



21.047 s Approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Loi fédérale

Note de l'OFEN du 24 avril 2023 à l'attention de la CEATE-E concernant les propositions E151, E157, E150 et E154

1. Mandat à l'administration selon les propositions E151, E157, E150 et E154

Le 21 mars 2023, la CEATE-E a chargé l'administration d'élaborer un rapport concernant le développement de la production, de la consommation et de l'importation d'électricité. Le présent rapport répond à plusieurs propositions :

- E151: L'administration est chargée d'établir une analyse des décisions du Conseil national relatives à l'acte modificateur, qui montre :
 - quelle production supplémentaire en hiver les décisions prises jusqu'ici entraînent;
 - quelle diminution de la production en été les décisions prises jusqu'ici entraînent;
 - l'accroissement ou la diminution de la production sur un axe temporel allant jusqu'en 2050;
 - les coûts de la production supplémentaire, dans la mesure du possible.
- E157: Prévisions de la production et de la consommation d'électricité se fondant sur les décisions du Conseil national : liste des données suivantes, en partant de 2020 puis pour les années 2025, 2030, 2035 et 2040, en considérant séparément le semestre d'été et le semestre d'hiver pour chaque année :
 - consommation globale d'énergie électrique;
 - hypothèses correspondantes telles que conséquences des mesures d'efficacité, etc.;
 - production globale d'énergie électrique;
 - énergie hydraulique, éolienne, solaire (Plateau et Alpes), nucléaire (sachant que la centrale de Beznau doit être mise hors service en 2030 ou 2031);
 - montant des pertes dues aux débits résiduels et autres;
 - estimation impérative des délais de mise en service des 15 projets de la «table ronde» (éventuellement en prenant en compte le projet d'accélération);
 - quantité d'énergie qui doit être importée.

Ces informations devraient fournir un point de départ permettant d'évaluer où en est la Suisse en matière de production d'énergie. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables atteint-elle l'objectif de garantir l'approvisionnement en énergie électrique sans que la Suisse ait besoin de nouvelles centrales électriques thermiques ?

- E150 (points 1 à 3 et 5): Prévisions relatives aux développements de la production et à la réalisation de l'objectif de production nette fixé grâce à l'art. 2a LEne, version du Conseil national: en se basant sur la version du Conseil national de l'art. 2a LEne, l'administration est chargée d'effectuer les calculs, estimations et prévisions ci-après: production nette d'énergie supplémentaire grâce à l'art. 2a LEne d'ici fin 2035 (totale, semestre d'été, semestre d'hiver) et total



de la production nette d'énergie issue de la force hydraulique à la fin 2035 (avec et sans l'art. 2a LEne).

- E154 (3^e point) : « Développement réaliste [eau et énergies renouvelables] »: Afin d'évaluer le projet d'acte modificateur unique débattu par le Conseil national, il est demandé à l'administration quel développement réaliste de la production électrique l'on peut attendre en se fondant sur le projet actuel.

2. Réponse / prise de position de l'OFEN

2.1 Production : augmentation/diminution de la production, y c. estimation grossière des coûts

2.1.1 Force hydraulique

2.1.1.1 Contexte

L'étude réalisée par l'OFEN en 2019 intitulée [Potentiel hydroélectrique de la Suisse](#) est arrivée à la conclusion que la valeur indicative de développement à l'horizon 2035 actuellement en vigueur (37,4 TWh/a selon l'art. 2, al. 2, LEne) est atteignable. Pour y parvenir, il faudrait toutefois que le potentiel identifié à l'horizon 2050 soit presque entièrement réalisé d'ici à 2035 déjà, sans prendre en compte le potentiel des nouvelles marges proglaciaires. L'étude concernant le potentiel hydroélectrique avait volontairement omis de fournir un plan de développement en raison de la grande incertitude qui règne quant au calendrier de la réalisation. L'estimation du développement correspondait à une étude similaire réalisée par l'OFEN en 2012.

Lors de la session de printemps 2023, le Conseil national a pris les décisions suivantes en faveur de l'augmentation de la production d'électricité :

- Art. 2a LEne: suspension des dispositions relatives aux débits résiduels selon l'art. 29 ss. LEaux pour les installations hydroélectriques d'une puissance nominale > 3 MW dont la concession existait au 31 décembre 2021. La suspension est valable jusqu'en 2035. Si les objectifs de développement ne sont pas atteints, le Conseil fédéral soumet une proposition de prolonger la suspension en fonction de la situation.
- Art. 12, al. 2bis: l'interdiction de construire de nouvelles centrales hydroélectriques dans des biotopes d'importance nationale ne s'applique pas aux zones alluviales s'il s'agit d'objets du type marges proglaciaires ou plaines alluviales alpines d'importance nationale que le Conseil fédéral a inscrites dans l'inventaire fédéral des zones alluviales d'importance nationale après le 1^{er} janvier 2023, conformément à l'art. 18a, al. 1, LPN. Elle ne s'applique pas non plus aux centrales à dérivation des éclusées destinées à l'assainissement écologique au sens de l'art. 39a LEaux.

2.1.1.2 Production supplémentaire résultant des projets de l'annexe 1 LApEI

La table ronde consacrée à l'énergie hydraulique a identifié 15 projets dont la réalisation devrait permettre une augmentation de la production hivernale des centrales à accumulation à hauteur de 2 TWh/a jusqu'en 2040 (projets selon l'annexe 1 du projet de révision de la LApEI). Une grande partie de ces projets consistent à surélever les murs de retenue et leur réalisation a pour principale conséquence un report saisonnier de la production: 2 TWh/a de production supplémentaire en hiver, 1,5 TWh/a de production en moins en été. La production annuelle supplémentaire de quelque 530 GWh/a est due pour l'essentiel à 3 des 15 projets mentionnés dans l'annexe 1. En principe, cette production est déjà prise en compte dans l'étude concernant le potentiel hydroélectrique de 2019, avec toutefois une probabilité de réalisation parfois réduite. Pour le projet Gorner, l'estimation de la production a augmenté de 100 GWh/a par rapport à 2019.

L'évaluation du développement de la production proposée ici s'appuie sur l'hypothèse d'une réalisation aussi précoce que possible de 14 projets de l'annexe 1 LAPeI. Il en résulte une production supplémentaire de 520 GWh/a. Le calendrier de la réalisation du dernier projet de l'annexe 1 avec une production de 10 GWh/a supplémentaires n'est pas connu.

2.1.1.3 Production supplémentaire résultant de la suspension des dispositions relatives aux débits résiduels de la loi sur la protection des eaux

Lorsque la concession d'une centrale hydroélectrique est renouvelée, les prescriptions légales destinées à garantir le maintien de débits résiduels convenables (soit environ 7% des ressources en eau utilisables) doivent être observées. L'étude concernant le potentiel hydroélectrique réalisée par l'OFEN en 2019 prévoit, pour la période 2019-2050, une diminution de la production de 1900 GWh/a en raison de l'application des dispositions actuelles relatives aux débits résiduels. Sur ce montant total, la perte de production sera de 100 GWh/a jusqu'à l'éventuelle entrée en vigueur de la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables en 2025. Les concessions qui seront renouvelées entre 2025 et 2035 entraîneront en principe une nouvelle diminution de la production de 250 GWh/a environ. La diminution restante de quelque 1550 GWh/a se produira entre 2035 et 2050.

Une suspension des dispositions relatives aux débits résiduels telle que l'a décidée le Conseil national (art. 2a LEne) devrait être appliquée au plus tôt en 2025 (entrée en vigueur de la révision de la LEne) et jusqu'en 2035. Au total, la suspension concernerait environ 30 centrales avec une puissance installée supérieure à 3 MW et aurait pour conséquence une production supplémentaire estimée à 200 GWh/a en 2035 (90 GWh en hiver et 110 GWh en été), ce qui correspond à la production d'une centrale hydroélectrique moyenne de l'Aar. Par rapport à la production annuelle actuelle d'énergie hydraulique, cette quantité représente une production supplémentaire de 0,5%. La suspension est toutefois controversée pour des motifs écologiques. En effet, une suspension des dispositions relatives aux débits résiduels ne permet plus aux eaux concernées de remplir leur fonction écologique, à savoir offrir un habitat aux poissons et autres organismes aquatiques.

À partir de 2036, la production supplémentaire de 200 GWh/a disparaîtrait, puisqu'en vertu de l'art. 29 ss. LEaux, les installations devraient à nouveau se passer des débits résiduels.

2.1.1.4 Augmentation de la production due à l'abrogation de l'interdiction de nouvelles installations exploitant des énergies renouvelables dans les marges proglaciaires et plaines alluviales alpines récemment inventoriées

Le Conseil national a décidé que l'interdiction portant sur la construction de nouvelles installations de production d'énergie dans des biotopes d'importance nationale prévue à l'art. 12 LEne devait être levée pour certaines zones alluviales. Il ne doit plus être exclu de construire de nouvelles installations dans des zones de type marges proglaciaires ou plaines alluviales alpines d'importance nationale que le Conseil fédéral a inscrites dans l'inventaire fédéral des biotopes d'importance nationale après le 1^{er} janvier 2023, conformément à l'art. 18a, al. 1, LPN.

Il est difficile d'estimer l'impact de cette décision sur la production, d'une part parce qu'on ignore quelles marges proglaciaires et plaines alluviales alpines seront jugées d'importance nationale à l'avenir et seront au final ajoutées à l'inventaire, d'autre part parce que la levée de l'interdiction ne fait qu'ouvrir la voie à des projets d'importance nationale dans la pesée des intérêts, sans que l'on puisse prédire si la balance penchera en faveur de la protection de l'environnement ou de l'utilité énergétique. Parmi les projets retenus par la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique, six projets de centrales hydroélectriques pourraient profiter de cette décision. Le potentiel engendré par le recul des glaciers et l'extension des marges proglaciaires qui en résulte n'a pas non plus été pris en compte dans l'étude concernant le potentiel hydroélectrique de 2019.

Par conséquent, le potentiel de nouvelles centrales bâties dans des zones où les glaciers se sont retirés n'est pas compris dans les chiffres du développement (cf. développement prévu jusqu'en 2035

ci-après) ou n'est intégré que par une valeur indicative. Le Conseil national a adopté, sur ce même sujet, le postulat 21.3974 « Analyse du potentiel hydraulique lié au retrait des glaciers ».

2.1.1.5 Développement prévu jusqu'en 2035

La production du parc de centrales hydroélectriques suisse au 1^{er} janvier 2023 s'élève à environ 36,8 TWh¹. Pour atteindre la valeur cible pour 2035 augmentée à 37,9 TWh, il faut donc accroître la production nette de 1,1 TWh. En raison de la baisse de production attendue à cause des pertes de débits résiduels conformément aux art. 31 à 33 LEaux qui équivaudront à 250 GWh/a, le développement de la production devra atteindre environ 1,3 TWh/a. Les projets présentés à l'annexe 1 (530 GWh/a) et un développement annuel supplémentaire d'environ 65 GWh/a peuvent permettre d'atteindre cet objectif, pour un total d'environ 800 GWh/a pour la période allant de 2023 à 2035.

Les principaux projets de développement dont l'OFEN a connaissance et qui pourraient se concrétiser par une mise en service avant 2035 sont la centrale de Chlus, avec une production escomptée d'environ 240 GWh/a, et la nouvelle centrale de Massongex-Bex, avec environ 75 GWh/a. Reste à compenser environ 500 GWh/a, qui pourraient être produits par le raccordement partiel du potentiel encore non exploité de la petite hydraulique², ainsi que par des agrandissements et modernisations non spécifiés du parc de la grande hydraulique. Le potentiel estimé en la matière dans l'étude de 2019, entre autres, indique qu'un volume de production de 1'530 GWh/a serait tout à fait plausible.

Année	Sans suspension en vertu de l'art. 2a LEne				Avec suspension en vertu de l'art. 2a LEne			
	Production GWh/a	Été GWh/a	Hiver GWh/a	Part hiver	Production GWh/a	Été GWh/a	Hiver GWh/a	Part hiver
2023	36 775	21 408	15 367	41,8%				
2025	37 000	21 600	15 400	41,6%	37 000	21 600	15 400	41,6%
2030	37 400	21 600	15 800	42,2%	37 500	21 700	15 800	42,1%
2035	37 900	20 600	17 300	45,6%	38 100	20 700	17 400	45,7%
2040	38 100	20 200	17 900	47,0%	38 100	20 200	17 900	47,0%

2.1.1.6 Coûts

Les ressources financières destinées à l'encouragement des aménagements hydroélectriques proviennent du fonds alimenté par le supplément, financé par un supplément de 2,3 ct./kWh sur le prix de l'électricité, dont un maximum de 0,2 ct./kWh est alloué à la grande hydraulique (art. 36, al. 1, let. b, LEne). Cette contribution correspond à un montant annuel d'environ 100 millions, soit 1,4 milliard de francs pour la période 2023-2035. S'il n'est pas certain que ces ressources suffisent à financer les projets de l'annexe 1 et les autres projets de grandes installations hydroélectriques, on peut en revanche partir du principe que le développement de la petite hydraulique requiert et dispose d'un montant de 675 millions de francs.

2.1.1.7 Perspectives pour 2050

Compte tenu des valeurs cibles et de la perte de production attendue du fait des dispositions relatives aux débits résiduels qui s'appliquent à la production d'énergie, seule une estimation grossière du développement nécessaire peut être donnée. Les diminutions de production dues à des arrêts d'exploitation de petites installations hydroélectriques ou à l'assainissement de la force hydraulique n'ont pas été prises en compte³. Le tableau ci-après indique le développement nécessaire en chiffres bruts.

¹ Données provisoires selon la [statistique des aménagements hydroélectriques \(SAHE\)](#)

² 390 GWh selon le message concernant la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables

³ L'étude concernant le potentiel hydroélectrique tablait sur le fait que les arrêts d'exploitation de petites installations hydroélectriques entraîneraient une réduction de 220 GWh d'ici à 2050. Le nombre de cas où les mesures d'assainissement de la force hydraulique ont réellement été prises est trop faible pour permettre une estimation de leur impact sur la production.

An-née	Production (GWh)	Débits résiduels (GWh)	Développement brut nécessaire (GWh)	Par année (GWh)
2023	36 775			
2035	37 900	* -250	1375	105
2050	39 200	** -1530	2830	190

* Perte avec débits résiduels selon les art. 31 à 33 LEaux

** Perte avec débits résiduels selon l'étude concernant le potentiel hydroélectrique de 2019

Pour atteindre les objectifs à l'horizon 2035, il faut, selon le développement prévu, une augmentation de la production annuelle brute de 100 GWh/a (sans prendre en compte les projets selon l'annexe 1 LApEI) à partir de 2023 et de 190 GWh environ à partir de 2035 pour atteindre les objectifs fixés pour 2050. Une partie de cette augmentation de la production devrait être assurée par des agrandissements et optimisations de la grande hydraulique, une autre par la construction de nouvelles grandes centrales. Afin de concrétiser le potentiel de rénovation et d'agrandissement des grandes centrales hydroélectriques, le Conseil national a adopté le postulat 23.3006 de la CEATE-N en mars 2023.

2.1.2 Nouvelles énergies renouvelables

La loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prolonge les mesures d'encouragement, leur délai d'expiration passant de 2030 à l'heure actuelle à 2035 (art. 38, al. 1, du projet de LEne). Par ailleurs, un droit de choisir entre des contributions d'investissement et une prime de marché flottante est introduit (art. 29). S'agissant du photovoltaïque, une nouvelle obligation s'applique aux nouvelles constructions ayant des surfaces de toit importantes et aux bâtiments existants en cas d'assainissement de la toiture, ainsi qu'aux grands parkings (art. 45a). Dans le domaine de l'énergie éolienne, les nouvelles dispositions de l'art. 18c facilitent la construction d'installations éoliennes en forêt et en dehors d'objets protégés.

2.1.2.1 Énergies renouvelables : total

Grâce aux instruments d'encouragement actuels et aux mesures prévues dans l'acte modificateur, les objectifs de développement à l'horizon 2035 pour la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, à savoir 35 TWh (art. 2 LEne), deviennent réalistes.

	Production (GWh)	Été (GWh)	Hiver (GWh)	Part d'électricité produite en hiver
2020	4 800	2 966	1 834	38%
2025	11 400	7 570	3 830	34%
2030	23 350	15 260	8 090	35%
2035	35 470	23 025	12 445	35%
2040	39 170	25 349	13 821	35%

2.1.2.2 Énergies renouvelables, en détail

Photovoltaïque

	Production (GWh)	Été (GWh)	Hiver (GWh)	Part d'électricité produite en hiver
2020	2 600	700	1 900	27%
2025	8 800	6 300	2 500	28%
2030	17 800	12 600	5 200	29%
2035	28 400	19 900	8 500	30%
2040	31 200	21 800	9 400	30%

Pour la production d'environ 20 TWh supplémentaires, les coûts d'encouragement estimés pour la période 2025-2035 s'élèvent à environ 7 milliards de francs.

Grandes installations photovoltaïques visées à l'art. 71a LEnE (installations alpines)

	Production (GWh)	Été (GWh)	Hiver (GWh)	Part d'électricité produite en hiver
2020	-	-	-	-
2025	100	55	45	45%
2030	2000	1100	900	45%
2035	2000	1100	900	45%
2040	2000	1100	900	45%

Pour la production d'environ 2 TWh supplémentaires, les coûts d'encouragement sont estimés à environ 2,6 milliards de francs.

Énergie éolienne

	Production (GWh)	Été (GWh)	Hiver (GWh)	Part d'électricité produite en hiver
2020	200	70	130	67%
2025	500	170	330	67%
2030	1500	500	1000	67%
2035	3000	1000	2000	67%
2040	3300	1100	2200	67%

Pour la production d'environ 2,5 TWh supplémentaires, les coûts d'encouragement estimés pour la période 2025-2035 s'élèvent à environ 0,5 milliard de francs.

Biomasse / géothermie

	Production (GWh)	Été (GWh)	Hiver (GWh)	Part d'électricité produite en hiver
2020	2000	1000	1000	50%
2025	2000	1000	1000	50%
2030	2050	1025	1025	50%
2035	2070	1035	1035	50%
2040	2620	1310	1310	50%

Pour le maintien de la production des centrales biomasse, les coûts d'encouragement estimés pour la période 2025-2035 s'élèvent à environ 0,3 milliard de francs. Selon les Perspectives énergétiques 2050+ de la Confédération (PE 2050+), ce n'est qu'après 2035 que la production d'électricité issue de la géothermie profonde va vraiment prendre son essor. Les instruments d'encouragement expirant en 2035, il n'est pas vraiment possible d'en estimer les coûts à l'heure actuelle.

2.1.2.3 Coûts d'encouragement pour la période 2025-2035 et fonds alimenté par le supplément

Les coûts d'encouragement escomptés sont financés par le fonds alimenté par le supplément. L'évolution de l'état de ce fonds dépend fortement des prix du marché de l'électricité, car la rétribution de l'injection (RPC) et à l'avenir la prime de marché flottante représentent les principaux postes de dépenses. Actuellement, l'évolution des prix de l'électricité est extrêmement volatile et difficilement prévisible. Les dépenses réelles consacrées à l'encouragement peuvent donc connaître d'importantes variations.

Si l'on considère la planification des liquidités du fonds alimenté par le supplément en se fondant sur le scénario actuel moyen, les ressources fournies par le supplément de 2,3 ct./kWh ne suffiraient pas à financer toutes les mesures d'encouragement pour les années 2031 à 2035. Dans cette situation,

le fonds pourrait s'endetter pour un montant pouvant atteindre jusqu'à 2,6 milliards de francs, par le biais de prêts de trésorerie de l'administration fédérale (art. 37a LEn). Le cas échéant, il faudrait impérativement convenir d'un plan de remboursement et le respecter scrupuleusement. En parallèle, le Conseil fédéral devrait soumettre rapidement des propositions au Parlement en vue d'augmenter le supplément réseau pour garantir la continuité de l'encouragement tout en remboursant les prêts dans un délai de sept ans.

2.2 Évolution de la consommation

2.2.1 Perspectives énergétiques

Avec la décarbonisation des secteurs de la mobilité et de chauffage, les perspectives énergétiques 2050+ prévoient une augmentation de la consommation électrique dans les décennies à venir. Toutefois, cette dernière est simultanément freinée par une augmentation de l'efficacité électrique, entre autres dans le domaine de l'éclairage et des systèmes d'entraînement, atténuant ainsi la problématique de l'approvisionnement énergétique. Il est ainsi estimé que la consommation électrique finale se situe à 59–64 TWh d'ici 2035.

Afin d'évaluer les progrès de la transition énergétique, l'évolution de la consommation énergétique nationale est suivie dans le cadre du monitoring selon l'article 55 LEn. La dernière publication du rapport de monitoring (2022) démontra que la Suisse est bien sur la trajectoire prévue, surpassant même la valeur indicative de pour la consommation d'électricité par personne et par an de -3% par rapport à l'an 2000 pour l'année 2020 (-10,5%). Toutefois, malgré cette performance, il est important de ne pas relâcher les efforts mis en œuvre afin d'atteindre le prochain objectif intermédiaire à l'aube de l'an 2035 (-13% par rapport à l'an 2000).

2.2.2 Mobilité électrique

Une nouvelle étude de l'OFEN portant sur l'infrastructure de recharge à l'horizon 2050 (pas encore publiée) se fonde sur les données et hypothèses actuelles concernant l'évolution du marché de la mobilité électrique et le développement du trafic selon les nouvelles perspectives d'évolution du transport de l'Office fédéral du développement territorial (ARE; 2022) pour déterminer le besoin en électricité pour l'ensemble des transports. Elle s'écarte des PE 2050+ en estimant notamment que le besoin en électricité s'élèvera à:

- 9 TWh en 2035 (contre 5 TWh dans les PE 2050+);
- 17 TWh en 2050 (contre 14 TWh dans les PE 2050+).

Cet écart s'explique principalement par le développement bien plus dynamique que prévu de la motorisation électrique, surtout dans le domaine des véhicules légers (voitures de tourisme et véhicules de livraison). D'un autre côté, la consommation électrique des voitures de tourisme est légèrement moins élevée que dans les PE 2050+, car les perspectives d'évolution du transport prévoient une diminution du kilométrage des voitures de tourisme.

L'orientation générale des mesures technologiques visant à atteindre l'objectif de zéro émission nette d'ici 2050 et la garantie de l'approvisionnement en énergie dans les PE 2050+ restent valables. Si le développement actuel dans le domaine de la mobilité électrique influence directement le rythme du développement du secteur des transports, il n'a par contre pas d'impact sur l'orientation générale des scénarios des PE 2050+.

2.3 Importation

Pour simplifier l'évaluation des quantités d'importation requises, il convient de mettre en parallèle et de comparer les développements de la consommation et de la production mentionnés plus haut. Relevons toutefois qu'il ne s'agit pas d'effectuer ici une modélisation globale du marché et que l'influence du prix (du carburant) et les interactions réciproques n'ont pas été prises en compte. En outre et pour les

mêmes raisons, aucune estimation n'est donnée concernant l'effet de la réduction des pointes de charges de la production d'électricité renouvelable.

En se fondant sur les chiffres de la consommation (nationale) des PE 2050+ pour le scénario «ZÉRO base – bilan annuel équilibré», on obtient, pour une durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans:

	2025			2030			2035			2040	
	Hiver	Été		Hiver	Été		Hiver	Été		Hiver	Été
Consommation (TWh)	34,6	27,9		36	28,1		36,8	30,7		39	32,5
Consommation supplémentaire (TWh) en raison de la hausse fulgurante de la mobilité électrique (2.2.2)							+2,2	+1,8			
Production (TWh)											
Nouvelles énergies renouvelables	3,8	7,6		8,1	15,3		12,4	23,0		13,8	25,3
Force hydraulique ⁴	15,4	21,6		15,8	21,6		17,3	20,6		17,4	20,7
Énergie nucléaire	9,5	7,1		5,1	3,7		0	0		0	0
Imports (+) et exports (-)	5,9	-8,4		7	-12,5		7,1 (9,3*)	-12,9 (-11,1*)		7,8	-13,5
Part import (+) / export (-)	17%	-30%		19%	-44%		19% (24%*)	-42% (-34%*)		20%	-42%

* Ces chiffres englobent la consommation supplémentaire due à une hausse rapide de la mobilité électrique.

Et, pour une durée de vie des centrales nucléaires de 60 ans:

	2025			2030			2035			2040	
	Hiver	Été		Hiver	Été		Hiver	Été		Hiver	Été
Consommation (TWh)	34,5	28		36	28,1		37,1	30,3		38,8	32,7
Consommation supplémentaire (TWh) en raison de la hausse fulgurante de la mobilité électrique (2.2.2)							+2,2	+1,8			
Production (TWh)											
Nouvelles énergies renouvelables	3,8	7,6		8,1	15,3		12,4	23,0		13,8	25,3
Force hydraulique ⁵	15,4	21,6		15,8	21,6		17,3	20,6		17,4	20,7
Énergie nucléaire	12,7	9,4		11	7,8		9,3	6,3		4,9	2,9
Imports (+) et exports (-)	2,6	-10,6		1,1	-16,6		-1,9 (+0,3*)	-19,6 (-17,8*)		2,7	-16,2
Part import (+) / export (-)	8%	-38%		3%	-59%		-5% (+0,8%*)	-65% (-55%*)		7%	-50%

Les calculs ci-dessus ne se basent pas sur une suspension des dispositions relatives aux débits résiduels. Une telle suspension entraînerait une production supplémentaire estimée à 200 GWh/a en 2035 (90 GWh en hiver, 110 GWh en été).

* Ces chiffres englobent la consommation supplémentaire due à une hausse rapide de la mobilité électrique.

⁴ Sans suspension

⁵ Sans suspension

Les chiffres relatifs à la consommation qui figurent dans le tableau correspondent à la consommation nationale qui, contrairement à la consommation finale (cf. 2.2.1), comprend aussi la consommation générée par la transformation énergétique et les pertes.