressent à dix centrales hydroélectriques réparties sur six rivières. L'ensemble de la zone étudiée représente 85 % de la production hydroélectrique de l'Equateur. Un modèle de gestion a été développé et forcé avec 40 GCM du projet CMIP5 avec le scénario d'émissions RCP 4.5 sur la période 2071-2100. Les auteurs mentionnent l'utilisation de larges ensembles de GCM pour couvrir un large éventail de climats futurs. Cet article affirme que l'ensemble CMIP5 prévoit une légère augmentation du débit moyen pour la fin du siècle avec des saisons plus contrastées (saison humide plus humide et saison sèche plus sèche), ce qui peut entraîner de grandes variations dans la production. Les installations avec un lac sont moins impactées. Il est également suggéré de prendre en compte l'impact futur d'El Nino sur la production hydroélectrique.

D'autres études s'intéressent à de grands complexes hydroélectriques comme Kopytkovskiy et al. (2015), par exemple, avec une étude sur le bassin supérieur du Colorado, qui est la première source d'eau pour l'Ouest des Etats-Unis. On peut aussi noter une étude sur la Californie de Guégan et al. (2012) qui cherchent à construire un outil d'estimation à long terme des prix de l'hydroélectricité, fondé sur un réseau de neurones artificiels pour développer des scénarios de prix sous différents scénarios de réchauffement climatique.

Plus récemment, on assiste à un nouveau type d'approche qui ne se limite pas à l'étude de l'hydrologie et de l'hydroélectricité mais qui regroupe d'autres sources d'énergie. L'hydroélectricité fait alors partie d'un ensemble plus vaste comprenant les sources d'énergie thermoélectrique, éolienne et solaire. Tobin et al. (2018) comparent ainsi, à l'échelle de l'Europe, les différentes technologies de production d'électricité et leurs impacts pour différents scénarios de réchauffement climatique sous +1.5, 2 et 3°C. Cette analyse montre que la production hydroélectrique peut diminuer jusqu'à -20 % pour le scénario avec un réchauffement de +3°C en moyenne sur l'Europe.

2.5 Indicateurs d'impacts

2.5.1 Notions et classifications des indicateurs

L'Agence des Etats-Unis pour la protection de l'environnement (EPA) signale qu'un indicateur du changement climatique représente l'état ou la tendance de certaines conditions environnementales ou sociétales sur une zone et une période données¹⁰. Les indicateurs se réfèrent généralement à un secteur particulier ou à une thématique précise. L'Agence Européenne de l'Environnement (EEA, 2014) présente ainsi une classification par thèmes. Parmi ces thématiques, nous pouvons mentionner les indicateurs sur la pollution de l'air, la biodiversité, le climat, l'eau ou encore l'énergie.

Le rapport de l'EEA propose aussi une classification alternative en cinq catégories (types A à E). Les indicateurs sont classés par typologies, en plus de la classification sectorielle (EEA, 2014). Le tableau 2.1 synthétise les différentes catégories ainsi que les questions auxquelles se rapportent les indicateurs. En suivant cette classification, nous avons choisi de nous concentrer sur les indicateurs descriptifs (type A) et sur les indicateurs de performance (type B).

Une troisième classification des indicateurs est possible en les ordonnant par catégories d'impacts. Mayor et al. (2017) analysent le rôle de l'hydroélectricité, à petite et grande échelles, pour la sécurité énergétique et la garantie de l'approvisionnement en eau sur le bassin versant espagnol du Douro. Les auteurs ont recours à plusieurs indicateurs qui sont classés en trois catégories : la sécurité énergétique, la sécurité d'accès à l'eau et les impacts environnementaux. Dans cette thèse, nous mettrons l'accent plus spécifiquement sur les indicateurs rattachés aux deux premières catégories, comme nous le verrons dans le chapitre 3 (partie 3.6).

10. <https://www.epa.gov/climate-indicators/frequent-questions-about-climate-change-indicators> (dernière consultation le 08/02/2021).

Types	Classifications	Questions
A	Indicateurs descriptifs	Que se passe-t-il ?
B	Indicateurs de performance	Est-ce important ? Les objectifs sont-ils atteints ?
C	Indicateurs d'efficacité	Est-ce que nous nous améliorons ?
D	Indicateurs d'efficacité des politiques	Les mesures prises fonctionnent-elles ?
E	Indicateurs de confort	Sommes-nous dans une situation plus favorable ?

TABLEAU 2.1 – Classification des différents types d'indicateurs pour caractériser l'environnement selon la nomenclature de l'Agence Européenne de l'Environnement, d'après EEA (2014).

2.5.2 Différents types d'indicateurs

2.5.2.1 Indicateurs issus des variables climatiques

Les indicateurs issus des variables climatiques permettent de quantifier principalement l'évolution de la ressource en eau (Donnelly et al., 2018). Selon l'Organisation météorologique mondiale, une variable climatique essentielle (VCE) est une variable physique, chimique, biologique ou un groupe de variables reliées entre elles qui contribuent significativement à la caractérisation du climat de la Terre (World Meteorological Organization, 2017). Les indicateurs d'impacts climatiques (IIC) sont le résultat, sous la forme agrégée, d'une VCE. Par exemple, pour caractériser les vagues de chaleur, l'essentiel des indicateurs est directement dérivé des températures comme l'indice des vagues de chaleur STARDEX (Ouzeau et al., 2016). Cet indice décrit une vague de chaleur comme étant une période durant laquelle la température maximale quotidienne dépasse la climatologie de plus de $+5^{\circ}\text{C}$ sur une durée d'au moins cinq jours consécutifs en été.

Soubeyroux et al. (2020) indiquent que l'analyse du changement climatique concerne les principales variables atmosphériques (températures, précipitations, vitesse du vent, etc) dans leur évolution moyenne et aussi pour leurs valeurs extrêmes. Dans ce contexte, un indicateur est défini pour être représentatif d'une des caractéristiques du climat comme la température moyenne, le cumul annuel de précipitations ou encore le nombre de jours de gel. Les IIC sont le plus souvent présents dans les portails de services climatiques. Le portail DRIAS de Météo France propose ainsi plus d'une trentaine d'indicateurs s'appuyant sur les variables climatiques de température, de précipitations, de vitesse du vent ou encore d'humidité spécifique. La figure 2.8 présente la liste des indicateurs du portail avec leurs définitions ainsi que leurs unités. Ainsi, la variable « température moyenne » propose trois indicateurs dont celui de « degré-jours chauffage », qui est défini comme étant le cumul des écarts relatifs au seuil de 17°C , si la température moyenne est inférieure à cette valeur.

Température minimale	Température minimale	(moyenne Tmin)	°C
	Extrême froid de la température minimale quotidienne	(=10 ^e centile des Tmin quotidien)	°C
	Extrême chaud de la température minimale quotidienne	(=90 ^e centile des Tmin quotidien)	°C
	Nombre de jours anormalement froids	(où Tmin < 5 °C de la normale)	Nbr jours
	Nombre de nuits anormalement chaudes	(où Tmin > 5 °C de la normale)	Nbr jours
	Nombre de jours d'une vague de froid	(où Tmin < 5 °C de la normale dans une séquence > 5 j. consécutifs)	Nbr jours
	Nombre de jours de gel	(où Tmin ≤ 0 °C)	Nbr jours
	Nombre de nuits tropicales	(où Tmin > 20 °C)	Nbr jours
Température maximale	Température maximale	(moyenne Tmax)	°C
	Extrême chaud de la température maximale quotidienne	(= 90 ^e centile des Tmax quotidien)	°C
	Extrême froid de la température maximale quotidienne	(= 10 ^e centile des Tmax quotidien)	°C
	Nombre de jours anormalement chauds	(où Tmax > 5 °C de la normale)	Nbr jours
	Nombre de jours de vague de chaleur	(Tmax > 5 °C de la normale dans une séquence > 5 jours consécutifs en été)	Nbr jours
	Nombre de jours sans dégel	(où Tmax ≤ 0 °C)	Nbr jours
	Nombre de journées estivales	(où Tmax > 25 °C)	Nbr jours
	Amplitude thermique	(moyenne des Tmax-Tmin quotidien)	°C
Température moyenne	Nombre de jours de forte chaleur	(où Tmax > 35 °C)	Nbr jours
	Température moyenne	(moyenne Tmean)	°C
	Degré-jours chauffage	(cumul des écarts négatifs au seuil de 17 °C, si Tmean < 17 °C)	°C
	Degré-jours de climatisation	(cumul des dépassements du seuil de 18 °C, si Tmean > 18 °C)	°C
Précipitations totales	Cumul des précipitations	(somme des Pr)	mm
	Précipitations quotidiennes moyennes	(moyenne Pr)	mm
	Nombre de jours de précipitations	(où Pr ≥ 1 mm)	Nbr jours
	Précipitations moyennes des jours pluvieux	(où Pr ≥ 1 mm)	mm
	Nombre de jours de fortes précipitations	(où Pr ≥ 20 mm)	Nbr jours
	Fraction des précipitations quotidiennes intenses	(où Pr ≥ 90 ^e centile des précipitations annuelles)	%
	Période de sécheresse	(Max [nombre de jours consécutifs avec Pr < 1 mm])	Nbr jours
	Maximum du nombre de jours pluvieux consécutifs	(Max [nombre de jours consécutifs avec Pr ≥ 1 mm])	Nbr jours
	Précipitations quotidiennes intenses	(90 ^e centile des précipitations annuelles)	mm
	Précipitations quotidiennes extrêmes	(90 ^e centile des précipitations annuelles)	mm
Vitesse du vent à 10 m	Nombre de jour de précipitations extrêmes	(où Pr ≥ 99 ^e centile des précipitations annuelles)	Nbr jours
	Vitesse moyenne du vent moyen quotidien	(moyenne sfcWind)	m/s
	Cumul du nombre de jours sans vent	(où sfcWind < 15 ^e centile des sfcWind quotidien)	Nbr jours
	Vitesse du vent fort	(où sfcWind ≥ 98 ^e centile des sfcWind annuelles)	m/s
Humidité spécifique	Nombre de jours de vent fort	(où sfcWind ≥ 98 ^e centile des sfcWind annuelles)	Nbr jours
	Humidité spécifique moyenne	(moyenne huss)	kg/kg

FIGURE 2.8 – Synthèse des principaux indicateurs climatiques disponibles au sein du portail climatique DRIAS. Figure extraite de Soubeyroux et al. (2020).

Le Climate Data Store du C3S met à disposition le ruissellement et les anomalies de débits comme indicateurs d'énergie pour la production hydroélectrique. La plateforme propose des indicateurs définis comme étant des métriques des variables hydrométéorologiques. L'indicateur consiste alors à présenter le pourcentage des changements des variables climatiques entre une période historique et une période future. Le portail E-HYPE web (service succédant au portail SWICCA) propose des indicateurs pour le secteur hydroélectrique à l'échelle européenne. Ces indicateurs se concentrent sur les débits non influencés et sur le stockage de la neige. L'indicateur hydrologique est calculé en faisant le rapport des débits non influencés par la moyenne des débits influencés sur la période 1971-2000. Pour la neige, l'indicateur est fondé sur l'équivalent en eau de la neige (EEN). Cet indicateur se compose de deux parties. Dans un premier temps, on calcule le changement du stockage maximal de neige, par rapport à la période de référence, et on détermine ensuite le nombre de mois de décalage dans le temps, au moment où la quantité de neige maximale se produit.

Nous pouvons aussi mentionner l'étude de Strzepek et al. (2013) qui s'appuie sur six indicateurs hydrologiques pour permettre aux décideurs de tenir compte du risque climatique lors de la planification des ressources en eau et des investissements dans les infrastructures. Ces indicateurs sont le ruissellement annuel moyen (MAR), le rendement des bassins hydrographiques, les hauts débits annuels (Q10), les bas débits annuels (Q90), le débit de base ou encore le déficit en eau des cultures.

Enfin, certains indicateurs permettent de détecter l'influence des événements climatiques de grandes échelles. Bonfils et al. (2015) s'intéressent à la détection d'ENSO (El Niño et Southern Oscillation) en développant une méthodologie permettant d'identifier les régions susceptibles de connaître des anomalies pluviométriques futures jamais rencontrées par rapport au climat actuel. Cherry et al. (2005) montrent que la relation entre les précipitations hivernales et l'oscillation nord-atlantique (NAO) permet de prédire les précipitations printanières disponibles pour les réservoirs en Norvège. L'utilisation immédiate des indicateurs hydrologiques, proposés au sein des services climatiques, liés à la disponibilité de l'eau sont adaptés pour les centrales au fil de l'eau, ce qui n'est pas directement le cas pour les centrales alimentées par un réservoir. Savelsberg et al. (2018) montrent notamment que si l'exploitation des centrales au fil de l'eau est uniquement impactée par les apports en eau les centrales avec réservoir peuvent, quant à elles, adapter leur gestion aux variations des apports.

2.5.2.2 Indicateurs énergétiques

Une deuxième catégorie d'indicateurs se situe à l'interface entre les informations climatiques et les questions énergétiques. Par exemple, l'indicateur « Gross Hydropower Potential » (GHP) représente l'énergie annuelle potentiellement disponible lorsque la totalité du ruissellement naturel d'un pays est captée au niveau de la mer (ou à la frontière du pays, le cas échéant) sans aucune perte d'énergie (Bódis et al., 2014). Dans cette catégorie, des indicateurs sont davantage orientés sur les opérations du réservoir en lui-même, par le biais d'informations plus axées sur la gestion des stocks et non seulement sur les apports disponibles de la ressource en eau. C'est le cas notamment du « Effective Degree Regulation » (EDR), qui est égal au rapport entre le volume d'eau stocké ou régulé par l'exploitation du réservoir et le débit naturalisé du fleuve, c'est-à-dire sans la présence de structures anthropiques (Ehsani et al., 2017).

L'étude de Basheer et Ahmed Elagib (2019) propose une analyse temporelle, entre 1984 et 2016, de neuf indicateurs spécifiques du lien eau-énergie pour la production d'hydroélectricité et le pompage de l'eau pour l'irrigation sur le Nil Bleu au Soudan. Ces indicateurs sont la production quotidienne d'énergie, le pourcentage de jours de capacité de production d'énergie, la variation de la production quotidienne d'énergie, la production annuelle d'énergie, la plus grande et la plus petite énergie de pompage quotidienne, la variabilité de l'énergie de pompage quotidienne et l'énergie de pompage annuelle. Selon les auteurs, l'analyse des changements de régime des séries temporelles peut permettre de détecter l'impact anthropique sur l'hydrologie fluviale, comme la construction des barrages. Il est également possible de détecter les changements dans l'exploitation des infrastructures hydrauliques existantes, qui, selon les auteurs, sont souvent insuffisamment documentées.

2.5.2.3 Indicateurs socio-économiques

Dans un cadre d'optimisation et de programmation dynamique, les valeurs marginales de l'eau « Marginal Storage Water Volume » (MSWV) permettent de déterminer la stratégie des besoins de stockage qui aurait permis d'atteindre le meilleur équilibre entre la ressource et la demande (François et al., 2014). Les MSWV dépendent du niveau d'eau dans le réservoir et sont les dérivées des solutions analytiques des équations de Bellmann définissant un revenu futur lié à l'utilisation d'un mètre cube d'eau (Hveding, 1968). Anghileri et al. (2011) proposent un indicateur économique construit sur la moyenne journalière des revenus issus de la production hydroélectrique qui prend en compte l'horizon des simulations, les prix de l'électricité et la production d'énergie par heure.

Il existe également des indicateurs qui ne sont pas consacrés qu'aux performances du système mais à l'impact du système sur son environnement immédiat. Ainsi, Jaramillo et al. (2018) ont développé une approche pour évaluer la vulnérabilité socio-hydrologique au Népal en s'appuyant notamment sur des indicateurs de capacité d'adaptation pour la densité des barrages et sur des indicateurs de capacité de stockage des réservoirs.

2.5.2.4 Indicateurs de performance des systèmes hydroélectriques

Aux indicateurs énergétiques, s'ajoutent des indicateurs quantifiant les performances des systèmes eau-énergie. Les trois principaux sont la fiabilité, la résilience et la vulnérabilité (Hashimoto et al., 1982). Ils sont parfois désignés par l'abréviation RRV (« Reliability, Resiliency, Vulnerability », en anglais). La fiabilité est le pourcentage de temps que le système passe dans un état jugé satisfaisant (non-défaillant). La résilience est la probabilité de passer d'un état non-satisfaisant au temps t à un état satisfaisant au temps suivant ($t + 1$). La résilience traduit la rapidité avec laquelle le système quitte l'état de défaillance pour se retrouver dans un état satisfaisant. La vulnérabilité donne une indication de la défaillance.

Les indicateurs RRV ont été utilisés dans plusieurs études (François, 2013 ; Raje et Mujumdar, 2010 ; Schaeffli et al., 2007 ; Tilmant et al., 2020). Dans leur étude, Schaeffli et al. (2007) analysent les performances de la production d'électricité de la centrale de Mauvoisin (Suisse) à l'aide des indicateurs RRV, mais d'autres critères sont également utilisés comme l'efficacité du réservoir (cumul du volume d'eau turbiné divisé par le cumul des apports), le cumul annuel de la production électrique, le nombre de jours de déversements et enfin l'occurrence des débordements du réservoir. L'analyse de François (2013) s'appuie aussi sur les indicateurs RRV pour évaluer les performances du réservoir de Serre-Ponçon (Hautes-Alpes) pendant les mois de juillet et d'août face au respect de la contrainte de cote touristique. Nous expliquons, plus en détail, l'utilisation de ces indicateurs de performance dans le chapitre 3 et nous présentons une application de ces derniers à la production d'électricité sur quatre réservoirs dans les chapitres 6 et 7.

2.6 Conclusions

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés aux données et méthodes souvent employées pour évaluer l'impact du changement climatique sur la gestion des réservoirs hydroélectriques. Nous présentons une analyse que nous avons menée sur plusieurs services climatiques spécialisés dans le secteur de l'eau et/ou de l'énergie. L'étude des différents portails de ces services a permis de montrer une hétérogénéité de l'information disponible, que ce soit au niveau des variables climatiques, des indicateurs ou des échelles spatio-temporelles mises à disposition. La mise en perspective des différents portails nous a amenés à privilégier, dans cette thèse, le service climatique DRIAS, que nous présentons plus explicitement dans le chapitre 3.

Les portails climatiques fournissent des informations essentielles sur les projections climatiques pour une diversité de variables climatiques. Il est possible d'accéder à des projections de températures, de précipitations et de flux, sans avoir besoin de grandes infrastructures de calcul pour faire fonctionner les modèles climatiques au niveau local. Les services climatiques fournissent des données et des outils permettant de mieux comprendre le changement climatique et ses conséquences sur notre société. Ils facilitent le processus décisionnel, notamment en ce qui concerne l'adaptation et l'atténuation. Toutefois, il existe aujourd'hui une grande variété de services climatiques à la disposition des décideurs, qui ciblent plus ou moins des secteurs économiques et des résolutions spatiales et temporelles spécifiques, ce qui peut créer des obstacles à leur utilisation. Cette multitude de données et d'informations n'est pas une garantie d'utilisation immédiate par les gestionnaires de réservoirs. Il est aujourd'hui crucial de mieux évaluer comment les informations régionales et continentales provenant des services climatiques peuvent être utilisées efficacement par les gestionnaires et les décideurs locaux.

Les projections issues des services climatiques font souvent partie d'une chaîne de modélisation. Dans ce chapitre, nous avons exposé les principales méthodes permettant de modéliser la gestion d'un réservoir pour la production hydroélectrique. Nous avons vu qu'il existe une variété d'approches et que ces dernières sont employées en fonction de la configuration et des spécificités du système hydrique à modéliser. Le but est de s'appuyer sur la modélisation pour élaborer des indicateurs utiles et pertinents pour faciliter la prise de décisions dans le secteur hydroélectrique, en mettant l'accent sur les impacts du changement climatique. Dans le chapitre suivant, nous présentons en détail la chaîne de modélisation utilisée dans cette thèse.

Chapitre 3

Chaîne de modélisation : données et modèles

Ce chapitre décrit la chaîne de modélisation des impacts mise en place :

- Nous exposons les données hydrométéorologiques utilisées : températures, précipitations (réanalyses SAFRAN) et débits (banque HYDRO) ainsi que les projections climatiques (températures et précipitations de 8 GCM/RCM du portail DRIAS pour les RCP 4.5 et 8.5) ;
- Nous présentons les quatre bassins versants étudiés avec leurs réservoirs hydroélectriques : Dordogne à Bort-les-Orgues, Ain à Vouglans, Durance à Serre-Ponçon et Verdon à Castillon ;
- Ensuite, nous détaillons le modèle hydrologique utilisé : GR6J-CemaNeige ;
- Deux modèles de gestion sont présentés : l'un fondé sur les courbes guides de remplissage et l'autre s'appuyant sur la programmation dynamique stochastique (SDP) pour l'optimisation de la gestion ;
- Enfin, nous expliquons les indicateurs d'impacts et de performance des systèmes eau-énergie utilisés dans cette thèse. L'indicateur d'impacts est lié à la gestion par courbes guides (volume d'eau optimisable pour la production) et les indicateurs de performance sont liés à la gestion à l'aide du modèle SDP (fiabilité, résilience et vulnérabilité).

3.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons vu que la plupart des études d'impacts du changement climatique repose sur la mise en place d'une chaîne de modélisation comme celle présentée par Schaepli (2015). Dans cette thèse, nous avons mis en place une chaîne de modélisation hydro-climatique permettant de répondre aux différents objectifs fixés (chapitre 1). Notre démarche repose sur l'utilisation de données et modèles qui permettent d'aboutir à différents indicateurs pour caractériser, à divers niveaux de complexité, les impacts des changements des régimes hydrologiques affectant un réservoir en contexte mono-usage et également multi-usage. Ce chapitre a pour objectif de présenter les données et les modèles utilisés dans cette chaîne constituée de trois parties, synthétisées dans le diagramme de la figure 3.1.

La première partie se compose essentiellement du service climatique DRIAS de Météo-France, d'où nous avons extrait les simulations climatiques des températures et des précipitations pour quatre bassins versants en France, à savoir la Dordogne à Bort-les-Orgues, l'Ain à Vouglans, la Durance à Serre-Ponçon et le Verdon à Castillon, et huit couples de GCM/RCM (sous scénarios RCP 4.5 et RCP 8.5) sur une période historique de référence (1976-2005) et sur deux horizons futurs : l'horizon centré en 2050 (2036-2065) et l'horizon centré en 2080 (2066-2095).

La deuxième partie de la chaîne concerne la modélisation hydrologique. Le modèle hydrologique GR6J, avec sa composante CemaNeige pour la prise en compte des précipitations sous forme de neige, a d'abord été calé à l'aide des observations hydroclimatiques disponibles. Ensuite, les débits à l'exutoire de chaque bassin versant ont été simulés sur les périodes de l'étude (période de référence et horizons futurs).

La troisième partie concerne la modélisation de la gestion d'un réservoir. Les débits simulés ont été utilisés dans deux modèles de gestion de réservoir. Un premier modèle est fondé sur le principe de courbes guides de remplissage et un deuxième modèle, sur l'optimisation de la gestion. L'ensemble des données et des modèles utilisés dans cette thèse sont décrits ci-après.

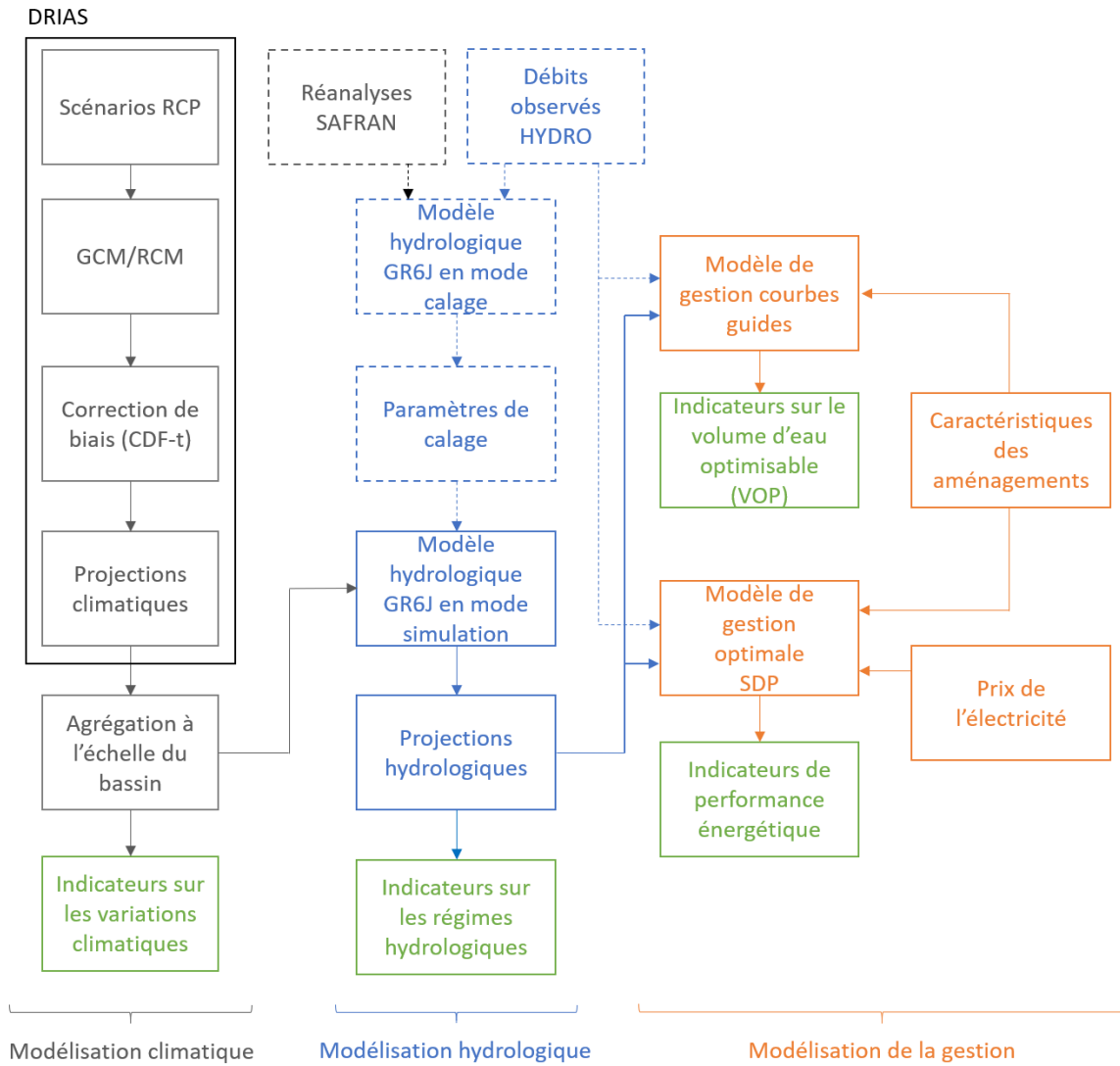


FIGURE 3.1 – Chaîne de modélisation mise en place dans le cadre de cette thèse, présentant les principales étapes liées à la modélisation climatique (gris), la modélisation hydrologique (bleu) et la modélisation de gestion d'un réservoir hydroélectrique (orange). Les indicateurs d'impacts sont indiqués en vert.

3.2 Données observées et projections climatiques

3.2.1 Données hydrométéorologiques historiques

Nous avons utilisé des données journalières de températures et de précipitations, ainsi que des chroniques de débits observés au pas de temps journalier. Les températures et les précipitations sont des produits des réanalyses atmosphériques SAFRAN (Système d'Analyse Fournissant des Renseignements Adaptés à la Nivologie), fournies par Météo-France sur la période 1958-2018 (Vidal et al., 2010). SAFRAN est un système d'analyse utilisant des observations et des données de modèles météorologiques qui sont ensuite interpolées sur une maille régulière de 8 km par 8 km.

Les données de températures et de précipitations sont agrégées à l'échelle du bassin versant et regroupées avec les chroniques de débits observés à l'exutoire du bassin versant au sein d'une base de données gérée par l'équipe « Hydrologie des bassins versants » d'INRAE à Antony (Delaigue et al., 2020). Dans cette base de données, les débits observés proviennent de la base de données hydrométriques nationale HYDRO¹ (Leleu et al., 2014). Ce travail de thèse s'appuie sur l'extraction réalisée en 2015. De ce fait, les débits observés couvrent la période 1958-2015.

3.2.2 Données de projections climatiques

Les données climatiques proviennent du service climatique DRIAS² (Donner accès aux scénarios climatiques Régionalisés français pour l'Impact et l'Adaptation de nos Sociétés et environnements) développé par Météo-France (Lémond et al., 2011). Ce service fournit, à l'échelle de la France, des projections climatiques de températures et de précipitations issues de différents consortiums de modélisation du climat avec les scénarios SRES (SCRATCH08-CERFACS, SCAMPEI et IPSL-2012) et les scénarios RCP (CNRM-2014, IPSL-2014 et EURO-CORDEX). Nous avons utilisé huit simulations de modèles climatiques régionaux, issues de l'initiative EURO-CORDEX, disponibles pour le RCP 4.5 et pour le RCP 8.5. (Vautard et al., 2013). Cet ensemble s'appuie sur une combinaison de trois GCM et de cinq RCM. Le tableau 3.1 recense les huit couples GCM/RCM utilisés dans cette thèse.

Le choix du service climatique DRIAS s'appuie sur deux raisons principales. D'une part, le service DRIAS permet d'utiliser des données dont le biais a déjà été corrigé. La méthode de correction de biais utilisée est l'approche CDF-t (Cumulative Distribution Function – transform) (Michelangeli et al., 2009 ; Vrac et al., 2012, 2016) introduite dans le chapitre 2 (partie 2.4.1). Un autre avantage du service DRIAS est la disponibilité des données sur la même grille que les réanalyses SAFRAN avec une résolution de 8 km × 8 km. Les projections sont disponibles sur la période 1971-2100.

Le portail DRIAS permet de télécharger des projections climatiques de températures et de précipitations au format netCDF. Chaque fichier netCDF contient les données pour une variable, pour un GCM/RCM et une période (historique avant 2005, projection future après 2005). Pour les projections futures, il existe également un fichier netCDF propre à chaque RCP (4.5 ou 8.5). Nous avons agrégé les données de chaque maille (8 km x 8 km) composant chaque bassin versant étudié dans cette thèse pour obtenir les températures et les précipitations moyennes à l'échelle du bassin. Ces données moyennées sont ensuite utilisées en entrée du modèle hydrologique GR6J.

1. hydro.eaufrance.fr*

2. www.drias-climat.fr*

*(dernière consultation le 08/02/2021).

Dans cette thèse, nous avons défini trois périodes d'étude de trente ans :

- la période **1976-2005**, période de référence, pour les **observations** et les **projections climatiques historiques** ;
- la période **2036-2065**, pour les projections climatiques à l'**horizon 2050** ;
- la période **2066-2095**, pour les projections climatiques à l'**horizon 2080**.

Nom de la simulation	GCM	RCM	Période
CLMcom_MPI-ESM-LR_CCLM4-8-17	MPI-ESM	CCLM4-8-17	1971-2100
CSC_MPI-ESM-LR_REMO019	MPI-ESM	REMO019	1971-2100
DMI_EC-EARTH_HIRHAM5	EC-EARTH	HIRHAM5	1971-2100
IPSL_IPSL-CM5A-MR_WRF331F	IPSL-CM5A-MR	WRF331F	1971-2005 & 2021-2100
KNMI_EC-EARTH_RACMO22E	EC-EARTH	RACMO22E	1971-2100
SMHI_CNRM-CERFACS-CNRM-CM5_RCA4	CNRM-CM5	RCA4	1971-2100
SMHI_EC-EARTH_RCA4	EC-EARTH	RCA4	1971-2100
SMHI_HadGEM2-ES_RCA4	HadGEM2-ES	RCA4	1971-2100

TABLEAU 3.1 – Liste des huit couples de GCM/RCM EURO-CORDEX utilisés dans cette thèse, issus de la simulation DRIAS 2014, avec les périodes de données disponibles.

3.3 Bassins versants et réservoirs hydroélectriques

3.3.1 Bassins versants d'étude

Quatre bassins versants français représentatifs des régions à fort intérêt hydroélectrique ont été étudiés : la Dordogne à Bort-les-Orgues, l'Ain à Vouglans, la Durance à Espinasses et enfin le Verdon à Castillon. La figure 3.2 a) indique leur localisation, dans des zones géographiques très marquées par le relief : les bassins de la Dordogne et de l'Ain se situent dans des zones de moyenne montagne (nord-ouest du Massif Central et contrefort du Jura) et les bassins de la Durance et du Verdon sont localisés dans les parties centrale et sud des Alpes françaises. La figure 3.2 b) présente les cartes de relief de chaque bassin et permet de visualiser leur réseau hydrographique principal.

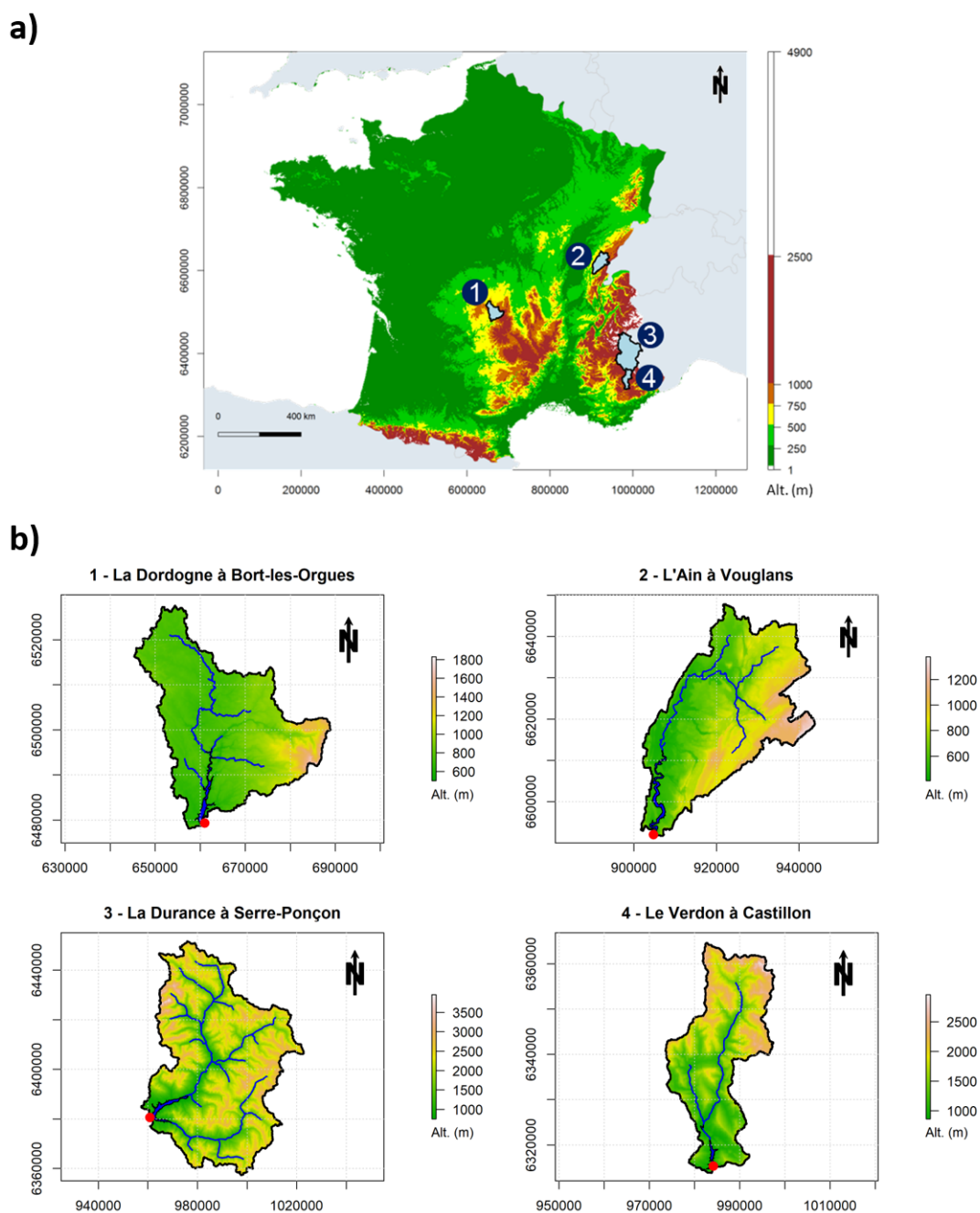


FIGURE 3.2 – a) Localisation des quatre bassins versants : la Dordogne à Bort-les-Orgues (1), l'Ain à Vouglans (2), la Durance à Serre-Ponçon (3) et le Verdon à Castillon (4). b) Reliefs et principaux cours d'eau. Le point rouge marque la position du réservoir à l'exutoire de chaque bassin.

Les bassins versants de la Dordogne et de l'Ain sont caractérisés par un régime pluvial prédominant, bien que le bassin de l'Ain puisse être légèrement affecté par la présence de neige. Les bassins de la Durance et du Verdon sont principalement enneigés. Nous présentons et discutons les courbes des régimes hydrologiques, observés sur la période historique de référence 1976-2005, des quatre bassins versants dans le chapitre 4.

Le tableau 3.2 indique le nom du réservoir hydroélectrique associé à chaque rivière/bassin versant, le code de la station hydrologique utilisée pour les données de débits, la superficie du bassin versant, l'altitude moyenne de ce dernier et le régime hydrologique dominant :

- Le bassin versant de la **Dordogne** à Bort-les-Orgues fait partie du bassin de la Garonne et s'étend sur une superficie de 1010 km². L'altitude minimale à l'exutoire est de 444 m et l'altitude maximale est de 1856 m. Ce bassin est principalement composé de terres agricoles et de milieu semi-naturel. Le lac de Bort-les-Orgues constitue l'exutoire du bassin se situant à la frontière de trois départements : la Corrèze à l'ouest, le Puy-de-Dôme au nord-est et le Cantal au sud-est.
- Le bassin versant de l'**Ain**, affluent du Rhône, se trouve au pied du massif du Jura, dans le département du même nom. Il couvre une surface de 1120 km², d'une dimension proche de celle du bassin de la Dordogne. L'altitude du bassin évolue de 338 m au lac de Vouglans jusqu'à 1381 m.
- Le bassin versant de la **Durance** à Espinasses (Serre-Ponçon) est localisé dans le massif des Alpes du Sud. À cet endroit, cet affluent du Rhône a une superficie de 3580 km², dont l'altitude s'échelonne de 753 m à Serre-Ponçon jusqu'à 3997 m. Le bassin versant est dominé par de nombreux sommets, comme la Barre des Ecrins enneigée une grande partie de l'année. L'exutoire du bassin versant est le lac de Serre-Ponçon qui se situe à la confluence du cours d'eau principal de la Durance et d'un autre affluent, l'Ubaye.
- Le bassin versant du **Verdon** à Demandolx (Castillon) jouxte le bassin de la Durance, dont il est un affluent dans sa partie sud. Bien qu'ayant de nombreuses caractéristiques communes (zone de montagne, régime nival), le bassin du Verdon se distingue par sa superficie de 656 km², cinq fois plus petite que celle de la Durance. Son amplitude altimétrique évolue de 883 m à 2992 m.

Rivière	Réservoir	Station	Superficie (km ²)	Altitude moy. (m)	Régime dominant
Dordogne	Bort-les-Orgues	P0190010	1010	838	Pluvial
Ain	Vouglans	V2322010	1120	751	Pluvial
Durance	Serre-Ponçon	X0500010	3580	2028	Nival
Verdon	Castillon	X2202010	656	1643	Pluvio-nival

TABLEAU 3.2 – Caractéristiques des bassins versants étudiés.

Le choix de ces quatre bassins s'explique essentiellement par la présence de réservoirs dédiés à la production hydroélectrique parmi les plus importants de France et aussi par le contraste climatique de ces régions (Auvergne, Jura et Alpes du Sud). Nous avons également choisi ces bassins versants car ils doivent répondre à certains critères pour la modélisation hydrologique et plus particulièrement lorsqu'il s'agit de réaliser des projections hydrologiques ensuite. Il est notamment nécessaire de disposer de séries de débits non influencés sur une période temporelle longue pour permettre le calage du modèle hydrologique. Enfin, ce sont des réservoirs constituant des ouvrages dits de « tête » dans les aménagements hydroélectriques d'une vallée, ce qui satisfait les besoins de cette thèse s'intéressant à l'étude des systèmes isolés.

3.3.2 Description des réservoirs hydroélectriques

La figure 3.3 présente la nomenclature des différents volumes caractéristiques d'un réservoir que nous utilisons dans la suite de cette thèse. À minima, les réservoirs hydroélectriques sont caractérisés par leur volume à retenue normale, leur volume maximal et leur volume minimal d'exploitation. À cela peut s'ajouter un volume associé à une cote estivale, c'est-à-dire un niveau d'eau minimal (ou volume minimal) à maintenir dans le réservoir en été (Ducloux, 1989).

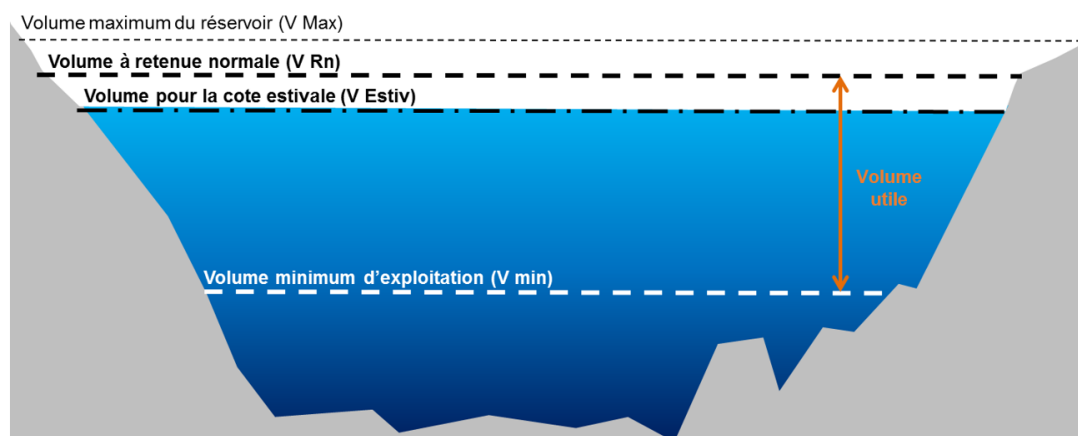


FIGURE 3.3 – Nomenclature et définition des différents volumes d'un réservoir hydroélectrique.

Le tableau 3.3 résume l'ensemble des caractéristiques nécessaires à la modélisation des réservoirs hydroélectriques. Les différentes informations résultent de la compilation de plusieurs sources (brochures d'informations, rapports EDF, rapports DREAL, communications personnelles d'EDF) dont la liste complète est disponible en annexe B. À noter que la production moyenne théorique (ou productibilité hydraulique d'une période donnée) est définie comme étant la « production hydraulique théoriquement possible, réalisée ou stockée (toutes les installations étant supposées en ordre de marche aux conditions nominales), compte tenu des apports naturels de cette période » (Ducloux, 1989).

Caractéristiques	Réservoirs			
	Bort-les- Orgues	Vouglans	Serre- Ponçon	Castillon
Hauteur du barrage (m)	120	103	124	95
Usages principaux du réservoir	Energie	Energie	Energie, agriculture, tourisme	Energie
Volume à retenue normale (hm ³)	477	605	1211	149
Volume utile (hm ³)	408,4	425	968	113
Débit réservé (m ³ .s ⁻¹)	2.5	12.3	4.1	3 et 1,5 (du 01/07 au 15/09)
Nombre de turbines	2	4	4	4
Hauteur de chute min (m)	55	63	65	55
Hauteur de chute max (m)	115	99	123	90
Débit maximal turbinable par l'usine (m ³ .s ⁻¹)	252	323	300	72
Capacité installée (MW)	235	285	380	51
Production moyenne annuelle théorique (GWh)	300	300	700	83

TABLEAU 3.3 – Caractéristiques des aménagements hydroélectriques étudiés.

- Le réservoir de **Bort-les-Orgues** est situé dans le département de la Corrèze. C'est un barrage en béton de type « poids-voûte » d'une hauteur de 120 m dont la construction a commencé en 1942 pour se terminer en 1952. Le réservoir a une capacité de 477 millions de m³ à retenue normale et une capacité utile de 408,4 millions de m³. L'usine hydroélectrique est constituée de deux turbines de type Francis (adaptées pour les hauteurs dites de moyenne-chute) d'une puissance totale installée de 235 MW.

- Le réservoir de **Vouglans** sur l’Ain, sur les contreforts du massif jurassien, est l’un des plus grands réservoirs artificiels de France avec un volume de plus de 605 millions de m^3 . À Vouglans, le régime de l’Ain est majoritairement pluvial bien que le réservoir soit alimenté par les précipitations solides du Jura. Sur le bassin, la neige reste à l’état solide sur une courte période, ce qui ne permet pas d’enregistrer un régime hydrologique avec des caractéristiques nivales.
- Le réservoir de **Serre-Ponçon** est localisé à la frontière entre les départements des Hautes-Alpes et des Alpes-de-Haute-Provence. Il est le plus grand réservoir de France métropolitaine avec une capacité à retenue normale de 1 270 millions de m^3 et était le plus important en Europe lors de sa mise en service en 1960. La centrale hydroélectrique est composée de quatre turbines et sa hauteur de chute varie entre 65 et 123 m, pour une production moyenne annuelle de 720 GWh. Parmi les quatre réservoirs étudiés, c’est le seul à avoir une vocation multi-usage très marquée. À la production hydroélectrique, s’ajoute notamment la fourniture en eau à l’aval pour des besoins en irrigation (principalement durant la saison d’été). Le lac joue également un rôle important pour les activités touristiques en été qui se traduit par un niveau minimal à respecter au sein du réservoir pendant les mois de juillet et août (contrainte de cote estivale).
- Le réservoir de **Castillon**, mis en service en 1948, se situe dans les Gorges du Verdon, au sud du lac de Serre-Ponçon. C’est le plus petit des quatre réservoirs présentés ici, avec un volume de 149 millions de m^3 , soit $1/8^e$ de la capacité du réservoir de Serre-Ponçon. Son usine hydroélectrique se caractérise par quatre turbines avec une hauteur de chute comprise entre 50 et 89 m et une production moyenne annuelle de 72 GWh.

3.4 Modélisation hydrologique CemaNeige–GR6J

3.4.1 Le module CemaNeige

Le module CemaNeige est un modèle de prise en compte de la neige, semi-distribué à deux paramètres, au pas de temps journalier (Valéry, 2010 ; Valéry et al., 2014). Les deux paramètres à caler sont :

- C_{TG} , l’inertie thermique du manteau neigeux (sans dimension), variant de 0 à 1.
- K_f , le facteur de fonte degrés-jours ($\text{mm} \cdot \text{C}^{-1} \cdot \text{j}^{-1}$), généralement compris entre 2 et 6 $\text{mm} \cdot \text{C}^{-1} \cdot \text{j}^{-1}$.

La structure du modèle est présentée en figure 3.4. La première étape du modèle consiste à diviser le bassin versant en cinq bandes égales d'altitude (z), déterminées à partir des données hypsométriques de chaque bassin. Pour chacune de ces bandes d'altitude, les précipitations (P_z) et la température (T_z) (ou le couple de températures minimale (T_{min}) et maximale (T_{max})) sont extrapolées à partir des données de précipitations et de températures moyennes du bassin. Le calcul de la fraction solide des précipitations permet de définir l'accumulation de neige (exprimée en équivalent en eau de la neige, EEN) dans un réservoir conceptuel propre à chaque bande d'altitude z . L'accumulation et la fonte de la neige sont définies à partir de la différence entre la température moyenne journalière et une température de référence pour la fonte fixée à 0°C . À partir de l'état thermique du manteau neigeux (eT_G) et de la température, la lame de fonte issue du stock de neige est calculée avec actualisation de l'état du stock du manteau neigeux ($p_{enneigé}$). La fraction liquide déterminée initialement et la lame d'eau de fonte sont ensuite utilisées en entrée du modèle hydrologique GR6J pour les précipitations.

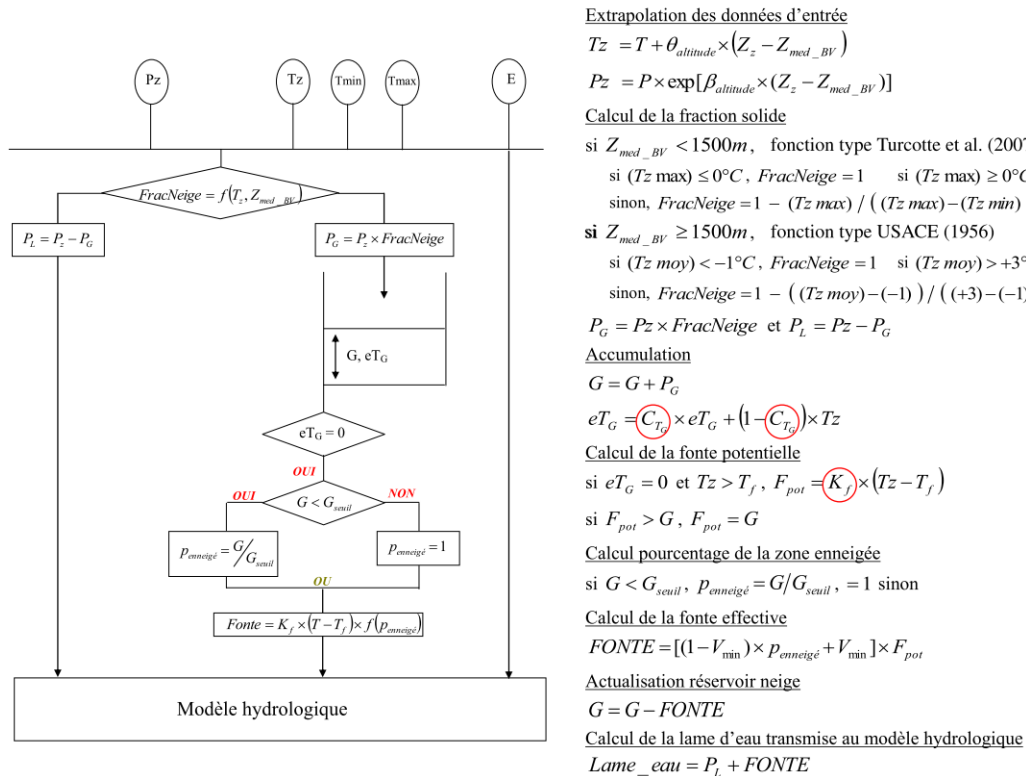


FIGURE 3.4 – Structure du modèle CemaNeige, extrait de Valéry (2010).

3.4.2 Le modèle hydrologique GR6J

Le modèle hydrologique utilisé est le modèle GR6J (Pushpalatha et al., 2011), de la famille des modèles du Génie Rural (Michel, 1983) développés par l'équipe « Hydrologie des bassins versants » d'INRAE à Antony. C'est un modèle global, au pas de temps journalier, dont l'objectif principal est de rendre compte du comportement hydrologique général du bassin versant, c'est-à-dire relier les précipitations et l'évaporation à l'échelle du bassin avec le débit à l'exutoire. Les températures, les précipitations et l'évaporation potentielle moyennes du bassin versant sont utilisées comme données d'entrée du modèle. L'évaporation potentielle est calculée à partir de la formule d'ETP de Oudin et al. (2005). Le modèle hydrologique utilise le module de neige CemaNeige (Valéry, 2010 ; Valéry et al., 2014) afin de prendre en compte les processus liés au stockage et à la fonte de la neige pour les bassins versants en région de montagne. La structure du modèle, composée de plusieurs réservoirs qui se vidangent et se remplissent dans le temps pour transcrire la transformation de la pluie en débit, est présentée dans la figure 3.5.

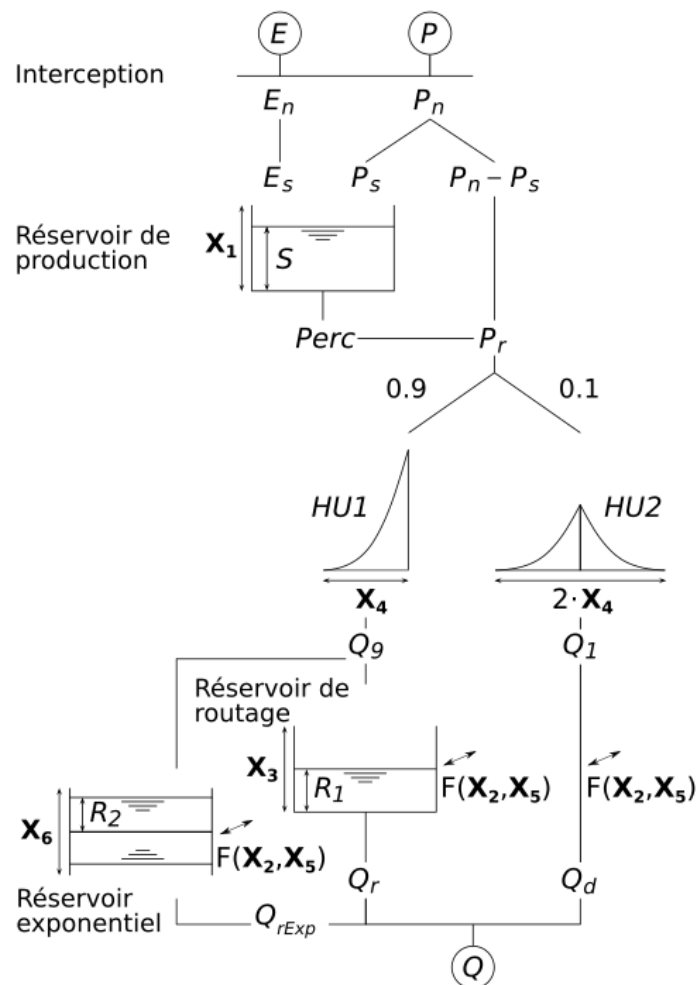


FIGURE 3.5 – Structure du modèle GR6J (Pushpalatha et al., 2011).

Nous décrivons, dans ce qui suit, le fonctionnement du modèle GR6J. Une pluie nette (P_n) et une évaporation potentielle nette (E_n) sont d’abord déterminées lors du processus d’interception à partir de la hauteur de pluie (P) et de l’évaporation (E) à l’échelle du bassin. Si la pluie nette est différente de 0, une partie de P_n , P_s , est dirigée vers un réservoir de production (S). Cependant, si E_n est différente de 0, une part d’évaporation E_s est soustraite au contenu du réservoir de production. La percolation ($Perc$) est ensuite calculée et le contenu du réservoir est mis à jour. La quantité d’eau issue de la percolation et celle provenant de la différence $P_n - P_s$ constituent la lame d’eau P_r , qui vient approvisionner la partie routage du modèle. P_r est, dans un second temps, séparée en deux branches d’écoulement. 90 % de P_r sont routés, via un premier hydrogramme unitaire ($HU1$), vers un réservoir de routage ($R1$) et un réservoir exponentiel ($R2$). Les 10 % restants de P_r sont transférés, à l’aide d’un second hydrogramme unitaire ($HU2$), à l’exutoire du bassin. Au sein de ces deux branches, une fonction d’échange (F) assure la prise en compte des transferts avec le sous-sol. Le réservoir exponentiel permet notamment d’améliorer les simulations des débits d’étiage. Le modèle comprend six paramètres de calage. Ces paramètres n’ont pas de signification physique directe et la recherche de leurs valeurs repose sur un processus de calage. Les paramètres du modèle hydrologique et ceux du module de neige sont présentés dans le tableau 3.4.

Paramètre	Description	Unité
C_{TG}	inertie thermique du manteau	-
K_f	facteur de fonte degrés-jours	mm.°C ⁻¹ .j ⁻¹
X1	capacité du réservoir de production	mm
X2	coefficient d’échanges souterrains	mm.j ⁻¹
X3	capacité du réservoir de routage	mm
X4	temps de base de l’hydrogramme unitaire	j
X5	seuil de changement de signe de l’échange	-
X6	paramètre caractéristique du réservoir exponentiel	mm

TABLEAU 3.4 – Paramètres du module CemaNeige et du modèle GR6J.

L’ensemble de la modélisation a été mis en œuvre à l’aide du package airGR (Coron et al., 2017, 2020) du logiciel R. Le modèle a été utilisé en calage et en simulation (figure 3.1). L’étape de calage du modèle emploie une fonction objectif fondée sur la transformation des débits en racines carrées (Oudin et al., 2006) afin de ne pas favoriser les pics ou les bas débits. L’utilisation du critère d’efficacité de Kling Gupta (KGE) permet de mesurer la performance du modèle pour reproduire les débits observés (Gupta et al., 2009). Les résultats de cette étape sont décrits dans le chapitre 4 (partie 4.2). Dans l’étape de simulation, les débits ont été simulés à l’aide de la série de projections des températures et des précipitations extraites du portail DRIAS et agrégées à l’échelle du bassin sur la période 1976-2100. Les résultats de cette seconde étape sont présentés dans le chapitre 4 également (partie 4.3).

3.5 Modèles de gestion d'un réservoir hydroélectrique

Dans cette partie, nous détaillons les deux modèles de gestion utilisés dans cette thèse. Ils font partie des approches introduites dans le chapitre 2 (partie 2.3). Le premier modèle repose sur la construction de courbes guides de remontée pour représenter l'évolution de la trajectoire de remplissage à suivre au sein du réservoir. Le deuxième modèle de gestion est un modèle plus complexe, qui fait intervenir un algorithme d'optimisation bâti sur la programmation dynamique stochastique. C'est par l'acronyme SDP que nous désignons le modèle de gestion optimale dans la suite du manuscrit.

3.5.1 Modèle fondé sur la définition de courbes guides de remontée

3.5.1.1 Construction des courbes de remontée

Dans cette thèse, nous nous intéressons à la quantification de l'impact des changements de régimes hydrologiques futurs sur les règles de gestion sous contrainte. Dans notre échantillon de bassins, nous avons considéré les réservoirs à l'exutoire comme étant contraints par un objectif de maintenir un niveau minimal d'eau pendant la saison estivale (entre le 1^{er} juillet et le 31 août). Ce niveau d'eau permet de conceptualiser la nécessité d'un stock, plus important en été, pour les besoins en eau à l'aval et pour les activités récréo-touristiques pouvant se dérouler sur le lac (Ducloux, 1989).

Les réservoirs sont également contraints par un débit minimum de rejet quotidien (débit réservé) pour assurer la continuité écologique du cours d'eau ou pour satisfaire les autres besoins à l'aval (cas de la pêche à l'aval du réservoir de Vouglans ou de la demande agricole à l'aval du réservoir de Serre-Ponçon, par exemple). Nous concentrons l'implémentation de notre analyse sur la partie « remontée » des courbes guides présentées dans le chapitre 2 (2.3.2), étant donné le focus sur la contrainte de cote estivale après la forte sollicitation du réservoir en hiver pour la production.

La construction de courbes de remontée permet de représenter le niveau minimal (ou volume minimal) qui doit être maintenu dans le réservoir pour atteindre les objectifs de gestion, mentionnés ci-dessus, fixés tout au long de l'année. La gestion est effectuée au pas de temps journalier et la courbe de remontée (ou de remplissage) devient ainsi une contrainte de stock journalier minimal dans la retenue. Ce volume d'eau minimum à respecter est déterminé à partir de l'équation 3.1 :

$$RMT(t) = \min(V_{Rn}, \max(V_{min}(t), RMT(t+1) - V_Q(t) + V_{Res}(t))) \quad (3.1)$$

où $RMT(t)$ est le volume minimal d'eau à avoir dans la retenue à l'instant t , V_{Rn} est le volume du réservoir à retenue normale, $V_{min}(t)$ est le volume minimal du réservoir à l'instant t , $RMT(t+1)$ est le volume minimal d'eau à avoir dans la retenue à l'instant $t+1$, $V_Q(t)$ est le volume des apports entrants dans le réservoir à l'instant t , $Q_{Res}(t)$ est le volume du débit réservé à l'instant t .

La figure 3.6 présente un schéma explicatif de construction d'une courbe de remontée sur une année hydrologique, entre le 1^{er} septembre et le 31 août. Cette courbe est définie à partir de débits d'apports au réservoir en s'assurant de la prise en compte des contraintes sur le débit réservé et sur la cote estivale. Le calcul de la courbe de remontée se fait de manière récursive. Il débute fin août pour se terminer au 1^{er} septembre de l'année précédente. La chronique des débits d'apports, présentée en illustration, est caractéristique d'un bassin avec un régime hydrologique de type nival. Nous pouvons observer des débits forts au printemps, marqués par un pic au mois de juin, résultant de la fonte des neiges, et des étiages plus prononcés en hiver. Nous remarquons que le remplissage du réservoir est plus rapide lorsque les apports entrants sont importants (graphique à gauche) et, à l'inverse, lorsque les débits alimentant le réservoir sont plus faibles, nous constatons un ralentissement de la vitesse de remplissage du réservoir (graphique à droite).

Nous pouvons rencontrer différentes trajectoires de courbes de remontée en fonction des différents apports au réservoir observés au long des différentes années hydrologiques. Par exemple, si le volume indiqué par la courbe guide est nul au 1^{er} septembre, cela signifie que, pour cette année-là, on peut avoir le volume utile du réservoir à zéro au 1^{er} septembre mais qu'il sera quand même possible de remplir le réservoir. Si, sur une année donnée, le volume minimal d'eau à avoir dans le réservoir est égal à zéro du 1^{er} septembre au 2 mars, par exemple, il est alors possible de laisser le réservoir vide jusqu'au 2 mars et ensuite de le remplir grâce aux apports futurs de cette année-là pour atteindre l'objectif de cote estivale minimale. À l'inverse, si le volume minimal est plus élevé au 1^{er} septembre pour une année donnée par rapport aux autres années, cela veut dire qu'il est nécessaire de commencer l'année hydrologique avec un niveau d'eau assez conséquent pour arriver à atteindre l'objectif de gestion au 1^{er} juillet. C'est donc le signe d'une année qui est plutôt sèche : il sera plus difficile que d'habitude de remplir le réservoir avec les apports qui arrivent entre le 1^{er} septembre et le 1^{er} juillet pendant cette année-là.

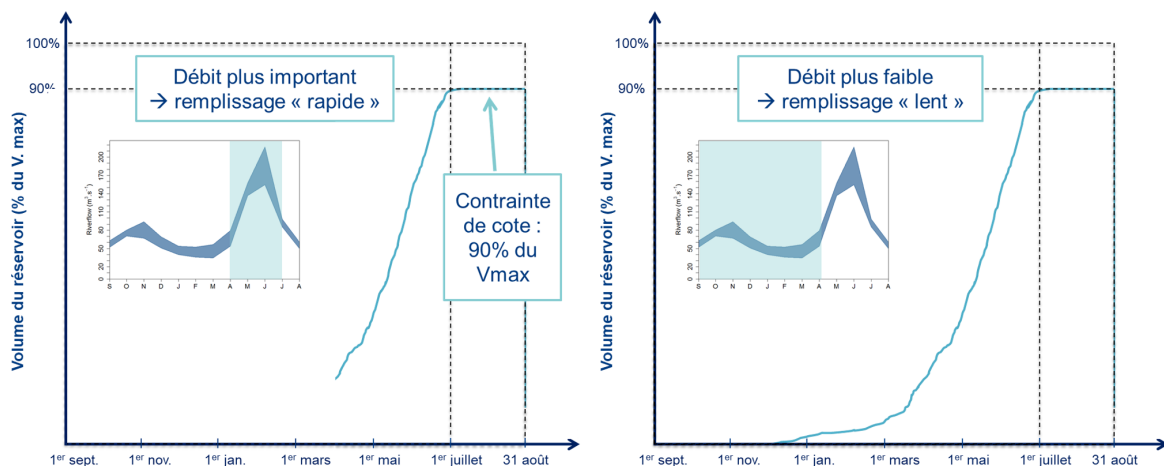


FIGURE 3.6 – Schéma illustrant le lien entre une courbe de remontée et les débits d'apports du réservoir. La courbe de remontée a été construite pour respecter le débit réservé à l'aval du réservoir et le volume minimal requis dans le réservoir pendant les mois de juillet et d'août (contrainte de cote).

À titre illustratif, la figure 3.7 présente deux courbes de remontées construites à partir des observations de débits sur le bassin de la Durance, constituant les apports au réservoir de Serre-Ponçon, entre 1976 et 2005 :

- d'un côté, nous avons une courbe de remontée pour l'année de septembre 2004 à août 2005 (en rouge). Cette année est caractérisée par une période de faible pluviométrie hivernale (Magand et al., 2014). Nous pouvons constater que le remplissage du réservoir commence tôt dans l'année hydrologique, c'est-à-dire au mois de novembre.
- à l'inverse, la courbe bleue est représentative de l'année de septembre 1995 à août 1996. Cette année n'a pas été impactée par une sécheresse et a eu une pluviométrie normale. Ici, le remplissage du réservoir débute plus tardivement dans l'année, au mois de mai, soit cinq mois de remplissage de moins par rapport à l'année 2004-2005. Pour arriver au même volume le 1^{er} juillet, il faut ainsi garder un volume d'eau plus grand dans le réservoir si on est dans une année plutôt sèche et démarrer le remplissage plus tôt.

Les courbes de remplissage permettent donc d'anticiper la constitution d'une réserve d'eau en vue du respect de la contrainte de cote estivale et de la satisfaction du débit réservé.

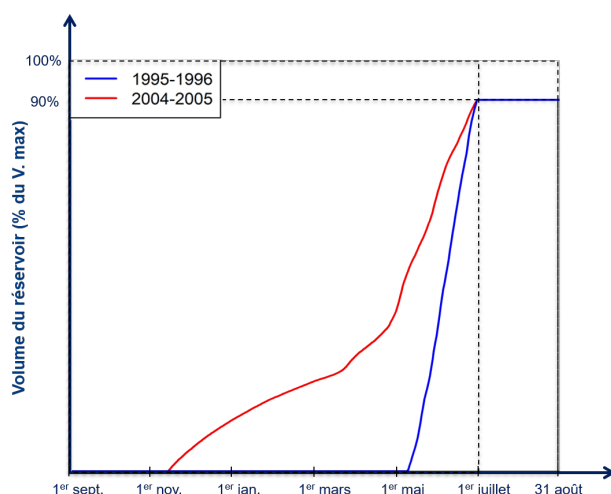


FIGURE 3.7 – Exemples de courbes de remontée pour une année normale (1995-1996, bleu) et une année sèche (2004-2005, rouge).

3.5.1.2 Élaboration des courbes guides de remontée probabilistes

Dans le paragraphe précédent, nous avons abordé la construction des courbes de remontée pour chaque année d'une période d'étude dans l'intérêt de respecter les objectifs et les contraintes de gestion d'un réservoir. À partir d'un ensemble de courbes, nous pouvons également introduire un degré de probabilité (ou risque de défaillance de respect des contraintes). Pour cela, nous déterminons, à partir des courbes de remontée de chaque année, une nouvelle courbe de remontée probabiliste, qui sera associée à un degré de respect des contraintes. Par exemple, une courbe de remontée de probabilité de 90 % représente un risque de défaillance de 10 %, c'est-à-dire une probabilité de ne pas satisfaire les contraintes une année sur dix. Cette probabilité donnée revient donc à définir un niveau de risque de respect de la contrainte. Une courbe de remontée de probabilité donnée est aussi appelée une *courbe guide*.

La figure 3.8 (gauche) présente un ensemble de courbes de remontée annuelles sur une année hydrologique (courbes bleues). La délimitation de la courbe guide de remontée de cet ensemble, avec un objectif de satisfaction des contraintes à 90 %, est celle qui relie, à chaque jour, le quantile 90 % de l'échantillon (courbe orange). Plus précisément, pour une courbe guide donnée par les quantiles 90 %, calculés sur trente ans de données, on aura toujours trois courbes (10 % de 30), donc trois courbes au-dessus des vingt-six courbes. Nous obtenons ainsi le positionnement des trente courbes, avec du plus haut au plus bas, pour chaque pas de temps de calcul, trois courbes les plus sèches suivies de la courbe guide et des vingt-six courbes humides.

Une fois une courbe guide définie, le gestionnaire d'un réservoir peut effectuer la gestion d'une année en cours en suivant cette courbe guide. Il s'agit de gérer le stock d'eau de manière à ce qu'il soit le plus proche possible de cette courbe guide. Le gestionnaire analysera, en fonction du volume d'eau à l'instant t et des prévisions de volume d'eau à venir, s'il faudra stocker de l'eau ou s'il est possible d'utiliser de l'eau à d'autres fins, étant donné que les objectifs principaux de gestion (dans notre cas illustratif, les débits réservés pour l'environnement et la cote minimale estivale pour les activités récréo-touristiques) sont déjà garantis (au risque de défaillance donné par la courbe guide). Dans le cas du déstockage, cette eau peut être, par exemple, utilisée pour produire de l'énergie.

La figure 3.8 (droite) représente la répartition des différents volumes d'eau du réservoir alloués en fonction des usages et des contraintes. Dans notre exemple, ces volumes présentés sont délimités par une courbe guide de remontée de probabilité 90 %. Le volume en couleur bleue (V1), situé sous la courbe guide est le volume du réservoir destiné au respect du débit réservé sur toute l'année et de la contrainte de cote estivale. Le volume matérialisé par la surface de couleur orange (V2) symbolise un volume d'eau potentiellement utilisable pour la production d'électricité.

Les volumes V1 et V2 peuvent être définis pour des courbes guides de probabilités différentes. Le choix de la probabilité dépend de l'utilisateur et du risque qu'il accepte de prendre lors de la gestion du remplissage du réservoir. Une aversion au risque se caractérise par l'utilisation de courbes guides à 80 % ou 90 % de probabilité par exemple, tandis que l'opposé (« goût pour le risque ») se traduit par l'utilisation des courbes guides à moindre probabilité (davantage de risques de défaillance). Dans cette thèse, nous proposons d'exploiter cette notion de courbe guide de probabilité donnée et les volumes associés pour construire un indicateur de la flexibilité des réservoirs face au changement climatique (voir partie 3.6.1).

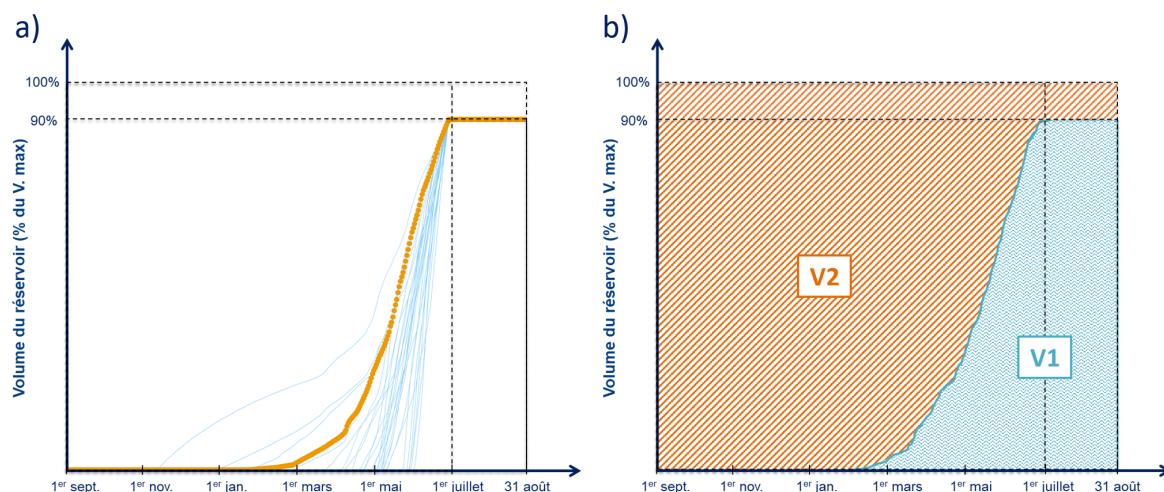


FIGURE 3.8 – a) Exemple de courbes guides de remontée. Chaque ligne bleue représente la courbe de remontée pour une année donnée et la courbe en orange indique la courbe guide de remontée de probabilité 90 %. b) Volumes définis par une courbe guide de probabilité (90 % dans cet exemple). Le volume V1 correspond au volume réservé pour le respect des usages et des contraintes et le volume V2 est le volume excédentaire pouvant être utilisé pour un autre usage.

3.5.2 Modèle de gestion par programmation dynamique stochastique (SDP)

3.5.2.1 Mise en œuvre générale

Dans cette thèse, nous avons pris en main un modèle de gestion optimale dont l'algorithme repose sur la programmation dynamique stochastique (SDP). Le code mathématique SDP utilisé s'appuie sur une version initialement développée par Amaury Tilmant (Université Laval, Québec). Une collaboration menée en 2019 (entre INRAE et l'Université Laval) ainsi qu'un séjour scientifique effectué à Québec en février 2020 ont permis de prendre en main le code et de l'adapter aux questions que nous nous posons dans cette thèse. Nous avons adapté le modèle pour qu'il puisse être utilisé avec des projections hydrologiques. Nous avons aussi ajouté la prise en compte d'une contrainte de cote estivale dans l'optimisation. Ce modèle fonctionne au pas de temps mensuel.

La figure 3.9 présente un schéma illustratif des quatre parties que nous distinguons lors de la mise en œuvre du modèle de gestion SDP à chacun de nos cas d'étude. Dans cette thèse, chaque cas d'étude correspond à un réservoir (et le bassin versant de la rivière qui l'alimente, tableau 3.2) et à une chronique de 30 ans d'apports en débits mensuels (débits historiques ou issus des GCM/RCM du tableau 3.1). La partie 1 consiste à définir les paramètres du réservoir et discrétiser le volume de stockage du réservoir. La partie 2 concerne la discrétisation des débits d'apports ainsi que le calcul des matrices de transition. Ces deux parties sont décrites dans le paragraphe 3.5.2.2. La partie 3 d'optimisation inclut le calcul des bénéfices et la procédure récursive pour déterminer la politique de gestion optimale. Enfin, la partie 4 permet d'appliquer les politiques de gestion à la chronique des débits d'apports et d'obtenir les sorties des variables de gestion. Nous détaillons ces étapes dans la partie 3.5.2.3.

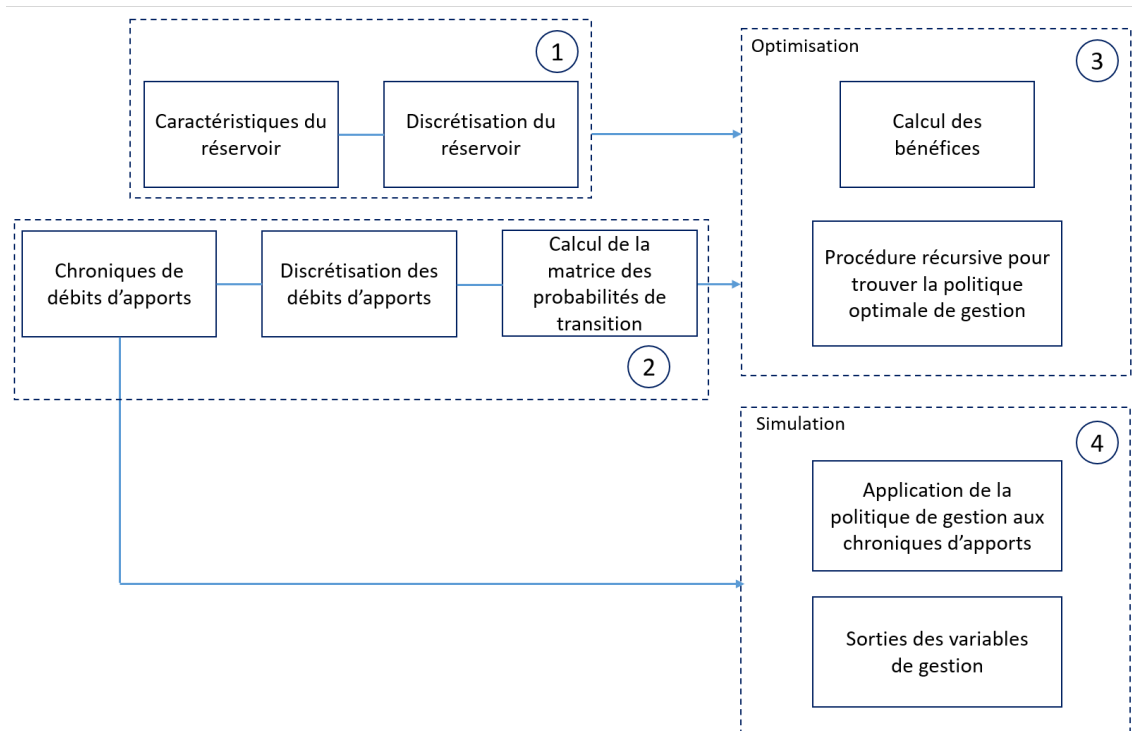


FIGURE 3.9 – Schéma illustrant le principe général de fonctionnement du modèle de gestion SDP appliqué à un réservoir hydroélectrique et à une chronique de débits d’apports.

Enfin, nous soulignons que l’optimisation SDP a été appliquée aux différentes projections hydrologiques sur les trois périodes d’étude : période historique, horizon 2050 et horizon 2080. L’algorithme de résolution a été appliqué séparément sur chacune des périodes car il est nécessaire de définir les matrices de probabilités de transition sur des séries de débits dont la « climatologie » est stable. L’objectif est de garantir une corrélation temporelle cohérente entre les débits d’apports sur chaque période.

Un autre choix de modélisation a été d’appliquer l’optimisation SDP sur chacun des huit scénarios GCM/RCM. Cela nous permet ainsi d’obtenir huit scénarios de politiques de gestion possibles sur chacune des périodes et de ne pas prendre en considération un scénario moyen de gestion. L’optimisation SDP est réalisée pour chacun des 8 GCM/RCM, sur chacune des trois périodes d’études de trente ans et pour chacun des deux scénarios RCP, ce qui représente un total de 120 simulations par réservoir. Une fois les règles de gestion déterminées, pour chaque simulation, nous pouvons procéder à l’évaluation des performances du système hydrique, plus précisément pour la production d’électricité, à l’aide des indicateurs de fiabilité, de résilience et de vulnérabilité (présentés en détail dans la partie 3.6.2).

3.5.2.2 Discrétisation des volumes du réservoir et des débits d’apports

La discrétisation des volumes du réservoir et des débits d’apports permet d’obtenir une grille représentative de l’espace des états du système hydrique et de ces apports. Cette grille permet de calculer les valeurs de Bellman, sur l’horizon de planification, à chaque instant t , en fonction de l’état du stock du réservoir.

Nous utilisons le schéma de Savarenskiy pour la discrétisation du réservoir. La figure 3.10 a) détaille les différences entre trois schémas de discrétisation d'un réservoir : l'approche classique, celle de Savarenskiy et celle de Moran (Karamouz et Vasiliadis, 1992). Le schéma de Moran repose sur la subdivision du réservoir en n classes égales de largeur DS. Le schéma de Savarenskiy diffère de celui de Moran par le fait que les classes inférieure et supérieure de la discrétisation ont une largeur égale à la moitié des autres classes, soit $DS/2$. Il a été démontré par Doran (1975) que les algorithmes SDP utilisant le schéma de Savarenskiy convergent vers la solution continue plus rapidement que ceux s'appuyant sur le schéma de Moran. En effet, le schéma de Savarenskiy nécessite un nombre d'états de stockage plus faible que celui de Moran pour obtenir une précision donnée des probabilités des trois états de stockage les plus importants d'un réservoir : la probabilité du réservoir vide, celle du réservoir plein et celle où il n'y a pas de déversement ni de défaillance, c'est-à-dire celle où le débit relâché correspond bien à la demande souhaitée à l'aval (Klemeš, 1977).

La figure 3.10 b) illustre l'application du schéma de Savarenskiy à la discrétisation du réservoir de Serre-Ponçon. Nous utilisons un découpage en vingt classes. Ce graphique illustre la relation entre le volume du réservoir et la hauteur de chute du réservoir utilisée dans l'optimisation. À Serre-Ponçon, nous rappelons que la hauteur de chute évolue entre 65 m et 23 m pour un volume minimal du réservoir de 243 hm^3 et un volume à retenue normale de 1211 hm^3 (tableau 3.3).

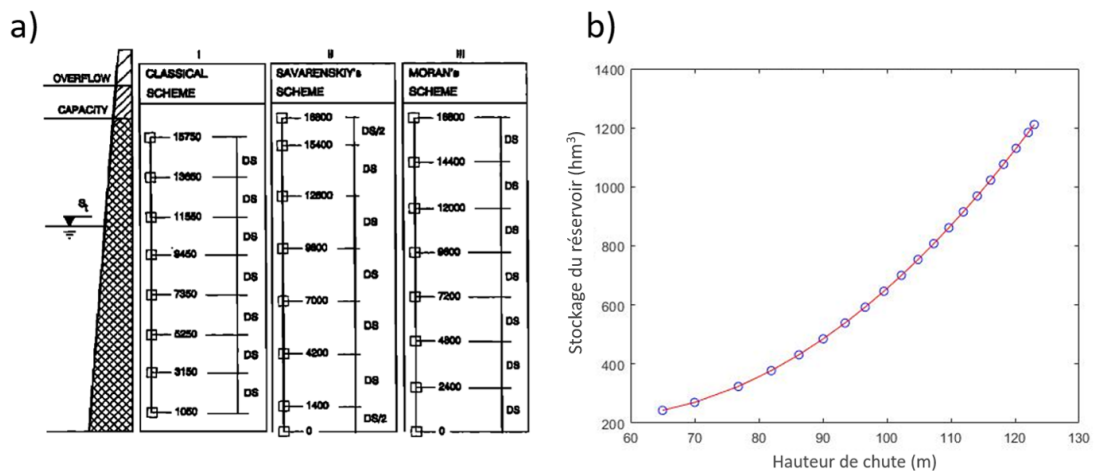


FIGURE 3.10 – a) Différents schémas de discrétisation des volumes d'un réservoir : schéma classique, schéma de Savarenskiy et schéma de Moran. Source : Karamouz et Vasiliadis (1992). b) Exemple de discrétisation du réservoir de Serre-Ponçon avec le schéma de Savarenskiy utilisé dans cette thèse.

Les apports en débits mensuels sont représentés par un processus de Markov, qui indique que l'état actuel d'un processus (t) est uniquement fondé sur son état précédent ($t - 1$). L'algorithme SDP, que nous détaillons dans la partie suivante, se sert de probabilités de transition pour prendre en compte la corrélation temporelle des apports hydrologiques dans la procédure de résolution du problème d'optimisation.

Dans notre application du modèle SDP, nous avons choisi une discrétisation des débits caractéristiques en quatre classes (0-0.25 ; 0.25-0.5 ; 0.5-0.75 ; 0.75-1). La matrice de Markov que nous utilisons est donc de dimension 4×4 . La matrice des probabilités de transition $P_{t-1,t}$ entre le mois $t - 1$ et t s'écrit donc sous la forme :

$$M_{t-1,t} = \begin{pmatrix} P_{i,m} & P_{i,n} & P_{i,o} & P_{i,p} \\ P_{j,m} & P_{j,n} & P_{j,o} & P_{j,p} \\ P_{k,m} & P_{k,n} & P_{k,o} & P_{k,p} \\ P_{l,m} & P_{l,n} & P_{l,o} & P_{l,p} \end{pmatrix} \quad (3.2)$$

où $M_{t-1,t}$ est la matrice de transition entre les pas de temps $t - 1$ et t , constituée de 16 probabilités $P_{t-1,t}$. $P_{t-1,t}$ représente chacune des probabilités de transition des couples constitués des intervalles de classe du mois t (m, n, o, p) et des intervalles de classe du mois $t - 1$ (i, j, k, l). Par exemple, $P_{i,m}$, désigne la probabilité que le débit appartenant à la classe m du mois t se trouve à l'intérieur de la classe i du mois $t - 1$.

3.5.2.3 Algorithme d'optimisation et procédure de simulation

La formulation de notre problème d'optimisation, pour un réservoir à l'instant t , s'exprime sous la forme :

$$F_t(s_t, q_{t-1}) = \max_{r_t} \{ E_{q_t|q_{t-1}} [B_t(s_t, q_t, r_t, p_t) + F_{t+1}(s_{t+1}, q_t)] \} \quad (3.3)$$

où $F_t(s_t, q_{t-1})$ est la valeur de Bellman à l'instant t pour un volume de stock donné, $E_{q_t|q_{t-1}}$ l'espérance des bénéfices selon la probabilité de q_t connaissant q_{t-1} . $B_t(s_t, q_t, r_t, p_t)$ représente les bénéfices immédiats suite à une décision optimale r_t (lâcher d'eau) et $F_{t+1}(s_{t+1})$ est l'intégrale de la trajectoire optimale (intégrale des valeurs de Bellman) sur la période entre $t + 1$ et la fin de l'horizon de gestion (bénéfices futurs). À un instant t , s_t représente l'état du stock du réservoir, q_t les apports au réservoir, r_t le volume d'eau à libérer et p_t le prix de l'électricité.

La fonction de coût $F_t(s_t, q_{t-1})$ est calculée récursivement en partant de la fin de la période de gestion. Cette fonction de coût est soumise aux mêmes contraintes physiques que celles présentées dans la programmation dynamique déterministe (équations 2.3 à 2.5, partie 2.3.5.1 du chapitre 2).

La fonction des bénéfices immédiats $B_t(s_t, q_t, r_t, p_t)$ fait intervenir des contraintes avec des pénalités. Nous expliquons les différentes contraintes spécifiques au réservoir de Serre-Ponçon dans le chapitre 6 et les contraintes propres aux autres réservoirs dans le chapitre 7. Les bénéfices immédiats (B_t), exprimés en euros, sont calculés à partir de l'équation suivante pour un mois t donné :

$$B_t = (EP * Price) - (\alpha_{Down} * \varepsilon_{Down}) - (\alpha_E * \varepsilon_E) - (\alpha_{TC} * \varepsilon_{TC}) \quad (3.4)$$

où EP est la production d'énergie mensuelle (GWh), $Price$ les prix de l'électricité (€.GWh⁻¹), α_{Down} la pénalité sur la demande en eau à l'aval (€.hm⁻³), ε_{Down} le déficit en eau de la demande aval (hm³), α_E la pénalité sur le déficit en énergie (€.GWh⁻¹), ε_E le déficit de la production d'énergie (GWh), α_{TC} la pénalité sur le contrôle de la cote touristique (€.hm⁻³), ε_{TC} le déficit pour le contrôle de la cote touristique (hm³).

La production d'énergie mensuelle (EP) est calculée à partir de l'équation de l'énergie potentielle :

$$EP = \rho * g * H * Q_R * \eta \quad (3.5)$$

où EP est la production d'énergie hydroélectrique par mois (GWh.mois⁻¹), ρ la masse volumique de l'eau (1000 kg.m⁻³), g l'accélération de pesanteur (9.81 m.s⁻²), H est la hauteur de chute entre l'altitude de la surface libre dans le réservoir et l'altitude de la turbine (m), Q_R le débit turbiné/relâché (associé au volume r_t) par le réservoir (m³.s⁻¹) et η le rendement de la turbine (ici 0.9, sans dimension).

Une fois que la politique optimale de gestion a été déterminée avec le processus d'optimisation, cette dernière est ensuite appliquée aux séries chronologiques des débits d'apports (projections climatiques historiques et futures). Cette procédure, nommée simulation, permet d'appliquer les règles de politique de gestion, obtenues en considérant les 30 années d'apports, à chaque série annuelle de débits d'apports. Dans notre cas, ces séries sont identiques à celles utilisées dans la phase d'optimisation.

À la suite de la phase de simulation, nous obtenons l'ensemble des résultats issus des règles de gestion. Nous nous sommes plus particulièrement concentrés sur l'évolution de la trajectoire du stock du réservoir, ainsi que sur la production d'électricité et les bénéfices immédiats associés à cette production. De plus, les performances de la gestion du réservoir sur la production sont évaluées à l'aide des trois indicateurs RRV spécifiques aux systèmes hydroélectriques. Ces indicateurs sont présentés dans la partie 3.6.2.

3.6 Indicateurs d'impacts et de performance

3.6.1 Vers un nouvel indicateur de la flexibilité des réservoirs

Dans la partie 3.5.1, nous avons observé que la construction d'une courbe guide de remontée d'un réservoir est fortement dépendante de l'hydrologie et du climat du bassin versant. Nous savons que le changement climatique peut avoir un impact sur les régimes hydrologiques et que des modifications sur les régimes peuvent affecter la forme des courbes guides de remontée et donc les volumes de stockage et de déstockage (volumes V1 et V2 de la figure 3.8).

Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés à quantifier l'évolution du volume d'eau potentiellement disponible pour être géré dans le cadre d'une gestion optimisée pour la production hydroélectrique. Il correspond au volume V2 de la figure 3.8. Nous appelons ici VOP, le volume d'eau optimisable. Nous l'évaluerons pour les horizons centrés en 2050 et 2080 afin de les comparer avec la période historique de référence 1976-2005.

La figure 3.11 illustre un exemple de deux courbes guides de remontée, l'une de probabilité 10 % (en vert) et l'autre de probabilité 90 % (en orange), sur la période historique et sur une période future (horizon 2080 dans cet exemple). Les volumes VOP définis par ces courbes s'appuient sur le volume minimal à respecter pour satisfaire les contraintes de gestion. Pour une même probabilité, ces volumes peuvent diverger. Par exemple, dans la figure 3.11, l'aire entre les deux courbes (verte et orange) représente la différence en volume entre le VOP de la courbe guide à 10 % et le VOP de la courbe guide à 90 %.

Dans notre étude, nous avons déterminé les courbes guides de probabilité 10 %, 20 %, ..., jusqu'à 90 %, sur la période historique et sur les horizons futurs, ce qui représente neuf courbes guides par période. L'évolution du VOP, entre périodes historique et future, est calculée en prenant les volumes VOP associés à des courbes guides de même probabilité (volumes définis par des courbes de mêmes couleurs dans la figure 3.11). Ainsi, la figure 3.11 illustre le VOP associé à la courbe guide de probabilité 90 % en période historique ($VH_{90\%}$) et le VOP associé à la courbe guide de probabilité 10 % en période future ($VF_{10\%}$).

L'évolution du VOP entre deux courbes guides de probabilité différente est aussi quantifiée (entre volumes définis par des courbes de couleurs différentes). Ainsi le VOP associé à une courbe de probabilité donnée sur la période historique est comparé avec le VOP associé à des courbes de probabilité de 10 % à 90 % sur l'horizon futur. Dans la figure 3.11, on illustre la comparaison du VOP historique délimité par la courbe guide 90 % (en orange) avec le VOP futur délimité par la courbe guide 10 % (en vert). Dans notre analyse, nous réitérons l'opération pour l'ensemble des courbes guides définies.

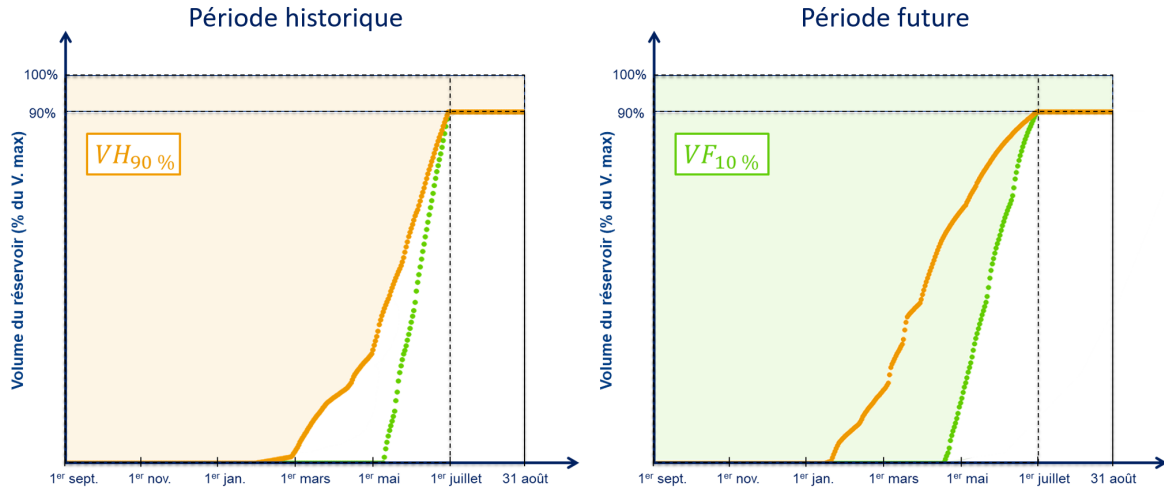


FIGURE 3.11 – Courbes guides de remontée pour deux degrés de probabilités (10 % en vert et 90 % en orange) sur la période historique (gauche) et une période future (à droite). Le VOP est le volume correspondant à la zone comprise entre la limite supérieure de la courbe guide et le volume maximal d’exploitation du réservoir (100 %).

L’évolution future du VOP, par rapport à la période historique de référence, est donc définie par un taux de variation entre les VOP des périodes historique et future selon l’équation 3.6 :

$$TV_{ij} = \frac{VF_j - VH_i}{VH_i} \quad (3.6)$$

où TV_{ij} est le taux de variation, exprimé en %, entre VF_j , le VOP futur d’une courbe guide de probabilité j et VH_i , le VOP historique d’une courbe guide de probabilité i . i et j sont des probabilités allant de 10 % à 90 % avec un pas de 10 points de pourcentage.

L’évolution des différents taux de variation (TV) est employée afin de caractériser la flexibilité du système hydroélectrique. Les taux de variation sont retranscrits dans une représentation sous forme d’abaque dont nous présentons les détails dans le chapitre 5.

3.6.2 Indicateurs de performance de la gestion optimale

Les critères de fiabilité, de résilience et de vulnérabilité (RRV) (Hashimoto et al., 1982), introduits dans le chapitre 2, sont souvent utilisés pour quantifier les performances d’un système de ressources en eau (Dorchies et al., 2016 ; François, 2013). Dans ce qui suit, nous avons recours à un exemple illustratif de sorties du modèle de gestion afin de mieux illustrer le calcul de ces indicateurs.

La figure 3.12 illustre une chronique quelconque de la production électrique annuelle sur la période 1976-2005, obtenue après optimisation et simulation SDP à partir des projections de débits d’un GCM/RCM donné sur cette même période. Prenons, par exemple, un seuil de production cible de 700 GWh.an⁻¹. Il s’agit du trait pointillé dans la figure.

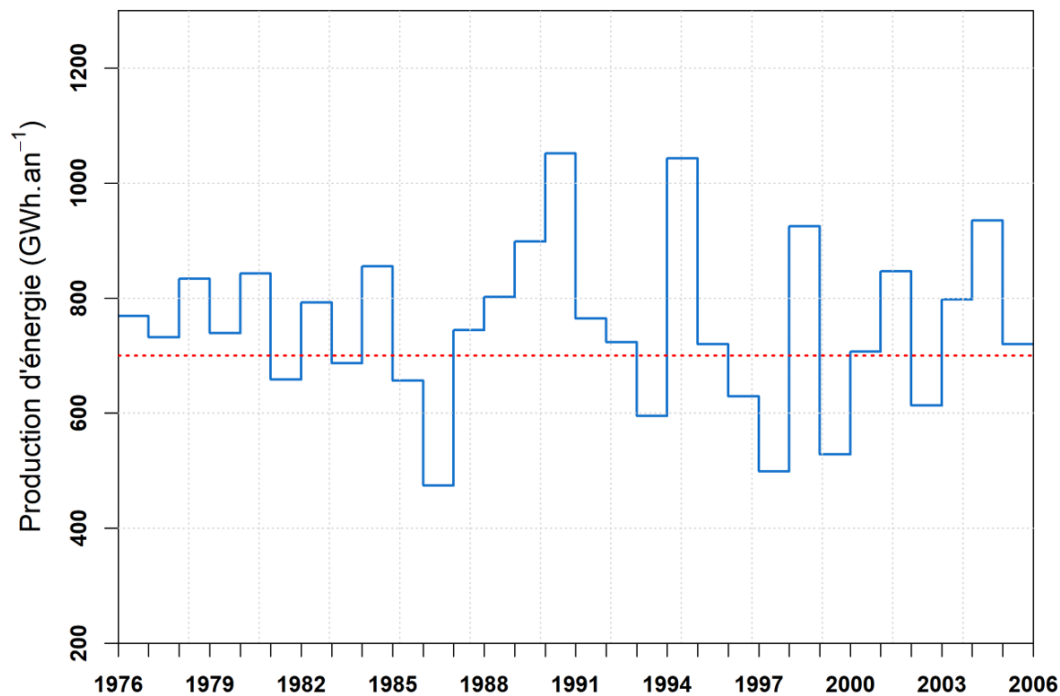


FIGURE 3.12 – Exemple illustrant la production électrique annuelle, sur la période 1976-2005, obtenue à partir des chroniques d’apports des projections de débits pour un GCM/RCM donné après optimisation et simulation avec le modèle SDP.

Pour quantifier la répartition des années ayant une production plus grande ou plus faible que l’objectif théorique, nous présentons, dans la figure 3.13, les anomalies annuelles de la production électrique par rapport à l’objectif des 700 GWh.an⁻¹. Ces dernières ont été calculées à partir de l’équation suivante :

$$\Delta P_t = PA_t - SP \quad (3.7)$$

où ΔP_t est l’anomalie de production d’énergie de l’année t , SP est le seuil de production cible annuel (700 GWh.an⁻¹) et PA_t est la production d’énergie de l’année t . Les déficits en rouge représentent donc les défaillances du système pour la production d’énergie par rapport au seuil de production cible annuel.

Nous pouvons comptabiliser 9 années sur 30 qui n’atteignent pas l’objectif de production, représentant 30 % des années sur la période 1976-2005. Dans 70 % des années (21 années sur 30), la production est donc égale ou supérieure à cet objectif. Les années en déficit représentent donc un état non satisfaisant (défaillance) du système.

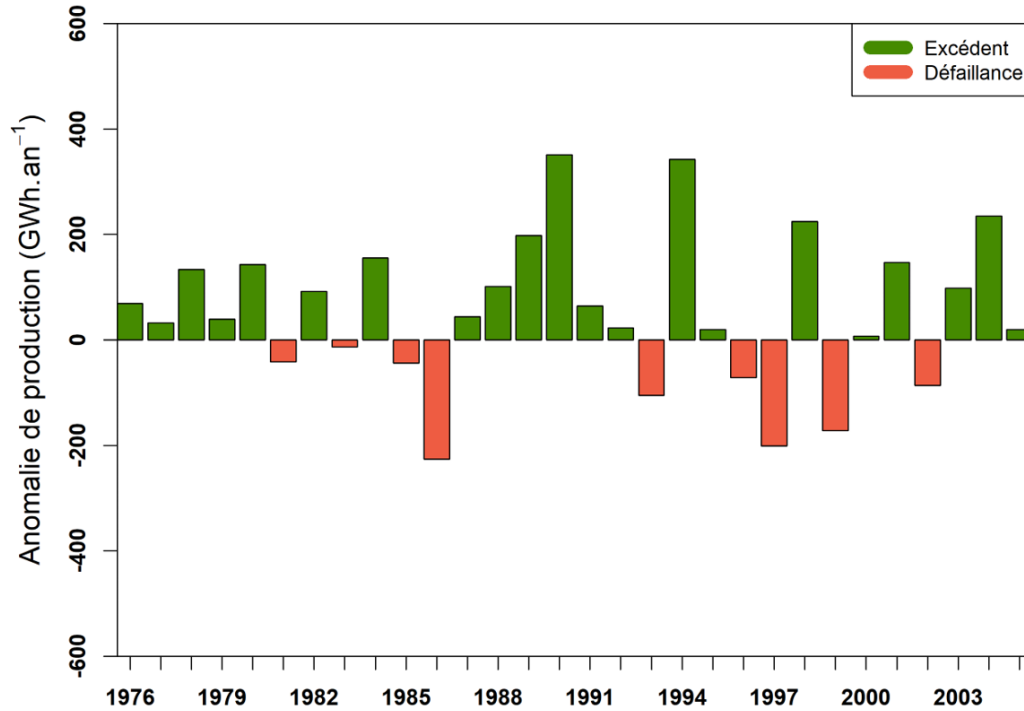


FIGURE 3.13 – Exemple illustrant l’anomalie de la production électrique annuelle, par apport à l’objectif annuelle de 700 GWh.an^{-1} , pour un GCM/RCM donné sur la période historique de référence 1976-2005.

3.6.2.1 La fiabilité

La fiabilité mesure la fréquence d’une défaillance donnée (Dobson et al., 2019). Hashimoto et al. (1982) définissent statistiquement la fiabilité comme :

$$Fiabilité = Prob(X_t \in S) \quad (3.8)$$

où X_t est l’état du système à l’instant t et S est l’ensemble des états satisfaisants. En pratique, cette probabilité est estimée via une fréquence empirique (somme des occurrences divisée par le nombre total des occurrences) :

$$Fiabilité = \frac{Card(X_t \in S)}{Card(X_t \in S + F)} \quad (3.9)$$

où X_t est l’état du système à l’instant t , S est l’ensemble des états satisfaisants et F est l’ensemble des états non satisfaisants (F est le complémentaire de S). Sur l’exemple du graphique de la figure 3.13, nous comptabilisons le nombre de défaillances (barres rouges) que nous divisons par le nombre total des états du système (barres vertes et barres rouges). Nous observons 21 états satisfaisants sur 30, ce qui donne une fiabilité de 70 %.

3.6.2.2 La résilience

La résilience est un indicateur du taux de récupération moyen, en espérance mathématique, du système, une fois que celui-ci se retrouve en état de défaillance (Dobson et al., 2019). Selon Hashimoto et al. (1982), sur le long terme, la formulation mathématique de la résilience revient à :

$$Résilience = \frac{Prob(X_t \in F \text{ et } X_{t+1} \in S)}{Prob(X_t \in F)} \quad (3.10)$$

Kjeldsen et Rosbjerg (2004) soulignent le fait que cette définition de la résilience est égale à l'inverse de la valeur moyenne du temps pendant lequel le système reste dans un état non satisfaisant, c'est-à-dire :

$$Résilience = \left\{ \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M d_j \right\}^{-1} \quad (3.11)$$

où d_j est la durée de la $j^{\text{ème}}$ période de défaillance et M est le nombre total d'états non satisfaisants (où le système est en défaillance).

Cela revient à calculer le nombre de transitions entre $X_t \in F$ et $X_{t+1} \in S$ (transition entre une barre rouge et une barre verte dans la figure 3.13) que l'on divise par $Card(X_t \in F)$, le nombre total d'états non satisfaisants (barres rouges) :

$$Résilience = \frac{Card(X_t \in F \rightarrow X_{t+1} \in S)}{Card(X_t \in F)} \quad (3.12)$$

Sur la figure 3.13, nous dénombrons 7 transitions F -> S, pour l'occurrence de 9 états non satisfaisants. Cela indique une résilience de 78 % et représente un état de défaillance d'une durée moyenne de 1,3 an sur la période historique 1976-2005.

3.6.2.3 La vulnérabilité

La vulnérabilité est une mesure de l'espérance mathématique de la gravité des conséquences de la défaillance (Dobson et al., 2019 ; Hashimoto et al., 1982 ; Kjeldsen et Rosbjerg, 2004). La vulnérabilité est estimée comme :

$$Vulnérabilité = \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M \nu_j \quad (3.13)$$

où ν_j est la valeur moyenne des défaillances ν_j et M est le nombre total d'états défaillants.

Dans la pratique, cela revient à sommer l'ensemble des valeurs des défaillances (cumul de toutes les barres rouges dans la figure 3.13) que l'on divise par le nombre d'états non satisfaisants $\Delta P_t | X_t \in F$ (nombre de barres rouges). Dans la figure 3.13, par exemple, la somme des défaillances est équivalente à 961 GWh pour un ensemble de 9 états défaillants, ce qui indique une vulnérabilité de 107 GWh.an^{-1} (déficit moyen estimé par rapport au seuil de production annuelle de 700 GWh.an^{-1}).

3.7 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons présenté la mise en place d'une chaîne de modélisation constituée de trois parties. La première partie se compose des données du service climatique DRIAS de Météo-France que nous avons extraites pour huit paires de GCM/RCM de l'expérimentation EURO-CORDEX sur la période de référence 1976-2005 et sur les horizons futurs 2050 (2036-2065) et 2080 (2066-2095) sous les RCP 4.5 et 8.5. La deuxième partie concerne la modélisation hydrologique mise en place sur quatre bassins versants : celui de la Dordogne à Bort-les-Orgues, de l'Ain à Vouglans, de la Durance à Serre-Ponçon et du Verdon à Castillon. Les débits à l'exutoire de chaque bassin versant ont été simulés avec le modèle hydrologique GR6J et sa composante CemaNeige. Les débits simulés ont ensuite été utilisés dans deux modèles de gestion de réservoir qui diffèrent par leurs cadres d'utilisation. Ces modèles de gestion constituent la troisième partie de notre chaîne de modélisation.

Le premier modèle de gestion s'appuie sur les courbes guides. Il permet de représenter le remplissage du réservoir à suivre pour espérer satisfaire l'objectif cible de la saison estivale, avec une probabilité donnée (par exemple, une probabilité de 90 % représenterait un risque de défaillance de 10 %, c'est-à-dire une probabilité de ne pas satisfaire l'objectif estival une année sur dix). Cette probabilité donnée présente l'avantage de définir un niveau de risque du respect de la contrainte et d'établir un volume maximal qui peut potentiellement être exploité pour la production hydroélectrique (nommé VOP ici), une fois les autres contraintes de gestion prises en compte. Pour différentes probabilités de remplissage et de projections hydroclimatiques, cette approche sert à évaluer un volume qui donne la possibilité de construire un indicateur d'impacts sur les règles d'exploitation des réservoirs.

Le second modèle de gestion est fondé sur la recherche d'une règle de gestion optimale, en prenant en compte les incertitudes liées aux futurs apports en eau aux réservoirs. Nous utilisons un algorithme d'optimisation s'appuyant sur la programmation dynamique stochastique (SDP) dans un contexte d'avenir incertain. La modélisation de la gestion optimale d'un réservoir multi-usage repose à la fois sur les objectifs de gestion (production d'énergie, demande en eau en aval pour l'irrigation) mais également sur les contraintes de gestion (cote estivale, débit minimum réservé). Dans nos cas d'étude, la gestion se fait au pas de temps mensuel. L'objectif est d'obtenir une suite de décisions optimales qui maximisent la somme des bénéfices sur une période de planification en respectant à la fois les usages et les contraintes propres au système hydroélectrique. Les indicateurs de fiabilité, de résilience et de vulnérabilité nous permettent d'évaluer les performances de la gestion optimale, soumise aux changements climatiques.

Dans la suite de ce manuscrit, la chaîne de modélisation est mise en œuvre. Ainsi, le chapitre 4 analyse les évolutions climatiques et hydrologiques sur les quatre bassins versants de notre étude. Les résultats de la gestion fondée sur les courbes guides de remontée sont montrés dans le chapitre 5. Ce chapitre présente également le développement d'un indicateur pour caractériser la flexibilité des réservoirs. Le chapitre 6 détaille l'analyse de la gestion optimale effectuée au réservoir de Serre-Ponçon car c'est le réservoir de notre échantillon comportant le plus grand nombre d'usages et de contraintes. Enfin, le chapitre 7 propose une généralisation de la méthodologie développée pour le réservoir de Serre-Ponçon, appliquée aux trois autres réservoirs de notre échantillon : Bort-les-Orgues, Vouglans et Castillon.

Chapitre 4

Évaluation de l'impact du changement climatique sur les régimes hydrologiques

Ce chapitre s'intéresse à la traduction des scénarios climatiques en scénarios hydrologiques et à l'évaluation des impacts du climat futur sur les régimes hydrologiques :

- Nous commençons par expliquer comment le modèle hydrologique GR6J a été calé sur chacun des quatre bassins versants. Nous réalisons un *split sample test* pour confirmer la robustesse du modèle.
- À partir des simulations journalières, nous évaluons les anomalies de températures ainsi que les taux de variation des précipitations, de l'équivalence en eau de la neige (EEN) et des débits, pour chaque bassin versant ;
- Dans un premier temps, l'analyse est faite à l'échelle annuelle sur l'ensemble des années de 1976 à 2100 et pour les deux RCP (4.5 et 8.5) ;
- Dans un seconde temps, nous évaluons les changements hydroclimatiques à l'échelle mensuelle en nous focalisant sur les modifications des régimes saisonniers ;
- Enfin, nous discutons de la relation entre les variations des variables climatiques et hydrologiques.

4.1 Introduction

Les réservoirs hydroélectriques sont dépendants des débits d’apports pour leur fonctionnement (constitution de la réserve en eau, turbinage pour les besoins énergétiques, irrigation). Ces débits sont affectés par des altérations dans l’évolution des températures et des précipitations (solides et liquides) induites par le changement climatique. Dans ce qui suit, nous évaluons comment le changement climatique modifie les températures et les précipitations à l’échelle du bassin versant ainsi que les conséquences de ces modifications sur les régimes hydrologiques. Cette analyse est indispensable afin de poursuivre l’analyse des impacts sur la gestion des réservoirs et la mise en place d’indicateurs pertinents. Ainsi, dans les chapitres qui suivent (chapitres 5 à 7), nous utiliserons les connaissances acquises dans ce chapitre pour mieux comprendre comment les changements hydrologiques ont une influence sur la gestion des réservoirs hydroélectriques étudiés dans cette thèse.

4.2 Calage-validation du modèle hydrologique

4.2.1 Détermination des paramètres de calage (1971-2005)

Afin de simuler des débits à partir des chroniques de températures et de précipitations, il est nécessaire de passer par une étape de calage des paramètres du modèle GR6J-CemaNeige. Les différents paramètres de ce dernier sont ajustés pour obtenir une réponse du modèle approximant au mieux les débits observés du bassin versant. Le calage du modèle s’est fait sur la période 1971-2005 à partir des données de réanalyses SAFRAN et des débits observés. Le modèle a été calé en maximisant le critère Kling–Gupta efficiency (KGE) (Gupta et al., 2009) et en utilisant la transformation des débits en racine carrée afin de ne pas se focaliser sur les débits extrêmes (hauts ou bas débits).

Le critère utilisé pour quantifier les performances du modèle est également le critère KGE. Plus ce critère est proche de la valeur 1, moins il y a d’erreurs entre les débits observés et simulés. Le tableau 4.1 résume les différentes valeurs de KGE obtenues, pour les quatre bassins versants étudiés, pendant le calage du modèle hydrologique. Sur l’ensemble des cas d’étude, les valeurs sont toutes supérieures à 0.9, avec un KGE minimal de 0,93 pour le Verdon et un KGE maximal de 0,96 pour l’Ain. Les paramètres issus du calage sont présentés dans le tableau 4.2. À noter que, pour le bassin de la Dordogne, les valeurs utilisées pour les paramètres C_{TG} et K_f sont des valeurs fixes recommandées par (Valéry et al., 2014) étant donné l’influence moindre de la neige par rapport aux autres bassins étudiés.

Calage	La Dordogne	L’Ain	La Durance	Le Verdon
1971-2005	0.95	0.96	0.94	0.93

TABLEAU 4.1 – Valeurs des KGE obtenus en calage sur les quatre bassins versants sur la période 1971-2005.

Paramètres	La Dordogne	L'Ain	La Durance	Le Verdon
X1 [mm]	173.7	100.3	219.1	239.6
X2 [mm.j ⁻¹]	0.5	0.2	- 0.2	-0.1
X3 [mm]	43.4	16.6	87.3	39.9
X4 [j]	1.5	2.2	1.3	1.3
X5 [-]	0.5	0.3	0.3	0.1
X6 [mm]	15.5	9.4	45.1	13.2
C_{TG} [-]	0.25	0	0.7	0
K_f [mm.°C ⁻¹ .j ⁻¹]	3.74	7.3	5	5.5

TABLEAU 4.2 – Paramètres de calage de GR6J (X1 à X6) et de CemaNeige (C_{TG} et K_f) pour l'ensemble des bassins versants étudiés sur la période de calage 1971-2005.

Ce sont ces paramètres qui seront ensuite utilisés avec le modèle hydrologique en simulation pour obtenir les projections hydrologiques entre 1976 et 2100. Les données d'entrée du modèle sont alors les projections de températures et de précipitations du service climatique DRIAS (tableau 3.1) à la place des données SAFRAN.

4.2.2 Validation à travers une procédure de *split sample test*

Dans la section précédente, nous avons utilisé l'ensemble des données de la période P_{tot} (1971-2005) pour caler le modèle hydrologique avant de l'utiliser avec les projections climatiques sur la période 1976-2100. Nous avons vérifié la transférabilité des paramètres du modèle hydrologique en procédant à une procédure de *split sample test* (Klemeš, 1986) sur une période $P1$ (1975-1991) et sur une période $P2$ (1991-2005). Les paramètres du modèle sont d'abord déterminés sur la période $P1$ et sont ensuite utilisés pour simuler les chroniques de débits sur la période $P2$. Puis, nous déterminons les paramètres de calage spécifiques à la période $P2$. Ces paramètres sont, par la suite, appliqués aux données de températures et de précipitations de la période $P1$ pour simuler les débits sur cette période. Le diagramme de la figure 4.1 expose l'approche utilisée dans le cadre du *split sample test*.

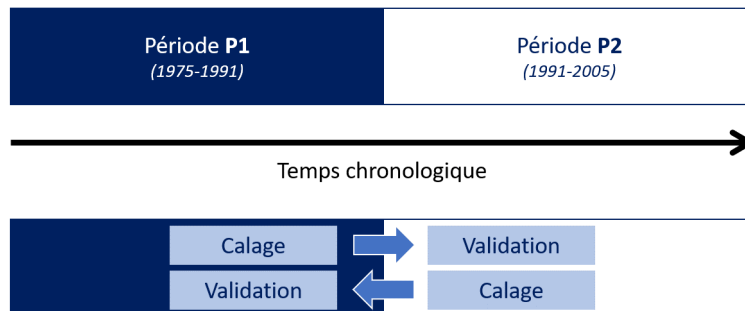


FIGURE 4.1 – Schéma conceptuel de l'approche du *split sample test*.

La figure 4.2 montre le régime des débits simulés sur la période P_{tot} ainsi que le régime simulé sur la période $P1$ avec les paramètres de $P2$ (en vert) et le régime simulé sur la période $P2$ avec les paramètres de $P1$ (en orange). Les régimes des débits observés (en pointillés) sur les trois périodes sont aussi représentés. Pour les quatre bassins, les simulations sont assez similaires. Les différences que l'on peut constater se trouvent principalement entre janvier et mars et entre octobre et décembre pour la Dordogne et l'Ain. Pour la Durance et le Verdon, les différences sont visibles entre les mois d'octobre et de novembre où les simulations présentent toujours un débit supérieur à celui des observations.

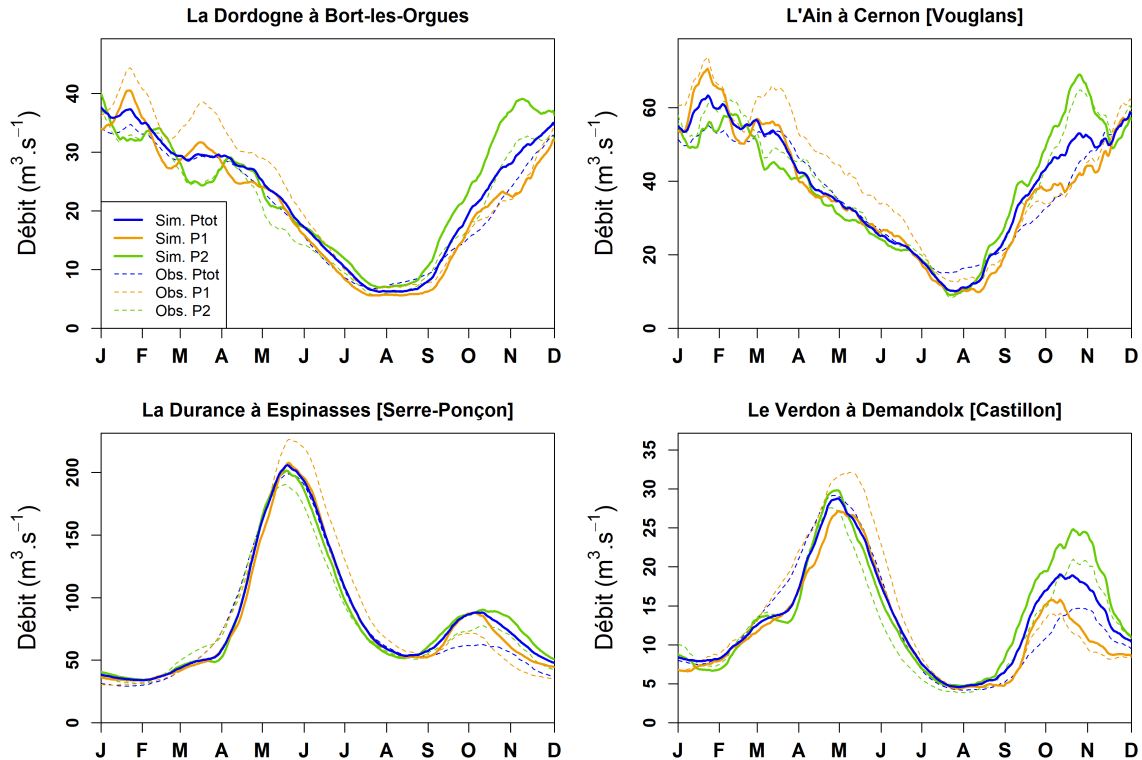


FIGURE 4.2 – Régimes hydrologiques des bassins versants de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon dans le cadre du *split sample test* à partir des débits simulés (Sim.) et observés (Obs.) pour les périodes P_{tot} (1975-2005), $P1$ (1975-1991) et $P2$ (1991-2005).

Nous avons également calculé le KGE pour les deux combinaisons de calage-validation. Le tableau 4.3 synthétise les valeurs obtenues en validation pour chacun des bassins versants. Comme sur toute la période de calage 1971-2005 (tableau 4.1), l'ensemble des valeurs est supérieur à 0.9. Les scores de KGE montrent donc que les débits simulés, en période de validation, sont proches des débits observés bien que les paramètres de calage aient été obtenus sur une période différente de la période de validation. Ces résultats nous assurent une bonne robustesse du modèle hydrologique GR6J sur l'ensemble des quatre bassins versants de notre échantillon.

Calage	Validation	La Dordogne	L'Ain	La Durance	Le Verdon
<i>P1</i>	-	0.95	0.96	0.94	0.93
<i>P1</i>	<i>P2</i>	0.91	0.94	0.93	0.91
<i>P2</i>	-	0.95	0.96	0.95	0.94
<i>P2</i>	<i>P1</i>	0.91	0.94	0.92	0.9

TABLEAU 4.3 – Valeurs des KGE obtenus en calage et en validation sur les quatre bassins versants pour les périodes *P1* (1975-1991) et *P2* (1991-2005) de la procédure du *split sample test*.

4.3 Projections climatiques et hydrologiques de 1976 à 2100

Dans cette partie, nous présentons l'évolution annuelle des températures et des précipitations issues des simulations GCM/RCM. Nous exposons également l'évolution annuelle de la quantité d'eau présente dans le manteau neigeux (équivalent en eau de la neige, EEN) à l'échelle du bassin, qui permet de rendre compte de l'évolution de la surface neigeuse. Dans cette thèse, l'EEN résulte de simulations avec le modèle CemaNeige et ne provient pas de données observées. L'EEN est donné par le calcul de la fraction solide des précipitations (partie 3.4.1). Enfin, nous analysons l'évolution annuelle des débits à l'exutoire, c'est-à-dire au niveau de l'entrée du réservoir. Ces quatre variables (température, précipitation, EEN et débit) nous permettent de transcrire l'évolution du climat, sur la période 1976-2100, à l'échelle des bassins versants étudiés.

Pour chaque GCM/RCM, l'anomalie de température d'une année donnée est calculée par rapport à la température moyenne sur 30 ans de la période historique (1976-2005) selon :

$$\Delta T_{Hi} = T_i - T_H \quad (4.1)$$

où ΔT_{Hi} est la différence (en °C) entre T_i , la température moyenne de l'année i et T_H , la température moyenne annuelle de la période historique.

Pour les précipitations, l'EEN et les débits, nous déterminons, pour chaque GCM/RCM, un taux de variation annuel (ou changement relatif), exprimé en pourcentage, entre la variable d'une année donnée et la variable moyenne sur 30 ans de la période historique (1976-2005) :

$$TV_{Hi} = \frac{X_i - X_H}{X_H} * 100 \quad (4.2)$$

où TV_{Hi} est le taux de variation (en %), entre X_i , la variable moyenne de l'année i et X_H , la variable moyenne annuelle de la période historique (1976-2005) .

4.3.1 Cas du bassin versant de la Dordogne

Le bassin de la Dordogne est caractérisé par un climat de type semi-continental et marge montagnarde avec une influence d'un climat de type océanique altéré (Joly et al., 2010). La figure 4.3 montre l'évolution des anomalies annuelles de températures, l'évolution des taux de variation annuels des précipitations, de l'ÉEN et des débits par rapport à la moyenne de la période historique de référence (1976-2005). Sur chaque graphique, la ligne symbolise la moyenne formée par les 8 GCM/RCM alors que l'enveloppe colorée de part et d'autre de cette ligne représente les valeurs minimales et maximales de l'ensemble de GCM/RCM. La ligne noire et l'enveloppe grise indiquent la période historique 1976-2005 qui est également la période de référence pour calculer les anomalies et les variations. La ligne bleue et l'enveloppe qui s'y rattache représentent l'évolution des projections climatiques futures pour le RCP 4.5, alors que la ligne et l'enveloppe en rouge se rapportent au RCP 8.5.

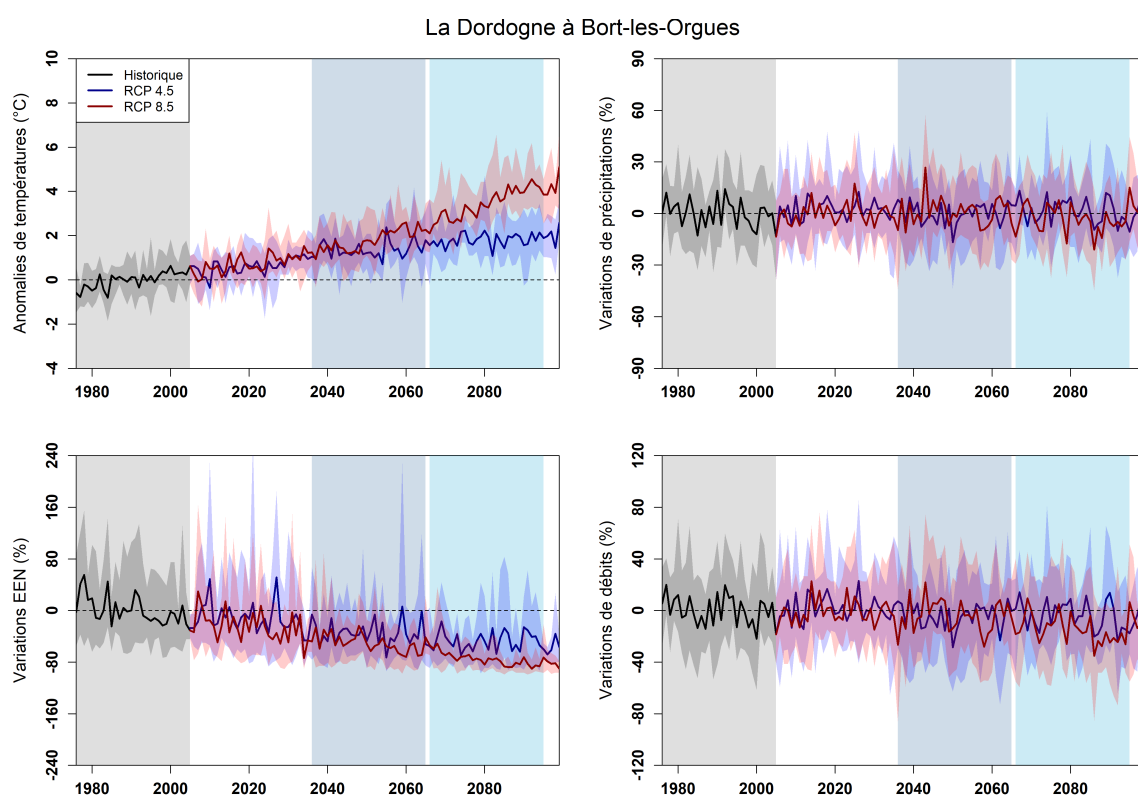


FIGURE 4.3 – Projections annuelles pour le bassin versant de la Dordogne à Bort-les-Orgues, sur la période 1976-2100 : anomalies de températures, taux de variation des précipitations, de l'ÉEN et des débits par rapport à la moyenne de la période historique 1976-2005. En noir, la période historique 1976-2005 ; en bleu, les projections futures pour le RCP 4.5 ; en rouge, les projections futures pour le RCP 8.5. Les enveloppes colorées indiquent les valeurs minimales et maximales des huit GCM/RCM étudiés (tableau 3.1). Les zones colorées matérialisent les trois périodes d'étude : historique (1976-2005), horizon 2050 (2036-2065) et horizon 2080 (2066-2095).

Pour l'évolution des températures, nous observons un accroissement continu sur toute la période, avec un réchauffement plus important pour le RCP 8.5. Plus précisément, cette augmentation de la température évolue fortement à partir de l'horizon 2050 et marque la distinction des trajectoires entre RCP 4.5 et RCP 8.5. À la fin du siècle, l'augmentation de la température est de $+2$ °C pour le RCP 4.5 alors qu'elle est de $+4.5$ °C pour le RCP 8.5.

Pour les précipitations, il n'y a pas d'évolution marquée du cumul annuel, que ce soit pour le RCP 4.5 ou le RCP 8.5. Nous pouvons noter cependant une augmentation de l'amplitude des valeurs minimales et maximales pour les projections futures. Cette observation est aussi bien valable pour le RCP 4.5 que pour le RCP 8.5. À partir de 2040, nous constatons une atténuation de la variabilité inter-annuelle du RCP 8.5 par rapport à celle du RCP 4.5.

Pour la variation de l'EEN moyen sur le bassin, nous pouvons constater une diminution au fur et à mesure que l'on se rapproche de la fin du siècle. Le RCP 8.5 présente une baisse plus importante que le RCP 4.5 avec une différenciation à partir de 2050. En l'absence de variations notables sur les précipitations, cette variabilité moins forte peut s'expliquer par l'augmentation plus importante des températures entre le RCP 4.5 et le RCP 8.5. Une augmentation plus rapide des températures annuelles induit également une diminution plus rapide de l'EEN avec le RCP 8.5 qui finit par converger vers une perte d'environ -70 % en 2070, suivie d'une stabilisation de la variation de l'EEN. Cette stabilisation semble indiquer une disparition de la neige à partir de 2070.

Concernant les débits, leur évolution future s'apparente à celle des précipitations. Nous observons une synchronisation des valeurs extrêmes (minimum et maximum des GCM/RCM) entre les précipitations et les débits. Cependant, le signal des débits indique une légère diminution à partir de 2040 environ (tendance aux variations négatives dans la figure 4.3). La diminution des débits est plus influencée par le RCP 8.5 avec une baisse de l'ordre de -12 % à l'horizon 2080.

4.3.2 Cas du bassin versant de l'Ain

Nous analysons maintenant le bassin versant de l'Ain à Vouglans qui, comme le bassin de la Dordogne, est à proximité immédiate d'un massif montagneux de moyenne altitude. Le bassin est caractérisé par un climat de montagne (Joly et al., 2010). La figure 4.4 présente l'évolution des anomalies des températures ainsi que l'évolution du taux de variations des précipitations, de l'EEN moyen et des débits par rapport à la moyenne sur la période de référence.

L'évolution de la température est similaire à celle que l'on a pu observer sur le bassin de la Dordogne. Il y a, en effet, une croissance constante des valeurs annuelles futures par rapport à la moyenne sur la période 1976-2005. Cette croissance est, par ailleurs, plus importante pour le RCP 8.5, avec une divergence avec le RCP 4.5 renforcée à partir de l'horizon 2050. À la fin du siècle, la hausse des températures est proche des $+2$ °C pour le RCP 4.5 alors qu'elle est deux fois plus importante pour le RCP 8.5, avec une hausse supérieure à $+4$ °C.

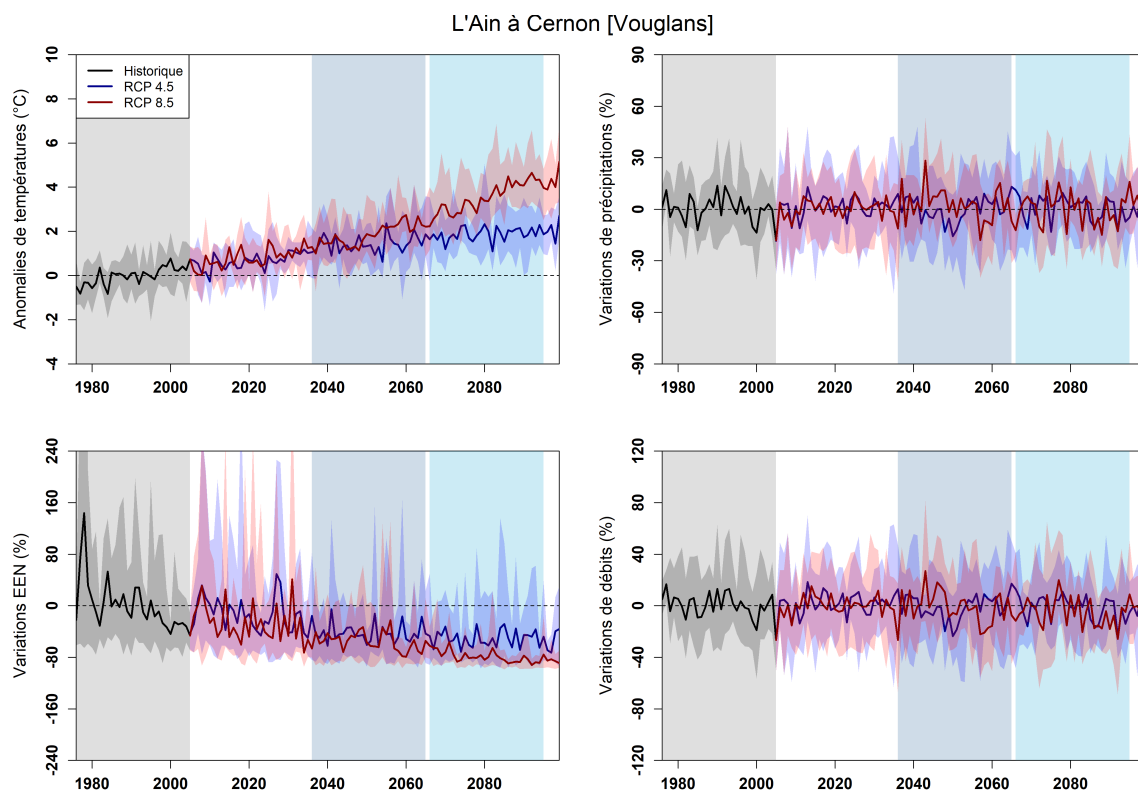


FIGURE 4.4 – Représentation similaire à la figure 4.3 pour le cas du bassin versant de l'Ain à Vouglanges.

Les précipitations ont une évolution similaire à celles de la Dordogne. Nous n'observons pas d'augmentation ou de diminution des cumuls annuels au long du temps. Nous notons également que la variabilité augmente légèrement pour les projections futures et cela pour les deux scénarios RCP.

Pour la variation de l'EEN moyen, nous constatons un déclin continu à partir de la fin des années 2000, qui atteint -50% dès 2050 pour les deux RCP. Comme observée sur la Dordogne, la baisse est plus importante pour le RCP 8.5 et nous relevons une atténuation de la variabilité inter-annuelle pour le RCP 8.5 avec le temps, alors que ce n'est pas le cas pour le RCP 4.5. Un autre signal de la diminution de présence de neige sur le bassin est la baisse de la fréquence des pics positifs à partir de 2040. Nous notons également un pic en 1978, qui s'explique par un taux de variation de plus de 600% pour l'un des huit GCM/RCM. Cette nette augmentation a un impact important sur la moyenne de l'ensemble, qui s'explique par les simulations d'un des GCM/RCM présentant un fort excédent de neige sur l'année 1978.

Pour les débits, il n'y a pas de réelle tendance au pas de temps annuel. Pour le scénario le plus fort, RCP 8.5, le taux de variation est de l'ordre de -3% par rapport à la moyenne de 1976-2005.

4.3.3 Cas du bassin versant de la Durance

Nous présentons, dans cette partie, l'évolution du climat du plus grand bassin de notre échantillon, celui de la Durance à Serre-Ponçon. La figure 4.5 emploie le même mode de représentation que nous avons utilisé pour la Dordogne et pour l'Ain. Le climat du bassin supérieur de la Durance est de type montagnard (Joly et al., 2010).

Pour la température, comme pour les deux bassins précédents, il y a une augmentation continue de cette dernière sur la période 1976-2100. Pour le RCP 4.5, la température atteint une augmentation proche de $+2$ °C pour la fin du XXI^e siècle, soit le même ordre de grandeur que pour la Dordogne et l'Ain avec ce même RCP. Pour le RCP 8.5, nous relevons à nouveau une différenciation avec la trajectoire du RCP 4.5 à partir de 2050. Cette différence se poursuit avec l'augmentation de la température en fin de siècle, qui est plus conséquente que sur les bassins de la Dordogne et de l'Ain, de l'ordre de $+6$ °C.

L'amplitude des précipitations a une variabilité inter-annuelle assez similaire entre le RCP 4.5 et 8.5, comprise entre -30 % et $+30$ % pour la Durance. Cette amplitude n'évolue pas de manière prononcée au fur et à mesure que l'horizon temporel s'accroît.

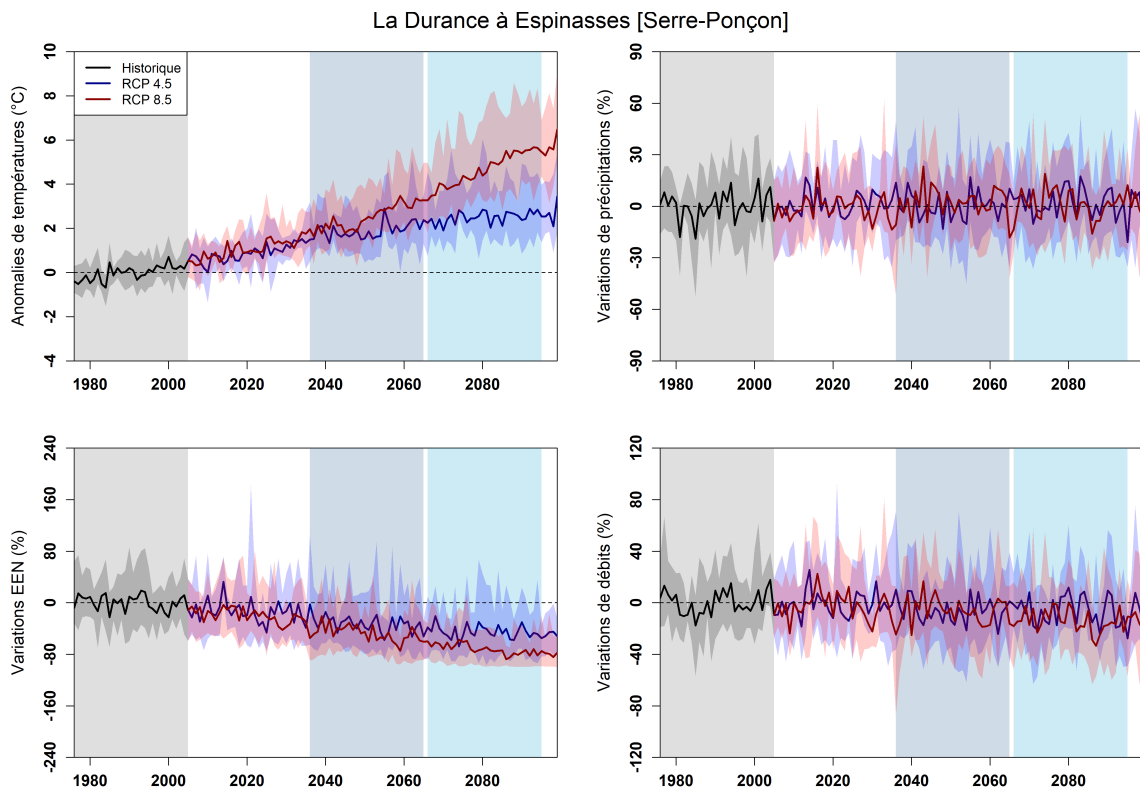


FIGURE 4.5 – Représentation similaire à la figure 4.3 pour le cas du bassin versant de la Durance à Serre-Ponçon.

Concernant l'évolution de l'EEN, nous observons une décroissance sur toute la période. Cette diminution atteint, en moyenne, -50 % en 2100 pour le RCP 4.5 et -80 % pour le RCP 8.5. Comme sur les autres bassins, les amplitudes futures s'atténuent pour le RCP 8.5 à partir de 2080

et la variabilité inter-annuelle (uniquement des pertes) converge vers -80 %. Pour le RCP 4.5, le taux de perte se stabilise également à partir de 2080 mais nous avons toujours une dynamique dans la variation des extrêmes. Par exemple, à l’horizon 2080, les amplitudes extrêmes varient entre -80 et +20 % pour le RCP 4.5, alors qu’elles évoluent entre -90 et 0 % pour le RCP 8.5.

Sur la Durance, l’évolution annuelle des débits d’apports est similaire à celle des précipitations, même si nous pouvons relever une tendance à la baisse des débits pour la fin du siècle, dépassant les -10 % pour les deux RCP. L’évolution des variations des précipitations n’étant pas marquée entre 1976 et 2100, la baisse annuelle des débits s’explique par la diminution de la couverture neigeuse ainsi que par l’augmentation de la température et, par conséquent, la hausse de l’évapotranspiration.

4.3.4 Cas du bassin versant du Verdon

Le bassin versant du Verdon à Demandolx, situé au sud de la Durance, est le plus petit de nos quatre bassins versants. Il est aussi caractérisé par un climat de type montagnard (Joly et al., 2010). La figure 4.6 montre l’évolution des températures, des précipitations, de l’EEN moyen et des débits sur 1976-2100 pour ce bassin.

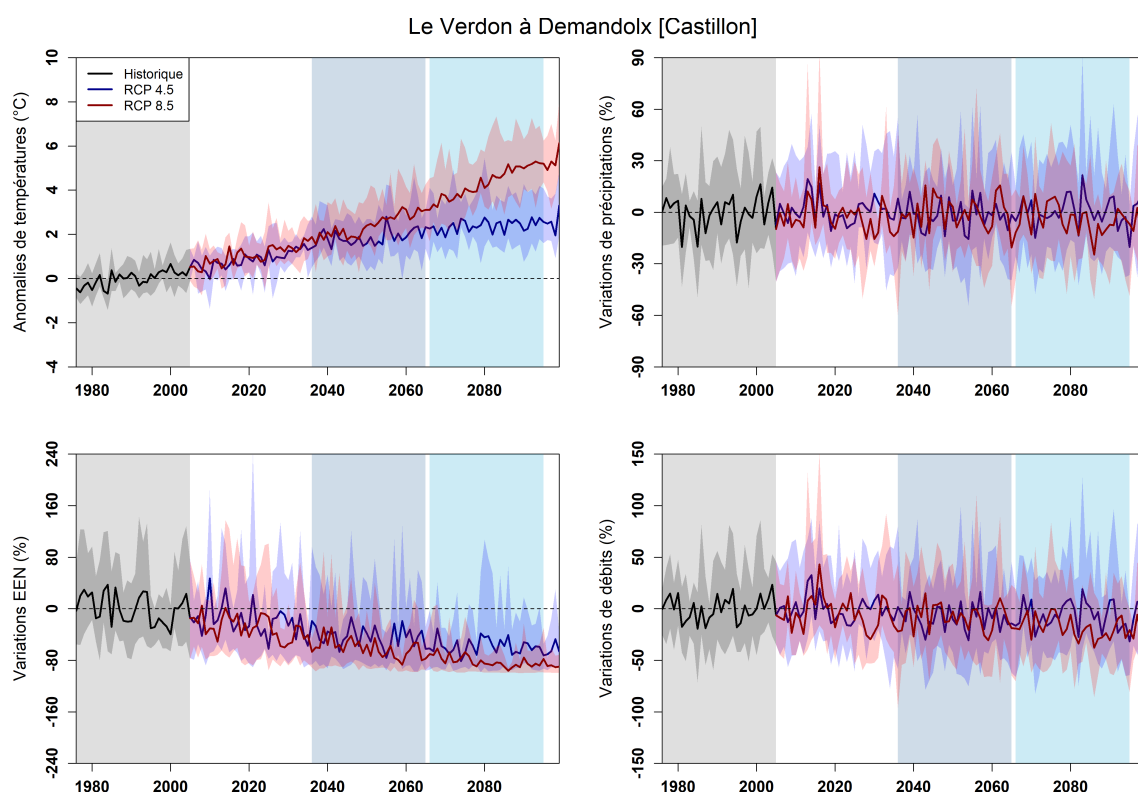


FIGURE 4.6 – Représentation similaire à la figure 4.3 pour le cas du bassin versant du Verdon à Castillon.

L’évolution des températures sur le bassin du Verdon est similaire à celle de la Durance, que ce soit pour l’évolution annuelle ou pour l’amplitude finale de réchauffement en 2100 qui est de +3 °C pour le RCP 4.5 et de +6 °C pour le RCP 8.5.

Pour les précipitations, nous n'observons pas d'évolution par rapport à la moyenne 1976-2005. Par rapport au bassin de la Durance, l'amplitude des valeurs minimales et maximales est plus importante, avec des oscillations moyennes comprises entre -40% et $+40\%$.

L'évolution de l'EEN présente des similitudes avec le bassin de la Durance. La diminution du manteau neigeux est plus importante pour le RCP 8.5 que pour le RCP 4.5. La convergence du taux de variation à partir de 2080 pour le RCP 8.5 indique également une disparition de la couverture neigeuse sur le bassin.

Pour les débits, la variation est semblable à celle de la Durance, mais la diminution des débits annuels est supérieure pour le Verdon. Ainsi, à l'horizon 2080 avec le RCP 8.5, le taux de variation est de -17% alors qu'il est de -12.5% pour la Durance.

4.3.5 Synthèse des changements annuels

La figure 4.7 propose une synthèse des changements annuels sur les quatre bassins versants de notre échantillon. Chaque quart de cercle est représentatif d'un RCP (4.5 ou 8.5) et d'un horizon futur (2050 ou 2080) pour la variable considérée. Les chiffres sont les moyennes des trente années de chaque période.

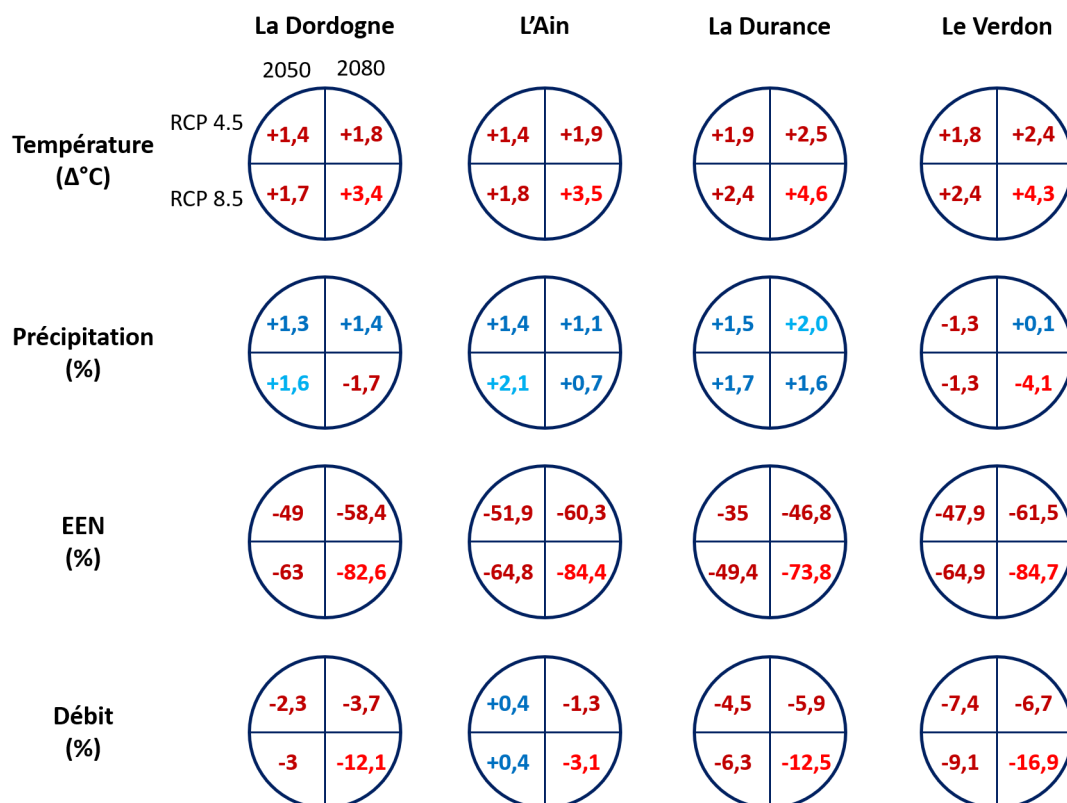


FIGURE 4.7 – Synthèse des changements annuels des températures ($\Delta^{\circ}\text{C}$), des taux de variation des précipitations (%), de l'équivalent en eau de la neige (%) et des débits (%), pour les horizons futurs 2050 et 2080 sous RCP 4.5 et 8.5, par rapport à la période historique de référence (1976-2005) pour les bassins versants de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon.

- **Évolution des températures** : en moyenne, l'augmentation de la température annuelle varie entre $+1.6^{\circ}\text{C}$ et $+3.9^{\circ}\text{C}$, selon le RCP et la période future. Dans le scénario RCP 8.5, on atteint en 2050 $+2.2^{\circ}\text{C}$, ce qu'on attendait seulement en 2080 avec le RCP 4.5, scénario moins pessimiste.
- **Évolution des précipitations** : en général, les taux de variation des précipitations annuelles sont bas, entre $+2.1\%$ et -1.7% , avec un cas particulier sur le Verdon (RCP 8.5 et horizon 2080) à -4.1% .
- **Évolution de l'EEN** : en moyenne, ce déficit d'EEN varie de -46% , pour le RCP le moins pessimiste et la période future la plus proche (2050), à -82% , pour le RCP le plus pessimiste et la période future la plus lointaine (2080). Comme pour la température, le déficit sous RCP 4.5 en 2080 est proche de celui sous RCP 8.5 en 2050.
- **Évolution des débits** : les taux de variation des débits annuels les plus importants sont toujours négatifs et atteignent jusqu'à -12% et -17% pour le RCP 8.5 en 2080. Le bassin le moins impacté est celui de l'Ain (taux de variation compris entre $+0.4\%$ et -3.1%) et les bassins les plus touchés sont ceux avec un régime nival (Durance et Verdon) dont les taux varient, en moyenne, entre -5% (RCP 4.5 et horizon 2050) et -15% (RCP 8.5 et horizon 2080).

4.4 Projections climatiques et hydrologiques à l'échelle mensuelle

4.4.1 Impacts sur les régimes hydroclimatiques

4.4.1.1 Évolution du régime des températures

La figure 4.8 montre le régime moyen des températures sur trente ans de nos trois périodes d'études pour le RCP 4.5 et pour le RCP 8.5. Sur chacun des graphiques, la ligne noire représente les observations, les enveloppes grises représentent les projections climatiques sur la période historique (1976-2005), les enveloppes bleu foncé correspondent à la période de l'horizon 2050 (2036-2065) et les enveloppes bleu clair correspondent à l'horizon 2080 (2066-2095). Nous constatons que, pour les quatre bassins, les observations de températures (réanalyses SAFRAN) sont bien reproduites par les simulations climatiques historiques. Nous pouvons même souligner que les observations se situent dans l'intervalle des simulations climatiques historiques. Les anomalies de températures pour les horizons 2050 et 2080, par rapport à la période de référence, sont données dans le tableau 4.4.

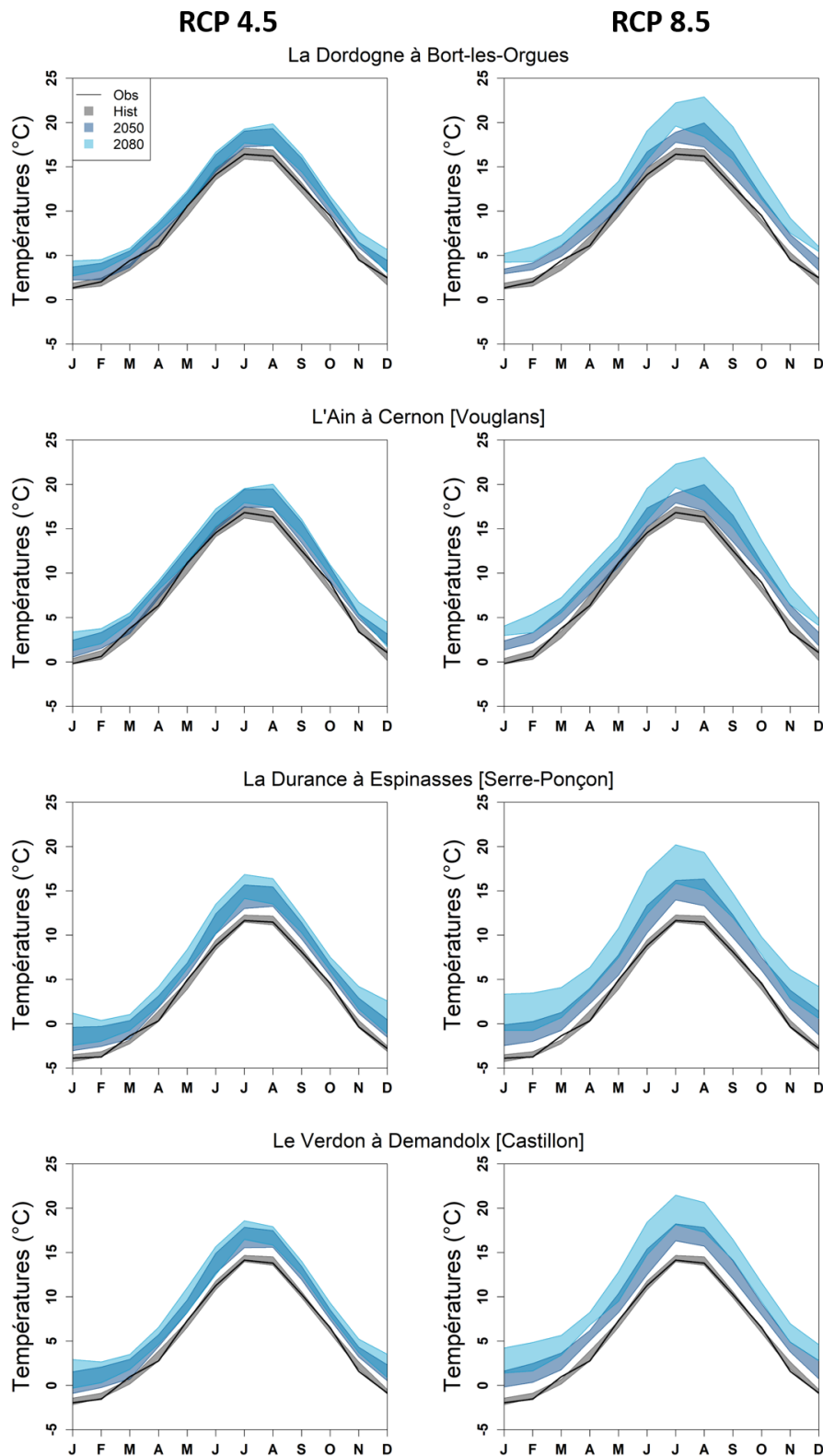


FIGURE 4.8 – Régimes mensuels des températures de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon sur la période historique et les horizons futurs 2050 et 2080 pour le RCP 4.5 (à gauche) et le RCP 8.5 (à droite).

Anomalies des températures (°C)								
	La Dordogne		L'Ain		La Durance		Le Verdon	
RCP 4.5	2050	2080	2050	2080	2050	2080	2050	2080
DJF	1,4	1,9	1.6	2.1	1.9	2.5	1.9	2.5
MAM	1,1	1,4	1.2	1.6	1.5	2.1	1.5	2.1
JJA	1,6	1,8	1.6	1.8	2.3	2.8	2.3	2.7
SON	1,4	2,0	1.4	2.0	1.8	2.5	1.6	2.3
RCP 8.5	2050	2080	2050	2080	2050	2080	2050	2080
DJF	1.8	3.2	1.9	3.6	2.4	4.5	2.4	4.2
MAM	1.4	2.7	1.5	3.0	2.1	4.0	2.1	3.9
JJA	1.8	3.9	1.7	3.7	2.8	5.3	2.7	5.0
SON	2.0	3.7	2.0	3.7	2.5	4.5	2.3	4.1

TABLEAU 4.4 – Anomalies des températures ($\Delta^{\circ}\text{C}$), pour les bassins de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon, entre la période historique de référence et chacun des horizons futurs (2050 et 2080), pour les RCP (4.5 et 8.5) et pour les saisons d'hiver (DJF), de printemps (MAM), d'été (JJA) et d'automne (SON).

Pour le RCP 4.5, sur l'ensemble des bassins versants, le printemps enregistre la hausse de température la plus faible aussi bien en 2050 qu'en 2080. En revanche, pour la saison qui connaît la hausse la plus forte, il y a des nuances en fonction de l'horizon temporel. Ainsi sur la Dordogne, c'est l'été pour 2050 et l'automne pour 2080. Pour l'Ain, en 2050, ce sont les saisons d'été et d'hiver avec $+1.6^{\circ}\text{C}$, tandis qu'en 2080, c'est l'hiver, avec $+2.1^{\circ}\text{C}$. Pour la Durance et le Verdon, la saison avec la plus forte hausse de température est l'été pour les deux horizons, 2050 et 2080. L'augmentation est de $+2.3^{\circ}\text{C}$, en 2050, pour les deux bassins et, en 2080, elle est de $+2.8^{\circ}\text{C}$ pour la Durance et de $+2.7^{\circ}\text{C}$ pour le Verdon.

Pour le RCP 8.5, il y a des similitudes avec le RCP 4.5, notamment pour le printemps qui est la saison où la température évolue le moins. Sur cette saison, la température augmente de $+1.4^{\circ}\text{C}$ à $+1.5^{\circ}\text{C}$ pour la Dordogne et l'Ain en 2050 et entre $+2.7^{\circ}\text{C}$ et $+3^{\circ}\text{C}$ en 2080. Pour les bassins des Alpes du Sud (Durance et Verdon), la hausse en 2050 est de $+1.5^{\circ}\text{C}$, et elle est de $+4^{\circ}\text{C}$ et $+3.9^{\circ}\text{C}$ pour l'horizon 2080. Les saisons qui subissent les augmentations les plus notables sont l'été et l'automne. Pour la Dordogne, c'est l'automne en 2050 avec $+2^{\circ}\text{C}$ et l'été en 2080 avec $+3.7^{\circ}\text{C}$. L'Ain connaît des augmentations similaires avec une hausse de $+2^{\circ}\text{C}$ pour l'automne en 2050 et une hausse de $+3.7^{\circ}\text{C}$ pour l'été et l'automne en 2080. Les évolutions pour la Durance et le Verdon sont plus conséquentes et ces augmentations sont à nouveau très proches pour ces bassins voisins. En 2050, les projections indiquent que les bassins vont connaître une hausse maximale en été, respectivement, de $+2.8^{\circ}\text{C}$ et de $+2.7^{\circ}\text{C}$. En 2080, cette augmentation maximale est également prévue en été avec $+5.3^{\circ}\text{C}$ sur la Durance et $+5^{\circ}\text{C}$ sur le Verdon.

4.4.1.2 Évolution du régime des précipitations

La figure 4.9 présente les régimes mensuels des précipitations. Les taux de variation des précipitations pour les horizons 2050 et 2080, par rapport à la période de référence, sont donnés dans le tableau 4.5. Nous observons que le régime saisonnier des précipitations modélisées par les huit couples de GCM/RCM est globalement bien reproduit par rapport au régime des précipitations observées (figure 4.9). Nous pouvons cependant relever que les précipitations d'octobre pour les bassins de montagne (Durance et Verdon) sont parfois sous-estimées (entre -8% et -20%) par les simulations climatiques par rapport aux valeurs des observations (cas des simulations avec le RCP 4.5).

taux de variation des précipitations (%)								
	La Dordogne		L'Ain		La Durance		Le Verdon	
RCP 4.5	2050	2080	2050	2080	2050	2080	2050	2080
DJF	4.3	3.2	3.3	2.7	9	11.5	9	12
MAM	2.6	4.6	4.1	5.9	2.8	3.5	0.7	4.3
JJA	-4.6	-4.6	-7.8	-6.5	-8.2	-2.9	-10	-6.1
SON	2.2	1.8	4.6	1.4	1.6	-3.1	-4.4	-8
RCP 8.5	2050	2080	2050	2080	2050	2080	2050	2080
DJF	6	5.2	5.8	6	7.5	14	5	9.2
MAM	3	3.1	6	8.1	5.5	6.2	1.5	0.3
JJA	-5.4	-17.5	-4.5	-15.6	-6.5	-14	-9.5	-20
SON	2	0.2	0.3	2	0.1	-0.7	-2.8	-6.2

TABLEAU 4.5 – Taux de variation des précipitations, exprimés en pourcentage, pour les bassins de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon, entre la période historique de référence et chacun des horizons futurs (2050 et 2080).

En comparant les simulations en période historique avec les projections, nous observons, de manière générale, une hausse des précipitations en hiver et au printemps et une diminution importante des précipitations en été. Les variations peuvent être importantes dans le cas du RCP 8.5 à l'horizon 2080. Ces signaux contraires confortent les constatations faites sur le manque d'un signal clair d'évolution de variations des précipitations à l'échelle annuelle dans la partie 4.3.

Avec le RCP 4.5, pour les saisons marquées par une intensification des précipitations, nous relevons, pour la Dordogne, une augmentation en hiver de $+4.3\%$ en 2050 et de $+4.6\%$ au printemps pour 2080. Pour le bassin de l'Ain, les saisons du printemps et de l'automne connaissent les augmentations futures les plus grandes en 2050 avec environ $+4\%$ en 2050 et la saison du printemps en 2080 avec $+5.9\%$. Pour les bassins des Alpes, la saison hivernale enregistre les hausses les plus notoires avec $+9\%$ en 2050 et de l'ordre de $+12\%$ en 2080. La

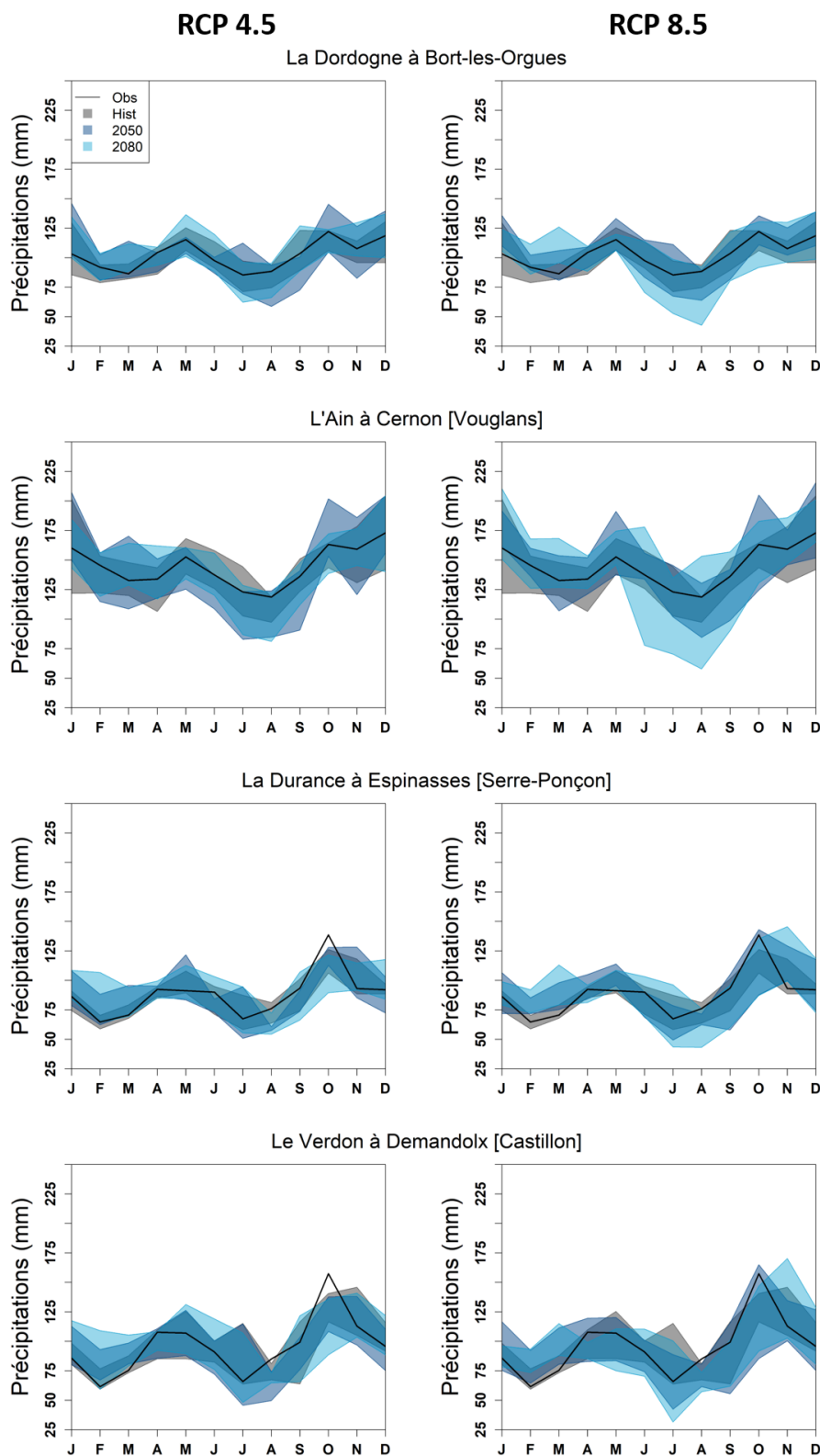


FIGURE 4.9 – Régimes mensuels des précipitations de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon sur la période historique et les horizons futurs 2050 et 2080 pour le RCP 4.5 (à gauche) et le RCP 8.5 (à droite).

saison d'été rencontre, quant à elle, les déficits les plus importants par rapport à la moyenne des précipitations sur la période historique de référence. La Dordogne connaît une baisse de -4.6 % en 2050 et en 2080. L'Ain subit des diminutions légèrement supérieures avec -7.8 % pour 2050 et -6.5 % pour 2080. Pour la Durance, la baisse à l'horizon 2050 est de -8.2 % et de -2.9 % en 2080. Le bassin voisin du Verdon rencontre des pertes supérieures à celles de la Durance sur les deux horizons futurs avec -10 % en 2050 et -6.1 % en 2080. Ainsi, pour l'évolution saisonnière des précipitations sur les quatre bassins, le Verdon connaît la baisse la plus forte pour 2050 alors que c'est le bassin de l'Ain pour 2080 ; les deux cas en saison estivale. À l'inverse, la Durance enregistre la hausse de précipitations la plus importante en 2050 et aussi à l'horizon 2080. Le bassin versant du Verdon rencontre également cette hausse mais uniquement sur l'horizon 2080.

Pour le RCP 8.5, la saison d'hiver connaît ainsi les plus fortes hausses et l'été enregistre les diminutions les plus importantes. Cependant, il existe tout de même des différences entre les deux scénarios RCP. En effet, en moyenne sur les quatre bassins, à l'horizon 2050, les plus fortes baisses et augmentations sont rencontrées avec le scénario RCP 4.5, alors que, pour l'horizon 2080, elles sont plutôt simulées avec le scénario RCP 8.5. À l'échelle saisonnière, l'été est majoritairement déficitaire sur l'ensemble des bassins. La Dordogne pour 2050 avec -5.4 % et également pour 2080 avec -17.5 %. L'Ain enregistre des pertes de -4.5 % pour 2050 et de -15.6 % pour 2080. Les précipitations à l'échelle de la Durance diminuent de -6.5 % et de -14 % en 2080. Les pertes sur le bassin du Verdon sont supérieures à celles de la Durance avec -9.5 % pour 2050 et -20 % pour 2080.

4.4.1.3 Évolution du régime des débits d'apports aux réservoirs

La figure 4.10 présente les régimes au pas de temps mensuel des débits pour les trois périodes d'étude et les deux scénarios RCP (RCP 4.5 et RCP 8.5). Nous observons que, globalement, le régime des débits observés est bien représenté par le régime des débits simulés. Les taux de variation des débits pour les horizons 2050 et 2080, par rapport à la période de référence, sont donnés dans le tableau 4.6 au pas de temps saisonnier.

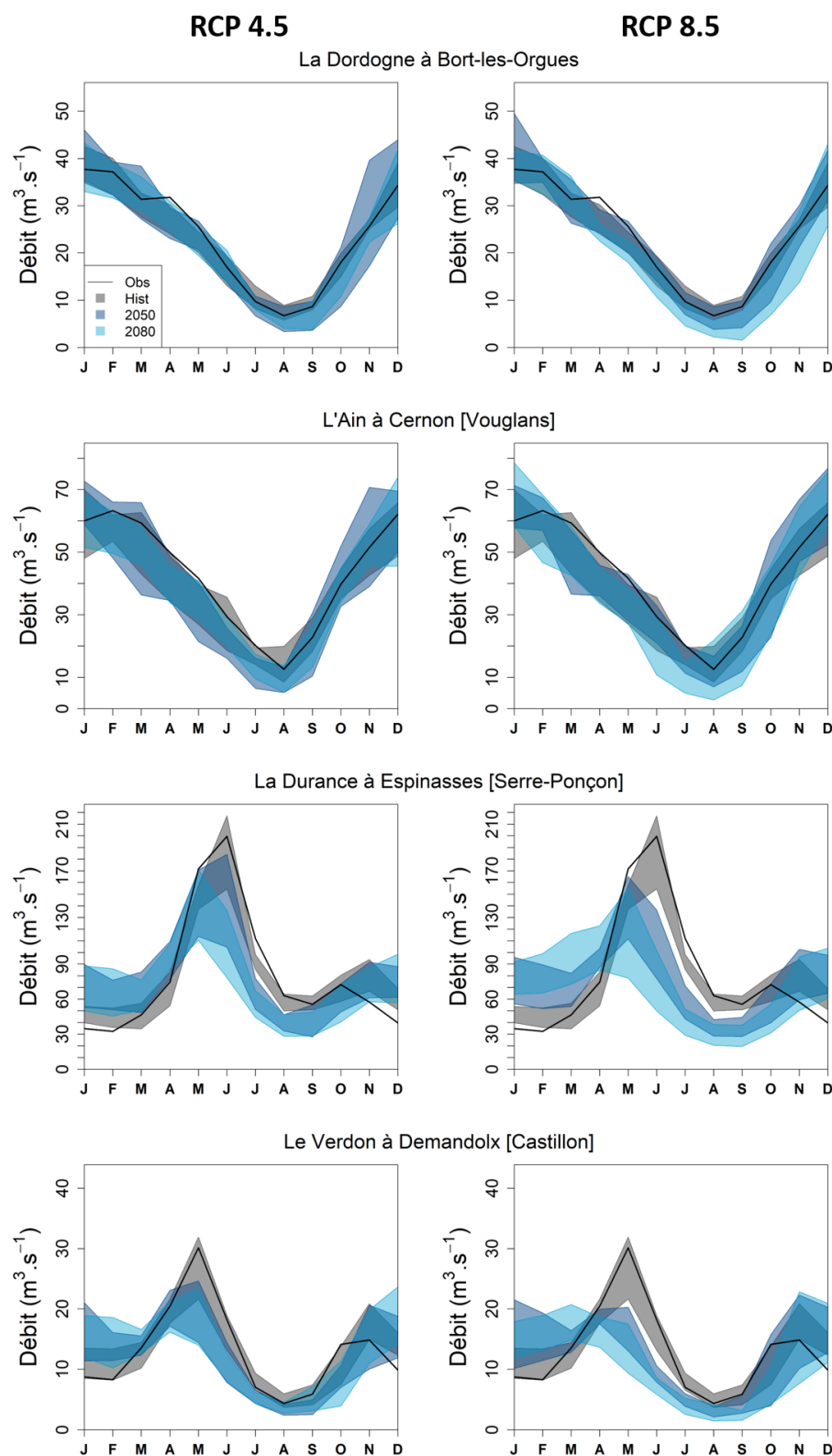


FIGURE 4.10 – Régimes mensuels des débits d'apports de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon sur la période historique et les horizons futurs 2050 et 2080 pour le RCP 4.5 (à gauche) et le RCP 8.5 (à droite).

taux de variation des débits (%)								
	La Dordogne		L'Ain		La Durance		Le Verdon	
RCP 4.5	2050	2080	2050	2080	2050	2080	2050	2080
DJF	1.3	0.7	6.1	6.5	26.4	36.9	22.4	32.4
MAM	1.0	0.8	-2.8	-4.6	12.5	14.3	-7.7	-7.5
JJA	-11.9	-9.6	-18.1	-12.2	-27.5	-33.1	-28.9	-29.3
SON	-8.9	-15.8	4.6	-4.1	-13.2	-20.7	-20.3	-27.1
RCP 8.5	2050	2080	2050	2080	2050	2080	2050	2080
DJF	3.3	-3.0	10.0	9.9	35.1	54.4	25	31.8
MAM	-1.1	-5.0	-4.0	-7.4	14.4	15.3	-11.7	-18.6
JJA	-10.4	-27.7	-9.3	-26.1	-35.5	-54	-36.3	-52.9
SON	-14.4	-32.4	-4.4	-6.4	-17.6	-32.5	-17.9	-35.3

TABLEAU 4.6 – Taux de variation des débits, exprimés en pourcentage, pour les bassins de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon, entre la période historique de référence et chacun des horizons futurs (2050 et 2080).

Sur l'ensemble des RCP, pour les débits des bassins avec un régime pluvial (Dordogne et Ain), les changements dans la forme générale du régime hydrologique sont peu visibles. Cependant, des évolutions en termes de magnitude des débits se produisent. En hiver, nous observons une augmentation des débits pouvant aller jusqu'à +10% (Ain, RCP 8.5, 2050). En été, des étiages plus prononcés sont attendus, aux horizons 2050 et 2080, avec des taux de variation des débits mensuels compris entre -10% et -27%. Pour les bassins avec un régime initialement nival sur la période de référence, la modification du régime hydrologique est nettement visible avec l'atténuation du pic de la fonte des neiges au printemps, traduisant la transition d'un régime nival vers un régime pluvial. Ainsi, la saison printanière est impactée par une baisse du débit de pointe, qui est également marquée par une manifestation de ce pic plus tôt dans la saison. Pour la période 1976-2005, le pic de fonte printanière est observé au début du mois de juin, alors qu'il se produit à la fin du mois d'avril pour l'horizon 2080. Pour le bassin du Verdon, le déplacement du pic de fonte n'est pas directement observé mais on remarquera une baisse de magnitude plus marquée au fur et à mesure que nous nous rapprochons de la fin du siècle.

Pour les quatre bassins versants, **sous scénario RCP 4.5**, la période subissant les diminutions les plus conséquentes est la période estivale aussi bien pour l'horizon 2050 que pour l'horizon 2080. Nous devons cependant nuancer cette observation car pour la Dordogne en 2080, ce n'est pas l'été mais l'automne qui rencontre les pertes les plus importantes. Plus précisément, la Dordogne connaît une baisse de -11.9 % en été pour 2050 et de -15.8 % à l'automne en 2080. Les pertes de l'Ain en été atteignent -18.1 % pour 2050 et -12.2 % pour 2080. Pour les bassins des Alpes, les diminutions des débits estivaux sont encore plus élevées avec des baisses, par rapport à la période de référence, supérieures à -20 %. Pour la Durance, cette diminution atteint -27.5 %

en 2050 et -33.1 % en 2080. Le Verdon connaît des réductions similaires avec -28.9 % en 2050 et -29.3 % en 2080. D'un autre côté, la diminution des valeurs de débits peut être compensée, en partie, par la saison hivernale qui enregistre les hausses les plus grandes. À nouveau pour la Dordogne en 2080, la saison marquée par les augmentations les plus importantes n'est pas la même que celle pour les autres bassins car il s'agit du printemps. Les débits augmentent de +1.3 % en hiver à l'horizon 2050 et de +0.8 % au printemps à l'horizon 2080. Les hausses sont plus conséquentes pour le bassin de l'Ain durant la saison d'hiver avec +6.1 % pour 2050 et +6.5 % pour 2080. Les bassins de la Durance et du Verdon enregistrent les augmentations les plus élevées des bassins de l'échantillon. Les hausses pour la Durance sont de +26.4 % pour 2050 et de +54.4 % pour 2080. L'accroissement des débits atteint +25 % pour 2050 et +31.8 % pour 2080 à l'échelle du bassin du Verdon.

Pour le RCP 8.5, les modifications du régime hydrologique pour les bassins à dominance pluviale sont en moyenne plus importantes que celles observées avec le RCP 4.5 pour ces mêmes bassins. Les différences entre les deux RCP s'accroissent notamment pour l'horizon 2080, avec une diminution plus importante, par rapport à la période de référence, que celles faites sur l'horizon 2050. Par ailleurs, la transition d'un régime nival vers un régime pluvial est renforcée par rapport au RCP 4.5. Nous observons à la fois une diminution et une augmentation des débits :

- il y a une très forte diminution du pic de la fonte printanière de la neige, pour les deux horizons futurs. Sur le bassin de la Dordogne, les baisses de débit les plus importantes sont en saison automnale avec -14.4 % pour l'horizon 2050 et -32.4 % pour l'horizon 2080. Pour les trois autres bassins, les pertes les plus conséquentes ont lieu pendant la saison estivale. L'Ain voit ses débits diminuer de -9.3 % pour 2050 et de -26.1 % pour 2080. La baisse des débits est encore plus marquée sur les bassins des Alpes avec un régime de type nival. Pour la Durance, les débits diminuent de -35.5 % à l'horizon 2050 et de -54 % à l'horizon 2080. Les baisses pour le bassin du Verdon sont de l'ordre de -36.3 % en 2050 et de -52.9 % en 2080. Nous soulignons également que ces pertes sont les plus importantes pour l'ensemble des bassins et pour les deux scénarios RCP.
- les augmentations de débits sont plus importantes pendant la saison hivernale. Plus précisément, pour la Dordogne, cette hausse se traduit par des débits supérieurs de +3.3 % à l'horizon 2050 par rapport à la période historique. À l'horizon 2080, il n'y a aucune augmentation des valeurs de débits sur les quatre saisons (uniquement des diminutions jusqu'à -32 % en automne). Pour le bassin de l'Ain, les augmentations en hiver sont très proches sur les deux horizons avec +10 % pour 2050 et +9.9 % pour 2080. Pour la Durance, les hausses sont de +35.1 % en 2050 et de +54.4 % en 2080. Les augmentations sur le bassin du Verdon sont supérieures à celles des bassins avec un régime pluvial mais demeurent cependant inférieures à celles de la Durance. On observe un accroissement de +25 % pour 2050 et de +31.8 % pour 2080. Les augmentations de débits les plus importantes, qui se manifestent en hiver, pour la Durance et le Verdon, sont également les augmentations les plus importantes simulées sur l'échantillon formé par les quatre bassins versants.

4.4.1.4 Évolution du régime de l'équivalence en eau de la neige.

Dans cette partie, nous nous intéressons à l'évolution du régime de l'équivalence en eau de la neige (EEN) pour les bassins étudiés dans ce manuscrit. La figure 4.11 présente l'évolution du régime saisonnier de l'EEN moyen sur le bassin de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon pour trois périodes (historique, horizon 2050 et horizon 2080) sous deux scénarios RCP (RCP 4.5 et RCP 8.5). La largeur de l'enveloppe représente les valeurs moyennes sur trente ans des huit couples de GCM/RCM, les parties inférieure et supérieure indiquent respectivement la valeur moyenne mensuelle minimale et maximale sur la période correspondante. Nous rappelons que les valeurs d'EEN sur les bassins versants sont issues du module de neige CemaNeige. Ces EEN sont donc des résultats reposant uniquement sur de la modélisation.

Sur la période historique, l'EEN simulé est majoritairement présent entre le début du mois de novembre et la fin du mois de mai. Pour les bassins versants de la Dordogne et de l'Ain (régime hydrologique à dominance pluviale), la plus grande quantité d'EEN est visible au mois de février. Bien que le pic d'EEN se produise à la même période, celui-ci est six fois plus important sur le bassin de l'Ain que sur celui de la Dordogne. Pour le bassin de la Durance, l'EEN maximal est atteint au mois d'avril et c'est la quantité la plus conséquente de l'ensemble des bassins versants. Pour le bassin du Verdon, d'une superficie plus petite que le bassin de la Durance, la neige est principalement présente de début novembre jusqu'à la mi-mai. L'EEN maximal est simulée au mois de mars, soit un mois plus tôt que pour la Durance.

Pour le RCP 4.5, le printemps connaît l'évolution du manteau neigeux la plus importante. Sur les bassins de la Dordogne et de l'Ain la quantité d'EEN est divisée par deux. Pour le bassin de la Durance, à l'horizon 2050, nous nous attendons à une diminution de -33 % pour la saison printanière et à une baisse de -45.9 % à l'horizon 2080 sur cette même saison. Pour le bassin du Verdon, la diminution, par rapport à la période de référence, est plus forte que sur la Durance à la même saison avec -48.7 % pour l'horizon 2050 et de -64.6 % pour l'horizon 2080. La saison hivernale est impactée par des baisses similaires demeurant légèrement inférieures à celles du printemps.

Pour le RCP 8.5, comme pour le RCP 4.5, le printemps enregistre les pertes les plus conséquentes. Sur les deux horizons futurs, la quantité d'EEN devient inférieure à 5 mm pour le bassin de la Dordogne et passe sous le seuil des 25 mm pour bassin de l'Ain. Pour la Durance, ces diminutions atteignent -48.7 % pour l'horizon 2050 et -74.2 % pour l'horizon 2080. Les baisses sont plus sévères sur le bassin du Verdon avec -68.1 % pour 2050 et -87.3 % pour 2080. La deuxième saison sujette à des réductions importantes de neige est l'hiver avec des pertes avoisinantes celles simulées au printemps.

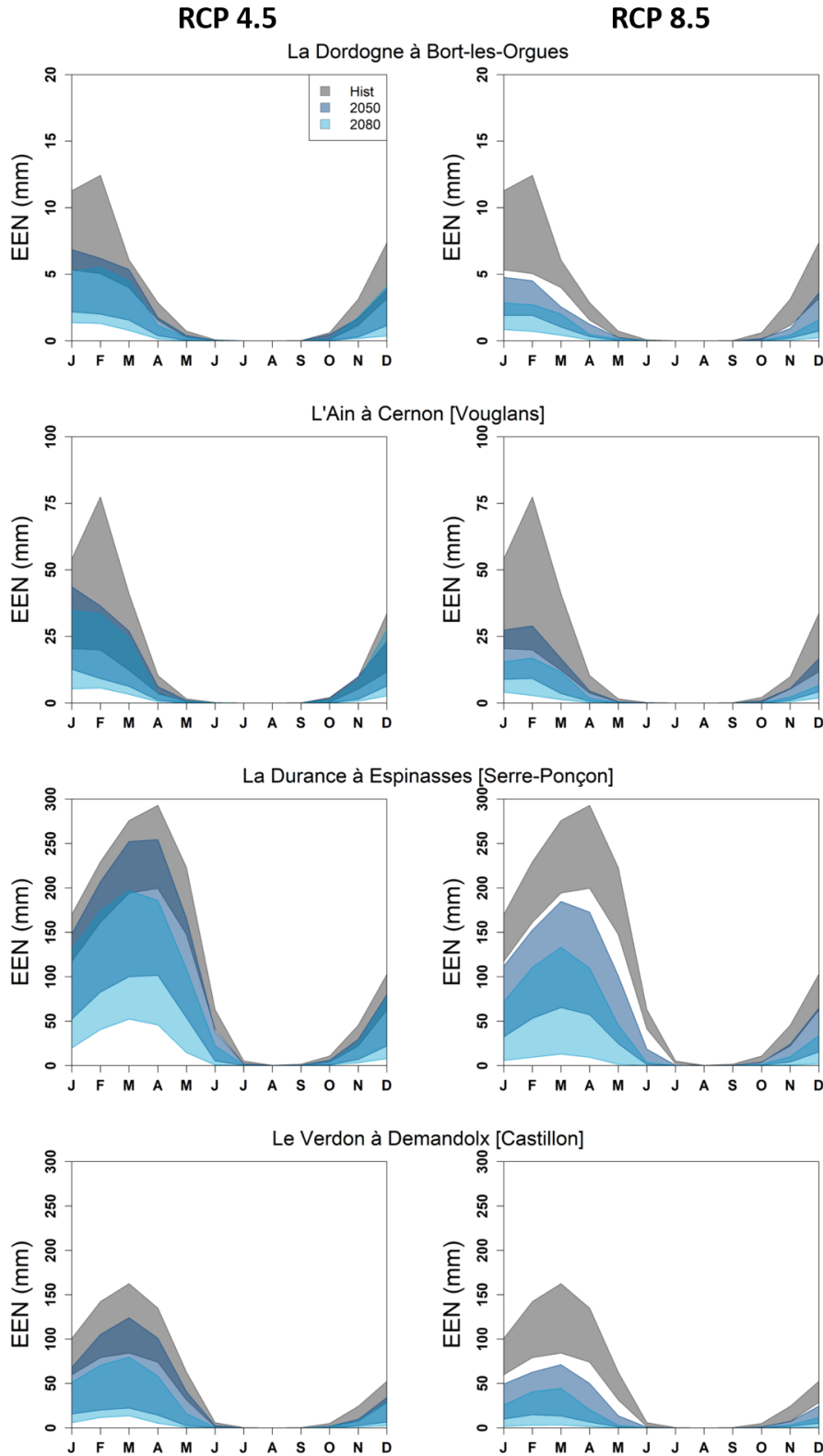


FIGURE 4.11 – Régimes mensuels de l'EEN de la Dordogne, de l'Ain, de la Durance et du Verdon sur la période historique et les horizons futurs 2050 et 2080 pour le RCP 4.5 et le RCP 8.5.

4.4.2 Synthèse des indicateurs de changements hydroclimatiques

Nous avons analysé comment évoluent dans le futur, par rapport à la période de référence, les températures, les précipitations, l'EEN ainsi que les régimes hydrologiques de chaque bassin versant étudié dans cette thèse. Ici, nous faisons une synthèse des indicateurs des évolutions mensuelles des régimes, qui seront déterminantes pour l'évaluation des apports en eau aux réservoirs hydroélectriques associés à chaque bassin versant et pour leur gestion. Nous mettons en perspective les différentes évolutions climatiques affectant les bassins qui diffèrent à la fois par leur localisation et par leur superficie.

La Dordogne à Bort-les-Orgues

La figure 4.12 synthétise la corrélation, au pas de temps mensuel, entre les anomalies de températures (en ordonnée), les taux de variation de précipitations (en abscisse) et ceux de débits (cercle) pour les horizons 2050 et 2080 sous les deux RCP. Sur chaque graphique est tracé chacun des mois des huit GCM/RCM, soit 96 mois.

Pour les trois variables, les modifications sont similaires sur le RCP 4.5. Nous pouvons constater, de manière générale, qu'une hausse de la température et des précipitations s'accompagne d'une augmentation des débits. Une augmentation de la température et une baisse des précipitations engendrent, quant à elles, une baisse des débits. Les plus fortes hausses des températures sont associées à des diminutions importantes de débits, parfois observées même quand les variations des précipitations ne sont pas les plus importantes. Pour le RCP 8.5 à l'horizon 2080, nous observons qu'une diminution des précipitations supérieure à -20 % provoque des baisses de débit supérieures à -40 %.

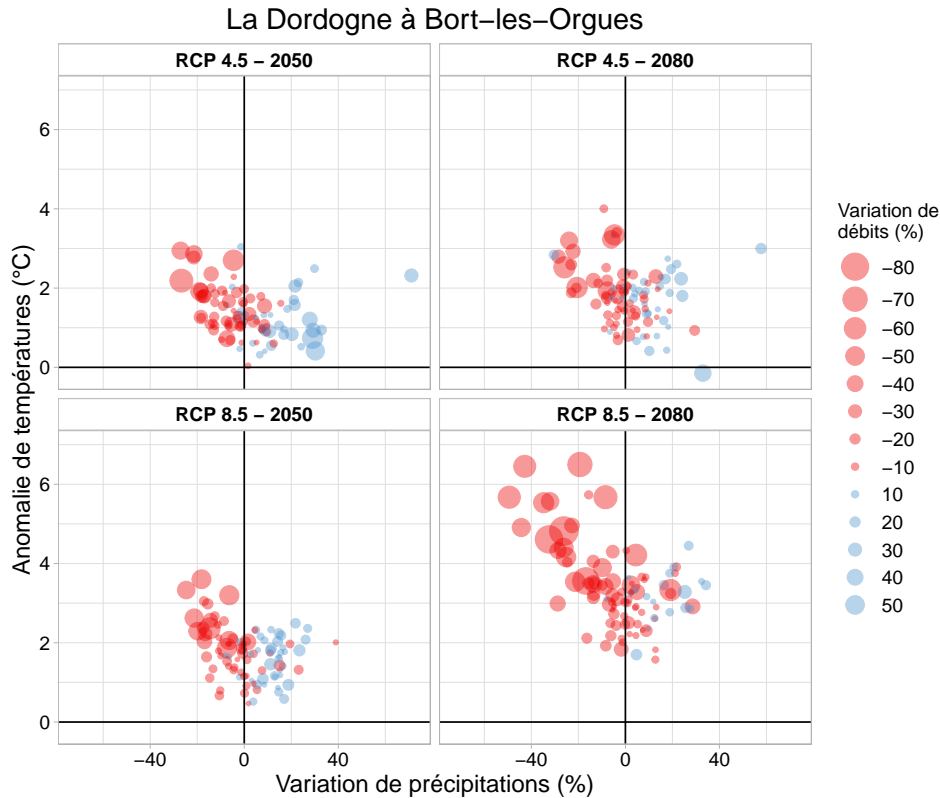


FIGURE 4.12 – Corrélations entre les anomalies des températures, les taux de variation des précipitations et les taux de variation des débits, pour les RCP 4.5 et 8.5 aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de la Dordogne à Bort-les-Orgues. Sur chaque graphique, un point représente un GCM/RCM et un mois ($8 \times 12 = 96$ points par graphique)

La figure 4.13 adopte le même moyen de représentation que la figure 4.12. Cette fois-ci, la corrélation entre les variables est montrée par saison et seulement pour les deux situations climatiques les plus contrastées : le RCP 4.5 à l'horizon 2050 (colonne de gauche) et le RCP 8.5 à l'horizon 2080 (colonne de droite). Ceci nous permet ainsi de couvrir l'ensemble de notre échantillon avec, d'un côté, l'horizon plus proche et plus optimiste, et de l'autre, l'horizon plus lointain et plus pessimiste. Nous remarquons que les saisons d'été (JJA) et d'automne (SON) sont les plus impactées par la hausse des températures et la diminution des précipitations et des débits. Ces changements sont amplifiés lorsque nous évoluons du RCP 4.5 à l'horizon 2050 vers le RCP 8.5 à l'horizon 2080.

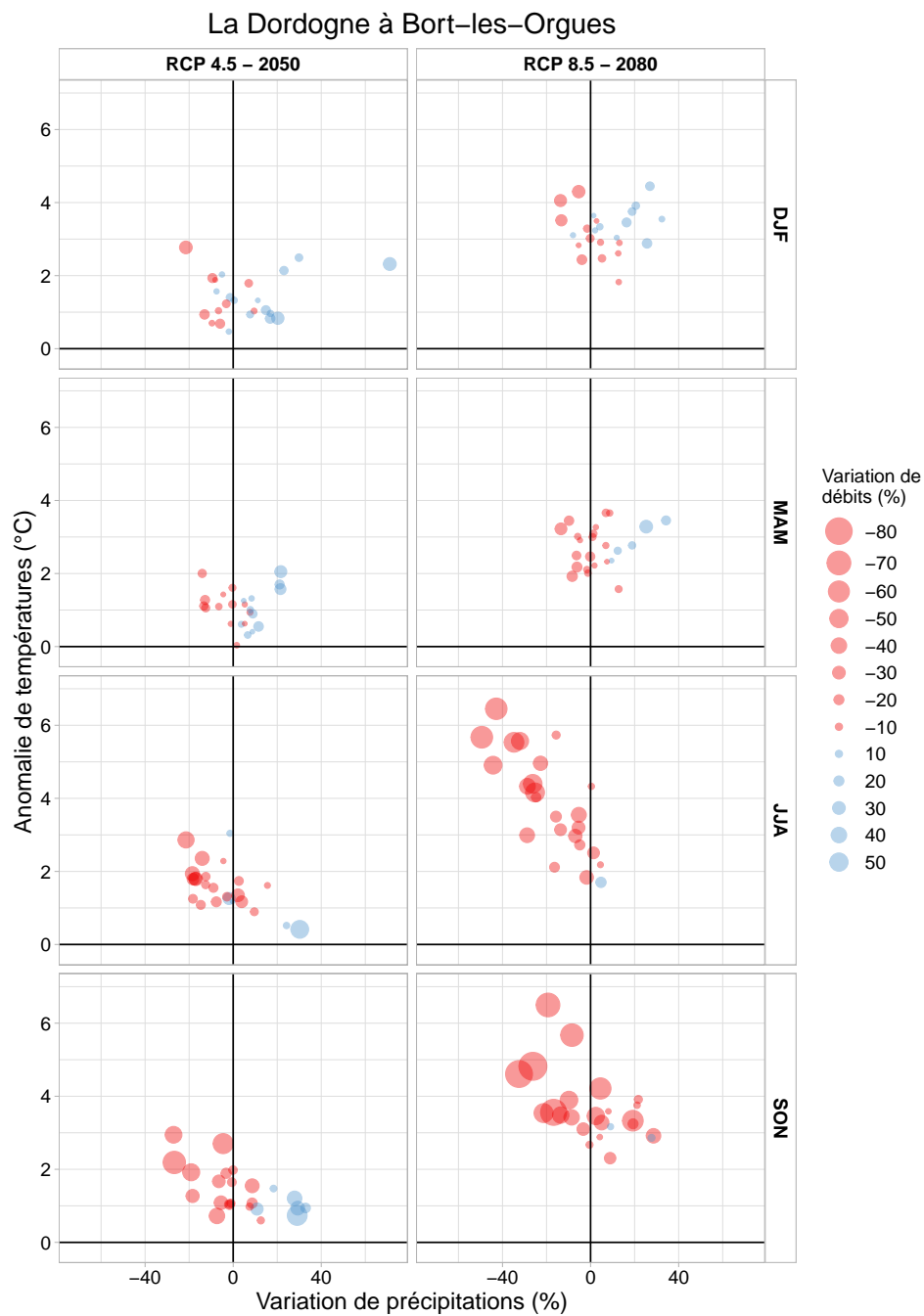


FIGURE 4.13 – Corrélations saisonnières entre les anomalies des températures, les taux de variation des précipitations et les taux de variation des débits, pour le RCP 4.5 à l’horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l’horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de la Dordogne à Bort-les-Orgues.

L'Ain à Vouglans

Nous présentons maintenant la synthèse des évolutions pour le bassin de l'Ain. Sur la figure 4.14, nous pouvons constater une situation similaire au bassin de la Dordogne pour le RCP 4.5 sur les horizons 2050 et 2080 et pour le RCP 8.5 en 2050. Pour ces situations, une hausse de la température entre $+1$ °C et $+2$ °C et une augmentation des précipitations entre $+20$ % et $+40$ % induisent un accroissement des débits de l'ordre de $+30$ % et $+40$ %. Nous relevons qu'une augmentation des températures de $+2$ °C et une baisse des précipitations de -20 % sont à l'origine d'une diminution des débits, majoritairement entre -40 % et $+60$ %. Le scénario RCP 8.5 à l'horizon 2080 se distingue un peu de celui du bassin de la Dordogne par des augmentations de débit moins fortes et des corrélations moins marquées.

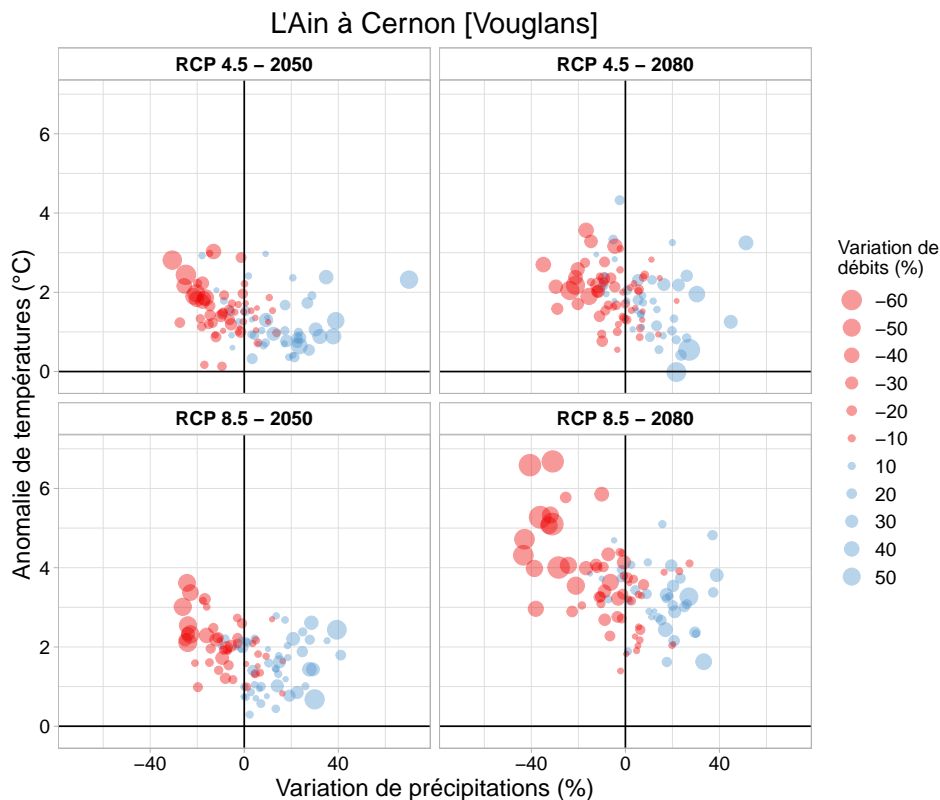


FIGURE 4.14 – Représentation similaire à la figure 4.12 pour le cas du bassin versant de l'Ain à Vouglans.

La représentation par saison (figure 4.15), nous indique que l'été (JJA) et l'automne (SON) sont les saisons les plus touchées par une diminution des précipitations et des débits. Par ailleurs, la corrélation entre hausse des températures, des précipitations et des débits se distingue plus particulièrement en hiver (DJF) pour le RCP 8.5 en 2080. Pour les autres saisons, l'augmentation des débits est principalement sensible à une augmentation des précipitations.

Nous notons aussi le cas particulier du printemps (MAM) pour le RCP 8.5 en 2080, où la hausse des températures et des précipitations est parfois associée à une diminution des débits. La baisse de ces derniers, par rapport à la période historique peut s'expliquer par la disparition du manteau neigeux sur le bassin de l'Ain. De manière générale, les baisses de débits restent cependant moins importantes que celles observées sur le bassin de la Dordogne.

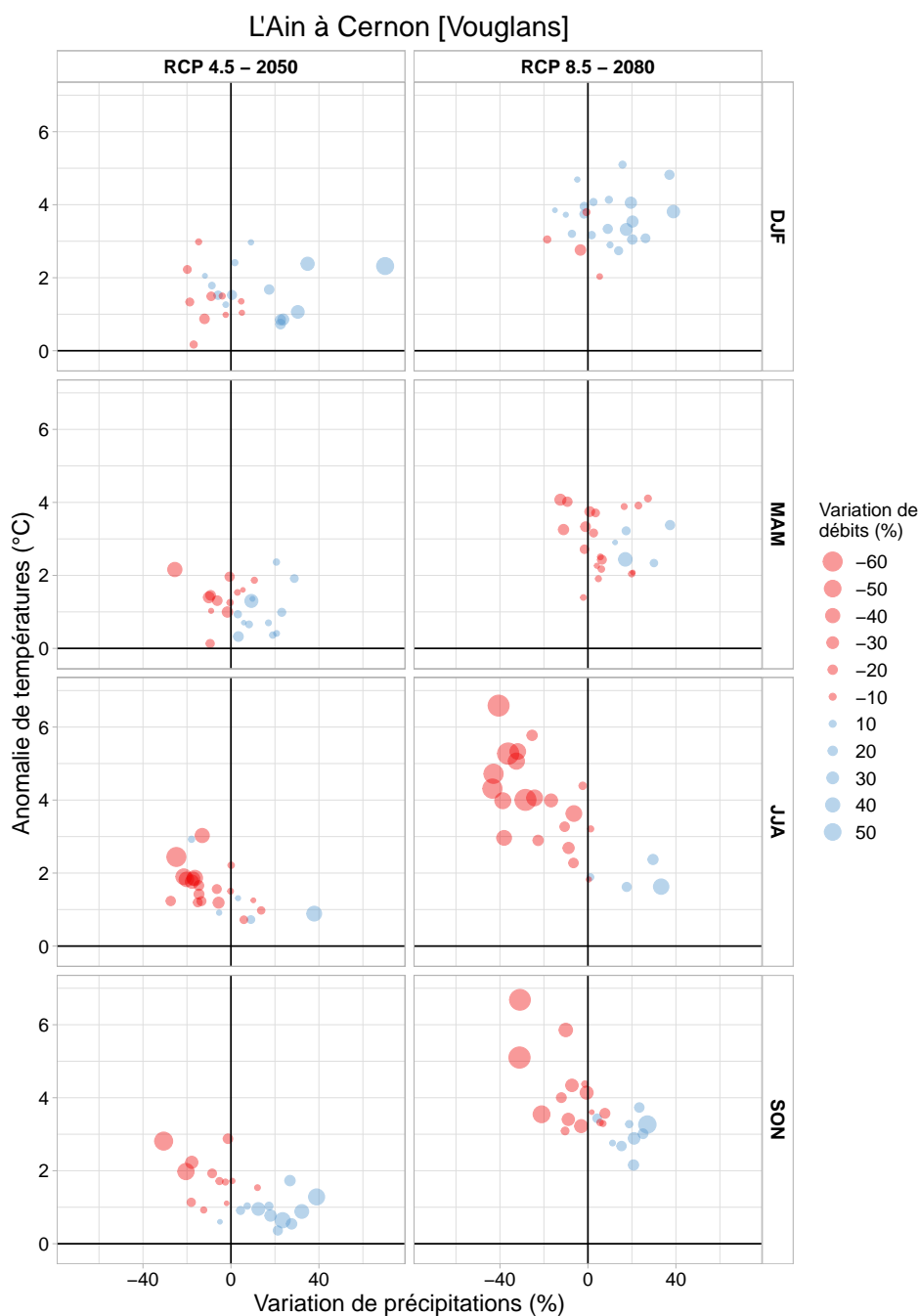


FIGURE 4.15 – Représentation similaire à la figure 4.13 pour le cas du bassin versant de l'Ain à Vouglans.

La Durance à Serre-Ponçon

La figure 4.16 indique la corrélation entre les températures, les précipitations et les débits pour le réservoir de Serre-Ponçon. Par rapport aux bassins versants précédents, nous remarquons que les variations de débits sont bien plus importantes. Les relations entre variables sont proches à l'horizon 2050 sur les deux RCP. Toutefois, une distinction plus importante apparaît entre les deux RCP lorsque nous nous situons à l'horizon 2080. Une certaine symétrie peut être observée dans l'évolution des précipitations et des débits. Plus précisément, la part des diminutions de précipitations et de débits est proche de celle des augmentations de précipitations et de débit. Cependant, ces changements n'évoluent pas dans les mêmes proportions. Ainsi, une hausse de la température de l'ordre de $+2.5$ °C et une diminution des précipitations de $+20$ % conduisent à des pertes entre -30 % et -50 % des débits. À l'inverse, toujours pour une augmentation des températures de $+2.5$ °C mais avec un accroissement des précipitations de $+20$ % nous relevons une hausse des débits entre $+70$ % et $+90$ %.

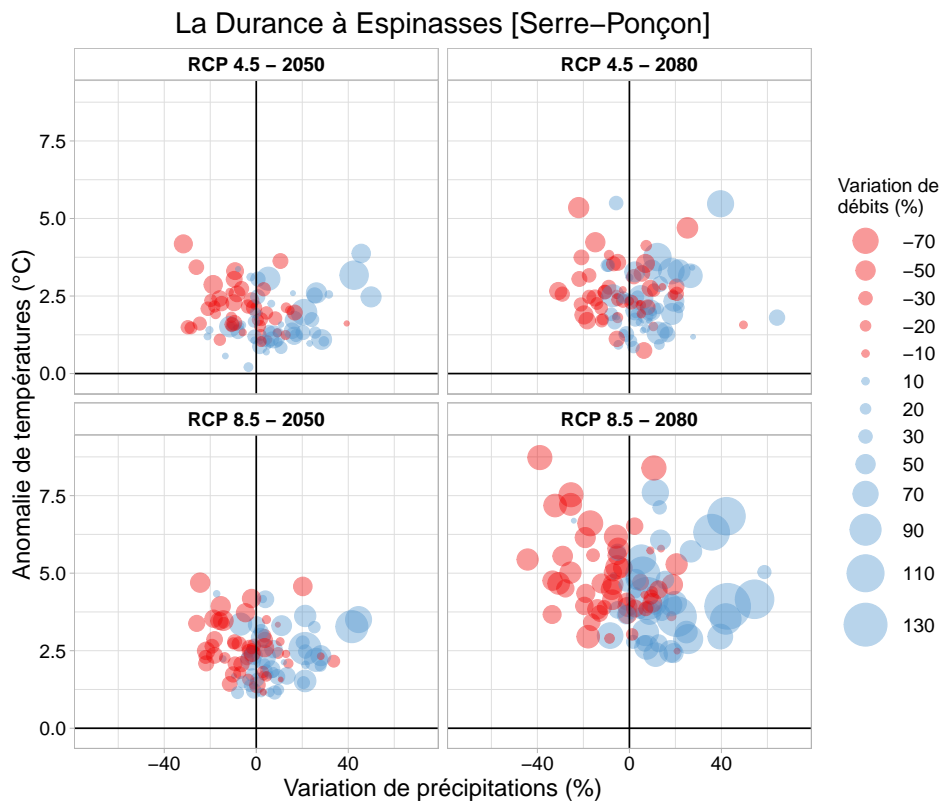


FIGURE 4.16 – Représentation similaire à la figure 4.12 pour le cas du bassin versant de la Durance à Serre-Ponçon.

À l'échelle saisonnière (figure 4.17), nous observons deux groupes principaux au sein des saisons. Le premier ensemble, formé par l'hiver et le printemps, se démarque par une forte proportion à l'augmentation des précipitations et à celle des débits (jusqu'à +100 % pour le RCP 8.5). Le second ensemble se compose de l'été et de l'automne, où les précipitations et les débits sont confrontés majoritairement à des baisses, par rapport à la période historique de référence.

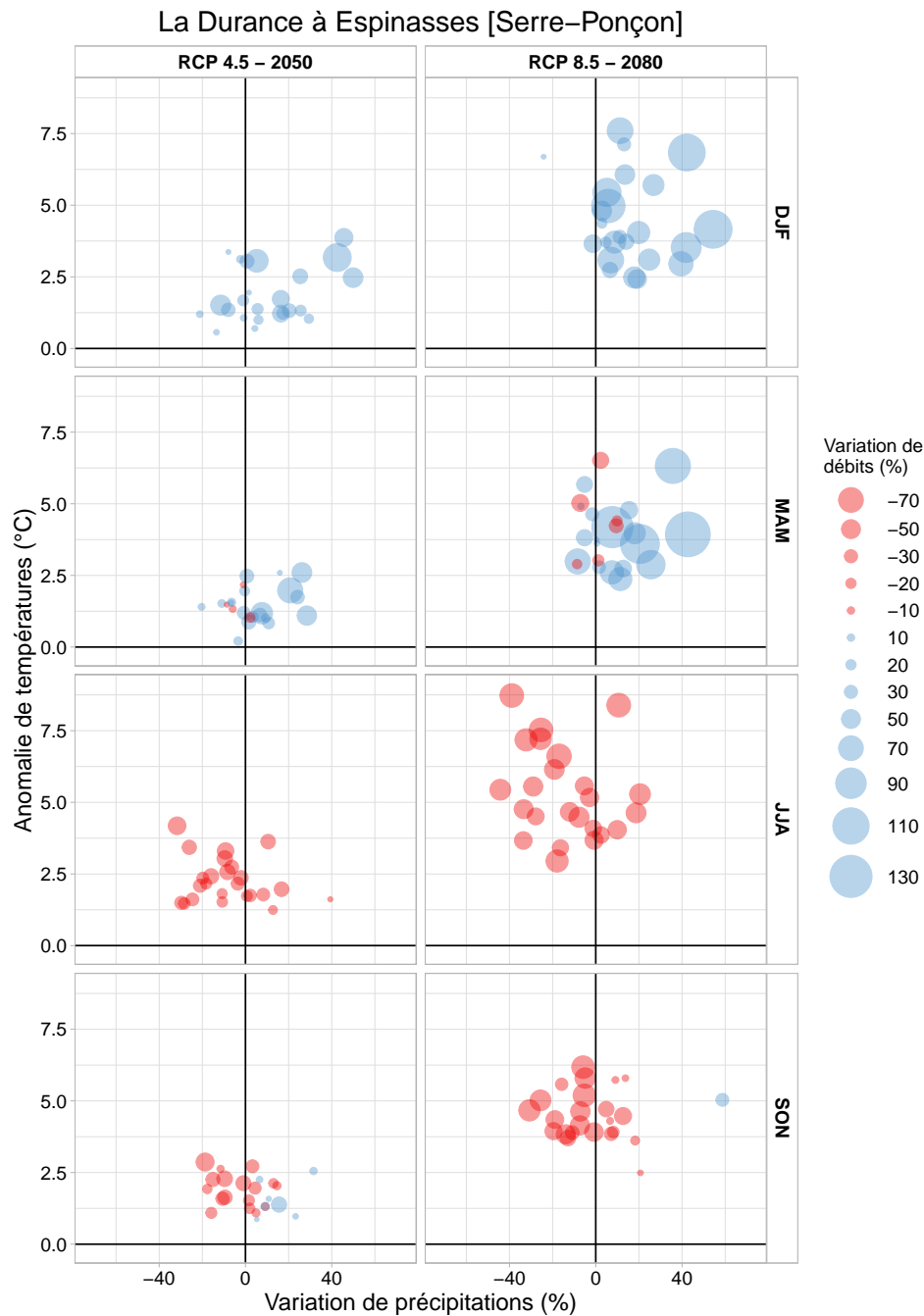


FIGURE 4.17 – Représentation similaire à la figure 4.13 pour le cas du bassin versant de la Durance à Serre-Ponçon.

Le Verdon à Castillon

Pour le bassin versant du Verdon, la figure 4.18 synthétise la représentation globale des corrélations mensuelles entre les trois variables étudiées. En comparaison avec les augmentations de débits, associées à une même hausse des précipitations, sont moins conséquentes. La symétrie et les corrélations sont, globalement, moins marquées que pour la Durance.

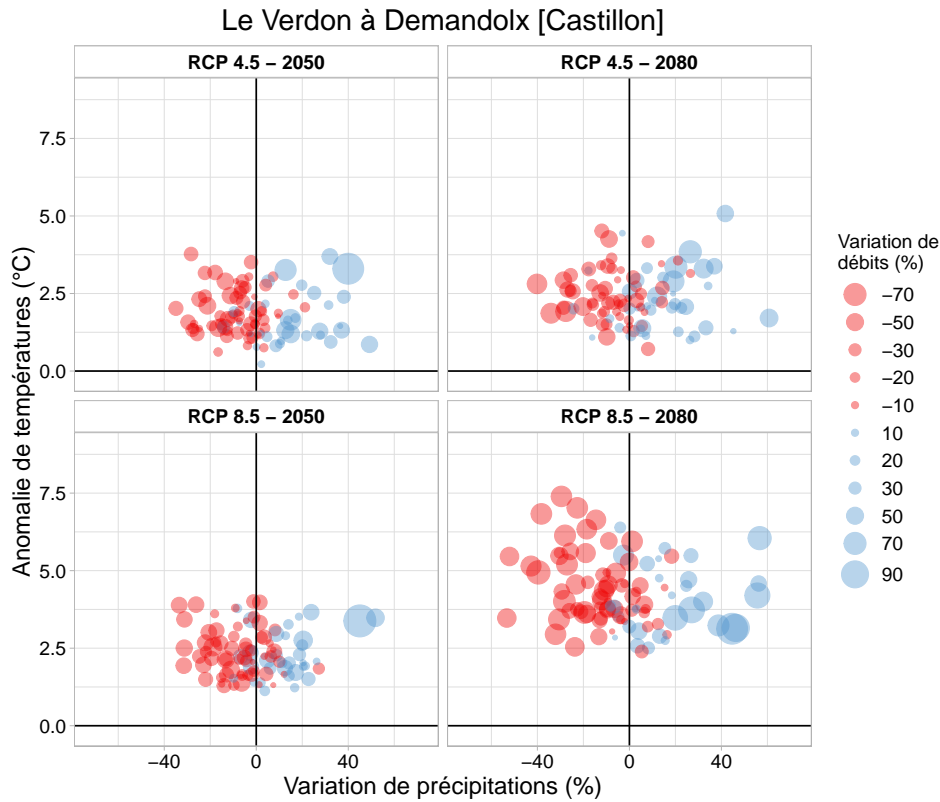


FIGURE 4.18 – Représentation similaire à la figure 4.12 pour le cas du bassin versant du Verdon à Castillon.

Pour la répartition saisonnière (figure 4.19), les mois d'été et d'automne sont marqués principalement par des baisses de précipitations et de débits. Les hausses de précipitations sont plus présentes en hiver qu'en automne où nous relevons également des baisses de précipitations et de débits.

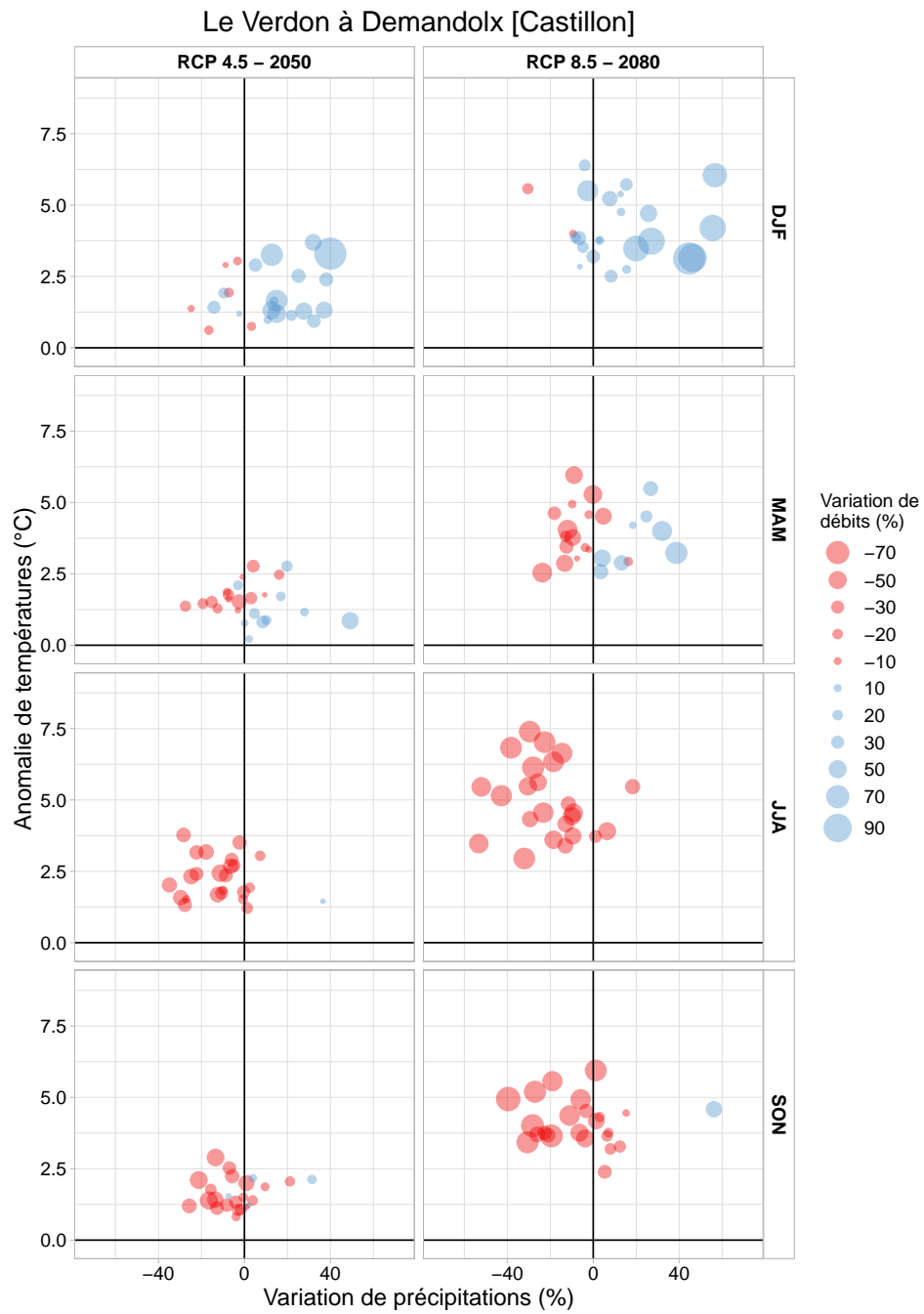


FIGURE 4.19 – Représentation similaire à la figure 4.13 pour le cas du bassin versant du Verdon à Castillon.

4.5 Conclusions

Nous avons quantifié l'évolution des températures, des précipitations et de l'EEN ainsi que leurs impacts sur le régime hydrologique futur des débits d'apports des quatre réservoirs étudiés dans cette thèse. Pour cela, nous avons extrait du service climatique DRIAS, puis agrégés à l'échelle du bassin versant, des projections de températures et de précipitations de huit couples GCM/RCM pour les scénarios RCP 4.5 et 8.5. Ces variables climatiques ont été utilisées en entrée du modèle hydrologique GR6J-CemaNeige pour réaliser des projections hydrologiques sur la période 1976-2100. Au préalable, nous avons procédé au calage du modèle hydrologique GR6J pour les quatre bassins versants tout en effectuant une procédure de *split sample test* pour nous assurer de la validité du modèle hydrologique sur chacun des bassins. Les résultats de KGE ont signalé de bonnes performances du modèle à simuler des chroniques de débits proches des chroniques observées sur la période historique 1976-2005.

Concernant les projections climatiques, les résultats ont indiqué que la hausse des températures pour la fin du siècle, associée à la diminution des précipitations en été, entraînent une augmentation de la sévérité des débits d'étiage estivaux, avec une baisse future de plus de 50 % pour les bassins versants des Alpes du Sud. Nous n'avons pas constaté de changements conséquents du régime hydrologique saisonnier pour les bassins de la Dordogne et de l'Ain dans les horizons futurs. Nous avons cependant remarqué une modification importante du régime hydrologique nival des bassins de la Durance et du Verdon. À l'horizon 2080, nous observons une transition d'un régime de type nival à un régime de type pluvial. Cette modification de la nature du régime hydrologique est également renforcée entre les scénarios RCP 4.5 et RCP 8.5. En effet, la transition du régime nival à pluvial est plus rapide avec le RCP 8.5 qu'avec le RCP 4.5.

L'analyse présentée dans ce chapitre a permis de quantifier et visualiser l'impact des hausses de température et des variations des précipitation sur les débits. Nous avons vu que, pour certaines conditions, les corrélations sont très marquées (la diminution des débits avec les baisses des précipitations et la hausse des températures), tandis que dans d'autres cas, les liens sont moins nets (la hausse des débits avec une augmentation des précipitations sur les bassins avec un régime à dominance pluviale par exemple). Il est toujours délicat de comparer des études avec des projections climatiques différentes. Cependant, nous pouvons souligner que les résultats présentés ici s'accordent, de manière générale, aux tendances observées dans d'autres études, notamment celle du projet Explore 2070 (Chauveau et al., 2013). En confrontant les taux de variation des débits obtenus ici à ceux d'Explore 2070, nous observons que des similitudes existent notamment pour les bassins de la Dordogne, de la Durance et du Verdon alors que des différences ressortent principalement au printemps pour le bassin de l'Ain. Ces différences concernent notamment des diminutions de débits moins importantes que celles identifiées dans les simulations du projet Explore 2070.

Une fois les régimes climatiques et hydrologiques étudiés, le chapitre suivant s'intéresse à la gestion des réservoirs sous contrainte de cote à l'aide des courbes guides de remplissage. Nous nous appliquons à étudier les impacts des évolutions climatiques, que nous avons pu identifier dans ce chapitre, sur le volume d'eau potentiellement disponible pour l'optimisation de la production hydroélectrique.

Chapitre 5

Indicateur de l'impact du changement climatique sur le volume d'eau optimisable pour la production hydroélectrique

Ce chapitre reprend les notions de courbe guide de remplissage et de volume d'eau optimisable pour la production hydroélectrique (VOP), qui avaient été introduites au chapitre 3 :

- Nous travaillons sur un seul scénario de forçage radiatif (le plus pessimiste : RCP 8.5), mais sur deux horizons futurs (2050 et 2080) et sur les 8 couples GCM/RCM ;
- Les simulations de débits, en climats présent et futur, sont utilisées pour construire les courbes guides de remplissage de probabilités de 10 % à 90 % de chaque réservoir ;
- À partir des courbes guides, nous analysons les variations des VOP entre la période historique et les horizons futurs ;
- Pour synthétiser l'ensemble des évolutions, nous proposons une représentation sous forme d'abaque permettant de visualiser :
 1. la perte de volume pour la production si on laisse inchangé le niveau de satisfaction des contraintes de gestion ;
 2. la baisse de la satisfaction des contraintes de gestion si on laisse inchangé le volume pour la production.

5.1 Introduction

Dans ce chapitre, le modèle utilisé est fondé sur les courbes guides de remplissage de différentes probabilités et correspond à une approche conceptuelle simple. De manière générale, cette approche vise à fournir une indication de l'impact des changements hydroclimatiques sur le volume d'eau potentiellement disponible pour la production d'énergie d'un réservoir géré afin de satisfaire le volume minimal nécessaire pour respecter une contrainte de cote estivale entre le 1^{er} juillet et le 31 août (usages récréo-touristiques) et les débits réservés minimaux réglementaires (débits environnementaux). Dans la mise en place de cette approche, nous cherchons à nous appuyer sur des données des réservoirs hydroélectriques qui peuvent être facilement retrouvées dans la littérature, telles que le volume utile, les apports du réservoir et la présence d'une contrainte de cote minimale sur une période spécifique. Sur la base des trajectoires des courbes guides obtenues, nous évaluons les différences entre les courbes de remplissage de la période historique et des périodes futures (horizons 2050 et 2080) sous RCP 8.5.

5.2 Mise en place du module de courbes guides

Pour construire les courbes guides de remplissage, nous utilisons l'équation 3.1 du chapitre 3. Les séries chronologiques de débits observés et les séries de débits de chaque GCM/RCM (périodes historique, future centrée en 2050 et future centrée en 2080) sont mises sous la forme d'une matrice (30 années \times 365 jours) pour être utilisées comme scénarios d'apports, en entrée du modèle des courbes de remontée (partie 3.5.1, chapitre 3). Le format calendaire de modélisation est l'année hydrologique, c'est-à-dire entre 1^{er} septembre et le 31 août.

Pour le débit réservé, nous avons choisi une valeur constante sur l'année qui est égale à 5 % du module inter-annuel (module de la Banque HYDRO). Le tableau 5.1 mentionne les valeurs de module inter-annuel pour chacun des ouvrages ainsi que le débit réservé correspondant. Ce critère est le débit minimal imposé par la loi L214-18¹ du Code de l'environnement pour les installations qui contribuent « à la production d'électricité en période de pointe de consommation ». Les quatre barrages-réservoirs de notre échantillon font partie de cette catégorie selon le décret 2010-1391² du 12 novembre 2010.

en $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$	Bort-les-Orgues	Vouglaens	Serre-Ponçon	Castillon
Module (banque HYDRO)	23.8	40.3	77.6	12.8
Débit réservé (5 % du module)	1.2	2.1	3.9	0.6

TABLEAU 5.1 – Modules inter-annuels issus de la banque HYDRO et valeurs de débits réservés minimaux associés pour la Dordogne à Bort-les-Orgues, l'Ain à Vouglans, la Durance à Serre-Ponçon et du Verdon à Castillon.

1. https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000006833152/*

2. <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000023081413>*

*(dernière consultation le 08/02/2021).

Le volume du réservoir utilisé est le volume utile mentionné dans la partie 3.3.2 du chapitre 3 (tableau 3.3). Le volume minimal de la contrainte de cote estivale a été défini comme étant égal à 90 % du volume utile entre le 1^{er} juillet et le 31 août. Sur le reste de l'année, nous autorisons une vidange complète du réservoir jusqu'au volume minimal d'exploitation (figure 3.3). Dans la suite de ce chapitre, tous les volumes sont exprimés en pourcentage du volume utile de chaque réservoir afin de rendre la comparaison des résultats entre scénarios et réservoirs plus aisée.

5.3 De la courbe guide au volume d'eau optimisable pour la production hydroélectrique (VOP)

Dans cette partie, nous illustrons la méthodologie mise en œuvre en nous appuyant sur l'exemple d'une courbe guide de remplissage de probabilité 80 %, c'est-à-dire traduisant un objectif de satisfaction de la contrainte de cote estivale de 8 années sur 10.

5.3.1 Courbes guides de remplissage en climats présent et futur

La figure 5.1 présente les courbes guides de remplissage de probabilité 80 % des 8 paires GCM/RCM. La courbe guide, construite à partir des observations, est matérialisée par la ligne pointillée noire, les simulations historiques sont en gris, celles à l'horizon 2050 sont en bleu foncé et celles à l'horizon 2080 sont en bleu clair. L'axe des abscisses indique l'année hydrologique et l'axe des ordonnées correspond au volume du réservoir exprimé en pourcentage du volume utile du réservoir. Nous observons que les courbes guides historiques représentent correctement l'évolution de la courbe guide de probabilité de 80 %, construite à partir des observations de débits. Les courbes guides de remplissage pour les deux périodes futures sont présentées afin de quantifier l'impact du changement climatique sur l'évolution future des courbes guides et, par conséquent, l'impact sur la gestion des réservoirs. Le tableau 5.2 indique la période de début du remplissage pour chacun des quatre réservoirs sur les trois périodes étudiées.

Période	Bort-les-Orgues	Vouglans	Serre-Ponçon	Castillon
Hist	décembre-janvier	février	février-avril	avril-mai
2050	novembre-janvier	janvier-février	février-mars	décembre-mars
2080	octobre-janvier	janvier-février	décembre-mai	janvier-mars

TABLEAU 5.2 – Période de début du remplissage des réservoirs de Bort-les-Orgues, Vouglans, Serre-Ponçon et Castillon quand on considère les courbes guides de remplissage de probabilité de 80 % évaluées sur la période historique, les périodes futures centrées en 2050 et en 2080 pour les 8 GCM/RCM étudiés.

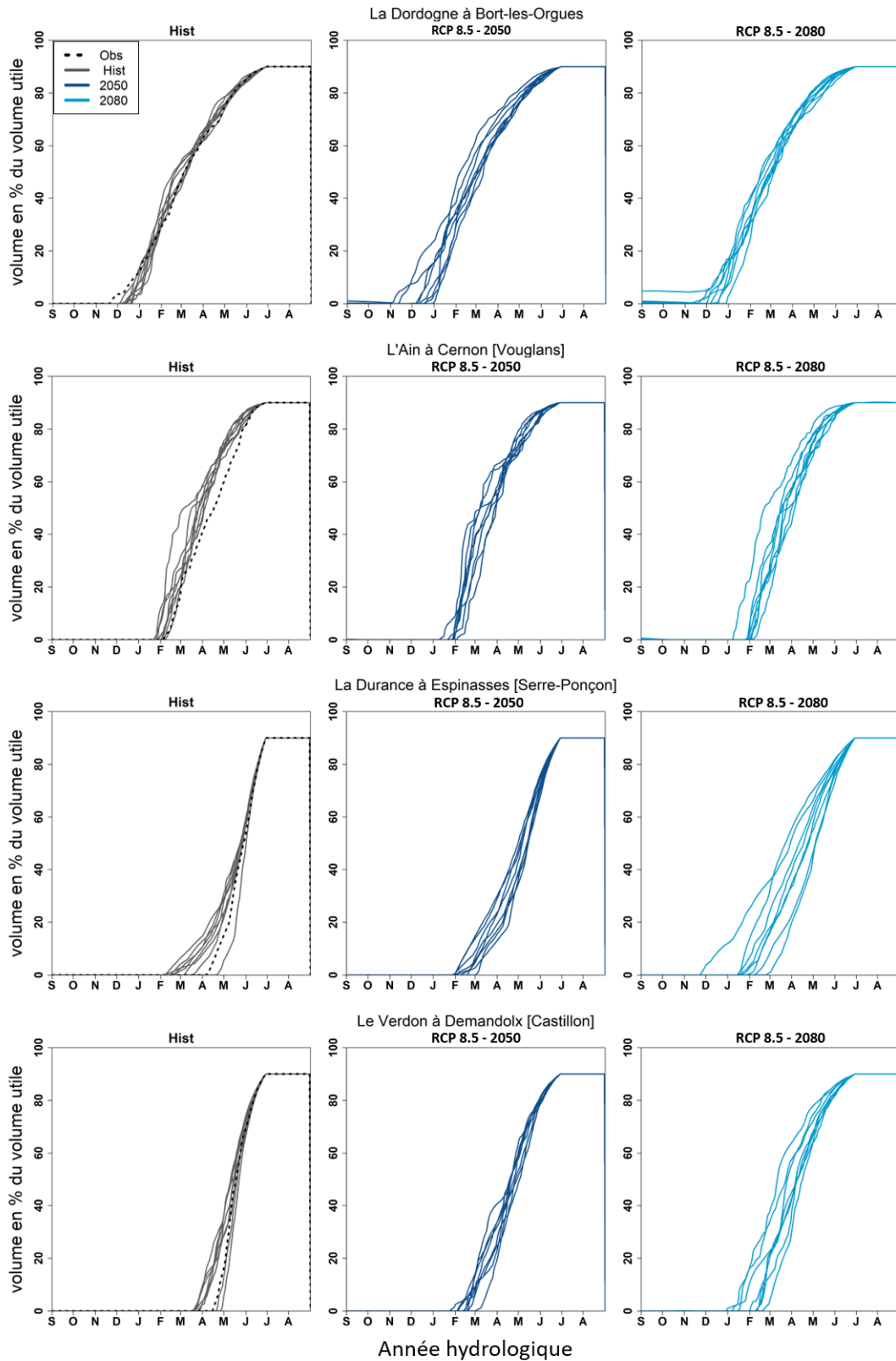


FIGURE 5.1 – Courbes guides de remplissage de probabilité 80 % pour les observations (pointillés noirs), la période historique (lignes noires) et les périodes futures, sous RCP 8.5, en 2050 (lignes bleu foncé) et en 2080 (lignes bleu clair). Chaque courbe correspond au quantile 80 des 30 courbes de remplissage annuelles d'une paire de GCM/RCM.

Pour les bassins versants à régime pluvial (Bort-les-Orgues et Vouglans), les courbes construites à partir des observations et des simulations GCM/RCM sur la période historique (figure 5.1, colonne de gauche) suggèrent que le réservoir commence à être rempli à partir du mois de décembre pour Bort-les-Orgues et de février pour Vouglans, dans l'objectif de répondre aux contraintes de débit réservé et de volume minimal estival. Le remplissage, commençant un à deux mois plus tôt à Bort-les-Orgues, s'explique par un volume d'apports inférieur à celui de Vouglans. Dans le cas des bassins à régime hydrologique nival, les opérations de remplissage débutent en février à Serre-Ponçon et démarrent en avril à Castillon. Pour ces deux réservoirs, la vitesse de remplissage est plus importante à partir du mois de mai car ils sont alimentés alors par l'onde de fonte des neiges au printemps.

En ce qui concerne l'évolution future des courbes de remontée, le début du remplissage commence plus tôt qu'au cours de la période historique. À l'horizon 2080 (figure 5.1, colonne de droite), la constitution du stock débute un à trois mois plus en amont, particulièrement pour les réservoirs avec des apports dominés par la neige. Pour la Durance, la date de début de remplissage passe ainsi de début février à début décembre et pour le Verdon, elle évolue de début avril à début janvier. La date de début de remplissage plus précoce indique également des années hydrologiques plus sèches. L'anticipation de la constitution d'un stock d'eau dans le réservoir s'explique par la diminution des débits d'apports (partie 4.4.1.3, chapitre 4) qu'il est nécessaire de compenser. Cette anticipation conduit à une diminution du degré de flexibilité du réservoir, notamment dans la gestion du remplissage. Cela reflète également le fait que l'exploitation des turbines sera plus limitée au printemps si les règles de gestion de la période historique sont maintenues.

5.3.2 Évolutions du VOP en climats présent et futur

Dans cette partie, nous analysons l'évolution du volume d'eau optimisable pour la production (VOP) que nous avons introduit dans le chapitre 3 (partie 3.6.1). Nous rappelons que le VOP est défini comme le volume compris entre le volume utile maximal et la limite supérieure de la courbe guide de remplissage. L'expression mathématique du VOP étant :

$$VOP = 1 - \int_d^T RMT(t) dt \quad (5.1)$$

avec $RMT(t)$ le volume défini par la courbe guide de remplissage à l'instant t (équation 3.1), d la date de début de remplissage du réservoir et T la date de fin de l'horizon de gestion (ici, le 31 août).

La figure 5.2 présente l'évolution du VOP pour chacun des 8 GCM/RCM sur la période historique et les horizons futurs (2050 et 2080), avec le RCP 8.5, au sein des réservoirs relevant d'un régime hydrologique pluvial : Bort-les-Orgues sur la Dordogne (en haut) et Vouglans sur l'Ain (en bas). La figure 5.3 adopte la même représentation que la précédente mais pour les bassins avec un régime nival : Serre-Ponçon sur la Durance et Castillon sur le Verdon.

Les VOP sont présentés en pourcentage du volume utile de chaque réservoir. Ainsi, au premier mois de l'année hydrologique, mois de septembre, pratiquement tous les réservoirs et GCM/RCM indiquent la possibilité d'avoir un VOP égal à 100 % du volume utile du réservoir, que l'on soit en climat présent (Hist) ou climat futur (2050 ou 2080). Cela signifie que tout le volume utile peut être utilisé pour produire de l'énergie à ce moment-là et que l'on s'attend à ce que la contrainte de cote estivale et les débits réservés soient tout de même respectés avec les apports climatologiques qui s'en suivent (avec une probabilité de 80 %). Seul le GCM/RCM SMHI_EC-EARTH_RCA4 (tableau 3.1) indique, pour l'horizon 2080 et le bassin de la Dordogne (figure 5.2), un VOP à 95 % du volume utile au début de l'année hydrologique. Cette observation nous indique que la projection hydrologique de ce GCM/RCM en 2080 fournit des apports au réservoir plutôt bas. Par conséquent, le modèle de courbe guide montre que, toutes les autres conditions demeurant inchangées, le volume d'eau optimisable serait inférieur à celui disponible en période historique ou en 2050 (différence de l'ordre de 5 % du volume utile).

À partir des graphiques des figures 5.2 et 5.3, nous relevons les observations suivantes :

- de manière générale, les courbes du VOP des simulations historiques présentent de légères différences avec celles des observations correspondantes. Le VOP des observations est généralement supérieur à celui de la période historique ;
- à l'horizon 2050, nous constatons une faible baisse du volume d'eau disponible pour la production, de l'ordre de -5 %. Ceux influencés par la neige montrent une chute plus importante, de l'ordre de -10 % ;
- pour le futur centré en 2080, la diminution du VOP est plus conséquente sur toutes les configurations. Cette décroissance atteint -10 % au maximum pour les bassins avec un régime pluvial (figure 5.2) et entre -15 % et -20 % pour les bassins des Alpes du Sud (figure 5.3). Les baisses les plus significatives sont donc observées pour les deux bassins versants alpins fortement influencés par la neige et confirment les observations préliminaires de la partie précédente.

En conclusion, si l'on se base sur des règles de gestion établies en période historique, il y aura, à l'avenir, un impact du changement climatique sur le volume d'eau disponible pour la production hydroélectrique. Il sera donc nécessaire de modifier les règles de gestion, en particulier pour les bassins versants enneigés, si nous voulons conserver, dans le futur, un volume identique ou proche du VOP en climat présent. Une des modifications possibles, sans changer le volume minimal estival, serait de réduire le degré de respect de la contrainte, c'est-à-dire de diminuer la probabilité associée à la courbe guide de remplissage qui sert à la gestion du stock du réservoir. Cela pourrait se traduire, par exemple, par une diminution de la probabilité de 8 années sur 10 à 5 années sur 10. Cette probabilité reflète une certaine « flexibilité » dans la gestion du système eau-énergie. Nous nous penchons sur cette question dans les parties qui suivent.

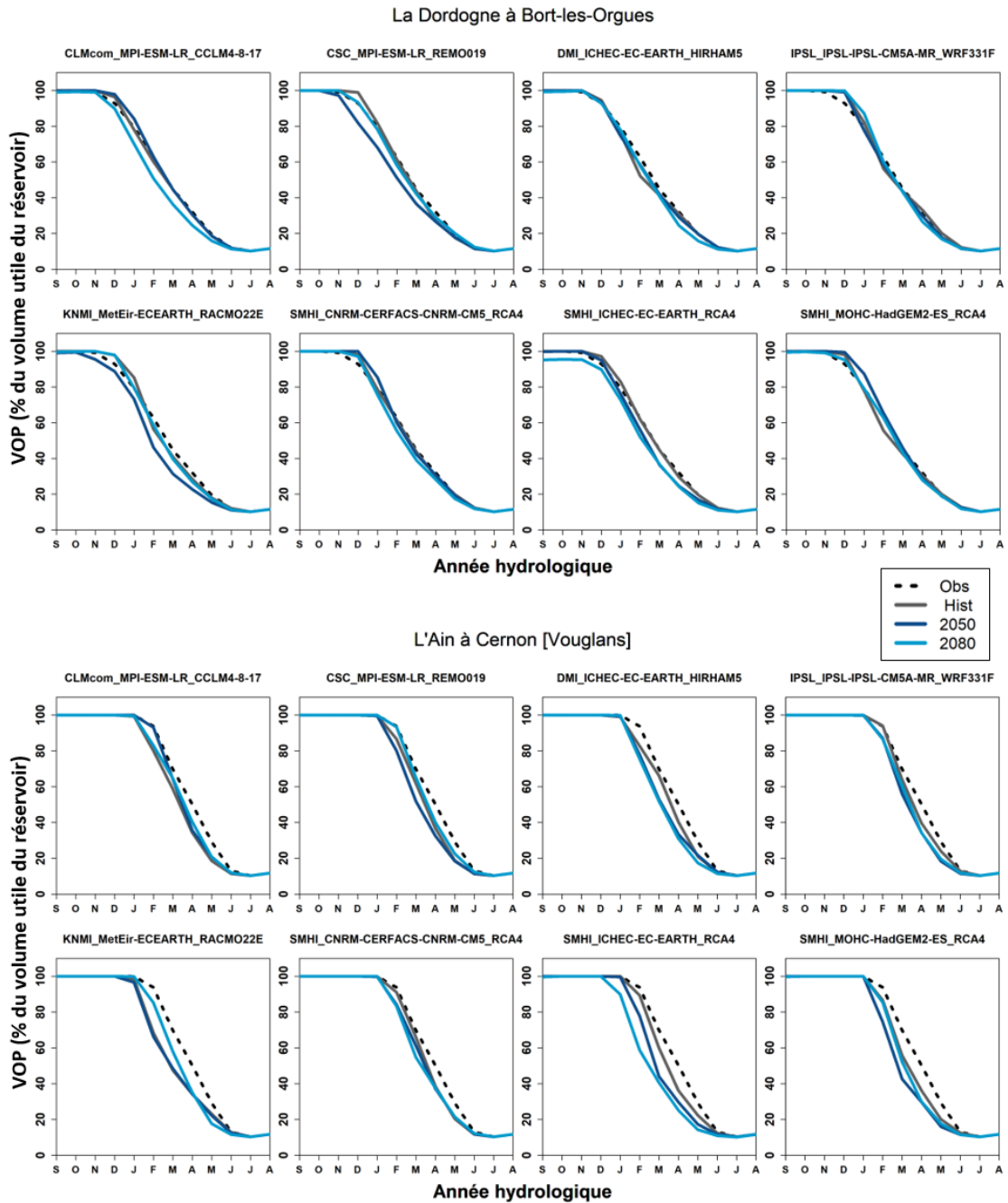


FIGURE 5.2 – Volume d'eau optimisable pour la production (VOP), exprimés en pourcentage du volume utile du réservoir, à Bort-les-Orgues et à Vouglang pour les observations (pointillés noirs) ainsi que les 8 CGM/RCM sur la période historique (ligne noire) et les périodes futures, sous RCP 8.5, en 2050 (lignes bleu foncé) et en 2080 (lignes pointillées bleu clair).

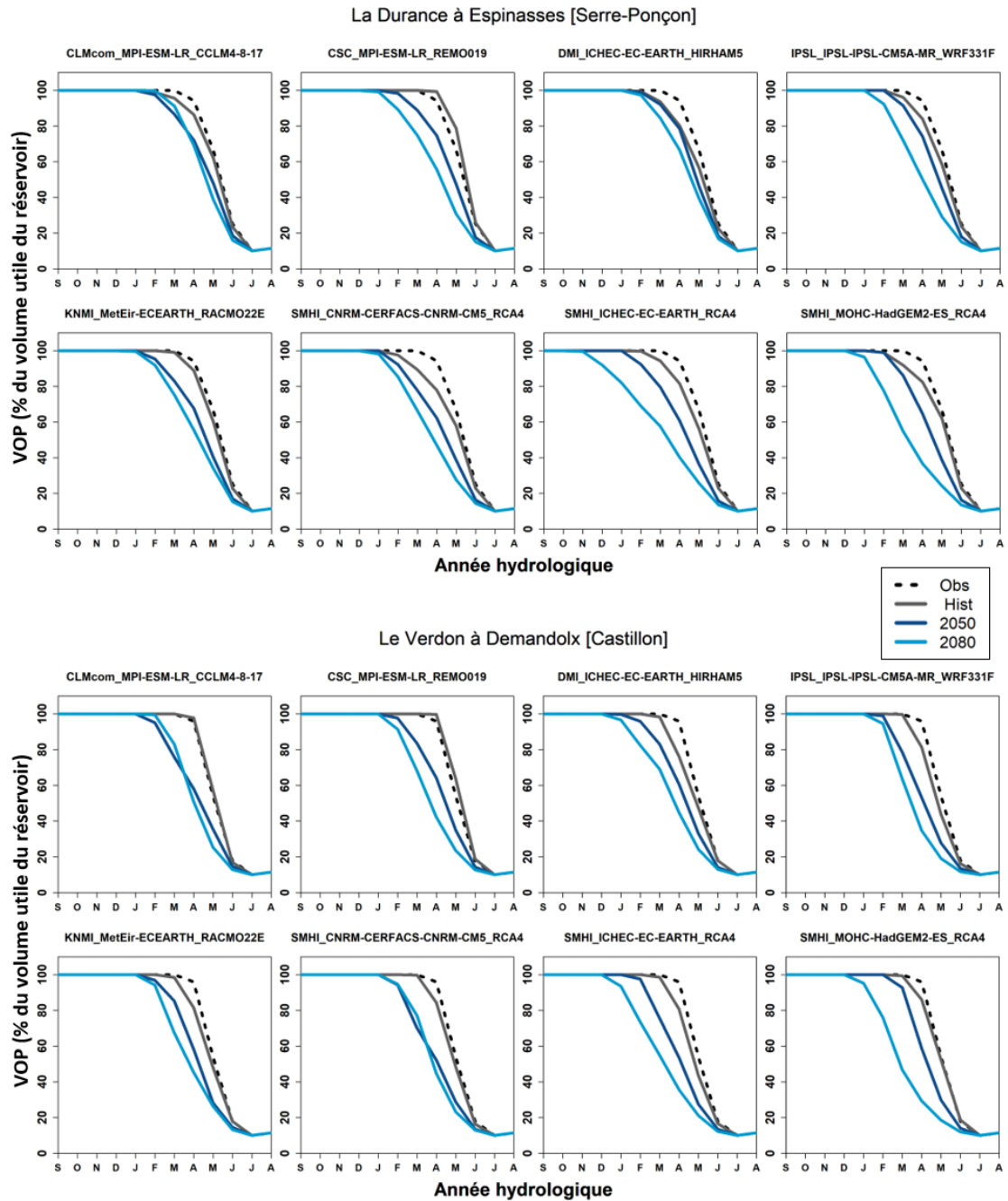


FIGURE 5.3 – Volume d'eau optimisable pour la production (VOP), exprimés en pourcentage du volume utile du réservoir, à Serre-Ponçon et à Castillon pour les observations (pointillés noirs) ainsi que les 8 CGM/RCM sur la période historique (ligne noire) et les périodes futures, sous RCP 8.5, en 2050 (lignes bleu foncé) et en 2080 (lignes pointillées bleu clair).

5.4 Caractériser la flexibilité future des systèmes eau-énergie

5.4.1 Construction d'abaques VOP pour différentes probabilités de courbes guides

Dans cette partie, nous proposons une représentation par abaque qui permet de quantifier l'évolution du volume optimisable entre les périodes historique et future (2050 ou 2080) pour différents niveaux de satisfaction de la contrainte estivale, c'est-à-dire en considérant des courbes guides de différentes probabilités. Pour cela, nous évaluons, pour chaque réservoir et pour chaque GCM/RCM et période (historique ou future), les courbes guides de différentes probabilités (10 %, 20 %, 30 %, . . . , 90 %) et calculons le VOP de chaque configuration à l'aide de l'équation 5.1. L'évolution des valeurs de VOP pour les différentes probabilités sur l'ensemble des périodes étudiées est ensuite évaluée en calculant le taux de variation (en pourcentage) entre le VOP de la période future et le VOP de la période historique. Ce taux de variation correspond à la différence entre VOP futur et VOP historique, que l'on divise par la valeur du VOP historique, le tout multiplié par 100.

Les taux de variation sont portés dans un abaque comme celui illustré dans la figure 5.4. Les taux négatifs (positifs) en rouge (bleu) indiquent que le VOP évalué en période future est supérieur (inférieur) aux VOP évalués en période historique. Si les volumes d'eau optimisables changent peu (ou pas du tout) sous changement climatique, alors les taux de variation seront égaux à zéro (couleur blanche dans la figure 5.4). La figure 5.4 illustre cette représentation graphique des taux de variation du VOP pour deux cas de figure : a) le cas où le VOP calculé en période historique n'évolue pas quand on considère une période future et b) le cas où le VOP diminue dans le futur par rapport à sa valeur initiale en période historique. Cette représentation par abaque considère différents niveaux de risque : les différentes probabilités des courbes guides en période historique sont représentées en abscisses, tandis que celles en période future sont représentées en ordonnées.

Si les VOP historiques et futures sont identiques, cela signifie qu'il n'y a pas d'évolution (figure 5.4 a) et que tous les carrés blancs sont regroupés le long de la diagonale d'équiprobabilité. À l'inverse, si les VOP changent, les carrés blancs ne sont plus alignés le long de la diagonale (figure 5.4 b), où les VOP diminuent majoritairement entre la période historique et l'horizon futur. Dans ce dernier cas, nous observons par exemple que, si on veut avoir un VOP équivalent à celui d'une gestion faite, en période historique, à niveau de probabilité de courbe guide de 90 % (risque de non-satisfaction de la contrainte estivale pendant 1 année sur 10), il faudra effectuer la gestion en période future avec un niveau de probabilité de courbe guide de tout au plus 60 % (risque de non-satisfaction de la contrainte estivale de 6 années sur 10). Si, dans le futur, la gestion se maintient à 90 % de probabilité de satisfaction de la contrainte, alors le volume d'eau optimisable potentiellement disponible pour la production d'énergie sera réduit de -20 % (taux de variation donné par la couleur rouge de la légende de la figure).

Les abaques de VOP peuvent être obtenus en évaluant les VOP sur l'ensemble de l'année hydrologique (volume intégré sur toute la période T de l'équation 5.1) ou en prenant des tranches

de volume relatives à des mois spécifiques d'intérêt particulier à un gestionnaire. Les parties suivantes présentent les résultats obtenus quand nous considérons trois situations spécifiques. D'abord, nous regardons en détail les mois de mars à juin, qui sont les mois les plus critiques pour la contrainte de cote qui démarre le 1er juillet ainsi que les situations extrêmes données par chaque GCM/RCM (partie 5.4.2). Ensuite, nous analysons les VOP sur l'année de l'ensemble des 8 paires GCM/RCM (partie 5.4.3). Enfin, nous nous focalisons sur les changements de niveau de risque de la gestion, à VOP équivalent, entre périodes historique et future pour chaque GCM/RCM (partie 5.4.4).

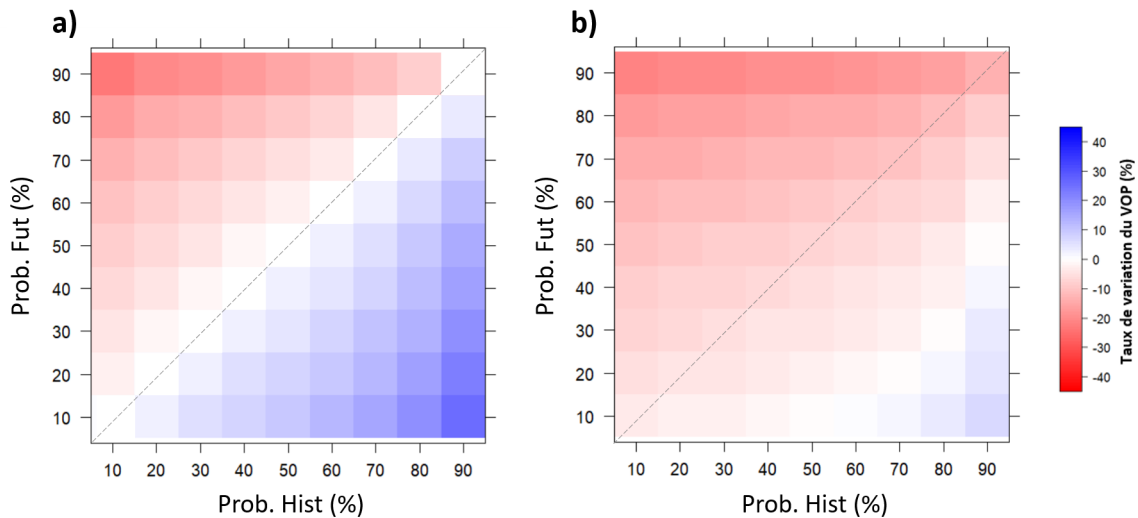


FIGURE 5.4 – Illustration de la représentation par abaque de l'évolution du VOP. Les taux de variation (en %) entre les périodes historique (abscisses) et futures (ordonnées) pour différents niveaux de probabilité des courbes guides (10 % à 90 %, représentés par Prob. Hist en abscisses et Prob. Fut en ordonnées) sont présentés en rouge (bleu) si VOP futur inférieur (supérieur) au VOP historique. a) cas où le VOP en période historique n'évolue pas en période future et les carrés blancs (évolution nulle) sont alignés le long de la diagonale d'équiprobabilité; b) cas où le VOP diminue dans le futur par rapport à sa valeur initiale en période historique et les carrés blancs s'éloignent de la diagonale.

5.4.2 Abaques VOP pour la période de mars à juin et des GCM/RCM sélectionnés

Dans la partie 5.3.2, nous avons constaté que les évolutions les plus importantes du VOP ont lieu au cours des mois de printemps (de mars à juin), tant pour l'horizon 2050 que pour l'horizon 2080. Nous discutons, dans ce qui suit, des variations du VOP sur ces quatre mois pour deux bassins versants ayant des régimes hydrologiques différents : la Dordogne et la Durance. Etant donné que nous avons, pour chaque réservoir, un total de 8 abaques pour chaque mois, nous avons choisi de représenter ici seulement les abaques qui présentent les taux de variation les plus petits et les plus élevés pour chaque mois.

Les figures 5.5 à 5.8 présentent les abaques obtenus. Ils synthétisent les évolutions des VOP, entre la période historique et les horizons futurs, pour le réservoir de Bort-les-Orgues (Dordogne)

en 2050 (figure 5.5) et en 2080 (figure 5.6) ainsi que pour le réservoir de Serre-Ponçon (Durance) en 2050 (figure 5.7) et en 2080 (figure 5.8). Les projections climatiques donnant les taux de variation de VOP les plus faibles sont représentées dans les colonnes de gauche et celles donnant les taux les plus forts sont dans les colonnes de droite. Nous rappelons que seul le RCP 8.5 a été considéré.

Pour le réservoir situé sur le bassin versant de la Dordogne (Bort-le-Orgues), nous pouvons constater que :

- à l'horizon 2050 (figure 5.5), le mois de juin rencontre peu ou pas de variation (majorité de carrés blancs dans les abaques), tandis que les mois de mars à mai, sont les plus affectés par une variation du VOP entre les périodes historique et future, tous degrés de probabilité confondus. Pendant ces mois-là, les GCM/RCM montrent une tendance à avoir des taux de variation plutôt positifs, c'est-à-dire plus de volume d'eau optimisable, potentiellement disponible pour la production d'énergie. Ainsi, au mois de mars, le GCM/RCM donnant les plus forts taux de variation (colonne de droite) montre que, à VOP égal (carré blanc), une gestion faite avec une probabilité de courbe guide de 60 % en période historique (risque de non satisfaction de la contrainte estivale de 4 années sur 10) pourrait passer à une gestion faite avec une probabilité de courbe guide de 70 % en période future (risque de non satisfaction de la contrainte estivale de 3 années sur 10). En d'autres termes, à probabilité égale (60 %), on aurait 10 % de volume disponible en plus pour la production au mois de mars.
- à l'horizon 2080 (figure 5.6), le mois de juin, qui présentait des taux de variation de VOP petits ou nuls, montre désormais plus de situations où le taux est négatif (rouge), c'est-à-dire le VOP de la période future devient plus petit que le VOP de la période historique (moins de volume en eau disponible pour la production d'énergie en 2080), même à degrés de probabilité égaux. Par ailleurs, les taux de variation positifs (en bleu) des mois de mars à mai deviennent plus faibles et moins nombreux, notamment quand nous regardons la situation extrême des abaques relatifs au taux de variation maximal. Par exemple, si nous prenons le même exemple du mois de mars et le GCM/RCM donnant les plus forts taux de variation (colonne de gauche), nous observons que la gestion à probabilité 60 % en période historique rencontre maintenant un VOP égal en période future seulement si la gestion passe à une probabilité de 40 %. Cela veut dire que le risque de non satisfaction de la contrainte estivale de 4 années sur 10 augmente en 2080 au mois de mars et passe à 60 % (6 années sur 10).

Pour le réservoir situé sur le bassin versant de la Durance (Serre Ponçon), nous pouvons constater que :

- à l’horizon 2050 (figure 5.7), pour le taux de variation minimal, les évolutions sont assez faibles pour les mois de mars et avril et plus importants pour les mois de mai et juin. L’écart entre les abaques donnés par le CGM/RCM avec le taux de variation minimal (colonnes de gauche) et ceux avec le taux de variation maximal (colonne de droite) est plus fort sur ce bassin, ce qui illustre une variabilité inter-GCM/RCM plus importante. De nombreuses valeurs négatives (carrés rouges) sont présentes entre avril et juin, les mois de mai et juin étant presque entièrement négatifs dans le cas du taux de variation maximal (colonnes de droite). Ainsi, sur la diagonale où les probabilités sont égales, les variations sont toujours négatives, ce qui implique une diminution du VOP à l’horizon 2050 d’autant plus forte pour les simulations climatiques les plus extrêmes. Sur ce bassin, par exemple, si l’on considère le taux de variation minimal, la gestion avec une probabilité de 90 % en période historique au mois de mai rencontre maintenant un VOP égal en période future seulement si elle passe à une probabilité de 70 %. Cette probabilité est de 20 % si l’on considère le GCM/RCM donnant le taux de variation maximal. Cela représente une augmentation considérable du risque de non satisfaction de la contrainte estivale : originellement d’une année sur 10 en période historique, ce risque augmente de 3 à 8 années sur 10 en 2050.
- à l’horizon 2080 (figure 5.8), les taux de variation négatifs augmentent fortement. Au mois de juin, nous remarquons un déplacement des VOP inchangés (carrés blancs) vers la partie inférieure droite de l’abaque. Ceci indique une hausse des taux de variation négatifs (carrés rouges), quel que soit le couple de degrés de probabilité des périodes historique et future. Si nous prenons le même exemple pour l’horizon 2050, et si nous considérons le taux de variation maximal (colonne de droite), la gestion à probabilité 90 % en période historique au mois de mai ne rencontre plus un degré de probabilité futur où le VOP restera inchangé (il n’y a plus de carrés blancs dans l’abaque). En effet, la gestion à risque inchangé devra être faite avec un volume d’eau optimisable plus petit : le VOP historique à 90 % diminue de -75 % en période future. Le GCM/RCM donnant le taux de variation minimal (colonne de gauche) indique que la gestion à probabilité 90 % en période historique au mois de mai rencontre un VOP égal en période future si elle passe à une probabilité de l’ordre de 40 % à 50 % (chiffre qui était à 70 % à l’horizon 2050).

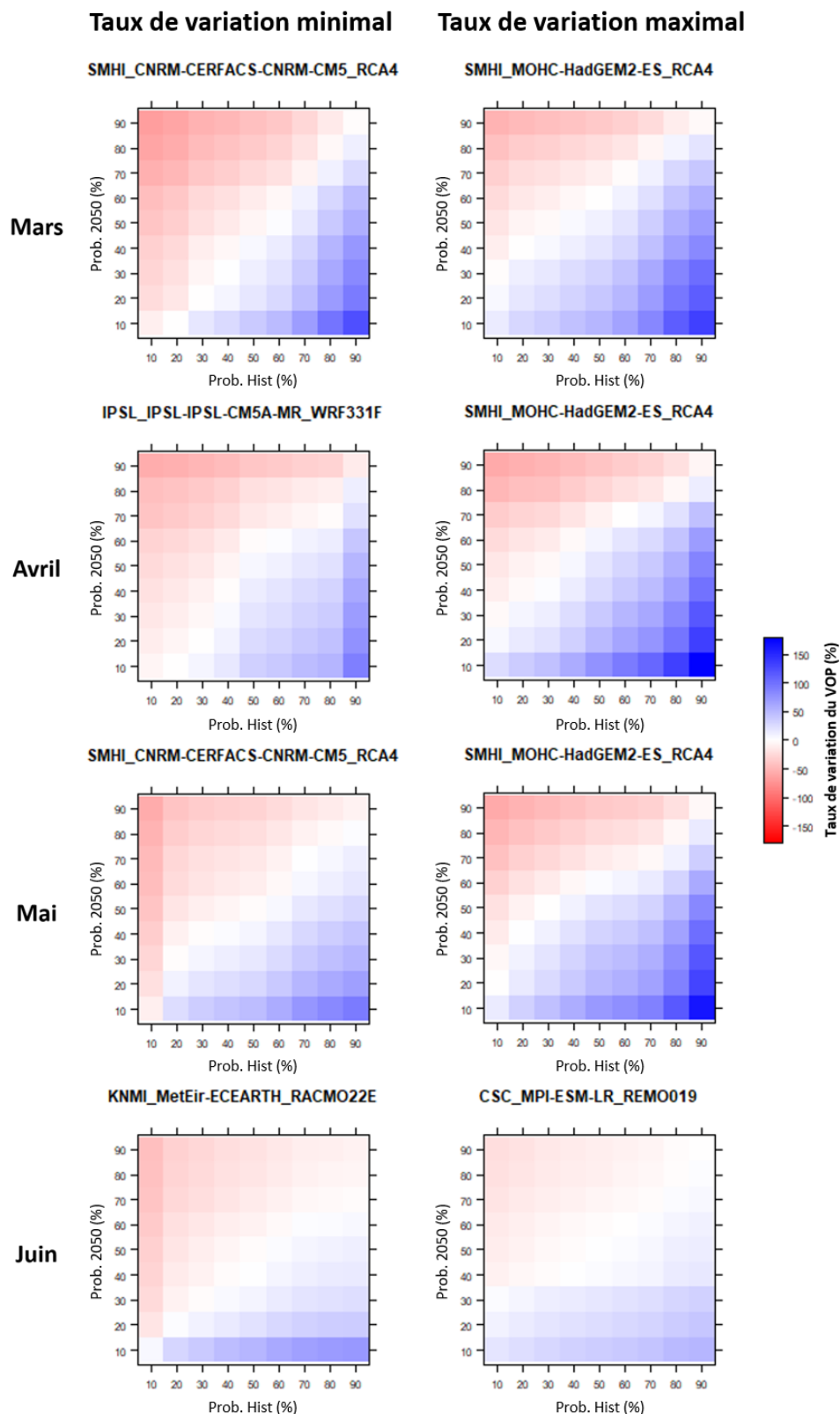


FIGURE 5.5 – Abaque VOP des GCM/RCM ayant les taux de variation minimal et maximal de l'ensemble des 8 GCM/RCM pour les mois de mars à juin avec différents degrés de probabilité (10 à 90 %), entre la période historique (1976-2005) et l'horizon futur 2050 (2036-2065), pour le réservoir de Bort-les-Orgues.

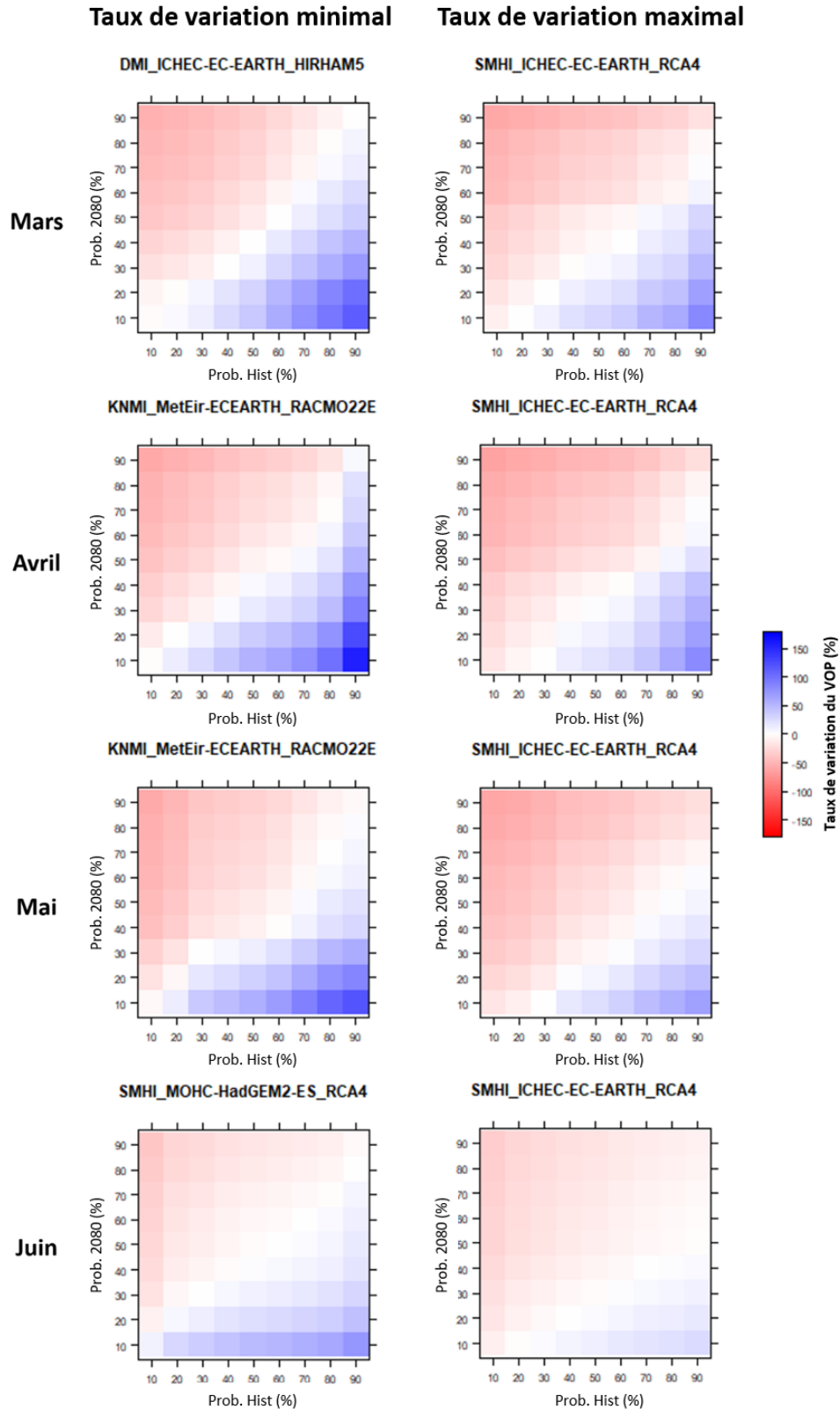


FIGURE 5.6 – Abaque VOP des GCM/RCM ayant les taux de variation minimal et maximal de l'ensemble des huit GCM/RCM pour les mois de mars à juin avec différents degrés de probabilité (10 à 90 %), entre la période historique (1976-2005) et l'horizon futur 2080 (2066-2095), pour le réservoir de Bort-les-Orgues.

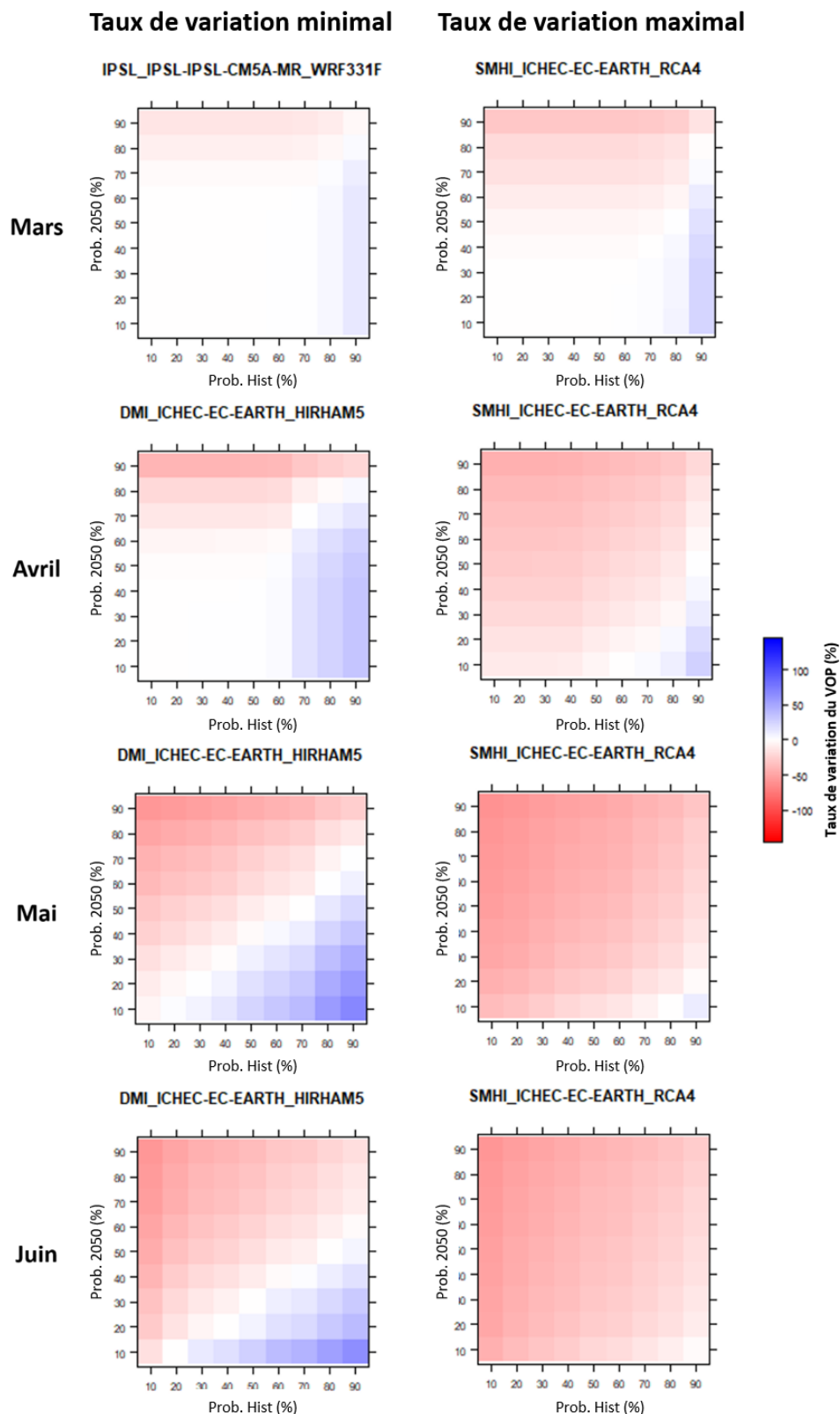


FIGURE 5.7 – Abaque VOP GCM/RCM ayant les taux de variation minimal et maximal de l'ensemble des 8 GCM/RCM pour les mois de mars à juin avec différents degrés de probabilité (10 à 90 %), entre la période historique (1976-2005) et l'horizon futur 2050 (2036-2065), pour le réservoir de Serre-Ponçon.

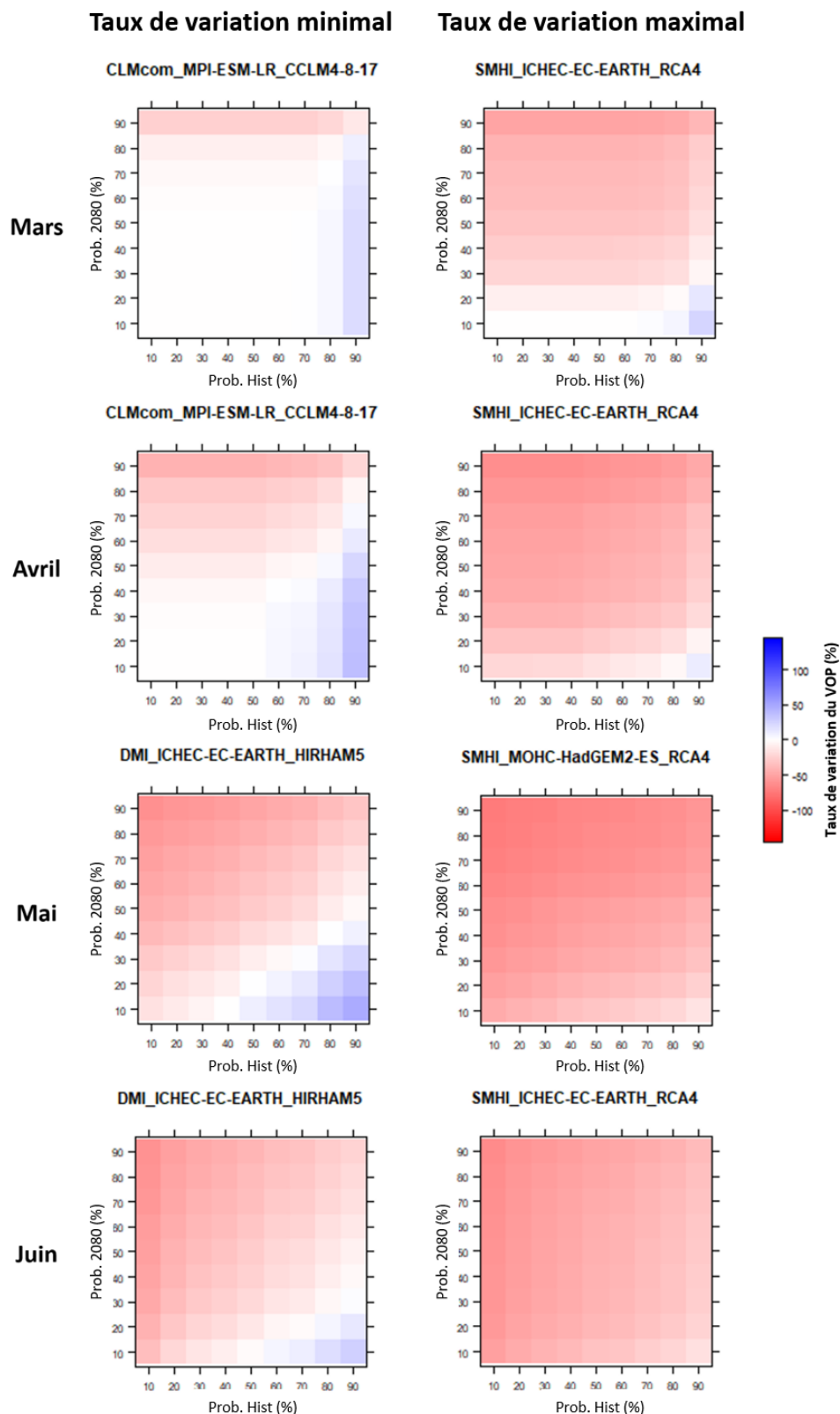


FIGURE 5.8 – Abaque VOP des GCM/RCM ayant les taux de variation minimal et maximal de l'ensemble des 8 GCM/RCM pour les mois de mars à juin avec différents degrés de probabilité (10 à 90 %), entre la période historique (1976-2005) et l'horizon futur 2080 (2066-2095), pour le réservoir de Serre-Ponçon.

5.4.3 Abaques VOP pour l'ensemble de l'année et des paires GCM/RCM

Il est également possible d'examiner l'ensemble des courbes guides de remplissage données par les 8 paires de GCM/RCM. Plus précisément, les courbes guides sont déterminées à partir du calcul de chaque quantile (de 10 à 90) sur l'échantillon total des courbes de remplissage de l'ensemble des 8 GCM/RCM et non l'échantillon de chaque GCM/RCM pris séparément. Ainsi, sur chaque période, une courbe guide de probabilité donnée est définie à partir du calcul du quantile des 240 courbes de l'ensemble ($8 \text{ GCM/RCM} \times 30 \text{ années}$) et non sur 30 courbes comme cela était le cas pour chacun des GCM/RCM.

La figure 5.9 présente, pour les quatre réservoirs de notre échantillon, l'abaque VOP avec les taux de variation entre les VOP des périodes future (2050) et historique, calculés quand on considère toute l'année hydrologique et l'ensemble des paires de GCM/RCM. La figure 5.10 présente les abaques obtenus quand la période future considérée est l'horizon 2080.

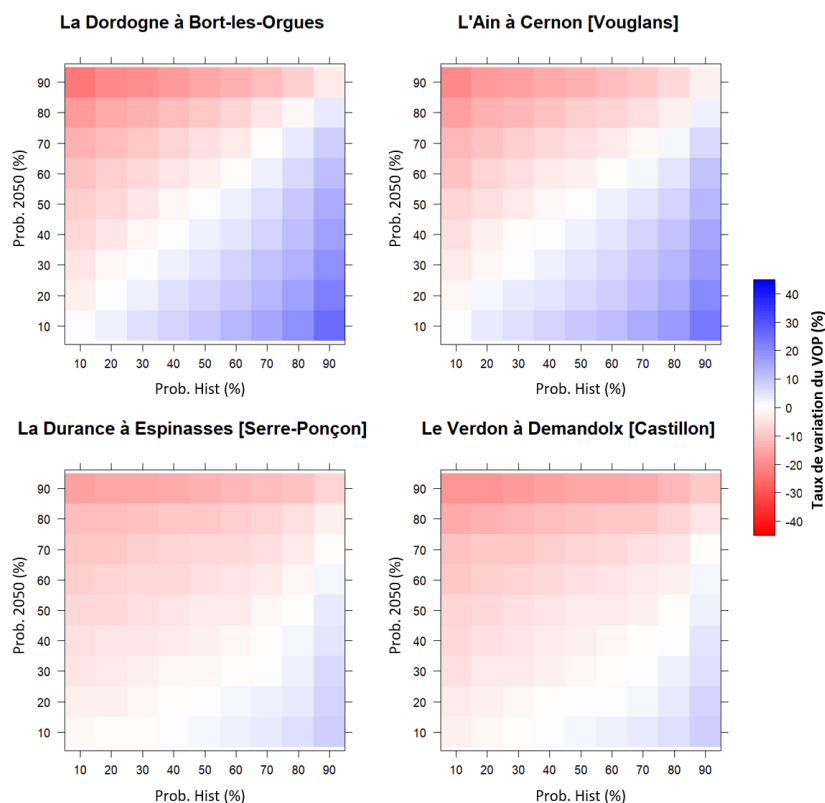


FIGURE 5.9 – Abaque VOP, à l'échelle annuelle, de l'ensemble des 8 GCM/RCM, entre la période historique et la période future 2050 pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, Vouglans, Serre-Ponçon et Castillon.

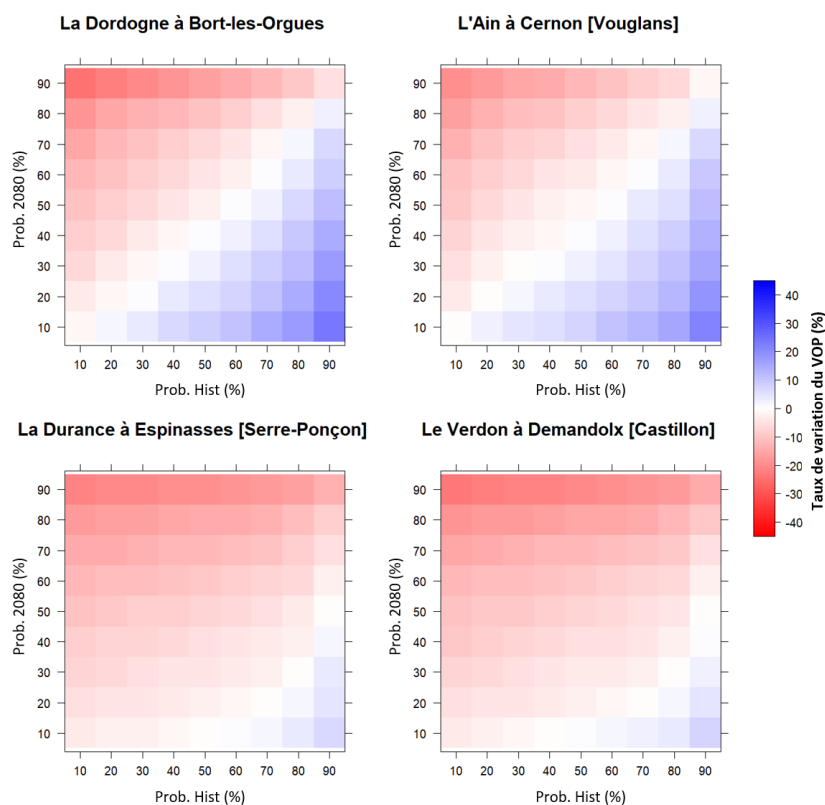


FIGURE 5.10 – Abaque VOP, à l'échelle annuelle, de l'ensemble des 8 GCM/RCM, entre la période historique et la période future 2080 pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, Vouglans, Serre-Ponçon et Castillon.

À l'horizon 2050, nous observons que les bassins de la Dordogne et de l'Ain (figure 5.9, en haut) présentent des comportements similaires, avec relativement peu de changement de VOP pour un même degré de probabilité. En effet, la diagonale d'équiprobabilité de l'abaque est plutôt remplie par un taux de variation nul (carrés blancs). Les taux de variations ne deviennent légèrement négatifs (environ 2 %) que pour les probabilités supérieures à 70 %. À l'inverse, pour les deux bassins des Alpes (figure 5.9, en bas), les taux de variation sur la diagonale de l'abaque sont toujours négatifs (carrés rouges), et s'accroissent avec le degré de probabilité (d'un taux de variation de -1 % à probabilité de 10 % à un taux de -5 % à probabilité de 90 %). Cela confirme que la gestion des bassins avec un régime nival est impactée de manière plus sévère par le changement climatique que les bassins à régime dominant pluvial.

À l'horizon 2080 (figure 5.10), pour l'ensemble des bassins, nous pouvons observer une plus grande proportion de taux de variation négatifs. Pour les bassins à régime pluvial (Dordogne et Ain), la diagonale de l'abaque n'indique plus de taux de variation nuls, comme cela était aussi le cas à l'horizon 2050. Les valeurs sont plutôt négatives, évoluant d'un taux de variation de -1 % à probabilité de 10 % à un taux de -5 % à probabilité de 90 %. Pour les bassins alpins (Durance et Verdon), nous constatons que les taux de variation négatifs sont aussi plus fréquents et renforcés par rapport à l'horizon 2050. Plus la probabilité de respect de la contrainte est élevée, plus le VOP tend à diminuer. Ainsi, sur la diagonale d'équiprobabilité, on passe d'un taux de variation de -2 % à probabilité de 10 % à un taux de -3 % à probabilité de 90 % à l'horizon 2080.

5.4.4 Changements de niveau de satisfaction de la gestion à volume VOP équivalent entre périodes historique et future

La figure 5.11 et la figure 5.12 illustrent, respectivement pour l'horizon 2050 et l'horizon 2080, les lignes qui relient les cases des abaques VOP à taux de variation égaux à zéro (cases blanches) pour chaque GCM/RCM. Nous représentons ainsi les déplacements des carrés blancs à l'intérieur de l'abaque VOP, entre périodes historique et future, pour chacun des 8 GCM/RCM. Cette représentation nous renseigne également sur la variabilité des 8 GCM/RCM car, dans les figures, chaque GCM/RCM est représenté par une ligne de couleur différente. Nous ne démarquons pas les paires GCM/RCM puisque nous souhaitons les analyser dans une perspective d'ensemble.

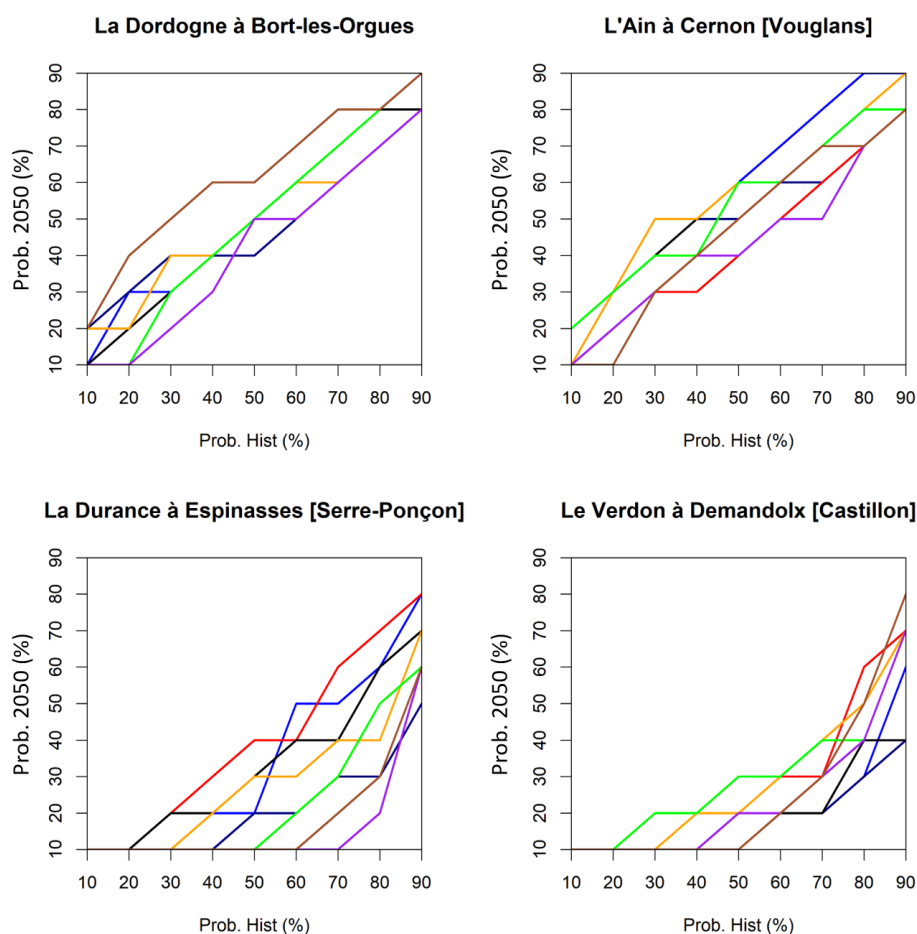


FIGURE 5.11 – Évolution du VOP constant, entre la période historique et l'horizon 2050, pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans, de Serre-Ponçon et de Castillon. Chaque ligne représente un GCM/RCM et matérialise la probabilité future correspondante pour conserver le même volume par rapport à une probabilité de la période historique.

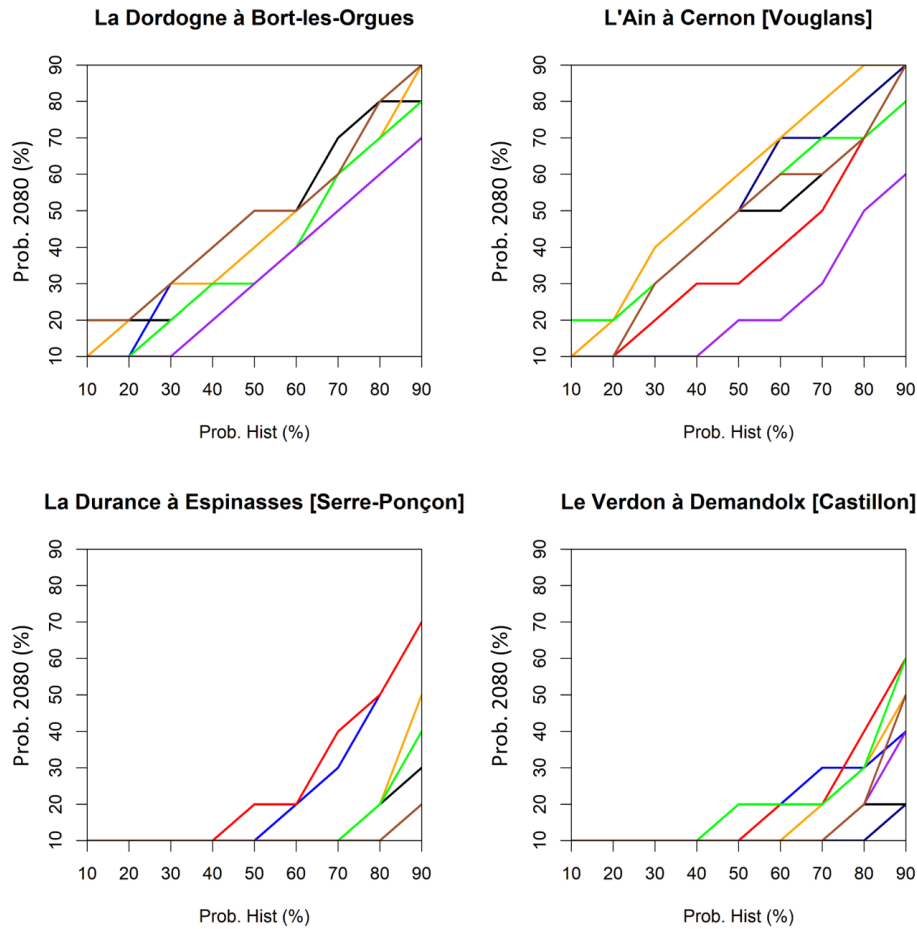


FIGURE 5.12 – Évolution du VOP constant, entre la période historique et l’horizon 2080, pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglang, de Serre-Ponçon et de Castillon. Chaque ligne représente un GCM/RCM et matérialise la probabilité future correspondante pour conserver le même volume par rapport à une probabilité de la période historique.

À l’horizon 2050 (figure 5.11), pour les bassins de la Dordogne et de l’Ain, les changements de niveau de risque sont, globalement, peu notables et les courbes restent autour de la diagonale d’équiprobabilité. Pour les bassins de la Durance et du Verdon, nous observons un éloignement de la diagonale, vers le coin en bas à droite des graphiques, assez marqué. Cela indique que les taux de variation nuls pour chacun des GCM/RCM suivent la même tendance, c’est-à-dire une diminution du niveau de satisfaction de la contrainte estivale en période future par rapport à la période historique à VOP équivalent. La forte variabilité entre paires de GCM/RCM pour le bassin de la Durance peut s’expliquer par le fait que la période future 2050 est marquée par la transition d’un régime hydrologique nival à pluvial, qui est particulièrement forte sur ce bassin (partie 4.4.1.4, chapitre 4).

À l'horizon 2080 (figure 5.12), pour le bassin de la Dordogne, nous constatons une évolution similaire à celle à l'horizon 2050. Pour le bassin de l'Ain, la variabilité entre les GCM/RCM s'accroît, avec une tendance à un déplacement des lignes vers le coin en bas à droite des graphiques, ce qui représente une intensification de la diminution du VOP entre périodes historique et future. Les bassins de la Durance et du Verdon sont aussi marqués par une intensification de l'éloignement des lignes de la diagonale, illustrant des diminutions fortes du niveau de satisfaction des contraintes à VOP équivalent. Ainsi, on observe qu'une gestion en période historique, à probabilité de satisfaction des objectifs à 70 %, verra cette probabilité diminuer à 30 %, voire 10 % en période future si l'on tient à exploiter le même volume d'eau que celui de la période historique pour la production d'énergie.

5.5 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons mis en place un modèle de gestion fondé sur les courbes guides de remplissage du stock d'un réservoir. Ces courbes représentent statistiquement les différentes courbes de remplissage possibles d'un réservoir, sur une période donnée, compte tenu des contraintes d'exploitation du réservoir et des différents niveaux de risque de défaillance. Notre démarche de travail s'est appuyée sur l'utilisation de ce modèle de gestion sur les quatre réservoirs étudiés dans cette thèse. Nous avons pris en compte un objectif cible de niveau minimal du réservoir pendant la saison estivale et un débit minimal de lâcher journalier (débit réservé à l'aval). Cela nous a permis d'estimer les volumes d'eau potentiellement disponibles pour la production d'énergie hydroélectrique (ici appelés VOP), en considérant différents scénarios d'apports futurs, donnés par les différentes projections hydroclimatiques. Sur la base des trajectoires des courbes guides obtenues, les différences entre les courbes guides en périodes historique et futures ont été évaluées. Cela a permis d'estimer les taux de variation des VOP et de construire des abaques qui renseignent sur les changements de niveau de risque de la gestion à volume VOP équivalent entre périodes historique et future.

Dans un premier temps, les résultats ont montré que, pour les bassins versants avec un régime hydrologique à dominance pluviale (Dordogne et Ain), les courbes guides construites à partir des observations et de simulations sur la période historique suggèrent que leurs réservoirs commencent à être remplis dès la fin de l'été ou le début du mois de septembre. Dans le cas des bassins versants dominés par le régime nival (Durance et Verdon), les courbes de remontée modélisées indiquent que les opérations de remplissage débutent principalement en février, avec un approvisionnement régulier en eau jusqu'à la fin du mois de mai.

En ce qui concerne l'évolution future des courbes guides, nous observons, de manière générale, un début des opérations de remplissage plus précoce que dans la période historique. À l'horizon 2080, la constitution du stock commence plus tôt que dans la période historique, en particulier pour les réservoirs dominés par des apports marqués par le régime de neige. L'avancement des opérations de remplissage indique également des périodes futures plus sèches par rapport à la période historique. Il en résulte une anticipation plus importante de la constitution du stock d'eau qui conduit à une diminution du degré de flexibilité du réservoir, notamment dans la

gestion du remplissage. Sur la Durance et le Verdon, la date de début de remplissage évolue ainsi de mars-avril à janvier-février entre la période historique et l'horizon 2080. Ceci reflète implicitement que le turbinage devrait être réduit à l'avenir pendant les phases de remplissage si les règles de la période historique sont maintenues et appliquées aux scénarios d'apports futurs, comme indiqué par les projections climatiques à l'horizon 2080 dans le cadre du scénario RCP 8.5.

De manière générale, que ce soit à l'horizon 2050 ou 2080, nous avons observé qu'un bassin versant de type nival sera plus affecté par les effets du changement climatique qu'un bassin versant de type pluvial, où les évolutions futures du VOP sont relativement moins importantes. Un des intérêts de la représentation en abaque est de proposer une aide pour l'adaptation des règles de gestion aux impacts du changement climatique. Dans notre approche, ceci se traduit par la représentation des variations du VOP pour plusieurs niveaux de risque. L'ensemble des éléments analysés nous montre, par exemple, que l'adaptation sera plus difficile à mettre en œuvre à l'horizon 2080, et parfois à certains mois clés de la gestion des réservoirs, si nous gardons les mêmes contraintes de gestion que sur la période historique.

Les études de ce chapitre ont illustré comment une approche conceptuelle simplifiée de gestion de réservoir fondée sur les courbes guides à différentes probabilités peut contribuer au développement d'un indicateur et des abaques pour caractériser la flexibilité des systèmes eau-énergie en climat futur et informer sur les changements de niveau de risque de la gestion qui pourraient être nécessaires si l'on souhaite gérer les réservoirs à volume VOP équivalent entre périodes historique et future. Les résultats obtenus ont mis en évidence les conditions dans lesquelles les volumes d'eau sont disponibles (ou non) pour optimiser la production d'énergie hydroélectrique. Ils nous ont permis de développer un indicateur qui, en plus de caractériser la flexibilité, transcrit l'évolution du niveau de risque associé au respect de la contrainte de cote minimale en été.

Nous remarquons que la configuration adoptée pour les réservoirs étudiés a été très simplifiée et le modèle de gestion de courbes guides ne garantit pas une gestion optimale des réservoirs. Dans le but d'aborder la problématique de cette thèse sur l'angle de l'optimisation des réservoirs hydroélectriques, nous avons poursuivi l'analyse des impacts des changements climatiques à l'aide d'un modèle de gestion fondé sur la programmation dynamique stochastique (SDP). Les chapitres suivants (chapitres 6 et 7) présentent l'application faite de ce modèle et les résultats obtenus.

Chapitre 6

Impacts des changements climatiques sur la gestion optimale des réservoirs hydroélectriques multi-usages : cas de la Durance à Serre-Ponçon

Ce chapitre se focalise sur le réservoir de Serre-Ponçon et le modèle de gestion SDP :

- Nous commençons par présenter les données d'entrée : apports au réservoir, prix de l'électricité, demande en eau à l'aval ; puis six scénarios alternatifs de gestion (S0 à S5) ;
- Nous exposons ensuite les impacts sur l'évolution du stock du réservoir, en faisant ressortir les différences des trajectoires entre les scénarios de gestion ;
- Les impacts du climat futur sont analysés pour les différents scénarios de gestion en considérant les deux périodes futures (2050 et 2080) et les deux RCP (4.5 et 8.5) ;
- L'analyse se focalise sur trois aspects : (i) la production d'énergie, (ii) les bénéfices immédiats et (iii) les indicateurs de performances RRV. Ces aspects sont étudiés en considérant deux échelles : annuelle et mensuelle ;
- Nous quantifions l'impact des différents usages sur la gestion (scénarios S0 à S3, parties 6.3 à 6.6), et nous menons une étude de sensibilité aux prix de l'électricité et à la demande en eau à l'aval (scénarios S4 et S5, partie 6.7)

6.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons exploité un modèle de gestion ayant recours à l'utilisation de courbes guides de remontée. Ce modèle apporte des informations sur le volume d'eau potentiellement allouable à la production électrique mais ne permet pas d'indiquer la politique de gestion optimale à suivre pour produire de l'électricité et maximiser les bénéfices. La gestion des réservoirs à vocation hydroélectrique est une tâche complexe. Il faut prendre en compte de nombreux facteurs comme les données d'apports, la sollicitation énergétique du réservoir (liée à la consommation d'électricité), l'anticipation des crues ou encore le respect des débits réservés pour les enjeux environnementaux. Cette gestion est encore plus délicate pour les réservoirs multi-usages et en cas d'évaluation des impacts des changements climatiques sur les apports en eau et sur les demandes. Pour prendre en compte ces considérations, nous examinons, dans ce qui suit, l'utilisation d'un modèle pour la gestion optimale des systèmes hydroélectriques et les réponses du modèle aux apports en eau en périodes historique et future.

6.2 Mise en place du modèle de gestion SDP sur différents scénarios de gestion

Dans la mise en place du modèle SDP, nous avons utilisé plusieurs scénarios en faisant principalement varier la demande en eau à l'aval ou les prix de l'électricité. Le but principal de notre étude est de quantifier les impacts des changements climatiques sur la gestion du réservoir pour deux périodes futures centrées en 2050 et en 2080. Nous avons choisi d'appliquer la même chronique de prix et de demande en eau sur les trente années qui composent chaque période d'étude.

6.2.1 Données d'entrée du modèle de gestion SDP

6.2.1.1 Apports en eau au réservoir

Les données d'apports au réservoir sont issues du même ensemble de projections hydrologiques que nous avons utilisé dans le chapitre 4 pour évaluer l'évolution des régimes hydrologiques aux horizons 2050 et 2080 par rapport à la période historique de référence 1976-2005. Cependant, les données, initialement au pas de temps journalier, ont été agrégées au pas de temps mensuel pour être utilisées en entrée du modèle de gestion SDP. L'optimisation SDP est réalisée pour chacune des huit projections hydrologiques, sur chacune des trois périodes d'étude de trente ans et pour chacun des deux scénarios RCP.

6.2.1.2 Prix de l'électricité

Nous avons exploité des prix provenant de la bourse européenne de l'électricité Epex-Spot¹. Sur la base des séries chronologiques horaires sur la période 2009-2016, les prix ont été agrégés au pas de temps mensuel pour obtenir un cycle de prix saisonnier pour chacune des années de la série chronologique. Les données antérieures à 2009 n'ont pas été prises en compte car, à cette date, on observe un changement marquant des prix, dû à l'introduction des énergies renouvelables intermittentes.

Chacun des cycles saisonniers a été transformé en un signal sinusoïdal afin d'obtenir un cycle de prix régulier pour l'utilisation dans le modèle SDP, évitant ainsi les variations extrêmes. La figure 6.1 présente les régimes sinusoïdaux des prix mensuels de l'électricité pour les années 2009 à 2016, la médiane des neuf sinusoïdes ainsi que le prix moyen sur l'année.

Nous pouvons observer que certaines années présentent de faibles variations d'amplitude, comme l'année 2011, avec une amplitude maximale de 8 $\text{€}.\text{MWh}^{-1}$, tandis que d'autres années montrent des variations beaucoup plus importantes comme celles de l'année 2016, avec une amplitude maximale de 32 $\text{€}.\text{MWh}^{-1}$. La médiane des cycles sinusoïdaux des prix a été utilisée comme entrée dans le modèle de gestion.

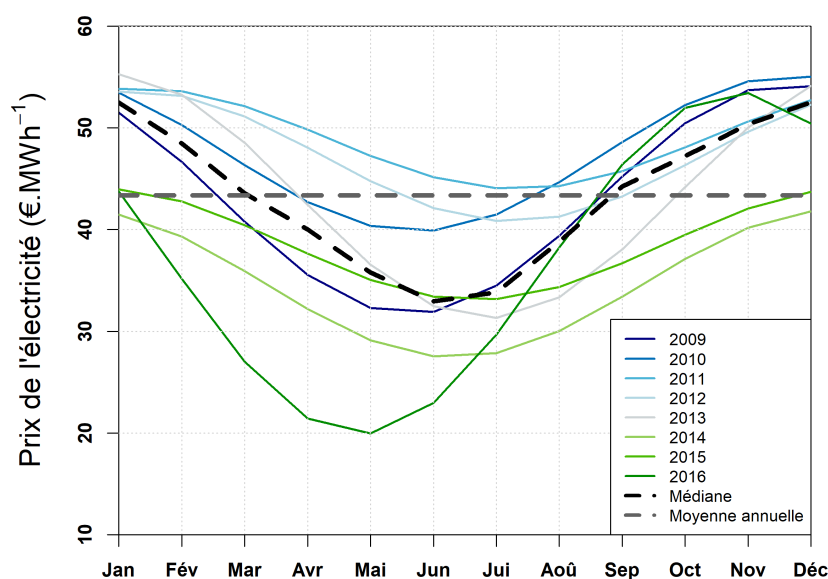


FIGURE 6.1 – Régimes sinusoïdaux des prix mensuels de l'énergie sur la période 2009-2016 (lignes bleue à verte), médiane des sinusoïdes des prix (pointillés en noir) et moyenne annuelle des sinusoïdes des prix (pointillés en gris).

1. www.epexspot.com (dernière consultation le 08/02/2021).

6.2.1.3 Demande en eau à l'aval du réservoir

L'une des contraintes majeures de gestion du réservoir de Serre-Ponçon est la demande en eau à l'aval. Les besoins en eau pour l'irrigation sont conséquents dans la partie basse du bassin versant de la Durance. Cette région est marquée par une agriculture importante, fondée sur la production de fruits et légumes. Pour prendre en compte cette demande, nous avons exploité des données observées et modélisées publiées dans la thèse de François (2013). Ces travaux de thèse ont modélisé le débit sortant en aval de Serre-Ponçon à partir des données d'EDF pour les années 1990 à 2002. Nous avons retranscrit ces débits dans la figure 6.2 à gauche. Nous pouvons observer que la demande en eau présente une variabilité interannuelle assez marquée avec des pointes de demande allant de $63 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ à plus de $100 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$. Ces valeurs de pointes sont observées principalement en juillet. La moyenne mensuelle a été calculée pour obtenir la courbe moyenne saisonnière de la demande en eau à satisfaire en aval.

La sensibilité de la gestion, à cette demande en eau à l'aval, a été analysée à l'aide d'un scénario dans lequel nous augmentons la demande dans le futur (figure 6.2, à droite). Les projections de la demande en eau à l'aval sont fondées sur les données présentées dans François (2013) et François et al. (2015). Les auteurs ont modélisé la demande en eau future sur le bassin versant de la Durance pour deux horizons futurs (2036-2065 et 2070-2099) qui sont très proches des horizons que nous utilisons dans notre étude. Nous avons calculé le taux de variation des projections climatiques, pour chaque mois, entre la période historique et chaque période future. Nous avons ensuite appliqué ces taux de variation à la demande en eau du scénario S3 pour obtenir de nouveaux cycles annuels de demande en eau pour 2050 et 2080. Ainsi, au mois de juillet, en 2050, le taux de variation est de 1.2 par rapport à la période historique, c'est-à-dire que la demande en eau est multipliée par 1.2 entre ces deux périodes. Dans notre étude, si, sur la période historique, la demande moyenne en eau à l'aval au mois de juillet est de $83 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$, elle sera estimée à $105 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ à l'horizon 2050.

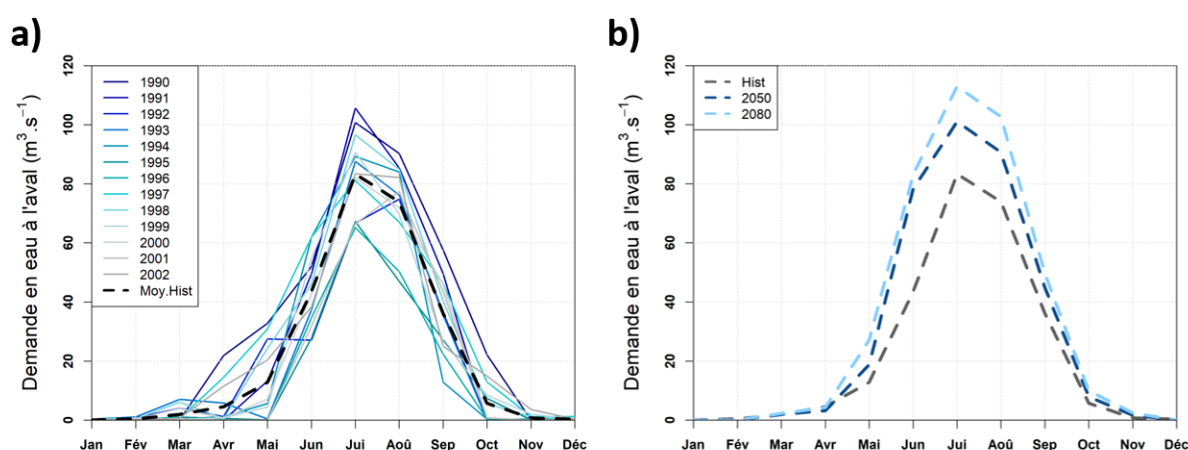


FIGURE 6.2 – a) Cycle annuel de la demande en eau à l'aval de Serre-Ponçon pour la période 1990-2002 et demande moyenne sur cette période (pointillés noirs). b) Projections de la demande en eau à l'aval pour les horizons 2050 (pointillés bleu clair) et 2080 (pointillés bleu foncé). Données provenant de François (2013) et François et al. (2015).

6.2.2 Scénarios de gestion

Notre analyse s'appuie sur six scénarios qui permettent d'évaluer, progressivement, l'influence des différentes composantes liées à la gestion, aux usages et aux contraintes à prendre en compte dans la gestion à long terme du réservoir et dans le contexte des changements climatiques. Ces scénarios sont présentés dans le tableau 6.1 :

Composantes	S0	S1	S2	S3	S4	S5
Débit réservé à l'aval	X	X	X	X	X	X
Demande en eau à l'aval			X	X	X	
Demande en eau à l'aval croissante dans le futur						X
Prix moyen de l'électricité	X					
Sinusoïde des prix de l'électricité		X	X	X		X
Prix de l'électricité de 2016					X	
Contrainte de niveau estival				X	X	X

TABLEAU 6.1 – Scénarios de gestion évalués (S0 à S5), avec la liste des composantes de gestion considérées pour chacun des scénarios.

- Le premier scénario **S0** utilise un prix moyen de l'électricité pour tous les mois (prix moyen du cycle saisonnier sur la période 2009-2016, figure 6.1) et le débit à fournir en permanence en aval n'est égal qu'au débit réservé ($4.1 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$, chapitre 3, tableau 3.3).
- Le second scénario **S1** utilise la sinusoïde des prix de l'électricité (médiane des prix de la figure 6.1) et satisfait toujours le débit réservé. Le troisième scénario **S2** est identique au second avec, cependant, l'ajout de la demande en eau pour satisfaire les besoins à l'aval de l'agriculture (courbe moyenne de la figure 6.2 a).
- Le scénario **S3** introduit un niveau minimal pour les activités touristiques à prendre en compte pendant les mois de juillet et août (contrainte de niveau estivale). Cela se traduit par un objectif de niveau du lac de 1000 hm^3 , à atteindre le 1er juillet et à maintenir jusqu'à la fin du mois d'août.
- Le scénario **S4** est identique à S3 sauf au niveau des chroniques de prix. Afin de mesurer la sensibilité du modèle aux prix de l'électricité, nous avons utilisé la sinusoïde de l'année 2016 (figure 6.1) car il s'agit de l'année qui présente la plus grande variation d'amplitude avec un prix minimal en mai de $21.4 \text{ €} \cdot \text{MWh}^{-1}$ et un prix maximal en novembre de $53.4 \text{ €} \cdot \text{MWh}^{-1}$.
- Le scénario **S5** a été défini pour mesurer l'impact de la modification de la demande en eau à l'aval dans le futur.

Les scénarios S0 à S3 seront employés dans les parties 6.3 à 6.6 et les scénarios S4 et S5 dans la partie 6.7.

6.3 Impacts sur l'évolution du stock du réservoir

La politique de gestion d'un réservoir définit les moments les plus propices au déstockage en fonction des apports et différents usages/contraintes à considérer. Dans cette partie, nous analysons l'évolution du stock du réservoir pour les différents scénarios de gestion et les différents scénarios climatiques. La figure 6.3 représente l'évolution du stock du réservoir de Serre-Ponçon pour les quatre scénarios d'analyse (en lignes) sous l'influence des scénarios d'émissions de gaz à effet de serre RCP 4.5 (colonne de gauche) et RCP 8.5 (colonne de droite) pour les trois périodes d'analyses : les observations et les projections climatiques historiques (1976-2005), l'horizon 2050 (2036-2065) et l'horizon 2080 (2066-2095).

Pour le **scénario S0**, nous pouvons visualiser une diminution du volume principalement au printemps, où le niveau de stockage baisse de 200 hm³ entre le mois de février et le mois de mai pour les observations et les projections climatiques historiques. Au sein des deux horizons futurs 2050 et 2080, la baisse du stock est moindre sur la même période. L'ampleur de la variation du volume disponible diminue au fur et à mesure que l'on se rapproche de l'horizon le plus éloigné. Un volume d'eau plus important dans le réservoir en période future, avec un débit réservé invariant par rapport à la période historique, traduit une compensation dans la gestion vis-à-vis de la diminution des débits d'apports. Entre les deux RCP, le niveau du réservoir reste plus élevé pour le RCP 8.5. Au printemps, un remplissage anticipé permet de constituer une réserve et de réduire ainsi les pertes liées à l'augmentation de la sévérité des débits d'étiages estivaux en périodes futures. La modification des trajectoires de volume, avec une inflexion vers le haut, s'explique par une diminution de l'intensité du pic de fonte dans le futur avec la transition, sur le bassin de la Durance, d'un régime hydrologique à dominance nivale vers un régime hydrologique à dominance pluviale. Ces observations indiquent qu'il est nécessaire de garder un volume d'eau plus important pour palier au déficit des apports entre la période historique et les périodes futures ainsi qu'entre les deux RCP aux horizons futurs. Dans le chapitre 4, nous avons mis en évidence que la transition d'un régime nival à pluvial était plus importante pour le RCP 8.5 et cela se reflète sur l'évolution du stock. En effet, la disparition du pic de fonte printanier ne permet plus de fournir, dans l'immédiat, le débit nécessaire à un remplissage rapide du réservoir tel que nous pouvons l'observer en période historique. Nous noterons également qu'il y a une diminution du volume disponible dans la retenue en fin d'année, plus précisément entre début novembre et fin décembre.

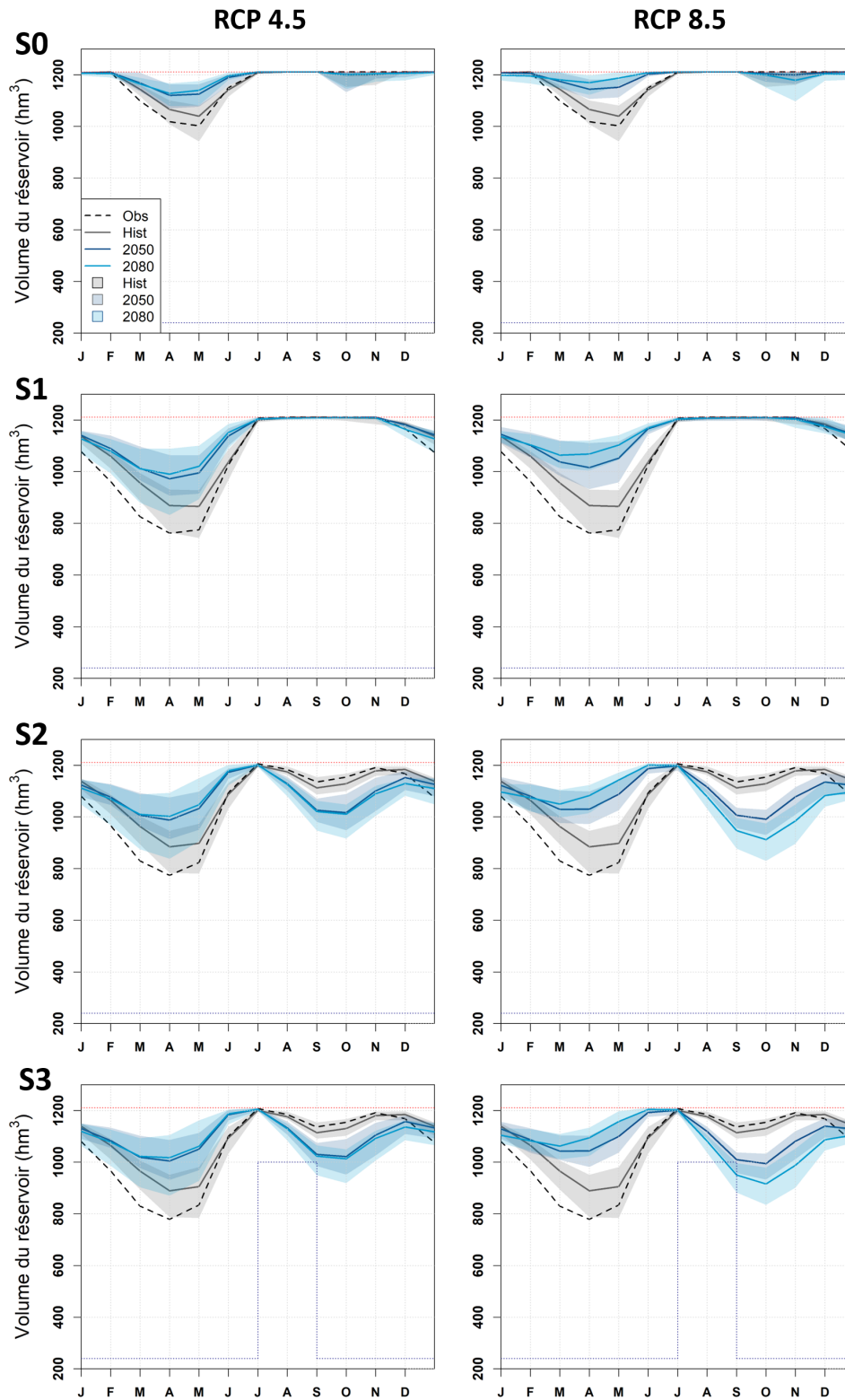


FIGURE 6.3 – Evolution du stock du réservoir de Serre-Ponçon pour quatre scénarios d’analyse sous deux scénarios RCP (4.5 et 8.5) pour les observations (1976-2005), les projections historiques (1976-2005), l’horizon 2050 (2036-2065) et l’horizon 2080 (2066-2095). L’enveloppe colorée de part et d’autre de chaque ligne représente les valeurs minimales et maximales de l’ensemble des huit GCM/RCM. Les scénarios S0 à S3 sont présentés dans le tableau 6.1.

Pour le **scénario S1**, le profil d'évolution du stock est similaire dans la forme à celui du scénario S0. Cependant, ce n'est pas le cas pour les variations d'amplitude. En effet, le niveau du pied de crue (période la plus basse en avril et mai) passe sous le seuil des 1000 hm³ pour les observations, la période historique des projections et la période future de 2050 (RCP 4.5) alors que, pour S0, le niveau minimal reste égal ou supérieur à ce volume. La phase de vidange du réservoir, entre fin janvier et début avril, a lieu pour pouvoir recueillir la quantité d'eau due à la fonte des neiges. Pour le RCP 8.5, nous pouvons observer que le stock minimal des projections futures reste au-dessus du seuil des 1000 hm³ car il n'y a pratiquement plus de neige avec ce scénario. Dans le chapitre 5, nous avons remarqué que les courbes de remontée avaient un niveau de plus en plus haut, au fur et à mesure que le climat devenait plus sec. Ce phénomène est de nouveau constaté ici avec les courbes d'évolution du stock obtenues à partir du modèle SDP. Si l'on se concentre sur la période entre avril et juin, il est possible d'observer une remontée du niveau des volumes entre la période historique et les horizons futurs. Cette évolution est caractéristique de la transition d'un climat plus humide à un climat plus sec.

Pour les **scénarios S2 et S3**, les trajectoires des courbes sont très similaires. Les deux scénarios diffèrent par l'ajout d'une contrainte de cote estivale pour S3. Nous rappelons que, dans le modèle SDP, la demande en eau à l'aval est une contrainte stricte et que celle de la cote estivale est, quant à elle, considérée comme flexible (c'est-à-dire qu'elle peut ne pas être respectée mais qu'elle sera pénalisée dans ce cas). Sur la figure 6.3, pour le scénario S3, la ligne en pointillés bleu foncé traduit le volume minimal d'eau dans le réservoir. Pour ce scénario, la hausse du volume minimal en juillet et août, par rapport aux scénarios précédents, s'explique par la contrainte de cote estivale à respecter entre le 1^{er} juillet et le 31 août. Sur la période historique, de janvier à juillet, l'évolution des trajectoires présente des similitudes avec celles du scénario S1. Nous avons vu qu'il y avait une première période de vidange commune à tous les scénarios, de février à mai. Cette vidange est croissante, en évoluant progressivement du scénario S0 aux scénarios S2 et S3. Dans le cas des scénarios S2 et S3, une deuxième période de vidange du réservoir se produit à la fin de l'été pour garantir la fourniture en eau à l'aval indispensable aux besoins en irrigation. En effet, nous rappelons que la demande en eau pour l'agriculture est la différence principale entre le scénario S1 et les scénarios S2 et S3. Pour le RCP 4.5, de janvier à juillet, nous relevons une hausse du volume du réservoir aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique de référence. Cela indique une vidange moindre du stock au printemps se traduisant par un niveau de stock plus haut jusqu'à +16 % à l'horizon 2080. À l'inverse, une deuxième période de vidange du réservoir s'opère dès le début du mois de juillet alors qu'elle ne commence qu'en août sur la période historique. Pour le scénario S3, cette vidange anticipée traduit également un non-respect de la contrainte de cote estivale à l'horizon 2080, plus spécifiquement à la fin du mois d'août. Pour le RCP 8.5, nous pouvons observer que les trajectoires de volume du réservoir suivent des évolutions communes à celles du RCP 4.5 (hausse au printemps et vidange à l'automne) mais l'amplitude des variations est plus importante. Ainsi, pour l'horizon 2080, la remontée du niveau du réservoir, entre janvier et juillet, peut atteindre une augmentation de l'ordre de +22 % par rapport à la période historique 1976-2005.

L'analyse de l'évolution du stock pour les différents scénarios doit être complétée par celle des déversements pouvant intervenir dans la modélisation de la gestion du réservoir. Chaque déversement traduit, en réalité, un volume d'eau qui ne peut pas être valorisé par la production d'électricité. Le tableau 6.2 montre le nombre de fois où un déversement est survenu sur l'ensemble des mois de chaque simulation, soit 2880 mois au total (12 mois \times 30 années \times 8 GCM/RCM). Nous constatons que les déversements restent minoritaires sur l'ensemble des simulations de gestion. Dans la majorité des cas, la fréquence des déversements est la plus importante pour le scénario S0, où les occurrences peuvent représenter jusqu'à 2.8 ‰ (donc environ 3 occurrences pour 1000). Le pourcentage de déversement, identique entre les scénarios S2 et S3, est de l'ordre de 1.7 ‰. Quand nous comparons les deux horizons futurs, nous relevons une diminution du nombre de déversements au fur et à mesure que nous nous approchons de 2080. Pour un même horizon, les déversements diminuent entre le RCP 4.5 et le RCP 8.5.

Sur l'ensemble des scénarios, les déversements se produisent principalement aux mois de mai et juin sur la période historique et l'horizon 2050. Pour l'horizon 2080, les déversements sont principalement détectés au mois de mai à la place du mois de juin, où nous ne relevons plus de déversements. Ce décalage du mois de juin vers le mois de mai s'explique par la modification importante du régime hydrologique de la Durance, sous cet horizon et notamment pour le RCP 4.5 au printemps. En considérant l'ensemble des scénarios, nous relevons que les volumes déversés les plus faibles s'opèrent sur la période historique et représentent 0.6 ‰ du volume total turbiné sur la période. Les déversements les plus conséquents sont visibles à l'horizon 2050 sous RCP 8.5 dans des proportions comprises entre 2.2 ‰ (S2) et 2.4 ‰ (S1) du volume total turbiné sur la période.

en ‰	Obs	Hist	2050		2080	
Scénarios			RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8.5
S0	1.4	2.1	2.8	1.4	1.7	1.4
S1	1	1.7	2.1	1.7	1.4	0.7
S2	1	1.7	1.7	1.4	1.4	1
S3	1	1.7	1.7	1.4	1.4	1

TABLEAU 6.2 – Nombre d'occurrences de déversements (en ‰) pour chacun des quatre scénarios d'analyse sur le total de 2880 mois qui constitue l'ensemble des huit GCM/RCM et des périodes de 30 ans.

6.4 Impacts sur la production d'énergie

Dans cette partie, nous nous intéressons à la production d'énergie issue de la gestion du réservoir avec les scénarios S0 à S3. Dans la configuration adoptée dans cette thèse, la production d'énergie est proportionnelle au volume d'eau relâché. Ce volume est systématiquement turbiné par la centrale hydroélectrique. Nous analysons, dans un premier temps, l'évolution de la production d'énergie à l'échelle annuelle avant de nous intéresser à l'échelle mensuelle.

6.4.1 Production d'énergie à l'échelle annuelle

Dans le cadre de la modélisation SDP, nous avons utilisé, dans nos simulations, un objectif de production annuelle théorique de $700 \text{ GWh}\cdot\text{an}^{-1}$, soit $58.3 \text{ GWh}\cdot\text{mois}^{-1}$. En effet, le modèle fonctionnant au pas de temps mensuel, nous avons réparti l'objectif de production annuel sur les douze mois de l'année de manière uniforme. La figure 6.4 présente le cumul de la production d'énergie annuelle moyenne sur trente ans pour les différents scénarios de gestion sur la période historique, l'horizon futur 2050 et l'horizon futur 2080 et pour les deux scénarios RCP 4.5 et 8.5. Pour chaque période, la moyenne des huit GCM/RCM est symbolisée par le marqueur en forme de losange.

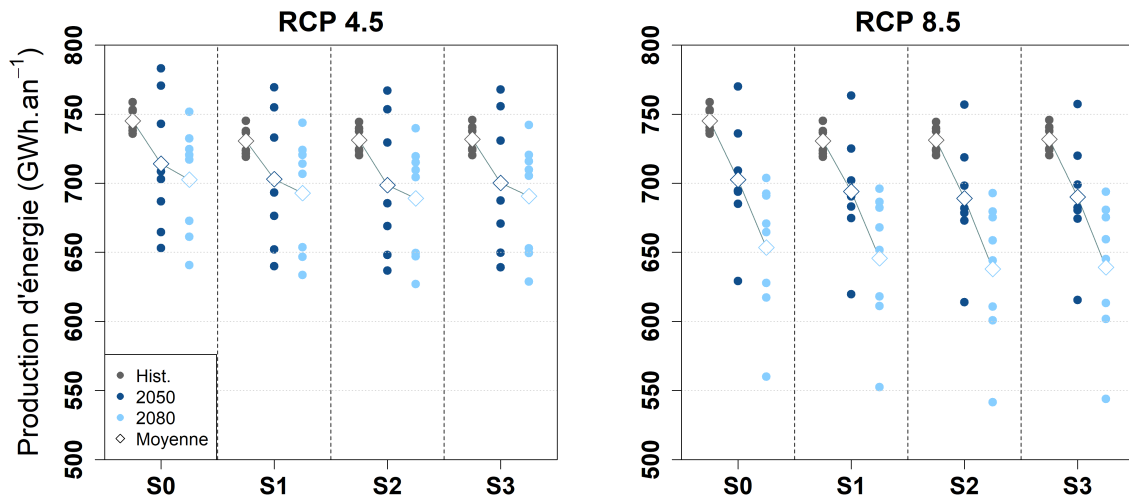


FIGURE 6.4 – Production d'énergie annuelle moyenne à Serre-Ponçon pour les scénarios S0 à S3 sous RCP 4.5 et RCP 8.5. Chaque point représente la moyenne d'un GCM/RCM sur trente ans et les marqueurs en forme de losange transcrivent la moyenne de l'ensemble formé par les huit GCM/RCM.

Pour le RCP 4.5 sur la période historique, le scénario S0 fournit une production annuelle moyenne de $745 \text{ GWh}\cdot\text{an}^{-1}$. Cette production est supérieure à celles des autres scénarios S1 à S3 qui, elles, sont comprises entre 730 et $732 \text{ GWh}\cdot\text{an}^{-1}$. L'objectif de production annuelle théorique est donc satisfait avec les différents scénarios de gestion sur la période historique. Pour les horizons futurs, la production de S0 est également supérieure à celle des autres scénarios. Pour un même scénario, la production diminue en allant vers les périodes futures. Ainsi, la production moyenne de S0 passe de $745 \text{ GWh}\cdot\text{an}^{-1}$ à $714 \text{ GWh}\cdot\text{an}^{-1}$ en 2050 et à $703 \text{ GWh}\cdot\text{an}^{-1}$ en 2080. Pour les scénarios S1 à S3, elle varie de 730 - $732 \text{ GWh}\cdot\text{an}^{-1}$ à 699 - $703 \text{ GWh}\cdot\text{an}^{-1}$ en 2050 et à 689 - $693 \text{ GWh}\cdot\text{an}^{-1}$ en 2080. Ces observations montrent qu'il existe des différences de production en fonction du scénario de gestion choisi. Ces différences, plus importantes en période historique et en passant de S0 à S1, s'atténuent si nous analysons l'évolution de la production entre scénarios aux horizons 2050 et 2080 ainsi que les évolutions entre les scénarios S1 à S3. Plus précisément, nous constatons une diminution, par rapport à la production de la période historique, sur l'ensemble des scénarios, c'est-à-dire une perte comprise entre -3.7% et -4.4%

pour l’horizon 2050 et comprise entre -5.1% et -5.7% pour l’horizon 2080. En comparaison avec la période historique, la perte de production est donc plus accentuée à l’horizon 2080 qu’à l’horizon 2050. Plus précisément, la baisse en 2080 est supérieure de 1.35 points en moyenne, par rapport à celle de 2050. Nous remarquons également que la dispersion des huit GCM/RCM est légèrement plus importante à l’horizon 2050 qu’à l’horizon 2080. Cette distinction entre les deux horizons peut s’expliquer par la transition de régimes hydrologiques mise en évidence dans le chapitre 4 (partie 4.4.2.1).

Pour le RCP 8.5, le scénario S0 a également une production supérieure aux autres scénarios sur les périodes historique et futures. Nous relevons une diminution plus importante de la production sur les horizons futurs par rapport à la période historique de référence. Néanmoins, à l’horizon 2050, la diminution de la production est évaluée entre -4.9% et -5.8% par rapport à la période historique et elle est estimée entre -11.5% et -12.7% à l’horizon 2080. Sur les deux horizons, les scénarios S2 et S3 connaissent les pertes les moins importantes par rapport aux autres scénarios. Cela s’explique principalement par le nombre d’usages et de contraintes qui composent chaque scénario de gestion. L’augmentation du degré de complexité du scénario s’accompagne d’une baisse de la production. Enfin, la dispersion des débits des huit simulations GCM/RCM est légèrement plus grande à l’horizon 2050.

6.4.2 Production d’énergie à l’échelle mensuelle

La figure 6.5 décrit le régime saisonnier de la production d’énergie moyenne des huit GCM/RCM pour la période historique ainsi que pour les horizons 2050 et 2080 sous RCP 4.5 et RCP 8.5. La ligne en pointillés matérialise la production mensuelle théorique, de $58.3 \text{ GWh.mois}^{-1}$, pour atteindre l’objectif de production annuelle de 700 GWh.an^{-1} .

La figure 6.6 montre les différences de production d’énergie mensuelle des régimes futurs, par rapport à la période historique, pour les scénarios de gestion et les deux RCP. Pour chaque scénario S0 à S3, on calcule la production mensuelle moyenne des huit GCM/RCM sur chacun des douze mois de chaque période de 30 ans et chaque RCP. La différence, entre la période historique de référence et un horizon futur, pour un RCP donné, est déterminé à partir de l’équation :

$$\Delta_{HF}(t, S) = P_F(t, S) - P_H(t, S) \quad (6.1)$$

où $\Delta_{HF}(t, S)$ est la différence de production (en GWh.mois^{-1}) pour le mois t du scénario de gestion S entre $P_F(t, S)$, la production mensuelle moyenne du mois t sur la période future et $P_H(t, S)$, la production mensuelle moyenne du mois t sur la période historique.

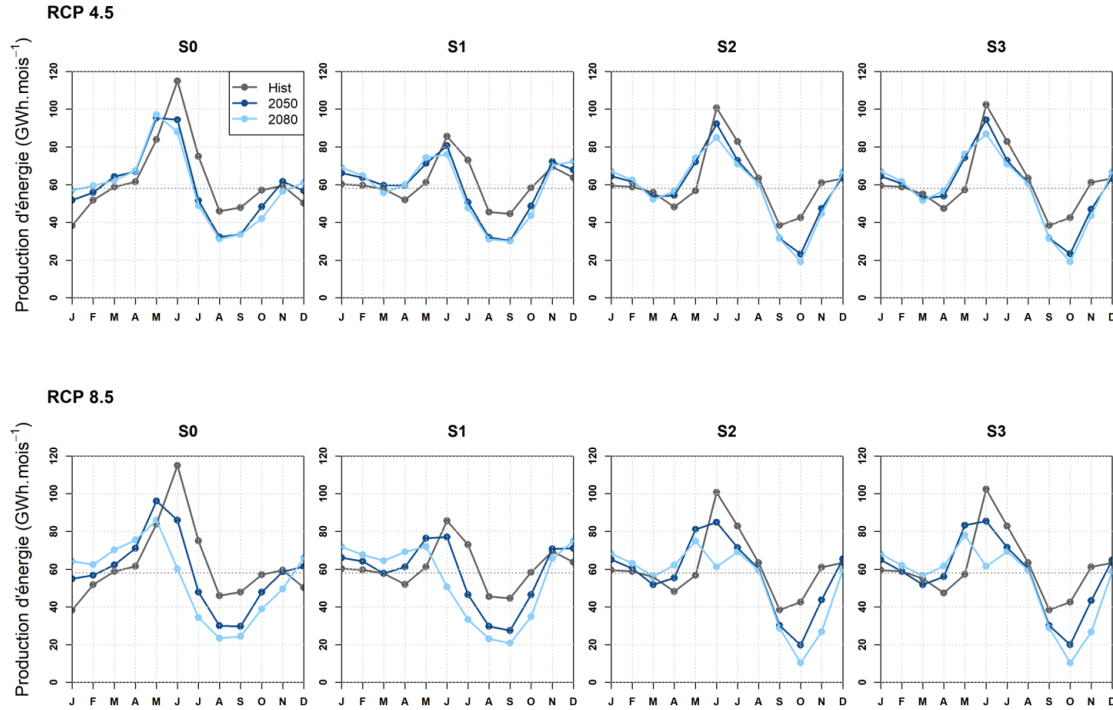


FIGURE 6.5 – Régime saisonnier de la production d'énergie moyenne à Serre-Ponçon de l'ensemble formé par les huit GCM/RCM pour les scénarios S0 à S3 sous le RCP 4.5 et le RCP 8.5.

Sur la période historique, le régime énergétique est caractérisé par un pic de production en juin, pour l'ensemble des scénarios, et par un minimum de production en janvier pour S0 et en septembre pour les scénarios S1 à S3. Le pic de production est proche de $120 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour S0, de 85 GWh.mois^{-1} pour S1 et de $100 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour S2-S3. L'amplitude du pic de S1 est inférieure à celle de S0 car le scénario S1 prend en compte un cycle des prix de l'électricité et ce cycle induit un prix plus bas au mois de juin que le prix moyen utilisé dans S0. Il est donc moins intéressant de turbiner l'eau (produire de l'électricité) en été dans le cadre du scénario S1 que celui de S0. Les amplitudes des scénarios S2 et S3 sont également inférieures à celles de S0 car ces scénarios prennent en compte la demande en eau à l'aval pour l'irrigation et utilisent, comme S1, une sinusoïde des prix de l'électricité.

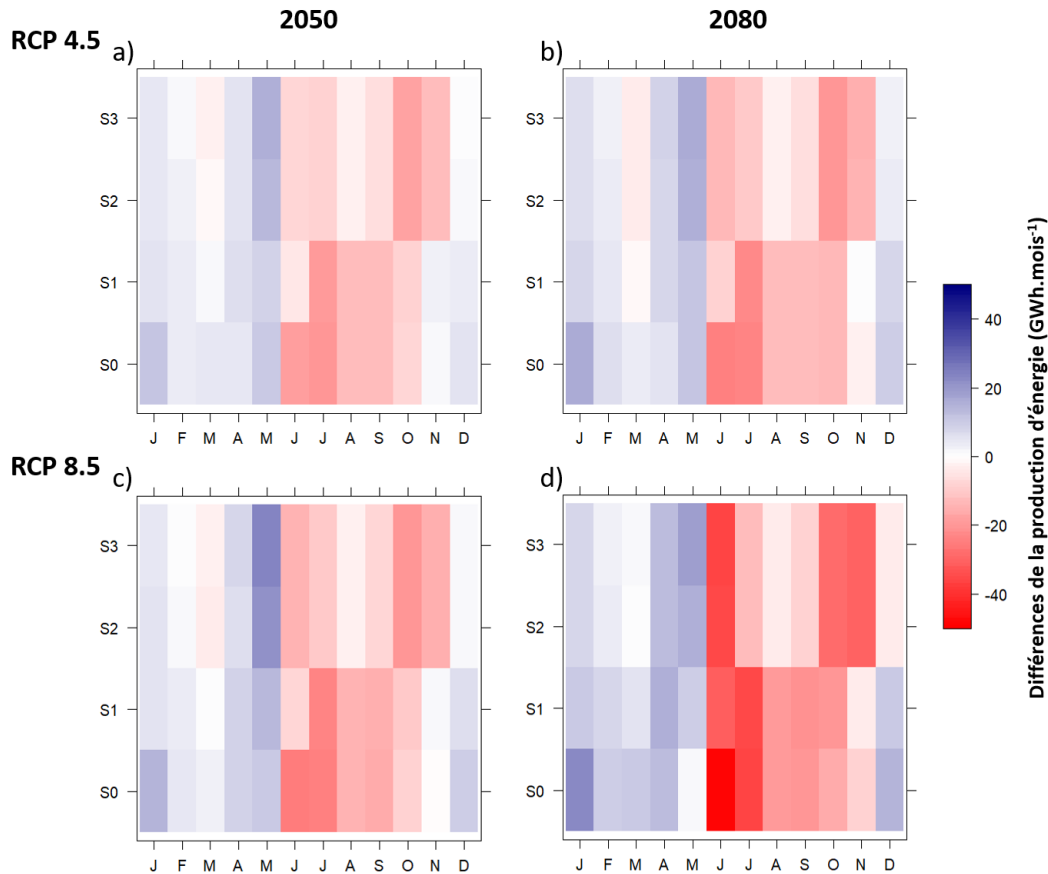


FIGURE 6.6 – Différences de la production d’énergie moyenne à Serre-Ponçon de l’ensemble des 8 GCM/RCM, entre la période historique et les deux périodes futures 2050 et 2080 (en colonnes), pour les RCP 4.5 et RCP 8.5 (en lignes).

Pour le RCP 4.5, nous pouvons distinguer deux sous-périodes se dessinant à l’échelle de l’année. La première sous-période, entre les mois de décembre et de mai, se caractérise principalement par un gain de la production d’énergie. Seuls les mois de février et mai ne connaissent presque pas de variations ou enregistrent de faibles pertes, pour S2 et S3, de l’ordre de -2 GWh.mois^{-1} pour 2050 et de -3 GWh.mois^{-1} pour 2080. La deuxième sous-période, entre les mois de juin et de novembre, se distingue par une forte perte de production aux horizons futurs par rapport à la période historique. Cette perte de production est marquée plus particulièrement par une baisse de l’intensité du pic de production de $-4.4 \text{ GWh.mois}^{-1}$ et $-18 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à l’horizon 2050 et entre $-8.5 \text{ GWh.mois}^{-1}$ et $-24.1 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à l’horizon 2080. Nous remarquons également une baisse notable en septembre-octobre avec des pertes, pour les quatre scénarios, variant de $-6.1 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à $-17.2 \text{ GWh.mois}^{-1}$ en 2050 et de $-6.3 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à $-20.9 \text{ GWh.mois}^{-1}$ en 2080.

Pour le RCP 8.5, nous observons aussi la distinction entre les deux sous-périodes identifiées initialement avec le RCP 4.5. Néanmoins, les taux de variation sont généralement plus forts. Ainsi, nous constatons une diminution du pic du mois de juin entre $-7.6 \text{ GWh.mois}^{-1}$ et $-25.9 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour l'horizon 2050 et entre $-31.2 \text{ GWh.mois}^{-1}$ et $-48.9 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour l'horizon 2080, par rapport à la période historique de référence. Nous remarquons, en comparaison avec le RCP 4.5, que le régime de la production à l'horizon 2050 se différencie plus du régime à l'horizon 2080 (figure 6.5). Sur l'ensemble des scénarios de gestion, le mois de juin est le plus impacté par les différences de pertes de production entre l'horizon 2050 et l'horizon 2080. Plus précisément, sur ce mois, ces pertes évoluent de $-29.5 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à $-48.9 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour S0, de $-7.6 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à $-31.2 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour S1, de $-14.1 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à $-35.2 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour S2 et de $-15 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à $-36.3 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour S3.

La perte de production du scénario S0 est directement attribuable à la modification du régime hydrologique car ce scénario de gestion utilise un débit réservé constant ainsi qu'un prix moyen annuel de l'électricité également constant. La différence d'amplitude entre la production d'énergie historique et la production de 2080 est plus importante pour les scénarios S2-S3 que pour S1. En effet, la production future de 2080 modélisée avec S2-S3 est plus faible afin de préserver le stock du réservoir qui est sollicité davantage pour soutenir la demande en eau à l'aval. Cela est visible dans l'évolution de la production en 2080. Avec le scénario S1, la production ne fait que diminuer entre mai et septembre, alors que pour S2-S3, la baisse de la production en juin est immédiatement suivie d'une augmentation de la production en juillet. Les régimes de production des horizons 2050 et 2080 diffèrent également de manière plus prononcée en octobre et en novembre (figure 6.5). Nous notons, en octobre, une perte d'énergie pour S0 s'accroissant de $-8.3 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à $-16.3 \text{ GWh.mois}^{-1}$ et pour S1, une perte passant de $-10.6 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à $-20.9 \text{ GWh.mois}^{-1}$ (figure 6.6). Les différences de pertes pour S2 et S3 sont relevées en novembre, avec une évolution de $-15.4 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à $-30.4 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour S2 et de $-15.8 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à $-30.6 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour S3. Pour S2 et S3, la décroissance de la production s'accroît pour renforcer la constitution d'un stock d'eau qui est impactée par une diminution des débits d'apports à l'horizon 2080 par rapport à la période historique.

En conclusion, nous avons constaté que la perte de production annuelle s'accroît avec l'horizon temporel et le scénario RCP (la diminution la plus conséquente est simulée à l'horizon 2080 avec le RCP 8.5). L'analyse des régimes saisonniers nous a permis d'expliquer la perte annuelle par deux grands facteurs. Le premier est la disparition du pic de fonte au mois de juin et son déplacement vers le mois de mai, en particulier pour les scénarios de gestion S2 et S3. Ceci peut s'expliquer principalement par la transition du régime hydrologique de la Durance de nival à pluvial. Le second facteur est l'amplification du minimum de production à l'automne qui est influencé par une diminution des débits entre juillet et octobre. En effet, la diminution des apports futurs nécessite de constituer un stock pour garantir la production hivernale, durant laquelle il est plus intéressant de produire de l'énergie car les prix de l'électricité sont au plus haut.

6.5 Impacts sur les bénéfices immédiats

Dans cette section, nous nous intéressons aux bénéfices immédiats issus de la gestion du réservoir. Dans le chapitre 3, nous avons vu que les bénéfices immédiats sont directement dépendants de la production d'énergie (équation 3.6) et sont affectés par des pénalités si les objectifs / contraintes de gestion ne sont pas satisfaits ou respectés. Dans notre étude, nous avons utilisé une valeur de pénalité identique pour le déficit en énergie et le déficit en volume d'eau pour la cote touristique. Cette pénalité est de 15 000 € par unité de déficit. Le déficit s'exprime en GWh.mois⁻¹ pour la production d'énergie et en hm³.mois⁻¹ pour le volume lié au respect de la contrainte de cote touristique en été. Nous analysons, dans un premier temps, l'évolution des bénéfices immédiats à l'échelle annuelle puis, dans un second temps, à l'échelle mensuelle.

6.5.1 Bénéfices à l'échelle annuelle

La figure 6.7 présente le cumul annuel des bénéfices immédiats des quatre scénarios de gestion pour la période historique et les deux horizons futurs sous RCP 4.5 et RCP 8.5.

Pour le RCP 4.5, nous remarquons une baisse des bénéfices pour tous les scénarios. Il est intéressant de noter que la diminution des bénéfices diffère plus entre les scénarios que la diminution observée de la production d'énergie (figure 6.4). Pour la production, la diminution la plus conséquente est visible entre S0 et S1, tandis que pour les bénéfices, celle-ci est plutôt observée entre S1 et S2. Il semblerait que le changement du prix de l'électricité ait plus touché la production et que l'ajout de la demande en eau à l'aval (contrainte stricte) ait plus influencé les bénéfices. La contrainte en eau à l'aval impacterait peu la production, mais forcerait la gestion à produire lors des moments où le prix est moins avantageux (durant la période estivale par exemple), affectant les bénéfices. Ainsi, pour l'horizon 2050 (2080), nous relevons un taux de variation de -6.5 % (-7.1 %) pour S0, de -5.3 % (-8.3 %) pour S1, de -7.1 % (-8.4 %) pour S2 et de -7.8 % (-9.2 %) pour S3, par rapport à la période historique. Les scénarios S2 et S3 sont donc impactés plus fortement par les pertes de bénéfices que les autres scénarios.

Pour le RCP 8.5, les diminutions observées, entre les horizons futurs et la période historique, sont plus importantes que celles remarquées avec le RCP 4.5. Plus précisément, ces taux de variation à l'horizon 2050 (2080) sont de -8.4 % (-16.9 %) pour S0, de -6.6 % (-14.2 %) pour S1, de -9.1 % (-17.8 %) pour S2 et de -10.5 % (-21 %) pour S3. En effet, nous relevons des baisses supérieures à celles du RCP 4.5, comprises entre 1.3 et 2.7 points pour le RCP 8.5 à l'horizon 2050 et entre 7.9 et 11.9 points pour l'horizon 2080. De telles différences n'ont pas été remarquées entre les deux scénarios RCP pour le cas de la production d'énergie. Les modifications futures des régimes hydrologiques des apports au réservoir ont des conséquences sur le respect des objectifs de gestion. Le non-respect de ces objectifs se traduit par la mise en place de pénalités qui affectent directement les bénéfices immédiats. Les différences de bénéfices (figure 6.7) entre les scénarios S2 et S3 sont plus importantes que les différences de production (figure 6.4). Cela serait principalement dû aux pénalités imposées au scénario S3 pour le non-respect de la contrainte de cote estivale, notamment pour les projections à l'horizon 2080 sous RCP 8.5 (figure 6.3). Pour mieux comprendre comment les pénalités impactent les bénéfices de la gestion, nous nous intéressons, dans la partie suivante, à l'évolution de leur régime saisonnier.

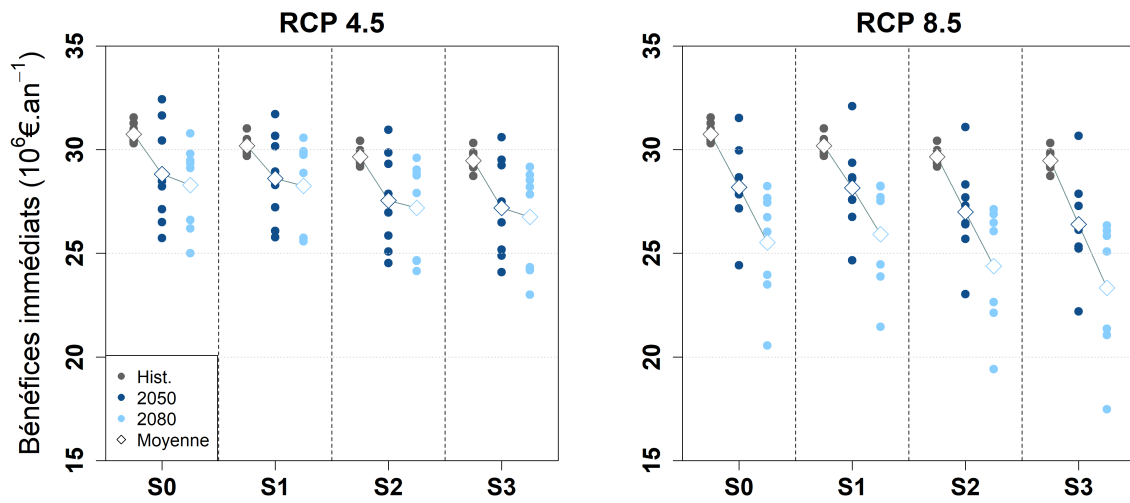


FIGURE 6.7 – Bénéfices immédiats annuels moyens à Serre-Ponçon pour les scénarios S0 à S3 sous RCP 4.5 et RCP 8.5. Chaque point représente la moyenne d'un GCM/RCM sur trente ans et les marqueurs en forme de losange transcrivent la moyenne de l'ensemble formé par les huit GCM/RCM.

6.5.2 Bénéfices à l'échelle mensuelle

Les cycles saisonniers des bénéfices immédiats, pour les différents scénarios de gestion, les trois périodes d'étude et les deux RCP, sont représentés dans la figure 6.8. Pour tous les RCP et scénarios de gestion, le régime des bénéfices de S0 se caractérise par la même forme que celui de la production d'énergie (figure 6.5). Cette similarité s'explique par l'utilisation d'un prix moyen de l'électricité constant dans le scénario S0, par rapport aux autres scénarios. Les deux cycles ne sont cependant pas proportionnels car des pénalités interviennent lorsque la production sur un mois donné est déficitaire.

La différence de régimes saisonniers des bénéfices, observée entre le scénario S0 et le scénario S1, provient de l'utilisation de chroniques de prix différentes. Nous rappelons que, dans le premier cas, nous utilisons un prix moyen alors que dans le second, nous introduisons la sinusoïde des prix de l'électricité. De même que pour l'analyse des bénéfices à l'échelle annuelle, nous constatons que la différence de prix entre les scénarios S0 et S1 altère de manière importante le cycle saisonnier des bénéfices immédiats. La modification la plus importante, entre ces deux scénarios, est l'atténuation du pic de bénéfices sur la période de mai à juin.

Pour les scénarios S2 et S3, nous relevons une augmentation des bénéfices au mois de juin par rapport au scénario S1 alors que la chronique des prix est la même pour les scénarios S1 à S3. Cette hausse des bénéfices provient d'une production d'énergie plus grande, due à un déstockage plus important pour satisfaire le besoin en eau à l'aval qui est une contrainte stricte.

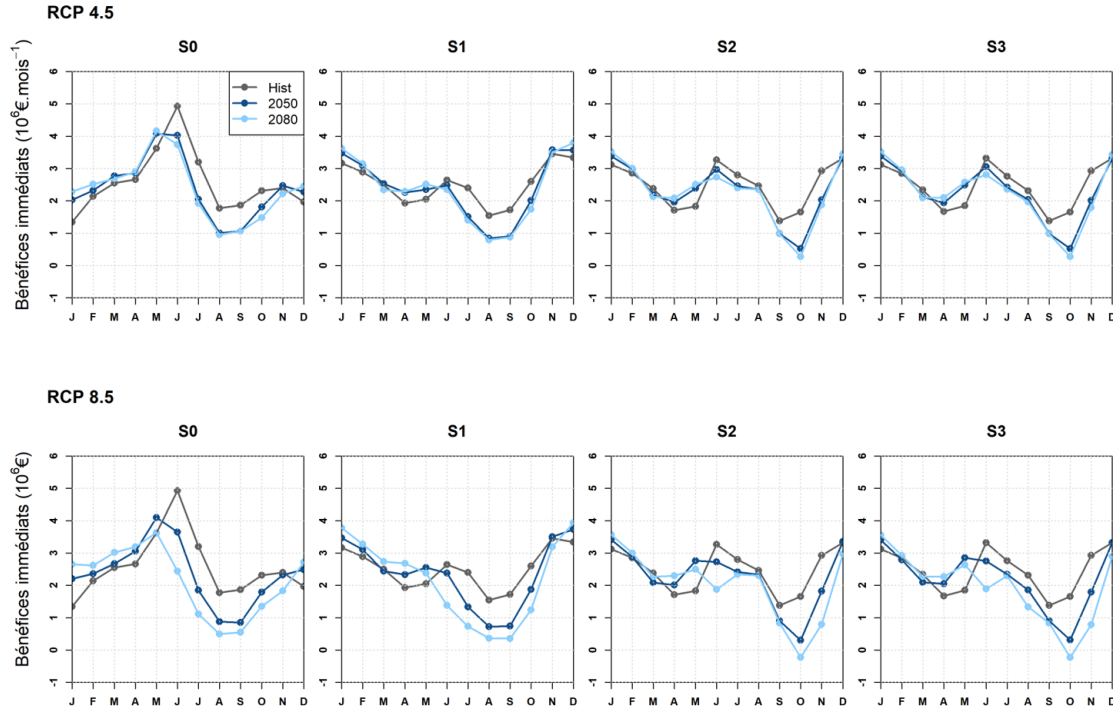


FIGURE 6.8 – Régime saisonnier des bénéfices immédiats moyens à Serre-Ponçon de l'ensemble formé par les huit GCM/RCM pour les scénarios S0 à S3 dans le cadre des RCP 4.5 et le RCP 8.5.

Nous notons également pour les scénarios S1 à S3 que le maximum des bénéfices s'effectue en janvier et en décembre, où la sinusoïde des prix atteint son point culminant. Sur ces deux mois, les usages à satisfaire sont majoritairement la fourniture du débit réservé ainsi que la production d'électricité. Comme pour la production d'énergie, nous constatons que les bénéfices atteignent un minimum au mois de janvier pour S0, aux mois d'août et de septembre pour S1 et en octobre pour S2 et S3. Pour l'ensemble des scénarios, la faible production d'énergie sur ces périodes est à l'origine de ce minimum pour les bénéfices.

Nous notons aussi que, pour S3 à l'horizon 2080 avec le RCP 8.5, le mois d'août est caractérisé par de faibles bénéfices (notamment par rapport à S2) et le mois d'octobre, par des bénéfices négatifs. Pour le mois d'août, cela s'explique par les pénalités de non-respect de la cote estivale. Pour le mois d'octobre, il semblerait que la part des pénalités est plus prépondérante que le gain provenant de la production d'électricité car la production d'énergie est particulièrement faible.

Pour évaluer les modifications du régime des bénéfices dans le futur, nous avons calculé les différences entre les bénéfices moyens historiques et ceux des horizons futurs, pour les quatre scénarios de gestion et les deux RCP. Ces différences sont synthétisées dans la figure 6.9.

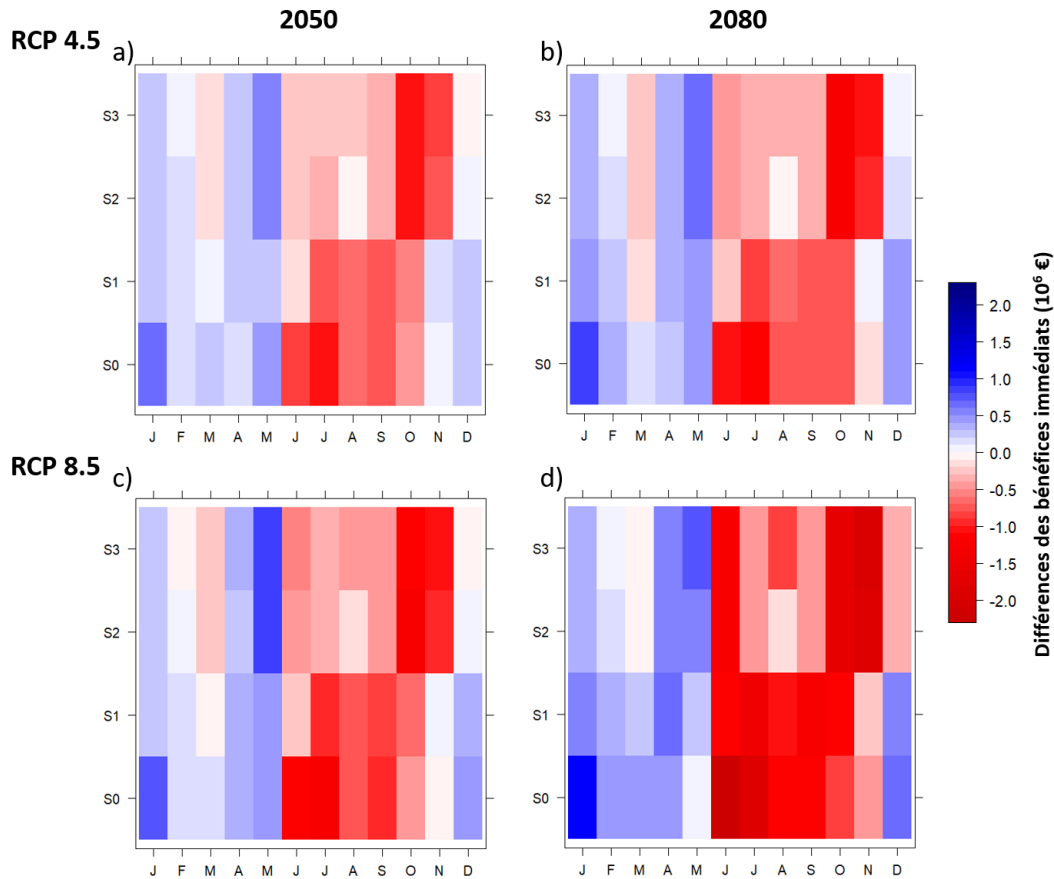


FIGURE 6.9 – Différences mensuelles des bénéfices immédiats moyens à Serre-Ponçon de l'ensemble des 8 GCM/RCM entre la période historique et les deux périodes futures 2050 et 2080 (en colonnes) pour les RCP 4.5 et RCP 8.5 (en lignes).

Pour le RCP 4.5, la baisse des bénéfices est particulièrement observable sur la période de juin à octobre. Cette période se prolonge jusqu'en novembre pour les scénarios S2 et S3. Sur cette période et à l'horizon 2050, nous relevons les pertes les plus importantes pouvant atteindre jusqu'à 1 M€ en juillet pour S0-S1 et en octobre pour S2-S3. À l'horizon 2080, le régime des bénéfices est proche de celui de l'horizon 2050 mais il se distingue par des pertes importantes, dépassant 1 M€. La baisse conséquente des bénéfices en octobre, pour S2 et S3 dans le futur, s'explique par une diminution significative de la production d'énergie. Ce déficit en énergie est donc impacté par des pénalités dans le calcul des bénéfices immédiats car l'objectif de production mensuel ne peut être satisfait.

Pour le RCP 8.5, nous observons des pertes de bénéfices aux mêmes périodes que pour le RCP 4.5 mais ces diminutions sont plus marquées. Ainsi, excepté pour le scénario S1, les baisses les plus importantes dépassent 1 M€ à l'horizon 2050 et elles sont de l'ordre de 2 M€ à l'horizon 2080. Sur ce même RCP, le déficit peut être multiplié par deux en passant de 2050 à 2080 : par exemple, pour S0, la baisse des bénéfices en juin passe de -1.1 M€ en 2050 à -1.2 M€ en 2080. Pour les scénarios S2 et S3, nous relevons une baisse maximale en novembre de -1.1 M€ en 2050 et de -1.9 M€ en 2080.

Le RCP 8.5 se distingue du RCP 4.5 par les différences de régimes que nous pouvons relever entre les périodes 2050 et 2080. Une première distinction s'opère au mois de juin, pour l'ensemble des scénarios, où les bénéfices chutent fortement entre l'horizon 2050 et 2080. Plus précisément, pour S0, les bénéfices passent de -1.1 M€ à -2.2 M€, pour S1 de -0.2 M€ à -1.2 M€ et pour S2-S3 de -0.5 M€ à -1.2 M€ et -1.3 M€. Ces écarts sont principalement dus aux différences de pertes d'énergie, entre 2050 et 2080, que nous avons analysées dans la partie 6.4. Nous remarquons également des changements notables pour les mois d'octobre et de novembre, où les pertes peuvent presque doubler entre 2050 et 2080. Pour le mois d'octobre, nous enregistrons, pour S0, une perte de 0.5 M€ en 2050 et de -0.9 M€ en 2080, et pour S1, de -0.6 M€ à -1.2 M€. Pour S2 et S3, nous relevons des pertes similaires sur les deux scénarios qui sont de -1 en 2050 et de -1.9 en 2080.

Nous notons aussi une différence entre les scénarios S2 et S3, en 2080 avec le RCP 8.5, qui ne diffèrent que par la prise en compte ou non d'une cote touristique estivale. Au mois d'août, ces deux scénarios produisent la même quantité d'énergie avec 60 GWh. Cependant, les bénéfices immédiats présentent un delta d' 1 M€ avec un bénéfice de 2.2 M€ pour S2 et de 1.3 M€ pour S3. Cette différence de bénéfices signifie que des pénalités ont été appliquées à S3. Ces pénalités interviennent dans ce scénario car le niveau de la cote touristique n'est pas respecté au mois d'août. Cette observation est par ailleurs visible sur la figure 6.3, où nous remarquons que le niveau du réservoir, en bleu clair, est inférieur au volume minimal du réservoir à la fin du mois d'août.

6.6 Indicateurs de performance du système eau-énergie

Dans cette partie, nous calculons les critères de performance du système, que nous avons définis au chapitre 3 (partie 3.6.2), pour la production d'énergie. Ces critères ont été calculés, sur la période historique de référence et pour les horizons futurs 2050 et 2080, pour les différents scénarios de gestion S0 à S3. Dans un premier temps, nous caractérisons l'évolution des critères de performance à l'échelle annuelle puis, dans un second temps, nous nous intéressons à leur évolution à l'échelle mensuelle.

6.6.1 Indicateurs à l'échelle annuelle

Les indicateurs de performance ont été calculés en utilisant une valeur seuil (SP) définie comme étant celle qui assure une production garantie pendant 80% du temps de la période historique. Nous illustrons notre propos à l'aide de l'exemple de la figure 6.10 qui s'appuie sur le scénario de gestion S3. Sur chaque graphique de cette figure est représentée la fonction de distribution cumulative de la production annuelle moyenne d'un des 8 GCM/RCM, sur la période historique et les deux horizons futurs pour les deux scénarios RCP. La ligne en pointillés noirs symbolise l'objectif de production moyen sur trente ans, utilisé dans l'algorithme d'optimisation du modèle SDP. La ligne en pointillés rouges, spécifique à chaque GCM/RCM, indique la production garantie à 80% . La production garantie est égale au quantile 20% de la distribution cumulative pour chaque GCM/RCM. Elle est de l'ordre de 600 GWh.an⁻¹ sur l'ensemble des GCM/RCM.

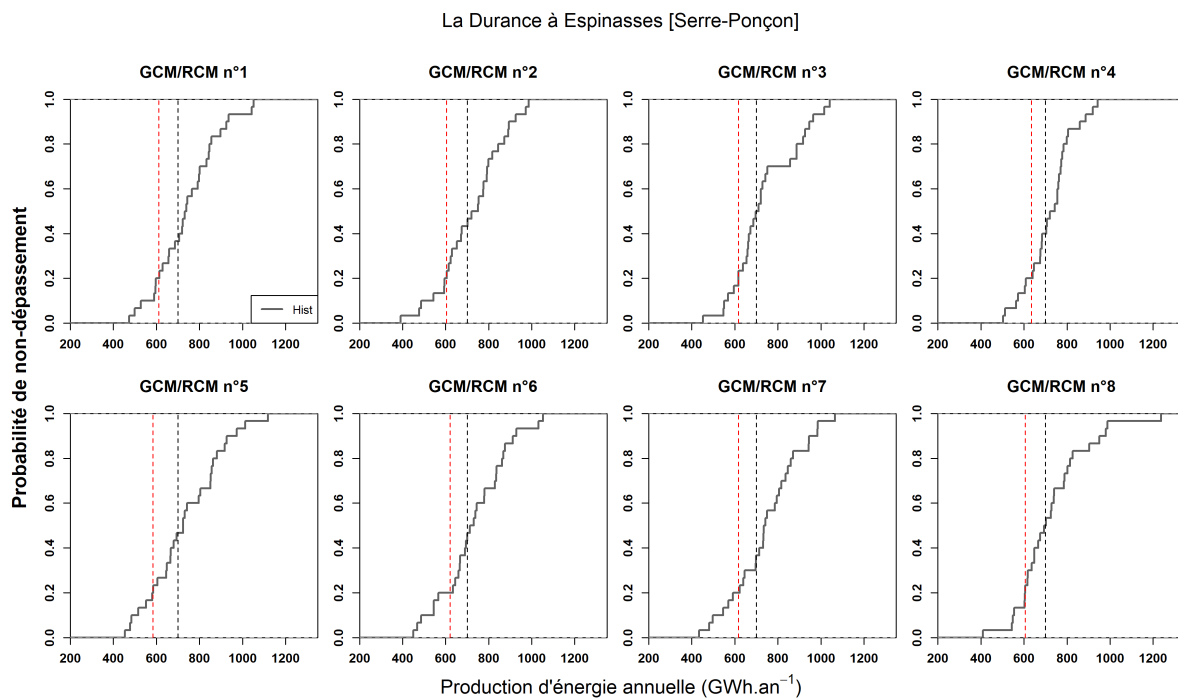


FIGURE 6.10 – Fonction de distribution cumulative de la production d'énergie annuelle à Serre-Ponçon, du scénario de gestion S3, pour chacun des huit GCM/RCM, sur la période historique et sur les périodes futures centrées en 2050 et en 2080. La ligne verticale en pointillés noirs indique la production moyenne annuelle théorique de 700 GWh.an^{-1} utilisée dans le modèle SDP. La ligne verticale en pointillés rouges matérialise la production garantie à 80 % (dépendante de la distribution de la production annuelle de la période historique pour chaque GCM/RCM), c'est-à-dire le quantile 0.2 de la distribution en noir.

Le tableau 6.3 retranscrit les valeurs de seuils (SP) propres à chaque GCM/RCM et chaque scénario de gestion sur la période historique. L'utilisation de ce seuil permet de comparer le changement de performance des différents scénarios de gestion sur les périodes étudiées (historique et futures). Les indicateurs de performance ont donc été calculés à partir de ces seuils et à l'aide des équations 3.8 à 3.10 du chapitre 3.

Seuil de production garantie à 80 % (GWh.an^{-1})								
GCM/RCM	1	2	3	4	5	6	7	8
S0	604	642	637	655	597	612	617	621
S1	612	596	620	629	577	623	611	604
S2	611	601	616	634	581	620	609	605
S3	610	604	617	634	584	621	616	605

TABLEAU 6.3 – Seuils de la production annuelle garantie à 80 % (GWh.an^{-1}) pour les différents scénarios de gestion S0 à S3, définis à partir du quantile 0.2 au non-dépassement de la distribution cumulative de la production d'énergie, de chacun des 8 GCM/RCM, sur la période historique.

La figure 6.11 présente l'évolution, à l'échelle annuelle, des indicateurs de fiabilité, de résilience et de vulnérabilité pour les RCP 4.5 et 8.5.

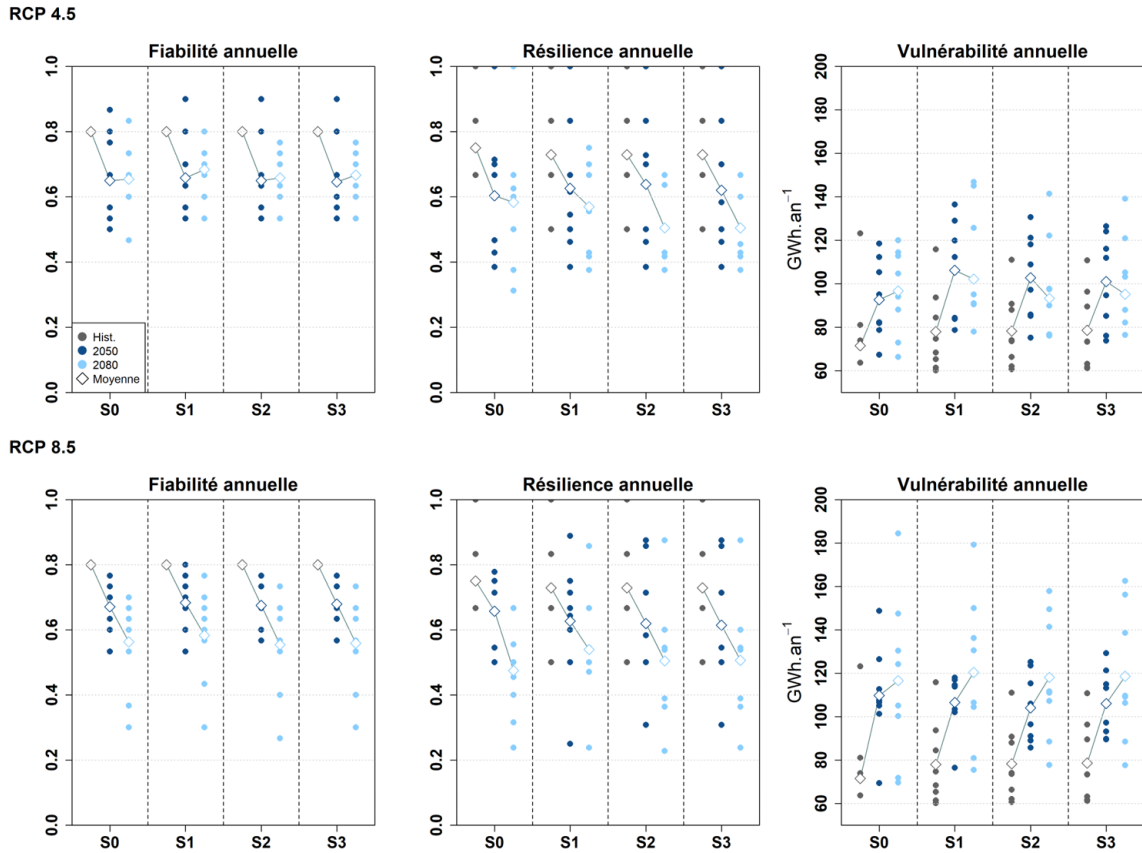


FIGURE 6.11 – Indicateurs de performance pour la production d'énergie annuelle à Serre-Ponçon : fiabilité (à gauche), résilience (au milieu), vulnérabilité (à droite) ; scénarios RCP 4.5 (en haut) et 8.5 (en bas) et périodes historique, 2050 et 2080.

Fiabilité

Sur la période historique, la fiabilité du système est de 0.8 (80 %) sur l'ensemble des scénarios. En effet, la définition d'un seuil de production garantie sur 80 % du temps permet d'assurer une fiabilité de 0.8 quel que soit le scénario de gestion considéré. Cela signifie que la production annuelle est égale ou supérieure à la valeur seuil SP sur 24 années de la période de 30 ans. La fiabilité annuelle moyenne décroît sur l'ensemble des scénarios de gestion et des scénarios RCP.

Pour le RCP 4.5, la fiabilité diminue sur l'ensemble des scénarios de gestion. Elle varie, en moyenne, de 80 %, sur la période historique, à 65 % en 2050 et à 66 % en 2080. Ces baisses traduisent une diminution du nombre d'années où la production satisfait le seuil. Ainsi, le niveau de la production garantie n'est atteint qu'environ 20 années sur 30 dans le futur sous changement climatique à la place de 24 années au cours de la période historique. Cependant, la variabilité inter-GCM/RCM est importante, plus particulièrement à l'horizon 2080 qu'à l'horizon 2050. Nous observons, par exemple, un GCM/RCM qui montre une augmentation de la fiabilité entre période historique (80 %) et 2050 (89 % à 90 % selon le scénario de gestion) et un GCM/RCM où la fiabilité n'évolue pas.

Pour le RCP 8.5, tous les GCM/RCM indiquent une diminution de la fiabilité, qui, en plus, s'accroît au fur et à mesure que nous progressons de l'horizon 2050 vers l'horizon 2080. En moyenne, nous passons d'une fiabilité de 80 % à 67 % en 2050, ce qui équivaut à 3.6 années en moins atteignant le seuil de production garantie. Ce chiffre est multiplié par deux à l'horizon 2080, avec une fiabilité moyenne de 56 %.

Résilience

Pour la résilience, les quatre scénarios de gestion ont des valeurs moyennes proches, de l'ordre de 75 % **sur la période historique**. Nous rappelons que la résilience donne une information sur la vitesse avec laquelle le système s'extrait d'un état de défaillance pour atteindre un état satisfaisant. L'inverse de la résilience indique la durée moyenne de la défaillance. Elle est ainsi de 1.3 ans sur la période historique. La variabilité des GCM/RCM est plus grande pour les scénarios S1 à S3 (de 0.5 en moyenne) par rapport à celle du scénario S0 (de l'ordre de 0.35). Nous relevons des GCM/RCM avec une résilience de 1. Cela indique que la durée de la période de défaillance ne dépasse pas une année.

Pour le RCP 4.5, la résilience diminue de -0.15 pour le scénario S0 et de 0.1 pour les scénarios S1 à S3 en 2050. En 2080, elle chute de -0.17 pour S0-S1 et de -0.22 pour S2-S3. Ces baisses traduisent un allongement de la durée moyenne d'une période de défaillance de 0.2 à 0.3 année en 2050 (allongement le plus important pour S0) par rapport à la période historique. À l'horizon 2050, nous notons, comme sur la période historique, une résilience de 100 %. À l'horizon 2080, ce prolongement atteint $+0.4$ année pour S0-S1 et peut aller jusqu'à $+0.6$ année pour S2-S3 (c'est-à-dire une durée moyenne de défaillance de 2 ans).

Pour le RCP 8.5, les diminutions de la résilience sont proches de 10 points de pourcentage pour les différents scénarios de gestion à l'horizon 2050. Des distinctions apparaissent entre les scénarios à partir de 2080. En effet, la baisse de la résilience est multipliée par trois pour S0, par rapport à celle de 2050, alors qu'elle est deux fois plus importante pour les scénarios S1 à S3. Les diminutions de la résilience se traduisent par une augmentation de la durée moyenne de la défaillance de 0.2 année à l'horizon 2050. À l'horizon 2080, des différences sont observées entre les scénarios puisque la durée moyenne de défaillance augmente de 0.8 année pour S0, de 0.5 année pour S1 et de 0.6 année pour S2-S3.

Vulnérabilité

Nous rappelons que la vulnérabilité indique l'ampleur moyenne d'un état non-satisfaisant. **Sur la période historique**, la valeur moyenne de la vulnérabilité la plus basse est celle associée au scénario S0 avec 71 GWh.an^{-1} . Cette valeur augmente avec les scénarios S1 à S3 où elle atteint 78 GWh.an^{-1} . La variabilité de la vulnérabilité entre les paires de GCM/RCM est importante. En effet, la valeur maximale est souvent proche du double de la valeur minimale. Ainsi, la vulnérabilité la plus faible est de 61 GWh.an^{-1} (S1) alors que la plus haute est de 121 GWh.an^{-1} (S0).

Pour le RCP 4.5, excepté pour le scénario S0, la vulnérabilité est plus importante à l'horizon 2050 qu'à l'horizon 2080. En moyenne, elle est de 101 GWh.an^{-1} en 2050 et de 97 GWh.an^{-1} en 2080. Cette augmentation peut s'expliquer principalement par l'utilisation d'une chronique de prix différente entre S0 et les scénarios S1 à S3. La demande en eau ne semble pas intervenir car elle est différente entre les scénarios S1 et S2-S3 alors que nous observons pourtant une évolution similaire de la vulnérabilité sur ces scénarios. Par ailleurs, le scénario S1 enregistre les niveaux futurs de la vulnérabilité les plus importants, par rapport aux autres scénarios de gestion. Cette distinction peut s'expliquer également par la différence de prix entre les scénarios S0 et S1 car la vulnérabilité de S0 est toujours inférieure à celle de S1. D'un autre côté, les scénarios S2 et S3, qui utilisent la même série de prix que S1, n'atteignent pas le niveau de vulnérabilité de S1. Nous rappelons que les scénarios S2 et S3 diffèrent de S1 par l'ajout de la demande en eau à l'aval pour les besoins agricoles. En nous appuyant sur les observations que nous venons de faire, il semblerait que la demande en eau à l'aval permettrait d'atténuer l'augmentation de la vulnérabilité moyenne. Plus précisément, la demande en eau à l'aval conduit à des opérations de turbinage plus importantes. Ceci permet de fournir une production d'énergie plus grande sur l'année et de réduire ainsi la valeur de la vulnérabilité moyenne annuelle.

Pour le RCP 8.5, nous constatons que la vulnérabilité moyenne s'accroît toujours au fur et à mesure que nous nous approchons de l'horizon futur le plus lointain. Nous observons une augmentation plus marquée en 2080 pour les scénarios S2-S3 que pour les scénarios S0-S1. En 2050, la vulnérabilité augmente de 38 GWh.an^{-1} pour S0. On passe ainsi de 71 GWh.an^{-1} en déficit moyen de production à 109 GWh.an^{-1} . Pour les scénarios S1 à S3, le déficit moyen évolue de 78 GWh.an^{-1} à des valeurs comprises entre 103 GWh.an^{-1} et 103 GWh.an^{-1} . En 2080, la distinction se poursuit entre les scénarios. Plus précisément, le niveau de vulnérabilité de S0 est de 116 GWh.an^{-1} et peut atteindre 120 GWh.an^{-1} pour les scénarios S1 à S3. Sur ce RCP, les scénarios suivent davantage une évolution commune, par rapport à celle du RCP 4.5, alors que les quatre scénarios ne répondent pas aux mêmes objectifs de gestion. Les changements climatiques, sous le RCP 8.5, auraient donc un impact plus important sur l'évolution de la vulnérabilité du réservoir que les différences de configuration entre les scénarios de gestion.

Synthèse

En synthèse, l'analyse des indicateurs de performance confirme les observations précédentes sur l'évolution de la production d'énergie. Plus précisément, nous avons constaté :

- une diminution de la fiabilité au fur et à mesure que nous nous dirigeons vers l'horizon futur le plus lointain. Ceci traduit, en réalité, une augmentation du nombre d'états non-satisfaisants, par rapport à l'état initial de la période historique de référence qui a servi à définir la production garantie à 80 % du temps (fiabilité de 80 %) ;
- une diminution de la résilience avec l'horizon futur et lorsque nous changeons de scénario RCP. Sur la période historique, la durée d'un épisode de défaillance est de 1.4 années, en moyenne, sur les quatre scénarios de gestion. Pour le scénario climatique le plus optimiste (RCP 4.5 sur la période centrée en 2050), la période moyenne d'un état de défaillance peut être prolongée de 0.2 à 0.3 année. Cet allongement peut atteindre de 0.5 à 0.8 année pour le scénario climatique le plus pessimiste (RCP 8.5 sur la période centrée en 2080) ;
- un accroissement de la vulnérabilité dans le futur, pour l'ensemble des scénarios de gestion, de l'ordre de 100 GWh.an⁻¹ pour le RCP 4.5 et jusqu'à 120 GWh.an⁻¹ pour le RCP 8.5. Nous rappelons que le seuil de production garantie est en moyenne de 600 GWh.an⁻¹ pour les différents GCM/RCM et scénarios. Ceci signifie que la vulnérabilité du système représente, au minimum, 1/6^e de la production garantie sur 80 % du temps de la période historique.
- pour les principales différences entre les scénarios, nous avons observé que les scénarios S2-S3 ont l'allongement de la durée de défaillance le plus important pour le RCP 4.5, à l'horizon 2080. Pour le RCP 8.5, à l'horizon 2080, la durée d'un état insatisfaisant augmente de presque un an pour S0 et de 0.5 année sur les autres scénarios de gestion. L'utilisation d'un cycle de prix sinusoïdal permet d'atténuer de moitié l'augmentation de la durée d'une période de défaillance par rapport à l'utilisation d'un prix moyen sur toute l'année, comme c'est le cas pour le scénario S0.
- sur l'ensemble des indicateurs RRV, la dispersion des GCM/RCM est plus grande en 2050 pour le RCP 4.5 et en 2080 pour le RCP 8.5. Nous avons aussi relevé que la dispersion de la résilience était plus grande que celle observée pour la fiabilité.

6.6.2 Indicateurs à l'échelle mensuelle

Dans ce paragraphe, nous analysons l'évolution des indicateurs de performance à l'échelle mensuelle. Nous employons la même démarche que celle utilisée à l'échelle annuelle (partie 6.2.1). La principale différence est que le seuil de satisfaction de la production garantie sur 80 % du temps n'est plus calculé sur la distribution cumulative de la production annuelle de chaque GCM/RCM mais sur la distribution cumulative de la production mensuelle. Pour chaque GCM/RCM, nous traçons la distribution statistique cumulée de la production d'énergie mensuelle sur trente ans de la période historique et nous prenons le seuil relatif au quantile 0.2. La figure 6.12 illustre notre démarche à partir de l'exemple du scénario de gestion S3. Dans la figure, le *plateau* de la production, visible généralement entre les quantiles 0.3 et 0.6, s'explique par la valeur seuil de production que l'optimisation cherche à atteindre chaque mois.

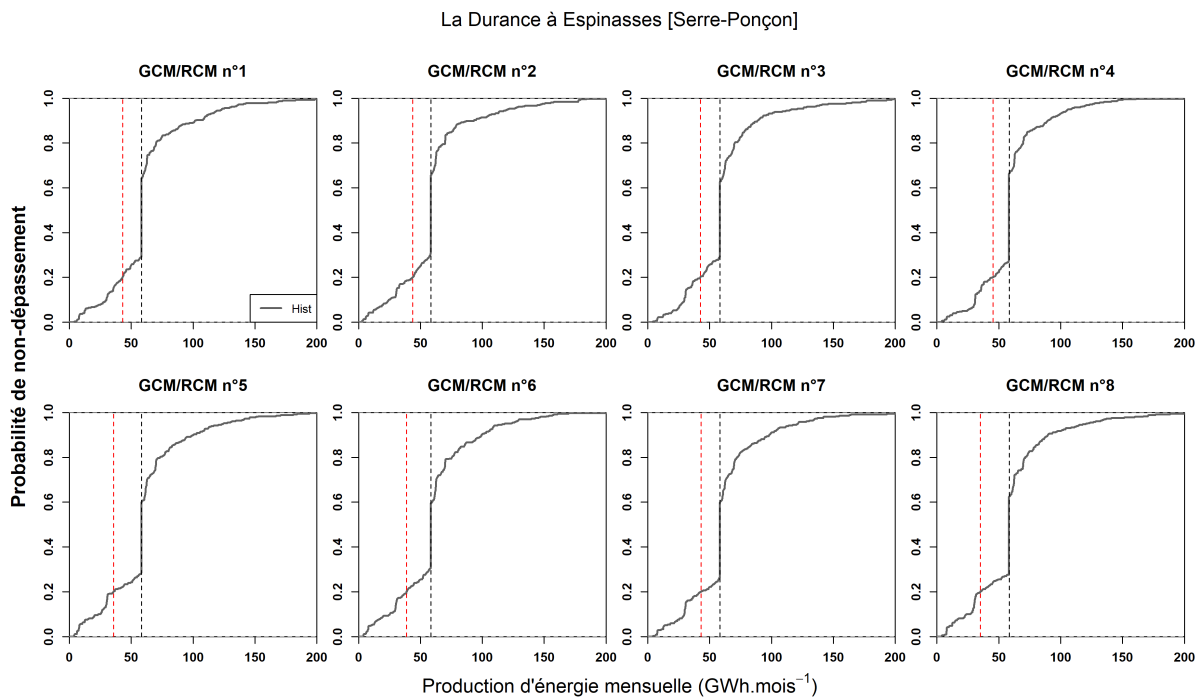


FIGURE 6.12 – Fonction de distribution cumulative de la production d'énergie mensuelle à Serre-Ponçon, du scénario de gestion S3, pour chacun des huit GCM/RCM, sur la période historique et sur les périodes futures centrées en 2050 et en 2080. La ligne verticale en pointillés noirs indique la production moyenne mensuelle théorique de $58.3 \text{ GWh.mois}^{-1}$ utilisée dans le modèle SDP. La ligne verticale en pointillés rouges matérialise la production garantie à 80 % (dépendante de la distribution de la production mensuelle de la période historique pour chaque GCM/RCM), c'est-à-dire le quantile 0.2 de la distribution en noir.

Le tableau 6.4 regroupe, quant à lui, les seuils des différents scénarios de gestion S0 à S3.

Seuil de production garantie à 80 % (GWh.mois ⁻¹)								
GCM/RCM	1	2	3	4	5	6	7	8
S0	37.8	37.3	42.3	40.1	38.0	37.6	42.2	37.4
S1	44.1	44.9	46.3	44.5	41.3	41.0	43.8	40.1
S2	43.2	43.7	42.3	45.1	35.8	38.6	43.9	35.0
S3	43.0	43.8	42.4	45.4	35.7	38.8	43.1	35.2

TABLEAU 6.4 – Seuils de la production mensuelle garantie à 80 % (GWh.an⁻¹) pour les différents scénarios de gestion S0 à S3, définis à partir du quantile 0.2 au non-dépassement de la distribution de la production d'énergie, de chacun des 8 GCM/RCM, sur la période historique.

La figure 6.13 présente l'évolution des indicateurs pour les scénarios de gestion sur les trois périodes d'étude, à l'échelle mensuelle, pour le RCP 4.5 et le RCP 8.5.

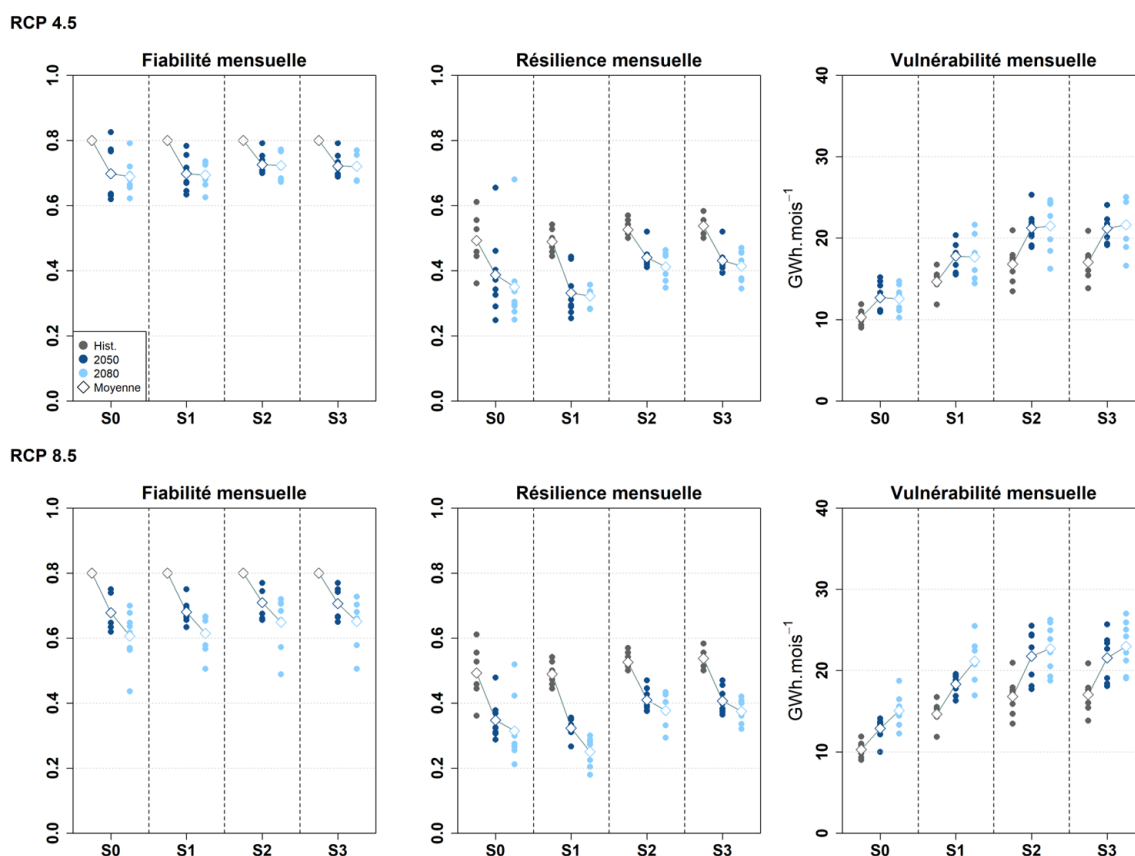


FIGURE 6.13 – Indicateurs de performance pour la production d'énergie mensuelle à Serre-Ponçon : fiabilité (à gauche), résilience (au milieu), vulnérabilité (à droite); scénarios RCP 4.5 (en haut) et 8.5 (en bas) et périodes historique, 2050 et 2080.

Fiabilité

La fiabilité moyenne diminue quand on passe de la période historique aux horizons futurs. La décroissance de la fiabilité en climat futur est plus importante pour les scénarios S0 et S1. La baisse, plus contenue, des scénarios S2 et S3 peut s'expliquer par la prise en compte de la demande en eau à l'aval pour l'irrigation. L'eau turbinée pour satisfaire cette demande permet d'atteindre, plus régulièrement, le seuil de production mensuelle et de réduire ainsi les pertes de fiabilité vis-à-vis des autres scénarios de gestion. Ainsi, la fiabilité augmente légèrement quand nous évoluons du scénario S0 au scénario S3, c'est-à-dire, avec le degré de complexité des scénarios de gestion.

Entre la période historique et 2050, la fiabilité mensuelle moyenne passe de 80 % à 75 % environ. Entre les deux périodes futures, la baisse de fiabilité est importante seulement avec le RCP 8.5. Sur ce RCP, il est possible d'observer jusqu'à 72 mois de plus, par rapport à la période historique, où la production n'atteint pas le seuil de satisfaction. Dans le cas du RCP 4.5, ce nombre n'est que de 54 mois. Cela signifie que le passage du RCP 4.5 au RCP 8.5 entraîne des différences importantes dans les pertes d'états satisfaisants pouvant aller jusqu'à 18 mois.

Résilience

Pour la résilience, nous notons de légères différences entre les scénarios de gestion sur la période historique. En effet, la durée moyenne d'une période de défaillance est de 24 mois pour S0, de 25.2 mois pour S1 et de 22.8 mois pour S2-S3.

Pour le RCP 4.5, la durée moyenne de la défaillance en 2050, par rapport à la période historique, s'accroît de 4.8 à 7.2 mois, pour les scénarios S0 et S2-S3, et de 12 mois, pour le scénario S1. Sur ce même RCP, en 2080, cette durée de la période de défaillance augmente de 6 à 9.6 mois, pour les scénarios S0 et S2-S3, et de 13.2 mois pour le scénario S1.

Pour le RCP 8.5, nous constatons des tendances similaires à celles du RCP 4.5 mais les variations d'amplitude, liées aux baisses de la résilience, sont plus conséquentes. Les différences de la durée moyenne de défaillance, entre les deux RCP, sont en moyenne de 2.4 mois à l'horizon 2050 et de 6 mois à l'horizon 2080.

Sur les différentes périodes et les deux RCP, nous avons remarqué que le scénario S1 présente les périodes de défaillance les plus longues alors que les scénarios S2-S3 ont les plus courtes. Le scénario S0 a une résilience proche de celle de S1 sur la période historique. Cependant, au sein des périodes futures, cette dernière se situe entre celle de S1 et celle de S2-S3. La sinusoïde des prix entraîne une diminution de la résilience alors que l'ajout de la demande en eau permet d'atténuer sa baisse. Cela montre également que la prise en compte d'une demande supplémentaire (si elle est stricte comme dans notre cas) dans un scénario de gestion a un impact plus important que la modification de la chronique de prix.

Vulnérabilité

À propos de la vulnérabilité, celle-ci augmente avec le nombre de contraintes à satisfaire dans le scénario de gestion sur la période historique et également sur les horizons futurs. Sur la période historique, la vulnérabilité moyenne s'échelonne de $+10 \text{ GWh.mois}^{-1}$, pour S0, jusqu'à $+17 \text{ GWh.mois}^{-1}$, pour les scénarios S2-S3. Pour le RCP 4.5, la vulnérabilité s'accroît d'un même ordre de grandeur en 2050 et en 2080, par rapport à la période historique de référence. Cette augmentation est de $+2 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour S0, de $+3 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour S1 et de $+4.1$ à $+4.7 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour les scénarios S2-S3. Pour le RCP 8.5, les évolutions sont semblables à celles du RCP 4.5 mais les amplitudes, entre périodes historique et futures, sont cependant plus importantes. À l'horizon 2050, nous constatons une hausse de la vulnérabilité, pour l'ensemble des scénarios, de $+2.6$ à $+5 \text{ GWh.mois}^{-1}$. Sur la période future centrée en 2080, nous relevons une augmentation comprise entre $+4.8 \text{ GWh.mois}^{-1}$ et $+6 \text{ GWh.mois}^{-1}$.

Synthèse

En conclusion, pour les différents indicateurs de performance à l'échelle mensuelle, nous avons pu relever des différences avec ceux calculés à l'échelle annuelle :

- pour la fiabilité, nous avons remarqué que cette dernière augmente de manière significative avec le degré de complexité du scénario quel que soit l'horizon temporel et le RCP ;
- pour la résilience, les valeurs mensuelles sont inférieures à celles de l'échelle annuelle et nous remarquons, comme pour la fiabilité, une amélioration de la résilience quand nous évoluons vers les scénarios S2-S3, qui prennent en compte des objectifs plus nombreux que les autres scénarios de gestion ;
- pour la vulnérabilité, nous avons relevé les mêmes évolutions que la fiabilité et la résilience, c'est-à-dire qu'elle augmente avec la complexité du scénario de gestion.
- nos résultats montrent, pour les scénarios S2-S3, qu'ils ont un nombre de mois supérieur aux autres scénarios où la production atteint le seuil de production garantie sur 80 % du temps. Ces scénarios présentent également une résilience plus importante, c'est-à-dire qu'ils restent moins longtemps dans un état non-satisfaisant que les autres scénarios. Nous avons vu précédemment que ce n'est pas le cas à l'échelle annuelle. Ces scénarios subissent, cependant, une vulnérabilité plus grande que les autres scénarios. En effet, l'amplitude de la défaillance est souvent plus importante, en particulier entre le mois de septembre et la fin du mois de novembre (partie 6.4.2).

6.7 Sensibilité des résultats aux chroniques de prix et de la demande en eau à l'aval

Dans cette section, nous évaluons la sensibilité du modèle de gestion SDP à la modification des chroniques de prix et de la demande en eau à l'aval. Pour cela, nous avons eu recours à deux scénarios conceptuels, les scénarios S4 et S5, que nous avons présentés dans la partie 6.2.2 et que nous comparons au scénario S3, qui nous sert de scénario de référence. Nous rappelons que le scénario S4 diffère de S3 par la chronique des prix utilisés. Dans S4, nous utilisons la sinusoïde des prix de l'année 2016, ayant une variation d'amplitude importante sur l'année (figure 6.1). Par rapport à S3, le scénario S5 utilise une demande en eau à l'aval croissante quand on passe de la période historique aux horizons futurs 2050 et 2080 (figure 6.2b).

6.7.1 Impacts sur l'évolution du stock

La figure 6.14 présente l'évolution du stock du réservoir pour les trois scénarios de gestion, sur la période historique et les horizons futurs pour les deux RCP.

Pour le RCP 4.5, nous pouvons noter deux grandes différences entre la trajectoire de stock du scénario S4 et celle de S3 :

- La première différence s'observe entre le mois de janvier et le début du mois de juillet. Le niveau du réservoir pour S4 est inférieur à celui de S3, de l'ordre de 200 hm^3 sur la période historique. En janvier, le niveau du réservoir pour S4 est sous le seuil des 1000 hm^3 alors que ce n'est pas le cas pour le scénario S3. Sur cette période, la phase de vidange de début d'année est plus courte d'un mois ;
- La deuxième différence notable que nous remarquons se situe entre octobre et la fin du mois de décembre. Pour le scénario S4, nous observons une vidange continue du réservoir sur cette période alors qu'il s'agit majoritairement d'une phase de remplissage pour le scénario S3. Cet écart dans les phases des opérations de gestion du stock, avec un remplissage d'une part et une vidange d'autre part, conduit à un niveau du réservoir différent à la fin décembre entre S3 et S4. Plus précisément, le réservoir avec S4 atteint un niveau inférieur de 200 hm^3 à celui de S3.

Les changements dans la trajectoire du stock s'expliquent principalement par la chronique des prix de l'électricité qui diverge entre les deux scénarios de gestion. La valeur du prix utilisé dans S4 au début de l'année, plus basse que celle de S3, implique une période de déstockage plus courte pour ce scénario. En effet, les conditions pour valoriser la production d'électricité sont moins favorables avec un prix de l'énergie plus bas. À l'inverse, entre septembre et novembre, les prix de S4 sont supérieurs à ceux de S3 et donc plus propices aux opérations de turbinage.

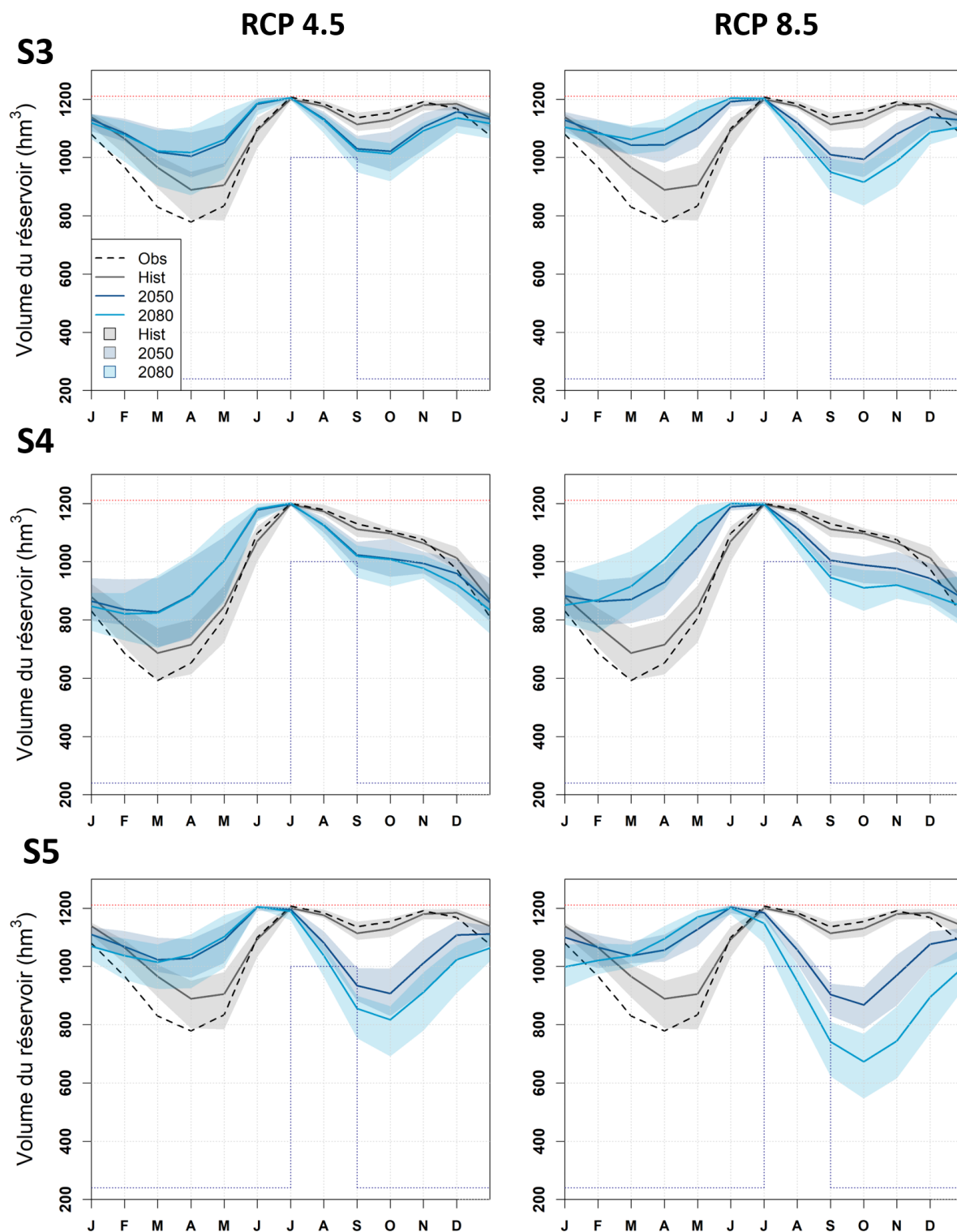


FIGURE 6.14 – Evolution du stock du réservoir de Serre-Ponçon pour le scénario de référence (S3), le scénario avec modification des prix (S4) et le scénario avec modification de la demande en eau à l'aval (S5) sous deux scénarios RCP (4.5 et 8.5) pour les observations (1976-2005), les projections historiques (1976-2005), l'horizon 2050 (2036-2065) et l'horizon 2080 (2066-2095). L'enveloppe colorée de part et d'autre de chaque ligne représente les valeurs minimales et maximales de l'ensemble des huit GCM/RCM.

La trajectoire du scénario S5, avec le RCP 4.5, est comparable à celle de S3 sur la période historique. Nous remarquons, cependant, des différences entre ces deux scénarios pour les horizons futurs 2050 et 2080 :

- Entre les mois d'août et de novembre, les trajectoires futures de S5 ont un niveau inférieur à celles de S3 sur la même période. Nous observons une différence maximale, en octobre, de 100 hm^3 en 2050 et de 180 hm^3 en 2080 ;
- Les modifications, entre les trajectoires de 2050 et 2080, sont également plus accentuées avec S5 que celles observées avec S3 sur la même période, avec une trajectoire à l'horizon 2080 inférieure à celle de 2050. Ces différences résultent d'une vidange plus importante dans le cadre du scénario S5, par rapport à S3. La libération d'un volume supplémentaire dans S5 s'opère pour satisfaire la sollicitation en eau à l'aval du réservoir (contrainte stricte et prioritaire sur l'ensemble des autres usages) qui, pour ce scénario spécifique, est plus importante dans le futur et qui augmente avec la période de gestion. La demande à l'aval étant plus forte, la vidange du réservoir est également plus importante, ce qui contraint la trajectoire du stock à passer sous le seuil minimal requis dans le réservoir pour la période estivale (juillet-août).

Pour le RCP 8.5, nous constatons des différences qui s'opèrent aux mêmes périodes que pour le RCP 4.5. Ces différences sont cependant plus accentuées entre les deux RCP :

- Les différences de volumes, entre périodes historique et futurs, du scénario S4 sont comparables à ceux du scénario S3. Ces dernières sont principalement visibles entre mars et mai ainsi qu'entre septembre et décembre ;
- Pour S5, nous remarquons une intensification des différences entre RCP, par rapport à celles observées sur S3. Une des modifications les plus importantes est le creusement du réservoir, plus particulièrement à l'horizon 2080 où le niveau est plus bas de 150 hm^3 par rapport au RCP 4.5 sur le même horizon. L'augmentation de la demande à l'aval, d'une part, et le renforcement des étiages estivaux dû aux changements d'apports dans le futur, d'autre part, sont à l'origine d'une vidange croissante du réservoir, pour le RCP 8.5, avec le scénario de gestion S5.

Le tableau 6.5 présente le nombre de déversements sur l'ensemble des mois de chaque simulation, soit 2880 mois au total ($12 \text{ mois} \times 30 \text{ années} \times 8 \text{ GCM/RCM}$) pour les scénarios S3 à S5. Pour l'ensemble des scénarios, les déversements sont les plus nombreux à l'horizon 2050 sous le RCP 4.5. La fréquence de ces derniers est plus importante pour le scénario S5 que pour le scénario S4, quel que soit l'horizon et le RCP considérés. Ces observations s'expliquent par le fait que la trajectoire du stock est distincte entre les scénarios à cause d'une chronique de prix différente qui influence fortement le cycle de vidange-remplissage du réservoir. Les volumes déversés les plus faibles sont constatés sur la période historique pour les scénarios S3 et S5 (0.6 % du volume total turbiné sur la période) et à l'horizon 2050 sous le RCP 4.5 pour S4 (0.2 % du volume total turbiné sur la période). Les déversements non-productibles sont, quant à eux, plus importants à l'horizon 2050 sous le RCP 8.5 et représentent entre 2.1 % et 2.2 % du volume total turbiné sur la période.

en ‰	Obs	Hist	2050		2080	
Scénarios			RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8.5
S3	1	1.7	1.7	1.4	1.4	1
S4	1	1.4	2.1	1	0.3	1
S5	1	1.7	2.4	1.4	1.7	1

TABLEAU 6.5 – Nombre d’occurrences de déversements (en ‰) pour chacun des scénarios d’analyse S3 à S5 sur le total de 2880 mois qui constituent l’ensemble des 8 GCM/RCM et des périodes de 30 ans.

6.7.2 Impacts sur la production d’énergie et les bénéfices immédiats

6.7.2.1 À l’échelle annuelle

Les figures 6.15 et 6.16 présentent, respectivement, la production d’énergie moyenne annuelle et les bénéfices immédiats moyens annuels.

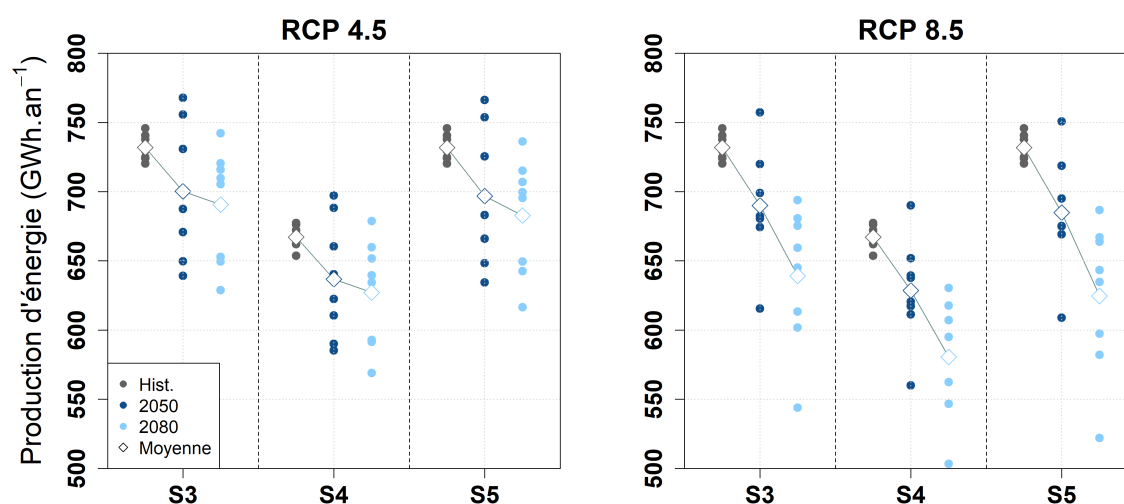


FIGURE 6.15 – Production d’énergie annuelle moyenne à Serre-Ponçon pour les scénarios S3 à S5 sous RCP 4.5 et RCP 8.5. Chaque point représente la moyenne d’un GCM/RCM sur trente ans et les marqueurs en forme de losange transcrivent la moyenne de l’ensemble formé par les huit GCM/RCM.

Production d’énergie

En période historique, la production annuelle de S4 est inférieure de 21 % à celle de S3 alors que celle de S5 est similaire.

Pour le RCP 4.5, la production de S4 diminue sur les horizons futurs. Cette baisse est de –24 % par rapport à celle de S3. Le scénario S5 présente un niveau de production à l’horizon

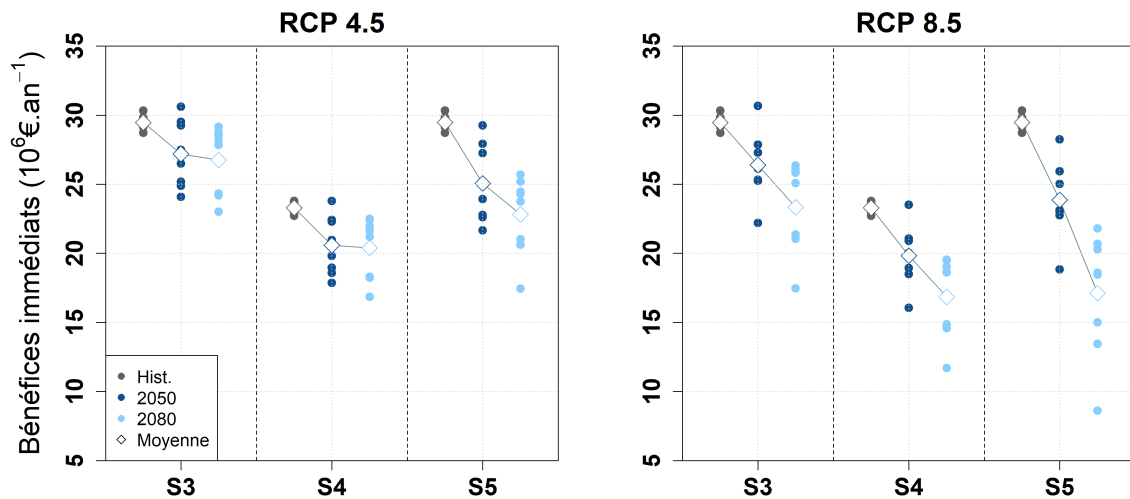


FIGURE 6.16 – Bénéfices immédiats annuels moyens à Serre-Ponçon pour les scénarios S3 à S5 sous RCP 4.5 et RCP 8.5. Chaque point représente la moyenne d'un GCM/RCM sur trente ans et les marqueurs en forme de losange transcrivent la moyenne de l'ensemble formé par les huit GCM/RCM.

2050 semblable à celui de la période historique. Cependant, nous relevons que la production à l'horizon 2080 est inférieure de 49 GWh par rapport à celle de S3.

Pour le RCP 8.5, la diminution de la production s'accroît davantage pour S4. À l'horizon 2080, elle atteint une valeur minimale de 580 GWh.an⁻¹, soit -120 GWh.an⁻¹ en dessous de l'objectif annuel de production de 700 GWh.an⁻¹. Pour S5, les pertes sont relativement faibles. Par rapport à S3, les baisses sont de -0.7 % pour 2050 et de -2.2 % pour 2080.

Bénéfices immédiats

Sur la période historique, les bénéfices immédiats du scénario S4 sont inférieurs à S3 de -21 % et ceux provenant de S5 sont similaires.

Pour le RCP 4.5, les bénéfices de S4, par rapport à S3, diminuent de -24.3 % en 2050 et de -23.9 % en 2080. Les décroissances rencontrées avec le scénario S5, en comparaison à S3, sont plus faibles. Plus précisément, elles sont de -7.7 % pour l'horizon 2050 et -14.9 % pour l'horizon 2080.

Pour le RCP 8.5, la décroissance des bénéfices augmente pour S4 à l'horizon 2080 avec une baisse supérieure de 16.8 % par rapport au RCP 4.5. Pour le scénario S5, les bénéfices diminuent de -9.5 % en 2050 et de -26.6 % en 2080. À l'horizon 2080, nous observons également que les bénéfices de S5 sont équivalents à ceux de S4.

6.7.2.2 À l'échelle mensuelle

Les figures 6.17 et 6.18 représentent le régime saisonnier de la production d'énergie moyenne mensuelle et des bénéfices immédiats moyens mensuels pour les scénarios S3 à S5 sous l'influence des RCP 4.5 et 8.5. Les principales remarques que nous pouvons faire sont :

- Sous le scénario S4, la production d'énergie baisse de plus de 60 % en avril et elle s'accroît entre septembre et décembre. La forte diminution en avril s'explique par la chronique des prix qui est plus basse sur cette période par rapport à celle de S3 ;
- Le régime saisonnier de la production du scénario S5 est très proche de celui du scénario S3. Pour S5, la production est légèrement plus basse en octobre sur les horizons futurs et nous relevons une diminution plus importante en novembre pour le RCP 8.5 ;
- Pour le régime des bénéfices, le régime du scénario S4 montre une forme différente de celle de S3, où nous observons une baisse importante des bénéfices en avril de l'ordre de 2 M€. Les bénéfices négatifs, en avril, s'expliquent par une très faible production et la part plus importante prise par les pénalités dans ce cas ;
- Le scénario S5 se caractérise par un régime des bénéfices présentant des points communs, par rapport à S3, entre janvier et juillet. Des différences surviennent entre juillet et décembre pour les horizons futurs. L'écart le plus conséquent est observable au mois d'août. À l'horizon 2050, nous notons une baisse d'1 M€ et une diminution de 1.2 M€ en 2080. La différence majeure en août provient de la mise en place de fortes pénalités car la contrainte de cote touristique n'est pas respectée afin de satisfaire la demande en eau à l'aval (contrainte stricte).

En résumé, la modification de la chronique des prix a un impact fort, à la fois sur le régime de la production d'énergie et sur celui des bénéfices immédiats. La demande en eau à l'aval a un impact moindre sur le régime de la production d'électricité mais elle a une influence sur celui des bénéfices immédiats lorsque les autres contraintes de gestion du réservoir ne sont pas respectées.

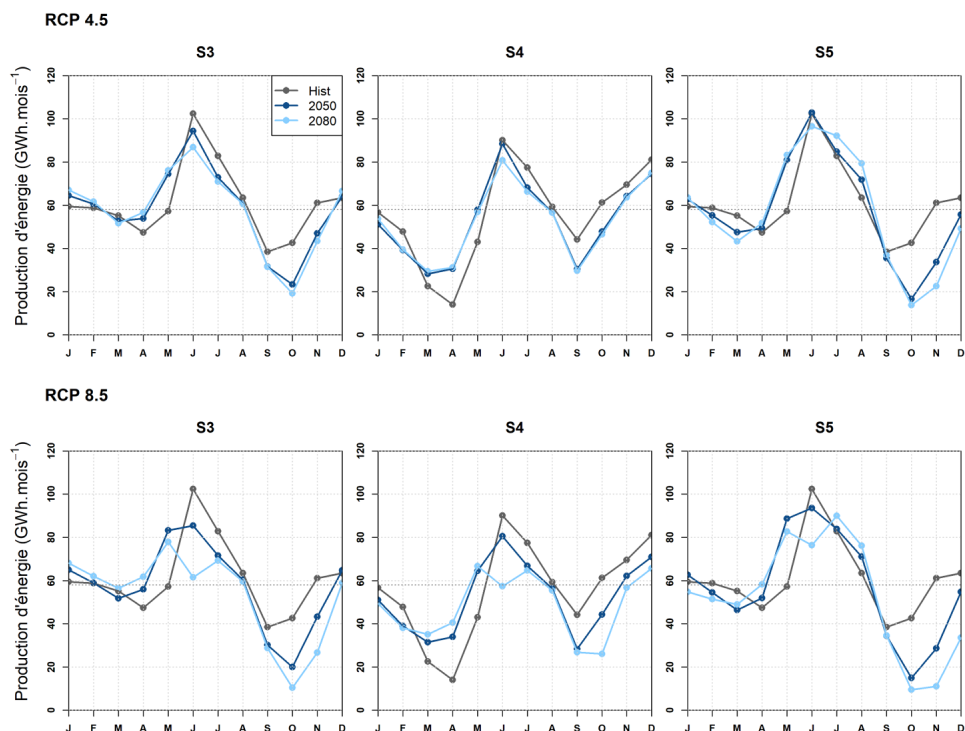


FIGURE 6.17 – Régime saisonnier de la production d'énergie à Serre-Ponçon de l'ensemble formé par les huit GCM/RCM pour les scénarios S3 à S5 sous le RCP 4.5 et le RCP 8.5.

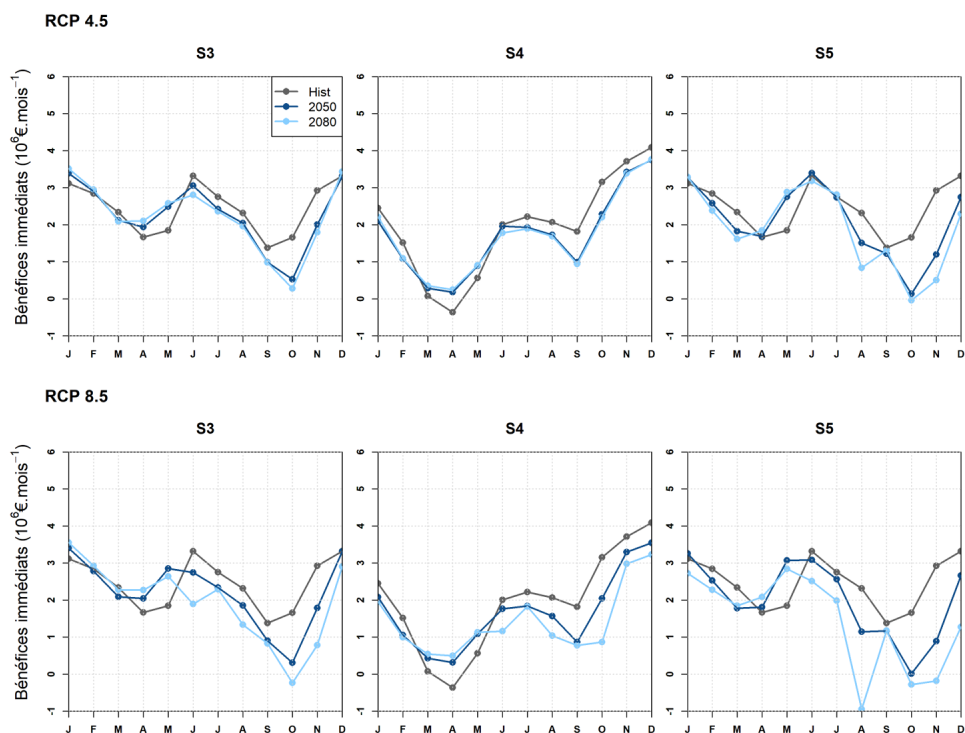


FIGURE 6.18 – Régime saisonnier des bénéfices immédiats à Serre-Ponçon moyennés sur les huit GCM/RCM pour les scénarios S3 à S5 sous le RCP 4.5 et le RCP 8.5.

6.7.3 Impacts sur les indicateurs de performance du système eau-énergie

Les figures 6.19 et 6.20 présentent, aux échelles annuelle et mensuelle, l'évolution des indicateurs de performance pour la production d'électricité avec les scénarios de gestion S3 à S5. La fiabilité, la résilience et la vulnérabilité ont été calculées sur les trois périodes d'étude et pour les deux scénarios RCP.

6.7.3.1 À l'échelle annuelle

La fiabilité présente des évolutions similaires sur les trois scénarios. Pour le RCP 4.5, la diminution de la fiabilité est de 15 points en moyenne à l'horizon 2050, ce qui implique que le nombre d'années où la production est satisfaisante évolue, sur la période historique, de 24 années à 19.5 années sur 30. À l'horizon 2080, la fiabilité enregistre une baisse de 13 points, portant le nombre d'années dans un état satisfaisant à 20.1 années. Pour le RCP 8.5, la fiabilité décroît plus spécifiquement à l'horizon 2080, de l'ordre de -27 points, sur l'ensemble des trois scénarios de gestion. Cette baisse signifie que le nombre d'années satisfaisantes, vis-à-vis de la valeur seuil de production, est de 15.7 années à l'horizon 2080. Nous ne constatons pas d'impacts des scénarios S4 et S5 sur les performances du système par rapport à celles observées dans le cadre du scénario S3.

Pour la résilience, des distinctions plus notables apparaissent même si les trois scénarios ont une durée de défaillance similaire (1.4 années). Pour le RCP 4.5, la diminution de la résilience est moins conséquente pour S4 que pour les scénarios S3 et S5. La durée moyenne d'une défaillance ne varie presque pas en 2050 pour S4 alors qu'elle s'accroît de 0.4 année en 2080 (0.6 année pour S3 et S5). Avec le RCP 8.5, cette durée est la même pour S4 et S5, c'est-à-dire 1.7 années. À l'horizon 2080, le scénario S5 se démarque légèrement de S4, avec une durée moyenne respective de 2.2 années et de 2.3 années (2 années pour S3). L'augmentation de la demande en eau induirait une hausse de la durée moyenne de défaillance. L'interprétation de la modification des prix de l'électricité est plus complexe car la durée de défaillance de S4, par rapport à S3, peut varier selon le RCP. Pour la demande en eau à l'aval, la résilience diminue continuellement entre 2050 et 2080 ainsi qu'entre les deux RCP.

Pour la vulnérabilité, les scénarios S3 et S5 ont des évolutions similaires sur l'ensemble des périodes et des deux RCP. Le scénario S4 se démarque des deux autres par une vulnérabilité plus grande de 5 GWh.an^{-1} avec le RCP 4.5 et plus basse de 5 GWh.an^{-1} avec le RCP 8.5. Ces observations nous indiquent que la modification du signal sinusoïdal des prix de l'électricité a une plus grande influence que la hausse de la demande en eau sur l'ampleur de la défaillance moyenne du système.

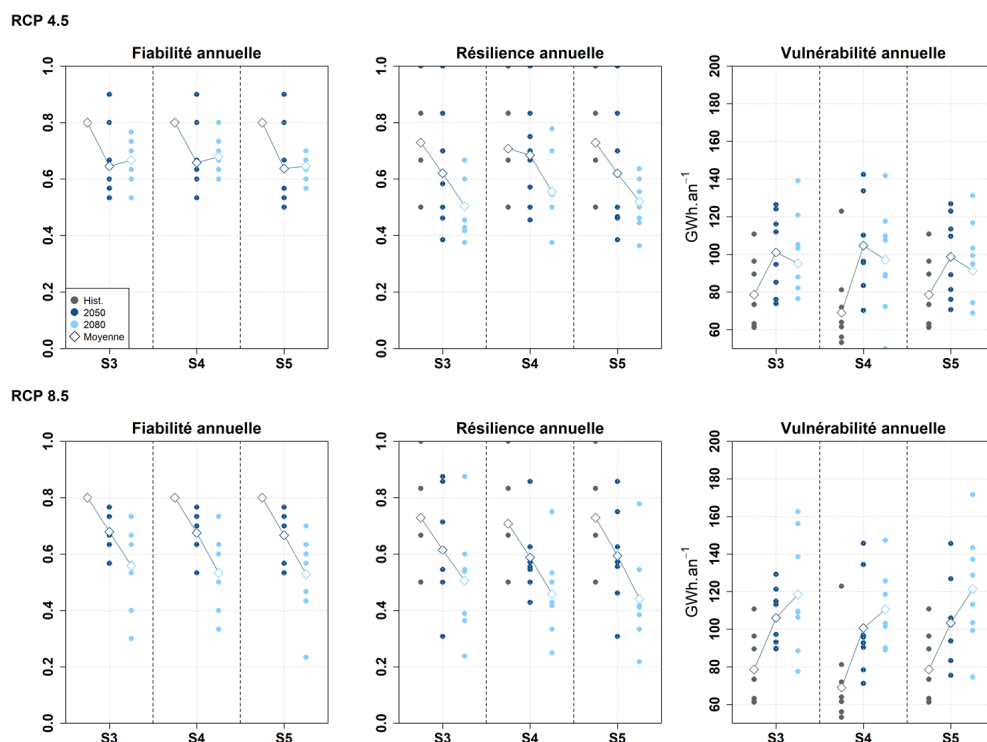


FIGURE 6.19 – Indicateurs de performance pour la production d’énergie annuelle à Serre-Ponçon : fiabilité (à gauche), résilience (au milieu), vulnérabilité (à droite), dans le cadre des scénarios RCP 4.5 et 8.5.

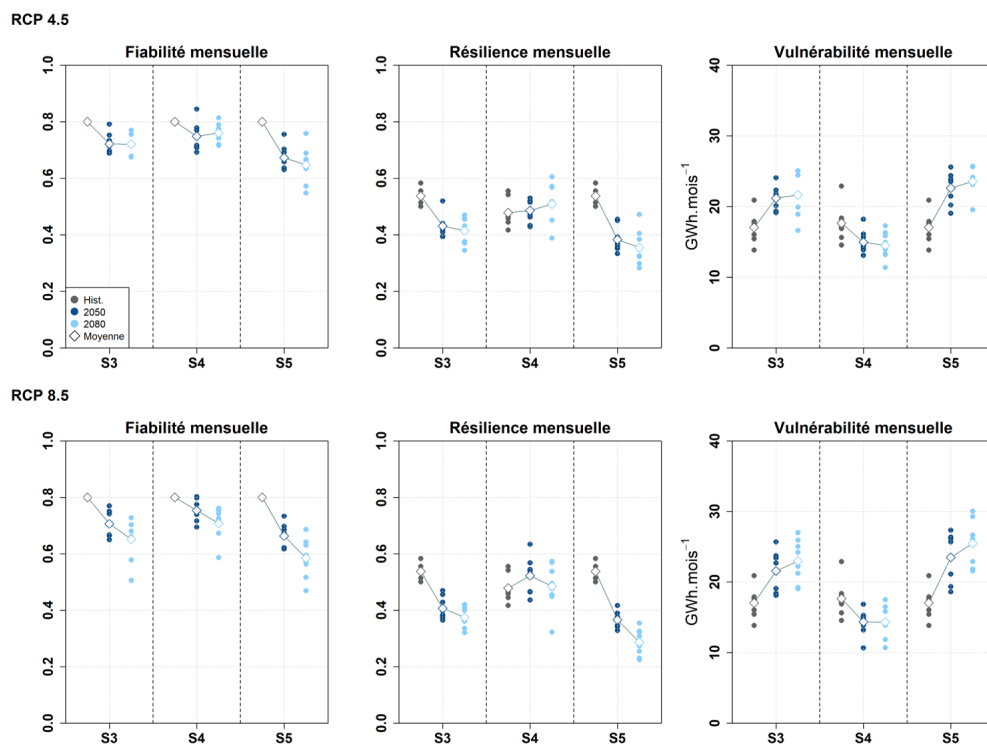


FIGURE 6.20 – Indicateurs de performance du système pour la production d’énergie mensuelle à Serre-Ponçon : fiabilité (à gauche), résilience (au milieu), vulnérabilité (à droite), dans le cadre des scénarios RCP 4.5 et 8.5.

6.7.3.2 À l'échelle mensuelle

Sur toutes les périodes et les RCP, la fiabilité de S4 diminue moins que celle de S3 et à l'inverse, celle du scénario S5 chute plus rapidement. Cela nous informe que la modification de la sinusoïde des prix de l'électricité a permis de réduire légèrement l'occurrence des états non-satisfaisants. Cependant, l'augmentation de la demande en eau à l'aval a produit l'effet contraire, c'est-à-dire à accentuer le nombre d'épisodes de défaillance du système à l'échelle mensuelle.

Nos observations sur la fiabilité trouvent une résonance à la lecture des résultats de la résilience. En effet, nous relevons que la résilience de S4 augmente dans le futur alors que celle de S5 décroît davantage avec l'horizon le plus lointain et le RCP le moins optimiste. Ces variations indiquent une réduction de la durée moyenne de défaillance pour S4. Au contraire, les évolutions de la résilience, pour le scénario S5, nous renseignent sur une hausse de la durée moyenne des états non-satisfaisants de la production d'énergie.

Pour la vulnérabilité, l'ampleur des défaillances diminue dans le futur pour S4, de l'ordre de -3 GWh.mois^{-1} au sein des deux RCP. La tendance constatée, au niveau de la fiabilité et de la résilience, se confirme avec la vulnérabilité de S5 car celle-ci augmente dans le futur sur l'ensemble des périodes d'étude et des RCP. Le déficit de production, lors des phases de défaillance, s'accroît de 5.6 à $6.5 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour le RCP 4.5 et de 6.5 à $8.4 \text{ GWh.mois}^{-1}$ pour le RCP 8.5.

En résumé, les indicateurs de performance pour la production d'énergie sont plus sensibles à une modification des chroniques des prix de l'électricité qu'à la modification de la demande en eau à l'aval. Cette sensibilité est également plus importante à l'échelle mensuelle qu'à l'échelle annuelle. Enfin, l'accroissement de la demande en eau à l'aval augmente la vulnérabilité du système pour la production, plus particulièrement à l'échelle mensuelle.

6.8 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons modélisé la gestion du réservoir de Serre-Ponçon pour différents scénarios de gestion avec un modèle de programmation dynamique stochastique. Nous avons mis en lumière la manière dont les changements climatiques pourraient modifier les trajectoires de stock du réservoir ainsi que la production d'énergie et les bénéfices qui en découlent.

Dans un premier temps, nous avons analysé l'évolution des trajectoires de stock du réservoir pour différents scénarios de gestion où le nombre d'usages augmentait graduellement entre ces derniers (S0 à S3). Pour le scénario de référence S3, prenant en compte l'ensemble des usages, nous avons remarqué un stock futur plus important au printemps jusqu'à $+22 \%$ (RCP 8.5 en 2080) par rapport à la période historique. Cependant, nous avons aussi relevé une vidange d'une ampleur plus grande entre les mois de juillet et d'octobre. Plus précisément, ce déstockage peut être supérieur de $+20 \%$ à l'horizon 2080 avec le RCP 8.5.

Les modifications des trajectoires de stock rencontrées traduisent les évolutions de la production d'énergie de la centrale hydroélectrique telle que modélisée ici, ainsi que les bénéfices immédiats associés à la gestion. En considérant à nouveau le scénario S3, la baisse de la production s'échelonne de -4.4% à -12.7% , par rapport à la période historique, selon l'horizon et le RCP considérés. Pour les bénéfices immédiats, nous avons constaté des diminutions comprises entre -7.8% et -21% . L'analyse des indicateurs RRV a permis de quantifier les évolutions futures des performances du système pour la production d'énergie. Ces derniers révèlent, en moyenne, une situation moins favorable dans le futur par rapport à la période historique de référence et d'autant plus lorsque nous évoluons de l'horizon 2050 à 2080 et du RCP 4.5 au RCP 8.5. Pour le scénario de gestion de référence (S3), la fiabilité du système de Serre-Ponçon (nombre d'états satisfaisants) diminuerait de l'ordre de -17.5% à -35.1% et la résilience (inverse de la durée moyenne de la période de défaillance) de l'ordre de -12.3% à -40.4% . La vulnérabilité (amplitude moyenne du déficit) serait en hausse de $+32\%$ à $+56\%$.

L'ensemble de ces résultats a mis en évidence qu'une perte de production d'énergie en climat futur est associée à une perte de bénéfices dont la proportion est plus conséquente. Même dans le cadre de règles de gestion optimale, il peut devenir difficile de satisfaire tous les usages et contraintes. Ces conclusions permettent de faire écho à celles sur la flexibilité de systèmes hydriques déterminés avec le nouvel indicateur fondé sur les courbes guides de remontée. En effet, la diminution des performances du système, pour la production d'énergie et plus particulièrement pour les bénéfices immédiats potentiels, trouve une analogie avec la diminution future du niveau de satisfaction de la contrainte de cote estivale dans le cadre de la gestion s'appuyant sur les courbes guides de remontée.

À travers l'étude simplifiée de sensibilité que nous avons menée, nous avons montré que la modification de la chronique de prix a eu beaucoup plus d'influence sur le système que la modification de la demande à l'aval. En effet, cette sensibilité aux cycles de prix a des conséquences directes sur la production d'énergie et les bénéfices immédiats qui en résultent. Cela peut conduire à des pertes de performance du système avec une diminution de la fiabilité et de la résilience, s'accompagnant d'une augmentation de la vulnérabilité du système.

Dans le chapitre suivant, nous nous proposons d'étendre l'approche mise en œuvre à Serre-Ponçon aux trois autres réservoirs étudiés dans cette thèse. L'objectif est de proposer une généralisation de la méthodologie tout en cherchant à démontrer les relations possibles entre les anomalies des variables climatiques et les taux de variation de la production énergétique.

Chapitre 7

Vers une généralisation du lien entre indicateurs hydroclimatiques et énergétiques

Ce chapitre s'intéresse à la généralisation du lien entre indicateurs hydroclimatiques et énergétiques :

- Dans un premier temps, nous appliquons le modèle de gestion SDP aux trois autres réservoirs (Bort-les-Orgues, Vouglans et Castillons) sur l'ensemble des périodes étudiées et des RCP ;
- Nous analysons ensuite l'évolution des trajectoires de stock, celle de la production d'énergie et celle des bénéfices immédiats à l'aide de trois scénarios de gestion. Nous considérons deux échelles : annuelle et mensuelle ;
- Les indicateurs de performance RRV sont évalués vis-à-vis de la production d'énergie à l'échelle annuelle ;
- Nous explorons le lien entre les indicateurs climatiques et hydrologiques abordés dans le chapitre 4 ainsi que les indicateurs énergétiques présentés dans ce chapitre et le chapitre 6.

7.1 Introduction

Nous appliquons la démarche décrite dans le chapitre précédent aux trois autres réservoirs étudiés dans cette thèse : les lacs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon. Ces réservoirs présentent des caractéristiques communes avec celui de Serre-Ponçon, comme la production d'électricité et la présence d'une contrainte de cote touristique en été. Cependant, la part de sollicitation du stock pour les besoins en irrigation à l'aval est moins forte. Ainsi, pour ces réservoirs, nous n'avons considéré que la satisfaction du débit réservé à l'aval. La mise en œuvre de la modélisation et les résultats obtenus sont présentés dans ce qui suit.

7.2 Mise en œuvre de la modélisation

7.2.1 Construction des scénarios de gestion

Nous évaluons la gestion des réservoirs pour trois scénarios de gestion, définis de manière similaire à l'étude conduite dans le chapitre 6 concernant les scénarios S3, S4 et S5 (tableau 6.1) :

- Le scénario **S3** désigne le scénario de référence où nous utilisons la chronique sinusoïdale des prix de l'électricité sur la période 2009-2016, la satisfaction du débit réservé à l'aval et la prise en compte d'une contrainte de cote touristique estivale.
- Le scénario **S4** se distingue de S3 par l'utilisation d'une chronique de prix spécifique à l'année 2016, où l'amplitude des prix mensuels est plus importante.
- Enfin, dans le scénario **S5**, nous faisons varier la demande en eau à l'aval. Dans ce chapitre, cette demande porte sur le débit réservé. Nous détaillons, dans les parties suivantes, les débits réservés considérés en climat présent et comment nous les modifions aux horizons 2050 et 2080.

7.2.2 Débit réservé en climat présent

Les débits réservés des trois réservoirs ont été introduits dans le chapitre 3 (tableau 3.3). Pour le barrage de Bort-les-Orgues, ce dernier est de $2.5 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ tout au long de l'année. Pour les réservoirs de Vouglans et de Castillon, nous avons dû faire des hypothèses simplificatrices pour choisir la valeur du débit réservé à appliquer :

- À Vouglans, il n'y a pas de débit minimum défini à l'aval immédiat du réservoir (communication personnelle, EDF-DTG Grenoble). En effet, le barrage présente un fonctionnement atypique. Selon l'article R 214-111 du Code de l'environnement, le bassin de démodulation¹ du réservoir de Vouglans constitue lui-même un réservoir hydroélectrique. En effet, à l'aval du barrage de Vouglans, nous répertorions un enchaînement de plusieurs réservoirs successifs : Sault Mortier, Coiselet, Bolozon et Allement (figure 7.1, source : EDF - GEH Jura Bourgogne²). Pour ce cas précis, comme nous nous intéressons uniquement au sys-

1. Le bassin de démodulation est un bassin se situant à la sortie immédiate de la centrale hydroélectrique. Ce bassin permet de restituer progressivement à la rivière l'eau turbinée pour la production d'énergie.

2. https://massif-du-jura.developpement-edf.com/images/edf-1r1t-massif-jura-plaquette_ain.pdf (dernière consultation le 08/02/2021)

tème de Vouglans, nous avons choisi d'utiliser le débit réservé disponible le plus proche, c'est-à-dire celui du réservoir d'Allement, qui est de $12.3 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$.

- Pour le réservoir de Castillon, nous observons une configuration similaire à celle de Vouglans. Ainsi, le débit réservé est assuré à l'aval par le barrage de Chaudanne qui constitue le bassin de démodulation de Castillon. Le débit réservé est de $1.5 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ entre le 1^{er} juillet et le 15 septembre et de $3 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ pour le reste de l'année.

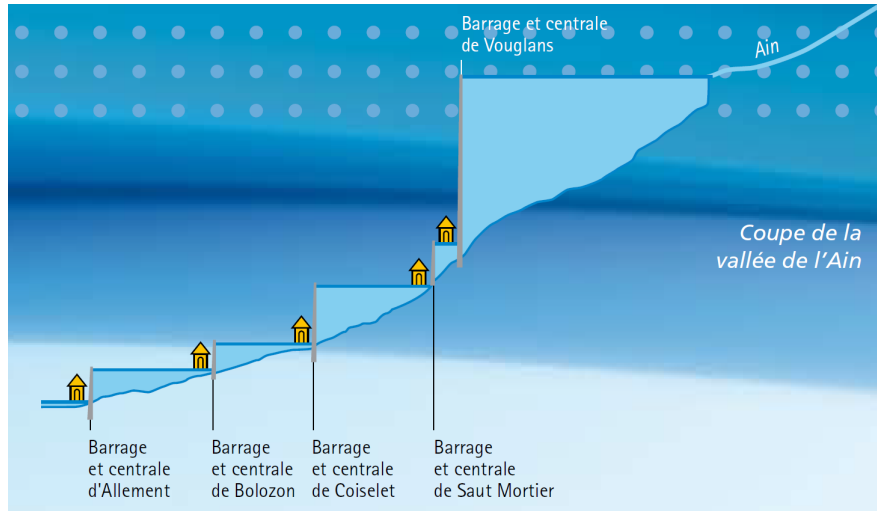


FIGURE 7.1 – Schéma des réservoirs hydroélectriques successifs à l'aval du barrage de Vouglans sur l'Ain (source : EDF - GEH Jura Bourgogne)

7.2.3 Débit réservé en climat futur

Pour définir les débits réservés futurs pour le scénario de gestion S5, nous nous sommes appuyés sur les débits réservés de la période historique. L'idée est de compenser les pertes estimées des débits d'apports dans le futur (chapitre 4). Ainsi, pour le réservoir de Castillon, le débit réservé du Verdon est modifié pendant la période de juillet à septembre.

A partir de ce constat, nous avons choisi de faire varier le débit réservé à l'échelle saisonnière en nous appuyant sur les taux de variation des débits d'apports saisonniers du réservoir, déterminés dans le chapitre 4 (tableau 4.6). Nous rappelons que le taux de variation du débit, pour chaque saison, entre la période historique et l'horizon futur (2050 ou 2080), est calculé selon l'équation 6.1 :

$$TV = \frac{Q_F - Q_H}{Q_H} * 100 \quad (7.1)$$

où TV est le taux de variation (en %) entre la période historique et l'horizon futur, Q_H est le débit d'apport saisonnier ($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$) de la période historique et Q_F est le débit d'apport saisonnier ($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$) de l'horizon futur. Chaque débit saisonnier est déterminé en effectuant la moyenne des débits mensuels des trois mois constituant une saison (DJF pour l'hiver, MAM pour le printemps, JJA pour l'été et SON pour l'automne).

A partir de l'équation 7.1, nous obtenons un taux de variation pour chaque horizon (2050 et 2080) et chaque RCP (4.5 et 8.5), et ce pour chaque bassin et chaque saison. Nous nous intéressons ici uniquement aux taux de variation négatifs, qui représentent une perte de débit entre les périodes historique et future. Cela est dû au fait que nous souhaitons obtenir de nouveaux débits réservés plus élevés qui compensent les diminutions des débits d'apports à l'avenir telles qu'estimées par les projections climatiques.

Ensuite, nous appliquons les taux de variation au débit réservé historique pour obtenir la différence de débit réservé, en $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$, entre la période historique et la période future (2050 ou 2080) :

$$\Delta_{HF} = Qr_H * abs(TV) \quad (7.2)$$

où Δ_{HF} est la différence de débit réservé (en $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$), entre la période historique et la période future, Qr_H est le débit réservé sur la période historique.

Les écarts Δ_{HF} calculés sont ensuite ajoutés au débit réservé historique pour obtenir une projection du débit réservé futur, déterminé à partir de l'équation suivante :

$$Qr_F = Qr_H + \Delta_{HF} \quad (7.3)$$

où Qr_F est le débit réservé saisonnier futur (en $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$), Qr_H est le débit réservé saisonnier historique et Δ_{HF} est la différence des débits réservés saisonniers entre la période historique et la période future.

Les différences Δ_{HF} calculées par saison sont disponibles dans le tableau 7.1. La figure 7.2 synthétise les nouvelles valeurs des débits réservés utilisés dans le scénario S5 pour les horizons 2050 et 2080, dans le cadre des RCP 4.5 et 8.5. Lorsque le taux de variation, entre périodes historique et future, est positif, le débit réservé futur conserve la valeur historique ($Qr_H = Qr_F$).

Δ_{HF} ($\text{m}^3.\text{s}^{-1}$)	Bort-les-Orgues		Vouglans		Castillon	
RCP 4.5	2050	2080	2050	2080	2050	2080
DJF	-	-	-	-	-	-
MAM	0.03	0.02	0.34	0.57	0.23	0.23
JJA	0.30	0.24	2.23	1.50	0.87	0.88
SON	0.22	0.40	-	0.50	0.61	0.81
RCP 8.5	2050	2080	2050	2080	2050	2080
DJF	-	0,08	-	-	-	-
MAM	0.03	0.13	0.49	0.91	0.35	0.56
JJA	0.26	0.69	1.14	3.21	1.09	1.59
SON	0.36	0.81	0.54	0.79	0.54	1.06

TABLEAU 7.1 – Estimation des différences Δ_{HF} , exprimées en $\text{m}^3.\text{s}^{-1}$, entre le débit réservé historique et les débits réservés futurs du scénario de gestion S5. Les cases sans données indiquent que le débit réservé futur reste inchangé par rapport à celui de la période historique.

Pour les réservoirs de Bort-les-Orgues et de Vouglans, nous observons que les débits réservés futurs ne sont plus constants sur l’année, par rapport à celui de la période historique. Pour Bort-les-Orgues, nous notons une augmentation des débits entre le mois de mai et le mois de novembre pour les deux scénarios RCP. Cette hausse est plus prononcée pour le RCP 8.5, particulièrement à l’horizon 2080.

L’accroissement futur du débit réservé du réservoir de Vouglans est principalement visible sur la période de juin à septembre. Tout au long de ces quatre mois, l’augmentation est plus conséquente en 2050 ($+2 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$) qu’en 2080 ($+1.5 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$) pour le RCP 4.5. Nous constatons l’inverse sur le RCP 8.5, avec une hausse plus forte à l’horizon 2080 ($+3.2 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$) qu’à l’horizon 2050 ($+1.2 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$).

Le réservoir de Castillon se caractérise par un débit réservé, sur la période historique, qui évolue au cours de l’année avec une valeur réglementaire plus basse durant la saison estivale. La transposition de cette particularité est visible sur les horizons futurs bien que nous constatons une hausse du débit réservé en 2050 et en 2080.

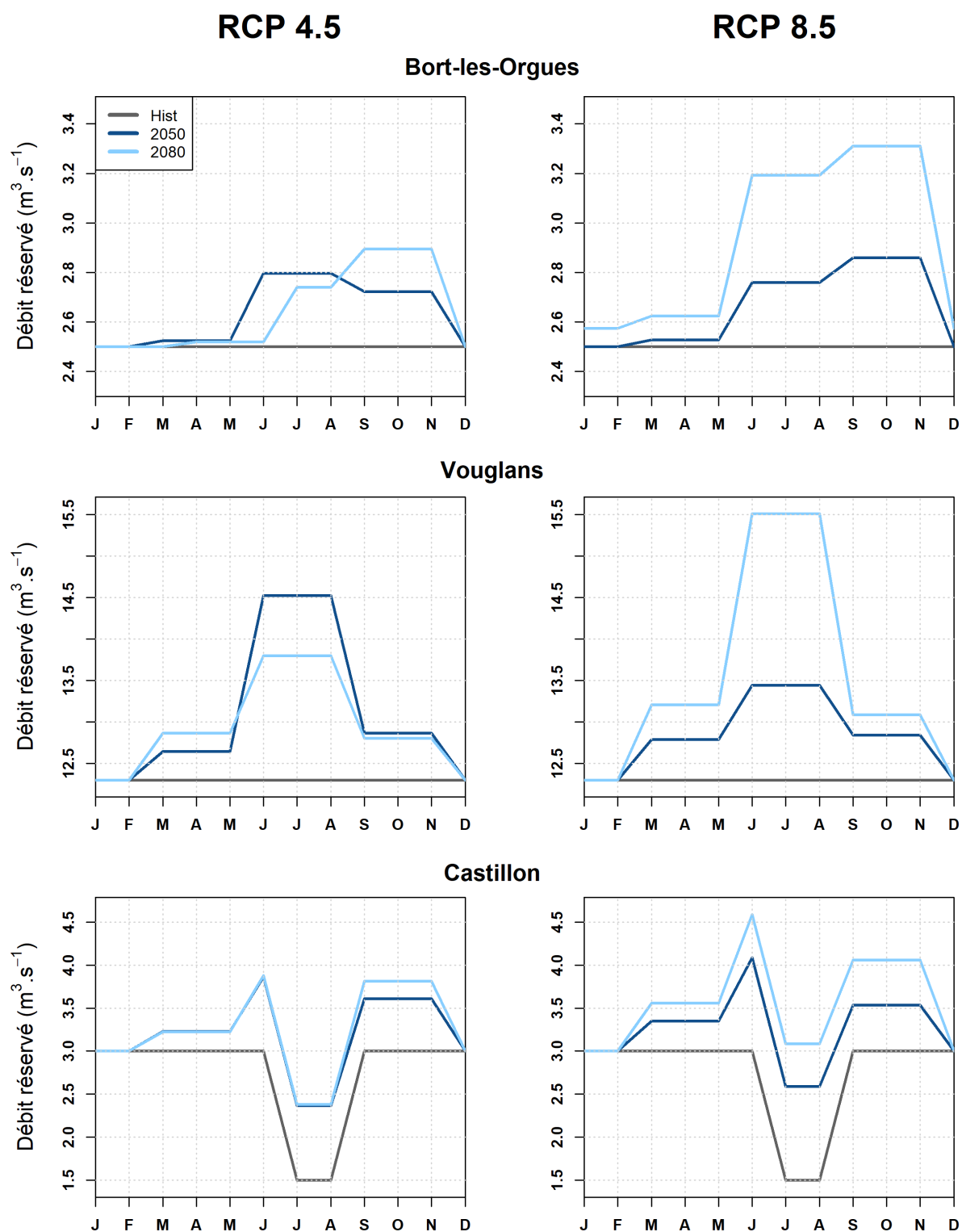


FIGURE 7.2 – Débits réservés de la période historique et projections des débits réservés sur les horizons futurs 2050 et 2080 (RCP 4.5 et RCP 8.5.) pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, Vouglans et Castillon.

7.3 Évolution des trajectoires de stock des réservoirs

Les figures 7.3, 7.4 et 7.5 présentent l'évolution des trajectoires de stock pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon.

7.3.1 Bort-les-Orgues

Pour notre modélisation de Bort-les-Orgues, le cycle de vidange-remplissage, sur toutes les périodes, est moins marqué que celui de Serre-Ponçon pour le scénario de gestion de référence S3. Nous notons principalement une augmentation du volume du stock à partir du mois de mai pour assurer la fourniture du débit réservé en été, avec la diminution des débits d'apports à cette même période. Le barrage de Bort-les-Orgues est un ouvrage de moyenne-chute. Etant donné que l'objectif du modèle SDP est de maximiser les bénéfices, le niveau du réservoir est souvent au plus haut pour avoir une hauteur de chute plus importante et une production d'électricité plus conséquente.

Le scénario S4 modifie sensiblement la trajectoire du stock. Nous notons, plus particulièrement, un niveau plus bas en hiver de -7.5% par rapport au scénario S3. La variation du stock suit de près la sinusoïde des prix de 2016 avec une vidange, entre octobre et février, où les prix de l'électricité sont au plus haut durant cette période. Entre janvier et juin, une phase de remplissage s'opère car les prix diminuent. Il y a donc constitution d'un stock en prévision de la saison estivale avec une baisse des débits d'apports. Nous observons que les trajectoires des périodes futures sont inférieures à celles de la période historique, avec une diminution plus marquée entre 2050 et 2080. L'écart entre les deux horizons s'agrandit en passant du RCP 4.5 au RCP 8.5.

Pour le scénario S5, nous remarquons un comportement similaire au scénario S3. Nous ne notons pas de différences particulières entre les RCP, sauf à l'automne, pour le RCP 8.5, où nous observons une démarcation des trajectoires des horizons 2050 et 2080. L'ensemble de l'analyse des scénarios semble indiquer que la variabilité des prix de l'électricité (scénario S4) influe plus fortement sur l'évolution du stock que l'augmentation de la demande en eau (débit réservé) à l'aval (scénario S5).

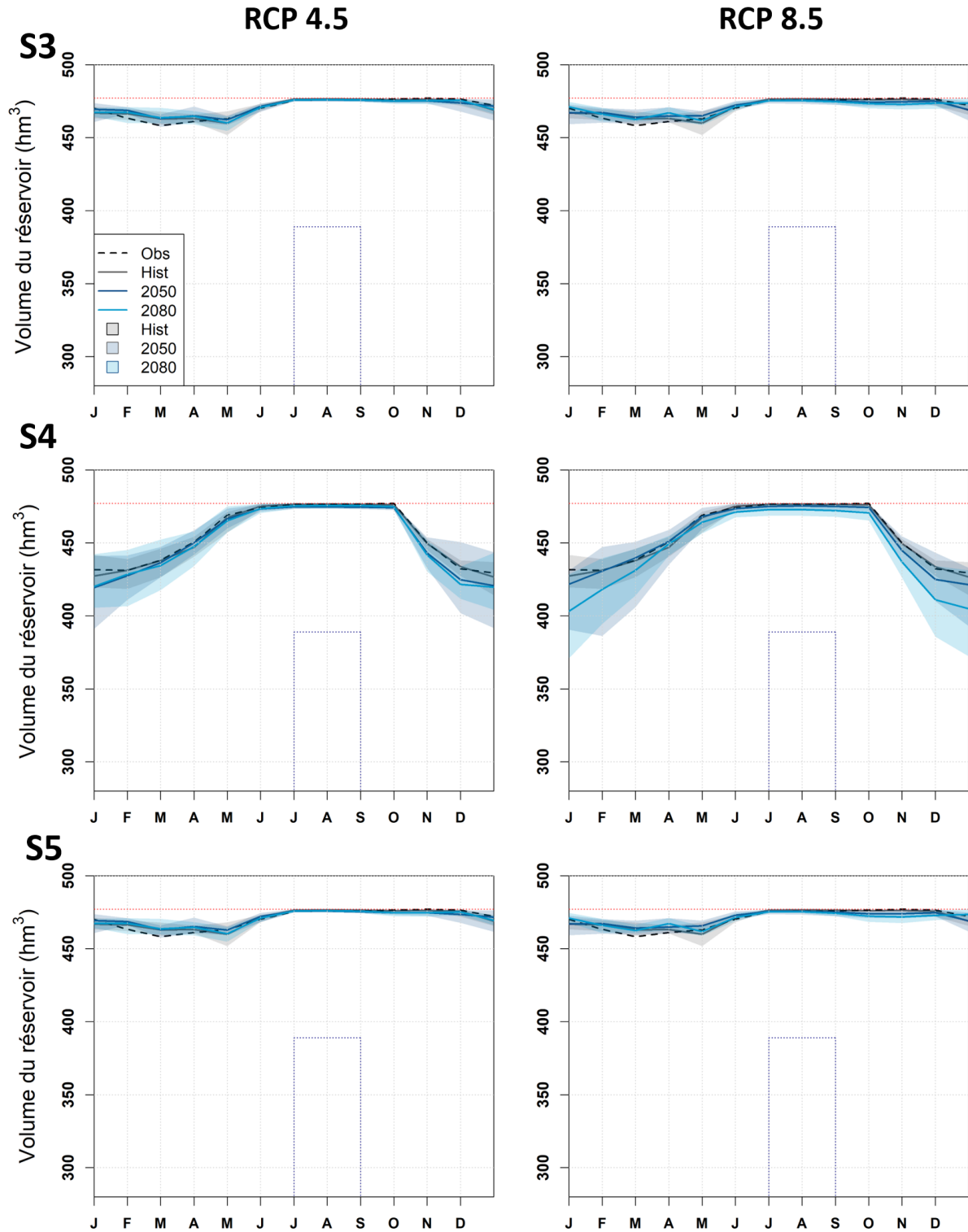


FIGURE 7.3 – Evolution du stock du réservoir de Borg-les-Orgues pour trois scénarios de gestion sous deux scénarios RCP (4.5 et 8.5) pour les observations (1976-2005), les projections historiques (1976-2005), l’horizon 2050 (2036-2065) et l’horizon 2080 (2066-2095). L’enveloppe colorée, de part et d’autre de chaque ligne, représente les valeurs minimales et maximales de l’ensemble des huit GCM/RCM.

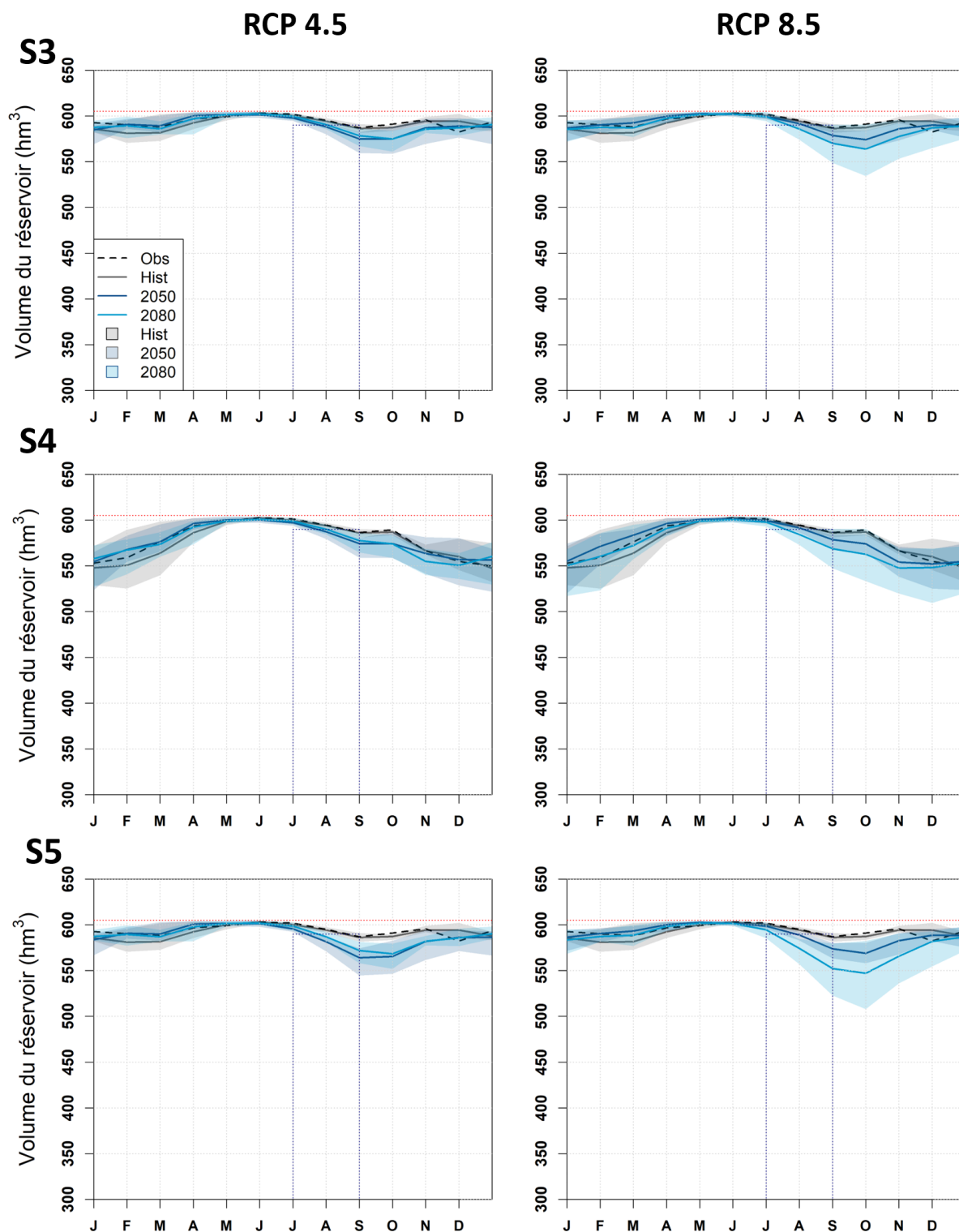


FIGURE 7.4 – Evolution du stock du réservoir de Vouglans pour trois scénarios de gestion sous deux scénarios RCP (4.5 et 8.5) pour les observations (1976-2005), les projections historiques (1976-2005), l’horizon 2050 (2036-2065) et l’horizon 2080 (2066-2095). L’enveloppe colorée, de part et d’autre de chaque ligne, représente les valeurs minimales et maximales de l’ensemble des huit GCM/RCM.

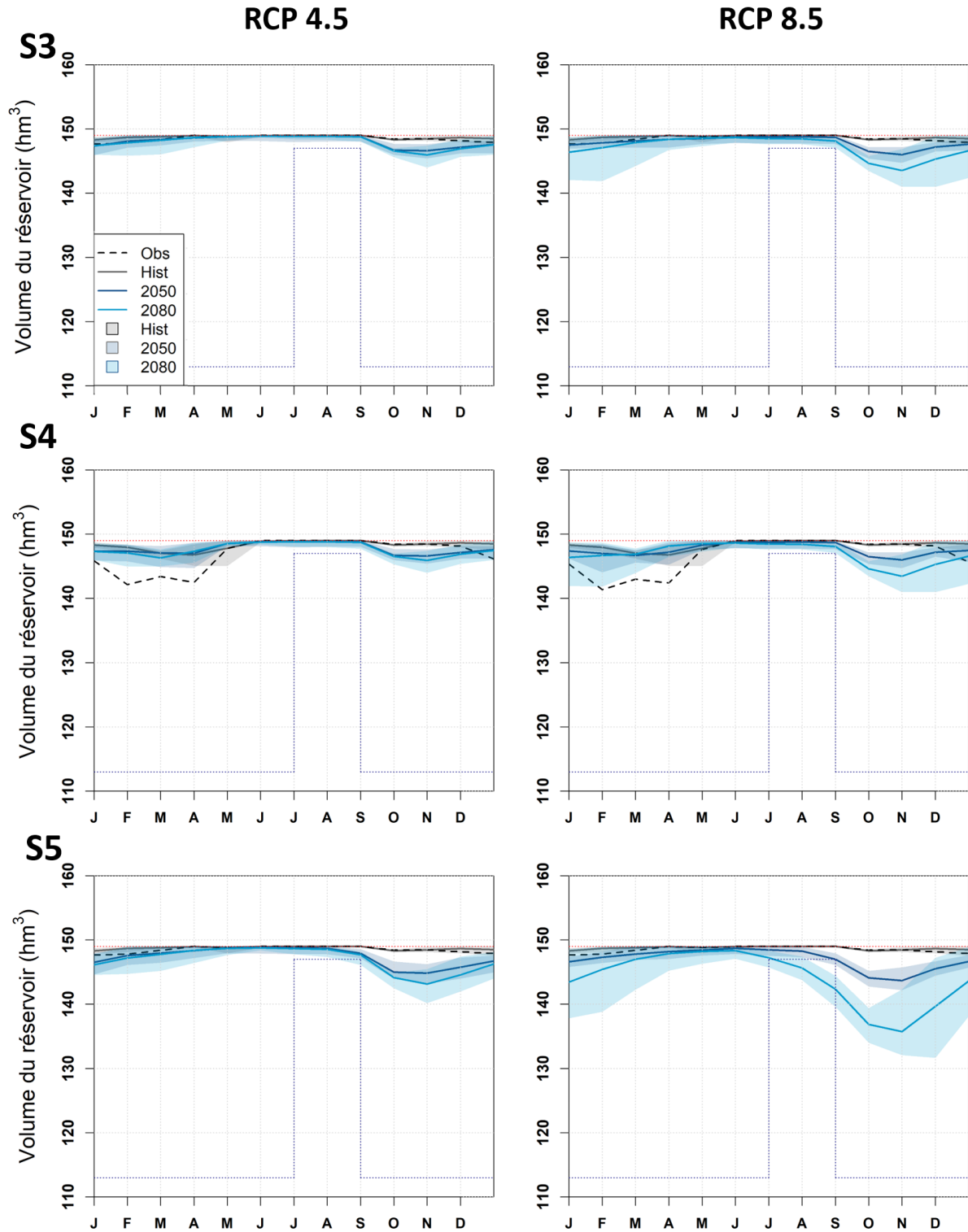


FIGURE 7.5 – Evolution du stock du réservoir de Castillon pour trois scénarios de gestion sous deux scénarios RCP (4.5 et 8.5) pour les observations (1976-2005), les projections historiques (1976-2005), l’horizon 2050 (2036-2065) et l’horizon 2080 (2066-2095). L’enveloppe colorée, de part et d’autre de chaque ligne, représente les valeurs minimales et maximales de l’ensemble des huit GCM/RCM.

7.3.2 Vouglans

Pour le réservoir de Vouglans, avec le scénario S3, nous constatons une cyclicité plus marquée que celle de Bort-les-Orgues. Cette différence peut s'expliquer principalement par le débit réservé de Vouglans qui est cinq fois supérieur à celui de Bort-les-Orgues. Pour l'ensemble des périodes, une phase de remplissage s'observe entre janvier et juin qui est suivie d'une phase de déstockage entre juillet et octobre. Pour les scénarios RCP, la différence entre l'horizon 2050 et l'horizon 2080 augmente avec le RCP 8.5. Ces distinctions sont plus spécifiquement visibles entre les mois d'août et de novembre. Nous relevons également un accroissement de l'enveloppe de 2080 sur cette période, c'est-à-dire une augmentation de la variabilité des huit paires de GCM/RCM.

Le scénario S4 se distingue de S3 par un volume plus bas de -6.8% en janvier et en décembre. Nous observons aussi une vidange continue du réservoir entre juillet et décembre. L'augmentation des prix de l'électricité, entre juillet et novembre, ainsi que la hausse des apports au réservoir, entre août et décembre, contribuent à la vidange du réservoir.

Le scénario S5 diffère du scénario S3 par une augmentation de la vidange pour les horizons futurs, en particulier pour le RCP 8.5. Ainsi, sur ce RCP à l'horizon 2080, le volume du réservoir diminue jusqu'à -4.5% par rapport au scénario S3. Cette hausse de la diminution du stock résulte de l'augmentation du débit réservé à l'aval, qui s'accroît de $+26\%$ par rapport au débit réservé de la période historique. À cela s'ajoute le non respect de la contrainte de cote. Cette défaillance est particulièrement importante avec le RCP 8.5, jusqu'à -50 hm^3 en 2080 par rapport au volume minimum requis de 590 hm^3 pour satisfaire l'ensemble des activités récréo-touristiques.

7.3.3 Castillon

Au sein du réservoir de Castillon, nous ne remarquons pas de modifications de la trajectoire du stock entre les scénarios sur la période historique. Dans le futur et sur l'ensemble des scénarios, nous relevons seulement une légère vidange à l'automne, qui est plus importante en 2080 avec le RCP 8.5.

Avec le scénario de gestion S4, nous constatons d'abord que la trajectoire des observations est différente de celle des projections historiques entre le mois de janvier et le mois de juin. Cet écart peut s'expliquer par des débits observés plus bas, entre décembre et février, que les débits simulés sur la période historique (figure 4.10 et tableau 4.6, chapitre 4). Ceci conduit à la construction de matrices de transition différentes. Les divergences de trajectoires sont aussi renforcées dans la politique de gestion par la chronique des prix, qui a une amplitude plus importante. Nous rappelons également que les prix de décembre sont supérieurs à ceux de janvier pour S4, alors qu'ils sont d'un niveau équivalent pour le scénario S3. Les trajectoires de stock des projections historiques et futures sont proches de celles du scénario de gestion S3.

Le scénario S5 affecte les trajectoires de manière plus importante. Sur le RCP 4.5, la limite de la trajectoire la plus basse atteint 140 hm^3 alors qu'elle ne descend pas sous les 145 hm^3 pour le scénario S3. Le RCP 8.5 se distingue davantage avec un niveau, en 2050, plus bas en janvier et en décembre, par rapport à S3 sur le même RCP. Nous remarquons également que la vidange parvient à un point plus bas en novembre, de -6.9% par rapport à S3. La contrainte de cote n'est pas non plus satisfaite à l'horizon 2080, avec une vidange du réservoir qui commence dès début juillet pour satisfaire l'augmentation du débit réservé. En effet, parmi les trois barrages analysés dans cette partie, le réservoir de Castillon rencontre les plus fortes baisses des apports, qui peuvent atteindre jusqu'à -52.9% en été avec le RCP 8.5 à l'horizon 2080 (figure 4.10 et tableau 4.6, chapitre 4). L'ensemble de ces observations indique qu'un réservoir plus petit, par rapport à Serre-Ponçon, soumis à une modification importante des débits d'apports due aux changements climatiques, présenterait une forte sensibilité à l'augmentation de son débit réservé dans le futur.

7.3.4 Synthèse

En résumé, l'ensemble des réservoirs est sensible aux chroniques de prix qui sont utilisées en entrée du modèle de gestion. Les réservoirs à dominance pluviale (Bort-le-Organ et Vouglans) sont moins sensibles à une modification de la demande en eau à l'aval que les réservoirs avec un régime à dominance nivale. Plus précisément, les réservoirs avec une forte composante nivale, comme Castillon (figure 7.4) et Serre-Ponçon (figure 6.14, chapitre 6) sont plus impactés par les modifications des débits d'apports, plus particulièrement en été quand les demandes en eau à l'aval sont plus grandes.

7.4 Évolution de la production d'électricité et des bénéfices immédiats

Dans cette partie, nous nous intéressons à l'évolution de la production d'électricité et à l'évolution des bénéfices immédiats des trois réservoirs. Nous évaluons, dans un premier temps, les variations à l'échelle annuelle avant de nous intéresser, dans un second temps, aux variations à l'échelle mensuelle.

7.4.1 Impacts à l'échelle annuelle

La figure 7.6 présente l'évolution de la production d'électricité annuelle pour les trois réservoirs sur différentes périodes d'étude sous les RCP 4.5 et 8.5 ainsi que pour les trois scénarios étudiés dans ce chapitre (S3 à S5). Au travers de la figure 7.7, nous abordons l'évolution des bénéfices immédiats annuels.

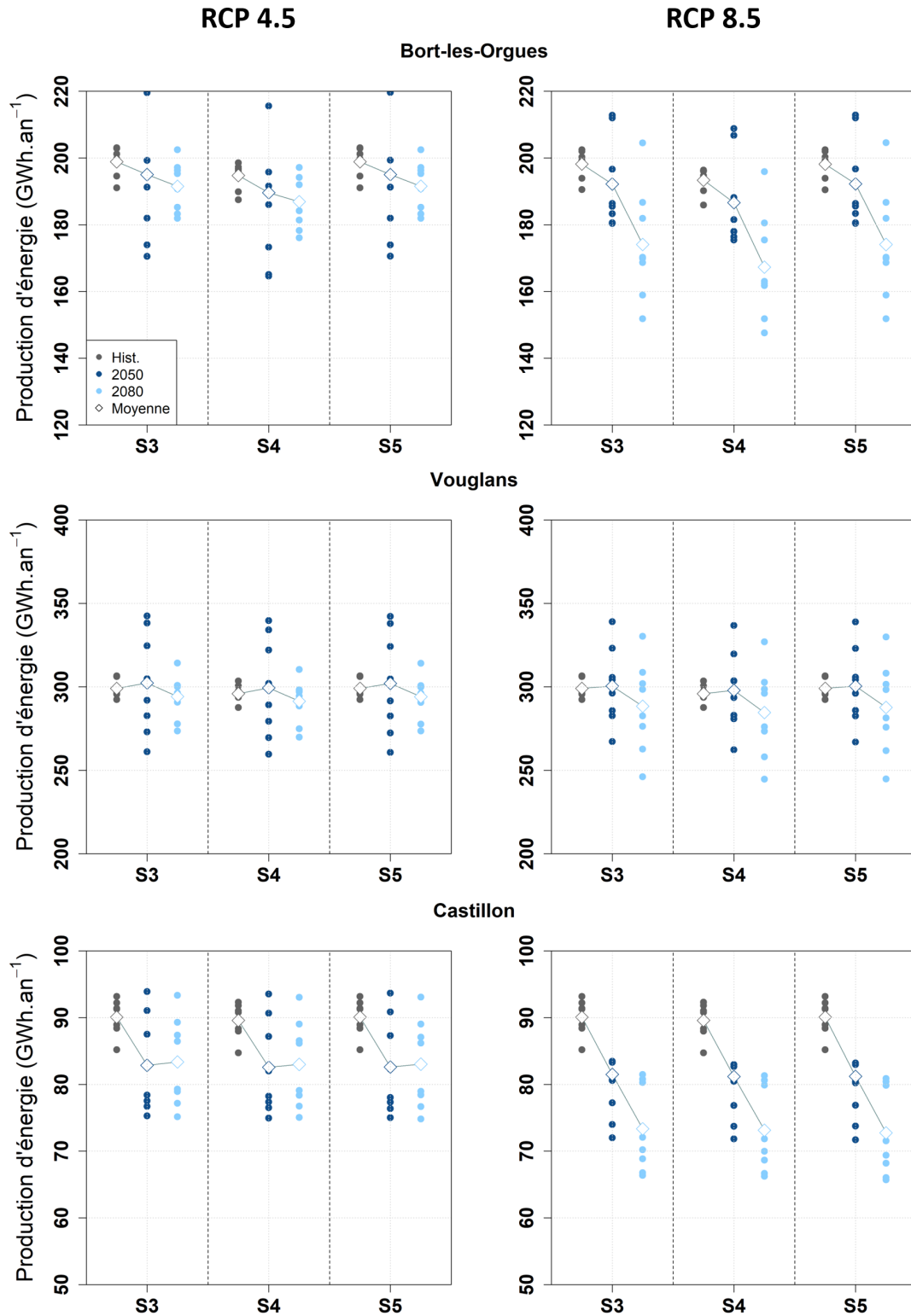


FIGURE 7.6 – Production d'énergie à l'échelle annuelle pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon pour les trois périodes d'étude (historique, 2050 et 2080) sous le RCP 4.5 et les scénarios de gestion S3 à S5. Chaque point représente la moyenne d'un GCM/RCM sur trente ans et les marqueurs en forme de losange transcrivent la moyenne de l'ensemble formé par les 8 GCM/RCM.

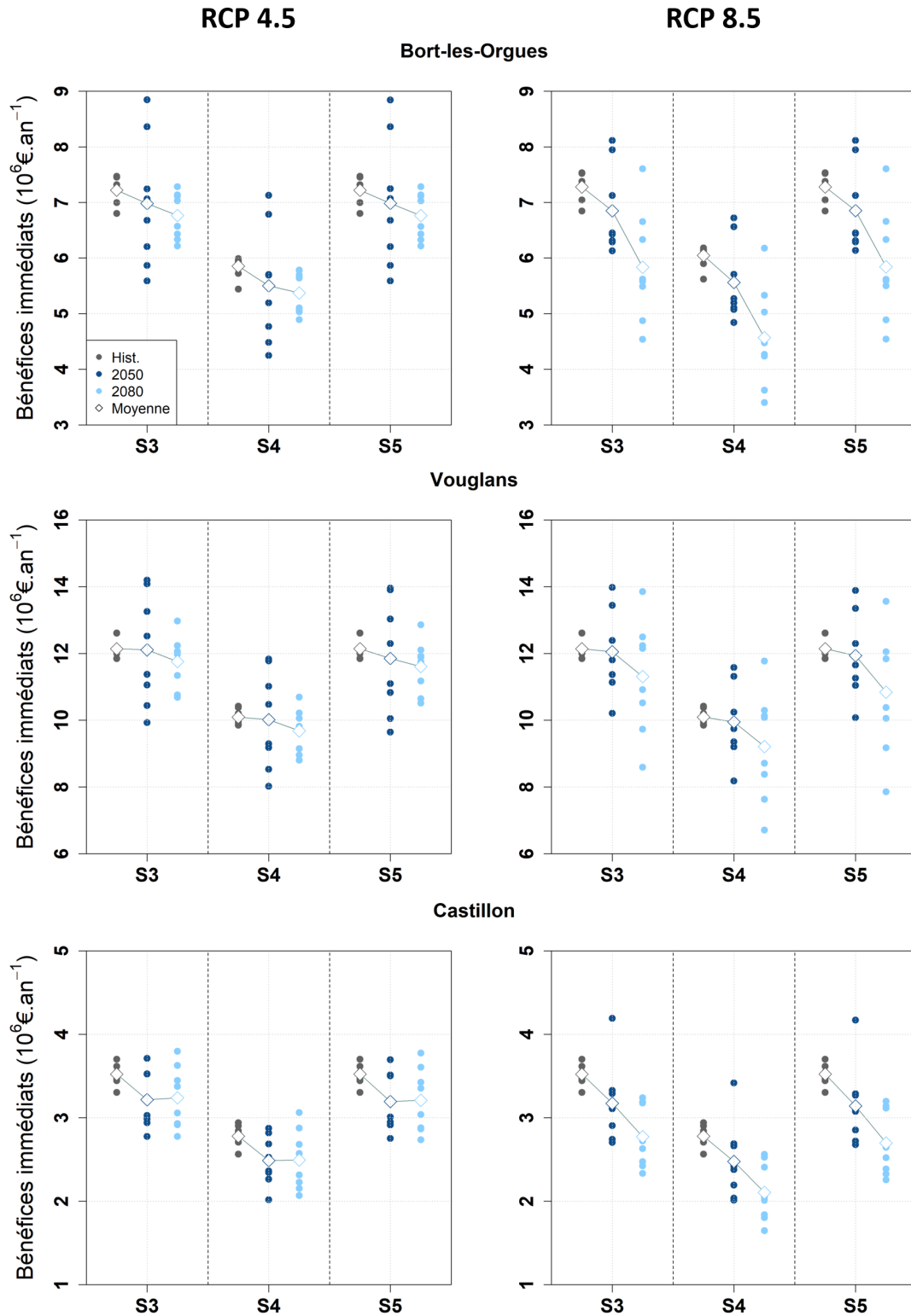


FIGURE 7.7 – Bénéfices immédiats à l'échelle annuelle pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon pour les trois périodes d'étude sous le RCP 4.5. et les scénarios de gestion S3 à S5. Chaque point représente la moyenne d'un GCM/RCM sur trente ans et les marqueurs en forme de losange transcrivent la moyenne de l'ensemble formé par les 8 GCM/RCM.

Bort-les-Orgues

Au réservoir de Bort-les-Orgues, nous observons, tout d'abord, que la production moyenne en période historique est en dessous (de l'ordre de -100 GWh.an^{-1}) de l'objectif de production annuel, qui est de 300 GWh.an^{-1} (tableau 3.3, chapitre 3). Cette différence de production peut s'expliquer par des débits d'apports trop faibles. En effet, nous avons réalisé un test de sensibilité du système en augmentant les chroniques mensuelles d'apports tout en conservant le régime hydrologique pluvial caractéristique de ce bassin. À la suite de ces modifications, il s'est avéré que la production, issue de la gestion, était proche de l'objectif de production théorique.

Pour le scénario S4, elle est inférieure à celle des autres scénarios de gestion quel que soit le RCP considéré. Sur tous les scénarios de gestion, la production diminue au fur et à mesure que nous nous approchons de l'horizon futur le plus lointain, c'est-à-dire celui de 2080. Pour le RCP 4.5, les baisses sont en moyenne, sur les scénarios de gestion, de -2.1% à l'horizon 2050 et de -3.6% à l'horizon 2080. Pour le RCP 8.5, les pertes, par rapport à la période historique, sont plus conséquentes que celles observées avec le RCP 4.5. Ainsi, nous estimons les diminutions de production à -3.1% pour la période 2050 et à -12.7% pour la période 2080.

En matière de bénéfices, alors que les scénarios S3 et S5 sont pratiquement identiques, le scénario S4 se distingue des deux précédents par des bénéfices, toujours inférieurs, de l'ordre d'1 M€. La baisse des bénéfices s'accroît avec l'augmentation de l'horizon temporel sur les deux RCP. Ces diminutions, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique, varient de -3.6% à -5.2% pour le RCP 4.5 et de -5.2% à -18.3% pour le RCP 8.5.

Vouglans

Pour le réservoir de Vouglans, nous observons que la production du scénario S5 est similaire à celle du scénario S3 sur l'ensemble des périodes étudiées quel que soit le RCP considéré. La production issue de S4 est, quant à elle, légèrement inférieure à celles des deux autres scénarios. Sur la période historique, la production moyenne fournie par les scénarios S3 et S5 est égale à la production moyenne théorique de Vouglans qui est de 300 GWh.an^{-1} . La production provenant du scénario S4 est légèrement inférieure à cet objectif.

Pour le RCP 4.5, nous relevons que la production à l'horizon 2050 est plus importante que celles de la période historique et de l'horizon 2080. Ceci peut s'expliquer par une hausse des débits moyens annuels de $+0.4 \%$, à l'horizon 2050 sur ce RCP (figure 4.7, chapitre 4). Pour le RCP 8.5, nous remarquons des évolutions similaires à celles du RCP 4.5, avec une hausse de la production en 2050, et une baisse à l'horizon 2080. La diminution de la production est plus conséquente avec le RCP 8.5. En effet, nous observons, sur la période 2080, une diminution moyenne de -8.5% avec le RCP 8.5 alors qu'elle était de -3.8% avec le RCP 4.5.

La modification de la chronique des prix de l'électricité (S4) a conduit à une légère diminution de la production moyenne annuelle, en comparaison avec celle du scénario de gestion S3. Toutefois, il est important de noter que le niveau de production d'énergie de S4, équivalent à celui de S3, se fait au détriment de la satisfaction de la contrainte de cote touristique estivale. Dans la partie précédente, nous avons vu que cela se vérifiait particulièrement dans le cadre du RCP 8.5. L'augmentation de la demande en eau à l'aval (S5) pour l'agriculture n'a pas impacté les résultats annuels de la production vis-à-vis de ceux du scénario S3.

Pour l'évolution des bénéfices, le scénario S4 connaît des valeurs inférieures à celles des scénarios S3 et S5. Les scénarios S3 et S5 sont proches et montrent des différences, en particulier à l'horizon 2080 avec le RCP8.5, où la diminution des bénéfices est estimée à -5.8% pour S3 et à -10.7% pour S5, par rapport à la période historique.

Castillon

Pour le réservoir de Castillon, les différents scénarios montrent également des valeurs de production très proches sur chacune des périodes. Ces niveaux de production sont par ailleurs conformes et même supérieurs à l'objectif de production annuelle, qui est de 83 GWh.an^{-1} . Nous constatons une diminution de la production dans le futur pour les deux RCP. Les décroissances les plus importantes sont simulées avec le RCP 8.5, avec une baisse de l'ordre de -9% à l'horizon 2050 et de -15.7% à l'horizon 2080. La modification de la chronique de prix ou l'augmentation du débit réservé futur ne semble pas influencer la production moyenne annuelle.

Nous relevons que, comme sur les réservoirs précédents, le scénario de gestion S4 fournit des bénéfices en-dessous de ceux résultant des scénarios S3 et S5, qui sont identiques. Sur le RCP 4.5, la décroissance des bénéfices est du même ordre de grandeur pour l'horizon 2050 et l'horizon 2080, c'est-à-dire de -9.9% en moyenne sur les trois scénarios par rapport à la période historique. Enfin, pour le RCP 8.5, la perte des bénéfices s'accroît en évoluant vers le futur le plus lointain. Ces baisses sont en moyenne de -10.9% en 2050 et de -25.1% en 2080.

Synthèse

En résumé pour la production d'énergie, le réservoir de Castillon, soumis à un régime hydrologique à dominance nivale, subit des diminutions plus importantes que les réservoirs avec un régime hydrologique à dominance pluviale. Pour ce qui est de la production électrique, le réservoir de Bort-les-Orgues semble plus sensible à la modification des prix de l'électricité. L'augmentation de la valeur seuil du débit réservé n'a pas eu d'influence notable sur la production, en comparaison avec celle du scénario de gestion de référence S3.

Pour les bénéfices immédiats, ces derniers varient entre les scénarios de gestion alors que cela n'était pas le cas pour la production d'électricité. Pour les trois réservoirs étudiés, les résultats montrent une sensibilité plus forte à la modification des chroniques de prix qu'à l'augmentation du débit réservé à l'aval, se traduisant par des bénéfices inférieurs sur l'ensemble des périodes étudiées.

7.4.2 Impacts à l'échelle mensuelle

Nous nous consacrons maintenant à l'évolution de la production et à celle des bénéfices immédiats à l'échelle mensuelle. Nous étudions le régime de la production d'électricité des trois réservoirs sous le RCP 4.5 avec la figure 7.8 et sous le RCP 8.5 avec la figure 7.9. L'évolution des bénéfices immédiats, à l'échelle mensuelle, est présentée dans la figure 7.10 pour le RCP 4.5 et dans la figure 7.11 pour le RCP 8.5. Ces figures présentent la moyenne de l'ensemble formé par les 8 GCM/RCM.

La forme des régimes de production des réservoirs avec une forte influence pluviale (Bort-les-Orgues et Vouglans) est proche pour les différents scénarios de gestion et pour les diverses périodes sous les deux RCP. Ces régimes se caractérisent par une forte production hivernale et une faible production en été. Cette baisse en été s'accroît davantage avec le RCP 8.5 qu'avec RCP 4.5. Nous remarquons toutefois, sur ces deux réservoirs, un niveau de production plus élevé en octobre pour S4, de l'ordre de $+15 \text{ GWh.mois}^{-1}$ à $+20 \text{ GWh.mois}^{-1}$, par rapport aux scénarios S3 et S5. Le réservoir de Bort-les-Orgues est déficitaire, par rapport à l'objectif de production mensuel, entre le mois d'avril et le mois de novembre. Ce manque de production, à l'échelle mensuelle, explique principalement le cumul annuel de production inférieur à la production annuelle cible du système.

Le régime du réservoir de Castillon se démarque des régimes observés sur les réservoirs précédents et présente un cycle de production typique d'un réservoir avec une forte influence nivale, comme celui observé au réservoir de Serre-Ponçon dans le chapitre 6. Sur la période historique, nous remarquons que le pic de production est au mois de mai. La production diminue entre avril et novembre quand nous passons aux horizons futurs. Les cycles de production sont proches, aux horizons 2050 et 2080, pour le RCP 4.5. Cependant, ils diffèrent entre ces périodes, pour le RCP 8.5, avec une production mensuelle, en 2080, inférieure à celle de 2050 (jusqu'à -2 GWh.mois^{-1}), neuf mois sur douze.

Pour l'ensemble des réservoirs, le régime des bénéfices mensuels suit la forme de celui de la production d'énergie (figure 7.10 et figure 7.11). Entre juin et septembre, les bénéfices sont au plus bas, voire nuls et même négatifs dans certains cas, en particulier au mois d'août pour les horizons futurs sur les deux RCP. Ces valeurs s'expliquent par la production qui atteint son minimum et qui s'accompagne d'un déficit entraînant la mise en place de pénalités. Par ailleurs, pour l'ensemble des scénarios de gestion à Vouglans, la contrainte de cote estivale n'est pas satisfaite en août, aux horizons futurs sur les deux RCP. Ceci vient ajouter des pénalités à celles déjà mises en place pour le déficit de la production d'électricité. Cette observation est plus particulièrement visible avec le scénario S5, par rapport aux autres scénarios, où nous avons augmenté le débit réservé à l'aval. Cette hausse du débit réservé est d'autant plus forte lorsqu'il s'agit de la saison estivale.

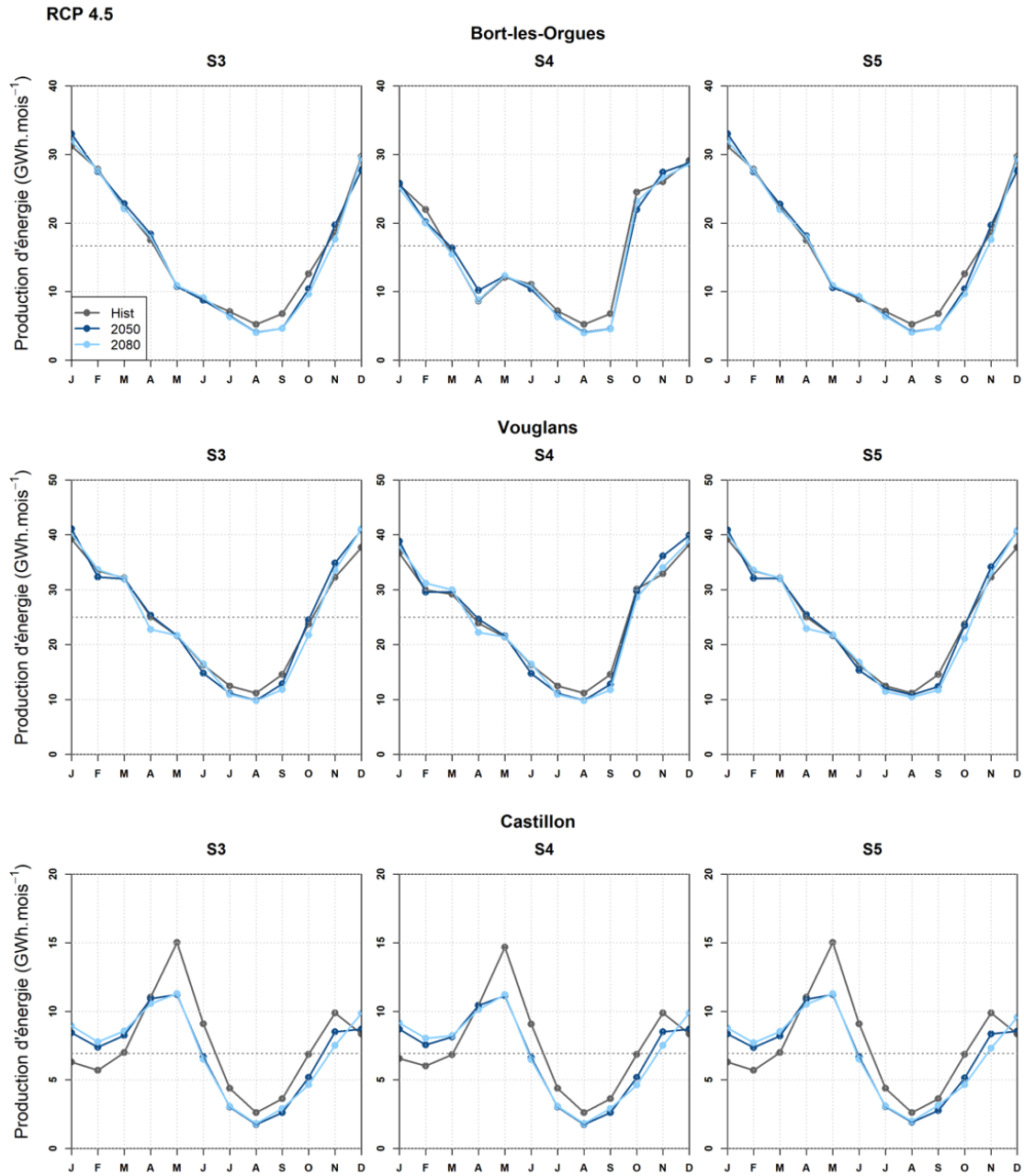


FIGURE 7.8 – Régime saisonnier de la production d'énergie de l'ensemble formé par les 8 GCM/RCM pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon pour les trois périodes d'étude sous le RCP 4.5 et les scénarios de gestion S3 à S5.

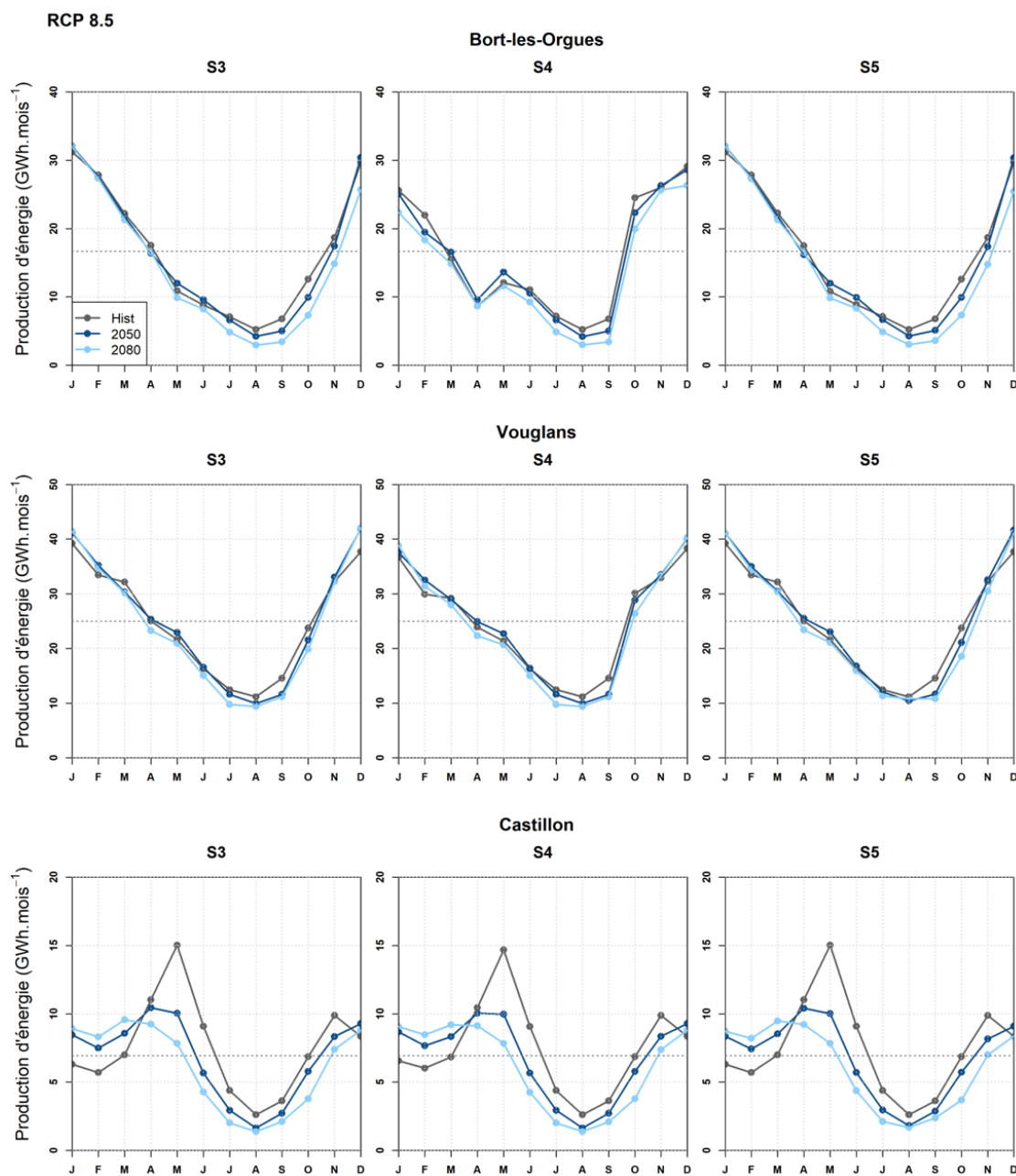


FIGURE 7.9 – Régime saisonnier de la production d'énergie de l'ensemble formé par les 8 GCM/RCM pour les réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon pour les trois périodes d'étude sous le RCP 8.5.

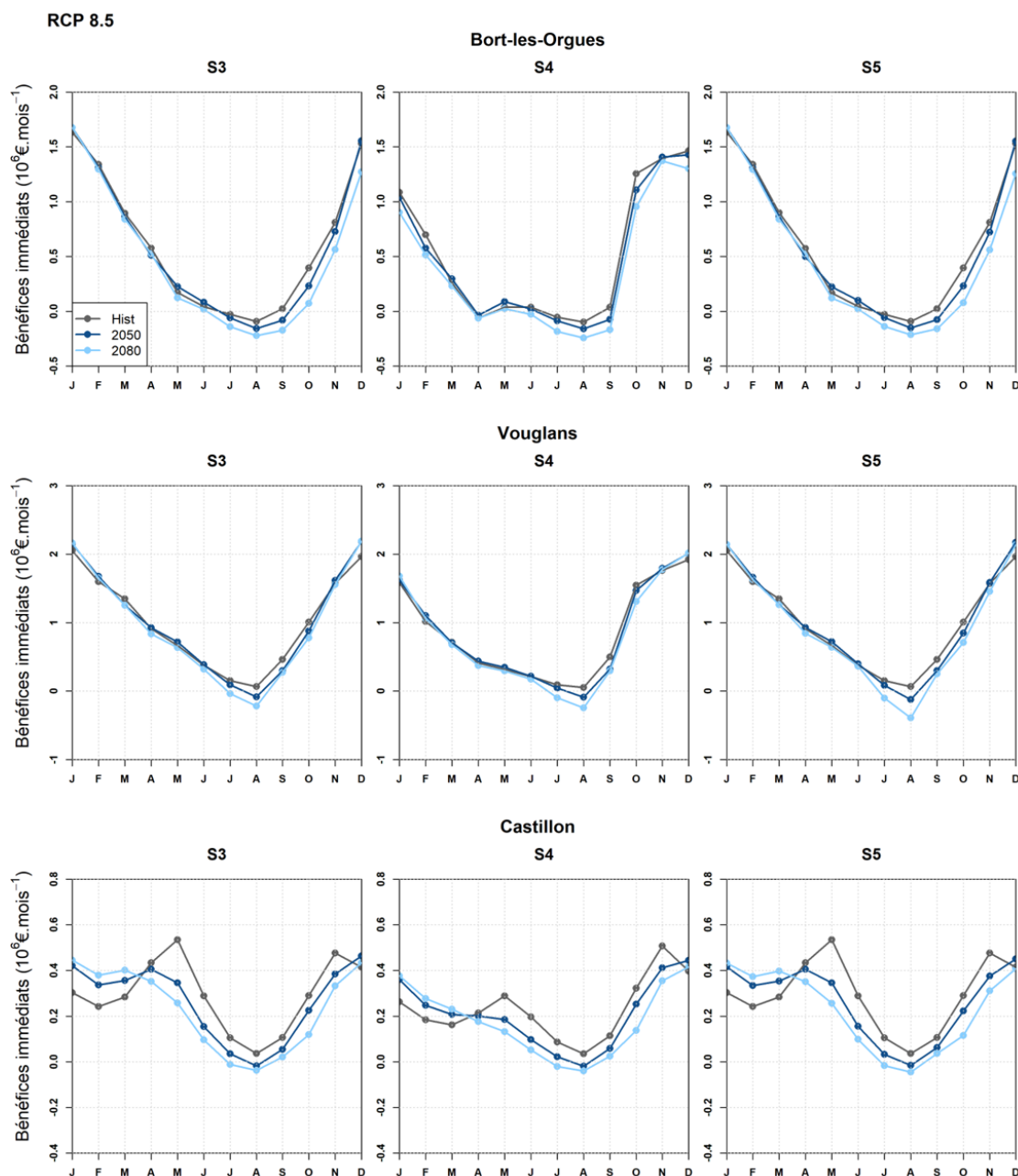


FIGURE 7.11 – Régime saisonnier des bénéfices immédiats de l'ensemble formé par les 8 GCM/RCM pour différents scénarios de gestion (S3 à S5) appliqués aux réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon sur les trois périodes d'étude sous le RCP 8.5.

Synthèse

En résumé, pour la production d'électricité et les bénéfices immédiats associés, à l'échelle mensuelle, l'ensemble des réservoirs paraît plus sensible à une modification des chroniques de prix qu'à une augmentation du débit réservé, même si les changements observés avec le scénario S4, par rapport aux scénarios S3 et S5, sont faibles. Le réservoir de Castillon semble moins sensible aux changements de chroniques de prix que les réservoirs de Bort-les-Orgues et de Vouglans.

De manière générale, sur l'ensemble des réservoirs, la production d'énergie obtenue avec le scénario S5 est similaire à celle de S3 et les bénéfices immédiats de S5 sont voisins de ceux de S3. Ces éléments nous indiquent qu'une augmentation du débit réservé, à la sortie de l'ouvrage, permet de fournir un débit à l'aval futur équivalent au débit sur la période historique, sans affecter la capacité du réservoir dans sa fourniture d'électricité. En contrepartie, nous remarquons une perte de bénéfices accentuée sur S5, par rapport à S3, à l'horizon 2080 pour le RCP 8.5. Cela s'explique principalement par le non-respect de la contrainte de cote estivale avec le scénario S5 sur cet horizon et ce RCP et les pénalités qui y sont imposées.

7.5 Impacts sur les indicateurs de performance des réservoirs

Dans cette partie, nous abordons l'évolution, à l'échelle annuelle, des indicateurs de fiabilité, de résilience et de vulnérabilité sur l'ensemble formé par les réservoirs de Bort-les-Orgues, Vouglans et de Castillon. Pour calculer ces indicateurs, nous avons défini, comme dans le chapitre 6, une valeur seuil correspondant à une production garantie sur 80 % du temps de la période historique. Le tableau 7.2 regroupe les valeurs des seuils des huit GCM/RCM, pour les trois scénarios de gestion S3 à S5, appliquées aux réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon. Pour le réservoir de Bort-les-Orgues, le seuil moyen des huit GCM/RCM est de 156 GWh.an^{-1} pour S3 et S5 et de 154 GWh.an^{-1} pour S4. À Vouglans, le seuil moyen des huit GCM/RCM, pour les scénarios S3 et S5, est de 247 GWh.an^{-1} . Celui du scénario S4 est le plus bas des trois scénarios de gestion avec une valeur de 242 GWh.an^{-1} . Le réservoir de Castillon se caractérise par le même seuil moyen sur l'ensemble des scénarios, soit 69 GWh.an^{-1} .

Seuil de production garantie à 80 % (GWh.an ⁻¹)								
GCM/RCM	1	2	3	4	5	6	7	8
Bort-les-Orgues								
S3	153	160	157	165	152	162	146	157
S4	161	146	156	161	153	154	147	156
S5	153	160	157	165	152	162	146	157
Vouglans								
S3	257	259	255	259	243	226	223	251
S4	244	253	247	248	239	228	227	246
S5	257	259	255	259	243	226	223	251
Castillon								
S3	66	71	67	65	70	68	74	74
S4	64	69	66	64	69	67	74	74
S5	66	71	67	65	70	68	74	74

TABLEAU 7.2 – Seuils de la production annuelle garantie à 80 % (GWh.an⁻¹), définis à partir du 20^e quantile de la distribution cumulative de la production d’énergie, sur la période historique, des réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon. Le seuil est déterminé pour chacun des 8 GCM/RCM sur la période historique et pour les différents scénarios de gestion S3 à S5.

Fiabilité

La figure 7.12 présente l’évolution de la fiabilité du système pour les trois réservoirs sous le RCP 4.5 et sous le RCP 8.5. Nous rappelons que, par définition, la fiabilité de l’ensemble des réservoirs est de 80 % de probabilités d’états satisfaisants **sur la période historique** pour l’ensemble des réservoirs. En moyenne, elle diminue en périodes futures et ce notamment pour le réservoir de Castillon, où elle atteint 68 % en moyenne, sous RCP 4.5, que ce soit en 2050 ou en 2080. La diminution de la fiabilité est renforcée sous RCP 8.5 où elle arrive à 53 %.

Pour le RCP 4.5, l’évolution de la fiabilité des réservoirs de Bort-les-Orgues et de Vouglans est relativement proche. Cette évolution se caractérise, pour les scénarios S3 à S5 par une plus forte perte de fiabilité quand nous passons de la période historique à l’horizon 2050. La fiabilité moyenne de la période 2080 est proche de celle de 2050. Les pertes futures de fiabilité pour les réservoirs de Bort-les-Orgues et de Vouglans sont, en moyenne, inférieures à 10 points de pourcentage. Cette baisse nous indique que le nombre d’années supplémentaires de déficit est inférieur à 3 années. Le réservoir de Castillon connaît des réductions de fiabilité plus conséquentes, de l’ordre de 4.5 années additionnelles d’état non-satisfaisant par rapport aux 24 années d’état satisfaisant sur la période historique. Nous notons aussi que certains GCM/RCM indiquent une hausse de la fiabilité en 2050 et en 2080 pour les réservoirs de Bort-les-Orgues et de Vouglans, ce qui est seulement visible en 2050 pour le réservoir de Castillon.

Pour le RCP 8.5, la fiabilité diminue davantage que pour le RCP 4.5, plus particulièrement à l'horizon 2080. Mais pour l'ensemble des réservoirs, nous constatons à nouveau peu de différences dans les baisses de fiabilité entre les différents scénarios de gestion. Parmi les trois réservoirs, le plus impacté par la décroissance de fiabilité est le barrage de Castillon et le moins touché est celui de Vouglans. À l'horizon 2080 sous le RCP 8.5, le nombre d'années satisfaisantes est de 15, soit une perte de 5 années par rapport à la période historique. À l'échelle annuelle, la modification du signal sinusoïdal des prix de l'électricité (S4) ou l'augmentation du débit réservé (S5) ne semblent pas avoir d'impact sur l'évolution de la fiabilité du système avec le changement climatique pour la production d'électricité par rapport à celle du scénario S3.

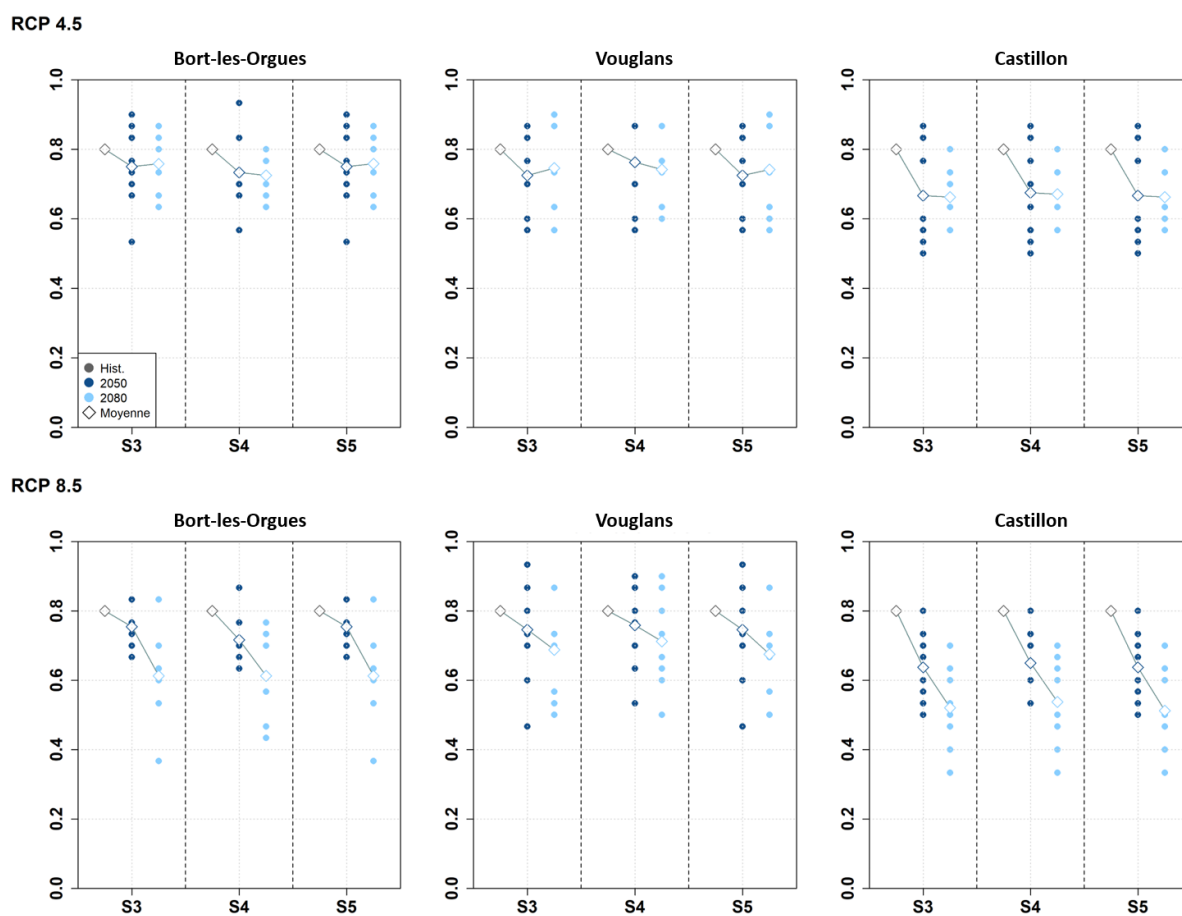


FIGURE 7.12 – Indicateur de fiabilité à l'échelle annuelle des réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon, pour différents scénarios de gestion (S3 à S5) sous le RCP 4.5 et sous le RCP 8.5.

Résilience

L'évolution de la résilience des différents réservoirs est représentée dans la figure 7.13. **Sur la période historique**, la résilience des réservoirs de Bort-les-Orgues et de Vouglans est similaire pour les scénarios S3 et S5. Cette dernière est de 70 % et indique une durée moyenne d'un état de défaillance de 1.4 années. Sur ces mêmes réservoirs, la résilience historique est plus basse pour S4, de l'ordre de 5 points de pourcentage. La résilience du réservoir de Castillon, pour la production d'énergie, est constante sur les différents scénarios de gestion. Cette dernière est de

65 %, ce qui est équivalent à une durée moyenne de 1.5 années pour un état non-satisfaisant. Pour l'ensemble des réservoirs, la durée moyenne d'un état non-satisfaisant du scénario S4 est généralement inférieure à celle des autres scénarios. La modification de la chronique des prix semble moins impacter, et même parfois augmenter, la résilience du système par rapport à l'augmentation du débit réservé dans le futur (S5).

Pour le RCP 4.5, les évolutions de la résilience sont contrastées. Nous observons trois cas différents :

- le premier correspond à une baisse continue de la résilience entre la période historique et l'horizon 2080. Ceci est visible pour les scénarios S3 et S5 à Bort-les-Orgues.
- le second se traduit par une hausse de la résilience (diminution de la durée d'un épisode de défaillance) à l'horizon 2050, qui est suivie par une diminution à l'horizon 2080. Nous observons cette évolution pour le scénario S4 à Bort-les-Orgues et sur l'ensemble des scénarios de gestion du réservoir de Castillon.
- le troisième se manifeste par une perte de résilience plus grande sur l'horizon 2050 que sur la période centrée en 2080. Cela est perceptible uniquement pour les trois scénarios appliqués au réservoir de Vouglans. Dans ce cas, la durée d'un état non-satisfaisant s'allonge de manière plus prépondérante en 2050. Cette prolongation, par rapport à la période historique, est de 0.25 année en 2050 et de 0.13 année en 2080.

Pour le RCP 8.5, les variations de la résilience sont proches entre les scénarios de gestion appliqués à un même réservoir. Nous observons ainsi deux évolutions futures de la résilience :

- une hausse de la résilience en 2050 et une baisse en 2080 qui sont visibles aux réservoirs de Bort-les-Orgues et de Vouglans. L'augmentation de la durée d'un épisode de défaillance, entre les périodes 2050 et 2080, est plus conséquente à Bort-les-Orgues, en particulier pour les scénarios S3 et S5. À Vouglans, la chute de la résilience en 2080 est aussi plus forte pour ces deux scénarios que pour S4.
- un allongement de la durée moyenne d'un état non-satisfaisant avec l'horizon futur, visible au réservoir de Castillon. Nous relevons peu de différences entre les scénarios de gestion sur ce réservoir.

Vulnérabilité

La figure 7.14 montre que, notamment pour les bassins soumis à un régime pluvial (Bort-les-Orgues et Vouglans), la vulnérabilité augmente plus fortement quand on passe de la période historique à l'horizon 2050 et quand on passe de la période historique à l'horizon 2080 sur le RCP 4.5. La variabilité des GCM/RCM est plus grande en 2050 qu'en 2080. La variabilité entre les projections climatiques est moins marquée pour le réservoir de Castillon où nous observons une augmentation de la vulnérabilité avec la hausse de l'horizon futur.

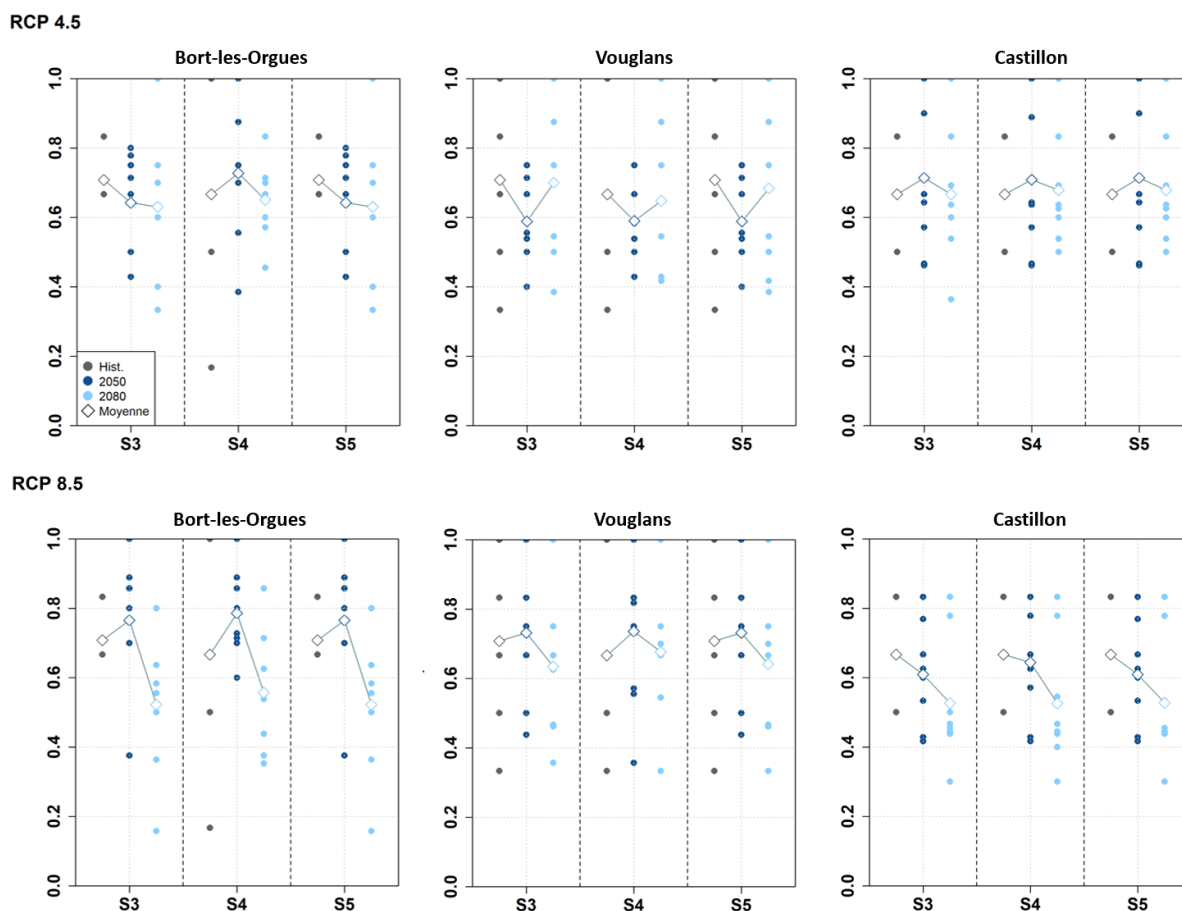


FIGURE 7.13 – Indicateur de résilience à l'échelle annuelle des réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon, pour différents scénarios de gestion (S3 à S5) sous le RCP 4.5 et sous le RCP 8.5.

Pour le RCP 8.5, la vulnérabilité augmente plus fortement pour le scénario S4 à Bort-les-Orgues et à Vouglans. Pour ces deux réservoirs, la modification de la chronique des prix accentue la sévérité des épisodes de défaillance, de l'ordre de $+5 \text{ GWh.an}^{-1}$ entre 2050 et 2080. Au réservoir de Castillon, les évolutions sont similaires entre les scénarios de gestion. La vulnérabilité moyenne des états non-satisfaisants s'amplifie plus rapidement entre la période historique et celle de 2050 qu'entre les horizons 2050 et 2080. Ainsi, le déficit moyen de l'ordre de 20 GWh.an^{-1} sur la période historique passe à 30 GWh.an^{-1} en 2050 et en 2080.

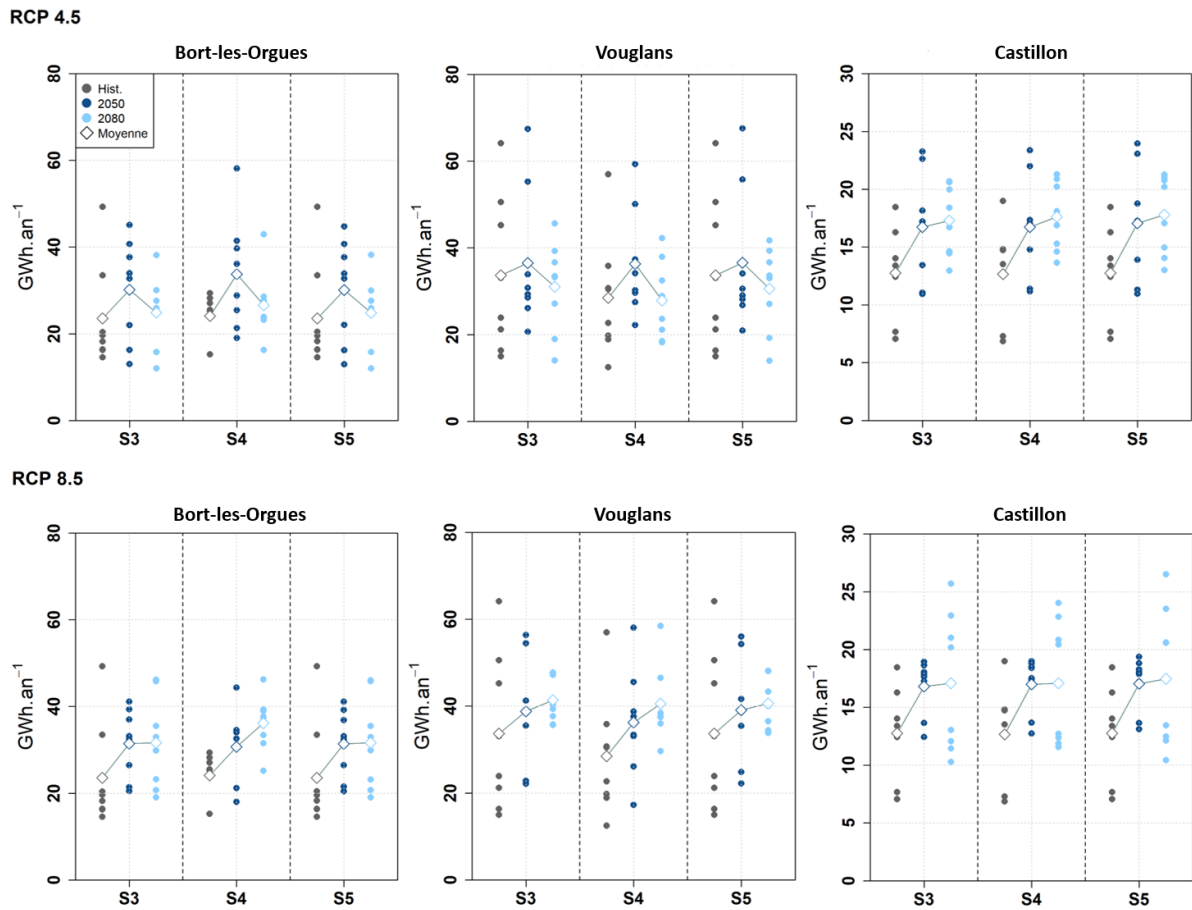


FIGURE 7.14 – Indicateur de vulnérabilité à l'échelle annuelle des réservoirs de Bort-les-Orgues, de Vouglans et de Castillon, pour différents scénarios de gestion (S3 à S5) sous le RCP 4.5 et sous le RCP 8.5.

7.6 Lien entre indicateurs hydroclimatiques et énergétiques

Dans cette partie, nous abordons le lien potentiel entre les indicateurs hydroclimatiques (chapitre 4) et les indicateurs énergétiques (chapitres 6 et 7) pour les quatre réservoirs étudiés dans cette thèse.

7.6.1 Diagrammes synthétiques de la production d'énergie et des apports hydrologiques

Ici, nous nous intéressons aux taux de variation saisonniers de la production électrique, entre la période historique et les horizons 2050 et 2080. La figure 7.15 synthétise, sous la forme de diagrammes, les différents taux de variation obtenus. Sur cette figure, les taux de variation inscrits dans le cercle intérieur se réfèrent à l'horizon 2050 alors que ceux situés dans le cercle extérieur se rapportent à l'horizon 2080. Les saisons sont indiquées par DJF (hiver), MAM (printemps), JJA (été) et SON (automne).

Pour le RCP 4.5, nous observons, sur l'ensemble des réservoirs, que deux à trois saisons sont directement impactées par une diminution de la production. Pour les bassins avec un régime hydrologique pluvial, l'automne (SON) est la saison la plus touchée, avec des diminutions pouvant s'échelonner de -12.1% à -32.3% à l'horizon 2080. Pour les réservoirs de Vouglans et de Serre-Ponçon, l'hiver est la seule saison à rencontrer une hausse de la production d'énergie.

Pour le RCP 8.5, les réservoirs de Bort-les-Orgues et de Vouglans sont fortement affectés à l'automne, avec des baisses supérieures à -20% sur les deux périodes futures. Les réservoirs alpins sont particulièrement touchés pendant la saison estivale, avec des diminutions de production comprises entre -16.5% et -37.7% , en 2050, et entre -39.9% et -53% , en 2080. Cette chute de production, en été, pourrait engendrer des situations critiques pour les réservoirs si la consommation électrique vient à augmenter dans le futur, plus spécifiquement avec une hausse potentielle de l'utilisation de la climatisation sur cette période.

La figure 7.16 utilise la même représentation en diagramme que celle de la figure 7.15. Ici, nous cherchons à mettre en perspective l'évolution annuelle des débits d'apports avec l'évolution de la production d'électricité, entre la période historique et les horizons futurs sous les deux RCP. Ainsi, les taux de variation, à l'intérieur du cercle, représentent les variations des débits alors que ceux à l'intérieur de l'anneau montrent les variations de la production annuelle.

Sur l'ensemble des périodes et des RCP, les réservoirs de Bort-les-Orgues, Serre-Ponçon et Castillon n'enregistrent que des pertes en débits et en production annuelle. Le réservoir de Vouglans se distingue des trois précédents par une hausse des apports et de la production, à l'horizon 2050, pour les deux RCP. Nous relevons également que le RCP 8.5 à l'horizon 2080 est le scénario le plus touché par les diminutions d'apports et de production, qui sont de l'ordre de -3.4% à Vouglans, de -12% à Bort-les-Orgues et Serre-Ponçon, et de -17.8% à Castillon. Enfin, pour l'ensemble des réservoirs, nous remarquons que la hausse (ou la diminution) des débits d'apports et la hausse (ou la diminution) de la production électrique évoluent dans les mêmes proportions sur un RCP et un horizon communs.

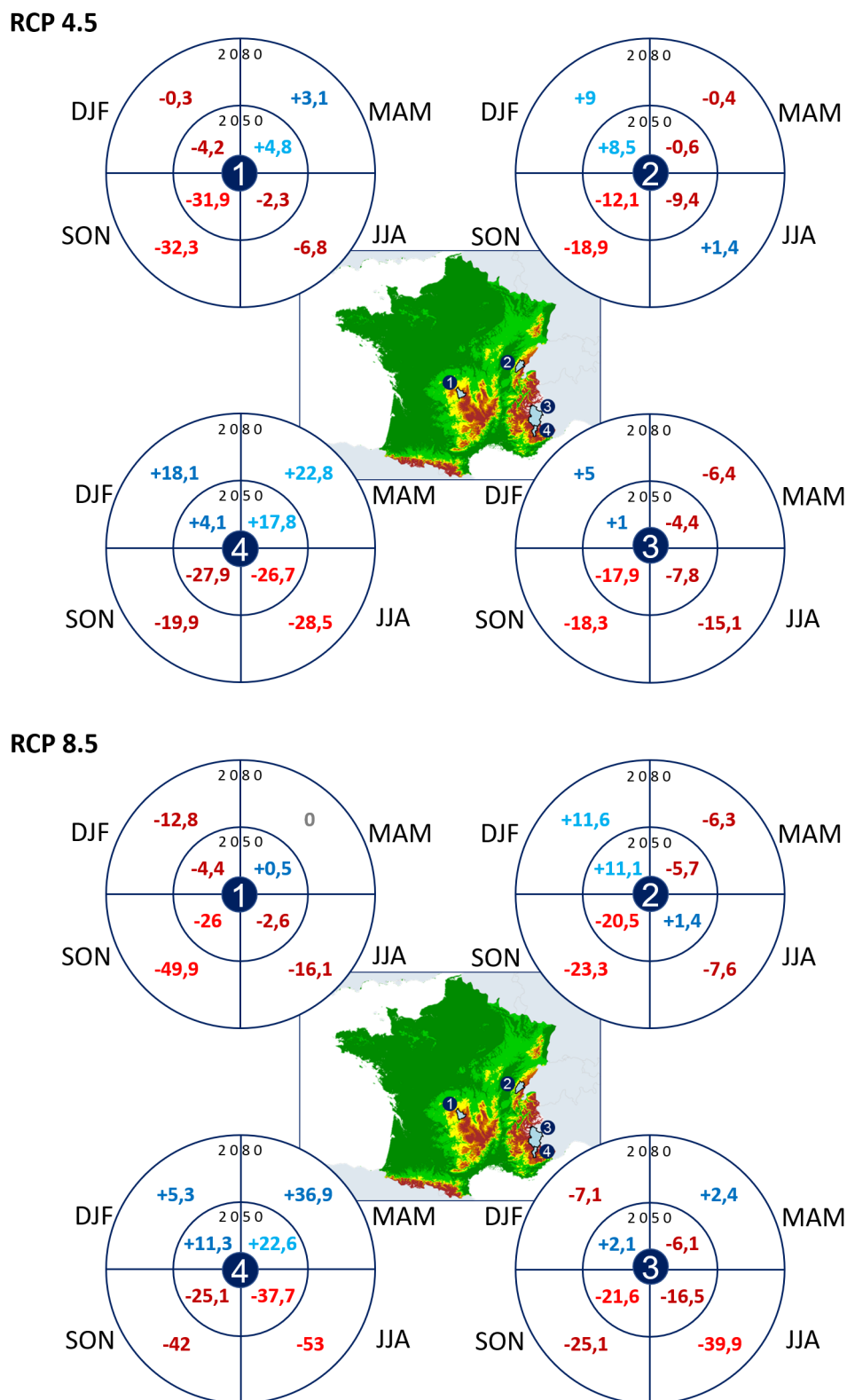


FIGURE 7.15 – Diagrammes synthétisant les variations (en %) de la production électrique entre la période historique et les horizons 2050 et 2080, sous RCP 4.5 (en haut) et RCP 8.5 (en bas) pour les saisons DJF (hiver), MAM (printemps), JJA (été) et SON (automne) aux réservoirs de Bort-les-Orgues (1), de Vouglans (2), de Serre-Ponçon (3) et de Castillon (4).

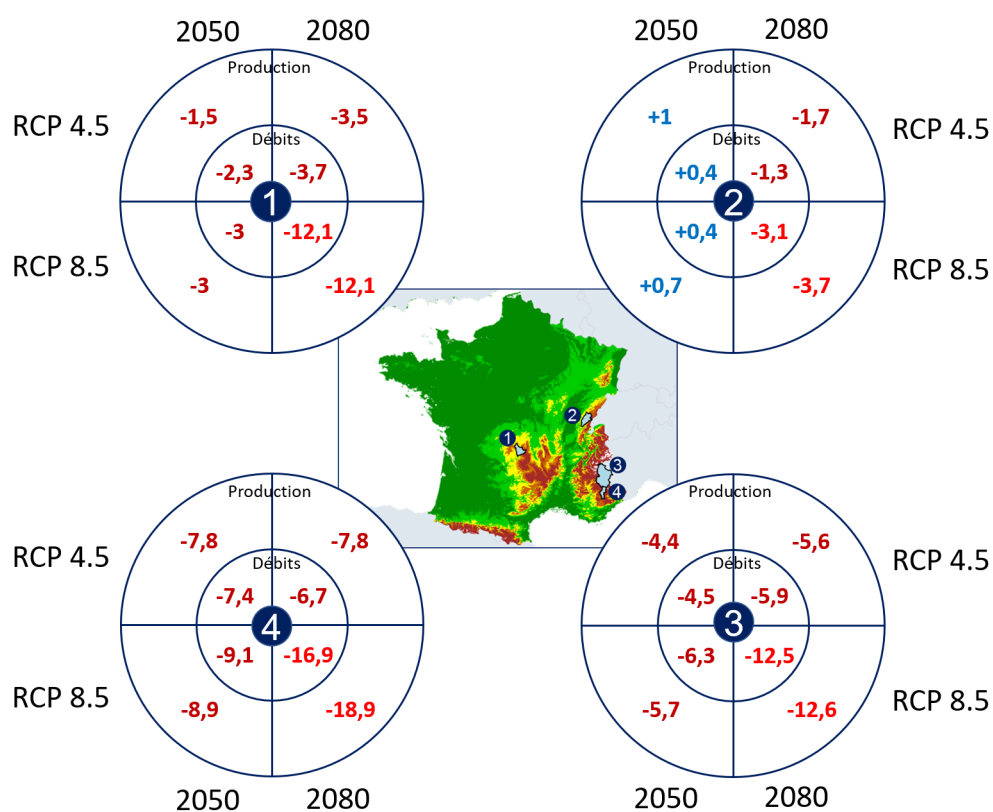


FIGURE 7.16 – Diagrammes synthétisant les variations (en %), à l'échelle annuelle, entre la période historique et les horizons 2050 et 2080, des débits d'apports aux réservoirs et de la production électrique pour les réservoirs de Bort-les-Orgues (1), de Vouglans (2), de Serre-Ponçon (3) et de Castillon (4).

7.6.2 Corrélations entre les anomalies climatiques et les variations de la production d'énergie

Dordogne à Bort-les-Orgues

La figure 7.17 présente la corrélation mensuelle entre les anomalies de température, les variations de débit et les variations de production d'énergie des huit GCM/RCM pour le bassin versant de la Dordogne à Bort-les-Orgues. Pour un GCM/RCM donné, nous calculons la moyenne de chaque mois sur trente ans et cela pour chacune des périodes (historique et futures sur les deux scénarios RCP), pour chaque variable (température, précipitations, débit ou production). Nous obtenons ainsi 96 valeurs (12 valeurs mensuelles sur trente ans \times 8 GCM/RCM). Les anomalies et les taux de variation sont ensuite calculés avec la même démarche que celle présentée dans la partie 4.4.2 du chapitre 4. De manière générale, nous observons qu'une augmentation des températures et une diminution des débits s'accompagnent d'une diminution de la production d'énergie. L'amplitude de diminution des débits augmente avec l'horizon futur et le scénario RCP 8.5. À l'inverse, une hausse de la température et un accroissement des débits engendrent une augmentation de la production. Les baisses de débit et de production représentent une part plus conséquente que celle des augmentations. Ces diminutions sont le plus souvent enregistrées pendant les saisons d'été et d'automne (une représentation par découpage saisonnier est disponible dans l'annexe C).

La figure 7.18 s'appuie sur la même représentation que la précédente sauf que les anomalies de températures sont remplacées par les variations de précipitations. Nous pouvons remarquer que la diminution des précipitations et de la production s'accroissent avec l'horizon temporel et le scénario RCP le plus pessimiste. Nous observons une symétrie dans la répartition des augmentations et des diminutions des trois variables étudiées. Des distinctions existent entre les scénarios RCP. Sur le RCP 4.5, par exemple, une hausse de +12 % des débits et des précipitations est à l'origine d'une croissance de la production de +10 à +30 %. Pour le RCP 8.5, l'augmentation de la production ne dépasse pas le seuil de +20 %.

Ain à Vouglans

La figure 7.19 présente, pour le bassin versant de l'Ain, le lien entre les évolutions de températures, de débits et de production. Par rapport au réservoir de Bort-les-Orgues, nous remarquons une répartition homogène entre le nombre de diminutions et d'augmentations des trois variables. Sur le RCP 8.5, les baisses de débits et de production, d'un même ordre de grandeur, sont liées à une augmentation plus forte des températures, de +1 à +1.5 °C, par rapport au RCP 4.5 sur la même période.

La figure 7.20 synthétise la relation linéaire entre l'augmentation (la diminution) des précipitations et celle des débits conduisant à la hausse (la baisse) de la production hydroélectrique. Le passage d'un RCP à l'autre se caractérise par l'intensification des réductions de production. Ainsi, à l'horizon 2080, une diminution des précipitations de -10% et une baisse des débits voisine de -30% entraînent une chute de la production pouvant atteindre -30% pour le RCP 4.5 et jusqu'à -40% pour le RCP 8.5.

Durance à Serre-Ponçon

La figure 7.21 présente la relation entre les anomalies de températures, les variations de débits et celles de production pour le réservoir de Serre-Ponçon. Le cas de la Durance se distingue des réservoirs précédents par une amplitude plus importante des augmentations des trois variables. Cette variabilité est particulièrement élevée à l'horizon 2080, sous le RCP 8.5. Nous notons aussi que les hausses enregistrées ont une forte variabilité par rapport aux diminutions. C'est le premier réservoir de notre échantillon à enregistrer des croissances de production avec des diminutions de débit. Ce paradoxe peut s'expliquer, en réalité, par la capacité de stockage importante de Serre-Ponçon et par le temps de résidence saisonnier des apports au sein du réservoir.

La figure 7.22 montre l'évolution des variations de précipitations, de débits et de production. Comme sur la figure précédente, la variabilité des évolutions positives est plus grande que celle des évolutions négatives. Cette distinction est dépendante des saisons (représentation par saison disponible en annexe B). Les hausses des trois variables sont répertoriées durant les saisons d'hiver et de printemps tandis que les diminutions ont lieu principalement en été et en automne. La capacité de stockage de plusieurs mois du réservoir peut expliquer les différences observées. Nous remarquons que, dans certains cas, l'accroissement des précipitations s'accompagne de réductions de débits et de production. Ce phénomène s'amplifie avec l'allongement de l'horizon temporel et lorsque nous passons du RCP 4.5 au RCP 8.5.

Verdon à Castillon

Pour le réservoir de Castillon (figures 7.23 et 7.24), nous constatons des évolutions similaires à celle de Serre-Ponçon. Bien que ces réservoirs soient de tailles différentes, leurs bassins versants respectifs sont géographiquement proches. Pour le barrage de Castillon, nous ne retrouvons pas de hausses de production liées à une baisse des débits. La capacité de stockage de Castillon, cinq fois plus petite que celle de Serre-Ponçon, et un temps de renouvellement du stock du réservoir plus court marquent cette différence de comportement.

La distinction notable entre les deux réservoirs est visible au niveau de la relation entre les variations de précipitations, de débits et de production (figure 7.24). Sur cette figure, la corrélation entre les trois variables a plutôt des similitudes avec celles des barrages de Bort-les-Orgues et de Vouglans.

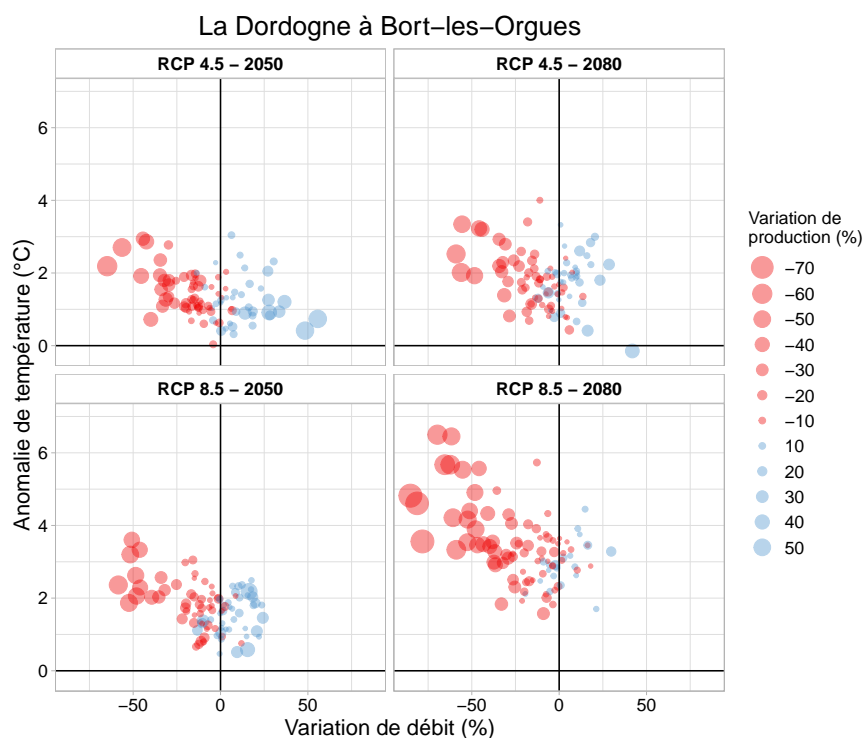


FIGURE 7.17 – Corrélation entre l’anomalie de température, le taux de variation de précipitations et de débit, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin de la Dordogne à Bort-les-Orgues.

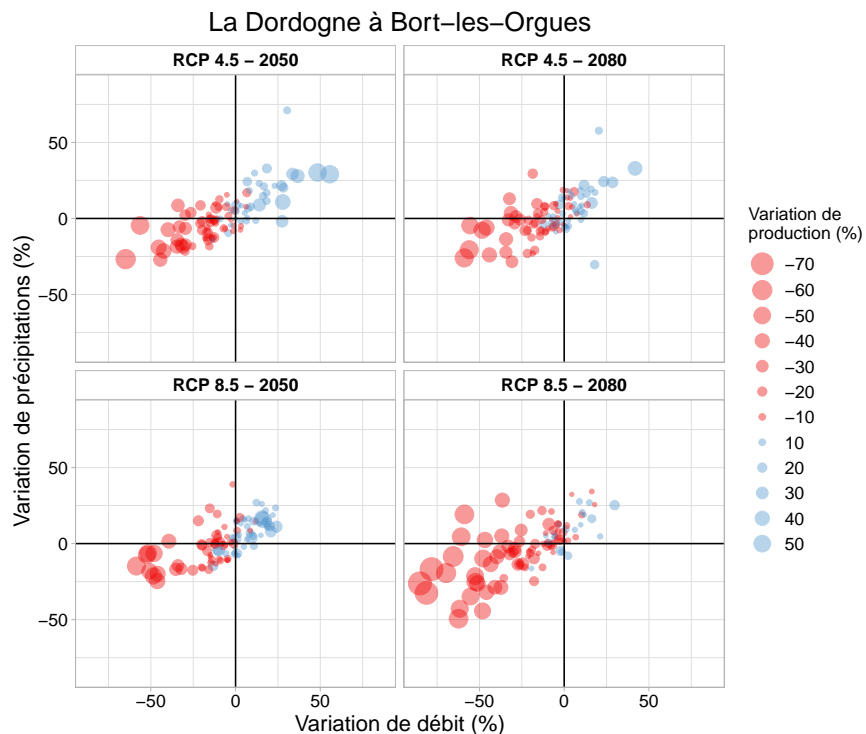


FIGURE 7.18 – Corrélation entre le taux de variation de précipitations, de débit et de production d’énergie, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin de la Dordogne à Bort-les-Orgues.

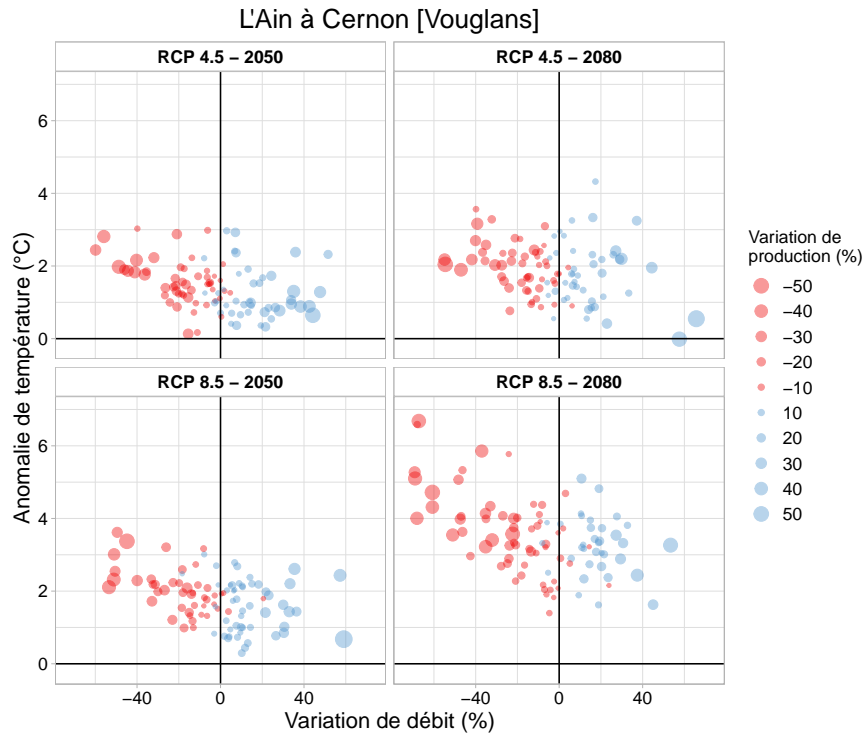


FIGURE 7.19 – Corrélation entre l’anomalie de température, le taux de variation de précipitations et de débit, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin de l’Ain à Vouglanges.

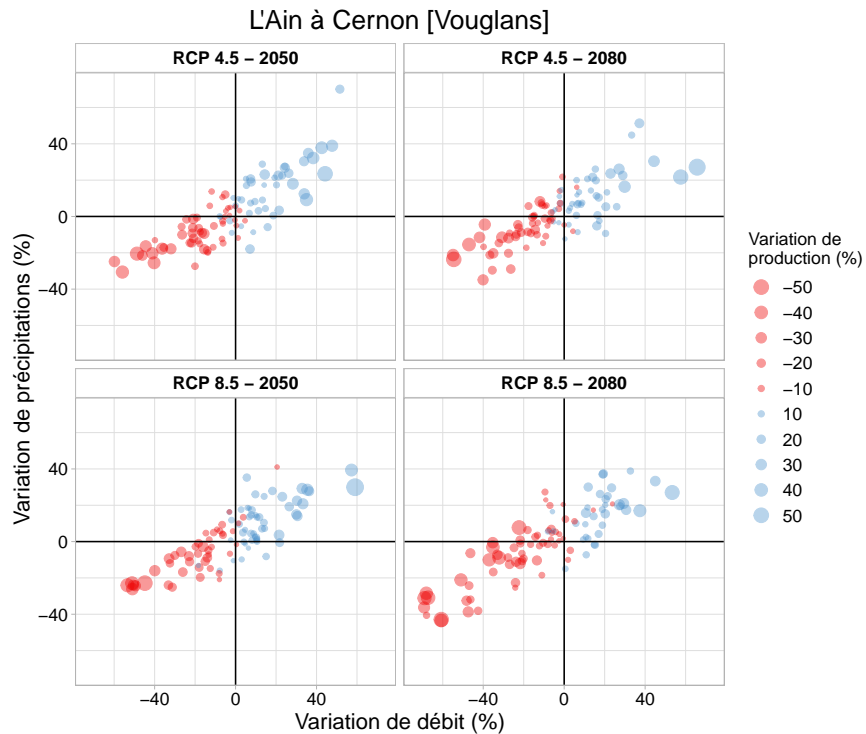


FIGURE 7.20 – Corrélation entre le taux de variation de précipitations, de débit et de production d’énergie, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin de l’Ain à Vouglanges.

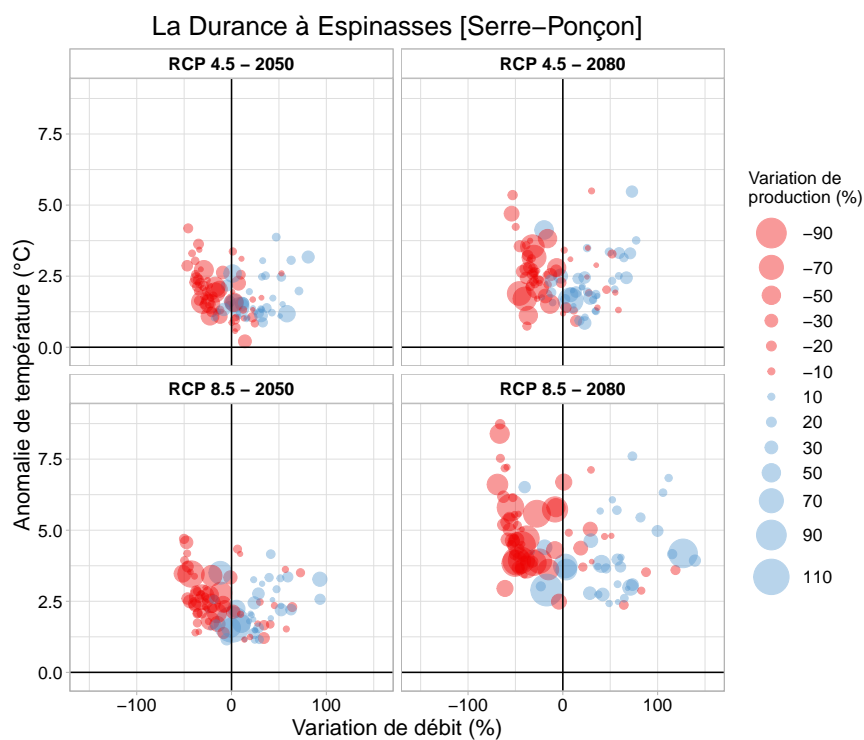


FIGURE 7.21 – Corrélation entre l’anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation des débit, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin de la Durance à Serre-Ponçon.

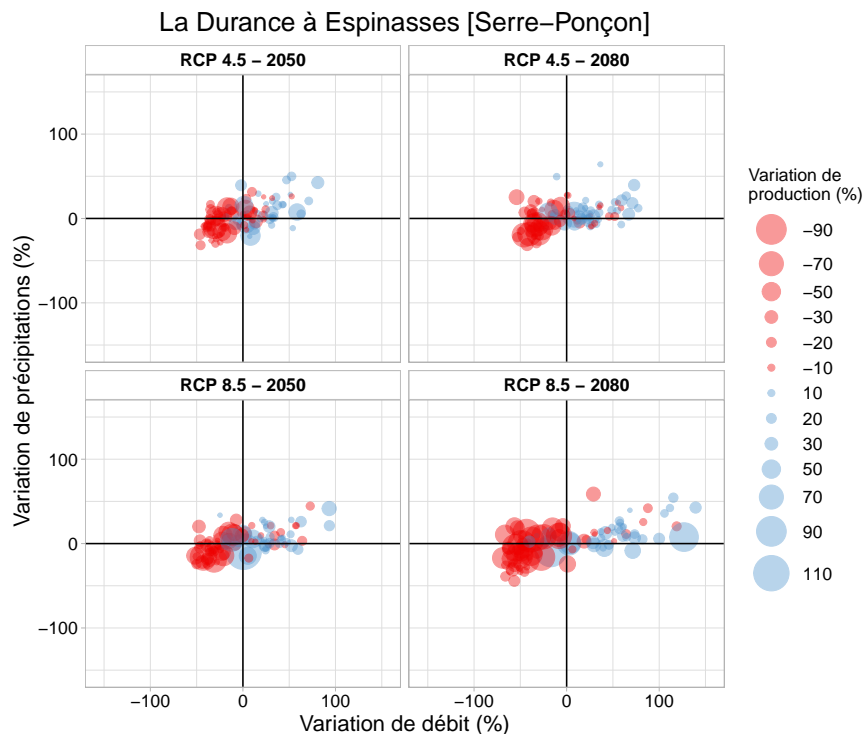


FIGURE 7.22 – Corrélation entre le taux de variation de précipitation, de débit et de production d’énergie, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin de la Durance à Serre-Ponçon.

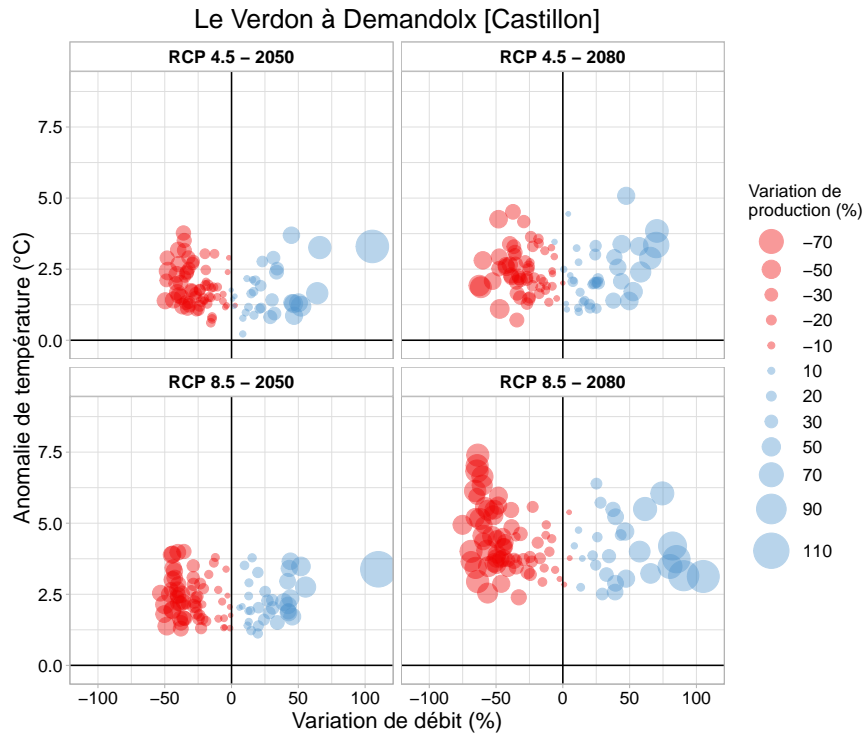


FIGURE 7.23 – Corrélation entre l’anomalie de température, le taux de variation de précipitations et de débit, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin du Verdon à Castillon.

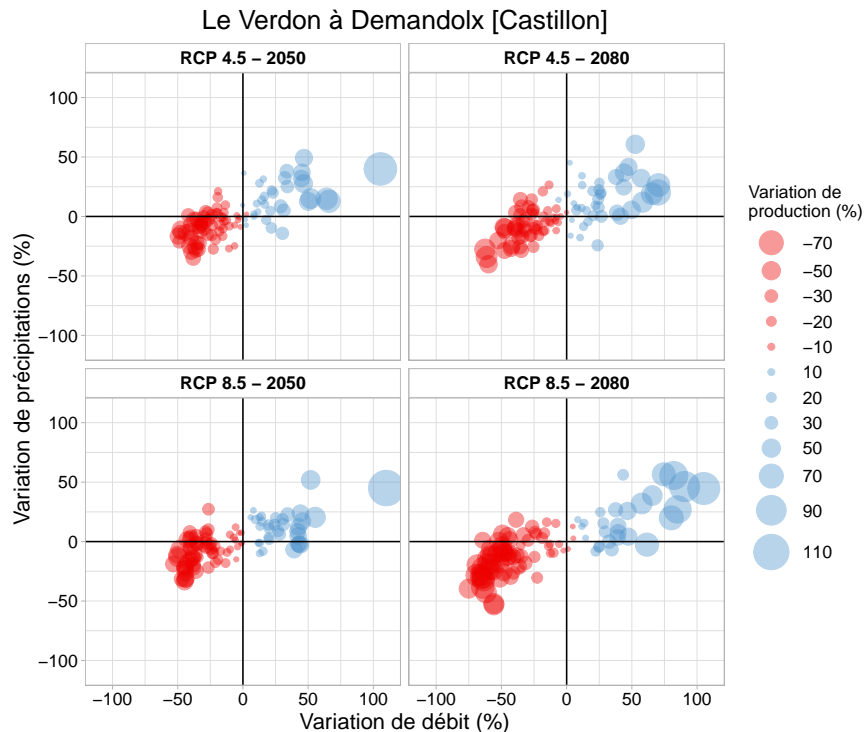


FIGURE 7.24 – Corrélation entre le taux de variation de précipitations, de débit et de production d’énergie, pour les RCP 4.5 et 8.5, aux horizons 2050 et 2080, par rapport à la période historique pour le bassin.

7.7 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons pu étendre l’approche développée pour le réservoir de Serre-Ponçon (chapitre 6), à d’autres réservoirs en France. Cela nous a permis également d’analyser la généralisation du lien entre indicateurs hydroclimatiques et énergétiques.

Nous avons d’abord construit différents scénarios de gestion pour évaluer leurs impacts sur la politique de gestion des ouvrages. Nous avons utilisé un scénario de référence prenant en compte les différents objectifs de gestion propres à chaque système. Nous avons aussi considéré deux scénarios additionnels permettant de mesurer la sensibilité de la gestion à une modification des prix de l’électricité et à une augmentation du débit réservé.

Les différents scénarios modifient les trajectoires de stock des réservoirs et traduisent des règles de gestion différentes. La modification de la chronique des prix de l’électricité affecte l’ensemble des réservoirs. Nous avons cependant remarqué que la modification de la demande en eau à l’aval dans le futur (hausse du débit réservé) avait un impact plus important sur le réservoir de Castillon (influence principalement nivale) que sur les réservoirs de Bort-les-Orgues et Vouglans (influence majoritairement pluviale). À Castillon, les changements qui affectent les trajectoires futures sont particulièrement visibles entre juillet et octobre avec une vidange plus importante du réservoir. Ce déstockage permet d’assurer la fourniture du débit réservé selon les objectifs de gestion mais au détriment du respect de la contrainte de cote estivale qui n’est plus satisfaite. Ce phénomène se voit principalement au mois d’août et s’amplifie lorsque nous évoluons vers l’horizon le plus lointain et le RCP le plus pessimiste.

Par la suite, les résultats ont montré que la production d’énergie, à l’échelle annuelle, n’est pas affectée par l’usage d’un scénario en particulier. Nous constatons des baisses de la production comprises entre -1.5% et -19% en moyenne sur les trois réservoirs selon le scénario de gestion, l’horizon et le RCP considérés. Les impacts des scénarios sont toutefois visibles avec la mise en place de pénalités. Les bénéfiques immédiats, associés au scénario avec une chronique de prix différente, sont inférieurs à ceux des autres scénarios. Pour le scénario climatique le plus pessimiste (RCP 8.5 en 2080), la perte des bénéfiques du scénario de référence (S3) s’échelonne de -5.8% à -20% , selon le réservoir pris en compte, alors qu’elle évolue de -8.9% à -25% pour le scénario avec une chronique de prix différente (S4).

Une analyse des indicateurs de performance de la production d’énergie annuelle a permis de montrer que la fiabilité diminue sur l’ensemble des réservoirs et pour les trois scénarios de gestion considérés. Nous n’observons pas de distinction entre les scénarios. Ces baisses sont comprises entre -10% et -35% à l’horizon 2080 sous RCP 8.5. Sur l’ensemble des réservoirs, nous avons noté que les évolutions de la résilience étaient plus contrastées. À Bort-les-Orgues par exemple, pour le RCP 4.5 en 2050, nous avons constaté une hausse de $+9\%$ pour S4 et une diminution de -10% pour S3 et S5, alors que les trois scénarios suivent la même évolution à Vouglans (diminution) et à Castillon (augmentation). La vulnérabilité s’accroît sur les trois réservoirs plus spécifiquement pour le RCP 8.5 en 2080. Pour les réservoirs de Bort-les Orgues

et de Vouglans, la modification des prix de l'électricité a renforcé la valeur du déficit moyen de +33 % à Bort-les-Orgues et de +32 % à Vouglans en 2080, sous RCP 8.5. La vulnérabilité du réservoir de Castillon augmente d'un même ordre de grandeur (+30 %) pour les différents scénarios de gestion.

Enfin, nous avons synthétisé, à l'aide d'une représentation en diagramme, l'ensemble des évolutions affectant la production hydroélectrique des quatre réservoirs étudiés dans cette thèse. Sur l'ensemble des réservoirs, les saisons d'été et d'automne sont les plus touchées par les réductions de production, en particulier à l'horizon 2080, sous RCP 8.5, où elles sont comprises entre -7.6% (Vouglans) et -53% (Castillon), selon le réservoir. Nous mettons aussi en perspective, à l'échelle annuelle, les variations des débits d'apports aux réservoirs avec les variations de la production. Nous avons remarqué que les variations de production d'énergie évoluaient, en moyenne, dans des proportions similaires à celles des débits à l'échelle annuelle. Dans une dernière approche, nous avons montré que le lien entre les indicateurs hydroclimatiques et énergétiques à l'échelle mensuelle était plus complexe et peut s'expliquer principalement par la gestion saisonnière des réservoirs, qui modifie la relation entre les apports et la production d'énergie.

Dans le chapitre suivant, nous rappelons les objectifs de cette thèse et nous abordons les principales conclusions qui permettent d'apporter des éléments de réponse à ces objectifs. Dans cette dernière partie du manuscrit, nous évoquons les perspectives issues des analyses que nous avons menées.

Chapitre 8

Conclusion et perspectives

8.1 Rappel de la problématique et des objectifs

Dans le contexte de la transition énergétique et de la lutte contre le réchauffement climatique, le secteur hydroélectrique a un rôle de premier plan à jouer. Les centrales hydroélectriques produisent la quantité d'électricité la plus importante parmi toutes les sources d'énergie renouvelables. Elles occupent également une place stratégique dans l'équilibre du réseau électrique en répondant efficacement à la demande et en offrant la possibilité de stocker de l'énergie. Aujourd'hui, le stockage de l'hydroélectricité doit apporter la flexibilité nécessaire pour faire face à la variabilité du climat, à la demande énergétique croissante et au développement important des moyens de production intermittents (secteurs éolien et photovoltaïque, par exemple). Dans les systèmes hydrauliques de type lac-réservoir, le stockage et le déstockage pour la production d'énergie ne représentent que des utilisations singulières de l'eau. Ces usages cohabitent, le plus souvent, avec d'autres besoins en eau comme l'irrigation, l'approvisionnement en eau potable ou les activités récréatives. La gestion de l'eau disponible est donc cruciale pour planifier une production optimale, maximiser les revenus et s'affranchir des conflits éventuels entre les usagers. Cet aspect est d'un intérêt capital, particulièrement dans les régions où il est attendu une diminution de la ressource en eau sous l'influence du changement climatique et où l'occurrence des événements extrêmes va augmenter. L'ensemble de ces constats nous a conduits à formuler la question suivante : **quels indicateurs peuvent être pertinents pour améliorer l'évaluation des incidences du changement climatique sur la gestion des réservoirs hydroélectriques et servir de guide pour évaluer la flexibilité des systèmes eau-énergie par rapport aux conditions futures ?**

Pour répondre à cette question scientifique, nous nous sommes appuyés sur trois objectifs principaux. Le premier objectif était d'évaluer comment le changement climatique modifie les températures et les précipitations à l'échelle d'un bassin versant. L'enjeu consistait également à analyser les conséquences de ces modifications sur les régimes hydrologiques de quatre rivières (Dordogne, Ain, Durance et Verdon), d'intérêt hydroélectrique, sur la période 1976-2100 (chapitre 4).

Le deuxième objectif était de quantifier l'impact des changements de régimes hydrologiques sur les règles de gestion sous contrainte de cote estivale et de débits réservés de quatre grandes réserves en eau associées aux rivières étudiées (Bort-les-Orgues, Vouglans, Serre-Ponçon et Castillon). Cette étape offrait la possibilité de développer un nouvel indicateur pour caractériser la flexibilité, en climat futur, de ces réserves situées dans des régions climatiques contrastées à l'aide d'une approche de gestion fondée sur les courbes guides de remplissage d'un réservoir (chapitre 5).

Enfin, le troisième objectif était d'analyser l'impact des changements de régimes hydrologiques des apports aux quatre réservoirs, dans le cadre d'une gestion optimisée pour l'exploitation multi-usage. Le but était aussi de caractériser, par des indicateurs, l'évolution des performances de la production énergétique pour différents scénarios climatiques et pour diverses utilisations des volumes d'eau disponibles dans les réservoirs (chapitres 6 et 7).

8.2 Conclusion

Dans cette thèse, nous avons montré que les services climatiques ont le potentiel de fournir des informations essentielles permettant de construire des indicateurs pertinents à la gestion d'une réserve hydroélectrique pour différents scénarios climatiques. La chaîne de modélisation mise en place dans cette étude nous a permis de caractériser la flexibilité future des réservoirs, tout en fournissant une évolution des performances des systèmes hydroélectriques dans le cadre d'une gestion optimale.

Dans le contexte actuel de développement de multiples services climatiques, nous avons choisi d'employer le service DRIAS pour répondre aux différents objectifs que nous avons définis. Ce portail constitue un élément central de la chaîne de modélisation car l'ensemble des analyses d'impacts en dépendent. Nos projections hydroclimatiques, produites à partir du service DRIAS et du modèle hydrologique GR6J, ont permis de caractériser les impacts des changements climatiques sur l'évolution des températures, des précipitations, de l'équivalent en eau de la neige et des débits sur les quatre bassins versants étudiés. Pour la température, nous avons observé une hausse continue de cette dernière jusqu'en 2100 pour l'ensemble des bassins versants. L'accroissement de la température s'intensifie avec le scénario de forçage radiatif le plus fort, c'est-à-dire le RCP 8.5. Pour ce RCP, le réchauffement à l'horizon 2080, sera proche de $+2^{\circ}\text{C}$, pour les bassins de la Dordogne et de l'Ain, et de l'ordre de $+2.5^{\circ}\text{C}$, pour les bassins de la Durance et du Verdon, en comparaison avec la période historique (1976-2005). Nous avons constaté pour les précipitations, sur les différents scénarios et périodes, une hausse de ces dernières, excepté pour le bassin du Verdon où nous avons relevé principalement des diminutions pouvant atteindre -4% à l'horizon 2080 avec le RCP 8.5. Pour les débits, des baisses ont principalement été simulées pour la fin du siècle sur les deux RCP. Les pertes enregistrées sont de -3% pour l'Ain et comprises entre -12% et -17% pour les autres bassins. Le régime hydrologique futur des bassins alpins est particulièrement impacté par une forte atténuation du pic de fonte des neiges au printemps (disparition progressive du manteau neigeux). Pour les autres bassins, nous n'avons pas observé de changements aussi conséquents dans l'évolution future de leur régime hydrologique. Sur l'ensemble de notre échantillon, les mois d'été et d'automne sont les plus touchés par

les diminutions des débits qui accentuent davantage la sévérité des débits d'étiage (de -4.1% à -36.3% en 2050 et de -9.6% à -54% en 2080, selon le RCP). Les débits augmenteraient, quant à eux, principalement en hiver (de $+3.3\%$ à $+9\%$ en 2050 et de $+3.2\%$ à $+14\%$ en 2080, selon le RCP).

L'ensemble des indicateurs de cette première partie de la chaîne de modélisation fournissent des informations essentielles pour comprendre l'évolution futur du climat sur les différents bassins versants. Les graphiques de corrélation entre les variables hydroclimatiques sont des indicateurs potentiellement utiles pour les centrales hydroélectriques au fil de l'eau mais leur utilisation semble moins aisée dans le cadre des centrales avec un réservoir. Cela est dû principalement aux capacités de stockage et de déstockage différées dans le temps des réservoirs ainsi qu'aux usages et contraintes s'exerçant sur la retenue. Ces éléments accroissent la complexité de la relation entre précipitations/débit et production énergétique. À la lueur de ces constatations, nous nous sommes demandés quel indicateur permettrait de relier les changements de débits et leurs impacts sur le volume d'eau disponible au sein d'un réservoir. Ceci nous a amenés à étudier comment les modifications de débits influent sur la flexibilité de l'utilisation du volume d'eau du réservoir. En effet, cette flexibilité *hydraulique* est particulièrement cruciale pour la gestion du système électrique, et plus spécifiquement, vis-à-vis de l'intégration des énergies renouvelables au sein du réseau électrique (François et al., 2016a ; Troccoli, 2018). Nous avons abordé cette étape à l'aide de deux modèles de gestion se différenciant par leur degré de complexité.

Le premier modèle de gestion que nous avons utilisé s'appuie sur la construction de courbes guides de remontée avec une probabilité donnée. Cette probabilité donnée revient à définir un niveau de risque du respect de la contrainte. Nous avons montré comment obtenir un indicateur fondé sur les courbes guides de remplissage d'un réservoir pour caractériser le volume qui peut être potentiellement alloué à la production hydroélectrique (VOP), une fois les apports en eau et contraintes pris en compte.

Dans un contexte de modélisation simplifiée, nos simulations ont mis en évidence que les bassins avec un régime pluvial présentent une diminution modérée du niveau de risque associé au respect de la contrainte, pour un même volume d'eau optimisable entre climat présent et climat futur. En effet, une gestion ayant un risque de défaillance de 10% (niveau de satisfaction de 9 années sur 10) 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. En revanche, les bassins avec un régime nival sont plus impactés puisque le niveau de risque évoluerait de 10% à 50% pour ce même scénario.

L'un des intérêts de cet indicateur est qu'il peut facilement être appliqué à d'autres projections climatiques et d'autres réservoirs car il est fondé sur une approche conceptuelle ne nécessitant que les débits d'apports des réservoirs et les caractéristiques générales de ces derniers (débit réservé, volume d'eau utile du réservoir, niveau de la contrainte de cote estivale). La représentation sous forme d'abaque proposée dans cette thèse a le potentiel de servir de guide pour l'adaptation des règles de gestion face aux changements climatiques. En effet, elle donne la possibilité de visualiser le degré de satisfaction à privilégier par le gestionnaire dans le futur pour garder un volume d'eau optimisable proche de celui de la période historique.

Des échanges avec les professionnels du secteur hydroélectrique ont révélé que l'indicateur proposé était intéressant pour les gestionnaires. Il contribue notamment au problème opérationnel consistant à identifier les périodes où des tensions pourraient apparaître. Dans ce cas précis, une diminution de la production se traduirait par des compromis entre la production électrique et les autres usages. Cette approche de modélisation constitue une première étape dans la recherche du lien entre indicateurs hydroclimatiques et indicateurs de gestion hydroélectrique pour caractériser la flexibilité des systèmes eau-énergie. Cependant, elle ne permet pas d'analyser précisément les performances énergétiques du système en contexte multi-usage plus détaillé et faisant intervenir les prix de l'électricité. Nous nous sommes alors portés vers un second modèle de gestion de réservoir plus complexe, permettant la recherche d'une gestion optimale.

Le second modèle de gestion emploie un algorithme d'optimisation s'appuyant sur la programmation dynamique stochastique (SDP). Dans l'optimisation, nous avons pris en compte la contrainte de cote estivale ainsi que les pénalités associées en cas de non-respect de cette dernière. Quant à la demande en eau à l'aval, c'était une contrainte particulière qui n'intervenait pas dans le calcul des bénéfices. En effet, nous avons choisi de la considérer comme une contrainte stricte. Cela signifiait qu'elle devait être satisfaite en priorité sur l'ensemble des autres usages et contraintes.

Pour différents scénarios de gestion, nous avons constaté une évolution du cycle saisonnier des trajectoires de stock (volume d'eau du réservoir). Ces évolutions dans les trajectoires des stocks ont un impact direct sur la quantité d'eau relâchée par le réservoir et donc sur la production d'énergie. La diminution de la production d'énergie peut atteindre jusqu'à -19% à l'horizon 2080 sous RCP 8.5. Cette baisse de la production et le non-respect des contraintes, comme celle de la cote estivale, entraînent aussi une perte des bénéfices immédiats jusqu'à -21% .

L'analyse des critères de performance confirme les observations précédentes sur l'évolution de la production d'énergie. Plus précisément, les indicateurs de fiabilité et de résilience peuvent diminuer jusqu'à -30% pour le RCP 8.5 en 2080, par rapport à la période historique. L'évolution de ces performances se traduit par une augmentation des états de défaillance (déficit de production par rapport à une production cible) jusqu'à $+50\%$ (RCP 8.5 en 2080). Parmi les différents scénarios de gestion, celui modifiant les prix de l'électricité a eu le plus de conséquences sur les indicateurs de performance à l'échelle annuelle alors que celui modifiant la demande en eau a eu plus d'impact à l'échelle mensuelle. Les diminutions s'expliquent par une baisse de la production future et par une hausse de la part des pénalités avec une proportion plus conséquente des états de défaillance pour les différents enjeux. Même dans le cadre de règles de gestion optimale, il devient difficile de satisfaire tous les usages et contraintes.

Les simulations de la production d'énergie constituent l'aboutissement de la chaîne de modélisation des impacts mise en place au cours de cette thèse. Nous nous sommes alors interrogé sur la possibilité de relier les deux extrémités de la chaîne, c'est-à-dire rechercher un lien existant entre indicateurs hydroclimatiques et énergétiques. Dans cet objectif, nous avons mis en perspective les variations climatiques avec celles de la production énergétique. Pour nos différents cas d'étude, un lien apparaît potentiellement entre les variations des apports et celles de la production électrique à l'échelle annuelle. Ainsi, la diminution de la production annuelle

du réservoir de Serre-Ponçon, telle que modélisée dans cette thèse, de -12.7% en 2080 sous RCP 8.5, est associée à une réduction de -12.5% des débits d'apports. À l'échelle mensuelle, les graphiques de corrélation entre les variations hydroclimatiques et énergétiques ont mis en évidence que cette relation est plus complexe à cette échelle, en particulier en raison de la gestion du réservoir qui se fait sur l'année et qui altère la corrélation des variations de débits avec celles de la production d'énergie. Face à ces constatations, le recours à plusieurs indicateurs, comme ceux présentés tout au long de la chaîne de modélisation des impacts de cette thèse, pourrait devenir une étape nécessaire, voire essentielle, dans l'évaluation des impacts des changements climatiques et des modifications des usages sur la gestion des réservoirs.

Nous avons montré comment des indicateurs synthétiques et utiles peuvent être développés en se fondant sur les projections disponibles sur les portails de services climatiques. Les travaux entrepris et la méthodologie présentée dans ce manuscrit peuvent éclairer les tendances futures à l'échelle plus fine d'un seul réservoir, voire une échelle agrégée régionale des systèmes hydroélectriques. Ceci marque une première étape pour l'évaluation des impacts du changement climatique à des échelles clés de la prise de décision. Les indicateurs développés ou adaptés reflètent une méthodologie robuste et accessible dans leur mise en œuvre. Des analyses supplémentaires pourront toutefois être nécessaires pour prendre en considération certains aspects qui n'ont pas pu être examinés dans cette thèse. Il s'agit, par exemple, des zones d'études de cas particuliers ainsi que des paramètres spécifiques à certains réservoirs. À cela s'ajoute l'inclusion des objectifs futurs de production d'énergie et la prise en compte de l'évolution des demandes en eau pour d'autres usages. Ces différents éléments apportent de nouvelles perspectives que nous évoquons dans la partie suivante.

8.3 Perspectives

Les différentes conclusions que nous avons obtenues dans le cadre de cette thèse ouvrent la voie à de nouvelles perspectives pour l'étude des indicateurs des impacts des changements climatiques sur la gestion des réservoirs hydroélectriques.

Pour évaluer les changements de régimes hydrologiques, nous avons recouru à la version 2019 des projections climatiques du service DRIAS. Depuis l'automne 2020, un nouveau jeu de données de projections climatiques nommé DRIAS-2020 est disponible. La principale différence avec l'ensemble retenu dans cette thèse est la méthode de correction de biais employée. En effet, la méthode ADAMONT (Verfaillie et al., 2017) remplace la méthode CDF-t (Michelangeli et al., 2009). Il serait intéressant de prendre ces nouvelles projections pour les comparer avec les résultats que nous avons obtenus. Ceci nous permettrait d'analyser l'impact du choix de la méthode de correction de biais sur les performances de la gestion des réservoirs.

La mise en place de la chaîne de modélisation est complexe et s'accompagne de différentes sources d'incertitudes devant être étudiées pour mieux être prises en compte. Il serait pertinent, dans un premier temps, d'utiliser plusieurs GCM/RCM provenant de différentes expérimentations pour améliorer la prise en compte de l'incertitude liée aux modèles climatiques. Une

option additionnelle serait d'ajouter d'autres modèles hydrologiques pour accroître le nombre de simulations de débits et réduire les incertitudes inhérentes à la modélisation hydrologique.

Le développement de l'indicateur VOP a été proposé dans un cadre de modélisation simplifié. Dans ce cadre, il serait intéressant de généraliser notre approche à différents réservoirs en France et en Europe. Pour cela, il conviendrait de s'appuyer sur la base de données du JRC (De Felice et Kavvadias, 2020) sur les installations hydroélectriques, qui regroupe les principales informations nécessaires à la modélisation de l'indicateur. Ceci nous permettrait d'augmenter l'emprise spatiale de notre étude tout en conservant une analyse à l'échelle locale, celle du réservoir hydroélectrique.

Nous avons eu recours à un modèle de courbes guides de remplissage pour développer notre indicateur. L'usage des courbes guides de vidange (liées directement à la production d'énergie) permettrait de compléter notre démarche dans le cadre d'une approche plus complexe, à condition de disposer d'informations plus précises sur les installations hydroélectriques et plus particulièrement sur celles de la centrale.

En ce qui concerne la modélisation de la gestion du réservoir avec un modèle d'optimisation, une première perspective serait d'évoluer d'un pas de temps mensuel à un pas de temps journalier afin d'appréhender une analyse plus fine des variations d'apports, de prix de l'électricité et de production d'énergie. Nous avons utilisé des pénalités similaires pour les différentes contraintes appliquées aux réservoirs. Il conviendrait de réaliser une étude plus approfondie du rôle et de la hiérarchisation des pénalités sur la gestion.

Toujours dans le cadre de la gestion optimale, il nous paraît aussi judicieux d'examiner la pertinence d'un modèle de gestion employant une méthode d'optimisation différente de la programmation dynamique stochastique. Nous pourrions exploiter un modèle utilisant la programmation neurodynamique (Castelletti et al., 2007), qui permet de contourner le problème de la dimensionnalité de l'approche SDP. Il serait notamment pertinent de mettre en perspectives ces nouvelles règles de gestion avec celles obtenues avec le modèle SDP via l'analyse des indicateurs de performance.

Nous avons adopté une approche conceptuelle utilisant des données réelles, en particulier pour le système physique. Il serait intéressant de faire évoluer cette approche vers une vision plus réaliste de la gestion notamment, en considérant des systèmes complexes comme les multi-réservoirs. Ceci impliquerait cependant une meilleure connaissance des règles d'exploitation en vigueur sur chaque ouvrage (informations parfois non accessibles) et nécessiterait une collaboration plus étroite avec les exploitants.

Enfin, de nouvelles expérimentations sur d'autres réservoirs et sous diverses conditions climatiques seraient également intéressantes pour que des indicateurs robustes puissent être transférés dans le cadre d'une utilisation opérationnelle dans la planification et la gestion. Cette étape mériterait aussi d'être réalisée avec l'engagement actif des gestionnaires. Le but est d'aboutir à des échanges continus avec la communauté scientifique, profitables à la recherche mais aussi à la pratique opérationnelle dans le secteur hydroélectrique.

Bibliographie

- ADEeF, Agence ORE, Enedis, RTE, et Syndicat des Énergies Renouvelables: Panorama de l'électricité renouvelable 30 septembre 2020, Rapport technique, URL <https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/panorama-elec-enr-t3-2020.pdf>, 2020.
- Ali, S. A., Aadhar, S., Shah, H. L., et Mishra, V.: Projected Increase in Hydropower Production in India under Climate Change, *Scientific Reports*, 8, <https://doi.org/10.1038/s41598-018-30489-4>, 2018.
- AllEnvi: Mise en oeuvre de la stratégie scientifique de développement des services climatiques, Rapport technique, URL <https://www.allenvi.fr/content/download/4450/33635/version/1/file/Strat>, 2014.
- Anghileri, D., Pianosi, F., et Soncini-Sessa, R.: A framework for the quantitative assessment of climate change impacts on water-related activities at the basin scale, *Hydrology and Earth System Sciences*, 15, 2025–2038, <https://doi.org/10.5194/hess-15-2025-2011>, 2011.
- Anghileri, D., Botter, M., Castelletti, A., Weigt, H., et Burlando, P.: A Comparative Assessment of the Impact of Climate Change and Energy Policies on Alpine Hydropower, *Water Resources Research*, 54, 9144–9161, <https://doi.org/10.1029/2017WR022289>, 2018.
- Basheer, M. et Ahmed Elagib, N.: Temporal analysis of water-energy nexus indicators for hydropower generation and water pumping in the Lower Blue Nile Basin, *Journal of Hydrology*, 578, 124085, <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2019.124085>, 2019.
- Bódis, K., Monforti, F., et Szabó, S.: Could Europe have more mini hydro sites? A suitability analysis based on continentally harmonized geographical and hydrological data, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, 794–808, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.071>, 2014.
- Bellman, R., Bellman, R., et Corporation, R.: *Dynamic Programming*, Rand Corporation research study, Princeton University Press, URL <https://press.princeton.edu/books/paperback/9780691146683/dynamic-programming>, 1957.
- Boeglin, N.: « Louis André, Aristide Bergès, une vie d'innovateur. De la papeterie à la houille blanche », *Lectures*, p. 4, <https://doi.org/10.4000/lectures.11891>, 2013.

- Bonfils, C. J. W., Santer, B. D., Phillips, T. J., Marvel, K., Leung, L. R., Doutriaux, C., et Capotondi, A.: Relative Contributions of Mean-State Shifts and ENSO-Driven Variability to Precipitation Changes in a Warming Climate*, *Journal of Climate*, 28, 9997–10 013, <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-15-0341.1>, 2015.
- Cai, W., Borlace, S., Lengaigne, M., van Rensch, P., Collins, M., Vecchi, G., Timmermann, A., Santoso, A., McPhaden, M. J., Wu, L., England, M. H., Wang, G., Guilyardi, E., et Jin, F.-F.: Increasing frequency of extreme El Niño events due to greenhouse warming, *Nature Climate Change*, 4, 111–116, <https://doi.org/10.1038/nclimate2100>, 2014.
- Carvajal, P. E., Anandarajah, G., Mulugetta, Y., et Dessens, O.: Assessing uncertainty of climate change impacts on long-term hydropower generation using the CMIP5 ensemble—the case of Ecuador, *Climatic Change*, 144, 611–624, <https://doi.org/10.1007/s10584-017-2055-4>, 2017.
- Cassagnole, M.: Analyse du lien entre la qualité des prévisions hydrologiques et leur valeur économique pour le secteur hydroélectrique, Thèse de doctorat, AgroParisTech, URL <https://pastel.archives-ouvertes.fr/tel-03031033>, 2020.
- Castelletti, A., de Rigo, D., Rizzoli, A., Soncini-Sessa, R., et Weber, E.: Neuro-dynamic programming for designing water reservoir network management policies, *Control Engineering Practice*, 15, 1031–1038, <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2006.02.011>, 2007.
- Celeste, A. B. et Billib, M.: Evaluation of stochastic reservoir operation optimization models, *Advances in Water Resources*, 32, 1429–1443, <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2009.06.008>, 2009.
- Chauveau, M., Chazot, S., Perrin, C., Bourgin, P.-Y., Sauquet, E., Vidal, J.-P., Rouchy, N., Martin, E., David, J., Norotte, T., Maugis, P., et De Lacaze, X.: Quels impacts des changements climatiques sur les eaux de surface en France à l’horizon 2070?, *La Houille Blanche*, pp. 5–15, <https://doi.org/10.1051/lhb/2013027>, 2013.
- Cherry, J., Cullen, H., Visbeck, M., Small, A., et Uvo, C.: Impacts of the North Atlantic Oscillation on Scandinavian Hydropower Production and Energy Markets, *Water Resources Management*, 19, 673–691, <https://doi.org/10.1007/s11269-005-3279-z>, 2005.
- Christensen, N. S. et Lettenmaier, D. P.: A multimodel ensemble approach to assessment of climate change impacts on the hydrology and water resources of the Colorado River Basin, *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, p. 18, <https://doi.org/doi.org/10.5194/hess-11-1417-2007>, 2007.
- Coron, L., Thirel, G., Delaigue, O., Perrin, C., et Andréassian, V.: The suite of lumped GR hydrological models in an R package, *Environmental Modelling & Software*, 94, 166–171, <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2017.05.002>, 2017.
- Coron, L., Delaigue, O., Thirel, G., Perrin, C., et Michel, C.: airGR: Suite of GR Hydrological Models for Precipitation-Runoff Modelling, <https://doi.org/10.15454/EX11NA>, URL <https://CRAN.R-project.org/package=airGR>, r package version 1.4.3.65, 2020.

- Creutin, J. D., Ramos, M. H., Hingray, B., François, B., Borga, M., et Tofte, L.: Science Policy Brief: a climate variability viewpoint on renewable energy and electricity systems, p. 5, 2016.
- Côté, P. et Arsenault, R.: Efficient Implementation of Sampling Stochastic Dynamic Programming Algorithm for Multireservoir Management in the Hydropower Sector, *Journal of Water Resources Planning and Management*, 145, 05019005, [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)WR.1943-5452.0001050](https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0001050), 2019.
- Dayon, G.: Evolution du cycle hydrologique continental en France au cours des prochaines décennies, Thèse de doctorat, Université Toulouse III - Paul Sabatier, URL <http://theses.ups.ups-tlse.fr/2974/>, 2015.
- De Felice, M. et Kavvadias, K.: JRC Hydro-power plants database, European Commission's Joint Research Centre (JRC), <https://doi.org/10.5281/zenodo.4289229>, URL <https://zenodo.org/record/4289229>, base de donnée, 2020.
- Delaigue, O., Génot, B., Lebecherel, L., Brigode, P., et Bourgin, P.-Y.: Description des caractéristiques morphologiques, climatiques et hydrologiques de 3728 bassins versants français., Rapport technique, Université Paris-Saclay, INRAE, UR HYCAR, Équipe Hydrologie des bassins versants, Antony, URL <https://webgr.inrae.fr/base-de-donnees>, 2020.
- Deque, M.: Frequency of precipitation and temperature extremes over France in an anthropogenic scenario: Model results and statistical correction according to observed values, *Global and Planetary Change*, 57, 16–26, <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2006.11.030>, 2007.
- Dobson, B., Wagener, T., et Pianosi, F.: An argument-driven classification and comparison of reservoir operation optimization methods, *Advances in Water Resources*, 128, 74–86, <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.04.012>, 2019.
- Donnelly, C., Ernst, K., et Arheimer, B.: A comparison of hydrological climate services at different scales by users and scientists, *Climate Services*, <https://doi.org/10.1016/j.cliser.2018.06.002>, 2018.
- Doran, D. G.: An efficient transition definition for discrete state reservoir analysis: The divided interval technique, *Water Resources Research*, 11, 867–873, <https://doi.org/10.1029/WR011i006p00867>, 1975.
- Dorchies, D., Bourgin, F., Perrin, C., Astruc, A., Rizzoli, J. L., et Thépot, R.: Impacts des changements climatiques sur la gestion des barrages-réservoirs du bassin de la Seine - Premiers résultats du projet Climaware, in: *GLOBAL CHANGE*, p. 4, 2012.
- Dorchies, D., Thirel, G., Perrin, C., Bader, J.-C., Thépot, R., Rizzoli, J.-L., Jost, C., et Demerliac, S.: Climate change impacts on water resources and reservoir management in the Seine river basin (France), *La Houille Blanche*, pp. 32–37, <https://doi.org/10.1051/lhb/2016047>, 2016.
- Ducloux, D.: Conséquences énergétiques de la sécheresse pour la production d'électricité, *La Houille Blanche*, pp. 544–552, <https://doi.org/10.1051/lhb/1989054>, 1989.

- Dupeyrat, A., Agosta, C., Sauquet, E., et Hendrickx, F.: Sensibilité aux variations climatiques d'un bassin à forts enjeux – le cas de la Garonne, in: IWRA 13th World Water Congress, p. 15, Montpellier, URL https://iwra.org/member/congress/resource/abs446_article.pdf, 2008.
- Edouard, J. L. et Vivian, H.: Une hydrologie naturelle dans les Alpes du Nord?... Les nouveaux paramètres de l'hydrologie alpine : les aménagements hydro-électriques, *Revue de géographie alpine*, 72, 165–188, <https://doi.org/10.3406/rga.1984.2563>, 1984.
- EEA: Digest of EEA indicators 2014, Rapport technique, European Environment Agency, 2014.
- EEA: Climate change, impacts and vulnerability in Europe 2016: an indicator based report, Rapport technique, Publications Office, Luxembourg, 2017.
- EEA: Adaptation challenges and opportunities for the European energy system: building a climate resilient low carbon energy system., Publications Office, LU, 2019.
- Ehsani, N., Vörösmarty, C. J., Fekete, B. M., et Stakhiv, E. Z.: Reservoir operations under climate change: Storage capacity options to mitigate risk, *Journal of Hydrology*, 555, 435–446, <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2017.09.008>, 2017.
- Engeland, K., Borga, M., Creutin, J.-D., François, B., Ramos, M.-H., et Vidal, J.-P.: Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production – A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 600–617, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.046>, 2017.
- EPTB Seine Grands Lacs: Crue de mai-juin 2016 - Bilan de la crue et de la gestion des ouvrages, Rapport technique, URL https://www.aitf.fr/system/files/files/eptb_sgl_bilan_crue_seine_juin_2016.pdf, 2016.
- François, B.: Gestion optimale d'un réservoir hydraulique multiusages et changement climatique. Modèles, projections et incertitudes : Application à la réserve de Serre-Ponçon, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, URL <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00997012>, 2013.
- François, B., Hingray, B., Hendrickx, F., et Creutin, J. D.: Seasonal patterns of water storage as signatures of the climatological equilibrium between resource and demand, *Hydrology and Earth System Sciences*, 18, 3787–3800, <https://doi.org/10.5194/hess-18-3787-2014>, 2014.
- François, B., Hingray, B., Creutin, J. D., et Hendrickx, F.: Estimating Water System Performance Under Climate Change: Influence of the Management Strategy Modeling, *Water Resources Management*, 29, 4903–4918, <https://doi.org/10.1007/s11269-015-1097-5>, 2015.
- François, B., Borga, M., Creutin, J., Hingray, B., Raynaud, D., et Sauterleute, J.: Complementarity between solar and hydro power: Sensitivity study to climate characteristics in Northern-Italy, *Renewable Energy*, 86, 543–553, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.08.044>, 2016a.

- François, B., Hingray, B., Raynaud, D., Borga, M., et Creutin, J.: Increasing climate-related-energy penetration by integrating run-of-the river hydropower to wind/solar mix, *Renewable Energy*, 87, 686–696, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.064>, 2016b.
- Givati, A., Thirel, G., Rosenfeld, D., et Paz, D.: Climate change impacts on streamflow at the upper Jordan River based on an ensemble of regional climate models, *Journal of Hydrology: Regional Studies*, 21, 92–109, <https://doi.org/10.1016/j.ejrh.2018.12.004>, 2019.
- Guégan, M., Uvo, C. B., et Madani, K.: Developing a module for estimating climate warming effects on hydropower pricing in California, *Energy Policy*, 42, 261–271, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.083>, 2012.
- Gupta, H. V., Kling, H., Yilmaz, K. K., et Martinez, G. F.: Decomposition of the mean squared error and NSE performance criteria: Implications for improving hydrological modelling, *Journal of Hydrology*, 377, 80–91, <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2009.08.003>, 2009.
- Haguma, D., Leconte, R., Krau, S., Côté, P., et Brissette, F.: Water Resources Optimization Method in the Context of Climate Change, *Journal of Water Resources Planning and Management*, 141, 04014051, [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)WR.1943-5452.0000445](https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000445), 2015.
- Haguma, D., Leconte, R., et Côté, P.: Evaluating Transition Probabilities for a Stochastic Dynamic Programming Model Used in Water System Optimization, *Journal of Water Resources Planning and Management*, 144, 04017090, [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)WR.1943-5452.0000883](https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000883), 2018.
- Hashimoto, T., Stedinger, J. R., et Loucks, D. P.: Reliability, resiliency, and vulnerability criteria for water resource system performance evaluation, *Water Resources Research*, 18, 14–20, <https://doi.org/10.1029/WR018i001p00014>, 1982.
- Hewitson, B., Waagsaether, K., Wohland, J., Kloppers, K., et Kara, T.: Climate information websites: an evolving landscape: Climate information websites, *Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change*, 8, e470, <https://doi.org/10.1002/wcc.470>, 2017.
- Hingray, B. et Saïd, M.: Partitioning Internal Variability and Model Uncertainty Components in a Multimember Multimodel Ensemble of Climate Projections, *Journal of Climate*, 27, 6779–6798, <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-13-00629.1>, 2014.
- Hveding, V.: Digital simulation techniques in power system planning, *Economics of Planning*, 8, 118–139, <https://doi.org/10.1007/BF02481379>, 1968.
- IEA: World Energy Outlook 2020 Résumé, Rapport technique, IEA, URL <https://webstore.iea.org/download/summary/4153?fileName=French-Summary-WE02020.pdf>, 2020.
- IPCC: Annex III: Glossary, in: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, édité par Stocker, T., Qin, D., Plattner, G.-K., Tignor, M., Allen, S., Boschung, J., Nauels, A., Xia, Y., Bex, V., Midgley, P., et Planton, S., pp. 1447–1466, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.031>, URL www.climatechange2013.org, 2013.

- IPCC: Annexe II: Glossaire, in: Changements climatiques 2014: Rapport de synthèse. Contribution des Groupes de travail I, II et III au cinquième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, édité par Mach, K. J., Planton, S., et von Stechow, C., Genève, Suisse, 2014.
- IPCC: Changements climatiques 2014: Rapport de synthèse. Contribution des Groupes de travail I, II et III au cinquième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Genève, Suisse, oCLC: 1100013012, 2015.
- IPCC: Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty, URL https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf, 2018.
- IPCC: IPCC Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate, 2019.
- Jacob, D., Petersen, J., Eggert, B., Alias, A., Christensen, O. B., Bouwer, L. M., Braun, A., Colette, A., Déqué, M., Georgievski, G., Georgopoulou, E., Gobiet, A., Menut, L., Nikulin, G., Haensler, A., Hempelmann, N., Jones, C., Keuler, K., Kovats, S., Kröner, N., Kotlarski, S., Kriegsmann, A., Martin, E., van Meijgaard, E., Moseley, C., Pfeifer, S., Preuschmann, S., Radermacher, C., Radtke, K., Rechid, D., Rounsevell, M., Samuelsson, P., Somot, S., Soussana, J.-F., Teichmann, C., Valentini, R., Vautard, R., Weber, B., et Yiou, P.: EURO-CORDEX: new high-resolution climate change projections for European impact research, *Regional Environmental Change*, 14, 563–578, <https://doi.org/10.1007/s10113-013-0499-2>, 2014.
- Jacob, D., Kotova, L., Teichmann, C., Sobolowski, S. P., Vautard, R., Donnelly, C., Koutroulis, A. G., Grillakis, M. G., Tsanis, I. K., Damm, A., Sakalli, A., et van Vliet, M. T. H.: Climate Impacts in Europe Under +1.5°C Global Warming, *Earth's Future*, 6, 264–285, <https://doi.org/10.1002/2017EF000710>, 2018.
- Jaramillo, L. V., Stone, M. C., et Morrison, R. R.: An indicator-based approach to assessing resilience of socio-hydrologic systems in Nepal to hydropower development, *Journal of Hydrology*, 563, 1111–1118, <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2018.05.070>, 2018.
- Joly, D., Brossard, T., Cardot, H., Cavailles, J., Hilal, M., et Wavresky, P.: Les types de climats en France, une construction spatiale, *Cybergeo*, <https://doi.org/10.4000/cybergeo.23155>, 2010.
- Karamouz, M. et Vasiliadis, H. V.: Bayesian stochastic optimization of reservoir operation using uncertain forecasts, *Water Resources Research*, 28, 1221–1232, <https://doi.org/10.1029/92WR00103>, 1992.
- Kjeldsen, T. R. et Rosbjerg, D.: Choice of reliability, resilience and vulnerability estimators for risk assessments of water resources systems / Choix d'estimateurs de fiabilité, de résilience

- et de vulnérabilité pour les analyses de risque de systèmes de ressources en eau, *Hydrological Sciences Journal*, 49, 1, <https://doi.org/10.1623/hysj.49.5.755.55136>, 2004.
- Klemeš, V.: Discrete representation of storage for stochastic reservoir optimization, *Water Resources Research*, 13, 149–158, <https://doi.org/10.1029/WR013i001p00149>, 1977.
- Klemeš, V.: Operational testing of hydrological simulation models, *Hydrological Sciences Journal*, 31, 13–24, <https://doi.org/10.1080/02626668609491024>, 1986.
- Kopytkovskiy, M., Geza, M., et McCray, J.: Climate-change impacts on water resources and hydropower potential in the Upper Colorado River Basin, *Journal of Hydrology: Regional Studies*, 3, 473–493, <https://doi.org/10.1016/j.ejrh.2015.02.014>, 2015.
- Kumar, A., Tormod, S., Ahenkorah, A., Caceres Rodriguez, R., Devernay, J.-M., Freitas, M., Hall, D., Killingtveit, n., Liu, Z., Branche, E., Burkhardt, J., Descloux, S., Heath, G., Seelos, K., Diaz Morejon, C., et Krug, T.: Hydropower, in: *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, 2011.
- Labadie, J. W.: Optimal operation of multireservoir systems: state-of-the-art review, *Journal of water resources planning and management*, 130, 93–111, [https://doi.org/https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)0733-9496\(2004\)130:2\(93\)](https://doi.org/https://doi.org/10.1061/(ASCE)0733-9496(2004)130:2(93)), 2004.
- Lehner, B., Czisch, G., et Vassolo, S.: The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis, *Energy Policy*, 33, 839–855, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.018>, 2005.
- Leleu, I., Tonnelier, I., Puechberty, R., Gouin, P., Viquendi, I., Cobos, L., Foray, A., Baillon, M., et Ndimba, P.-O.: La refonte du système d’information national pour la gestion et la mise à disposition des données hydrométriques, *La Houille Blanche*, pp. 25–32, <https://doi.org/10.1051/lhb/2014004>, 2014.
- Lemoine, A. et Ramos, M.-H.: Towards improving the performance of water-energy systems by integrating large-scale climate services indicators, in: *SHF - HydroES 2019, What future for Hydropower in France and in Europe?*, p. 6, Grenoble, 2019.
- Li, J., Wang, Z., Wu, X., Ming, B., Chen, L., et Chen, X.: Evident response of future hydropower generation to climate change, *Journal of Hydrology*, 590, 125–138, <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2020.125385>, 2020.
- Liu, P., Zhao, J., Li, L., et Shen, Y.: Optimal Reservoir Operation Using Stochastic Dynamic Programming, *Journal of Water Resource and Protection*, 04, 342–345, <https://doi.org/10.4236/jwarp.2012.46038>, 2012.
- Lémond, J., Dandin, P., Planton, S., Vautard, R., Pagé, C., Déqué, M., Franchistéguy, L., Geindre, S., Kerdoncuff, M., Li, L., Moisselin, J. M., Noël, T., et Tourre, Y. M.: DRIAS: a step toward Climate Services in France, *Advances in Science and Research*, 6, 179–186, <https://doi.org/10.5194/asr-6-179-2011>, 2011.

- Loucks, D. P., Beek, E. v., et Stedinger, J. R.: Water resources systems planning and management: an introduction to methods, models and applications, Studies and reports in hydrology, UNESCO, Paris, oCLC: 255556254, 2005.
- Magand, C., Ducharme, A., Le Moine, N., et Gascoïn, S.: Introducing Hysteresis in Snow Depletion Curves to Improve the Water Budget of a Land Surface Model in an Alpine Catchment, *Journal of Hydrometeorology*, 15, 631–649, <https://doi.org/10.1175/JHM-D-13-091.1>, 2014.
- Majone, B., Villa, F., Deidda, R., et Bellin, A.: Impact of climate change and water use policies on hydropower potential in the south-eastern Alpine region, *Science of The Total Environment*, 543, 965–980, <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2015.05.009>, 2016.
- Marien, J. L., Damázio, J. M., et Costa, F. S.: Building flood control rule curves for multipurpose multireservoir systems using controllability conditions, *Water Resources Research*, 30, 1135–1144, <https://doi.org/10.1029/93WR03100>, URL <http://doi.wiley.com/10.1029/93WR03100>, 1994.
- Mayor, B., Rodríguez-Muñoz, I., Villarroya, F., Montero, E., et López-Gunn, E.: The Role of Large and Small Scale Hydropower for Energy and Water Security in the Spanish Duero Basin, *Sustainability*, 9, 1807, <https://doi.org/10.3390/su9101807>, 2017.
- Mercer, J. H.: West Antarctic ice sheet and CO2 greenhouse effect: a threat of disaster, *Nature*, 271, 321–325, <https://doi.org/10.1038/271321a0>, 1978.
- Michel, C.: Que peut-on faire en hydrologie avec modèle conceptuel à un seul paramètre?, *La Houille Blanche*, pp. 39–44, <https://doi.org/10.1051/lhb/1983004>, 1983.
- Michelangeli, P.-A., Vrac, M., et Loukos, H.: Probabilistic downscaling approaches: Application to wind cumulative distribution functions, *Geophysical Research Letters*, 36, <https://doi.org/10.1029/2009GL038401>, 2009.
- Nations Unies: Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, Conférence des Nations Unies sur l’environnement et le développement, Rio, Brésil, URL https://unfccc.int/files/essential_background/convention/background/application/pdf/convention_text_with_annexes_french_for_posting.pdf, 1992.
- Oliveira, R. et Loucks, D. P.: Operating rules for multireservoir systems, *Water Resources Research*, 33, 839–852, <https://doi.org/10.1029/96WR03745>, 1997.
- Oudin, L., Hervieu, F., Michel, C., Perrin, C., Andréassian, V., Anctil, F., et Loumagne, C.: Which potential evapotranspiration input for a lumped rainfall–runoff model?, *Journal of Hydrology*, 303, 290–306, <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2004.08.026>, 2005.
- Oudin, L., Andréassian, V., Mathevet, T., Perrin, C., et Michel, C.: Dynamic averaging of rainfall–runoff model simulations from complementary model parameterizations, *Water Resources Research*, 42, <https://doi.org/10.1029/2005WR004636>, 2006.

- Ouzeau, G., Déqué, M., Jouini, M., Planton, S., et Vautard, R.: Scénarios régionalisés : édition 2014 pour la métropole et les régions d’outre-mer, Rapport Technique 4, Ministère de l’Écologie, du Développement durable et de l’Énergie, Direction générale de l’Énergie et du Climat, 2014.
- Ouzeau, G., Soubeyroux, J.-M., Schneider, M., Vautard, R., et Planton, S.: Heat waves analysis over France in present and future climate: Application of a new method on the EURO-CORDEX ensemble, *Climate Services*, 4, 1–12, <https://doi.org/10.1016/j.cliser.2016.09.002>, 2016.
- Pechlivanidis, I., Gupta, H., et Bosshard, T.: An Information Theory Approach to Identifying a Representative Subset of Hydro-Climatic Simulations for Impact Modeling Studies, *Water Resources Research*, <https://doi.org/10.1029/2017WR022035>, 2018.
- Piazza-Morel, D., Arlot, M.-P., Philippe, F., et Véron, F.: Rapport final du projet AdaMont - Impacts du changement climatique et adaptation en territoire de montagne, Rapport technique, Irstea, Grenoble, URL https://www6.lyon-grenoble.inrae.fr/lessem/content/download/3673/35670/version/1/file/AdaMont_Rapport+final_2018.pdf, 2018.
- Pina, J., Tilmant, A., et Anctil, F.: Horizontal Approach to Assess the Impact of Climate Change on Water Resources Systems, *Journal of Water Resources Planning and Management*, 143, 04016081, [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)WR.1943-5452.0000737](https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000737), 2017a.
- Pina, J., Tilmant, A., et Côté, P.: Optimizing Multireservoir System Operating Policies Using Exogenous Hydrologic Variables: SDDPX EXOGENOUS VARIABLES, *Water Resources Research*, 53, 9845–9859, <https://doi.org/10.1002/2017WR021701>, 2017b.
- Planton, S., Vautard, R., et Rajaud, A.: Développer les services climatiques, in: *Théma, Comisariat général au développement durable*, 2018.
- Pushpalatha, R., Perrin, C., Le Moine, N., Mathevet, T., et Andréassian, V.: A downward structural sensitivity analysis of hydrological models to improve low-flow simulation, *Journal of Hydrology*, 411, 66–76, <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2011.09.034>, 2011.
- Rabatel, A., Francou, B., Soruco, A., Gomez, J., Cáceres, B., Ceballos, J. L., Basantes, R., Vuille, M., Sicart, J.-E., Huggel, C., Scheel, M., Lejeune, Y., Arnaud, Y., Collet, M., Condom, T., Consoli, G., Favier, V., Jomelli, V., Galarraga, R., Ginot, P., Maisincho, L., Mendoza, J., Ménégoz, M., Ramirez, E., Ribstein, P., Suarez, W., Villacis, M., et Wagnon, P.: Current state of glaciers in the tropical Andes: a multi-century perspective on glacier evolution and climate change, *The Cryosphere*, 7, 81–102, <https://doi.org/10.5194/tc-7-81-2013>, 2013.
- Raje, D. et Mujumdar, P.: Reservoir performance under uncertainty in hydrologic impacts of climate change, *Advances in Water Resources*, 33, 312–326, <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2009.12.008>, 2010.
- Rani, D. et Moreira, M. M.: Simulation–Optimization Modeling: A Survey and Potential Application in Reservoir Systems Operation, *Water Resources Management*, 24, 1107–1138, <https://doi.org/10.1007/s11269-009-9488-0>, 2010.

- Ranzani, A., Bonato, M., Patro, E., Gaudard, L., et De Michele, C.: Hydropower Future: Between Climate Change, Renewable Deployment, Carbon and Fuel Prices, *Water*, 10, 1197, <https://doi.org/10.3390/w10091197>, 2018.
- Roche, P.-A., Miquel, J., Gaume, E., et Marsily, G. d.: Hydrologie quantitative processus, modèles et aide à la décision, Springer, Paris; Berlin; Heidelberg, ISBN 978-2-8178-0105-6, 2012.
- Sauquet, E.: Projet R²D² 2050 Risque, Ressource en eau et gestion Durable de la Durance en 2050, Rapport technique, Irstea, 2015.
- Sauquet, E., Arama, Y., Blanc-Coutagne, E., Bouscasse, H., Branger, F., Braud, I., Brun, J.-F., Cherel, J., Cipriani, T., et Datry, T.: Le partage de la ressource en eau sur la Durance en 2050 : vers une évolution du mode de gestion des grands ouvrages duranciens ?, SHF - Water Tensions in Europe and in the Mediterranean: water crisis by 2050?, Paris, pp. 25–31, URL <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01299129>, 2016.
- Savelsberg, J., Schillinger, M., Schlecht, I., et Weigt, H.: The Impact of Climate Change on Swiss Hydropower, *Sustainability*, 10, 2541, <https://doi.org/10.3390/su10072541>, 2018.
- Schaefli, B.: Projecting hydropower production under future climates: a guide for decision-makers and modelers to interpret and design climate change impact assessments, *Wiley Interdisciplinary Reviews: Water*, 2, 271–289, <https://doi.org/10.1002/wat2.1083>, 2015.
- Schaefli, B., Hingray, B., et Musy, A.: Climate change and hydropower production in the Swiss Alps: quantification of potential impacts and related modelling uncertainties, *Hydrology and Earth System Sciences Discussions*, 11, 1191–1205, <https://doi.org/10.5194/hess-11-1191-2007>, 2007.
- Soubeyroux, J.-M., Bernus, S., Corre, L., Drouin, A., Dubuisson, B., Etchevers, P., Gouget, V., Josse, P., Kerdoncuff, M., Samacoits, R., et Tocquer, F.: Les nouvelles projections climatiques de référence DRIAS-2020 pour la métropole, Rapport technique, Météo-France, URL <http://www.drias-climat.fr/document/rapport-DRIAS-2020-red3-2.pdf>, 2020.
- Stedinger, J. R., Sule, B. F., et Loucks, D. P.: Stochastic dynamic programming models for reservoir operation optimization, *Water Resources Research*, 20, 1499–1505, <https://doi.org/10.1029/WR020i011p01499>, 1984.
- Street, R., Parry, M., Scott, J., Jacob, D., Runge, T., European Commission, et Directorate-General for Research and Innovation: A European research and innovation roadmap for climate services., Publications Office, Luxembourg, oCLC: 908058304, 2015.
- Strzepek, K., Jacobsen, M., Boehlert, B., et Neumann, J.: Toward evaluating the effect of climate change on investments in the water resources sector: insights from the forecast and analysis of hydrological indicators in developing countries, *Environmental Research Letters*, 8, 044014, <https://doi.org/10.1088/1748-9326/8/4/044014>, 2013.
- Tejada-Guibert, J. A., Johnson, S. A., et Stedinger, J. R.: Comparison of two approaches for implementing multireservoir operating policies derived using stochastic dynamic programming, *Water Resources Research*, 29, 3969–3980, <https://doi.org/10.1029/93WR02277>, 1993.

- Tejada-Guibert, J. A., Johnson, S. A., et Stedinger, J. R.: The Value of Hydrologic Information in Stochastic Dynamic Programming Models of a Multireservoir System, *Water Resources Research*, 31, 2571–2579, <https://doi.org/10.1029/95WR02172>, 1995.
- Tilmant, A. et Kelman, R.: A stochastic approach to analyze trade-offs and risks associated with large-scale water resources systems: TRADE-OFFS AND RISKS IN LARGE-SCALE WATER RESOURCES SYSTEMS, *Water Resources Research*, 43, <https://doi.org/10.1029/2006WR005094>, 2007.
- Tilmant, A., Faouzi, E., et Vanclooster, M.: Optimal operation of multipurpose reservoirs using flexible stochastic dynamic programming, *Applied Soft Computing*, 2, 61–74, [https://doi.org/10.1016/S1568-4946\(02\)00029-7](https://doi.org/10.1016/S1568-4946(02)00029-7), 2002.
- Tilmant, A., Arjoon, D., et Marques, G. F.: Economic Value of Storage in Multireservoir Systems, *Journal of Water Resources Planning and Management*, 140, 375–383, [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)WR.1943-5452.0000335](https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000335), 2014.
- Tilmant, A., Pina, J., Salman, M., Casarotto, C., Ledbi, F., et Pek, E.: Probabilistic trade-off assessment between competing and vulnerable water users – The case of the Senegal River basin, *Journal of Hydrology*, 587, 124915, <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2020.124915>, 2020.
- Tobin, I., Greuell, W., Jerez, S., Ludwig, F., Vautard, R., van Vliet, M. T. H., et Bréon, F.-M.: Vulnerabilities and resilience of European power generation to 1.5 °C, 2 °C and 3 °C warming, *Environmental Research Letters*, 13, 044024, <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aab211>, 2018.
- Troccoli, A., ed.: *Weather & Climate Services for the Energy Industry*, Springer International Publishing, Cham, <https://doi.org/10.1007/978-3-319-68418-5>, 2018.
- Troccoli, A., Dubus, L., et Haupt, S.: *Weather Matters for Energy*, Springer, <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-9221-4>, 2014.
- Trottier, M. O.: Impacts de la modélisation stochastique des apports sur la gestion des ressources hydriques du système de la Romaine, Mémoire de maîtrise, Université de Sherbrooke, Sherbrooke, 2018.
- UNESCO: Water and energy, vol. 1 of *The United Nations World Water Development Report 2014*, UNESCO, Paris, 2014.
- UNESCO et ONU-Eau: Rapport mondial des Nations Unies sur la mise en valeur des ressources en eau 2020: l'eau et les changements climatiques, UNESCO, Paris, 2020.
- Valéry, A.: Modélisation précipitations – débit sous influence nivale Elaboration d'un module neige et évaluation sur 380 bassins versants, Thèse de doctorat, AgroParisTech, URL <https://hal.inrae.fr/tel-02594605>, 2010.

- Valéry, A., Andréassian, V., et Perrin, C.: ‘As simple as possible but not simpler’: What is useful in a temperature-based snow-accounting routine? Part 2 – Sensitivity analysis of the Cemaneige snow accounting routine on 380 catchments, *Journal of Hydrology*, 517, 1176–1187, <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2014.04.058>, 2014.
- van Vliet, M. T., Donnelly, C., Strömbäck, L., Capell, R., et Ludwig, F.: European scale climate information services for water use sectors, *Journal of Hydrology*, 528, 503–513, <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2015.06.060>, 2015.
- van Vliet, M. T. H., Wiberg, D., Leduc, S., et Riahi, K.: Power-generation system vulnerability and adaptation to changes in climate and water resources, *Nature Climate Change*, 6, 375–380, <https://doi.org/10.1038/nclimate2903>, 2016.
- Vautard, R., Gobiet, A., Jacob, D., Belda, M., Colette, A., Déqué, M., Fernández, J., García-Díez, M., Goergen, K., Güttler, I., Halenka, T., Karacostas, T., Katragkou, E., Keuler, K., Kotlarski, S., Mayer, S., van Meijgaard, E., Nikulin, G., Patarčić, M., Scinocca, J., Sobolowski, S., Suklitsch, M., Teichmann, C., Warrach-Sagi, K., Wulfmeyer, V., et Yiou, P.: The simulation of European heat waves from an ensemble of regional climate models within the EURO-CORDEX project, *Climate Dynamics*, 41, 2555–2575, <https://doi.org/10.1007/s00382-013-1714-z>, 2013.
- Verfaillie, D., Déqué, M., Morin, S., et Lafaysse, M.: The method ADAMONT v1.0 for statistical adjustment of climate projections applicable to energy balance land surface models, *Geosci. Model Dev.*, p. 27, 2017.
- Vidal, J.-P., Martin, E., Franchistéguy, L., Baillon, M., et Soubeyrou, J.-M.: A 50-year high-resolution atmospheric reanalysis over France with the Safran system, *International Journal of Climatology*, 30, 1627–1644, <https://doi.org/10.1002/joc.2003>, 2010.
- Vincent, C., Peyaud, V., Laarman, O., Six, D., Gilbert, A., Gillet-Chaulet, F., Berthier, t., Morin, S., Verfaillie, D., Rabatel, A., Jourdain, B., et Bolibar, J.: Déclin des deux plus grands glaciers des Alpes françaises au cours du XXI^e siècle : Argentière et Mer de Glace, *La Météorologie*, p. 49, <https://doi.org/10.4267/2042/70369>, 2019.
- Vrac, M. et Friederichs, P.: Multivariate—Intervariable, Spatial, and Temporal—Bias Correction*, *Journal of Climate*, 28, 218–237, <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-14-00059.1>, URL <http://journals.ametsoc.org/doi/10.1175/JCLI-D-14-00059.1>, 2015.
- Vrac, M., Drobinski, P., Merlo, A., Herrmann, M., Lavaysse, C., Li, L., et Somot, S.: Dynamical and statistical downscaling of the French Mediterranean climate: uncertainty assessment, *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 12, 2769–2784, <https://doi.org/10.5194/nhess-12-2769-2012>, 2012.
- Vrac, M., Noël, T., et Vautard, R.: Bias correction of precipitation through Singularity Stochastic Removal: Because occurrences matter, *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 121, 5237–5258, <https://doi.org/10.1002/2015JD024511>, 2016.

- World Meteorological Organization: Essential Climate Variables, URL <https://public.wmo.int/en/programmes/global-climate-observing-system/essential-climate-variables>, 2017.
- Yakowitz, S.: Dynamic programming applications in water resources, *Water resources research*, 18, 673–696, <https://doi.org/10.1029/WR018i004p00673>, 1982.
- Yeh, W. W.-G.: Reservoir Management and Operations Models: A State-of-the-Art Review, *Water Resources Research*, 21, 1797–1818, <https://doi.org/10.1029/WR021i012p01797>, 1985.
- Zhou, J., Jia, B., Chen, X., Qin, H., He, Z., et Liu, G.: Identifying Efficient Operating Rules for Hydropower Reservoirs Using System Dynamics Approach—A Case Study of Three Gorges Reservoir, China, *Water*, 11, 2448, <https://doi.org/10.3390/w11122448>, 2019.

Annexes

Annexe A

Liste des résumés, présentations en conférence et publications

A.1 Résumés et présentations en conférence

- **Lemoine A.**, Ramos, M.H. (2019), Towards improving the performance of water-energy systems by integrating large-scale climate services indicators. Actes Conférence SHF HydroES 2019 (Quel avenir voulons-nous pour l'Hydro-électricité, en France et en Europe ?), 29-30/01/2019, Grenoble, France, 6 p. Présentation orale et actes de conférence.
- **Lemoine A.**, Ramos, M. H., Thirel, G. and Andréassian, V. (2019), Using climate services to evaluate projected changes in the management and planning of hydropower production¹. Geophysical Research Abstracts, Vol. 21, EGU2019-14887-1, 2019. Présentation poster.
- **Lemoine A.**, Ramos M.-H., Andréassian V. and Thirel G. (2019), Using climate services to evaluate projected changes in the operation of hydropower reservoirs², ICEM 6th International conference energy & meteorology, Copenhagen, 25-27 June 2019. Présentation poster.

A.2 Publications en cours de préparation

- **Lemoine A.**, Ramos M.-H., Andréassian, V. (in prep.), An indicator to characterize the flexibility of reservoir-based hydropower systems under future climate. To be submitted to International Journal of River Basin Management.
- **Lemoine A.**, Ramos M.-H., Tilmant A., Andréassian, A. (in prep.), Linking hydroclimatic and hydropower production indicators to assess the impacts of climate change on multi-objective optimal reservoir operation. To be submitted to Hydrology and Earth System Sciences.

1. <https://meetingorganizer.copernicus.org/EGU2019/EGU2019-14887-1.pdf>*

2. <http://icem2019-abstract-submission.p.wemc.currenda.com/days/2019-06-25/abstract/814>*

*(dernière consultation le 08/02/2021).

A.3 Contributions à des études menées par des partenaires du projet AQUACLEW

- Berg P., Herrera P., Klehmet K., Leidinger D., **Lemoine A.**, Pastén -Zapata E., Pimentel R., and Ramos M.-H. (in prep.), Evaluating performance of bias correction methods outside the calibration climate regime.

Contribution avec l'application de la méthode CDF-t à des projections climatiques de température et précipitations sur plusieurs points de grille en Europe.

- Pastén-Zapata E., Pimentel R., Royer-Gaspard P., Sonnenborg T.O., Aparicio-Ibañez J., **Lemoine A.**, Pérez-Palazón M.J., Schneider R., Photiadou C., Thirel G., Reefsgard J.C. (in prep.), Applying the differential split sample test as a tool to evaluate the skill of hydrological models to simulate processes under changing climate regimes with focus on water-related climate services.

Contribution avec l'application de la méthode CDF-t à des projections climatiques de température et précipitations (EURO CORDEX; données brutes) sur le bassin de la Durance pour leur utilisation dans trois modèles hydrologiques.

- Sebök E., Henriksen H.J., Pasten-Zapata E., Berg P., Thirel G., **Lemoine A.**, Lira-Loarca A., Photiadou C., Pimentel R. and Royer-Gaspard P., (in prep.), Virtual expert elicitation: a potential method to assess uncertainty in climate services in the water sector.

Contribution à l'atelier « Expert Elicitation » avec étude de cas sur les impacts du changement climatique sur la Durance.

A.4 Towards improving the performance of water-energy systems by integrating large-scale climate services indicators. Actes Conférence SHF HydroES 2019

TOWARDS IMPROVING THE PERFORMANCE OF WATER-ENERGY SYSTEMS BY INTEGRATING LARGE-SCALE CLIMATE SERVICES INDICATORS

Vers l'amélioration des performances des systèmes eau-énergie en intégrant des indicateurs de services climatiques à large échelle

Anthony Lemoine¹, Maria-Helena Ramos

Irstea, UR HYCAR, 1 rue Pierre-Gilles de Gennes, F-92761 Antony, France
anthony.lemoine@irstea.fr, maria-helena.ramos@irstea.fr

ABSTRACT

The impacts of climate change on the hydrological cycle are a growing concern among water managers, particularly in the hydroelectric sector. To meet the growing demand for impact assessment and adaptation strategies in the water sector, climate services are flourishing across Europe, particularly in connection with the Copernicus Climate Change Service (C3S). It is therefore necessary to study the use of climate services available on a regional, or even continental, scale for local decision-making in the hydroelectric sector. The first part of this study presents an overview of the main European climate services that can be useful for hydropower planning and management in the context of future climate scenarios, climate change and adaptation. Secondly, we present an example of the possible use of the information provided by the climate services to inform future changes in monthly flows, which are crucial information to water reservoir management. More particularly, we use a set of GCM/RCM simulations from the SWICCA and the Clim4Energy climate services over the Dordogne river basin to characterise the possible flow evolution in the context of future climate. The conclusions drawn from this work and the perspectives envisaged for the future are mentioned at the end.

KEY WORDS

Climate, climate services, hydropower, water resources, climate projections.

RESUME

Les impacts du changement climatique sur le cycle hydrologique suscitent une préoccupation croissante au sein des gestionnaires de l'eau, en particulier dans le secteur hydroélectrique. Pour répondre à la demande croissante en estimation des impacts et à la demande de définition de stratégies d'adaptation dans le secteur de l'eau, les services climatiques fleurissent à travers l'Europe, en particulier en lien avec le service « Copernicus Climate Change » (C3S). Il est donc nécessaire d'étudier l'utilisation de services climatiques à l'échelle régionale, voire continentale, pour la prise de décisions à l'échelle locale dans le secteur hydroélectrique. Dans une première partie de cette étude, nous présentons une vue d'ensemble des principaux services climatiques européens pouvant être utiles à la planification et à la gestion hydroélectriques dans le cadre des scénarios de climats futurs, du changement climatique et de l'adaptation à celui-ci. Dans un second temps, nous présentons un exemple d'utilisation possible de l'information fournie par les services climatiques pour renseigner sur les changements futurs de débits mensuels, qui sont des informations cruciales pour la gestion des réservoirs d'eau. Plus particulièrement, nous utilisons un ensemble de simulations GCM/RCM issues des services climatiques SWICCA et Clim4Energy sur le bassin de la Dordogne pour caractériser les évolutions possibles de débits dans le futur. Les conclusions tirées de ce travail et les perspectives envisagées pour la suite sont discutées.

MOTS-CLEFS

Climat, services climatiques, hydroélectricité, ressources en eau, projections climatiques

¹ Corresponding author

1. INTRODUCTION

The impacts of climate change on the hydrological cycle are a growing concern within the water management community, particularly in the hydropower sector, which has to cope with rapidly changing water resources and an increasingly competitive electricity market [Kumar et al., 2011; Schaepli, 2015]. To meet the growing demand for impact assessment and adaptation strategies in the water sector, climate services are flourishing across Europe, particularly in conjunction with the European Commission's Copernicus Climate Change Service (C3S, <https://climate.copernicus.eu/>). Some examples of services set up under C3S are, for instance, the SWICCA (Service for Water Indicators in Climate Change Adaptation, <http://swicca.climate.copernicus.eu/>) and the Clim4Energy (<https://climate.copernicus.eu/clim4energy>) services.

The provision of climate services, however, does not guarantee their widespread use by climate-sensitive economic sectors, including the hydropower sector [Hurk et al., 2016; Soares and Dessai, 2016], hence the need to develop pathways and techniques that allow and facilitate the integration of climate services into current users' decision-making tools. For service providers and users, the overall aim is to improve the quality and usability of several climate services, by taking into account the main needs of the different water-related sectors.

The current state of development of climate services for water indicates that the following improvements are needed to increase adoption and satisfaction of users of these services: (a) indicators and resolution of indicators provided by climate services must better meet a wider range of user needs; (b) large-scale climate services data must be reliable at the local decision-making scale; and (c) service guidances and visualization tools should better reflect the wider range of user needs.

This study aims to contribute to the use of climate services available on a regional, or even continental, scale for local decision-making in the hydroelectric sector. In section 2, we present an overview of the main European climate services that can be useful for hydropower planning and management in the context of future climate scenarios. Section 3 illustrates an example of how data can be extracted from climate services. Finally, we present some conclusions and some way forward in section 4.

2. CLIMATE SERVICES

AllEnvi (National Alliance for Research on the Environment) defines climate services as “all the information and services that make it possible to evaluate and qualify the past, present or future climate, to assess the vulnerability of economic activities, environment and society to climate change and provide elements for undertaking mitigation and adaptation” [AllEnvi, 2014]. Climate services are also defined in this way in the *European research and innovation Roadmap for Climate Services* [EC, 2015]. In this guide to the establishment of a European market for climate services, it is also recognised that “climate services have the potential of becoming a supportive and flourishing market, where public and private operators provide a range of services and products that can better inform decision makers at all levels, from public administrations to business operators, when taking decisions for which the implications of a changing climate are an issue”.

This initiative has helped to strengthen the development or contribute to the merging of several European climate services brought together within the Climate Change Copernicus Service (C3S). One originality of the C3S is to put together climate services by sectors of activity in order to facilitate decision support at both societal and business levels. The C3S Sectoral Information System divides climate services into the following sectors of activity: water, energy, agriculture and forestry, health and infrastructure, and insurance. Particularly for the energy sector, Ramos et al. [2016] highlight the fact that energy system operators seek to optimize production and improve their resistance to extreme weather events and climate change. The use of climate services by hydropower managers would therefore be one of the pathways to meet their expectations in terms of making better-informed decisions in the context of climate change.

In the case of hydropower, it may be possible to use climate services specifically developed to the energy sector (e.g., Clim4Energy, ECEM), but also services more generally designed to satisfy the needs of the water resource management sector (e.g., EDgE, SWICCA). These climate services do not always offer the same climatic information and do not provide data with the same spatial and temporal resolutions. This can make the process of extracting information for local decision-making more laborious.

A first step when choosing among different climate services to inform water-energy systems is to identify what each service offers. In order to provide an overview of the available portals, we selected six climate services and compared them in terms of their climatic information as well as their spatial and temporal resolutions. The climate services presented are Clim4Energy, ECEM, EDgE and SWICCA as well as the two portals of Météo-France, Drias and ClimatHD. Figure 1 presents the main climatic variables or indicators available at each climate service provider, separated by sector of activity that is directly related to hydroelectricity or that may influence hydroelectricity decisions (i.e., sectors of water, energy and agriculture). Figure 2 presents the different spatial and temporal resolutions proposed by the climate services mentioned above.

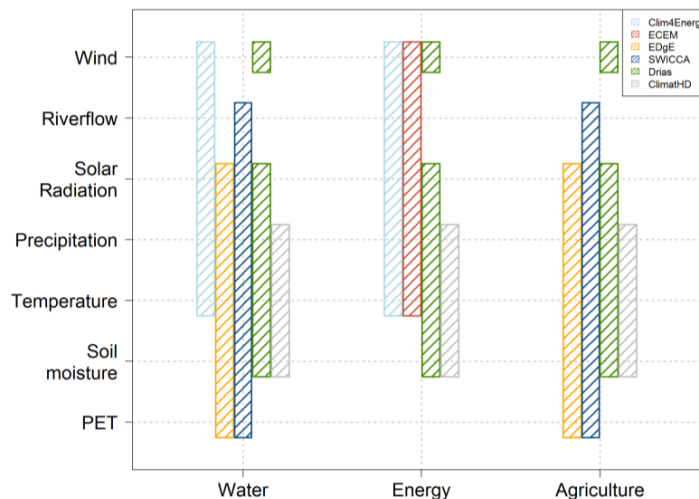


Figure 1: Main climatic variables or indicators by sector of activity for six climate services

We can see that European climate services usually cover more specific variables or indicators for one or two sectors: e.g., the Clim4Energy portal can service the water sector and the energy sector with climatic data available for wind, solar radiation, river flow, precipitation and temperature. Similarly, the SWICCA portal offers climatic information that can be useful to the sectors of water and agriculture. The SWICCA service is the one that offers the widest range of climatic information. The French national climate services (Drias and ClimatHD) target a larger number of sectors, but without offering a wide range of specific variables and indicators: they cover precipitation, temperature, soil moisture and, in the case of Drias, also solar radiation and wind. In general, it seems that European portals search for providing more targeted information for particular sectors than the broader national portals.

In terms of spatial and temporal resolutions (Fig. 2), the Clim4Energy, EDgE, SWICCA and Drias portals offer a higher spatial resolution. The finer scale available on the ECEM and ClimatHD portals stops at the region or cluster scale. It should also be noted that the SWICCA portal is the only one to offer high spatial and temporal resolutions at the same time.

Finally, we note that there are many other climate services that target other specific sectors and also include different climatic information. They were not shown here since we focused only on services targeting more specifically the energy sector (or closely-related sectors) and providing comparable information on climate projections. An example of the use of such information is provided in the next section for two climate services: SWICCA and Clim4Energy.

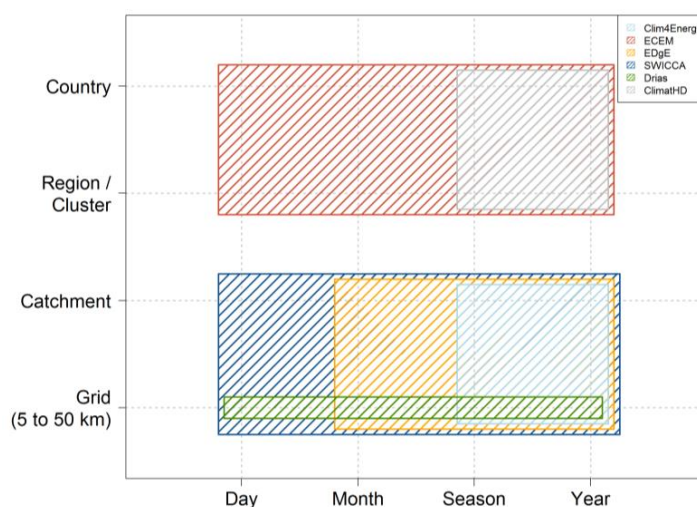


Figure 2: Spatial and temporal resolutions of climatic information for six climate services

3. USE OF CLIMATE SERVICES FOR THE HYDROPOWER SECTOR

Climate services offer many climatic information such as temperature, precipitation and riverflow. In general, the portals make available observations or reanalyses for a reference period and for different (future) periods of climate projections. For example, the Clim4Energy portal offers data on flow anomalies, regarding the reference period of 1981-2010, for the “present” climate (2001-2030), the “near future” climate (2016-2045) and the “mid-century” climate (2036-2065).

Troccoli et al. [2014] state that it is relevant to focus on the development of robust and representative “climate-water-energy” performance indicators. With this in mind, we explored the information from climate services that can potentially be useful to a hydropower manager. The geographic case study selected is in the Dordogne River basin, which has many hydropower installations, with a particular interest in the evolution of flows in future climate. The river location considered is the Dordogne river at Argentat. The SWICCA and Clim4Energy climate services were used as example in this study. They propose indicators of the evolution of river flows for several future periods and for different greenhouse gas emissions scenarios. Here, we focused on the RCP 4.5 scenario. This is the scenario which is associated with the greatest number of GCM/RCM projections available in the SWICCA portal. Moreover, it is also the closest scenario to the recommendation of the Paris agreement towards limiting global warming to +2°C for the end of the century.

For a set of 5 GCM/RCM projections from SWICCA and 7 GCM/RCM projections from Clim4Energy (4 of them in common with the SWICCA service), we compared the projected evolutions of river flows according to each GCM/RCM pair for two future periods: the near future (2016-2045) and the mid-century period (2036-2065). The evolutions are given compared to a reference period (1981-2010). For Clim4Energy, we extracted, at the river location, the anomalies directly provided by the portal. For SWICCA, we extracted the flows at the river location and calculated the anomalies, using the same methodology described in the Clim4Energy portal. Figure 3 shows the results obtained. It presents the monthly percentage anomalies of the projected flow ratios for each GCM/RCM pair for the two future periods (relative to the reference period) and for the SWICCA and Clim4Energy data. Flow ratios are given by the ratio between projected flows and the long-term average flow given by the reference period. It is important to note that the anomalies presented in Fig. 3 are displayed in a cumulative way to facilitate the reading of the results. Only the increments of each model should be taken into account (represented by the width of each color code).

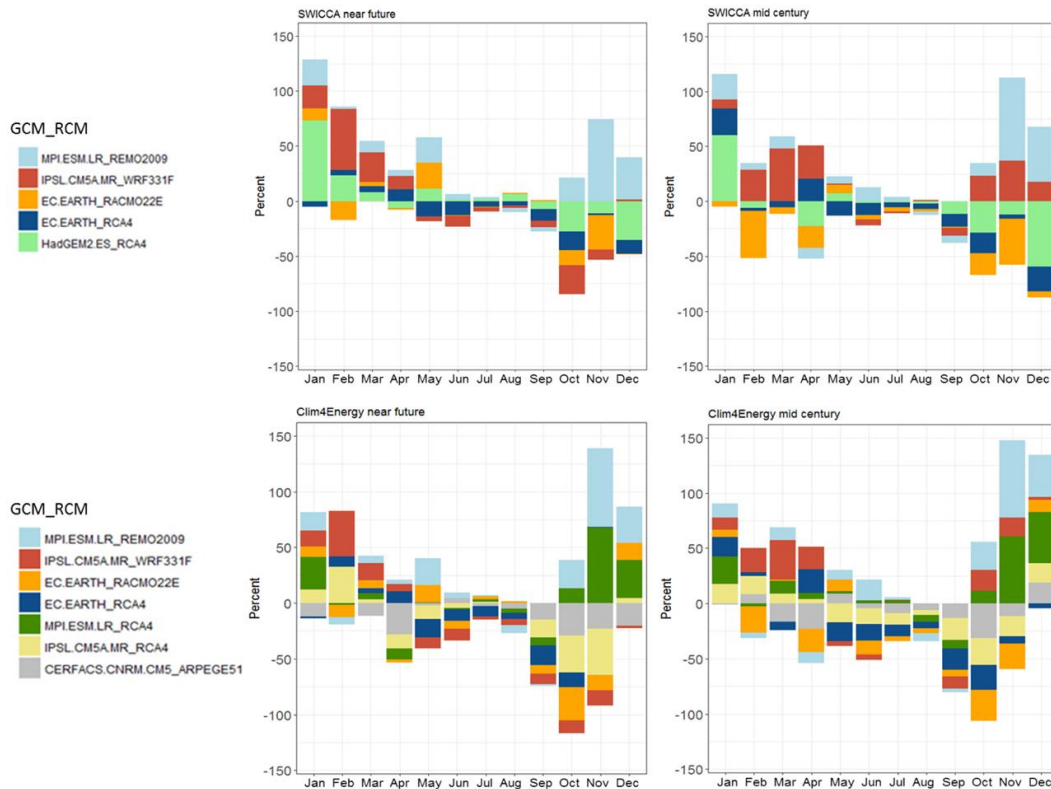


Figure 3: Monthly anomaly of projected inflow ratios of each GCM/RCM set extracted from SWICCA (top) and Clim4Energy (bottom) for two future periods, near future (2016-2045, left) and mid century (2036-2065, right), relative to the reference period (1981-2010)

The differences observed between the results from the GCM/RCM sets extracted from the two portals (SWICCA and Clim4Energy) are mainly due to the internal structure of the climate models used and the downscaling methods, since the same hydrological model (E-HYPE) is used in both portals. We can see that, for both future periods, the two sets display flow seasonality. The differences between the different pairs of GCM/RCM models are more important during the winter season than in summer. For the two future periods, we can see an increase in the dispersion between the different GCM/RCM pairs, even though they have the same RCP forcing.

These initial results seem to indicate that the management of the dam inflows in winter may be more complex to assess under future climate conditions, since it is in this season that the dispersion of the GCM/RCM pairs is most important. The results also highlight the importance of considering several climate services when evaluating future conditions for the management and planning of hydropower production. For example, for the mid-century period, the SWICCA portal set shows that there can be either an increase or a decrease in December flows, depending on the GCM/RCM considered, whereas the Clim4Energy portal set mainly shows an increase in the same monthly flows, and therefore also in the hydroelectric potential for this period.

4. CONCLUSION AND WAY FORWARD

Climate services provide data and tools to better understand climate change and its impacts on our society. They assist in the decision-making process, especially when it comes to adaptation and mitigation. However, there is a large variety of climate services available for decision-makers today, more or less targeting specific economic sectors and spatial and temporal resolutions, which can create barriers to their use. This multitude of data and information is not a guarantee of immediate use by dam managers. There is a crucial need today to better evaluate how regional and continental information from climate services can be efficiently used by local managers and decision-makers.

Climate portals provide essential information on climate projections for a variety of climatic variables. It is possible to access temperature, precipitation and flow projections, without the need of having large calculation infrastructures to run climate models locally. Climate portals can therefore be potentially useful for the range of applications of the hydropower sector, for small hydroelectricity and large reservoirs, but also for the energy sector, in general, including climate-related intermittent renewable energies. To facilitate the widespread use of climate services by the hydroelectric sector, it is important to develop indicators that can specifically address the main aspects that influence planning and decision-making in the sector. The next steps in this work will therefore focus on developing relevant indicators and test their usefulness in reservoir management. The overall aim is to learn how to extract from projections the most relevant information (in time and space) that climate services can offer to enhance hydropower management under uncertain future climate.

ACKNOWLEDGEMENTS

This work is funded by the project AQUACLEW, which is part of ERA4CS, an ERA-NET initiated by JPI Climate, and funded by FORMAS (SE), DLR (DE), BMWFW (AT), IFD (DK), MINECO (ES), ANR (FR) with co-funding by the European Commission [Grant 690462] (<http://www.aquaclew.eu>).

REFERENCES

- AllEnvi (2014), *Mise en oeuvre de la stratégie scientifique de développement des services climatiques*, Alliance nationale de recherche pour l'environnement, Avril 2014, 10 pp.
- EC (2015), *A European research and innovation Roadmap for Climate Services*. European Commission, E-PUB ISBN 978-92-79-44343-5, 56 pp.
- Hurk, B. van den, L. Bouwer, C. Buontempo, R. Döscher, E. Ercin, C. Hananel, J. Hunink, E. Kjellström, B. Klein, M. Manez, F. Pappenberger, L. Pouget, M.-H. Ramos, P. Ward, A. Weerts, J. Wijngaard (2016). Improving Predictions and Management of Hydrological Extremes through Climate Services: www.imprex.eu. *Climate Services*, Vol. 1, 6-11, [doi:10.1016/j.cliser.2016.01.001](https://doi.org/10.1016/j.cliser.2016.01.001).
- Kumar A., Schei T., Ahenkorah A., Caceres Rodriguez R., Devernay J.-M., Freitas M., Hall D., Killingtveit Å., Liu Z. (2011). Hydropower. *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* [Edenhofer O., Pichs-Madruga R., Sokona Y., Seyboth K., Matschoss P., Kadner S., Zwickel T., Eickemeier P., Hansen G., Schlömer S., von Stechow C. (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Ramos M.H., Castelletti A., Pulido-Velazquez M., Gustafsson D. (2016). Weather and climate services for hydropower management. Proceed. Workshop HydroES - Hydropower and Environmental Sustainability, SHF, 16-17 March 2016, Grenoble, France, 5 pp.
- Schaepli B. (2015). Projecting hydropower production under future climates: a guide for decision-makers and modelers to interpret and design climate change impact assessments. *WIREs Water*, 2: 271-289.
- Soares M. B., Dessai S. (2016). Barriers and enablers to the use of seasonal climate forecasts amongst organisations in Europe. *Climatic Change*, 137(1): 89-103.
- Troccoli A., Dubus L., Haupt S.E. (Eds) (2014). *Weather matters for energy*. Springer, New York, ISBN 978-1-4614-9221-4, 528 pp.

Annexe B

Sources des caractéristiques des aménagements hydroélectriques étudiés

Cette annexe liste les différentes sources consultées pour établir les caractéristiques des réservoirs, présentées dans le tableau 3.3 du chapitre 3.

Hauteur du barrage et usages principaux du réservoir

Les hauteurs des barrages ainsi que les usages principaux des réservoirs sont issus de la base de données des installations hydroélectriques en Europe (De Felice et Kavvadias, 2020) du Centre Commun de Recherche (JRC) de la Commission Européenne¹.

Volume à retenue normale et volume utile

- **Bort-les-Orgues** : *Étude des usages touristiques et des loisirs sur les retenues hydrauliques du haut bassin de la Dordogne*², Rapport, Florian Bru, EPIDOR, 2009
- **Vouglans** : *Barrage de Vouglans*³, Brochure de présentation, EDF et L'Entreprise Industrielle, 1969
- **Serre-Ponçon** : Communication personnelle, EDF-DTG, 2019
- **Castillon** : *Plan particulier d'intervention des barrages de Castillon et Chaudanne*⁴, Rapport, Préfectures des Alpes-de-Haute-Provence et du Var, 2018

Débit réservé

Les valeurs de débits réservés ont été communiquées par le service « Développement Mesures et Méthodes » d'EDF-DTG à Grenoble.

1. <https://data.europa.eu/euodp/en/data/dataset/52b00441-d3e0-44e0-8281-fda86a63546d>*

2. https://eptb-dordogne.fr/contenu/download/file/etude_du_multi-usage_sur_les_retenues.pdf*

3. http://www.asphor.org/bibliotheque/batiments/Barrage_de_Vouglans/Brochure_EDF_EntrepriseIndustrielle.pdf*

4. <https://www.alpes-de-haute-provence.gouv.fr/Publications/Participation-du-public-environnement/PPI-BARRAGES>*

*(dernière consultation le 08/02/2021).

Nombre de turbines

- **Bort-les-Orgues** : *MémoGUIDE de Bort-les-Orgues*⁵, Brochure de présentation, EDF-GEH Dordogne, 2014
- **Vouglans** : *Zoom sur les aménagements hydroélectriques de la vallée de l'Ain*⁶, Brochure de présentation, EDF-GEH Jura-Bourgogne, 2009
- **Serre-Ponçon** : Site internet du Syndicat Mixte d'Aménagement et de Développement de Serre-Ponçon⁷
- **Castillon** : *Centrale hydroélectrique du barrage de Castillon*⁸, Notice, Région Provence-Alpes-Côte d'Azur, Direction Culture et Patrimoine, Service de l'Inventaire général du patrimoine culturel, 2006

Hauteurs de chute minimale et maximale

- **Bort-les-Orgues** : *Résumé non technique de l'étude de dangers du barrage de Bort-les-Orgues (Corrèze)*⁹, Rapport, EDF-CIH, 2014
- **Vouglans** : *Barrage de Vouglans*¹⁰, Brochure de présentation, EDF et L'Entreprise Industrielle, 1969
- **Serre-Ponçon** : *Serre-Ponçon - Vidange de Fond*¹¹, Note technique, SOGRÉAH, 1962
- **Castillon** : *Cahier des charges de Castillon, La Chaudanne et Castellane*¹², Décrets du 27 mai 1928 et du 12 octobre 1938

Débit maximal turbinable par l'usine

- **Bort-les-Orgues** : *MémoGUIDE de Bort-les-Orgues*¹³, Brochure de présentation, EDF-GEH Dordogne, 2014
- **Vouglans** : *Zoom sur les aménagements hydroélectriques de la vallée de l'Ain*¹⁴, Brochure de présentation, EDF-GEH Jura-Bourgogne, 2009

5. https://www.edf.fr/sites/default/files/Hydraulique/Dordogne/documents/memoguide_de_bort.pdf*

6. https://www.edf.fr/sites/default/files/Hydraulique/Massif-du-Jura/documents/les_amenagements_hydroelectriques_de_la_vallee_de_lain.pdf*

7. <http://www.smadesep.com/cms/index.php/le-lac-destination-nautique-2/presentation/caracteristiques-de-lamenagement/>*

8. <https://www.pop.culture.gouv.fr/notice/merimee/IA04000644>*

9. http://www.nouvelle-aquitaine.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/FRC0190007_resume_edanger.pdf*

10. http://www.asphor.org/bibliotheque/batiments/Barrage_de_Vouglans/Brochure_EDF_EntrepriseIndustrielle.pdf*

11. <http://espace.inrs.ca/id/eprint/6536/1/Serre-Ponco%20-%20Vidange%20de%20fond.pdf>*

12. http://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Castellane_Castillon_Chaudanne_CDC_12-10-1938_cle2161e5.pdf*

13. https://www.edf.fr/sites/default/files/Hydraulique/Dordogne/documents/memoguide_de_bort.pdf*

14. https://www.edf.fr/sites/default/files/Hydraulique/Massif-du-Jura/documents/les_amenagements_hydroelectriques_de_la_vallee_de_lain.pdf*

*(dernière consultation le 08/02/2021).

-
- **Serre-Ponçon** : *Travaux d'entretien régulier - Barrage de Serre Ponçon - Queue de retenue branche Ubaye*¹⁵, Rapport technique, EDF-CIH, 2014
 - **Castillon** : *Plan particulier d'intervention des barrages de Castillon et Chaudanne*¹⁶, Rapport, Préfectures des Alpes-de-Haute-Provence et du Var, 2018

Capacité installée

- **Bort-les-Orgues** : *Mémo-guide de Bort-les-Orgues*¹⁷, Brochure de présentation, EDF-GEH Dordogne, 2014
- **Vouglans** : *Zoom sur les aménagements hydroélectriques de la vallée de l'Ain*¹⁸, Brochure de présentation, EDF-GEH Jura-Bourgogne, 2009
- **Serre-Ponçon** : Site internet du Syndicat Mixte d'Aménagement et de Développement de Serre-Ponçon¹⁹
- **Castillon** : *Centrale hydroélectrique du barrage de Castillon*²⁰, Notice, Région Provence-Alpes-Côte d'Azur, Direction Culture et Patrimoine, Service de l'Inventaire général du patrimoine culturel, 2006

Production moyenne annuelle théorique

- **Bort-les-Orgues** : *Bort*²¹, La Houille Blanche, 2 (1953) 307-318 DOI: 10.1051/lhb/1953031
- **Vouglans** : *Présentation de l'ouvrage de Vouglans*, Jean-Pierre Lalle, Diaporama, EDF-GEH Jura-Bourgogne, 2013
- **Serre-Ponçon** : *L'Aménagement de la Durance*²², La Houille Blanche, 5 (1963) 561-578, DOI : 10.1051/lhb/1963038
- **Castillon** : *Les possibilités d'aménagement hydro-électrique des départements des Hautes et Basses-Alpes*²³, Bulletin de la Société d'études des Hautes-Alpes, R. Maigre, 1954

15. https://www.alpes-de-haute-provence.gouv.fr/content/download/8758/49247/file/LAUZET_VOL1_V2_janvier%202014.pdf*

16. <https://www.alpes-de-haute-provence.gouv.fr/Publications/Participation-du-public-environnement/PPI-BARRAGES>*

17. https://www.edf.fr/sites/default/files/Hydraulique/Dordogne/documents/memoguide_de_bort.pdf*

18. https://www.edf.fr/sites/default/files/Hydraulique/Massif-du-Jura/documents/les_amenagements_hydroelectriques_de_la_vallee_de_lain.pdf*

19. <http://www.smadesep.com/cms/index.php/le-lac-destination-nautique-2/presentation/caracteristiques-de-lamenagement/>*

20. <https://www.pop.culture.gouv.fr/notice/merimee/IA04000644>*

21. <https://www.shf-lhb.org/articles/lhb/abs/1953/04/lhb1953031/lhb1953031.html>*

22. <https://www.shf-lhb.org/articles/lhb/abs/1963/05/lhb1963038/lhb1963038.html>*

23. <https://gallica.bnf.fr/ark:/12148/bpt6k65694252/f79.item.r=%22serre%20pon%C3%A7on%22>*

*(dernière consultation le 08/02/2021).

Annexe C

Corrélation saisonnière des variables climatiques et énergétiques

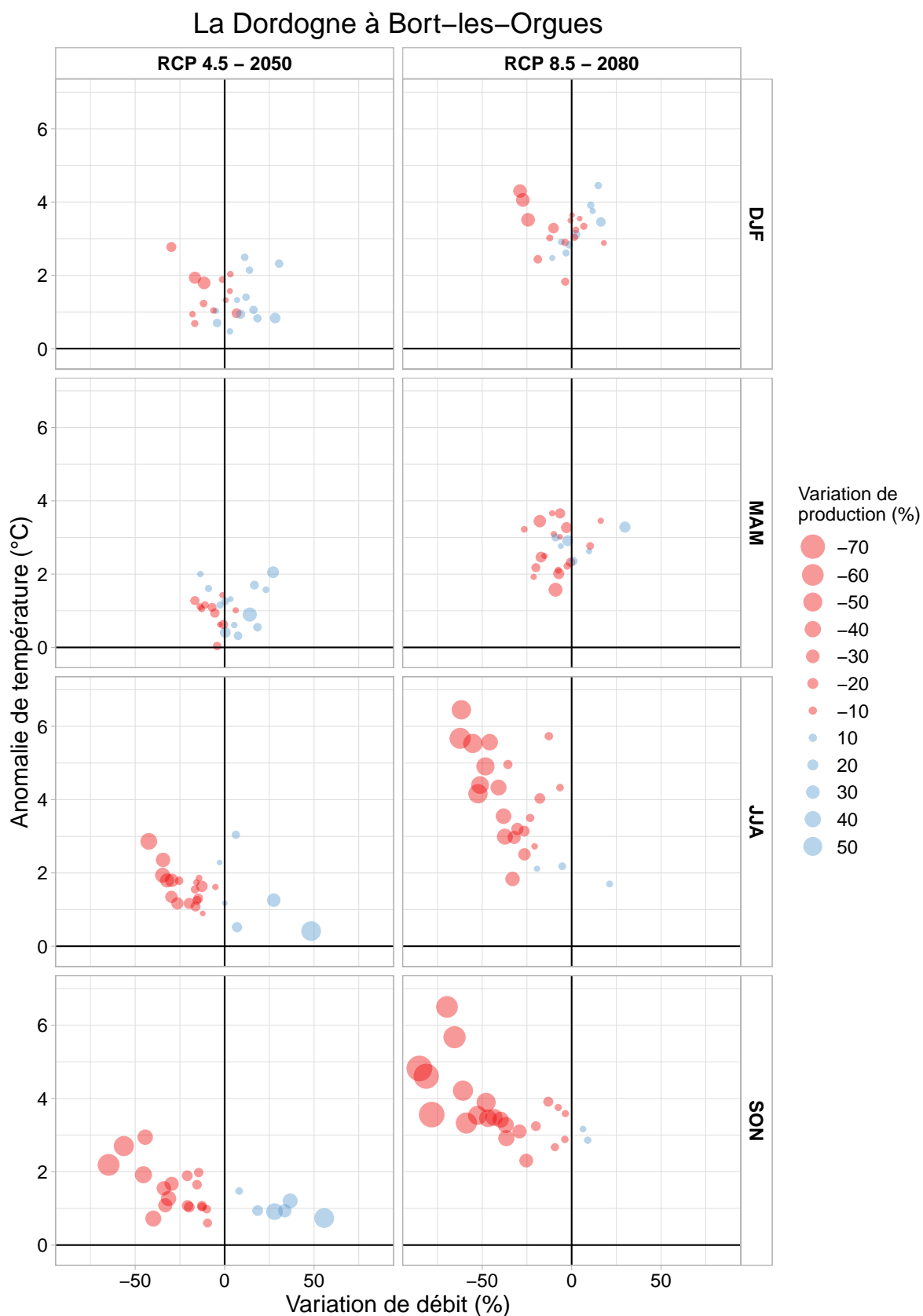


FIGURE C.1 – Corrélation saisonnière entre l’anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de production d’énergie, pour le RCP 4.5 à l’horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l’horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de la Dordogne à Bort-les-Orgues.

La Dordogne à Bort-les-Orgues

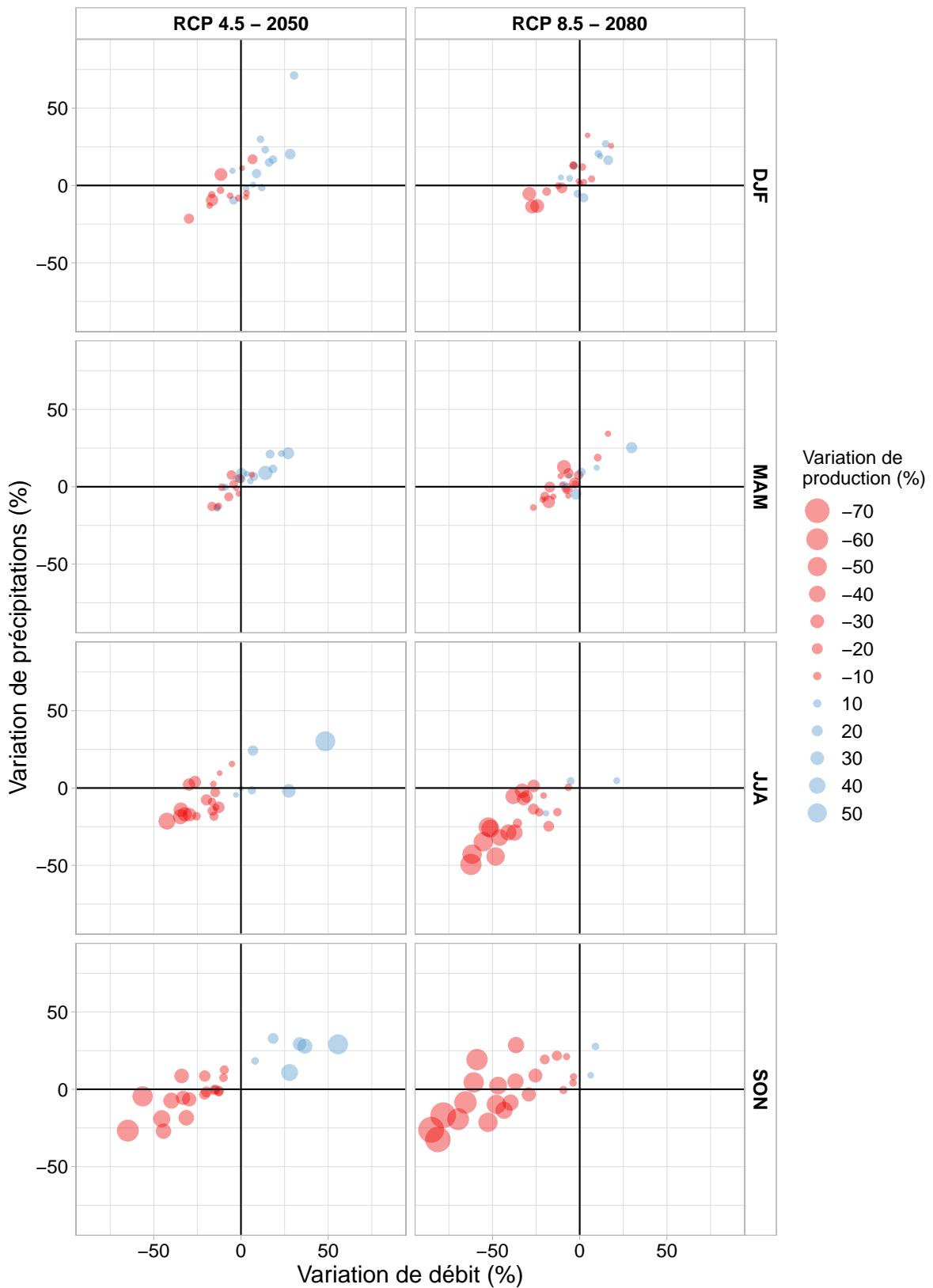


FIGURE C.2 – Corrélation saisonnière entre l’anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de débit, pour le RCP 4.5 à l’horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l’horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de la Dordogne à Bort-les-Orgues.

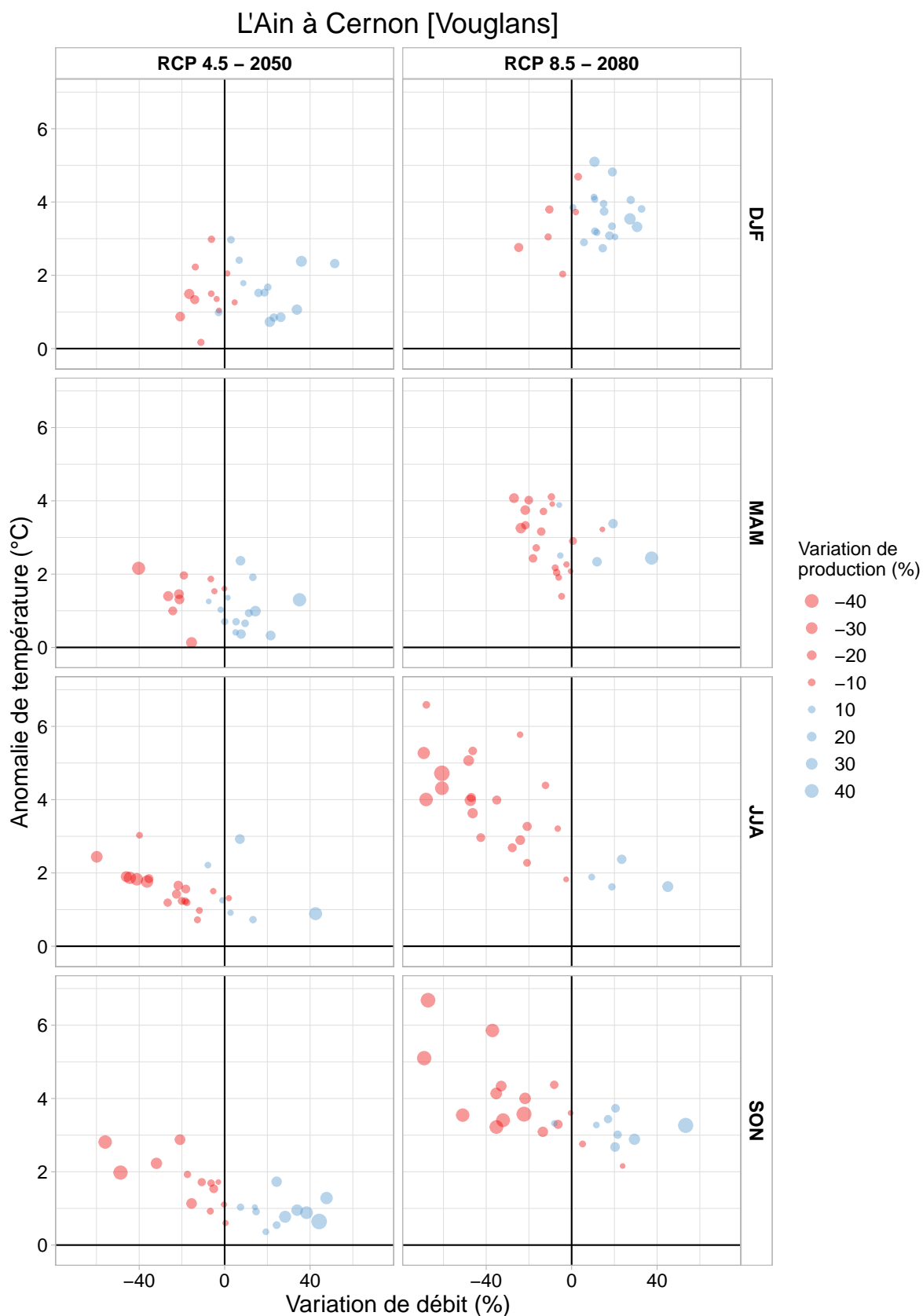


FIGURE C.3 – Corrélation saisonnière entre l’anomalie de températures, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de production d’énergie, pour le RCP 4.5 à l’horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l’horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de l’Ain à Vouglans.

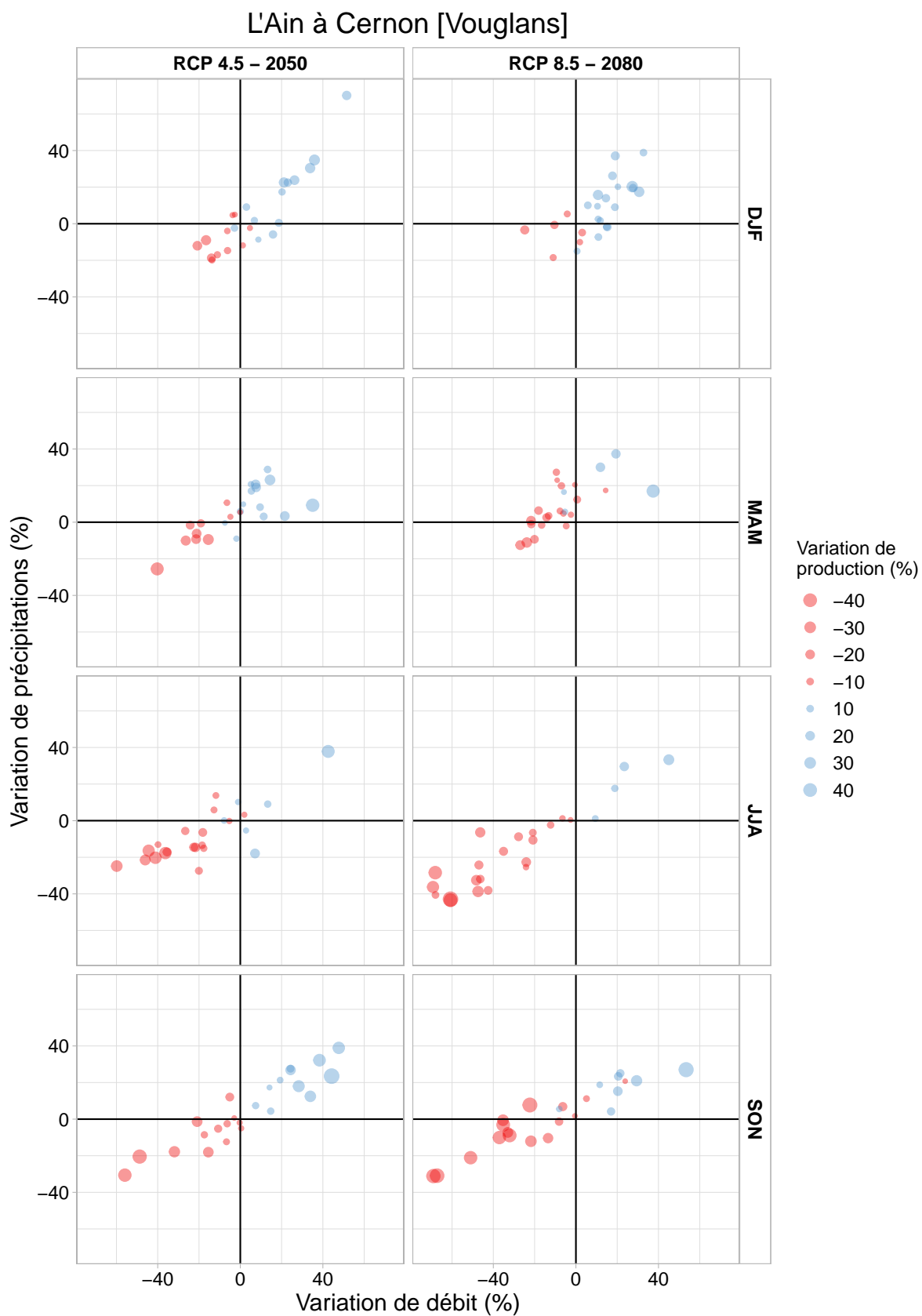


FIGURE C.4 – Corrélation saisonnière entre l’anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de débit, pour le RCP 4.5 à l’horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l’horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de l’Ain à Vouglans.

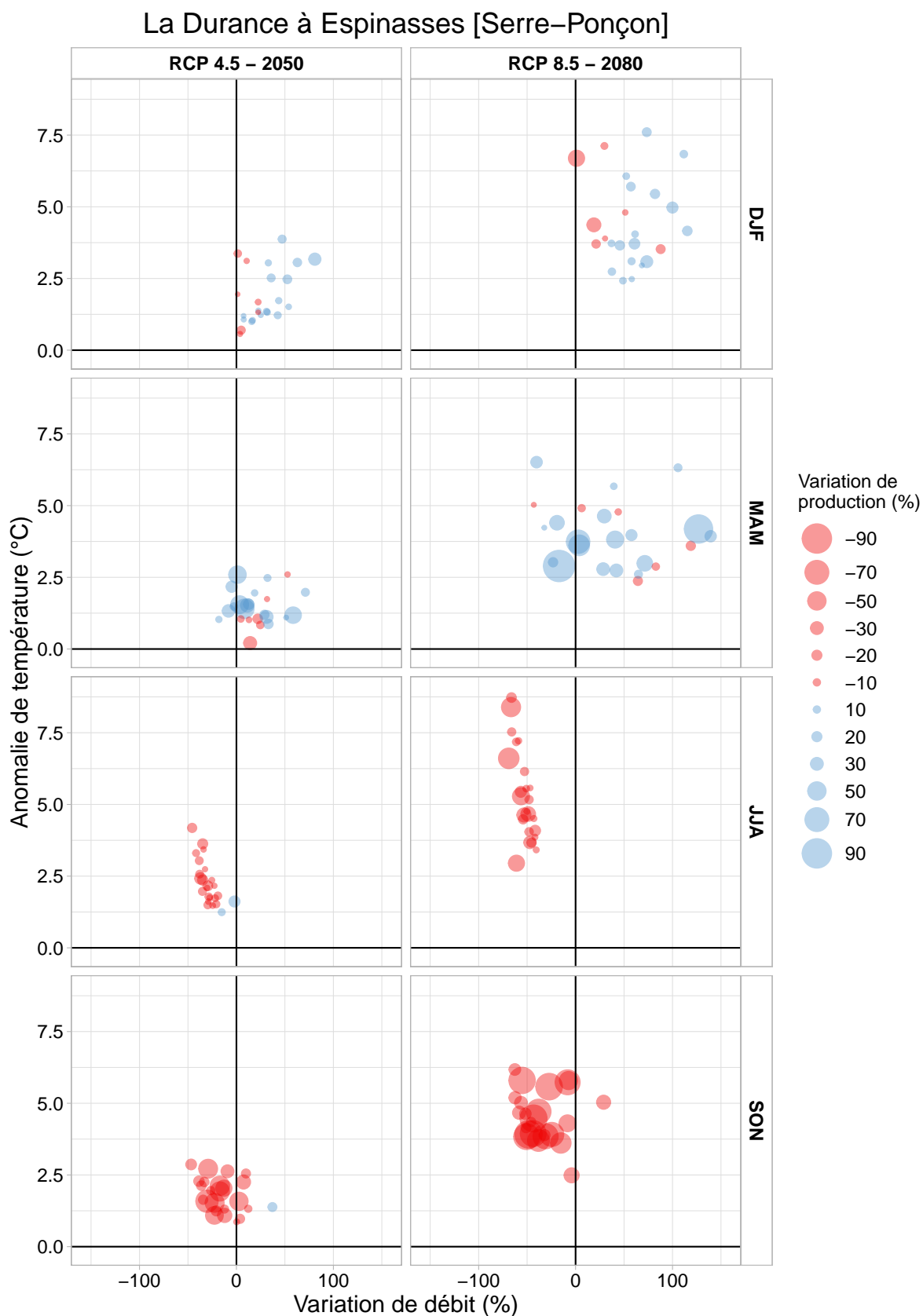


FIGURE C.5 – Corrélation saisonnière entre l’anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de production d’énergie, pour le RCP 4.5 à l’horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l’horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de la Durance à Serre-Ponçon.

La Durance à Espinasses [Serre-Ponçon]

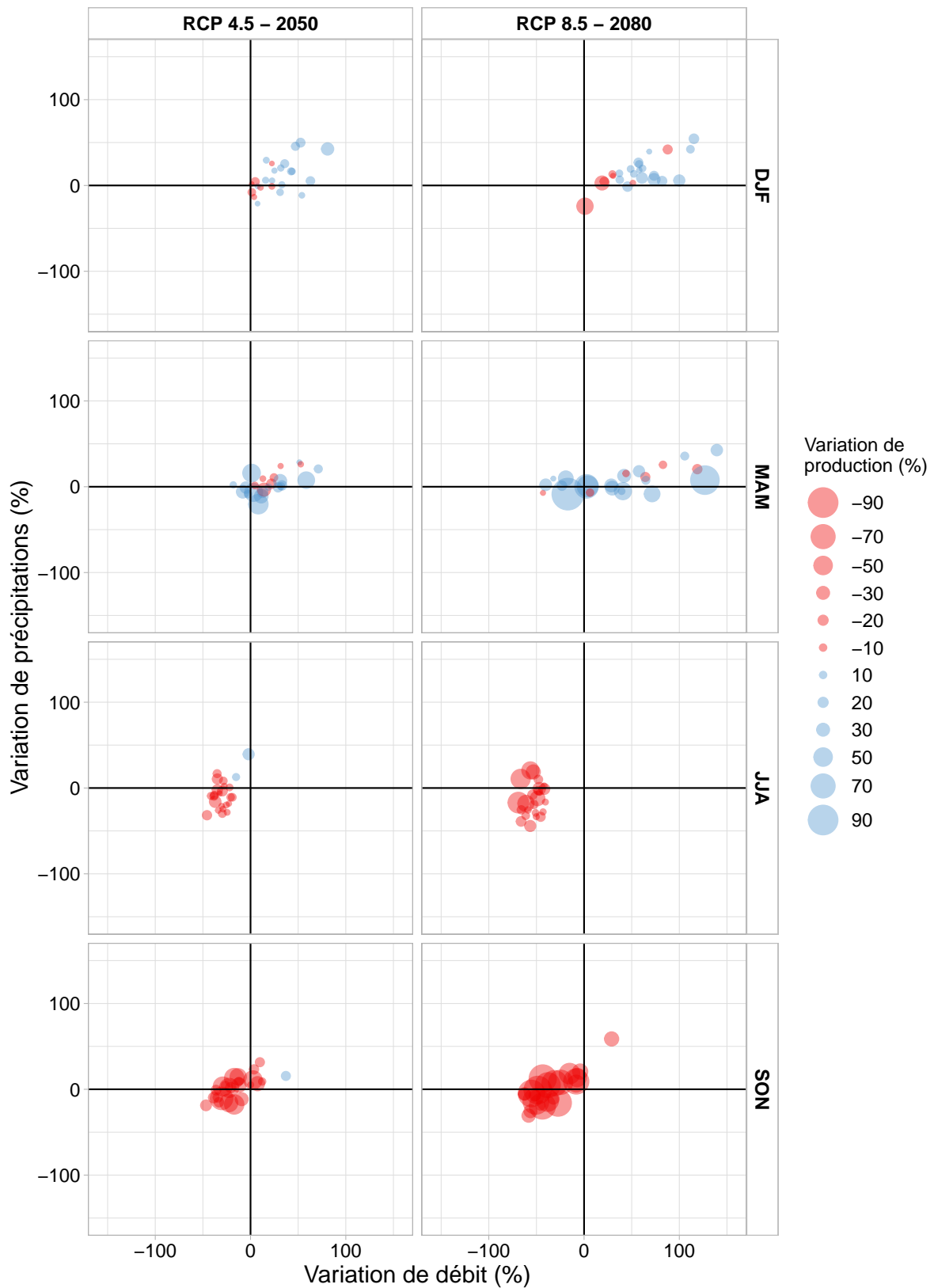


FIGURE C.6 – Corrélation saisonnière entre l’anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de débit, pour le RCP 4.5 à l’horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l’horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant de la Durance à Serre-Ponçon.

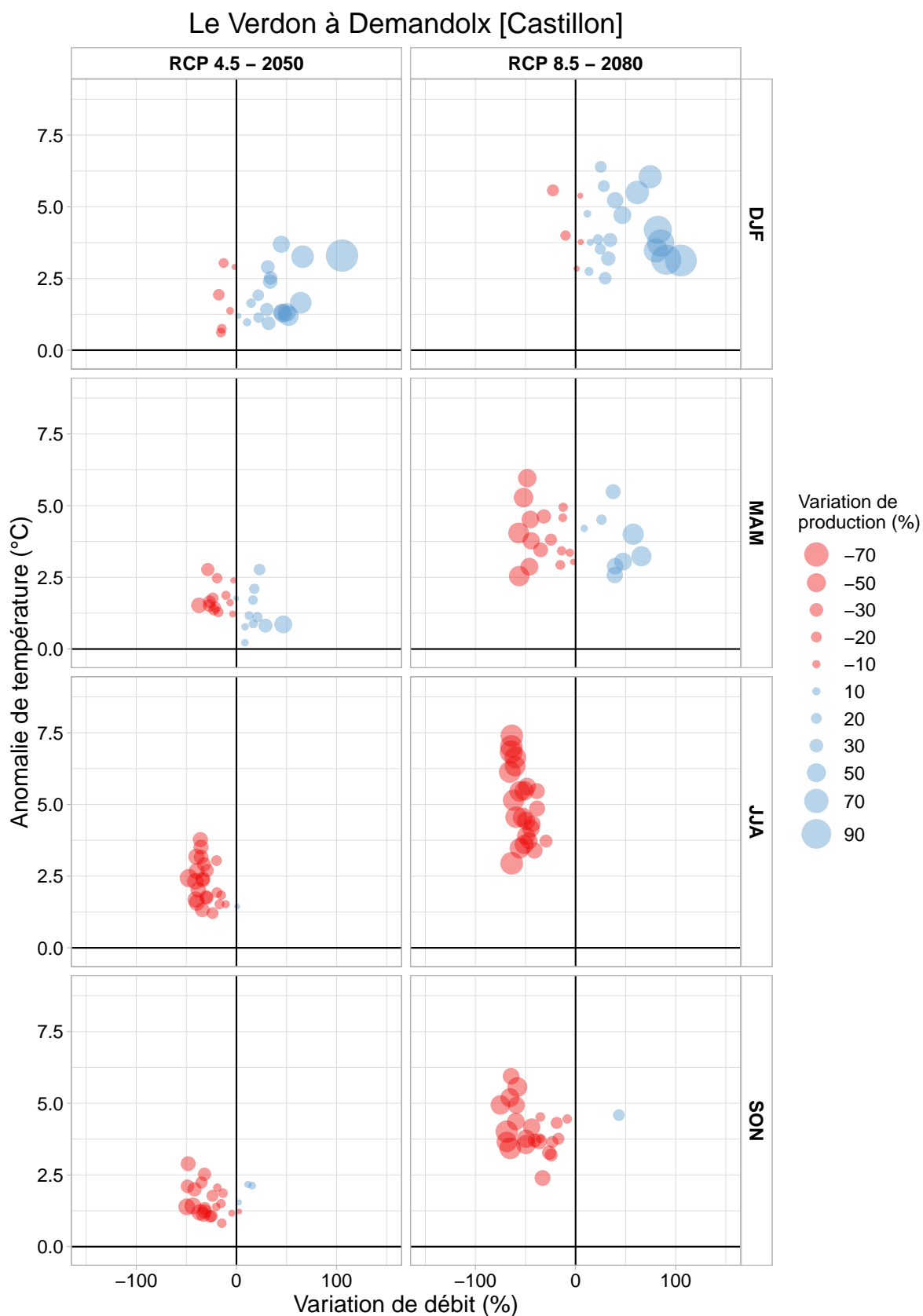


FIGURE C.7 – Corrélation saisonnière entre l’anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de production d’énergie, pour le RCP 4.5 à l’horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l’horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant du Verdon à Castillon.

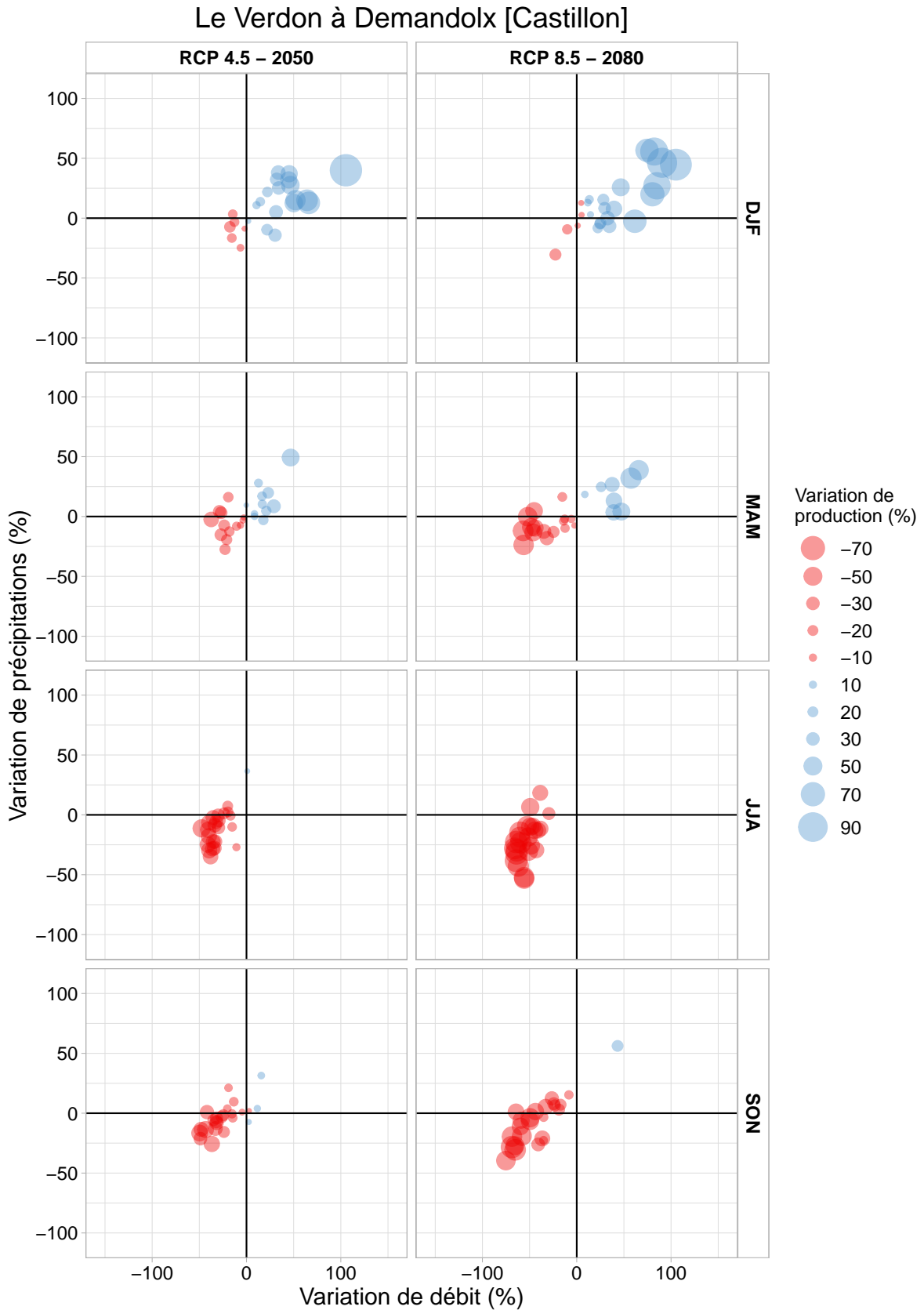


FIGURE C.8 – Corrélation saisonnière entre l’anomalie de température, le taux de variation de précipitations et le taux de variation de débit, pour le RCP 4.5 à l’horizon 2050 et pour le RCP 8.5 à l’horizon 2080, par rapport à la période historique de référence pour le bassin versant du Verdon à Castillon.