

## Annexe

### Principe de calcul – Résumé des hypothèses principales – Incertitudes – Observations

Étienne Beeker, Département Développement durable et numérique,  
avec la participation de Marie Dégremont,

15 janvier 2021

À l'horizon 2030-2035, des déclassements importants de puissance pilotable sont prévus en Europe (en Allemagne, la sortie du nucléaire est prévue avant 2022 et la sortie totale du charbon en 2038, la sortie totale du fossile et la réduction à 50 % du nucléaire en France, la sortie du fossile et du nucléaire en Belgique...). Des études d'adéquation détaillées ont été réalisées pour les cinq années à venir, mais généralement pas au-delà. C'est ce qui a motivé cette investigation et un calcul même simplifié, afin de déterminer si des marges négatives n'apparaissent pas, qui soient suffisamment importantes pour jeter le doute sur la couverture du risque pour tous les scénarios probabilistes.

### Hypothèses principales

Une feuille de calcul, fournie à la fin de cette annexe, a été établie en ce sens pour observer l'adéquation offre/demande sur la période 2020-2035. Pour chacune des années 2020, 2025, 2030 et 2035, les hypothèses de trois entités européennes en charge des études prévisionnelles sur la sécurité d'approvisionnement de leur pays ont été compilées :

- RTE - Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - ÉDITION 2019 ;
- Elia (2019), *Adequacy and flexibility study for Belgium 2020–2030* ;
- *Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten*, janvier 2019, pour le compte du BMWi (Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, ministère de l'Économie et de l'Énergie).

Les données recensées et renseignées dans la feuille de calcul portent sur l'évolution des mix des six pays frontaliers de la France (Royaume-Uni inclus mais hors Luxembourg). Cela constitue le « **scénario technique** ». De nombreuses hypothèses étant manquantes ou non publiées dans les études des GRT (en particulier au-delà de 2030), France Stratégie a été amenée à faire des choix ou à définir les siennes propres en s'appuyant sur des études scientifiques comme celle de l'EWI de Cologne en Allemagne, selon :

- un « **scénario probable** », basé sur des estimations prolongeant une tendance « naturelle » du scénario technique ou appliquant des objectifs légaux (exemple : 50 % de nucléaire en France en 2035) ;
- un « **scénario possible** », basé sur des estimations à dire d'expert de France Stratégie.

Les données portent sur les puissances :

- installées en moyens pilotables : charbon/lignite, gaz, nucléaire, grand hydraulique et autres (biomasse) ;
- installées en ENRi : éolien terrestre, maritime, solaire photovoltaïque ;
- de flexibilité à court terme (stockage et effacements) ;
- de demande de pointe moyenne (les demandes moyennes et en creux sont rappelées pour mémoire) ;
- pour la France, le niveau d'interconnexion avec ses voisins est mentionné pour information, son utilisation lors des périodes de tension ne pouvant pas être évaluée sans modèles adaptés.

La France et l'Allemagne sont les deux pays dont l'évolution du mix a un impact fort au niveau européen, et les hypothèses sur les vitesses de déclassement du nucléaire en France (-21 GW en 2035 pour atteindre 50 %) et du charbon/lignite en Allemagne (sortie en 2038) diffèrent selon les instituts. Les tableaux 1 et 2 suivants les résument :

**Tableau 1 – Hypothèses de déclassement du nucléaire en France**

En gras les hypothèses retenues par France Stratégie dans la feuille de calcul

<b>GW</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
<b>RTE (PPE)</b>	<b>61,4</b>	<b>63</b>	<b>58</b>	<b>52</b>
<b>BMWi (Allemagne)</b>	61,4	52,2	37,6	
<b>Elia (Belgique)</b>	61,4	52,2	63	59,3

**Tableau 2 – Hypothèses de déclassement du charbon/lignite en Allemagne**

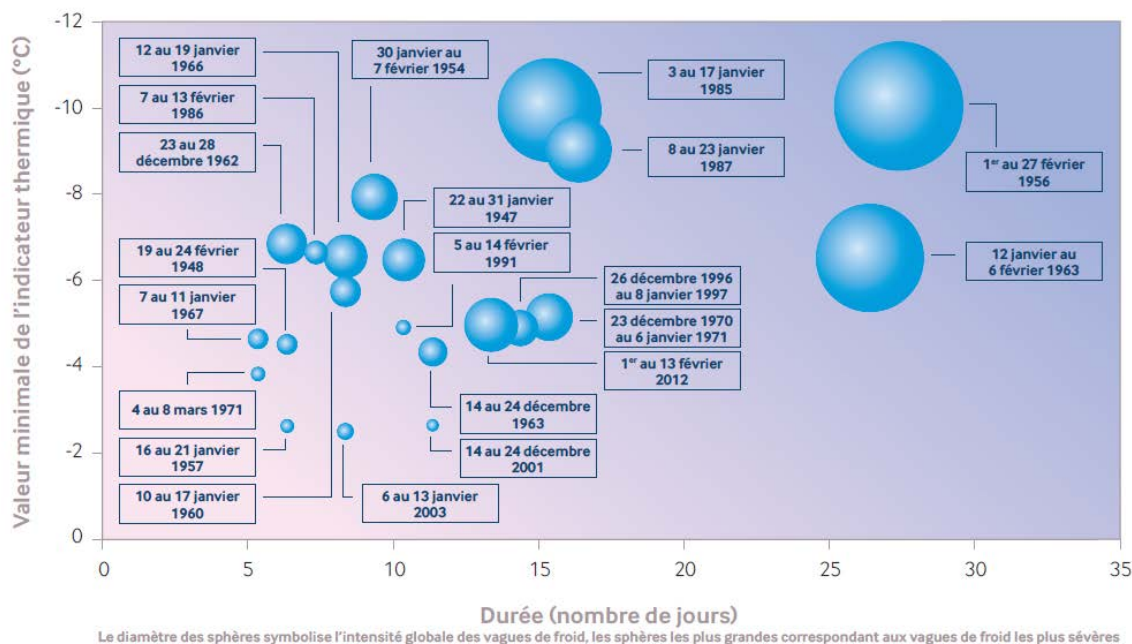
En gras les hypothèses retenues par France Stratégie dans la feuille de calcul

<b>GW</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
<b>BNetzA (Régulateur)</b>	<b>39</b>	<b>23,9</b>	<b>17,0</b>	<b>6</b>
<b>BMWi (Ministère)</b>	39,5	35,0	27,0	
<b>Elia</b>	34,5	25,2	17,0	

## Établissement des bilans offre/demande à la pointe

Une étude d'adéquation offre/demande doit habituellement impliquer des tirages probabilistes que seuls les GRT et les groupes d'étude spécialisés sont capables d'effectuer car cela nécessite de compiler des quantités très importantes de données. Ces tirages s'appuient sur des chroniques climatiques observées dans le passé, comme celles représentées dans la figure 1 qu'il reste à coupler avec la ventosité pendant ces périodes.

Figure 1 – Vagues de froid en France, période 1947-2017



Source : Météo France

C'est de cette façon qu'opère RTE qui en déduit un certain nombre de paramètres qu'il introduit ensuite dans son mécanisme de capacités<sup>1, 2</sup>, principalement l'obligation de capacité totale pour la France qui correspond à l'évaluation que RTE fait de la pointe de demande moyenne et de « crédits de capacité ». Ceux-ci représentent le pourcentage de la capacité totale installée d'un moyen de production disponible pour la production d'électricité à un certain niveau de confiance, qui lui-même dépend du critère que l'on applique à la sécurité d'approvisionnement (en France moins de trois heures par an en moyenne). Cette méthode est utilisée par RTE, à l'instar de divers autres pays européens, dans son mécanisme de capacités afin d'évaluer la puissance moyenne garantie qui doit être fournie par les acteurs obligés. Les effacements participent au mécanisme de capacités et sont donc assimilés à un moyen de production.

Cette modélisation reste indicative car il est très difficile d'agrèger en un coefficient la probabilité d'occurrence d'un phénomène et ses conséquences pour le système (par exemple, une période de froid sans vent et longue aura une probabilité faible mais un impact très grave sur la sécurité d'approvisionnement). RTE établit ces coefficients après avoir effectué de nombreuses évaluations croisant des chroniques climatiques, d'évolution de la demande et du mix de production.

<sup>1</sup> RTE, Bilan prévisionnel 2019, Rapport technique, page 31.

<sup>2</sup> Pour une définition plus détaillée : <https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/participez-au-mecanisme-de-capacite.html>

Dans sa feuille de calcul, France Stratégie a reconstitué le fonctionnement de ce mécanisme de capacités et l'a appliqué aux sept pays étudiés. Les hypothèses retenues pour la demande de pointe moyenne sont fondées sur celles des publications des organismes en charge de l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement (GRT, régulateur ou ministère) ou d'organismes académiques. Les « crédits de capacité » sont basés sur diverses publications scientifiques (dont les références figurent ci-dessous) et celles évaluées par RTE. Les valeurs suivantes ont été retenues :

- 85 % pour tous les moyens conventionnels. Dans le cas du nucléaire français ce chiffre est trop élevé pour 2020, mais il a été conservé afin d'être homogène au BP 2019 de RTE qui a été établi avant la crise sanitaire. Pour les années suivantes, ce chiffre apparaît également élevé pour deux raisons. D'une part, la PPE estime la puissance nucléaire installée en 2035 à 52 GW, ce qui, pour se conformer à l'objectif légal de 50 % de nucléaire à cette date, implique un facteur de charge extrêmement bas ne dépassant pas 50 % pour certaines tranches, soit celui d'un moyen de semi-base. D'autre part, le « grand carénage » qu'aborde le parc nucléaire dans la décennie qui vient doit diminuer significativement sa disponibilité, surtout si l'on tient compte des nouvelles conditions que l'Autorité de sûreté nucléaire envisage d'imposer à EDF en vue de la prolongation de la durée de vie des centrales ;
- 10 % pour l'éolien terrestre, soit la moyenne des chiffres compris entre 5 % et 15 % avancés par diverses études (Mines-Ademe<sup>3</sup>, AIE cité par<sup>4</sup>, EDF<sup>5</sup>, EWI<sup>6</sup>, OCDE<sup>7</sup>...). À noter que le crédit de capacité de l'éolien diminue quand la taille du parc installé augmente, car le risque de défaillance augmente en raison de la proportion de moyens pilotables qui diminue. À noter également que la puissance éolienne atteint régulièrement 1 % de la capacité installée ;
- 20 % pour l'éolien maritime qui est beaucoup plus régulier ;
- 2 % pour le solaire photovoltaïque, soit une valeur plutôt favorable. En effet, certaines études retiennent 0 % car il ne produit jamais les soirs d'hivers, d'autres retiennent des valeurs supérieures car elles voient la pointe journalière du matin s'amplifier avec le développement des moyens d'effacement, principalement utilisés lors de la pointe du soir, plus pointue.

---

<sup>3</sup> Balea L., Siebert N., Kariniotakis G. et Peirano E. (2020), "Quantification of capacity credit and reserve requirements from the large scale integration of wind energy in the french power system", École des Mines de Paris-ADEME (Proc. of the Global WindPower 2004 Conference, Chicago, USA, March 2004).

<sup>4</sup> Crassous R. et Roques F. (2013), *Les coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes dans le système électrique. Une revue de la littérature*, Fondation Paris Dauphine, décembre.

<sup>5</sup> Burtin A. et Silva V. (2015), *Technical and economic analysis of the European electricity system with 60 % RES*, juin.

<sup>6</sup> Paulus M., Grave K et Lindenberger D. (2011), "A methodology to estimate security of supply in electricity generation: results for Germany until 2030 given a high level of intermittent electricity feed-in", *EWI Working Paper*, n° 10/2011.

<sup>7</sup> Keppler J. H. et Cometto M. (2013), « L'interaction entre les énergies nucléaire et renouvelables et ses effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone », LEDa-Laboratoire d'économie de Dauphine, OCDE.

## Observations

### Période 2020-2025

Les calculs effectués par France Stratégie confirment les prévisions pour la France du BP 2019 de RTE qui voit des marges légèrement positives et laisse entrevoir les tensions annoncées par les GRT français et belge pour les hivers à venir, dues à une disponibilité plus faible du nucléaire des suites de la crise sanitaire. Les années qui vont suivre 2022, date du déclassé des dernières tranches nucléaires en Allemagne (8 GW) mais aussi de plus de 12,5 GW de centrales à charbon (sur 39 GW début 2020), font apparaître un déficit important de puissance pilotable dans ce pays.

### Période 2025-2035

Toujours en Allemagne, ce déficit augmente sur la période 2030-2035 uniquement en raison de l'augmentation attendue de la pointe de consommation, elle-même due à l'électrification des usages. À cet horizon, une certaine incertitude existe cependant quant aux capacités de centrales à gaz devant remplacer les centrales au charbon qui seront effectivement déployées.

En France, après 2030, la puissance nucléaire aura diminué significativement et la situation apparaît sensiblement tendue si aucun nouveau moyen pilotable n'est intégré au réseau ou les flexibilités suffisamment développées, sachant qu'il est interdit de construire de nouveaux moyens à base d'énergie fossile.

La France et l'Allemagne devront donc toutes deux compter sur les importations dans les périodes de tension, sachant que les pays limitrophes ont tous des marges en baisse. L'Italie, la Suisse et l'Espagne gardent des marges positives, mais la Grande-Bretagne et la Belgique montrent des marges franchement négatives.

Pour l'ensemble des sept pays étudiés, si aucun nouveau moyen pilotable n'est ajouté au réseau pendant cette période, et dans l'hypothèse où les objectifs de développement d'ENR sont respectés, les marges passent de +34 GW en 2020 à +16 GW en 2025 puis deviennent négatives à -7,5 GW en 2030 et -10 GW en 2035.

## Incertitudes sur les hypothèses

### Sur la demande :

Celle-ci dépendra :

- de la vigueur de la reprise économique à court et moyen terme post-crise sanitaire ;
- de l'atteinte des objectifs d'efficacité énergétiques des politiques gouvernementales, en particulier dans la rénovation thermique des bâtiments ;
- du développement des nouveaux usages (VE, PAC – Pompes à Chaleur) ;
- pour la pointe des flexibilités intra journalières, des comportements, des tarifs, du niveau de demande moyen...

### **Sur les flexibilités :**

- la puissance totale en énergies fatales (éolien, solaire et en partie hydraulique, la biomasse n'étant pas comptabilisée) est susceptible d'atteindre plus de trois fois la puissance pendant les creux de demande, ce qui pose un énorme problème de gestion des flexibilités et en particulier du stockage ;
- stockage par batteries : RTE ne voit que quelques centaines de MW en 2030. Les batteries ne sont pas adaptées pour un stockage sur des durées dépassant quelques jours ;
- les solutions Hydrogène ne seront pas mûres avant 2030 (et très vraisemblablement 2035) ;
- effacements : RTE en voit de 3 à 6 GW en 2030 en France. Pour l'instant, le modèle économique et la régulation ne sont pas définis. Peu d'hypothèses sont publiées pour les autres pays et France Stratégie a retenu des chiffres du même ordre de grandeur que pour le système français.

### **Réseaux et interconnexions**

- leur développement reste lent en terrestre à cause de la mauvaise acceptabilité des populations. Ajouté à cela, l'absence de réelle coordination fait que ce ne sont pas toujours les segments les plus pertinents qui sont construits en premier.

## Résumé des résultats

**Codes couleur** « scénario technique »

« scénario probable »

« scénario possible »

résultat de calcul Excel

2020 - GW	coeff	FR	DE	BE	SP	GB	IT	CH	TOTAL
Puissance pilotable	85%	90,3	86,4	12,7	53,2	55,4	64,9	17,5	<b>381,2</b>
Puissance ENRi	2 à 15%	27,9	117,5	7,4	38,2	36,5	34,2	2,9	<b>264,6</b>
Demande de pointe		94,3	90,2	12,6	41,0	60,0	60,0	11,0	<b>369,1</b>
Effacements/stockage CT		3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>3,0</b>
Marge à la pointe		<b>1,0</b>	<b>4,6</b>	<b>0,9</b>	<b>15,2</b>	<b>-1,0</b>	<b>6,4</b>	<b>6,6</b>	<b>33,6</b>
Interconnexions		9,8	2,4	1,6	1,8	1,8	1,0	1,2	<b>9,8</b>
2025 - GW	coeff	FR	DE	BE	SP	GB	IT	CH	TOTAL
Puissance pilotable	85%	89,2	72,0	9,6	53,7	50,2	64,6	17,3	<b>357,3</b>
Puissance ENRi	2 à 15%	53,7	147,6	10,5	66,6	46,0	40,0	4,5	<b>368,9</b>
Demande de pointe		94,3	91,0	13,9	46,9	60,0	60,0	11,0	<b>377,1</b>
Effacements/stockage CT		3,0	2,0	0,5	1,0	1,0	3,0	0,5	<b>11,0</b>
Marge à la pointe		<b>1,7</b>	<b>-7,0</b>	<b>-2,8</b>	<b>12,3</b>	<b>-3,7</b>	<b>9,4</b>	<b>6,9</b>	<b>16,7</b>
Interconnexions		12,0	2,4	1,6	1,8	3,0	2,0	1,2	<b>12,0</b>
2030 - GW	coeff	FR	DE	BE	SP	GB	IT	CH	TOTAL
Puissance pilotable	85%	80,8	70,0	7,6	46,0	45,9	58,5	14,7	<b>323,4</b>
Puissance ENRi	2 à 15%	75,0	186,0	15,0	96,5	50,0	45,9	6,3	<b>474,7</b>
Demande de pointe		94,3	92,0	14,5	49,6	60,0	62,0	11,0	<b>383,4</b>
Effacements/stockage CT		3,5	4,0	1,0	2,0	2,0	6,0	1,0	<b>19,5</b>
Marge à la pointe		<b>-4,9</b>	<b>-5,9</b>	<b>-4,5</b>	<b>4,3</b>	<b>-6,3</b>	<b>4,8</b>	<b>4,9</b>	<b>-7,5</b>
Interconnexions		14,0	2,4	1,6	3,0	3,8	2,0	1,2	<b>14,0</b>
2035 - GW	coeff	FR	DE	BE	SP	GB	IT	CH	TOTAL
Puissance pilotable	85%	73,1	67,5	8,1	45,1	45,9	58,5	14,7	<b>312,8</b>
Puissance ENRi	2 à 15%	105,0	220,0	15,0	115,0	55,0	58,9	8,5	<b>577,4</b>
Demande de pointe		94,3	95,0	15,5	52,0	60,0	65,0	11,0	<b>392,8</b>
Effacements/stockage CT		4,5	7,0	1,5	5,0	5,0	6,0	1,5	<b>30,5</b>
Marge à la pointe		<b>-9,2</b>	<b>-6,1</b>	<b>-4,5</b>	<b>4,8</b>	<b>-2,3</b>	<b>2,3</b>	<b>5,4</b>	<b>-9,6</b>
Interconnexions		16,0	2,4	1,6	3,5	4,3	3,0	1,2	<b>16,0</b>

## Résultats détaillés par pays

France		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	61,4	63,0	58	52	
	Charbon/lignite	85%	2,4	0,0	0	0	
	Gaz	85%	12,0	12,0	8	6	
	Hydraulique	85%	25,8	26,0	26	26	
	Autres	85%	4,6	3,9	3	2	
	<b>Total pilotable à la pointe</b>			<b>90,3</b>	<b>89,2</b>	<b>80,8</b>	<b>73,1</b>
	Eolien terrestre	10%	17,9	27,4	35	45	
	Eolien mer	20%	0,0	3,0	5	10	
	Solaire	2%	10,0	23,3	35	50	
	<b>Participation à la pointe ENRi</b>			<b>2,0</b>	<b>3,8</b>	<b>5,2</b>	<b>7,5</b>
	<b>Effacements/stockage de court tern</b>			<b>3,0</b>	<b>3,0</b>	<b>3,5</b>	<b>4,5</b>
	<b>Total disponible à la pointe</b>			<b>95,3</b>	<b>96,0</b>	<b>89,5</b>	<b>85,1</b>
Demande	Moyenne		55,4	55,0	55	55	
	Pointe		94,3	94,3	94	94	
	Creux		35,0	35,0	35	35	
	<b>Puissance fatale maximum</b>	85%	<b>32</b>	<b>54</b>	<b>72</b>	<b>98</b>	
	<b>Marge à la pointe</b>		<b>1,0</b>	<b>1,7</b>	<b>-4,9</b>	<b>-9,2</b>	
Capacité d'interconnexion avec les pays limitrophes	Total Importations		9,8	12,0	14	16	
Allemagne		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	8,1	0,0	0	0	
	Charbon/lignite	85%	39,0	23,9	17	6	
	Gaz	85%	29,7	36,6	42	50	
	Hydraulique	85%	15,4	15,4	15	15	
	Autres	85%	9,5	8,8	8	8	
	<b>Total pilotable à la pointe</b>			<b>86,4</b>	<b>72,0</b>	<b>70,0</b>	<b>67,5</b>
	Eolien terrestre	10%	57,7	63,5	71	80	
	Eolien mer	20%	7,7	10,8	15	20	
	Solaire	2%	52,1	73,3	100	120	
	<b>Participation à la pointe ENRi</b>			<b>8,4</b>	<b>10,0</b>	<b>12,1</b>	<b>14,4</b>
	<b>Effacements/stockage de court tern</b>			<b>0,0</b>	<b>2,0</b>	<b>4,0</b>	<b>7</b>
	<b>Total disponible à la pointe</b>			<b>94,8</b>	<b>84,0</b>	<b>86,1</b>	<b>88,9</b>
Demande	Moyenne		61,3	61,3	63	65	
	Pointe		90,2	91	92	95	
	Creux		30,0	30,0	30	30	
	<b>Puissance fatale maximum</b>	85%	<b>105</b>	<b>131</b>	<b>163</b>	<b>192</b>	
	<b>Marge à la pointe</b>		<b>4,6</b>	<b>-7,0</b>	<b>-5,9</b>	<b>-6,1</b>	
Capacité d'interconnexion avec la France	exportations		2,4	2,4	2,4	2,4	



Belgique		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	5,9	0,0	0	0	
	Charbon/lignite	85%	0,0	0,0	0	0	
	Gaz	85%	5,8	8,3	5	5	
	Hydraulique	85%	1,4	1,5	1,5	1,5	
	Autres	85%	1,8	1,5	2	3	
	<i>Total pilotable à la pointe</i>			12,7	9,6	7,6	8,1
	Eolien terrestre	10%	2,8	3,6	4,5	4,5	
	Eolien mer	20%	2,3	2,3	4,0	4	
	Solaire	2%	5,1	8,2	11,0	11	
	Effacements/stockage CT		0,0	0,5	1,0	1,5	
	<i>Total disponible à la pointe</i>			13,5	11,1	10,0	11,0
Demande	Moyenne		9	9	9	9	
	Pointe		12,6	13,9	14,5	16	
	Creux		7,0	7,0	7,0	7,0	
	<i>Puissance fatale maximum</i>	85%	9	12	17	17	
	<i>Marge à la pointe</i>		0,9	-2,8	-4,5	-4,5	
Capacité d'interconnexion avec la France	exportations		1,6	1,6	1,6	1,6	
Espagne		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	7,1	7,1	3,2	0	
	Charbon/lignite	85%	4,3	4,3	0,0	0	
	Gaz	85%	29,6	28,8	27,5	30	
	Hydraulique	85%	20,4	21,4	21,4	21	
	Autres	85%	1,2	1,6	2,0	2	
	<i>Total pilotable à la pointe</i>			53,2	53,7	46,0	45,1
	Eolien terrestre	10%	27,5	39,0	50,0	55	
	Eolien mer	20%	0	0	0	0	
	Solaire	2%	10,7	27,6	46,5	60	
	Effacements/stockage CT		0,0	1,0	2,0	5	
	<i>Total disponible à la pointe</i>			56,2	59,2	53,9	56,8
Demande	Moyenne		32	32	32	32	
	Pointe		41,0	46,9	49,6	52	
	Creux		25,0	25,0	25,0	25,0	
	<i>Puissance fatale maximum</i>	85%	39	64	89	105	
	<i>Marge à la pointe</i>		15,2	12,3	4,3	4,8	
Capacité d'interconnexion avec la France	exportations		1,8	1,8	3	3,5	

Grande-Bretagne		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	9,2	7,1	5	10	
	Charbon/lignite	85%	4,3	0,0	0,0	0	
	Gaz	85%	38,8	38,2	35,0	30	
	Hydraulique	85%	4,6	5,1	5,0	5	
	Autres	85%	8,3	8,6	9,0	9	
	<i>Total pilotable à la pointe</i>			55,4	50,2	45,9	45,9
	Eolien terrestre	10%	12,8	13,7	15,0	15	
	Eolien mer	20%	10,0	17,6	20,0	25	
	Solaire	2%	13,7	14,7	15,0	15	
	Effacements/stockage CT		0,0	1,0	2,0	5	
	<i>Total disponible à la pointe</i>			59,0	56,3	53,7	57,7
Demande	Moyenne		38	38	38	38	
	Pointe		60,0	60,0	60,0	60	
	Creux		30,0	30,0	30,0	30,0	
	<i>Puissance fatale maximum</i>	85%	33	41	44	48	
	<i>Marge à la pointe</i>		-1,0	-3,7	-6,3	-2,3	
Capacité d'interconnexion avec la France	exportations		1,8	3,0	3,8	4,3	
Italie		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	0	0	0	0	
	Charbon/lignite	85%	6,4	6,4	0	0	
	Gaz	85%	41,5	40,8	40,0	40,0	
	Hydraulique	85%	23,0	23,0	23	23	
	Autres	85%	5,4	5,8	5,8	5,8	
	<i>Total pilotable à la pointe</i>			64,9	64,6	58,5	58,5
	Eolien terrestre	10%	10,9	12,4	15,0	18	
	Eolien mer	20%	0,0	0,3	0,9	0,9	
	Solaire	2%	23,3	27,3	30	40	
	Effacements/stockage CT		0,0	3,0	6,0	6,0	
	<i>Total disponible à la pointe</i>			66,4	69,4	66,8	67,3
Demande	Moyenne		33	33	33	33	
	Pointe		60,0	60,0	62,0	65	
	Creux		30,0	30,0	30,0	30,0	
	<i>Puissance fatale maximum</i>	85%	37	42	47	58	
	<i>Marge à la pointe</i>		6,4	9,4	4,8	2,3	
Capacité d'interconnexion avec la France	exportations		1,0	2,0	2	3	

Suisse		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	2,9	2,2	0,0	0	
	Charbon/lignite	85%	0	0	0	0	
	Gaz	85%	0,8	0,8	0,0	0	
	Hydraulique	85%	16,3	16,3	16,3	16	
	Autres	85%	0,6	1,0	1,0	1	
	<i>Total pilotable à la pointe</i>			17,5	17,3	14,7	14,7
	Eolien terrestre	10%	0,1	0,2	0,3	0,5	
	Eolien mer	20%	0	0	0	0	
	Solaire	2%	2,8	4,3	6,0	8	
	Effacements/stockage CT		0,0	0,5	1,0	1,5	
	<i>Total disponible à la pointe</i>			17,6	17,9	15,9	16,4
Demande	Moyenne		8	8	8	8	
	Pointe		11,0	11,0	11,0	11	
	Creux		5,0	5,0	5,0	5,0	
	<i>Puissance fatale maximum</i>	85%	8	9	11	13	
	<i>Marge à la pointe</i>		6,6	6,9	4,9	5,4	
Capacité d'interconnexion avec la France	exportations		1,2	1,2	1,2	1,2	
TOTAL (7 pays)		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire		94,6	79,4	66	62	
	Charbon/lignite		56,4	34,6	17	6	
	Gaz		158,2	165,5	158	161	
	Hydraulique		106,9	108,7	108	108	
	Autres		31,4	31,2	32	31	
	<i>Total pilotable à la pointe</i>			380	356	323	313
	Eolien terrestre		130	160	191	218	
	Eolien mer		20	34	45	60	
	Solaire		118	179	244	304	
	<i>Participation des ENRi à la pointe</i>			17	23	28	34
	Effacements/stockage CT		3,0	11,0	20	31	
<i>Total disponible à la pointe</i>			403	394	376	383	
Demande	Moyenne		237	236	238	240	
	Pointe		369	377	383	393	
	Creux		162	162	162	162	
	<i>Puissance fatale maximum</i>		263	353	443	531	
	<i>Marge à la pointe</i>		33,6	16,7	-7,5	-9,6	
Capacité d'interconnexion avec la France	importations		9,8	12,0	14	16	
	exportations		9,8	12,0	14	16	