

HYDRO-EXPLOITATIONS

RAPPORT D'EXPERTISE INDEPENDANTE

OFFRE VOLONTAIRE DE RACHAT SUIVIE D'UN RETRAIT EVENTUEL DU MARCHE EURONEXT ACCESS

Janvier 2020



SOMMAIRE

I.	Présentation de l'Offre	4
II.	Présentation de la Société	5
	II.A. Actionariat et organigramme	5
	II.B. Historique d'Hydro Exploitations	6
	II.C. Description des activités d'Hydro Exploitations	7
	II.D. L'électricité hydraulique en France	11
	II.D.1. L'hydraulique dans la production d'électricité.....	11
	II.D.2. Les différents types de centrales hydroélectriques	12
	II.D.3. Le modèle économique des centrales hydro-électriques.....	14
	II.D.4. La réforme du régime des concessions hydroélectriques.....	14
	II.D.5. Types de contrat de vente	16
	II.E. Analyse financière d'Hydro Exploitations	17
	II.E.1. Analyse du compte de résultat	17
	II.E.2. Analyse du bilan	19
	II.E.3. Analyse du tableau de flux	20
	II.F. Environnement opérationnel : matrice SWOT	21
	<i>Modèle économique et risque technologique</i>	21
	<i>Sensibilité à l'environnement économique</i>	21
	<i>Risque réglementaire</i>	21
	<i>Risque systémique</i>	21
	<i>Outil de production / besoins d'investissements</i>	21
	<i>Capacité à maintenir les marges en environnement moins favorable</i>	22
	<i>Synthèse de l'analyse sur les forces et faiblesses d'Hydro Exploitations</i>	22
III.	Evaluation d'Hydro Exploitations	23
	III.A. Méthodologies d'évaluation écartées	23
	III.A.1. Méthode de l'actif net réévalué	23
	III.A.2. Valorisation par les dividendes.....	23
	III.A.3. Objectifs de cours des analystes.....	23
	III.A.4. Valorisation par les transactions comparables.....	23
	III.A.5. Méthode des comparables boursiers	24
	III.B. Méthodes de valorisation retenues	24
	<i>Détermination du nombre d'actions</i>	24
	III.B.1. Actif net comptable (ANC)	24
	III.B.2. Examen du cours de bourse.....	24
	III.B.3. Référence à la dernière transaction sur le capital	28
	III.B.4. Méthode d'actualisation des flux de trésorerie	28

IV. Conclusion	31
V. Annexe : Présentation détaillé du modèle Trival®	33

I. Présentation de l'Offre

Contexte et termes de l'Offre

Hydro Exploitations (ci-après « **Hydro Exploitations** » ou la « **Société** ») est une société anonyme de droit français créée en 1953 par la famille Ferri. Elle est spécialisée dans la production de petite électricité hydraulique. Elle a été introduite sur le Marché hors cote, en 1975 puis sur le Marché Libre (Euronext Access) le 19 juin 2017.

Un processus de transition actionnariale a été engagé en 2018 suite à la volonté de la famille Ferri, actionnaire majoritaire, de céder sa participation. Pour se faire, la famille Ferri a mandaté la société Envinergy pour mettre en place un appel d'offres organisé auprès d'une dizaine d'investisseurs. La société Potamos (ci-après « **Potamos** » ou l'« **Acquéreur** » ou l'« **Initiateur** ») a été retenue à l'issue du processus d'enchères pour l'acquisition de la participation de la famille Ferri dans Hydro Exploitations. En juillet 2018, la société Potamos a acquis un bloc de 63% du capital d'Hydro Exploitations, lui conférant le contrôle de la société. Au 7 novembre 2019, la société Potamos détenait 78,77% du capital et des droits de vote d'Hydro-Exploitations.

La société Potamos annoncera son intention de lancer une offre volontaire de rachat suivie d'un retrait éventuel du marché Euronext Access (ci-après « **l'Offre** ») courant janvier 2020 dans la mesure où l'Initiateur détiendrait, à l'issue de l'Offre, une participation supérieure ou égale à 90%.

L'Offre portera sur la totalité des actions existantes non détenues par l'Initiateur (soit 26 111 actions) au prix de 69,34€, étant précisé qu'il n'existe aucun instrument donnant accès, immédiatement ou à terme, au capital société de la Société.

Mission

Conformément à l'article 5.2 alinéa 4 des règles Euronext Access entré en vigueur le 19 juin 2017, Associés en Finance a été désigné en qualité d'expert indépendant afin de rédiger un rapport d'évaluation justifiant le prix proposé par la société Potamos aux actionnaires de la Société dans le cadre de l'Offre sur les actions de la Société.

Le présent rapport traite exclusivement de notre appréciation des conditions financières de l'Offre initiée par la société Potamos, dont le prix s'élève à 69,34€ par action.

Avertissement

Les informations, utilisées pour la réalisation de nos travaux, ont soit été fournies par Hydro Exploitations, soit étaient publiques. Associés en Finance n'a effectué aucune revue physique et aucune évaluation indépendante des immobilisations, de l'actif ou du passif d'Hydro Exploitations et de ses filiales et participations. Associés en Finance n'a effectué aucune revue indépendante des litiges en cours ou potentiels, des recours, réclamations ou autres responsabilités potentielles dont la Société pourrait faire l'objet. De manière générale, ont été tenues pour acquises, sans vérification indépendante, l'exactitude des données, documents ou informations qui ont été communiqués ou auxquels Associés en Finance a eu accès sans que Associés en Finance puisse encourir une quelconque responsabilité du fait de ces données, documents et informations. Associés en Finance ne peut garantir l'exactitude des prévisions, estimations et informations fournies.

Déroulement de la mission d'Associés en Finance

Suite à sa nomination en qualité d'expert indépendant par la société Hydro Exploitations, la mission d'Associés en Finance s'est déroulée du 18 septembre 2019 à fin 2019. Le présent rapport a été établi sur les bases des conditions prévalant sur les marchés financiers à fin 2019 et la comparaison du prix d'Offre avec le cours d'Hydro Exploitations a été menée sur la base des derniers échanges aux dates précédant l'annonce de l'Offre, au 30 décembre 2019.

II. Présentation de la Société

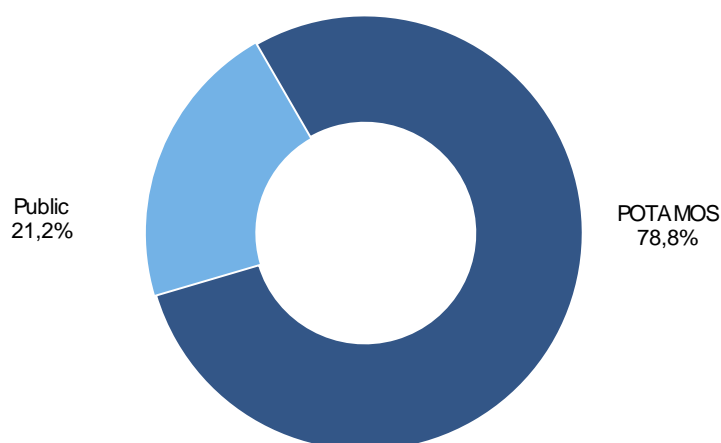
Hydro Exploitations est un producteur français de petite électricité hydraulique créée en 1953 par la famille Ferri. La Société exploite 7 centrales hydro-électriques pour lesquelles elle détient des concessions ou des autorisations dont les dates d'échéance s'étalent de 2014 à 2056. Deux des sept centrales détiennent des concessions qui sont renouvelées de façon quasi automatique, les cinq autres disposent de concessions sujettes à renouvellement par appels d'offres.

II.A. Actionnariat et organigramme

Actionnariat

Après le rachat d'un bloc à la famille Ferri en juillet 2018, et compte tenu des acquisitions réalisées entre juillet 2018 et fin septembre 2019, la société Potamos détenait, au 7 novembre 2019, 96 889 titres sur les 123 000 actions, soit 78,77% du capital et des droits de vote de la Société comme détaillé dans la Figure 1.

Figure 1
Actionnariat d'Hydro Exploitations au 7 novembre 2019



Source : Hydro-Exploitations

Organigramme

Aujourd'hui la Société exploite ses centrales directement ou à travers des filiales, sept centrales hydroélectriques comme illustré dans la Figure 2.

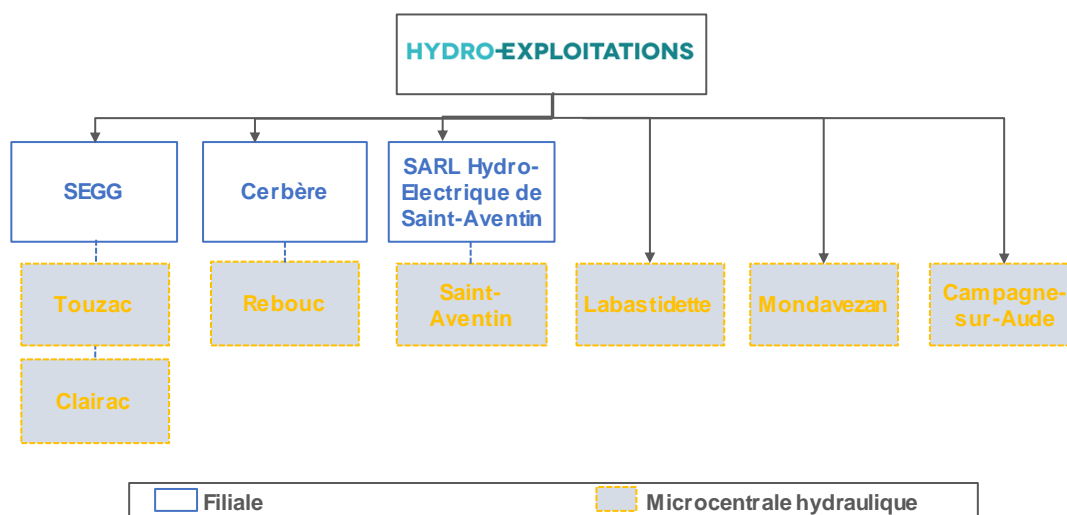
Hydro Exploitations détient 100% des sociétés suivantes :

- La SARL S.E.G.G. (société d'électricité de Guyenne et Gascogne) ;
- La SARL Cerbère ;
- La SARL Société Hydro Electrique de Saint-Aventin.

La société SEGG exploite les sites Clairac et Touzac, la société Cerbère exploite le site de Rebouc et la société Hydro Electrique de Saint-Aventin exploite le site de Saint-Aventin.

La société Hydro Exploitations exploite en direct les sites Labastidette, Mondavezan et Campagne-sur-Aude.

Figure 2
Organigramme opérationnel du groupe Hydro Exploitations



Source : Hydro Exploitations

II.B. Historique d'Hydro Exploitations

Depuis 1954, la société Hydro Exploitations construit et exploite des micro-centrales hydroélectriques. La première réalisation date de 1955 et est située à Labastidette, sur le canal de St-Martory, au sud-ouest de Toulouse.

L'année suivante, en 1956, une deuxième installation a été montée sur le même canal, à Mondavezan.

En 1990, la Société acquiert une centrale hydroélectrique sur le Lot, la centrale de Touzac. La centrale de Clairac, également située sur le Lot est acquise en 1992.

En 1999, Hydro Exploitations acquiert une petite centrale sur l'Aude (Campagne-sur-Aude).

Les deux dernières acquisitions datent de 2005 et 2007 avec l'acquisition de Saint-Aventin en Haute-Garonne et la microcentrale de Rebouc dans les Hautes-Pyrénées.

La Figure 3 reprend les grandes étapes du développement de la Société.

Figure 3
Grandes étapes du développement d'Hydro Exploitations

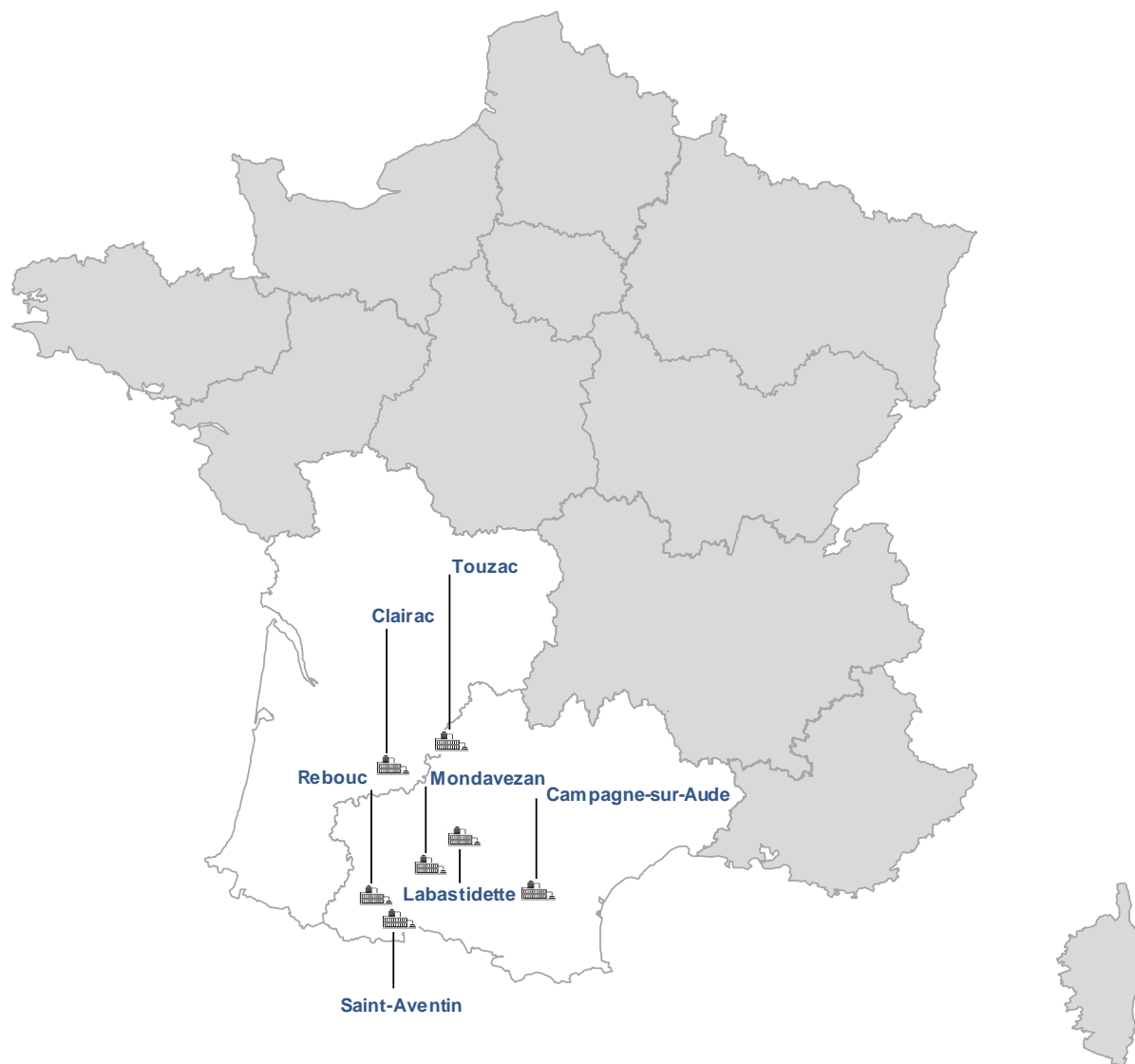


Source : Hydro Exploitations

II.C. Description des activités d'Hydro Exploitations

Les 7 centrales hydro-électriques sont situées dans le sud-ouest de la France, en Occitanie et en Nouvelle-Aquitaine comme illustré dans la Figure 4.

Figure 4
Localisation géographique des centrales d'Hydro Exploitations



Source : Hydro Exploitations

Chaque centrale exploite une partie d'un ou plusieurs cours d'eau spécifiques. Clairac et Touzac sont situées sur le Lot, deuxième rivière la plus longue entièrement en France. Saint-Valentin est situé sur un sous-affluent de la Garonne, La Neste d'Oô. Le canal de Saint-Martory est alimenté par les eaux de la Garonne et traverse 19 communes dont Mondavezan et Labastidette. La dernière centrale, Campagne-sur-Aude, est traversée par l'Aude.

La Société vend l'essentiel de l'électricité produite par ses centrales à EDF via des contrats à long terme. Seule une des centrales vend une partie de sa production sur le marché libre à un prix du KWh inférieur.

Caractéristiques de chaque centrale

Tableau 1
Caractéristiques des centrales exploitées par Hydro Exploitations

Campagne-sur-Aude (Aude)



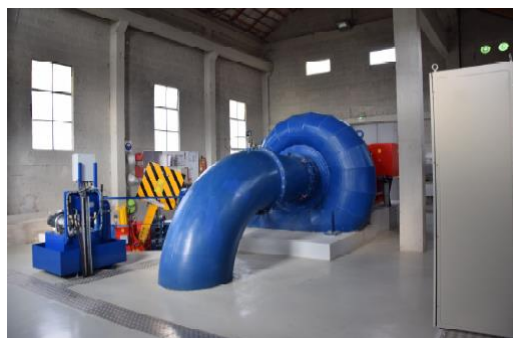
Année de construction : 1983
Droit d'eau : Autorisation
Échéance du droit d'eau : 2056
PMB : 785 kW
Hauteur de chute : 4 m
Débit dérivé : 20 m³/s
Type de contrat de vente de l'électricité et terme : H07 - 2032
Puissance active maximale d'achat : 400 kW
Production annuelle moyenne : 1,6 GWh

Clairac (Lot-et-Garonne)



Année de construction : 1960
Droit d'eau : Concession autorisable
Échéance du droit d'eau : 2030
PMB : 1 980 kW
Hauteur de chute : 2,5 m
Débit dérivé : 75 m³/s
Type de contrat de vente de l'électricité et terme : H07 - 2032
Puissance active maximale d'achat : 1 500 kW
Production annuelle moyenne : 4,4 GWh

Labastidette (Haute-Garonne)



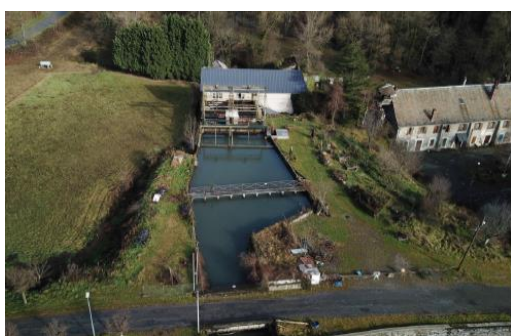
Année de construction : 1955/1958
Droit d'eau : Concession autorisable
Échéance du droit d'eau : En cours de renouvellement
PMB : 815 kW
Hauteur de chute : 25,5 m
Débit dérivé : 3,2 m³/s
Type de contrat de vente de l'électricité et terme : H07 - 2034
Puissance active maximale d'achat : 770 kW
Production annuelle moyenne : 4,2 GWh

Mondavezan (Haute-Garonne)



Année de construction : 1958
Droit d'eau : Convention avec le département
Échéance du droit d'eau : 2019
PMB : Non disponible
Hauteur de chute : 3 centrales situées entre les points kilométriques 15,739 et 18,300
Débit dérivé : 5 m³/s
Type de contrat de vente de l'électricité et terme : H07 - 2029
Puissance active maximale d'achat : 529 kW
Production annuelle moyenne : 3 GWh

Rebouc (Hautes-Pyrénées)



Année de construction : 1930
Droit d'eau : Concession autorisable
Échéance du droit d'eau : 2028
PMB : 1 840 kW
Hauteur de chute : 12,85 m
Débit dérivé : 15 m³/s
Type de contrat de vente de l'électricité et terme : H07 - 2032
Puissance active maximale d'achat : 400 kW
Production annuelle moyenne : 2,2 GWh

Saint-Aventin (Haute-Garonne)



Année de construction : 1987
Droit d'eau : Autorisation
Échéance du droit d'eau : En cours de renouvellement
PMB : 1 798 kW
Hauteur de chute : 87,17 m
Débit dérivé : 2,4 m³/s
Type de contrat de vente de l'électricité et terme : H07 - 2031
Puissance active maximale d'achat : 1 430 kW
Production annuelle moyenne : 4,1 GWh

Touzac (Lot)



Année de construction : 1979
Droit d'eau : Concession autorisable
Échéance du droit d'eau : En cours de renouvellement
PMB : 1 880 kW
Hauteur de chute : 2,75 m
Débit dérivé : 70 m³/s
Type de contrat de vente de l'électricité et terme : H07 - 2033
+ marché libre
Puissance active maximale d'achat : 1 700 kW
Production annuelle moyenne : 5,4 GWh

II.D. L'électricité hydraulique en France

II.D.1. L'hydraulique dans la production d'électricité

La France est le deuxième pays européen producteur d'hydroélectricité, derrière la Norvège. L'hydroélectricité est la première source d'électricité renouvelable en France, elle couvre environ 10% de l'électricité consommée. La production en année moyenne (68 TWh) correspond à la consommation domestique moyenne annuelle d'environ 27 millions d'habitants, soit de l'ordre de 40 % de la population française. Elle représente 12 à 14 % de la production totale d'électricité et 1/3 de l'énergie électrique renouvelable française.

A fin mars 2019 (en année glissante), les centrales hydroélectriques représentaient une puissance raccordée de 25 532 MW. Elles couvraient 12 % de la consommation française, mais ce chiffre est fortement dépendant des conditions hydrologiques.

Leur répartition sur le territoire est concentrée dans certaines régions comme illustrée dans la Figure 5 et la Figure 6. La région Auvergne-Rhône-Alpes représente 45,92 % de la puissance raccordée et a assuré 44,23% de la production. L'Occitanie et la Nouvelle-Aquitaine, les deux régions où la Société est présente, figurent parmi les régions où la puissance raccordée et la production sont les plus importantes en France (21,11% de la puissance raccordée et 17,93% de la production pour l'Occitanie et 6,91% et 4,94% pour la Nouvelle-Aquitaine).

Les régions possédant des parcs peu développés ont des caractéristiques peu propices à l'implantation de centrales hydroélectriques (forte densité urbaine, absence de massif montagneux ou de cours d'eau). Ainsi les régions Hauts-de-France, Ile-de-France et Pays de la Loire représentent 0,1% du parc national.

Figure 5
Production hydraulique par région (en année glissante à fin mars 2019)

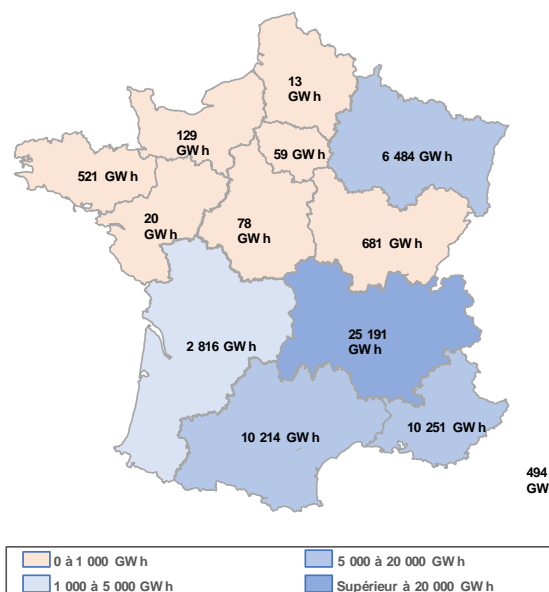
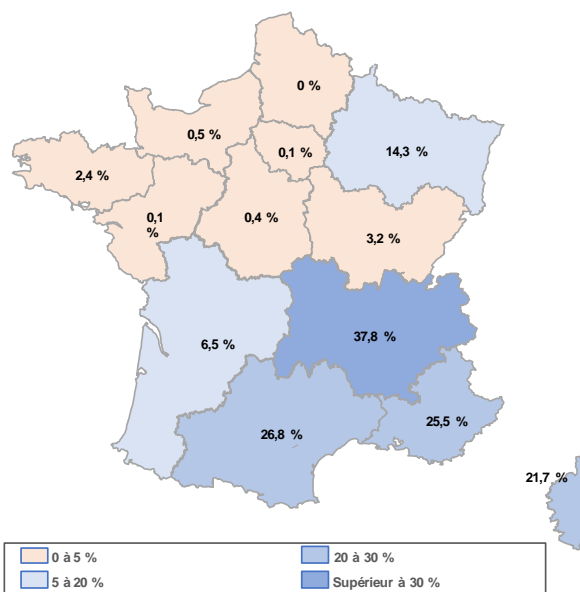


Figure 6
Couverture de la consommation par la consommation hydraulique (en année glissante à fin mars 2019)

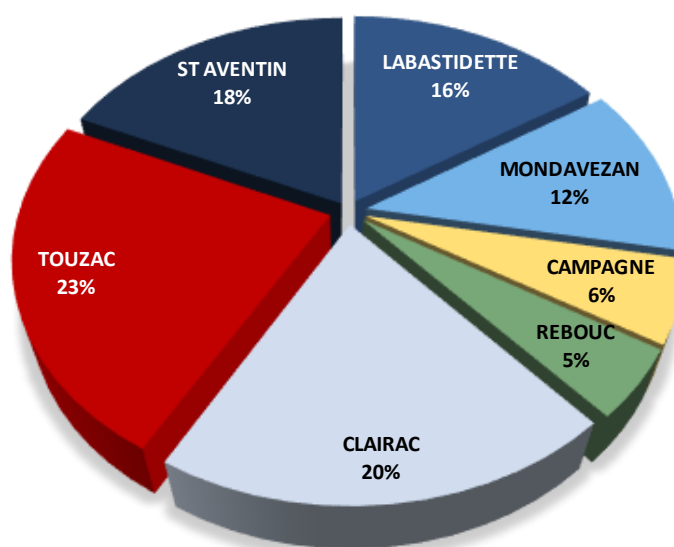


Source : RTE

La loi sur la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (TECV) adoptée en août 2015 ambitionne de porter la production d'énergies renouvelables à 32% de la consommation finale en 2030, en amenant notamment la production d'électricité renouvelable à 40 % de la production totale d'électricité. La Convention pour le développement d'une hydroélectricité durable signée en 2010 s'inscrit dans cette démarche en fixant un objectif de développement de l'ensemble de l'hydroélectricité de + 3 TWh pour 2020. Pour exploiter au mieux le potentiel des cours d'eau, la petite hydroélectricité peut s'appuyer à la fois sur la création de nouveaux ouvrages, l'optimisation du parc hydroélectrique et l'équipement de seuils existants. Dans le cadre de cette convention, un rapport établit le potentiel hydroélectrique encore accessible à 11,7 TWh, dont 5,5 TWh uniquement pour la petite hydroélectricité. Ce potentiel brut technique, identifié par rivière, regroupe les possibilités offertes par la création de nouveaux ouvrages (+10,3 TWh/an) et celles pouvant résulter de l'équipement de seuils d'ores et déjà existants (+1,7 TWh/an).

La production moyenne annuelle d'Hydro Exploitations est d'environ 25 GWh sur les dix dernières années. Les centrales dont les productions sont les plus importantes et les plus régulières sont Clairac et Touzac. La Figure 7 représente la répartition de la production par centrale.

Figure 7
Production par centrale (en pourcentage)



Source : Hydro Exploitations

II.D.2. Les différents types de centrales hydroélectriques

Les centrales dont la puissance est inférieure à 10 MW sont désignées par le vocable de « Petite Hydroélectricité » (ci-après « PHE »). La PHE regroupe la majorité des installations hydrauliques, mais

représente une faible part de la puissance installée et de la production : en 2012, respectivement 87%, 9% et 10% y compris les DOM TOM¹.

En-dessous de 0,02 MW, il s'agit de pico-centrales hydrauliques, entre 0,02 MW et 0,5 MW, de micro-centrales, entre 0,5 MW et 2 MW de mini-centrales et entre 2 MW et 10 MW, de petites centrales².

Le parc hydraulique français compte plus de 2 500 installations, dont plus de 90 % sont des centrales au fil de l'eau. La puissance totale des installations se décompose comme suit :

- Centrales au « fil de l'eau » : 26 %
- Centrales de type « éclusée » : 16 %
- Centrales de « lac » : 40 %
- STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage) : 18 %

Les centrales de la Société correspondent toutes à des centrales au « fil de l'eau ».

Figure 8

Répartition des installations hydrauliques par segment de puissance (en MW, mars 2019)

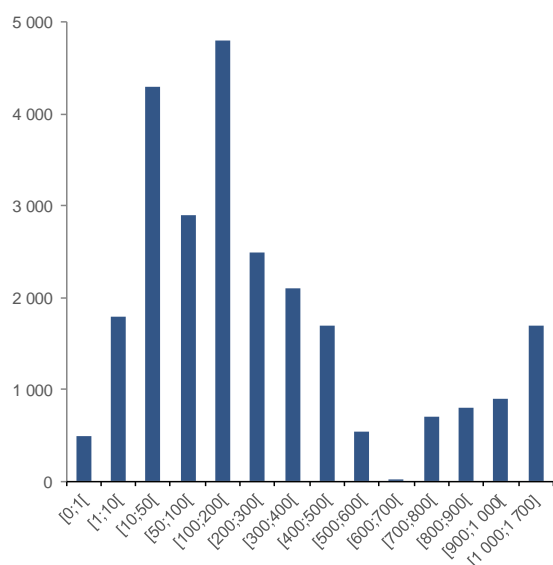
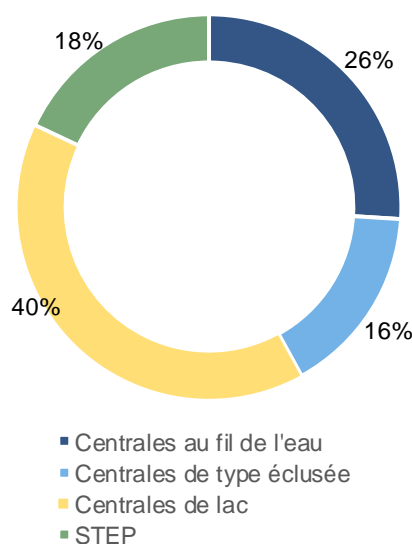


Figure 9

Décomposition de la puissance totale des installations par type de centrale



Source : RTE

Lorsque la dénivellation est faible (moins de 15 mètres), un barrage oriente l'eau vers les turbines qui produisent l'électricité (centrales de basse chute). Lorsqu'elle est plus importante, des conduites dérivent une partie du cours et des canalisations l'amènent vers les turbines (centrales de moyenne et de haute chute). On parle de haute chute au-dessus de 100 mètres. La puissance (P) dépend de la hauteur de chute (Hb) et du débit (Q), qui est le volume d'eau turbiné par seconde.

$$P = 9,81 \times Hb \times Q^3$$

En cas de fortes précipitations, la puissance des centrales de moyenne et haute chute est plafonnée, puisque le débit ne peut excéder celui des canalisations. Celle des centrales de basse chute, elle, peut tomber à zéro, car si le niveau du cours d'eau monte, la différence de dénivelé peut devenir nulle.

¹ Source : EDF

² Source : UNIPEDA (Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique)

³ Source : ADEME

Les centrales au fil de l'eau ne disposent pas de capacité de stockage contrairement aux centrales de lac ou d'éclusée qui disposent d'une retenue d'eau qui leur permet de la stocker dans un réservoir pour produire l'électricité aux moments de forte demande. Elles se distinguent par la durée de remplissage de leur réservoir : moins de 400 heures pour les centrales d'éclusée, plus de 400 heures pour les centrales de lac, et par leur hauteur de chute : moyenne chute pour les centrales d'éclusée, haute pour les centrales de lac. Enfin, les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (ci-après « **STEP** ») disposent de deux retenues d'eau. L'eau est pompée de la retenue inférieure vers la retenue supérieure et turbinée en sens inverse aux heures de pointe⁴.

II.D.3. Le modèle économique des centrales hydro-électriques

L'exploitation hydroélectrique est régie par une loi du 16 octobre 1919. L'exploitant doit disposer d'un droit d'eau.

Au-dessus de 4,5 MW, les installations fonctionnent sous un régime de concession. Si la puissance maximale brute (ci-après « **PMB** ») est inférieure à 100 MW, cette concession est délivrée par le préfet. La durée de la concession doit être fixée de manière à permettre au concessionnaire d'amortir ses investissements. Le concessionnaire doit assurer la maintenance des installations et du foncier, et les restituer à l'État, qui en est propriétaire, à l'échéance de la concession. La durée maximale de celle-ci est de 75 ans, mais elle peut être renouvelée par tranches de 30 ans après appel d'offres.

En-dessous de 4,5 MW de PMB, les centrales produisent ce que l'on appelle de la micro électricité, et fonctionnent sous le régime de l'autorisation, celle-ci étant délivrée par le préfet pour une durée maximale de 75 ans. Les règles d'exploitation dépendent de facteurs environnementaux liés au site concerné. L'autorisation est révocable ou peut être reconduite. Son détenteur est propriétaire des installations, mais à son expiration, il doit rétablir la libre circulation des eaux ou céder l'ouvrage à l'État contre dédommagement.

Il existe également un régime intermédiaire, qui pouvait être attribué avant 1980. Il est issu d'une évolution de la loi de 1919 et appelé « concession autorisable » : la centrale fonctionne sous le régime de la concession jusqu'à l'échéance de celle-ci. A l'expiration de la concession, le fonctionnement peut être soumis à autorisation.

Enfin, le droit d'eau peut être régie par une convention avec le département, d'échéance déterminée. Le foncier est propriété de l'exploitant, mais il existe une jurisprudence qui a admis que les conventions avec le département étaient de même nature qu'une concession. Cette contradiction peut être source de contentieux.

L'exploitant peut également détenir un droit fondé en titre sur tout ou partie de la production de la centrale. Ce sont des droits d'usage de l'eau, exonérés d'autorisation et de renouvellement, car attribués avant la naissance du principe d'autorisation de l'exploitation des cours d'eau. Il ne peut devenir caduc que si les installations sont considérées à l'état de ruine totale par les services de l'état⁵.

II.D.4. La réforme du régime des concessions hydroélectriques

La plupart des concessions existantes sont et ont été attribuées pour une durée de 75 ans. A l'issue de cette période, les biens en concession font retour à l'État qui peut renouveler la concession ou l'attribuer à un autre opérateur. Ces dernières appartiennent en droit à l'État et sont exploitées par un concessionnaire pour son compte, qui peut continuer d'investir pour moderniser et accroître la puissance de l'équipement.

Dans le cas des sites exploités par Hydro Exploitations, le droit d'eau de Campagne-sur-Aude et Saint-Aventin sont sous le régime de l'autorisation. L'échéance du droit d'eau est 2056 pour la centrale

⁴ Source : syndicat France Hydro Electricité

⁵ Source : syndicat France Hydro Electricité

Campagne-sur-Aude et 2017 pour Saint Aventin. Le droit d'eau de cette dernière est en cours de renouvellement.

Les droits d'eau de Clairac, Labastidette, Rebouc et Touzac sont sous le régime de « concession autorisable ». L'échéance du droit d'eau est expirée pour les sites de Labastidette (2014) et Touzac (2016). Les droits sont en cours de renouvellement.

Le droit d'eau est une convention avec le département concernant la centrale de Mondavezan. Ce dernier expire cette année.

Le débat sur le renouvellement des concessions dure depuis de longues années. Il a été initié par une demande formulée en 2008 de la Commission européenne de mise en conformité du régime des concessions avec la directive sur les marchés publics qui régit, entre autres, le régime des concessions de divers types.

La Commission européenne enjoint la libéralisation du régime qui contraint le gouvernement à mettre en concurrence l'attribution des concessions à leurs échéances. Ce qui pose un problème pour les exploitants actuels notamment EDF et la CNR qui face à cette mesure font de la résistance.

La loi de transition énergétique de 2015 précise les éléments qui visent à amortir les effets négatifs de la mise en concurrence des concessions hydroélectriques. La loi prévoit la possibilité de créer des Sociétés d'Economie Mixte pour associer collectivités locales et acteurs privés afin d'exploiter les concessions hydroélectriques. Un cahier des charges très élaboré a été défini pour tenir compte des diverses sujétions publiques imposables aux exploitants de barrages et préciser les modalités de rénovation et d'amélioration des équipements, ainsi que les règles pour calculer la redevance que les concessionnaires doivent verser à l'Etat. Par ailleurs, pour toute nouvelle concession hydroélectrique, y compris lors d'un renouvellement, il est institué, à la charge du concessionnaire, au profit de l'Etat, une redevance proportionnelle aux recettes de la concession. Les recettes résultant de la vente d'électricité sont établies par la valorisation de la production aux prix constatés sur le marché.

En attendant, lorsque la concession est échue sans avoir été renouvelée, elle fonctionne sous le régime d'un « délai glissant », qui est une convention avec tacite reconduction.

Dans le cas d'Hydro Exploitations, les droits de quatre centrales sont en cours de renouvellement. Le degré de certitude quant au renouvellement n'est pour autant pas le même d'une centrale à l'autre.

- Le droit de la centrale St Aventin est échu depuis 2017 et est actuellement en cours de renouvellement. Il s'agissait d'une Autorisation qui devrait être facilement renouvelée.
- Le droit de Labastidette est échu depuis 2014 et celui de Mondavezan arrive à échéance cette année. Les deux sites se situent sur le même cours d'eau, le canal de St Martory, et la Société pourrait perdre ces deux concessions. L'intérêt pour ces deux centrales est important et d'autres concurrents sont déjà installés dans le même secteur. Concernant la centrale Labastidette, un dépôt de demande de renouvellement a été déposé en décembre 2007 et un dépôt de dossier de fin de titre a été envoyé en 2009.
- Le droit de la centrale de Touzac est arrivé à échéance en 2016. Il s'agissait d'une concession autorisable. Il n'y a aucune visibilité pour le moment sur la reconduction ou non de l'autorisation, les modalités de mise en concurrence ne sont pas encore connues.

II.D.5. Types de contrat de vente

Les producteurs ont la possibilité de bénéficier de contrats d'obligation d'achat avec EDF. Ces contrats prévoient le rachat de l'électricité produite à un prix supérieur au prix de marché actuel, parfois en contrepartie d'investissements de rénovation. Ils comportent des tarifs hiver et des tarifs été. Les textes législatifs et réglementaires ont fait évoluer ces contrats d'obligation d'achat⁶.

- Les **contrats H01** ont été mis en place par la loi du 10 février 2000. Leur durée est de 20 ans ;
- Les **contrats H07** ont été créés sur la base de l'arrêté du 1^{er} mars 2007. Leur durée est de 20 ans. Le prix de rachat se situe autour de 10 centimes par kWh, contre environ 5 centimes par kWh actuellement sur le marché libre ;
- Les contrats HR97 rénovation sont issus de l'arrêté du 10 août 2012 ;
- Les contrats H16 sont prévus par l'arrêté du 13 décembre 2016. Le prix de rachat est plus élevé que celui des contrats H07, 12 centimes par kWh environ, mais sont soumis à des obligations de travaux pour les installations qui ont déjà produit de l'électricité.

Les contrats d'obligation d'achat appartiennent à l'exploitant. Leur durée n'a pas de lien avec celle du droit d'eau, et ils sont cessibles. L'existence d'un contrat d'obligation d'achat peut être un argument pour négocier un renouvellement du droit d'eau, en échange de contreparties (notamment une augmentation des redevances versées par l'exploitant).

Les 7 centrales de la Société disposent d'un contrat de type H07 avec des termes allant de 2029 à 2034. Seul le site de Touzac vend une partie de sa production via le marché.

Tableau 2
Echéance des contrats de type H07 par centrale

	Campagne	Mondavezan	Labastidette	Clairac	Touzac	Rebouc	St-Aventin
Tarifification	H07	H07	H07	H07	1/2 H07	H07	H07
Date de passage H07	oct-12	avr-09	oct-14	oct-12	déc-13	oct-12	oct-11
Terme du contrat	oct-32	avr-29	oct-34	oct-32	oct-33	oct-32	oct-31

Source : Hydro Exploitations

⁶ Source : Hydro Exploitations et syndicat France Hydro Electricité

II.E. Analyse financière d'Hydro Exploitations

II.E.1. Analyse du compte de résultat

Hydro Exploitations publie ses états financiers selon les principes des normes comptables françaises et clôture ses comptes au 31 décembre.

Tableau 3
Compte de résultat consolidé d'Hydro Exploitations depuis 2013

Compte de résultat (k€)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Chiffre d'affaires	1 795,5	1 912,9	2 074,2	1 850,5	1 961,2	2 301,6
<i>Croissance</i>		6,5%	8,4%	(10,8%)	6,0%	17,4%
Autres produits d'exploitation	823,0	58,4	87,8	51,7	23,6	4,2
Coût des ventes	2,4	(4,1)	(1,3)	-	-	-
Marge brute	2 621,0	1 967,3	2 160,7	1 902,2	1 984,7	2 305,8
Coûts externes	(1 519,4)	(1 186,1)	(1 110,0)	(1 056,0)	(1 020,6)	(1 179,1)
Autres produits et charges opérationnels courantes	(147,6)	(227,5)	(292,8)	(303,5)	(310,0)	(312,1)
EBITDA	954,0	553,6	757,9	542,6	654,2	814,6
<i>Marge d'EBITDA (%)</i>	53,1%	28,9%	36,5%	29,3%	33,4%	35,4%
Dotations nettes Amortissements	(509,7)	(623,4)	(586,4)	(570,3)	(609,1)	(584,4)
Dotations nettes Provisions	(0,0)	(0,9)	(0,0)	(6,5)	(0,7)	-
EBIT	444,2	(70,8)	171,5	(34,2)	44,4	230,2
<i>Marge d'EBIT (%)</i>	24,7%	-3,7%	8,3%	-1,8%	2,3%	10,0%
Résultat financier	(76,6)	(114,9)	(94,8)	(81,9)	(54,6)	(41,3)
Résultat courant avant impôts	367,7	(185,7)	76,6	(116,1)	(10,2)	188,9
Résultat exceptionnel avant impôts	92,7	(53,0)	75,4	83,2	2,2	49,6
Impôts totaux	(138,2)	(2,4)	(9,5)	(0,4)	(0,6)	12,5
Résultat des entreprises intégrées	322,2	(241,0)	142,6	(33,3)	(8,6)	251,1
Dotations aux amortissements des écarts d'acquisition	(144,1)	(144,1)	(144,1)	(144,1)	(144,1)	(144,1)
Minoritaires		-	-	-	-	-
Mise en équivalence						
Résultat net des activités abandonnées						
Résultat net comptable part du groupe	178,1	(385,1)	(1,5)	(177,4)	(152,7)	107,0
<i>Marge nette part du groupe (%)</i>	9,9%	(20,1%)	(0,1%)	(9,6%)	(7,8%)	4,6%

Source : Hydro Exploitations

Chiffre d'affaires

Il est lié aux tarifs de rachat et aux conditions hydrologiques. Celles-ci se sont améliorées entre 2016 et 2018 : la production est passé de 22 751 MWh à 28 887 MWh. L'année 2018 peut néanmoins être considérée comme exceptionnelle. A l'inverse de 2017, l'exercice a été marqué par une bonne hydraulité.

Entre 2013 et 2018, le chiffre d'affaires a baissé uniquement au cours de l'exercice 2016, où la production avait chuté de - 2 740 MW. Sur la période observée, la croissance annuelle est de 5,1% en moyenne (pour une croissance moyenne de la production de 2,5%). Cette hausse s'explique en partie par le passage d'un tarif de marché à un contrat d'obligation d'achat H07, respectivement courant 2013 et courant 2014 pour les centrales Touzac et Labastidette.

Marge brute

La croissance de la marge brute n'a pas suivi celle du chiffre d'affaires. Au contraire, elle a reculé de 2,5% en moyenne entre 2013 et 2018 et le taux de marge est passé de 146,0% à 100,2%.

Ce recul a été provoqué par la quasi-disparition des subventions d'exploitation (388,3 K€ en 2013 à 2,1 K€ en 2018). L'exercice 2013 avait également bénéficié de produits d'assurance de 434,1 K€ suite à un sinistre machine. Ces éléments expliquent l'importante baisse de la marge brute entre 2013 et 2014 (-24,9%). En 2016, elle recule à nouveau, cette fois-ci en raison de la baisse de la production.

EBITDA et EBIT

EBITDA et EBIT ont suivi l'évolution de la marge brute. La répercussion n'a cependant pas été intégrale, notamment en 2014 et 2016, grâce au recul des charges opérationnelles. Ce recul a permis de limiter la détérioration des marges, qui ont atteint leur niveau le plus bas en 2014. Les exercices 2014 et 2016 se sont soldés par une perte opérationnelle au niveau de l'EBIT. Le niveau des dotations aux amortissements est particulièrement important. Il s'agit d'amortissements de caducité⁷ pour prendre en compte les échéances de droits d'eau au cas où ces derniers ne seraient pas renouvelés.

Autres éléments du compte de résultat

La renégociation des lignes de crédits bancaires a permis de baisser les frais financiers. Le résultat net comptable part du groupe, après amortissement de l'écart d'acquisition des filiales Cerbère et Saint Aventin, est positif en 2018 après avoir été négatif quatre années consécutives.

⁷ Amortissements destinés à ramener la valeur comptable d'une centrale à zéro avant l'échéance du droit d'eau

II.E.2. Analyse du bilan

Tableau 4
Bilan consolidé d'Hydro Exploitations depuis 2013

Bilan (k€)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Immobilisations incorporelles	1 887,7	1 754,6	1 600,0	1 445,4	1 300,8	1 155,0
<i>dont survaleur</i>	<i>1 860,4</i>	<i>1 716,3</i>	<i>1 572,2</i>	<i>1 428,1</i>	<i>1 284,0</i>	<i>1 139,9</i>
Immobilisations corporelles	4 869,3	5 104,2	4 578,7	4 839,5	4 576,9	4 022,3
Stocks	3,6	-	-	-	-	-
Créances d'exploitation	1 373,8	591,8	354,3	692,6	483,5	591,0
Actif d'exploitation	8 134,4	7 450,6	6 533,0	6 977,5	6 361,2	5 768,2
Immobilisations financières	1,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Trésorerie	552,4	348,7	935,6	826,2	1 351,5	1 921,5
Actifs destinés à la vente						
Actif total	8 688,0	7 815,4	7 484,8	7 819,9	7 728,8	7 705,8
<i>% act immo / actif exploitation</i>	<i>83,1%</i>	<i>92,1%</i>	<i>94,6%</i>	<i>90,1%</i>	<i>92,4%</i>	<i>89,8%</i>
Fonds propres PdG	4 003,1	3 421,2	3 419,7	3 242,2	3 089,6	3 196,6
Minoritaires	-	-	-	-	-	-
Autres fonds propres	46,6	128,7	321,6	521,7	722,0	923,6
Provisions	311,7	322,5	268,7	207,0	242,2	223,4
<i>Dettes financières nettes</i>	<i>1 995,6</i>	<i>2 860,4</i>	<i>1 940,7</i>	<i>1 741,1</i>	<i>1 261,8</i>	<i>293,4</i>
Dettes financières brutes	2 548,0	3 209,1	2 876,3	2 567,3	2 613,3	2 214,8
Dettes d'exploitation	1 778,6	733,9	598,5	1 281,6	1 061,8	1 147,4
Passif total	8 688,0	7 815,4	7 484,8	7 819,9	7 728,8	7 705,8

Source : Hydro Exploitations

Composition du bilan

Le bilan d'Hydro Exploitations reflète la nature capitalistique de son activité de service public et son historique d'acquisitions : fin 2018, les immobilisations corporelles représentaient 69,7% de l'actif d'exploitation et les survaleurs 19,8%. La contrepartie de la présence des actifs de concessions est un poste « droits des concédants » enregistré en autres fonds propres, qui fin 2018, représente 12,0% du passif et correspond aux amortissements de caducité cumulés.

A fin 2018, la trésorerie se compose intégralement de disponibilités. La bonne production, la réduction des dépenses d'investissements et d'entretien ajoutée à la non distribution de dividendes ont permis de reconstituer la trésorerie et de la porter à 1 921 K€ sur le groupe contre 1 351 K€ fin 2017.

II.E.3. Analyse du tableau de flux

Tableau 5
Tableau de flux consolidé d'Hydro Exploitations depuis 2013

Flux de trésorerie (k€)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Capacité d'autofinancement	775,8	394,0	675,2	475,4	634,8	816,7
Variation du BFR	(452,9)	279,1	177,1	70,5	261,0	(23,2)
Flux générés par l'activité	322,9	673,1	852,3	546,0	895,8	793,6
Investissements en immobilisations	(603,0)	(1 405,5)	(126,4)	(547,4)	(619,4)	(28,0)
Cession d'immobilisations	184,8	-	-	-	0,8	-
Investissements financiers nets	(0,2)	(15,0)	-	-	-	-
Cession d'immos financières	0,2	-	-	0,0	(0,0)	-
Acquisition et cession de filiales						
Flux liés aux opérations d'investissement	(418,2)	(1 420,5)	(126,4)	(547,4)	(618,6)	(28,0)
Dividendes versés (y.c. rachat d'actions)	(159,9)	(196,8)	-	-	-	-
Autre variation des fonds propres	-	-	-	-	-	-
Variation des autres fonds propres	46,6	82,1	192,9	200,1	200,3	201,5
Encaissement net d'emprunts	359,7	646,5	(320,0)	(354,3)	93,9	(397,1)
Subventions d'investissement reçus						
Flux liés aux opérations de financement	246,4	531,8	(127,0)	(154,2)	294,3	(195,6)
Variation de trésorerie hors change	151,1	(215,6)	598,9	(155,7)	571,5	570,0
Incidence des variations de change						
Variation de trésorerie	151,1	(215,6)	598,9	(155,7)	571,5	570,0

Source : Hydro Exploitations

Malgré ses pertes nettes entre 2014 et 2017, Hydro Exploitations a généré suffisamment de flux financiers pour se désendetter massivement. Ce désendettement s'est effectué davantage par l'augmentation de la trésorerie que par la baisse de la dette brute.

BFR

La saisonnalité de l'activité se répercute sur le BFR. Ce dernier est faible au troisième trimestre et important au second. Les créances d'exploitation sont des créances EDF, qui paie chaque mois à 30 jours.

Investissements

Les investissements sont principalement liés aux travaux réalisés dans les centrales, et correspondent majoritairement à des investissements corporels (investissements destinés à obtenir de nouveaux contrats d'obligation d'achat, investissements de mise en conformité, notamment écologique, investissements de rénovation). Ils sont volatiles d'un exercice sur l'autre. Ils représentaient 73,5% du chiffre d'affaires en 2014 et seulement 1,2% en 2018. En moyenne, ils représentent 27,8% du chiffre d'affaires sur les 5 derniers exercices, ce qui souligne le caractère capitalistique de l'activité.

Distribution de dividendes

Hydro Exploitations n'a plus versé de dividendes depuis 2014 (au titre de l'exercice 2013) et privilégie depuis lors le désendettement. Le rapport de gestion 2018 ne mentionne pas de changement de politique de versement de dividende dans les années à venir.

II.F. Environnement opérationnel : matrice *SWOT*

Barrières à l'entrée et nouveaux entrants

Malgré le caractère capitalistique de l'activité, les barrières à l'entrée apparaissent faibles, en particulier pour les centrales de Labastidette et Mondavezan. Labastidette fonctionne sous un régime de concession autorisable, qui est expirée depuis 2014. Mondavezan fonctionne sous un régime de convention avec le département. Le droit d'eau expire à la fin de l'année.

Le Syndicat Mixte Eau Assainissement (ci-après « **SMEA** »), qui gère les eaux du canal de Saint Martory, sur lequel se situent les deux centrales, s'est positionné pour le renouvellement des droits d'eau à son profit. Les droits d'eau d'Hydro Exploitations semblent donc très menacés.

Dans le cas de Mondavezan, Hydro Exploitations est propriétaire du terrain et n'a pas obligation de le vendre, mais des cas de jurisprudence ont remis en question ce point. Une procédure contentieuse est possible.

Le renouvellement du droit d'eau de la centrale de Touzac semble également incertain.

En revanche, les droits d'eau des autres centrales (Rebouc, Clairac, Saint Aventin et Campagne-sur-Aude) ont une échéance lointaine ou possèdent une très forte probabilité de renouvellement.

Modèle économique et risque technologique

Le modèle économique est menacé par le changement climatique, bien plus que par d'éventuelles disruptions technologiques. L'amplitude des précipitations est destinée à s'élargir, ce qui aura un impact négatif sur la production des centrales, en particulier sur celles de basse chute (Campagne-sur-Aude, Clairac, Rebouc et Touzac). Seules Labastidette et Mondavezan, qui turbinent les eaux du canal de Saint-Martory, sont immunisées vis-à-vis de ce facteur, mais leur droit d'eau est menacé.

Sensibilité à l'environnement économique

Elle est faible. Les prix de vente sont majoritairement protégés par des contrats d'obligation d'achat, même si une mauvaise conjoncture économique peut très indirectement déboucher sur des contrats moins favorables.

De plus, le contrat d'obligation d'achat de Saint Aventin court jusqu'en 2031, mais Hydro Exploitations a la possibilité de le renégocier pour un contrat plus favorable à partir de 2021. Néanmoins, les renégociations de contrats impliquent des contreparties en termes de travaux. A Saint Aventin, il faudrait investir 4 à 5 M€.

Risque réglementaire

Le risque réglementaire est très élevé, en particulier au niveau du renouvellement des droits d'eau.

Risque systémique

Rebouc et Saint Aventin sont situés dans les Pyrénées, qui est considérée comme une zone sismique (risque moyen).

Outil de production / besoins d'investissements

Les centrales de Rebouc, et de Clairac (brèche dans le barrage), sont en mauvais état et nécessitent des travaux.

A Clairac, des travaux de rénovation et de mise en sécurité sont déjà prévus pour 2020, pour un montant de 5 à 6 M€ (le conseil départemental participerait à 50% aux travaux sur l'ouvrage, pour 100 à 150 K€). En contrepartie, Hydro Exploitations est en train de négocier un allongement du droit d'eau.

Capacité à maintenir les marges en environnement moins favorable

L'essentiel des coûts sont fixes. Dès lors, le niveau des marges est très sensible aux conditions hydrologiques, auxquelles les centrales, à l'exception de Labastidette et Mondavezan, sont très exposées.

Synthèse de l'analyse sur les forces et faiblesses d'Hydro Exploitations

Figure 10 : Analyse SWOT d'Hydro Exploitations

Forces	Faiblesses
L'hydroélectricité est une énergie renouvelable, non émettrice de CO ₂	Forte sensibilité des marges au niveau de la production, elle-même très sensible aux conditions hydrologiques
Énergie renouvelable, équipements et concessions dont la durée de vie est longue, puissance électrique modulable	Etat des centrales de Rebouc et de Clairac en particulier
Contrats d'achat longue durée, source de revenus pour les communes et collectivités territoriales	Investissements initiaux conséquents
L'hydroélectricité respecte l'état écologique des rivières grâce à toutes les mesures environnementales	L'hydroélectricité produite par des installations au fil de l'eau est soumise aux aléas des apports naturels en eau des rivières
Opportunités	Menaces
Possibilité de renégocier le contrat d'obligation d'achat	Perte des droits d'eau de certaines centrales, en particulier Labastidette, Mondavezan et Touzac
L'ambition gouvernementale et les appels d'offres à venir	Etiage des cours d'eau suite aux changements climatiques
	Les réglementations écologiques et environnementales

Source : Associés en Finance

III. Evaluation d'Hydro Exploitations

Nous avons procédé à notre propre évaluation des titres de la Société en se fondant sur une approche multicritère basée sur différentes méthodes retenues. Certaines méthodes d'évaluation de titres de société ont été écartées.

III.A. Méthodologies d'évaluation écartées

III.A.1. Méthode de l'actif net réévalué

La méthode de l'actif net réévalué permet de calculer une valeur théorique des capitaux propres en procédant à une revalorisation en valeur de marché des actifs et passifs. Cette méthode est particulièrement pertinente pour des sociétés holdings, mais n'est pas satisfaisante dans le cadre de la valorisation d'Hydro Exploitations, dans la mesure où elle ne permet pas d'appréhender pleinement l'activité de la Société à l'inverse des méthodes de valorisation par actualisation des flux prévisionnels qui ont été retenues.

III.A.2. Valorisation par les dividendes

Cette approche consiste à évaluer une entreprise sur la base de la valeur actualisée de ses dividendes futurs. Cette méthode n'a pas été retenue pour l'évaluation de la Société, dans la mesure où la Société ne verse pas de dividende.

III.A.3. Objectifs de cours des analystes

La Société a été introduite sur le Marché Hors-Cote en 1975, puis a été coté sur le Marché Libre, qui lui a succédé, en 1996. Le Marché Libre est devenu Euronext Access en juin 2017. La Société n'est pas suivie par des analystes. Par conséquent, nous n'avons pas pu mettre en œuvre de méthode de valorisation fondée sur les objectifs de cours des analystes.

III.A.4. Valorisation par les transactions comparables

La méthode des transactions comparables se fonde sur l'observation des multiples constatés lors des opérations de fusions-acquisitions récentes jugées comparables en termes d'activité et de contexte transactionnel, géographique et temporel, dont les conditions financières ont été rendues publiques. Cette méthode se heurte couramment à l'absence de données fiables sur ces multiples ou à la faiblesse du nombre de transactions récentes sur des sociétés réellement comparables. Dans le cas présent, aucune information publique et complète n'est disponible sur les conditions financières de transactions comparables.

En l'absence de données financières exploitables sur les conditions de ces transactions, cette méthode de valorisation ne peut être retenue.

III.A.5. Méthode des comparables boursiers

La méthode des comparables boursiers consiste à déterminer la valeur d'une société par l'observation des multiples auxquels s'échangent les titres de sociétés cotées du même secteur et par l'application de ces multiples aux agrégats correspondants pour la société étudiée. La pertinence de cette méthode analogique est liée à la possibilité de disposer d'un échantillon de groupes similaires en termes de profil de risque, de secteur d'activité, de géographie, de taille et de rentabilité, mais aussi à la stabilité et à la régularité des niveaux de marges et de croissance sur l'horizon de mise en œuvre de ce type de méthode (en général prévisions à deux ou trois ans).

Les sociétés cotées comparables à Hydro Exploitations sont rares. Par ailleurs, la Société ne peut être comparée à des sociétés cotées à l'étranger car les conditions tarifaires ne sont pas identiques et les durées de concession différentes.

La méthode de valorisation par l'application des multiples constatés sur les sociétés comparables ne peut être utilisée, tant pour des raisons de typologie d'activité, de répartition géographique que de taille.

III.B. Méthodes de valorisation retenues

Détermination du nombre d'actions

À fin 2019, le capital d'Hydro Exploitation est composé de 123 000 actions. Il n'existe aucun autre instrument donnant accès à son capital. Le nombre d'actions retenu pour la valorisation est donc de 123 000 actions.

III.B.1. Actif net comptable (ANC)

L'évaluation par la valeur comptable des capitaux propres consolidés est une méthode patrimoniale fondée sur une logique de coûts historiques qui ne rend qu'imparfaitement compte du potentiel d'évolution future de la Société. Cependant, la mise en œuvre de cette méthode est recommandée dans le cadre d'offres dites de retrait, pour lesquelles elle constitue une référence de valorisation. Au 30 décembre 2019, l'actif net par action ressortant des derniers comptes publiés par Hydro Exploitations s'établit à 25,98 € par action.

III.B.2. Examen du cours de bourse

La Société a été introduite sur le Marché hors cote, en 1975 puis sur le Marché Libre (Euronext Access) le 19 juin 2017. Comme indiqué précédemment, le prix de la présente Offre a été établi à 69,34€ par action.

L'examen de l'évolution du cours de l'action Hydro Exploitations s'étend jusqu'au 30 décembre 2019 où il a clôturé à 58 €. Depuis cette date, des titres ont été échangés le 15 janvier 2020.

Analyse sur longue période

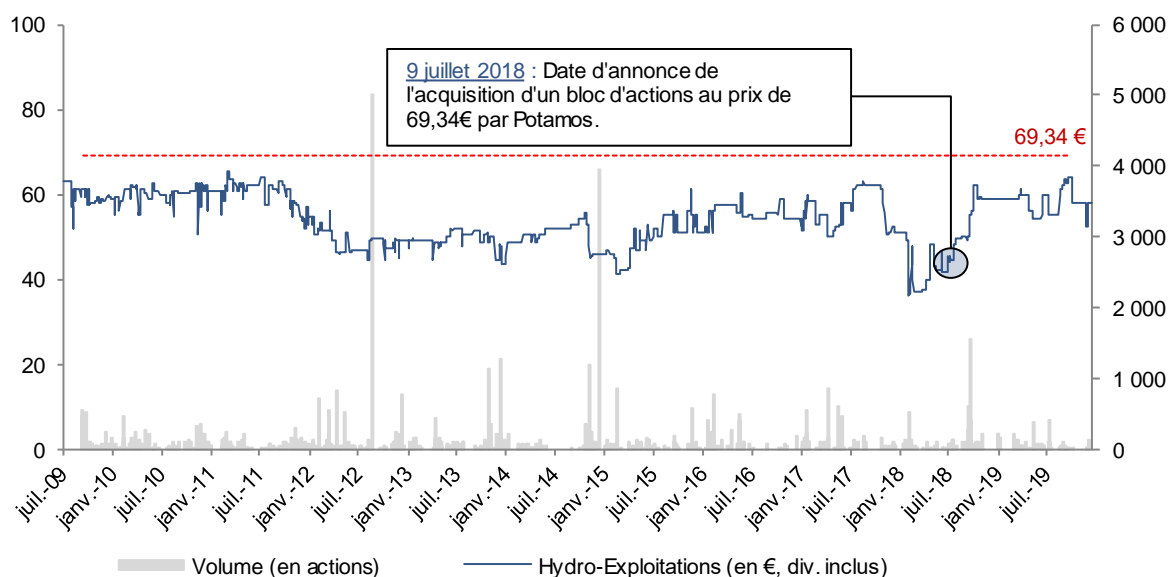
Entre 2009 et fin 2017, le cours de l'action a oscillé entre 41€ et 65€. Début 2018, le cours a baissé pour atteindre son plus bas historique sur les dix dernières années, à 36€ le 16 février 2018. Entre cette date et l'acquisition des titres de la famille Ferri en juillet 2018, le cours a évolué en moyenne autour de 40€.

Depuis l'acquisition du bloc de contrôle, en juillet 2018 au prix de 69,34€, le cours a progressé pour atteindre 64€ début octobre 2019, avant de reculer à 45,20 € début janvier 2020.

Il convient de souligner que les volumes échangés sur le titre Hydro Exploitations sont très faibles et s'établissent, sur un an, à 11,5 actions échangées en moyenne par jour.

En dehors des deux blocs acquis sur la base d'un cours à 69,34€, la société a procédé à des achats sur le marché, à un cours oscillant entre 44,5€ et 50€ entre juillet 2018 et octobre 2018 et entre 55€ et 62€ entre octobre 2018 et septembre 2019. La société Potamos n'a jamais acquis de titres sur le marché à un cours supérieur au prix d'Offre.

Figure 11
Evolution boursière de l'action Hydro Exploitations sur longue période (depuis juillet 2009)



Sources : Capital IQ

Volumes échangés : une action dont la liquidité est faible

Le titre Hydro Exploitations n'est pas coté en continu mais sous le système du double fixing (dans lequel les transactions sont centralisées deux fois par séance pour donner lieu à cotation éventuelle, à 11h30 et à 16h30). Les volumes échangés sur le titre Hydro Exploitations ont en pratique été très faibles sur les 12 derniers mois comme illustré dans le Tableau 6. Le nombre d'actions échangées en moyenne sur cette période s'est établi à 11,5 par séance de bourse (hors prise en compte du bloc acquis en octobre 2019). En cumul, 2 945 actions ont été échangées au cours des 12 derniers mois, ce qui représente 14% du flottant de la société, et un montant total de 170 K€.

Sur cette même période (arrêtée au 30 décembre 2019), l'action Hydro Exploitations n'a donné lieu à des échanges que lors de 13,7% des séances de bourse.

Les faibles volumes échangés sont le reflet de la faible liquidité du titre ce qui explique aussi qu'Hydro Exploitations ne soit suivi par aucun analyste financier.

Tableau 6
Volumes échangés sur l'action Hydro Exploitations

Date	Cours de clôture	Nbre moyen d'actions échangées	Montants moyens échangés (M€)	/ # total d'actions (%)	/ # total flottant (%)	Nbre cumulé d'actions échangées	Montants cumulés échangés (€)	/ # total d'actions (%)	/ # total flottant (%)
30-déc.-19	58,00	10,0	580,0	0,01%	0,05%	10,0	580,0	0,01%	0,05%
Moy. 1M	56,26	7,2	414,3	0,01%	0,03%	136,0	7 871,5	0,11%	0,64%
Moy. 3M	58,48	2,6	154,5	0,00%	0,01%	166,0	9 731,5	0,13%	0,78%
Moy. 6M	58,52	7,5	434,5	0,01%	0,04%	967,0	56 044,5	0,79%	4,55%
Moy. 9M	58,01	10,0	568,5	0,01%	0,05%	1 912,0	109 152,5	1,55%	9,00%
Moy. 12M	58,25	11,5	664,5	0,01%	0,05%	2 945,0	170 099,5	2,39%	13,86%

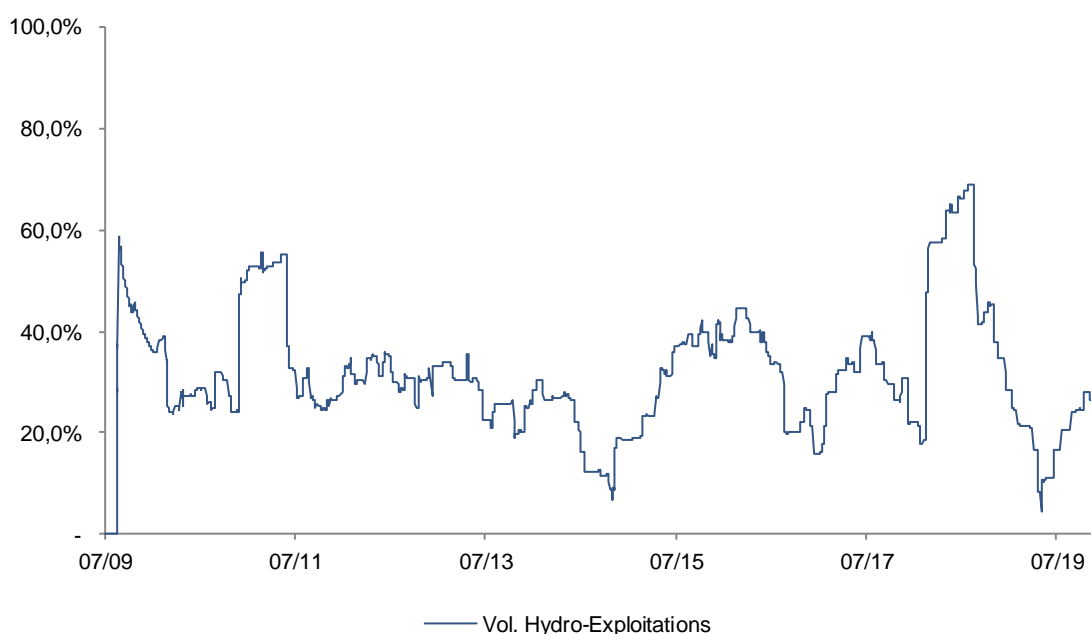
Sources : Capital IQ

Volatilité du cours de l'action Hydro Exploitations

La volatilité du cours d'une action est une mesure de l'incertitude sur sa rentabilité, calculée ici à partir de performances boursières. La volatilité ci-dessous est calculée sur la base de séries de rentabilité quotidienne historiques du cours ajusté de Hydro Exploitations (6 mois). Au cours de ces dix dernières années, la volatilité d'Hydro Exploitations a évolué entre 4% et 70%. Après un pic en juillet 2018 à 70%, la volatilité du titre a décliné jusqu'à atteindre 4% en mai 2019. Depuis ce plus bas, la volatilité de l'action Hydro Exploitations est légèrement remonté pour s'établir à 30,5% au 30 décembre 2019.

La forte volatilité du titre à certaines périodes, comme illustrée dans la Figure 12 relève en grande partie d'un effet mécanique dû aux faibles volumes échangés et à sa faible liquidité : l'action de la Société n'étant échangée qu'épisodiquement et la profondeur du carnet d'ordre étant réduite, le passage d'un ordre significatif peut avoir un effet important sur le cours de l'action, engendrant de la volatilité

Figure 12
Volatilité 6 mois de l'action Hydro Exploitations sur longue période (depuis juillet 2009)



Sources : Capital IQ

Prime extériorisée par l'offre volontaire de rachat

Les périodes indiqués dans le tableau correspondent aux mois d'ouverture de la Bourse de Paris (et non aux seuls jours de cotation du titre Hydro Exploitations).

Le prix de l'offre volontaire de rachat de 69,34 € extériorise des primes significatives. Ce prix d'Offre s'établit à un niveau supérieur de +19,6% au cours ajusté du 30 décembre 2019 et extériorise des primes de respectivement +23,2%, 18,6% et 18,5% par rapport aux cours ajustés sur 1, 3 et 6 mois de bourse (Tableau 7).

Depuis le début de l'année 2020, des échanges ont eu lieu un seul jour, le 15 janvier. Le prix d'Offre extériorise une prime de 53,4% par rapport au cours de clôture du 15 janvier 2020 (45,20 €).

Tableau 7
Cours moyen ajusté au 30 décembre 2019 et écart par rapport au prix de l'offre volontaire de rachat

Données boursières	Cours	Prime	
Cours de clôture au 30 décembre 2019	58,00	19,6%	
Moyenne des cours de clôture sur 1 mois	56,26	23,2%	
Moyenne des cours de clôture sur 3 mois	58,48	18,6%	
Moyenne des cours de clôture sur 6 mois	58,52	18,5%	
Moyenne des cours de clôture sur 9 mois	58,01	19,5%	
Moyenne des cours de clôture sur 12 mois	58,25	19,0%	
Plus haut sur 12 mois	15-oct.-19	64,00	8,3%
Plus bas sur 12 mois	13-déc.-19	52,50	32,1%

Source : CapitalIQ

Sur les 12 derniers mois arrêtés au 30 décembre 2019, le cours du titre n'a jamais atteint un cours équivalent au prix d'offre de 69,34 € (le pic sur la période s'est établi à 64 € entre le 3 octobre et le 15

octobre 2019). Sur une plus longue période, le cours de l'action Hydro Exploitations a été supérieur au prix de l'offre de 69,34€ notamment sur l'intervalle mars 2006 – avril 2011 avec un plus haut à 84€ le 18 avril 2007.

Par la suite le cours de l'action hydro Exploitations a toujours été inférieur au prix d'Offre qui extériorise une prime comprise entre 8,3% et 32,1% sur les 12 derniers mois de bourse, à fin décembre 2019.

III.B.3. Référence à la dernière transaction sur le capital

L'Offre fait suite à un processus de transition actionnariale engagé en 2018 suite à la volonté de la famille Ferri, actionnaire majoritaire, de céder sa participation. Pour se faire, la famille Ferri a mandaté la société Envinergy pour mettre en place un appel d'offres organisé auprès d'une dizaine d'investisseurs. La société Potamos a été retenue à l'issue du processus d'enchères pour l'acquisition de la participation de la famille Ferri dans Hydro Exploitations. En juillet 2018, la société Potamos a acquis un bloc de 63% du capital d'Hydro Exploitations, lui conférant le contrôle de la société. Le prix de transfert effectif du bloc était de 69,34€ par action.

Le prix d'achat du bloc de contrôle constitue une référence à titre principal de l'analyse multicritère, le prix fixé découlant d'un processus compétitif. Par ailleurs, le cédant étant le fondateur de la Société et actionnaire historique de la Société, il est en parfaite capacité d'apprécier la pertinence du niveau de prix offert, ce dernier incorporant de plus la prime de contrôle auquel il renonce.

III.B.4. Méthode d'actualisation des flux de trésorerie

Methodologie

En tenant compte des éléments financiers constatés sur les dernières années et des éléments de contexte économique et concurrentiel, Hydro Exploitations a été modélisé selon les principes utilisés de manière indépendante par Associés en Finance pour la mise en œuvre du modèle Trival® (cf. Annexe). Le modèle Trival® est utilisé selon deux modes opératoires, à partir des mêmes prévisions élaborées par le bureau d'analystes financiers d'Associés en Finance : un modèle de valorisation *DCF to Equity*, qui prend en compte des prévisions de flux disponibles pour les actionnaires après intégration de contraintes d'endettement ou de trésorerie nette minimale et qui aboutit à la détermination de la valeur des fonds propres, et un modèle de valorisation *DCF to Firm* qui intègre les mêmes flux prévisionnels, avant prise en compte des éléments financiers et qui aboutit à la détermination d'une valeur d'entreprise, puis d'une valeur des fonds propres après déduction de la dette nette et autres éléments correctifs.

Ces deux modèles de valorisation, *DCF to Equity* et *DCF to Firm*, sont liés l'un à l'autre par l'utilisation des mêmes flux prévisionnels et des mêmes méthodologies d'estimation des risques opérationnels. Ils ne divergent l'un de l'autre que par l'exploitation des données qui en est faite. Les primes de marché qui résultent de ces calculs sont régulièrement diffusées par Associés en Finance auprès de ses clients, indépendamment et préalablement à la présente mission d'expertise.

Estimation des flux prévisionnels, plan d'affaires 2018-2034 communiqué par la Société et prorogés par Associés en Finance

Les travaux d'Associés en Finance reposent sur le plan d'affaires établi par la Société sur la période 2018-2034. Ce document détaille l'évolution du chiffre d'affaires par centrale, puis au niveau du groupe consolidé l'excédent brut d'exploitation, le résultat courant avant impôts et le résultat net.

Le plan d'affaires élaboré par la Société ne tient pas compte du risque de perte de quatre centrales en particulier dont les durées de concession sont arrivées à échéance. Il n'inclut également pas les investissements nécessaires liés à des travaux de sécurisation, de maintenance ou encore des

investissements qui permettraient d'augmenter la production et/ou obtenir un contrat d'achat plus avantageux (contrat H16). La raison de la non prise en compte des investissements nécessaires à venir est l'incertitude liée au renouvellement des contrats d'exploitation dont les négociations pour 4 sites sont en cours avec les autorités compétentes.

Par ailleurs, le plan d'affaires suppose implicitement la prorogation de toutes les centrales, or il existe une forte probabilité pour que certaines concessions ne soient pas renouvelées. Ceci induit un risque d'exécution du plan d'affaires.

Après discussion avec la Société et analyse des différentes concessions, nous avons retenu comme hypothèses :

- Une actualisation des flux jusqu'en 2022 pour les centrales de Labastidette, Mondavezan et Touzac dont les concessions ont une forte probabilité de ne pas être renouvelées. Les dossiers sont gérés par les administrations dans le cadre des procédures de fin de concession et la Société ne dispose d'aucune visibilité. Nous avons retenu 2022 car cette échéance correspond à la fin d'environ 150 concessions appartenant à EDF, opérateur historique dans ce secteur qui exploite plus de 80% des installations. Cela constitue une occasion pour l'Etat de se conformer au droit européen et, plus particulièrement, aux mises en demeure de la Commission européenne qui dénonce le statu quo.
- Concernant la centrale de Cerbère dont la durée de concession a expiré, la société est confiante sur l'obtention d'une prolongation. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte a mis en place des mécanismes de report de l'échéance des concessions hydrauliques. En contrepartie de cette prolongation, la société s'engage à réaliser des travaux nécessaires à l'atteinte de la politique énergétique générale, pris en compte dans notre modélisation en 2021.
- Pour les concessions de Saint-Aventin et Clairac, nous avons tenu compte d'investissements en 2022 qui permettraient d'accroître la production et l'obtention de nouvelles conditions tarifaires.
- Concernant la concession de Campagne sur Aude, le plan d'affaires a été prorogé jusqu'en 2056 (échéance du droit d'eau)

Eléments de passage de la valeur d'entreprise à la valeur des fonds propres

Sur la base des comptes au 31 décembre 2018 et de la dette financière nette à fin septembre 2019, communiquée par la Société, Associés en Finance a pris en compte les éléments suivants pour passer de la valeur d'entreprise à la valeur des fonds propres de Hydro Exploitations (i) l'endettement financier net et (ii) les provisions pour retraites.

III.B.4.a. Estimation du coût du capital

Nous avons retenu un coût moyen pondéré du capital de la Société, calculé selon la formule du MEDAF, pour actualiser les flux de trésorerie futurs. Ce coût est estimé à 6,86 % sur la base (i) d'un coût des fonds propres conforme à la méthodologie utilisée par Associés en Finance pour son modèle Trival®, (ii) d'un coût de la dette avant impôt de 1,62% et (iii) d'un *gearing* cible de 50%.

Calcul du coût des fonds propres d'Hydro Exploitations :

Il prend en compte l'ensemble des risques subis par les actionnaires et la liquidité du titre.
Le risque relatif d'Hydro Exploitations résulte des éléments suivants :

- Sur la base de l'analyse de forces / faiblesses présentée à travers la matrice SWOT (Figure 6) et des fondamentaux de l'environnement opérationnel, le risque de prévision pour les activités de vente d'électricité s'établit à 1 sur une échelle de 1 à 9, c'est-à-dire au niveau de risque des sociétés de concessions à prix garantis dans le modèle Trival®. Cette note prend en considération la forte visibilité des flux, notamment dans le cadre d'une modélisation en *run-off*.
- Le risque financier s'établit à 3 sur une échelle de risque croissant de 1 à 5. Il reflète la structure financière actuelle de la Société.
- Le risque sectoriel s'établit à 0,73 à fin décembre 2019, sur la base du bêta boursier de l'indice *Euro Stoxx Utilities*.

Par ailleurs, le modèle Trival® prend en compte l'impact de la liquidité sur le coût des fonds propres des sociétés : la liquidité de chaque société est appréciée au travers de la taille de son flottant et des montants absorbables. Il s'explique par une capitalisation boursière de la Société nettement inférieure à l'échantillon de sociétés suivies dans Trival® et une très faible liquidité comme illustrée dans la section III.B.2.

Sur la base des paramètres de marché calculés en moyenne sur trois mois à fin décembre 2019, le coût des fonds propres après impôt s'établit à 12,65%. Il tient compte de la faible liquidité du titre en bourse.

Le coût moyen pondéré du capital qui en découle s'établit à 6,86%.

III.B.4.b. Résultats de la valorisation par l'actualisation des flux de trésorerie

Les résultats obtenus par la méthode *DCF to Firm* sont synthétisés dans le Tableau suivant.

Tableau 8
Résultat de la valorisation d'Hydro Exploitations par la méthode *DCF to Firm* à fin décembre 2019 (K€)

	en K€
Valorisation d'Hydro Exploitations	
Valeur d'entreprise	6508,2
Trésorerie nette / (Dette nette) au 31/09/2019	(106)
Provisions pour retraites fiscalisées	(6)
Valeur des fonds propres	6396,2
Nombre d'actions Hydro Exploitations	123 000
Valeur par action Hydro Exploitations (en €)	52,00 €
Prime sur le prix d'Offre	33,3%

Source : Associés en Finance

III.B.4.c. Analyse de sensibilité de la valorisation

Le Tableau suivant présente la sensibilité de la valorisation de la Société au taux d'actualisation.

Tableau 9
Sensibilité de la valorisation par la méthode *DCF to Firm*

	WACC				
	5,86%	6,36%	6,86%	7,36%	7,86%
Valeur d'entreprise	7 639	7 052	6 508	6 004	5 537
Valeur des fonds propres	7 527	6 940	6 396	5 892	5 425
Valeur par action Hydro Exploitations (en €)	61,19	56,42	52,00	47,90	44,10
Prime sur le prix d'Offre	13,3%	22,9%	33,3%	44,7%	57,2%

Source : Associés en Finance

IV. Conclusion

Courant janvier 2020, la société Potamos indiquera son intention de lancer une offre volontaire de rachat suivie d'un retrait éventuel du marché Euronext Access dans la mesure où l'Initiateur détiendrait, à l'issue de l'Offre, une participation supérieure ou égale à 90%.

L'Offre porte sur la totalité des actions existantes non détenues par l'Initiateur (soit 26 111 actions) au prix de 69,34€, étant précisé qu'il n'existe aucun instrument donnant accès, immédiatement ou à terme, au capital société de la Société.

Associés en Finance a été désigné en qualité d'expert indépendant afin d'attester le caractère équitable du prix proposé par la société Potamos aux actionnaires de la Société dans le cadre de l'Offre sur les actions de la Société.

Sur les 12 mois ayant précédé le 30 décembre 2019 (dernier jour où des titres ont été échangés), le cours de l'action a oscillé entre 52,5 € et 64 €. Le marché est très peu réactif aux annonces de la Société, qui n'est pas suivie par les bureaux d'analyse financière. Dans ce contexte de très faible liquidité de l'action, avec 2,4 % du capital et 13,9 % du flottant échangés sur les 12 mois au 30 décembre 2019, et tandis que l'Initiateur a poursuivi ses acquisitions directes de titres, le cours de l'action ne peut être considéré comme une référence pertinente de valorisation.

Les résultats de la valorisation multicritères d'Hydro Exploitations réalisée par Associés en Finance sont synthétisés dans le Tableau 10.

Le prix de 69,34 € par action proposé dans le cadre de l'Offre extériorise :

- Une prime de +19,6 % par rapport au cours de clôture de l'action Hydro Exploitations au 30 décembre 2019, et une prime de 18,6 % par rapport à la moyenne sur 3 mois au 30 décembre 2019 ;
- Une prime de 33,3 % par rapport à la valorisation de la Société par la méthode retenue à titre principal, à savoir la méthode *DCF to Firm*.

Le prix de 69,34 € est supérieur ou égal aux prix ressortant des transactions réalisées par l'Initiateur sur le capital de la Société, qu'il s'agisse de l'acquisition du bloc initial en juillet 2018 ou des acquisitions

sur le marché depuis. Il est également supérieur au résultat de l'actif net comptable présenté à titre indicatif.

Enfin, l'Offre constitue une fenêtre de liquidité pour les actionnaires minoritaires, confrontés à la très faible liquidité de l'action.

Tableau 10
Comparaison des valorisations obtenues pour Hydro Exploitations par les différentes méthodes et primes extériorisées par le prix d'Offre

			Valeur par action	Prime / Décote induite
A titre principal	Cours de bourse au 30 décembre 2019	Cours de clôture au 30 décembre 2019	58,00 €	19,6%
		Cours moyen pondéré par les volumes 1 mois	56,26 €	23,2%
		Cours moyen pondéré par les volumes 3 mois	58,48 €	18,6%
		Cours moyen pondéré par les volumes 6 mois	58,52 €	18,5%
		Cours moyen pondéré par les volumes 9 mois	58,01 €	19,5%
		Cours moyen pondéré par les volumes 12 mois	58,25 €	19,0%
	Méthode d'actualisation des flux	<i>DCF to Firm</i>	52,00 €	33,3%
	Analyse de la dernière transaction sur le capital	Acquisition du bloc d'actions en juillet 2018	69,34 €	0,0%
A titre secondaire	Actif Net Comptable	Actif Net Comptable au 30 juin 2019	25,99 €	166,8%

Source : Associés en Finance



Associés en Finance

V. Annexe : Présentation détaillé du modèle Trival®

Trival® : modèle de coût des fonds propres

L'univers Trival®

Le modèle permet de faire cohabiter dans un même échantillon de 500 sociétés : environ 350 sociétés de la zone Euro et environ 150 sociétés hors zone euro (principalement des grandes sociétés nord-américaines ou européennes hors zone euro) de taille très différente, avec des flottants s'étageant de 15 M€ pour le plus faible à 850 Mds€ pour le plus élevé.

Les paramètres de marché sont calculés à partir du sous-échantillon des valeurs de la zone Euro et mis à jour quotidiennement.

Le taux de rentabilité anticipé : l'actualisation des excédents de trésorerie disponibles pour les actionnaires

La rentabilité anticipée est basée sur le calcul des excédents de trésorerie disponibles pour les actionnaires, à partir de plans de développement élaborés par le bureau d'analyse financière d'Associés en Finance. Cette méthode, utilisée par l'ensemble des évaluateurs, permet d'englober dans la répartition des flux tant les dividendes que les rachats d'actions. Ces excédents de trésorerie sont déterminés par simulation des bilans compte tenu des besoins d'investissement et d'une structure financière normative. Celle-ci est liée à la volatilité de la valeur des actifs financés qui conditionne la plus ou moins grande confiance des prêteurs. Le coût de la dette est composé d'un taux pivot affecté d'un écart de taux conforme à la notation de l'entreprise et du spread constaté sur le marché pour celle-ci.

Le modèle de simulation comporte trois périodes. La première vise à passer de la structure actuelle d'endettement à la structure cible, compte tenu de la capacité de croissance interne et externe de l'activité démontrée par la société considérée. La seconde fait converger les variables de rentabilité du groupe considéré vers celles de la moyenne de son secteur d'activité. La troisième période fait converger l'ensemble des secteurs de manière à observer une disparition de la rente économique et d'achever la simulation en calant la valeur finale sur la valeur comptable des fonds propres résiduels. Le modèle prend en compte plus d'une vingtaine de variables par société. Son objectif est avant tout de faire ressortir les écarts sous-jacents de croissance d'activité, de rentabilité et d'utilisation des capitaux permanents entre les sociétés qui sont directement concurrentes, clientes, etc.

Les flux disponibles pour l'investisseur sont calculés après paiement de l'impôt sur les sociétés, des frais financiers et des flux de la dette, remboursements ou nouveaux emprunts. Le taux de rentabilité anticipé ressortant de ce calcul est donc un taux de rentabilité attendu sur les fonds propres exprimés en valeur de marché après impôt sur les sociétés, mais avant imposition de l'actionnaire.

De l'actif économique à l'actif financier coté

Les simulations microéconomiques sur un portefeuille d'actifs industriels ne correspondent pas toujours à la réalité financière et juridique de l'actif financier coté. Un premier ajustement passe par la prise en compte des intérêts minoritaires, des participations qui ne sont pas consolidées par intégration globale, et des plus et moins-values latentes sur actifs financiers. Un second ajustement passe par la prise en compte au niveau de la « part du groupe » des différents titres (actions ordinaires, actions préférentielles) et l'adoption d'un nombre d'actions normalisé.

Le taux de rentabilité anticipé est le taux d'actualisation qui rend la somme de la valeur actuelle des flux prévus et des ajustements liés aux comptes consolidés évoqués dans le paragraphe précédent égale à la capitalisation boursière. C'est donc un taux de rentabilité attendue sur les fonds propres exprimés en valeur de marché après impôts sur les sociétés mais avant imposition de l'actionnaire.

Le risque anticipé

Une des particularités des modèles développés par Associés en Finance est de se référer non pas à un coefficient bêta calculé ex-post à partir des cours de bourse mais à un risque anticipé. Les premiers présentent en effet l'inconvénient de coefficients de corrélation peu convaincants entraînant leur instabilité et leur faible significativité.

Le risque anticipé résulte de la combinaison d'un risque de prévision, d'un risque financier et d'un risque sectoriel.

Le risque de prévision correspond au degré de confort avec lequel l'analyste peut faire des projections pour l'avenir. Le risque de prévision est la perception externe de l'ensemble des facteurs de variabilité des bénéfices, qu'ils soient liés à des facteurs internes à l'entreprise (produits, stratégie, qualité de gestion, qualité de l'information) ou à son environnement (concurrence dans le secteur, degré de réglementation). Il intègre une note qualitative propre au bureau d'analyse financière d'Associés en Finance représentant la synthèse de douze critères d'appréciation des forces et faiblesses de la société concernée. Il est directement lié à la variabilité anticipée des mouvements du cours de bourse de l'action concernée vis à vis de changements d'environnement économique ou des « surprises » sur les résultats. Le risque de prévision s'étage sur une échelle de 1 à 9, pour une note médiane de 5.

Le risque financier s'apparente aux notations des agences de rating financier. Le risque financier, qui s'étage sur une échelle croissante entre 1 et 5 (3 étant la note médiane), mesure la solidité de la structure financière et la capacité de la société à faire face à ses engagements financiers dans le cadre de son scénario de développement. Il tient compte, sur la base des flux prévisionnels élaborés par Associés en Finance, de la structure financière de la société (dettes sur valeur d'entreprise), de la taille et la volatilité des actifs, de la couverture des charges financières par l'exploitation et du nombre d'années de *cash flows* que représente la dette.

Le risque sectoriel correspond au bêta boursier de l'indice sectoriel auquel appartient la société analysée.

La liquidité

Elle est évaluée dans le modèle par la liquidité structurelle, à savoir le flottant, comme c'est désormais le cas dans la pondération des grands indices boursiers, et par la liquidité conjoncturelle. Le coefficient affecté à la liquidité est normé à un.

La liquidité structurelle s'exprime par le rapport de l'inverse du logarithme du flottant d'un groupe coté à la moyenne des inverses des logarithmes du flottant de chacune des sociétés de l'échantillon.

La liquidité conjoncturelle est appréhendée par l'inverse du logarithme du montant de capitaux négociables pour une variation de 1,0% du cours.

Les sociétés sont rangées par ordre de liquidité décroissante –ou illiquidité croissante– afin d'obtenir une pente positive comme dans le cas de la prime de risque. Les valeurs très liquides ont un coefficient d'illiquidité inférieur à 1, les valeurs peu liquides ayant un coefficient d'illiquidité supérieur à 1.

L'ajout dans Trival® du facteur liquidité dans la valorisation des actifs financiers apporte une réelle contribution. On constate en effet en général une indépendance entre le risque et la liquidité, c'est à dire que par sous-échantillon de liquidité le risque est invariant, et que par sous-échantillon de risque, la liquidité est également invariante.

La régression entre les taux actuariels obtenus et les deux attributs de risque relatif et d'illiquidité relative, permet de déterminer, compte tenu du niveau de risque opérationnel et de la taille de l'entité, le taux de rentabilité normalement exigé pour cette entreprise. C'est le coût des fonds propres.

Les paramètres obtenus par cette régression sont la prime de risque, la prime d'illiquidité, et un résidu. La prise en compte de la liquidité permet de mieux expliquer les valorisations, puisque le coefficient de détermination (R^2) de la double régression est en général supérieur à 65%.

Trival® plan WACC : modèle de coût moyen du capital

A partir des données calculées précédemment pour chacune des sociétés suivies et pour l'ensemble du marché actions, il est possible de calculer le coût moyen pondéré du capital (Wacc).

L'approche traditionnelle en la matière consiste à calculer le coût moyen pondéré du capital en fonction des proportions respectives du capital et de la dette par rapport au total de capitaux employés en valeur de marché (valeur d'entreprise = capitalisation boursière ajustée + dettes). Les résultats de cette méthode sont assez sensibles à la pondération respective accordée au financement par dette et au financement par capitaux propres.

Pour cette raison, Associés en Finance a développé une méthode directe d'estimation du coût moyen du capital : à partir des flux prévus pour chaque société déterminés selon la méthode décrite ci-dessus, il est possible de calculer directement le Wacc.

En pratique, à partir des projections de flux dans Trival®, on régresse :

- ✓ Les taux actuariels obtenus en comparant les cash-flows (avant prise en compte des frais financiers et après impôt) à la valeur d'entreprise (capitalisation boursière ajustée et dettes) ;
- ✓ Les deux attributs que sont le risque opérationnel (à risque financier moyen) et la taille des actifs mis en œuvre. Le risque opérationnel est calculé selon la méthodologie exposée dans le paragraphe 1, à la différence près que la note de risque financier est bloquée à la note médiane 3 (le calcul est neutre dans un premier temps vis-à-vis de la structure financière : il s'agit de déterminer une valeur d'entreprise théorique avant prise en compte de la structure financière) et que les risques obtenus sont normés sur une moyenne de 1,0. La taille des actifs mis en œuvre est calculée à partir de la valeur d'entreprise (capitalisation boursière ajustée majorée des dettes).

L'ensemble des calculs du plan Wacc est effectué hors valeurs bancaires.

La régression entre les taux actuariels obtenus et les deux attributs de risque opérationnel et de taille des actifs, directement dérivés des éléments utilisés pour la détermination du coût des fonds propres permet de déterminer, compte tenu du niveau de risque opérationnel et de la taille de l'entité, le taux de rentabilité normalement exigé pour cette entreprise. C'est le coût moyen pondéré des capitaux (Wacc).

Les paramètres obtenus par cette régression sont la prime de risque opérationnel, la prime de taille et l'ordonnée du plan.