

Les STEP au cœur de la transition énergétique

Assurer la solidité des promesses de la France
d'aujourd'hui à celle de demain

Dans sa recherche des conditions de la réussite de la transition énergétique, l'Institut TerraWater a mis en évidence le rôle clé des STEP pour leur contribution au système électrique comme pour leur contribution au système hydrologique. C'est parce que recourir à cette solution est aussi bien une chance qu'une responsabilité, que l'Institut TerraWater propose des pistes dont pourront se saisir ceux pour qui prévaut l'intérêt des territoires.

L'Institut TerraWater est une organisation indépendante d'intérêt général qui publie des analyses en lien avec la transition énergétique. L'Institut a publié en 2022 un scénario de développement de capacités de production d'électricité en France d'ici 2050 et au-delà, et travaille actuellement à sa réactualisation pour une publication en 2026.

L'Institut dès sa création a fait le choix de s'intéresser au potentiel de l'hydroélectricité, et en particulier à celui du pompage-turbinage du fait de son rôle déterminant pour la réussite de la transition énergétique et de ses co-bénéfices.

Ce rapport constitue un premier recueil d'idées, ayant vocation à s'enrichir au fil de versions successives, qui doit alimenter la réflexion sur la transition du système énergétique français en mettant en lumière cette technologie, déjà très maîtrisée en France et en Europe, sobre, souveraine et vertueuse pour tout système électrique bas carbone, que sont les STEP.

Au-delà du simple rappel des faits techniques (volume 1), ce rapport a aussi vocation à réintroduire au sein de ce même débat la possibilité de construire de nouvelles installations de production d'électricité hydraulique en France (volumes 2, 3 et 4).

Finalement, il a pour objectif de corroborer les hypothèses retenues dans le cadre du Scénario TerraWater¹, publié dans sa première version en novembre 2022, et à la réactualisation duquel l'Institut travaille pour 2026.

La rencontre avec les citoyens, les décideurs économiques et politiques, et les élus des territoires cités dans notre rapport nous semble indispensable pour mieux cerner les possibilités réelles de nouveaux ouvrages hydrauliques et leurs conséquences. Il nous semble que ces ouvrages ne sauraient en effet être considérés au-delà du concept sans leur implication et leur aval, par ceux-là qui pourront en avoir un jour la charge.

Nous n'avons d'autres rôles ni d'autres intentions que celles de nourrir le débat et d'apporter une vision technique des enjeux de la transition énergétique du territoire, afin que citoyens et décideurs disposent de l'ensemble des éléments leur permettant de se prononcer de la manière la plus éclairée possible sur les enjeux qui les concernent.

¹ modélisation d'un optimal technique de développement de capacités de production d'électricité en France d'ici 2050 et au-delà

sommaire

1.	Synthèse du Livrable	05
2.	Glossaire	06
3.	Introduction	07
4.	Généralités et principes de fonctionnement	08
	1. Types d'ouvrages de production d'hydroélectricité	08
	2. Les STEP	08
	3. Avantages des STEP	11
	4. État des lieux des STEP en France	14
	5. Quelques ordres de grandeurs	14
5.	Les besoins de flexibilité du réseau électrique	15
	1. Assurer la stabilité du réseau à court terme	15
	2. Équilibrage du réseau électrique sur le long terme	17
	3. Conclusion	20
6.	Aspects techniques : le stockage d'électricité	21
	1. Les différentes solutions de stockage, leur domaine de pertinence	21
	2. Considérations économiques sur la valeur du stockage	25
	3. Conclusions	26
7.	Co-bénéfices et inconvénients des aménagements hydroélectriques	27
	1. Enjeux économiques et sociaux	28
	2. Enjeux environnementaux	29
	3. Co-bénéfices et usages de l'eau	30
	4. Conclusion	32
8.	Un travail d'inventaire réaliste	33

1 synthèse

Dans un contexte de transition énergétique accélérée, marqué par une électrification massive des usages et une montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes, le besoin en flexibilité du système électrique devient central.

Ce premier volume, élaboré par l'Institut TerraWater, expose les principes fondamentaux des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et explique leur rôle stratégique dans la stabilité, la résilience et la soutenabilité du futur mix électrique français.

Les STEP sont des infrastructures hydrauliques permettant de stocker l'électricité sous forme d'énergie potentielle de pesanteur, via deux réservoirs situés à des altitudes différentes. En période de surplus de production, notamment à partir des énergies intermittentes (éoliennes et solaires mais possiblement également fil de l'eau), l'eau est pompée vers le réservoir supérieur. Lors des pics de consommation, elle est, à l'inverse, turbinée vers le réservoir inférieur pour produire de l'électricité. Cette technologie, éprouvée depuis plusieurs décennies, combine une efficacité énergétique remarquable, une grande longévité et robustesse et une dépendance limitée aux matières premières critiques, en comparaison avec d'autres solutions de stockage de l'électricité telles que les batteries.

Face à la place croissante de l'éolien et du solaire dans les systèmes électriques et à l'impact de leur intermittence, les STEP offrent une réponse adaptée sur toutes les échelles de temps, de l'équilibrage en temps réel à la modulation inter-hebdomadaire. Elles apportent une inertie mécanique précieuse pour la stabilité de la fré-

quence du réseau, participent activement aux services systèmes (réserves secondaires et tertiaires, gestion de la puissance réactive), et permettent de limiter l'usage de centrales thermiques fortement émettrices de CO₂. Au-delà de leur intérêt technique, elles présentent également des co-bénéfices environnementaux et sociaux, notamment pour la gestion de l'eau, la prévention des crues, le soutien d'étiage ou encore le développement économique local.

L'Institut TerraWater, dans la 2^{ème} édition de son Scénario TerraWater pour la France, propose une trajectoire ambitieuse mais réaliste : porter la puissance nationale de STEP de 5 GW aujourd'hui à 30 GW, pour atteindre une capacité de stockage de plus de 8 000 GWh (contre 80 aujourd'hui). Ce choix, appuyé par une modélisation approfondie, s'inscrit dans une logique de souveraineté énergétique, de sécurisation du réseau et de décarbonation profonde.

Dans ce rapport, l'Institut TerraWater revient sur les raisons fondamentales de son choix stratégique : faire des STEP la pierre angulaire du système électrique. Ce choix, posé dès la première édition du rapport en 2022, est d'abord justifié par une analyse comparative des autres formes de stockage, comme l'hydrogène ou les batteries. Ce choix résulte de la prise en compte des enjeux de maturité technologique et industrielle, des coûts et des impacts environnementaux. Ce rapport vise enfin à démontrer la faisabilité technique de ces options en identifiant et en caractérisant les sites du territoire capables d'assurer cette capacité de stockage.

Ce rapport est décliné en quatre volumes.

Ce document constitue le premier volume, socle méthodologique introductif des trois volumes suivants, qui localiseront et caractériseront techniquement des sites concrets de développement de STEP dans les massifs montagneux français.

L'ensemble entend démontrer que le développement massif des STEP n'est ni utopique, ni accessoire, mais au contraire constitue un objectif atteignable, probablement indispensable pour garantir la réussite de la transition énergétique de la France sur des bases solides, durables et maîtrisées.

2 glossaire

STEP

Station de transfert d'énergie par pompage.

Inertie des turbo-alternateurs

Résistance à la variation de vitesse angulaire du fait de la grande masse en rotation rapide. Cette inertie, via le couplage électromagnétique de l'alternateur sur la fréquence du réseau, ralentit les variations de fréquences en cas de déséquilibre production/consommation, laissant le temps aux réserves opérationnelles de se mettre en marche.

Réserve primaire

Bande de puissance morte réservée qui peut être activée en moins de 15 à 30 secondes. Elle est automatiquement asservie à la fréquence du réseau via un régulateur proportionnel. Son rôle consiste à stopper la variation de fréquence en rétablissant l'équilibre production/consommation. Son dimensionnement à l'échelle européenne est basé sur l'hypothèse de la perte simultanée des deux plus gros groupes de production (2 fois 1500 MW).

Réserve secondaire

Bande de puissance réservée qui peut être activée automatiquement par le gestionnaire de réseau en moins de 10 minutes. Son rôle consiste à ramener la fréquence à sa valeur nominale.

Réserve tertiaire

Capacité activable manuellement afin de reconstituer les deux premières réserves en prévision d'un nouveau déséquilibre.

Pointe de consommation journalière

Valeur maximale de la courbe de consommation atteinte sur une courte période durant la journée. En France, elle se situe aux alentours de 19H.

Pointe de consommation hivernale

Augmentation de la consommation moyenne sur plusieurs jours consécutifs lors d'une vague de froid en raison du bandeau de la consommation du chauffage électrique (effet Joule et pompes à chaleur). L'ensemble de la courbe de charge est ainsi décalé de plusieurs GW (jusqu'à 20) vers le haut, sans modification notable de sa forme.

3 introduction

Les STEP au cœur de la transition énergétique

Contexte

A mesure que le développement des énergies renouvelables intermittentes a pris de l'ampleur, il est apparu que les besoins en flexibilité du système électrique allaient fortement augmenter. Dans son rapport Futurs Énergétiques 2050¹, RTE traite spécifiquement cette problématique dans son 7^{ème} chapitre. Le gestionnaire de réseau explique notamment que la flexibilité est un ensemble de puissances pilotables qui servent à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en puissance à chaque instant mais qu'il faut distinguer les différentes échelles de temps sur lesquelles les besoins sont nécessaires. Pour des périodes longues il devient inévitable de recourir au stockage de gros volumes d'électricité dans le but d'assurer sa restitution sur des horizons de temps de plusieurs jours, voire de plusieurs semaines. C'est le rôle que jouent les réservoirs hydrauliques et les STEP. Dans son scénario N°3, celui qui affiche le renouvellement de capacités nucléaires le plus ambitieux et qui assure simultanément le besoin de flexibilités le plus faible (avec 36 % de capacités pilotables dans son mix de production), RTE chiffre le besoin de flexibilité à 63 GW sur la base de 39 GW d'interconnexions, de 13 GW de gestion de la demande, de 1.7 GW de VTG (véhicule-to-grid), de 8 GW de STEP et de 1 GW de batteries. Il existe aujourd'hui 5 GW de capacités de STEP installées en France, capable de restituer 80 GWh, l'adjonction de 3 GW de nouvelles capacités au regard des besoins (et d'autant plus alors que la consommation des scénarios RTE devrait être fortement revue à la hausse) paraît à ce titre très peu ambitieuse.

Ces considérations sont largement reprises dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) qui a été mis en consultation par le gouvernement français jusqu'au 16 décembre 2024. La nécessité de développer un bouquet de flexibilités y est clairement identifiée, dans le but de faciliter la maîtrise des pointes de consommation et renforcer la sécurité d'approvisionnement dans un contexte d'augmentation de la consommation sur le long terme, mais également de fermeture volontaire de nos derniers moyens thermiques. Là encore l'objectif de 1.7 GW de nouvelles STEP à l'horizon 2035 qui y est affiché (cohérent avec les projections établies par RTE dans ses Futurs Énergétiques²) paraît très en-deçà des besoins.

Dans son travail de modélisation du système électrique français, avec la V2.0 du Scénario TerraWater, l'Institut TerraWater s'attache à montrer les avantages substantiels que pourraient pourtant apporter ces ouvrages pour renforcer la robustesse du système électrique et plus généralement pour assurer la réussite de la transition énergétique, sur le plan climatique et environnemental, tout en assurant des valeurs de souveraineté et de solidarité aux échelles françaises et européennes.

Une nouvelle étude en quatre volumes

L'institut TerraWater propose de détailler plus finement les caractéristiques d'un parc de STEP composé d'une trentaine de gigawatts de nouvelles installations qui viendraient s'ajouter aux 5 GW existants.

Ce premier volume traite des principes et des mécanismes des STEP. Il vise d'abord à rappeler des généralités sur ces aménagements. Il explique ensuite les enjeux d'équilibrage du réseau électrique et l'importance du stockage de l'électricité. Dans une dernière partie il traite les sujets d'acceptabilité sociale et les enjeux environnementaux en lien avec le développement des capacités de production hydroélectriques.

Plus globalement ce premier volume constitue une introduction pour les trois qui suivent et qui proposent une identification concrète de sites de STEP dans Les Pyrénées pour le 2^{ème} volume, dans les Alpes pour le 3^{ème} volume, et dans le Massif central et le Jura pour le 4^{ème} volume.

Ce travail de caractérisation précis de sites de STEP dans les massifs montagneux français a pour objectif de montrer que les hypothèses de déploiement d'une trentaine de gigawatts de STEP dans la V2.0 du Scénario TerraWater constituent des objectifs atteignables.

¹RTE, 2022, Futurs énergétiques 2050, Rapport complet | ²RTE, 2022, Futurs énergétiques 2050, Annexes, chapitre 5

4

Généralités et principes de fonctionnement

01.

Types d'ouvrages de production d'hydroélectricité

Le principe de l'hydroélectricité est de transformer l'énergie potentielle gravitationnelle de la chute de l'eau en électricité. « L'énergie gravitaire » représente l'énergie que constitue la présence d'une masse en altitude. Compte tenu de la topographie naturelle (plateaux, montagne...), l'ensemble de l'eau présente en altitude représente une masse, dont on peut chercher à récupérer de l'énergie en la faisant descendre. C'est le principe de l'hydroélectricité.

En pratique, une circulation d'eau établie entre deux points situés à des altitudes différentes met en mouvement une turbine. Celle-ci, comme pour les autres moyens de production d'électricité qui souvent substituent de la vapeur à l'eau liquide, est associée à un alternateur qui transforme l'énergie mécanique fournie par la rotation de la turbine en énergie électrique. Dans le cas de l'hydroélectricité, la puissance électrique est proportionnelle à la fois à la hauteur de chute, et au débit turbiné.

On distingue plusieurs types d'installations hydroélectriques gravitaires en fonction de la durée nécessaire pour vider leur réservoir à pleine puissance :

- Les installations « au fil de l'eau » n'ont que très peu de capacité d'accumulation (quelques heures au maximum). Elles ne peuvent pas turbiner plus que le débit transitant dans la rivière à chaque instant.
- Les installations « d'éclusée » disposent d'une capacité de stockage, correspondant aux débits pouvant s'accumuler pendant des durées allant de quelques heures à quelques jours. Ces installations permettent de choisir l'instant où les débits seront turbinés, à une échelle journalière, voire hebdomadaire.
- Les installations « de lac » disposent d'une capacité plus importante, de plusieurs semaines à plusieurs mois, et peuvent contribuer, en fonction de l'usage principal qui leur est attribué (hydroélectricité, soutien d'étiage, services d'irrigation, gestion des crues) à une régularisation entre les saisons, sur les niveaux de production d'électricité ou sur les débits d'eau dans les cours d'eau.

02.

Les STEP

Une STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) est un aménagement hydroélectrique constitué de deux réservoirs d'eau situés à des altitudes différentes. Leur principe de fonctionnement est représenté sur le schéma n°1. En cas d'excès de production d'électricité, l'eau du réservoir inférieur est pompée vers le réservoir supérieur, ce qui permet de consommer de l'électricité, et de stocker de l'énergie sous forme gravitaire. En cas de besoin de production d'électricité, on procède au turbinage de l'eau du réservoir supérieur.

¹www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydroelectricite-stations-de-transfert-denergie-par-pompage-step

Le stockage d'électricité dans les lacs et réservoirs

L'hydroélectricité offre deux possibilités de stocker l'électricité disponible sur le réseau pour un usage ultérieur : les barrages classiques en circuit ouvert et les barrages réversibles en circuit fermé.



La digue de Monnès
Photo Wikimedia Commons auteur : Les Meloures



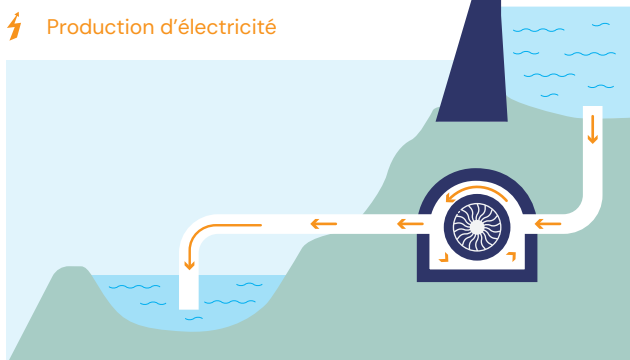
Barrage de Naguilles
Photo Wikimedia Commons auteur : Alan Martingly

Barrages réversibles en circuit fermé ou STEP

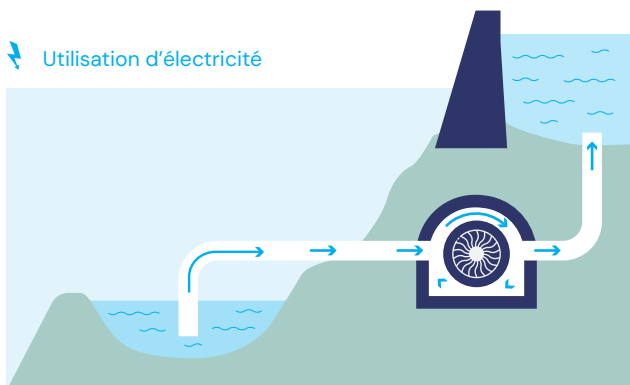
Entre deux réservoirs, soit en circuit complètement fermé soit un réservoir communie avec un lac ou un cours d'eau.

Le réservoir du haut est rempli en pompant l'eau du réservoir du bas quand des surplus d'électricité sont injectés sur le réseau.

⚡ Production d'électricité



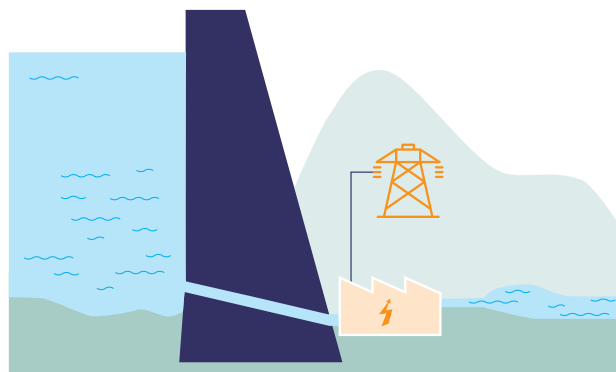
⚡ Utilisation d'électricité



Barrage classique en circuit ouvert

Derrière un seul barrage qui se remplit avec les précipitations ou la fonte des neiges via un cours d'eau.

La production d'électricité dépend du remplissage naturel du barrage.



Ordre de grandeur	Barrage de Naguilles non réversible	STEP pure Montezic réversible
Volume d'eau	43 hm ³	34 hm ³
Énergie stockée	100 GWh une fois par saison	35 GWh par semaine

Flexibilité intra-journalière et intra-hebdomadaire
Aujourd'hui : 80 GWh de stockage en STEP

Flexibilité inter-hebdomadaire
Aujourd'hui : 10 000 GWh de stock dans les lacs

Objectif TerraWater
+8 000 GWh sous forme de STEP

2.1.

Énergie et puissance : question de la constante de temps

La production électrique (puissance) et la quantité d'énergie stockée (capacité) par une STEP sont proportionnelles à la différence d'altitude entre les deux réservoirs. C'est la raison pour laquelle les STEP ne peuvent être construites que dans des régions présentant des dénivellées suffisantes, en particulier dans les régions montagneuses.

La quantité d'énergie stockée dans un aménagement hydraulique peut simplement s'exprimer comme le produit du volume d'eau stockée par la hauteur de turbinage. La puissance produite correspond, elle, à un débit d'eau, multiplié par la hauteur de turbinage. La constante de temps de l'aménagement correspond au temps pendant lequel la puissance attendue (imposant donc un débit précis) peut être délivrée en vidant le réservoir.

Un aménagement comportant des réservoirs inférieurs et supérieurs aura donc une quantité d'énergie stockée définie par ces réservoirs, mais pourra produire des puissances radicalement différentes en fonction de la constante de temps choisie pour l'aménagement. Si, sur un aménagement existant, on décide de doubler l'usine (construire une seconde usine similaire à la première par exemple, sur le même aménagement), il en résultera automatiquement une multiplication par 2 de la puissance totale, mais une division par 2 de la constante de temps, sans modification de la quantité d'énergie stockée.

2.2.

STEP pures et STEP « mixtes » (avec bassins versants)

On distingue couramment :

Les STEP pures

- Fonctionnant en circuit fermé, avec un apport d'eau extérieur négligeable,
- Dont les seuls échanges hydriques avec l'extérieur sont les précipitations dans les réservoirs, et l'évaporation (une source d'eau extérieure alimente les bassins lors de leur remplissage initial, et pour compenser l'évaporation dans les cas où les précipitations n'y suffisent pas),
- Disposant d'un réservoir supérieur de la même capacité que le réservoir inférieur.

Les STEP mixtes

- Fonctionnant avec un apport d'eau extérieur, notamment les aménagements dont un des deux réservoirs se trouve sur un cours d'eau.
- Pouvant, dans certains cas, bénéficier du maintien d'un déséquilibre entre les volumes des réservoirs inférieurs et supérieurs, permettant son exploitation mixte, intermédiaire entre celle d'une STEP pure et celle d'un réservoir de lac.

Par exemple, en cas d'apport important dans le bassin supérieur (en période de crue), une STEP mixte peut fonctionner comme une installation de lac classique, en turbinant les débits entrants, sans qu'il soit prévu de les repomper ensuite.

Le fonctionnement de STEP mixtes permet, outre une production nette correspondant aux apports hydriques (retranchés des pertes de pompage), une exploitation de l'aménagement conduisant à faire varier le volume d'eau total dans le système (dans l'ensemble des réservoirs), comme cela se fait dans les installations de lac.

Il peut donc se justifier d'exploiter un aménagement comportant un réservoir supérieur de capacité plus importante

Dans le cadre d'un inventaire de sites de STEP, il a donc semblé pertinent de ne présenter les aménagements que du seul point de vue de leur capacité de stockage, exprimée en GWh. La correspondance avec des puissances ne sera fournie que de manière indicative, en précisant l'hypothèse de constante de temps, c'est à dire de durée de stockage associée à l'hypothèse choisie de débit maximum permis par la turbine.



Exemple théorique

Réservoir A : rempli avec 36 hm³, à une altitude de 1 250 m

Réservoir B : initialement vide, d'une capacité de 36 hm³, à une altitude de 1 000 m

Si l'usine turbine un débit de 200 m³/s, le réservoir sera capable de l'alimenter pendant 40h, et la puissance produite sera de 500 MW (hors pertes de charges).

Si l'usine turbine un débit double, de 400 m³/s, le réservoir ne sera plus capable d'alimenter l'usine que pendant 20h, mais la puissance produite sera de 1 000 MW.

La quantité d'énergie stockée, exprimée en MWh, GWh, voire TWh, est égale au produit de la puissance produite par la constante de temps de l'aménagement. Ici, elle est de 20 000 MWh = 20 GWh dans les deux cas.

que le réservoir inférieur. La différence entre le volume des deux réservoirs correspond à une « tranche » de réservoir, exploitée comme une installation de lac (un cas typique est la STEP de Grand'Maison, avec 132 hm³ dans le réservoir supérieur, pour seulement 14 hm³ dans le réservoir inférieur).

Dans le cas où le réservoir inférieur se trouve à proximité d'un fleuve suffisamment puissant, il est possible de sous-dimensionner le réservoir inférieur, qui se déversera dans le fleuve en cas de turbinage de longue durée, ou, à l'inverse, prélèvera dans le fleuve en cas de pompage de longue durée. Ce type d'exploitation peut amener à des contraintes, comme une réduction des débits en cas d'exploitation de longue durée, ou, en cas d'étiage (faible débit) du fleuve, une exploitation limitée à la capacité de stockage du réservoir inférieur.

Dans le cas où le réservoir supérieur est alimenté, il est possible d'utiliser l'aménagement avec le volume du réservoir inférieur en situation courante, et d'utiliser le surplus pour faire face aux épisodes de besoins rares (si la durée de remplissage du réservoir supérieur est de l'ordre de l'année, pour faire face aux événements rares à l'échelle de l'année, par exemple).

Il est également possible, même dans le cas d'une STEP avec des réservoirs de même capacité, de faire varier le volume total d'eau dans l'aménagement (en acceptant une perte de capacité de stockage électrique) de manière à permettre d'autres utilisations de l'aménagement, et particulièrement le stockage d'eau, à des fins d'irrigation, d'alimentation en eau potable, de soutien d'étiage, etc. (ce point sera traité plus en détail au chapitre 5).

La tendance actuelle, en France est de privilégier, pour les nouveaux aménagements, des STEP classiques, en circuit fermé. La principale raison conduisant à cette doctrine est la difficulté que peut présenter, d'un point de vue, social, ou environnemental, la construction de barrages sur des cours d'eau.

2.3.

Concepts de STEP multi-réservoirs

Une variante du concept de STEP est la STEP multi-bassins, ou étagée. Le principe est de faire travailler en réseau plusieurs usines hydroélectriques reliant plusieurs lacs.

De nombreuses dispositions sont imaginables, avec des aménagements en parallèle, en série, des réservoirs communicants, comme illustré sur le schéma n°2.

Ce type de conception présente l'inconvénient d'augmenter le nombre d'usines. Mais il peut, dans certains cas, présenter des avantages :

- Pour des hauteurs très importantes (typiquement, supérieures à 500-700m), surtout quand les débits sont eux aussi importants, la construction d'usines de pompage-turbinage peut poser des difficultés techniques (résistance et rigidité des structures, nécessité de pompes multi-étages peu flexibles, manque de fournisseurs capables de fournir des groupes turbo-alternateurs). Ajouter un réservoir intermédiaire permet de « casser » la pression, et d'avoir deux usines turbinant chacune sur des hauteurs plus raisonnables,

- Jouer sur le nombre de réservoirs peut permettre d'équilibrer les volumes d'eau inférieurs et supérieurs (par exemple, un très gros réservoir supérieur peut être associé à deux réservoirs inférieurs, chacun étant associé à une tranche du volume du réservoir supérieur),
- Dans certains cas, les réservoirs idéalement placés mais du point de vue topographique, ont une capacité trop faible pour permettre une exploitation utile du réservoir supérieur ; il est alors nécessaire d'associer ces réservoirs à un autre réservoir de plus grande capacité.

Un cas particulier représentatif de la manière dont les aménagements de STEP peuvent être abordés est illustrée sur le schéma n°3 : une STEP de très haute chute, dont le coût du MW est relativement faible grâce à une distance limitée entre les réservoirs, mais dont les réservoirs ont une capacité relativement faible, peut se voir associer des réservoirs de plus grande capacité, afin d'augmenter la constante de temps de l'aménagement à moindre coût.

Réservoirs en série

Quatre réservoirs en série

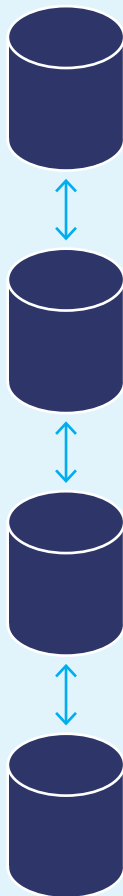
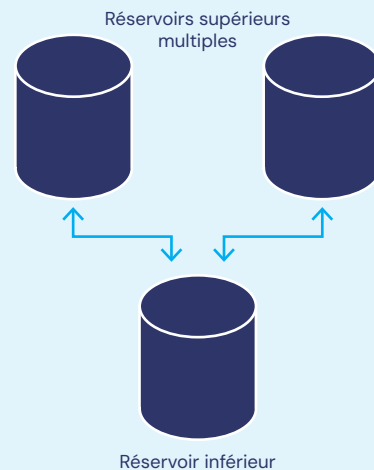


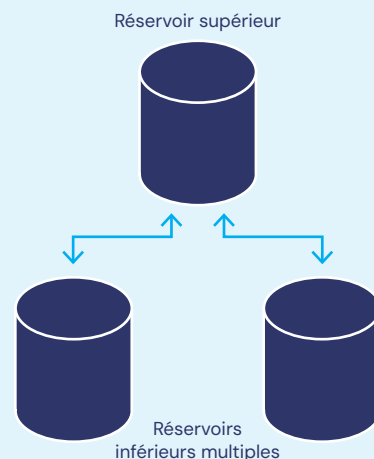
Figure 2 : exemples de disposition des réservoirs

Réservoirs en parallèle

Deux réservoirs supérieurs en parallèle



Deux réservoirs inférieurs en parallèle

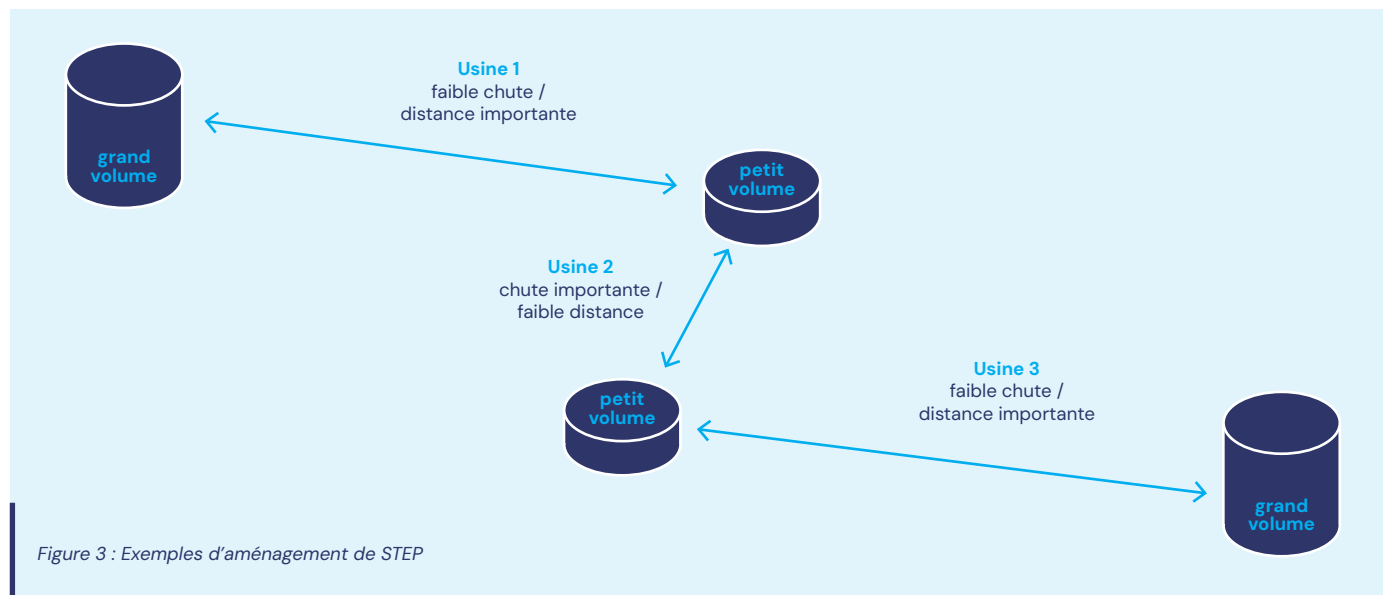


Sur un tel schéma, il sera intéressant de concevoir l'usine centrale, la plus puissante, pour avoir un rendement très élevé, et cette usine pourra être utilisée en priorité pour des besoins de courte durée, en s'appuyant uniquement sur les capacités des petits réservoirs.

Il pourrait également être intéressant de dimensionner l'usine centrale pour un débit plus élevé que les deux autres usines, pour profiter du coût du MW réduit de cette usine. Dès lors, il pourrait y avoir une utilisation des deux petits réservoirs

comme « stocks tampons » pour permettre à l'usine centrale de turbiner « en pointe », alors que les deux autres usines auront une production plus régulière, permettant de recharger la capacité de l'usine centrale à turbiner la pointe.

Par exemple, pendant un épisode d'anticyclone associé à un grand froid en hiver, les usines supérieures et inférieures pourraient turbiner en continu, là où l'usine centrale turbinerait les mêmes débits, uniquement 12h par jour, aux heures de pointe.

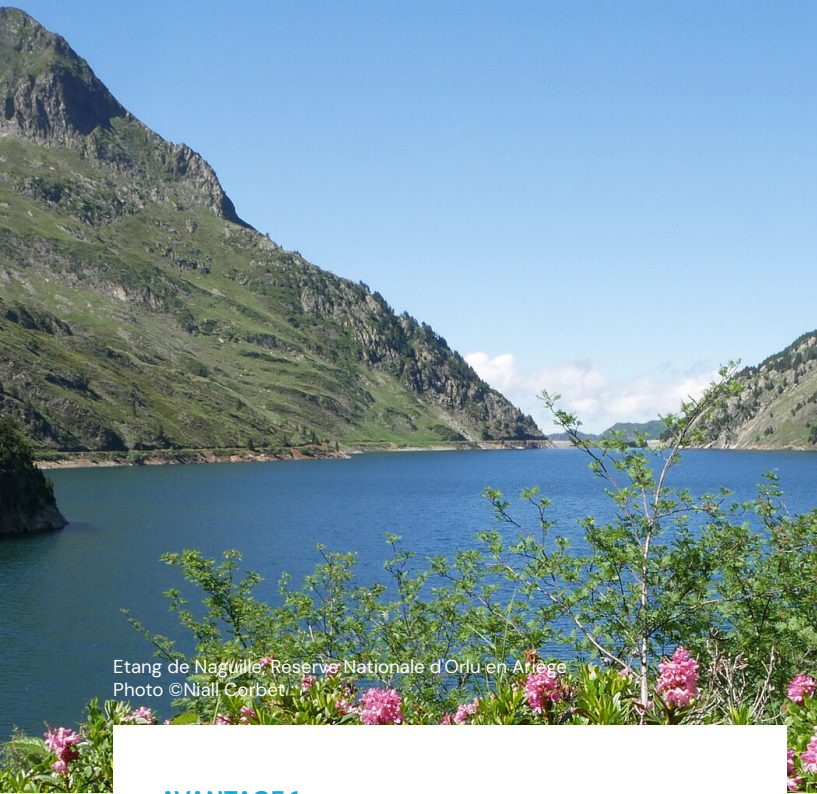


03. Avantages des STEP

- 01 Elles permettent de rendre des « services système », c'est-à-dire d'optimiser et faciliter la gestion du réseau électrique en assurant son équilibre et sa stabilité (ce point sera développé au chapitre 3), dont le fait d'assurer le rôle des réserves primaires, secondaires et tertiaires.
- 02 Elles permettent de stocker une quantité d'énergie beaucoup plus importante que n'importe quel autre moyen de stockage, tout en émettant significativement moins de CO₂ sur l'ensemble de leur cycle de vie (ce point sera développé au chapitre 4).
- 03 Elles contribuent à diminuer les émissions de CO₂ du système électrique en décarbonant les pointes de consommation. Autrement dit, les STEP, déployées en plus grands nombres, pourraient se substituer aux moyens thermiques de back-up
- 04 Il s'agit d'une technologie robuste, éprouvée, et bien maîtrisée.
- 05 La France dispose d'une compétence reconnue internationalement (l'essentiel de la valeur ajoutée pourra être créée en France¹ ; nous ne serons pas, ou presque, dépendants des importations pour la construction des aménagements).
- 06 La durée de vie des installations est extrêmement importante (de l'ordre du siècle ou plus), permettant d'envisager une transition énergétique viable sur le long ou très long terme.

¹L'ingénierie hydroélectrique peut être assurée par EDF Hydro et Tractebel (Engie), la construction par les grands noms du BTP (Vinci, Bouygues et Eiffage), et les équipements électromécaniques par GE Vernova (ex-Alstom hydro) à Grenoble.

Des avantages multiples, une contribution complète



Etang de Naguille, Réserve Nationale d'Orlu en Ariège
Photo ©Niall Corbett

AVANTAGE 1

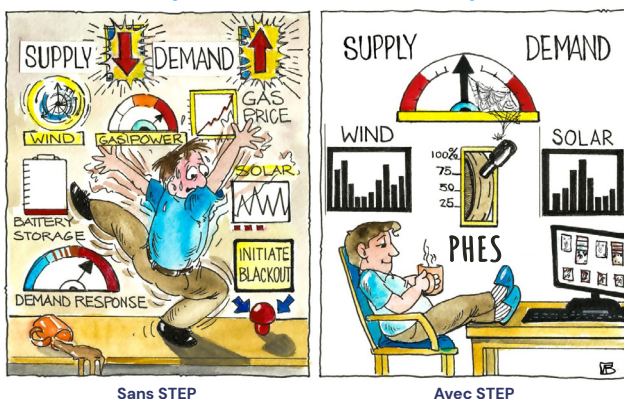
Optimisation du système énergétique

Optimisation des moyens de production existants et stabilisation du système électrique

Une réponse robuste, optimisée et démocratique aux besoins en flexibilité via le stockage et la restitution des excès de production.

- Équilibrage du réseau pour absorber les variations de charges sur des horizons de temps variables
- Absorption de la volatilité des productions intermittentes
- Avantage économique sur les arbitrages d'import / export aux frontières
- Réduction des besoins en flexibilité imposée à la demande, industrielle ou résidentielle.

Simplifiez-vous la vie – Pompez



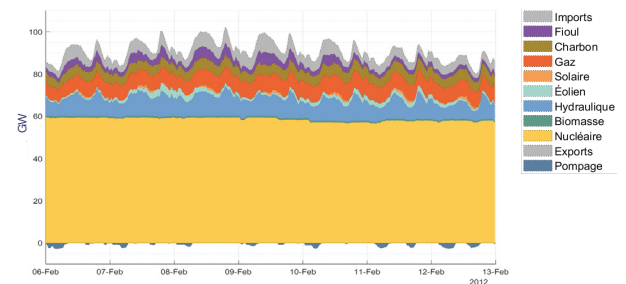
AVANTAGE 2

Décarbonation des pointes de consommation

Absorption des pointes de consommation hivernale

Fin du recours aux moyens de production fossiles (gaz et charbon) lors des périodes de forte demande, qu'ils soient domestiques ou par le biais des importations effectuées depuis les pays limitrophes.

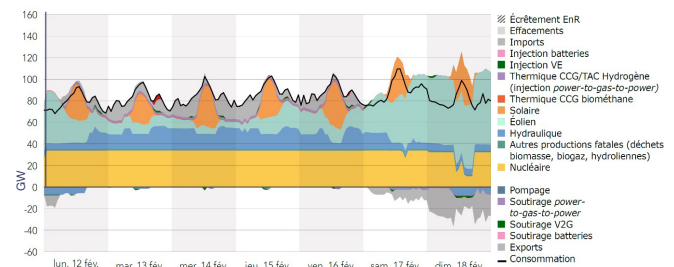
Passage des pointes de consommation hivernale aujourd'hui



- Nucléaire et hydraulique au maximum
- Éolien et solaire selon ce qui est disponible
- Fossile en quantité importante : gaz, charbon, fioul
- Imports fossiles depuis les pays limitrophes

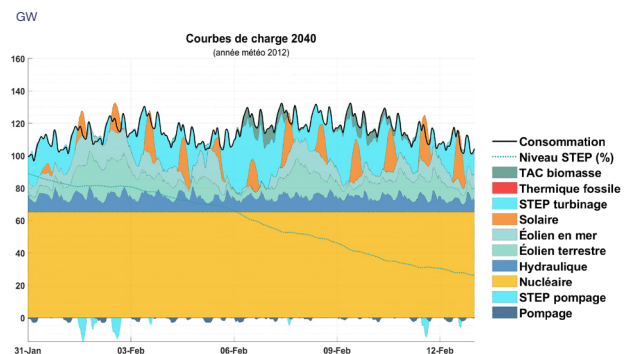
Proposition RTE pour passer les pointes de consommation hivernale

Configuration avec peu de vent pendant la deuxième semaine de février, dans le scénario N2 en 2050



- Nucléaire et hydraulique au maximum
- Éolien et solaire selon ce qui est disponible
- Complément thermique (bas carbone avec de la chance)
- Imports en quantité importante - très probablement fossiles
- Arrêt temporaire de la production d'hydrogène
- Décalage d'une partie des charges de véhicules électriques au week-end

Proposition de l'Institut TerraWater pour passer les pointes de consommation hivernale



- Nucléaire et hydraulique au maximum
- Éolien et solaire selon ce qui est disponible
- STEP remplies avec les surplus éolien et solaire des semaines passées
- Usage très exceptionnel de thermique bas carbone

AVANTAGE 3

Gestion de la ressource en eau

Soutien au système hydrique grâce à la stabilisation des flux, particulièrement lors d'évènements climatiques extrêmes ou prolongés

- Soutien d'étiages pour la préservation de la biodiversité des cours d'eau et des activités qui en dépendent
- Amélioration de la réponse aux besoins agricoles et industriels en soutien aussi bien à l'activité qu'à la préservation des écosystèmes
- Maintien et accompagnement des activités touristiques et économiques de bord de lac et de rivière participant à l'équilibre des populations locales



Soutien d'étiage du barrage de Naussac
Photo ©Établissement public Loire

AVANTAGE 4

Réduction du besoin en batteries

Les STEP sont une solution de stockage sobre, économique, et souveraine, à la durée de vie quasi illimitée

Enjeu environnemental et de souveraineté européenne, les batteries sont pourtant une solution indispensable à de nombreux nouveaux usages de la transition énergétique (véhicule électrique en particulier, mais aussi géographie ne disposant pas de l'alternative STEP) : elles doivent donc être réservées à ces usages.

	Batteries	STEP
Rendements	De 70 % à 85 %	De 65 % à 80 %
Durée de vie	7 ans	~ 100 ans (génie civil – illimité équipement électromécanique – 50 ans)
Empreinte environnementale et géopolitique	<ul style="list-style-type: none">• Consommation de ressources naturelles extractives critiques : lithium, nickel/cobalt/manganèse, fer/ phosphates selon les chimies.• Lieux d'implantation plus libres, mais les risques d'incendie imposent de séparer les modules ce qui in fine occupe une surface au sol similaire à une STEP	<ul style="list-style-type: none">• Consommation de ressources naturelles moins critiques : béton, acier, remblais. Un peu d'aluminium et de cuivre pour les conducteurs électriques et les alternateurs.• Surface au sol relativement grande, mais qui diminue avec la hauteur de chute. Pas nécessairement plus de surface au sol que des batteries de même capacité. En revanche, les réservoirs ont bien d'autres bénéfices que le seul stockage d'énergie.
Empreinte géopolitique	Essentiellement importation (peu d'usines de fabrication en France et en Europe)	Technologie, savoir-faire, ouvrage localisés sur le territoire
Coûts	200 €/kW & 300 €/kWh	1 000 – 3 000 €/kW

04.

État des lieux des STEP en France

Actuellement, le parc hydraulique français comporte 6 STEP pour une puissance cumulée de 5 GW et capables de stocker 150 GWh dont 80 GWh de manière totalement réversible. Les caractéristiques de ces ouvrages sont données dans le tableau n°1.

Comme mentionné au paragraphe 1.3.1, RTE évalue dans son scénario N°3 le potentiel additionnel de STEP pour participer à la flexibilité du système électrique français à 3 GW et le gouvernement propose dans son projet pour la PPE3 (3^{ème}

Programmation Pluriannuelle de l'Énergie) une capacité additionnelle de 1.7 GW à l'horizon 2035.

Du point de vue de l'Institut TerraWater, ces propositions paraissent peu ambitieuses au regard d'un potentiel national largement sous-exploité, ce que la présente étude entend démontrer. Dans la continuité de son premier opus, la version 2.0 du scénario TerraWater continuera à illustrer les bénéfices du déploiement d'un parc additionnel de STEP d'une trentaine de GW pour offrir une capacité de stockage pouvant aller au-delà de 8000 GWh (soit 100 fois plus que la capacité actuelle).

	Revin MSI 1976	La Coche 1977	Le Cheylas 1979	Montézic 1982	G. Maison 1985	S. Bissorte 1987	Total
Puissance en turbine	720 MW	330 MW	460 MW	910 MW	1 790 MW	730 MW	4 940 MW
Puissance en pompe	720 MW	310 MW	480 MW	870 MW	1 160 MW	630 MW	4 170 MW
Nombre de pompes	4	2	2	4	8	4	
Constante de temps	5 h	3 h	6 h	40 h	30 h	5 h	
Productible gravitaire	STEP pure	426 GWh	670 GWh	STEP pure	216 GWh	250 GWh	

Figure 4 : caractéristiques générales des STEP de EDF en France

05.

Quelques ordres de grandeurs

Pour mieux comprendre le cadre dans lequel s'inscrit la proposition de TerraWater de déploiement d'un nouveau parc de STEP en France, le Tableau 1 présente, pour les différentes technologies de production hydroélectrique, la répartition des puissances actuellement installées, leur contribution estimée au stockage d'électricité et le niveau de production d'électricité atteint en 2023.

En élargissant l'horizon à des projets internationaux pour réaliser du stockage d'électricité, il est intéressant de mentionner :

- Le projet australien de Snowy 2.0 qui vise à augmenter de 2,2 GW la puissance de l'aménagement hydraulique existant dans le but de fournir une capacité de stockage de 350 GWh avec une constante de temps de 160 h.
- Le plus grand projet du monde de batteries électriques stationnaires à grande échelle de Moss Landing en Californie d'une puissance de 750 MW pour une capacité de stockage de 3 GWh, soit une durée de décharge complète d'environ 4 h.

	Puissance GW	Stockage GWh	Production 2023 TWh
Fil de l'eau	7,9	≈ 0	29,5
Éclusée	3,7	≈ 3 000	8,6
Lacs	8,8	≈ 7 000	14,9
STEP	5,0	≈ 80	5,7
Total	25,4	≈ 10 000	58,8

Tableau 1 : répartition par technologie des capacités de production d'hydroélectricité en France

Figure 5 : Aménagement Snowy en Australie, à gauche, réservoir de Tantangara, à droite, prise d'eau en construction sur le réservoir de Talbingo pour la STEP de Snowy 2.0. Images : Wikimedia Commons et Snowy Hydro Ltd.



Les besoins de flexibilité du réseau électrique

Les besoins grandissants de flexibilités pour gérer le réseau électrique et l'intérêt des STEP dans cette démarche sont évoqués au paragraphe 3.1.1 en présentant le contexte de cette étude.

Dans ce chapitre on s'attache à montrer qu'il existe différents niveaux d'équilibrage du réseau électrique, sur des échelles de temps différentes, et que les moyens à mettre en œuvre pour assurer à chaque instant l'adéquation entre la production et la consommation ne sont pas toujours les mêmes. La conclusion de l'évaluation de ces stratégies d'équilibrage est que, malgré leurs différences, les STEP ont une pertinence dans la plupart des cas de figure.

O1. Assurer la stabilité du réseau à court terme

La stabilité du réseau, c'est-à-dire le maintien de l'équilibre offre-demande instantané, repose à la fois sur des mécanismes inertiels et sur l'activation de réserves, d'abord automatiques pour les réserves primaires et secondaires, puis manuelle pour les réserves tertiaires.

1.1. Principes généraux

Un réseau électrique doit en permanence assurer un équilibre entre la production (quantité d'électricité injectée sur le réseau) et la consommation d'électricité (quantité d'électricité soutirée du réseau).

- L'enjeu de garantir cet équilibre, l'**équilibrage**, requiert que le réseau dispose de moyens de flexibilité (capacités de production flexibles, mécanismes de flexibilité de la demande, capacités de stockage).

La consommation, de même que la production des énergies intermittentes (généralement éoliennes et solaires), pouvant parfois varier fortement et parfois rapidement, les moyens d'équilibrage du réseau doivent être en mesure de s'adapter à la même vitesse.

En cas de léger déséquilibre entre la production et la consommation, les réseaux électriques à courant alternatif subissent une variation de fréquence qui peut poser de graves problèmes (la fréquence ne varie normalement pas de plus de quelques dixièmes de Hertz autour de la fréquence normale de 50 Hertz, un écart de seulement 1 Hertz peut entraîner un effondrement du réseau plus communément appelé black-out).

- L'enjeu de correction en temps réel de ces légers déséquilibres, et de maintien de la fréquence du réseau, **la stabilité**, repose, elle, sur les 2 piliers suivants :
 - L'inertie du réseau, qui peut se représenter sous la forme d'une masse qu'il faudrait parvenir à mettre en mouvement pour écarter le réseau de sa fréquence normale. Plus un réseau est lourd, plus la dérive de la fréquence provoquée par le déséquilibre entre production et consommation est lente. L'inertie ne permet donc pas de compenser un déséquilibre, mais de ralentir la variation de fréquence, donnant plus de temps au gestionnaire du réseau pour mettre en œuvre des moyens actifs, qui ne sont pas instantanés, permettant de maintenir sa fréquence à 50 Hz.
 - Les réserves d'équilibrage primaires, secondaires et tertiaires qui constituent les services système, et qui permettent d'injecter rapidement de la puissance sur le réseau.

INFOGRAPHIE

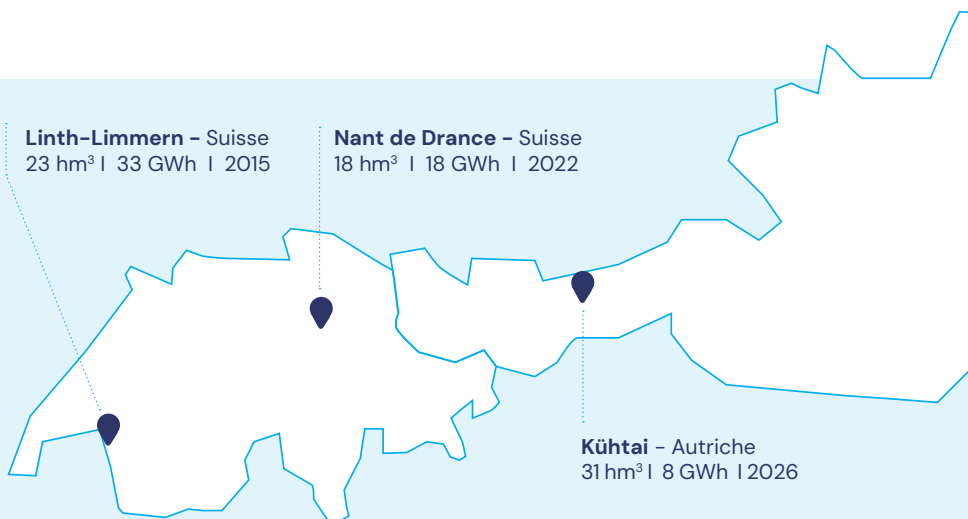
À l'échelle internationale, des projets récents et en construction

L'ensemble des pays alpins investissent dans les STEP pour apporter de la flexibilité à leur système électrique et optimiser leur présence sur le marché européen de l'électricité

Linth-Limmern – Suisse
23 hm³ | 33 GWh | 2015

Nant de Drance – Suisse
18 hm³ | 18 GWh | 2022

Kühtai – Autriche
31 hm³ | 8 GWh | 2026



1.2. Stabilité de la fréquence du réseau électrique

Afin de mieux comprendre l'enjeu de stabilité de la fréquence, un extrait d'une analyse conjointe¹ menée par RTE et l'AIE est donné ci-dessous :

« Aujourd'hui, la stabilité des grands systèmes électriques interconnectés repose sur les rotors des alternateurs des centrales électriques conventionnelles qui tournent de manière synchronisée à la même fréquence, établie nominativement à 50 Hertz en Europe et dans la majeure partie de l'Asie et de l'Afrique.

Ces machines tournantes contribuent à la stabilité du système (system strength dans la littérature spécialisée) en apportant de l'inertie et de la puissance de court-circuit. Ainsi, lorsque le système est confronté à une perturbation, les machines tournantes contribuent automatiquement à stabiliser la fréquence (en libérant une partie de l'énergie cinétique stockée par la rotation de leur rotor) avant que d'autres réserves ne prennent le relais. En outre, elles peuvent générer leur propre onde de tension et se synchroniser de façon autonome avec les autres sources d'électricité : elles forment naturellement un réseau et sont ainsi dites « grid-forming ».

Les machines tournantes sont historiquement la pierre angulaire de la stabilité du système électrique.

A mesure que va croître la part des moyens de production non synchrones, comme l'éolien et le photovoltaïque, les machines tournantes seront moins nombreuses dans le système électrique. Contrairement aux centrales classiques, les parcs éoliens et les panneaux photovoltaïques sont reliés au réseau par des convertisseurs de puissance. Or les technologies actuelles des onduleurs ne contribuent pas à l'inertie et ne peuvent participer pleinement à la stabilité du système. Par ailleurs, elles ne sont pas en mesure de générer leur propre onde de tension et dépendent du signal de fréquence donné par d'autres sources de production (comme les centrales conventionnelles) pour fonctionner correctement : elles sont dites « grid-following ». A l'avenir, d'autres installations seront également connectées au réseau électrique via des convertisseurs de puissance : les véhicules électriques, les batteries raccordées au réseau, les connexions HVDC, etc. [qui contribueront également à déstabiliser le réseau et dont la part devra être proportionnellement compensée] »

Cet extrait souligne l'importance des machines synchrones, du fait de l'inertie de rotation qu'elles apportent.

Les centrales hydroélectriques, comme les autres usines fonctionnant avec des machines tournantes synchrones, permettent de fournir cette inertie nécessaire au réseau, contribuant à la stabilité de la fréquence en ralentissant la formation des écarts.

En plus des propriétés propres aux machines tournantes, les centrales hydroélectriques, et plus particulièrement les STEP, se distinguent par une inertie mécanique souvent supérieure à celle d'autres moyens de production pour une même puissance installée. Cela s'explique par le fait qu'elles sont directement couplées à de grandes masses en mouvement et à des alternateurs de très grand diamètre, ce qui leur confère une plus grande capacité à résister aux variations rapides de fréquence du réseau.

Accessoirement, les STEP n'ont pas besoin d'être en production pour fournir de l'inertie au réseau, mais juste d'être couplées (« branchée ») à celui-ci, dans un mode appelé « compensateur synchrone » qui consiste à faire tourner la turbine sans eau afin de fournir des services de réglage de tension (via la gestion de la puissance réactive).

1.3. Services systèmes

Ce paragraphe présente les caractéristiques des réserves primaires, secondaires et tertiaires qui sont mises en œuvre pour corriger les déséquilibres de la fréquence qui n'ont pas pu être absorbés par les mécanismes inertiels.

La réserve primaire, mobilisable en quelques dizaines de secondes :

Elle est usuellement assurée par des centrales « classiques » – typiquement nucléaires – qui fonctionnent à puissance réduite (entre 95% à 98% de leur puissance nominale). En cas de besoin, il suffit d'ouvrir légèrement la vanne de vapeur pour augmenter immédiatement la puissance de la turbine. Il sera ensuite possible de modifier le réglage du cœur du réacteur, pour produire la puissance correspondante. C'est la vapeur d'eau stockée dans le circuit secondaire qui fait ici office de stock d'énergie disponible.

L'inconvénient de cette solution est qu'elle oblige à faire fonctionner des réacteurs nucléaires en dessous de leur puissance nominale, pour disposer d'une marge d'augmentation quand c'est nécessaire. Cette énergie qui aurait pu être produite est donc « perdue ». RTE, le gestionnaire du réseau de grand transport, fait de plus en plus appel à des batteries pour assurer l'équilibrage primaire, ce qui devrait permettre de libérer des capacités de production du parc nucléaire dont c'est la vocation première.

L'hydroélectricité est théoriquement aussi en mesure d'assurer le réglage primaire, à condition que les groupes soient déjà en production au moment de l'appel. Il est alors possible de faire varier légèrement les débits pour assurer la puissance voulue.

Toutefois, le besoin en réglage primaire doit être assuré en permanence, et seules les centrales « au fil de l'eau » fonctionnent en permanence. Le plus souvent, ces centrales sont des centrales de basse chute, dans lesquelles le réglage du débit d'eau peut avoir des conséquences indésirables sur les débits des cours d'eau. L'hydroélectricité ne peut donc, pour l'essentiel, participer au réglage primaire que quand les turbines de moyenne ou de haute chute sont en service.

Dans le cas des STEP, le réglage primaire est également possible en mode turbinage ; mais il n'est pas possible en mode pompage, à moins que l'usine ne soit équipée de groupes à vitesse variable (technologie de plus en plus répandue bien que relativement récente). Certaines STEP sont prévues pour pouvoir travailler en court-circuit, c'est-à-dire avec un groupe en turbinage couplé à un groupe en pompage. Cela permet, sans consommer d'eau, de disposer d'une capacité à faire fortement varier le débit turbiné, et donc d'effectuer très rapidement un réglage fin de la puissance consommée ou produite.

Les STEP peuvent donc, techniquement, contribuer au réglage primaire de fréquence. Comme pour les centrales nucléaires, il n'est toutefois pas certain qu'il soit pertinent de les utiliser sur cette tranche de services système, puisque le fonctionnement en court-circuit occasionne des pertes de rendement, et que, dans leur cas également, la variation trop fréquente et trop rapide des niveaux de sollicitation sur les pièces mécaniques peut à terme entraîner leur endommagement prématuré.

¹Publication Réseau de Transport d'Électricité / Agence Internationale de l'Énergie, Étude sur un système électrique à forte part d'énergies renouvelables en France à l'horizon 2050, 27 janvier 2021.

La réserve secondaire, mobilisable en quelques minutes :

Historiquement en France, elle fut très largement assurée par l'hydroélectricité de lac et d'éclusée.

Il s'agit de groupes qui peuvent être démarrés sur commande, en quelques minutes, pour soutenir le réseau. Les STEP y participent activement, et ont vocation à continuer à y participer à l'avenir. Il s'agit d'un domaine dans lequel l'hydroélectricité offre des possibilités particulièrement intéressantes, bien que les batteries puissent également être pertinentes dans ce domaine.

En l'absence de moyen de production décarboné, une autre alternative est de recourir aux centrales à gaz de type « TAC » (turbines à combustion, plus rapides à démarrer que les cycles combinés), mais qui doivent alors précédemment fonctionner en régime ralenti pour pouvoir assurer la réserve secondaire, occasionnant de ce fait une consommation de gaz et des émissions de CO₂ supplémentaires. L'augmentation de la capacité de réserve secondaire hydroélectrique serait donc le choix optimal, dans la mesure où, sans avoir besoin de produire, ces capacités permettraient de se substituer à des capacités fossiles qui émettent continuellement du CO₂.

Depuis quelques années le développement des batteries Li-ion transforme progressivement la réserve secondaire en captant de plus en plus de part du marché dit aFFR (marché de la réserve secondaire), réduisant ainsi le rôle prépondérant de l'hydroélectricité dans ce domaine. Selon la CRE, depuis l'ouverture au marché de la réserve secondaire, les capacités certifiées en 2024 ont doublé par rapport à 2021 atteignant 100 MW.

La réserve tertiaire, mobilisable en quelques dizaines de minutes :

Elle est constituée par toutes les centrales qui peuvent démarrer ou faire varier leur puissance en quelques dizaines de minutes. Des centrales hydroélectriques disposant de volumes d'eau suffisant peuvent se permettre d'assurer cette mission, pour peu que la puissance hydroélectrique disponible soit suffisante pour assurer également la réserve secondaire, qui doit être reconstituée très rapidement.

Ici aussi, le développement de capacités hydroélectrique supplémentaires est de nature à fortement limiter le besoin en centrales à gaz pour assurer la réserve tertiaire, à condition que celle-ci disposent d'une constante de temps importante (la réserve tertiaire, par définition, fait appel à des durées de production relativement importantes, pour lesquelles les batteries sont mal adaptées).

Suivi des rampes de charge – équilibrage dynamique

L'équilibrage consiste à assurer un équilibre entre production et consommation. Les réserves, évoquées ci-dessus, permettent d'assurer cet équilibre en cas d'écart par rapport aux prévisions.

Mais, au-delà des réserves nécessaires pour corriger ces écarts, il reste nécessaire de disposer de moyens de production permettant de suivre les prévisions de consommation et de production des moyens non-pilotables établies par le gestionnaire de réseau.

On parle d'équilibrage dynamique pour les enjeux liés à la vitesse de variation de la demande. Il y peut y avoir des besoins en flexibilité de plusieurs GW en quelques minutes à quelques dizaines de minutes¹, ce qui nécessite de dispo-

ser de centrales pouvant moduler suffisamment vite, exercice difficile, même quand ces « rampes » ont été anticipées. Les STEP, et de manière plus générale l'hydroélectricité avec stockage, apportent une aide significative pour assurer ces rampes,

Les STEP peuvent ainsi jouer un rôle central dans la stabilité du système électrique sur le court terme, d'abord en apportant de l'inertie pour ralentir les déséquilibres de fréquence, puis en apportant de la puissance de réserve, plus particulièrement aux niveaux des réserves secondaires et tertiaires.

02. Équilibrage du réseau électrique sur le long terme

Au niveau européen, les marchés de l'électricité permettent de mettre en relation les besoins en électricité des consommateurs et les prévisions de production des producteurs sur des échelles de temps allant de l'heure jusqu'à 3 ans. Les gestionnaires de réseaux disposent également d'outils de plus en plus précis pour prévoir les niveaux de production et de consommation et assurer leur adéquation.

Il existe cependant des événements de différentes natures qui peuvent remettre en question ces équilibres.

Dans les paragraphes suivants ces événements imprévisibles sont caractérisés en fonction de l'intensité et de la durée de leur impact sur l'équilibre production-consommation, ils seront suivis des moyens de flexibilités qui peuvent être mis en œuvre pour assurer malgré tout l'équilibre.



¹ La consommation ne varie en général pas de plus de 140 MW/min ou 8 GW/h, mais les productions intermittentes peuvent pratiquement doubler cette rampe lorsqu'elles varient en sens inverse. Et bien sûr, cette rampe est proportionnelle à la puissance intermittente installée.

2.1. Les échelles de temps

RTE¹ propose une description des événements qui jouent un rôle sur la production et la consommation d'électricité, en fonction des échelles de temps sur lesquelles ils se produisent.

Variabilité interannuelle : certaines années sont des années de plus forte ou de plus faible consommation, ou avec plus ou moins de vent. Cela peut être dû à des conditions climatiques plus ou moins difficiles, à des crises ou des phases de croissance économique, ou à d'autres types d'événements entraînant une différence interannuelle limitée, mais sur des durées très importante (une voire plusieurs années).

Variabilité saisonnière : à nos latitudes et jusqu'à maintenant, la demande en énergie est beaucoup plus importante l'hiver que l'été, en raison aussi bien du besoin en chauffage, que du besoin en éclairage mais, également, en raison du fait que les habitants passent plus de temps dans leur domicile, l'ensemble étant accentué par le manque de production photovoltaïque². L'évolution de cette variabilité dépendra d'une part de l'amélioration de l'isolation des bâtiments qui permet de diminuer la thermo-sensibilité, du taux d'électrification du chauffage et de la pénétration de l'électromobilité qui tendent à l'augmenter et d'autre part du développement de l'éolien dont la contribution, en termes de production, est plus importante en hiver qu'en été.

Variabilité inter-hebdomadaire : au cours d'une année, des variations ponctuelles sont enregistrées en décalage par rapport aux normales saisonnières : des événements climatiques tels que des dépressions, anticyclones, canicules, vagues de froid, etc. ont un impact à la fois sur les productions éolienne et solaire, et sur la part thermosensible de la consommation d'électricité, avec des variations de puissances pouvant être importantes, et pour des durées de l'ordre de quelques semaines.

Variabilité intra-hebdomadaire : correspondant essentiellement à l'alternance entre la semaine et le week-end, cette variabilité traduit l'augmentation de la consommation en semaine, en raison de l'activité économique (consommation des bureaux, industries, etc.), mais désormais également en raison de la variation de la production éolienne d'une journée sur l'autre.

Variabilité intra-journalière : la demande et la production d'électricité varient fortement au cours de la journée, en fonction des rythmes naturels et des usages :

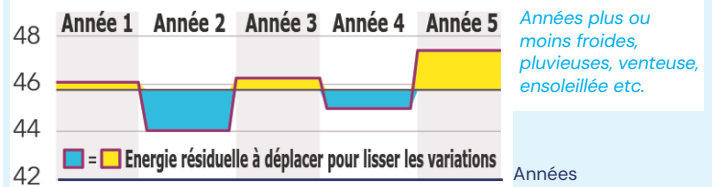
- **Consommation :** la demande augmente vers un plateau le matin avec les activités domestiques et industrielles (réveil des Français, démarrage des machines), diminue en fin d'après-midi puis connaît un pic en début de soirée lors du retour au domicile (éclairage, électroménager), puis diminue la nuit avec la baisse générale des activités.
- **Production :** la filière photovoltaïque suit le cycle du soleil. La production atteint son maximum en milieu de journée et devient nulle la nuit. La production éolienne, quant à elle, varie selon les conditions météorologiques et peut être plus importante de jour comme de nuit, en fonction des régimes de vent.

En reportant dans le tableau de la figure n°9 les besoins de modulation identifiés par RTE, en volume et en durée, peuvent être estimés les niveaux de puissance nécessaires dans le système électrique pour apporter de la flexibilité.

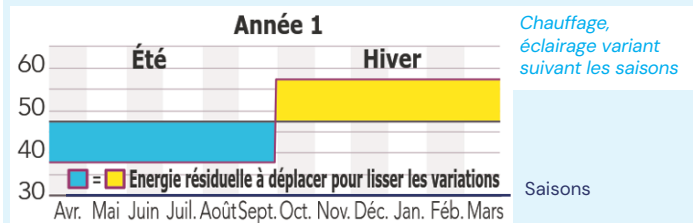
Attention cependant, ce graphique correspond à la consommation actuelle.

Figure 6 : représentation de l'énergie résiduelle à déplacer pour lisser les variations de consommation sur différentes temporalités³

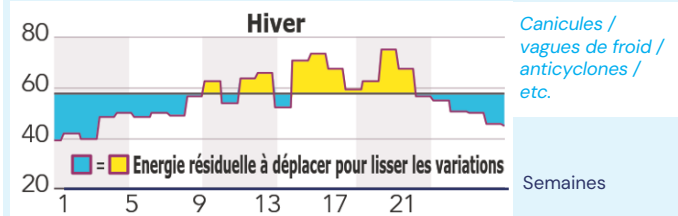
Modulation inter-annuelle puissance moyenne annuelle (GW)



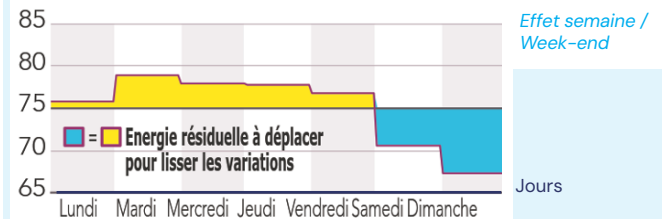
Modulation inter-saisonnière puissance moyenne saisonnière (GW)



Modulation inter-hebdomadaire puissance moyenne hebdomadaire (GW)



Modulation intra-hebdomadaire puissance moyenne journalière (GW)



Modulation intra-journalière puissance moyenne horaire (GW)

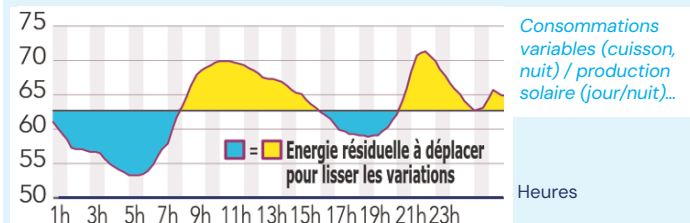


Tableau 2 : volume d'énergie de modulation et puissance associée aux différentes temporalités

Temporalité	Énergie de modulation GWh	Jours	Heures	Puissance GW
Inter annuelle	10 000	365	8 760	1
Inter saison	40 000	182,5	4 380	9
Inter hebdo	20 000	56	1 344	15
Intra hebdo	600	3,5	84	7
Intra jour	100	0,5	12	8

¹ RTE, 2022, Futurs énergétiques 2050, Rapport complet | ² La production solaire d'un mois de janvier est 4 fois inférieure à celle d'un mois de juillet. En Allemagne, ce ratio monte entre 8 et 10. | ³ RTE : « Garantir la sécurité d'approvisionnement »

2.2.

Les différents types de flexibilités

Le besoin en flexibilité du réseau peut schématiquement se résumer à quatre solutions :

Disposer de surcapacités de production bas-carbone

Le plus simple, pour pouvoir faire face à une demande de consommation accrue, est de pouvoir mobiliser des capacités de réserve, au-delà de celles qui sont prévues pour les services systèmes. Il s'agit donc de surdimensionner les capacités de production du système électrique. L'inconvénient majeur de cette solution est de devoir financer la construction et entretenir des capacités qui seront ensuite sous-utilisées.

En surdimensionnant la base nucléaire, on réduit ainsi le besoin en capacités de pointes. Cependant, cela signifie que la plupart du temps, le parc sera sous-exploité, que ce soit sous forme de suivi de charge (réduction de puissance de certains réacteurs pour s'adapter à l'équilibre offre-demande) ou bien en arrêtant purement et simplement plusieurs tranches durant les périodes où elles ne sont pas nécessaires sur le réseau. La désoptimisation est ainsi économique, car le coût marginal du nucléaire étant très faible, toute baisse artificielle de la production par rapport à la disponibilité du réacteur conduit à une augmentation du coût du kW. La solution consistant à surdimensionner le parc nucléaire pourrait donc s'envisager en théorie, et disposer d'un niveau de marge raisonnable (de l'ordre de 10%) sera de toute façon nécessaire. Mais compter sur cette solution pour passer les pointes hivernales ne serait pas économiquement pertinent. De plus, compte tenu des contraintes industrielles de la filière, il est peu probable que le pays puisse disposer d'importantes marges de capacités nucléaires avant 2070 environ,

Le surdimensionnement du parc de production bas-carbone peut également se faire via les énergies renouvelables éoliennes et solaires photovoltaïques. Cependant, la problématique du surcoût serait encore plus marquée que pour un parc nucléaire, car la production tend à se concentrer sur certaines périodes très excédentaires. Pour imaginer, cela revient à tenter d'atteindre le centre d'une cible en tirant des fléchettes au hasard. Cela fonctionne, mais au prix d'énormément de tirs « à côté ». Lors d'épisodes très venteux, ou lors d'épisodes d'ensoleillement important, l'écartement de leur production sera ainsi très important.

Utiliser des moyens thermiques de back-up

La méthode traditionnellement utilisée jusqu'à présent consiste à disposer de centrales thermiques de back-up à faibles coûts fixes et forts coûts variable : elles sont conçues pour ne fonctionner que de manière occasionnelle, et sont parfaitement adaptées à ce besoin ; mais la disponibilité et le haut contenu en carbone du combustible, gaz ou charbon, dans un scénario de neutralité carbone est problématique dès qu'il est fait appel à cette solution de manière trop importante.

Le recours aux imports d'électricité ne fait généralement que reporter le fonctionnement de ces centrales thermiques dans les pays voisins.

Flexibilité de la demande

Beaucoup de scénarios proposés misent fortement, voire très fortement, sur la flexibilité de la demande.

Demander aux consommateurs de s'ajuster à la production peut sembler la réponse la plus simple, puisqu'elle permet de

simplifier le pilotage du réseau électrique dans un contexte où la production est de plus en plus variable du fait de la présence de plus en plus importante des énergies renouvelables intermittentes sur le réseau.

Pour autant à titre prospectif, il est très risqué de faire des hypothèses volontaristes, que ce soit sur la nature ou sur l'ampleur que pourront prendre cette flexibilité : personne ne sait si les objectifs affichés seront en pratique réalisables, ni à quel coût économique, ni si les marges de flexibilité seront réellement présentes au moment où le réseau en aura besoin.

L'essentiel des marges en matière de flexibilité de la demande se fait à l'échelle intra-journalière, en reportant certaines consommations (charges des véhicules, machines à laver, chauffage...) la nuit (peu de demande par ailleurs) ou au pic de production solaire (plus de production par ailleurs). Mais il reste difficile de demander à des industriels de reporter leurs consommations le week-end, de même qu'il est difficile de demander à des industriels ou à des particuliers de déplacer leurs consommations de plusieurs semaines, et encore moins de garantir qu'ils le feront.

Certaines de ses marges pourraient être fortement réduites par des mesures de sobriété (autopartage, réduction de l'électroménager individuel au profit d'infrastructures collectives) mais pour celles-ci également il ne peut être offert de garantie.

Finalement, la flexibilité présente deux écueils potentiels liés du point de vue de la mise en œuvre :

- Un coût économique supplémentaire lié aux incitations et autres signal-prix pour inciter les consommateurs à adapter leurs comportements à la production disponible (plutôt que l'inverse).
- Un coût démocratique, du fait de la nécessaire mise en place des outils de mesure, de pilotage et de partage de l'information de consommation nécessaires au pilotage de cette flexibilité.
- Un coût social, car la mise en place d'un système de pilotage dynamique de la demande est à même de créer de nouvelles fractures entre différents groupes qui n'auraient pas les mêmes possibilités de décalage de leurs consommations, ou bien qui s'y verraient contraints par impératifs économiques.
- Un coût sécuritaire, car le pilotage dynamique de la demande implique numérisation et pilotage à distance, ce qui implique une augmentation des risques cyber pour le système électrique alors que sa fiabilité devra être encore plus élevée qu'aujourd'hui.

Le stockage d'électricité

Stocker l'électricité pour absorber les surplus de production en période de baisse de la consommation pour pouvoir la réinjecter dans le réseau en période de pointe de consommation est une autre des solutions disponibles. Des situations de surproduction peuvent se produire dans des conditions météorologiques très favorables aux énergies renouvelables non pilotables alors que la consommation n'augmente pas, ou au contraire pendant la nuit quand la consommation est faible malgré la modulation à la baisse des réacteurs nucléaires. Les avantages et les inconvénients des différentes technologies de stockage sont abordées au chapitre 6.

2.3.

Les solutions aux différentes échelles temporelles

Après avoir identifié les besoins de flexibilités et les solutions qui permettent d'y répondre, il convient de montrer comment chacune des solutions correspond plus spécifiquement à chaque besoin.

Flexibilité-interannuelle

Les besoins en flexibilité interannuelle, pour compenser la variation des besoins d'une année sur l'autre, ne peut pas raisonnablement s'envisager par du stockage, car les quantités d'énergie en jeu sont d'un ordre de grandeur trop important. En outre, cette variabilité est imprévisible car on ne peut prévoir, en septembre, si la période jusqu'au mois de septembre de l'année suivante verra des conditions météorologiques plutôt rudes ou plutôt clémentes.

La « flexibilité de la demande », c'est-à-dire pousser les consommateurs à réduire leur consommation électrique pendant les années de tension sur le réseau est envisageable. Cette méthode a été employée, avec un certain succès, en 2022, pour faire face à un déficit de production. Mais ce type de flexibilité a de lourdes conséquences économiques et sociales, ce qui ne permet pas de l'envisager comme une solution récurrente.

Le dernier moyen de faire face à de tels épisodes est de disposer de capacités de moyens pilotables de « secours », autrement dit d'un parc de production surdimensionné au-delà du « plus juste ». En pratique, cela signifie soit de surdimensionner la base de production décarbonée (nucléaire ou renouvelable) qui sera ainsi sous-utilisée la plupart du temps, soit avec des centrales thermiques à faibles coûts fixes mais forts coûts variables. Si la solution thermique (fossiles ou biomasse), qui correspond le mieux à cette exigence, n'est pas idéale dans un contexte d'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, il faut rappeler que le besoin se limite à environ 10 000 GWh pour des événements qui ne sont pas attendus chaque année et que leur grande flexibilité permet d'en limiter le recours au strict nécessaire.

Flexibilité saisonnière

Sur cette échelle de temps, le besoin de flexibilité est assuré depuis longtemps par le parc nucléaire grâce à une planification optimisée des arrêts que les réacteurs doivent effectuer de toutes façons pour leurs opérations de maintenance. Les arrêts des centrales nucléaires se concentrent par exemple pendant l'été, s'adaptant ainsi à la baisse de la consommation estivale d'électricité, ce qui leur permet ensuite de déployer en hiver la quasi-totalité de leur capacité de production pour faire face à la hausse de la consommation hivernale.

Flexibilité inter-hebdomadaire

Ce besoin de flexibilité a été estimé, pour les besoins de l'illustration, à environ 20 000 GWh (figure 9 du paragraphe 4.2.1). Dans ce cas de figure, tous les moyens de flexibilité identifiés sont théoriquement mobilisables. Dans la pratique, le stockage de grande capacité reste cependant le plus pertinent et peut être en grande partie assuré par le parc hydraulique actuel dont la capacité de stockage est estimée entre 8000 et 10 000 GWh. Cette capacité de stockage n'étant cependant pas réversible, la gestion du stock d'eau doit être assurée avec prudence afin de conserver la marge nécessaire pour faire face à des besoins inhabituels qui pourraient apparaître en fin de saison hivernale.

La stratégie proposée dans le scénario TerraWater v2.0 prend ici tout son sens, en proposant de construire des STEP

pour un volume de stockage indicatif de 8 000 GWh. Le parc hydraulique non réversible est ainsi complété avec des capacités réversibles qui permettent d'assurer la présence d'un stock d'eau tout au long de l'année, qui peut alors être utilisé pour se substituer à la production d'appoint des centrales thermiques qui servent, encore aujourd'hui, de complément au parc nucléaire dans les situations de pointe.

Flexibilités intra-hebdomadaires et intra-journalières

L'intérêt du stockage et la complémentarité apportée par les STEP aux grands barrages hydrauliques prennent tout leur sens sur des petites échelles de temps.

Les STEP, déjà largement utilisés dans le système électrique actuel pour couvrir les pointes de consommation, peuvent être utilisés pour mobiliser des petits volumes d'eau rapidement et couvrir un besoin de quelques heures à quelques jours. Le déploiement de capacités additionnelles permettrait ainsi de poursuivre la décarbonation du système électrique en profondeur et de réserver les capacités de production hydroélectriques des lacs aux besoins de flexibilité inter-hebdomadaires.

Les aménagements existants pourraient donc être mis plus fortement à contribution pour aider pendant les épisodes les plus critiques correspondant à des épisodes climatiques difficiles de quelques semaines.

Cette éventuelle modification de l'exploitation du parc hydraulique existant doit cependant être étudiée aménagement par aménagement, avec notamment la prise en compte de la capacité des cours d'eau aval à subir les variations de débit qu'imposerait une telle exploitation. Aujourd'hui, le plus souvent, des bassins de démodulation permettent de restituer un débit moyen à la rivière, après « lissage » sur 24h des débits turbinés ; si les débits étaient turbinés sur un nombre plus restreint de semaines, avec un nombre d'heures de turbinage quotidien plus élevé, il en résulterait une modification des débits dans les cours d'eau à l'aval, et une eau moins disponible durant les étiages estivaux.

03.

Conclusion

L'enjeu principal de la production et de la consommation d'électricité repose sur le maintien d'un équilibre permanent dans le réseau électrique. Il existe des moyens techniques pour y parvenir mais le développement des énergies renouvelables éoliennes et solaires accroît la complexité et la quantité des besoins de flexibilité.

Ces besoins en puissance et en énergie varient sur les différentes échelles de temps considérées mais peuvent atteindre des volumes de plusieurs TWh d'électricité sur les horizons de temps inter-hebdomadaires.

Le stockage d'électricité dans les STEP apporte alors une réponse concrète et adaptée aux besoins de flexibilité sur la journée, la semaine et même d'un mois sur l'autre, que les autres technologies ne permettent ni avec ce niveau d'adaptabilité, d'ampleur, ou de garantie.

6

Aspects techniques : le stockage d'électricité

01.

Les différentes solutions de stockage, leur domaine de pertinence

Les principales solutions de stockage apparaissent sur la Figure 9 :

Nous détaillerons dans les paragraphes suivants :

- Le stockage par air comprimé
- Le stockage sous forme d'hydrogène (« power-to-gaz-to-power »)
- Le stockage thermique
- Les systèmes de stockage par batteries électrochimiques
- Les STEP

De manière générale, plus une technologie de stockage s'appuie sur des médias fournis gratuitement par la nature, moins elle est chère et limitée en capacité.

1.1.

Les cavités d'air comprimé

Les cavités d'air comprimé aussi appelée CAES pour Compressed Air Energy Storage sont une technologie de stockage d'électricité qui consiste à stocker de l'air comprimé dans des réservoirs ou des cavités souterraines (comme des anciennes mines de sel ou des poches géologiques), puis à le relâcher pour entraîner une turbine et produire de l'électricité en période de forte demande.

Bien que les CAES permettent en théorie de stocker des volumes importants d'énergie, ils présentent plusieurs limites qui les rendent moins compétitifs que les STEP.

Son rendement global est relativement faible (entre 40 et 55%), bien inférieur à celui des STEP (75 à 80%), notamment en raison des pertes thermodynamiques liées à la compression et la détente de l'air (processus adiabatiques). Il est en théorie possible d'atteindre 70%, mais cela requiert alors de stocker la chaleur de compression pour la restituer à la détente. A défaut, les quelques systèmes actuels (moins de 5) utilisent des combustibles fossiles pour réchauffer l'air comprimé avant la détente, ce qui réduit leur intérêt dans une logique de décarbonation. Dans la pratique, cette technologie est donc une turbine à gaz boostée, et pas vraiment un système de stockage.

Par ailleurs, en termes d'implantations, les CAES nécessitent des sites géologiques spécifiques, comparables à ceux utilisés pour stocker le gaz naturel. Cependant, la densité énergétique de l'air comprimé étant beaucoup plus faible, le potentiel de stockage s'en trouve réduit.

Certains concepts souhaitent se libérer de cette contrainte en comprimant l'air jusqu'à sa liquéfaction pour pouvoir le stocker dans des réservoirs cryogéniques, mais le rendement est encore moins bon que la simple compression et requiert un stockage de chaleur pour péniblement atteindre les 50 %. D'autres concepts tentent l'approche de la compression isotherme, mais aucune réalisation pratique à l'échelle n'a pour l'instant été tentée.

Enfin, les STEP bénéficient d'un retour d'expérience bien plus vaste, d'une meilleure maturité technologique, et sont déjà pleinement intégrées dans les mécanismes de marché et les services d'équilibrage, ce qui conforte leur avantage structurel face aux CAES pour le stockage d'électricité à grande échelle.

Les différentes technologies de stockage en fonction de leur puissance et du temps de décharge (autonomie)

Source : IFPEN d'après diverses sources

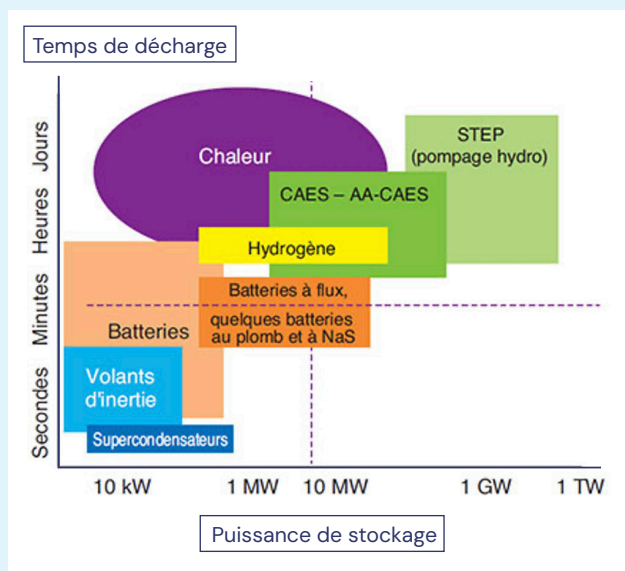


Figure 9 : différentes technologies de stockage en fonction de leur puissance et du temps de décharge (autonomie)

1.2.

Stockage sous forme d'hydrogène (power-to-gas-to-power)

Le principe du stockage d'électricité sous forme d'hydrogène est de transformer de l'électricité en hydrogène par électrolyse de l'eau, de stocker cet hydrogène, puis, en cas d'appel de puissance sur le réseau, de retransformer l'hydrogène en électricité, par des turbines adaptées (ou, pour certains auteurs, par des piles à combustible).

Bien qu'elle s'appuie sur des capacités souterraines (cavités salines) théoriquement très importantes, cette technologie présente de nombreux inconvénients :

- Les rendements sur cycles sont extrêmement faibles, de l'ordre de 25 % à 30 % en cas de stockage sous forme gazeuse, et de l'ordre de 20 % à 25 % en cas de stockage sous forme liquide, ce qui signifie qu'on utilise 3 à 4 fois plus d'électricité que ce qui pourra réellement être injecté sur le réseau, ce qui devient rédhibitoire dès lors que l'on a besoin de produire plus de quelques pourcents du mix total avec cette technologie.
- Les technologies d'électrolyse ne permettent pas toutes des variations rapides ou importantes de la puissance, si bien que cette technologie n'est pas nécessairement de nature à offrir les flexibilités dont le réseau a besoin (du moins au stockage). Les électrolyseurs servant à la production d'hydrogène sont donc difficilement adaptés pour stocker les surplus des énergies intermittentes, faute de pouvoir s'ajuster sur leurs variations.
- La problématique du stockage de grandes quantités d'hydrogène est complexe, l'hydrogène étant un gaz extrêmement peu dense, de très gros volumes de stockage sont nécessaires. Il est également très volatil, ce qui occasionne un risque de fuites très élevé, et très explosif, en cas de mélange accidentel avec de l'air.
- A ce stade, nous considérons que ces inconvénients disqualifient cette filière comme moyen de stockage massif d'électricité pour les besoins de flexibilité du réseau. Pour autant la filière de production d'hydrogène par électrolyse a un énorme potentiel de développement :
- Dans un premier temps pour se substituer aux usages actuels de l'hydrogène produit à partir de gaz naturel
- Par la suite pour se substituer, autant que possible, à des applications industrielles du gaz naturel (usages non énergétiques) pour lesquelles l'hydrogène peut être une alternative.

1.3.

Stockage thermique

Le stockage thermique consiste à convertir de l'électricité en chaleur pour un usage différé, principalement à des fins de chauffage, de procédés industriels ou d'alimentation de réseaux de chaleur. Cette solution est peu coûteuse, robuste, et offre un rendement élevé pour la conversion d'électricité en chaleur (~100 %). Toutefois, elle souffre d'une faible compatibilité avec les usages électriques : la reconversion de la chaleur en électricité affiche un rendement faible d'environ 40 %.

Le stockage de chaleur basse température est une solution théoriquement simple et d'autant moins coûteuse et plus efficace qu'elle est utilisée à large échelle. En effet, la diffusion de la chaleur dans le sol est suffisamment lente pour qu'un tel stockage, passé une certaine taille, n'ait même pas besoin d'isolation thermique : une simple injection de chaleur, sous forme d'eau chaude dans une nappe captive ou bien via des

sondes géothermiques dans de la roche solide, dans un volume de sous-sol de plusieurs centaines voire milliers de mètres de côté suffit pour stocker des centaines de GWh ou plus sur des périodes de plusieurs mois avec des pertes limitées à quelques pourcents. Cette technologie, qui a été expérimentée au Canada¹, n'est cependant bien adaptée qu'aux besoins des grands réseaux de chauffage urbains (qui peuvent organiser la maintenance sur plusieurs décennies nécessaire pour que ces systèmes soient intéressants), ce qui limite son utilité au taux de pénétration que ces réseaux sont capables d'atteindre.

Le stockage thermique à moyenne et haute température est principalement destiné à des usages industriels spécifiques. Ces stockages sont adaptés à des sites industriels fixes, où la chaleur peut être valorisée localement dans des procédés thermiques intensifs. Cependant, ces technologies, bien que prometteuses et techniquement simples, sont limitées par la nécessité de média spéciaux et très bien isolés pour conserver de la chaleur à plusieurs centaines de degrés Celsius, ce qui empêche leur utilisation à grande échelle et sur de longues durées.

En définitive, si le stockage thermique représente une solution complémentaire intéressante pour décarboner la chaleur et absorber localement certains excédents, il ne peut en aucun cas remplacer le rôle central des STEP dans la transition énergétique.

1.4.

Stockage par batteries

Un système de stockage par batteries se compose de containers qui contiennent principalement des batteries, mais également des auxiliaires (ventilation, sécurité incendie, etc.). L'électricité est produite par les batteries en courant continu, et doit passer par un onduleur et un transformateur pour être injectée sur le réseau.

Le rendement global d'une installation de stockage par batterie, en incluant l'ensemble des auxiliaires (chauffage / climatisation ; ventilation ; sécurité incendie, onduleur...) est généralement de l'ordre de 80 % à 85 % pour des installations industrielles importantes, et de l'ordre de 70 % pour de petites installations décentralisées.

La durée de vie des batteries dépend des technologies. Avec des batteries Lithium-ion, qui présentent un très bon rendement, et qui sont les plus souvent envisagées aujourd'hui, l'ordre de grandeur est 2 000/2 500 cycles de charge-décharge, soit environ 6 à 7 années en cas de cycle chargement-déchargement journalier. Il faut également noter une perte de capacité de l'ordre de 2 %/an, ainsi qu'une diminution du rendement à mesure que les cellules d'accumulateurs vieillissent.

Le coût de l'onduleur, des transformateurs, etc. dépend de la puissance de l'installation. Il est de l'ordre de 55 €/kW. Il faut ajouter le coût de la batterie et des auxiliaires qui augmente proportionnellement à la taille de la batterie et donc à la quantité d'énergie stockée. Il est d'environ 300 €/kWh.

Pour des durées de stockage de plusieurs heures, la fraction du coût proportionnel à la puissance devient vite négligeable (moins de 10 % du total pour des systèmes de stockage par batterie permettant de fournir de la puissance pendant 2h). En première approximation on peut donc considérer que le coût des batteries est uniquement proportionnel à la quantité d'énergie stockée.

¹ Communauté solaire de Drake Landing, mise en service en 2007. Il s'agissait d'un lotissement de 52 maisons chauffées à l'aide de capteurs solaires thermiques dont la chaleur était stockée dans un volume de sous-sol de 35 000 m³. Mais le système, qui a coûté plus de 80 000 \$ par logement, a mal vieilli, et moins de 20 ans après son inauguration, il a dû être remplacé par des chaudières à gaz en 2024.

1.5. Stockage en STEP

Le principe des STEP a été expliqué au chapitre 2. On a rappelé que la quantité d'énergie électrique qui pouvait être stockée dans ces installations dépendait du volume d'eau stocké dans les réservoirs et de la hauteur entre les 2 réservoirs. Elles permettent d'atteindre des rendements sur cycles d'environ 75–80 % pour les grandes installations modernes, et d'environ 65–70 % pour de plus petites et anciennes.

La durée de vie des barrages hydroélectriques varie en fonction de plusieurs facteurs, tels que leur conception, l'entretien, les conditions géologiques, les matériaux utilisés, ainsi que les risques liés aux crues et aux phénomènes naturels. Cependant, de manière générale, les barrages hydroélectriques peuvent durer plusieurs dizaines d'années, voire siècles si leur gestion et leur entretien sont réalisés correctement. Les équipements électromécaniques, eux, ont une durée de vie d'environ 50 ans.

L'essentiel du coût d'une STEP se compose des tunnels, conduites forcées, cavernes, usines, groupe turbo alternateurs, transformateurs, etc. Ces coûts sont proportionnels à la puissance installée. Les coûts sont très variables, et dépendent de la géologie, des conditions d'accès aux infrastructures, de la distance entre les réservoirs, etc. On peut toutefois fournir un ordre de grandeur pour des chantiers récents, de l'ordre de 2 000 €/kW (exemples de Linth-Limmern et Nant de Drance en Suisse).

Le coût de la capacité de stockage en revanche n'est pas proportionnel aux montants investis dans la construction des retenues. Il dépend de la topographie du terrain, c'est-à-dire de la différence de hauteur entre les lieux d'implantation des réservoirs, et au volume formé par les retenues.

A titre d'exemple, certains barrages, à Tahiti, ont un volume supérieur au volume d'eau stockée dans le réservoir. A l'inverse, le barrage de Kariba (sur le Zambèze) contient en eau 180 000 fois le volume du barrage.

Usuellement, on peut néanmoins considérer que le coût des infrastructures de stockage, pour la construction des réservoirs, est nettement plus faible que le coût des infrastructures de production d'électricité, dont le coût est proportionnel à la puissance raccordée.

1.6. Conclusion

Technologie	TRL	Rendement	Usages	Durée de stockage typique	Type d'usage	Coût en €/kWh stockable	Durée de vie
STEP (pompage-turbinage)	9	75–80 %	Électricité	Qq. heures à plusieurs jours	Régional / National	5–20	> 80 ans
Batteries électrochimiques (Li-ion)	8–9	80–85 %	Électricité	Minutes à qq. heures (rarement plus de 4h)	Local / Régional	150–300	10–15 ans (3000 à 6000 cycles)
Stockage thermique	9 si <150°C 6 si >150°C	90–100% en chaleur 40 % en électricité	Chaleur parfois Électricité	Heures à qq. jours (voire inter-saisonnier pour les gros volumes à basse température en souterrain)	Local	5–30 basse température 50–100 haute température	Environ 25 ans (haute température) Plusieurs décennies (basse température)
CAES (air comprimé)	6–8	40–55 %	Électricité	Heures à quelques jours	Régional / National	40–100	Environ 35 ans
Hydrogène (P2G2P)	5–	20–40 % (chaîne complète)	Électricité ou autre vecteur	Jours à plusieurs mois (long terme)	Régional / National	5–20	15 ans (électrolyseurs) 40 ans (turbines à gaz) > 50 ans (cavités salines)

Tableau 3 : Récapitulatif des principales technologies de stockage d'énergie



Vue sur le lac de Serre-Ponçon - Images : Wikimedia Commons auteur : Pline

1.7.

Comparaison du stockage par batteries et dans les STEP

Parce que le stockage de l'électricité par air comprimé et sous forme d'hydrogène pour répondre aux besoins de flexibilité du réseau électrique relève davantage du pari technologique, du point de vue de l'Institut TerraWater, il faut concentrer la recherche de moyens de stockage sur les batteries et les STEP.

Les caractéristiques de ces deux technologies sont rappelées dans le tableau n°4.

Du point de vue du coût, les batteries présentent comme principale caractéristique un coût du MW très faible, mais un coût du MWh quasi-proportionnel à la capacité de stockage. Si on néglige les coûts proportionnels à la puissance, le coût d'un système par batteries, sera donc proportionnel à la durée de stockage de l'installation. À l'inverse, dans le cas des STEP, le coût principal est celui de la puissance, et ce coût est presque indépendant de la durée de stockage. Seuls les coûts d'augmentation de volume des réservoirs peuvent contribuer à augmenter le coût de l'installation en fonction de sa durée de fonctionnement.

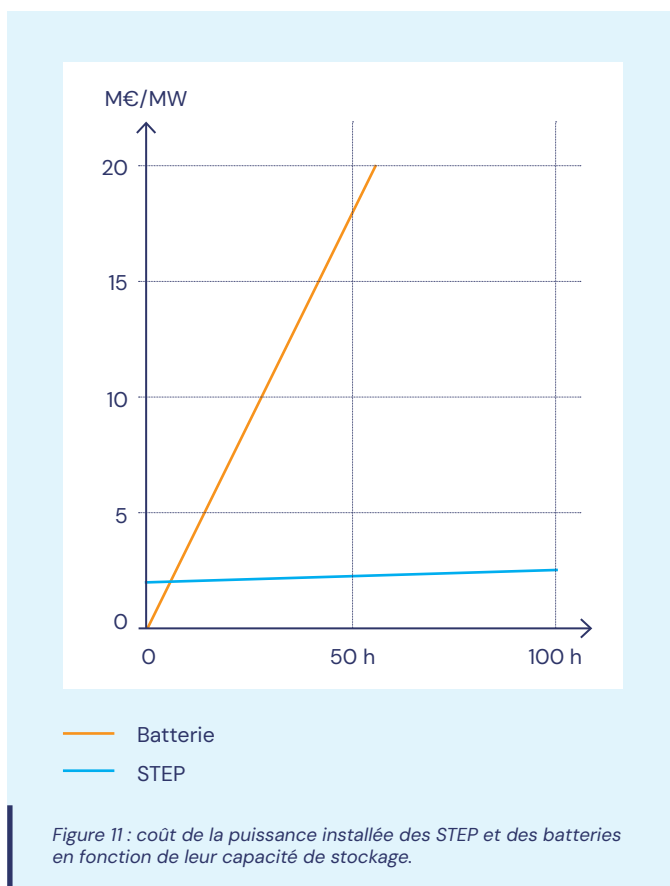
L'évolution du coût pour les batteries et les STEP en fonction des volumes de stockage est représenté sur la figure 11. Elle permet de mettre en évidence que les batteries, du point de vue du coûts, sont particulièrement adaptées sur les périodes de stockage de courte durée. En outre, compte tenu de leur capacité à mobiliser très rapidement de la puissance, les batteries sont parfaitement adaptées pour procurer des services systèmes comme le réglage primaire de la fréquence du réseau. Au contraire l'usage des STEP est pertinent sur des durées supérieures à 5 ou 10 heures, ce qui est cohérent avec le résultat des analyses de flexibilité du chapitre 5. On observe d'ailleurs aujourd'hui l'émergence de projets hybrides batteries/STEP où les premières permettent de récupérer les surplus courts mais de forte amplitude qui sont ensuite stockés dans la STEP pour un stockage de plus longue durée.

Il convient de rappeler que le développement d'un parc de batterie est lié à des enjeux environnementaux et de souveraineté. Sur le deuxième point parce les minerais critiques doivent être importés et qu'il n'est pas certains de pouvoir consolider des chaînes d'approvisionnement stables sur le long terme dans un contexte de forte augmentation de la demande dans le monde, sur le premier point à cause de l'extraction et du transport des minerais mais aussi à cause du recyclage en fin de vie des batteries qui n'est pas réalisé à 100 %. Cependant, dans la mesure où le stockage par batteries reste limité à des capacités de quelques GWh voire dizaines de GWh (cas d'un scénario avec une forte relance du parc nucléaire), ces limitations devraient rester de second plan comptes tenus de l'usage de la mobilité électrique qui devrait, lui, mobiliser plusieurs TWh de capacités de batteries.

	Batteries	STEP
Rendements (grosses / petites)	80 % - 85 % / 70 %	75 % - 80 % / 65 % - 70 %
Durée de vie	7-15 ans	100 ans
Coûts	200 €/kW & 300 €/kWh	1 000-3 000 €/kW ¹

Figure 10 : Éléments de comparaison des Batteries et des STEP

¹ La fourchette de coûts indiqués peut sembler extrêmement large ; mais elle correspond à la réalité des coûts qui peuvent être extrêmement variables d'un site à l'autre.



02.

Considérations économiques sur la valeur du stockage

La description des moyens de stockage donnée au paragraphe précédent montre que les batteries et les STEP sont des technologies éprouvées qui permettent d'apporter de manière complémentaire la flexibilité nécessaire sur le réseau électrique. Du point de vue des coûts, il faut donc privilégier des batteries de petite capacité qui peuvent alimenter le réseau électrique pendant quelques heures, et des STEP de grandes capacités pour les besoins de flexibilité d'une durée supérieure.

Pour dimensionner un parc de STEP il convient cependant de s'interroger sur la manière de répartir les capacités de stockage sur les différentes échelles de temps présentées au paragraphe 3.2.1. et de s'interroger sur la pertinence économique de cette répartition sur la base de la valeur ajoutée des STEP au système électrique en fonction de leur taille.

2.1.

Répartition des puissances et des capacités

Le Tableau 2 au paragraphe 5.2.1 a permis de mettre en évidence un besoin estimé de flexibilité de 700 GWh sur une centaine d'heures aux échelles du jour et de la semaine, ce qui correspond à un besoin de 15 GW de puissance. Le parc actuel de STEP en France présenté Tableau 1, montre que la France dispose déjà d'environ 80 GWh de stockage pour une puissance d'environ 5 GW. Il existe donc une marge substantielle à combler de plusieurs centaines de GWh. A l'échelle inter-hebdomadaire les besoins sont estimés à 20 000 GWh.

Dans la V2.0 du Scénario TerraWater nous cherchons toujours une certaine forme d'optimum technique sur le parc de production d'électricité pour atteindre et maintenir sur le long terme la neutralité carbone. En évitant d'avoir recourt à des capacités thermiques, en accroissant l'électrification des usages et en limitant les importations d'électricité pour défendre l'idée de souveraineté et d'indépendance, on obtient un résultat avec un parc de STEP dont les services de flexibilité correspondent à ceux identifiés dans le tableau du paragraphe 5.2.1. Aux échelles de temps intra-journalières et intra-hebdomadaires, des STEP avec une constante de temps de 40 heures viennent compléter le parc existant présenté au Tableau 1 mais la majeure partie d'entre elles affichent des constantes de temps de l'ordre de plusieurs centaines d'heures et permettent de répondre aux besoins de flexibilité inter-hebdomadaires.

Il convient de rappeler ici que dans la réalité, les STEP, dont les constantes de temps sont les plus grandes, peuvent toujours être déployées pour des usages de plus court terme et que leur activation résulte d'une optimisation du stockage d'eau dans la totalité des réservoirs du parc.

La question de la rentabilité de ces ouvrages est complexe et dépend fortement de l'évolution des prix des marchés de l'électricité dont on sait qu'ils gèrent très mal un environnement surdimensionné en capacités de production d'électricité non pilotables. La rémunération des flexibilités, soit sur la base de mécanismes de marchés de réserves, soit sur la base des prix de marchés du MWh sur les heures de pointes de consommation, est impossible à prédire.

2.2.

Un parc de STEP sur des échelles de temps inter-hebdomadaires

On peut estimer le nombre d'heures de turbinage d'une STEP de la manière suivante :

- Une STEP fonctionnant en « intra-journalier » turbine l'eau en moyenne 3,5 h par jour, soit environ 1 250 h/an,
- Une STEP fonctionnant au maximum en « intra-hebdomadaire », turbine l'eau en moyenne 25 h/semaine, soit environ 1 300 h/an,
- Une STEP fonctionnant au maximum en « inter-hebdomadaire », turbine l'eau en moyenne 150 h/cycle, avec 8 à 9 cycles par an, le nombre total d'heures de turbinage sera également de l'ordre de 1 300 h/an.

Plus précisément la figure n°4 fait apparaître le nombre d'heures de turbinage des STEP en fonction de leur constante de temps.

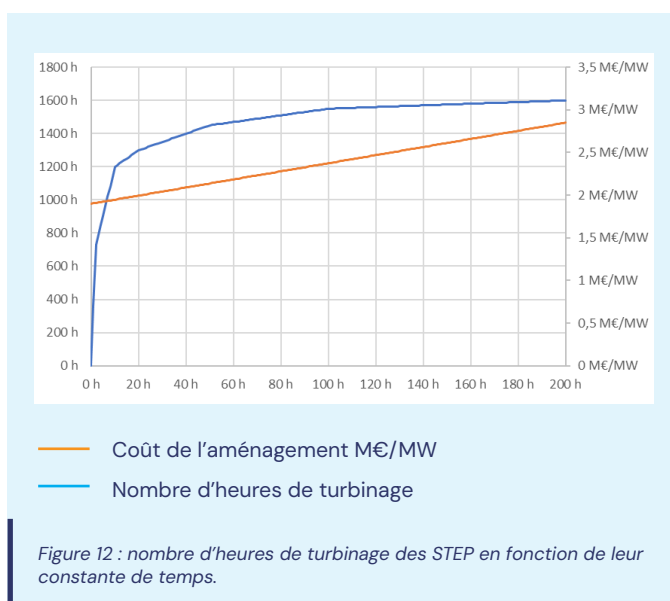


Figure 12 : nombre d'heures de turbinage des STEP en fonction de leur constante de temps.

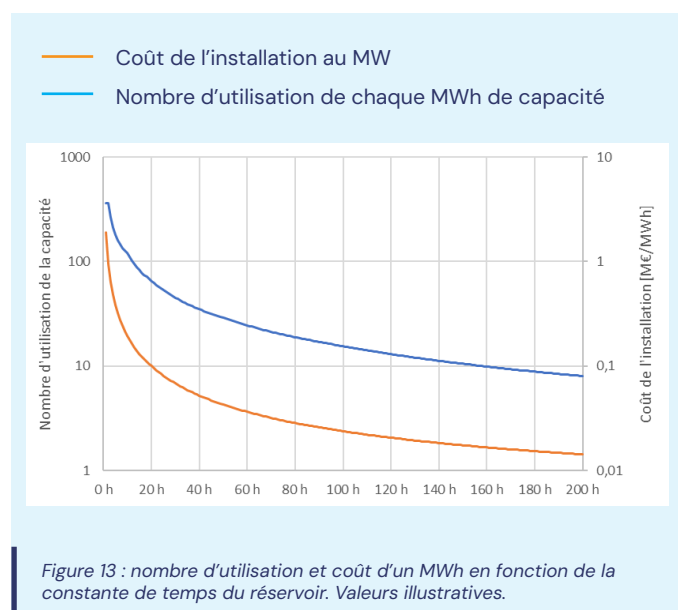
L'ordre de grandeur du nombre d'heures de turbinage reste le même quel que soit l'horizon temporel du stockage. Mais il faut garder en tête que cette approche simple pour caractériser le fonctionnement des STEP en fonction de leur constante de temps ne reflète que partiellement la réalité. En effet les STEP avec les plus grandes constantes de temps peuvent, ou non, selon la doctrine d'usage, fonctionner en concordance ou non en opposition des STEP qui présentent de plus petites constantes de temps¹. Comme indiqué au paragraphe précédent, la contribution des STEP de grande taille se diffuse sur les plus petites échelles de temps.

Il est utile de remarquer que la taille des réservoirs (en volume d'eau) augmente avec la constante de temps, à moins d'installer des usines de faible puissance ou de chercher des sites avec d'importantes hauteurs de chute (>1500 m). En conséquence, il apparaît que dans les STEP avec de grandes constantes de temps, pour lesquelles le réservoir est le plus grand, une plus grande quantité d'eau sera fréquemment inutilisée.

¹ Les « grosses » STEP peuvent ainsi être amenées à turbiner alors que les « petites » STEP (voire des batteries) sont en train de pomper, ceci afin de garantir une disponibilité maximale de toutes les capacités installées pour faire face à des pointes de consommation importantes mais brèves.

A priori, ces grands ouvrages n'offriront pas une aussi bonne rentabilité économique que ceux présentant de petites constantes de temps et dédiés à la couverture des pointes journalières de consommation : même si les volumes transférés sur l'année restaient comparables, le différentiel de prix entre les périodes excédentaires et déficitaires ne serait pas aussi élevé que celui entre une heure creuse et une heure de pointe sur une même journée. Ce point pourrait être amené à évoluer avec l'augmentation de la puissance éolienne.

Sur le premier point, il convient de rappeler que le coût du MWh dans un réservoir n'est pas proportionnel à l'investissement dans la construction du barrage et qu'il décroît avec l'augmentation de la constante de temps du réservoir, si bien que les MWh des grands réservoirs qui seraient peu utilisés ont un coût faible. Cette tendance est illustrée sur la figure n°5 en mettant en relation le nombre d'utilisation des MWh et leur coût, qui décroît dans les 2 cas quand la constante de temps du réservoir augmente.



Si les modélisations à l'échelle du système électrique **sont unanimes** concernant la capacité des STEP à en réduire le coût global du système électrique, la juste rémunération filière par filière n'est, elle, pas du tout garantie. En effet, il est difficile de conclure sur la question de la valeur du MWh d'un grand réservoir, affecté à apporter de la flexibilité au réseau électrique sur des échelles de temps inter-hebdomadaires, tant les prévisions de prix de marché à long-terme, dans un système électrique complètement transformé et décarboné en 2050, sont impossibles à réaliser. Il faut ajouter que du point de vue économique, la possibilité de disposer de capacités de stockage permet de procéder à des arbitrages favorables sur les interconnexions et qu'elles constituent une alternative de long terme à un surdimensionnement trop important de capacités de production intermittentes. Du point de vue réglementaire, si des acteurs privés ne trouvaient pas la rentabilité escomptée sur ce type d'ouvrages, ce serait à la puissance publique de mettre en place des mécanismes de marché qui permettraient de rémunérer les services rendus au réseau électrique par les flexibilités offertes par des STEP de grande taille. Enfin du point de vue environnemental, le déploiement des STEP permet de ne plus recourir aux centrales fossiles et de diminuer le niveau des émissions de CO₂.

6.3. Conclusions

Les analyses d'équilibre offre-demande réalisées sur le long terme dans le cadre de la V2.0 du Scénario TerraWater montrent que le développement d'un parc de STEP permet de contribuer largement à la couverture des besoins de flexibilité identifiés au paragraphe 5.2.1. L'intérêt du stockage dans les batteries sur des durée de quelques heures ne fait aucun doute, mais le stockage dans les STEP est plus pertinent pour les durées qui dépassent 5 heures, et devient indispensable au-delà de 20 heures. Le parc de STEP pourrait ainsi être constitué d'un ensemble homogène d'ouvrages partageant des constantes de temps proches, ou bien au contraire de différentes catégories d'ouvrages spécialisés et chacun assignés à son propre horizon temporel (typiquement, avec les aménagements les plus économiques spécialisés sur des durées courtes, et les aménagements les plus chers sur des durées longues). Si leur intérêt macro-économique est très largement reconnu, leur modèle micro-économique devra être considéré dans le détail afin de s'assurer de la pérennité de chacun d'entre eux.

Co-bénéfices et inconvénients des aménagements hydroélectriques

Les chapitres 5 et 6 ont permis de mettre en évidence l'intérêt des STEP pour le stockage de l'électricité dans le but de renforcer la robustesse du réseau électrique et de faciliter sa gestion. La construction de ces nouvelles installations aurait cependant des impacts forts sur les territoires concernés. Du point de vue économique et social, des personnes pourront être déplacées, des terres agricoles submergées, des voies de communication perturbées. Ainsi des travaux de cette ampleur mobilisent toujours de fortes oppositions. La question de l'acceptabilité sociale est donc incontournable, celle de l'acceptabilité politique également, même si cette dernière est plus facilement acquise en mettant en avant les avantages rendus au système énergétique dans sa globalité.

La conclusion du paragraphe 6.1 mettait en avant les avantages du point de vue environnemental des STEP par rapport aux batteries mais ces aménagements ont néanmoins un impact significatif sur les biotopes et sur les cours d'eau concernés, si bien que ces aspects doivent aussi être considérés quand de nouveaux sites sont recherchés.

Dans ce chapitre on présentera successivement les enjeux économiques et sociaux, puis environnementaux, de la construction des ouvrages hydroélectriques. La question des différents usages de l'eau est traitée en montrant comment ils peuvent être combinés. L'ensemble des avantages et des inconvénients est pesé pour expliquer comment ils sont pris en compte dans l'inventaire des sites de STEP présenté dans les volumes suivants de ce travail.



01.

Enjeux économiques et sociaux

Les enjeux économiques et sociaux de telles installations sont de plusieurs natures. Certains enjeux, les premiers dont il est généralement fait mention, sont ceux qui impliquent des modifications de l'existant, et donc des changements, souvent désagréables pour ceux qui doivent les subir :

- Les habitations, bâtiments, fermes, et entreprises situées dans l'emprise des réservoirs doivent être relocalisés.
- De la même manière, les voies de communication qui pourraient être coupées par les réservoirs ou les barrages peuvent affecter la vie de ceux qui les utilisent.
- Des surfaces agricoles exploitables sont perdues.

Du point de vue des habitations à déplacer, dans certains cas (réservoirs en zone peu vallonnée), il sera possible de reconstruire (voire déplacer dans certains cas particuliers de forte valeur patrimoniale) les bâtiments expropriés à quelques dizaines ou centaines de mètres, ce qui ne procure pas nécessairement un inconvénient majeur pour les personnes expropriées, surtout si elles bénéficient d'un bâtiment similaire avec des normes de construction plus récentes.

Dans d'autres cas, il ne sera pas possible de réinstaller les bâtiments déplacés à proximité de l'ancien emplacement, ou dans un environnement comparable à celui qui a été noyé, mais il existe des procédures d'indemnisation qui peuvent être très avantageuses pour les personnes concernées.

S'agissant des voies de communication, quand elles ne servent pas exclusivement à ceux dont les bâtiments seront déplacés, le plus souvent, des travaux d'ampleur modérée, comme la construction de nouvelles routes, permet de ne pas dégrader la qualité du tissu socio-économique.

S'agissant des exploitations agricoles, le problème du déplacement sera beaucoup plus complexe à traiter, puisqu'il ne sera généralement pas possible de fournir des terres de superficie comparable et à proximité.

L'ensemble de ces impacts a été examiné dans le cadre de l'inventaire :

- Minimiser le nombre de bâtiments devant être relocalisés, et tout particulièrement s'agissant de ceux qui ne pourront pas être reconstruits plus loin,
- S'assurer de l'impact de la coupure des voies de communications, et de la manière dont elles pourraient être restaurées,
- S'assurer de l'absence de terrains agricoles présentant une spécificité particulière et irremplaçable.

Au-delà de ces changements pouvant présenter des inconvénients majeurs pour les personnes concernées, la construction de tels aménagements présente également des avantages pour le tissu socio-économique local :

- Création d'emplois nombreux pendant la phase de construction des aménagements.
- Création d'emplois pérennes en lien avec l'exploitation et l'entretien des installations.
- Appréciation de la valeur des nouvelles propriétés déplacées ou reconstruites grâce à la proximité du lac.
- Le plus souvent, création d'un pôle d'attraction touristique en lien avec les barrages et les réservoirs (circuits de randonnées, activités nautiques, voire des visites techniques des installations).

Les impacts de la construction de nouveaux ouvrages hydrauliques sur des sites habités et exploités pour des activités humaines sont incontestables et expliquent que la question de l'acceptabilité sociale soit un enjeu majeur. De la pédagogie est nécessaire pour valoriser leurs intérêts sans en négliger les impacts, pour qu'in fine, le choix ou non de leur construction reste une décision démocratique éclairée. L'expérience du déploiement passé des STEP montre cependant qu'il ne s'agit pas d'un combat perdu d'avance, et qu'avec le temps les barrages finissent par s'inscrire dans le patrimoine local.

Lac réservoir de Roselend – photo ©Chabert Louis



02. Enjeux environnementaux

Les impacts sur l'environnement de la transformation ou de la construction d'ouvrages hydroélectriques peuvent être significatifs. Selon les régions et selon les circonstances, les impacts négatifs pourront être ou non compensés par des effets positifs.

Les impacts sur l'environnement de la construction de nouvelles infrastructures hydroélectriques se classent globalement en 2 grandes catégories :

1. Sur les cours d'eau

- a. Rupture de la continuité piscicole
- b. Modification des débits et de la température de l'eau

2. Sur les biotopes terrestres

Plus précisément les principaux impacts de la construction de nouveaux aménagements hydroélectriques peuvent être :

- La rupture de la continuité piscicole : les espèces animales qui ne peuvent plus remonter ou descendre le cours d'eau).
- Le blocage du transit sédimentaire : la baisse de la vitesse de l'eau entraîne une dépose des sédiments dans le réservoir, réduisant la fertilité des plaines inondables et favorisant l'érosion du littoral (une partie du sable de nos plages provient des cours d'eau).
- La modification de la température de l'eau en aval : hausse de température dans le cas d'un réservoir étendu et peu profond ; baisse de la température de l'eau estivale dans le cas d'un soutien d'étiage.
- La création d'une surface d'eau en lieu et place de ce qui se trouvait auparavant dans le réservoir, entraînant une modification du biotope.

Ces impacts peuvent être plus ou moins importants selon les aménagements, selon les régions, et selon les mesures compensatoires mises en place. Ils sont détaillés dans les paragraphes suivants :

2.1. La coupure des rivières

L'inconvénient que constitue la coupure des rivières sur la mobilité de l'aquafaune est plus ou moins important selon les situations : si des chutes naturelles créent de toute manière une coupure, l'effet d'une nouvelle coupure artificielle immédiatement en amont ou en aval sera très limité. A l'inverse, certains cours d'eau classés sont particulièrement sensibles, en raison de la présence d'espèces migratrices, qui doivent pouvoir remonter le cours d'eau pour leur reproduction. Il existe cependant des mesures dites compensatoires qui permettent de palier certains des impacts sur les cours d'eau, par exemple en construisant des « passes à poisson » pour rétablir la continuité piscicole.

Du point de vue des sédiments, il n'est pas possible de mener à ce stade une analyse des impacts du blocage des sédiments. Des solutions de vanne de chasse permettent d'éviter des accumulations trop importantes, si bien que ce sujet n'est pas jugé suffisamment critique pour être pris en compte à un stade d'inventaire de site. De même, des initiatives de curage des réservoirs commencent à apparaître (exemple de l'entreprise Watertracks qui a commencé ses activités commerciales à l'aide de robots sous-marin).

2.2. La modification de la température de l'eau et des débits

Des lacs de grande étendue et de faible profondeur, en augmentant la captation des rayonnements solaires, peuvent conduire à réchauffer les eaux. L'augmentation de la température de l'eau peut conduire à des processus physico-chimiques qui entraînent son eutrophisation, et donc une perte de biodiversité. A l'inverse, des volumes importants d'eau stockés en hiver, s'ils sont stockés sur une grande profondeur, peuvent, s'ils sont relâchés en été, conduire à une baisse de la température de l'eau.

Les débits peuvent également être modifiés quand l'eau des réservoirs est turbinée. Il existe dans certains cas des bassins de rétention qui permettent de réguler ces débits. On parle de soutien d'étiage et c'est l'un des co-bénéfices des aménagements hydroélectriques discutés au paragraphe 7.3. D'autre part la modification des débits a un impact sur la température de l'eau et sa qualité.

2.3. La coupure et les modifications sur les biotopes

Un biotope de grandes dimensions (parc naturel de plusieurs centaines de km²) peut permettre à des espèces nécessitant beaucoup d'espace de se déplacer dans des zones relativement protégées. Un empiètement d'une superficie de seulement 1 % de la surface du parc, si elle conduit à transformer un ruisseau qui coupe le biotope en deux en un réservoir, aboutira en réalité à créer deux parcs, non communiquant, n'ayant chacun que la moitié de la superficie du parc initial. L'effet sur les espèces qui vivent dans ce biotope peut être désastreux, et n'est absolument pas proportionnel à la surface qui a été rognée. La construction de pistes de chantier ou de nouvelles routes peuvent également occasionner des coupures dans les biotopes. Au-delà de la question de la coupure, il faut également considérer les parties de territoires qui pourraient être noyées par les réservoirs. Dans les zones tropicales recouvertes de forêt la construction d'un réservoir de grande taille affiche un bilan carbone dégradé (en raison de la fermentation des matières organiques ensevelies) et l'impact sur le biotope est beaucoup plus important que pour les réservoirs qui sont construits dans des zones de montagne avec un faible couvert végétal, comme c'est le cas pour les sites identifiés dans le cadre de cet inventaire.

2.4. Conclusion

D'une manière générale, il est essentiel de veiller à ne pas modifier significativement les zones protégées environnementalement ou de chercher des optimums techniques qui minimisent les impacts environnementaux. Il est intéressant de noter que les réservoirs de grande profondeur offrant les volumes de stockage les plus importants sont ceux qui présentent des surfaces d'occupation au sol plus faibles, ce qui diminue les impacts sur les biotopes, et que les barrages sur les cours d'eau offrent la possibilité de régler favorablement les températures et les débits des cours d'eau à l'avantage des écosystèmes aquatiques.

03.

Co-bénéfices et usages de l'eau

Au-delà des enjeux économiques, sociaux et environnementaux évoqués aux paragraphes 7.1 et 7.2, la construction de nouveaux aménagements hydroélectriques nécessite de penser la gestion de la ressource en eau dans sa globalité en considérant autant l'utilisation de l'eau stockée dans les réservoirs pour donner de la flexibilité au système électrique, que les activités de soutien d'étiage pour les cours d'eau, de tourisme et de loisirs.

Il convient d'observer qu'à l'exception des STEP pures qui fonctionnent avec des réservoirs en cycle fermés, la gestion du stock d'eau dans les barrages est fortement liée au rythme de remplissage annuel et donc au cycle de l'eau qui consiste en une alternance de périodes humides à forts débits, et de périodes sèches à faibles débits :

- Dans les régions dont le bassin versant se trouve en haute altitude avec la formation de neige, on parle alors de régime nival, la période humide correspond à des pics de débits, selon les bassins versants et les années, sur des périodes typiquement de 1 à 2 mois, entre avril et juillet (lors de la fonte des neiges) ; ce cas de figure est le plus fréquemment rencontré dans le cadre de l'inventaire,
- Dans les régions de basse altitude, où les éventuels manteaux neigeux ne durent qu'au plus quelques semaines, on parle de régime pluvial et la période humide concerne l'ensemble de la période de novembre à mai, et tout particulièrement la période de janvier à avril.

Il est à noter que le changement climatique conduit à une élévation de la limite pluie/neige. De plus en plus de bassins versants dont les régimes hydrologiques étaient à dominante nivale vont ainsi basculer dans des régimes à dominante pluviale.

La gestion associée aux différents usages de l'eau est détaillée dans les paragraphes suivants.

3.1.

L'apport de flexibilité au système électrique

Les avantages du stockage de l'électricité dans les STEP et son intérêt pour optimiser la gestion du réseau électrique ont été discutés aux chapitres 5 et 6.

Les besoins en stockage diffèrent fortement entre l'été et l'hiver. Le facteur dimensionnant, l'hiver, est la capacité de faire face à un anticyclone associé à une grande vague de froid, pendant une durée de l'ordre de 2 semaines. Ces épisodes nécessitent de pouvoir disposer de la totalité de la capacité de stockage des aménagements, soit des durées de turbinages de l'ordre de 200 à 300 heures-équivalent-pleine-puissance selon les modélisations du scénario TerraWater, pendant lesquelles il devra donc être possible de faire marrer les réservoirs sur la totalité de leur hauteur.

En été, les besoins relèveront davantage du stockage journalier, avec une production photovoltaïque qui devra être restituée quelques heures plus tard. La constante de temps de stockage réel sera de l'ordre de 2 à 6 h. Le marnage quotidien correspondra donc à une variation de volume de l'ordre de 1 à 3 % des réservoirs, avec possiblement, pour des régularisations hebdomadaires, des variations plus lentes correspondant à 5-10 % de la capacité des réservoirs à l'échelle hebdomadaire.

3.2.

Le soutien d'étiage

Les besoins en soutien d'étiage, pour maintenir un débit minimum dans les cours d'eau et en assurer la qualité, se font essentiellement sentir sur la période sèche allant de début juillet à fin octobre, sur l'essentiel des régions. Contrairement à une opinion répandue, les besoins en soutien d'étiage ne correspondent pas exactement aux périodes de canicules (qui sont essentiellement centrées sur les mois de juin, juillet et août), car les précipitations demeurent souvent faibles en septembre et octobre.

Un fonctionnement des réservoirs en soutien d'étiage implique donc :

- Dans le cas d'un régime nival, de stocker de l'eau entre mars et juin-juillet, puis d'assurer un soutien d'étiage de juin-juillet à fin octobre,
- Dans le cas d'un régime pluvial, de stocker de l'eau entre janvier et avril, puis d'assurer un soutien d'étiage de juin à fin octobre.

Le soutien d'étiage permet donc :

- De préserver la biodiversité aquatique. En effet les organismes aquatiques dépendent de la présence d'eau pour survivre, même en périodes de basses eaux.
- De garantir l'approvisionnement en eau en maintenant un débit minimum pour les usages humains (eau potable, irrigation, industrie).
- Indirectement de protéger les activités économiques agricoles, qui dépendent de l'irrigation, et industrielles, on pense notamment à la production d'électricité nucléaire dont le refroidissement des réacteurs repose sur des prélèvements dans les rivières.
- D'assurer des activités de tourisme et de loisir le long de cours d'eau sur lesquels des plages de baignade peuvent être aménagées ou dans des lieux qui offrent des perspectives pour pratiquer des activités nautiques sportives comme le canoë-kayak ou le rafting.
- Plus généralement de contribuer à la qualité des cours d'eau en intervenant sur les débits et la température des cours d'eau.

3.3.

La prévention des crues

Dans la continuité des avantages rendus par les installations hydroélectriques pour la gestion de l'eau, il faut également citer la prévention des crues. À l'inverse du soutien d'étiage, il s'agit de retenir dans les réservoirs l'eau excédentaire lors de fortes pluies pour éviter les inondations en aval.

3.4.

Les activités touristiques et de loisir

Au-delà de leur rôle énergétique, plusieurs études et rapports, notamment ceux du Comité Français des Grands Barrages, confirment que ces infrastructures sont devenues de véritables leviers économiques et touristiques pour les territoires. Les activités touristiques et nautiques se développent essentiellement en été de mai à septembre approximativement. L'intérêt du soutien d'étiage pour ces loisirs pratiqués le long des cours d'eau a déjà été évoqué. S'agissant des réservoirs de basse altitude les activités touristiques sont essentiellement des activités de plage, des activités nautiques ou tout simplement la baignade. Elles requièrent une relative stabilité du plan d'eau. Il n'est pas nécessaire que le plan d'eau demeure à sa capacité maximale, mais celui-ci doit conserver un taux de remplissage suffisamment important.

Dans le cas où il serait nécessaire de pouvoir disposer d'un maximum de capacité d'eau pour le soutien d'étiage, tout en conservant une activité touristique, il existe également des solutions, en compartimentant le réservoir, de manière à préserver une partie de celui-ci pour les activités touristiques. Un exemple de tel dispositif est présent sur le réservoir de Kruth-Wildenstein, en Alsace. En queue de retenue a été construit un barrage submersible, qui permet de vider presque entièrement le réservoir principal tout en conservant un plan d'eau permettant le déroulement des activités de loisir.

S'agissant des réservoirs d'altitude, en haute montagne, ceux-ci sont essentiellement des objectifs de randonnées ; le niveau des réservoirs, ou la stabilité des plans d'eau ne sont pas particulièrement critiques (un réservoir vide peut être aussi spectaculaire pour un randonneur qu'un réservoir plein).

Les barrages hydroélectriques génèrent d'importantes retombées économiques locales, avec plus de 30 000 emplois directs et indirects en France et des investissements lourds favorisant les entreprises régionales. Ils soutiennent également le développement du tourisme, comme le montre le lac de Serre-Ponçon qui génère 10 % des revenus touristiques des Hautes-Alpes grâce aux activités autour des retenues d'eau.

3.5.

La lutte contre les feux de forêt

Les réservoirs hydroélectriques offrent un atout précieux pour la lutte contre les feux de forêt en servant de réserves stratégiques d'eau pour les opérations de secours. Leur grande capacité permet un accès rapide à des volumes d'eau conséquents pour alimenter les avions bombardiers d'eau et les hélicoptères, essentiels pour maîtriser les incendies en zones difficiles d'accès. Par exemple, les grands réservoirs comme celui de Sainte-Croix sont souvent utilisés dans le sud de la France, une région particulièrement exposée aux incendies estivaux.



Figure 14 : digue submersible du barrage de Kruth-Wildenstein permettant de conserver un plan d'eau pour les activités touristiques – Image : TerraWater

3.6.

La combinaison des usages

Dans le cas qui sera considéré ici, d'un aménagement bien équilibré (capacité de stockage du réservoir inférieur égale à la capacité de stockage du réservoir supérieur), la capacité de stockage maximale d'électricité est obtenue quand le volume d'eau total dans le système représente 50% de sa capacité totale (un réservoir complètement plein et l'autre complètement vide).

Le principe d'exploitation qui permet de combiner les usages, dans le cas d'un aménagement sur un bassin versant avec régime nival, est le suivant :

- Entre environ le 15 décembre et le 15 mars, maintien de la pleine capacité de stockage d'électricité (50 % de remplissage).
- Pendant la période humide (entre avril et juillet), remplissage des réservoirs au-delà de 50 %.
- A partir du mois de mai, niveau quasi constant du réservoir inférieur, l'ensemble de la mission de soutien d'étiage (stockage et déstockage) étant assurée en faisant marnier le réservoir supérieur ; le stockage à l'échelle journalière ou hebdomadaire induisant un marnage minime.
- Fin novembre, à la fin de la mise en œuvre du soutien d'étiage, retour à un remplissage de 50 %, permettant de retrouver la pleine capacité de stockage d'électricité pour l'hiver.

En régime pluvial, une difficulté supplémentaire se pose, avec la coïncidence de la période froide et de la période humide sur les mois de janvier et février. Il est possible que des conflits d'usage apparaissent, qui pourraient être modérés des manières suivantes :

- Objectif de remplissage au-delà de 50 % de l'aménagement, avec possibilité de déstockage en mode « turbinage » en cas de nécessité de soutien du réseau électrique ; le soutien d'étiage pourrait donc être aisément assuré l'ensemble des années où il n'y a pas de vague de froid trop sévère,
- Possibilité, pour le soutien d'étiage en fin de saison de passer sous les 50 %, en comptant sur les précipitations de novembre et décembre pour retrouver des capacités de stockage électrique maximales sur janvier/février.

Il n'existe en revanche pas de conflit d'usage avec les activités touristiques et de loisirs dans aucun des deux régimes.

Dans l'hypothèse où l'exploitation de certains aménagements conduirait à réduire fortement le volume d'eau dans le réservoir inférieur, ou si les deux réservoirs (inférieur et supérieur) avaient tous les deux, pour des besoins touristiques, nécessité de conserver une cote d'eau suffisante, des compromis seraient nécessaires.

Conclusion

Au terme de cette analyse préliminaire de l'impact de l'installation de nouveaux aménagements hydroélectriques, il apparaît que les impacts sociaux sont majeurs et que leur prise en compte constitue la clé de leur faisabilité.

Au-delà des solutions de déplacement, de dédommagement, de remplacement des propriétés et de limitation des nuisances sur les voies de communications, il existe des avantages économiques en termes d'emploi et de tourisme qui doivent être mis en lumière.

Les impacts environnementaux mis en évidence sur les cours d'eau et les biotopes sont incontestables si bien que la recherche de nouveaux sites doit prendre en compte la sensibilité écologiques des territoires et éviter les zones protégées. Pour autant, les aménagements hydroélectriques rendent également des services aux écosystèmes des rivières au travers du soutien d'étiage qui permet d'améliorer la qualité des cours d'eau en contribuant à régler les débits et les températures.

L'expérience de l'exploitation du parc hydraulique français montre que les différents usages de l'eau peuvent être optimisés pour assurer la production d'électricité tout en permettant aux activités industrielles, agricoles, et touristiques de coexister harmonieusement le long des cours d'eau et au bord des lacs de retenue.

Au fil du temps ces nouvelles étendues d'eau s'inscrivent dans les paysages et constituent un patrimoine qui attire les visiteurs et les randonneurs tandis que les riverains s'y attachent fortement et se regroupent parfois en association pour la défense de ce patrimoine exceptionnel.



Un travail d'inventaire réaliste

Ce premier volume se donne pour objectif de rappeler les principes de fonctionnement de STEP et d'expliquer que ces installations apportent l'un des éléments clés nécessaires à la stabilité du système électrique sur le long terme : le stockage d'électricité comme source de flexibilité.

Les modélisations de l'Institut TerraWater mettent en lumière l'intérêt des STEP dans la réussite de la transition énergétique. Leur intégration rationalisée dans la V2.0 du Scénario TerraWater permet d'atteindre efficacement l'objectif climatique de neutralité carbone à l'horizon 2050. Le stockage dans les STEP permet de limiter l'empreinte carbone du système électrique dans sa globalité en limitant le recours à l'extraction et aux importations de minerais critiques. C'est aussi une manière d'assurer la souveraineté de la France en limitant la dépendance aux importations et en produisant une électricité décarbonée en quantité pour soutenir l'électrification des usages et les besoins de l'industrie. Un tel système électrique contribue plus efficacement aux solidarités européennes et permet d'affronter plus sereinement les chocs géopolitiques sur les marchés de l'énergie.

Dans les volumes suivants, les sites sur lesquels les futures STEP du Scénario TerraWater ont été identifiées sont présentés. Il s'agit de modifications ou d'agrandissements d'aménagements existants ou de propositions de nouvelles constructions. Pour chacun des sites nous étudions les impacts économiques, sociaux et environnementaux pour rechercher le meilleur rapport coût/bénéfice. Pour chaque site nous proposons plusieurs variantes avec des volumes de stockage qui s'accroissent mais qui ont des conséquences de plus en plus importantes sur l'environnement local.

Du point de vue des impacts sociaux l'objectif est de limiter le nombre de bâtiments impactés par les réservoirs, tout particulièrement dans les endroits où il ne sera pas possible de les reconstruire dans une géographie et un environnement similaire. Pour les voies de communication nous étudions la possibilité de nouveaux tracés pour desservir les villages et les hameaux qui se retrouveraient isolés. Ainsi sont exclus de l'inventaire les sites qui conduiraient à l'isolement total de zones d'habitations.

Du point de vue environnemental un point particulièrement délicat concerne les sites à l'intérieur des périmètres de protection (parc National, zones Natura 2000). Ces zones, très nombreuses en France, sont de natures et de dimensions très variables. Dans certains cas, des zones classées peuvent mesurer à peine quelques hectares, ou concerner uniquement un cours d'eau, sur quelques dizaines de mètres de large. Dans d'autres cas, il peut s'agir de vastes zones, de plusieurs centaines de kilomètres carrés, hébergeant une faune ou une flore nécessitant de larges espaces. En l'état actuel de

la réglementation, aucune modification de l'existant n'est envisageable dans des zones classées. Pour autant, conformément à la doctrine du présent document, d'envisager tous les possibles sans ne rien s'interdire, il sera envisagé de réaliser des modifications dont il est jugé, à priori, que l'impact sur les zones classées pourrait demeurer limité. Les impacts d'un ouvrage sur une zone classée doivent être déterminés au cas par cas, et ne dépendent pas nécessairement de la dimension de l'ouvrage. Par exemple, un simple seuil sur un cours d'eau classé peut, à priori, avoir des impacts inacceptables sur le cours d'eau. De même, comme cela a été expliqué précédemment, si une zone classée de très grande dimension se trouve coupée en deux par une retenue, cela pourrait modifier ses équilibres en profondeur, même si la retenue n'occupe qu'une part minime de la zone protégée.

Il a donc été choisi dans un premier temps :

- De s'interdire totalement la construction d'un nouveau réservoir dans des zones protégées (parc national, Natura 2000) ; seuls des travaux à l'intérieur de la retenue (prise d'eau) ou sur le barrage peuvent être envisagés,
- De s'interdire absolument toute construction dans les cœurs de parcs nationaux ou les zones humides protégées (RAMSAR),
- En revanche, de ne pas s'interdire totalement des rehausses de réservoirs existants dans des zones protégées, dès lors que l'augmentation de superficie du réservoir reste négligeable par rapport à la superficie de la zone protégée, et que le réservoir ne crée pas de coupure humide significativement plus importante que l'existant.

De plus, dans les cas où des modifications seront apportées dans des zones protégées, des variantes des aménagements, sans aucune modification dans les zones protégées, seront proposées à chaque fois que cela sera possible.

Finalement, l'inventaire de sites proposé dans les 3 volumes suivants veille, autant que possible, à limiter les impacts sociaux et environnementaux lors de la construction, et également à maximiser les co-bénéfices pour la région. Au-delà de la question du stockage d'électricité, le chapitre 5 a en effet permis de montrer que de nouveaux aménagements hydroélectriques offraient aux régions des perspectives de développement économique en termes d'emplois et de loisirs mais aussi en termes de gestion de l'eau pour assurer la continuité des activités le long des rivières.



Le lac de Zervreila, commune de Vals en Suisse | Photo : Unsplash

le scénario TerraWater

Ce rapport s'inscrit dans la continuité du scénario TerraWater. Il en partage les principes fondateurs, et le potentiel qu'il décrit est à l'origine du dimensionnement du potentiel STEP tel que présenté dans les versions 1.0 (publication 2022) et 2.0 (publication 2026) du scénario TerraWater.

Ce rapport fait suite à une première version, conservée confidentielle, de caractérisation de projets STEP potentiels pour la France. Ceux-ci adoptaient une vision plus stricte de l'optimale technique, entraînant ainsi des choix de sites plus grossiers, prônant à susciter une résistance plus grande des populations impactées, mais dont le principe directeur résidait dans leur nombre, et dans leurs coûts au kWh stockable, moindres. Cette première version doit ainsi être considérée comme une preuve de concept, apportant la justification de l'existence d'un important potentiel de développement de STEP en France, dont l'ampleur dépendra des choix et donc des sacrifices auxquels nous serons prêts à consentir en tant que société.

Comme pour la V1.0, le Scénario TerraWater V2.0 repose sur une électrification massive des usages, sur le déploiement de capacités de production d'électricité suffisantes pour répondre à la demande, et sur une multiplication des réserves de stockage hydraulique pour assurer la robustesse du système électrique et en réduire les dépendances extérieures. En plus de proposer une solution techniquement viable, ce scénario remplit les objectifs de soutien à la souveraineté française et européenne en prévoyant des volumes de production suffisants pour répondre aux besoins de réindustrialisation de la France et contribuer à l'approvisionnement de ses voisins européens. Il défend l'idée de solidarité dans le domaine énergétique en mettant à disposition du public une énergie fiable à un prix abordable sur le long-terme minimisant les impacts sur les territoires, en se positionnant en pourvoyeur de marges de production auprès de ses voisins plutôt qu'en acteur potentiellement déficitaire, et en s'attachant à ne pas monopoliser les capacités de décarbonation éoliennes et solaires au dépend de pays n'ayant pas accès aux énergies nucléaires ou hydrauliques.

Le scénario TerraWater dans ses différentes versions démontre ainsi qu'il est possible pour la France d'atteindre la neutralité carbone au-delà de 2050 et de soutenir, sans les pénaliser, celles des autres. Il démontre notamment qu'il est possible d'atteindre l'objectif de décarbonation de notre système énergétique sans prendre de pari technique, sociétal ou géopolitique. Il se veut débarrassé de contraintes politiques et idéologiques, rendant ainsi possible la définition d'une trajectoire réaliste pour les 30 prochaines années.

Être réaliste pour une transition rapide

Le scénario TerraWater donne la priorité à des technologies éprouvées.

Afin de minimiser l'incertitude que représente un large recours à l'innovation – dans des délais aussi courts et face à des enjeux aussi grands – le scénario TerraWater donne la priorité à des technologies simples et éprouvées. Il privilégie par exemple des solutions de stockage hydraulique (90+% du stockage électrique dans le monde) aux technologies de power-to-gaz-to-power et élimine la problématique des nouvelles contraintes de gestion de la stabilité du réseau en conservant un très important socle de machines tournantes synchrones.

Eviter les biais technologiques

Le scénario TerraWater se préserve de tout dogmatisme technologique, l'Institut ne représentant les intérêts d'aucune filière en particulier. Le critère de sélection principal dans le choix des sources d'énergie est celui du caractère bas carbone et de leur adéquation aux besoins. Les critères suivants retenus sont ceux de l'empreinte environnementale et de la maturité industrielle.

Agir pour le long terme

Le scénario TerraWater s'adresse aux générations futures qui auront à vivre avec les conséquences de nos politiques actuelles.

Plus que des promesses, le scénario apporte des garanties traduites dans le choix de sources d'énergie pilotables ou stockables, de technologies sobres et éprouvées, aux chaînes d'approvisionnement souveraines ou qui doivent le devenir.

Il propose d'atteindre les objectifs de décarbonation de la France en 2050 mais stabilise le mix dans la durée, au-delà de 2070.

Respecter le choix démocratique

La sobriété des comportements et l'évolution des modes de vie est indispensable pour faire face à la crise climatique.

Pour autant, si la sobriété de chacun est une marge bienvenue, la dynamique populaire et démocratique qu'elle nécessite reste trop incertaine pour servir de garantie à tous. La préservation du cadre démocratique est un critère essentiel. Sa déstabilisation par des politiques autoritaires n'est pas envisageable et un scénario énergétique ne peut pas conditionner sa réussite à la contrainte des individus ni à la surveillance de leurs comportements et de leurs choix.

Par ailleurs, il est important de ne pas épuiser le gisement de sobriété, tant celui-ci joue un rôle majeur d'amortisseur lors d'événements ponctuels comme la crise de 2022.

L'Institut TerraWater

Think tank européen, l'Institut TerraWater se positionne en faveur d'une électrification massive des usages grâce à un système énergétique robuste et pérenne, respectueux des limites planétaires. Ce positionnement le conduit à porter une attention particulière au rôle du couple hydronucléaire partout où celui-ci est réaliste à l'échelle du siècle et à en encourager la prise en compte.

Fondé le 21 juillet 2023, l'Institut TerraWater est un think tank indépendant d'intérêt général qui se donne pour mission de porter un regard rigoureux et sans concession sur la transition énergétique avec pour objectif de minimiser les paris qui pourraient remettre en question sa réussite et éclairer les solutions qui pourraient y contribuer, par l'élaboration de scénarios test réalistes, l'analyse des modalités objectives de contribution à la transition énergétique de solutions technologiques, existantes ou à venir, la mise en lumière des angles morts des politiques publiques, une contribution méthodologique rigoureuse aux termes du débat et à son cadre d'analyse.

Son objectif est d'apporter au débat public une proposition de référence de trajectoire efficace de décarbonation rapide du système énergétique, dans une approche qui limitera les impacts environnementaux de manière durable, tout en renforçant la souveraineté des états et répondra aux besoins de l'économie et de la société, tout en assurant la solidarité de l'accès à l'énergie produite.

Il fait naître, confronte et diffuse des idées nouvelles ou négligées pour le système énergétique. Son approche traite autant les enjeux de production d'électricité nucléaire et renouvelable, notamment hydroélectrique, que ceux de la chaleur décarbonée pour les usages industriels et bâtimentaires, ou de l'abandon des énergies fossiles pour le transport terrestres, maritime et aériens.

Créer

L'acte fondateur de l'Institut Terrawater est le scénario énergétique pour la France développé par l'association Les Voix du Nucléaire. Ce scénario reconnu pour la cohérence et la robustesse de la solution qu'il développe doit être enrichi et renforcé. L'institut déploie et décline l'approche de TerraWater, en démontrant sa pertinence pour d'autres territoires et tous les secteurs d'activité.

Rassembler

Pour développer ses travaux, l'Institut s'appuie sur un réseau de chercheurs et d'experts reconnus dans leurs spécialités. Avec le Club Terrawater, nous faisons également le pari du dialogue entre théoriciens et praticiens de la transition énergétique. La transition énergétique exige cette alliance scientifique et industrielle pour accélérer la traduction des savoirs théoriques en solutions concrètes et déployables.

Contribuer

L'institut a pour rôle de contribuer au débat au sein des institutions et du cadre démocratique. L'institut soutient le déploiement des productions, réseaux et usages décarbonés, par ses contributions dans les champs législatifs, réglementaire, industriels ou financiers.

Soutenir

Au-delà de son activité propre, l'Institut TerraWater agit également comme un fonds de dotation pour accomplir sa mission d'intérêt général conformément à ses statuts. Il soutient et accompagne les initiatives visant à diffuser et vulgariser les enjeux de la transition énergétique auprès des citoyens européens.



REMERCIEMENTS

Co-Auteurs

Vincent Mouy

Expert aménagements hydroélectriques pour l'Institut Terrawater, ingénieur en génie civil hydraulique.

Benjamin Larédo

Analyste senior de l'Institut TerraWater, ingénieur science des matériaux, ingénieur spécialisé en génie atomique. Auteur de la version initiale du rapport STEP établie en soutien au scénario TerraWater 1.0 publié en novembre 2022.

Myrto Tripathi

Directrice générale de l'Institut TerraWater, ingénieur industriel.

Relecteurs

Bernard Tardieu

Président d'honneur, Coyne et Bellier
Vice président, Pôle Energie, Académie des Technologies.

David Levrat

Expert en Station de Transfert d'Energie par Pompage pour l'Institut TerraWater, ingénieur hydraulicien.

Graphisme : **Charlotte Grégoire**

Le contenu de ce document est la propriété intellectuelle du fonds de dotation Institut TerraWater. Il est initialement diffusé dans sa version originale en langue française. Sa reproduction, traduction, diffusion sans l'autorisation de l'Institut TerraWater est strictement interdite.

