



Groupe de travail « référentiel climatique »

Représentation des effets du climat sur le système électrique



Document de cadrage n°4 :
Modélisation et évolution de la disponibilité
de la production électrique d'origine
nucléaire et thermique

Table des matières

1. Rappel du contexte et des objectifs du groupe de travail	3
1.1 Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050	3
1.2 Rappel des objectifs du groupe de travail sur le référentiel climatique	3
1.3 La prise en compte des effets du climat dans la modélisation du système électrique à long terme du Bilan prévisionnel	4
1.4 Les enjeux de modélisation de la production nucléaire et thermique dans les scénarios de long terme	6
2. Analyse du parc nucléaire actuel : types d'indisponibilité des centrales et lien avec les événements climatiques	9
2.1 Les différents types de centrales du parc nucléaire existant	9
2.2 Les causes d'indisponibilité actuelles de la production nucléaire	11
2.3 Analyse des indisponibilités climatiques de la production nucléaire sur les dernières années (période 2015-2020)	13
3. Modélisation des effets du climat sur la disponibilité du nucléaire et projections à l'horizon 2050	21
3.1 Modélisation à climat actuel et comparaison aux données observées	21
3.2 Application de la modélisation aux référentiels climatiques à l'horizon 2050 et impacts potentiels sur la disponibilité du nucléaire	27
3.3 <i>Prise en compte de l'évolution du parc nucléaire dans l'analyse</i>	31
3.4 Synthèse, limites et mise en perspective des autres enjeux sur l'équilibre offre-demande	33
4. Principes de modélisation des effets du climat sur la production thermique européenne et premiers résultats	35
4.1 Résultats théoriques sur la thermosensibilité des moyens thermiques	35
4.2 Résultats observés sur la thermosensibilité des moyens thermiques en France	36
4.3 Résultats observés sur la thermosensibilité des moyens thermiques en Europe	37
4.4 Principes de modélisation des effets du climat sur la production thermique à long terme	39
Annexe 1. Contraintes réglementaires pour les réacteurs nucléaires situés en bord de fleuve	41
Annexe 2. Calcul de la relation entre débit, échauffement maximal et production disponible	43
Annexe 3. Données de l'AIEA sur les indisponibilités liées à l'environnement	44
Annexe 4. Recalage des débits naturels sur les débits observés.	46

1. Rappel du contexte et des objectifs du groupe de travail

1.1 Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050

Dans le cadre de ses missions prévues par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Le prochain Bilan prévisionnel à long terme intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à ce même horizon, portée par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Les éléments de cadrage pour la construction des scénarios à horizon 2050 ont été présentés par RTE et discutés avec l'ensemble des parties prenantes au cours des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR)¹ qui se sont tenues les 17 mai et 27 septembre 2019 et les 28 février et 25 septembre 2020.

La gouvernance des travaux d'élaboration des scénarios 2050 est articulée autour de plusieurs piliers, visant notamment à renforcer la transparence et la robustesse des analyses :

- **la CPSR**, qui servira d'instance de cadrage stratégique des travaux, et d'arbitrage des orientations ;
- **des groupes de travail** réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées sur des thématiques précises, notamment : la consommation, le référentiel climatique, la scénarisation, le couplage entre les différents vecteurs, la modélisation de la production, les flexibilités, l'acceptabilité sociétale ou encore l'inertie et la stabilité du réseau...
- **une consultation publique** très large, lancée le 27 janvier 2021 et qui viendra enrichir les échanges initiés dans les premiers groupes de travail.

De nombreuses réunions des groupes de travail ont déjà eu lieu en 2019 et 2020 et se prolongeront en 2021. Pour chacun de ces ateliers, RTE diffuse un document de cadrage visant à présenter de manière synthétique la méthodologie et les jeux d'hypothèses envisagés pour la construction des scénarios.

1.2 Rappel des objectifs du groupe de travail sur le référentiel climatique

Dans le cadre du Bilan prévisionnel, l'élaboration des scénarios s'appuie sur une modélisation explicite du fonctionnement du système électrique, et en particulier sur des simulations détaillées de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité pour un grand nombre de situations possibles.

Ces simulations visent à reproduire le fonctionnement du système électrique dans des situations particulières, et notamment pour différentes chroniques météorologiques. Elles permettent de tester

¹ Les supports de présentation des réunions plénières de la CPSR sont disponibles sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

la résilience du système aux situations extrêmes et d'évaluer les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande.

Dans le cadre de ses différentes missions de gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE attache une importance toute particulière à la représentation des aléas météorologiques. Ces aléas sont considérés à la fois pour des échéances de long terme (bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande, études décisionnelles pour l'adaptation du réseau...) et de court terme (prévisions de marges, ajustement de l'équilibre offre-demande et exploitation du réseau en temps réel...). Cette représentation s'appuie en grande partie sur l'exploitation de données météorologiques et climatiques.

Les travaux de modélisation menés depuis plusieurs années par RTE, en partenariat avec Météo-France, permettent aujourd'hui de prendre en compte les effets du climat, en fournissant plusieurs référentiels climatiques complets, qui tiennent compte des effets du changement climatique (selon plusieurs trajectoires possibles).

Le groupe de travail sur le référentiel climatique s'inscrit dans une démarche de transparence et de concertation qui vise à alimenter la construction des scénarios à l'horizon 2050. Son objectif est de permettre des échanges avec les parties prenantes sur la méthodologie et les données utilisées pour la représentation des variables climatiques dans les scénarios de long terme, ainsi que les effets sur les données de production (productible éolien, solaire, hydraulique et disponibilité des centrales thermiques et nucléaires) et de consommation.

Le premier document de cadrage diffusé en juin 2019 a permis de présenter les éléments méthodologiques sur la construction du référentiel climatique (chroniques de température, vent, rayonnement, nébulosité, précipitations...), issu des travaux de Météo-France en partenariat avec RTE.

Le deuxième document diffusé en décembre 2019 portait sur la modélisation de la production éolienne et solaire, et plus précisément la conversion des données climatiques en données énergétiques.

Le troisième document diffusé en octobre 2020 portait sur la modélisation de la production hydraulique, et plus particulièrement des apports aux ouvrages de production, ainsi que de leur évolution à l'horizon 2050. Les remarques reçues à date sur ces trois premiers documents ont été intégrées au programme de travail.

Le quatrième et présent document porte sur la modélisation des effets du climat sur la production électrique d'origine nucléaire et thermique. Il s'agit d'une version de travail, qui pourra être progressivement enrichie au fur et à mesure de la concertation.

1.3 La prise en compte des effets du climat dans la modélisation du système électrique à long terme du Bilan prévisionnel

Les éléments généraux sur la prise en compte des effets climatiques dans la modélisation du système ont déjà été présentés en détails dans les précédents documents de cadrage du groupe de travail n°1.

Le dimensionnement du système électrique est, dès aujourd'hui, déterminé par des situations climatiques spécifiques : les situations de vague de froid, de chaleur ou de tempête, jouent ainsi un rôle clé dans le dimensionnement du système électrique.

Sur le plan réglementaire, ceci se traduit par un critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics comme une durée de défaillance devant être inférieure à trois heures par an en

espérance. Ce critère signifie que sur l'ensemble des configurations d'approvisionnement (configurations météorologiques – température, vent, nébulosité, rayonnement, etc. – disponibilités des moyens de production pilotables – thermiques, nucléaires, hydrauliques), le système électrique ne doit pas présenter plus de trois heures de déséquilibre entre l'offre et la demande en moyenne.

En conséquence, les analyses de sécurité d'approvisionnement en électricité sont basées sur une approche probabiliste, mise en œuvre dans le cadre des Bilans prévisionnels publiés par RTE. Cette approche consiste à simuler le fonctionnement du système électrique sur un très grand nombre de configurations reproduisant divers aléas (plusieurs centaines de configurations possibles en matière de conditions météorologiques et d'indisponibilité des centrales). Ces simulations permettent par la suite d'identifier les configurations conduisant à des risques de déséquilibre entre l'offre et la demande, aussi appelées « défaillances » (aujourd'hui, essentiellement les vagues de froid et / ou les périodes de faible disponibilité nucléaire) et de vérifier que leur fréquence reste dans la limite du niveau de risque défini par le critère public.

Ce type d'approche nécessite donc de disposer d'une bonne représentation des événements extrêmes, notamment en matière climatique.

La modélisation probabiliste de l'équilibre offre-demande² est découpée en plusieurs étapes de calcul, rappelées sur la Figure 1, et décrites en détails dans les précédents rapports du GT1.

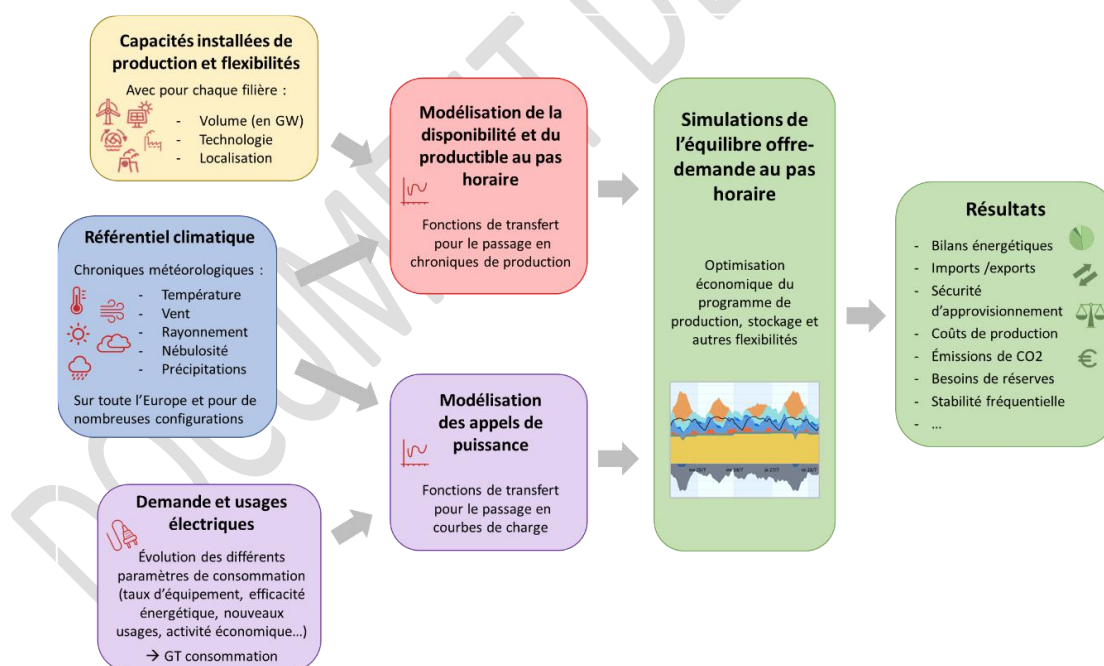


Figure 1: Représentation schématique de l'approche utilisée pour la simulation de l'équilibre offre-demande

² La modélisation s'appuie sur un outil probabiliste de simulation d'équilibre offre-demande appelé Antares, développé et utilisé par RTE, dans le cadre des simulations liées au bilan prévisionnel. Cet outil permet de modéliser le fonctionnement d'un système énergétique, organisé autour de plusieurs zones interconnectées, pour un grand nombre de configurations possibles sur la météo ou encore sur la disponibilité des centrales (approche Monte-Carlo). Pour plus d'informations sur Antares et pour télécharger l'outil : <https://antares-simulator.org/>

A des horizons de long terme, les évolutions du système électrique, à travers le développement des énergies renouvelables et des nouveaux usages, ainsi que l'évolution du climat lui-même auront tendance à accroître la dépendance du système aux phénomènes climatiques. La modélisation utilisée par RTE comprend donc une représentation des effets du changement climatique à travers plusieurs référentiels climatiques, issus d'une modélisation physique développée par Météo France, et représentant plusieurs trajectoires du GIEC (RCP4.5 et RCP8.5). Ces éléments ont été décrits dans les précédents documents du groupe de travail³.

1.4 Les enjeux de modélisation de la production nucléaire et thermique dans les scénarios de long terme

1.4.1 Un point d'attention spécifique sur les effets du réchauffement climatique et de la multiplication des périodes de canicule sur la disponibilité du parc nucléaire

Avec ses 56 réacteurs et une capacité installée totale de près de 61,4 GW, le parc nucléaire français représente aujourd'hui la principale source d'électricité en France. Au cours des dernières années, la production d'origine nucléaire représentait ainsi autour de 70% de la production électrique totale en France métropolitaine⁴. Résultat d'un vaste programme électronucléaire lancé à partir de la fin des années 1970, le parc actuel est aujourd'hui composé de réacteurs de « deuxième génération » (REP), dont les plus anciens dépassent aujourd'hui leur quarantième année d'exploitation.

Dans les trente prochaines années, l'essentiel du parc nucléaire existant devra être déclassé : dans tous les scénarios, le nucléaire existant est progressivement déclassé jusqu'à disparaître quasiment complètement en 2060.

L'étude des scénarios 2050 réalisée par RTE vise à décrire les évolutions possibles du mix électrique pour remplacer les réacteurs nucléaires déclassés tout en accompagnant le développement des usages électriques en vue d'atteindre la neutralité carbone. En conséquence, la question de la place du nucléaire dans le mix électrique à long terme constitue un des sujets majeurs d'étude dans le cadre du Bilan prévisionnel.

En particulier, les scénarios à l'horizon 2050 élaborés et étudiés par RTE se divisent en deux familles distinctes, caractérisées par le choix de construire ou non de nouveaux réacteurs nucléaires. Quatre scénarios d'études (scénarios « M ») prévoient ainsi l'absence de nouveaux réacteurs nucléaires, et donc la sortie progressive du nucléaire existant à l'horizon 2050 (scénario M0) ou à l'horizon 2060 (scénarios M1, M2, M3). Quatre autres scénarios (scénarios « N ») prévoient à l'inverse la construction de nouveaux réacteurs nucléaires, en particulier de type EPR2, selon des rythmes plus ou moins importants. Dans ces scénarios, le nucléaire reste une des filières importantes de production d'électricité en France, avec une part qui peut néanmoins être contrastée (entre 20 et 50% à l'horizon 2050 dans les 4 scénarios « N »).

Qu'il s'agisse des réacteurs nucléaires existants ou de nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR, ces installations ont besoin d'une source d'eau froide nécessaire au processus de refroidissement : elles sont donc situées en bord de mer ou de fleuve, dans lesquels elles prélèvent de l'eau à des fins de refroidissement des circuits.

³ Pour plus d'information, le lecteur est invité à consulter le document de cadrage du premier GT sur le climat, accessible sur le site de concertation de RTE : [GT Base climatique - cadrage données climatiques.pdf \(concerte.fr\)](https://gt-base-climatique-cadrage-donnees-climatiques.pdf)

⁴ Pour plus de détails, voir le Bilan électrique 2020 de RTE : <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/#>

Les caractéristiques de la source froide (température de l'eau, débit) peuvent affecter la disponibilité et la puissance délivrée par les centrales nucléaires. Cela est en particulier vrai pour les centrales situées en bord de fleuve dont la source froide est plus sensible aux aléas climatiques.

Dans ce contexte, le changement climatique et notamment l'augmentation de la fréquence des canicules interrogent quant aux effets sur la disponibilité des centrales nucléaires à long terme. Ces interrogations sont très présentes dans le débat public sur l'évolution du système électrique à long terme et portent en particulier sur la capacité des centrales nucléaires (existantes ou futures) à répondre à la demande électrique lors de certains événements spécifiques (canicules, sécheresses...).

La modélisation mise en œuvre par RTE, qui intègre une représentation des effets du réchauffement climatique selon différentes trajectoires du GIEC vise ainsi à tenir compte de ces effets dans la simulation du fonctionnement du système électrique en 2050 et à répondre à certaines de ces interrogations. Des éléments sur ces questions sont apportés dans les parties 2 et 3 du document.

1.4.2 Des effets du climat sur le parc de production thermique également à prendre en compte

Le parc thermique français se compose actuellement de plusieurs types d'unités parmi lesquels une quinzaine de centrales à cycle combiné au gaz (capacité totale de 6,7 GW), des turbines à combustion ou encore des installations de cogénération. Les centrales au charbon ou au fioul ont quant à elles été progressivement arrêtées au cours des dernières années ou seront arrêtées dans les prochaines années pour les dernières unités encore en service.

Dans les prochaines décennies et en vue d'atteindre l'objectif de décarbonation du mix électrique découlant de l'objectif de neutralité carbone, le parc thermique sera amené à évoluer considérablement. Les centrales au gaz existantes devront être déclassées ou converties à l'utilisation de combustibles décarbonés (biogaz, hydrogène...) afin d'assurer un impact neutre en carbone de la production d'électricité correspondante.

Le parc thermique n'aura toutefois vraisemblablement pas disparu du mix électrique à l'horizon 2050 : en effet, les scénarios étudiés par RTE à cet horizon font apparaître des besoins de flexibilité en hausse pour assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme. Selon les premières estimations réalisées sur les scénarios d'étude, des besoins de capacités flexibles de plusieurs dizaines de gigawatts devront être couverts pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande, notamment dans les scénarios à forte proportion d'énergies renouvelables. **Dans ces circonstances, les centrales thermiques fonctionnant à l'hydrogène ou au biogaz devraient jouer un rôle important pour l'équilibre du système électrique.** Des capacités installées significatives de ces différents moyens pourraient être nécessaires (en complément des batteries et de la flexibilité sur la demande) même si les volumes de production d'énergie en jeu (en térawattheures produits par an) pourraient rester faibles.

De la même manière que pour les centrales nucléaires, les moyens thermiques nécessitent une source froide pour le bon fonctionnement du cycle thermodynamique de production d'électricité. Cette source de refroidissement est souvent apportée par l'eau d'un fleuve ou d'une rivière (ou de l'eau de forage), ou encore directement par l'air, comme cela est prévu par exemple pour la centrale au gaz de Landivisiau. **Dans tous les cas, la disponibilité des centrales thermiques est sensible aux aléas climatiques. En particulier, le rendement thermodynamique des centrales est dépendant de la température de l'air, induisant ainsi des variations de puissance maximale disponible sur certaines périodes, qu'il convient de prendre en compte.**

Les effets du climat sur la production d'électricité d'origine thermique (au-delà du nucléaire), qui représente un gisement de flexibilité non négligeable, doivent donc être également pris en compte dans la modélisation du système électrique à long terme. La prise en compte de ces effets est d'autant plus importante dans la modélisation européenne utilisée par RTE que les moyens thermiques (fonctionnant pour l'essentiel avec des combustibles décarbonés) sont susceptibles de représenter une part significative des moyens de production pilotables du mix européen (pas uniquement en France) à l'horizon 2050-2060.

Des principes de modélisation du productible thermique sont ainsi fournis de manière synthétique dans la dernière partie du document, permettant de nourrir les réflexions sur le sujet.

DOCUMENT DE TRAVAIL

2. Analyse du parc nucléaire actuel : types d'indisponibilité des centrales et lien avec les événements climatiques

2.1 Les différents types de centrales du parc nucléaire existant

Le parc nucléaire existant en France est constitué de 56 réacteurs nucléaires⁵ dits de seconde génération, tous de technologie « REP » (réacteur à eau pressurisée), répartis sur 18 sites et représentant une capacité installée totale d'environ 61,3 GW. Ce parc est composé de trois paliers techniques standardisés :

- le palier « 900 MW » comprenant les 32 réacteurs généralement les plus anciens, mis en service de 1979 à 1988 dont certains seront parmi les premiers à d'être déclassés. Il s'agit généralement de sites à 4 réacteurs en bord de fleuve à l'exception de Gravelines (6 réacteurs en bord de mer) et de Dampierre (2 réacteurs) ;
- le palier « 1 300 MW » comprenant 20 réacteurs, mis en service de 1985 à 1994 dont 12 réacteurs en bord de fleuve généralement regroupés par paires (sauf Cattenom qui comporte 4 réacteurs) ;
- le palier « 1 450 MW » (le plus récent) comprenant 2 paires de réacteurs en bord de rivière (Civaux en bord de Vienne et Chooz en bord de Meuse)

Enfin, un réacteur de 3^e génération, de type EPR (Evolutionary Power Reactor) d'une puissance nominale de 1 650 MW est en cours de construction sur le site de Flamanville, en bord de mer.

Au-delà des paliers de puissance, les réacteurs se distinguent par leur installation de refroidissement : circuit ouvert ou fermé. La figure 2 présente les schémas de principe pour ces deux types de systèmes de refroidissement. Dans le premier cas, l'eau froide est pompée dans le fleuve (ou dans la mer), vient refroidir le circuit secondaire à travers le condenseur puis est rejetée dans le fleuve avec une température augmentée. Il y a donc un échauffement de l'eau, mais une consommation nette quasi nulle. Dans le second cas, l'eau prélevée et réchauffée dans le condenseur circule ensuite dans l'aéroréfrigérant, où elle est refroidie avant rejet dans le fleuve. Ce processus entraîne une consommation nette d'eau de l'ordre de 40% du prélèvement, mais permet un échauffement plus faible du fleuve (par rapport à la température de prélèvement), et nécessite un prélèvement d'eau bien plus faible que pour une centrale à cycle ouvert.

Ces installations de refroidissement, nécessaires au bon fonctionnement des centrales, sont sensibles à l'évolution du climat et doivent fonctionner en respectant différentes contraintes réglementaires : des épisodes de canicule ou de sécheresse importants et prolongés, par exemple, sont susceptibles de faire augmenter la température de l'eau et/ou diminuer le débit de la source froide. Ces épisodes peuvent alors amener à une mise à l'arrêt partielle ou totale du site pour cause d'indisponibilité de nature climatique. Quel que soit le mode de refroidissement, ouvert ou fermé, l'échauffement du milieu aquatique et les prélèvements d'eau sont limités par la réglementation propre à chaque site.

⁵ Depuis la fermeture de la centrale de Fessenheim intervenue en 2020, le nombre de réacteurs nucléaires en service en France est passé de 58 à 56.

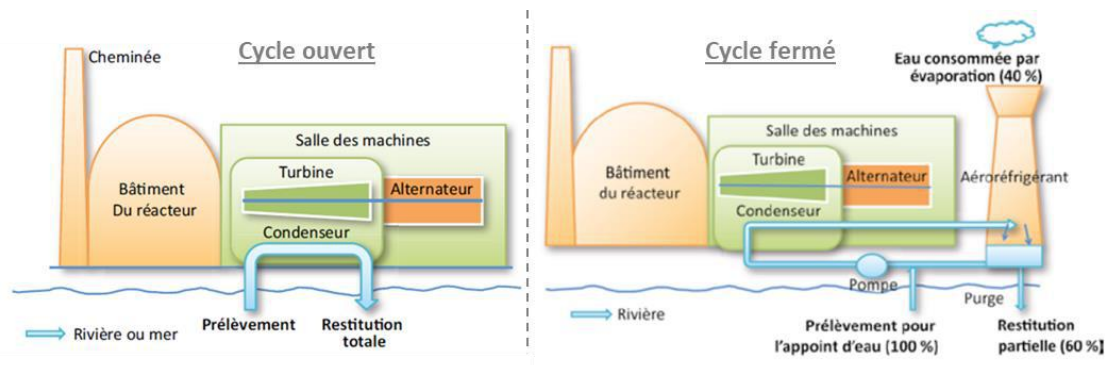


Figure 2. Fonctionnement d'une centrale en cycle ouvert et en cycle fermé avec aéroréfrigérant.

Source : EDF https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/producteur-industriel/nucleaire/ENVIRONNEMENT/guide_2020_-_centrales_nucleaires_et_environnement.pdf

La Figure 3 ci-dessous présente la carte des sites nucléaires actuels, avec leur puissance et le type de système de refroidissement utilisé. Les sites en bord de mer sont systématiquement exploités en cycle ouvert, avec un refroidissement par l'eau de mer.

Parmi les sites en bord de fleuve, la plupart des réacteurs sont équipés d'aéro-réfrigérants (cycle fermé). Seuls les réacteurs de Tricastin (4 x 900 MW sur le Rhône), de Blayais (4 x 900 MW sur la Gironde), de Saint-Alban (2 x 1300 MW sur le Rhône) ainsi que deux des quatre réacteurs de Bugey (2 x 900 MW sur le Rhône) sont dépourvus d'aéro-réfrigérants et sont donc refroidis en cycle ouvert (avec rejet d'une quantité importante d'eau de refroidissement dans le milieu).

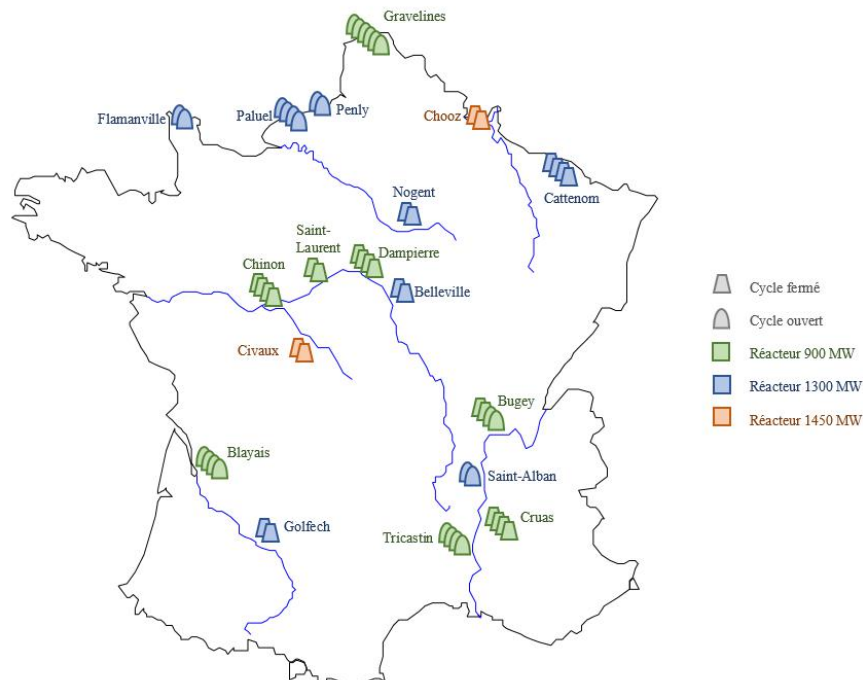


Figure 3 : Carte des centrales nucléaires en France

Dans le cas où de nouveaux sites seraient installés en bord de rivière ou de fleuve, le recours à un fonctionnement en circuit fermé avec tour aéroréfrigérante est rendu obligatoire : l'article 4.1.7 de

l'arrêté du 7 février 2012 modifié, qui fixe les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, prévoit que le refroidissement en circuit ouvert pour les sites en bord de rivière est interdit, sauf justification en particulier sur l'acceptabilité des rejets thermiques dans le milieu.

2.2 Les causes d'indisponibilité actuelles de la production nucléaire

Les installations de production d'électricité d'origine nucléaire sont soumises à plusieurs contraintes pouvant impacter leur disponibilité et leur niveau de fonctionnement, résumées dans le tableau ci-dessous et décrites dans la suite de cette section.

Tableau 1: principales causes d'indisponibilités du nucléaire en France

	Causes de nature technique ou liée à des questions de sûreté	Causes liées à l'économie du combustible	Causes de nature climatique
Variations de puissance	Stretch (fin du cycle de combustible), autres	Modulations de puissance	Variations de rendement liées à la température de la source froide
Arrêts fortuits	Diverses	-	Contraintes de température (échauffement de l'eau) ou de débits (seuils) ou autres (colmatage...)
Arrêts planifiés	Placement des maintenances selon des échéances réglementaires	Arrêts pour économies combustible (quelques jours ou semaines)	

▪ Arrêts pour rechargement ou maintenance

Les centrales nucléaires nécessitent des arrêts programmés longs pour procéder au rechargement de combustible nucléaire (arrêts pour simple rechargement, de l'ordre de 1 à 2 mois) et/ou pour réaliser des maintenances planifiées (pendant plusieurs mois). Entre deux campagnes de production, d'une durée de l'ordre de 12 ou 18 mois, une tranche est généralement en activité, souvent à sa puissance maximale en journée et éventuellement à une puissance moindre lors des périodes de creux de consommation résiduelle (i.e. consommation nette de la production renouvelable variable). Elle est parfois arrêtée durant le week-end et/ou pendant plusieurs jours de prix faibles pour réaliser de petites opérations de maintenance et/ou économiser du combustible d'ici le prochain arrêt pour rechargement.

La planification des arrêts planifiés est très complexe car elle dépend notamment de règles de sûreté, d'échéances réglementaires, de contraintes industrielles telles que la disponibilité d'équipes de maintenance et de pièces. La planification de la maintenance est continuellement ré-optimisée à l'échelle du parc (il existe des contraintes de dépendance entre tranches) et vise à maximiser la disponibilité durant la période hivernal de plus forte demande.

▪ Arrêts fortuits ou réductions de puissance pour causes techniques ou contrôles liés à la sûreté

Des événements fortuits (avaries, contrôles liés à la sûreté, contraintes climatiques) peuvent également perturber l'exploitation des centrales et induire des réaménagements de plannings sur plusieurs tranches.

L'exploitant d'une centrale nucléaire peut également être amené à prolonger la durée d'un cycle combustible. L'exploitation se poursuit alors au-delà de la date de fin de cycle initialement prévue, marquant l'entrée de la centrale dans une période dite « de stretch », ce qui amène alors la puissance maximale disponible de la centrale à décroître progressivement.

▪ Arrêts planifiés ou réductions de puissance pour causes « climatiques »

Le rendement est influencé par la température de la source froide (eau de mer, de fleuve ou de rivière ou air ambiant via un dispositif aéroréfrigérant). Comme pour les autres centrales électriques fonctionnant à partir d'un cycle vapeur, et en vertu des principes de la thermodynamique, le rendement diminue lorsque la température de la source froide augmente. Ces contraintes techniques peuvent ainsi modifier légèrement la puissance maximale disponible des centrales nucléaires.

En dehors de ces phénomènes techniques, des contraintes réglementaires encadrent le refroidissement des centrales et son impact sur les milieux aquatiques. **Ces contraintes réglementaires sont bien plus dimensionnantes que les contraintes techniques. Ainsi, les réacteurs mis à l'arrêt durant les périodes de canicule ou de sécheresse le sont du fait des dispositions réglementaires et non du fait de limites techniques ou liées à la sûreté.**

Trois types de contraintes réglementaires existent pour des centrales en bord de fleuve/rivière :

1. **Une température maximale du fleuve en aval de la centrale** (, excepté celles sur la Loire) : Ce seuil est de l'ordre de 25 à 30 °C. Lorsque la température en amont approche ce seuil, la plupart des centrales doivent réduire ou cesser leur production alors que d'autres peuvent fonctionner en cessant de réchauffer la source froide lorsque la température de l'eau dépasse déjà en amont une certaine température, de l'ordre de 25 à 28°C.
2. **Un seuil maximal d'échauffement du milieu en aval de la centrale** : cette contrainte exprimée réglementairement en écart de température va concrètement se traduire par des baisses de puissances ou par l'arrêt de la centrale en fonction du débit disponible lorsque celui-ci passe sous certains seuils (de l'ordre de 150 à 450 m³/s pour des centrales à cycle ouvert initialement à pleine puissance), et en fonction de la température du fleuve.
3. **Un seuil réglementaire de prélèvement maximal**, (de l'ordre de 100 à 200 m³/s pour les cycles ouverts et de l'ordre de 6 à 20 m³/s pour les cycles fermés) éventuellement complété par des **seuils de débits minimums** au niveau de la centrale ou ailleurs, par exemple 26 m³/s à la frontière belge sur la Moselle (valable pour les centrales à cycle fermé uniquement).

Les différentes contraintes réglementaires sont détaillées en annexe pour chaque centrale en bord de fleuve (ou rivière). Compte tenu des caractéristiques des centrales et des cours d'eau, chacune comporte des limites propres (qui peuvent différer selon la période de l'année). En fonction des prévisions météo, l'exploitant peut alors planifier des arrêts ou des baisses de puissance pour respecter la réglementation. Dans certains cas exceptionnels (en cas de contrainte climatique forte et de besoins systèmes menant à une réquisition), certains seuils dérogatoires temporaires sont prévus (par exemple des élévations de températures), assortis d'une surveillance renforcée des impacts environnementaux.

La suite du document se concentre uniquement sur les causes d'indisponibilités de nature climatique liées au débit et à la température des cours d'eau ainsi qu'au rendement thermodynamique des productions thermiques.

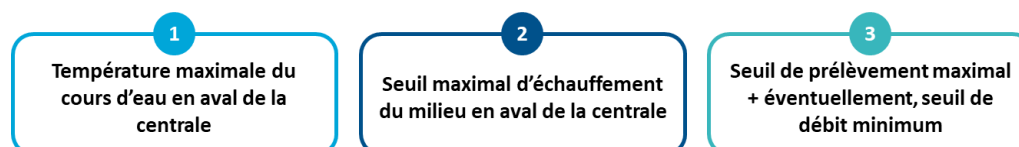


Figure 4. Synthèse des principales contraintes réglementaires associées au refroidissement des centrales

2.3 Analyse des indisponibilités climatiques de la production nucléaire sur les dernières années (période 2015-2020)

L'analyse présentée dans la suite de cette section a été réalisée en partenariat avec Callendar.

2.3.1 Méthodologie et principales causes d'indisponibilité d'ordre climatique

La notion « d'indisponibilité climatique » n'est pas définie de manière standard dans la réglementation. Une indisponibilité climatique peut néanmoins être définie comme un arrêt ou une baisse de capacité d'une installation causée par un phénomène météorologique qui empêche la poursuite de son fonctionnement normal.

Dans le cadre d'une étude réalisée pour RTE, la société Callendar a recensé les indisponibilités climatiques des centrales nucléaires fluviales françaises entre 2015 et 2020. La méthodologie retenue pour cette étude est basée principalement sur deux types d'informations :

- la liste des indisponibilités⁶ et la liste des messages⁷ publiées par EDF conformément au règlement européen n°1227/2011 du 25 octobre 2011 sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (ou "REMIT", Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency) ;
- les données de température de l'eau et de débit au niveau des installations nucléaires fluviales collectées via la base de données Naïades⁸ et la base de données HYDRO⁹.

L'exploitation des données a porté sur l'ensemble des centrales nucléaires françaises sur la période de février 2015 à octobre 2020. Aucune indisponibilité climatique n'a été identifiée pour les réacteurs de bord de mer. L'analyse ne porte donc que sur les centrales nucléaires refroidies par un fleuve.

2.3.2 Estimation du volume total d'indisponibilités climatiques

Selon les données collectées, sur la période 2015-2020, les conditions climatiques ont entraîné deux types d'indisponibilités :

- 3994 heures (soit environ 166 jours) d'indisponibilité complète, nécessitant l'arrêt du réacteur,
- et 4045 heures (soit environ 169 jours) d'indisponibilité partielle, nécessitant une modulation à la baisse de la puissance du réacteur.

Selon la méthodologie appliquée, les indisponibilités climatiques du parc nucléaire représente une perte de production estimée à environ 1,4 TWh par an en moyenne entre 2015 et 2020. Rapporté à la production nucléaire annuelle totale, cela représente néanmoins des volumes faibles en termes de perte d'énergie (environ 0,37 % en moyenne). Il existe cependant une forte variabilité : en 2016, année la plus favorable de l'échantillon, les pertes d'ordre climatique n'ont été que de 0,1 TWh tandis qu'en 2020, année la plus défavorable, elles ont été 30 fois plus élevées (3 TWh).

Par ailleurs, les volumes de productible nucléaire indisponible pour cause climatique restent faibles en comparaison des autres indisponibilités ou réductions de production. A titre d'illustration, en 2019, les

⁶ <https://www.edf.fr/groupe-edf/ambition-neutralite-co2-pour-edf-a-l-horizon-2050/optimisation-et-trading/listes-des-indisponibilites-et-des-messages/liste-des-indisponibilites>

⁷ <https://www.edf.fr/groupe-edf/ambition-neutralite-co2-pour-edf-a-l-horizon-2050/optimisation-et-trading/listes-des-indisponibilites-et-des-messages/liste-des-messages>

⁸ <http://www.naiades.eaufrance.fr/acces-donnees>

⁹ <http://www.hydro.eaufrance.fr/indexd.php>

pertes annuelles associées à des indisponibilités climatiques recensées par EDF s'élèvent seulement 0,25% de l'énergie théorique maximale du parc nucléaire¹⁰ (soit 0,38 % de la production d'origine nucléaire réalisée), tandis qu'en comparaison, les arrêts programmés pour causes de maintenance et rechargement représentent de l'ordre de 20% de l'énergie théorique maximale du parc nucléaire.

Tableau 2 : Répartition des indisponibilités du parc nucléaire par cause en 2019 (source : EDF^{11,12})

Cause	Indisponibilité exprimée en productible d'énergie « perdue »
Autres causes (principalement des arrêts programmés)	117 TWh
Avaries exceptionnelles et aléas dimensionnant	12 TWh
Prolongations d'arrêts plus importantes que prévues	12 TWh
Séisme du Teil	2,3 TWh
Contraintes environnementales	1,4 TWh
Autres causes de modulation de la production	28,5 TWh

2.3.3 Répartition des indisponibilités climatiques sur l'année

Sur la période considérée, le risque d'indisponibilité climatique est concentré entre juillet et novembre (Figure 5). **Entre 2015 et 2020, la moitié des pertes de production d'énergie liées à des indisponibilités climatiques ont eu lieu en septembre.** Ce résultat est en partie lié à la longue indisponibilité de Chooz en septembre 2020 mais même en excluant l'année 2020, septembre reste le mois le plus touché. Cela peut s'expliquer par les conditions rencontrées sur ce mois-ci (période d'étiage et chaleur encore importante) mais aussi par le facteur de charge plus important du parc nucléaire (les arrêts estivaux pour maintenance ou modulation réduisant mécaniquement le risque d'indisponibilités climatiques). Après septembre, les mois les plus touchés sont août et juillet (avec respectivement 22% et 16 % des pertes de production en énergie).

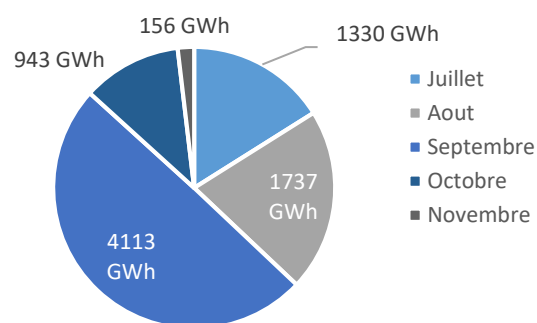


Figure 5 : répartition en fonction des mois des pertes en énergie dues aux indisponibilités climatiques entre 2015 et 2020

Pour caractériser les pertes en énergie en fonction des mois dues aux indisponibilités climatiques, des ratios d'indisponibilité climatique ont été calculés (énergie indisponible du fait d'indisponibilités climatiques / énergie théoriquement disponible avant la déclaration des indisponibilités climatiques) et sont restitués dans le tableau ci-dessous.

¹⁰ L'énergie théorique maximale correspondrait à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année.

¹¹ <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/publications-financieres/faits-et-chiffres/faits-et-chiffres-2019-v2.pdf>

¹² <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/informations-reglementees/urd/edf-urd-rapport-financier-annuel-2019-fr.pdf>, page 20

Tableau 3 : ratio d'indisponibilité climatique en fonction des mois et répartition des pertes d'énergie en prenant en compte le facteur de charge du parc nucléaire en bord de fleuve

Mois	Indisponibilités climatiques (en énergie)
Juillet	1,08 %
Aout	0,84 %
Septembre	1,58 %
Octobre	0,77 %

En se basant uniquement sur la puissance réellement disponible aux périodes étudiées, les pertes d'énergie pour raison d'indisponibilité climatique sont davantage lissées au cours de l'année. Le mois de septembre reste néanmoins la période concentrant le plus d'indisponibilités de nature climatique.

2.3.4 Répartition des indisponibilités climatiques par type de contraintes

Dans la modélisation de la production nucléaire, et pour respecter les seuils réglementaires trois causes d'indisponibilité climatique sont prises en compte :

- **Température** : configurations dans lesquelles la température de l'eau de refroidissement est trop élevée par rapport aux contraintes réglementaires alors que le débit reste sensiblement plus élevé que le minimum requis ;
- **Débit** : configurations dans lesquelles le débit est trop faible par rapport aux limites réglementaires tandis que la température de l'eau reste sensiblement plus faible que les seuils fixés dans la réglementation ;
- **Mixte** : configurations dans lesquelles l'indisponibilité est causée par la conjonction d'un débit limité et d'une température de l'eau élevée (un débit plus important ou une température moins élevée pourrait permettre le fonctionnement de la centrale).

Les indisponibilités climatiques recensées sur la période 2015-2020 ont ainsi été classées selon ces trois catégories, en fonction de la cause la plus probable au vu des informations diffusées par EDF ou des conditions météorologiques observées sur les périodes considérées.

Comme le montre la Figure 6, qui présente l'énergie perdue pour chacune de ces causes d'indisponibilité entre 2015 et 2020, **la grande majorité des pertes en énergie (71%) est due à des débits trop faibles de la source froide.**

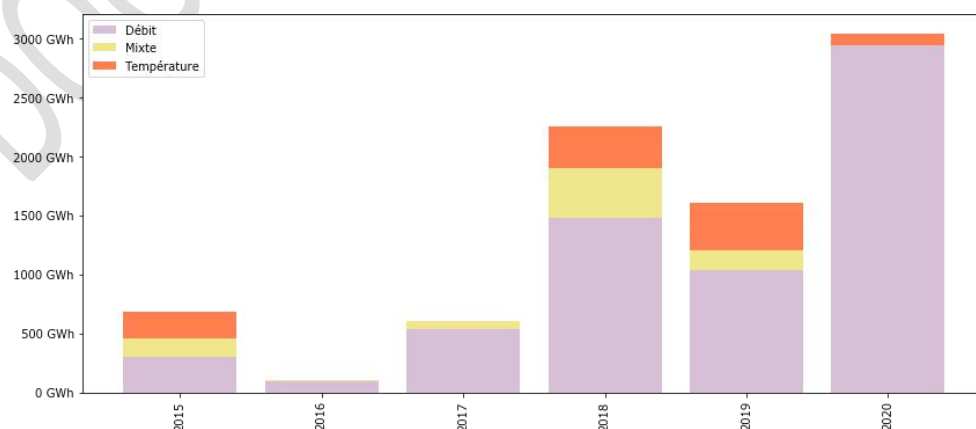


Figure 6 : Energie perdue par cause d'indisponibilité climatique entre 2015 et 2020

Les indisponibilités causées par la chaleur ou une combinaison de la chaleur et d'un faible débit se concentrent sur juillet et août (Figure 7). A partir de septembre, toutes les indisponibilités sont liées au débit. La centrale de Bugey est la seule exception : elle rencontre des indisponibilités mixtes en septembre généralement à partir de mi-septembre et du passage aux limites de température hivernales (température avale limitée à 24°C contre 26°C du 1er mai au 15 septembre).

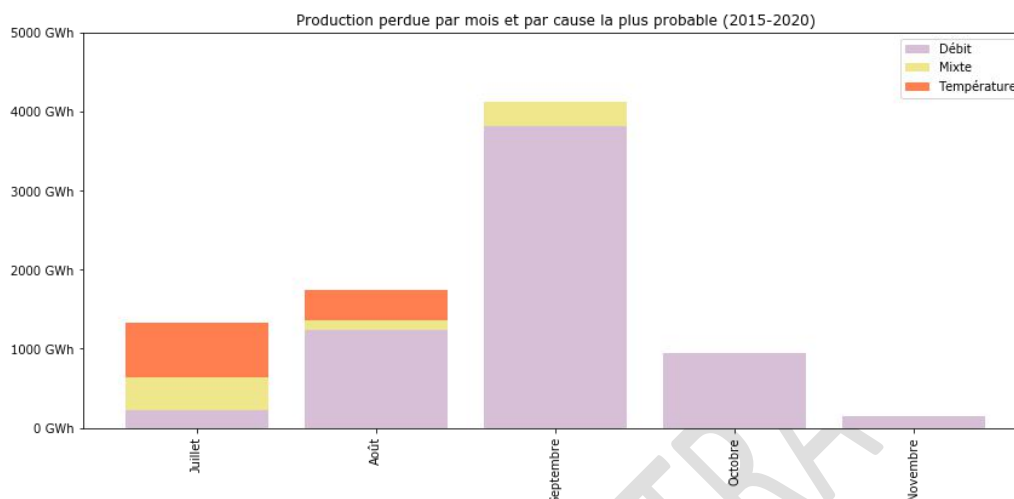


Figure 7 : énergie perdue par mois et par type de cause d'indisponibilité entre 2015 et 2020

Parmi les quatorze centrales fluviales françaises, neuf ont connu des indisponibilités climatiques entre 2015 et 2020 et trois ont perdu plus d'1 TWh de production (Figure 8) : Chooz (4,4 TWh), Saint Alban (2 TWh) et Bugey (1,1 TWh). La centrale de Saint Alban est la seule à avoir subi des indisponibilités climatiques tous les ans. La centrale de Bugey a connu des indisponibilités tous les ans sauf en 2020 où ses deux réacteurs refroidis en cycle ouvert (les deux autres étant équipés d'aéro-réfrigérants) étaient arrêtés pendant la période estivale.

Le débit, soit seul soit combiné avec une température élevée dans le cas des centrales refroidies en cycle ouvert, est donc de loin la première cause d'indisponibilité en énergie perdue. Il est intéressant de noter que certaines centrales ne sont concernées que par une seule cause d'indisponibilité, c'est le cas de Chooz (débit), Cattenom (débit), Golfech (température) et Blayais (température).

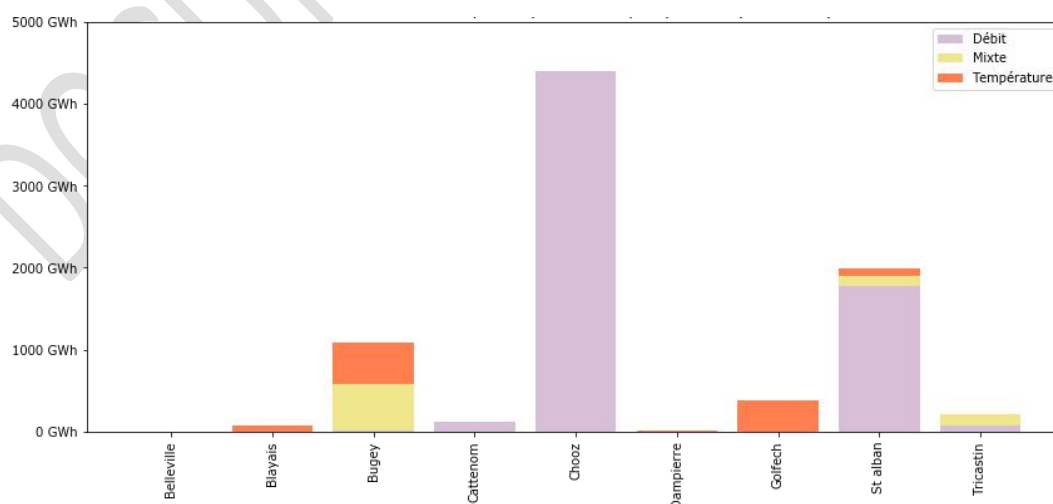


Figure 8 : Energie perdue par cause de 2015 à 2020 en fonction des centrales

Si les indisponibilités climatiques représentent assez peu d'énergie perdue, elles ne sont pas prévisibles au-delà de quelques jours ou semaines alors que les indisponibilités pour maintenance sont programmées plusieurs années à l'avance par l'exploitant. Les indisponibilités climatiques étant concentrées sur une période relativement réduite de l'année, il est normal que les pertes de production soient limitées par rapport à la production annuelle. La puissance indisponible à un instant donné (qui peut s'élever à une puissance indisponible cumulée de plusieurs gigawatts) illustre l'impact potentiel de ces indisponibilités sur l'équilibre offre-demande du système électrique (Figure 9).

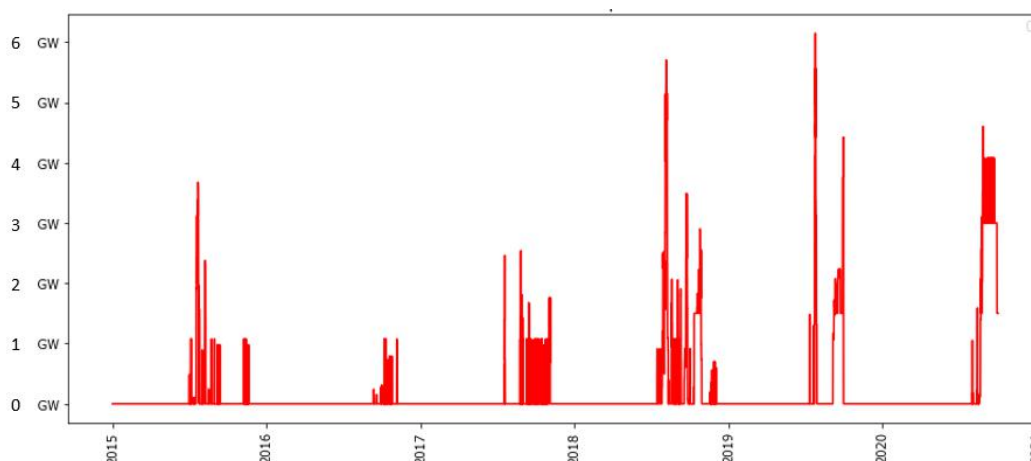


Figure 9 : Puissance indisponible pour raison climatique entre 2015 et 2020 avec un pas de temps de 30 minutes, toutes centrales confondues

La Figure 10 présente les maxima annuels de puissance indisponible sur la période analysée en fonction des causes d'indisponibilité. Les détails pour chaque événement sont donnés dans le Tableau 8 en annexe. Si l'énergie perdue est faible par rapport à la production annuelle du nucléaire (0,37% en moyenne), les indisponibilités d'origine climatique peuvent donc toutefois représenter une perte de puissance ponctuelle significative, avec un maximum de l'ordre de 6 GW lors de la canicule de juillet 2019 (près de 10% de la puissance nucléaire installée et également près de 10% du pic de consommation estival).

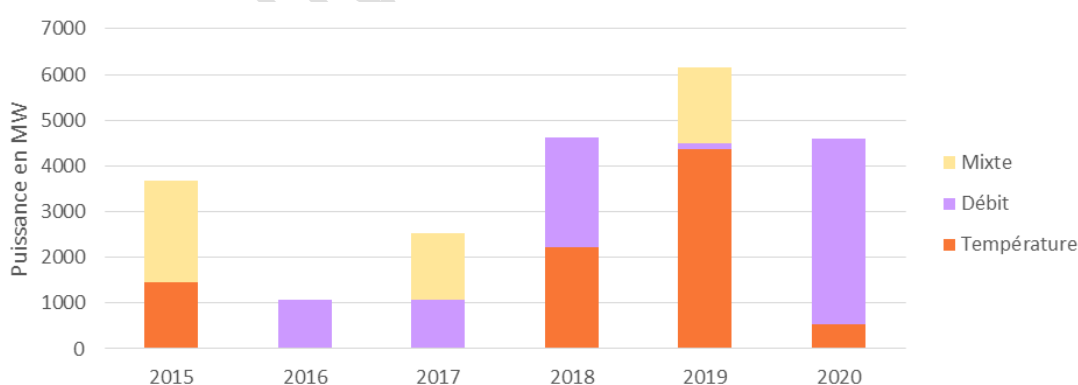


Figure 10 : Maxima annuels de puissance simultanément indisponible en fonction des causes

Indisponibilité liée à la chaleur : exemple de Golfech en juillet 2019

Cet exemple illustre une situation d'atteinte du seuil réglementaire relatif à la température de la source froide.

La température en aval de la centrale de Golfech est limitée à 28°C. La centrale étant équipée d'un système de refroidissement en circuit fermé qui réduit l'échauffement de la Garonne à quelques dixièmes de degrés, il faut que la température en amont soit déjà supérieure ou très proche de la limite de 28°C pour entraîner une indisponibilité. Cette situation peut se produire lors de vagues de chaleur importantes en milieu d'été.

C'est ce qui est arrivé en juillet 2019 : selon le rapport annuel de surveillance de l'environnement de la centrale¹³, la température de la Garonne en amont de Golfech a dépassé 28°C les 24, 25 et 26 juillet avec une température maximale de 29,2°C atteinte le 25. Cette situation a imposé l'arrêt des deux réacteurs dès le 23 juillet en fin d'après-midi.

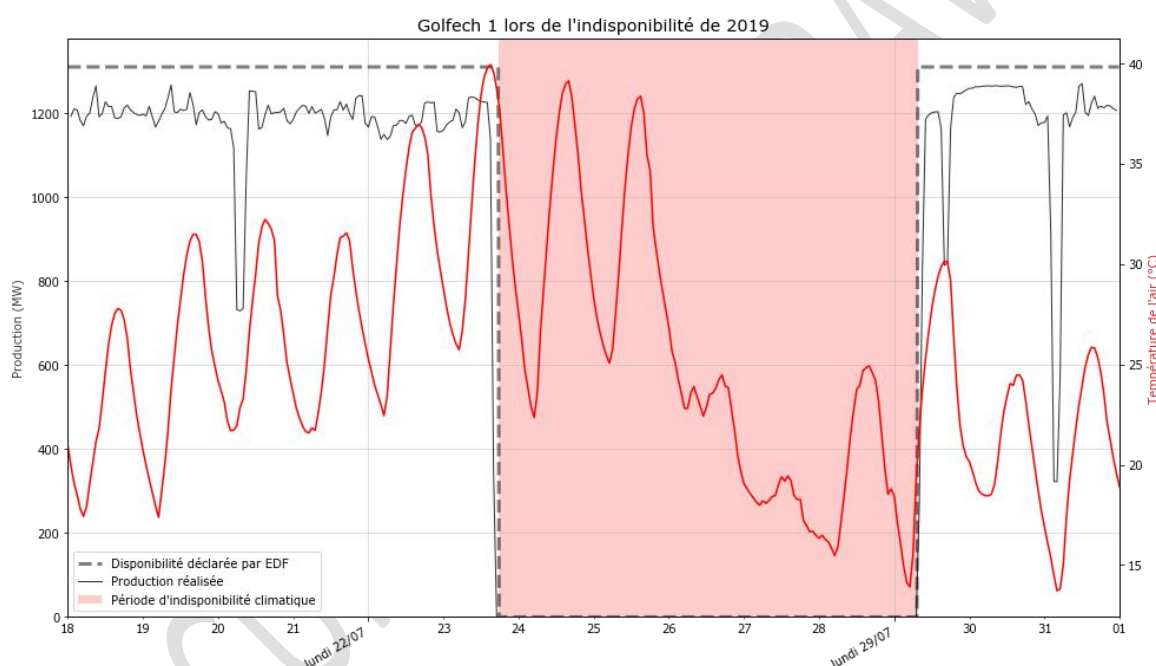


Figure 11: Indisponibilités déclarées sur la centrale de Golfech pour respecter le seuil de température en période de vague de chaleur durant l'été 2019.

Une nette baisse de la température de l'air a ensuite été observée à partir du 26 juillet. Compte-tenu de l'inertie de la température du fleuve, ce rafraîchissement n'a permis de redémarrer les réacteurs qu'à partir des 28 et 29 juillet.

¹³ https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/producteur-industriel/carte-des-implantations/centrale-golfech/actualites/Juillet%202020/rase_2019_avec_annexes_compressed.pdf

Indisponibilités liées aux seuils d'échauffement en cas de débit trop faibles : l'exemple de St Alban en juillet/août 2017

En 2017, pour la centrale de St Alban, le débit a été insuffisant pour que la centrale produise à pleine puissance en particulier autour de mi-juillet et dans la deuxième quinzaine d'août.

La baisse de débit de mi-juillet ne pose pas de problème parce que le réacteur 1 de St Alban est arrêté pour sa 3^e visite décennale jusqu'au 18 juillet. Sa montée en charge accompagne le retour à la normale du débit et ne s'achève que le 28 juillet alors que la centrale peut de nouveau produire à sa puissance nominale.

Une situation comparable se reproduit pendant la 3^{ème} semaine d'août : le débit est de nouveau contraignant mais le réacteur 2 est à l'arrêt pour économie de combustible. Dans un premier temps, la puissance de la centrale est donc nettement inférieure à la limite autorisée. Néanmoins, le réacteur 2 est par la suite remis en service avant le retour à la normale du débit. Sur la fin août, les deux réacteurs sont disponibles mais ne peuvent fonctionner en continu du fait des seuils de débit.

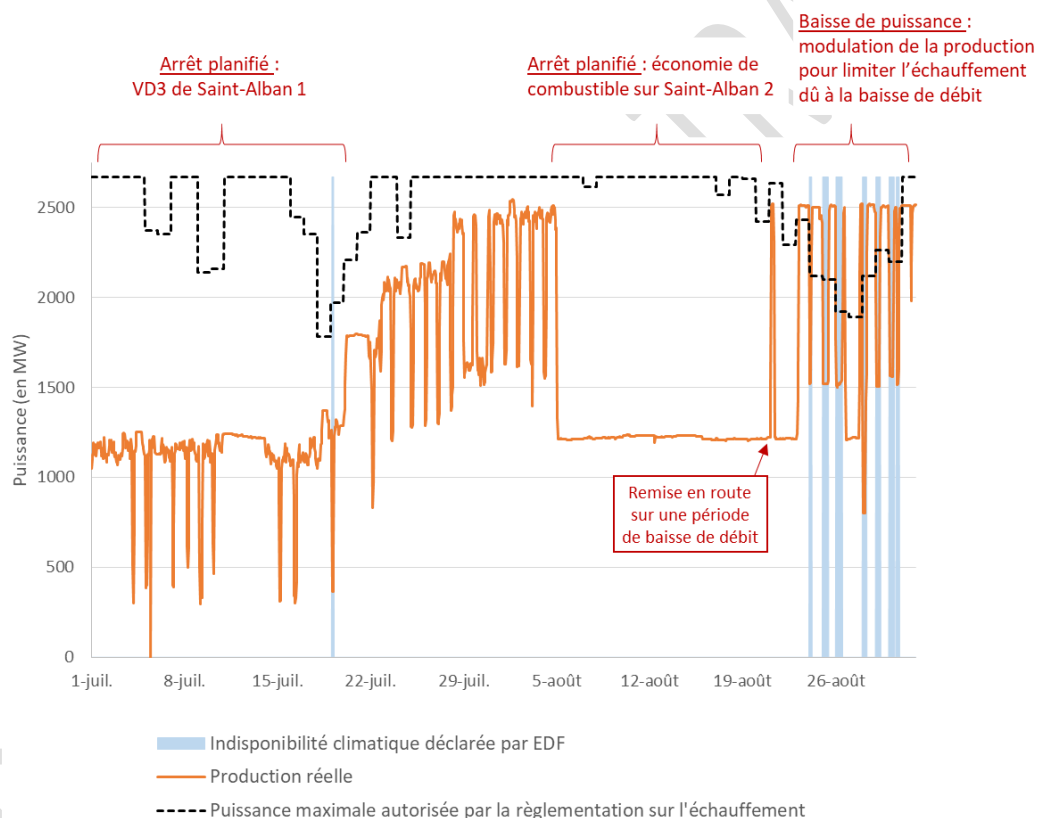


Figure 12 : Indisponibilités déclarées sur la centrale de Saint-Alban pour respecter les limites d'échauffement en période de débit faibles durant l'été 2017

Les contraintes réglementaires sur l'échauffement de l'eau s'évaluant sur 24 heures, l'exploitant peut moduler la production dans la journée pour respecter la valeur. A partir du 24 août, le réacteur 2 est placé en indisponibilité partielle chaque soir, généralement à minuit, et recommence à produire à pleine charge dans la matinée. La puissance restant disponible pendant ces périodes d'indisponibilité partielle (260 MW) correspond approximativement au minimum technique du réacteur. Cette stratégie de modulation permet de respecter les limites réglementaires évaluées sur 24 heures en minimisant l'impact sur la production et l'exploitation du réacteur. Elle peut s'observer sur d'autres centrales, par exemple Bugey et Blayais.

Indisponibilité liée au seuil réglementaire de débit minimum : exemple de Chooz en août/septembre 2020

La centrale de Chooz est soumise à une réglementation stricte en la matière : le débit de la Meuse, fleuve transfrontalier, fait l'objet d'un accord entre la France et la Belgique destiné à garantir à cette dernière un volume d'eau suffisant, notamment pour l'alimentation en eau potable de la région de Namur et le refroidissement de la centrale nucléaire de Tihange. En pratique, cet accord entraîne l'arrêt d'une unité de Chooz lorsque le débit de la Meuse est inférieur à $22\text{m}^3/\text{s}$ en moyenne sur douze jours et des deux unités si le débit passe sous $20\text{m}^3/\text{s}$.

A la fin de l'été 2020, la centrale de Chooz a subi une période d'indisponibilité climatique particulièrement longue liée à un étiage sévère de la Meuse. Le débit de la Meuse passe sous le seuil de $22\text{m}^3/\text{s}$ en moyenne glissante sur 12 jours le 8 août. A partir de cette période un seul des deux réacteurs de Chooz peut fonctionner. Cependant comme le réacteur 1 est arrêté depuis février 2020 pour sa deuxième visite décennale, aucune nouvelle indisponibilité n'est déclarée tant qu'il n'est pas remis en service ou que les conditions de débit ne s'aggravent pas (exemple d'indisponibilité climatique "masquée" par un autre arrêt). Le réacteur 1 est remis en service dans la soirée du 19 août, ce qui contraint le réacteur 2 à s'arrêter à mesure que la production du réacteur 1 augmente.

Les conditions de débit continuant à se dégrader, le réacteur 1 est remis à l'arrêt le 24 août peu après avoir terminé sa remontée en charge. Le débit de la Meuse reste trop bas pour autoriser le redémarrage de la centrale jusqu'à l'épisode pluvieux de fin septembre. Le réacteur 1 est remis en ligne le 28 septembre et le réacteur 2 le 1er octobre.

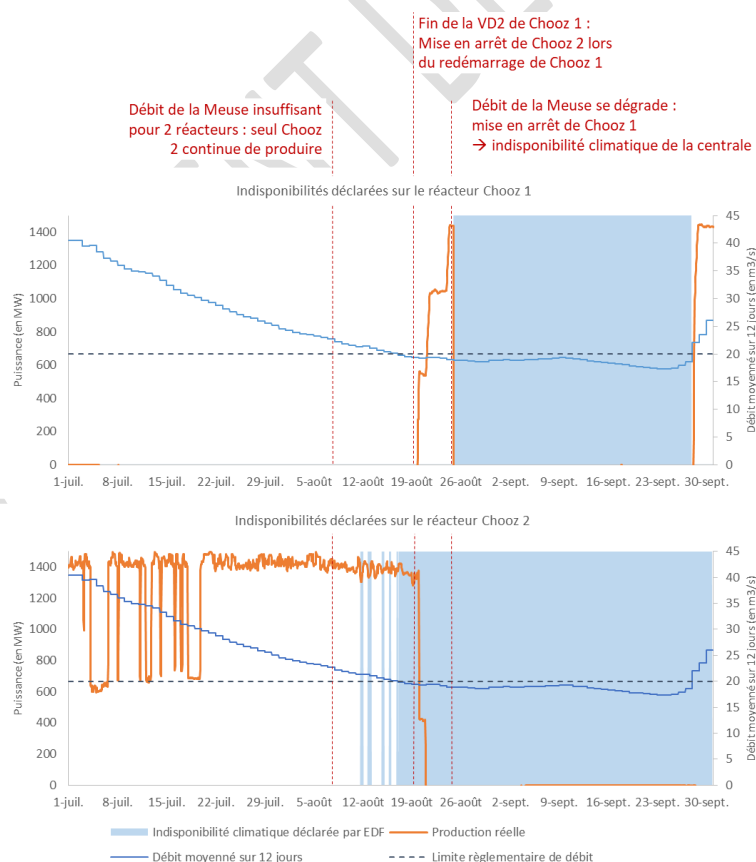


Figure 13: Indisponibilité déclarée sur la centrale de Chooz en fin d'été 2020 pour respecter une contrainte réglementaire de débits minimum

3. Modélisation des effets du climat sur la disponibilité du nucléaire et projections à l'horizon 2050

3.1 Modélisation à climat actuel et comparaison aux données observées

Comme présenté dans la section précédente, les principales contraintes d'ordre climatique affectant la disponibilité des centrales nucléaires sont liées à la température et au débit des sources froides. Ces

3.1.1 Modélisation des températures des sources froides (fleuves)

Les référentiels climatiques fournis par Météo France et utilisés par RTE pour la modélisation du système électrique contiennent des chroniques de températures de l'air et de débits (en différents points de grille) mais pas les températures d'eau des fleuves. **Afin de comparer les données du référentiel à climat 2000 aux données observées sur l'historique et d'évaluer l'évolution du risque d'indisponibilité climatique en fonction des scénarios, il apparaît donc nécessaire d'élaborer une modélisation visant à représenter la température de la source froide au niveau des centrales.**

Pour ce faire, plusieurs données ont été utilisées :

- les données de température de l'eau au niveau des installations nucléaires fluviales ont été collectées via la base de données Naiades¹⁴. La portée de cette étude est limitée par la disponibilité des données de température des cours d'eaux français.
- les données de température de l'air au niveau des installations nucléaires fluviales de 1981 à 2019 ont été collectées via la base de données ERA5-Land de Copernicus¹⁵. Ces données ne sont pas des observations à proprement parler, mais elles s'en approchent très bien et constituent donc l'information la plus adaptée ici.

Une analyse de ces données sur l'ensemble des centrales nucléaires fluviales, à l'exception de Dampierre pour laquelle il n'existe pas de données de température, a permis de proposer une modélisation simple de la température de l'eau à partir de la température de l'air.

Différents modèles ont été testés, et un modèle simple consistant à utiliser un modèle de régression linéaire entre la température de l'air lissée sur 5 jours et la température de l'eau peut déjà donner quelques indications. Un tel modèle a été calibré sur chaque centrale de bord de fleuve. La Figure 14 présente ces modèles pour 4 centrales. La corrélation obtenue est satisfaisante ($r^2 = 0,93$ en moyenne pour toutes les centrales, avec un minimum de 0,86 pour les centrales de Blayais et Tricastin un maximum de 0,95 pour les centrales de Belleville, Cattenom, Cruas et Saint-Alban). L'erreur moyenne est de l'ordre de 1°C.

¹⁴ <http://www.naiades.eaufrance.fr/acces-donnees>

¹⁵ <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-land?tab=overview>

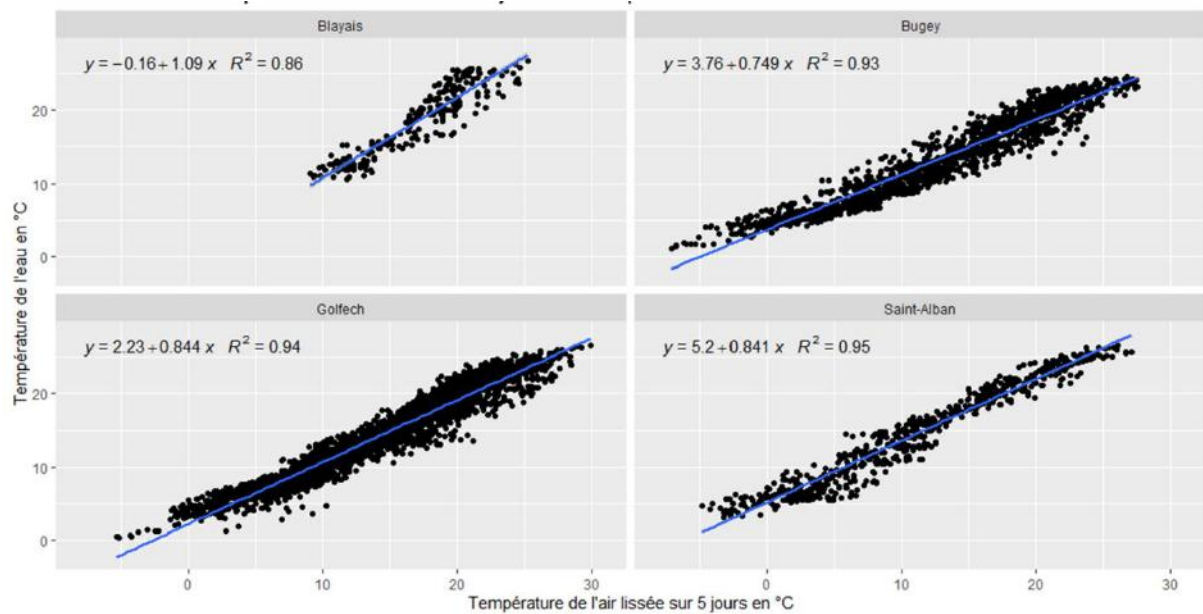


Figure 14 : modélisation de la température de l'eau à partir de la moyenne glissante sur 5 jours de la température de l'air

Ces modèles simples permettent donc de transcrire les données de température d'air des bases climatiques de référence du Bilan Prévisionnel en température d'eau au niveau des centrales.

Le but est par la suite d'une part de comparer les températures d'air et d'eau du jeu de données à climat 2000 aux mesures et réanalyses disponibles et d'autre part d'évaluer la faisabilité de l'exploitation de ces données pour l'évaluation du risque d'indisponibilité.

Dans le cas de la température de l'air, la comparaison des données simulées à climat 2000 (scénarios Météo France à climat 2000) aux réanalyses sur les années 1986-2015 (base de données ERA5-Land) indique une bonne concordance des distributions comme le montre la Figure 15 dans le cas de Golfech.

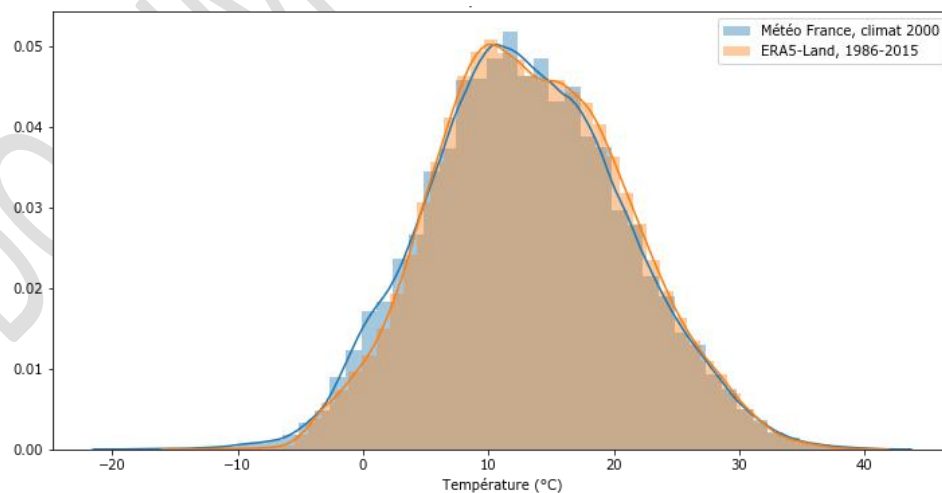


Figure 15 : Distribution des températures de l'air à Golfech, selon les données Météo-France (climat 2000) et la réanalyse ERA5-Land.

Le passage en température de l'eau à partir de la température de l'air moyenne sur 5 jours, montre des écarts relativement faibles entre les deux jeux de données (Figure 16 et **Erreur ! Source du renvoi**

introuvable.). La base Météo-France climat 2000 présente un biais sur les températures froides par rapport à ERA5-Land et aux observations, qui ne présente pas de conséquences ici. Sur le reste de la distribution (entre le premier quartile et le dernier centile), on note une bonne convergence entre les deux jeux de données, ainsi qu'avec les mesures réelles, l'écart maximal étant inférieur à 1°C sur le dernier centile¹⁶.

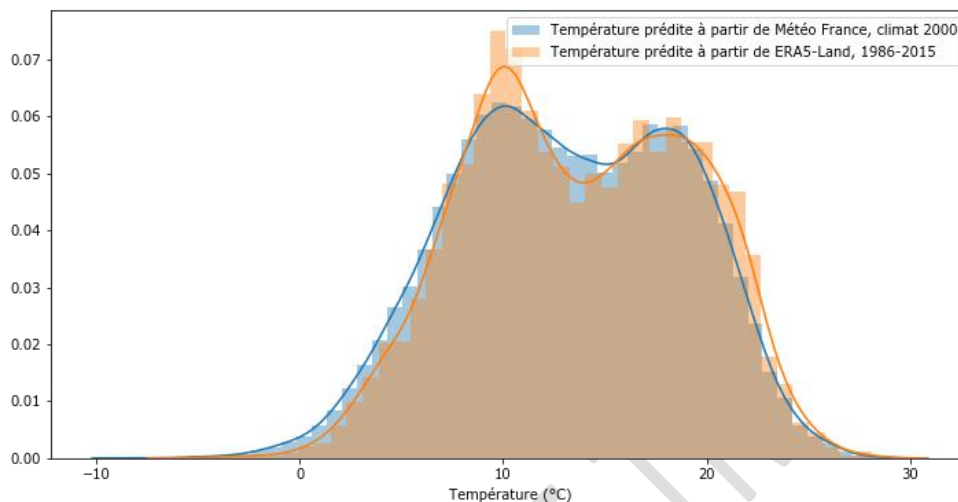


Figure 16: distribution des températures de l'eau prédite à partir des températures de l'air à Golfech

A partir de ces températures d'eau et des contraintes réglementaires sur les températures (Tableau 7 en annexe), il est ensuite possible de calculer les indisponibilités théoriques liées aux contraintes de température pour chaque centrale.

Une prochaine étape consistera à comparer les indisponibilités théoriques calculées à partir de la température passée de l'air avec les indisponibilités déclarées par le producteur pour cause de température (données de la plateforme de transparence ou données fournies par le producteur). En fonction de ces comparaisons, des corrections pourront alors être apportées au modèle.

3.1.2 Modélisation des débits des sources froides

Après la température, la deuxième variable climatique à étudier est le débit au niveau des centrales.

Pour relier les indisponibilités des centrales aux débits simulés, plusieurs étapes de calcul sont nécessaires.

Etape 1 : Evaluation du risque d'indisponibilité en fonction des débits mesurés

Comme exposé dans les exemples du chapitre 2.3, le débit peut influencer le fonctionnement de la centrale de plusieurs manières. La réglementation prévoit ainsi :

- un seuil de prélèvement maximal (qui conditionne alors un débit minimal en dessous duquel la centrale doit réduire son activité) et pour certaines centrales, des restrictions en dessous d'un seuil de débit minimal supérieur au seuil de prélèvement,

¹⁶ Les écarts plus importants sur les minimum et maximum sont en partie dûs aux tailles d'échantillons différentes, l'échantillon de Météo France étant plus grand, il couvre des événements plus extrêmes.

- un seuil d'échauffement maximal de l'eau en aval de la centrale qui peut alors déterminer une autre limite de débit minimal.

Par exemple, pour Saint Alban, centrale refroidie en cycle ouvert, alors que le seuil de prélèvement maximal réglementaire est à 140 m³/s, à pleine puissance, la contrainte d'échauffement peut commencer à apparaître pour un débit de l'ordre de 425 m³/s (selon un calcul théorique basé sur les principes exposés en annexe 2). Ce phénomène est confirmé par les indisponibilités observées comme en témoigne la Figure 17 sur laquelle les débits mesurés ont été reportés (points bleus) ainsi que les indisponibilités climatiques déclarées par le producteur (barres de couleurs), pour la période de 2015 à 2017, en excluant les moments où au moins un réacteur était déjà en maintenance.

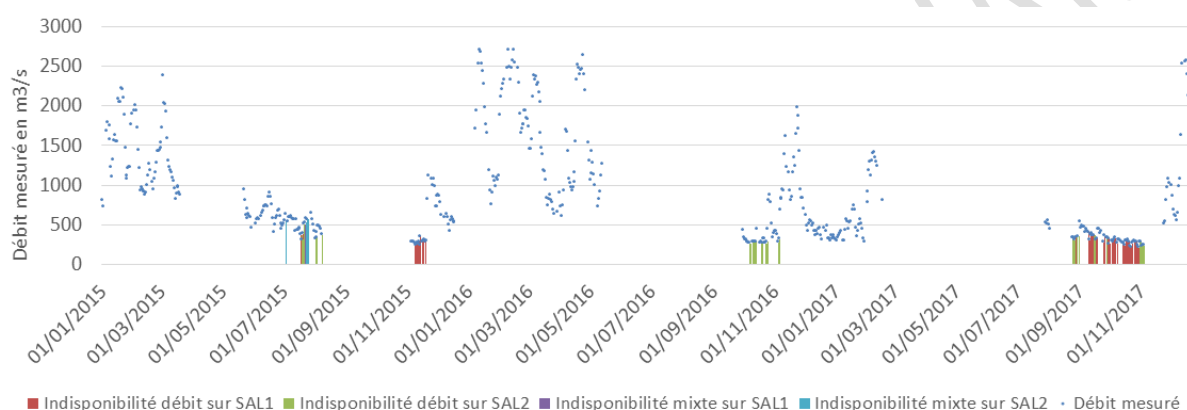


Figure 17: indisponibilité climatiques déclarées sur la centrale de Saint-Alban et débit mesuré durant les périodes où aucun réacteur n'était initialement en maintenance de 2015 à 2017

A partir d'observations passées, en croisant les débits mesurés¹⁷ et l'apparition d'indisponibilités climatiques (qui peuvent être totales ou partielles) pour causes de débits déclarées par le producteur¹⁸, il est possible de calculer la probabilité qu'un réacteur subisse une indisponibilité en fonction du débit mesuré.

Par exemple pour la centrale de Saint Alban, à partir des relevés de 2015 à 2017, la probabilité qu'une indisponibilité pour cause débit soit déclarée serait de l'ordre de 75% lorsque le débit est compris entre 215 et 300 m³/s et que les deux réacteurs sont initialement disponibles. Ceci est illustré sur la Figure 18 où sont présentées les indisponibilités pour cause débit sous la monotone de débit mesurés (c'est-à-dire les débits journalier représentés de manière croissante).

A mesure qu'on se déplace vers des épisodes de débits faibles (vers la gauche de la courbe), la probabilité qu'une indisponibilité soit déclarée sur un réacteur augmente (les barres rouges sont plus nombreuses). En dessous d'un certain débit (de l'ordre de 250 m³/s), une indisponibilité est par exemple systématiquement déclarée sur au moins une des deux tranches.

¹⁷ Base publique <http://www.hydro.eaufrance.fr/indexd.php>

¹⁸ <https://www.services-rte.com/fr/home.html>

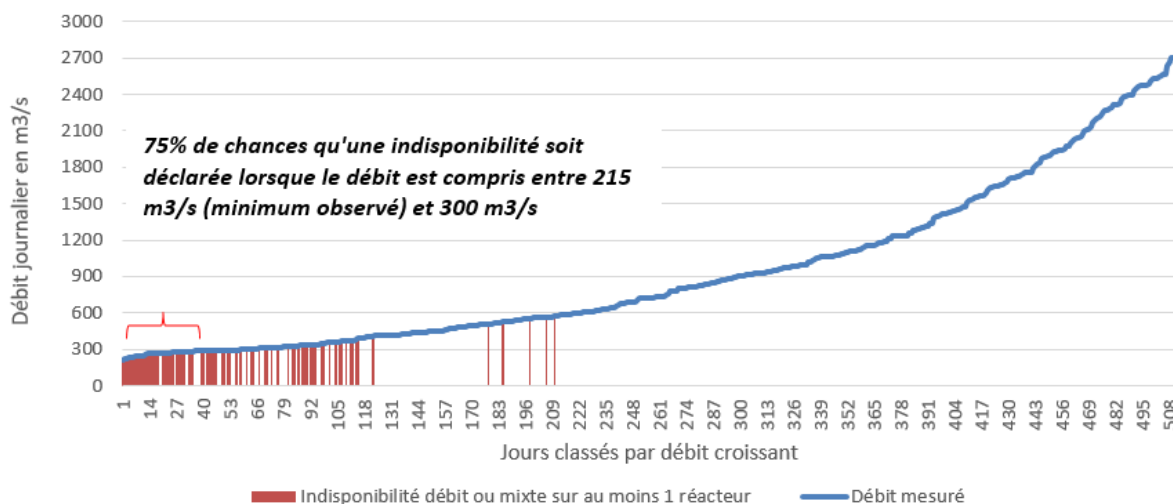


Figure 18: Indisponibilités déclarées pour cause débit à Saint-Alban et monotone de débit mesuré durant les périodes où aucun réacteur n'était initialement en maintenance de 2015 à 2017.

Ce type de calcul peut alors être mené sur différentes centrales et lorsque l'échantillon est suffisamment riche. Des probabilités d'indisponibilité peuvent alors être estimées en fonction du débit mesuré.

Etape 2 : Comparaison des débits mesurés avec les débits simulés à climat actuel

Dans les bases climatiques utilisées par RTE, les données sont en point de grille et les débits sont « naturalisés » (c'est-à-dire évalués sans aucune intervention humaine, par opposition au débit réel, influencé par l'utilisation de l'eau en amont : barrages hydroélectriques, aménagement, consommation...).

Les données des scénarios de Météo France à climat 2000 sont comparées aux mesures sur l'historique de la base de données HYDRO¹⁹. La Figure 19 présente les données pour la centrale de Saint Alban et le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** quelques valeurs caractéristiques des distributions.

¹⁹ <http://www.hydro.eaufrance.fr/indexd.php>

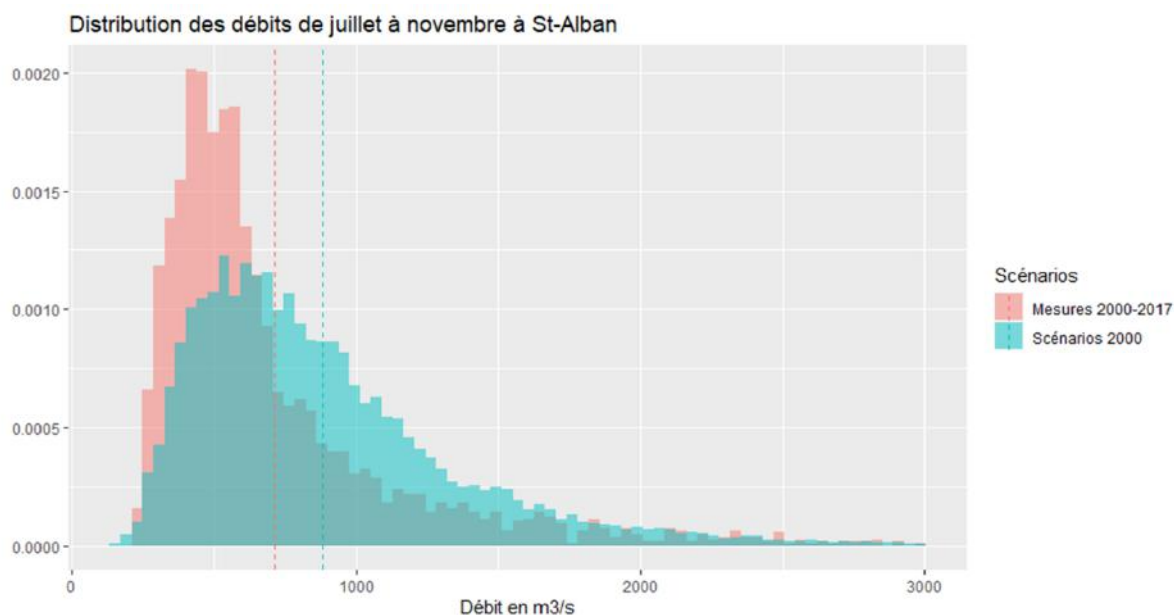


Figure 19 : Distribution des débits journaliers mesurés et des débits naturels simulés à proximité de Saint-Alban

Dans le cas de Saint Alban, des écarts notables entre les débits naturalisés simulés par Météo-France et les mesures sont observés :

- au niveau de la moyenne, de l'ordre de 20% plus faible pour les débits mesurés par rapport aux débits naturels modélisés : ceci suggère qu'il existe des prélèvements et/ou une évaporation d'une partie du débit.
- au niveau de la distribution au-delà du premier centile : ceci suggère que les phénomènes de prélèvements/évaporation ne sont pas constants et/ou qu'il existe d'autres phénomènes influençant le débit (des régulations hydrauliques par exemple).

Une partie de ces écarts peut néanmoins être due à une différence de taille d'échantillon entre les mesures qui couvrent 18 ans et les modélisations qui regroupent 200 années climatiques simulées.

Compte tenu de ces effets, et dans l'impossibilité technique de construire explicitement une fonction de transfert passant des débits naturels aux débits influencés (qui supposerait de modéliser l'intégralité des barrages et des contraintes d'influencement, les prélèvements des différents usages de l'eau, l'évaporation, etc.), une méthode de correction des distributions de débit dite CDFt²⁰ a été mise en œuvre. Elle permet de rapprocher les débits simulés par Météo-France des débits observés (voir l'effet de cette correction sur la Figure 32 en annexe 2). La correction ainsi calibrée est ensuite appliquée sur les débits futurs pour fournir une estimation des débits influencés en 2050.

Etape 3 : Estimation du risque d'indisponibilité en fonction du débit modélisé.

Une fois obtenue la correspondance entre débits naturels modélisés et débits réels influencés, des probabilités d'indisponibilité peuvent être affectées à des débits naturels modélisés.

Par construction, les indisponibilités calculées à partir des débits modélisés en climat actuel sont calées sur un niveau comparable à celui observé historiquement. **L'hypothèse de travail, nécessairement**

²⁰ [Package R CDFt pour downscaling et correction de biais - Services Climatiques et Expertise de l'IPSL](#)

simplificatrice compte tenu des difficultés d'anticipation des usages futurs de l'eau, est de considérer que les différents phénomènes qui influent sur le débit naturel à l'horizon 2050 resteront les mêmes qu'actuellement.

Dans ces conditions, toutes choses égales par ailleurs, une diminution des débits naturels les plus faibles se traduirait par une augmentation des indisponibilités nucléaires pour cause climatique et inversement.

Une difficulté inhérente à la méthode est de disposer initialement d'un échantillon d'évènements historiques suffisamment riche en épisodes de faibles débits et d'indisponibilités pour estimer les probabilités d'indisponibilité.

3.2 Application de la modélisation aux référentiels climatiques à l'horizon 2050 et impacts potentiels sur la disponibilité du nucléaire

3.2.1 Evolutions envisagées des températures de sources froides extrapolées à partir des températures d'air modélisées

La température est une variable pour laquelle les effets du changement climatique sont marqués. A l'échelle de la France, les températures de l'air moyennes annuelles passent ainsi de 12°C pour les chroniques à climat 2000 à 14°C pour le climat 2050 RCP8.5. Les durées des épisodes chauds augmentent également sensiblement. Les températures extrêmes les plus chaudes se font de plus en plus fréquentes dans les scénarios à horizon 2050. Par exemple, le nombre d'heures pour lesquelles la température moyenne de l'air en France dépasse la valeur de 25°C passe de 285 heures en moyenne pour les scénarios 2000 à 515 heures pour le climat 2050 RCP4.5 et 610 heures pour 2050 RCP8.5.

La Figure 20 illustre, l'évolution des températures de l'air et de l'eau sur juillet et août entre les référentiels climatiques utilisés par RTE, pour les centrales fluviales ayant un seuil réglementaire de température. Les températures de l'eau sont calculées grâce à la modélisation (détaillée en partie 3.2) à partir de la température de l'air lissée sur 5 jours. L'évolution des températures est présentée ici seulement pour juillet et août car il s'agit des mois pendant lesquels le risque d'indisponibilité liée à la température est le plus grand. Sur cette période, les températures de l'air au niveau des centrales augmentent de +1,9 °C pour les tirages d'aléas au climat 2050 – RCP4.5 et de +2,6 °C pour le climat 2050 – RCP8.5 par rapport aux données du climat 2000. Cette hausse des températures de l'air entraîne par conséquent une hausse des températures de l'eau des sources froides (en moyenne de +1,7 °C pour le climat 2050 – RCP4.5 et de +2,3 °C pour le climat 2050 – RCP8.5 par rapport au climat 2000).

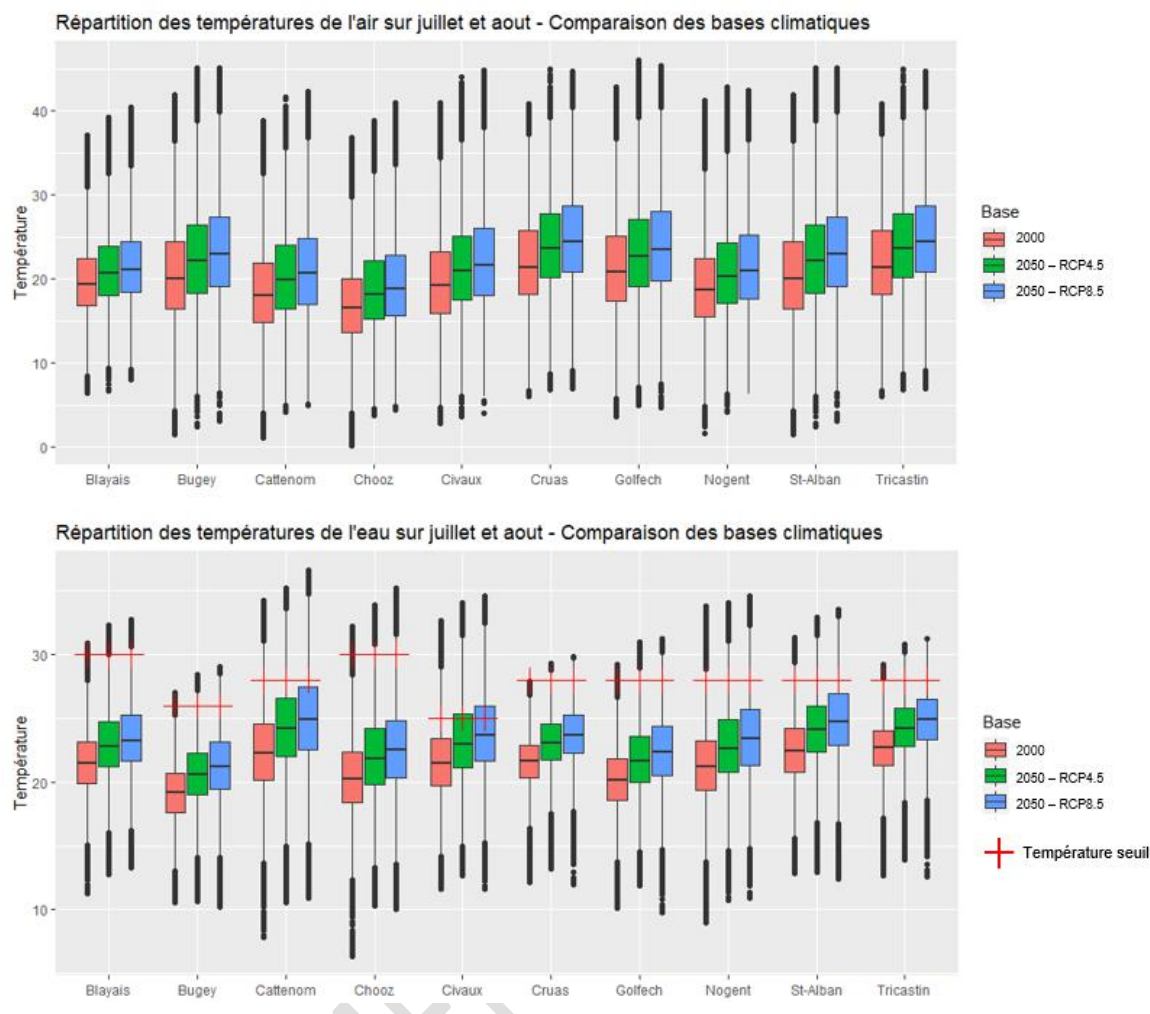


Figure 20: évolution des températures modélisées de l'air et de l'eau des sources froides en fonction des bases climatiques Météo France sur les centrales nucléaires fluviales ayant un seuil réglementaire de température

Le nombre de jours de dépassement du seuil dépend essentiellement de la limite réglementaire de température. C'est pourquoi la source froide en amont de Civaux, qui a une température seuil de 25°C (alors que la majorité des autres centrales ont une température seuil de 28°C), connaît une plus grande durée moyenne de dépassement. Pour autant ce site est très particulier car malgré son seuil très bas, il n'a jamais connu d'indisponibilités climatiques tant sur l'historique issu des registres de transparence (depuis 2015) que depuis 2006 d'après les données du producteur. La centrale est notamment équipée d'un double système de refroidissement qui permet de supprimer tout échauffement dès que la température de la Vienne atteint 25 °C en été²¹.

En reprenant l'exemple de Golfech présenté précédemment et qui a déjà connu des indisponibilités pour cause de dépassement de seuils (environ 40 heures par an par réacteur selon les données du producteur sur 2006-2020), la fréquence de dépassement de seuil pour la température modélisée de la source froide augmenterait tout en restant inférieure à 1% en moyenne (environ 70 heures par an). Cette première analyse est réalisée en prenant le seuil de température réglementaire actuel comme limite et sans avoir analysé les températures lors des indisponibilités passées.

²¹ La centrale nucléaire de Civaux dispose d'aéroréfrigérants dont l'eau tiède issue des purges est refroidie avant rejet au moyen d'un aéroréfrigérant complémentaire (dit « de purge »).

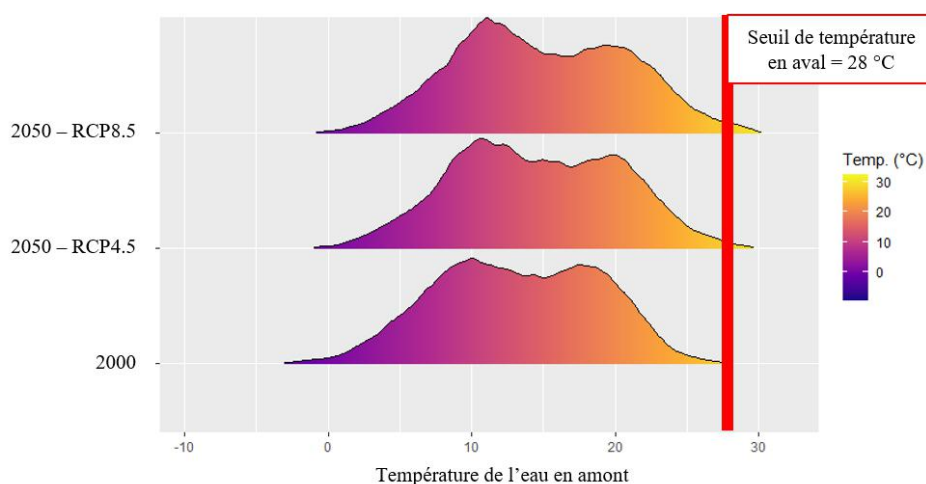


Figure 21 : évolution des températures de l'eau modélisée à partir de la température de l'air (avant calage fin) au niveau de la centrale de Golfech en fonction des scénarios climatiques

Sans modifications techniques ou réglementaires, d'ici l'horizon 2050, l'augmentation des fréquences des épisodes chauds entraînerait mécaniquement une hausse des fréquences de dépassement des seuils règlementaires de température de l'eau en vigueur actuellement. **Le risque d'indisponibilité lié à la température pourrait donc augmenter progressivement de 2000 à 2050, dans l'hypothèse d'un parc inchangé.**

Il convient d'être toutefois prudent sur ces valeurs absolues dans la mesure où :

- le modèle de température doit encore être calé en regard des températures enregistrées lors des épisodes d'indisponibilités passées ;
- une incertitude de 1°C sur le modèle ou une variation de la température seuil de 1°C par exemple peut faire varier sensiblement la fréquence de dépassement (voir Figure 22).

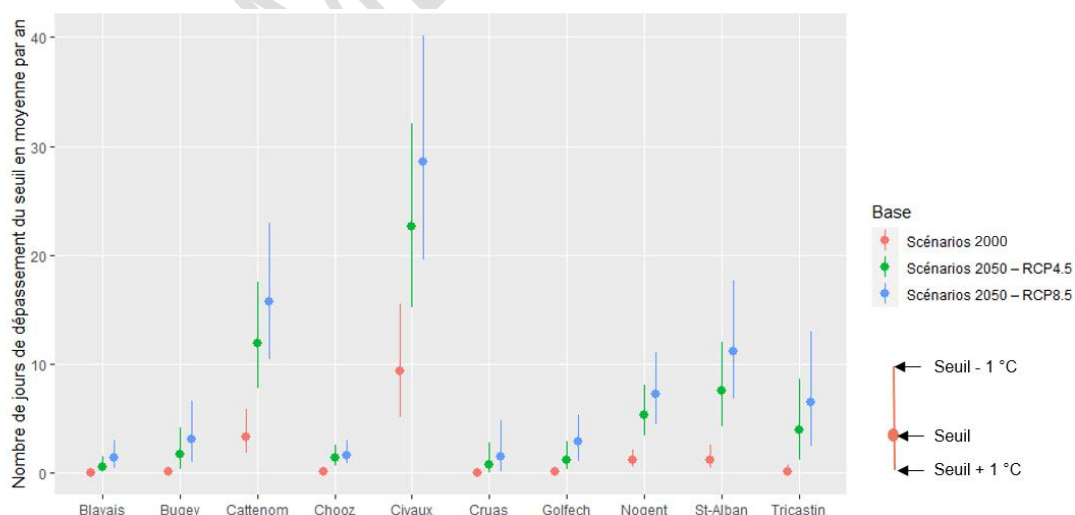


Figure 22 : évolution du nombre de jours de dépassement du seuil de température en moyenne par an en fonction des scénarios sur les centrales nucléaires fluviales ayant un seuil réglementaire de température (calculs issus de la modélisation préliminaire)

En pratique, malgré l'augmentation des températures des sources froides se traduisant par une hausse probable du risque d'indisponibilité climatique, des leviers organisationnels et techniques ou une éventuelle évolution de la réglementation (en lien avec le changement climatique et une connaissance renforcée des impacts environnementaux) pourraient réduire ou compenser cette augmentation de risque d'indisponibilités.

3.2.2 Evolutions envisagées des débits influencés à partir des débits naturels simulés

Les principes de corrélation des indisponibilités pour cause débit avec les débits influencés puis naturels ont été exposés eu § 4.3.

A partir des bases climatiques livrées par météo-France, il est possible de visualiser l'évolution des épisodes d'apparition de faibles débits naturels retraités entre le climat actuel et les deux trajectoires de climat à 2050 et d'en déduire dans quel sens les indisponibilités pour causes débit pourraient évoluer, toutes choses égales par ailleurs et indépendamment d'éventuels leviers techniques développés par le producteur.

Le calcul des occurrences d'indisponibilités nécessite encore des calculs et des travaux de calibrage et à ce stade la restitution se limitera seulement à quelques ordres de grandeurs.

Dans l'exemple de Saint-Alban (centrale en cycle ouvert pour laquelle la contrainte de débit influencé apparaît autour de 425 m³/s), le fonctionnement simultané des deux réacteurs peut être limité par la contrainte d'échauffement de l'eau de refroidissement après mélange. Ce même type de contraintes peut affecter les autres réacteurs fonctionnant en cycle ouvert sur le Rhône comme deux des quatre réacteurs de Bugey et les 4 réacteurs de Tricastin ou encore pour les quatre réacteurs de Blayais dans l'embouchure de la Gironde.

En déclinant la transformation statistique calibrée sur les distributions à climat actuel, les distributions des débits naturels retraités au voisinage de Saint Alban pour les trois bases climatiques sont présentées à la Figure 23.

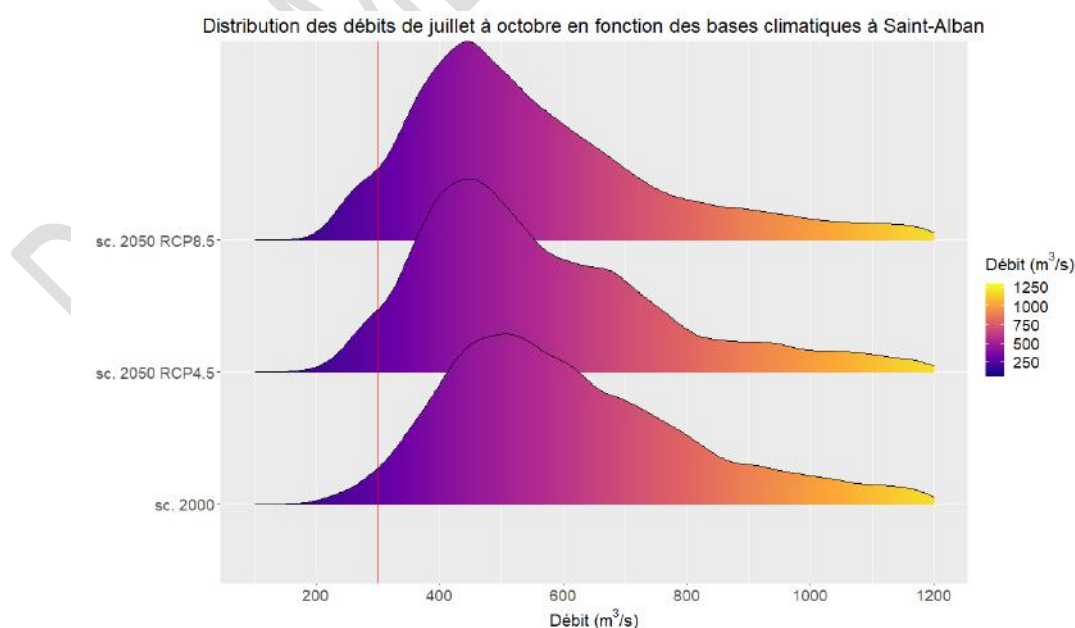


Figure 23 : distribution des débits influencés actuels et futurs déduits des débits modélisés et retraités

Sur cet exemple de Saint Alban, la probabilité de rencontrer un épisode de faibles débits augmente à horizon 2050. Par exemple entre le référentiel climatique actuel et les scénarios 2050 RCP 8,5:

- les débits influencés inférieurs à 425 m³/s sont environ 1,7 fois plus fréquents,
- les débits influencés inférieurs à 300 m³/s sont environ 2,6 fois plus fréquents.

Dans l'exemple de Chooz (réacteur avec un refroidissement à cycle fermé), le fonctionnement de la centrale peut être limité pour respecter un seuil réglementaire explicite de débit (14 m³/s en moyenne journalière ou 22 m³/s sur 12 jours glissant). Ce type de contrainte explicite portant sur des débits minimums de quelques dizaines de m³/s se retrouve sur d'autres centrales comme Cattenom, Civaux, Nogent, Golfech ou la plupart des centrales en bord de Loire.

NB : la centrale de Cruas est également visée par un seuil minimal explicite de débit, mais celui-ci (20m³/s) est près de 10 fois inférieur aux débits les plus faibles observés ou envisagés sur le Rhône.

En déclinant la transformation statistique calibrée sur les distributions à climat actuel, les distributions des débits naturels retraités au voisinage de Chooz évolueraient également. **La fréquence des débits inférieurs à 22 m³/s augmenterait d'un facteur d'environ 2 dans le climat 2050-RCP8.5 par rapport au climat actuel.**

Dans ces conditions, toutes choses égales par ailleurs, et notamment sans mise en place de nouveaux leviers par EDF, pour ces deux premières centrales étudiées, l'occurrence d'indisponibilité pour causes de débit trop faible pourrait augmenter d'un facteur d'environ +50% à +150%.

3.3 Prise en compte de l'évolution du parc nucléaire dans l'analyse

La modélisation retenue par RTE est basée sur l'hypothèse que certaines centrales perdureront avec les mêmes seuils réglementaires qu'aujourd'hui (et ce, même si les conditions climatiques évoluent du fait du réchauffement climatique).

En revanche, les différents sites accueillant des réacteurs nucléaires sont amenés à évoluer dans les différents scénarios de long terme considérés dans l'analyse. Tous les réacteurs existants, notamment pour les centrales en bord de fleuve, seront déclassés au cours des 30 à 40 prochaines années. Par ailleurs, dans certains scénarios, une partie de ces centrales seront remplacées par des EPR en cycles fermés (comme prévu par la réglementation applicable aux nouvelles centrales en bord de fleuve). Pour ces nouveaux réacteurs, il peut être supposé un niveau d'indisponibilité climatique calé sur les performances passées du parc nucléaire²².

De manière générale, la représentation des effets du climat sur la disponibilité du nucléaire dans le Bilan prévisionnel de RTE s'attachera à prendre en compte l'évolution du parc nucléaire (puissance installée et localisation des réacteurs).

A cette fin, une première analyse succincte des changements de puissances thermiques à évacuer, basée sur le scénario d'étude N3 (scénario le plus haut en matière de capacité de nouveau nucléaire), a par exemple été menée pour estimer l'impact de nouveaux EPR sur les sources froides existantes illustrer le type de contraintes pesant sur le dimensionnement du système de refroidissement.

²² Il est supposé qu'en cas de besoin, l'exploitant met en place en phase de construction des leviers techniques permettant d'atteindre une performance technique nominale. Pour rappel, la réglementation prévoit l'ajout systématique d'aéroréfrigérants sur de nouvelles centrales en bord de fleuve.



Figure 24: Hypothèses proposées pour l'implantation de nouveaux EPR dans le scénario N3

Dans ce scénario N3, pour les sites du Tableau 4, l'énergie thermique à évacuer par les eaux de refroidissement retournant dans le cours d'eau sera plus faible avec une paire d'EPR équipés d'aéroréfrigérants qu'avec les réacteurs actuels, fonctionnant pour certains en cycle ouvert²³.

Tableau 4 : sites d'implantation d'EPR du scénario N3 concernés par une diminution de la puissance thermique retournant à la source froide

Sites	Situation actuelle	Situation projetée	Evolution
Dampierre, Cruas	4 réacteurs 900 MW (<290 MWh _{th} retournant vers la source froide)	2 réacteurs de 1650 MWe en cycle fermé (<265 MWh _{th} retournant vers la source froide, voire moins si le rendement est meilleur)	Baisse de la puissance thermique à évacuer
Tricastin, Blayais	4 réacteurs 900 MW (~7200 MWh _{th} retournant vers la source froide)		Baisse de la puissance thermique à évacuer et mode de refroidissement rejetant beaucoup moins de chaleur dans la source froide
Saint Alban	2 réacteurs de 1300 MW (~5200 MWh _{th} retournant vers la source froide)		Faible hausse de la puissance thermique à évacuer compensée par un mode de refroidissement rejetant beaucoup moins de chaleur vers la source froide
Bugey	4 réacteurs 900 MW dont 2 en cycle fermé (<3750 MWh _{th} retournant vers la source froide)		

²³ Le rendement électrique considéré est d'un tiers et pour une centrale équipée d'aéroréfrigérants, 2 à 4% de la puissance thermique du condenseur est évacuée par les eaux de purges vers la source froide²³. Dans ces conditions, les puissances thermiques retournant à la source froide sont calculées en considérant de l'ordre de deux fois la puissance électrique normalisée pour un cycle ouvert et moins de 8 % de la puissance électrique pour un cycle fermé.

Pour les sites du Tableau 5 en revanche, une augmentation de la puissance thermique à évacuer devra être prise en compte dans le dimensionnement du système de refroidissement et/ou par le recours à des leviers techniques :

Tableau 5 : Sites d'implantation d'EPR du scénario N3 concernés par une augmentation potentielle de la puissance thermique retournant à la source froide

Sites	Situation actuelle	Situation projetée	Evolution
Saint Laurent des eaux,	2 réacteurs 900 MW (<150 MWh _{th} retournant vers la source froide)	2 réacteurs de 1650 MWe (<265 MWh _{th} retournant vers la source froide, voire moins si le rendement est meilleur et/ou en fonction du design de l'aéroréfrigérant)	Hausse de la puissance thermique à évacuer, toutes choses égales par ailleurs
Belleville	2 réacteurs 1300 MW (<210 MWh _{th} retournant vers la source froide)		

Cette analyse très sommaire montre que toutes choses égales par ailleurs, pour la majorité (6 sur 8) des sites en bord de fleuve/rivière concernés, l'installation d'une paire d'EPR équipés d'aéroréfrigérants à la place des anciens réacteurs aurait plutôt tendance à réduire l'échauffement de la source froide. Les sites concernés par le passage à un refroidissement en cycle fermé (ce qui implique une consommation d'eau inférieure à 1 m³/s par réacteur) se trouvent sur des fleuves (estuaire de la Gironde et Rhône), donc des sources froides avec des débits importants (le 1^{ier} centile des débits naturels modélisés à Tricastin est par exemple supérieur à 300 m³/s).

3.4 Synthèse, limites et mise en perspective des autres enjeux sur l'équilibre offre-demande

Les premières analyses réalisées et présentées dans les sections précédentes mettent en évidence une augmentation attendue de la fréquence des événements climatiques susceptibles de contraindre la disponibilité des réacteurs nucléaires situés en bord de fleuve ou de rivière. **Selon de premières estimations réalisées sur les référentiels climatiques projetés à l'horizon 2050, la fréquence des indisponibilités liées aux contraintes de débits et de température pourrait être de l'ordre de 2 à 3 fois plus élevée à cet horizon.**

Malgré cette augmentation, les pertes de productible associées devraient rester faibles par rapport au productible annuel (de l'ordre de 1% au maximum). Toutefois, les indisponibilités climatiques pourront se traduire par des baisses de puissance significatives sur certains événements extrêmes (plusieurs gigawatts) comme cela est déjà le cas aujourd'hui, qu'il conviendra de prendre en compte dans l'analyse.

Il convient de noter que dans une approche conservatrice, l'analyse est menée en supposant l'absence de mise en œuvre de leviers techniques ou organisationnels pour l'adaptation des centrales existantes. En pratique, des adaptations organisationnelles (comme la planification des arrêts programmés durant des périodes d'étiage), techniques au niveau du site (amélioration du système de refroidissement) ou au niveau des sources froides (évolution des contraintes réglementaires corrélées au changement climatique ou ajout d'aménagement de régulation hydraulique comme par exemple) seraient envisageables. Il apparaît ainsi que des leviers ont déjà été mis en œuvre par EDF (par exemple le plan grand chaud à Bugey ou le lac artificiel de transit des eaux

de refroidissement qui existe à Cattenom) et pourraient éventuellement être renforcés selon les conséquences du changement climatique.

Enfin, les impacts associés aux indisponibilités climatiques du nucléaire devront s'analyser à l'aune des évolutions de l'ensemble des paramètres de l'équilibre offre-demande (consommation et production). Les périodes d'indisponibilité climatiques du nucléaire, concentrées essentiellement sur l'été et le début de l'automne, ne sont aujourd'hui pas les périodes les plus critiques pour l'équilibre offre-demande électrique. Les analyses du Bilan prévisionnel viseront à identifier si de telles périodes deviennent critiques à des horizons de long terme (horizon 2050 mais aussi sur les échéances intermédiaires comme 2030 ou 2040 pour lesquelles la part de nucléaire existant restera significative dans tous les scénarios). Plusieurs effets pourraient ainsi jouer dans des sens opposés : par exemple le développement de la climatisation qui accroît la demande d'électricité en été et notamment lors des périodes de grand chaud d'une part, et le développement du photovoltaïque qui tend à augmenter la production d'électricité disponible lors des périodes estivales ensoleillées.

Ce sont les modélisations couplant l'ensemble des consommations, capacités de production et de flexibilité avec leurs différents aléas qui permettront de quantifier dans quelles mesures l'impact climatique sur la production nucléaire influe sur l'équilibre du système, avant la mise en œuvre d'éventuelles dérogations d'exploitations et/ou la mise en place de leviers organisationnels ou techniques par l'exploitant.

4. Principes de modélisation des effets du climat sur la production thermique européenne et premiers résultats

L'analyse présentée dans la suite de cette section montre la sensibilité de la puissance disponible des moyens thermiques aux aléas météorologiques, en particulier la température de l'air. A ce stade, l'analyse a été menée sur la base des caractéristiques actuelles des moyens de production thermique.

Des approfondissements ultérieurs, s'appuyant notamment sur les retours de la concertation, conduiront à préciser la sensibilité effective des moyens de production thermique à long terme en tenant compte des spécificités des nouvelles technologies (centrales fonctionnant à l'hydrogène, au biogaz ou à d'autres combustibles décarbonés) et / ou de l'adaptation éventuelle des technologies aux effets du changement climatique.

4.1 Résultats théoriques sur la thermosensibilité des moyens thermiques

Différentes études et publications existantes donnent des éléments d'appréciation des effets de la température d'air sur la puissance de sortie des moyens thermiques (turbine à combustion, turbine à vapeur et cycle combiné au gaz).

Une étude de General Electric intitulée « GE Gas Turbine – Performance Characteristics »²⁴, présente ainsi les facteurs affectant la performance d'une gamme de turbines. Les performances d'une turbine à gaz sont modifiées par tout ce qui affecte la densité et / ou le débit massique de l'admission d'air vers le compresseur. Les conditions météorologiques ambiantes sont donc les changements les plus évidents par rapport aux conditions de référence. La figure suivante illustre ainsi comment la température ambiante affecte la puissance, le taux de chaleur, la consommation de chaleur et le débit d'échappement d'un certain modèle de turbine à gaz. La courbe verte indique donc une perte de puissance de l'ordre de 0,6% par degré d'augmentation de la température d'air.

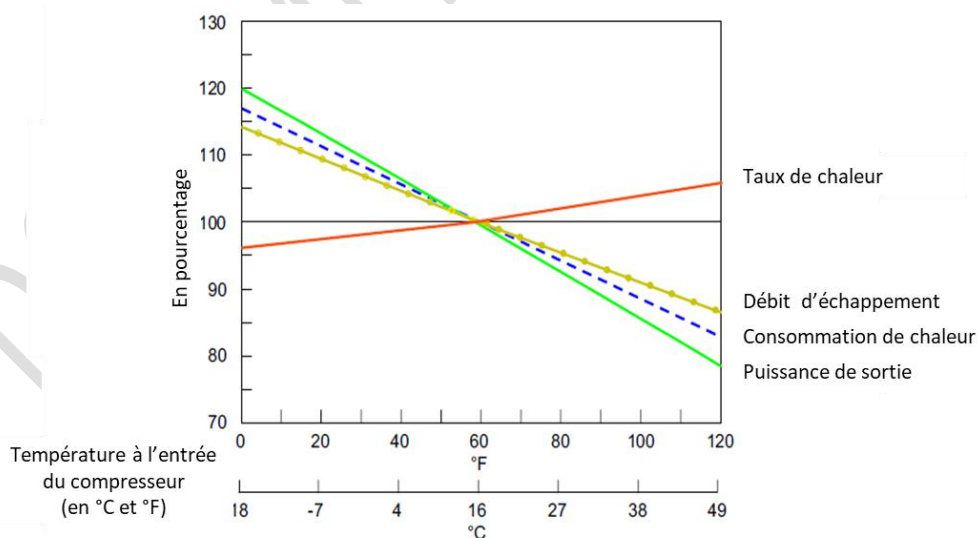


Figure 25 : effet de la température d'entrée sur les performances de la turbine à gaz MS7001 (source : General Electric)

²⁴ [GER-3567H - GE Gas Turbine Performance Characteristics](#)

Dans un article de Thermal Science intitulé *"Impact of the cold end operating conditions on energy efficiency of the steam power plants"* (Lakovic et al.) et publié en janvier 2010, les effets de la température de la source froide sur les performances des turbines à vapeur sont évalués. Les hypothèses retenues dans l'article sont qu'avec une pression croissante dans le condenseur de 1 kPa, le rendement diminue de 1% à 1,5%. L'efficacité en fonction de l'élévation de la température de l'eau de refroidissement est alors obtenue et est représentée sur la figure suivante. Pour les températures d'eau supérieures à 25°C, la perte de rendement est ainsi de 0,4% par degré supplémentaire.

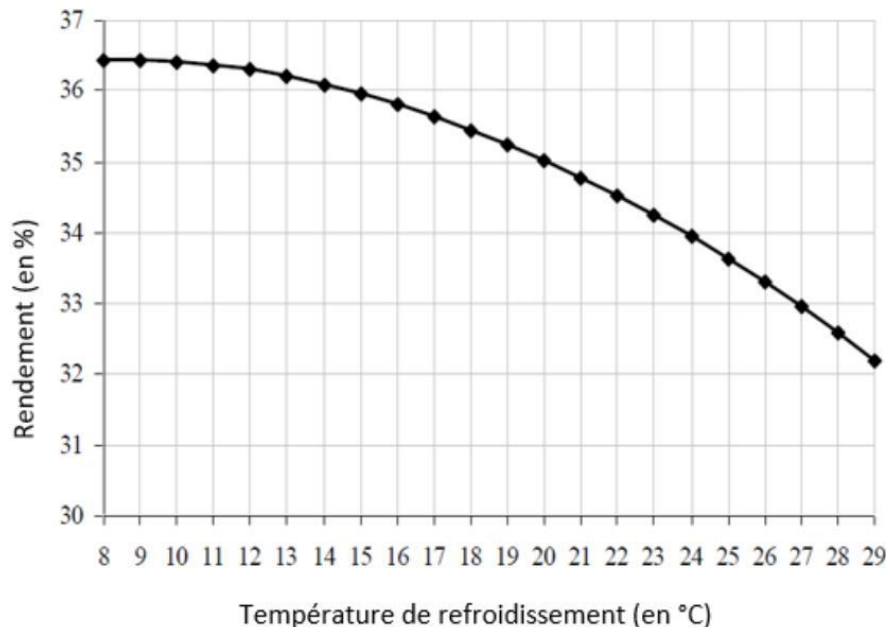


Figure 26 : Evolution du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la température de l'eau de refroidissement (source : Lakovic et al.)

Le rendement d'un cycle combiné gaz se calcule en fonction du rendement du cycle gaz et du rendement du cycle vapeur selon la formule suivante : $\eta_{ccg} = \eta_g + \varepsilon (1 - \eta_g) \eta_v$ avec η_g le rendement de la turbine à gaz, η_v le rendement de la turbine à vapeur et ε l'efficacité du générateur de vapeur récupérateur. L'efficacité du générateur de vapeur récupérateur dépend du cycle vapeur. Cette efficacité est comprise entre 0,80 et 0,95 et peut être considérée comme constante en fonction de la température de la source froide²⁵.

4.2 Résultats observés sur la thermosensibilité des moyens thermiques en France

La mise en relation des données de puissance maximale disponible (PMD) journalières déclarées sur le mécanisme d'ajustement en France et des données de température observées permet d'évaluer la thermosensibilité des cycles combinés au gaz en France.

Cette analyse montre que la relation entre disponibilité du parc de CCG et température de l'air peut être approximée par un modèle polynomial d'ordre 2. Au-delà de 25°C, le modèle obtenu met en évidence une baisse de rendement de l'ordre de 0,6% par degré supplémentaire.

²⁵ Technical Science - *Influence of ambient temperature on HRSG efficiency in ALSTOM combined cycle with gas turbines* - [924324.pdf \(indexcopernicus.com\)](#)

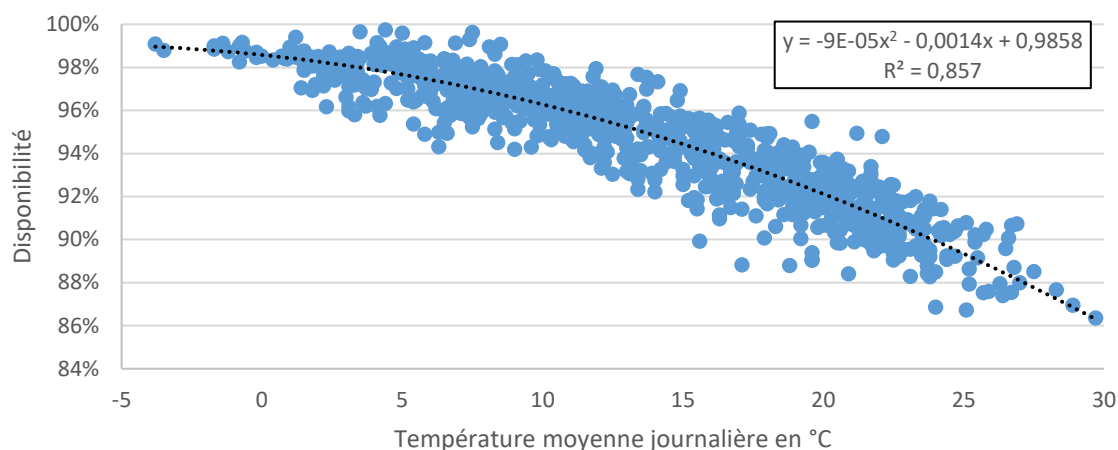


Figure 27: Disponibilité du parc de CCG en France en fonction de la température moyenne de l'air

En considérant deux valeurs usuelles d'efficacité du générateur de vapeurs (de 0,83 à 0,98), la disponibilité modélisée par une courbe de tendance construite à partir des données observées en fonction de la température reste bien encadrée par les disponibilités théoriques.

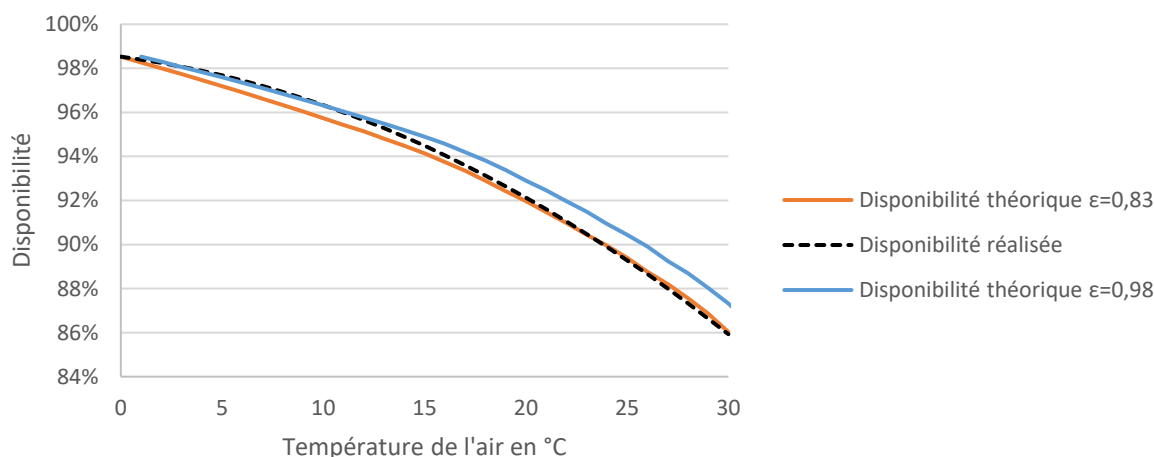


Figure 28: Comparaison des disponibilités théoriques (en fonction de l'efficacité du générateur de vapeur récupérateur ϵ) et observées des cycles combinés gaz en fonction de la température de l'air

Cette modélisation permet alors de déduire des pertes de disponibilité des CCG à partir de variations de températures.

4.3 Résultats observés sur la thermosensibilité des moyens thermiques en Europe

Une analyse similaire a été menée sur la base des données de disponibilité de centrales électriques thermiques dans le reste de l'Europe (disponibilité des centrales au pas horaire, déclarée par les producteurs sur la plateforme *Transparency* de l'ENTSO-E²⁶) en vue d'évaluer la thermosensibilité des filières thermiques correspondantes.

²⁶ Plateforme *Transparency* de l'ENTSOE - [ENTSO-E Transparency Platform](https://transparency.entsoe.eu/)

Pour estimer les variations de rendement à partir des données de production, le maximum de production hebdomadaire divisé par la puissance nominale de la centrale est calculé pour chaque semaine de 2015 à 2020. Ce maximum de production hebdomadaire est relié à la puissance maximale disponible. Comme pour le traitement des PMD sur le parc de CCG en France, les données sont nettoyées des données d'indisponibilité. Cette analyse a été menée pour les filières gaz en Allemagne, en Angleterre, en Espagne, en Italie et en France. Ces données confirment la saisonnalité de la production thermique et permettent d'avoir un ordre de grandeur de la baisse de puissance maximale actuelle entre l'hiver et l'été (voir Figure 29 pour le cas de l'Italie), qui est précisé dans le Tableau 6 pour les différents pays considérés ici.

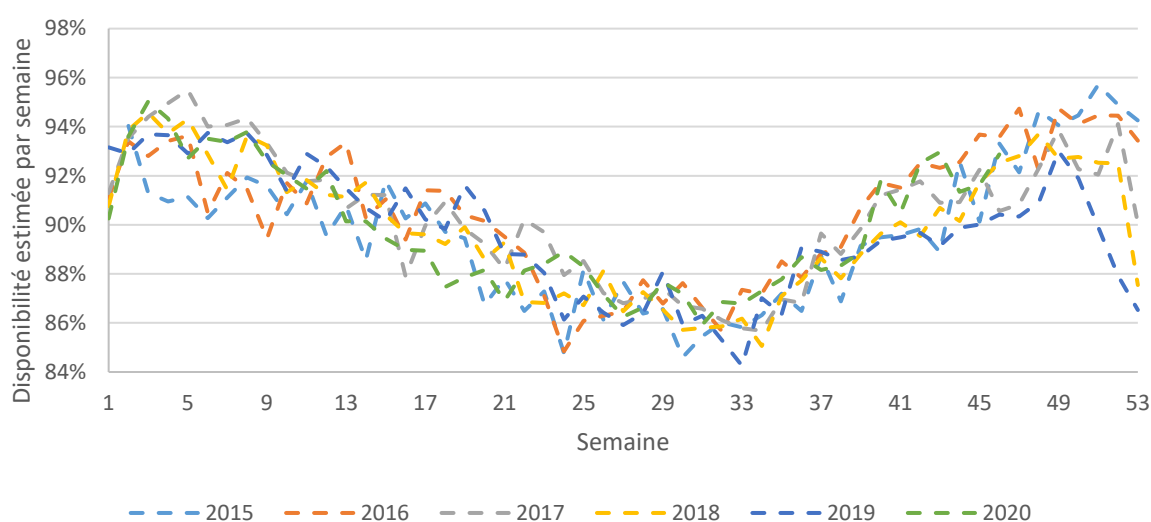


Figure 29: saisonnalité de la production maximale hebdomadaire de la filière gaz en Italie de 2015 à 2020

Tableau 6 : Saisonnalité de la disponibilité estimée – Différence entre l'été et l'hiver sur des filières thermiques en Europe

Filière	Baisse de disponibilité en été par rapport à celle en hiver
Allemagne - Gaz	- 10 %
Angleterre - Gaz	- 8 %
Espagne - Gaz	- 9 %
Italie - Gaz	- 10 %
France - Gaz	- 13 %

4.4 Principes de modélisation des effets du climat sur la production thermique à long terme

Les effets du changement climatique sur la température en France sont significatifs à l'horizon 2050.

L'évolution des températures moyennes entre les scénarios est représentée sur la Figure 30. A l'échelle de la France, la hausse des températures de l'air entre les tirages d'aléas météorologiques du climat 2000 et ceux des climats projetés à 2050 n'est pas linéaire sur l'année :

- Pour le climat 2050 - RCP4.5, les températures moyennes mensuelles augmentent entre +0,8°C sur le mois de novembre et +1,5°C sur le mois de février par rapport au climat 2000.
- Pour le climat 2050 - RCP8.5, les températures moyennes mensuelles augmentent entre +0,9°C sur le mois de mai et +2,0°C sur le mois d'août par rapport au climat 2000.

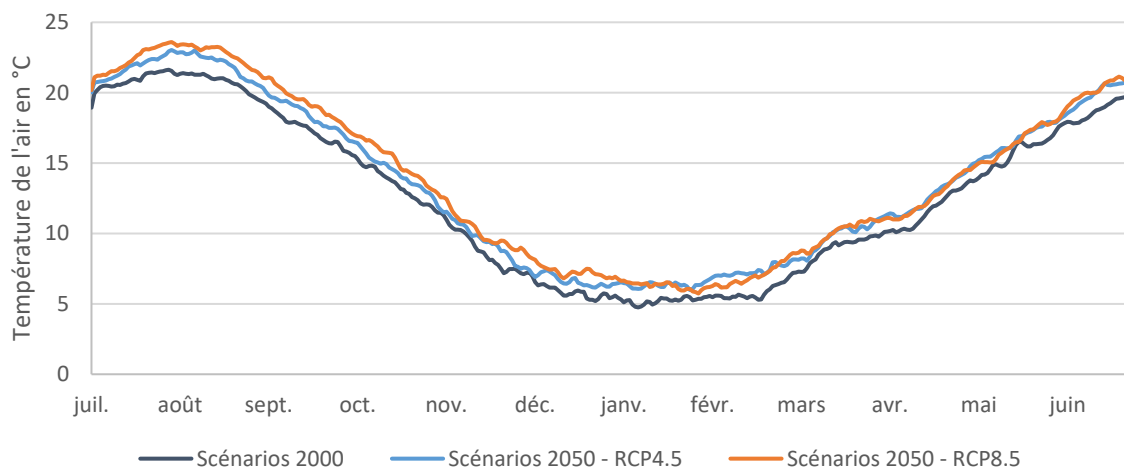


Figure 30: comparaison des températures moyennes journalières de l'air en fonction de scénarios en France

En transposant les résultats observés du paragraphe 4.2 aux différents référentiels climatiques, la hausse des températures entraînerait alors une baisse de la disponibilité modérée du parc de cycles combinés au gaz en France (Figure 31).

Pour le climat 2050 RCP4.5, cette baisse serait en moyenne de 0,4% par rapport au climat 2000 (avec de -0,2% en décembre à -0,6% en août). Pour le climat 2050 RCP8.5, la baisse serait en moyenne de 0,5% par rapport au climat 2000 (de -0,3% en janvier à -1,0% en août).

En moyenne, les baisses de rendement de la production thermique liées au réchauffement climatique et modélisées à l'horizon 2050, sont donc non négligeables mais restent toutefois relativement limitées au regard des problématiques de dimensionnement du parc de production.

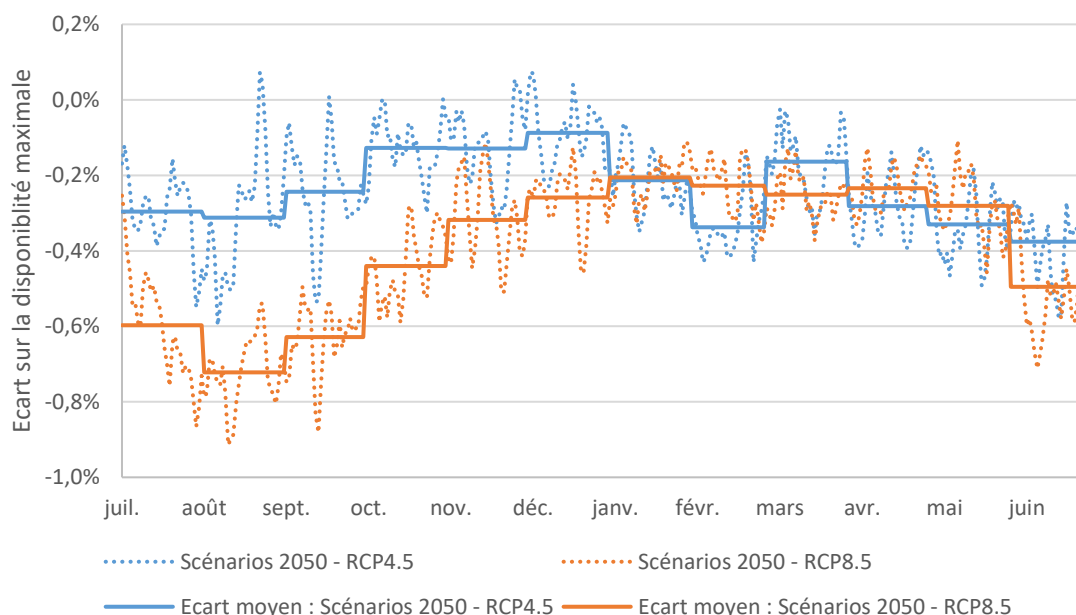


Figure 31: Écart des disponibilités moyennes journalières des scénarios 2050 par rapport aux scénarios 2020 en France

Pour évaluer les évolutions sur les événements les plus chauds, les 9^{èmes} déciles des températures journalières de l'air pour chaque référentiel climatique ont également été comparés. A l'échelle de la France, ils passent de 16°C pour le climat 2000 à 17,7°C pour le climat 2050 RCP4.5 et à 18,1°C pour le climat 2050 RCP8.5. La hausse des températures pour ces événements chauds est donc comparable à la hausse des températures moyennes.

En termes de disponibilité du parc de cycle combiné au gaz en France, l'écart augmente légèrement. Pour les scénarios 2050 RCP4.5, la disponibilité diminue en moyenne de 0,8% par rapport au climat 2000 (de -0,4% en novembre à -1,5% en août). Pour les scénarios 2050 RCP8.5, elle diminue en moyenne de 1,0% par rapport aux scénarios 2000 (de -0,6% en janvier à -2,0% en août).

En pratique, la baisse de disponibilité du parc de centrales thermiques en France (hors nucléaire), à long terme en lien avec le changement climatique, apparaît donc comme un enjeu a priori mineur. Par rapport à des baisses de puissance maximale qui sont dès aujourd'hui autour de 10% en été, le réchauffement climatique conduirait donc à une baisse supplémentaire de puissance disponible d'environ 1 point au maximum.

A l'échelle européenne, les variations de puissance disponibles seront néanmoins non négligeables et doivent donc être prises en compte : en déclinant ces principes à la maille des principaux pays modélisés pour lesquels la capacité thermique installée cumulée pourrait s'élever à horizon 2050 à plus d'une centaine de gigawatts, la perte de disponibilité estivale pourrait représenter plus d'une dizaine de gigawatts dont potentiellement de l'ordre de 1 GW du fait du réchauffement climatique.

Annexe 1. Contraintes réglementaires pour les réacteurs nucléaires situés en bord de fleuve

Le Tableau 7 présente les contraintes réglementaires actuelles sur les débits et températures pour les centrales en bord de fleuve. Celui-ci regroupe les principales limites (en général exprimées en moyennes journalières) définies par des décisions de l'ASN (et pour Blayais par un arrêté ministériel).

Les températures de rejet s'entendent après mélange à différents points de mesures spécifiés pour chaque centrale.

Tableau 7: contraintes réglementaires liées au débit, à la température et à l'échauffement pour les centrales en bord de fleuves et rivières, hors régimes exceptionnels.

	Température	Débit
Blayais (Gironde)	$\Delta T \leq 11^{\circ}\text{C}$ Taval $\leq 30^{\circ}\text{C}$ Du 15/5 au 15/10 : Trejet $\leq 36.5^{\circ}\text{C}$ Du 16/10 au 14/5 : Trejet $\leq 30^{\circ}\text{C}$	Prélèvement $\leq 180\text{m}^3/\text{s}$
Bugey (Rhône)	Du 16/9 au 30/4 : $\Delta T \leq 7^{\circ}\text{C}$ et Taval $\leq 24^{\circ}\text{C}$ Du 1/5 au 15/9 : $\Delta T \leq 5^{\circ}\text{C}$ et Taval $\leq 26^{\circ}\text{C}$	Prélèvement $\leq 106\text{m}^3/\text{s}$
Cattenom (Moselle)	Si Tamont $\leq 28^{\circ}\text{C}$: $\Delta T \leq 1.5^{\circ}\text{C}$ et Taval $\leq 28^{\circ}\text{C}$ Si Tamont $> 28^{\circ}\text{C}$: $\Delta T = 0^{\circ}\text{C}$	Prélèvement $\leq 9.5\text{m}^3/\text{s}$ Daval $> 9\text{m}^3/\text{s}$ Obligation de compensation si le débit de à la frontière est inférieur à $26\text{m}^3/\text{s}$
Chooz (Meuse)	Si Tamont $\leq 26^{\circ}\text{C}$: $\Delta T \leq 3^{\circ}\text{C}$ et Taval $\leq 28^{\circ}\text{C}$ Si Tamont $> 26^{\circ}\text{C}$: $\Delta T \leq 2^{\circ}\text{C}$ et Taval $\leq 30^{\circ}\text{C}$	Prélèvement $\leq 7\text{ m}^3/\text{s}$ Evaporation $\leq 2.1\text{m}^3/\text{s}$ Si le débit aval est compris entre 20 et $22\text{m}^3/\text{s}$ en moyenne sur 12 jours : évaporation $\leq 5\%$ du débit Si le débit aval est inférieur à $20\text{m}^3/\text{s}$ en moyenne sur 12 jours ou à $14\text{m}^3/\text{s}$ en moyenne journalière : évaporation = 0
Civaux (Vienne)	Si Tamont $< 25^{\circ}\text{C}$: $\Delta T \leq 2^{\circ}\text{C}$ et Taval $\leq 25^{\circ}\text{C}$ Sinon : $\Delta T = 0^{\circ}\text{C}$	Prélèvement $\leq 6\text{m}^3/\text{s}$ Evaporation $\leq 1.7\text{m}^3/\text{s}$ Daval $\geq 10\text{m}^3/\text{s}$
Cruas (Rhône)	$\Delta T \leq 1^{\circ}\text{C}$ Taval $\leq 28^{\circ}\text{C}$	Prélèvement $\leq 20\text{ m}^3/\text{s}$
Golfech (Garonne)	Taval $\leq 28^{\circ}\text{C}$ du 1/10 au 31/5 : $\Delta T \leq 2^{\circ}\text{C}$ Du 1/6 au 30/9 : $\Delta T \leq 1.5^{\circ}\text{C}$	Prélèvement $\leq 9.8\text{m}^3/\text{s}$ Evaporation $\leq 2.4\text{m}^3/\text{s}$ Compensation obligatoire du 1/7 au 31/10 si Daval $\leq 85\text{m}^3/\text{s}$ Restriction possible si D $\leq 49\text{m}^3/\text{s}$
Nogent (Seine)	Taval $\leq 28^{\circ}\text{C}$ Si D $< 20\text{m}^3/\text{s}$: $\Delta T \leq 4^{\circ}\text{C}$ Sinon : $\Delta T \leq 3^{\circ}\text{C}$ du 1/11 au 31/5 : Trejet $\leq 30^{\circ}\text{C}$ Du 1/6 au 31/10 : Trejet $\leq 35^{\circ}\text{C}$	Prélèvement $\leq 7\text{m}^3/\text{s}$ Evaporation $\leq 1.85\text{m}^3/\text{s}$ Restriction à $1.7\text{m}^3/\text{s}$ si le débit à Pont sur Seine est inférieur à $15\text{m}^3/\text{s}$. Daval $> 8\text{m}^3/\text{s}$
Saint-Alban (Rhône)	Du 1/10 au 15/5 : $\Delta T \leq 4^{\circ}\text{C}$ et Taval $\leq 26^{\circ}\text{C}$ Du 16/5 au 30/9 : $\Delta T \leq 3^{\circ}\text{C}$ et Taval $\leq 28^{\circ}\text{C}$	Prélèvement $\leq 140\text{m}^3/\text{s}$
Tricastin (Rhône)	Taval $\leq 28^{\circ}\text{C}$ Si D $< 480\text{m}^3/\text{s}$: $\Delta T \leq 6^{\circ}\text{C}$ Sinon : $\Delta T \leq 4^{\circ}\text{C}$	Prélèvement $\leq 195\text{m}^3/\text{s}$

Belleville (Loire)	Si D < 100m ³ /s et Taval < 15°C : $\Delta T \leq 1.5^\circ\text{C}$ Sinon : $\Delta T \leq 1^\circ\text{C}$	Prélèvement $\leq 10.5\text{m}^3/\text{s}$ Restriction possible à 2.5m ³ /s si le débit à Gien est inférieur à 43m ³ /s.
Chinon (Loire)	Si D < 100m ³ /s et Taval < 15°C : $\Delta T \leq 1.5^\circ\text{C}$ Sinon : $\Delta T \leq 1^\circ\text{C}$	Prélèvement $\leq 8.6\text{m}^3/\text{s}$
Dampierre (Loire)	Si D < 100m ³ /s et Taval < 15°C : $\Delta T \leq 1.5^\circ\text{C}$ Sinon : $\Delta T \leq 1^\circ\text{C}$	Prélèvement $\leq 12.3\text{m}^3/\text{s}$ Restriction possible à 3m ³ /s si le débit à Gien est inférieur à 43m ³ /s.
St Laurent (Loire)	Si D < 100m ³ /s et Taval < 15°C : $\Delta T \leq 1.5^\circ\text{C}$ Sinon : $\Delta T \leq 1^\circ\text{C}$	Prélèvement $\leq 7\text{m}^3/\text{s}$ Restriction possible à 1.5m ³ /s si le débit à Blois est inférieur à 46m ³ /s.

En dehors de ces limites, la réglementation prévoit des dispositions réglementaires particulières et temporaires pour des situations climatiques exceptionnelles et des situations exceptionnelles.

Si des conditions climatiques exceptionnelles se cumulent avec une réquisition par RTE (pour des besoins locaux de plan de tension par exemple), des valeurs limites applicables en conditions exceptionnelles sont prévues par la réglementation (pouvant se traduire par une relaxation d'une température limite de 1 ou 2 °C selon les sites). Cette disposition prévue par une évolution du cadre réglementaire en 2006 a été activée une fois pour Golfech à partir du 6 août 2018 durant 36 heures.

Si du fait d'une situation exceptionnelle (ex. canicule et/ou sécheresse), la poursuite du fonctionnement d'une INB²⁷ nécessite une modification temporaire de certaines prescriptions (ex. en cas de températures en amont supérieures aux prescriptions des CNPE, seul un échauffement sera retenu) et si ce fonctionnement constitue une nécessité publique, un dossier au titre de l'article R. 593-40 alinéa II du Code de l'environnement sera déposé auprès de l'ASN et du ministère de la Transition écologique.

A ce jour, cette disposition n'a pas été activée, la période estivale étant peut contrainte du point de vue de l'équilibre offre-demande électrique.

Tableau 8 : Maxima de puissance indisponible annuels par ordre décroissant

Année	Date et heure	Puissance indisponible	Réacteurs indisponibles ou dont la puissance a été réduite
2019	25 juillet 13h00 - 15h00	6 146 MW	Golfech 1 & 2, Dampierre 3 & 4, Tricastin 3 & 4, St Alban 1 & 2, Belleville 1
2018	5 août 18h30 - 22h30	5 700 MW	St Alban 1 & 2, Bugey 2 & 3, Fessenheim 1 & 2, Blayais 2 & 3
2020	26 août 01h00 - 07h00	4 600 MW	St Alban 2, Blayais 2, Chooz 1 & 2
2015	22 juillet 15h30 - 16h30	3 675 MW	St Alban 1 & 2, Bugey 2 & 3,
2017	26 août 00h00 - 12h00	2 540 MW	St Alban 2, Bugey 2, Tricastin 2
2016	6, 7, 10 octobre 4 novembre	1 075 MW	St Alban 2

²⁷ Applicable pour Bugey, Cattenom, Cruas, Chooz, Golfech, Nogent, Saint-Alban et Tricastin, en pratique jamais activée.

Annexe 2. Calcul de la relation entre débit, échauffement maximal et production disponible

La réglementation prévoit également des seuils d'échauffement maximal de l'eau de la source froide en aval des centrales nucléaires. La traduction de ces seuils en relation entre le débit et la production maximale n'est pas immédiate et nécessite alors de fixer quelques hypothèses et de passer par une étape de calcul.

Méthode de calcul :

La puissance thermique évacuée par un refroidissement en circuit ouvert peut être estimée par la formule suivante :

$$P_{th} = CD_{prélevé} (T_{sortie} - T_{entrée})$$

Avec $C = 4,18 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{K}^{-1}$ la capacité thermique de l'eau.

Les centrales fluviales doivent respecter une limite d'échauffement ΔT_{max} . Connaissant le débit instantané, cette limite peut se traduire par une puissance maximale autorisée :

$$P_{th} < CD_{fleuve} \Delta T_{max}$$

En considérant que la centrale nucléaire a un rendement de l'ordre de 33 %, la puissance thermique évacuée peut être reliée à la puissance électrique :

$$P_{th} \approx \frac{C}{2} P_{elec}$$

La puissance électrique maximale atteignable peut alors être exprimée par rapport à la limite d'échauffement et le débit instantané :

$$P_{max} = 2\Delta T_{max} D_{fleuve}$$

Annexe 3. Données de l'AIEA sur les indisponibilités liées à l'environnement

L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) publie annuellement des données sur les indisponibilités des réacteurs nucléaires en service dans le monde. Une des catégories utilisées par l'AIEA peut s'apparenter aux indisponibilités climatiques étudiées ici : "*Environmental conditions (lack of cooling water due to dry weather, cooling water temperature limits, flood, storm, lightning, etc.)*". Seules les indisponibilités totales sont décomptées. Ces données permettent d'apporter un point de comparaison pour les réacteurs français en 2019²⁸.

Tableau 9 : Comparaison des indisponibilités climatiques / environnementales par centrale en 2019

En heures	Indisponibilités liées à l'environnement identifiées par l'AIEA	Indisponibilités « climatiques » totales (identifiées par mots clés sur la base REMIT)
BELLEVILLE-1	16	
BLAYAIS-3	10	
BLAYAIS-4	82	
BUGEY-2	17	
CATTENOM-4	0	48
CHOOZ B-2	446	446,25
CRUAS-1	442	
CRUAS-2	615	
CRUAS-3	760	
CRUAS-4	676	
DAMPIERRE-1	115	
DAMPIERRE-2	12	
FLAMANVILLE-2	83	
GOLFECH-1	134	134
GOLFECH-2	111	111,5
GRAVELINES-1	13	
GRAVELINES-5	55	
GRAVELINES-6	6	
PALUEL-3	32	
PALUEL-4	66	
ST. ALBAN-1 ²⁹	0	
ST. ALBAN-2	0	
TRICASTIN-1	47	
TRICASTIN-4	15	15

A l'exception de Cattenom 4, les durées calculées à partir des indisponibilités REMIT sont précisément corroborées par les données de l'AIEA. L'inverse n'est pas vrai : l'AIEA relève des indisponibilités totales, parfois très longues, qui n'apparaissent pas dans les données collectées. Cela peut s'expliquer par la nature de l'indisponibilité qui peut être intégrée dans les causes environnementales dans l'analyse de l'AIEA mais pas dans les indisponibilités dites « climatiques » identifiées par RTE : ceci est par exemple le cas pour les réacteurs de Cruas, arrêtés de manière préventive pendant plusieurs semaines pour des contrôles à la suite du tremblement de terre du Teil du 11 novembre. En sens inverse, l'indisponibilité climatique de Cattenom 4 à la fin de septembre 2019, absente des données de l'AIEA, est confirmée

²⁸ https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/OPEX_2020_web.pdf

²⁹ Suite aux contraintes de débit faible, la centrale de Saint Alban a bien subi des baisses de puissances (cf §2.3), mais pas d'arrêt complet

par un communiqué d'EDF³⁰. Une définition plus large des indisponibilités comptabilisées pourrait ainsi être à l'origine de ces écarts, expliquant par exemple la présence de réacteurs de bord de mer.

Une des limites de l'analyse réside dans les arrêts de centrales nucléaires lors des périodes sensibles climatiquement, pour des raisons autres que climatique (rechargement en combustible, maintenance...). Il est donc difficile d'isoler totalement la variable climatique. Une autre limite de l'analyse est la qualité de la source initiale des données. En effet, les déclarations d'indisponibilités ne sont disponibles que sur 6 années de 2015 à 2020 ce qui limite la portée de l'étude. De plus, des nuances de définition peuvent conduire à affecter des causes différentes à une indisponibilité.

³⁰ <https://www.edf.fr/groupe-edf/nos-energies/carte-de-nos-implantations-industrielles-en-france/centrale-nucleaire-de-cattenom/actualites/l-unite-de-production-ndeg4-connectee-au-reseau-electrique-national>

Annexe 4. Recalage des débits naturels sur les débits observés.

La méthode CDFt permet de calibrer les distributions des débits simulés par Météo-France pour les recaler sur les débits observés. La Figure 32 illustre comment la méthode permet de recaler les débits simulés sur les observations pour la période 2000-2015.

Par apprentissage sur des données passées, ce type de correction prend par exemple en compte qu'autour des 600 m³/s, les débits sont environ 50% plus fréquents dans la réalité que les débits simulés avant recalage.

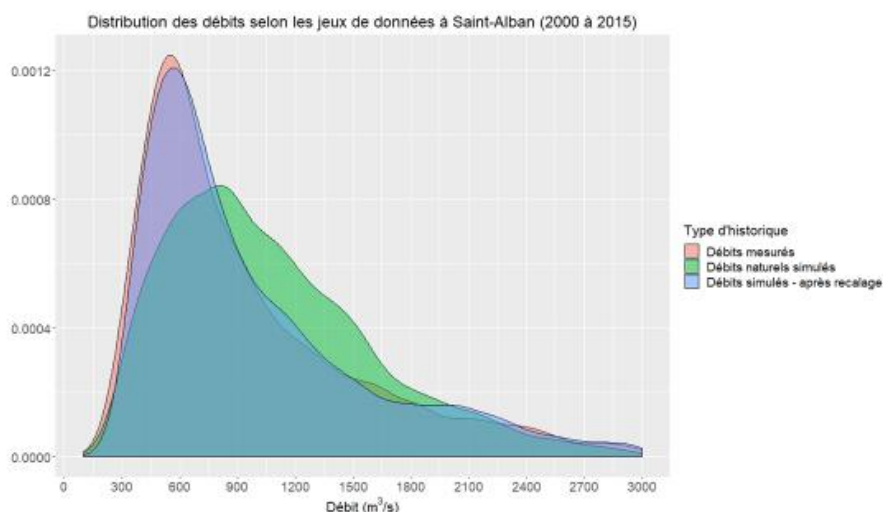


Figure 32: distribution des débits observés (rouge) et simulés par Météo-France sur la période 1986-2015 avant (vert) et après (bleu) recalage sur les observations. Centrale de St Alban.

La Figure 33 présente les débits des trois bases climatiques de Météo-France pour St Alban, après application du recalage CDFt. Celle-ci met en évidence une légère diminution des débits avec en particulier une augmentation de la fréquence des situations de faibles débits à l'horizon 2050.

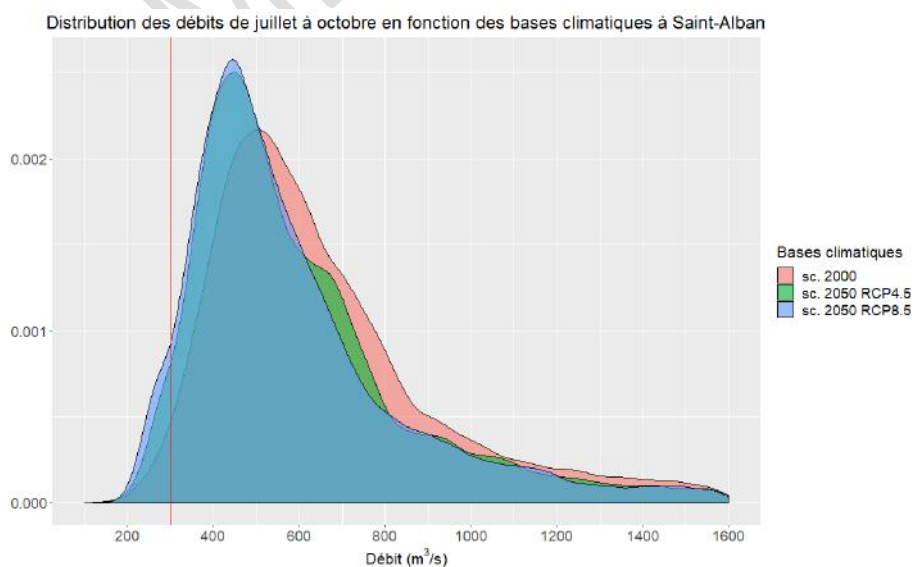


Figure 33: distribution des débits simulés, corrigés par la méthode CDFt, pour les 3 bases climatiques de Météo-France : référentiel 2000, référentiel 2050-RCP4.5 et référentiel 2050-RCP8.5 pour la centrale de St Alban