
Projet QC-2023-02

Mise à jour annuelle statutaire 2022 du *Registre des entités visées par les normes de fiabilité*

Réseau en date du 1^{er} octobre 2022.

1 INTRODUCTION

1.1 Contexte réglementaire

Conformément à l'article 85.13 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (ci-après, la « Loi »), le Coordonnateur de la fiabilité au Québec (ci-après, le « Coordonnateur ») dépose à la Régie de l'énergie (ci-après, la « Régie ») pour approbation, le *Registre des entités visées par les normes de fiabilité* (ci-après, le « Registre »).

En suivi de la décision D-2018-149¹, le Coordonnateur a fixé le 1^{er} décembre de chaque année la date de mise à jour annuelle statutaire du Registre. La présente demande consiste en la mise à jour annuelle statutaire du Registre pour l'année 2022.

1.2 Contenu de la demande

La présente mise à jour vise à tenir compte, d'une part, des ajouts et modifications des informations des installations et des *entités visées* selon les changements survenus depuis la dernière mise à jour annuelle statutaire du Registre effectuée dans le cadre du dossier R-4179-2021². Ainsi, les modifications proposées par le Coordonnateur reflètent l'évolution du *réseau de transport* entre le 2 octobre 2021 et le 1^{er} octobre 2022.

Le Coordonnateur juge qu'il est approprié de procéder à une consultation publique afin de valider les modifications proposées auprès des *entités visées* concernées, de façon publique et transparente. Aussi, cela permet aux *entités visées* d'identifier d'autres modifications qui seraient requises au Registre, telles une modification du nom légal de l'entité ou le transfert d'une installation d'une entité à une autre.

Le présent dépôt vise également à répondre à l'ordonnance du paragraphe 53 de la décision D-2022-146³ de la Régie, décrit dans le tableau suivant.

¹ Décision D-2018-149 de la Régie, consultée le 24 octobre 2022 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPrj/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018_10_23.pdf

² Dossier R-4179-2021 de la Régie, consulté le 7 février 2023 au <http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=608&phase=1&Provenance=A&generate=true>

³ Décision D-2022-146, par. 53, de la Régie, consultée le 3 février 2023 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/608/DocPrj/R-4179-2021-A-0025-Dec-Dec-2022_12_06.pdf#page=17

Décision	Par.	Description	Réponse
D-2022-146	53 ⁴	Considérant ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur de déposer au prochain dossier de mise à jour statutaire du Registre, en suivi du paragraphe 41 de la décision D-2021-110, un complément de preuve portant sur la pertinence et l'équité envers les entités visées, dont les installations feront l'objet de modifications dans leur enregistrement au Registre, du fait que le Coordonnateur applique, pour ce type d'installations, un délai d'entrée en vigueur déterminé au cas par cas. La Régie s'attend à ce que le Coordonnateur fasse une consultation publique des entités visées préalablement à ce dépôt.	Voir la section 3 du présent document.

2 MODIFICATIONS APPORTÉES AU REGISTRE

Le Coordonnateur présente aux sections et sous-sections suivantes, les modifications proposées au Registre dans le cadre de la mise à jour annuelle statutaire de 2022.

2.1 Annexe A – Entités

Le Coordonnateur propose de retirer certaines informations de l'Annexe A qui découlent de l'application des *normes de fiabilité*. Le Coordonnateur partage le même avis que la Régie à l'égard que l'inscription d'une entité, de sa ou ses fonction(s) de la NERC et de ses installations est nécessaire et suffisante pour permettre de faire les liens entre les *entités visées* et les *normes de fiabilité* qui leur sont applicables⁵. Les sous-sections suivantes présentent les modifications proposées par le Coordonnateur.

2.1.1 Retrait de la colonne sur les installations / appareils requis pour la remise en charge du réseau

Par sa décision D-2011-068⁶, la Régie demandait au Coordonnateur d'identifier les *entités visées* possédant des installations ou appareils requis pour la remise en charge du *réseau*. Toutefois, un

⁴ Décision D-2022-146, par. 53, de la Régie, consultée le 3 février 2023 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/608/DocPrj/R-4179-2021-A-0025-Dec-Dec-2022_12_06.pdf#page=17

⁵ Voir le paragraphe 166 de la décision D-2011-068, consulté le 7 février 2023 au <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2011-068.pdf#page=41>

⁶ Décision D-2011-068, par. 175 de la Régie, consultée le 25 octobre au <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2011-068.pdf#page=43>

raffinement de la compréhension sur le fonctionnement et l'application des *normes de fiabilité* a eu lieu depuis la décision précitée. En effet, cette compréhension a évolué en ce sens que l'application de normes ne peut s'allier avec le maintien de certaines informations au Registre. En outre, une entité ne doit pas utiliser le Registre pour éviter ou retarder le moment où elle doit être conforme aux *normes de fiabilité*.

Les *normes de fiabilité* EOP-005 et EOP-006 visent les processus entourant la remise en charge du réseau et à travers ces normes, l'*exploitant de réseau de transport (TOP)* doit notamment identifier les différentes *ressources à démarrages autonomes* du réseau du TOP. Or, les différentes modalités de communication entre le TOP, le RC et les *entités visées* dans le plan de remise en charge sont prévues dans les normes. Le Registre ne fait pas partie de ces différentes modalités de communication et il est préférable qu'il ne comporte pas cette information qui pourrait porter à confusion sur la responsabilité d'une *entité visée* pour la remise en charge du réseau.

En somme, le Coordonnateur est d'avis que l'inscription de l'information portant sur la remise en charge du réseau devrait être retirée du Registre, puisqu'elle revêt de l'application des *normes de fiabilité*. Le Coordonnateur souligne par ailleurs que le retrait de cette information doit se faire dans un dossier de mise à jour du Registre plutôt que dans un dossier de modification de normes en ce sens que le retrait n'a aucun impact sur la conformité et l'application des normes EOP-005 ou EOP-006.

2.1.2 Retrait de la colonne sur le propriétaire ou l'exploitant de programme de délestage en sous-fréquence

Par sa décision D-2015-059, par. 779⁷, la Régie demandait au Coordonnateur d'ajouter l'identification des *entités visées* possédant ou mettant en œuvre un programme de délestage en sous-fréquence (ci-après, le « programme de DSF ») au Registre.

Cette demande provenait initialement de l'application des *normes de fiabilité* PRC-007, PRC-008 et PRC-009. Or, ces normes n'ont jamais été en vigueur au Québec et donc l'information au Registre n'a jamais rempli son rôle initial. En date de février 2023, les *normes de fiabilité* PRC-006-5 et PRC-006-NPCC-2 sont les deux (2) normes traitant de l'élaboration de programme de DSF en vigueur au Québec. Ces deux (2) normes ne motivaient pas initialement la présence de l'information identifiant les entités possédant ou exploitant un programme de DSF au Registre.

Le Coordonnateur est d'avis que le maintien de cette information au Registre peut porter à confusion et à une mauvaise application des *normes de fiabilité* concernées. En effet, il a été porté à l'attention du Coordonnateur que des *propriétaires d'installation de production (GO)* pourraient croire qu'ils ne sont pas visés par la norme PRC-006-NPCC-2, notamment car la colonne du Registre « Programme de délestage en sous-fréquence (possède/exploite) » indique « Non » pour tous les GO sauf Hydro-Québec.

⁷ Décision D-2015-059, par. 779 de la Régie, consultée le 3 février 2023 au <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2015-059.pdf#page=187>.

Ainsi, afin de favoriser la collaboration entre *entités visées*, faciliter l'application des *normes de fiabilité* concernées et éviter toute confusion potentielle qui pourrait nuire à la fiabilité du *réseau*, le Coordonnateur propose le retrait de cette information du Registre.

Par ailleurs, le Coordonnateur est d'avis que ce retrait du Registre doit être traité dans un dossier de mise à jour annuelle statutaire du Registre pour clarifier et démontrer que l'information du Registre sur le programme de DSF est indépendante de l'application des *normes de fiabilité* PRC-006 et que son retrait est sans impact sur l'application de ces dernières.

2.1.3 Retrait de la colonne sur le propriétaire ou l'exploitant de programme de DST

En ce qui concerne la colonne « *Programme de DST* (possède / exploite) » de l'Annexe A du Registre, le Coordonnateur constate que cette colonne n'apporte aucune valeur ajoutée à l'application des *normes de fiabilité* ni au Registre. En effet, il est inscrit « Non » sous cette colonne pour l'ensemble des *entités visées*.

La colonne sur le *programme de DST* a été inscrite au Registre à la suite de la décision D-2015-059, par. 776⁸ de la Régie. En effet, cette inscription répondait à des besoins d'identification en lien avec les *normes de fiabilité* PRC-010, PRC-011, PRC-021 et PRC-022. Or, à ce jour, seule la norme PRC-010 est encore en vigueur au Québec et il n'y a actuellement aucune *entité visée* qui possède ou exploite un *programme de DST* au Québec. En somme, les mêmes motifs justifiant le retrait de la colonne portant sur le programme de DSF sont applicables en ce sens qu'il y a une possibilité de confusion dans l'application des *normes de fiabilité* et la responsabilité d'appliquer les *normes de fiabilité* revient aux *entités visées* concernées par celles-ci.

2.2 Annexe B – Installations de transport

Le Coordonnateur présente les modifications apportées à l'Annexe B – Installation de transport sous les trois (3) sous-sections suivantes : soit une section portant sur les ajouts d'installation, une autre sur les modifications d'installation et une autre sur les retraits d'installation du Registre.

2.2.1 Ajouts d'installations de transport à l'Annexe B

Le tableau suivant reflète les ajouts au Registre et au *RTP* proposés par le Coordonnateur.

Entité	Installation	Motif de l'ajout au Registre	Délai d'entrée en vigueur proposé
HQ	L3128	La ligne L3128 est une nouvelle <i>ligne de transport</i> exploitée à une tension de 315 kV reliant les postes de départ des centrales Romaine-3 et Romaine-4. Cette ligne est incluse dans le <i>RTP</i> notamment par le fait qu'elle peut transporter des quantités importantes	Dès l'approbation du Registre par la Régie.

⁸ Décision D-2015-059, par. 776 de la Régie, consultée le 3 février 2023 au <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2015-059.pdf#page=187>.

Entité	Installation	Motif de l'ajout au Registre	Délai d'entrée en vigueur proposé
		d'énergie et qu'elle intègre une installation de production importante (Romaine-3) ayant des impacts sur le paramètre de fiabilité suivant : <ul style="list-style-type: none"> Réglage de la fréquence. 	
HQ	Baie St-Paul	Le poste Baie St-Paul est un poste possédant des niveaux de tension de 315 kV et 25 kV. La partie du poste exploitée à une tension de 315 kV permet d'assurer le contrôle du paramètre de fiabilité suivant : <ul style="list-style-type: none"> Maintien du transit dans les limites d'exploitation Ainsi, le niveau de tension de 315 kV du poste Baie St-Paul est inclus dans le <i>RTP</i> .	Dès l'approbation du Registre par la Régie.
HQ	Romaine-4 (Poste de départ)	Il s'agit du poste de départ de l'installation de production de la centrale Romaine-4. Les motifs applicables sont les mêmes que ceux mentionnés pour la ligne L3128.	Dès l'approbation du Registre par la Régie.

2.2.2 Modifications d'installations de transport à l'annexe B

Le tableau suivant présente les modifications à l'inscription d'installations de transport actuellement inscrites au Registre.

Entité	Installation	Nature de la modification	motif de la modification d'installation au Registre	Délai d'entrée en vigueur proposé
HQ	Farnham	Retrait des condensateurs à 25 kV	Les condensateurs ne répondent plus à aucun paramètre de fiabilité du <i>RTP</i> . En effet, ces équipements avaient un impact sur le réglage de la tension pour la <i>ligne d'interconnexion</i> L1429. Toutefois, des améliorations augmentant la robustesse du <i>réseau</i> de ce secteur permettent désormais de retirer ces équipements du <i>RTP</i> .	Dès l'approbation du Registre par la Régie.

Entité	Installation	Nature de la modification	motif de la modification d'installation au Registre	Délai d'entrée en vigueur proposé
HQ	Bedford	Retrait des condensateurs à 25 kV	<i>Idem</i>	Dès l'approbation du Registre par la Régie.
HQ	Romaine-3 (poste de départ)	Ajout du niveau de tension RTP de 13,8 kV	Le Coordonnateur remarque qu'une coquille est présente à la colonne sur les niveaux de tension RTP de cette installation. En effet, le niveau de tension de 13,8 kV est actuellement manquant au Registre. Le Coordonnateur propose de corriger la coquille en ajoutant le niveau de tension de 13,8 kV à la colonne sur les niveaux de tension RTP.	Dès l'approbation du Registre par la Régie.

2.2.3 Retraits d'installations de transport à l'annexe B

Le tableau suivant reflète la proposition du Coordonnateur concernant les retraits au Registre et au RTP d'installations de transport.

Installation	Motif du retrait du Registre	Délai d'entrée en vigueur du retrait proposé
L1291-1 et L1292-1	<p>Dans le cadre du dossier R-4154-2021⁹, le Coordonnateur ajoutait les lignes L1291-1 et L1292-1 au Registre. Le Coordonnateur motivait ces ajouts en raison que ces lignes sont des segmentations des lignes L1291 et L1292 respectivement.</p> <p>Après avoir analysé de façon plus approfondie et également reçu des questionnements de la part de l'entité propriétaire de ces lignes, le Coordonnateur souhaite revenir sur ses motifs initiaux.</p> <p>En effet, le Coordonnateur constate qu'il est préférable de conserver seulement l'inscription au Registre de la ligne sans faire de différenciation de ses segments. Ainsi, il serait compris que l'ensemble de la ligne est inclus dans le Registre et non seulement les segments qui y sont inscrits. À cet effet, si pour une raison quelconque, le segment d'une ligne devait être exclu du <i>RTP</i>, le Coordonnateur est d'avis que cette information devrait être consignée à la colonne « Particularités » de l'installation.</p>	Dès l'approbation du Registre par la Régie.
Saint-Sébastien	<p>Le poste ne répond plus à aucun critère de fiabilité du <i>RTP</i>.</p> <p>En effet, ce poste avait un impact sur le réglage de la tension pour la <i>ligne d'interconnexion</i> L1429. Toutefois, des améliorations augmentant la robustesse du <i>réseau</i> de ce secteur permettent désormais de retirer cette installation du <i>RTP</i>.</p>	Dès l'approbation du Registre par la Régie.
Iberville	<i>Idem</i>	Dès l'approbation du Registre par la Régie.
L1424	<i>Idem</i>	Dès l'approbation du Registre par la Régie.
L1428	<i>Idem</i>	Dès l'approbation du Registre par la Régie.

⁹ Dossier R-4154-2021 de la Régie, consulté le 27 octobre 2022 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=580&phase=1&Provenance=A&generate=true

2.3 Annexe C – Installations de production

Le Coordonnateur propose des modifications à l'Annexe C du Registre. Les sous-sections suivantes présentent ces modifications.

2.3.1 Ajout d'installation de production à l'Annexe C

Le tableau suivant reflète l'ajout proposé par le Coordonnateur à l'Annexe C du Registre.

Entité	Installation	Motif de l'ajout au Registre	Délai d'entrée en vigueur proposé
HQ	Romaine-4	<p>Nouvelle installation de production d'Hydro-Québec dont la puissance nominale brute est de 302 MVA réparties sur deux (2) groupes turbine-alternateur de 151 MVA. Cette installation de production a un impact sur les critères de fiabilité suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Réglage de la fréquence; • Maintien des réserves d'exploitation; et • Maintien de l'équilibre offre/demande. <p>Le Coordonnateur propose d'ajouter cette installation de production dans le RTP.</p>	Dès l'approbation du Registre par la Régie.

2.3.2 Modification d'installations de production à l'annexe C

Le Coordonnateur a effectué une revue des puissances nominales brutes des différentes installations de production inscrites au Registre. Au total, le Coordonnateur propose de modifier les valeurs des puissances inscrites pour vingt (20) installations de production.

Le Coordonnateur présente les modifications de valeurs de puissance au tableau de l'annexe A du présent document.

2.3.2.1 Proposition de retrait des décrets inscrits au Registre

Le Registre comporte actuellement treize (13) installations de production avec une particularité faisant référence à un décret, un certificat d'autorisation ou une convention. Le Coordonnateur a effectué une revue de ces décrets, analysé leur pertinence au Registre et conclu que leur retrait du Registre est préférable à leur maintien. Les paragraphes suivants présentent l'analyse du Coordonnateur.

2.3.2.1.1 La puissance inscrite dans les décrets

Le Coordonnateur constate que l'ensemble des décrets mentionnent la valeur de puissance en *puissance active* (MW) alors que le Registre indique une valeur en puissance apparente (MVA).

Or, le modèle de fiabilité québécois inclut les installations de production selon leur puissance nominale brute en puissance apparente (MVA), il en est de même pour les réseaux voisins avec l'application de la définition du *BES*. Les facteurs de puissance différenciant la *puissance active* de la puissance apparente dans une installation de production sont variables selon plusieurs conditions, le Coordonnateur est d'avis que l'inscription des décrets au Registre peut être une source d'erreur ou d'incompréhension, puisque les références aux décrets présentement inscrits au Registre sont en MVA alors que les documents officiels sont en MW.

2.3.2.1.2 Limitation de puissance

Le Coordonnateur constate également que la colonne « particularités » du Registre réfère à une limitation de puissance inscrite dans les décrets. Or, à la lecture des différents décrets, on ne retrouve aucune limitation de puissance à l'exception du décret #297-94 pour la centrale Saint-Marguerite-3. Le Coordonnateur est donc d'avis que l'information au Registre ne véhicule pas adéquatement l'information des décrets.

2.3.2.1.3 Intérêt pour la fiabilité

Le Coordonnateur comprend que les décrets ont pour objet d'autoriser des projets de construction d'installation de production. Toutefois, dans une optique de fiabilité et d'efficacité réglementaire, le Coordonnateur est d'avis qu'il est requis de se fier à la valeur de la puissance nominale brute d'une installation de production et non à la mention d'un décret gouvernemental. Les *entités visées* ont la responsabilité de fournir des données justes et exactes afin d'assurer la fiabilité du *réseau* électrique du Québec.

En conclusion, après avoir considéré les trois (3) angles d'analyse ci-haut, le Coordonnateur est d'avis qu'il est pertinent de retirer la mention des décrets au Registre. Les différents décrets et leur installation correspondante sont présentés dans le tableau suivant à titre de référence.

Nom de l'installation	Numéro de décret, de certificat ou de convention
Chute-Allard	Décret #379-2005
Eastmain-1	Décret #302-93
Eastmain-1-A	Certificat d'autorisation #3214-10-17
La Grande-3	Convention de la Baie-James et du Nord québécois
Péribonka	Décret #267-2004
Rapide-des-cœurs	Décret #379-2005
Robert-Bourassa/LG4	Convention de la Baie-James et du Nord québécois
Rocher-de-Grand-Mère	Décret #591-2000
Romaine-1	Décret #537-2009
Romaine-2	Décret #537-2009
Romaine-3	Décret #537-2009

Nom de l'installation	Numéro de décret, de certificat ou de convention
Sainte-Marguerite-3	Décret #297-94
Sarcelle	Certificat d'autorisation #3214-10-17

2.3.3 Retrait d'installation de production à l'annexe C

Il n'y a aucun retrait d'installation de production.

3 DÉLAI D'ENTRÉE EN VIGUEUR POUR LES INSTALLATIONS DONT L'ENREGISTREMENT EST MODIFIÉ

En suivi du paragraphe 53 de la décision D-2022-146¹⁰, le Coordonnateur soumet à la Régie une proposition à l'égard du délai d'entrée en vigueur pour les installations dont l'enregistrement au Registre est modifié.

Le Coordonnateur avait soumis à la réponse R1.4 de la demande de renseignements no. 2¹¹ de la Régie au dossier R-4179-2021 que le délai d'entrée en vigueur pour les installations dont l'enregistrement au Registre est modifié devait être traitée au cas par cas.

Dans les faits, lorsqu'une *entité visée* prévoit modifier une installation de façon à modifier son inclusion au *RTP* (ex : un poste possédant initialement un niveau de tension de 315 kV inclus dans le *RTP* se fait ajouter un niveau de tension de 735 kV à la suite d'un projet de l'entité concernée), elle doit informer le Coordonnateur de cette modification. Dès la phase d'évaluation d'un projet, une *entité visée* devrait déterminer si son installation est incluse ou non dans le *RTP*. Le Coordonnateur exerce en tout temps un rôle de vigie et peut toujours aider une entité dans son assujettissement au *RTP*.

Ainsi, il ne devrait y avoir aucun délai entre l'assujettissement au *RTP* et la mise en service de l'installation. En outre, les obligations de conformité sont applicables dès la mise en service de l'installation. Une *entité visée* ne devrait pas utiliser le Registre comme prétexte à se soustraire ou pour retarder des obligations de conformité aux *normes de fiabilité* et ce, notamment dans une optique d'intérêt public. Le Coordonnateur avait informé la Régie de cette position dans le cadre du dossier R-4095-2018¹² et soumet qu'elle est toujours d'actualité.

¹⁰ Décision D-2022-146, par. 53, de la Régie, consultée le 3 février 2023 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/608/DocPri/R-4179-2021-A-0025-Dec-Dec-2022_12_06.pdf#page=17

¹¹ Demande de renseignements no.2, réponse R1.4 du dossier R-4179-2021 de la Régie, consultée le 7 février 2023 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/608/DocPri/R-4179-2021-B-0031-DDR-RepDDR-2022_06_30.pdf#page=5

¹² Voir la section 4 de la pièce HQCF-1, document 1 au dossier R-4095-2018, disponible au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/514/DocPri/R-4095-2019-B-0004-Demande-Piece-2019_07_30.pdf

En conclusion, le Coordonnateur propose de revenir sur sa proposition soumise à la réponse R1.4 de la demande de renseignements no.2¹³ de la Régie au dossier R-4179-2021 et plutôt soumettre que le délai de mise en vigueur pour une installation dont l'enregistrement au Registre est modifié doit être dès la mise en service des modifications à l'installation. La modification sera reflétée lors de la mise à jour du Registre suivant la déclaration de modification par l'*entité visée* où après que le Coordonnateur aura été informé de la modification.

4 CONCLUSION

Considérant la forme simple des modifications proposées au présent dossier, le Coordonnateur est d'avis qu'il n'est pas nécessaire de fournir une attestation de traduction pour celles-ci.

Pour conclure, le Coordonnateur est d'avis que les modifications proposées au Registre sont conformes aux dispositions de la Loi, aux ordonnances pertinentes de la Régie, et qu'elles contribuent au bon fonctionnement du régime obligatoire de la fiabilité au Québec.

¹³ Demande de renseignements no.2, réponse R1.4 du dossier R-4179-2021 de la Régie, consultée le 7 février 2023 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/608/DocPri/R-4179-2021-B-0031-DDR-RepDDR-2022_06_30.pdf#page=5

5 ANNEXE A – VALEURS DE PUISSANCE NOMINALE BRUTE MODIFIÉES

Le tableau suivant présente les différentes installations de production dont la valeur de puissance installée actuelle inscrite au Registre nécessite d’être modifiée.

Entité	Nom de l'installation	Puissance installée actuellement inscrite au Registre (MVA)	Puissance installée à inscrire au Registre (MVA)	Motif pour la modification
HQ	Beauharnois	2270	2277,82	La centrale a eu plusieurs réfections au cours des dernières années. Plusieurs réfections depuis 2010 (la centrale possède trente-six (36) groupes de production)
HQ	Bersimis-2	915	889	Une mise à jour des valeurs nominales a eu lieu pour quatre (4) groupes de production
HQ	Cèdres	150	148,6	La valeur était initialement arrondie. La valeur exacte à utiliser est 148,6 MVA.
HQ	Chute-Allard	69	73,8	Ajustement de la valeur nominale des groupes de production à la suite d’une étude de puissance.
HQ	Eastmain-1	505	534	Ajustement de la valeur nominale des groupes de production.
HQ	Eastmain-1-A	853	921	Ajustement de la valeur nominale des groupes de production.
HQ	La Grande-3	2425	2544	Des études d’augmentation de puissance ont été réalisées et un ajustement de la valeur nominale des groupes de production a eu lieu.
HQ	Péribonka	427,8	450,45	Ajustement de la valeur nominale des groupes de production.
HQ	Rapide-2	84	76	Ajustement de la valeur nominale des groupes de production.
HQ	Rapide-7	84	76	Ajustement de la valeur nominale des groupes de production.
HQ	Rapide-Blanc	240	245	La réfection d’un groupe de production en 2021 a permis d’obtenir une augmentation de puissance de 5 MVA.
HQ	Rapide-des-Quinze	128,2	136,2	Des études d’augmentation de puissance ont été réalisées et un ajustement de la valeur nominale des groupes de production a eu lieu.
HQ	Rapides-des-Cœurs	84,4	96	Ajustement de la valeur nominale des groupes de production.
HQ	Robert-Bourassa	5920	6240	Des études d’augmentation de puissance ont été réalisées et un ajustement de la valeur nominale des groupes de production a eu lieu.
HQ	Rocher-de-Grand-Mère	255,6	264	Ajustement de la valeur nominale des groupes de production.

Entité	Nom de l'installation	Puissance installée actuellement inscrite au Registre (MVA)	Puissance installée à inscrire au Registre (MVA)	Motif pour la modification
HQ	Romaine-1	300	320	Ajustement de la valeur nominale des groupes de production.
HQ	Romaine-2	711	772	Ajustement de la valeur nominale des groupes de production.
HQ	Romaine-3	1474	490	Le Coordonnateur est d'avis que la puissance actuellement inscrite au Registre est à la source d'une erreur cléricale.
HQ	Sainte-Marguerite-3	928,4	930	La valeur exacte à utiliser est 930 MVA.
HQ	Sarcelle	166,7	177	La valeur de 166,7 MVA ne représente pas la capacité nominale des groupes de l'installation de production.