



I Introduction

Une des difficultés inhérente à la gestion des réseaux électriques est que la production d'électricité ne coïncide pas nécessairement avec la consommation de celle-ci.

De surcroît, plus les moyens de production sont dépendants de facteurs exogènes liés notamment aux conditions climatiques (vents, ensoleillement) et plus le risque de dé corrélation entre la demande et la production est important.

Or l'électricité ne peut se stocker directement, elle doit être convertie.

Compte tenu de la part croissante des ENR dans le mixe énergétique européen, l'AIE estime les besoins en stockage supplémentaire pour l'Europe occidentale au maximum à 90 GW d'ici à 2050, en fonction des progrès des techniques de prévision météorologique (notamment pour l'éolien) et du développement de réseaux électriques intelligents. Ces hypothèses reposent sur une projection de 30% des ENR dans la production électrique européenne (scénario dit Blue Map).

La conférence sur le climat qui se tiendra à l'automne à Paris devrait, selon toute vraisemblance, amener à des décisions importantes de la part des états qui y participeront. L'orientation vers une économie moins carbonée et plus basée sur les énergies décarbonées renouvelables, va imposer le développement de nouveaux moyens de stockage.

Ainsi, le projet de développement d'un stockage tandem CAES/STEP, en caverne souterraine, s'inscrit parfaitement dans la révolution comportementale que nos sociétés particulièrement énergétivores vont devoir entreprendre.

II L'énergie en France depuis 1945 : quelques repères

Quatre transitions significatives marquent la production et la consommation de l'énergie en France depuis 1945. Ces étapes clés sont composées notamment de :

- la transition vers l'hydraulique et la charbon après 1945
- l'évolution vers le pétrole et la régression du charbon après la signature du Traité de Rome (1957)
- la mutation vers le nucléaire après le 1er choc pétrolier en 1974 (découplage de la production électrique française du pétrole)
- la transition vers une énergie « libéralisée » et « décarbonée » à partir des années 2000.

L'évolution des répartitions des différentes sources de production d'électricité (nucléaire, ENR, centrale thermique) en France est dépendante de l'augmentation de la part des ENR dans le mixe énergétique, mais elle est liée aussi à la baisse mécanique de la part du nucléaire dans ce mixe, compte tenu de la croissance globale de la consommation attendue d'ici 2030 et du non développement de nouvelles tranches de centrales nucléaires.

L'AIE a estimé que la consommation électrique mondiale croitra de 70 % entre 2007 et 2030, passant ainsi de 19 000 TWh à 34 000 TWh. Cette augmentation est essentiellement portée par les pays émergents.

III Le foisonnement des technologies de stockage

Il existe un panel assez important de technologies de stockage de l'énergie qui sont plus ou moins développées et matures.

Une part conséquente de ces techniques est encore dans le domaine de la R&D.

Les choix technologiques dépendent de nombreux paramètres, nécessitant une analyse précise pour chaque situation. De fait, chacune des technologies s'avèrera adaptée à un usage particulier. C'est la raison pour laquelle de nombreuses pistes de R&D sont actuellement explorées, avec le soutien de programmes gouvernementaux d'envergure comme celui du DoE6 américain ou du NEDO7 au Japon.

Le tableau 1 ci-dessous présente le degré de maturité des différentes technologies et les puissances liées à chacune d'entre elles. Il est extrait d'un rapport émis par la société ENEA en mars 2012.

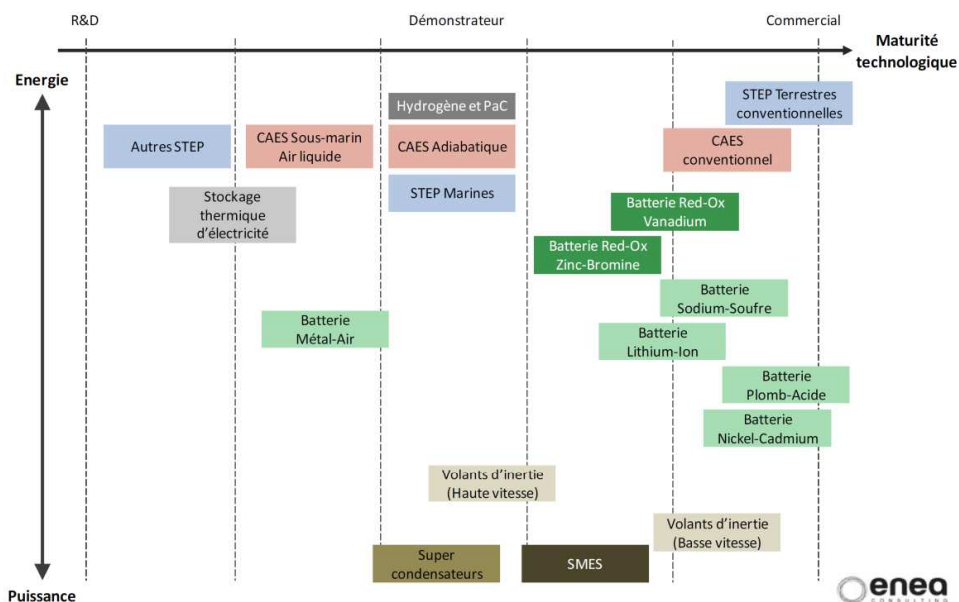


Figure 4 : Niveau de maturité technologique des différents moyens de stockage d'électricité

Typologie des moyens de stockage d'électricité

	Stockage gravitaire		Stockage chimique		Stockage inertielle
	Stockage à air comprimé		Stockage électrochimique		Stockage électrostatique
	Stockage thermique		Stockage électrochimique à circulation		Stockage électromagnétique

⁶ DoE : Department of Energy

⁷ NEDO : New Energy and Industrial Technology Development Organization

Tableau 1 : niveau de maturité des différents moyens de stockage de l'énergie

IV Les critères de choix des technologies de stockage

Le nombre des technologies disponibles et leurs spécificités permettent, lorsqu'elles sont utilisées simultanément, de se compléter et de répondre précisément aux besoins des réseaux électriques.

Plusieurs facteurs de comparaison sont généralement utilisés pour conduire une analyse qualitative et quantitative des différentes techniques existantes.

Les paramètres qui sont pris en considération sont :

- la puissance disponible, exprimée en MW et la capacité énergétique. Combinés ces deux critères conduisent au ratio énergie/puissance lié au temps de décharge de la station de stockage de l'énergie
- le temps de réaction ou de réponse indique la réactivité du moyen de stockage lorsqu'il est nécessaire de le solliciter
- l'investissement et les coûts de maintenance, selon la maturité de la technologie
- l'efficacité est un rapport entre l'énergie stockée et l'énergie restituée qui est un paramètre différent du rendement de la station de stockage, qui est lui le rapport entre la quantité d'énergie électrique consommée pour composer le stockage et la quantité d'électricité restituée lorsque le stockage est sollicité
- enfin, pour certaines technologies comme les batteries, il est nécessaire de renseigner la durée de vie ou nombre de cycles charge /décharge qui est admissible pour le système

Le schéma 2 ci-après expose le comportement de différentes technologies en termes de puissance et de temps de décharge.

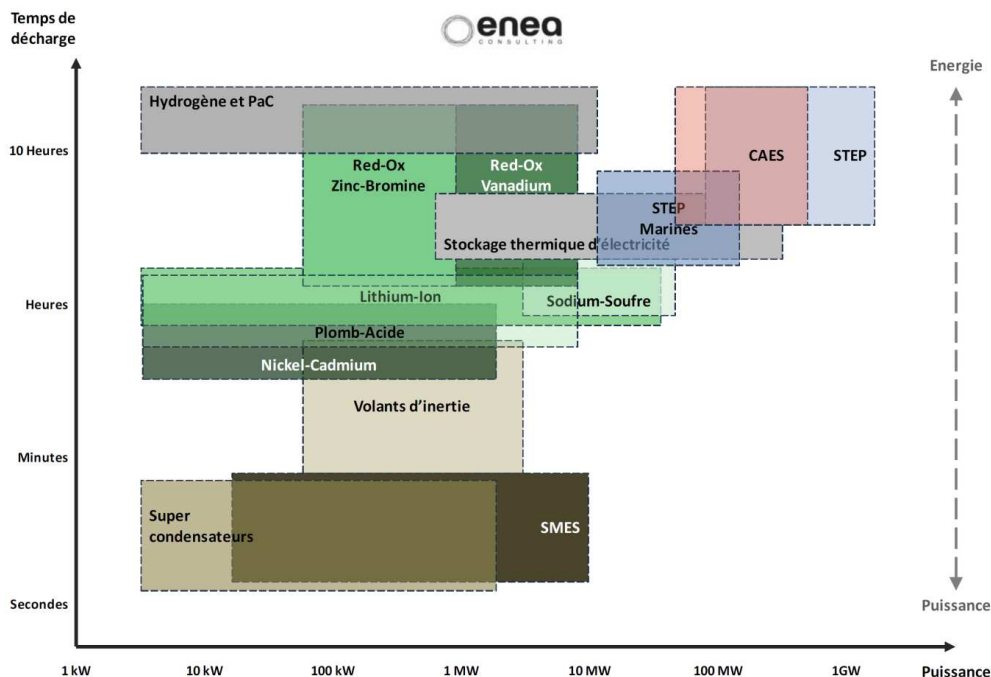


Tableau 2 : puissance des différentes technologies et temps de décharge

Les STEP et les CAES sont ainsi les technologies qui offrent la possibilité de stockage la plus importante et les temps de décharge les plus longs, s'adaptant de ce fait parfaitement aux besoins des gestionnaires des réseaux électriques, afin de permettre l'écrêtage des pics de demande.

V Les Stations de Transfert de l'Énergie par Pompage ou STEP

V-1 Les STEP en France

Le principe consiste à stocker de l'énergie électrique sous forme d'énergie potentielle gravitationnelle en connectant hydrauliquement deux réservoirs d'eau situés à des altitudes différentes : le réservoir supérieur permet le stockage de l'énergie sous forme potentielle.

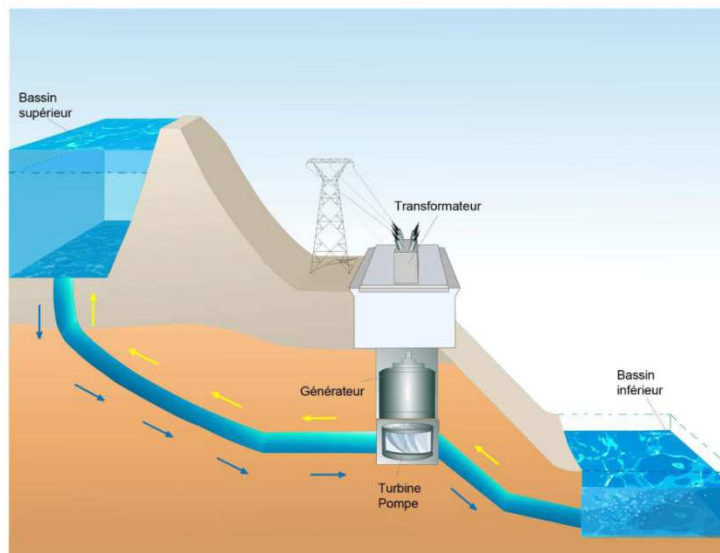


Figure 1 : schéma de principe du fonctionnement d'une STEP

L'utilisation de la STEP repose sur la différence entre les périodes de faible consommation et les périodes de forte demande.

Durant les périodes de faible demande, durant laquelle la demande - et donc le coût - de l'énergie sont moins élevés, l'eau est pompée vers le réservoir le plus haut. Lorsque la demande augmente, l'eau est relâchée du réservoir supérieur et rejoint, par gravitation, le réservoir le plus bas. Elle fait tourner, lors de son passage, une turbine qui alimente un alternateur et produit, in fine, de l'électricité. Cette solution de stockage est la solution de stockage à grande échelle, la plus répandue dans le monde et dont le coût d'investissement est parmi les plus bas.

Leur principal atout : Les STEP sont des solutions de stockage à grande échelle, pouvant déplacer des quantités massives d'énergie. Leur longue durée de vie (largement supérieure à 40 ans) en font l'un des moyens de stockage les moins coûteux. En France, elles sont à ce jour valorisées comme moyen d'arbitrage sur les marchés de l'électricité.

Les coûts, le rendement de fonctionnement, la durée de vie, les avantages et les inconvénients inhérents à cette technologie sont présentés dans les tableaux 3 et 4 ci-dessous.

	RECONVERSION D'UN STOCKAGE SOUTERRAIN EN STEP	Page : 10/43
		Date : le 2 08 2015
		N° affaire : VALGO EC 42-15

Puissance cible	Rendement	Durée de vie (ans)	Coût d'investissement (€/kW)	Coût d'investissement (€/kWh)
Qq MW / qq GW	0,65 – 0,80	40-60	500-1500	70-150

Données Ademe

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Mature - Bon rendement - Durée de vie (+40 ans), cyclage 	<ul style="list-style-type: none"> - Contrainte d'emplacement - Impact environnemental / acceptabilité du public

Tableaux 3 et 4 : coût, durée de vie, avantage et inconvénient des STEP (données ADEME)

La contrainte réside dans la nécessité de trouver des sites naturels à la topographie appropriée, sites qui se font de plus en plus rares : ils sont idéalement situés dans des régions montagneuses qui ne coïncident pas toujours avec les lieux de plus forte consommation. De nouveaux types de STEP sont envisagés notamment en bord de mer (STEP marine), la mer représentant le réservoir inférieur et un réservoir supérieur étant installé sur la côte.

Le stockage de l'eau dans des cavernes souterraines peut aussi être envisagé au même titre que le stockage de l'air comprimé qui est déjà réalisé sur deux sites dans le monde (en Allemagne depuis 1979 à Huntorf et à McIntosh dans l'Alabama depuis 1991).

En France le stockage le plus important de ce type est situé en Isère (il est aussi le plus important d'Europe). Il est constitué de 8 turbines-pompes (de type Pelton) totalisant 1790 MW en pompage et 1160 MW en turbinage. Le réservoir inférieur représente un volume de 130 millions de m³, la chute d'eau totale étant comprise entre 822 et 955.

Entre 1970 et 1990 les STEP ont été construites en nombre pour accompagner le développement du parc nucléaire. Elles sont situées dans les Alpes, le massif central et les Ardennes. La trentaine de STEP françaises totalisent une puissance installée de 5 GW pour quelques 7 TWh délivrés chaque année. Les 6 plus grandes stations françaises représentent 90 % de la puissance totale des STEP.

V-2 Le développement des micro-STEP

Depuis plusieurs années, l'ADME a initié un programme de recherche sur le développement des micro STEP. Ce programme comprend un soutien financier d'opération de reconversion de carrière en STEP et de développement de logiciel permettant d'estimer le potentiel d'implantation de STEP en dehors des zones montagneuses.

Exemple de projet soutenu : Le projet Micro-STEP de Berrien.

Ce programme soutenu par l'ADEME vise à mettre en place, sur une carrière en fin d'exploitation, un système de stockage de type micro-STEP, dont l'énergie nécessaire pour le pompage sera fournie par une ferme éolienne et un parc photovoltaïque. Les objectifs du projet sont de :

- Démontrer la faisabilité du pompage par les énergies renouvelables ;
- Développer des modes de gestion adaptés de la centrale « photovoltaïque-éolien stockage » pour étudier les options de valorisation possibles du stockage ;

	RECONVERSION D'UN STOCKAGE SOUTERRAIN EN STEP	Page : 11/43
		Date : le 2 08 2015
		N° affaire : VALGO EC 42-15

- Définir un modèle d'affaire innovant démontrant la viabilité économique, sans tarif d'achat préférentiel, des unités de productions d'énergies renouvelables (EnR) couplées à des unités de stockage ;
- Montrer l'intérêt de la reconversion d'un site tel qu'une carrière de kaolins en fin de vie (maintien d'une activité industrielle et d'emplois non délocalisables), et de la réplique et l'exportation de ce type de micro-STEP.

La fiche de présentation de ce projet est fournie en annexe 1.

Exemple de logiciel développé avec le concours financier de l'ADEME

De plus l'ADEME est parti du constat que peu de sites restent disponibles pour des installations importantes telles que celles existant dans les massifs montagneux français. Le développement en nombre de micro-STEP, de l'ordre de quelques dizaines de MW, constitue une alternative intéressante.

L'enjeu est important ; en effet ces infrastructures seraient plus rapides à mettre en œuvre et auraient un impact environnemental réduit.

Pour être efficaces, ces infrastructures doivent être implantées dans des zones géographiques où le potentiel de stockage hydraulique est avéré. L'ADEME a donc impulsé auprès de l'École des Mines un projet de recherche afin de développer un outil informatique capable, à partir des paramètres topologiques d'un territoire, d'évaluer l'intérêt d'installer des micro STEP. Sur un territoire donné, l'outil prend notamment en compte la différence d'altitude et la capacité des bassins, les zones protégées, les accès au réseau, et permet une première évaluation technico-économique des micro-STEP qui pourraient y être construites.

C'est à partir des résultats du logiciel développés au cours de ces recherches (le logiciel est intitulé µstep), que le site de Brienne a été sélectionné.

Le couplage direct entre un site de production d'énergie renouvelable intermittente et une STEP, a été testé sur un site hors de France.

Il s'agit du projet intitulé « El Hierro » aux Canaries. Celui-ci consiste à utiliser l'énergie éolienne, très abondante dans cette région du monde, pour stocker dans un bassin en altitude de l'eau douce provenant de l'océan (préalablement dessalée). Lorsque la production d'électricité éolienne dépasse la consommation de l'île, elle est alors convertie sous forme d'énergie potentielle : des pompes transfèrent l'eau dans un bassin d'une capacité de 150 000m³ situé à environ 700 mètres au-dessus du niveau de la mer. Puis lorsque la production éolienne est insuffisante, l'eau est turbinée dans un second bassin d'une capacité de 500 000m³.

La STEP est dans ce cas composée de 6 turbines hydrauliques d'une puissance totale de 11.3 MW.

VI Le stockage d'énergie électrique par compression de l'air ou CAES (CAES, Compressed Air Energy Storage)

Le principe du CAES repose sur l'élasticité de l'air.

Ainsi l'air est d'abord comprimé via un système de compresseurs, à très haute pression (100 à 300 bar) pour être stocké dans un réservoir, au sein d'une cavité souterraine, typiquement. Pour récupérer cette énergie potentielle, l'air est détendu dans une turbine qui entraîne un alternateur. Comme l'air se réchauffe pendant sa compression, la chaleur à la sortie du compresseur peut être récupérée via des échangeurs et stockée afin d'être utilisée pour réchauffer la turbine.

Deux types de stockage à air comprimé sont à considérer : le CAES et le stockage par air comprimé adiabatique avancé (AA-CAES).

VI-1 Le CAES classique

Le système fonctionne pratiquement comme une centrale à gaz sauf que les phases de compression et de détente sont séparées et décalées dans le temps. Ce système met en œuvre une turbine à gaz ; la chaleur produite n'est pas stockée mais seulement récupérée et le stockage de l'air comprimé se fait dans des cavernes souterraines.

Le schéma de principe de fonctionnement de l'installation est résumé ci-dessous :

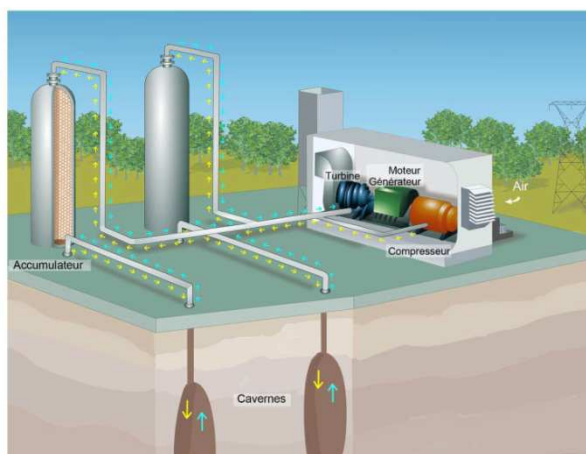


Figure 2 : schéma de principe du fonctionnement d'un CAES classique

Les coûts, le rendement de fonctionnement, la durée de vie, les avantages et les inconvénients inhérents à cette technologie sont présentés dans les tableaux ci-dessous.

Puissance cible	Rendement	Durée de vie (ans)	Coût d'investissement (€/kW)	Coût d'investissement (€/kWh)
100-500 MW	0,5	30-40	450-650	50-80

Données Ademe

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Pas d'émission CO₂ (CAES adiabatique) - Grandes puissances et très grandes capacités 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût d'investissement - Site de stockage géologique adapté

Tableau 5 et 6 : coût, durée de vie, avantage, inconvénient d'un CAES

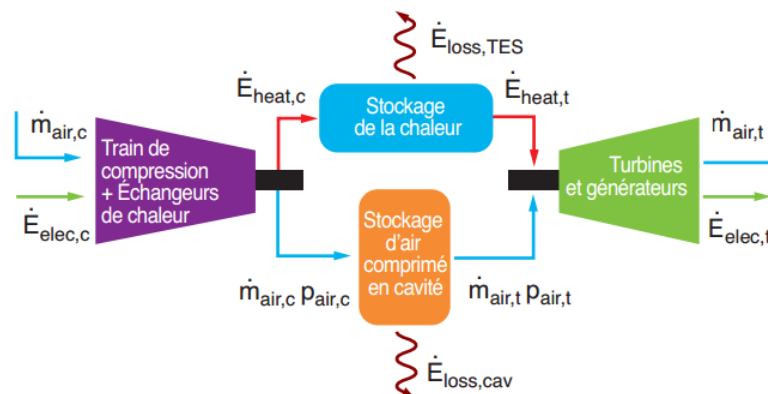
Outre des cavités salines, d'autres sites géologiques de stockage sont envisageables et étudiés tels que d'anciennes mines, des roches poreuses et même des aquifères. Plusieurs projets ont été lancés aux USA notamment en liaison avec des fermes éoliennes, comme par exemple un projet au Nebraska qui envisage un stockage à 3 000 pieds dans un grès poreux, ainsi que deux projets au Kansas.

VI-2 Le CAES adiabatique

Un système A-CAES ou Adiabatic CAES (un processus est dit adiabatique lorsque les deux systèmes qui le composent n'échangent pas de chaleur entre eux) a été étudié à la Technical University of Clausthal en Allemagne mais jamais expérimenté. Il visait à améliorer le système CAES classique en évitant la perte de chaleur à la sortie des compresseurs en stockant l'air chaud directement dans le réservoir. Mais il n'existe pas de tel réservoir capable de supporter à la fois une forte pression et une forte température (de l'ordre de 600 °C), et sans perte de chaleur pendant le stockage.

Le principe du AA-CAES reprend cette idée, mais propose que les deux énergies thermique et de compression soient stockées dans deux réservoirs spécifiques (voir la figure 3 ci-dessous).

La chaleur nécessaire pour réchauffer l'air comprimé pour sa détente est apportée par cette réserve et le système s'affranchit ainsi des apports en gaz comme dans le CAES classique.



Source : F. De Samanlego Steta, 2010

Schéma 3 : principe de fonctionnement d'un AA-CAES

La pression dans le réservoir d'air comprimé froid est de l'ordre de 200 bars et la température dans le réservoir de stockage de chaleur voisine de 600 °C.

Comme pour le CAES classique, d'autres environnements de stockage que les cavités salines peuvent être envisagés.

Un projet est en cours en Allemagne (projet ADELE) qui devrait permettre de fournir 80 MW sur 5 h en continu à partir d'énergie électrique fournie par des éoliennes (stockage d'ENR).

	RECONVERSION D'UN STOCKAGE SOUTERRAIN EN STEP	Page : 14/43
		Date : le 2 08 2015
		N° affaire : VALGO EC 42-15

VII Les paramètres de fonctionnement d'une STEP

Les paramètres déterminant et pour certains discriminant, dans la conception d'une STEP, sont au nombre de 5.

Ils comprennent :

1. La quantité d'énergie maximale stockée, sous forme d'énergie potentielle de gravité en W. Les plus grosses installations présentent des énergies potentielles de gravité qui se chiffrent en plusieurs centaines de GW.
2. La puissance installée en W. Plus précisément on verra plus avant, que le paramètre important est ce que l'on appelle la puissance gravitationnelle instantanée disponible dans le flux d'eau
3. La constante de temps ou le rapport de l'énergie stockable à la puissance (généralement de l'ordre de 8 heures)
4. Le rendement ou le rapport entre l'énergie électrique produite par turbinage et l'énergie consommée pour le pompage. Ce rendement est proche de 80% pour les installations récentes. Pus les pertes de charge hydraulique sont importantes dans le circuit de refoulement et moins le rendement est bon.
5. Le degré de flexibilité. La flexibilité est une exigence croissante sur le réseau électrique. Les installations les plus récentes utilisent des turbines-pompes à vitesse variable afin de fournir des services d'ajustement rapide de puissance, tant en mode pompage qu'en mode turbinage.

Sur une STEP dans un environnement classique présentant un réservoir supérieur et inférieur en extérieur (voir le schéma 1), le calcul de la puissance instantanée susceptible d'être délivrée par l'installation est conduit à partir de la demande du réseau et du temps de productible que le site peut supporter.

La dimension des turbines, le diamètre de la conduite forcée ou encore le volume du réservoir inférieur réceptacle ne sont pas, en règle générale, discriminant dans le choix du couple turbine/alternateur ou de la machinerie de pompage.

Nous allons voir que ces paramètres deviennent des contraintes dans le cas de la STEP enterrée que nous étudions spécifiquement dans ce dossier.