

**Entente définitive relative à la transmission de données
d'exploitation confidentielles de RTA et à leur traitement
par Hydro-Québec
(Version caviardée)**



Coordonnateur de la fiabilité

Demande R-4203-2022

Entente définitive relative à la transmission de données d'exploitation confidentielles de RTA et à leur traitement par Hydro-Québec

ENTRE : RIO TINTO ALCAN INC. ("RTA")

ET : HYDRO-QUÉBEC

(RTA et Hydro-Québec sont désignées individuellement une « **Partie** » ou collectivement les « **Parties** »)

1. **Objet**

- 1.1 RTA est une entité visée par les normes de fiabilité et inscrite au Registre des entités visées par les normes de fiabilité (le « **Registre** ») sous le numéro NIR018. Plus particulièrement, RTA possède, au sens donné par le *Registre*, des installations de production à vocation industrielle (PVI).
- 1.2 La présente *Entente définitive relative à la transmission de données d'exploitation confidentielles de RTA et à leur traitement par Hydro-Québec* (l'« **Entente** ») encadre notamment les modalités relatives à la transmission de données d'exploitation confidentielles par RTA et à leur utilisation et traitement, en temps réel, par le Centre de contrôle du réseau de la division Hydro-Québec *TransÉnergie* (« **HQT** ») d'Hydro-Québec (le « **CCR-HQ** ») afin que le *CCR-HQ* puisse assumer ses fonctions de *coordonnateur de la fiabilité* (RC) et d'*exploitant de réseau de transport* (TOP).
- 1.3 Ces modalités sont plus amplement décrites dans le document joint à l'**Annexe A** de l'*Entente* et intitulé *Protocole technique*, lequel fait partie intégrante de l'*Entente*.
- 1.4 Le *Protocole technique* vise notamment à identifier les données d'exploitation confidentielles que RTA s'engage à rendre disponibles et à transmettre au *CCR-HQ* pour se conformer aux exigences des normes TOP-001-3, TOP-003-3, IRO-002-4 et IRO-010-2, de même que toute révision de ces normes, toute norme les remplaçant et toute autre norme aux mêmes effets (les « **Normes** ») dans le contexte du respect des exigences énoncées à la version révisée du document d'Hydro-Québec intitulé *Exigences et procédures relatives à la transmission de données et d'information nécessaires à l'exploitation du réseau de transport principal de l'Interconnexion du Québec datée du 4 septembre 2020* (les « **Exigences** »), dont une copie est jointe à l'*Entente* comme **Annexe B**.

- 1.5 Le *Protocole technique* prévoit les modalités et conditions relatives à ce qui suit :
- (a) à la transmission des *Données*¹ (de RTA) au *CCR-HQ* par le biais du *Système*²; et
 - (b) à l'utilisation, au traitement, à la confidentialité, à la préservation et à la destruction (selon les modalités, conditions et obligations encadrant le *Système*) de ces *Données* par Hydro-Québec.
2. **Portée de l'Entente et demande auprès de la Régie**
- 2.1 Considérant (i) que RTA a exprimé certaines préoccupations à titre de PVI relativement à son assujettissement sans réserve aux *Normes*, (ii) que les modalités de l'Entente de principe intervenue entre les *Parties* le 23 janvier 2020 (l'« **Entente de principe** »), de l'Entente et du *Protocole technique* visent à tenir compte, d'une part, dans leur ensemble, des préoccupations de RTA, à titre de PVI, et d'autre part, des préoccupations du *Coordonnateur de la fiabilité* (RC) à l'égard de la fiabilité de l'*Interconnexion* du Québec,³ RTA ne s'objectera pas, aux seules fins visées par l'Entente et le *Protocole technique*, à la demande de retrait par Hydro-Québec, dans ses fonctions de *coordonnateur de la fiabilité* (RC), des dispositions particulières dans les Annexes Québec des *Normes* à l'égard des PVI, tel qu'ordonné par la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») dans ses décisions D-2015-059 et D-2017-061 (les « **Dispositions particulières** »).
- 2.2 L'Entente et le *Protocole technique* ne pourront être interprétés de quelque manière que ce soit comme une renonciation de la part de RTA (i) d'invoquer devant la Régie ou toute autre instance judiciaire les particularités du régime québécois des normes de fiabilité à l'égard des PVI et (ii) de requérir l'ajout de dispositions particulières aux Annexes Québec des normes de fiabilité dans les cas qui le permettent.
- 2.3 De plus, Hydro-Québec ne pourra invoquer de quelque manière que ce soit, devant la Régie ou toute autre instance judiciaire, que l'Entente et le *Protocole technique* constituent une telle renonciation de la part de RTA.
- 2.4 L'Entente et le *Protocole technique* ne pourront être interprétés de quelque manière que ce soit comme une admission de la part d'Hydro-Québec (i) du caractère confidentiel des *Données*, (ii) de la nécessité de prévoir des engagements de confidentialité pour protéger les *Données*, (iii) que le régime québécois des normes de fiabilité doit prévoir des spécificités pour les PVI ou que la notion de PVI a une utilité particulière au Québec ou (iv) que des dispositions particulières aux Annexes Québec des normes de fiabilité sont appropriées.

¹ Ce terme est défini à l'article 18.1 au *Protocole technique*.

² Ce terme est défini à l'article 19 au *Protocole technique*.

³ Selon la définition du terme *Interconnexion* au Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le « **Glossaire** »), l'« *Interconnexion du Québec* » désigne l'un des quatre grands réseaux électriques de l'Amérique du Nord.

- 2.5 De plus, RTA ne pourra invoquer de quelque manière que ce soit, devant la *Régie* ou toute autre instance judiciaire, que l'*Entente de principe*, l'*Entente* et le *Protocole technique* constituent une telle admission de la part d'Hydro-Québec.
- 2.6 Les *Parties* collaboreront aux fins du dépôt à la *Régie* de l'*Entente* et du *Protocole technique* et des autres annexes de même que de la documentation à son soutien.
- 2.7 Les *Parties* s'engagent à informer la *Régie* par écrit dès que le *Système* est fonctionnel à leur entière satisfaction. Préalablement à l'envoi de cet avis à la *Régie*, Hydro-Québec s'engage à tenir une séance de travail avec les représentants de RTA afin d'effectuer une démonstration du *Système* qui permettra à cette dernière d'en valider la conformité avec les modalités et conditions prévues au *Protocole Technique*. Les *Parties* demanderont à la *Régie* de demeurer saisie du dossier R-4001-2017 jusqu'à ce qu'elle ait reçu l'avis précité.
- 2.8 Dans l'éventualité où le *Système* n'est pas fonctionnel à la *Date de mise en vigueur des Normes* (tel que ce terme est défini au paragraphe 2.9.7 (e) de l'*Entente*), et ce, à l'entière satisfaction de l'une ou l'autre des *Parties*, Hydro-Québec, dans ses fonctions de *coordonnateur de la fiabilité* (RC), s'engage à demander à la *Régie* sans délai dans le dossier R-4001-2017 si celui-ci est toujours actif ou dans un nouveau dossier dans le cas contraire, avec l'appui de RTA, à titre de mesure intérimaire, l'adoption des *Normes* incorporant les *Dispositions particulières* à l'égard des PVI jusqu'à ce que les *Parties* aient informé la *Régie* que le *Système* est fonctionnel à leur entière satisfaction, selon les modalités qui seront prévues à l'*Entente*.
- 2.9 Au soutien de la demande formulée et présentée à la *Régie* dans le cadre du dossier R-4001-2017 (la « **Demande** »), Hydro-Québec s'engage à soumettre notamment ce qui suit :
- 2.9.1 Une évaluation de la pertinence des *Normes* et de leurs impacts;
- 2.9.2 Considérant les impacts de l'adoption des *Normes* qui sont allégués par RTA, la *Demande* fera référence aux discussions menées entre Hydro-Québec et RTA visant à minimiser ces impacts allégués par l'identification de modalités relatives à la préservation de la confidentialité et à l'utilisation de certaines données de RTA dont les *Normes* prévoient qu'Hydro-Québec peut demander la communication, lesquelles modalités sont prévues à l'*Entente* et au *Protocole technique* (les « **Modalités** »);
- 2.9.3 Une déclaration et confirmation à l'effet qu'Hydro-Québec est satisfaite que le respect par les *Parties* de l'*Entente*, du *Protocole technique* et des *Modalités* qui y sont prévues permettront à RTA de respecter les *Exigences* et les exigences des *Normes* modifiées, ayant pour effet de retirer les *Dispositions particulières*;
- 2.9.4 L'*Entente*, le *Protocole technique* et les *Modalités* qui y sont prévues sont jugées acceptables par RTA et Hydro-Québec :

- (a) dans la mesure où la *Régie* en prendra acte, tel qu'il sera allégué à la Demande; et
 - (b) dans la mesure où l'approbation des *Normes* modifiées, ayant pour effet de retirer les *Dispositions particulières*, est conditionnelle à ce que la Régie :
 - (i) prenne acte de l'*Entente*, du *Protocole technique* et des *Modalités* qui y sont prévues; et
 - (ii) prenne acte et se déclare satisfaite de la déclaration et de la confirmation d'Hydro-Québec à l'effet que cette dernière est satisfaite que le respect par les *Parties* de l'*Entente*, du *Protocole technique* et des *Modalités* qui y sont prévues permettront à RTA de respecter les *Exigences* et les exigences des *Normes* modifiées;
- 2.9.5 Hydro-Québec demandera à la *Régie* de formellement prendre acte des *Modalités* à titre de preuve de l'impact raisonnable de l'adoption des *Normes* tant pour RTA que pour Hydro-Québec;
- 2.9.6 Hydro-Québec précisera que l'impact de l'adoption des *Normes* modifiées sans les *Modalités* nécessiterait des démarches supplémentaires importantes de sa part et de la part de RTA. Ainsi, si la *Régie* devait considérer que les *Modalités* ne peuvent constituer une preuve adéquate de l'impact aux fins de l'adoption des *Normes* sur laquelle elle peut appuyer sa décision, Hydro-Québec soutiendra dans sa *Demande* que le dossier n'est pas en état et demandera à la *Régie* de ne pas donner suite à la *Demande*, incluant les conclusions qui y seront formulées;
- 2.9.7 Hydro-Québec demandera à la *Régie* :
- (a) d'adopter les *Normes*;
 - (b) de prendre acte de l'*Entente*, du *Protocole technique* et des *Modalités* qui y sont prévues;
 - (c) de reconnaître que l'*Entente*, le *Protocole technique* et les *Modalités* qui y sont prévues constituent un motif pour l'adoption des *Normes* modifiées;
 - (d) de prendre acte et de se déclarer satisfaite de la déclaration et de la confirmation d'Hydro-Québec à l'effet que cette dernière est satisfaite que le respect par les *Parties* de l'*Entente*, du *Protocole technique* et des *Modalités* qui y sont prévues permettront à RTA de respecter les *Exigences* et les exigences des *Normes* modifiées;
 - (e) de fixer la date de la mise en vigueur des *Normes* au 1^{er} avril 2022 (la « **Date de mise en vigueur des Normes** »); et

(f) de fixer la date de mise en application des exigences des *Normes* 4 mois suivant la *Date de mise en vigueur des Normes* (la « ***Date en mise en application des Normes*** »).

- 2.10 Dans les 10 jours précédant la date de dépôt de la *Demande* à la *Régie*, Hydro-Québec devra transmettre à RTA un projet de *Demande* pour révision et commentaires.
- 2.11 Sous réserve des dispositions prévues à l'article 2.8 ci-dessus, RTA s'engage à communiquer les *Données* au *CCR-HQ* conformément au *Protocole technique* à compter de la *Date de mise en vigueur des Normes*, telle que fixée par la *Régie* dans sa décision dans le cadre du dossier R-4001-2017.
- 2.12 Une fois le *Système* fonctionnel, l'une ou l'autre des Parties peut demander la tenue d'une séance de travail ponctuelle sur un sujet particulier en lien avec l'*Entente*, le *Protocole technique* et les autres annexes de l'*Entente*. Les Parties conviendront alors des modalités relatives à la tenue de cette séance de travail.

3. Confidentialité

- 3.1 Les modalités et conditions du *Protocole technique* de même que les *Données* sont confidentielles et les Parties reconnaissent ce qui suit :
- 3.1.1 que la divulgation des modalités et conditions du *Protocole technique* au public ou aux autres membres du personnel d'Hydro-Québec n'y ayant pas accès causerait préjudice à leurs opérations;
- 3.1.2 que RTA considère que la divulgation des modalités et conditions du *Protocole technique* de même que des *Données* au public ou aux autres membres du personnel d'Hydro-Québec n'y ayant pas accès lui causerait préjudice tant au niveau technique, commercial qu'opérationnel;
- 3.1.3 que ces renseignements constituent pour RTA de l'information de nature confidentielle en raison de leurs caractères techniques, commerciaux et opérationnels que RTA, dans le cours de ses activités, traite de façon confidentielle et, à cet effet, a toujours limité le nombre de ses propres employés qui y ont accès;
- 3.1.4 que RTA, dans le cadre de ses relations d'affaires de longue date avec les différentes divisions d'Hydro-Québec, a toujours protégé le caractère commercial, stratégique et concurrentiel de ses renseignements confidentiels, incluant les *Données*;
- 3.1.5 que la transmission des *Données* au *CCR-HQ* ne constituent pas pour RTA une renonciation de quelque nature que ce soit au caractère confidentiel des *Données* et à son droit d'en protéger le caractère commercial, stratégique et concurrentiel.

- 3.2 Les *Parties* conviennent que le *Protocole technique* et les autres annexes de l'*Entente* seront déposés au dossier R-4001-2017 de la *Régie* sous pli confidentiel et accompagnés d'affirmations solennelles de chacune des *Parties* à l'appui de leur demande de traitement confidentiel. Hydro-Québec coordonnera le dépôt et la documentation requise à son soutien.
- 3.3 Aux fins de l'*Entente*, l'accès aux *Données* s'entend (i) d'un accès informatique au *Système* permettant de visualiser les *Données* et/ou (ii) du fait d'avoir eu connaissance des *Données*, que ce soit dans le cadre des fonctions, de façon accidentelle ou involontaire, avec ou sans contravention aux termes de l'*Entente*, de façon écrite, verbale ou sur quelque autre support que ce soit, y compris de tout document montrant les *Données* de façon distincte, mais exclut l'accès ou la connaissance de toute agrégation de données ne montrant pas les *Données* de façon distincte (l'« **Accès aux Données** »).
- 3.4 Plus particulièrement, Hydro-Québec sera responsable de s'assurer que les personnes qui ont *Accès aux Données* se conformeront en tout temps opportun à l'engagement de confidentialité décrit à l'article 22 du *Protocole technique*, lequel spécifiera également qu'avant de participer à toute discussion ou négociation impliquant les intérêts techniques, financiers, commerciaux ou opérationnels de RTA, à l'exception des questions relatives à l'exploitation du réseau de transport et à la fiabilité du transport d'électricité (dans le cadre de l'exécution des fonctions (i) de *coordonnateur de la fiabilité* [RC], (ii) de *responsable de l'équilibrage* [BA], (iii) d'*exploitant du réseau de transport* [TOP]), (iv) de *planification du réseau de transport*, (v) de *coordonnateur de la planification* [PC] et (vi) de *planificateur du réseau de transport* [TP]), (une « **Négociation/Discussion** ») le fait qu'une de ces personnes ait eu *Accès aux Données* devra être déclaré par écrit à RTA.
- 3.5 Avant d'entreprendre toute *Négociation/Discussion* et pendant toute la durée de telle *Négociation/Discussion*, le responsable de la discussion pour Hydro-Québec s'engage à transmettre à RTA, à sa demande, les postes antécédents de tous les participants représentant Hydro-Québec dans le cadre de telle *Négociation/Discussion* et de déclarer à RTA les participants qui ont eu *Accès aux Données* au CCR-HQ ou autrement, le cas échéant. Le responsable de la discussion pour Hydro-Québec fournira à RTA une attestation écrite à l'effet que les participants représentant Hydro-Québec ont eu ou non *Accès aux Données* au CCR-HQ ou autrement, le cas échéant, et dans quelle mesure.
- 3.6 RTA aura le droit, à sa discrétion, de demander qu'une personne identifiée en vertu de l'article 3.5 ci-dessus comme ayant eu *Accès aux Données* au CCR-HQ ou autrement, le cas échéant, soit exclue de la *Négociation/Discussion*. Hydro-Québec sera alors responsable de s'assurer qu'il soit interdit à cette personne d'échanger ou de communiquer, de quelque manière que ce soit, aux autres participants représentant Hydro-Québec, toute information de RTA, incluant celle relative aux *Données*, en lien avec ladite *Négociation/Discussion*.
4. **Validation externe des contrôles**
- 4.1 Le respect des obligations d'Hydro-Québec en vertu de l'*Entente* et du *Protocole technique* sera vérifié par une firme spécialisée en matière de validation des contrôles (la « **Firme** »)

aux deux (2) ans calculés à partir de la *Date de mise en application des normes*. Hydro-Québec assumera les coûts de cette vérification.

- 4.2 La *Firme* sera déterminée par Hydro-Québec conformément aux critères mentionnés à l'**Annexe D** ci-jointe après que RTA ait été informée des entreprises qu'Hydro-Québec entend solliciter ou ayant soumis leur candidature, selon le cas. RTA pourra demander d'exclure toute candidature si elle estime qu'il existe un conflit d'intérêts relativement à l'une ou l'autre des *Parties*. Hydro-Québec informera RTA de l'identité de la *Firme* qu'elle propose retenir dans un délai de 30 jours de la signature de l'*Entente*.
- 4.3 Le mandat de la *Firme* sera celui décrit à l'Annexe D (le « **Mandat** »). Le projet de contrat de services sera soumis au préalable à RTA pour commentaires. Une copie du contrat de services intervenu entre Hydro-Québec et la *Firme* sera remis à RTA.
- 4.4 La *Firme* devra produire un rapport de vérification conforme au *Mandat* et en remettre copie simultanément aux *Parties* dans un délai maximal de 60 jours suivant le début de sa vérification.
- 4.5 Si le rapport de vérification conclut à l'existence du non-respect ou de non-conformités aux obligations prévues à l'*Entente* ou au *Protocole technique*, Hydro-Québec devra informer RTA des mesures qu'elle entend mettre en place afin de corriger ces non-respect ou non-conformités (les « **Mesures correctives** »), dans un délai de 60 jours suivant la réception du rapport. RTA pourra commenter les *Mesures correctives* proposées par Hydro-Québec conformément à l'article 4.8 ci-dessous.
- 4.6 Tout non-respect ou toute non-conformité aux obligations prévues à l'article 3 de l'*Entente* ou à l'article 22 du *Protocole technique* devra être corrigée immédiatement par des *Mesures correctives* d'Hydro-Québec. Hydro-Québec devra informer RTA sans délai des *Mesures correctives* qu'elle a adoptées et implantées pour corriger tout tel non-respect ou toute telle non-conformité. RTA pourra commenter les *Mesures correctives* implantées par Hydro-Québec conformément à l'article 4.8 ci-dessous.
- 4.7 Les *Mesures correctives* proposées à l'article 4.5 , telles que révisées le cas échéant, devront être implantées par Hydro-Québec dans un délai maximal de douze (12) mois de la date de transmission du rapport de vérification par la *Firme*.
- 4.8 Si RTA n'est pas satisfaite des *Mesures correctives* prévues aux articles 4.5 et 4.6 ci-dessus ou encore de leur implantation par Hydro-Québec prévue à l'article 4.7, les modalités suivantes d'appliquent :
 - 4.8.1 RTA aura 30 jours, ou 48 heures dans le cas des *Mesures Correctives* prévues à l'article 4.6 ci-dessus, pour informer Hydro-Québec des motifs de son insatisfaction en fournissant des explications détaillées au soutien de sa position;

- 4.8.2 Les *Parties* auront alors 30 jours à partir de l'avis de RTA pour tenir une séance de travail où elles tenteront de concilier leurs positions et fourniront des explications en réponse aux préoccupations de l'autre *Partie*;
- 4.8.3 Si aucun accord n'intervient à l'expiration du délai de 30 jours prévu au paragraphe 4.8.2 ci-dessus ou de tout autre délai convenu entre les *Parties*, le cas échéant, les *Parties* auront 90 jours pour obtenir l'avis d'un tiers neutre ayant l'expertise requise mandaté conjointement par les *Parties* (l'« **Expert** ») sur, selon le cas, les *Mesures correctives* ou leur implantation et sur l'insatisfaction de RTA. Le rapport de l'*Expert* ne liera pas les *Parties*. Les frais et honoraires de l'*Expert* seront assumés à parts égales par les *Parties*.

5. **Responsabilité**

- 5.1 Aucune *Partie* n'est responsable vis-à-vis de l'autre *Partie*, directement ou indirectement, d'aucun coût, dépense, risque ou dommage ni n'assume quelque responsabilité, découlant de quelque mesure que l'autre *Partie* a prise ou omise de prendre dans le contexte de l'*Entente*, sauf en ce qui concerne la violation d'obligations prévues à l'article 3 de l'*Entente* ou à l'article 22 du *Protocole technique*. Toutefois, aucune *Partie* n'est responsable envers l'autre *Partie* en ce qui concerne toutes les pertes indirectes, accessoires ou consécutives.

6. **Fin de l'Entente**

- 6.1 L'*Entente* prend fin si l'une ou l'autre des situations suivantes survient :
- 6.1.1 Une *Partie* transmet un avis de son intention de résilier l'*Entente* à l'autre *Partie*. En pareil cas, la résiliation prend effet 18 mois après la transmission de cet avis;
- 6.1.2 La *Régie* (i) rejette la *Demande*; (ii) considère que les *Modalités* ne peuvent constituer une preuve adéquate de l'impact de l'adoption des *Normes*; ou (iii) ne prend pas acte et ne se déclare pas satisfaite de la déclaration et de la confirmation d'Hydro-Québec à l'effet que cette dernière est satisfaite que le respect par les *Parties* de l'*Entente*, du *Protocole technique* et des *Modalités* qui y sont prévues permettront à RTA de respecter les *Exigences* et les exigences des *Normes* modifiées;
- En pareil cas, l'*Entente* et le *Protocole technique* deviendront immédiatement nuls et non avendus sur simple avis d'une *Partie*, à toutes fins que de droit, et la *Demande*, dans le contexte des engagements souscrits par les *Parties* aux termes de l'*Entente* et du *Protocole technique*, sera retirée par Hydro-Québec. En pareil cas, rien dans l'*Entente* n'empêchera les *Parties* de faire valoir leurs prétentions devant la *Régie* comme elles l'entendent;
- 6.1.3 Lorsqu'une *Partie* est en défaut de l'une ou l'autre de ses obligations prévues à l'*Entente* ou au *Protocole technique* (la « **Partie en défaut** ») et que l'autre *Partie* lui donne un avis en ce sens;

En pareil cas, la *Partie en défaut* bénéficie d'un délai de 30 jours pour remédier au défaut. Toutefois, s'il s'agit d'un défaut à l'une ou l'autre des obligations prévues aux articles 4.5, 4.6 ou 4.7 de l'*Entente*, ce délai est de 10 jours;

6.1.4 S'il n'est pas remédié au défaut à l'expiration de ce délai de 30 jours ou de 10 jours, selon le cas, la résiliation de l'*Entente* prend effet 60 jours à partir de l'expiration de ce délai, sans autre avis.

6.1.5 Sur avis de l'une ou l'autre des *Parties*, lorsqu'elles ne parviennent pas à une entente au terme du processus de résolution de différend sur les *Mesures Correctives* prévu à l'article 4.8 ci-dessus.

En pareil cas, la résiliation de l'*Entente* prend effet 60 jours après la transmission de cet avis.

6.2 Dans l'éventualité où l'une ou l'autre des *Parties* met fin à l'*Entente* conformément à l'article 6.1 les *Parties* devront informer la *Régie* sans délai de la date de prise d'effet de la résiliation de l'*Entente*.

6.3 Si l'*Entente* prend fin en vertu de l'article 6.1 ci-dessus, Hydro-Québec s'engage à produire auprès de la *Régie*, dans les meilleurs délais, une demande intérimaire d'adoption des *Normes* modifiées incorporant les *Dispositions particulières*, avec effet immédiat à la date de résiliation de l'*Entente* (la « **Demande intérimaire** »). De plus, les *Parties* pourront déposer auprès de la *Régie* toutes autres demandes qu'elles jugeront appropriées relativement aux *Normes*. Rien dans l'*Entente* n'empêchera les *Parties* de faire valoir leurs prétentions devant la *Régie* comme elles l'entendent.

6.4 Les modalités suivantes s'appliquent aux fins de la *Demande intérimaire* :

6.4.1 RTA pourra suspendre la transmission des *Données* à Hydro-Québec à compter de la date à laquelle la résiliation prend effet;

6.4.2 À compter de la date de résiliation de l'*Entente*, Hydro-Québec cessera immédiatement l'utilisation des *Données*. Hydro-Québec n'aura cependant pas l'obligation de détruire les *Données* autrement que selon les termes de l'*Entente* et du *Protocole technique*;

6.4.3 Hydro-Québec transmettra à RTA pour commentaires sa *Demande intérimaire* au moins trois (3) jours ouvrables avant son dépôt à la *Régie*.

7. Avis

7.1 Les communications régulières entre les *Parties* peuvent être transmises par courriel. Toutefois, tout avis qui doit ou qui peut être donné par écrit par une *Partie* à l'autre *Partie* en vertu de l'*Entente* doit être transmis par service de messagerie papier avec preuve de réception et sera réputé donné le jour ouvrable de sa réception si celle-ci survient avant 16h30 ou, dans le cas contraire, le jour ouvrable suivant, cet avis devant également être transmis par courriel, le tout aux adresses indiquées ci-dessous :

7.1.1 dans le cas d'Hydro-Québec, à l'adresse suivante :

[Redacted]

avec copies aux adresses suivantes :

[Redacted]

Et à

[Redacted]

7.1.2 dans le cas de de RTA, à l'adresse suivante :

[Redacted]



8. Lois applicables et clause d'élection de for

8.1 L'*Entente* doit être interprétée conformément aux lois et règlements de la province de Québec et aux lois et règlements du Canada qui s'appliquent au Québec. Tout différend découlant de l'*Entente* ou attribuable à celle-ci doit être soumis à la compétence exclusive des tribunaux judiciaires. Les *Parties* élisent domicile dans le district judiciaire de Montréal (Québec).

9. Intégralité de l'*Entente*

9.1 L'*Entente* énonce exclusivement et entièrement les droits et obligations des *Parties* relativement à l'objet des présentes et remplace l'ensemble des autres conventions, ententes, déclarations et garanties, verbales ou écrites, relativement à l'objet des présentes, y compris l'*Entente de principe*.

10. Absence de contravention à d'autres ententes

10.1 Chaque *Partie* déclare et garantit par les présentes à l'autre *Partie* que ni (i) le fait pour elle d'avoir conclu l'*Entente*, ni (ii) le fait pour elle d'exécuter et de s'engager à respecter les dispositions de l'*Entente*, ne contreviendra pas à toute autre entente intervenue entre les *Parties*.

11. Modification et renonciation

11.1 Aucune modification et aucune renonciation à l'une des modalités, conditions ou dispositions de l'*Entente* ou de ses annexes ne sera valide ni contraignante, à moins qu'elle ne soit faite par écrit et dûment signée par les représentants autorisés des deux *Parties*.

12. Application et cession

12.1 Aucune *Partie* ne peut céder ou transférer l'*Entente*, en totalité ou en partie, sans le consentement écrit préalable de l'autre *Partie*.

13. Exemplaires

13.1 L'*Entente* peut être signée en plusieurs exemplaires et ces exemplaires signés et remis, chacun en tant qu'original, constituent un seul et même document.

14. Dissociabilité et interprétation

14.1 Dans la mesure où une partie ou une disposition de l'*Entente* est invalide ou inopposable, elle est réputée supprimée de l'*Entente* et le reste de cette disposition et de l'*Entente* ne sont pas touchés et continuent d'être pleinement en vigueur et de produire tous leurs effets.

15. Caractère raisonnable d'un point de vue commercial

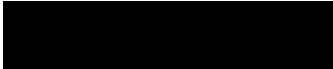
15.1 Tous les droits, devoirs et obligations découlant de l'Entente et de ses annexes doivent être exercés et exécutés de bonne foi et de manière raisonnable sur le plan commercial.

16. Autorisation

16.1 Chaque Partie à l'Entente déclare et garantit qu'elle dispose des pouvoirs entiers et complets de conclure et d'exécuter l'Entente. Chaque personne qui signe l'Entente pour le compte de l'une ou l'autre des Parties déclare et garantit qu'elle a les pouvoirs complets et entiers à cet égard et que cette Partie sera liée par l'Entente.

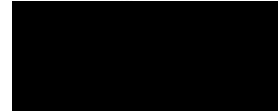
EN FOI DE QUOI, les Parties ont signé l'Entente le 11 septembre 2020 à Montréal, Province de Québec.

RIO TINTO ALCAN INC.



Par:
Titre:

HYDRO-QUÉBEC



Par: Yann Perreault
Titre: Directeur principal - Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau

Par:
Titre:

Par:
Titre:

LISTE DES ANNEXES

Annexe A – *Protocole technique*

Annexe B – Exigences et procédures relatives à la transmission de données

Annexe C – Fiche de Benex

Annexe D – Critères de sélection et mandat de la firme spécialisée en matière de validation des contrôles

Annexe E – Personnel d'HQT avec *Accès aux Données*

ANNEXE A

Protocole technique

■ ■
■ [REDACTED]

■ ■
■ [REDACTED]

■ [REDACTED]

■ [REDACTED]
■ [REDACTED]

■ [REDACTED]

■ [REDACTED]
■ [REDACTED]

■ [REDACTED]

■ [REDACTED]
■ [REDACTED]
■ [REDACTED]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

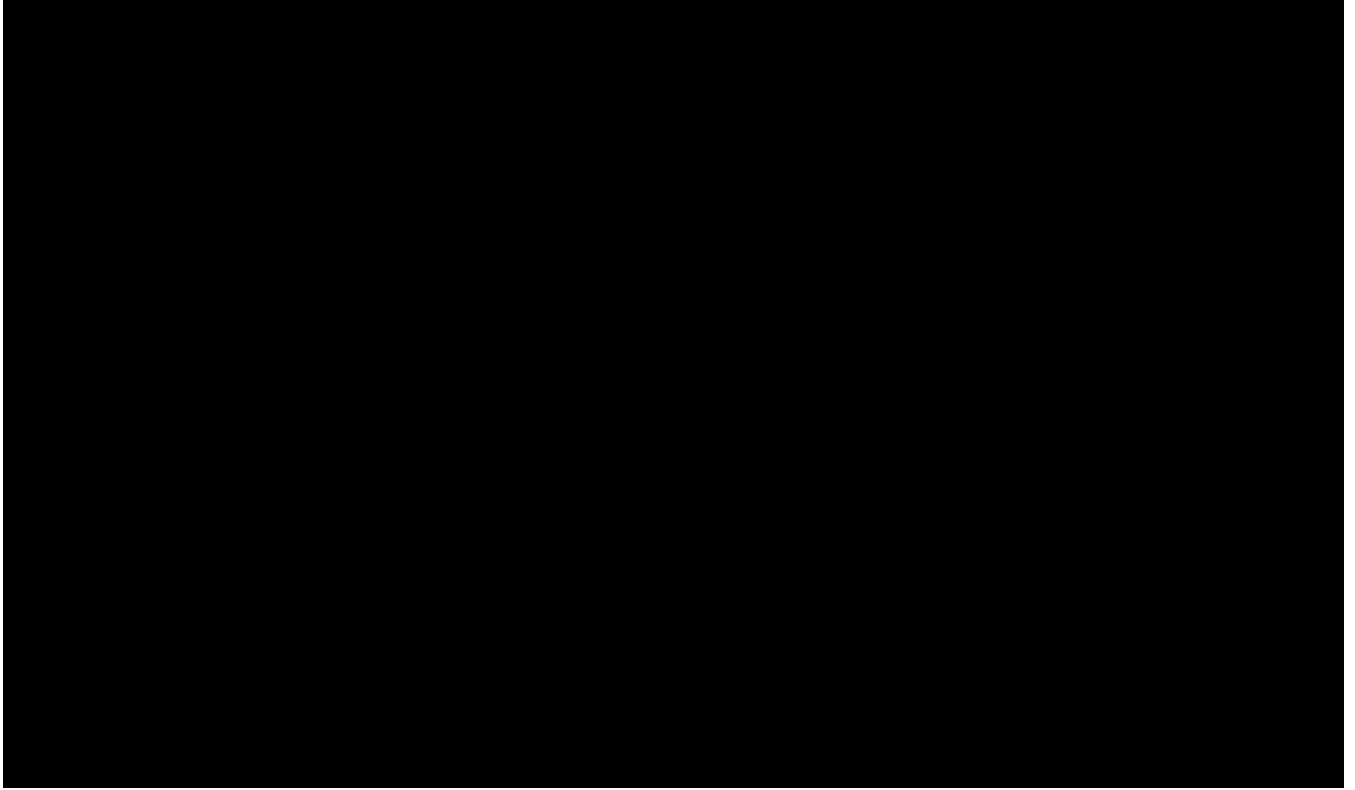
[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]



[Redacted text block]

[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

ANNEXE B

EXIGENCES ET PROCÉDURES RELATIVES À LA TRANSMISSION DE DONNÉES

Spécification des données de la direction principale Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau

Exigences et procédures relatives à la transmission de données et d'informations nécessaires à l'exploitation du réseau de transport principal de l'Interconnexion du Québec

Préparé par : David Lambert, ing.

Révisé par : Matar Seck, ing. jr

Entrée en vigueur : 2020-09-04

Révision : 4

Table des matières

Suivi des modifications	iv
1. Objectif	6
2. Fonctions visées	7
3. Données et informations pour la surveillance et le contrôle en temps réel	8
3.1 Mesures et signalisation associées aux éléments RTP et hors RTP désignés.....	8
3.2 Mesures et signalisation associées aux délesteurs	10
3.3 Mesures et signalisation associées aux automatismes de réseau	11
3.4 Exigences de transmission des mesures	12
3.4.1 Mesures des grandeurs électriques.....	12
4. Données de modélisation et résultats d’essais	14
5. Données et informations liées à la gestion des retraits	16
6. Données prévisionnelles, moyens de gestion et autres données nécessaires à l’équilibre offre/demande	18
6.1 Données nécessaires au calcul des réserves d’exploitation.....	18
6.2 Données nécessaires au calcul et à la correction de l’écart de réglage de la zone (ACE).....	20
6.3 Prévision de la demande.....	21
6.3.1 Court terme.....	21
6.4 Prévision de la production.....	24
6.5 Prévision des échanges.....	27
6.6 Moyens de gestion	28
6.6.1 Séquence des moyens de gestion d’Hydro-Québec Production	28
6.6.2 Charges interruptibles	29
7. Données et informations complémentaires	31
7.1 Autres données et informations aux fins d’analyse et de prévision	31
7.2 Documentation associée au fonctionnement des automatismes de réseau	32
8. Notification lors d’une modification ou d’un changement d’état	33
8.1 Temps réel.....	33
8.2 Temps différé	33
9. Autres modalités	35
9.1 Transmission de données	35
9.2 Conflits de données.....	35
9.3 Protocole de sécurité.....	35
10. Références	36

Suivi des modifications

Version	Description des modifications	Date
1	Nouveau document	2016-12-23
2	<ul style="list-style-type: none"> – Le Coordonnateur de la fiabilité au Québec est désormais la direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau ; – Retrait de la référence à la norme IRO-010-1a ; – Document : Mise à jour des fonctions visées ; <ul style="list-style-type: none"> Retrait des fournisseurs de service de télécommunications et des fournisseurs de services informatiques ; Ajout des fournisseurs de service de transport (TSP) et du planificateur des ressources (RP) ; Ajout de titres à certains tableaux ; – Section 1 : Modification aux textes ; <ul style="list-style-type: none"> Ajout d'un paragraphe provenant de la section 3 et modification du texte ; – Section 2 : Modification de la liste des entités visées ; <ul style="list-style-type: none"> Ajout de la note 1 (lien entre le TO et le TOP) ; – Section 3 : Restructuration des sous-sections ; – Section 3.1 : Ajout, des mesures et de la signalisation sont désormais exigées pour des éléments non-RTP désignés ; <ul style="list-style-type: none"> Modification de l'hyperlien pour l'accès aux fiches BENEX ; Retrait de la fiche portant sur les barres, car elle n'est pas nécessaire ; Retrait de la fiche sur les délesteurs, voir section 3.2 ; – Section 3.2 : Nouvelle section, <i>Mesures et signalisation associées aux délesteurs</i> ; – Section 3.4 : Nouvelle section, <i>Exigences de transmission des mesures</i> ; – Section 4 : Tableau, ajout de la colonne <i>Fonctions visées</i> ; – Section 5 : Modification au texte ; <ul style="list-style-type: none"> Tableau, fusion des lignes associées aux équipements de production et de transport ; – Section 6 : Restructuration de certains tableaux et modification aux textes ; – Section 7 : Restructuration de la section et modification aux textes ; – Section 8 : Nouvelle section, <i>Notification lors d'une modification ou d'un changement d'état</i> ; – Section 9 : Modification aux textes ; 	2018-03-19

Version	Description des modifications	Date
	<p>Modification de l'adresse courriel à laquelle les entités doivent transmettre les données et l'information ;</p> <p>Section 10 : Mise à jour des références.</p>	
3	<ul style="list-style-type: none"> - Révision du titre du document - Ajout des fonctions requérantes dans les tableaux de données - Tableau 3.1 : Révision mineure - Tableau 3.2 et 3.3 : Ajout du statut des liens de communications - Tableau 3.4.1. : Révision de la résolution de la fréquence (de dixième à centième) - Section 4 : Révision mineure - Section 5 : Révision mineure - Tableau 6.1 : Clarification et révision du tableau - Tableau 6.3.2 : Révision mineure - Tableau 6.4 : Ajout de la définition de « petite centrale » - Section 6.4 et 6.5 : Clarification des entités visées par ces sections et reformulations 	2019-06-01
4	<ul style="list-style-type: none"> - Section 1 : Ajout de paragraphe pour les entités ayant une entente avec CMÉER - Section : Mise à jour des fonctions visées - Tableau 4.1 : Remplacement de PC par GO/TO dans la colonne « Fonctions visées ». Retrait de la section modélisation de charge du tableau. Demande de plaques signalétiques. - Section 8.2 : Ajout de deux paragraphes sur les modalités : <ul style="list-style-type: none"> o Premier paragraphe : ajout de la fonction PC o des changements planifiés o des changements faits en urgence 	2020-09-04

1. Objectif

Faire en sorte que la Direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau (CMÉER) d'Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) agissant à titre de coordonnateur de la fiabilité (RC), responsable de l'équilibrage (BA) et exploitant de réseau de transport (TOP) dispose, en vertu des normes de fiabilité IRO-010-2 et TOP-003-3, de toutes les données et les informations dont il a besoin pour surveiller et rencontrer ses obligations relativement au fonctionnement de l'Interconnexion du Québec, notamment, pour effectuer ses analyses de planification opérationnelle, sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel.

Ce document de spécification inclut, sans s'y limiter :

- une liste des données et des éléments d'information dont le RC, BA et TOP ont besoin, y compris les données hors RTP et des données de réseaux externes, selon ce que CMÉER juge nécessaire ;
- les modalités de notification de tout état ou dégradation des systèmes de protection et des automatismes de réseau ayant cours et qui pourrait nuire à la fiabilité du réseau ;
- la fréquence de transmission des données ;
- l'échéance à laquelle les données spécifiées doivent être transmises.

Plusieurs documents cités en référence expriment les besoins de données et d'informations de CMÉER. Ce document se veut donc un document « intégrateur » regroupant l'ensemble des données et informations qui sont nécessaires à CMÉER afin d'assurer ses rôles de RC, de BA et de TOP.

De plus, le présent document élargit sa portée à d'autres fonctions que celles visées par les normes de fiabilité IRO-010-2 et TOP-003-3, et ce, en vertu d'autres normes applicables (voir la section [Références](#)).

Toute entité incapable de fournir les données ou les informations exigées par le présent document à sa date d'entrée en vigueur doit en informer CMÉER dès que possible. Ensuite, l'entité doit convenir avec CMÉER d'un calendrier de transmission des données ou informations au plus tard dans les deux mois suivant la date mise en vigueur de ce document.

Prendre note que ce document ne soustrait en aucun cas les entités visées à se conformer aux autres exigences des normes de fiabilité qui leur sont applicables. Les exigences relatives à la transmission de données et d'informations telles que formulées dans ce document sont complémentaires à ce qui est exigé par les normes de fiabilité applicables.

Lorsqu'il existe une entente en vigueur entre une entité et CMÉER ayant pour effet la modification des modalités prévues par le présent document, alors la transmission ainsi que le traitement de ces données doivent se faire selon les modalités de cette entente.

Le présent document est disponible sur le site du Coordonnateur de la fiabilité du Québec à la section [Documentation](#).

2. Fonctions visées

Les entités qui exercent les fonctions suivantes ont à soumettre à CMÉER les données et informations identifiées dans le présent document lorsqu'elles sont concernées.

- Coordonnateurs de la fiabilité (RC) adjacents à l'Interconnexion du Québec
- Exploitants d'installation de transport (TOP) adjacents à l'Interconnexion du Québec (TOP-adj)
- Responsables de l'équilibrage (BA) adjacents à l'Interconnexion du Québec (BA-adj)
- Propriétaires d'installation de production (GO)
- Exploitants d'installation de production (GOP)
- Propriétaires d'installation de transport (TO)
- Responsable de l'approvisionnement (LSE)
- Distributeurs (DP)
- Fournisseurs de service de transport (TSP)
- Planificateur des ressources (RP)

3. Données et informations pour la surveillance et le contrôle en temps réel

Les mesures et la signalisation des éléments sont utilisées par le personnel exploitant ainsi que par plusieurs applications informatiques essentielles aux prises de décision des répartiteurs de CMÉER, et ce, en temps réel. Les mesures et signalisations doivent être transmises par point ICCP¹ ou par le moyen de communication précisé par CMÉER. Lorsque CMÉER fait une mise à jour des données et informations à fournir ci-dessous, CMÉER accordera un délai raisonnable à l'entité pour soumettre les nouvelles mesures et signalisations.

3.1 Mesures et signalisation associées aux éléments RTP et hors RTP désignés

Le tableau suivant contient la liste des besoins normalisés d'exploitation d'HQT sous forme de fiches (BENEX) qui contiennent les exigences de CMÉER concernant les mesures et la signalisation en temps réel des éléments associés au réseau de transport principal (RTP).

Les fiches BENEX sont disponibles par l'entremise du lien suivant : [FICHES BENEX](#).

De plus, les mesures et la signalisation en temps réel de certains éléments désignés qui ne sont pas associés au RTP et qui sont exigées par CMÉER sont également indiquées dans ces fiches.

Prendre note que la liste des éléments hors RTP pour lesquels des mesures ou de la signalisation sont requises est transmise à chaque entité visée par CMÉER.

Ainsi, dans les fiches, les lettres en majuscules correspondent aux mesures et signalisations exigées pour les éléments RTP et les lettres en minuscule correspondent aux mesures et signalisations exigées pour les éléments hors RTP désignés.

¹ En anglais, *Inter-Control Center Communications Protocol*

Tableau 3.1 : Mesures et signalisation associées aux éléments RTP et aux éléments désignés

Élément	Fiche BENEX	Fonctions requérantes	Fonctions visées
Bâtiments	BNX-N-BATIMENT	TOP	TO
Centrales et barrage attenant	BNX-N-CENTRALES	BA	GOP
Compensateurs statiques (CLC)	BNX-N-CLC	TOP	TO/TOP-adj
Compensateurs synchrones (CS)	BNX-N-CS	TOP	TO/TOP-adj
Compensateurs série (CXC)	BNX-N-CXC	TOP	TO/TOP-adj
Condensateurs (XC)	BNX-N-XC_SHUNT	TOP	TO/TOP-adj
Disjoncteurs	BNX-N-DISJ	BA/TOP	GOP/TO/TOP-adj
Éoliennes²	BNX-N-EOLIEN	BA	GOP
Groupe Convertisseurs (GC)	BNX-GC	TOP	TO/TOP-adj
Groupe Turbine Alternateurs	BNX-N-ALT	BA	GOP
Inductances (XL)	BNX-N-INDUCTANCE_SHUNT	TOP	GOP/TO/TOP-adj
Lignes	BNX-N-LIGNE	TOP	TO/TOP-adj
Sectionneurs (à l'exception des sectionneurs ne servant qu'à l'isolation d'un disjoncteur)	BNX-N-SECTIONNEUR	BA/TOP	GOP/TO/TOP-adj
Transformateurs	BNX-N-TRANSFO_ART	TOP	GOP/TO/TOP-adj

² Toutes les mesures et signalisations requises des parcs éoliens sont regroupées sous la même catégorie d'équipement (Éoliennes).

3.2 Mesures et signalisation associées aux délesteurs

Les délesteurs ciblés sont ceux qui sont assujettis à des automatismes de réseau et au délestage en sous-fréquence.

Les TO et DP visés sont ceux qui sont propriétaires ou qui exploitent ces délesteurs.

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Fonctions visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de données / informations (lorsqu'applicable)
Mesure de la tension du côté haute tension du poste où se situe le délesteur	kV	BA/TOP	TO/DP				
Statut du délesteur et de ses liens de communication (EN/HORS)	N/A	BA/TOP	TO/DP				
Pour les postes témoins seulement (point calculé au CT utilisé par DCY), puissance active totale calculée de l'installation (somme puissance transformateur)	MW	BA/TOP	TO/DP	Aux 5 secondes	Protocole HQT « Délesteur série »	Sérial (RS-232)	N/A

3.3 Mesures et signalisation associées aux automatismes de réseau

La liste des automatismes de réseau (RAS/SPS³) supervisés au centre de contrôle du réseau (CCR) de CMÉER peut être rendue disponible sur demande conditionnelle à une entente de confidentialité entre CMÉER et son demandeur. CMÉER se réserve tout de même le droit de fournir ou non cette liste si elle juge que les conditions exigées ne sont pas remplies à son entière satisfaction ou que les motifs de la demande ne sont pas justifiés.

Pour tous les automatismes de réseau (RAS/SPS) au Québec, une fiche BENEX existe et énonce les besoins de mesures et de signalisation de CMÉER. Par contre, tous les automatismes de réseau ont minimalement leur l'état EN/HORS signalé aux CCR. Les entités concernées par un ou plusieurs automatismes de cette liste seront contactées par CMÉER afin que celles-ci soient informées des besoins de mesures et de signalisation.

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Fonctions visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de données / informations (lorsqu'applicable)
Statut des automatismes de réseau (RAS/SPS), de leur liens de communication et de leurs composants(EN/HORS circuit et dégradation)	N/A	RC/BA/TOP	GOP TO	Sur changement d'état	ICCP	N/A	N/A
Statut des automatismes de réseau (RAS/SPS) pouvant influencer les limites d'exploitation du réseau de transport principal ou des interconnexions ou la protection de l'intégrité de ses éléments contre des phénomènes réseaux sévères. (EN/HORS circuit et dégradation)	N/A	RC/BA/TOP	TOP-adj	Sur changement d'état	ICCP	N/A	N/A

Considérant que chaque automate de réseau possède des caractéristiques, des états et éléments de signalisation différents, il est essentiel de consulter les fiches BENEX de ces automatismes de réseau pour y connaître les autres informations devant être fournies.

3 En anglais, Remedial Action Scheme (RAS), Special Protection System (SPS)

3.4 Exigences de transmission des mesures

À moins d'instructions différentes de la part de la CMÉER, les exigences de transmission des données sont détaillées ci-après.

3.4.1 Mesures des grandeurs électriques

3.4.1.1. Incertitude de la chaîne de mesure

Le tableau ci-dessous indique l'incertitude tolérée en fonction de chaque paramètre de mesure.

Caractéristiques d'incertitude sur la lecture			
Paramètres	Plage Pu	Chaîne analogique ±% Lecture (RSS ⁴)	Chaîne DEI ⁵ ±% Lecture (RSS)
Tension	1,1	≤ 1,25	≤ 0,85
	1	≤ 1,3	≤ 0,85
	0,9	≤ 1,35	≤ 0,85
Courant	1	≤ 1,15	≤ 0,75
	0,6	≤ 1,55	≤ 0,75
	0,2	≤ 3,3	≤ 0,92
Puissance active ±	1	≤ 1,4	≤ 1
	0,5	≤ 1,95	≤ 1
	0,1	≤ 6,25	≤ 1
Puissance réactive ±	1	≤ 1,4	≤ 1,75
	0,5	≤ 1,95	≤ 1,75
	0,1	≤ 6,25	≤ 1,75
Fréquence (alternateur)	1,08	≤ 0,3	≤ 0,02
	1	≤ 0,35	≤ 0,02
	0,92	≤ 0,35	≤ 0,02
Fréquence (réseau)	1,08	≤ 0,3	≤ 0,02
	1	≤ 0,35	≤ 0,02
	0,92	≤ 0,35	≤ 0,02
Énergie		En conformité avec les besoins Hydrologie et Obligations d'Affaires et les exigences de Mesures Canada	

Note 1 : Ces prescriptions ne considèrent pas l'incertitude engendrée par la bande morte. La valeur affichée pouvant varier de la valeur réelle si celle-ci est à l'intérieur de la bande morte définie à l'article 3.4.1.3.

4 En anglais, *Root Sum Square*

5 Dispositif électronique intelligent. Les DEI reçoivent des données provenant de capteurs, d'équipements (électriques et mécaniques) et ils peuvent émettre des commandes de contrôle, telles que le déclenchement des disjoncteurs s'ils détectent des anomalies dans la tension, le courant ou d'élever/abaisser les niveaux de tension afin de maintenir le niveau souhaité. Les types de DEI sont des relais de protection, des contrôleurs de changeur de prises, des réenclencheurs, des régulateurs de tension, des unités de surveillance de températures, etc.

Note 2 : Une valeur seuil minimale d’affichage de 0,5% du nominal est permise, en dessous de cette valeur, on autorise un affichage zéro.

Les incertitudes des chaînes de mesure des lignes d’interconnexion doivent être définies lors de la conception.

3.4.1.2. Unités de grandeurs et résolution des mesures

Le tableau ci-dessous indique le préfixe, le symbole et la résolution désirée pour chaque paramètre.

Paramètres	Préfixe et symbole de l’unité	Résolution (affichage)
Tension > 44kV	kV	Unitaire
Tension ≤ 44kV	kV	Dixième
Tension s.a. 600 V	V	Unitaire
Courant	A	Unitaire
Puissance active et réactive	MW, MX	Dixième
Puissance active et réactive s.a 600 V.	kW, kX	Dixième
Énergie	MWh	Unitaire
Fréquence ^{Note3}	Hz	Centième

Note 3 : Plage désirée : 55 à 65 Hz.

3.4.1.3. Bande morte

La bande morte de tous les paramètres de mesure ne doit pas excéder quatre dixièmes de un pour cent (0,4 %) de la pleine échelle. La bande morte est généralement fixée à 4 comptes sur 1600, soit 0,25 %.

3.4.1.4. Disponibilité

Lors d'une panne de l'alimentation auxiliaire c.a., globale ou partielle, toutes les mesures doivent demeurer fonctionnelles. À la commande au tableau⁶, une mesure de repli est requise. La mesure peut provenir d'un appareil de mesure dédié, d'un relais de protection ou d'un dispositif électronique intelligent (DEI). Lorsque la mesure provient d'un relais de protection et qu'il y a deux protections (A et B), la mesure par défaut à la commande centralisée doit provenir de la protection A et en repli de la protection B, un dispositif automatique doit permettre la permutation. Pour les départs de ligne moyenne tension⁷ ayant deux disjoncteurs (2) sous enveloppes métalliques, la mesure de courant de chaque disjoncteur est requise à la commande au tableau et les courants doivent être sommés à la commande centralisée⁸.

6 Commande à partir d’un tableau, d’un panneau de l’installation ou d’une armoire de services auxiliaires.

7 Partie du réseau dont la tension nominale entre phases se situe entre 750 V et 34,5 kV inclusivement.

8 Niveau de commande principal de l’installation. Regroupe tous les éléments requis pour l’exploitation et est située à la salle de commande du bâtiment principal.

4. Données de modélisation et résultats d'essais

Les données de modélisation validées des éléments qui composent le réseau de transport principal doivent être rendues accessibles à CMEER par les Propriétaires d'installation de production et de transport (GO/TO) pour l'Interconnexion du Québec. Ces données servent, entre autres, aux outils informatiques du CCR qui sont utilisés pour réaliser des évaluations dans un horizon temps réel et prévisionnel. Ces outils sont essentiellement utilisés pour l'analyse du réseau pré et post contingence. Ils servent entre autres à calculer les limites de stabilité.

Tableau 4.1: Données relatives à la modélisation du réseau de transport

Élément à modéliser	Fonctions requérantes	Fonctions visées	Paramètres à fournir et format	Méthode de transmission des données	Fréquence de mise à jour et échéance lorsqu' applicable
Production (alternateurs, transformateurs élévateurs, etc.)	RC/TOP	GO/TO	Voir section 3 du document cité ci-dessous*	Voir section 7 du document cité ci-dessous *	Voir section 7.2 du document cité ci-dessous *
Transport (lignes, transformateurs, barres, inductances, éléments de compensation, etc.)	RC/TOP	GO/TO	Voir section 4 du document cité ci-dessous *	Voir section 7 du document cité ci-dessous *	Voir section 7.2 du document cité ci-dessous *
Production et Transport (plaques signalétiques de tout équipement)	RC/TOP	GO/TO	Photo sous format .jpe des Équipements visés par les sections 3 et 4	Voir section 7 du document cité ci-dessous *	Voir section 7.2 du document cité ci-dessous *

* Document : [Exigences et procédures relatives à la transmission de données pour la modélisation du réseau de transport](#)

Les données associées aux essais définis dans la procédure [IQ-P-001 Vérification des puissances actives et réactives maximales des installations de production et des compensateurs synchrones faisant partie du RTP](#) doivent être transmises à CMÉER tel qu'indiqué au tableau suivant.

Tableau 4.2 : Données relatives à la vérification de la puissance active et réactive maximale

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Fonctions visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Données de la vérification collective de puissance active et réactive maximale	MW/Mvar	BA/TOP	GO				
Données de la vérification individuelle de puissance active et réactive maximale	MW/Mvar	BA/TOP	GO TO				

Voir document [IQ-P-001](#)

5. Données et informations liées à la gestion des retraits

Les données et informations liées à la gestion des retraits sont fournies conformément aux documents applicables avec les différentes entités. Le tableau ci-dessous indique le ou les documents applicables pour chaque entité.

Les retraits peuvent être demandés pour des raisons de maintenance (planifiée ou non), de pérennité ou de croissance, mais ceux-ci doivent être coordonnés afin d'assurer l'exploitation fiable et sécuritaire du réseau de transport principal. Les demandes de retrait en urgence doivent être également acheminées à CMEER.

Entités	Documents applicables pour la gestion des retraits
Hydro-Québec TransÉnergie (HQT)	TEC-GES-N-02 Gestion des retraits d'exploitation GEN-D-007 Retraits de l'exploitation nécessitant une approbation de DCMÉ
Hydro-Québec Production (HQP)	PP-01-00-00 Gestion des demandes de retrait production
Autres	Instructions communes entre l'entité et HQT

Tableau 5.1 : Données et informations liées à la gestion des retraits

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Fonctions visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Éléments RTP et hors RTP désignés	N/A	RC/BA/TOP	GO ou GOP associé TO TOP-adj	Planification annuelle OU Demande de retrait non planifiée, planifiée ou en urgence	Téléphone, courriel, interface web (interne HQ)	Voir documents mis en référence précédemment	
Équipement ⁹ associé à un système de télécommunication, d'automatismes de réseau (RAS/SPS) ou de protection	N/A	RC/BA/TOP	GO ou GOP associé TO TOP-adj	Planification annuelle OU Demande de retrait non planifiée, planifiée ou en urgence	Téléphone, courriel, interface web (interne HQ)	Voir documents mis en référence précédemment	

9 Le retrait de ce type d'équipement peut avoir des impacts sur les automatismes de réseau (RAS/SPS) et/ou les protections qui sont utilisés pour assurer la stabilité et la sécurité du réseau de transport principal et des interconnexions ainsi que des équipements associés. Dès qu'un composant de ces systèmes n'est pas en mesure d'accomplir sa fonction, son état doit être signalé immédiatement, sans délai intentionnel, à CMÉER.

6. Données prévisionnelles, moyens de gestion et autres données nécessaires à l'équilibre offre/demande

6.1 Données nécessaires au calcul des réserves d'exploitation

Hydro-Québec Production (HQP) est le seul exploitant d'installations de production (GOP) qui est requis de transmettre les données nécessaires aux réserves d'exploitation afin de fournir ses services d'exploitation en réseaux interconnectés. Les informations requises du tableau 6.1 servent à déterminer les données nécessaires au calcul des réserves d'exploitation par l'entremise, notamment, des données suivantes :

- Puissance effective normale par alternateur ;
- Puissance effective de stabilité par alternateur ;
- Limite de réglage haute pour les centrales RFP.

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Fonctions visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Le module de calcul dynamique de CMEER utilise les données suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • Limmimètre amont de la centrale • Limmimètre amont de la centrale aval 	mètres (m) et nombre de groupes	BA	GOP	Au moins une fois l'heure	Module de calcul dynamique	Valeurs numériques	N/A

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Fonctions visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
<ul style="list-style-type: none"> Disponibilité des groupes de la centrale 							
Mise à jour des caractérisations de centrales		BA	GOP	2 fois par année et au besoin	Courriel	.typ et .con	Novembre et avril
Puissance rappelable ou charge pouvant être interrompue en moins de 10 et 30 minutes	MW	BA	BA-adj	Au moins une fois l'heure	Programmes d'échanges avec un réseau voisin ou valeur contractuelle convenue avec un client	Programme horaire en fichier texte ou via étiquettes WebTag	N/A
Puissance callable en moins de 10 et 30 minutes	MW	BA	BA-adj	Au moins une fois l'heure	Programmes d'échanges avec un réseau voisin ou valeur contractuelle convenue avec un client	Programme horaire en fichier texte ou via étiquettes WebTag	N/A

6.2 Données nécessaires au calcul et à la correction de l'écart de réglage de la zone (ACE)

Pour contrôler la fréquence, le réseau dispose de deux systèmes : la régulation primaire qui est associée au contrôle actif de la régulation de vitesse et la régulation secondaire qui est liée à un automatisme nommé « Réglage Fréquence-Puissance (RFP) ». Les données exigées ci-dessous sont reliées à la régulation secondaire, soit l'automatisme RFP.

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Fonctions/ Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Fréquence	Hz	BA	HQT (TO)	< 1 sec	Échange interdirection CMÉ – HQT (TO)	N/A	N/A
État d'asservissements des groupes à l'automatisme RFP	EN/HORS	BA	GOP participant au RFP	Sur changement d'état	ICCP	N/A	N/A

La production réelle des groupes est également nécessaire à l'automatisme RFP, par contre, cette donnée est déjà exigée par les fiches BENEX énoncées à la section 3.

La précision des données mesurées doit demeurer dans les plages définies à la section 3.4.

6.3 Prédiction de la demande

Prendre note que les données ainsi que les informations exigées dans cette section servent à établir la prédiction de la demande énergétique de l'Interconnexion du Québec (Besoins Québécois). Si le responsable de l'équilibrage a besoin de données ou d'informations additionnelles, ces dernières peuvent être complétées sur demande, tel que le prévoit la norme de fiabilité [MOD-031-2](#).

6.3.1 **Court terme**

6.3.1.1 **Prédiction des Besoins Québécois (BQ)**

Prendre note que les données ainsi que les informations énumérées ci-dessous ne contiennent pas les données météorologiques qui sont obtenues via des services publics/gouvernementaux (ex. : Environnement Canada).

Cette section inclut les données et les informations nécessaires afin que CMÉER puisse déterminer les variations prévues de la consommation horaire des grands clients¹⁰ pour les 42 jours à venir et les variations réelles validées de consommation horaire pour les 7 derniers jours par région BQ et sous-réseaux. De plus, les données de consommations sont calculées en tenant compte des données réelles horaires provenant du système d'acquisition de CMÉER.

Les données ou les informations requises peuvent être transmises à CMÉER par l'entremise d'Hydro-Québec Distribution (HQD) lorsqu'il existe une entente entre un DP et HQD.

¹⁰ Un grand client correspond à tout client dont la consommation est de 5 MW ou plus.

Données / informations ¹¹	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Consommation -7 jours horaire réelle des grands clients	MW	BA	DP	Deux fois par jour ET sur demande	Transfert informatique Courriel ou téléphone (sur demande)	Oracle Fichier (sur demande)	8h00 et 14h00
Prévision ponctuelle et par mois calendrier des variations de consommations (baisse et interruptions) des grands clients	MW	BA	DP	Hebdomadaire ET sur demande	Courriel	Fichier	
Énergies quotidiennes et mensuelles des compteurs	MWh	BA	GOP TO pour les lignes inter-TO	Deux fois par jour	Bus d'intégration (Échanges internes HQT)	XML	8h00 et 14h00
Énergies mensuelles des compteurs par mois calendrier	MWh	BA	GOP TO pour les lignes inter-TO	Mensuelle	Courriel	Fichier	Première semaine du mois suivant

¹¹ La prévision du BQ est calculée en tenant également compte des éléments suivants fournis par CMÉER à chaque 5 minutes : Réel brut -1 jour aux minutes de la consommation par région BQ et sous-réseaux et Calculs, configurations, ajustements et corrections horaires.

6.3.2 Long terme

Données / informations ¹²	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Fonctions/ Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Prévision mensuelle sur deux ans de la charge locale du Transporteur ¹³ en énergie et en puissance	MW et GWh	BA	DP	Exercice de planification annuelle	Courriel	Fichier Excel	Fin juillet
Prévision sur dix ans de la charge locale du Transporteur en énergie et en puissance	MW et GWh	BA	DP	Exercice de planification annuelle	Courriel	Courriel	Fin juillet
Plus récente mise à jour de la puissance de pointe normalisée d'une artère raccordée à un délesteur	MW	BA	DP	Annuelle	Courriel	Fichier Excel	1 ^{er} octobre de chaque année civile
Plus récente mise à jour de la priorisation de l'artère	Rang	BA	DP	Annuelle	Courriel	Fichier Excel	1 ^{er} octobre de chaque année civile

¹² Les données Long terme comprennent également les calculs, configuration et ajustements horaires et hebdomadaires fournis par CMÉER sur une base annuelle à la fin septembre.

¹³ Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité tel que défini dans la Loi sur la Régie de l'énergie du Québec (R-6.01).

6.4 Prédiction de la production

Les données de cette section sont demandées aux entités dont les centrales participent à l'alimentation de la charge locale au Québec.

Les données ou les informations requises peuvent être transmises à CMÉER par l'entremise d'Hydro-Québec Distribution (HQD) ou Hydro-Québec Production (HQP) lorsqu'il existe une entente entre un GOP et HQD ou un GOP et HQP.

Données / informations ¹⁴	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Fonctions/ Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Prédiction de 7 jours de la production éolienne (par parc et/ou point de raccordement)	MW	BA	GOP	Horaire	Service web/transfert informatique	Fichier contenant les programmes horaires	N/A
Prédiction sur 2 ans de la production éolienne (par parc et/ou point de raccordement)	MW	BA	GOP	Aux 6 mois ou sur demande	Service web/transfert informatique SFTP	Fichier contenant les programmes horaires	N/A
Prédiction des débits moyens quotidiens des centrales non régularisables	m ³ /s	BA	GOP	Sur modification ou sur demande	Service web/transfert informatique	Fichier contenant les programmes quotidiens	Avant 10 h AM

¹⁴ En cas de perte d'acquisition en temps réel, la prédiction des puissances maximales des centrales RTP est utilisée comme valeur par défaut. Cette information est fournie par CMÉER une fois par jour pour les 240 prochaines heures avant 10 h AM.

Données / informations ¹⁴	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Fonctions/ Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Prévision d'indisponibilité de centrales	N/A	BA	GOP	Sur modification ou sur demande	Service web/transfert informatique	SOAP XML	N/A
Prévision de restriction (de centrales, hydraulique et saisonnière)	N/A	BA	GOP	Sur modification ou sur demande	Service web/transfert informatique	SOAP XML	N/A
Prévision de transit de contrainte	N/A	BA	GOP	Sur modification ou sur demande	Service web/transfert informatique	SOAP XML	N/A
Prévision de la puissance maximale (PPM) des centrales hydraulique non régularisable et thermique	MW	BA	GOP	Sur modification ou sur demande	Service web/transfert informatique	SOAP XML	N/A
Prévision de production prédéterminée (PPP) des centrales hydraulique non régularisable et thermique	MW	BA	GOP	Sur modification ou sur demande	Service web/transfert informatique	SOAP XML	N/A

Données / informations ¹⁴	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Fonctions/ Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Stratégie de production des centrales hydrauliques	N/A	BA	GOP	Sur modification	Courriel	Fichier	N/A
Prévision et réel validé -1 à +28 jours horaire des producteurs privés par région BQ et sous-réseaux	MW	BA	GOP	Deux fois par jour Deux fois par jour	FTP ou SFTP	ASCII	9h00 et 14h00

6.5 Prévision des échanges

Les données de cette section sont demandées aux entités qui participent à l'alimentation de la charge locale au Québec.

Les données ou les informations requises peuvent être transmises à CMÉER par l'entremise d'Hydro-Québec Distribution (HQD) ou Hydro-Québec Production (HQP) lorsqu'il existe une entente entre un GOP et HQD ou un GOP et HQP.

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Prévision d'échange	MW	BA	TSP	Une fois par jour pour les 240 prochaines heures	Service web/transfert informatique	Fichier contenant les programmes horaires	N/A
Prévision horaires d'un an des producteurs privés	MW	BA	GOP	6 mois	Courriel	Fichier Excel	Fin juillet et Fin janvier
Liste officielle présente et à venir des producteurs privés		BA	RP	Sur demande	Courriel	Fichier Excel	

6.6 Moyens de gestion

6.6.1 Séquence des moyens de gestion d'Hydro-Québec Production

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Liste des moyens de gestion ¹⁵	N/A	BA	HQP (GOP)	Une fois l'heure	FTP ou SFTP	.CSV	À la minute 40 de chaque heure

¹⁵ Cette liste contient les charges interruptibles qui possèdent une entente avec Hydro-Québec Production (HQP). Prendre note que les données ainsi que les informations exigées à la section 6.6.2 sont également requises pour ces charges interruptibles.

6.6.2 Charges interruptibles

Hydro-Québec Production (HQP) est le seul exploitant d'installations de production (GOP) à transmettre les données de charges interruptibles afin de fournir ses services d'exploitation en réseaux interconnectés (réserves d'exploitation).

Prendre note que toute modification au programme des charges interruptibles ne devrait être permise qu'entre le 31 mars et le 1^{er} décembre afin d'assurer la qualité de la prévision de la demande en période de pointe.

De plus, tout changement au programme doit être transmis par courriel à CMÉER avec un préavis d'au moins une semaine.

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Délai du préavis pour les jours de semaine	h	BA	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 ^{er} décembre de chaque année civile
Délai du préavis pour les jours de fin de semaine	Heure/ jour	BA	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 ^{er} décembre de chaque année civile
Nombre maximal d'interruptions par jour	Entier	BA	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 ^{er} décembre de chaque année civile
Délai minimal entre 2 interruptions	h	BA	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 ^{er} décembre de chaque année civile
Nombre maximal d'interruptions par période d'hiver	Entier	BA	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 ^{er} décembre de chaque année civile

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu' applicable)
Durée d'une interruption	h	BA	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 ^{er} décembre de chaque année civile
Durée maximale des interruptions par période d'hiver	h	BA	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 ^{er} décembre de chaque année civile
Période de validité du contrat	jours ou mois	BA	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 ^{er} décembre de chaque année civile

7. Données et informations complémentaires

7.1 Autres données et informations aux fins d'analyse et de prévision

D'autres données et informations sont également exigées à des fins d'analyse et de prévision. Les données énumérées ci-dessous sont nécessaires au bon fonctionnement de multiples applications de CMÉER (ex. surveillance climatique). Ces applications sont consultées par les exploitants pour aider à la prise de décision. CMEER avisera le propriétaire d'installations de transport (TO) et le propriétaire d'installations de production (GO) de la liste des installations ciblées 24 mois précédant le besoin d'obtenir ces données.

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Phaseur ou données nécessaires au calcul du décalage angulaire	Valeur réelle et imaginaire de la tension	RC/TOP	TO	1/60 sec	Macrodyne OU équivalent (ex. : C37.118)	Macrodyne ou données équivalentes (ex. : synchrophaseur; PMU)	N/A
Taux de distorsion harmonique de la tension OU données nécessaires à son calcul (ex. : valeur des harmoniques pairs)	% (ou valeur réelle et imaginaire des harmoniques)	TOP	TO	< 5 sec	Macrodyne ou équivalent	Macrodyne ou équivalent	N/A
Latitude/longitude de la foudre	Degrés	TOP	TO	Sur détection	Modem	Propriétaire	N/A

Données / informations	Unité de mesure	Fonctions requérantes	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Moment de la foudre	Mois/jour/heure/minute/sec/msec	TOP	TO	Sur détection	Modem	Propriétaire	N/A
Intensité de la foudre	kA	TOP	TO	Sur détection	Modem	Propriétaire	N/A
Température	Degré C	TOP	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A
Humidité	%	TOP	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A
Vitesse du vent	m/s	TOP	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A
Direction du vent	degrés	TOP	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A
Nombre de réinitialisation du capteur de givre	entier	TOP	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A
Poids accumulé par la glace	Newton (Capteur de force)	TOP	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A
État fonctionnel des capteurs de mesures	En panne, en alarme, normal	TOP	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A

7.2 Documentation associée au fonctionnement des automatismes de réseau

Les entités propriétaires d'un ou de plusieurs automatismes de réseau (RAS/SPS), visés par la section 3.3 du présent document, doivent également faire parvenir la documentation technique décrivant le fonctionnement logique de ces automatismes à CMÉER. Les formats de fichier de la suite Microsoft Office et les formats PDF sont acceptés.

8. Notification lors d'une modification ou d'un changement d'état

8.1 Temps réel

Lors d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre CMÉER et un GOP, un TO ou un TOP adjacents, ces derniers doivent aviser immédiatement le répartiteur CCR.

Référence : [TOP-001-3](#) Exigence 9.

Le TOP adjacent et le BA adjacent doivent aviser le répartiteur CCR d'un changement d'état de leur automatisme de réseau (SPS/RAS) et des systèmes de protection dans leur zone ou de toute dégradation de ceux-ci qui touche l'Interconnexion du Québec. Le TOP adjacent et le BA adjacent doivent prendre des mesures correctives dans les meilleurs délais.

Référence : [PRC-001-1](#) Exigence 6, [TOP-003-3](#) Exigences 1, 1.2, 2 et 2.2, [TOP-001-3](#) Exigences 10 et 10.2.

Le GOP et le TO doivent aviser le répartiteur d'un changement d'état de leur automatisme de réseau (SPS/RAS) et des systèmes de protection ou de toute dégradation de ceux-ci qui réduit la fiabilité du réseau. Le GOP et le TO doivent prendre des mesures correctives dans les meilleurs délais.

Référence : [PRC-001-1](#) Exigences 2, 2.1, 2.2 et 6, [TOP-003-3](#) Exigences 1, 1.2 et 2.2, [TOP-001-3](#) Exigences 10, 10.1 et 11.

Toutes modifications aux caractéristiques assignées d'un élément survenant en temps réel doit être signalées au répartiteur (ex. : restriction d'un groupe de production) par le GOP et le TO.

8.2 Temps différé

Le TO, le GO et le PC doivent fournir les caractéristiques assignées des éléments des installations qu'il possède à part entière ou en copropriété qui sont nouvelles, modifiées ou reclassées à CMÉER au moins 3 mois précédant la mise en service. S'il y a lieu, au même moment, ces entités doivent également fournir la désignation de l'élément le plus restrictif des installations.

Référence : [FAC-008-3](#) Exigences 7 et 8.

Le TO, le GO, GOP ou le DP qui effectue une déclaration en vertu de la norme [EOP-004-2](#) aux organismes de fiabilité doit immédiatement faire parvenir une copie de sa déclaration à CMÉER.

Référence : [EOP-004-2](#) Exigences 1 et 2.

Le TO, le GOP et le TOP adjacent doivent coordonner tous les nouveaux systèmes de protection et toutes les modifications de système de protection avec CMÉER au moins 3 mois précédant leur mise en service.

Le GOP doit aviser au préalable CMÉER des changements dans les conditions de production ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux systèmes de protection d'un TO, et ce, par courriel à l'adresse spécifiée à la section 9 du présent document.

Le TOP adjacent doit aviser au préalable CMÉER des changements dans les conditions de production, de transport, de charge ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux systèmes de protection d'un TO, et ce, par courriel à l'adresse spécifiée à la section 9 du présent document.

Référence : [PRC-001-1](#) Exigences 3, 4 et 5.

Lorsque des travaux sont planifiés, le TO et le GO doivent fournir l'ensemble des données des installations affectées par ce changement et qu'elles soient nouvelles, modifiées ou reclassées à CMÉER au moins 3 mois avant la date de mise en service. S'il y a lieu, au même moment, ces entités doivent également fournir la désignation de l'élément le plus restrictif des installations.

Lorsque des travaux sont exécutés en urgence, le TO et le GO doivent fournir l'ensemble des données des installations affectées par ce changement qu'elles soient nouvelles, modifiées ou reclassées à CMÉER au moins 2 semaines succédant la date de mise en service. S'il y a lieu, au même moment, ces entités doivent également fournir la désignation de l'élément le plus restrictif des installations.

Tout ajout, remplacement, modification ou démantèlement d'un élément d'une installation ou d'un automate de réseau (RAS/SPS) doit être signalé à CMÉER par le TO et le GO au moins 3 mois précédant la mise en service ou le démantèlement de l'élément, et ce, par courriel à l'adresse spécifiée à la section 9 du présent document.

Tout ajout, remplacement, modification ou démantèlement d'un élément d'une installation ou d'un automate de réseau (RAS/SPS) doit être signalé à CMÉER par le TOP adjacent et le BA adjacent au moins 3 mois précédant la mise en service ou le démantèlement de l'élément si cela touche l'Interconnexion du Québec, et ce, par courriel à l'adresse spécifiée à la section 9 du présent document.

9. Autres modalités

CMÉER a spécifié dans ce document, lorsque disponible, les formats des données, les protocoles de communication ou méthode d'échange qui lui sont acceptables. Si une entité souhaite proposer autre chose, elle doit soumettre une demande à l'adresse courriel indiquée à la section suivante.

9.1 Transmission de données

La transmission de données et d'informations peut se dérouler conformément aux modalités déjà en place avec les entités. Toutes les communications relatives aux exigences et procédures relatives à la transmission de données et d'informations nécessaires à l'exploitation du réseau de transport principal de l'Interconnexion du Québec en temps différé doivent être envoyées à l'adresse courriel suivante :

CMEDonneespourlafiabilite@hydro.qc.ca

Advenant un problème de nature informatique ou de télécommunication empêchant la transmission des données en temps réel à CMÉER, chaque entité doit communiquer avec CMÉER directement ou via les places d'affaires régionales d'HQT selon les modalités entendues dans les instructions communes.

9.2 Conflits de données

Si CMÉER détecte un conflit de données, cette dernière entrera en communication avec l'entité concernée. CMÉER collaborera avec l'entité afin de résoudre le conflit de données d'une façon qui sera acceptable pour les deux parties et qui assurera la fiabilité du réseau de transport principal.

9.3 Protocole de sécurité

L'échange de données entre CMÉER et les coordonnateurs de la fiabilité (RC), les exploitants de réseau de transport (TOP) et les responsables de l'équilibrage (BA) adjacents à l'Interconnexion du Québec se fait par le réseau NERCnet. La NERC est chargée du soutien technique et de l'entretien du réseau NERCnet.

Les différentes unités d'Hydro-Québec peuvent aussi soumettre leurs données au moyen du logiciel de stockage de fichiers d'Hydro-Québec *HydroDoc (Enterprise Connect)*.

CMÉER s'assurera que la transmission des données se fera selon le protocole de sécurité choisi d'un commun accord avec les autres entités.

10. Références

- [1] [BAL-005-0.2b](#) *Réglage automatique de la production*
- [2] [EOP-004-2](#) *Déclaration des événements*
- [3] [FAC-008-3](#) *Caractéristiques assignées des installations*
- [4] [IRO-010-2](#) *Spécification et collecte des données du coordonnateur de la fiabilité*
- [5] [IRO-017-1](#) *Coordination des retraits*
- [6] [MOD-020-0](#) *Fourniture des données des demandes interruptibles et de la gestion des charges modulables aux répartiteurs et aux coordonnateurs de la fiabilité*
- [7] [MOD-025-2](#) *Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones*
- [8] [MOD-031-2](#) *Demand and Energy Data* (pour les données et les informations récurrentes exigées par le BA)
- [9] [MOD-032-1](#) *Données pour la modélisation et l'analyse des réseaux électriques*
- [10] [PRC-001-1](#) *Coordination de la protection du réseau*
- [11] [TOP-001-3](#) *Opérations de transport*
- [12] [TOP-003-3](#) *Données sur la fiabilité de l'exploitation*
- [13] [Exigences et procédures relatives à la transmission de données pour la modélisation du réseau de transport](#)
- [14] [IQ-P-001](#) *Vérification des puissances actives et réactives maximales des installations de production et des compensateurs synchrones faisant partie du RTP*

ANNEXE C

FICHE DE BENEX

BENEX CCR

ÉQUIPEMENT BATIMENT	CATEGORIE	DESCRIPTION	CODE BESOIN
------------------------	-----------	-------------	-------------

Mesures mécaniques

Température extérieure

M

Centrale

Production totale

Puissance réactive totale

M

Puissance active totale

M

CLC

Commande et
Signalisations

MP-PSS ACTIF

S

MODE AUTO EN/HORS

S

Mesures électriques

COURANT PHA CLCnn

M

GAIN CLCnn

M, m

MVAR CLCnn

M, m

B-RÉF CLCnn

M, m

ÉQUIPEMENT	CATEGORIE	DESCRIPTION	CODE BESOIN
Compensateur Synchrone			
	Commande et signalisations	Excitation MAN/AUTO	S, s
		Mode EN/HORS du stabilisateur multifonctionnel MBPSS	S, s
	Mesures électriques		
		Vars	M, m
		Tension \emptyset AB	M, m
		Tension de référence	M, m
CXC			
	Commande et signalisations	Automatisme de réinsertion A EN/HORS	S
		Dispositif de contournement de repli DCR	S
		Automatisme de réinsertion B EN/HORS	S
	Mesures électriques		
		Courant des condensateurs \emptyset A système de protection A ou B	M
		Courant des condensateurs \emptyset B système de protection A ou B	M
		Courant des condensateurs \emptyset C système de protection A ou B	M

ÉQUIPEMENT	CATEGORIE	DESCRIPTION	CODE BESOIN
		Courant des condensateurs ØC	M
		Courant des condensateurs ØB	M
		Courant des condensateurs ØA	M,m
	Mesures mécaniques		
		Délai avant rebranchement du système de protection A	M
		Délai avant rebranchement du système de protection B	M
DISJONCTEUR			
	Commande et signalisations		
		Position fermée du disjoncteur	S, s
Éolien			
	Mesures électriques		
		Puissance totale disponible du parc , minimum sur 10 minutes	M
		Puissance disponible des éoliennes, minimum sur 10 minutes	M
		Puissance disponible des éoliennes, maximum sur 10 minutes	M
		Puissance disponible du poste , moyenne sur 10 minutes	M
		Puissance disponible du poste , minimum sur 10 minutes	M
		Puissance totale disponible du parc , moyenne sur 10 minutes	M

ÉQUIPEMENT	CATEGORIE	DESCRIPTION	CODE BESOIN
		Puissance totale disponible du parc , maximum sur 10 minutes	M
		Puissance disponible des éoliennes, moyenne sur 10 minutes	M
		Puissance active produite par éolienne, moyenne sur 10 minutes	M
		Puissance disponible du poste , maximum sur 10 minutes	M
		Ligne moyenne tension	M
		Puissance active produite par éolienne, minimum sur 10 minutes	M
		Puissance active produite par éolienne, maximum sur 10 minutes	M
		Ligne haute tension tension	M
		Ligne haute tension courant	M
		Ligne moyenne tension puissance réactive	M
		Ligne haute tension puissance réactive	M
		Ligne moyenne tension courant	M
		Puissance active produite, moyenne sur 10 minutes	M
		Puissance active produite, écart type sur 10 minutes	M
		Puissance active produite, minimum sur 10 minutes	M
		Puissance active produite, maximum sur 10 minutes	M

ÉQUIPEMENT	CATEGORIE	DESCRIPTION	CODE BESOIN
		Puissance active produite par éolienne, écart type sur 10 minutes	M
		Ligne haute tension puissance active	M
		Ligne moyenne tension puissance active	M
Mesures mécaniques			
		Mât météorologique #n, vitesse horizontale du vent aux xx mètres, maximum sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, pression barométrique à xx mètres, écart type sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, humidité relative à xx mètres, maximum sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, humidité relative à xx mètres, minimum sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, humidité relative à xx mètres, écart type sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, humidité relative à xx mètres, moyenne sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, vitesse horizontale du vent aux xx mètres, minimum sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, vitesse horizontale du vent aux xx mètres, écart type sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, vitesse horizontale du vent aux xx mètres, moyenne sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, température à xx mètres, maximum sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, température à xx mètres, minimum sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, température à xx mètres, moyenne sur 10 minutes	M

ÉQUIPEMENT	CATEGORIE	DESCRIPTION	CODE BESOIN
		Mât météorologique #n, pression barométrique à xx mètres, minimum sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, pression barométrique à xx mètres, maximum sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, température à xx mètres, écart type sur 10 minutes	M
		Mât météorologique #n, pression barométrique à xx mètres, moyenne sur 10 minutes	M
	Signalisations		
		États des sectionneurs dans le poste de raccordement	S
		État du système de gestion centralisé	S
		État du mode de contrôle facteur de puissance/tension	S
		État des disjoncteurs dans le poste de raccordement	S
	Statistiques		
		Nombre d'éolienne disponible, moyenne sur 10 minutes	M
		Nombre d'éolienne à l'arrêt pour cause de faible vent, maximum sur 10 minutes	M
		Nombre d'éolienne à l'arrêt pour cause de fort vent, moyenne sur 10 minutes	M
		Nombre d'éolienne à l'arrêt pour cause de fort vent, minimum sur 10 minutes	M
		Nombre d'éolienne à l'arrêt pour cause de fort vent, maximum sur 10 minutes	M
		Nombre d'éolienne à l'arrêt pour cause de basse température, moyenne sur 10 minutes	M

ÉQUIPEMENT	CATEGORIE	DESCRIPTION	CODE BESOIN
		Nombre d'éolienne à l'arrêt pour cause de basse température, minimum sur 10 minutes	M
		Nombre d'éolienne à l'arrêt pour cause de basse température, maximum sur 10 minutes	M
		Nombre d'éolienne à l'arrêt pour cause de faible vent, moyenne sur 10 minutes	M
		Nombre d'éolienne disponible, maximum sur 10 minutes	M
		Nombre d'éolienne à l'arrêt pour cause de faible vent, minimum sur 10 minutes	M
		Nombre d'éolienne disponible, minimum sur 10 minutes	M
Groupe Convertisseur			
	Commande et signalisations		
		ARRET/DEMARRAGE	S
		CPR mode Q	S
		CPR mode U	S
		CPR mode AUTO	S
		PRET A DEMARRER	S
		Réduction de puissance	S
		MODE IMPORT/EXPORT	S
		RAMPE EN COURS/ARRET EXECUTION	S
	Mesures électriques		

ÉQUIPEMENT	CATEGORIE	DESCRIPTION QRef	CODE BESOIN M
		Angle Gamma	M
		Puissance réactive	M
		VRef	M
		Capacité de surcharge	M
		Consigne puissance	M
		Ampères CC	M
		Puissance active	M
		Puissance disponible	M
		Tension CC	M
		Rampe Puissance	M
	Signalisation prêt MST		
		GC énergisé côté HQ	S
		Filtres HQ en mode HORS	S
		GC côté HQ prêt	S
	Signalisation prêt à démarrer		

ÉQUIPEMENT	CATEGORIE	DESCRIPTION	CODE BESOIN
		CPR côté HQ prêt pour opération	S
		CPC côté HQ prêt pour opération	S
		Présence de tension C.A. côté HQ	S
		GC sous tension	S
Transformateur			
		Fréquence	M
		Tension primaire XFO	M
Groupe Turbine Alternateur			
Alternateur			
		Énergie	M
		Puissance réactive	M
		Puissance active	M
		Courant ϕA	M
		Tension ϕAB	M
Excitation et disjoncteur de champ			
		Excitation manuel/auto	S
		Stabilisateur de tension EN/HORS	S

ÉQUIPEMENT	CATEGORIE	DESCRIPTION	CODE BESOIN
------------	-----------	-------------	-------------

	Régulateur de vitesse		
--	-----------------------	--	--

		Sélection asservissement MODE vannage EN/HORS	S
--	--	---	---

Ligne

	Commande et signalisations		
--	----------------------------	--	--

		Présence de tension	S, s
--	--	---------------------	------

Mesures électriques

		Puissance active MW	M, m
--	--	---------------------	------

		Tension kV, ØAB	M,m
--	--	-----------------	-----

		Courant Ø A	M,m
--	--	-------------	-----

		Puissance réactive MX	M, m
--	--	-----------------------	------

Sectionneur

	Sectionneur motorisé et télécommandé		
--	--------------------------------------	--	--

		Sélection de commande du sectionneur	S
--	--	--------------------------------------	---

		Position fermée du sectionneur	S, s
--	--	--------------------------------	------

		Distance EN/HORS	S
--	--	------------------	---

		Position ouverte du sectionneur	S, s
--	--	---------------------------------	------

Transformateur

ÉQUIPEMENT	CATEGORIE	DESCRIPTION	CODE BESOIN
	Mesures mécaniques.		
		Indication de prises	S,s
	Transformateur \geq 44kV ou d'alternateur		
		Puissance active MW	M,m
		Énergie , transformateur d'alternateur	M
		Tension kV, \emptyset AB	M,m
		Puissance réactive MX	M,m
		Courant \emptyset A	M
XC Shunt	Mesures électriques		
		Courant A	M
XL	Mesures électriques		
		Courant phase A	M

ANNEXE D

CRITÈRES DE SÉLECTION ET MANDAT DE LA FIRME SPÉCIALISÉE EN MATIÈRE DE VALIDATION DES CONTRÔLES

1. Critères de sélection de la *Firme*

- Absence de conflit d'intérêts relativement à l'une ou l'autre des *Parties*
- Aucune obligation, engagement ou charge financière envers l'une ou l'autre des *Parties*
- Acceptation par la *Firme* de signer :
 - Un engagement de non-divulgence
 - Un engagement de non-concurrence
 - Un engagement de non-sollicitation des employés de l'une ou l'autre des *Parties*
- Fournir du personnel formé, ayant une expertise dans les technologies auditées
- Fournir un stockage sécurisé des documents avec une politique de destruction des données appropriée
- Être reconnue par l'industrie via des certifications ou de l'expérience de l'industrie
- Être disponible pour respecter les jalons et les délais du mandat
- Être disponible pour voyager vers des sites spécifiques si nécessaire
- Avoir la capacité à faire affaires au Québec et au Canada, y compris détenir tous permis de travail si nécessaire
- Avoir la capacité à subir la vérification des antécédents du personnel pour l'accès et la manipulation sur place ou à des informations confidentielles
- Avoir la capacité à répondre aux exigences de formation sur les privilèges ou l'accès aux sites
- Avoir la capacité à réviser des documents en français
- Avoir la capacité à mener des entrevues en français
- Être responsable à titre de maître d'œuvre

2. Modalités et conditions du mandat, contenu du rapport de vérification et suivi des conclusions relatives à la vérification

La *Firme* aura comme mandat de valider l'existence de contrôles et le respect de chaque obligation prévue à l'*Entente* et au *Protocole technique*, à savoir :

- Respect de l'engagement de confidentialité du personnel d'Hydro-Québec ayant *Accès aux Données*;

- Traitement des *Données* au CCR-HQ :

- [REDACTED]

- [REDACTED]

- Contrôle des accès aux applications et personnel d'Hydro-Québec ayant *Accès aux Données* :

- [REDACTED]

- [REDACTED]

- Déclaration par Hydro-Québec des mouvements du personnel lié par l'*Entente*;
- Gestion des cas de base des exploitants du [REDACTED];
- Destruction des *Données* dans le délai prévu;
- Respect des exigences et procédures relatives à la transmission des *Données*;
- Tout élément additionnel convenu conjointement entre les *Parties*.

La *Firme* aura accès aux informations et au personnel requis pour exécuter son mandat. Dans son rapport de vérification, la *Firme* indiquera (i) si des contrôles sont en place pour assurer le respect et la conformité de chacune des obligations prévues à l'*Entente* et au *Protocole technique* et (ii) si chacune de ces obligations est respectée. Dans la négative, le rapport de vérification expliquera en quoi consiste tout non-respect ou toute non-conformité à ces obligations.

La *Firme* devra procéder à une vérification aux deux (2) ans calculés à partir de la *Date de mise en application des Normes*.

La *Firme* devra produire un rapport de vérification conforme au *Mandat* et en remettre copie simultanément aux *Parties* dans un délai maximal de 60 jours suivant le début de sa vérification.

Unités/Titre de l'identité	Nombre
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]

