



PLAN CLIMAT
Air Energie Territorial

SDE 24
Syndicat Départemental d'Énergies

PCAET

Analyse des réseaux d'énergie

Rapport d'Août 2018 mis à jour en Janvier 2022

AERE
Alternative pour l'énergie, les énergies renouvelables et l'environnement


albea

 **eco2**
INITIATIVE

mt
partenaires
Ingénierie

Pentacle ★


Sommaire

Sommaire	2
Liste des figures	4
Liste des tableaux	5
1. Introduction.....	6
1.1. Contexte de l'étude.....	6
1.2. Éléments recherchés	6
1.3. Contenu du rapport.....	6
2. Le réseau d'électricité	7
2.1. Les réseaux publics d'électricité en France	7
2.2. Les acteurs	7
2.2.1 Le gestionnaire du réseau de transport - RTE	7
2.2.2 AOD et gestionnaires des réseaux de distribution	7
2.2.3 SDE24 - Syndicat Départemental d'énergies de la Dordogne	8
2.2.4 Enedis	8
2.3. La production d'électricité sur le territoire	9
2.3.1 Centrales électronucléaires	9
2.3.2 Les producteurs d'EnR présents sur le territoire	9
2.3.3 Hydroélectricité.....	10
2.3.4 Photovoltaïque.....	10
2.3.5 Biogaz (méthanisation)	11
2.3.6 Éolien.....	11
2.4. Les réseaux d'électricité du territoire	12
2.4.1 Présentation générale des réseaux	12
2.4.2 Qualité de fourniture – définition et réglementation	16
2.4.3 Qualité de fourniture sur le territoire.....	17
2.4.4 Evolution des réseaux d'électricité	20
2.4.5 Télérelève.....	20
2.5. Intégration des ENR.....	21
2.5.1 Contexte	21
2.5.2 Potentiel de raccordement des projets EnR.....	21
2.5.3 Capacité de raccordement de production locale	22
2.5.4 Raccordement au réseau BT	24

2.5.5	Feuille de route Smartgrid	25
3.	Réseaux de gaz	26
3.1.	Organisation des réseaux en France (source : CRE)	26
3.2.	Les acteurs	27
3.2.1	GRT Gaz	27
3.2.2	SDE24 - Syndicat Départemental d'énergies de la Dordogne	27
3.2.3	Les distributeurs de gaz	27
3.3.	Les réseaux de gaz sur le territoire	28
3.3.1	Les réseaux de gaz naturel	28
3.3.2	Les réseaux de propane	29
3.3.3	Les communes desservies	29
3.3.4	Evolution du réseau	30
3.3.5	Communication des compteurs	30
3.3.6	Raccordement biogaz	30
3.3.7	Feuille de route Smartgrid	30
4.	Réseaux de chaleur	32
4.1.	État des lieux	32
4.2.	Potentiel	34
4.2.1	Bois énergie	34
4.2.2	Géothermie	34
ANNEXE	35
Bibliographie	35
Sigles et définitions	36

Liste des figures

Figure 1 : répartition du nombre de producteurs sur le territoire (extrait du CRAC Enedis 2020)	9
Figure 2 : répartition de la puissance des producteurs sur le territoire (extrait du CRAC Enedis 2020)	9
Figure 3 : répartition du linéaire HTA sur la concession (source : CRAC Enedis 2020)	14
Figure 4 : répartition du réseau HTA par tranche d'âge (source : données Enedis 2020)	14
Figure 5 : Enfouissement du réseau HTA en km sur les 5 dernières années (source : CRAC Enedis 2016)	15
Figure 6 : répartition des postes HTA/BT par tranche d'âge (données Enedis 2016)	15
Figure 7 : répartition du linéaire BT sur la concession (source : CRAC Enedis 2020)	16
Figure 8 : répartition du réseau BT sur la concession (source : données Enedis 2020)	16
Figure 9 : évolution du critère B au cours des 5 dernières années au niveau de la concession (source : CRAC Enedis 2020)	18
Figure 10 : évolution du critère B au cours des 5 dernières années au niveau national (source : CRAC Enedis 2020)	18
Figure 11 : Répartition entre capacité d'accueil réservée, projets en file d'attente et Puissance ENR déjà raccordée en Dordogne (source : capareseau.fr, 2021)	24
Figure 12 : répartition du linéaire de réseau de gaz naturel selon les matériaux (source : CRAC GrDF 2020)	28
Figure 13 : répartition des incidents sur le réseau de gaz naturel en 2020	28
Figure 14 : Roadmap gaz verts GRDF (en cours d'actualisation) issue de la feuille de route Smartgrids de GrDF de 2017	31

Liste des tableaux

Tableau 1 : Ouvrages hydroélectriques en Dordogne (source Agence ORE)	10
Tableau 2 : Description des postes HTA/BT sur la concession (source : CRAC Enedis 202	15
Tableau 3 : Qualité de fourniture – seuils introduits par la réglementation	16
Tableau 4 : Durée moyenne annuelle de coupure (source : CRAC Enedis 2020)	17
Tableau 5 : Les perturbations liées à des incidents sur le réseau (source : CRAC Enedis 2020)	18
Tableau 6 : Nombre de clients affectés par les perturbations (source : CRAC Enedis 2020)	19
Tableau 7 : Clients BT mal alimentés (source : CRAC Enedis 2020)	19
Tableau 8 : Les départs en contraintes de tension (source CRAC Enedis 2020)	20
Tableau 9 : Données de capacité de raccordement par poste source en Dordogne (source : capareseau.fr, 2021)	23
Tableau 10 : Répartition des réseaux propane – sources CRAC Primagaz 2020 et CRAC Antargaz 2020	29

Liste des cartes

Carte 1 : Localisation et puissance des installations EnR et de stockage d'énergie en Dordogne (source : Agence ORE).....	10
Carte 2 : Installations de méthanisation en Dordogne (source : ADEME -SINOE, 2021).....	11
Carte 3 : Lignes HTB en Dordogne – source RTE, Schéma Régional de Développement du réseau public de transport d'électricité 2003–2013	12
Carte 4 : Réseau de transport d'électricité et niveaux de tension à l'échelle du département (source : Enedis)	13
Carte 5 : Les postes sources de Dordogne (source : données Enedis 2020)	14
Carte 6 : Capacité réservée en MW au titre du S3ENR (source : capareseau.fr, 2021).....	22
Carte 7 : Réseaux de gaz en Dordogne (source : SDE24)	29

1. Introduction

1.1. Contexte de l'étude

Le Syndicat Départemental d'Énergies de la Dordogne (SDE 24) souhaite développer une politique innovante en matière de transition énergétique au niveau de la Région. A ce titre, le syndicat a décidé d'accompagner les territoires dans la réalisation de leurs PCAET à la fois pour les EPCI soumis à l'obligation réglementaire mais également pour des EPCI « volontaires ». Une première vague de 9 PCAET ont été élaborés en parallèle entre 2018 et 2019 sur les territoires suivants :

- *Communauté d'Agglomération du Grand Périgueux ;*
- *Communauté de Communes du Terrassonnais en Périgord Noir Thenon Hautefort ;*
- *Communauté de Communes du Pays de St Aulaye et du Pays Ribéracois ;*
- *Communauté de Communes de la Vallée de l'Homme ;*
- *Communauté de Communes Sarlat Périgord Noir ;*
- *Communauté de Communes Dronne et Belle ;*
- *Communauté de Communes des Marches du Périg'Or Limousin Thiviers-Jumilhac ;*
- *Communauté de Communes d'Isle-et-Crempse en Périgord ;*
- *Communauté de Communes Pays de Fénelon.*

Une seconde vague de PCAET coordonnés par le SDE24 et accompagnés par le bureau d'études AERE, a démarré au premier semestre 2021. Elle inclue les EPCI suivantes :

- *Communauté de Communes Isle-Vern-Salembre en Périgord*
- *Communauté de Communes Périgord Nontronnais*
- *Communauté de Communes Isle Loue Auvézère en Périgord*
- *Communauté de Communes Vallée Dordogne Forêt Bessède*

1.2. Éléments recherchés

Le cadre réglementaire de l'étude des réseaux est fixé par le Décret n° 2016-973 du 18 juillet 2016 (Article 1er- I). Le diagnostic comprend la présentation des réseaux de distribution et de transport d'électricité, de gaz et de chaleur, des enjeux de la distribution d'énergie sur les territoires qu'ils desservent et une analyse des options de développement de ces réseaux.

Dans l'étude des réseaux, les objectifs sont les suivants :

- Faire l'inventaire des réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur ;
- Identifier des faiblesses éventuelles ;
- Mettre en perspective le développement des EnR (Energies Renouvelables) avec les réseaux, afin d'analyser la capacité de ces derniers à intégrer ces EnR ;
- Réfléchir aux conséquences des objectifs de la transition énergétique sur les différents réseaux.

1.3. Contenu du rapport

Le présent rapport comprend :

- L'analyse des réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur à l'échelle du département de la Dordogne ;
- La présentation détaillée de ces réseaux pour chaque EPCI du département engagé dans une démarche de PCAET.

Les cartes ont été produites sur la base des couches SIG SDE24 et open source (RTE, données géographiques administratives, etc...)

2. Le réseau d'électricité

2.1. Les réseaux publics d'électricité en France

Les réseaux publics d'électricité sont les infrastructures qui permettent d'acheminer l'électricité depuis les installations de productions jusqu'aux lieux de consommation.

On distingue différents niveaux de réseaux :

- Le réseau public de transport (RPT) composé :
 - D'un réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine de grandes quantités d'énergie sur de longues distances (« autoroutes de l'énergie ») ;
 - Des réseaux régionaux de répartition qui répartissent l'énergie au niveau des régions et alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels ;
- Les réseaux publics de distribution (RPD), qui desservent les consommateurs finals. Ils sont composés de réseaux exploités à 20 kV et 15 kV, dits « réseaux HTA » et de réseaux exploités à 400 V et 230 V, dits réseaux BT.

En France, le réseau haute tension et très haute tension représente environ 106 047 kilomètres de lignes. (Source : *Accueil RTE Bilan électrique 2020 – rte-france.com*).

2.2. Les acteurs

La gestion des réseaux publics français d'électricité est confiée par l'article 2 de la loi du 10 février 2000 à deux types d'acteurs :

- Le gestionnaire du réseau de transport qui exploite le réseau de haute et de très haute tension (réseau HTB) ;
- Les gestionnaires des réseaux de distribution qui exploitent les réseaux de moyenne tension (réseau HTA) et basse tension (réseau BT).

2.2.1 Le gestionnaire du réseau de transport - RTE

Le réseau public de transport de l'électricité est la propriété de RTE (Réseau de Transport d'Electricité). Il est exploité par celui-ci. RTE est une entreprise française, filiale d'EDF, qui gère le réseau public de transport d'électricité haute tension en France métropolitaine. RTE exploite, entretient et développe les lignes électriques à haute tension HTB (63 kV et 90 kV) et à très haute tension (150 kV, 225 kV et 400 kV), ainsi que les stations associées, qui acheminent l'électricité depuis les unités de production vers le réseau de distribution d'électricité et certains industriels. Les lignes à basse et haute tension du domaine A (HTA – entre 1 et 50 kV) ne sont pas du ressort de RTE.

2.2.2 AOD et gestionnaires des réseaux de distribution

Les réseaux publics de distribution sont la propriété des communes (AOD – Autorité Organisatrice de Distribution) qui peuvent en confier la gestion à Enedis, ex-ERDF, (pour 95 % des réseaux de distribution du territoire métropolitain continental), ou à des entreprises locales de distribution (ELD) par le biais de contrats de concession.

Les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité exercent des monopoles régulés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Sur le département de la Dordogne, le SDE 24, créé en 1937, est l'autorité organisatrice de la distribution publique d'énergie électrique depuis 1993 et de gaz depuis 2004. Enedis a signé un contrat de concession avec le SDE 24 pour la distribution d'électricité sur le département.

2.2.3 SDE24 - Syndicat Départemental d'énergies de la Dordogne

Le Syndicat Départemental d'Energies de la Dordogne (SDE 24) est en charge de l'organisation du service public d'électricité et de gaz pour les 505 communes de la Dordogne. Ses actions portent sur les compétences et services suivants :

- Électricité : extension de lignes, renforcement des réseaux, effacement de réseaux, contrôle des concessions.
- Gaz : suivi et contrôle des concessions. 98 communes sont desservies par le gaz en Dordogne, dont 84 raccordées au réseau de gaz naturel. (Réseau gaz | SDE 24, Syndicat Départemental d'Energies de la Dordogne)
- Développement durable :
- Service Energie : accompagnement des communes dans les démarches de maîtrise des consommations énergétiques et de réduction des émissions de gaz à effet de serre (bilan énergétique du patrimoine communal, études énergétiques, proposition d'actions concrètes),
- Certificats d'économie d'énergie (CEE) : mise à disposition des communes d'un outil opérationnel pour les accompagner dans le financement de travaux de rénovation énergétique grâce à la valorisation des CEE,
- Énergies renouvelables : installation de candélabres photovoltaïques,
- Groupement de commandes pour l'achat d'énergie.
- Éclairage public : travaux neufs, maintenance.
- Aménagement numérique.

2.2.4 Enedis

Enedis a signé un contrat de concession avec le SDE 24 pour la gestion du réseau électrique de l'ensemble des communes de la Dordogne.

Enedis, anciennement **ERDF** (pour Électricité Réseau Distribution France), est une société anonyme à conseil de surveillance et directoire, filiale à 100 % d'EDF chargée de la gestion et de l'aménagement de 95 % du réseau de distribution d'électricité en France.

Enedis tend à aussi devenir (dans le cadre de la transition énergétique) gestionnaire de systèmes électriques et gestionnaire de big data énergétique.

2.3. La production d'électricité sur le territoire

Cette partie donne une liste non exhaustive des unités de production d'électricité qui alimentent le territoire.

2.3.1 Centrales électronucléaires

Aucune centrale n'est située dans le département. Toutefois, voici deux sites électronucléaires présents en Nouvelle-Aquitaine :

- La centrale nucléaire du Blayais se situe sur la rive droite de l'estuaire de la Gironde à 60km de Bordeaux. Elle est constituée de 4 réacteurs d'une puissance de 900 MW chacun. La centrale a produit 23,37 TWh en 2020 (La centrale nucléaire du Blayais | EDF France) soit 1,2 fois le besoin annuel de l'ancienne Région Aquitaine.
- La centrale nucléaire de Golfech se situe en aval du confluent du Tarn et de la Garonne, entre Toulouse et Agen. Elle est dotée de deux réacteurs à eau pressurisé de 1300 MW chacun. Elle produit chaque année entre 15 et 20 TWh et répond aux besoins de l'ensemble de l'ancienne Région Midi-Pyrénées.

2.3.2 Les producteurs d'EnR présents sur le territoire

4323 installations de production sont présentes sur le territoire en 2020 (d'après le CRAC, *Compte Rendu d'Activité de Concession*). Il s'agit majoritairement de production photovoltaïque (98,6%, CRAC 2020). Cependant en termes de puissance, 7% correspondent à l'hydraulique et 11% à d'autres productions EnR.

Répartition du nombre de producteurs

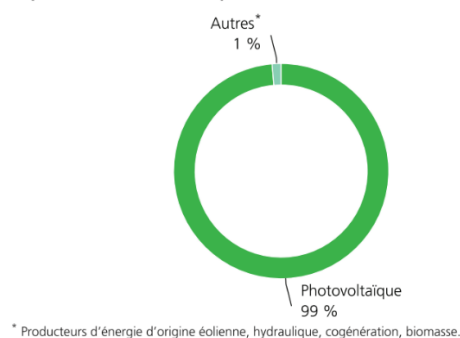


Figure 1 : répartition du nombre de producteurs sur le territoire (extrait du CRAC Enedis 2020)

Répartition de la puissance des producteurs

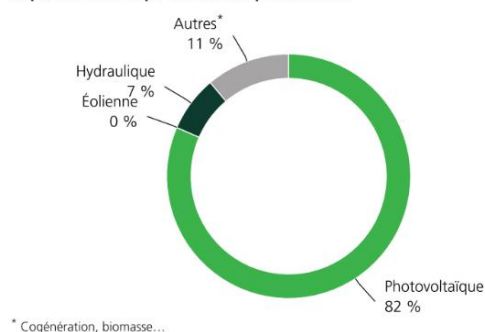
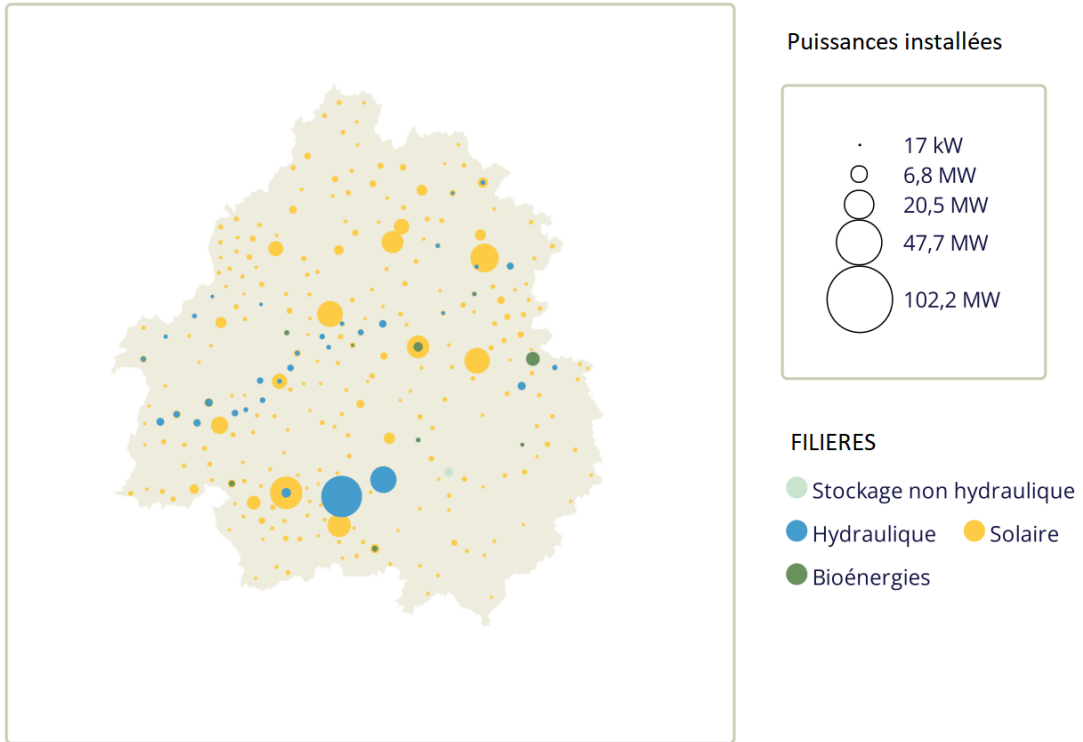


Figure 2 : répartition de la puissance des producteurs sur le territoire (extrait du CRAC Enedis 2020)

Les principaux producteurs sont localisés sur la carte ci-dessous :



Carte 1 : Localisation et puissance des installations EnR et de stockage d'énergie en Dordogne (source : Agence ORE)

2.3.3 Hydroélectricité

Les installations hydroélectriques existantes en Dordogne sont toutes des centrales fonctionnant au fil de l'eau. On en dénombre 38 sur le département pour une puissance totale de **58 MW** et une production moyenne de **164 GWh/an** (2020).

La grande majorité de ces turbines sont des microcentrales d'une puissance inférieure à 1 MW, installée sur des cours d'eau moyens, dont un grand nombre sur l'Isle. On compte 3 ouvrages de plus de 1 MW sur la rivière Dordogne.

Nom de l'ouvrage	Commune	Puissance (MW)	Productible moyen (MWh/an)
Barrage de Tuilières	Saint-Capraise-de-Lalinde	32,0	115 160
Barrage de Mauzac	Mauzac-et-Grand-Castang	13,2	59 460
Barrage de Bergerac	Bergerac	1,54	8 750

Tableau 1 : Ouvrages hydroélectriques en Dordogne (source Agence ORE)

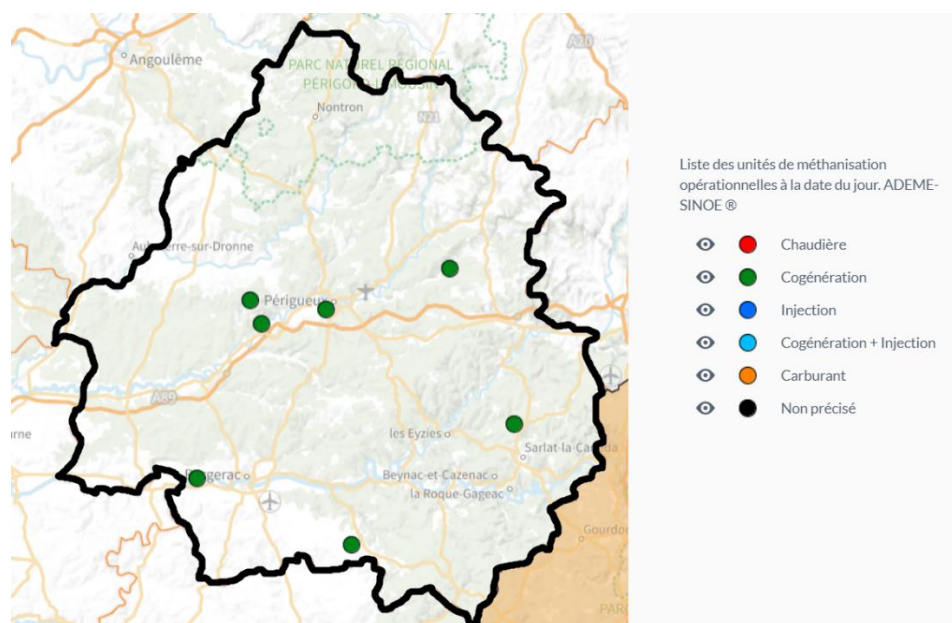
2.3.4 Photovoltaïque

En 2021, on dénombrait 4911 installations sur le département, représentant au total une puissance de **197 MWc**. Elles ont produit 148 GWh sur l'année 2020.

Par ailleurs, plusieurs centrales solaires photovoltaïques de forte puissance (> 1500 kWc) ont été mises en service durant l'année 2019 sur le territoire. C'est le cas des centrales de Vanxains, Bergerac et Neuvic (Source : AREC Nouvelle-Aquitaine).

2.3.5 Biogaz (méthanisation)

Les 11 installations de méthanisation répertoriées dans le département produisent 18 GWh/an d'électricité et 7 GWh/an de chaleur (Source : données AREC, 2021).



Carte 2 : Installations de méthanisation en Dordogne (source : ADEME -SINOE, 2021)

Les installations recensées sur le département sont les suivantes :

- Deux centres de stockage des déchets (ISDND) qui valorisent le biogaz issu de la fermentation des déchets par une production électrique : l'ISDND de Milhac-d'Auberoche (SITA) produit 3700 MWh/an et celui de Saint Laurent-les-hommes (SMD3) 5250 MWh/an.
- Sept installations de méthanisation à la ferme qui produisent chaleur et électricité en cogénération.

Aucune installation n'injecte sur le réseau gaz pour l'instant mais plusieurs projets sont en cours à divers stades d'avancement, comme ceux de Monsac et Cognac-sur-l'Isle.

2.3.6 Éolien

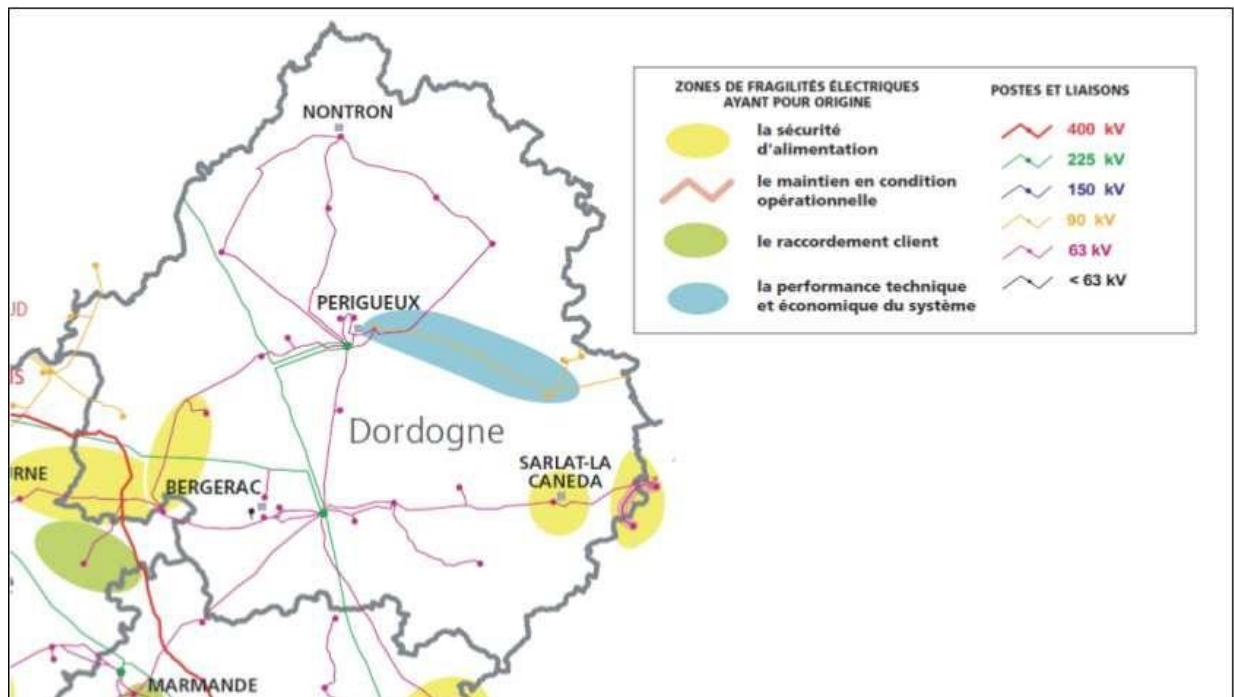
En 2021, aucun parc éolien n'était en service en Dordogne. Toutefois, trois projets de parcs sont en cours d'instruction : la « Ferme éolienne des grands clos », le « Parc Eolien de Verteillac », ainsi que le « Parc Eolien du Petit Bos » sur la commune de Milhac de Nontron. Aussi, un parc éolien a été autorisé par la préfecture, c'est le cas du « Parc Eolien de la Rochebeaucourt et Argentine ». S'il se concrétise, 5 éoliennes de 160 mètres de haut seront installées.

2.4. Les réseaux d'électricité du territoire

2.4.1 Présentation générale des réseaux

Le réseau électrique du territoire est constitué de plus de 11 708 km de réseau Haute Tension A (HTA), 13 707 km de réseau Basse Tension (BT) acheminant l'électricité aux usagers finaux et 14 610 postes de transformation HTA/BT. Le territoire comprend 280 582 consommateurs pour 2 262 GWh distribués sur le réseau en 2020. (Source : *Rapport d'activité, SDE24, 2020*)

Le réseau HTB

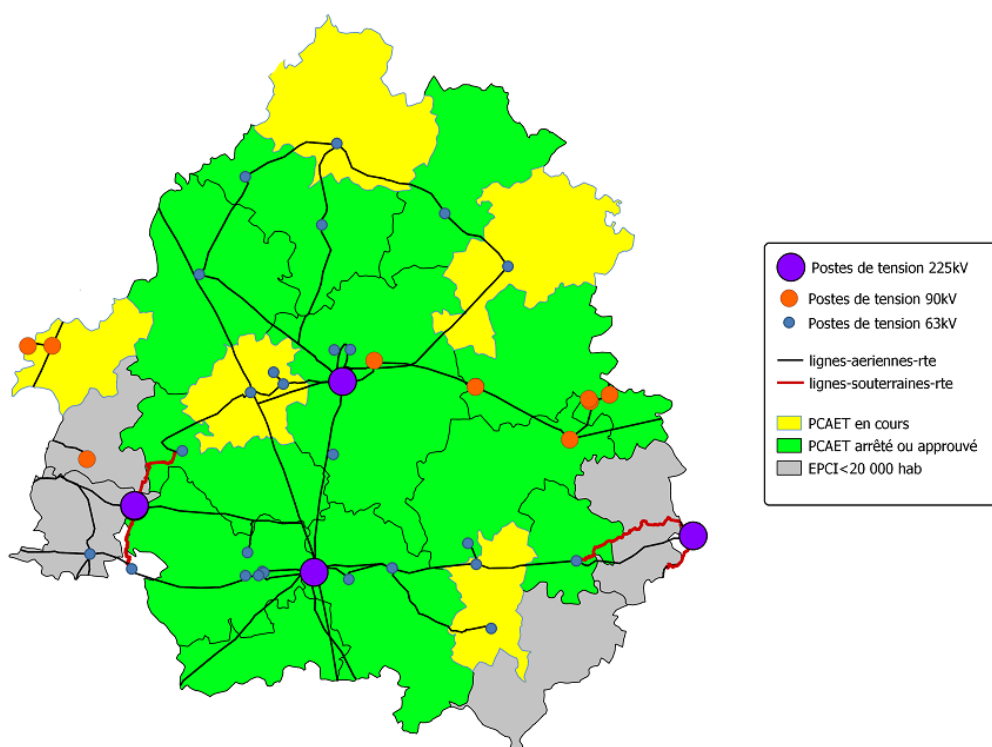


Carte 3 : Lignes HTB en Dordogne – source RTE, Schéma Régional de Développement du réseau public de transport d'électricité 2003–2013

Le réseau HTB est alimenté essentiellement depuis les centrales du Blayais et de Golfech. Il est généralement assez peu dense et présente des interconnexions relativement limitées.

En 2003, le Sarladais était alimenté par une artère 63 kV saturée. La continuité d'alimentation ne pouvait donc pas être assurée en cas d'incident sur un ouvrage du réseau. Afin de pallier cette fragilité, la ligne 63 kV Souillac – La Mothe Fénelon a été reconstruite depuis.

De plus, afin de renforcer la sécurité de l'alimentation électrique de la Dordogne, un poste 400/225 kV au croisement des lignes Cubnezais – Plaud 400 kV et Fléac – Sanilhac 225 kV est créé.



Carte 4 : Réseau de transport d'électricité et niveaux de tension à l'échelle du département (source : Enedis)

Les postes sources HTB / HTA

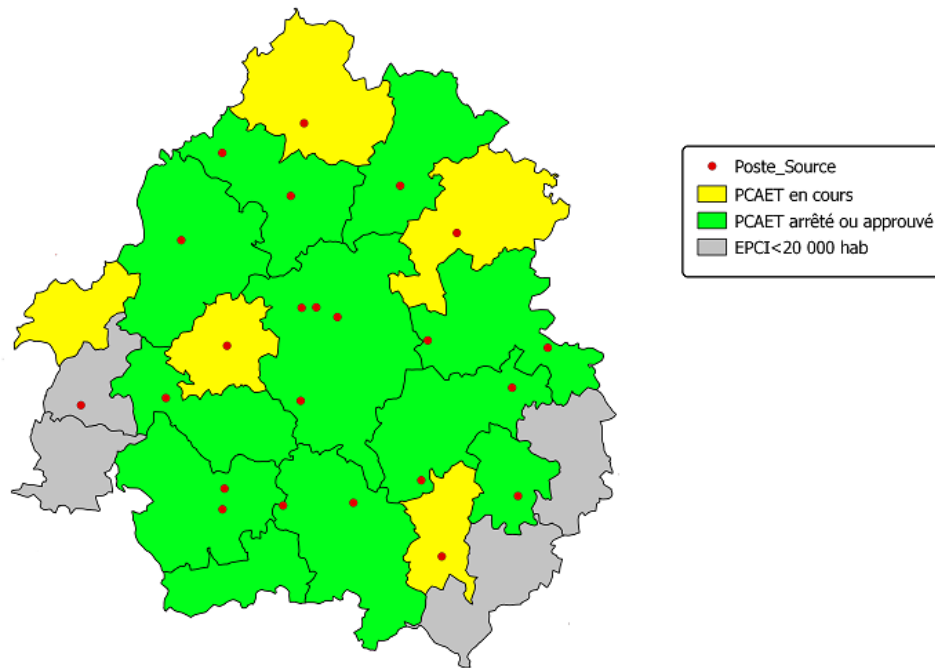
Les postes sources sont les postes de transformation reliant le réseau de transport d'électricité (national et régional) HTB au réseau local HTA.

23 postes sources sont actuellement présents sur le département.

La carte ci-dessous présente l'ensemble des postes sources alimentant le département et les dernières évolutions :

- 2016 : création du poste source de Manoire avec 5 départs HTA.
- 2017 : création de 2 départs du poste source de Gourdon.
- 2018 : création du poste source de Piovit avec 7 départs HTA.

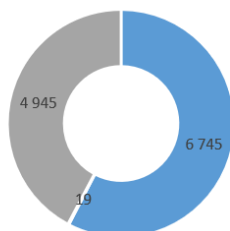
En 2020, des travaux ont été entrepris sur les postes sources de Manoire et Lesparat (cf. CRAC 2020).



Carte 5 : Les postes sources de Dordogne (source : données Enedis 2020)

Description du réseau HTA

Répartition du linéaire HTA en km



■ Linéaire aérien nu (km) ■ Linéaire aérien torsadé (km) ■ Linéaire souterrain (km)

Figure 3 : répartition du linéaire HTA sur la concession (source : CRAC Enedis 2020)

Répartition du réseau HTA par tranche d'âge

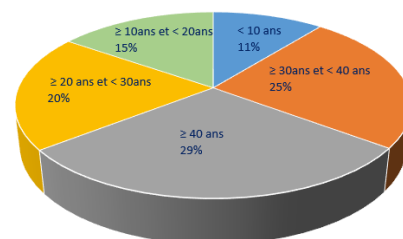


Figure 4 : répartition du réseau HTA par tranche d'âge (source : données Enedis 2020)

61% du linéaire HTA de la concession est constitué de fils aériens nus. Ces réseaux sont particulièrement fragiles et sensibles aux aléas météorologiques.

Par ailleurs, 54 % du réseau HTA a 30 ans ou plus.

38% du réseau HTA est enfoui. Sur les 5 dernières années Enedis a enterré moins de 2% du réseau par an.

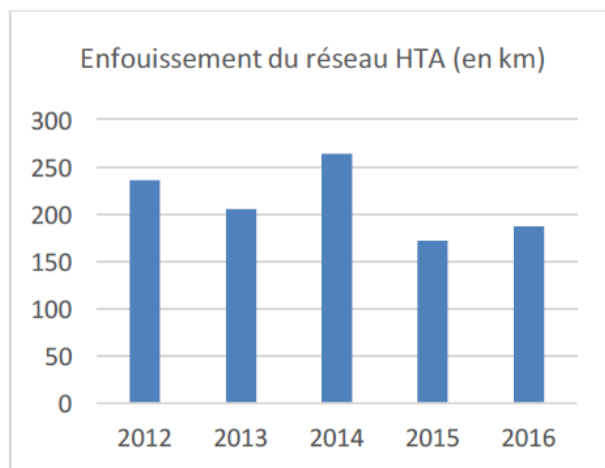


Figure 5 : Enfouissement du réseau HTA en km sur les 5 dernières années (source : CRAC Enedis 2016)

Les postes HTA/BT

14610 postes HTA/BT sont présents sur le département de la Dordogne en 2020. 42% d'entre eux ont 30 ans ou plus.

Postes HTA-BT (en nb) (Concession)			
	2019	2020	Variation (en %)
Postes situés dans une commune rurale*	11 030	11 071	0,4%
Postes situés dans une commune urbaine*	3 532	3 539	0,2%
Total postes HTA-BT	14 562	14 610	0,3%
<i>Dont postes sur poteau</i>	8 030	7 934	-1,2%
<i>Dont postes cabines hautes</i>	119	113	-5,0%
<i>Dont postes cabines basses</i>	556	553	-0,5%
<i>Dont autres postes</i>	5 857	6 010	2,6%

* Au sens de la classification INSEE de la commune. Par ailleurs, le sous-total « Dont autres postes » comprend, à titre d'exemple, les postes en immeuble.

Tableau 2 : Description des postes HTA/BT sur la concession (source : CRAC Enedis 202)

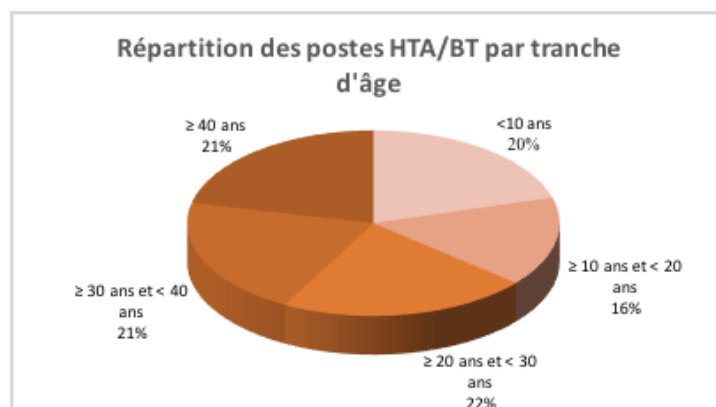
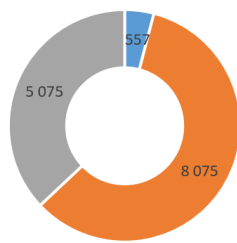


Figure 6 : répartition des postes HTA/BT par tranche d'âge (données Enedis 2016)

Description du réseau BT

Répartition du linéaire BT en km



■ Linéaire aérien nu (km) ■ Linéaire aérien torsadé (km) ■ Linéaire souterrain (km)

Répartition du réseau BT par tranche d'âge

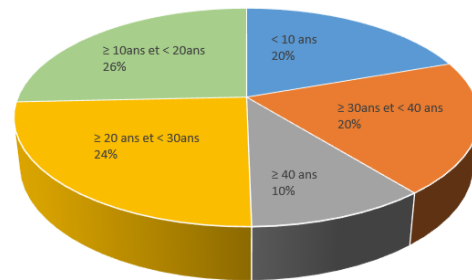


Figure 7 : répartition du linéaire BT sur la concession (source : CRAC Enedis 2020) Figure 8 : répartition du réseau BT sur la concession (source : données Enedis 2020)

63% du linéaire BT de la concession est constitué de fils aériens nus, dont 11% sont des fils de faible section. 30 % du réseau a 30 ans ou plus.

Les fils nus constituent une source de fragilité du réseau car ils sont très exposés en cas d'intempérie. Le SDE 24 a mené entre 2015 et 2020 une stratégie d'éradication des fils nus en basse tension dans les communes rurales (soit le champ de sa maîtrise d'ouvrage).

2.4.2 Qualité de fourniture – définition et réglementation

La qualité de l'électricité recouvre trois notions différentes : la continuité d'alimentation (coupures d'électricité), la qualité de l'onde de tension (phénomènes qui perturbent le fonctionnement des appareils électriques), et la qualité de service (relations avec les gestionnaires de réseaux notamment).

Il est de la responsabilité des gestionnaires de réseaux publics de garantir un certain niveau de qualité de l'électricité aux utilisateurs. Cette responsabilité est partiellement encadrée, notamment par des textes législatifs et réglementaires et par certaines clauses incluses dans les différents contrats. En cas d'événements climatiques majeurs qui perturbent de façon exceptionnelle les réseaux, les gestionnaires de réseaux publics sont toutefois susceptibles d'être dégagés en partie de leur responsabilité, sous certaines conditions. (Source : CRE)

La réglementation impose des seuils à respecter par les gestionnaires de réseaux publics sur la continuité d'alimentation et le niveau de tension.

Le tableau ci-dessous présente les différents seuils introduits par les textes réglementaires. On y trouve des seuils « globaux », qui portent sur le pourcentage d'utilisateurs « mal alimentés » par département et par concession, et des seuils « locaux », qui s'appliquent en tout point de connexion sur les réseaux publics de distribution, et au niveau des postes sources sur le réseau de transport. Le niveau de ces seuils est indiqué dans l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié.

	Distribution		Transport	
	Continuité d'alimentation	Seuil global (à l'échelle du département et de la concession)	(1) Temps de coupure (2) Nombre de coupures longues (3) Nombre de coupures brèves	Seuil aux postes sources (alimentant les réseaux de distribution)
	Seuil local (en tout point de connexion)	Nombre de coupures longues		
Niveau de tension (Tension haute et Tension basse)	Seuil global (à l'échelle du département et de la concession)	Tension moyennée sur 10 min (évaluation probabiliste)		
	Seuil local (en tout point de connexion)	Tension moyennée sur 10 min (mesurée)		

Tableau 3 : Qualité de fourniture – seuils introduits par la réglementation

Tableau 3 :

Dans le tableau ci-dessus, une " coupure longue " signifie : « toute interruption de l'alimentation électrique d'une durée dépassant trois minutes » ;

Une " coupure brève " signifie : « toute interruption de l'alimentation électrique d'une durée supérieure ou égale à une seconde et ne dépassant pas trois minutes ».

2.4.3 Qualité de fourniture sur le territoire

Les données suivantes sont extraites du compte rendu annuel d'activité (CRAC) 2020 d'Enedis.

- Durée annuelle moyenne de coupure

La durée annuelle moyenne de coupure est de 138 min en 2020. Elle a réduit de moitié par rapport à 2019 et est près de 2,5 fois plus élevée que la moyenne nationale (58,4 min en 2020). Ces coupures sur l'année 2020 sont imputables à des perturbations en juin et août liées aux orages, des incidents en octobre liés aux tempêtes Alex et Barbara ainsi qu'à des incidents liés à la tempête Bella en décembre.

Extraits du rapport annuel sur cet indicateur :

Durée moyenne annuelle de coupure (en min) (Concession)			
	2019	2020	Variation (en %)
Toutes causes confondues (critère B Concession) ⁽¹⁾	279,8	138,0	-51%
Toutes causes confondues hors incidents exceptionnels (critère B HIX) ⁽²⁾	142,3	137,4	-3%
Dont origine RTE (incident sur le réseau de transport)	1,0	7,0	600%
Dont incident sur le réseau de distribution publique	108,6	99,0	-9%
Dont incident poste source	2,6	1,3	-49%
Dont incident réseau HTA	92,2	88,9	-4%
Dont incident réseau BT	13,9	8,8	-37%
Dont travaux sur le réseau de distribution publique	32,7	31,4	-4%
Dont travaux sur le réseau HTA	27,1	26,0	-4%
Dont travaux sur le réseau BT	5,6	5,4	-4%

Tableau 4 : Durée moyenne annuelle de coupure (source : CRAC Enedis 2020)

- (1) La continuité de l'alimentation est évaluée à partir d'un indicateur que le concessionnaire suit dans le temps : le critère B. Il mesure le temps, exprimé en minutes, pendant lequel un client alimenté en Basse Tension est en moyenne privé d'électricité, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture (travaux ou incident fortuit sur le réseau de distribution publique, incident en amont du réseau public de distribution d'électricité).
- (2) Conformément à la décision de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 12 décembre 2013, sont notamment considérés comme des événements exceptionnels « les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finaux alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité ». Les incidents entrant dans le champ de la décision précitée sont exclus des statistiques de coupure de façon à produire le critère B hors événements exceptionnels (critère B HIX).

Évolution du critère B au cours des 5 dernières années (en min)

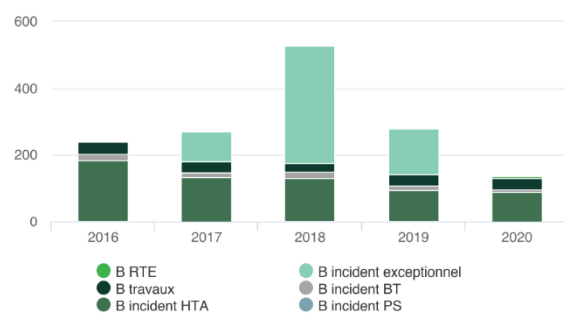


Figure 9 : évolution du critère B au cours des 5 dernières années au niveau de la concession (source : CRAC Enedis 2020)

Évolution du critère B national au cours des 5 dernières années (en min)

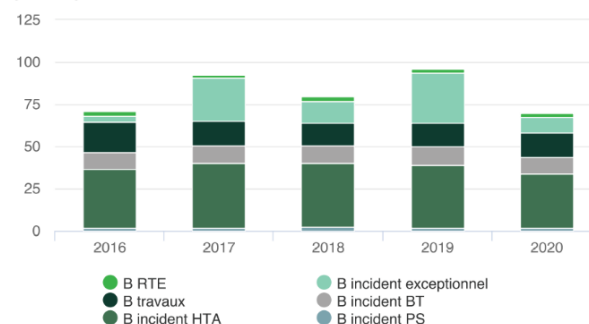


Figure 10 : évolution du critère B au cours des 5 dernières années au niveau national (source : CRAC Enedis 2020)

Les perturbations climatiques impactent de manière importante le niveau du critère B :

- En 2016, trois coups de vent ont impacté celui-ci.
- L'année 2017 a été particulièrement perturbée avec 7 périodes de tempêtes.
- L'année 2018 a subi l'évènement exceptionnel le plus marquant depuis la tempête de 1999.
- L'année 2019 a subi trois évènements exceptionnels.
- L'année 2020 est climatiquement impactée, tout au long de l'année, par une série de perturbations de moyennes ampleur.

Ces perturbations ont impacté le critère B de l'année 2020 de 138 minutes de coupure.

Ces chiffres sont largement supérieurs aux critères nationaux. Ils soulignent la fragilité du réseau de Dordogne due :

- à un habitat diffus et donc un réseau très peu dense ;
- un réseau rural exposé aux risques : passages en sous-bois ...

Ces caractéristiques sont à intégrer dans l'optique de développement des EnR.

- Nombre de coupures

Les perturbations liées à des incidents sur le réseau

Coupures liées à des incidents (Concession)

	2019	2020	Variation (en %)
Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau	5,6	3,8	-32,3%
Dont réseau aérien	3,8	2,5	-35,6%
Dont réseau souterrain	0,3	0,4	12,8%
Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau	7,4	6,8	-8,1%
Dont réseau aérien	3,7	3,3	-11,8%
Dont réseau souterrain	0,6	0,7	12,6%
Nombre de coupures sur incident réseau	2 932	2 668	-9,0%
Longues (> à 3 min)	1 651	1 364	-17,4%
Brèves (de 1 s à 3 min)	1 281	1 304	1,8%

Tableau 5 : Les perturbations liées à des incidents sur le réseau (source : CRAC Enedis 2020)

Le nombre de clients affectés par ces perturbations

Nombre de clients BT (Concession)			
	2019	2020	Variation (en %)
Affectés par plus de 6 coupures longues (> à 3 min), toutes causes confondues	6 016	3 758	-37,5%
<i>Dont nombre de clients BT affectés par plus de 6 coupures longues suite à incident situé en amont du réseau BT</i>	3 180	1 172	-63,1%
Affectés par plus de 30 coupures brèves (de 1 s à 3 min), toutes causes confondues	878	1 472	67,7%
Coupés pendant plus de 3 heures, en durée cumulée sur l'année, toutes causes confondues	97 435	59 860	-38,6%
<i>Dont nombre de clients BT coupés plus de 3 heures, en durée cumulée sur l'année, suite à incident situé en amont du réseau BT</i>	77 213	38 486	-50,2%
Coupés pendant plus de 5 heures consécutives, toutes causes confondues	68 134	22 259	-67,3%

Nota : Les indicateurs de continuité d'alimentation figurant dans le tableau ci-dessus font partie des indicateurs à produire dans les comptes-rendus annuels d'activité en application du protocole d'accord signé le 26 mars 2009 par la FNCCR, Enedis et EDF. Sauf mention explicite dans le libellé de l'indicateur, les informations communiquées portent sur le nombre de clients BT affectés par une ou plusieurs interruptions de fourniture, quelles que soient la nature (incident ou travaux) de la coupure et son origine (notamment : en amont du réseau concédé, réseau HTA, réseau BT).

Tableau 6 : Nombre de clients affectés par les perturbations (source : CRAC Enedis 2020)

- Clients BT mal alimentés

En 2020, environ 1% des clients étaient mal alimentés en Dordogne.

Ce nombre a été réduit d'environ 30% en 2020, grâce notamment à « l'amélioration continue des outils d'analyse engagée en 2019, les mises à jour réalisées dans le SIG et les renforcements réalisés par le SDE 24 sur les réseaux en contraintes de tension », selon le CRAC 2020.

Clients BT mal alimentés (Concession)			
	2019	2020	Variation (en %)
Nombre de clients BT dont la tension d'alimentation est inférieure au seuil minimal de tension admissible	4 373	3 080	-29,6%
Taux de clients BT mal alimentés (CMA) sur le territoire de la concession (en %)	1,6%	1,1%	-30,0%

Tableau 7 : Clients BT mal alimentés (source : CRAC Enedis 2020)

- Départ en contraintes de tension

Un départ BT est en contrainte de tension lorsqu'il comporte au moins un client pour lequel le niveau de tension à son point de livraison sort de la plage de variation admise par rapport à la tension nominale (+10% ou -10%). Le taux de départs BT indiqué dans le tableau ci-dessous correspond au pourcentage de départs BT de la concession en contrainte de tension.

Il est également précisé le pourcentage de départs HTA desservant la concession pour lesquels il existe au moins un point de livraison HTA (poste HTA/BT ou client HTA) pour lequel la chute de tension est supérieure à 5 % de sa tension contractuelle.

Départs en contrainte de tension (en %) (Concession)		
	2019	2020
Taux de départs BT > 10 %	2,5%	1,8%
Taux de départs HTA > 5 %	4,1%	3,0%

Tableau 8 : Les départs en contraintes de tension (source CRAC Enedis 2020)

2.4.4 Evolution des réseaux d'électricité

RTE réalise des prospectives d'évolution du réseau au niveau national.

Ainsi, son étude « Futurs Energétiques » dont la dernière édition date d'octobre 2021, explore plusieurs scénarios d'évolution du système électrique français à l'horizon 2050. Selon l'étude, l'atteinte des objectifs de transition énergétique repose en grande partie sur l'adaptation du réseau électrique dans les prochaines décennies. *"Les réseaux vont devoir **accélérer leur transformation** de manière à rendre possible la transition énergétique. La dynamique industrielle de cette évolution et son financement constituent par essence des sujets de **temps long**. Pour implanter un nouvel ouvrage structurant, **plusieurs années** sont nécessaires pour réaliser les études et recueillir les **autorisations** relevant du droit de l'urbanisme, de l'environnement et de la politique sectorielle de l'énergie. Une fois les travaux réalisés et l'ouvrage mis en service, il peut fonctionner **plus de 80 ans** pour certaines infrastructures sous réserve d'une **maintenance régulière et adaptée**"* (Source : RTE, étude des « Futurs Energétiques », Octobre 2021).

Enedis élabore également des scénarios sur les perspectives d'évolution de son réseau électrique de distribution d'ici 2050 :

*« Les optimisations locales entre production et consommation vont se développer. Toutefois, le système électrique national continuera à assurer **la sécurité d'alimentation** en toutes circonstances, les territoires étant toujours intrinsèquement interdépendants. Se dessine une géographie où ressortent les **spécificités de chaque territoire** : d'un côté des besoins de développement importants dans de grandes zones peu denses et dotées de grands gisements de **production renouvelable**, mais aussi quelques aires urbaines en **fort développement** ; et de l'autre, des agglomérations où les effets conjugués des efforts d'efficacité énergétique et d'une relative **stabilisation de la croissance démographique** devraient contenir le besoin d'investissement »* (Source : Enedis, Eléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050).

2.4.5 Télérelève

La comptabilité des compteurs des industriels (tarifs jaunes et verts) avec la télérelève est terminée depuis 2017.

Concernant les tarifs bleus, 182 053 compteurs Linky ont été posés pour l'instant sur les 270 000 compteurs présents au total. (Source : CRAC 2020)

La Dordogne figure parmi les derniers territoires équipés de Linky, outil devant contribuer à la transition énergétique et indispensable, par exemple, aux opérations d'autoconsommation collective.

2.5. Intégration des ENR

2.5.1 Contexte

« La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite loi Grenelle 2, a institué des Schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) qui fixent des objectifs de production d'énergies de source renouvelable déclinés par des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). L'objectif de ces schémas est de mutualiser tout ou partie du coût des travaux de raccordement entre différents producteurs au sein d'une même région. En application de l'article 6 de la loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République, dite loi NOTRe, les SRCAE sont intégrés dans les Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET). (Source : *Commission de Régulation de l'Énergie, CRE, 2020*).

– **Le Schéma Régional d'aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) :**

C'est un document de planification à l'échelle régionale qui précise la stratégie, les objectifs et les règles fixés par la Région dans plusieurs domaines de l'aménagement du territoire, dont la protection et la restauration de la biodiversité. Il se substitue au schémas idoines SRCE, SRCAE, SRI, SRIT, PRPGD...

Le SRADDET de Nouvelle-Aquitaine a été approuvé par la Préfète de Région le 27 mars 2020.

– **Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) :**

Ces schémas sont basés sur les objectifs fixés par le SRADDET. Ils doivent être « élaborés par le gestionnaire du réseau public de transport en accord avec les gestionnaires de réseaux publics de distribution, après avis des autorités organisatrices de la distribution concernées dans leur domaine de compétence ». (Source : *CRE, 2020*)

Au niveau de la Nouvelle Aquitaine, le dernier S3REnR a été signé en février 2021. Il tient compte des nouveaux engagements régionaux et nationaux en matière d'énergies renouvelables, et de l'émergence de nombreux projets.

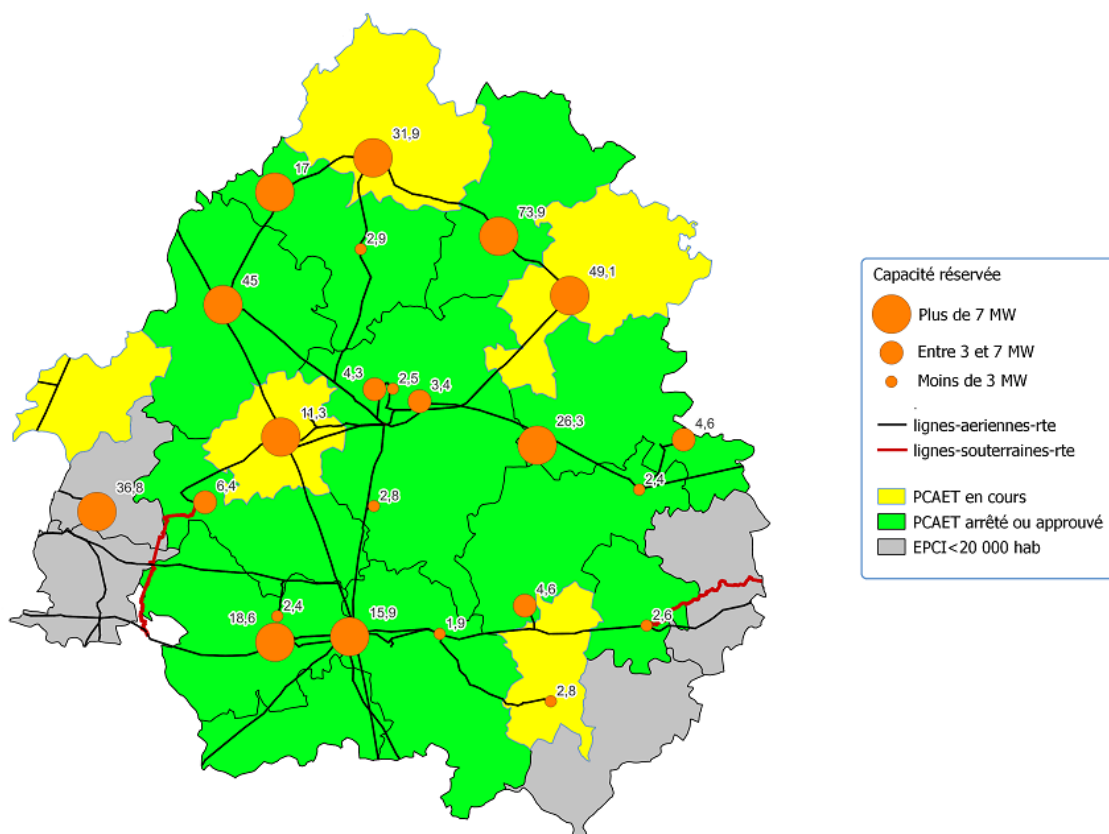
2.5.2 Potentiel de raccordement des projets EnR

Jusqu'en juin 2009, RTE affichait les capacités d'accueil dans les postes de son réseau. Une capacité d'accueil était définie comme la puissance supplémentaire acceptable par le réseau en toute circonstance. Autrement dit, tant que la puissance d'une installation de production était inférieure à la capacité d'accueil, le producteur avait la quasi-certitude que cette installation, une fois raccordée, pourrait évacuer sa puissance dans toutes les circonstances sans effacement. En revanche, dans le cas où la puissance dépassait la capacité, l'installation pouvait être raccordée mais devait baisser sa puissance dans un certain nombre de circonstances de probabilité d'occurrence non négligeable chaque année.

Dans le cadre du développement des énergies renouvelables depuis le début 2000, de nombreux projets se sont réalisés et les capacités d'accueil sont maintenant nulles à de nombreux endroits. De fait, les informations affichées sur le site étaient devenues peu utiles pour les producteurs qui devaient contacter directement RTE pour apprécier la criticité d'une absence de capacité d'accueil. RTE affiche désormais des Potentiels de Raccordement définis comme la puissance supplémentaire maximale acceptable par le réseau étant entendu que des effacements de production pourront s'avérer nécessaires dans certaines circonstances. Le cas échéant, ces effacements seront indiqués dans la réponse à une demande de raccordement. Ceux-ci devront être acceptés par le producteur

et seront mis en œuvre la plupart du temps via l'installation d'automates. En revanche, raccorder des installations de puissance supérieure au Potentiel de Raccordement conduirait à coup sûr à dépasser de façon régulière la capacité de transit de certains ouvrages du réseau alors même qu'ils sont tous disponibles. Dans ce cas, ces demandes de raccordement ne pourront pas être acceptées sans un développement préalable du réseau.

La carte ci-après indique la capacité réservée par poste source au titre du S3REnR. Un périmètre de 5 km est indiqué autour de ces postes. Ce périmètre est présenté à titre informatif comme zone potentielle pour le raccordement de projets EnR aux postes sources.



Carte 6 : Capacité réservée en MW au titre du S3REnR (source : capareseau.fr, 2021)

2.5.3 Capacité de raccordement de production locale

Le tableau 9 fournit la puissance EnR déjà raccordée par poste source ainsi que la puissance des projets EnR en file d'attente et enfin la capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR restant sans travaux sur le poste source. Ce tableau est issu du site capareseau.fr et contient les données à jour du dernier S3REnR.

Le site Capareseau.fr est réalisé en collaboration par RTE et les gestionnaires de réseaux de distribution. Il affiche les possibilités de raccordement aux réseaux de transport et de distribution des installations de production d'électricité. Les informations publiées sont mises à disposition à titre indicatif par les gestionnaires de réseaux. Elles ne sont pas engageantes pour les gestionnaires et devront être confirmées lors du traitement de la demande de raccordement d'un producteur. (Source : capareseau.fr)

En comparaison avec les valeurs du précédent S3REnR datant de 2015, certaines capacités réservées ont été revues à la baisse ou à la hausse.

Un poste (Piovit) a été créé sur la ligne 63 kV Nontron–Bertric suite au S3REnR d'Aquitaine.

Nom	Puissance EnR déjà raccordée (MW)	Puissance des projets EnR en file d'attente (MW)	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR qui reste à affecter (MW)	Capacité réservée aux EnR au titre du S3REnR (MW)	Puissance des projets en file d'attente du S3REnR en cours (MW)	dont la convention de raccordement est signée (MW)	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR, disponible vue du réseau public de transport (MW)	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR, restante sans travaux sur le poste source (MW)	Puissance cumulée des transformateurs existants (MW)	Tension aval	Tension amont	Puissance en file d'attente hors S3REnR majorée de la capacité réservée du S3REnR (MW)	Capacité de transformation HTB/HTA restante disponible pour l'injection sur le réseau public de distribution (MW)
BELVES	1.8	2.1	0.8	2.8	1.7	1.3	0.9	0.9	40.0	20kV	63kV	3.2	38.6
BERGERAC	21.1	1.5	12.2	18.6	1.5	0.9	12.1	12.2	72.0	15kV	63kV	18.6	53.6
BERTRIC	12.6	4.8	37	45.0	3.5	1.7	33.1	5.0	40.0	20kV	63kV	46.3	21.7
BRANTOME	3.4	2.6	0.2	2.9	2.0	0.9	0.2	0.2	20.0	20kV	63kV	3.4	19.1
CAMPAGNE	2.2	0.6	3.6	4.6	0.5	0.5	3.6	3.5	20.0	20kV	63kV	4.7	18.9
CAUDEAU	1.5	1.3	0.9	2.4	1.3	1.2	0.9	0.9	56.0	20kV	63kV	2.4	56.6
EXCIDEUIL	23.4	3.5	45.7	49.1	2.9	1.6	18.2	16.2	40.0	20kV	63kV	49.7	17.8
FONTPINQUET	1.4	0.1	2.4	2.5	0.1	0.1	2.4	2.4	72.0	15kV	63kV	2.5	72.9
LESPARAT	2.9	10.6	1.6	3.4	1.5	0.6	1.7	1.6	108.0	15kV - 20kV	63kV	12.5	104.6
MANOIRE	32.9	0.4	16.2	26.3	0.3	0.2	16.2	0.0	36.0	20kV	90kV	26.4	0.5
MARSAC	16.0	0.5	3.7	4.3	0.5	0.2	3.7	3.7	72.0	20kV	63kV	4.3	57.3
MAUZAC	1.9	5.6	0.0	1.9	1.3	0.5	0.1	0.0	56.0	20kV	63kV	6.2	53.1
MAYET	11.2	3.2	2.9	6.4	3.1	0.8	3.6	2.9	40.0	20kV	63kV	6.5	29.2
MENESPLET	16.0	5.4	31.4	36.8	5.4	4.9	31.6	31.4	72.0	15kV	90kV	36.8	54.4
MONTIGNAC	4.3	2.3	0.2	2.4	2.0	0.8	0.2	0.1	40.0	20kV	90kV	2.6	36.8
NONTRON	5.3	4.6	27.2	31.9	4.3	3.1	27.1	27.1	40.0	20kV	63kV	32.2	36.0
PONT-DE-L ELLE	5.8	2.1	2.7	4.6	1.5	1.3	2.5	2.7	40.0	15kV	90kV	5.1	38.1
PIOVIT	0.2	13.2	3.8	17.0	13.2	0.1	3.8	0.0	20.0	20kV	63kV	17.0	18.4
SARLAT	1.8	0.9	1.9	2.6	0.6	0.4	1.9	1.9	72.0	20kV	63kV	2.9	72.4
ST-LEON-SUR-L'ISLE	7.7	5.8	8.4	11.3	2.6	0.3	8.5	8.4	40.0	15kV	63kV	15.8	33.5
ST-MAYME	4.3	1.2	1.4	2.8	1.2	0.3	1.6	1.4	20.0	20kV	63kV	2.8	16.4
THIVIERS	19.3	1.7	70.4	73.9	1.5	0.4	25.2	21.5	40.0	20kV	63kV	74.2	22.4
TUILIERES	12.8	1.6	13,8	15.9	1.6	0.7	13.9	13.7	40.0	20kV	63kV	15.9	29.1

Tableau 9 : Données de capacité de raccordement par poste source en Dordogne (source : capareseau.fr, 2021)

Selon ce tableau, 209,8 MW de capacité de production EnR du territoire sont déjà raccordés, 288,4 MW sont en file d'attente et la capacité d'accueil qui reste à affecter au titre du S3REnR est de 54,1 MW.

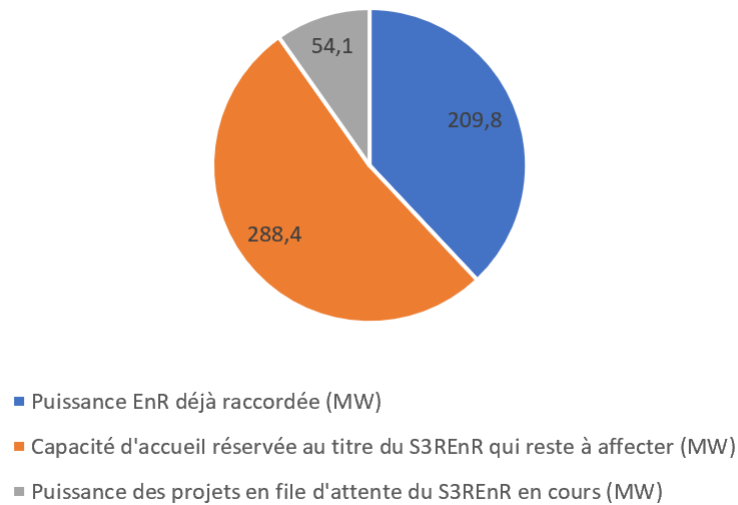


Figure 11 : Répartition entre capacité d'accueil réservée, projets en file d'attente et Puissance ENR déjà raccordée en Dordogne (source : capareseau.fr, 2021)

Neuf postes ont une capacité réservée aux EnR au titre du S3REnR comprise entre 11 et 33 MW. La capacité des autres postes est inférieure à 8 MW.

2.5.4 Raccordement au réseau BT

Auparavant, les études des demandes devaient se faire au cas par cas et il était difficile d'indiquer précisément les possibilités de raccordement. Dorénavant, grâce à l'outil en ligne d'ENEDIS « Tester mon raccordement » (ex-ORME), les démarches sont grandement facilitées. Voici un extrait d'un communiqué de presse d'ENEDIS au sujet de cet outil :

Enedis lance le service « Tester mon raccordement » pour faciliter le raccordement en basse tension des utilisateurs du réseau.

« Tester mon raccordement » est un service mis à disposition des entreprises, des particuliers et des collectivités. Il permet de réaliser des simulations de raccordement au réseau Basse Tension (jusqu'à 250 kVA) et d'obtenir un premier diagnostic de complexité de raccordement, aussi bien en consommation qu'en production. Le résultat de la simulation du projet a pour objectif de fournir aux clients, de manière simple et rapide, un premier niveau d'information. Le portail internet Enedis donne accès à une page dédiée aux simulations de raccordement. A partir de cette page web, l'utilisateur positionne géographiquement le point qu'il souhaite tester et saisit différentes données afférentes à son projet (puissance, raccordement de type Consommation, Production ou les deux en simultané, etc.) avant de lancer une simulation. Le résultat de la simulation est restitué en quelques secondes. Il comprend notamment une information graduelle relative à la complexité technique du raccordement

(du simple branchement jusqu'au renforcement de réseau) et la distance au réseau électrique basse tension le plus proche. Les simulations sont accessibles pendant plusieurs mois et il est possible de récupérer a posteriori un rapport récapitulatif reprenant des simulations réalisées. Ce service inédit, innovant et gratuit d'accompagnement dans le processus de raccordement vient répondre à une réelle attente clients. En se dotant de cet outil, Enedis contribue à une meilleure appropriation par ses clients de leur processus de raccordement. Grâce à ce nouveau service, Enedis élargit la palette d'informations mises à disposition, en toute transparence. Les clients pourront obtenir rapidement une première estimation générale d'impact de leur projet, ce qui leur donnera l'opportunité d'en adapter le dimensionnement ou la localisation pour optimiser le coût et le délai de raccordement. Les simulations réalisées, parce qu'elles proposent des informations générales, ne se substituent pas à la demande de raccordement et, pour finaliser le projet, l'utilisateur est invité à réaliser une demande de raccordement sur le portail dédié. Cette solution technique innovante proposée par Enedis offre une réponse aux recommandations sur les smartgrids et la transition énergétique. Enedis accompagne ainsi ses clients, les acteurs du système électrique et les territoires dans la transition énergétique et met en place des solutions innovantes avec des outils facilitant le raccordement.

Source : Communiqué de presse ENEDIS, 11/10/2018

2.5.5 Feuille de route Smartgrid

Dans sa délibération du 11 juin 2014, la CRE a demandé, pour le 1^{er} novembre 2014, aux principaux gestionnaires de réseaux publics d'électricité de présenter une feuille de route de mise en œuvre des recommandations. Ces feuilles de route comprennent, notamment, un calendrier incluant les études techniques et économiques à mener pour évaluer les coûts et les bénéfices des évolutions attendues pour la collectivité, les jalons de mise en œuvre des recommandations envisagées par la CRE et les points d'avancement avec la CRE envisagés. Ces feuilles ont été mises à jour en juin 2017.

Ainsi RTE a rédigé ces feuilles de route en partenariat avec des opérateurs de réseaux (Enedis...), des industriels, des organismes de recherche ou encore des acteurs publics (dont la CRE).

On trouve notamment dans ces feuilles de route les thématiques suivantes :

- Couplage infrastructure électrique et numérique
- Le couplage d'énergie
- Faciliter l'insertion de la production PV dans les réseaux BT, stockage, effacement, ilotage
- L'autoconsommation
- La mise à disposition des données
- Les bornes de recharges des véhicules électriques

Par ailleurs, ENEDIS et RTE se sont engagés en 2017 dans le projet SMILE (Smart Ideas to Link Energies) dans le but de développer le numérique au sein de leur réseau et ainsi contribuer à l'industrialisation des smart grids. RTE a de fait investi 30 M€ entre 2017 et 2020 dans ce projet et ENEDIS 25 M€ dans la numérisation de ses postes sources ainsi que dans le projet Smart Grid Vendée.

3. Réseaux de gaz

3.1. Organisation des réseaux en France (source : CRE)

En France, le gaz naturel est importé à 98 %. Les infrastructures gazières qui permettent d'importer le gaz et de l'acheminer jusqu'aux zones de consommation sont constitués des éléments suivants :

- **Les réseaux de transport**

Ils permettent l'importation du gaz depuis les interconnexions terrestres avec les pays adjacents et les terminaux méthaniers. Ils sont également un maillon essentiel à l'intégration du marché français avec le reste du marché européen ;

Cette infrastructure constituée de canalisations et de stations de compression, comprend :

- Le réseau de transport principal, ensemble des canalisations à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers, et auquel sont raccordés les réseaux de transport régionaux et les plus importants consommateurs industriels ;
- Le réseau de transport régional, partie du réseau de transport qui assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les clients finals ayant une consommation importante, qui sont directement raccordés au réseau de transport régional.

- **Les installations de stockage de gaz**

Ils contribuent fortement à la gestion de la saisonnalité de la consommation de gaz et à la fourniture de flexibilité nécessaire notamment pour l'équilibrage des réseaux de transport ;

- **Les terminaux méthaniers**

Ils permettent d'importer du gaz naturel liquéfié (GNL) et ainsi de diversifier les sources d'approvisionnement en gaz naturel, compte tenu du développement du marché du GNL au niveau mondial ;

- **Les réseaux de distribution**

Ils permettent l'acheminement du gaz depuis les réseaux de transport jusqu'aux consommateurs finals qui ne sont pas directement raccordés aux réseaux de transport.

La CRE est garante de l'accès aux infrastructures gazières, elle détermine les règles et les tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi qu'aux terminaux méthaniers régulés. Au niveau européen, la CRE contribue aux travaux de l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) visant à harmoniser les règles de fonctionnement des infrastructures gazières afin d'améliorer l'intégration des marchés.

3.2. Les acteurs

3.2.1 GRT Gaz

GRTgaz est une société française créée le 1er janvier 2005. L'entreprise est un des deux gestionnaires de réseau de transport de gaz en France avec Teréga (ex-TIGF) (qui gère le réseau du sud-ouest de la France). C'est elle qui gère le réseau de transport pour tout le département de la Dordogne.

3.2.2 SDE24 - Syndicat Départemental d'énergies de la Dordogne

Cf. paragraphe électricité.

3.2.3 Les distributeurs de gaz

Sur le département de la Dordogne, on trouve un réseau de gaz naturel géré par GrDF et des réseaux propane gérés par deux sociétés : Antargaz Energies (ex-Antargaz Finagaz) et Primagaz.

3.2.3.1. GrDF

Gaz Réseau Distribution France (GrDF) est une société française de distribution de gaz fondée le 1er janvier 2008. C'est le principal distributeur de gaz naturel en France et en Europe. C'est une filiale à 100 % de Engie.

En France GRDF gère un réseau qui dessert environ 5,5 millions de branchements individuels ainsi que 730 000 branchements collectifs reliant 5,4 millions d'appartements.

Sur le département de la Dordogne, 1529 km de réseau desservent 84 communes à travers une concession historique et deux délégations de service publiques (DSP). Ces contrats prendront fin respectivement en 2034, 2039 et 2045.

3.2.3.2. Antargaz Energies

Au 30 décembre 2020, Antargaz Energies est le concessionnaire de 172 communes au niveau national, concédées au travers de 91 contrats de concession avec 21 syndicats d'énergie et 8 communes en direct. Antargaz Energies exploite près de 306 km de réseaux et alimente 7558 points de consommations sur leurs réseaux publics.

En 2019, la société Antargaz Finagaz devient la société Antargaz Energies.

Sur le département de la Dordogne, la société Antargaz Energies a quatre délégations de service public (DSP). Elle dessert au total 13 communes avec 13,04 km de réseau.

3.2.3.3. Primagaz

Depuis 2003, Primagaz distribue du gaz dans le cadre de réseau en France.

Sur le département de la Dordogne, la société Primagaz a une DSP. Elle dessert une seule commune, Eymet, avec 4,4 km de réseau.

3.3. Les réseaux de gaz sur le territoire

3.3.1 Les réseaux de gaz naturel

La longueur totale des canalisations est de 1 529,14 km, 100% en moyenne pression et majoritairement en polyéthylène.

Répartition du linéaire de réseau de gaz naturel selon les matériaux

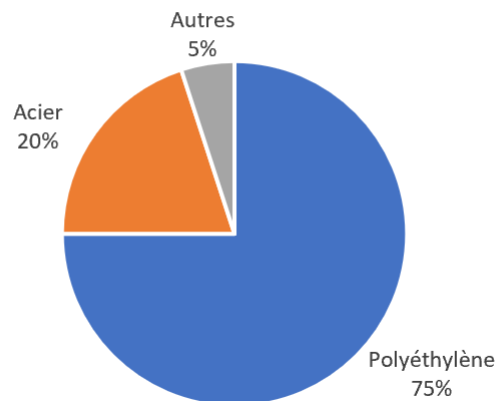


Figure 12 : répartition du linéaire de réseau de gaz naturel selon les matériaux (source : CRAC GrDF 2020)

49 432 clients sont desservis, dont environ 94% font partie du secteur résidentiel. Ceux-ci représentent seulement 55% des consommations. Les 2671 clients tertiaires et les 265 clients industriels représentent à eux seuls près de 44% des consommations de 2020.

6 % des compteurs du réseau sont inactifs, ceci peut être en partie dû à des départs dans des maisons de retraite ou des successions.

Au total 699 incidents sont à répertorier. Leur répartition est indiquée dans le graphique ci-dessous.

Répartition des incidents sur le réseau de gaz naturel en 2020

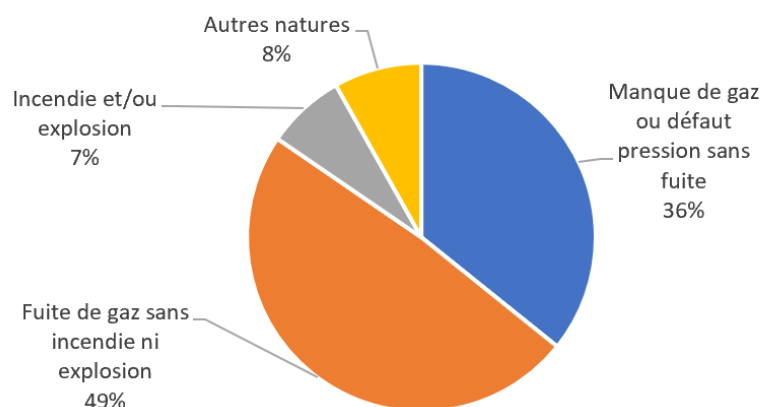


Figure 13 : répartition des incidents sur le réseau de gaz naturel en 2020

Le délai d'interruption du flux gazeux est de 83 minutes en 2020 sur le département de la Dordogne.

3.3.2 Les réseaux de propane

	Nombre de Points de Comptage et d'Estimation (PCE)	Longueur des canalisations mètres	Nombre de clients sur réseau	Nombre d'usagers isolés
Antargaz	272	13 177	192	62
Primagaz	33	4 442	10	Non Communiqué
Total	305	17 619	202	62

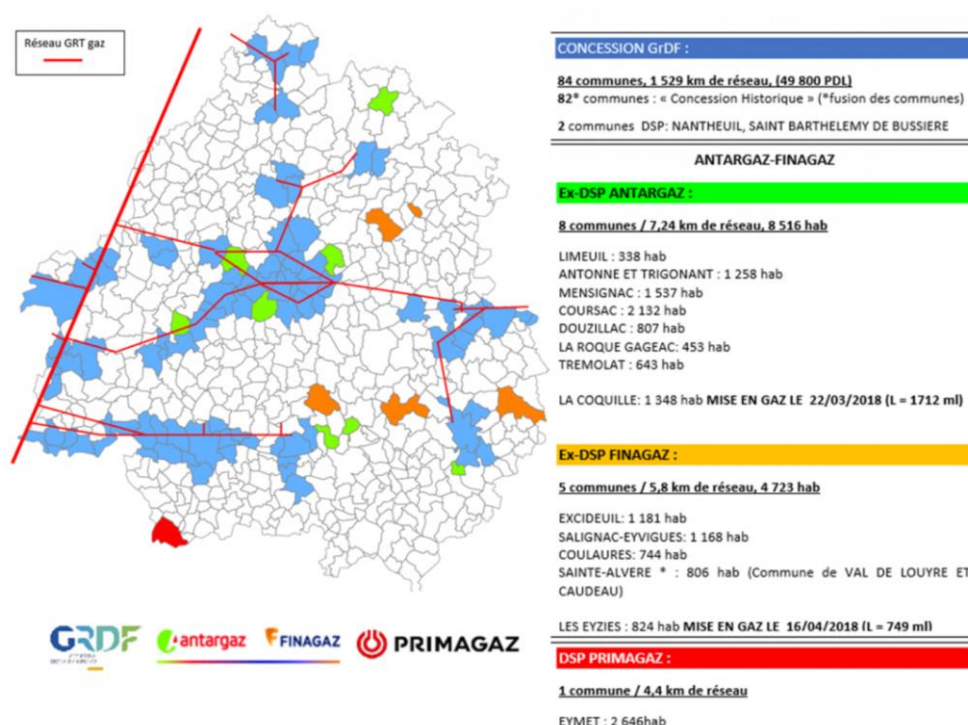
Tableau 10 : Répartition des réseaux propane – sources CRAC Primagaz 2020 et CRAC Antargaz 2020

Nota : pour Primagaz nous avons estimé que le nombre de PCE était identique au nombre de raccordements dans la mesure où seul ce dernier est indiqué dans le rapport.

Aucun incident n'est à déplorer sur l'année 2020 sur l'ensemble des réseaux propane.

3.3.3 Les communes desservies

Carte des communes desservies



Carte 7 : Réseaux de gaz en Dordogne (source : SDE24)

3.3.4 Évolution du réseau

Pour que le réseau de gaz naturel puisse s'agrandir il faut qu'une étude sur 30 ans démontre sa rentabilité pour les communes sous le régime de la concession historique. Pour les communes hors régime, le développement d'un réseau peut se faire après un lancement d'appel d'offres pour une délégation de service public.

3.3.5 Communication des compteurs

La télérelève est actuellement opérationnelle pour les compteurs de plus de 40 m³/h.

Au 1^{er} janvier 2017, plus de 75% des communes raccordées au gaz naturel ont signé une convention cadre d'hébergement pour la pose de concentrateurs sur des infrastructures communales.

Depuis mars 2018, tout nouveau compteur installé est un compteur Gazpar. Fin 2022 tous les compteurs devront avoir été remplacés.

3.3.6 Raccordement biogaz

Il n'y a pas d'installation raccordée pour l'instant.

Un seul projet validé officiellement devrait voir le jour prochainement sur la commune de Saint Antoine de Breuil.

Au niveau régional, le site de méthanisation de Combrand (avec injection sur le réseau GRTgaz), est le plus important de ce type en Nouvelle-Aquitaine.

Compte tenu des objectifs affichés par le scénario "100 % de gaz renouvelable en 2050" et les premières orientations chiffrées du SRADDET, la multiplication des projets d'injection de biométhane au réseau est indispensable en Dordogne.

3.3.7 Feuille de route Smartgrid

Au niveau national, GRT Gaz et GrDF ont chacun rédigé une feuille de route « Smartgrids ». En effet dans sa délibération du 25 février 2015, la CRE a demandé aux gestionnaires des réseaux de gaz naturel desservant plus de 100 000 clients de présenter une feuille de route du développement des réseaux de gaz naturel intelligents.

Pour GRT Gaz on trouve ainsi :

- RésoVert : une carte interactive, lancée en 2013, qui permet de visualiser les endroits susceptibles d'accueillir des projets d'injection de biométhane sur le réseau de transport de GRTgaz.
- L'expérimentation de solution rendant les réseaux gaz bidirectionnels (test de poste « rebours » avec le lancement du projet Smart Grid territorial West GridSynergy en 2017)
- La valorisation des surplus de production électrique via des technologies de Power to Gas (projet en cours : Jupiter 1000, dont les essais devraient se terminer en 2023, est un démonstrateur industriel, qui permet de stocker l'électricité d'origine renouvelable sous forme de gaz).

Pour GrdF on peut citer :

- Intégration des gaz verts :

- plusieurs études sont en cours pour développer la connaissance sur des gisements d'intrants et sur des process d'obtention de gaz verts et leur injection sur les réseaux ;
- une démarche est en cours afin de planifier les adaptations du réseau nécessaires pour l'intégration des gaz verts,
- plusieurs démonstrateurs sont prévus : rebours distribution–distribution ; rebours distribution–transport ; micro–liquéfaction

3 GRANDES FILIÈRES SONT AMENÉES À SE DÉVELOPPER

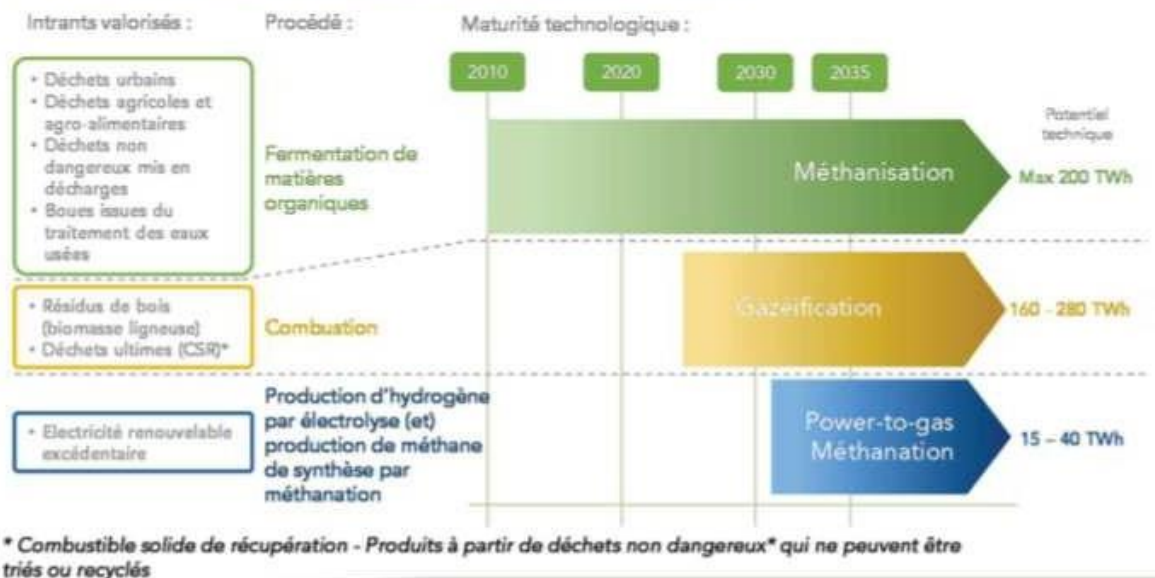


Figure 14 : Roadmap gaz verts GRDF (en cours d'actualisation) issue de la feuille de route Smartgrids de GrDF de 2017

- Mutualisation des réseaux d'énergie : projet démonstrateur GRHYD Power to Gas (tester l'injection d'hydrogène dans un réseau de distribution alimentant un nouveau quartier) ; 6 projets démonstrateurs sur la méthanation...

En conclusion :

Le réseau de gaz naturel en Dordogne (distribution ou transport) ne traverse qu'une partie des communes et sert un usage essentiellement résidentiel saisonnier (chaleur). Le développement de biométhane injecté au réseau supposera donc concomitamment :

- le développement d'usages non saisonniers, comme le gaz carburant (GNV),
- la réflexion sur une localisation pertinente des méthaniseurs avec injection à proximité des réseaux, à défaut, l'investissement dans l'extension de réseaux pour le raccordement,
- la mise en place de technique de rebours vers le réseau de transport lors des excédents de production en été.

4. Réseaux de chaleur

4.1. État des lieux

Liste des réseaux de chaleur en Dordogne ayant une puissance supérieure à 1 MW :

1. Périgueux : Réseau de chaleur des Deux Rives

Description du réseau :

- Longueur réseau : 5 km
- Mise en service : 2018
- Usagers desservis : bâtiments publics (appartenant à la Ville, au Conseil départemental, au Conseil régional), la polyclinique Francheville, des immeubles de l'Office public de l'Habitat, la résidence Sainte-Ursule, le collège Bertran-de-Born, le Centre de secours et la Gendarmerie – quartiers de Bertran-de-Born, de la Cité et des Mondoux
- Installation : chaudière bois de 3,5 MW et 7,6 MW de puissance gaz en appoint et secours
- Equivalents-logements desservis : 1 320
- Livraisons totales : 13 989 MWh
- Exploitation : Délégation de Service Public confiée à Cofely pour une durée de 25ans
- Energies utilisées :
 - Biomasse : 89%
 - Gaz fossiles : 11%

2. Périgueux : L'Arche au Bois

Description du réseau :

- Longueur réseau : 2 km
- Mise en service : 2013
- Usagers desservis : Logements HLM, Lycée, Collège et particuliers du quartier du Gour de l'Arche
- Equivalents-logements desservis : 320
- Livraisons totales : 3374 MWh
- Exploitation : IDEX Energies
- Energies utilisées :
 - Biomasse : 69%
 - Gaz fossiles : 21%
 - Autres : 10%

3. Réseau de chaleur de Saint-Astier

Description du réseau :

- Longueur réseau : 2 km
- Mise en service : 2011
- Usagers desservis : Hôpital rural, ADHP, Piscine, École Gimel, Collège et gymnase, HLM
- Equivalents-logements desservis : 310
- Installation : 4,3 MW dont 1,5 MW de chaudières bois
- Exploitation : contrat de 24 ans confié en 2009 à SOLENA
- Livraisons totales : 3268 MWh
- Energies utilisées :
 - Biomasse : 50%
 - Gaz fossiles : 50%

4. Le réseau de chaleur de Coulounieix-Chamiers

Description du réseau :

- Longueur réseau : 2 km
- Mise en service : 2015
- Usagers desservis : HLM et bâtiments publics du quartier Jacqueline-Auriol
- Equivalents-logements desservis : 490
- Installation : 1,3 MW et 2,79 MW
- Exploitation : ENGIE Cofely
- Livraisons totales : 5203 MWh
- Energies utilisées :
 - Biomasse : 78%
 - Gaz fossiles : 22%

5. Micro réseaux de chaleur

Il existe par ailleurs de nombreux micro-réseaux de chaleur bois dans des communes rurales, desservant de petits ensembles. Cette filière est relativement bien organisée par un Plan Bois Energie et Développement Local, initié en 1995 et animé par la Fédération Départementale des CUMA ainsi que par le Conseil Départemental. Citons notamment les réseaux des communes du Bourdeix, de Bourdeilles, Goûts-Rossignol, Miallet, Meyrals, Beauregard-et-Bassac, Saint-Pierre-de-Côle, Léguillac-de-Cercles, Villamblard, Sarlande, Le Buisson-de-Cadouin, Douville, Ladornac, Rouffignac et de Vanxains (le plus important, il alimente tous les équipements publics du bourg dont la maison familiale rurale et le centre d'hébergement).

4.2. Potentiel

4.2.1 Bois énergie

Dans les centres urbains et les centres bourgs, la concentration de l'habitat et des équipements collectifs incite à réfléchir à ce type d'approche. La mise en place d'un réseau de chaleur permet :

- de réduire le nombre de chaudières en fonctionnement et ainsi de limiter les atteintes à l'environnement,
- de créer une dynamique capable de mobiliser les acteurs du territoire (artisans, entreprises...), de les fédérer pour valoriser leur savoir-faire,
- de favoriser l'activité locale et la création d'emplois (valorisation des sous-produits bois, entretien et gestion des équipements de chauffage),
- de réduire la facture énergétique finale des consommateurs qui n'ont plus à gérer leur équipement de production de chaleur.

En dehors de ces zones, le développement des réseaux de chaleur est freiné en Dordogne par la dispersion de l'habitat.

4.2.2 Géothermie

Gisement net des réseaux de chaleur géothermiques :

Nous avons également tenu compte du développement possible de réseaux de chaleur alimentés par la géothermie. Il s'agit ici d'installer un doublet géothermique à une profondeur d'au moins 1000 m pour exploiter les calories de la nappe à une température d'environ 50° à 70°C. Afin de rentabiliser cet investissement il est nécessaire d'alimenter un nombre important de logements, bâtiments tertiaires, commerces, etc. Compte tenu de l'urbanisation du territoire qui ne laisse que deux villes dont le nombre d'habitants dépasse 20 000 habitants (Périgueux et Bergerac), nous avons retenu un gisement net d'un seul réseau de chaleur géothermique.

ANNEXE

Bibliographie

Electricité

S3REnR Nouvelle-Aquitaine, Février 2021

RTE : Futurs Energétiques 2050, Octobre 2021

CRAC ENEDIS 2020

<https://www.rte-france.com/fr>

<http://www.enedis.fr/> <http://www.sde24.fr/> <https://www.capareseau.fr/>

[Enedis & RTE au cœur de SMILE | Smile \(smile-smartgrids.fr\)](#)

Gaz

CRAC Antargaz Energies 2020

CRAC Primagaz 2020

CRAC GrDF 2020

Plan décennal du développement du réseau de transport de GRTgaz (2018-2027)

<http://www.sde24.fr/> <https://www.grdf.fr/> <http://www.grtgaz.com/>

<http://carto.sinoe.org/carto/methanisation/flash/>

AREC, 2021 Biogaz | Observatoire Régional de l'Énergie, de la biomasse et des Gaz à Effet de Serre (arec-nouvelleaquitaine.com).

Réseaux de chaleur

Annuaire des réseaux de chaleur et de froid, Edition 2021, Via Sèva (données issues de l'enquête SNCU de 2021 portant sur le mix énergétique de 2020).

Avancement du Plan Bois Energie en Dordogne – MAGAZINE ET PORTAIL FRANCOPHONE DES BIOÉNERGIES (bioenergie-promotion.fr).

Général

Plateforme Open Data Réseaux Energies : Accueil — Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ) (reseaux-energies.fr)

[DREAL Nouvelle-Aquitaine \(developpement-durable.gouv.fr\)](#)

Géothermie : <http://www.brgm.fr/>

SRADDET : un schéma stratégique, prescriptif et intégrateur pour les régions | Ministère de la Transition écologique (ecologie.gouv.fr) ; Le schéma régional d'aménagement et de

Energies renouvelables

Energies renouvelables : AREC Nouvelle-Aquitaine ([Accueil - AREC Nouvelle-Aquitaine \(aren-nouvelleaquitaine.com\)](http://www.aren-cren.com))

Sigles et définitions

AOD : Autorité Organisatrice de Délégation

EPCI : Etablissement Public de Coopération Intercommunale

HTB : Haute Tension B (HTB3 : 400 kV ; HTB2 : 225 et 150 kV ; HTB1 : 90 et 63 kV)

HTA : Haute tension A (entre 1 et 50kV)

BT : Basse Tension

DSP : Délégation de Service Public

EnR : Energies Renouvelables

OMT : Organe de Manœuvre Télécommandé

PCE : Point de Comptage et d'Estimation

RPT : Réseau Public de Transport

RPD : Réseau Public de Distribution

RTE : Réseau de Transport d'Electricité