

3.1.7 LA CENTRALE DE CAPDENAC-PORT (46)

3.1.7.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Capdenac-Port (cf. Figure 19).sur le Lot est constitué :

- D'une retenue dont la cote de retenue normale est 169,00 m NGF,
- D'une prise d'eau dont le débit maximum emprunté est fixé à 90 m³/s.

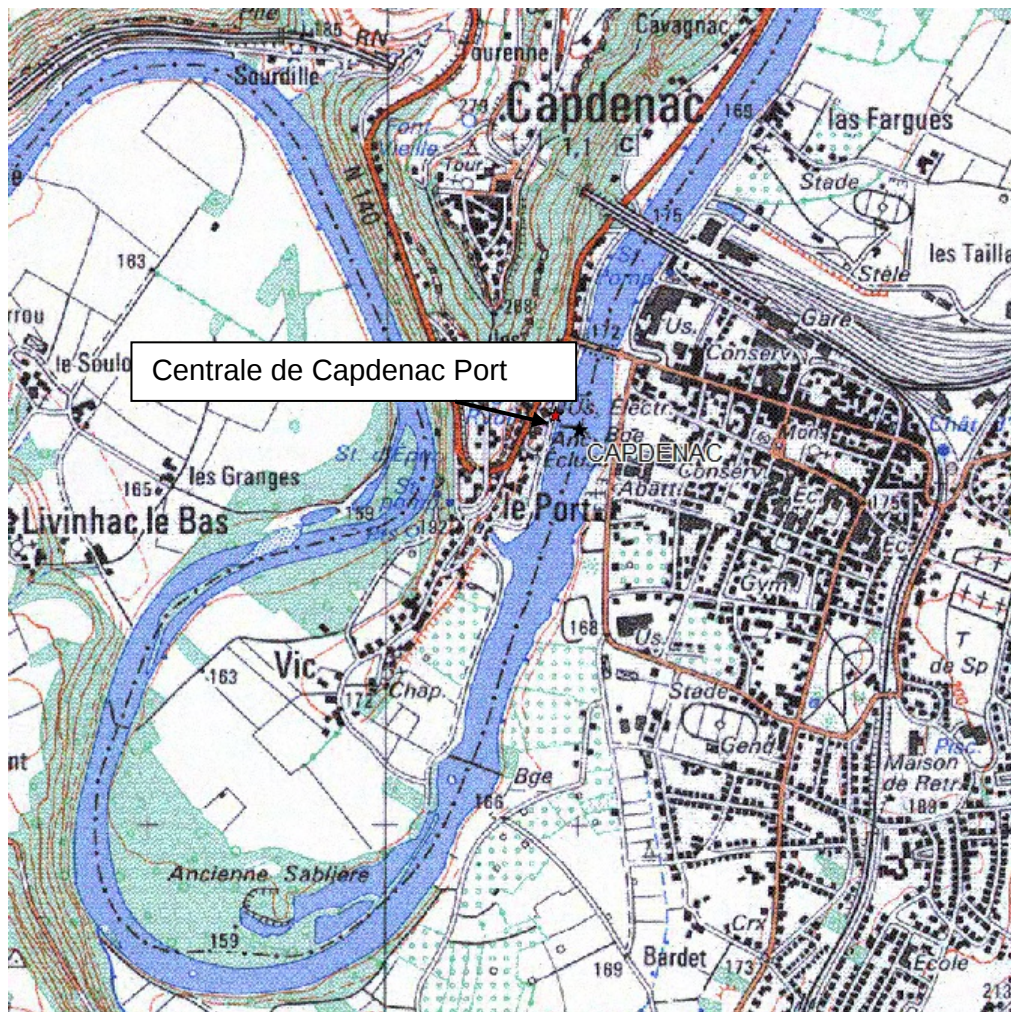


Figure 19 : Situation géographique des aménagements de Capdenac-Port (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Capdenac-Port

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 5.5 m,
- Débit d'équipement : 90 m³/s,
- Puissance maximale installée : 4.5 MW,
- Type et nombre de turbines : 4 turbines Kaplan,
- Productible en année moyenne : 10.13 GWh.

Barrage de Capdenac

- Superficie du bassin versant : 6 600 km²,
- Module : 120 m³/s,
- Débit réservé actuel : 3 m³/s (1/40^{ème} du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 6 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 12 m³/s (1/10^{ème} du module, par application de la mesure B43 du SDAGE).

3.1.7.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de Capdenac-Port est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Faycelles située environ 10 km à l'aval sur le Lot comme indiqué Figure 20 (code station : O7971510) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 11.

Tableau 11 : Données générales – station hydrométrique de Faycelles (Source : Banque HYDRO)

nom station	Le Lot à Faycelles
producteur de données	DREAL MP
bassin versant	6 840 km ²
altitude	157 m NGF
module	114 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1979-2011



Figure 20 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Capdenac-Port (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro)

Un ajustement sur le module est appliqué à la courbe des débits classés afin de retrouver le module de la prise d'eau.

La Figure 21 présente les débits classés ajustés au niveau de la prise d'eau de Capdenac-Port.

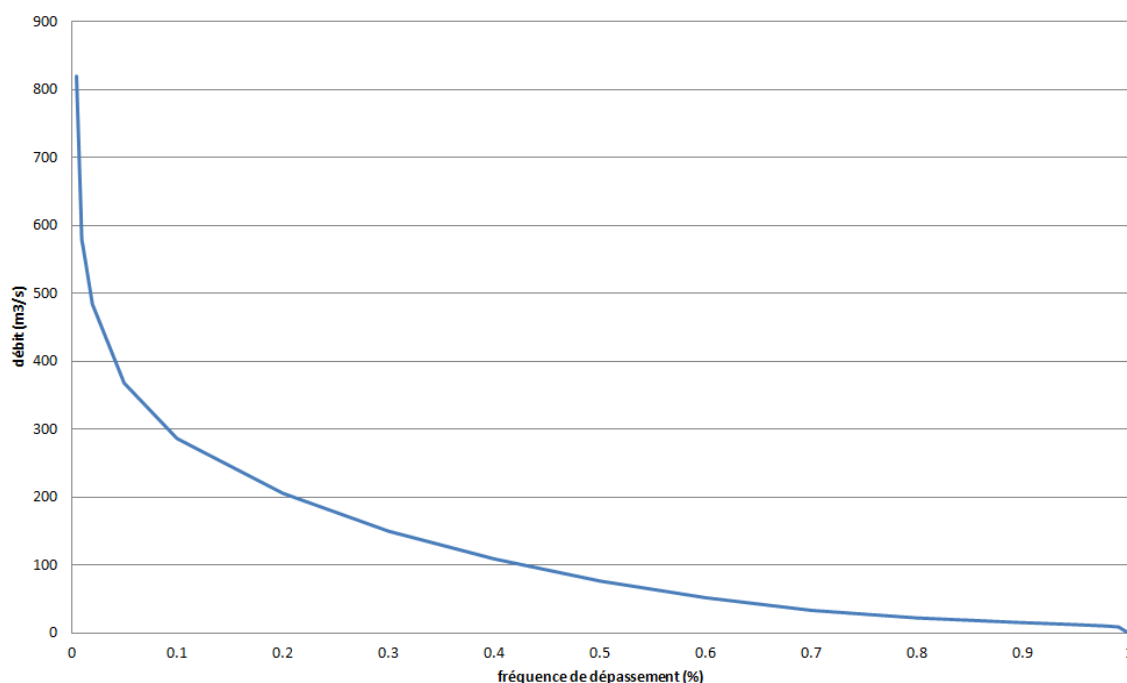


Figure 21 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Capdenac-Port

3.1.7.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 0,42.

Le productible actuel étant de 10,13 GWh/an. Après relèvement du débit réservé au débit plancher, vingtième du module ($Q_r=6 \text{ m}^3/\text{s}$), le productible calculé est de 9,83 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Capdenac-Port de **0,30 GWh/an (3%)**.

Avec un relèvement du débit réservé à $12 \text{ m}^3/\text{s}$, valeur de DMB proposée supérieure à la valeur plancher ($1/10^{\text{ème}}$ du module, par application de la mesure B43 du SDAGE), la production serait de 9,29 GWh/an, soit une perte de **0,54 GWh/an (5,5%)** par rapport à la production pour le débit réservé plancher.

Les émissions correspondant à la perte énergétique du relèvement entre le débit plancher et le DMB proposé supérieur au débit plancher sont évaluées à **225 t éq. CO_2** pour un mode de production thermique alternatif qui est le cycle combiné à gaz et **567 t éq. CO_2** pour le charbon.

3.1.8 LA CENTRALE DE SAINT-MARTIN-LABOUVAL (46)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Saint-Martin-Labouval fait l'objet d'une concession de l'état à la Société Hydroélectrique de Saint-Martin-Labouval dont l'échéance est le 31/12/2026.

3.1.8.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Saint-Martin-Labouval (cf. Figure 22).sur le Lot est constitué :

- D'une retenue dont la cote de retenue normale est 133,21 m NGF,
- D'une prise d'eau dont le débit maximum emprunté est fixé à 60 m³/s.

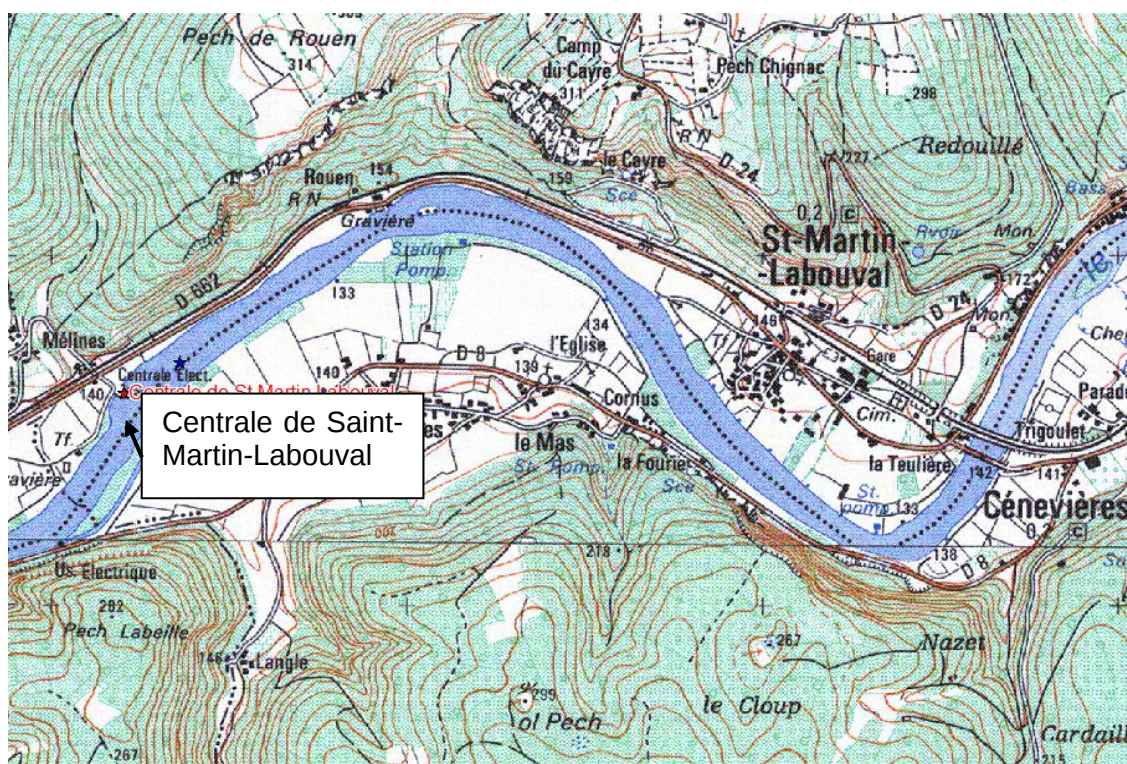


Figure 22 : Situation géographique des aménagements de Saint-Martin-Labouval
(Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Saint-Martin-Labouval

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 3 m,
- Débit d'équipement : non connu, estimé à 60 m³/s (débit maximum emprunté),
- Puissance maximale installée : 1,49 MW,
- Type et nombre de turbines : pas d'informations sur les turbines,
- Productible en année moyenne : pas d'informations sur le productible.

Prise d'eau de Saint-Martin-Labouval

- Module : 145 m³/s,
- Débit réservé actuel : 3 m³/s,

- Débit réservé plancher 2014 : 7,25 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 14,5 m³/s (1/10^{ème} du module, par application de la mesure B43 du SDAGE).

3.1.8.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de Saint-Martin-Labouval est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Cajarc située environ 20 km à l'amont sur le Lot comme indiqué Figure 23 (code station : O7981510) dont les caractéristiques sont regroupées Figure 10.

Tableau 12 : Données générales – station hydrométrique de Cajarc (Source : Banque HYDRO)

nom station	Le Lot à Cajarc
producteur de données	DIREN MP / AEAG
bassin versant	7 013 km ²
altitude	145 m NGF
module	135 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1913-1942

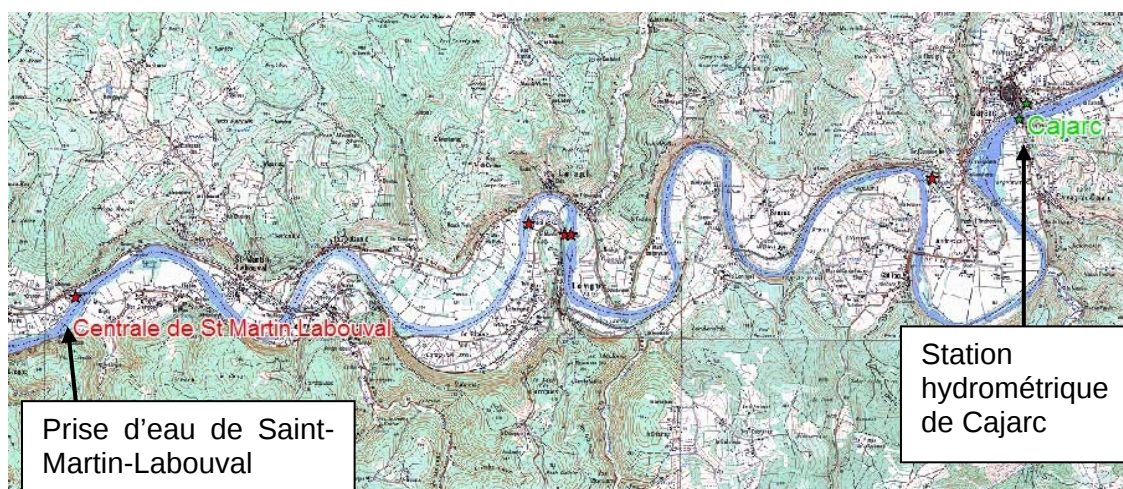


Figure 23 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Saint-Martin-Labouval (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro)

Un ajustement sur le module est appliqué à la courbe des débits classés afin de retrouver le module de la prise d'eau.

La Figure 24 présente les débits classés ajustés au niveau de la prise d'eau de Saint-Martin-Labouval.

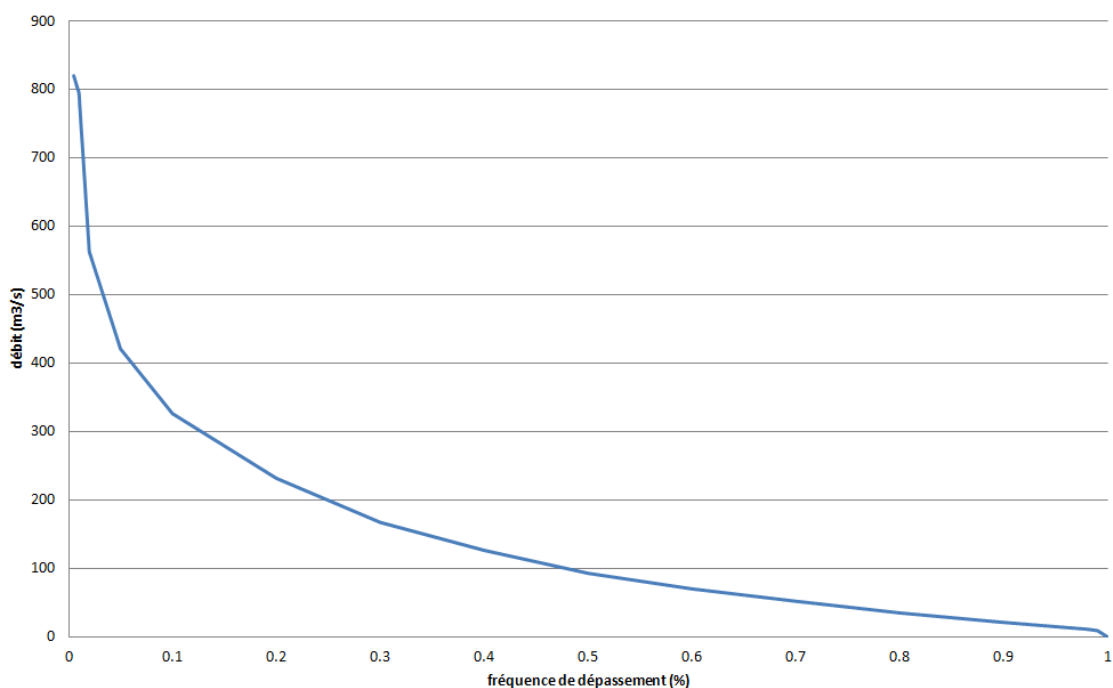


Figure 24 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Saint-Martin-Labouval

3.1.8.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le productible actuel est estimé à 9,75 GWh/an. Après relèvement du débit réservé au vingtième du module ($Q_r=7,25 \text{ m}^3/\text{s}$), le productible calculé est de 9,45 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Saint-Martini-Labouval de **0,30 GWh/an (3%)**.

Avec un relèvement du débit réservé à $14,5 \text{ m}^3/\text{s}$, valeur de DMB proposée supérieure à la valeur plancher ($1/10^{\text{ème}}$ du module dans le cadre de la mesure B43 du SDAGE), le productible calculé est alors de 8,93 GWh/an, soit une perte de **0,52 GWh/an (5,5%)** par rapport à la production pour le débit réservé plancher.

Les émissions correspondant à la perte énergétique du relèvement entre le débit plancher et le DMB proposé supérieur au débit plancher sont évaluées à **219 t éq. CO_2** pour un mode de production thermique alternatif qui est le cycle combiné à gaz et **551 t éq. CO_2** pour le charbon.

3.1.9 LA CENTRALE DE FLOIRAS (46)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Floiras fait l'objet d'une concession de l'état à la Société Hydroélectrique du Bas-Quercy dont l'échéance est le 31/12/2017.

3.1.9.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Floiras (cf. Figure 25), sur le Lot est constitué :

- D'une retenue dont la cote de retenue normale est 85,90 m NGF,
- D'une prise d'eau dont le débit maximum emprunté est fixé à 75 m³/s.

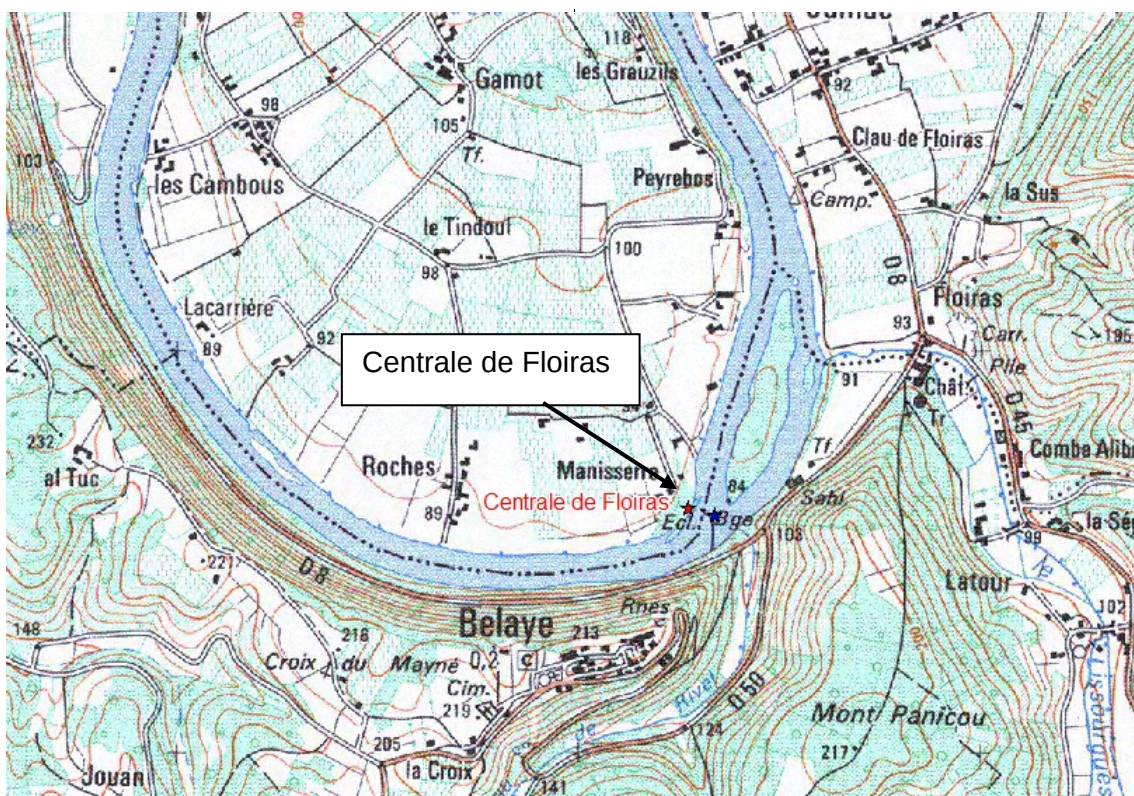


Figure 25 : Situation géographique des aménagements de Floiras (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Floiras

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 3,7 m,
- Débit d'équipement : 164 m³/s,
- Puissance maximale installée : 6,18 MW,
- Type et nombre de turbines : pas d'informations sur les turbines,
- Productible en année moyenne : pas d'informations sur le productible.

Prise d'eau de Floiras

- Module : 164 m³/s,

- Débit réservé actuel : 3,8 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 8,2 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 16,5 m³/s (1/10^{ème} du module, par application de la mesure B43 du SDAGE).

3.1.9.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de Floiras est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Cahors située environ 40 km à l'amont sur le Lot comme indiqué Figure 26 (code station : O8231510) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 13.

Tableau 13 : Données générales – station hydrométrique de Cahors (Source : Banque HYDRO)

nom station	Le Lot à Cahors
producteur de données	EDF
bassin versant	9 170 km ²
altitude	112 m NGF
module	145 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1960-1999

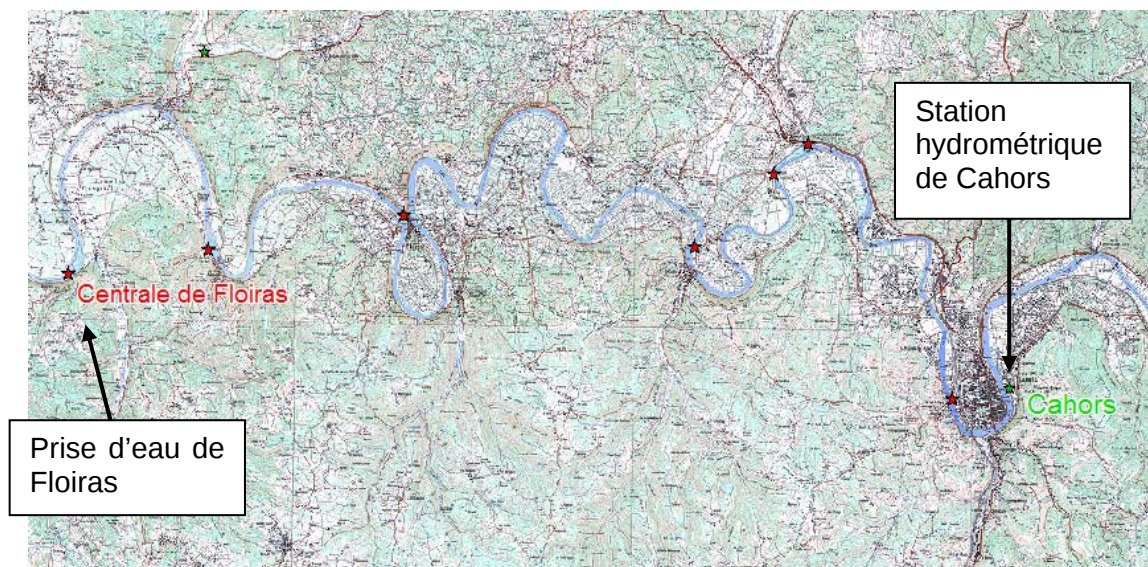


Figure 26 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Floiras (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro)

Un ajustement sur le module est appliqué à la courbe des débits classés afin de retrouver le module de la prise d'eau.

La Figure 27 présente les débits classés ajustés au niveau de la prise d'eau de Floiras.

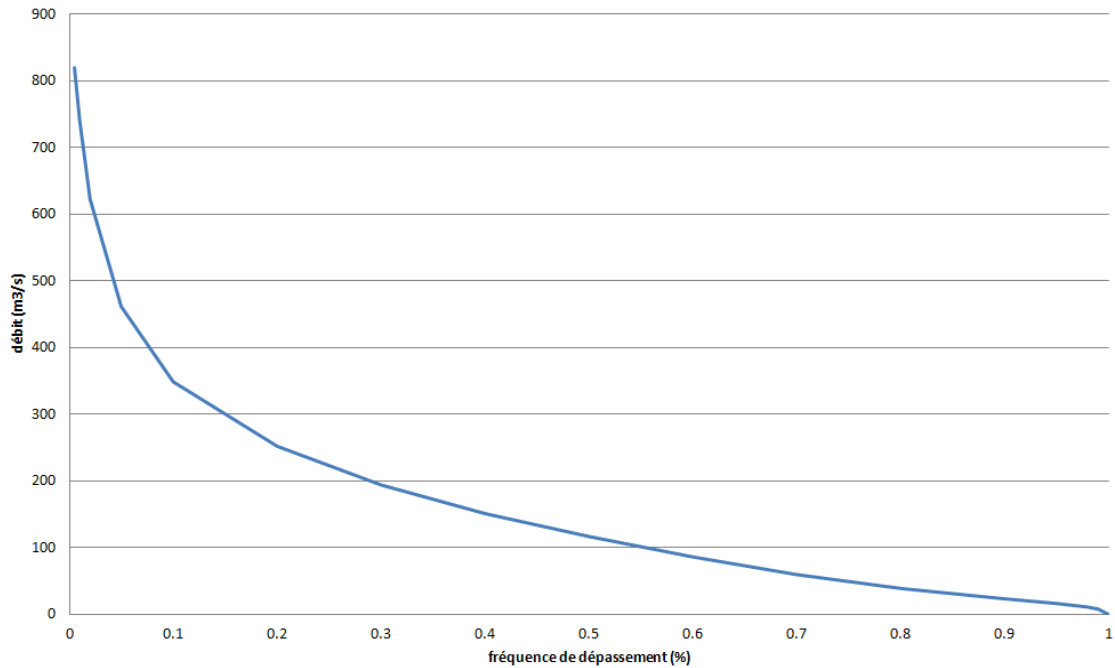


Figure 27 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Floiras

3.1.9.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

La hauteur de chute « nette » est estimée à 3,40 m à partir du productible.

Le productible actuel est estimé à 13,62 GWh/an. Après relèvement du débit réservé au débit réservé plancher, vingtième du module ($Q_r=8,2 \text{ m}^3/\text{s}$), le productible calculé est de 13,28 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Floiras de **0,35 GWh/an (3%)**.

Avec un relèvement du débit réservé à $16,5 \text{ m}^3/\text{s}$, valeur de DMB proposée supérieure à la valeur plancher ($1/10^{\text{ème}}$ du module, par application de la mesure B43 du SDAGE), le productible calculé est alors de 12,63 GWh/an, soit une perte de **0,65 GWh/an (5%)** par rapport à la production au débit plancher.

Les émissions correspondant à la perte énergétique du relèvement entre le débit plancher et le DMB proposé supérieur au débit plancher sont évaluées à **274 t éq. CO_2** pour un mode de production thermique alternatif qui est le cycle combiné à gaz et **689 t éq. CO_2** pour le charbon.

3.1.10 LA CENTRALE DE TOUZAC (46)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Touzac fait l'objet d'une concession de l'état à la Société d'électricité Guyenne et Gascogne, dont l'échéance est le 31/12/2016.

3.1.10.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Touzac (cf. Figure 28).sur le Lot est constitué :

- D'une retenue dont la cote de retenue normale est 69,15 m NGF,
- D'une prise d'eau dont le débit maximum emprunté est fixé à 70 m³/s.

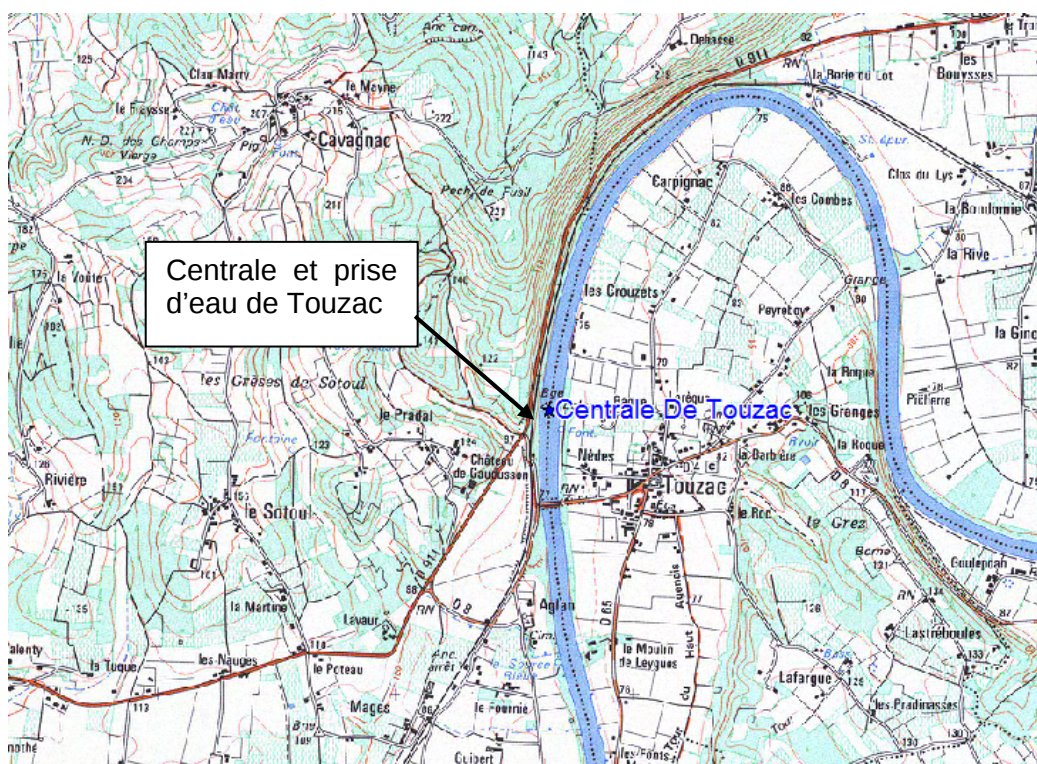


Figure 28 : Situation géographique des aménagements de Touzac (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Touzac

D'après les données de la DREAL et le décret du 24 septembre 1977 relatif à l'aménagement et l'exploitation de la chute de Touzac :

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 3 m,
- Débit d'équipement : non connu, estimé à 70 m³/s, débit maximum emprunté
- Puissance maximale installée : 1,88 MW,
- Type et nombre de turbines : pas d'informations sur les turbines,
- Productible en année moyenne : pas d'informations sur le productible.

Prise d'eau de Touzac

- Module : 139,7 m³/s,
- Débit réservé actuel : 3,5 m³/s (1/40^{ème} du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 7 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 14 m³/s (1/10^{ème} du module).

3.1.10.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de Fumel est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Villeneuve-sur-Lot située environ 35 km à l'aval sur le Lot comme indiqué Figure 29 (code station : O8481520) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 14.

Tableau 14 : Données générales – station hydrométrique de Villeneuve-sur-Lot (Source : Banque HYDRO)

nom station	Le Lot à Villeneuve-sur-Lot
producteur de données	DREAL MP
bassin versant	10 700 km ²
altitude	55 m NGF
module	151 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1937-2000

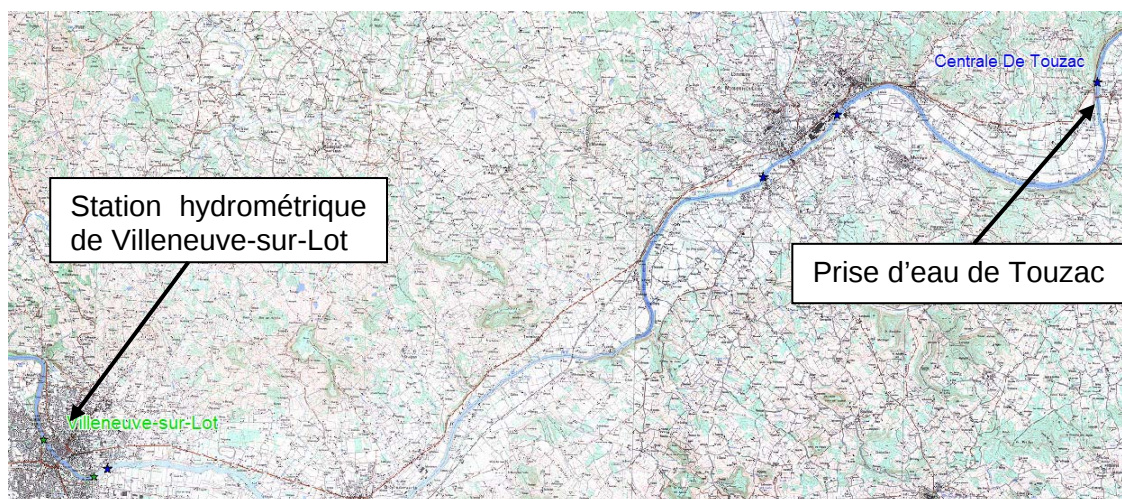


Figure 29 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Touzac (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro)

Un ajustement sur le module est appliqué à la courbe des débits classés afin de retrouver le module de la prise d'eau.

La Figure 30 présente les débits classés ajustés au niveau de la prise d'eau de Touzac.

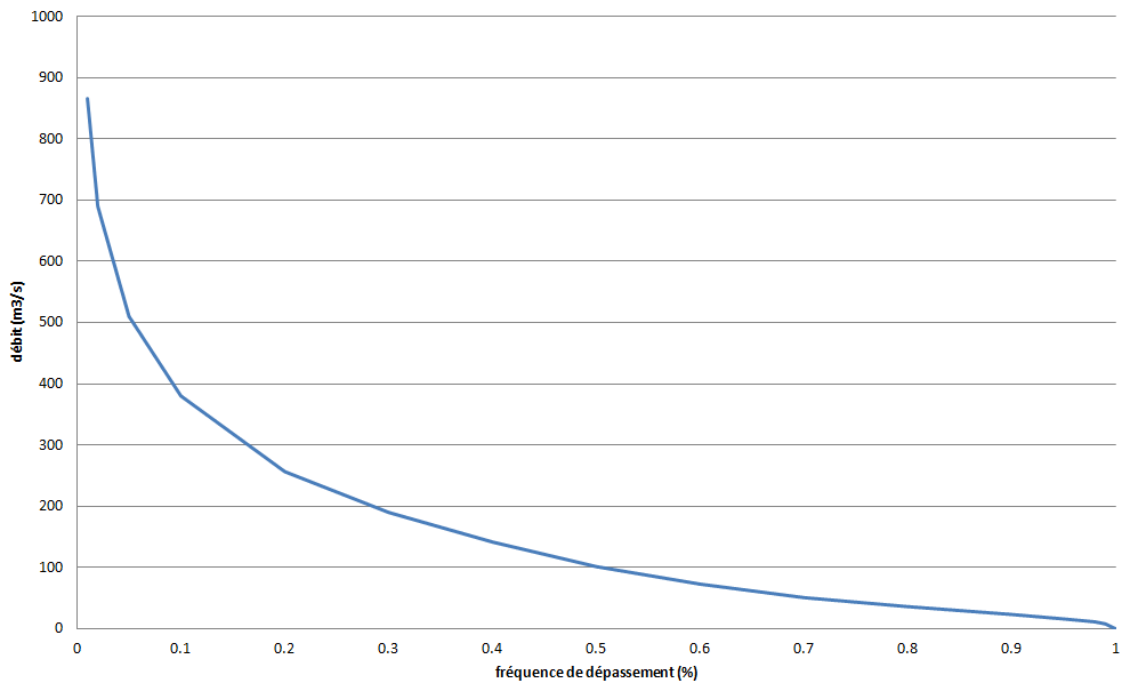


Figure 30 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Touzac

3.1.10.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le productible actuel est estimé à 10,54 GWh/an. Après relèvement du débit réservé au débit réservé plancher, vingtième du module ($Q_r=7 \text{ m}^3/\text{s}$), le productible calculé est de 10,23 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Touzac de **0,31 GWh/an (3%)**.

Avec un relèvement du débit réservé à $14 \text{ m}^3/\text{s}$, valeur de DMB proposée supérieure à la valeur plancher (1/10^{ème} du module, par application de la mesure B43 du SDAGE), la production calculée serait de 9,64 GWh/an, soit une perte de **0,59 GWh/an (5,8%)** par rapport à la production pour le débit plancher.

Les émissions correspondant à la perte énergétique du relèvement entre le débit plancher et le DMB proposé supérieur au débit plancher sont évaluées à **249 t éq. CO₂** pour un mode de production thermique alternatif qui est le cycle combiné à gaz et **628 t éq. CO₂** pour le charbon.

3.1.11 LA CENTRALE DE FUMEL (47)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Fumel fait l'objet d'une concession de l'état à la S.C.S. Fumel Energie, dont l'échéance est le 31/12/2020.

3.1.11.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Fumel (cf. Figure 31).sur le Lot est constitué :

- D'une retenue dont la cote de retenue normale est 64,90 m NGF,
- D'une prise d'eau dont le débit maximum emprunté est fixé à 240 m³/s.

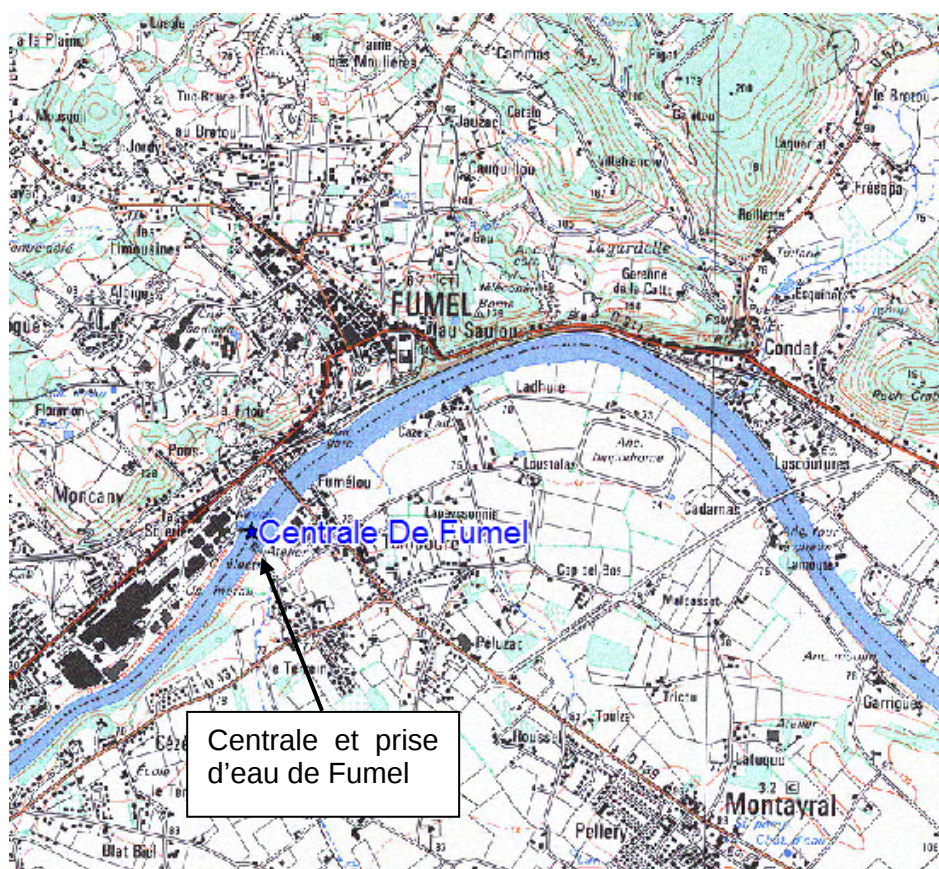


Figure 31 : Situation géographique des aménagements de Fumel (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Fumel

D'après les données de la DREAL et le décret du 26 août 1953 autorisant et concédant l'aménagement et l'exploitation de la chute de Fumel :

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 9 m,
- Débit d'équipement : non connu, supposé égal au débit maximum emprunté de 240 m³/s,
- Puissance maximale installée : 18,6 MW,

- Type et nombre de turbines : pas d'informations sur les turbines,
- Productible en année moyenne : pas d'informations sur le productible.

Prise d'eau de Fumel

- Module : 150 m³/s,
- Débit réservé actuel : 3,8 m³/s (1/40^{ème} du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 7,5 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 15 m³/s (1/10^{ème} du module).

3.1.11.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de Fumel est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Ville neuve-sur-Lot située environ 25 km à l'aval sur le Lot comme indiqué Figure 32 (code station : O8481520) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 14 (paragraphe 3.1.10.2).

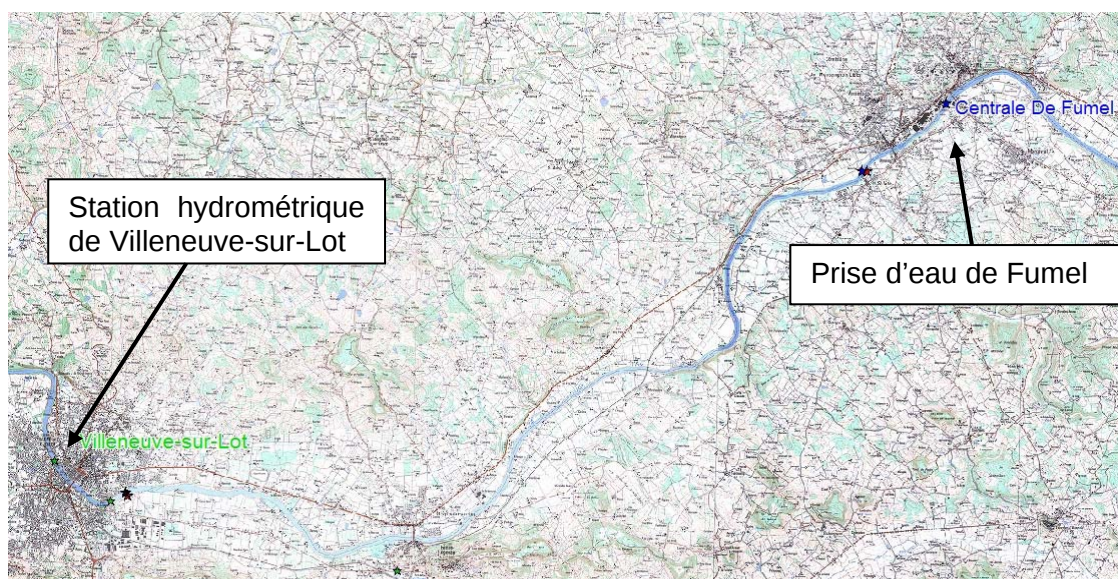


Figure 32 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Fumel
(Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro)

Un ajustement sur le module est appliqué à la courbe des débits classés afin de retrouver le module de la prise d'eau.

La **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** présente les débits classés ajustés au niveau de la prise d'eau de Fumel.

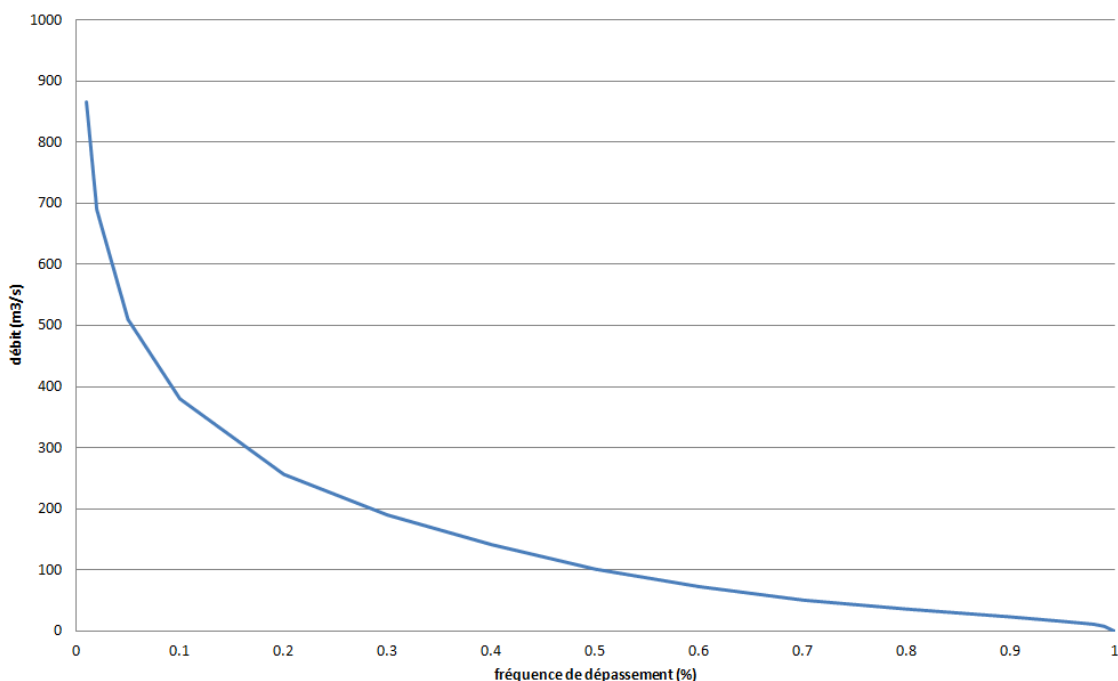


Figure 33 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Fumel

3.1.11.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le productible actuel est estimé à 67,40 GWh/an.

Après relèvement du débit réservé au débit plancher, vingtième du module ($Q_r=7,5 \text{ m}^3/\text{s}$), le productible calculé est de 65,59 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Fumel de **1,81 GWh/an (3%)**.

Avec un relèvement du débit réservé à $15 \text{ m}^3/\text{s}$, valeur de DMB proposée supérieure à la valeur plancher ($1/10^{\text{ème}}$ du module par application de la mesure B43 du SDAGE), le productible serait de 62,20 GWh/an, soit une perte de **3,39 GWh/an (5%)** par rapport à la production pour le débit réservé plancher.

Les émissions correspondant à la perte énergétique du relèvement entre le débit plancher et le DMB proposé supérieur au débit plancher sont évaluées à **1 427 t éq. CO_2** pour un mode de production thermique alternatif qui est le cycle combiné à gaz et **3 595 t éq. CO_2** pour le charbon.

3.1.12 LA CENTRALE DE CLAIRAC (47)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Clairac fait l'objet d'une concession de l'état à la Société d'électricité Guyenne et Gascogne, dont l'échéance est le 31/12/2030.

3.1.12.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Clairac (cf. Figure 34) sur le Lot est constitué :

- D'une retenue dont la cote de retenue normale est 29,00 m NGF,
- D'une prise d'eau dont le débit maximum emprunté est fixé à 75 m³/s.

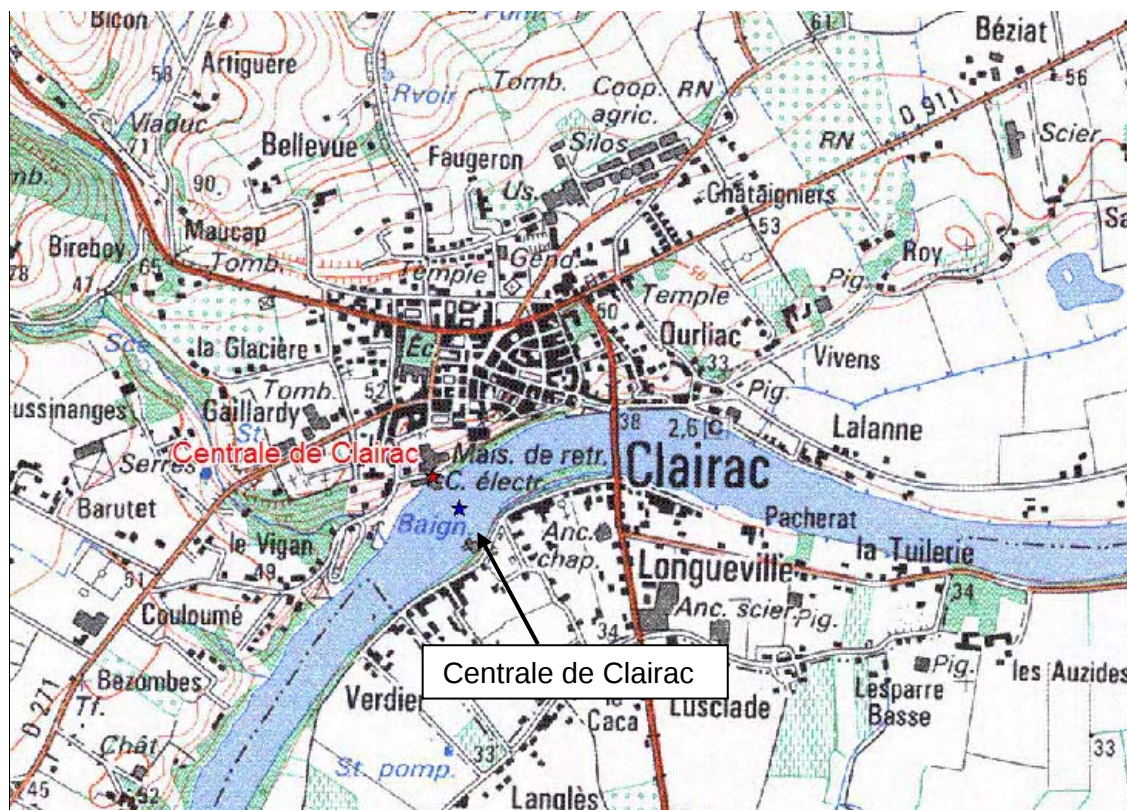


Figure 34 : Situation géographique des aménagements de Clairac (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Clairac

D'après les données de la DREAL et le décret du 7 février 1958 autorisant et déclarant d'utilité publique et concédant à la Société d'électricité Guyenne et Gascogne l'aménagement de la chute de Clairac :

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 3 m,
- Débit d'équipement : non connu, supposé égal au débit maximum emprunté de 75 m³/s,
- Puissance maximale installée : 1,98 MW,
- Type et nombre de turbines : pas d'informations sur les turbines,

- Productible en année moyenne : pas d'informations sur le productible.

Prise d'eau de Clairac

- Module : 160 m³/s,
- Débit réservé actuel : 3,9 m³/s (1/40^{ème} du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 8 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 16 m³/s (1/10^{ème} du module).

3.1.12.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de Clairac est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Villeneuve-sur-Lot située environ 40 km à l'amont sur le Lot comme indiqué Figure 35 (code station : O8481520) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 14 (paragraphe 3.1.10.2).

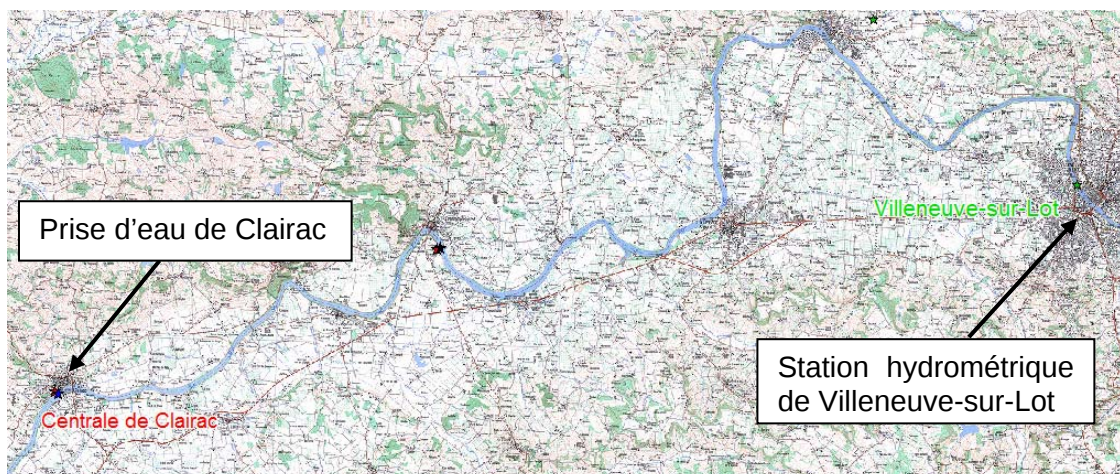


Figure 35 : Localisation de la station hydrométrique par rapport à la prise d'eau de Clairac (Source : BDCarto, Agence de l'eau et Banque Hydro)

Un ajustement sur le module est appliqué à la courbe des débits classés afin de retrouver le module de la prise d'eau.

La Figure 36 présente les débits classés ajustés au niveau de la prise d'eau de Clairac.

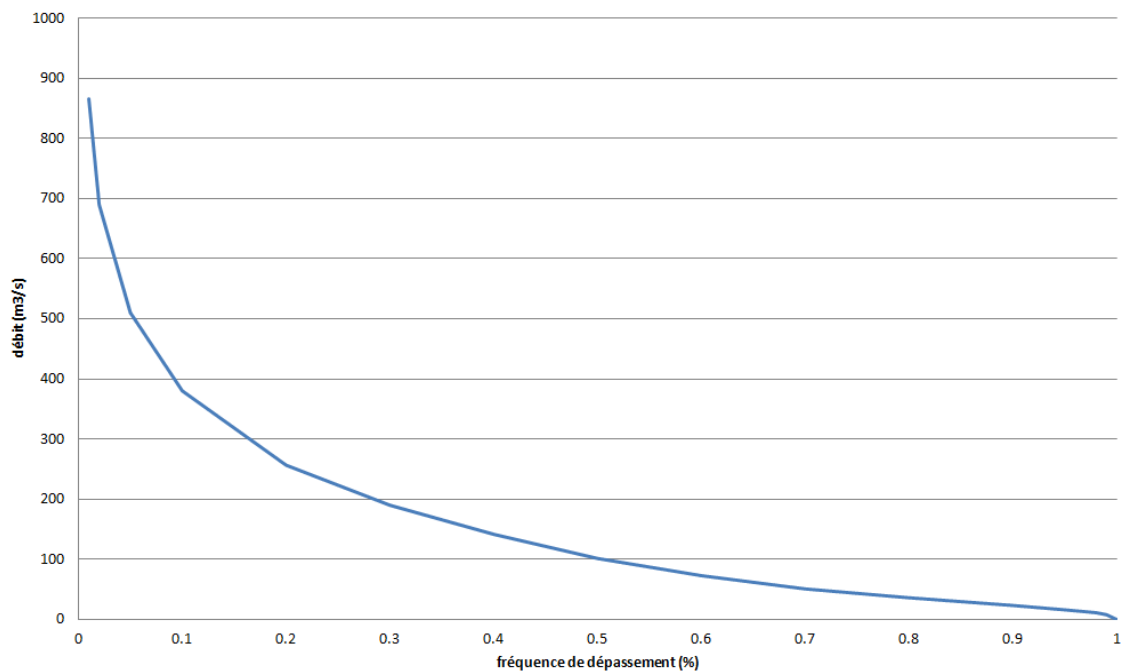


Figure 36 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Clairac

3.1.12.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le productible actuel est estimé à 11,50 GWh/an. Après relèvement du débit réservé au débit réservé plancher, vingtième du module ($Q_r=8 \text{ m}^3/\text{s}$), le productible calculé est de 11,16 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Clairac de **0,34 GWh/an (2%)**.

Avec un relèvement du débit réservé à $16 \text{ m}^3/\text{s}$, valeur de DMB proposée supérieure à la valeur plancher ($1/10^{\text{ème}}$ du module par application de la mesure B43 du SDAGE), la production serait de 10,51 GWh/an, soit une perte de **0,65 GWh/an (5,8%)** par rapport à la production pour le débit réservé plancher.

Les émissions correspondant à la perte énergétique du relèvement entre le débit plancher et le DMB proposé supérieur au débit plancher sont évaluées à **274 t éq. CO_2** pour un mode de production thermique alternatif qui est le cycle combiné à gaz et **690 t éq. CO_2** pour le charbon.

3.1.13 LA CENTRALE DE CAJARC (46)

3.1.13.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Cajarc est constitué de la prise d'eau de Cajarc et du barrage de Cajarc sur le (cf. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Le barrage de retenue de Cajarc sur le Lot est constitué d'un seuil fixe et de vannes mobiles arasées à la cote 416.1 mNGF (cote de retenue normale). Le volume de la retenue est de 0,16hm³.

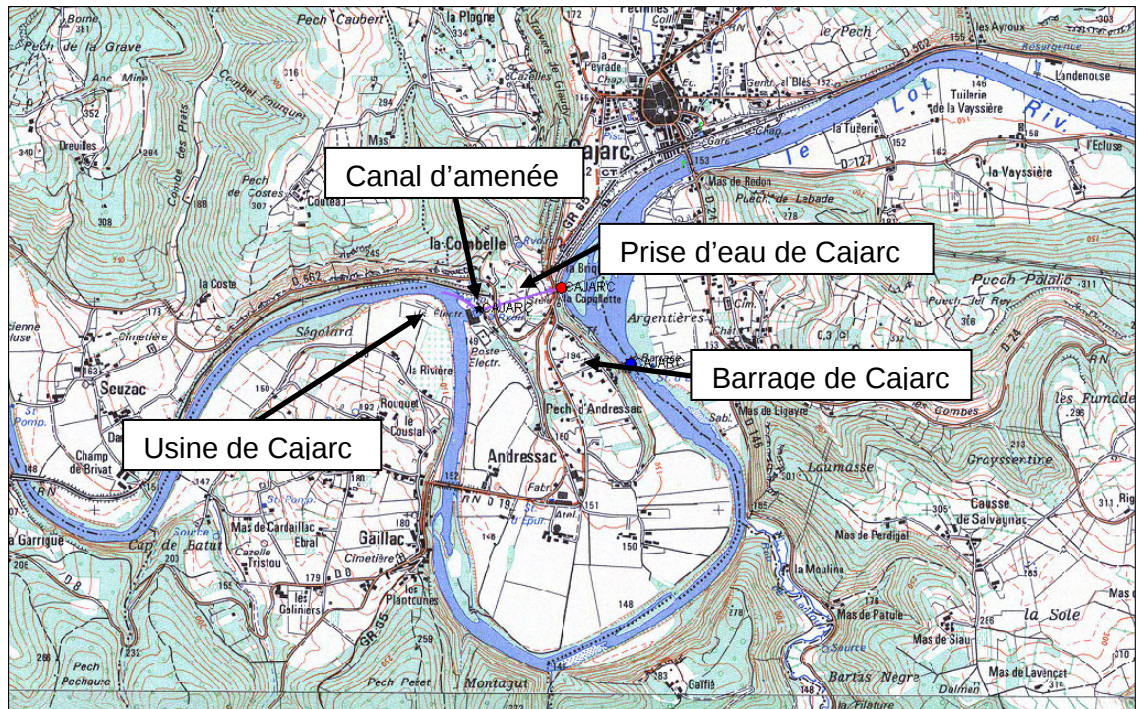


Figure 37 : Localisation de l'aménagement de Cajarc (source : MapInfo 1cm=200m)

Centrale hydroélectrique de Cajarc

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 9 m,
- Débit d'équipement : 165 m³/s,
- Puissance maximale installée : 8,5 MW,
- Type et nombre de turbines : 3 turbines Kaplan,
- Productible en année moyenne : 36 GWh.

Prise d'eau de Cajarc

- Superficie du bassin versant : 7 033 km²,
- Module : 119 m³/s,
- Débit réservé actuel : 2,975 m³/s (1/40^{ème} du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 5,95 m³/s (1/20^{ème} du module),

- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : $11,9 \text{ m}^3/\text{s}$ ($1/10^{\text{ème}}$ du module par application de la mesure B43 du SDAGE).

3.1.13.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de Cajarc est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Cajarc sur le Lot (code station : O7981510) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 12.

Un ajustement sur le module est appliqué à la courbe des débits classés afin de retrouver le module de la prise d'eau.

La Figure 38 présente les débits classés ajustés au niveau de la prise d'eau de Cajarc.

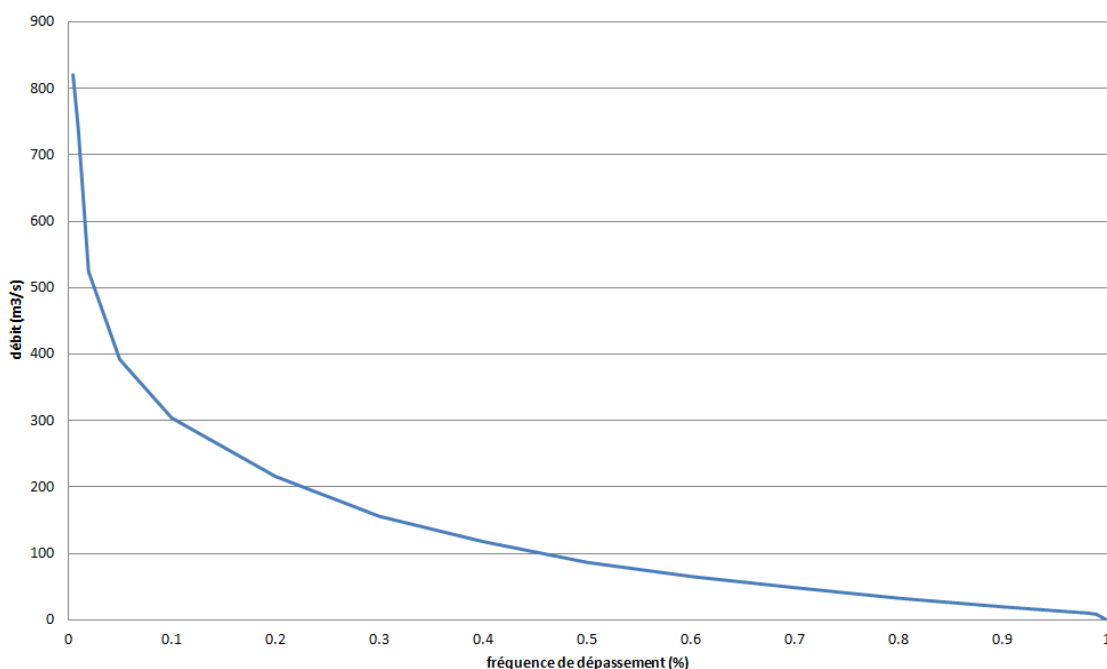


Figure 38 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Cajarc

3.1.13.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

La hauteur de chute « nette », après ajustement de la puissance maximale, est de 6,57m.

Le coefficient d'ajustement, C, est de 0,88.

Le productible actuel est de 36 GWh/an. Après relèvement du débit réservé au débit plancher, vingtième du module ($Q_r = 5,95 \text{ m}^3/\text{s}$), le productible calculé est de 35,03 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Carjac de **0,97 GWh/an (3%)**.

Avec un relèvement du débit réservé à $11,9 \text{ m}^3/\text{s}$, valeur de DMB proposée supérieure à la valeur plancher ($1/10^{\text{ème}}$ du module, par application de la mesure B43 du SDAGE),

le productible serait de 33,20 GWh/an, soit une perte de **1,83 GWh/an (5%)** par rapport à la production pour le débit réservé plancher.

Les émissions correspondant à la perte énergétique du relèvement entre le débit plancher et le DMB proposé supérieur au débit plancher sont évaluées à **772 t éq. CO₂** pour un mode de production thermique alternatif qui est le cycle combiné à gaz et **1 943 t éq. CO₂** pour le charbon.

3.1.14 LA CENTRALE DE LUZech (46)

3.1.14.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Luzech est constitué de la prise d'eau de Luzech et du barrage de Luzech sur le Lot (cf. Figure 39).

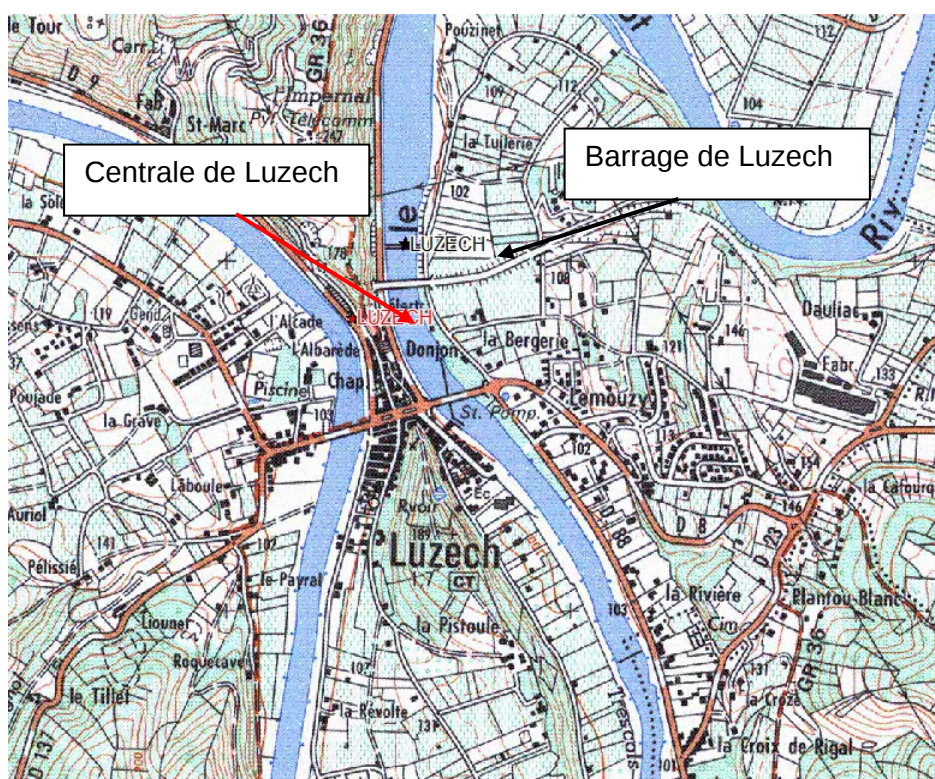


Figure 39 : Localisation de l'aménagement de Luzech (source : MapInfo 1cm=200m)

Centrale hydroélectrique de Luzech

- Type de fonctionnement : Fil de l'eau,
- Chute maximale brute : 11,4 m,
- Débit d'équipement : 210 m³/s,
- Puissance maximale installée : 15,8 MW,
- Type et nombre de turbines : 3 turbines Kaplan,
- Productible en année moyenne : 74 GWh.

Prise d'eau de Luzech

- Superficie du bassin versant : 9 300 km²,
- Module : 145 m³/s,
- Débit réservé actuel : 3,625 m³/s (1/40^{ème} du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 7,25 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 14,5 m³/s (1/40^{ème} du module).

3.1.14.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de Luzech est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Cahors située environ 30 km à l'amont sur le Lot (code station : O7981510) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 12.

La Figure 40 présente les débits classés ajustés au niveau de la prise d'eau de Luzech.

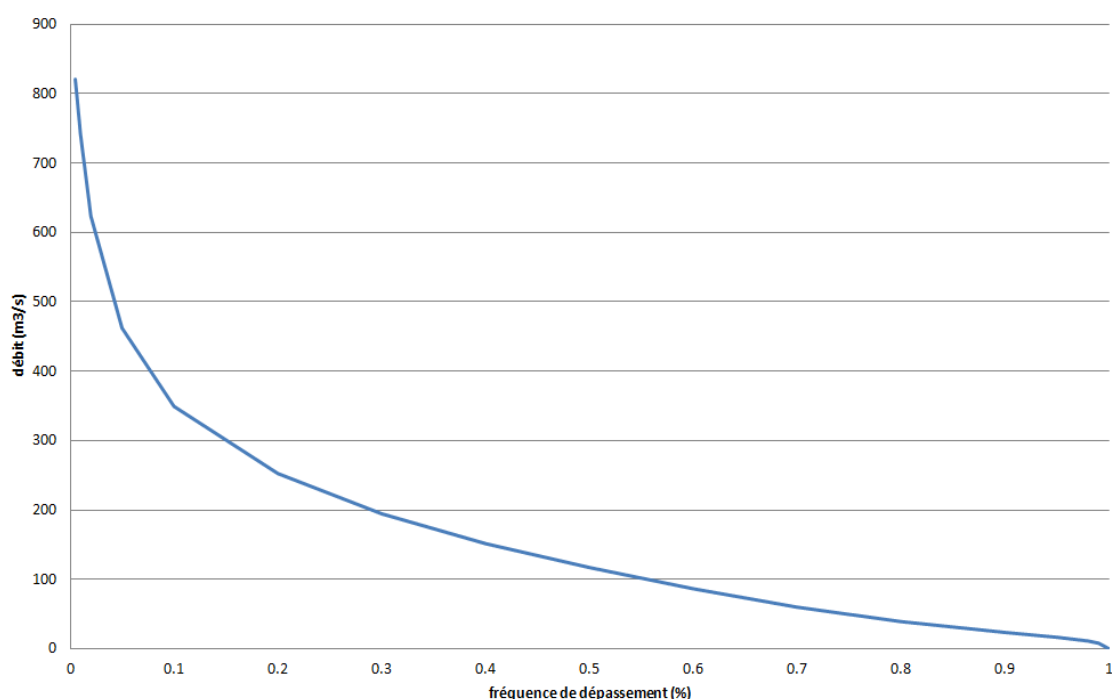


Figure 40 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Luzech

3.1.14.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

La hauteur de chute « nette » est estimée à 9,59 m avec la puissance.

Le coefficient d'ajustement, C, est de 0,92.

Le productible actuel est de 74 GWh/an.

Après relèvement du débit réservé à la valeur plancher (vingtième du module ($Q_r=7,25$ m³/s)), le productible calculé est de 72,24 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Luzech de **1,76 GWh/an (2%)**.

Avec un relèvement du débit réservé à 14,5 m³/s, valeur de DMB proposée supérieure à la valeur plancher (1/10^{ème} du module, par application de la mesure B43 du SDAGE), la perte serait alors de **3,3 GWh/an (4,5%)** par rapport à la production au débit réservé plancher.

Les émissions correspondant à la perte énergétique du relèvement entre le débit plancher et le DMB proposé supérieur au débit plancher sont évaluées à **1 379 t éq. CO₂** pour un mode de production thermique alternatif qui est le cycle combiné à gaz et **3 473 t éq. CO₂** pour le charbon.

3.2 CENTRALES DE TYPE LAC

3.2.1 LA CENTRALE D'ALRANCE (12)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique d'Alrance fait l'objet d'une concession de l'état à EDF suite au décret du 28/03/1960 dont l'échéance est le 31/12/2027.

3.2.1.1 Description des ouvrages

L'aménagement d'Alrance est constitué des barrages de Pareloup, de Pont de Salars, de Bage, qui amènent, par une conduite forcée de 20km de long, les apports à l'usine d'Alrance, cf.Figure 41.

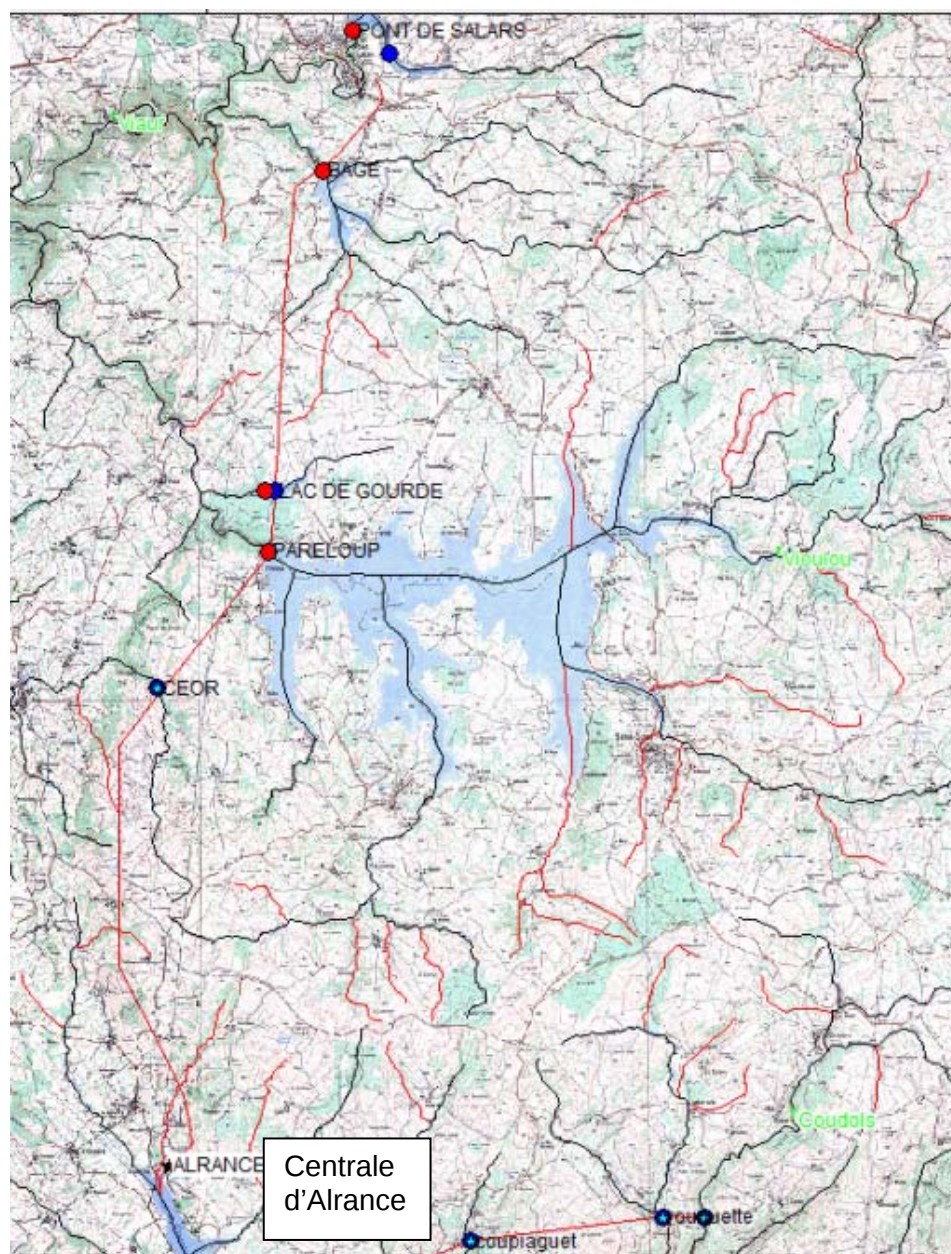


Figure 41 : Situation géographique des aménagements d'Alrance (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique d'Alrance

- Type de fonctionnement : Lac,
- Chute maximale brute : 79.8 m,
- Débit d'équipement : 25 m³/s,
- Puissance maximale installée : 16.8 MW,
- Type et nombre de turbines : 1 turbine Francis,
- Productible en année moyenne : 30 GWh.

Barrage de Pareloup

- Superficie du bassin versant : 160 km²,
- Capacité utile : 167.68 hm³,

- Module : 2.67 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.103 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.134 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour le calcul énergétique et bilan carbone : 1/10^{ième}, 0,267 m³/s).

Barrage de Pont de Salars

- Superficie du bassin versant : 182 km²,
- Capacité utile : 14.55 hm³,
- Module : 3.14 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.12 m³/s (4% du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 0.157 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour le calcul énergétique et bilan carbone : 1/10^{ième}, 0,314 m³/s).

Barrage de Bage

- Superficie du bassin versant : 34 km²,
- Capacité utile : 3.1 hm³,
- Module : 0.57 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.02 m³/s (4% du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 0.028 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour le calcul énergétique et bilan carbone : 1/10^{ième}, 0,057 m³/s).

Céor

- Superficie du bassin versant : 4 km²,
- Module : 0.08 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.005 m³/s (1/15^{ème} du module), supérieur au débit plancher
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour le calcul énergétique et bilan carbone : 1/10^{ième}, 0,008 m³/s)

3.2.1.2 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 0.94.

Le productible actuel étant de 30 GWh/an, après relèvement du débit réservé au vingtième du module, le productible calculé est de 29.6 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale d'Alrance d'environ **0.4 GWh/an (soit 1.2%)**.

Dans l'hypothèse d'un relèvement au dixième, la perte est estimée à **1,6 GWh/an** par rapport au débit plancher (soit **5,2%**).

Les émissions émises avec un mode de production thermique alternatif qui est le fioul pour palier ce manque à produire entre le relèvement du débit réservé du débit plancher au 10ième équivaut à **1 684 t éq. CO₂**.

3.2.2 LA CENTRALE DU POUGET (12)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique du Pouget fait l'objet d'une concession de l'Etat à EDF suite au décret du 28/03/1960 dont l'échéance est le 31/12/2027.

3.2.2.1 Description des ouvrages

L'aménagement du Pouget est constitué des barrages de Villefranche de Panat et de Saint Amans, auxquels se rajoutent les apports des prises d'eau de Pouganies, de Savinhac, de Rouquette, de Coupiquet et de Mergabez, cf. Figure 42.



Figure 42 : Situation géographique des aménagements du Pouget (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique du Pouget

- Type de fonctionnement : Lac,
- Chute maximale brute : 462 m,
- Débit d'équipement : 94.4 m³/s,
- Puissance maximale installée : 424 MW,
- Type et nombre de turbines : 1 turbine Francis, 3 turbines Pelton, 1 groupe réversible
- Productible en année moyenne : 297 GWh.

Barrage de Villefranche de Panat

- Superficie du bassin versant : 43 km²,

- Capacité utile : 8.67 hm^3 ,
- Module : $0.67 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : $0.12 \text{ m}^3/\text{s}$ (6% du module), supérieur au débit plancher (1/20 du module)
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : $0.12 \text{ m}^3/\text{s}$ (débit actuel).

Barrage de Saint Amans

- Superficie du bassin versant : 2 km^2 ,
- Capacité utile : 0.65 hm^3 ,
- Module : $0.021 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : $0.001 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé plancher 2014 : $0.001 \text{ m}^3/\text{s}$ (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur du 1/10 du module prise en compte pour l'évaluation : $0,002 \text{ m}^3/\text{s}$).

Prise d'eau de Pounganies (ruisseau du Pounganies)

- Superficie du bassin versant : 1.95 km^2 ,
- Module : $0.04 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : $0.002 \text{ m}^3/\text{s}$ (1/20 du module),
- Débit réservé plancher 2014 : $0.0021 \text{ m}^3/\text{s}$ (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour l'évaluation énergétique : 1/10^{ème} du module, $0,004 \text{ m}^3/\text{s}$).

Prise d'eau de Savinhac (ruisseau du Coudols)

- Superficie du bassin versant : 19 km^2 ,
- Module : $0.4 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : $0.012 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé plancher 2014 : $0.02 \text{ m}^3/\text{s}$ (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour l'évaluation énergétique : 1/10^{ème} du module, $0,04 \text{ m}^3/\text{s}$).

Prise d'eau de Rouquette (ruisseau de l'Héral)

- Superficie du bassin versant : 14.5 km^2 ,
- Module : $0.3 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : $0.008 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé plancher 2014 : $0.015 \text{ m}^3/\text{s}$ (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour l'évaluation énergétique : 1/10^{ème} du module, $0,03 \text{ m}^3/\text{s}$).

Prise d'eau de Coupiagnet (ruisseau du Coupiagnet)

- Superficie du bassin versant : 3 km^2 ,
- Module : $0.063 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : $0.004 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé plancher 2014 : $0.003 \text{ m}^3/\text{s}$ (1/20^{ème} du module). Le débit réservé actuel est supérieur, sa valeur est donc conservée.

- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour l'évaluation énergétique : $1/10^{\text{ème}}$ du module, $0,006 \text{ m}^3/\text{s}$)

Prise d'eau de Mergabez (le Vernobre)

- Superficie du bassin versant : 2 km²,
- Module : 0.08 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.005 m³/s (1/15 du module, supérieur au débit plancher
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour l'évaluation énergétique : 1/10^{ème} du module, 0,008 m³/s)

3.2.2.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité des prises d'eau est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Salles-Curan situé sur le Coudols, en amont de la prise d'eau de Savinhac (Figure 43) (code station : O3485410) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 15.

Tableau 15 : Données générales – station hydrométrique de Salles-Curan (Source : Banque HYDRO)

nom station	Le Coudols à Salles-Curan
producteur de données	DREAL MP/AEAG
bassin versant	19.2 km ²
altitude	725 m NGF
module	0.38 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1951-1958

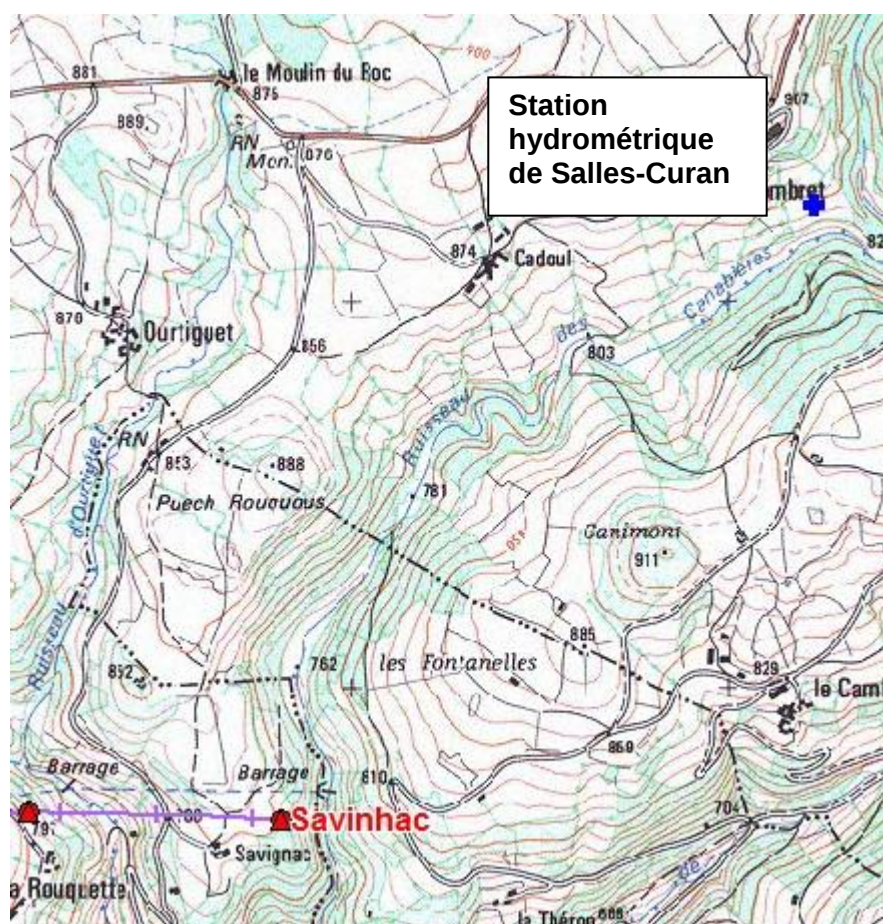


Figure 43 : Localisation de la station hydrométrique de Salles-Curan (Source : Banque HYDRO, Agence de l'eau, BD Carto)

Un ajustement sur le module est appliqué à la courbe des débits classés, calculée sur la période 1953-1956, afin de retrouver le module de la prise d'eau.

La Figure 44 présente la somme des débits classés ajustés au niveau des prises d'eau.

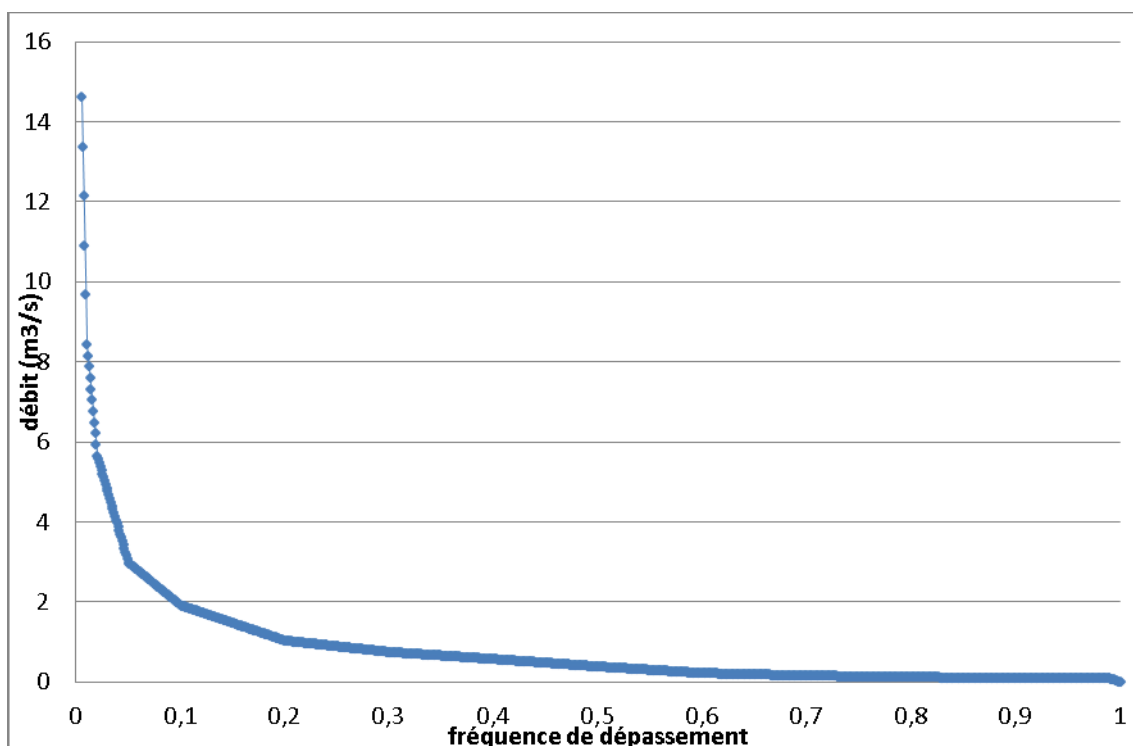


Figure 44 : Courbe des débits classés aux prises d'eau du Pouget (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1953-1956)

3.2.2.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 1.05.

Le productible actuel étant de 297 GWh/an. Actuellement, les débits réservés sont supérieurs ou égaux au débit plancher aux prises d'eau de Villefranche de Panat, de Mergabaz et de Coupiagnet.

Après passage du débit réservé au débit plancher sur les autres prises d'eau (vingtième du module), le productible calculé est de 292,5 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale du Pouget d'environ **4,5 GWh/an (soit 1,5%)**.

Pour un relèvement au dixième du module, le productible serait de 289.9 GWh/an, soit **0.9% de perte (2.6 GWh)** par rapport à la production pour la valeur plancher du débit réservé.

Les émissions produite pour pallier le manque à produire entre le relèvement du dixième du module au lieu du débit plancher est de **2 800 t éq. CO₂** avec un mode de production thermique alternatif au fioul.

3.2.3 LA CENTRALE DE MONTAHUT (34)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Montahut fait l'objet d'une concession de l'Etat accordée à EDF suite au décret du 06/03/1961.

3.2.3.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Montahut est constitué du barrage de Laouzas, auquel se rajoute la captation et la dérivation de la prise d'eau de Fraisse sur l'Agout, et de trois affluents en rive droite de la Vèbre qui sont les ruisseaux de Rieufrech (prise d'eau à la cote 806mNGF), de Ramières (prise d'eau à la cote 798mNGF) et de Pradas (prise d'eau à la cote 791mNGF), cf. Figure 45.

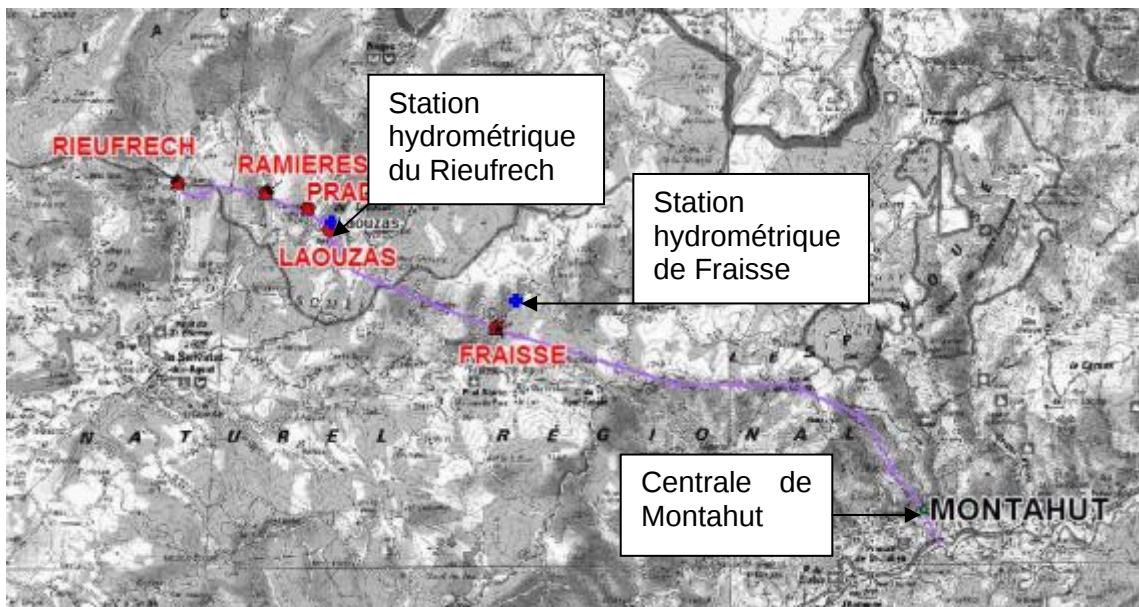


Figure 45 : Situation géographique des aménagements de Montahut (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Montahut

- Type de fonctionnement : Lac,
- Chute maximale brute : 621.5 m,
- Débit d'équipement : 18 m³/s,
- Puissance maximale installée : 97.8 MW,
- Type et nombre de turbines : 3 turbines Francis,
- Productible en année moyenne : 255 GWh.

Barrage de Laouzas



Figure 46 : Barrage de Laouzas (source : Structurae)

- Superficie du bassin versant : 217 km²,
- Capacité utile : 42 hm³,
- Module : 4.95 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.073 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.25 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte 1/10 du module, 0,495 m³/s).

Prise d'eau du Rieufrech

- Superficie du bassin versant : 16 km²,
- Module : 0.64 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.061 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.032 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte 1/10 du module, 0,064 m³/s)

Prise d'eau de Ramières

- Superficie du bassin versant : 4.1 km²,
- Module : 0.18 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.027 m³/s en moyenne avec la modulation 0,05 m³/s du 16/03 au 15/09, 0 m³/s du 16/09 au 15/03,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.009 m³/s (1/20^{ème} du module). Le débit réservé actuel moyen est supérieur, sa valeur est donc conservée.
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : Le débit réservé actuel moyen est supérieur au 1/10 du module, sa valeur est donc conservée.

Prise d'eau de Pradas

- Superficie du bassin versant : 1.6 km²,
- Module : 0.103 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.011 m³/s en moyenne avec la modulation 0,02 m³/s du 16/03 au 15/09, 0 m³/s du 16/09 au 15/03 ,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.005 m³/s (1/20^{ème} du module). Le débit réservé actuel moyen est supérieur, sa valeur est donc conservée.
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : Le débit réservé actuel moyen est supérieur au 1/10 du module, sa valeur est donc conservée.

Prise d'eau de Fraisse

- Superficie du bassin versant : 49 km²,
- Module : 1.72 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.175 m³/s en moyenne avec la modulation 0,3 m³/s du 01/02 au 31/03, 0,15 m³/s du 01/04 au 31/01,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.086 m³/s (1/20^{ème} du module). Le débit réservé actuel moyen est supérieur, sa valeur est donc conservée.
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : Le débit réservé actuel moyen est supérieur, sa valeur est donc conservée.

3.2.3.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité de la prise d'eau de Fraisse est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Fraisse située sur l'Agout, en amont de la prise d'eau de Fraisse, cf. Figure 45 (code station : O4102510) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 16.

Tableau 16 : Données générales – station hydrométrique de Fraisse sur Agout (Source : Banque HYDRO)

nom station	Le Coudols à Salles-Curan
producteur de données	EDF
bassin versant	48 km ²
altitude	792 m NGF
module	1.6 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1951-2009

L'hydrologie à proximité des prises d'eau restantes est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique située sur le ruisseau du Rieufrech, cf. Figure 45 (code station : O4102510) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 17.

Tableau 17 : Données générales – station hydrométrique du Rieufrech à Nages (Source : Banque HYDRO)

nom station	Le Rieufrech à Nages
producteur de données	DREAL MP/AEAG
bassin versant	6 km ²
altitude	885 m NGF
module	0.236 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1956-1964

La Figure 47 présente la somme des débits classés ajustés au niveau des prises d'eau.

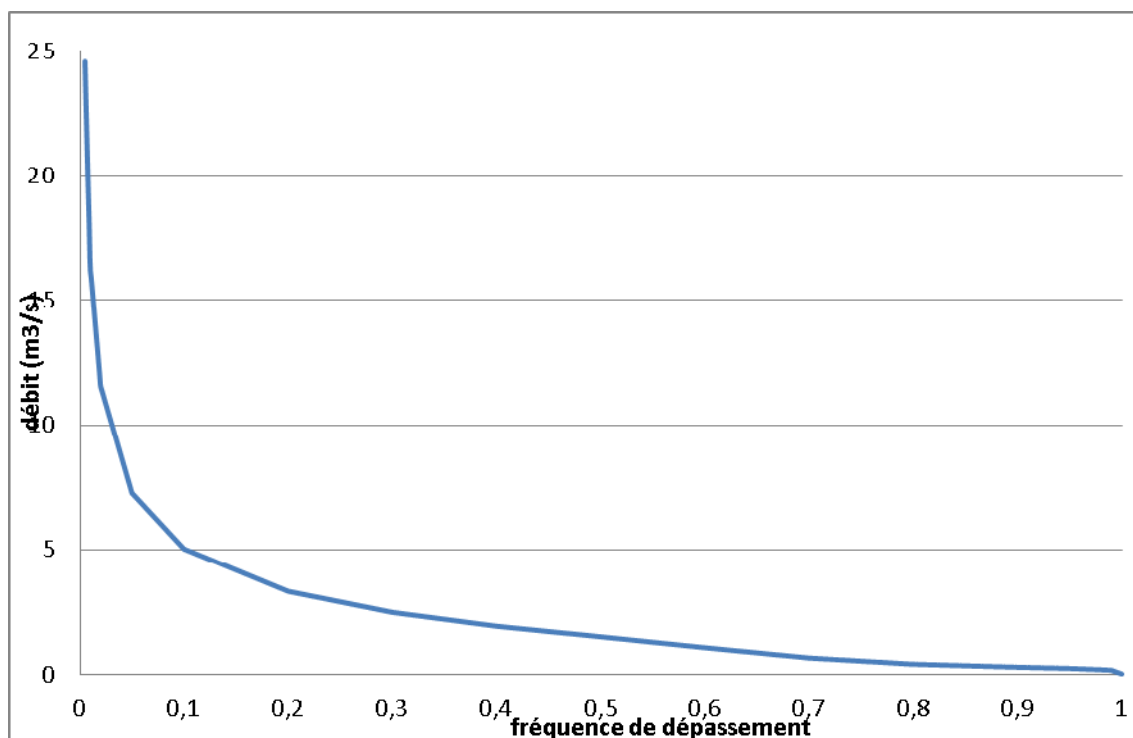


Figure 47 : Courbe des débits classés aux prises d'eau de Montahut (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1956-1964)

3.2.3.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 1.03.

Le productible actuel étant de 255 GWh/an, après relèvement du débit réservé au vingtième du module, le productible calculé est de 247,2 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Montahut d'environ **7.8 GWh/an (soit 3%)**.

Dans le cadre d'un passage du débit réservé au 1/10 du module, la production serait de 235,7 GWh/an, soit une perte de 11,5 GWh/an (5%) par rapport à la production pour un débit réservé plancher, correspondant à 12 420 T eq CO₂ pour une production alternative au fioul.

3.2.4 LA CENTRALE DE VINTROU (81)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Vintrou fait l'objet d'une concession de l'Etat à EDF suite au décret du 25/01/1930 dont l'échéance est le 31/12/2021.

3.2.4.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Vintrou est constitué du barrage de Saint Peyres, dont les apports sont conduits à l'usine de Vintrou, cf. Figure 48.

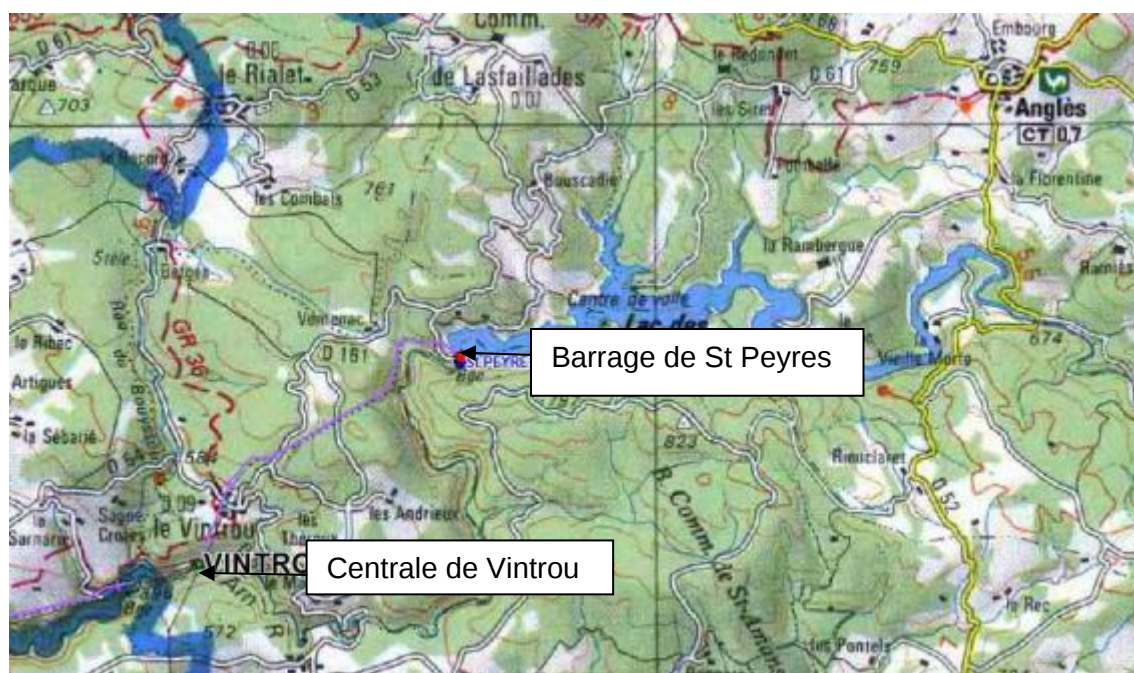


Figure 48 : Situation géographique de l'aménagement de Vintrou (Source : BDCartho, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Vintrou

- Type de fonctionnement : Lac,
- Chute maximale brute : 265 m,
- Débit d'équipement : 15.4 m³/s,
- Puissance maximale installée : 32.3 MW,
- Type et nombre de turbines : 4 turbines Pelton et 1 Francis,
- Productible en année moyenne : 82 GWh.

Barrage de Saint Peyres

- Superficie du bassin versant : 129 km²,
- Capacité utile : 167.68 hm³,
- Temps moyen de remplissage : 727 jours,
- Module : 4,85 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.12 m³/s
- Débit réservé plancher 2014 : 0.242 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non (suivi du tronçon court circuité pour le débit plancher).

3.2.4.2 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 1.00.

Le productible actuel étant de 82 GWh/an, après relèvement du débit réservé au vingtième du module, le productible calculé est de 79,8 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Vintrou d'environ **1,2 GWh/an (soit 2.6%)**.

3.2.5 LA CENTRALE DE GRANDVAL (15)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Grandval fait l'objet d'une concession de l'Etat à EDF suite au décret du 23/12/1958 dont l'échéance est le 31/12/2034.

3.2.5.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Grandval est constitué du barrage de Grandval et de l'usine de Grandval, immédiatement au pied du barrage, comme présenté Figure 49. Les prises d'eau de Ganivet et Moulinet transfèrent également l'eau vers l'usine par dérivation des apports de 2 autres bassins versants, cf. Figure 50.



Figure 49 : Situation géographique de l'aménagement de Grandval (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

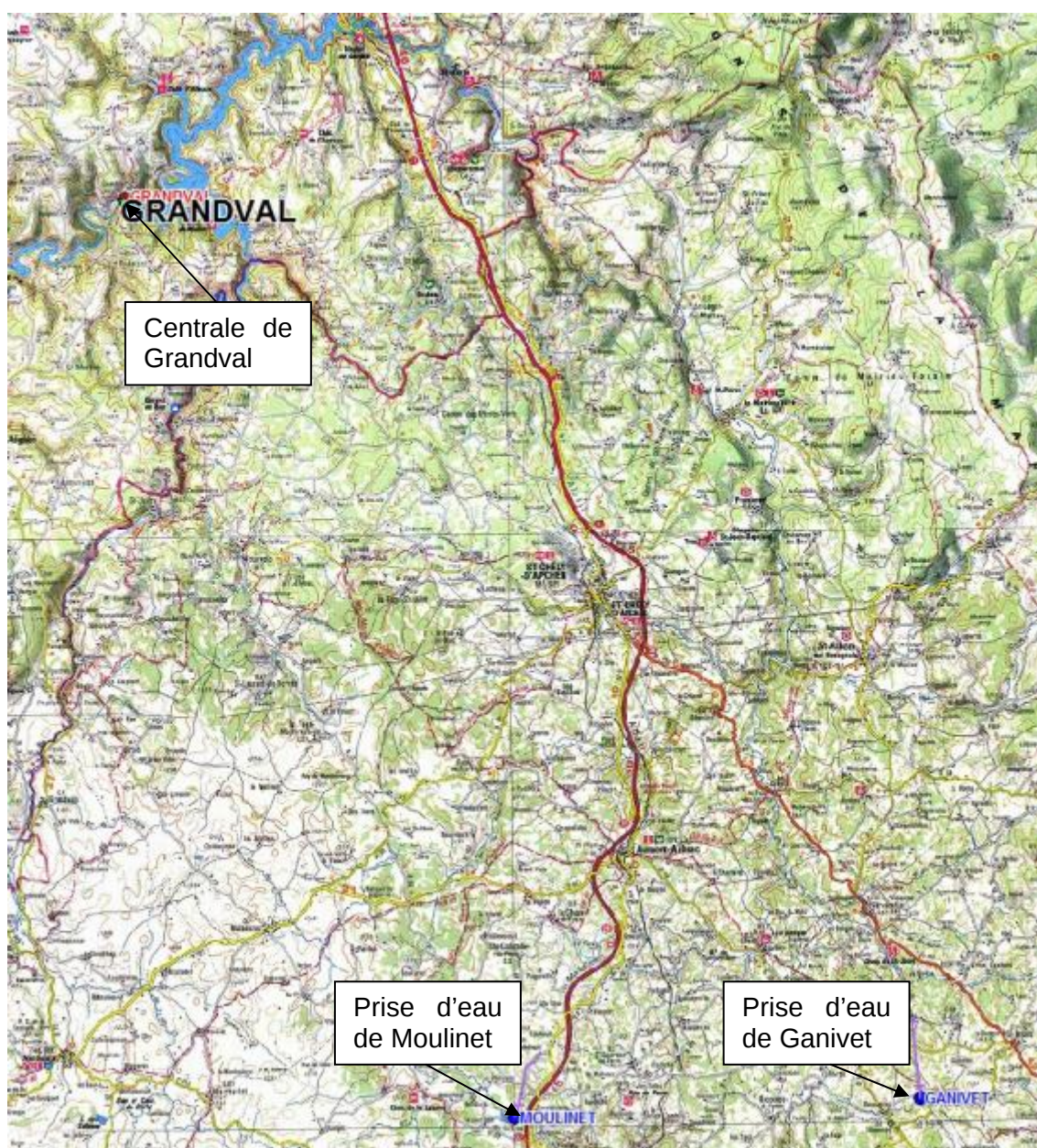


Figure 50 : Situation géographique de l'aménagement de Grandval avec les prises d'eau de Ganivet et Moulinet (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Grandval

- Type de fonctionnement : Lac,
- Chute maximale brute : 68.6 m,
- Débit d'équipement : 129.4 m³/s,
- Puissance maximale installée : 74.1 MW,
- Type et nombre de turbines : 2 turbines Francis,
- Productible en année moyenne : 144 GWh.

Barrage de Grandval

- Superficie du bassin versant : 1 000 km²,
- Capacité utile : 224.55 hm³,
- Module : 27.2 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0 m³/s (barrage noyé par remous du barrage de Lanau),
- Débit réservé plancher 2014 : 0 m³/s,
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Barrage de Ganivet

- Superficie du bassin versant : 100 km²,
- Capacité utile : 0.23 hm³,
- Module : 1.96 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.049 m³/s (1/40^{ème} du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 0.098 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour l'évaluation énergétique : 1/10 du module, 0,196 m³/s).

Barrage de Moulinet

- Superficie du bassin versant : 46 km²,
- Capacité utile : 0.1 hm³,
- Module : 1 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.025 m³/s (1/40 du module)
- Débit réservé plancher 2014 : 0.05 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour l'évaluation énergétique : 1/10 du module, 0,1 m³/s).

3.2.5.2 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 1.07.

Le productible actuel étant de 144 GWh/an, après relèvement du débit réservé au vingtième du module, le productible calculé est de 143.6 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Grandval d'environ **0,35 GWh/an (soit 0,2%)**.

Le relèvement du débit réservé entre la valeur plancher (1/20 du module) et le 1/10 du module conduirait à une production de 142,9 GWh/an, soit une perte de 0.7 GWh/an (0.5%), correspondant à 756 T eq CO₂ par substitution avec une production au fioul.

3.2.6 LA CENTRALE DE PRAGNERES RIVE GAUCHE (65)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Pragnères fait l'objet d'une concession de l'état à EDF suite au décret du 03/02/1961 dont l'échéance est le 31/12/2036.

3.2.6.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Pragnères Rive Gauche est constitué des barrages de Cap de Long, d'Aubert, d'Ossoue, d'Escoubous et des prises d'eau de Canaoue, Saousse, Holle, Aspe, Oule et Male, Cestrède supérieur et inférieur, Ardiden Badet (1 à 3), Ardiden Lassariou (1 à 4), Ardiden Bastampe (1 à 3), Bolou supérieur, Oueil Nègre, La Glaise supérieur, Aigues-Cluses, Gèdre, La Glaise inférieur, Barada inférieur, Maucapéra supérieur. Ces apports sont conduits comme présenté sur la Figure 51 ci-dessous à l'usine de Pragnères RG.

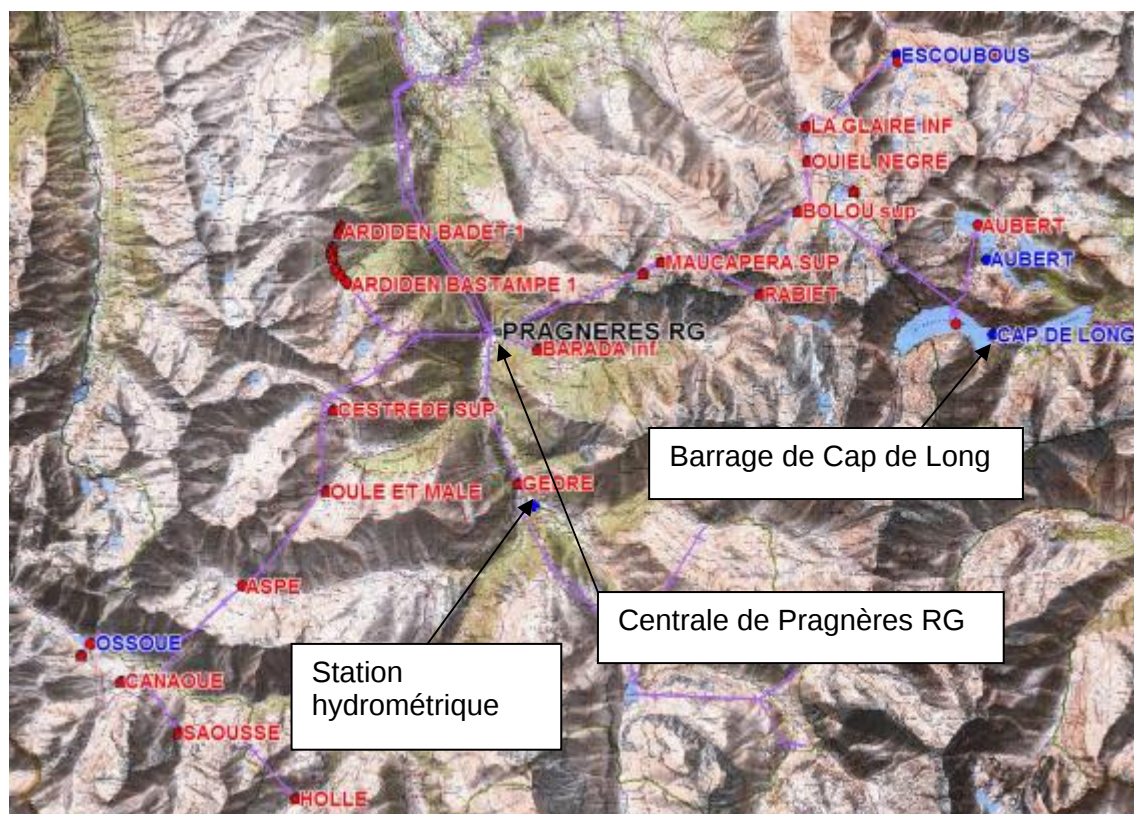


Figure 51 : Situation géographique de l'aménagement de Pragnères RG (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Pragnères RG

- Type de fonctionnement : Lac,
- Chute maximale brute : 929.1 m,
- Débit d'équipement : 19 m³/s,
- Puissance maximale installée : 188 MW,
- Type et nombre de turbines : 3 turbines Pelton,

- Productible en année moyenne : 337 GWh.

Prise d'eau d'Ossoue

- Superficie du bassin versant : 12.1 km²,
- Module : 0.75 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,04 m³/s du 15/09 au 15/07, débit naturel du 16/07 au 14/09
- Débit réservé plancher 2014 : 0.039 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non (débit réservé validé en CODERST).

Barrage de Cap de Long

- Superficie du bassin versant : 10.6 km²,
- Capacité utile : 65.7 hm³,
- Module : 0.52 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0
- Débit réservé plancher 2014 : 0
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Prise d'eau d'Aubert

- Superficie du bassin versant : 6.5 km²,
- Module : 0,0554 m³/s (donnée exploitant),
- Débit réservé actuel : 0
- Débit réservé plancher 2014 : 0
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Barrage d'Escoubous

- Superficie du bassin versant : 6.2 km²,
- Capacité utile : 1.4 hm³,
- Temps de remplissage : jours,
- Module : 0.3 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0
- Débit réservé plancher 2014 : 0
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Prise d'eau de Canaoue

- Superficie du bassin versant : 7.2 km²,
- Module : 0.319 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,011 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.016 m³/s (1/20 module)
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : 1/10 du module, 0,032 m³/s).

Prise d'eau de Saousse

- Superficie du bassin versant : 4.4 km²,
- Module : 0.219 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,006 m³/s
- Débit réservé plancher 2014 : 0.011 m³/s (1/20^{ème} du module)
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : 1/10 du module, 0,022 m³/s).

Prise d'eau de Holle

- Superficie du bassin versant : 3,7 km²,
- Module : 0.167 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,006 du 15/09 au 14/06, DN du 15/06 au 14/09
- Débit réservé plancher 2014 : 0.008 m³/s (1/20^{ème} du module)
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Prise d'eau de Tapoue

- Superficie du bassin versant : 0,65 km²,
- Module : 0.029 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0
- Débit réservé plancher 2014 : 0
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non (valeur de débit réservé validée en CODEST).

Prise d'eau du Rabiet

- Superficie du bassin versant : 5.7 km²,
- Module : 0.3 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.008 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.015 m³/s (1/20^{ème} du module)
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non (valeur plancher validée en CODERST).

Prises d'eau d'Ardiden Bastampe 1 à 3

- Superficie du bassin versant des prises d'eau d'Ardiden Bastampe 1, 2 et 3 : 5.7 km²,
- Module des 3 prises d'eau : 0,097 m³/s
- Débit réservé actuel : 0 m³/s
- Débit réservé plancher 2014 : 0.005 m³/s (1/20^{ème} du module)
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : 0,01 m³/s (1/10^{ème} du module)).

Prises d'eau d'Ardiden Lassariou 1 à 6

- Superficie du bassin versant des prises d'eau d'Ardiden Lassariou 1 à 6 : 2.9 km²,
- Somme du module des 6 prises d'eau : 0.191 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0 m³/s
- Débit réservé plancher 2014 : 0.009 m³/s (1/20^{ème} du module)

- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : $0,019 \text{ m}^3/\text{s}$ ($1/10^{\text{ème}}$ du module)).

Prises d'eau d'Ardiden Badet 1 à 3

- Superficie du bassin versant des prises d'eau d'Ardiden Badet 1 à 3 : 2.7 km^2 ,
- Somme des modules des 3 prises d'eau : $0.178 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : 0
- Débit réservé plancher 2014 : $0.009 \text{ m}^3/\text{s}$ ($1/20^{\text{ème}}$ du module)
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : $0,018 \text{ m}^3/\text{s}$ ($1/10^{\text{ème}}$ du module)).

Prise d'eau d'Aspe

- Superficie du bassin versant : 10 km^2 ,
- Module : $0.33 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : 0
- Débit réservé plancher 2014 : $0.016 \text{ m}^3/\text{s}$ ($1/20^{\text{ème}}$ du module)
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : $1/10$ module, $0,033 \text{ m}^3/\text{s}$).

Prise d'eau d'Oule et Male

- Superficie du bassin versant : 1.2 km^2 ,
- Module : $0.074 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : 0
- Débit réservé plancher 2014 : $0.004 \text{ m}^3/\text{s}$ ($1/20^{\text{ème}}$ du module)
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : $0,007 \text{ m}^3/\text{s}$, $1/10$ module).

Prise d'eau de Cestrède supérieur

- Superficie du bassin versant : 5.2 km^2 ,
- Module : $0.45 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : 0
- Débit réservé plancher 2014 : $0.022 \text{ m}^3/\text{s}$ ($1/20^{\text{ème}}$ du module)
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Prise d'eau de Cestrède inférieur

- Superficie du bassin versant : 19.7 km^2 ,
- Module : $0.81 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : 0
- Débit réservé plancher 2014 : $0.04 \text{ m}^3/\text{s}$ ($1/20^{\text{ème}}$ du module)
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Prise d'eau de Maucapéra supérieur

- Superficie du bassin versant : 0.5 km^2 ,

- Module : 0.017 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0
- Débit réservé plancher 2014 : 0.001 m³/s (1/20^{ème} du module)
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Prise d'eau de Maucapéra

- Module : 0.001 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0
- Débit réservé plancher 2014 : 0
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Prise d'eau d'Holle

- Superficie du bassin versant : 3.7 km²,
- Module : 0.23 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,006
- Débit réservé plancher 2014 : 0.012 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Barrage d'Aigues-Cluses

- Superficie du bassin versant : 7,6 km²,
- Module : 0.33 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,017 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.017 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Prise d'eau de La Glaire supérieure

- Superficie du bassin versant : 1,9 km²,
- Module : 0.09 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.004 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Prise d'eau de La Glaire inférieure

- Superficie du bassin versant : 1,1 km²,
- Module : 0.057 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.003 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Prise d'eau de Bolou supérieure

- Superficie du bassin versant : 2,2 km²,

- Module : 0.11 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.005 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

Prise d'eau d'Ouiel Negre

- Superficie du bassin versant : 1,7 km²,
- Module : 0.08 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,
- Débit réservé plancher 2014 : 0.004 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

3.2.6.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité des prises d'eau liées à l'usine de Pragnères RG est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Gèdre situé sur le gave d'Héas, cf. Figure 51 (code station : Q4124010) dont les caractéristiques sont regroupées dans le Tableau 14.

Tableau 18 : Données générales – station hydrométrique de Gèdre (Source : Banque HYDRO)

nom station	Le gave d'Héas à Gèdre
producteur de données	EDF
bassin versant	84 km ²
altitude	995 m NGF
module	3,55 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1948-1995

La Figure 52 présente la somme des débits classés ajustés au niveau des prises d'eau.

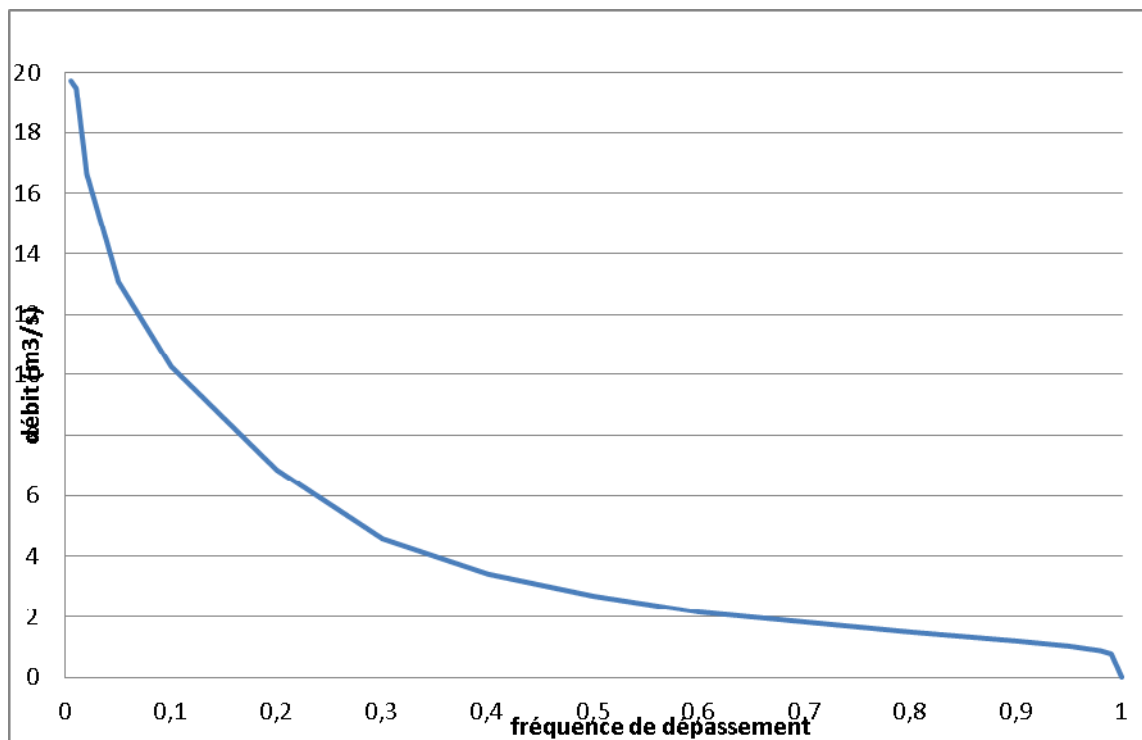


Figure 52 : Courbe des débits classés aux prises d'eau de PragnèresRG (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1948-1995)

3.2.6.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 0.93.

Le productible actuel étant de 337 GWh/an, après relèvement du débit réservé au vingtième du module, le productible calculé est de 323.7 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Pragnères RG d'environ **9.3 GWh/an (soit 4%)**.

Dans l'hypothèse d'un relèvement au dixième du module aux prises d'eau nécessitant une étude complémentaire de relèvement du débit réservé, le productible serait de 317,3 GWh/an, soit **2% de perte (6,4 GWh)** par rapport à la production au débit plancher.

Les émissions avec une production thermique alternative au fioul résultant de ce manque à produire pour un relèvement du dixième du module au lieu du débit plancher équivaut à **6 940 tonnes équivalent carbone**.

3.2.7 LA CENTRALE DE L'HOSPITALET BASSE CHUTE (09)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de L'Hospitalet fait l'objet d'une concession de l'Etat à EDF suite au décret du 21/05/1965.

3.2.7.1 Description des ouvrages

L'aménagement de l'Hospitalet Basse Chute est constitué des barrages de Sisca, Baldarques et Besines, ainsi que des prises d'eau d'En Garcie et des Clotes. Ces apports sont conduits comme présenté sur la Figure 53 ci-dessous à l'usine de l'Hospitalet BC.

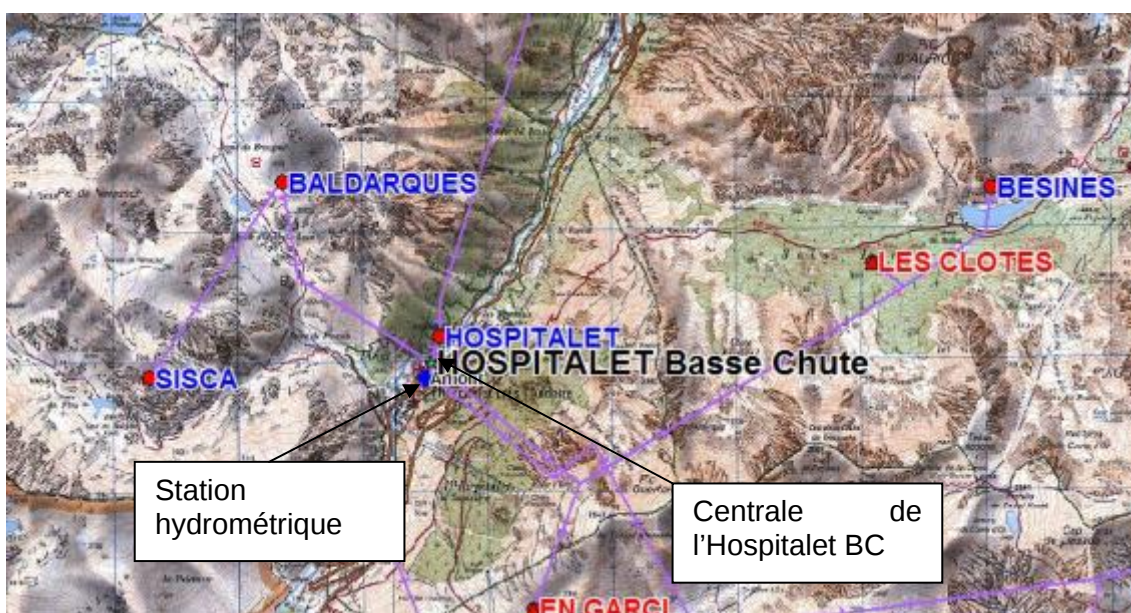


Figure 53 : Situation géographique de l'aménagement de l'Hospitalet BC (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de l'Hospitalet BC

- Type de fonctionnement : Lac,
- Chute maximale brute : 545,1 m,
- Débit d'équipement : 18,5 m³/s,
- Puissance maximale installée : 107,6 MW,
- Type et nombre de turbines : 3 turbines Pelton,
- Productible en année moyenne : 96 GWh.

Barrage de Sisca

- Superficie du bassin versant : 8,1 km²,
- Capacité utile : 0,12 hm³,
- Module : 0.28 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,004 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,014 (1/20^{ème} du module),

- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour le calcul énergétique : 1/10 du module, 0,028 m³/s).

Barrage de Baldarques

- Superficie du bassin versant : 4,7 km²,
- Capacité utile : 0,05 hm³,
- Module : 0.18 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,004 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,009 (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour le calcul énergétique : 1/10 du module, 0,018 m³/s).

Barrage de Besines

- Superficie du bassin versant : 11,9 km²,
- Capacité utile : 0,15 hm³,
- Module : 0.402 m³/s,
- Débit réservé actuel : 15 l/s du 16/09 au 30/06, débit naturel du 01/07 au 15/09
- Débit réservé plancher 2014 : 0,020 (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour le calcul énergétique : 1/10 du module, 0,040 m³/s).

Prise d'eau des Clotes

- Superficie du bassin versant : 0,9 km²,
- Module : 0,057 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,001 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,003 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour le calcul énergétique : 1/10 du module, 0,006 m³/s).

Prise d'eau d'En Garcie inférieur

- Superficie du bassin versant : 4,1 km²,
- Module : 0,2 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,003 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,010 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour le calcul énergétique : 1/10 du module, 0,02 m³/s).

3.2.7.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité des prises d'eau liées à l'usine de l'Hospitalet BC est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de l'Hospitalet-près-l'Andorre situé sur l'Ariège, en aval des prises d'eau, cf. Figure 53 (code station : O1012520) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 15.

Tableau 19 : Données générales – station hydrométrique de l'Hospitalet-près-l'Andorre
(Source : Banque HYDRO)

nom station	L'Ariège à l'Hospitalet-près-l'Andorre
producteur de données	DREAL MP/AEAG
bassin versant	63 km ²
altitude	1405 m NGF
module	2,16 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1920-1965

La Figure 54 présente la somme des débits classés ajustés au niveau des prises d'eau.

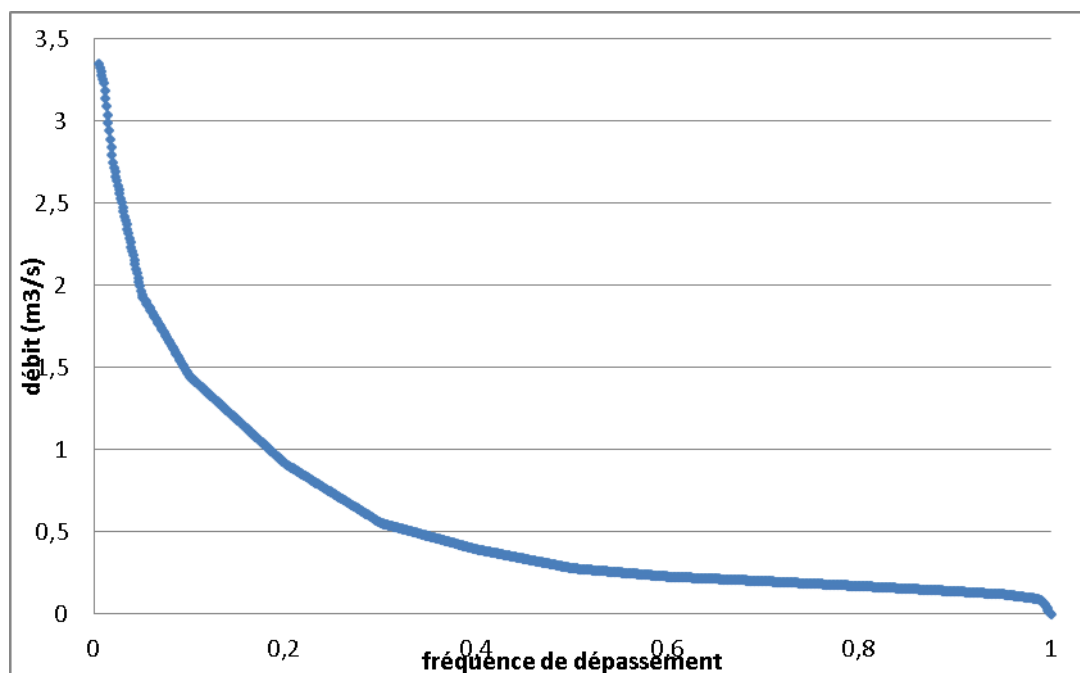


Figure 54 : Courbe des débits classés aux prises d'eau de l'Hospitalet BC (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1920-1965)

3.2.7.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 1,14. Cet écart est probablement dû à la période de calcul des débits classés assez ancienne.

Le productible actuel étant de 96 GWh/an, après relèvement du débit réservé au vingtième du module, le productible calculé est de 93,8 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de l'Hospitalet BC d'environ **2,2 GWh/an (soit 2,3%)**.

Pour un relèvement au dixième du module, le productible est de 90 GWh/an, soit 3,8 GWh/an (4%) de perte par rapport à la production pour le débit réservé plancher. Le

bilan carbone donne, pour un relèvement du dixième du module au lieu du débit plancher, **4 104 tonnes équivalent carbone**.

3.2.8 LA CENTRALE DE MERENS (09)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Merens fait l'objet d'une concession de l'Etat à EDF suite au décret du 21/05/1965.

3.2.8.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Merens est constitué du barrage de l'Hospitalet et des prises d'eau de Nagear supérieur et de Mourguillou. Ces apports sont conduits comme présenté sur la Figure 55 ci-dessous à l'usine de Merens.

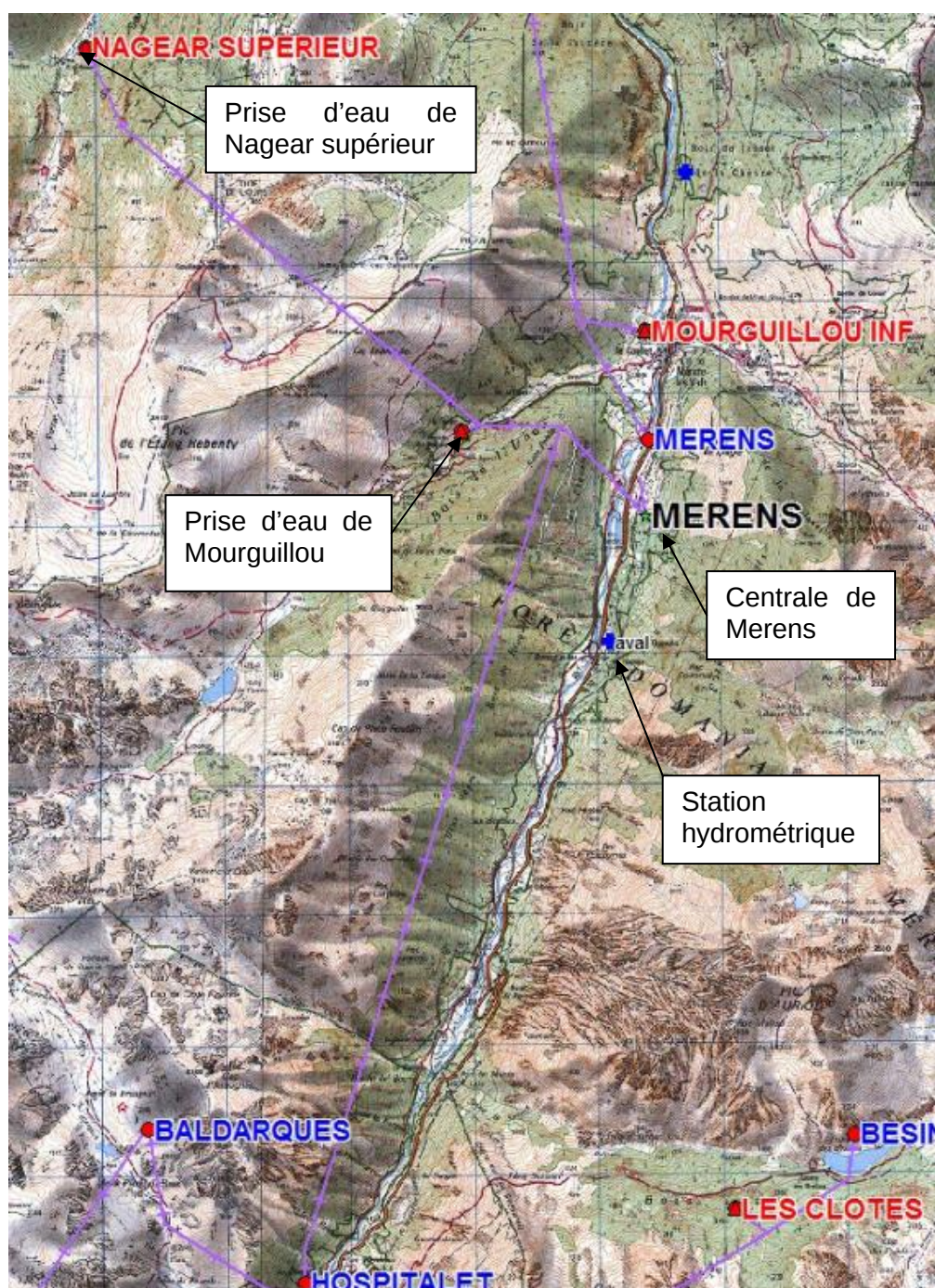


Figure 55 : Situation géographique de l'aménagement de Merens (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Merens



Figure 56 : Centrale de Merens (Source : <http://sitepasite.free.fr>)

- Type de fonctionnement : Lac,
- Chute maximale brute : 327,9 m,
- Débit d'équipement : 83 m³/s,
- Puissance maximale installée : 42 MW,
- Type et nombre de turbines : 2 turbines Pelton,
- Productible en année moyenne : 16,9 GWh.

Barrage de l'Hospitalet

- Superficie du bassin versant : 63 km²,
- Module : 2.28 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,106 m³/s en moyenne, avec modulation : , 0,2 m³/s du 01/06 au 15/10, 0,05 m³/s du 16/10 au 31/05
- Débit réservé plancher 2014 : 0,114 (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte pour l'évaluation énergétique : 1/10 du module, 0,23 m³/s)

Prise d'eau de Mourguillou

- Superficie du bassin versant : 14,2 km²,
- Module : 0,71 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,018 m³/s (1/40^{ème} du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 0,036 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non

Prise d'eau de Nagear Supérieur

- Superficie du bassin versant : 19,2 km²,
- Module : 0,96 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,028 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,048 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non.

3.2.8.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité des prises d'eau liées à l'usine de Merens est reconstituée en se basant, comme pour la centrale de l'Hospitalet Basse Chute, sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de l'Hospitalet-près-l'Andorre situé sur l'Ariège, cf. Figure 55 (code station : O1012520) dont les caractéristiques sont regroupées dans le Tableau 15 page 70.

La Figure 57 présente la somme des débits classés ajustés au niveau des prises d'eau.

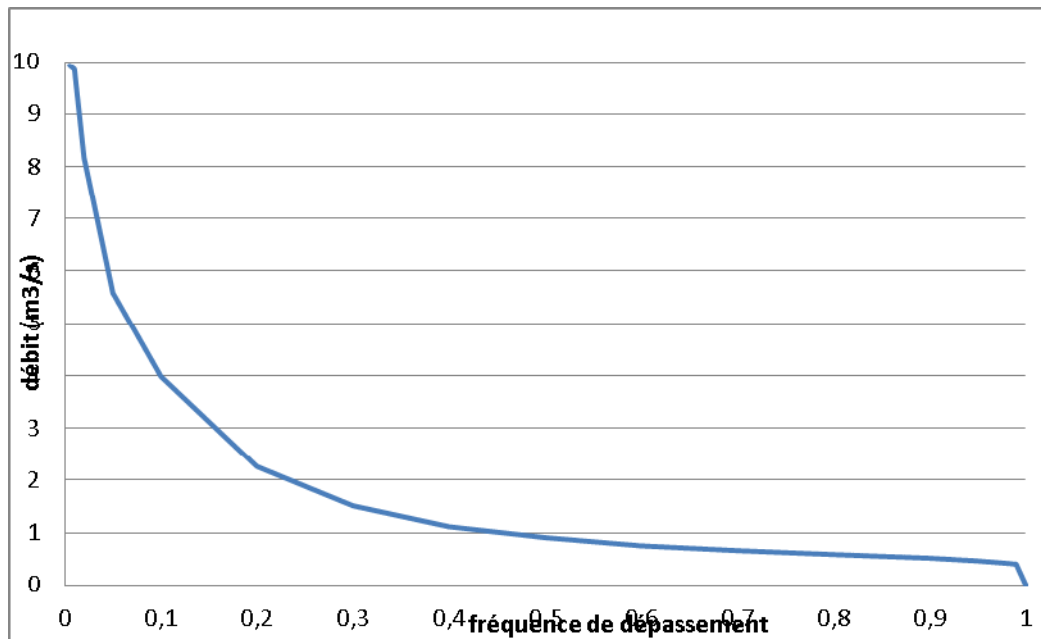


Figure 57 : Courbe des débits classés aux prises d'eau de Merens (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1920-1965)

3.2.8.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher

Le coefficient d'ajustement, C, est de 1,1.

Le productible actuel étant de 16,9 GWh/an, après relèvement du débit réservé à la valeur plancher (1/20 du module), le productible calculé est de 16,8 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Merens d'environ **0,1 GWh/an (soit 0,5%)**.

Le relèvement du débit réservé au 1/10 du module au barrage de l'Hospitalet conduirait à une perte de 0,6 GWh/an (3,6%) par rapport à la production au débit plancher, soit 655 Teq CO₂ pour une production alternative au fioul.

3.2.9 LA CENTRALE DU PORTILLON BASSE CHUTE (31)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique du Portillon fait l'objet d'une concession de l'Etat à EDF suite au décret du 19/03/1931.

3.2.9.1 Description des ouvrages

L'aménagement du Portillon Basse Chute est constitué des barrages du Lac bleu, de Graouès, de Celinda, de Port Bielh, et des prises d'eau du Lys 1 à 7. Ces apports sont conduits comme présenté sur la Figure 58 ci-dessous à l'usine du Portillon Basse Chute.



Figure 58 : Situation géographique de l'aménagement du Portillon Basse Chute (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique du Portillon Basse Chute

- Type de fonctionnement : Lac,
- Chute maximale brute : 1120 m,
- Débit d'équipement : 7,4 m³/s,
- Puissance maximale installée : 55 MW,
- Type et nombre de turbines : 2 turbines Pelton,
- Productible en année moyenne : 64 GWh.

Barrage de Port Bielh

- Superficie du bassin versant : 0,75 km²,
- Module : 0,05 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,0025 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : 0,005 m³/s, 1/10^{ème} du module),

Barrage de Celinda

- Superficie du bassin versant : 0,46 km²,
- Module : 0,031 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,0015 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : 0,003 m³/s, 1/10^{ème} du module),

Barrage du Lac Bleu

- Superficie du bassin versant : 1,9 km²,
- Module : 0,13 m³/s,
- Capacité utile : 0,51 hm³,
- Débit réservé actuel : 0,001 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,006 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : 0,013 m³/s, 1/10^{ème} du module),

Barrage de Graoues

- Superficie du bassin versant : 1,18 km²,
- Module : 0,079 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,004 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : 0,008 m³/s, 1/10^{ème} du module),

Prise d'eau du Lys 1 à 7

- Superficie du bassin versant : 3,51 km²,
- Module : 0,24 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,006 m³/s (1/40^{ème} du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 0,012 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : 0,024 m³/s, 1/10^{ème} du module),

3.2.9.2 Analyse hydrologique

L'hydrologie à proximité des prises d'eau liées à l'usine du Portillon BC est reconstituée en se basant sur les données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de la Neste d'Aure à Saint Lary, cf. Figure 59 (code station : 00134010) dont les caractéristiques sont regroupées dans le Tableau 16.

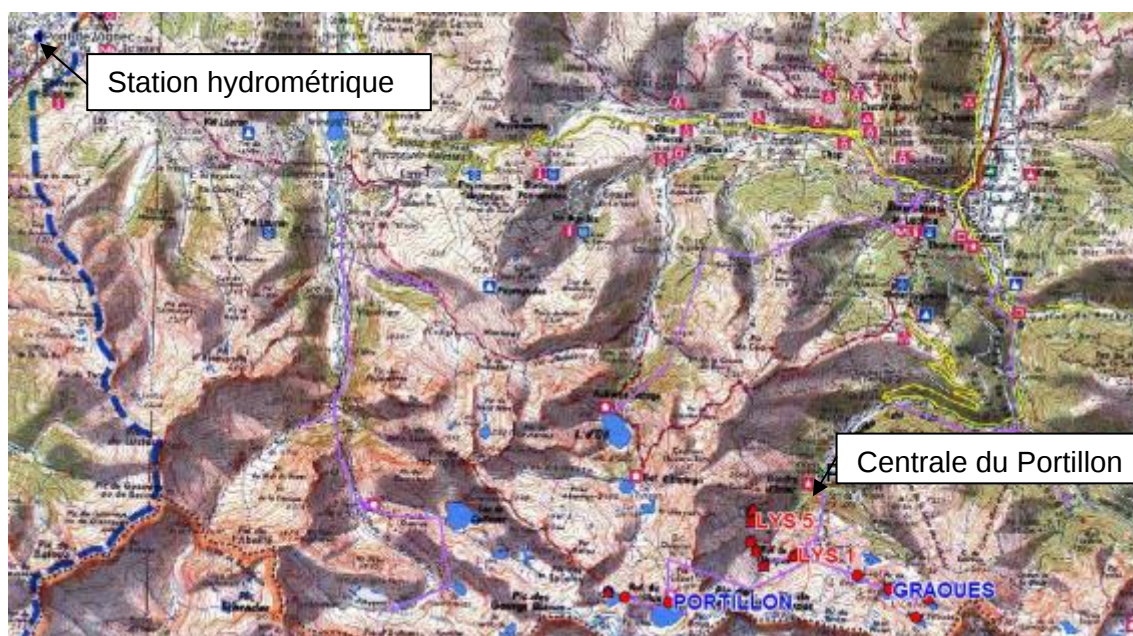


Figure 59 : Localisation de la station hydrométrique de la Neste d'Aure par rapport aux aménagements du Portillon (Source : Agence de l'eau, Banque HYDRO)

Tableau 20 : Données générales – station hydrométrique de Saint-Lary (Source : Banque HYDRO)

nom station	La Neste d'Aure à Saint-Lary
producteur de données	EDF
bassin versant	259 km ²
altitude	805 m NGF
module	9 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1966-1986

La Figure 60 présente la somme des débits classés ajustés au niveau des prises d'eau.

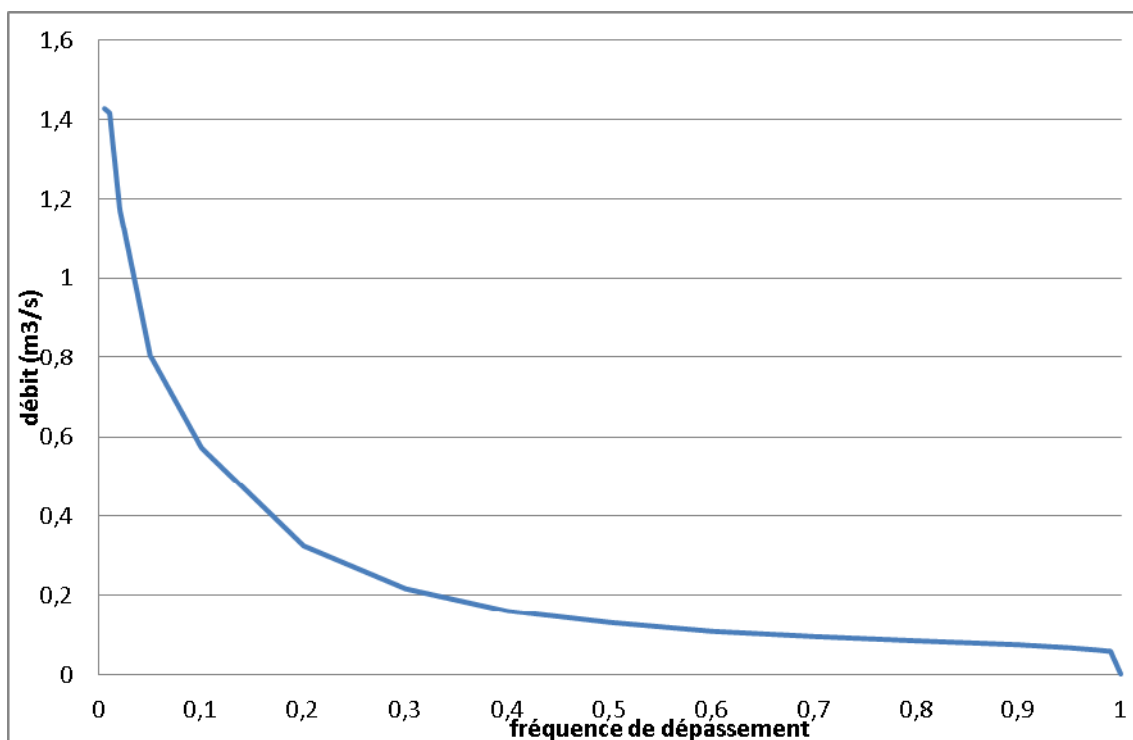


Figure 60 : Courbe des débits classés aux prises d'eau du Portillon Basse Chute
(Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1966-1986)

3.2.9.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 0,94.

Le productible actuel étant de 64 GWh/an, après relèvement du débit réservé au débit plancher (vingtième du module), le productible calculé est de 62,9 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale du Portillon Basse Chute d'environ **1,1 GWh/an (soit 1,7%)**.

Pour un relèvement du débit réservé au dixième du module, le productible est de 61,8 GWh/an, soit **1,8%** de perte (**1,2 GWh**) par rapport au productible pour le débit plancher.

Le bilan carbone donne, pour un relèvement du dixième du module au lieu du débit plancher, un manque à produire équivalent à **1 250 tonnes équivalent carbone** par substitution énergétique par fioul.

3.2.10 PORTILLON HAUTE CHUTE

3.2.10.1 Description des ouvrages

Centrale hydroélectrique du Portillon Haute chute

- Type de fonctionnement : Lac,
- Chute maximale brute : 1421 m,
- Débit d'équipement : inconnu, estimé à 4,2 m³/s,
- Puissance maximale installée : 46 MW,

- Productible en année moyenne : inconnu.

Barrage du Portillon

- Module : 0,22 m³/s,
- Capacité utile : 16,6 hm³,
- Débit réservé actuel : inconnu, hypothèse 1/40 module (0,005 m³/s),
- Débit réservé plancher 2014 : 0,011 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : 0,022 m³/s, 1/10^{ème} du module),

Lac glacé

- Module : 0,09 m³/s,
- Capacité utile : 2,25 hm³,
- Débit réservé actuel : inconnu, hypothèse 1/40 module (0,002 m³/s),
- Débit réservé plancher 2014 : 0,004 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (valeur prise en compte : 0,009 m³/s, 1/10^{ème} du module),

3.2.10.2 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le productible actuel étant évalué à environ 28.1 GWh/an, après relèvement du débit réservé au débit plancher (vingtième du module), le productible calculé est de 27,4 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale du Portillon Basse Chute d'environ 0,7 GWh/an (soit 2,5%).

Le passage du débit réservé de la valeur plancher au 1/10 du module conduirait à une production estimée à 25,9 HWh/an, soit une perte de 1,4 GWh/an (5,3%) par rapport à la production pour la valeur plancher, correspondant à 1 550 T eq CO₂ pour une substitution énergétique au fioul.

3.3 CENTRALES A ECLUSEES

3.3.1 LA CENTRALE DE CARLA (81)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Carla fait l'objet d'une concession de l'Etat à EDF suite au décret du 09/01/1961.

3.3.1.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Carla est constitué du barrage de Luzières et de la prise d'eau de Gijou, dont les apports sont conduits à l'usine de Carla, cf. Figure 61.



Figure 61 : Situation géographique de l'aménagement de Carla (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Carla

- Type de fonctionnement : A éclusées,
- Chute maximale brute : 140,5 m,
- Débit d'équipement : 31,4 m³/s,
- Puissance maximale installée : 32,3 MW,
- Type et nombre de turbines : 2 turbines Francis,
- Productible en année moyenne : 118 GWh.

Barrage de Luzières

- Superficie du bassin versant : 506 km²,
- Capacité utile : 0,22 hm³,
- Module : 12,156 m³/s,

- Débit réservé actuel : $0.8 \text{ m}^3/\text{s}$ (7% du module),
- Débit réservé plancher 2014 : $0,608 \text{ m}^3/\text{s}$ ($1/20^{\text{ème}}$ du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : $1/10$ du module d'après les résultats d'une étude existante (valeur prise : $1,216 \text{ m}^3/\text{s}$).

Prise d'eau de Gijou

- Superficie du bassin versant : 208 km^2 ,
- Module : $4,704 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : $0.4 \text{ m}^3/\text{s}$ (9% du module)
- Débit réservé plancher 2014 : $1/20^{\text{ème}}$ du module,
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : conservation de la valeur actuelle $0.4 \text{ m}^3/\text{s}$ (9% du module).

3.3.1.2 Analyse hydrologique

La chronique des débits journaliers à la retenue de Luzières est reconstituée grâce aux données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Castelnau-de-Brassac situé sur l'Agout, situé à proximité (cf. Figure 62) mais sur un autre bassin versant (code station : O4162510) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 18.

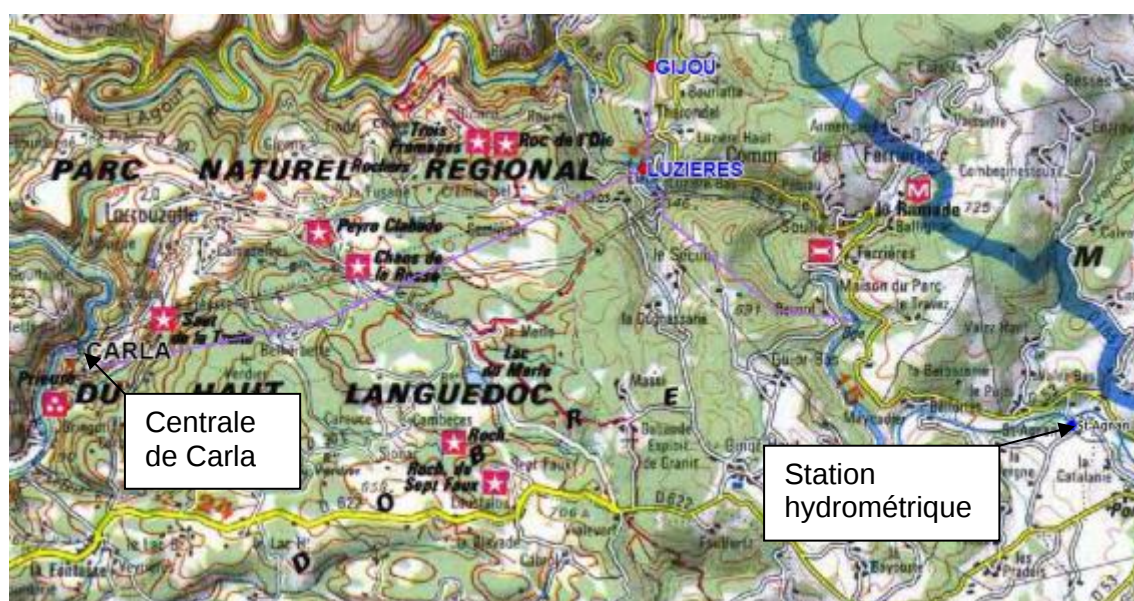


Figure 62 : Localisation de la station hydrométrique de Castelnau-de-Brassac (Source : Banque HYDRO, Agence de l'Eau)

Tableau 21 : Données générales – station hydrométrique de l'Agout à Castelnau-de-Brassac (Source : Banque HYDRO)

nom station	L'Agout à Castelnau-de-Brassac
producteur de données	DREAL MP/AEAG
bassin versant	460 km^2

altitude	470 m NGF
module	14,10 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1921-1941

Les débits journaliers à la prise d'eau de Luzières sont donc reconstitués à partir de ces données, par ajustement sur le module.

La Figure 63 présente la chronique des débits à Luzières de 1931 à 1941 après ajustement.

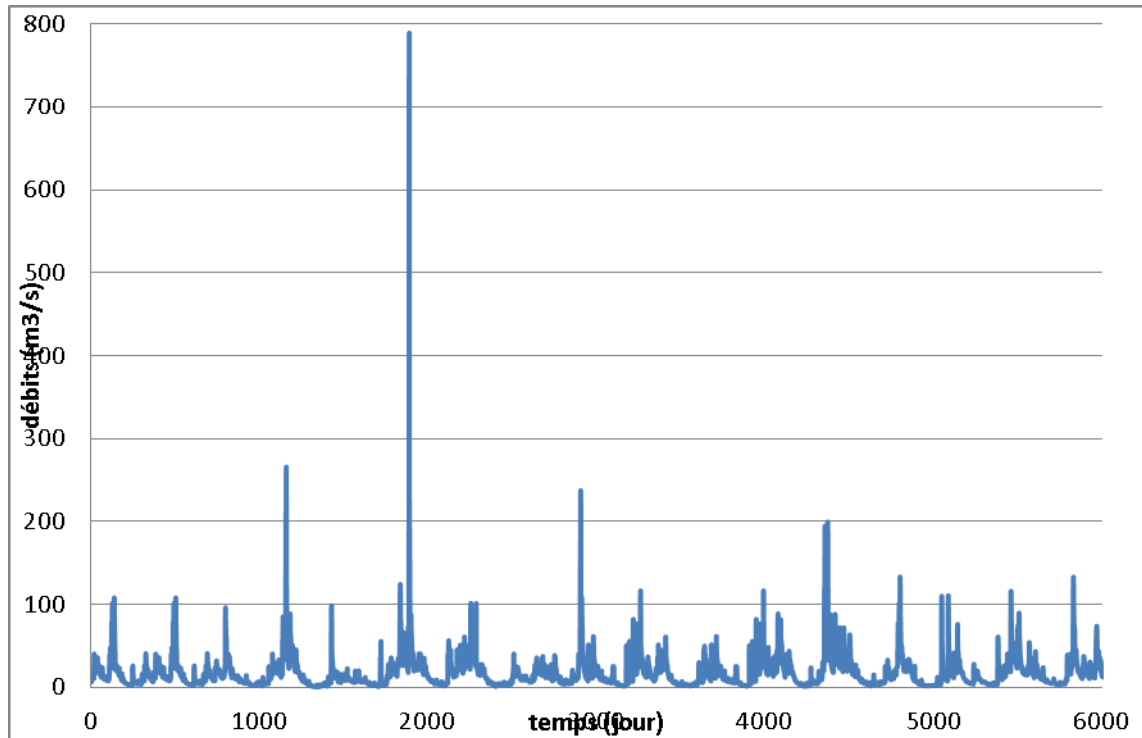


Figure 63 : Chronique des débits de 1931 à 1941 arrivant à la centrale de Carla (source : Banque Hydro, ajusté)

3.3.1.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 0.94.

Le productible actuel est de 118 GWh/an. Actuellement, le débit réservé est supérieur à la valeur plancher.

Un relèvement entre la valeur actuelle de débit réservé et le 1/10 du module engendrerait une perte énergétique évaluée à 3,4 HWh/an (3%), soit 3 700 Teq CO₂ pour une substitution au fioul.

3.3.2 LA CENTRALE D'ARRENS-MARSOUS (65)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique d'Arrens-Marsous fait l'objet d'une concession de l'Etat à EDF suite au décret du 11/02/1960.

3.3.2.1 Description des ouvrages

L'aménagement d'Arrens est constitué du barrage de Plan du Tech et de la prise d'eau de Labardaous, dont les apports sont conduits à l'usine d'Arrens-Marsous, cf. Figure 64.

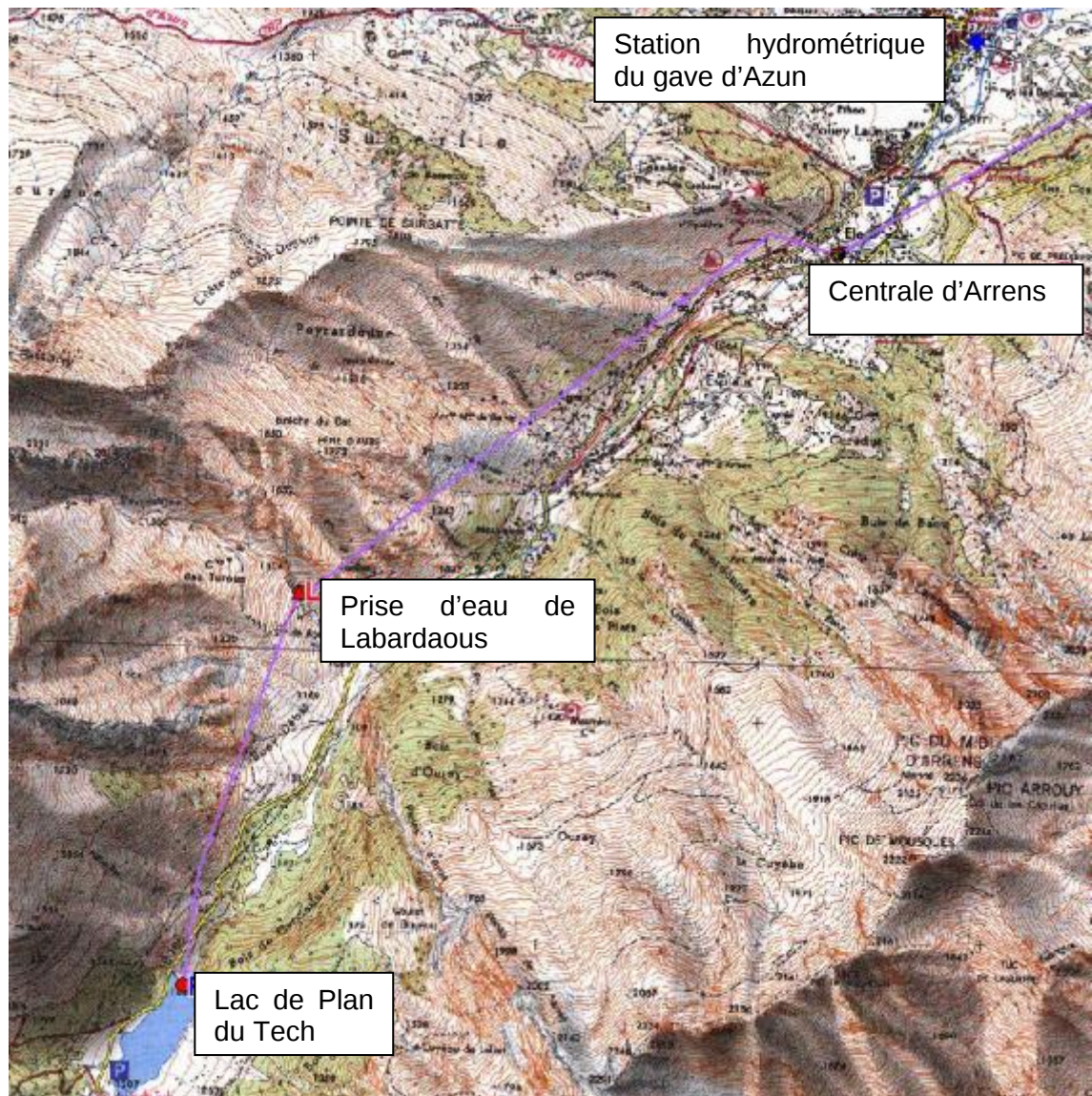


Figure 64 : Situation géographique de l'aménagement d'Arrens (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique d'Arrens

- Type de fonctionnement : A écluses,

- Chute maximale brute : 299,6 m,
- Débit d'équipement : 10,7 m³/s,
- Puissance maximale installée : 24,5 MW,
- Type et nombre de turbines : 2 turbines Pelton,
- Productible en année moyenne : 89 GWh.

Barrage de Plan du Tech

- Superficie du bassin versant : 60 km²,
- Capacité utile : 1,35 hm³,
- Temps de remplissage : 135 h,
- Module : 3,3 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.133 m³/s en moyenne avec modulation saisonnière : 0,2 m³/s du 1^{er} juin au 30 septembre et 0,1 m³/s le reste de l'année,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,165 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 0,33 m³/s (1/10^{ème} du module, mesure B43 du SDAGE).

Prise d'eau de Labardaous

- Superficie du bassin versant : 2,7 km²,
- Module : 0,180 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,009 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non (1/10^{ème} du module non retenu en CODERST).

3.3.2.2 Analyse hydrologique

La chronique des débits journaliers à la retenue de Plan du Tech est reconstituée grâce aux données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique d'Arrens-Marsous située sur le gave d'Azun, située en aval de la retenue comme présenté sur la Figure 64 (code station : Q4634010) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 19.

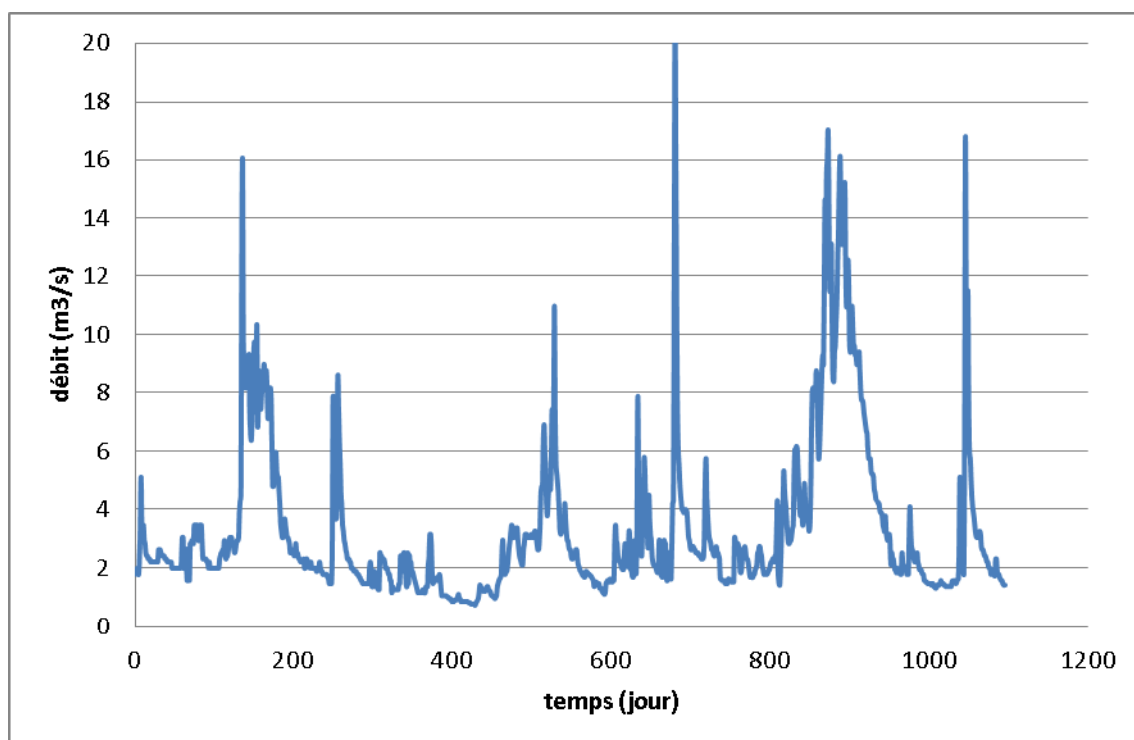
**Tableau 22 : Données générales – station hydrométrique du gave d'Azun à Arrens
(Source : Banque HYDRO)**

nom station	Le gave d'Azun à Arrens-Marsous
producteur de données	DREAL Aquitaine
bassin versant	76 km ²
altitude	865 m NGF
module	3,15 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1948-1951

Les débits journaliers de la chronique de 1948 à 1951 à la prise d'eau de Plan du Tech sont donc reconstitués à partir de ces données, par ajustement sur le module. Puis les

apports à la prise d'eau de Labardaous sont ajoutés, grâce à la courbe des débits classés ajustée.

La Figure 65 présente la chronique des débits à Plan du Tech après ajustement.



**Figure 65 : Chronique des débits arrivant à la retenue de Plan du Tech de 1948 à 1951
(source : Banque Hydro, ajusté)**

La Figure 66 présente la courbe des débits classés, ajustée à la prise d'eau de Labardaous. La période de calcul du module, de 3 ans, est courte.

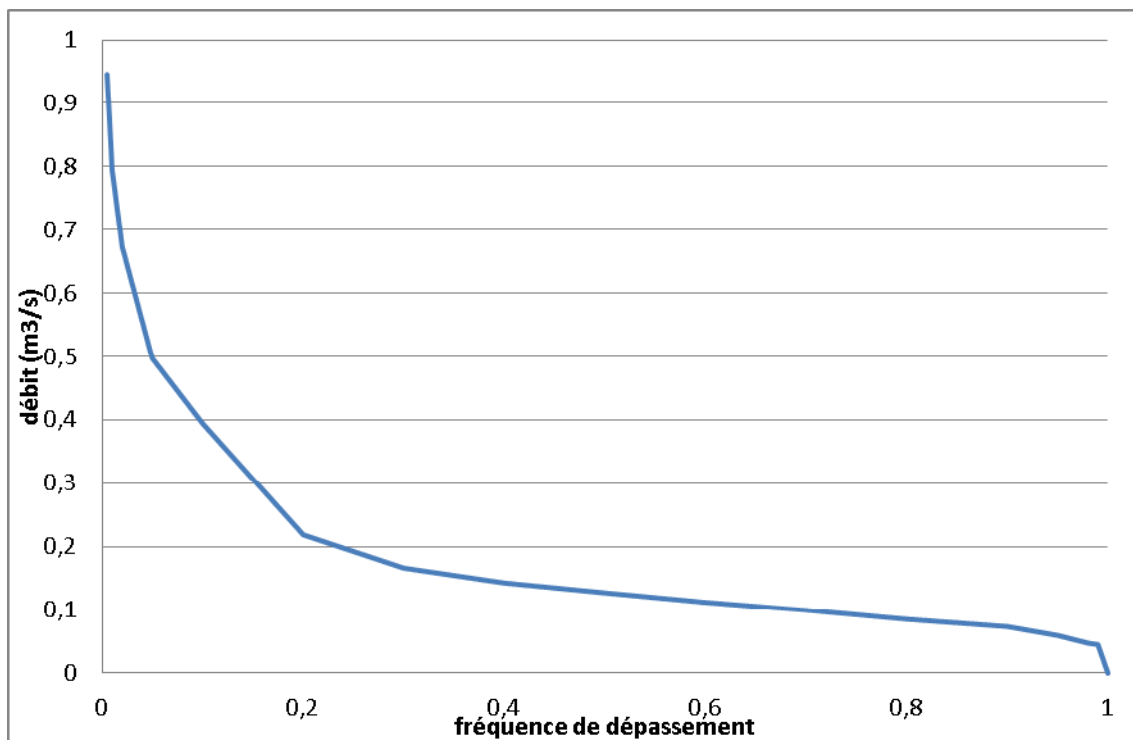


Figure 66 : Courbe des débits classés à la prise d'eau de Labardaous (Source : Banque HYDRO, calculée sur la période 1948-1951)

3.3.2.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 1,03.

Le productible actuel est de 89 GWh/an. Après relèvement du débit réservé au vingtième du module, le productible calculé est de 87,8 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale d'Arrens d'environ **1,2 GWh/an (soit 1,4%)**.

Pour un relèvement au dixième du module au Plan du Tech, le productible est de 83,6 GWh/an, soit **5% de perte par rapport au plancher (4,1 GWh)**.

Le bilan carbone donne, pour un relèvement du dixième du module au lieu du débit plancher, **4 860 tonnes équivalent carbone**.

3.3.2.4 Impact de la modulation des débits réservés

Actuellement, le débit réservé à la retenue de Plan du Tech vaut en moyenne sur l'année de 0,133 m³/s, avec les modulations saisonnières suivantes :

- 0,200 m³/s du 01/06 au 30/09
- 0,100 m³/s du 01/10 au 31/05

Le productible annuel moyen ne dépend pas de la modulation saisonnière du débit : la production est 89 GWh/an avec et sans modulation. En revanche, à l'échelle saisonnière, en supprimant la modulation, il y aurait une perte énergétique du 1^{er} octobre au 31 mai estimée à 0,6 GWh/an (1,1%) et un gain du 1^{er} juin au 31 septembre estimé à 0,6 GWh (1,7%).

De même, si le débit réservé passe au 1/20^{ème} du module, le productible annuel moyen est de 87,8 GWh/an sans modulation ou avec la modulation suivante pour un débit réservé moyen de 0,173 m³/s à Plan du Tech :

- 0,260 m³/s du 01/06 au 30/09
- 0,130 m³/s du 01/10 au 31/05

De même pour un passage du débit réservé au 1/10 du module au Plan du Tech, le productible est de 83,6 GWh/an sans modulation ou avec la modulation suivante pour un débit réservé moyen de 0,330 m³/s à Plan du Tech :

- 0,496 m³/s du 01/06 au 30/09
- 0,248 m³/s du 01/10 au 31/05

Les tableaux 20 et 21 ci-après récapitulent les résultats.

Tableau 23 : Valeurs du productible avec et sans modulation des débits réservés à Arrens

		1-oct à 31-mai	1-juin à 31-sept	total
Productible actuel	avec modulation	55,0	34,0	89,0
	sans modulation	54,4	34,6	89,0
Productible futur plancher (GWh/an)	avec modulation	54,3	33,5	87,8
	sans modulation	53,5	34,2	87,8
Productible futur DMB (GWh/an)	avec modulation	52,2	31,4	83,6
	sans modulation	50,7	32,9	83,6

Tableau 24 : Effets sur la production (perte ou gain) en supprimant la modulation

	1-oct à 31-mai	1-juin à 31-sept	total
au débit réservé actuel (GWh/an)	-0,6 (-1,1%)	0,6 (1,7%)	0 (0%)
au débit réservé plancher plancher (GWh/an)	-0,8 (-1,4%)	0,8 (2,2%)	0 (0%)
au DMB (GWh/an)	-1,4 (-2,8%)	1,4 (4,4%)	0 (0%)

3.3.3 LA CENTRALE DE FERRIERES (09)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Ferrières fait l'objet d'une concession de l'Etat à EDF suite au décret du 29/07/1981.

3.3.3.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Ferrières se situe sur l'Ariège, et est constitué du barrage de Garrabet, dont les apports sont conduits à l'usine de Ferrières, cf. Figure 67.

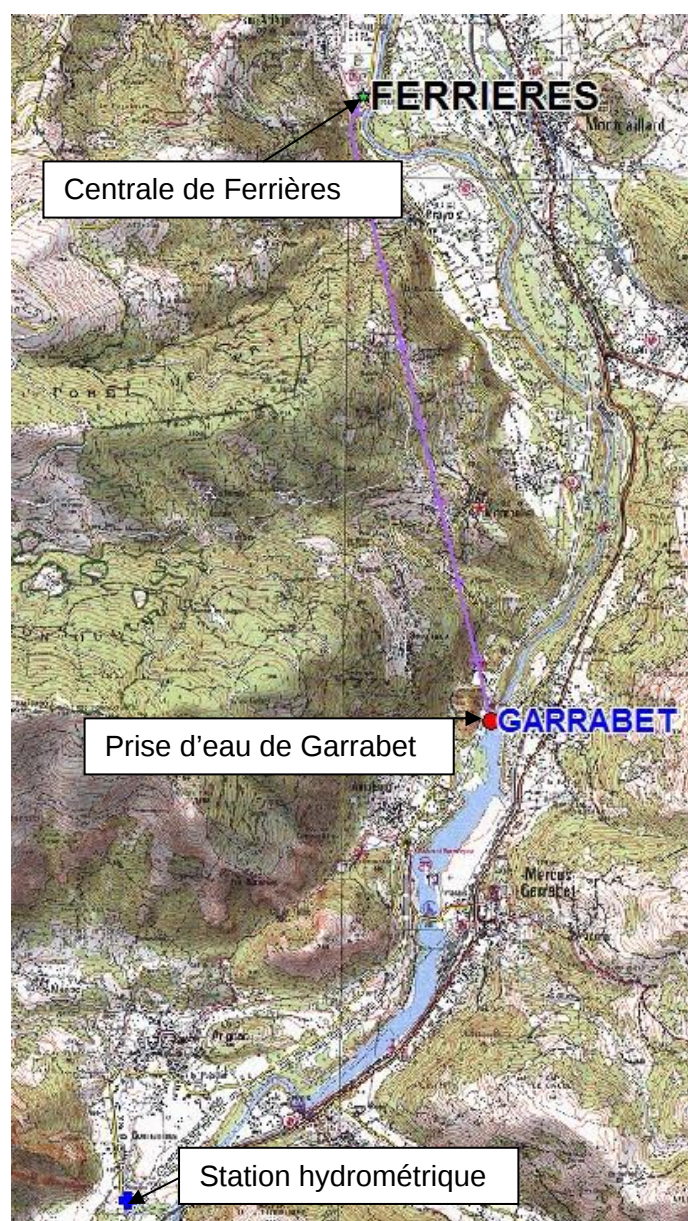


Figure 67 : Situation géographique de l'aménagement de Ferrières (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Ferrières

- Type de fonctionnement : A éclusées,
- Chute maximale brute : 68,1 m,
- Débit d'équipement : 72,9 m³/s,
- Puissance maximale installée : 38 MW,
- Type et nombre de turbines : 3 turbines Francis,
- Productible en année moyenne : 154 GWh.

Barrage de Garrabet

- Superficie du bassin versant : 1235 km²,
- Capacité utile : 1,7 hm³,

- Module : 40,995 m³/s,
- Débit réservé actuel : 2,333 m³/s (6%) en moyenne, avec modulation saisonnière 2 m³/s de sept à juin, 4m³/s le reste de l'année
- Débit réservé plancher 2014 : 1/20^{ème} du module, valeur 2,050 m³/s
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 1/10^{ème} du module, par application de la mesure B43 du SDAGE, valeur 4,099 m³/s.

3.3.3.2 Analyse hydrologique

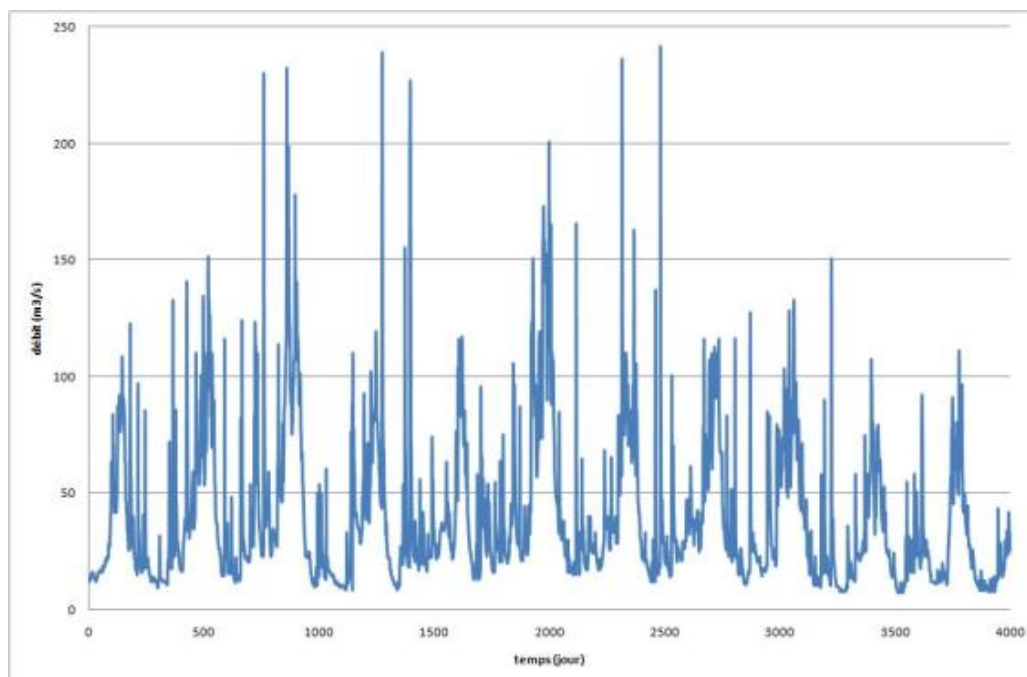
La chronique des débits journaliers à la retenue de Garrabet est reconstituée grâce aux données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Quié située sur l'Ariège, en amont de la retenue comme présenté sur la Figure 67 (code station : O1202510) dont les caractéristiques sont regroupées dans le Tableau 22.

Tableau 25 : Données générales – station hydrométrique de l'Ariège (Source : Banque HYDRO)

nom station	L'Ariège à Quié
producteur de données	DREAL MP/AEAG
bassin versant	1070 km ²
altitude	470 m NGF
module	36,8 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1906-1944

Les débits journaliers à la prise d'eau de Garrabet sont donc reconstitués à partir de ces données, par ajustement sur le module.

La Figure 68 présente la chronique des débits de 1934 à 1944 au barrage de Garrabet après ajustement.



**Figure 68 : Chronique des débits de 1934 à 1944 arrivant à la retenue de Garrabet
(source : Banque Hydro, ajusté)**

3.3.3.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au-delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 0,94.

Le productible actuel est de 154 GWh/an. Actuellement, le débit réservé est supérieur à la valeur plancher.

Pour un relèvement du débit réservé au 10^{ème} du module, le productible est égal à 147 GWh/an, ce qui induit une perte de 7 GWh/an (4,5%) par rapport au débit réservé actuel, correspondant à 7 560 tonnes équivalent carbone.

3.3.3.4 Impact de la modulation des débits réservés

Actuellement, le débit réservé à la retenue de Garrabet est en moyenne sur l'année de 2,333 m³/s, avec la modulation suivante :

- 2 m³/s de septembre à juin
- 4 m³/s en juillet et août

Le productible annuel actuel moyen avec modulation du débit étant de 154 GWh/an, il serait de 154,2 GWh/an sans modulation, le gain serait de **0,2 GWh/an**, soit **0,1%**.

A l'échelle saisonnière, en supprimant la modulation, il y aurait une perte énergétique du 1^{er} septembre au 30 juin estimée à 1,1 GWh/an (0,8%) et un gain du 1^{er} juillet au 31 août estimé à 1,2 GWh (1,6%).

Enfin, si le débit réservé passe au 1/10^{ème} du module, le productible de 147,0 GWh pour un débit réservé constant, passerait à 146,7 GWh/an (perte de 0,3 GWh/an, soit 0,2%) avec une modulation du débit réservé dans les mêmes proportions qu'actuellement, soit, pour un débit réservé moyen de 4,099 m³/s :

- 3,514 m³/s de septembre à juin
- 7,029 m³/s en juillet et août.

Les tableaux ci-après récapitulent les résultats.

Tableau 26 : Valeurs du productible avec et sans modulation des débits réservés à Ferrières

		1-sept à 30-juin	1-juil à 31-aout	total
Productible actuel (GWh/an)	avec modulation	134,4	19,6	154,0
	sans modulation	133,3	20,9	154,2
Productible futur DMB (GWh/an)	avec modulation	129,3	17,4	146,7
	sans modulation	127,4	19,6	147,0

Tableau 27 : Effets sur la production (perte ou gain) en supprimant la modulation

	1-sept à 30-juin	1-juil à 31-aout	total
--	------------------	------------------	-------

Débit réservé actuel (GWh/an)	-1,1 (-0,8%)	1,2 (1,6%)	0,2 (0,1%)
DMB (GWh/an)	-1,9 (-2,4%)	2,2 (11,2%)	0,3 (0,2%)

3.3.4 LA CENTRALE DE PALAMINY (31)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Palaminy fait l'objet d'une concession de l'Etat à EDF suite au décret du 11/04/1964.

3.3.4.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Palaminy se situe sur la Garonne, et est constitué du barrage de Saint Vidian, dont les apports sont turbinés à l'usine de Palaminy, cf. Figure 69.



Figure 69 : Situation géographique de l'aménagement de Palaminy (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Palaminy

- Type de fonctionnement : A éclusées,
- Chute maximale brute : 32,2 m,
- Débit d'équipement : 130 m³/s,
- Puissance maximale installée : 34,6 MW,
- Type et nombre de turbines : 1 turbine hélice verticale et 1 turbine Kaplan,
- Productible en année moyenne : 163,7 GWh.

Barrage de Saint Vidian

- Superficie du bassin versant : 4358 km²,
- Capacité utile : 0,8 hm³,
- Module : 91,9 m³/s,
- Débit réservé actuel : 2,29 m³/s (1/40^{ème} du module),
- Débit réservé plancher 2014 : 4,59 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : non

3.3.4.2 Analyse hydrologique

La chronique des débits journaliers à la retenue de Saint Vidian est reconstituée grâce aux données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique

de Palaminy située sur la Garonne, en amont de la retenue comme présenté sur la Figure 69 (code station : O0600010) dont les caractéristiques sont regroupées dans le Tableau 25.

Tableau 28 : Données générales – station hydrométrique de Palaminy (Source : Banque HYDRO)

nom station	La Garonne à Palaminy
producteur de données	DREAL MP/AEAG
bassin versant	4425 km ²
altitude	230 m NGF
module	104,0 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1923-1961

Les débits journaliers à la prise d'eau de Saint Vidian sont donc reconstitués à partir de ces données, par ajustement sur le module.

La Figure 70 présente la chronique des débits de 1949 à 1959 au barrage de Saint Vidian après ajustement.

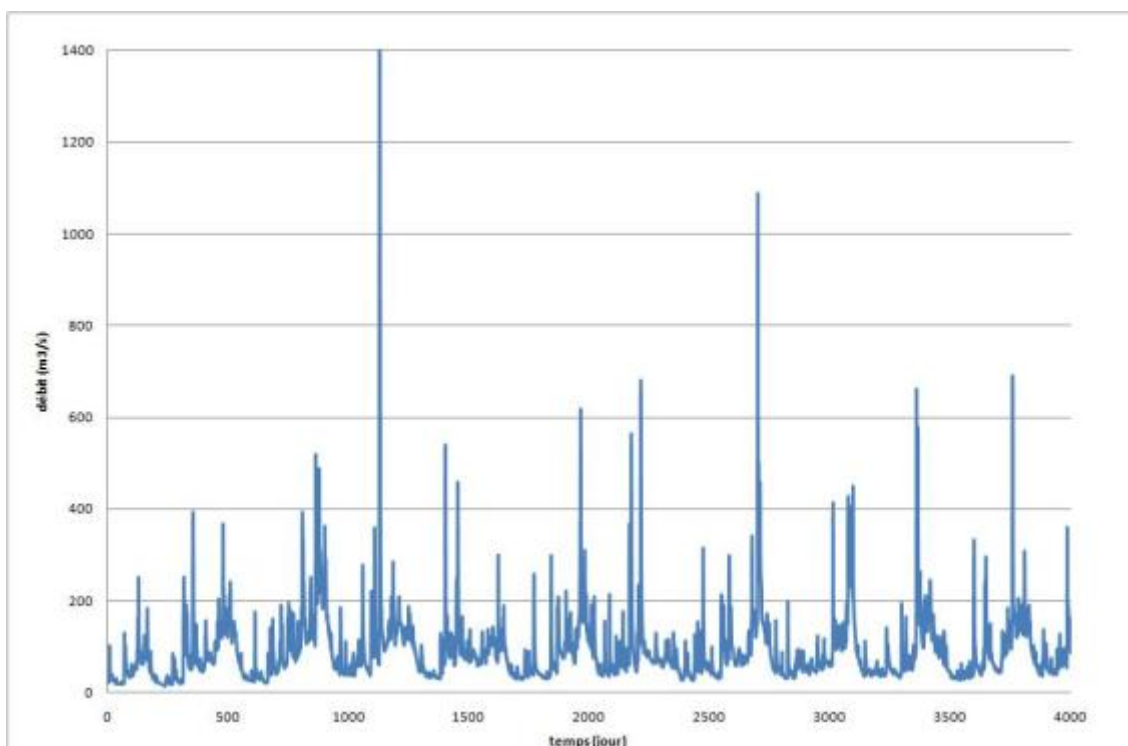


Figure 70 : Chronique des débits de 1949 à 1959 arrivant à la retenue de Saint Vidian (source : Banque Hydro, ajusté)

3.3.4.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 0,93.

Le productible actuel est de 163 GWh/an. Avec un débit réservé égal au vingtième du module, le productible calculé serait de 158,9 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale de Palaminy d'environ **4,1 GWh/an (2,5%)**.

3.3.5 LA CENTRALE DE TREIGNAC (19)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique de Treignac fait l'objet d'une concession de l'Etat à EDF suite au décret du 30/03/1954.

3.3.5.1 Description des ouvrages

L'aménagement de Treignac est constitué du barrage de Treignac sur le lac des Bariousses, dont les apports sont conduits à l'usine de Treignac-Bariousses, cf. Figure 71.

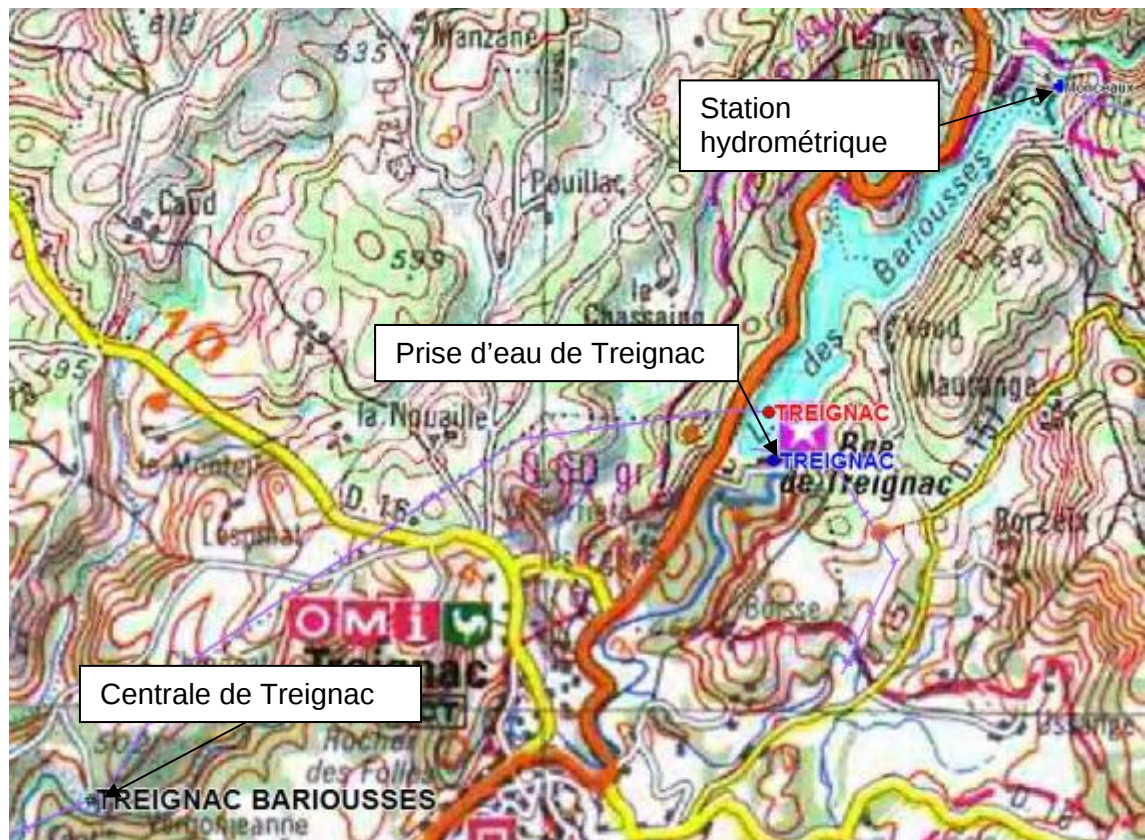


Figure 71 : Situation géographique de l'aménagement de Treignac Bariousses (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique de Treignac

- Type de fonctionnement : A éclusées,
- Chute maximale brute : 164 m,
- Débit d'équipement : 23,2 m³/s,
- Puissance maximale installée : 31,1 MW,
- Type et nombre de turbines : 2 turbines Francis,
- Productible en année moyenne : 86,72 GWh.

Barrage de Treignac

- Superficie du bassin versant : 231 km²,
- Capacité utile : 6,84 hm³,
- Module : 7,23 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.516 m³/s (1/14^{ème} du module), supérieur au débit plancher (1/20),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : 0,723 m³/s (1/10^{ème} du module, en application de la mesure B43 du SDAGE).

3.3.5.2 Analyse hydrologique

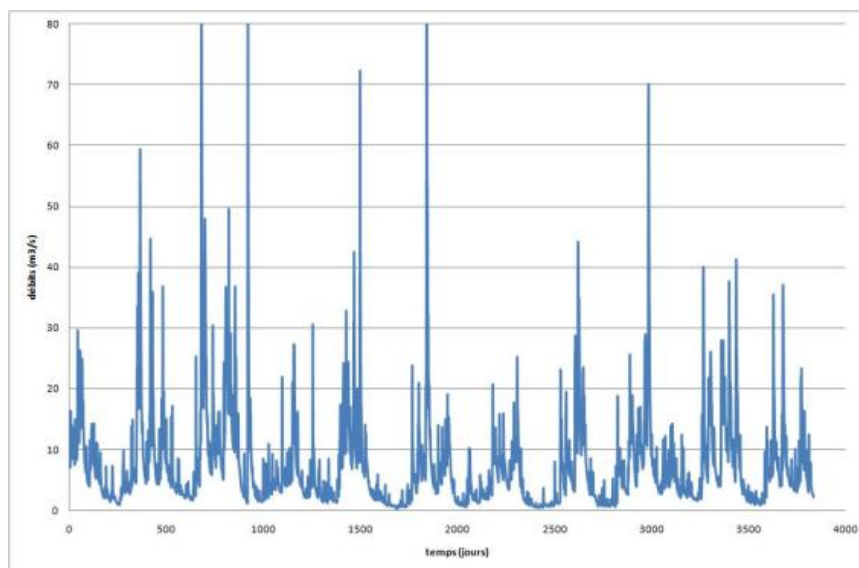
La chronique des débits journaliers à la retenue de Treignac est reconstituée grâce aux données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Bugeat située sur la Vézère, située en amont de la retenue comme présenté sur la Figure 71 (code station : P3021010) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 26.

Tableau 29 : Données générales – station hydrométrique de la Vézère à Bugeat (Source : Banque HYDRO)

nom station	La Vézère à Bugeat
producteur de données	EDF
bassin versant	143 km ²
altitude	675 m NGF
module	4,39 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1933-2009

Les débits journaliers à la prise d'eau de Treignac sont donc reconstitués à partir de ces données, par ajustement sur le module.

La Figure 72 présente la chronique des débits de 1999 à 2009 (débits validés bons) après ajustement.



**Figure 72 : Chronique estimée des débits arrivant à la prise d'eau de Treignac 1999-2009
(source : Banque Hydro, ajusté)**

3.3.5.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 1,04.

Le productible actuel est de 86,7 GWh/an, avec un débit réservé égal au 1/14^{ème} du module.

Pour un relèvement au dixième du module à la prise d'eau, le productible est de 83,1 GWh/an, soit **4,1%** de perte (**3,6 GWh**). Les émissions issues d'un mode de production thermique alternatif au fioul sont estimées, pour un relèvement du dixième du module au lieu du débit réservé actuel, à **3 890 tonnes équivalent carbone** (énergie alternative : fioul).

3.3.6 LA CENTRALE D'ASTON (09)

L'exploitation des installations liées à la centrale hydroélectrique d'Aston fait l'objet d'une concession de l'Etat à EDF suite au décret du 30/03/1954.

3.3.6.1 Description des ouvrages

L'aménagement d'Aston est constitué des prises d'eau de Sirbal, Calvière, Artaran, du barrage de Riete, des prises d'eau de Sauzet, Mouregnes, Luzenac, Lagal, Nagear inférieur, Fontfrède, Estagnols, Mourguillou inférieur et du barrage de Mérens. Ces apports sont conduits à l'usine d'Aston, cf. Figure 73.

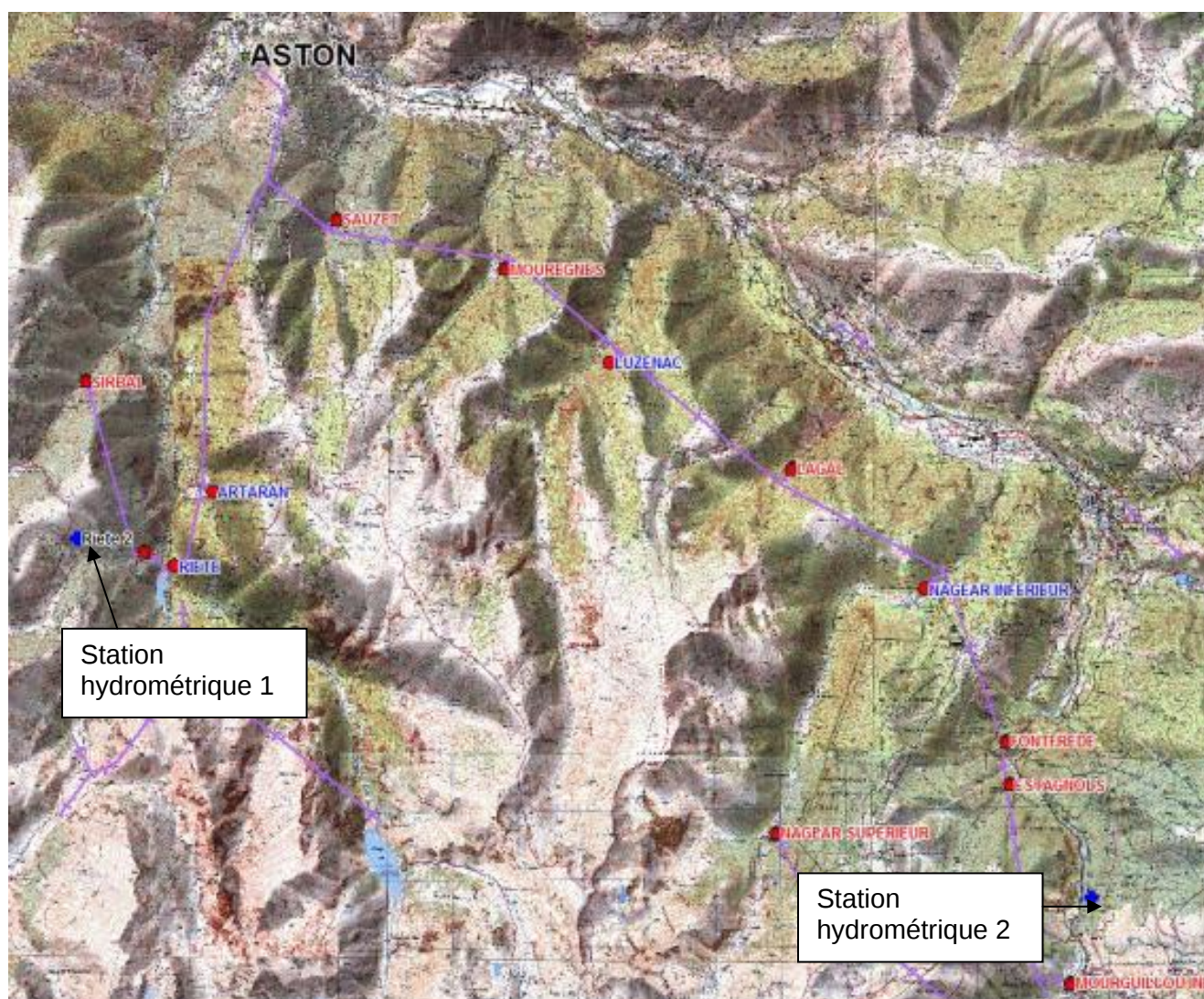


Figure 73 : Situation géographique de l'aménagement d'Aston (Source : BDCarto, Agence de l'eau)

Centrale hydroélectrique d'Aston

- Type de fonctionnement : A écluées,
- Chute maximale brute : 519,8 m,

- Débit d'équipement : 24,2 m³/s,
- Puissance maximale installée : 105,9 MW,
- Type et nombre de turbines : 4 turbines Pelton,
- Productible en année moyenne : 395 GWh.

Prise d'eau de Sirbal

- Superficie du bassin versant : 11,8 km²,
- Module : 0,5 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.02 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,025 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour l'évaluation énergétique : 0,05 m³/s, 10^{ème} du module).

Prise d'eau de Calvière

- Superficie du bassin versant : 8,7 km²,
- Module : 0,37 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0.01 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,018 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour l'évaluation énergétique : 0,037 m³/s, 10^{ème} du module).

Barrage de Riete

- Superficie du bassin versant : 107 km²,
- Capacité utile : 0,800 hm³,
- Module : 4,54 m³/s,
- Débit réservé actuel : supposé à 0.1 m³/s,
- Débit réservé plancher 2014 : 0,227 m³/s (1/20^{ème} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour l'évaluation énergétique : 0,454 m³/s, 10^{ème} du module).

Prise d'eau d'Artaran

- Superficie du bassin versant : 2,5 km²,
- Module : 0,11 m³/s,
- Débit réservé actuel et futur : 0,01 m³/s (1/10 du module, supérieur au débit plancher 1/20 du module)

Prise d'eau de Sauzet

- Superficie du bassin versant : 6,5 km²,
- Module : 0,22 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,011 m³/s en moyenne (avec modulation 7 l/s du 1^{er} octobre au 31 mai et 20 l/s du 1^{er} juin au 30 septembre), valeur moyenne correspondant au 1/20 du module, débit plancher,

- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour l'évaluation énergétique : $0,022 \text{ m}^3/\text{s}$, $10^{\text{ième}}$ du module).

Prise d'eau de Mourègues

- Superficie du bassin versant : $6,7 \text{ km}^2$,
- Module : $0,29 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : $0,007 \text{ m}^3/\text{s}$ (1/40 module),
- Débit plancher futur : $0,015 \text{ m}^3/\text{s}$ (1/20 module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour l'évaluation énergétique : $0,029 \text{ m}^3/\text{s}$, $10^{\text{ième}}$ du module).

Barrage de Merens

- Superficie du bassin versant : 110 km^2 ,
- Capacité utile : $0,200 \text{ hm}^3$,
- Module : $3,85 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : $0,131 \text{ m}^3/\text{s}$ en moyenne avec la modulation : 96 l/s du 1^{er} octobre au 31 mai et 200 l/s du 1^{er} juin au 31 septembre
- Débit plancher futur: $0,193 \text{ m}^3/\text{s}$ (1/20 module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour l'évaluation énergétique : $0,385 \text{ m}^3/\text{s}$, $10^{\text{ième}}$ du module).

Prise d'eau de Luzenac

- Superficie du bassin versant : $19,4 \text{ km}^2$,
- Module : $0,83 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : $0,021 \text{ m}^3/\text{s}$ ($40^{\text{ième}}$ du module),
- Débit plancher : $0,042 \text{ m}^3/\text{s}$ ($20^{\text{ième}}$ du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour l'évaluation énergétique : $0,083 \text{ m}^3/\text{s}$, $10^{\text{ième}}$ du module).

Prise d'eau de Lagal

- Superficie du bassin versant : $4,6 \text{ km}^2$,
- Module : $0,2 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Débit réservé actuel : $0,003 \text{ m}^3/\text{s}$ en moyenne avec la modulation $0 \text{ m}^3/\text{s}$ du 01/10 au 31/05, $0,01 \text{ m}^3/\text{s}$ du 01/06 au 30/09,
- Débit plancher : $0,01 \text{ m}^3/\text{s}$ ($20^{\text{ième}}$ du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour l'évaluation énergétique : $0,02 \text{ m}^3/\text{s}$, $10^{\text{ième}}$ du module).

Prise d'eau de Nagear inférieur

- Superficie du bassin versant : 33,6 km²,
- Module : 1,44 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,03 m³/s,
- Débit plancher : 0,072 m³/s (20^{ième} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour l'évaluation énergétique : 0,144 m³/s, 10^{ième} du module).

Prise d'eau de Fontfrède

- Superficie du bassin versant : 0,84 km²,
- Module : 0,038 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,002 m³/s (1/20 module, débit plancher),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour l'évaluation énergétique : 0,004 m³/s, 10^{ième} du module).

Prise d'eau d'Estagnols

- Superficie du bassin versant : 7,1 km²,
- Module : 0,31 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,016 m³/s (1/20 module, débit plancher),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour l'évaluation énergétique : 0,031 m³/s, 10^{ième} du module).

Prise d'eau de Mourguillou inférieur

- Superficie du bassin versant : 17,4 km²,
- Module : 0,85 m³/s,
- Débit réservé actuel : 0,02 m³/s en moyenne avec la modulation : 0,015 m³/s du 01/10 au 31/05, 0,03 m³/s du 01/06 au 30/09,
- Débit plancher : 0,043 m³/s (20^{ième} du module),
- Débit minimum biologique supérieur au débit plancher proposé dans le cadre de cette étude : à étudier (hypothèse pour l'évaluation énergétique : 0,085 m³/s, 10^{ième} du module).

3.3.6.2 Analyse hydrologique

La chronique des débits journaliers à la retenue de Riete est reconstituée grâce aux données disponibles sur la banque HYDRO, relatives à la station hydrométrique de Château-Verdun située sur le Quioulès, comme présenté en station hydrométrique 1 sur la Figure 73 (code station : O1076010) dont les caractéristiques sont regroupées Tableau 27.

Tableau 30 : Données générales – station hydrométrique de Château Verdun (Source : Banque HYDRO)

nom station	Le Quioulès à Château-Verdun
producteur de données	EDF
bassin versant	112 km ²
altitude	1065 m NGF
module	2,034 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1988-2008

Les débits journaliers à la prise d'eau de Riète sont donc reconstitués à partir de ces données, par ajustement sur le module.

La Figure 74 présente la chronique des débits de 1988 à 2008 après ajustement.

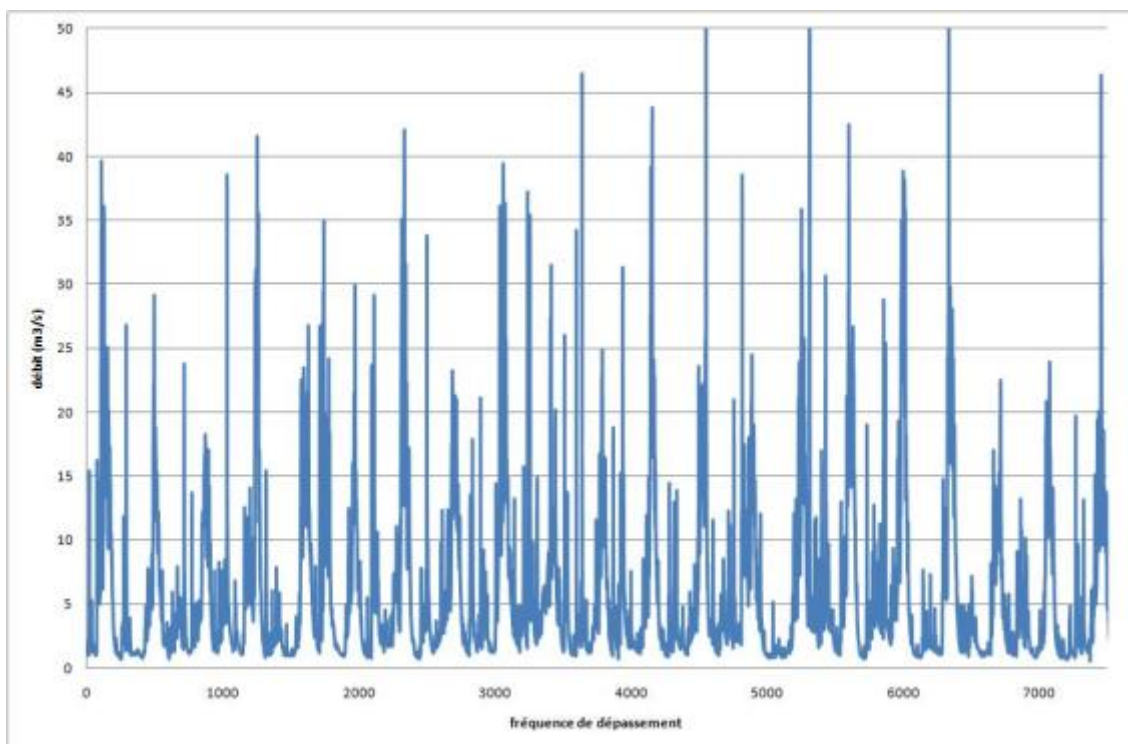


Figure 74 : Chronique des débits de 1988 à 2008 arrivant à la prise d'eau de Riète (source : Banque Hydro, ajusté)

Les prises d'eau additionnelles sont reconstituées à partir des données de la station hydrométrique de Mérens-les-Vals sur l'Ariège, cf 'station hydrométrique 2' sur la

Figure 73, de 1969 à 1986 (code station : O1012510) dont les caractéristiques sont récapitulées dans le Tableau 28. Cette station est plus proche et présente plus de similitudes avec les prises d'eau restantes.

Tableau 31 : Données générales – station hydrométrique de Mérens-les-Vals (Source : Banque HYDRO)

nom station	L'Ariège à Mérens-les-Vals
producteur de données	EDF
bassin versant	112 km ²
altitude	1065 m NGF
module	24,83 m ³ /s
données disponibles	débits journaliers 1969-1986

La courbe des débits classés est alors reconstituée au niveau des prises d'eau à partir de ces données, par ajustement sur le module.

La Figure 75 présente la courbe des débits classés, calculée sur la période 1969-1986, après ajustement.

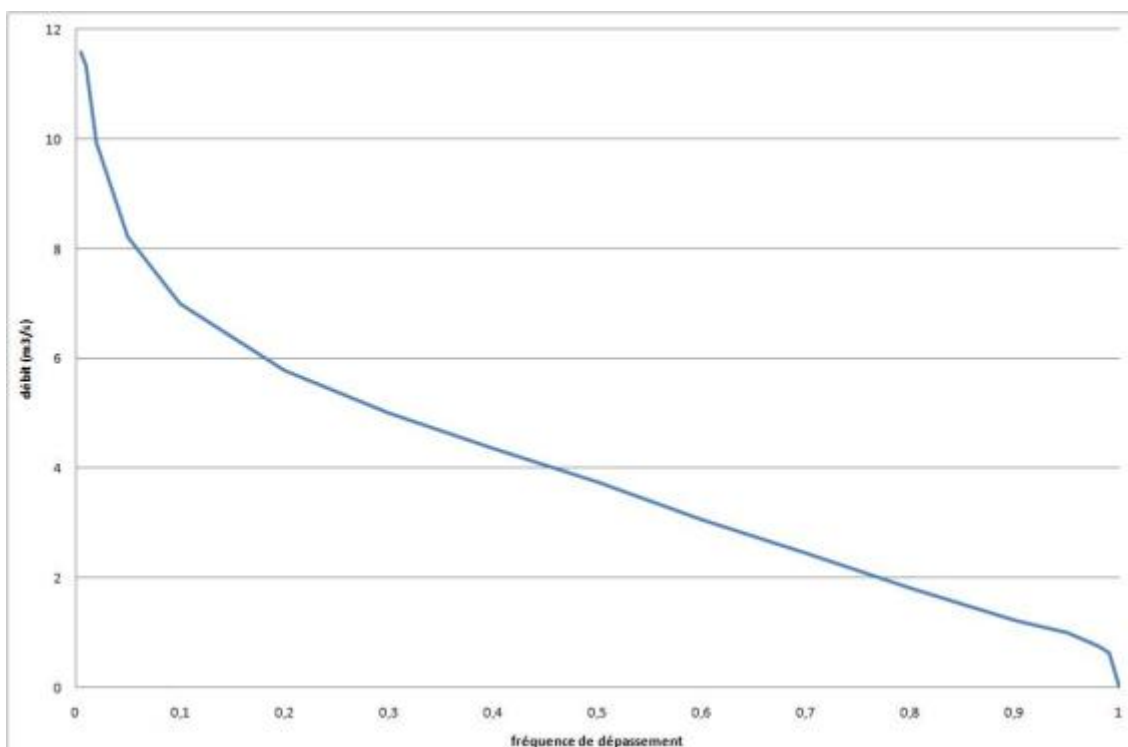


Figure 75 : Courbe des débits classés arrivant aux prises d'eau (source : Banque Hydro, ajusté)

3.3.6.3 Impact du relèvement du débit réservé à la valeur plancher et au delà

Le coefficient d'ajustement, C, est de 1,08.

Le productible actuel est de 395 GWh/an.

Après relèvement du débit réservé, le productible calculé est de 383 GWh/an, ce qui induit donc une perte énergétique au niveau de la centrale d'Aston d'environ **12 GWh/an (soit 3%)**.

Dans l'hypothèse d'un relèvement sur l'ensemble des prises d'eau au 1/10 du module, le productible calculé est de 364 GWh/an (perte de 19 GWh/an, soit 5% par rapport au débit réservé plancher, soit 20 500 Teq CO₂).

3.3.6.4 Impact de la modulation saisonnière du débit réservé à la prise d'eau de Sauzet

Actuellement, le débit réservé à la prise d'eau de Sauzet est en moyenne sur l'année de 0,011 m³/s, avec la modulation saisonnière suivante :

- 0,007 m³/s d'octobre à mai
- 0,020 m³/s de juin à septembre.

Les courbes des débits classés du 1^{er} juin au 30 septembre et du 1^{er} octobre au 31 mai sont présentées Figure 76. Elles sont calculées à partir des données journalières de 1969 à 1986.

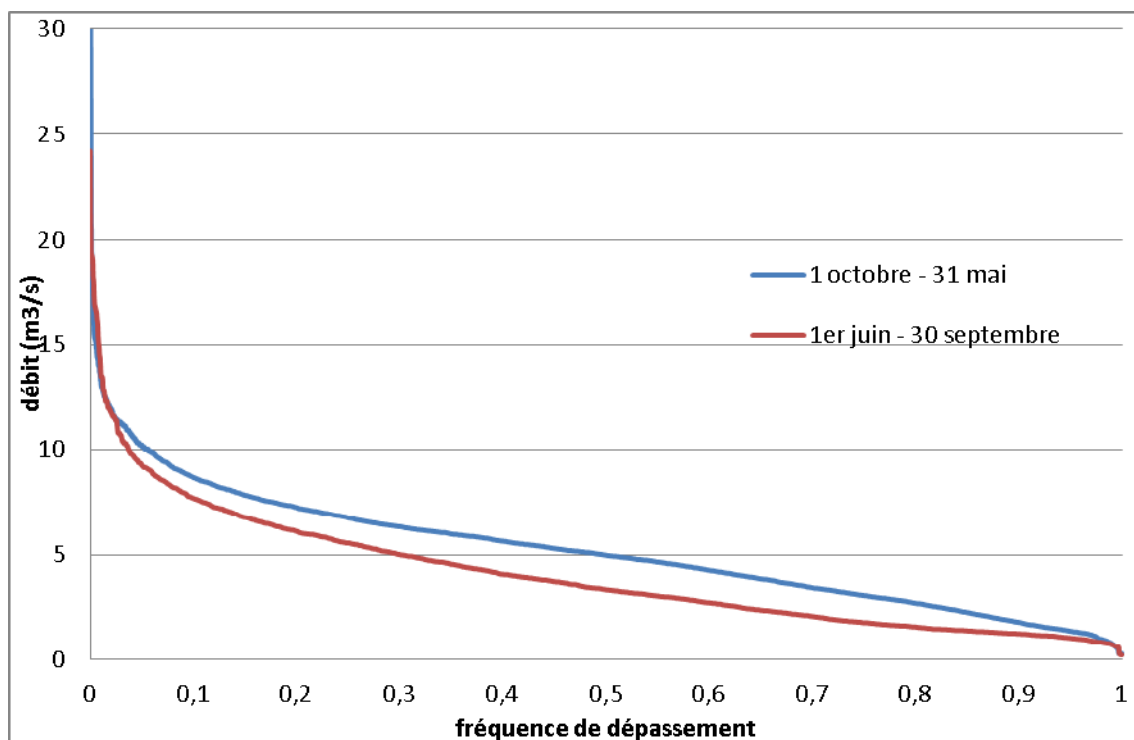


Figure 76 : Courbe des débits classés d'octobre à mai et de juin à septembre à la station sur l'Ariège (Source : Banque HYDRO, basé sur les chroniques journalières de 1969-1986)

Le productible moyen annuel actuel avec modulation du débit étant de 395 GWh/an, il serait de 395,3 GWh/an sans modulation, le gain serait de **0,3 GWh/an**, soit **0,1%**.

A l'échelle saisonnière, en supprimant la modulation, il y aurait un gain énergétique du 1^{er} juin au 30 septembre estimé à 1,1 GWh/an (0,8%) et une perte du 1^{er} octobre au 31 mai estimé à -0,9 GWh (-0,4%).

Si le débit réservé passe à la valeur proposée par l'exploitant de 0,014 m³/s, le productible annuel moyen de 383,3 GWh pour un débit réservé constant, passerait à 382,8 GWh/an (perte de 0,4 GWh/an, soit 0,09%) avec une modulation du débit réservé dans les mêmes proportions qu'actuellement, soit, pour un débit réservé moyen de 0,014 m³/s :

- 0,009 m³/s d'octobre à mai
- 0,025 m³/s de juin à septembre.

Les tableaux 29 et 30 ci-dessous récapitulent les résultats.

Tableau 32 : Valeurs du productible avec et sans modulation des débits réservés à Aston

		1-juin à 30-sept	1-oct à 31-mai	total
Productible actuel	avec modulation	142,7	252,3	395,0
	sans modulation	143,8	251,4	395,3
Productible futur	avec modulation	139,4	246,6	383,3
	sans modulation	140,6	245,8	382,8

Tableau 33 : Effets sur la production (perte ou gain) en supprimant la modulation

	1-juin à 30-sept	1-oct à 31-mai	total
au débit réservé actuel (GWh/an)	1,1 (0,8%)	-0,9 (-0,4%)	0,3 (-0,07%)
au débit réservé futur (GWh/an)	1,2 (0,9%)	-0,8 (-0,3%)	0,4 (-0,09%)

4 SYNTHÈSE DES RESULTATS

4.1 IMPACT ÉNERGETIQUE ET BILAN CARBONE DU RELEVEMENT DU DÉBIT RÉSERVÉ

Tableau 34 : Résultats des études d'impact sur la production du relèvement des débits réservés et du bilan carbone

	nom	type	dpt	Productible actuel (GWh/an)	Relèvement au débit plancher			Relèvement à une valeur de DMB supérieure au débit plancher (valeur déterminée dans l'étude ou valeur forfaitaire de 1/10 du module pour un plancher à 1/20 et 1/5 pour un plancher à 1/10)				
					Productible débit plancher (GWh/an)	Perte de production (GWh/an)	Perte de production (%)	Productible DMB supérieur (GWh/an)	Perte de production (GWh/an)	Perte de production (%)	Bilan carbone – cycle combine gaz (T eq CO2)	Bilan carbone – charbon (fil de l'eau) Fioul (éclusées, lac) (T eq CO2)
Lot Truyère	GRANDVAL	lac	15	144	143.6	0.35	0.24	142.9	0.7	0.5		756
	CAJARC	Fil de l'eau	46	36	35.03	0.97	2.7	33.2	1.83	5.2	772	1943
	LUZÉCH	Fil de l'eau	46	74	72.3	1.76	2.4	69	3.3	4.6	1379	3473
	CLAIRAC	Fil de l'eau	47	11.5	11.16	0.34	3	10.51	0.65	5.8	274	690
	FLOIRAS	Fil de l'eau	46	13.62	13.28	0.35	2.6	12.63	0.65	4.9	274	689
	FUMEL	Fil de l'eau	47	67.4	65.59	1.81	2.7	62.2	3.39	5.2	1427	3595
	ROQUE BOUILLAC	Fil de l'eau	12	10.04	9.76	0.28	2.8	9.23	0.53	5.4	225	567
	SAINT MARTIN LABOUVAL	Fil de l'eau	46	9.75	9.45	0.3	3.1	8.93	0.52	5.5	219	551
	TOUZAC	Fil de l'eau	46	10.54	10.23	0.31	2.9	9.64	0.59	5.8	249	628
	CAPDENAC PORT	Fil de l'eau	46	10.13	9.83	0.3	3	9.29	0.54	5.5	225	567

Adour	PRAGNERES RG	lac	65	337	323.7	9.3	2.8	317.3	6.4	2		6940
	ARRENS	eclusées	65	89	87.8	1.2	1.4	83.6	4.2	4.8		4860
	ESQUIT	fil de l'eau	64	22	20.4	1.6	7.3	18.2	2.2	10.8	932	2350
	ASASP	fil de l'eau	64	125	116.5	8.5	6.8	105	11.5	9.9	4830	12167
	LARRAU	fil de l'eau	64	16.2	14.7	1.3	8	13.3	1.4	9.5	1218	3070
Garonne	HOSPITALET BC	lac	9	96	93.8	2.2	2.3	90	3.8	4		4104
	MERENS	lac	9	16.9	16.8	0.1	0.6	16.2	0.6	3.6		655
	ASTON	éclusées	9	395	383	12	3.0	364	19	5.0		20500
	PORTILLON BC	lac	31	64	62.9	1.1	1.7	61.8	1.1	1.7		1250
	PORTILLON HC	lac	31	28.1	27.4	0.7	2.5	25.9	1.4	5.1		1550
	GOLFECH	fil de l'eau	82	369	360.7	8.3	2.2	353.6	7.1	2	2970	7490
	FERRIERES	eclusées	9	154	154			147	7	4.5		7560
	ST JULIEN	fil de l'eau	31	125.3	125.3			121.6	3.7	3		
	PALAMINY	éclusées	31	163	163			158.9	4.1	2.5		
Dordogne	TREIGNAC	éclusées	19	86.7	86.7			83.1	3.6	4.1		3890
Tarn Aveyron	ALRANCE	lac	12	30	29.6	0.4	1.3	28,0	1.6	5,4		1684
	LE POUGET	lac	12	297	292.5	4.5	1.5	289.9	2.6	0.9		2800
	MONTAHUT	lac	34	255	247.2	7.8	3,1	235.7	11.5	4.7		12420
	CARLA	eclusées	81	118	118			114.6	3.4	2.9		3700
	VINTROU	lac	81	82	82			79.8	2.2	2.7		

Total				3 256	3 186	70	2,1%	3 075	111	3.6%	14 994 (fil de l'eau)	37 778 (fil de l'eau) 72 669 (éclusées-lac)
-------	--	--	--	-------	-------	----	------	-------	-----	------	--------------------------	--

4.2 IMPACT ENERGETIQUE DE LA MODULATION SAISONNIERE DU DEBIT RESERVE

Le tableau ci-après synthétise les résultats des études d'impact sur la production des modulations saisonnières de débit réservé (actuel et futur) pour les centrales d'Arrens, Aston, Golfech, Ferrières, Esquit et Asasp :

Centrale	Impact de la modulation sur la production annuelle	Impact de la modulation sur la production hivernale
Arrens	Nul	Gain
Aston	Perte	Gain
Golfech	Perte	Gain
Ferrières	Gain (Qr actuel) / Nul (Qr futur)	Gain
Esquit	Gain	Gain
Asasp	Perte	Gain

Même si le bilan énergétique annuel est contrasté, la modulation saisonnière des débits permet dans tous les cas étudiés d'augmenter la production hivernale, mieux valorisée énergétiquement.

ANNEXE 1 : BIBLIOGRAPHIE

- [1] Base ouvrages SIG fournie par l'Agence de l'Eau, géo-localisant les centrales hydroélectriques, barrages, prises d'eau, ouvrages de retenue, et conduites forcées des aménagements hydroélectriques SHEM et EDF. Cette banque regroupe aussi les données techniques des ouvrages données par l'exploitant (module au niveau des prises d'eau, capacité utile et totale des barrages, productible et puissance des centrales...)
- [2] Cahiers des charges des concessions hydroélectriques des régions Limousin, Auvergne, Midi-Pyrénées et Aquitaine donnant les caractéristiques et modules théoriques
- [3] Tableaux donnés par l'ONEMA, résultants de croisements de données entre l'exploitant et la DREAL, caractérisant les prises d'eau (modules, débits réservés...) et les puissances des usines
- [4] Document de travail de l'AEAG identifiant les concessions à enjeux
- [5] Liste bibliographique des études recensées et identifiées par la DREAL, l'ONEMA, l'UFBAG et l'Agence de l'eau
- [6] Etude de scénarios gagnants-gagnants de l'Agence de l'Eau Adour-Garonne
- [7] Etude de mars 2010 d'Aquascop et ISL pour le compte du Conseil Général des Pyrénées Atlantiques « *Etude d'évaluation des impacts générés par la production hydroélectrique sur le bassin versant du gave d'Oloron, Gave d'Aspe* »
- [8] Banque Hydro où les débits classés et les chroniques de débits ont été utilisés au niveau des stations hydrométriques les plus proches des ouvrages concernés ou dans des endroits géologiquement similaires.
- [9] Sayers, A.T., (1990), "Hydraulic and compressible flow turbomachines", Mc Graw-Hill, p.105
- [10] 2005, ESHA, Petite hydroélectricité : Guide technique pour la réalisation de projets
- [11] Circulaire du 06/03/2010 : Note de la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières relative à l'application des articles 44 et 45 de la loi du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique
- [12] Mai 2011, Profil environnemental du kWh EDF, études ACV d'EDF R&D
- [13] Juin 2010, ADEME, Guide des facteurs d'émissions Version 6 .1, Chapitre 2, p. 36