



Sommaire

Impact des énergies renouvelables sur le système électrique P1

Construisons nous de nouvelles centrales hydroélectriques en France ? P3

Notre prochaine conférence

Jeudi 23 mars

« E FUELS », « FUELS SYNTHÉTIQUES », DE QUOI PARLE-T-ON ?

Nos dernières conférences :

- [Fusion nucléaire : déconvenues et succès 14/02/23](#)
- [NUWARD™ : le SMR européen 14/01/23](#)
- *Vous avez l'idée d'un sujet pour une prochaine conférence Centrale-Energies, idéalement avec des intervenants à proposer ? Vous avez envie de proposer un article pour un prochain flash ? Contactez-nous !*
- *Vous avez envie de contribuer à Centrale-Energies et LinkedIn n'a pas de secrets pour vous ? Nous recherchons un Community Manager LinkedIn, contactez-nous contact@centrale-energie.fr*

IMPACT DES ENERGIES RENOUVELABLES VARIABLES SUR LE SYSTEME ELECTRIQUE

Alain Argenson (ECN 1962)

Résumé de l'étude RTE-AIE sur les conditions d'un système électrique à forte part d'énergies renouvelables en France à l'horizon 2050

Les énergies renouvelables variables essentiellement l'éolien et le photovoltaïque sont des sources d'énergie non pilotables à moins qu'un stockage ne soit associé.

Dans un rapport commun, commandité par le ministère de la Transition écologique fin 2019, RTE (Réseau de Transport d'Electricité) et l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) décrivent quatre conditions strictes et cumulatives que les politiques publiques doivent prendre en compte si elles devaient s'orienter vers un mix électrique à forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050.

Les quatre ensembles de conditions techniques strictes, données ci-dessous, devront être remplies pour permettre, avec une sécurité d'approvisionnement assurée, l'intégration d'une proportion très élevée d'énergies renouvelables variables dans un système électrique de grande échelle, comme celui de la France :

1. **La stabilité du système électrique, c'est à dire la fréquence**, sans production conventionnelle, doit absolument être maintenue. Des difficultés spécifiques pourraient concerner les systèmes comportant une part importante de photovoltaïque distribué (il est nécessaire de poursuivre l'évaluation des impacts sur le réseau de distribution et la sûreté du système électrique).
2. **La sécurité d'alimentation en électricité** (adéquation des ressources) — la capacité d'un système électrique à approvisionner la consommation en permanence — peut être garantie, même dans un système reposant en majorité sur des énergies à profil de production variable comme l'éolien et le photovoltaïque, si les sources de flexibilité sont développées de manière importante, notamment le pilotage de la demande, le stockage à grande échelle, les centrales de pointe, et avec des réseaux de transport d'interconnexion transfrontalière bien

développés. La maturité, la disponibilité et le coût de ces flexibilités doivent être pris en compte dans les choix publics (voir ci-après)

3. Le dimensionnement des réserves opérationnelles et le cadre réglementaire définissant les responsabilités d'équilibrage et la constitution des réserves opérationnelles devront être sensiblement révisés, et les méthodes de prévision de la production renouvelable variable continuellement améliorées.

Aujourd'hui, la France n'a pas besoin de constituer de larges réserves opérationnelles pour garantir l'équilibre à court terme, et ce système d'équilibrage est l'un des plus compétitifs d'Europe au niveau des coûts reflétés au consommateur.

Les réserves opérationnelles sont dimensionnées pour faire face à la possibilité d'un arrêt brutal de grands groupes de production ou d'une évolution subite de la consommation.

L'intégration de grands volumes, que l'on estime à 30% de la puissance totale installée, d'énergie éolienne et photovoltaïque aura une incidence sur le dimensionnement et l'utilisation des réserves opérationnelles.

4. Des efforts substantiels devront être consacrés au développement des réseaux d'électricité à compter de 2030, tant au niveau du transport que de la distribution. Cela nécessite une forte anticipation et un engagement public en matière de planification à long terme, d'évaluation des coûts et de concertation avec les citoyens pour favoriser l'acceptation des nouvelles infrastructures. Ces efforts peuvent néanmoins être partiellement intégrés au renouvellement des actifs de réseau vieillissants.

Dans ce même rapport les deux entités considèrent que *« toute évaluation future devra se concentrer sur les coûts globaux du système plutôt que sur des indicateurs tels que le coût moyen de l'électricité par technologie (LCOE/Levelized Cost of Energy), car ceux-ci ne tiennent pas compte des coûts environnants pour assurer la sécurité d'alimentation et les autres exigences techniques indiquées ci-dessus. L'AIE et RTE estiment que tout chiffrage économique devra ainsi prendre en compte l'ensemble des coûts associés, dont ceux liés au stockage, à la flexibilité de la demande et au développement des réseaux. [...] L'analyse*

montre que ce type de coûts pourrait être important après 2035 ».

L'AIE propose une méthode de calcul du LCOE *value-adjusted* (VA-LCOE) qui permettrait de comparer le coût et la valeur apportée par chaque technologie de production d'électricité. Cet ajustement a pour effet d'ajuster le LCOE des technologies de production à la hausse, pour celles qui contribuent le moins, et à la baisse, pour celles qui contribuent le plus à garantir la stabilité du système.

En conclusion cette étude montre que le développement des énergies renouvelables non pilotables est parfaitement possible mais introduit de la complexité dans le système électrique. Certaines règles devront probablement être introduites dans le développement de ces productions d'électricité.

CONSTRUISONS-NOUS DE NOUVELLES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES EN FRANCE ?

Alain ARGENSON (ECN 1962)

Cadre réglementaire de l'hydroélectricité

L'hydroélectricité est réglementée par l'État depuis la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, L'ensemble des dispositions législatives et réglementaires spécifiques aux installations hydroélectriques sont rassemblées dans le livre V du code de l'Énergie.

On distingue deux cadres juridiques pour les installations hydroélectriques suivant la puissance maximale brute (PMB) des installations :

- **Installations de moins de 4,5 MW : le régime de l'autorisation**

Elles nécessitent l'obtention d'une autorisation environnementale, délivrée par le préfet pour une durée limitée, et dont les règles d'exploitation dépendent des enjeux environnementaux du site concerné.

Les installations hydroélectriques soumises à autorisation sont environ 2.500 et elles représentent une puissance installée d'environ

2,5 GW pour une énergie produite de l'ordre de 4,5 TWh par an.

- **Les installations de plus de 4,5 MW : le régime des concessions**

Elles appartiennent à l'État, et elles sont construites et exploitées par un concessionnaire, pour son compte. Pour les installations entre 4,5 MW et 100 MW, la concession est délivrée par le préfet, alors qu'au-delà de 100 MW, le ministre chargé de l'énergie la délivre. La durée des concessions doit permettre d'amortir les investissements initiaux réalisés par le concessionnaire, qui rend gratuitement à l'État les installations à l'échéance de sa concession.

Renouvellement des concessions

A l'échéance de la concession l'état doit choisir un nouveau concessionnaire par appel d'offre européen.

Sur 400 concessions, 300 sont exploitées par EDF et 100 par ses concurrents. 150 concessions sont arrivées à échéance. L'état ne souhaite pas qu'elles soient remises en appel d'offre pour de multiples raisons dont la protection de l'environnement. Elles ont été placées sous un régime transitoire, dit des « délais glissants », qui permet de prolonger les concessions « *aux conditions antérieures* » en contrepartie du versement d'une redevance *ad hoc*, *proportionnelle* à leurs recettes.

Le renouvellement des concessions est donc l'objet d'un contentieux avec la Commission européenne, pour non application de la règle de la concurrence.

Le Sénat a adopté la proposition de loi n° 389 (2020-2021) tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique. Le contenu a été largement repris dans le cadre de la loi n°2021-1104 dite « Climat et résilience », du 22 août 2021. De plus, les concessions hydroélectriques ont été intégrées à la « loi quinquennale » sur l'énergie (Programmation Pluriannuelle de l'Energie PPE) ainsi qu'au rapport annuel sur l'impact environnemental du budget.

Une proposition de résolution n° 390 (2020-2021) tendant à lever les freins réglementaires et

administratifs au plein essor de l'hydroélectricité **a également été déposée**, en complément à la proposition de loi, par les mêmes auteurs.

Elle demande notamment au Gouvernement de « *préserver notre modèle concessif dans les négociations européennes relatives aux concessions hydroélectriques, en défendant les enjeux de souveraineté énergétique, de sûreté hydraulique et d'aménagement du territoire soulevés par elles* ».

Ainsi, l'obligation de « *maintenir la souveraineté énergétique* » a été reconnue dans le domaine de l'hydroélectricité.

Ceci ne règle pas pour l'instant le contentieux avec la Commission Européenne en attendant soit des modifications du règlement européen soit des modifications des règles d'attribution des concessions.

La production

En 2021 la puissance totale installée était de 25.718 MW (soit environ 20% de la puissance électrique totale installée) pour une production de 58,4 TWh (soit environ 11% de la production électrique totale).

La production hydroélectrique varie fortement d'une année sur l'autre en fonction des conditions hydrologiques : de 50,3 TWh en 2011, à 75,7 TWh en 2013 et 65,1 TWh en 2020.

Capacités installées en fonction du type d'installation (source Ministère écologie) :

STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage-Turbinage

	Fil de l'eau	Éclusées	Lac	STEP
Puissance installée totale GW	7,7	3,9	9,6	4,2
Production totale moyenne TWh	30	10	15	1,2

Développement de la filière hydroélectrique

Étude du potentiel hydroélectrique

Le potentiel de développement a été estimé selon l'étude de convergence de 2013 entre les services de l'Etat et les producteurs.

L'étude de potentiel ne tient pas compte des règles environnementales et l'on peut estimer que ces évaluations sont optimistes.

	Régions où la convergence a eu lieu	Régions sans convergence
Nouveaux ouvrages	Env. 2.476 MW ; 8,95 TWh	Env. 406 MW ; 1,36 TWh
Seuils existants	Env. 262 MW ; 0,92 TWh	Env. 215 MW ; 0,757 TWh

Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE)

L'étude de convergence a servi de base pour la définition des objectifs de la PPE 2019-2028 :

- Augmenter la production de 200 MW d'ici 2023 et de 900 à 1.200 MW en 2028.
- Mettre en place un dispositif de soutien à la rénovation des centrales entre 1 et 4,5 MW
- Poursuivre les appels d'offres à raison de 35 MW par an pour les centrales sous le régime de l'autorisation
- Engager les démarches pour 1,5 GW de STEP en 2030/2035

Situation en 2022

La loi Climat et résilience du 22 août 2021 facilite les augmentations de puissance pour les installations autorisées en leur permettant d'augmenter leur puissance de 25%. Impossible de dire quel sera l'impact réel ?

Installations inférieures à 1 GW : contrat H16 d'obligation d'achat et complément de rémunération

Elles sont éligibles au soutien en guichet ouvert :

- Obligation d'achat (OA) pour l'ensemble des installations neuves ou existante de puissance électrique strictement inférieure à 500 kW avec un prix d'achat du kWh fonction du type d'installation.
- Complément de rémunération (CR), de l'ensemble des installations neuves et rénovées de puissance électrique comprise entre 500 kW et 1 MW. Il s'agit d'une prime versée au producteur en complément de la vente sur le marché de l'électricité qu'il a produite.

Les installations neuves de 1 MW à 4,5 MW sont soutenues via des appels d'offres. Un premier appel d'offres a été lancé en 2016 puis un nouvel appel d'offres pluriannuel a été lancé en 2017

pour 105 MW de nouvelles petites centrales hydroélectriques, Le total adjugé pendant cette période a été de 112,4 MW. Un appel est actuellement en cours. Le dernier appel d'offres a eu peu de succès puisque seulement 3,3 MW ont pu être attribués.

Les centrales nouvelles en concession sont peu nombreuses et reflètent l'incertitude concernant le contentieux avec la commission européenne. CNRⁱ a deux projets en concession : la Centrale de la Sarenne de 11 MW (Isère) en cours de travaux et une centrale de 37 MW en cours d'études sur la Rhône à l'amont de la confluence avec l'Ain. Pas de projet connu pour EDF.

Les STEP

Celle du Lac Blanc / lac Noir à Orbey dans les Vosges d'une puissance de 126 MW a été exploitée jusqu'en 2002. Les services du ministère de la transition écologique (MTE) et de la direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) travaillent actuellement à la préparation du lancement d'une nouvelle procédure pour l'exploitation du site.

Le chantier de la STEP de Redenat (Corrèze) a été brutalement stoppé en 1982. Tout est prêt : l'emplacement est parfaitement délimité, le réservoir inférieur existe déjà, les caractéristiques techniques ont été définies et les terrains sont réservés et inhabités.

Les STEP sont actuellement le moyen le moins onéreux de stocker l'électricité mais le contexte économique n'est pas favorable,

En conclusion :

- En l'absence de projets importants, l'on constate que les projets < 4,5 MW ne permettent pas de satisfaire à l'objectif.
- Les STEP pourtant indispensables au déploiement des énergies renouvelables ne semblent pas être programmées,

ⁱ Compagnie Nationale du Rhône