

Synergie hydro-solaire : Recherche d'un optimum

Defining the optimum solar/hydro combination

Marine Bernicot^{1*}, Luc Deroo², et Benjamin Peltié²

¹ISL Ingénierie, 65 Avenue Clément Ader, 34170 Castelnau-le-Lez, France

²ISL Ingénierie, 84 boulevard Marius Vivier Merle, 69485 Lyon Cedex 03, France

Résumé. L'hydroélectricité doit aujourd'hui répondre à de nombreux défis : dimension des retenues et impacts associés, gestion de la ressource en eau et résilience au changement climatique, pilotabilité de la production électrique et positionnement vis-à-vis des énergies renouvelables intermittentes... Dans ce contexte, l'hybridation des centrales hydroélectriques avec des centrales solaires semble une opportunité prometteuse et pourvoyeuse de solutions. Au travers d'exemples, l'article explore les tenants et aboutissants d'une telle hybridation aux trois pas de temps d'étude, annuel, journalier / horaire et minute. Il illustre en particulier la méthode de définition du couple solaire / hydro optimum, en fonction d'un certain nombre de paramètres spécifiques à chaque site : débit écologique, variations acceptables de débit en aval, niveau de service rendu au réseau (réserve tournante, passage d'un nuage), forme de la courbe de charge journalière, prise en compte des autres usages de l'eau, objectifs de gestion annuelle, etc.

Abstract. Hydropower worldwide meets many challenges: size of reservoirs and associated impacts, water resource management and resilience to climate change, dispatchability of power generation and interactions with intermittent renewable energies. In this context, hybridization of hydroelectric power plants with solar power plants seems to be a promising opportunity providing solutions. Through examples, the article explores the ins and outs of such a hybridization: at three time steps, annual, daily/hourly and minute. In particular, it illustrates the methodology for defining the optimum solar/hydro combination, according to a certain number of site-specific parameters: ecological flow, acceptable variations in downstream flow, level of service provided to the Grid (spinning reserve,

* Corresponding author: bernicot@isl.fr

impacts of clouds), shape of the daily load curve, consideration of other water uses, annual management objectives, etc.

1 Hydroélectricité : de nouveaux défis

L'hydroélectricité dans le monde est aujourd'hui confrontée à de nombreux défis à relever.

Le premier concerne la gestion de la ressource en eau, qui est de plus en plus souvent au cœur des préoccupations, en raison de saisons parfois marquées qui nécessitent un stockage important et des objectifs multiples de la gestion de l'eau : hydroélectricité, mais aussi irrigation, soutien d'étiage ou de crue... qui ne sont pas toujours compatibles [3]. Le changement climatique ajoute encore une pression supplémentaire sur l'eau.

Ce besoin en stockage et régulation génère des retenues de très grandes dimensions, avec leurs lots d'impacts environnementaux et sociaux. Ces impacts, rapportés au kWh produit, ainsi que les émissions de GES liées à l'enneigement de la retenue sont de plus en plus scrutés par les bailleurs de fond et conditionnent l'approbation des projets.

Un autre défi majeur est le déplacement progressif d'une production hydroélectrique historiquement « en base » vers une production « en pointe ». Ce déplacement tire parti de la grande pilotabilité de l'hydro, et vient en réponse à un déploiement des énergies renouvelables, dont solaire, qui s'accélère. Ce service rendu, nécessaire pour assurer la stabilité du réseau, mais qui génère des surcoûts pour l'exploitant hydro, n'est encore que très peu ou pas rémunéré, puisque celui-ci continue le plus souvent à facturer le MWh produit.

2 L'hybridation hydro-solaire : une opportunité prometteuse ?

2.1 Une complémentarité à tous les pas de temps

Le principe de l'hybridation est relativement simple, il consiste à associer un réservoir hydroélectrique, qui stocke l'énergie, à une ferme solaire – qui peut être flottante ou non – dont le potentiel énergétique est très important, mais dont la production intermittente est dite « fatale ». Grâce à une hybridation entre les deux centrales, on rend l'ensemble entièrement pilotable et capable de répondre aux besoins exprimés [2] : par exemple suivre la courbe de charge du réseau.

La complémentarité a lieu à plusieurs pas de temps :

1. Le premier est celui de la minute : lors du passage d'un nuage, la production solaire varie rapidement, générant des instabilités sur le réseau. L'hydroélectricité peut, dans certaines limites, compenser cette baisse en modulant le débit turbiné.
2. Le second est celui de l'heure, ou de la journée, afin de faire coïncider la courbe de production solaire journalière (en cloche), avec la courbe de charge électrique du réseau. En journée, les turbines fonctionnent donc au minimum, laissant la place au soleil, permettant de stocker l'eau, pour la restituer en soirée, au moment du pic de consommation.
3. La dernière échelle de temps est celle de la saison, en particulier lorsque deux saisons très marquées se succèdent : une saison des pluies, avec moins de soleil mais qui remplit les réservoirs, avec une production hydro au maximum ; et une saison sèche ensoleillée, mais avec une ressource hydro qui se fait rare et qui doit être économisée.

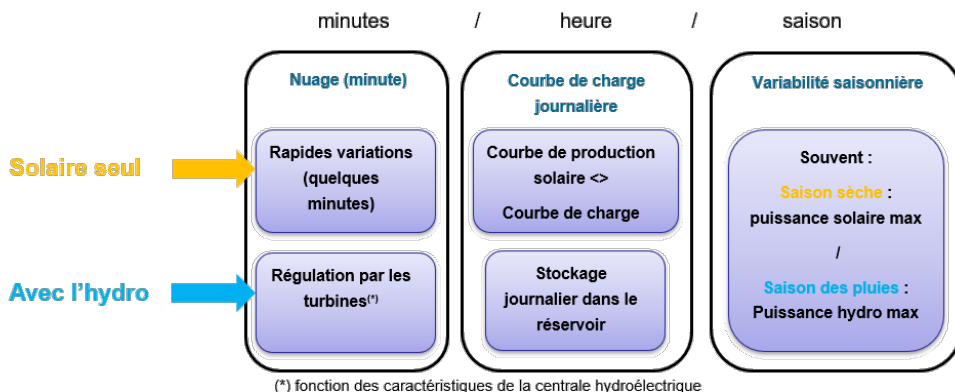


Fig. 1. Complémentarités hydro-solaires.

Cette hybridation permet ainsi de produire de l'énergie en grande quantité à un prix abordable (par le solaire) mais aussi de la pointe (par l'hydro).

2.2 Différents modes d'hybridation

Il existe plusieurs manières d'hybrider les productions hydroélectriques et solaires, à l'échelle d'un pays :

1. Par le dispatch, dans le cas de centrales indépendantes, qui mobilise notamment les réserves tournantes disponibles aux centrales hydroélectriques pour compenser les variations rapides du solaire (passage d'un nuage notamment) ;
2. Par l'intermédiaire d'une centrale virtuelle (Virtual Power Plant ou VPP) qui pilote à échelle régionale plusieurs centrales hydroélectriques et solaires appartenant à un même opérateur pour en optimiser le fonctionnement global ;
3. Par des centrales hydro-solaire hybridées sur un site unique, qui injecte directement sur le réseau une électricité de qualité et suivant la demande.

L'expérience montre que les centrales solaires indépendantes ont leurs limites : en témoigne le taux limité de pénétration du solaire dans de nombreux pays.

Le couplage à l'échelle d'un site a des avantages :

- En plaçant un système de management de l'énergie sur le site considéré, le couplage local permet un pilotage à l'échelle de la minute (ou de quelques minutes) de la production respective du solaire et de l'hydro ; ce qui est difficile à réaliser avec le dispatch national.
- Dans le pilotage d'un mix hydro – solaire, des arbitrages sont nécessaires. Par exemple, il faut parfois écrêter la production solaire pour éviter une chute de fréquence au passage d'un nuage opaque à midi. Le couplage à l'échelle locale permet de fixer au producteur des objectifs de qualité de l'électricité délivrée au réseau (régulation de fréquence, limitation des variations de puissance produite), et l'inciter ainsi à une gestion optimisée des deux centrales, par exemple, via une prévision météo fine.

Elle ouvre également des perspectives vers une flexibilité accrue pour le gestionnaire dans sa valorisation de la ressource en eau, un meilleur taux d'utilisation des équipements électriques grâce à la co-injection, et une amélioration des performances environnementales et sociales en diminuant les émissions en TeqCO₂/kWh dans le cas du PV flottant.

Dans cet article, l'option étudiée est la troisième option, celle du couplage local.

2.3 Principe de fonctionnement

L'objectif est de produire de l'énergie (hydro + solaire) selon une courbe de charge journalière prédéfinie, pour notamment intégrer les besoins spécifiques de la pointe du soir.

La répartition entre la production d'origine solaire et d'origine hydraulique est effectuée en considérant :

- La **courbe de charge** imposée à l'échelle de la journée : la production globale solaire + hydroélectrique doit suivre une courbe de charge ; la production solaire est imposée par l'ensoleillement ; la production hydroélectrique s'adapte pour faire la différence entre la demande (courbe de charge) et la production solaire, y compris pendant la nuit ;
- Un lissage de la production solaire :
 - La production hydroélectrique doit être en mesure de **compenser intégralement la production solaire lors de passages nuageux** pendant plusieurs heures aux heures de production maximale des panneaux solaire. Durant les heures les plus ensoleillées, la production hydroélectrique est ainsi bridée afin de garder une réserve, mobilisable en cas de passage de nuages.
 - Le temps de réaction de la production hydroélectrique doit être en accord avec la vitesse de déplacement des nuages.
- Un **débit minimal** à garantir pour les besoins en aval du barrage : un débit minimum doit être relâché en permanence pour assurer les besoins aval propre à chaque barrage. La production hydroélectrique doit donc fournir une production minimale en permanence.
- Pas de risque supplémentaire pour les populations à l'aval : les variations de production hydroélectrique génèrent des **variations de débits à l'aval qui doivent être limitées** afin de ne pas augmenter la mise en danger des populations en aval du barrage par rapport à la gestion actuelle.
- Aucun impact de l'hybridation sur le réseau électrique existant : la **réserve tournante éventuellement disponible au barrage doit être préservée** pour ne pas diminuer la capacité de régulation disponible sur le réseau. Ainsi, le développement de la ferme solaire destinée à fonctionner en hybridation ne limite pas les possibilités d'implantation dans le pays d'autres fermes solaires, hybridées ou non.

Il s'agit alors de définir la puissance solaire maximale qui permet d'augmenter l'énergie produite totale à bas coût, tout en respectant les critères listés ci-avant.

3 Fonctionnement à l'échelle de la journée

3.1 Caractéristiques des passages nuageux

Pour définir les caractéristiques de variation de l'irradiation solaire lors d'un passage nuageux, l'historique d'irradiation au pas de temps de la minute est étudié. Les données présentées ci-dessous ont été observées au Mali (données CAMS – Copernicus Atmosphere Monitoring Service).

À titre d'exemple, ci-dessous le cas du 23 août 2018, la journée la plus difficile pour l'exploitation hydro-solaire sur l'année 2018. La figure donne le GHI (« Global Horizontal Irradiation ») en Wh/m^2 au pas de temps de la minute, au long des 24h de la journée.

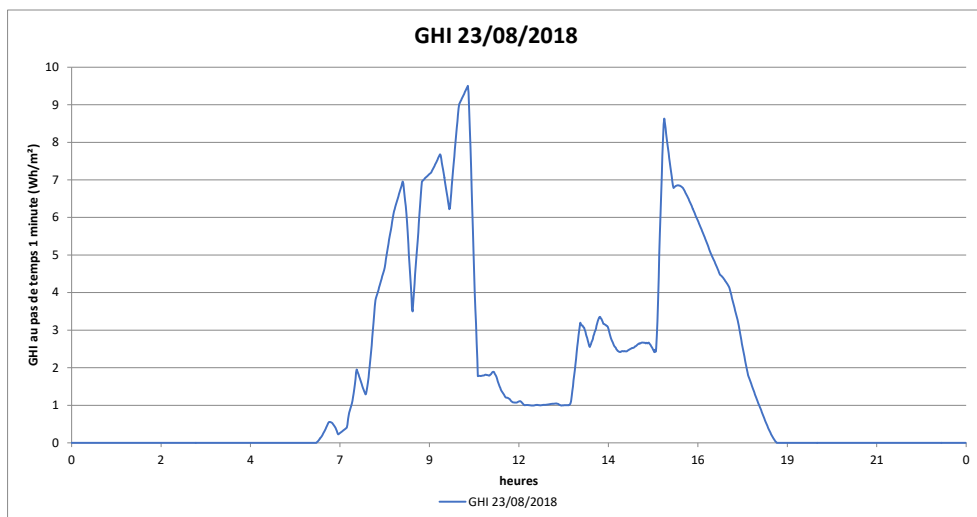


Fig. 2. Évolution de l'irradiation solaire au pas de temps minute [1].

Ce jour-là, un passage nuageux très intense a fait perdre 90 % de l'irradiation en pleine journée. Au point considéré, la vitesse d'obscurcissement a été de l'ordre de 10 % par minute.

A l'échelle de l'année, sauf rares exceptions, l'irradiation lors du passage d'un nuage varie au maximum de 85 à 10% du GHI max environ.

Les vitesses maximales d'obscurcissement sont de l'ordre de 6 à 10 % par minute.

3.2 Mode de compensation

Les moyens de compensation sont les suivants :

- De manière instantanée, une variation de puissance solaire est compensée par une variation de vitesse de rotation des machines tournantes, donc une variation de fréquence de l'électricité produite. Cette variation de fréquence dépend de l'inertie des machines.
- Il faut ensuite compenser en puissance. Cette capacité de compensation est mobilisable en deux séquences :

Séquence 1 : à l'échelle de quelques dizaines de secondes, le réglage primaire de puissance pratiqué automatiquement sur les équipements permet d'adapter la puissance hydraulique par un réglage de débit. Ce réglage primaire, implémenté dans les automates de régulation des variateurs de vitesse, couvre un certain pourcentage de la puissance hydraulique maximale ; de l'ordre de 5 % de la puissance nominale des turbines déjà en rotation.

Séquence 2 : à l'échelle de quelques minutes, un réglage complémentaire de puissance permet d'aller au-delà, en augmentant le débit turbiné. La consigne peut être soit donnée localement, soit par le dispatching. La puissance maximale délivrable est celle des machines moins la réserve tournante qui doit rester disponible pour le réseau.

Ce fonctionnement impose deux contraintes sur le fonctionnement de la centrale hydroélectrique pour pouvoir compenser intégralement les variations du solaire :

1. Avoir – pendant les heures de soleil – en permanence une ou plusieurs turbines en fonctionnement pour pouvoir activer la « séquence 1 ». Cette puissance minimale à fournir dépend des caractéristiques des turbines et surtout de la quantité de solaire à compenser ;
2. Garder – pendant les heures de soleil – une réserve de production hydroélectrique mobilisable pouvant permettre la compensation intégrale de la chute de production solaire due au nuage (« séquence 2 »).

Ce mode de fonctionnement peut rapidement devenir très contraignant pour la centrale hydroélectrique. Il est cependant possible de l'assouplir grâce à :

- Une prévision météo performante localement, ce qui permet de ne mettre en place les deux points précédents qu'en cas d'arrivée effective d'un nuage : on ne s'impose pas ces contraintes de production en pleine saison sèche, lorsqu'il n'y a pas de nuages ;
- Un écrêtement de la production solaire, pour diminuer les contraintes de compensation sur l'hydro ;
- Une « dégradation » des services rendus au réseau, en reléguant une partie de la compensation en puissance au dispatching, et sollicitant les autres centrales du réseau.

3.3 Illustration du fonctionnement

L'illustration de l'hybridation pour une journée type est donnée ci-après. Le cas présenté est un barrage équipé d'une centrale hydroélectrique de 47.6 MW, auquel on hybride une centrale solaire de 20 MWc [1].

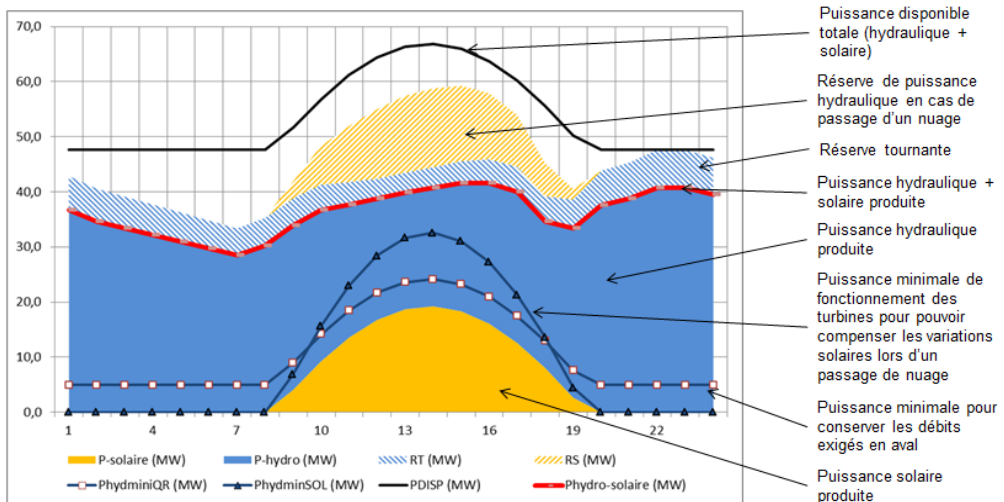


Fig. 3. Exemple des contraintes d'hybridation sur une journée – type [MW].

Puissance disponible :

- PDISP est la puissance disponible totale (hydraulique + solaire), qui varie au cours de l'année (ensoleillement, niveau de la retenue),
- RT est la réserve tournante, imposée par les contraintes du réseau,
- RS est la réserve solaire, réserve de puissance hydraulique nécessaire pendant la journée pour compenser le passage d'un nuage,
- La puissance maximale disponible à un instant t est $PDISP - RT - RS$.

Puissance fournie :

- P-solaire est la puissance solaire fournie
- PhydminiQR et PhydminiSOL sont les puissances hydro minimales à fournir :
 - « QR » correspond au débit qu'il faut fournir pour les usages aval,
 - « SOL » correspond au débit qu'il faut turbiner pour avoir en fonctionnement les turbines capables de réagir rapidement au passage du nuage,
 - La puissance hydro minimale à fournir par l'aménagement est le max de PhydminiQR et PhydminiSOL,
 - Note : ces deux courbes sont tracées « au-dessus » de P-solaire : à 14h, la puissance hydro minimale à fournir est de 11 MW,
- P-hydro est la puissance hydraulique fournie ; Phydro doit être supérieure à PhydminiQR et PhydminiSOL
- Phydro-solaire est la somme des composantes P-solaire + P-hydro ; elle suit la structure de la courbe de charge (en rouge)

On vérifie que, à tout moment, la puissance disponible ($PDISP - RT - RS$) est bien supérieure à la puissance fournie (Phydro-solaire).

Si ce n'est pas le cas, il faut selon la situation :

- Brider l'hydro pour garder une réserve suffisante ($RT + RS$) ;
- Écrêter le solaire pour diminuer les contraintes sur la réserve solaire (RS) et la puissance hydro minimale à fournir pour compenser le solaire (PhydminiSOL).

Le niveau de service demandé (degré d'hybridation demandé) fixe la puissance solaire maximale installable qui soit totalement hybridable.

Il est toujours possible d'installer une puissance plus élevée. La production n'est alors pas totalement hybridée (sous réserve que la capacité d'évacuation du réseau le permette).

4 Modélisation à l'échelle de l'année : cas d'application

4.1 Hypothèses

Le cas présenté ici est un barrage hydroélectrique de 23 MW [4]. Les hypothèses suivantes sont considérées :

- Le mode de gestion actuel de la retenue reste inchangé ;
- La capacité d'évacuation du réseau n'est pas limitée ;
- Le débit réservé à turbiner est pris à 10 % du débit moyen sur le mois ;
- Passage d'un nuage : l'irradiation passe de 85 % de l'irradiation max (avant le nuage) à 50 % de l'irradiation max (sous le nuage) en 3.5 min, soit 10 % d'obscurcissement par minute ;
- Le point minimal de fonctionnement d'une turbine est pris égal à 30% de la puissance nominale, soit 3.5 MW (turbine Francis) ;

- La vitesse de régulation des groupes est suffisante pour suivre la cinétique du passage du nuage ;
- Pas de réserve tournante pour les besoins du réseau ;
- La courbe de charge est issue des données de l'électricien national.

La figure ci-dessous montre le fonctionnement de l'aménagement sur une journée type du mois d'août, pour une centrale solaire de 33 MWc.

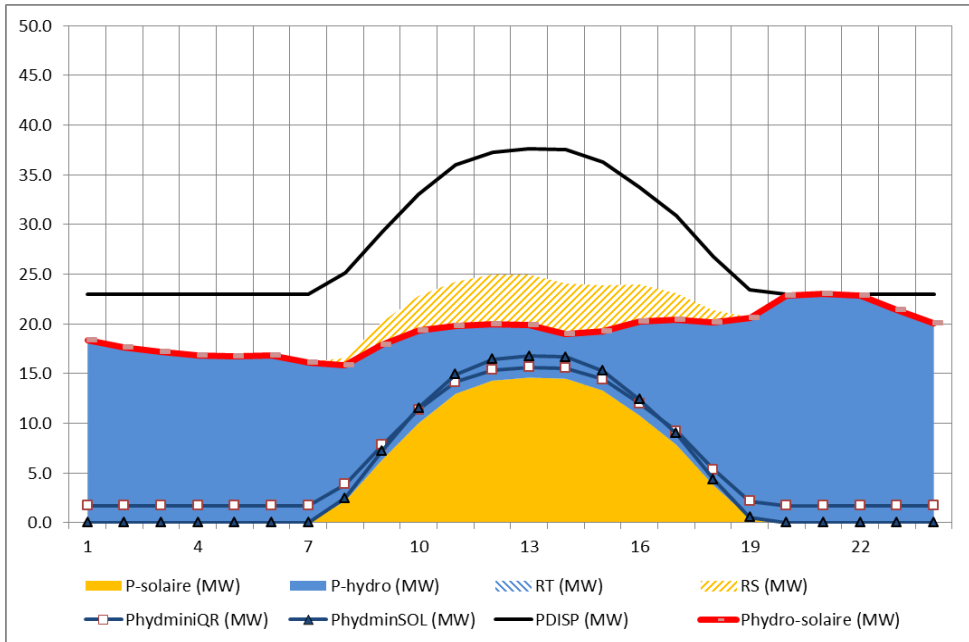


Fig. 4. Hybridation d'une centrale solaire de 33 MWc (août).

Au mois d'août, en fin de saison des pluies, la retenue est pleine ; la puissance hydraulique disponible est à son maximum (23 MW). Tous les critères donnés plus haut sont respectés : l'hybridation est donc complète. On note cependant que celle-ci ne serait pas possible sur un autre mois avec une puissance hydraulique moindre (retenue plus basse – ligne noire (PDISP) plus basse) et une irradiation solaire plus importante : en janvier par exemple. Il serait alors nécessaire d'écarter le solaire pour rester sous la courbe de puissance disponible.

4.2 Puissance solaire hybridable

La simulation du fonctionnement hybridé est menée pour plusieurs puissances solaires installées, selon les hypothèses données au chapitre précédent.

Tableau 1. Hybridation pour différentes puissances solaires installées.

Puissance crête solaire installée (MWc)	Production hydro-solaire parfaitement hybridée			Potentiel hydraulique non réalisé (*) (GWh)	Potentiel solaire non réalisé (du fait de l'écrêtement) (**) (GWh)	Production totale hydro + solaire sans hybridation	P garantie 95% (MW)
	Hydro-solaire (GWh)	Composante hydro (GWh)	Composante solaire (GWh)				
0	65.6	65.6	0.0	0.0	0.0	65.6	4.2
5	73.2	65.6	7.5	0.0	0.0	73.2	5.1
10	80.3	65.6	14.6	0.0	0.5	80.7	5.9
15	85.1	65.6	19.4	0.0	3.2	88.3	6.1
20	88.6	65.6	23.0	0.0	7.2	95.8	6.3
25	91.6	65.6	26.0	0.0	11.7	103.3	6.4
30	94.4	65.6	28.8	0.0	16.4	110.9	6.3
33	95.8	65.6	30.2	0.0	19.6	115.4	6.6
35	96.9	65.6	31.2	0.0	21.5	118.4	6.4
40	98.6	65.6	33.0	0.0	27.3	126.0	6.7
50	96.7	62.2	34.4	3.4	41.0	141.0	6.4
60	93.4	57.9	35.4	7.7	55.1	156.1	6.8
70	88.9	53.1	35.8	12.5	69.8	171.2	6.5

(*) : peut néanmoins être produit, mais en dehors de la courbe de charge – notamment la nuit ou pendant la journée, en plus du solaire

(**) : peut néanmoins être produit, mais sans compensation de l'intermittence

La puissance solaire maximale totalement hybridable par cette centrale hydroélectrique est de l'ordre de 5 MWc. Une puissance solaire supérieure est néanmoins installable mais ne pourra pas être entièrement hybridée. L'intermittence complémentaire devra alors être gérée par le réseau.

Il est possible d'installer jusqu'à 40 MWc de solaire – partiellement hybridés – sans impacter la production hydroélectrique, c'est-à-dire que le fonctionnement actuel autorise une réserve suffisante sur le fonctionnement des turbines pour pouvoir compenser le passage d'un nuage.

L'hybridation, même partielle, permet d'augmenter la puissance garantie de l'aménagement, car elle optimise le placement de l'énergie hydraulique pendant la saison sèche.

4.3 Exemple : Centrale solaire de 33 MWc

Composante hydraulique (graphique en MWh par jour) :

- Production actuelle : production de l'hydraulique seule, sans hybridation,
- Ehydmini : Énergie hydraulique minimale nécessaire à l'hybridation totale du solaire (pour avoir en fonctionnement les turbines capables de réagir rapidement au passage du nuage et fournir les usages aval),

- Ehydmaxi : Énergie hydraulique maximale productible pour garder une réserve pour pouvoir compenser le passage d'un nuage,
- Ehyd-HS : énergie hydraulique en hybridation hydro-solaire, résultat des simulations.

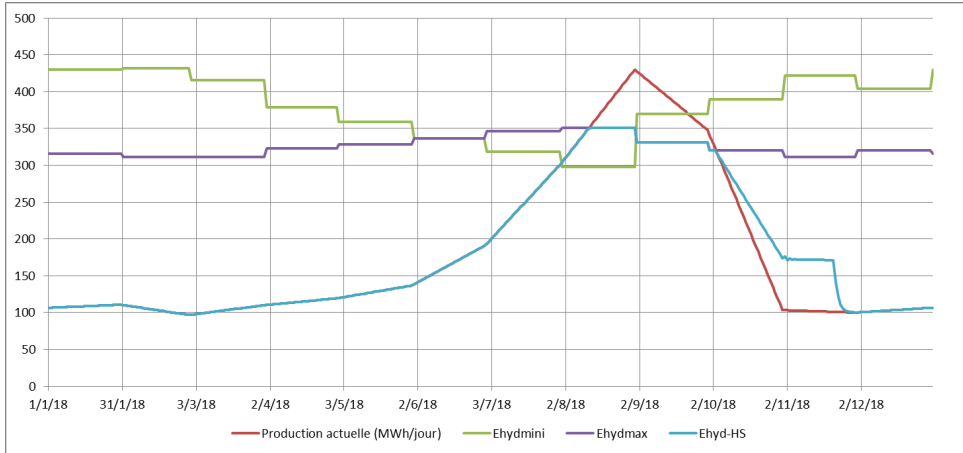


Fig. 5. Production hydraulique hybridée [MWh/jour].

On constate que la plupart du temps (par exemple en mars), $E_{hyd}dispo < E_{hyd}mini$. Cela signifie que la production hydro n'est pas suffisante pour à la fois compenser intégralement la production solaire ET respecter la structure de la courbe de charge => il faudra écrêter la production solaire pour respecter ces contraintes à l'échelle de la journée.

En saison humide (par exemple en septembre), $E_{hyd}dispo > E_{hyd}max$. Cela signifie que les contraintes d'hybridation (et notamment la contrainte de conserver une réserve pour le passage du nuage) empêchent de faire tourner les turbines au maximum du potentiel hydraulique. De l'énergie hydraulique est non consommée. Sur cette simulation, la majeure partie peut être stockée et restituée ultérieurement (par exemple courant novembre) ; une très petite partie est perdue par déversement.

Composante solaire (graphique en MWh par jour) :

- Esoldispo : énergie solaire disponible
- Esol-HS : énergie solaire en hybridation hydro-solaire, résultat des simulations

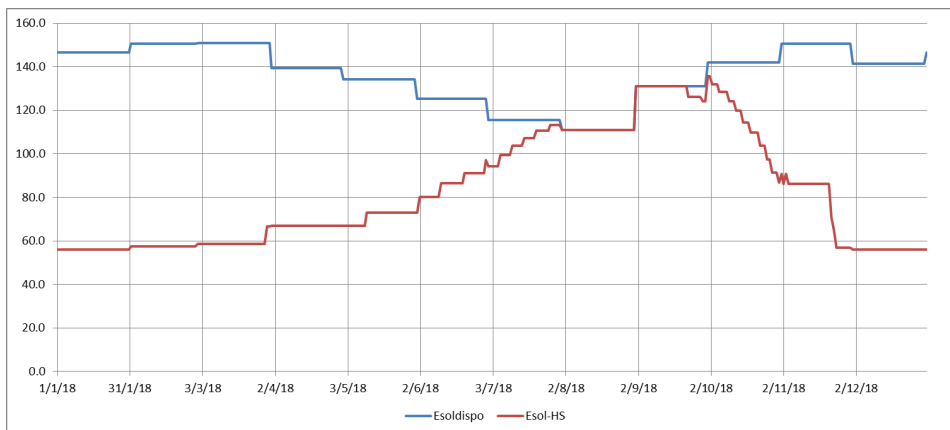


Fig. 6. Production solaire hybridée [MWh/jour].

La production solaire est généralement inférieure au potentiel : cela correspond à l’écêtement imposé par le fait que le potentiel hydraulique ne suffit pas pour pleinement compenser. En août - septembre, l’augmentation de la puissance hydraulique disponible permet d’augmenter la production solaire hybridée.

Production hydro-solaire (graphique en MWh par jour) :

La production hydro-solaire globale est illustrée ci-dessous, en superposition à la production hydroélectrique actuelle de l’aménagement.

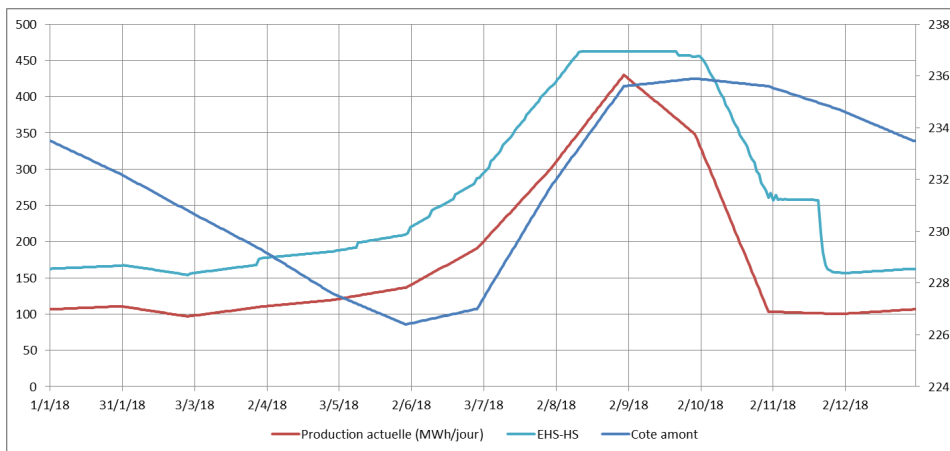


Fig. 7. Production hydro-solaire vs hydro seule [MWh/jour].

5 Conclusion et perspectives

Le fonctionnement hybridé entre une centrale hydroélectrique et une centrale solaire est complexe, et dépend de nombreux critères, que l’on vient de parcourir. La combinaison de ces critères permet de déterminer la puissance maximale solaire installable en fonctionnement totalement hybridé.

Certains critères peuvent être assouplis pour alléger les contraintes : service réseau lors du passage d'un nuage, forme de la courbe de charge en particulier lors du pic solaire à midi, répartition des débits minimum relâchés en aval sur la journée, prévision météo fine pour diminuer le besoin de turbines en « stand-by » (PhyminSOL), etc...

L'hybridation, même partielle, offre des opportunités très intéressantes en termes d'optimisation de la gestion de la ressource en eau, en particulier dans les régions où la demande est forte et/ou la ressource mal répartie sur l'année. Dans certains cas, les économies d'eau réalisées en saison sèche peuvent améliorer le remplissage du réservoir, ce qui permet soit :

- A volume turbiné égal, d'augmenter la production hydroélectrique (de l'ordre de 5 % de la production hydro annuelle dans l'exemple ci-dessous) ;
- De réallouer l'eau économisée à d'autres usages.

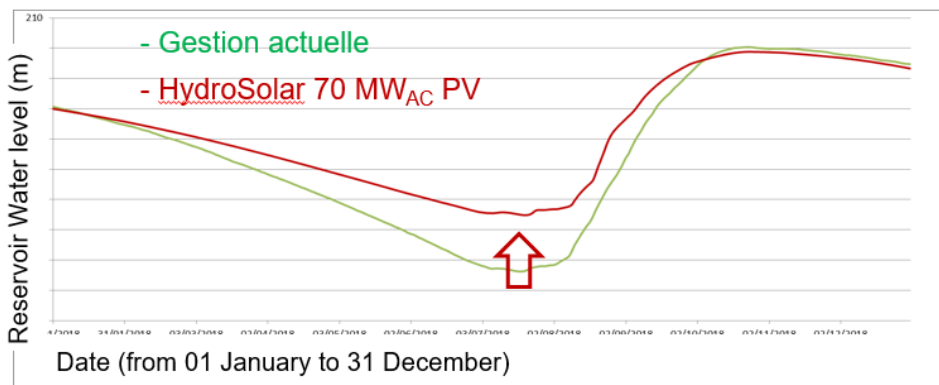


Fig. 8. Exemple d'amélioration du remplissage du réservoir en saison sèche (+ 3.5 m) [1].

En termes de contraintes sur l'exploitation (complexité, fatigue des équipements...) et de modification du régime de la rivière en aval, l'hybridation peut avoir un impact significatif car on demande à une seule centrale de compenser l'intermittence du solaire (gestion hybridée), alors que l'effort pourrait être réparti sur l'ensemble des moyens de production disponibles (gestion indépendante des deux centrales). La construction d'un bassin de démodulation peut ainsi dans certains cas s'avérer nécessaire.

L'hybridation, telle qu'étudiée dans le présent article, ne vient pas cependant pas impacter la capacité de la centrale hydroélectrique à fournir les services réseaux habituels, et en particulier ne vient pas diminuer la capacité d'intégration d'autres centrales intermittentes dans le pays. La centrale solaire hybridée vient donc « en plus », sans générer de pression supplémentaire sur le dispatch [2].

Pour réduire les risques, la mise en place d'une telle hybridation (sur un aménagement neuf ou existant) peut se faire en 2 phases :

Une première phase « pilote », avec une puissance solaire installée relativement faible. Ceci permet de réaliser un premier test sans se rapprocher des « limites » du fonctionnement hybridé et ainsi d'obtenir des premiers retours d'expériences. Ceci permet également de limiter les variations de débit en aval. Dans ce cas, l'hydro-solaire est parfaitement couplé.

La deuxième phase augmente la puissance solaire installée. Cette hybridation venant dans un second temps permettrait de bénéficier du retour d'expérience de la première phase. Au niveau du site, de meilleures prévisions météorologiques permettront d'anticiper le passage

des nuages et de gérer quotidiennement la courbe de production. Les variations de débit en aval devront être étudiées plus finement.

Il semble enfin plus simple, pour commencer, que les deux centrales hydro et PV soient exploitées par un opérateur unique, pour faciliter les interactions et la prise en main de la technologie.

Références

1. ISL, *Hydro-connected solar PV in West Africa – Aménagements hydro-solaires de Manantali et Sélingué* (2019)
2. Z. Dobrotkova, *Hydro -connected solar in West Africa: theoretical framework*, ESMAP, 3-5, Ouerzazate, Maroc (2019)
3. ISL, *APS d'une STEP hydro-solaire à Bassiéri* (2018)
4. ISL, *Etude d'opportunité du couplage hydro-solaire à Sarakawa* (2019)