

**R-4110-2019**  
**Demande d’approbation du plan d’approvisionnement 2020-2029**

**Mémoire du RNCREQ**  
**Sujets : Hilo et Îles-de-la Madeleine**

**30 juillet 2020**

---

**Tables des matières**

---

Avant-propos.....	2
1. Réseau intégré.....	2
1.1. Hilo	2
1.1.1. Le rapport de Synapse Energy Economics inc.	2
1.1.2. L’enjeu des coûts	2
1.1.3. L’enjeu du traitement réglementaire	6
2. Réseau autonome .....	12
2.1. Justification de la solution retenue pour les IDLM	12
Annexe 1 .....	18
Annexe 2 .....	19

# Avant-propos

Comme annoncé dans sa DDI, le RNCRE intervient également sur les sujets « Imprécisions du bilan prévisionnel », « Efficacité énergétique », « GDP – Chauffe-eau », « Les approvisionnements en achat de court terme » et « Conversion des réseaux autonomes ». Conformément à la décision D-2020-084, la preuve du RNCREQ sur ces sujets a déjà été déposée, dans un mémoire distinct, sous la cote C-RNCREQ-0018.

## 1. Réseau intégré

### 1.1. Hilo

#### 1.1.1. Le rapport de Synapse Energy Economics inc.

Conformément à l'autorisation accordée par la Régie dans sa lettre du 26 mai 2020<sup>1</sup>, le RNCREQ dépose un court rapport d'expertise sur les meilleures pratiques d'acquisition de ressources de GDP auprès d'une entité tierce dans d'autres juridictions, rédigé par le Dr Steve Letendre, associé principal de Synapse Energy Economics. Son rapport, intitulé «*Utility Procurement of Third-Party Demand-Side Services; Utility best practices in acquiring demand response resources at least cost*», fait état de ces meilleures pratiques dans des marchés réglementés et non réglementés qui sont situés au Canada et aux États-Unis. Le rapport constate que de nombreuses juridictions ont mis en place des exigences spécifiques selon lesquelles l'acquisition de ressources de GDP doit être obtenue par appel d'offres. Ces achats concurrentiels garantissent que le service public acquiert les ressources nécessaires pour servir les clients au moindre coût.

#### 1.1.2. L'enjeu des coûts

Le 21 octobre 2019, le Distributeur et Hilo ont signé la « Convention-cadre pour les services énergétiques entre l'agrégateur et le Distributeur »<sup>2</sup> (Convention-cadre). La qualification de ce contrat et l'encadrement réglementaire qui en découle soulèvent des questions juridiques d'importance que le RNCREQ traitera plus en profondeur dans son argumentation. Il peut toutefois d'ores et déjà affirmer qu'il s'oppose à la possibilité que le Distributeur lance des initiatives de GDP – ou d'efficacité énergétique, eût-ce été le cas – qui comportent des coûts pour les consommateurs et échappent à la fois à la surveillance de la Régie et au contrôle du marché compétitif. Il y voit un affront direct aux principes fondamentaux régissant les monopoles naturels.<sup>3</sup> L'expert Steve Letendre, de la firme Synapse Energy Economics, Inc. identifie d'ailleurs les risques suivants lors d'une transaction entre une entreprise de services publics réglementée et sa filiale non réglementée :

---

<sup>1</sup> A-0016.

<sup>2</sup> R-4110-2019, [B-0042](#), HQD-5, Doc. 3, p. 43 et seq.

<sup>3</sup> Letendre, S., Synapse Energy Economics inc, "Utility Procurement of Third-Party Demand-Side Services; Utility best practices in acquiring demand response resources at least cost", 10 juillet 2020, p. 2.

*There is the potential for self-dealing between regulated and unregulated entities of a parent holding company. For example, the utility could pay above-market prices for services provided to it by an unregulated affiliate. Conversely, a utility could provide services to its unregulated affiliate at below-market costs. In both cases, the regulated utility is taking advantage of its captive customers providing its unregulated affiliate an unfair advantage over the competition. Good regulatory practice requires careful oversight of the relationship between a utility and its affiliated interests.*<sup>4</sup> (références omises)

La Régie a déjà étudié cette question peu après sa création, dans le dossier R-3405-98. Dans sa décision D-99-120, elle écrivait :

Le partage des risques et des coûts entre les activités réglementées et non réglementées est une problématique au cœur même de la régulation économique. La Régie retient comme principe que ce partage doit se faire de façon neutre et équitable envers la clientèle réglementée et que cette dernière ne doit être pénalisée par les activités non réglementées d'Hydro-Québec.

...

En définitive, la Régie énonce la primauté de la Loi sur la Régie de l'énergie comme critère d'identification des activités réglementées et non réglementées. En ce qui concerne les critères de séparation, la Régie énonce, comme règle générale, l'utilisation de la méthode du coût complet.<sup>5</sup>

L'application de ce principe voudra que Hilo rembourse le Distributeur pour tout actif que lui aura été transféré, selon son coût complet. Questionné par l'AQCIE-CIFQ sur les modalités du transfert des connaissances acquises par Hilo au Distributeur, ce dernier répond :

(...) le Distributeur a effectué plusieurs projets de gestion de la demande de puissance dans le marché résidentiel (...) réalisés en vue de répondre à ses propres besoins, notamment de confirmer le potentiel de GDP en vue de l'exploiter auprès de l'ensemble de ses clientèles et de développer et mettre en place l'offre de tarification dynamique. Les sommes encourues par le Distributeur pour ce type d'activités font partie des résultats présentés annuellement dans le Suivi des interventions en efficacité énergétique de ses rapports annuels déposés à la Régie (...).

Une fois la décision prise d'impartir à Hilo le développement du marché de la GDP résidentielle, le Distributeur lui a partagé les leçons apprises. Toutefois, le Distributeur précise que l'ensemble des coûts de recherche et de projets pilotes réalisés spécifiquement pour les besoins d'Hilo lui ont été imputés, à coûts complets, notamment les coûts du projet Déploiement d'outils technologiques, ainsi que l'ensemble des frais engagés pour les activités liées au développement d'une offre à grande échelle d'un service d'installation et de programmation de produits de

---

<sup>4</sup> Letendre, S., Synapse Energy Economics inc., "Utility Procurement of Third-Party Demand-Side Services; Utility best practices in acquiring demand response resources at least cost", 10 juillet 2020, p. 6.

<sup>5</sup> D-99-120, pp. 28-29.

domotique pour la clientèle résidentielle réalisées en amont du lancement de la filiale.<sup>6</sup>

La réponse du Distributeur laisse entendre que les leçons apprises qui ont été partagées ne découlent pas uniquement des recherches et projets pilotes réalisés spécifiquement pour les besoins d'Hilo. Il confirme de plus la compréhension de la Régie à l'effet que « le Distributeur a été le maître d'œuvre des différents projets pilotes et des projets de démonstration au courant des dernières années, ayant permis d'identifier les solutions technologiques, incluant l'installation de thermostats intégrant une technologie permettant la télécommande à distance auprès de clients facturés au tarif D »<sup>7</sup>.

Nous déduisons des réponses que les résultats de ces différents projets constituent, en effet, les « leçons apprises » transférées à Hilo et ces transferts de connaissances n'ont pas été rémunérés par Hilo. Le Distributeur ne précise pas s'il s'agissait d'une simple réunion où le Distributeur lui a fait part de ses « leçons apprises », ou du transfert d'une documentation détaillée produite par le Distributeur au fil des ans, fruit de ses recherches et projets réalisés à la charge des consommateurs. Dans ce dernier cas, selon le principe énoncé par l'expert et par la décision D-99-120, le Distributeur aurait dû être compensé pour ces connaissances, au coût complet.

Dans sa DDR #2, la Régie tentait d'obtenir plus de détails sur cette question :

11.6 Veuillez préciser le montant, la forme et la ventilation de la compensation financière que le Distributeur a reçue pour le transfert de ses connaissances et pour l'ensemble des coûts de recherche et de projets-pilotes réalisés spécifiquement pour les besoins d'Hilo.<sup>8</sup> (Nous soulignons)

Toutefois, la réponse du Distributeur se limitait aux dépenses « engagées spécifiquement pour les besoins d'Hilo ». La valeur des connaissances acquises avant 2018 qui ont été transférées à Hilo, apparemment sans frais, demeure inconnue.

**Le RNCREQ entend questionner le Distributeur lors de l'audience pour clarifier ce point et, si pertinent, recommandera que les mesures appropriées soient prises pour s'assurer du respect du principe du coût complet.**

Le Distributeur reconnaît l'importance des coûts liés à Hilo et leurs intégration éventuelle aux revenus requis :

Conscient des coûts importants liés au développement d'un tel service, le Distributeur souligne que son lancement coïncide avec le début d'un cycle de plafonnement des tarifs pour les quatre prochaines années, ce qui implique que la clientèle ne sera pas affectée par les coûts du service pendant cette période. En fait, ces coûts ne seront intégrés aux revenus requis du Distributeur qu'en 2025, soit lorsque le service d'Hilo aura atteint une certaine maturité et que le Distributeur pourra en tirer le maximum

---

<sup>6</sup> R-4110-2019, [B-0042](#), p. 7.

<sup>7</sup> R-4110-2019, [B-0092](#), p. 50, R11.1.

<sup>8</sup> R-4110-2019, [B-0092](#), pp. 51-52, Q&R11.6.

de bénéfiques. (...) Le Distributeur est d'avis que le prix payé pour un tel service doit demeurer confidentiel, puisque commercialement sensible, particulièrement dans le contexte où il existe peu de joueurs dans ce marché en émergence.<sup>9</sup>

Il n'est pas clair de quels coûts exactement parle le Distributeur dans cet extrait. Lors du dossier tarifaire de 2025, les coûts de services considérés pour établir les tarifs des cinq années suivantes ne doivent inclure aucun montant dépensé avant cette date. Les coûts encourus en lien avec les services d'Hilo entre 2020 et 2024 doivent être entièrement supportés par les tarifs ou, à défaut, les profits de cette période. Ils ne doivent en aucun cas être reportés sur la période couverte par la cause tarifaire de 2025. Agir autrement équivaldrait à contourner le nouveau régime mis en place par la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*<sup>10</sup> (Loi sur la simplification) qui, en vertu du nouvel article 48.3 de la LRÉ, demande au Distributeur de s'adresser à la Régie de l'énergie pour demander la modification d'un tarif lorsqu'il n'est plus en mesure de respecter son obligation prévue à l'article 24 de la *Loi sur Hydro-Québec*.<sup>11</sup>

Bien que la Loi sur la simplification ait dramatiquement modifié la procédure par laquelle la Régie fixe les tarifs de distribution, elle a laissé intactes ses compétences et les procédures relatives au Plan d'approvisionnement, ainsi que sa compétence de « surveiller les opérations du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ainsi que celles des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif ».<sup>12</sup>

Dans sa réponse à la question 13.2 de la DDR #2 de la Régie, le Distributeur a indiqué que le plan d'affaires d'Hilo est basé sur l'amortissement sur plusieurs années de ces « investissements initiaux importants en infrastructures technologiques, opérationnelles et commerciales »<sup>13</sup>. Le RNCREQ comprend de cela que le Distributeur fait référence à un amortissement sur les livres de Hilo, et pas sur ceux du Distributeur lui-même. Étant donné que, selon le Contrat de service daté du 21 août 2019, la rémunération est basée sur la réduction de la puissance admissible et sur les autres services<sup>14</sup>, le RNCREQ comprend qu'il n'y a pas d'investissement capitalisable de la part du Distributeur. Dans le cas contraire, le RNCREQ s'attend à ce que le Distributeur le clarifie en audience.

**Sujet à des clarifications à venir, le RNCREQ entend recommander à la Régie de préciser qu'aucun coût encouru en lien avec Hilo avant 2025 ne devrait être inclus aux revenus requis de 2025. Si jamais le cas contraire se produit, il appartiendra au Distributeur de démontrer la prudence de l'ensemble des coûts engagés.**

Pour conclure sur l'enjeu des coûts, le RNCREQ souhaite commenter la réponse donnée par le Distributeur à la question 6.1 de la DDR #2 de la Régie, où cette dernière demandait de comparer,

---

<sup>9</sup> R-4110-2019, [B-0024](#), p. 48, R10.19.

<sup>10</sup> LQ 2019, c. 27.

<sup>11</sup> RLRQ, c. H-5.

<sup>12</sup> *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, c. R-6.01, art. 31 (2.1)

<sup>13</sup> R-4110-2019, [B-0092](#), p. 62, R13.2.

<sup>14</sup> R-4110-2019, [B-0042](#), p. 64.

à coût égal, les contrats de long terme de l'A/O-2015-01 par rapport à un programme de GDP. Le Distributeur s'y disait d'accord avec l'affirmation de la Régie que les contrats de long terme comportent l'avantage d'offrir une quantité précise de puissance garantie pour 20 ans.<sup>15</sup> Avec égards, le RNCREQ estime que la prémisse de la question de la Régie, soit l'égalité des coûts entre les deux options, doit être nuancée. En effet, ni la question ni sa réponse ne tient compte des externalités environnementales et sociales inhérentes aux contrats de long terme agissant sur l'offre, par opposition à la demande. Le RNCREQ est d'avis que ces coûts doivent être internalisés, conformément au principe de développement durable d'internalisation des coûts, que la Loi sur le développement durable définit ainsi : « la valeur des biens et des services doit refléter l'ensemble des coûts qu'ils occasionnent à la société durant tout leur cycle de vie, de leur conception jusqu'à leur consommation et leur disposition finale ».<sup>16</sup>

**Le RNCREQ recommande donc que, conformément au cadre d'analyse établi par l'article 5 LRÉ, la Régie applique le principe de développement durable d'internalisation des coûts dans son analyse comparative des différents moyens d'approvisionnement à la disposition du Distributeur.**

### **1.1.3. L'enjeu du traitement réglementaire**

À l'article 4 de la Convention-cadre, les parties reconnaissent que la Convention-cadre est sujette à révision par la Régie de l'énergie. Le Distributeur affirme pourtant désormais que « [c]e contrat n'est soumis à l'obtention d'aucune autorisation en vertu de la LRÉ, car il ne s'agit pas d'un contrat d'approvisionnement en électricité au sens de cette loi »<sup>17</sup>. En réponse à la DDR de la Régie, le Distributeur soumet que le contrat conclu avec Hilo n'est pas assujéti à la procédure d'appel d'offres visée à l'article 74.1 LRÉ pour les motifs suivants :

Le Distributeur rappelle que l'obligation de procéder à un appel d'offres conformément à la procédure prévue à l'article 74.1 de la LRÉ s'applique pour les contrats d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Or, tel n'est pas le cas avec Hilo. Le service offert par cette dernière vise au contraire une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients du Distributeur, permettant ainsi de repousser un appel d'offres pour l'acquisition d'approvisionnements de long terme. Il ne peut donc s'agir d'un « contrat d'approvisionnement en électricité » au sens de la LRÉ.

Les arguments énoncés par la Régie au paragraphe 173 de sa décision D-2019-164 s'appliquent mutatis mutandis :

[173] De plus, aux fins de son interprétation, la Régie juge déterminant le fait que le Programme soit, d'une part, un produit de puissance résultant de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants et, d'autre part,

<sup>15</sup> R-4110-2019, [B-0092](#), p. 26, R6.1.

<sup>16</sup> RLRQ, c. D-8.1.1., art. 6 p).

<sup>17</sup> R-4110-2019, [B-0042](#), p. 12, R5.1.

qu'il soit extrait des ressources déjà disponibles. Cette dernière caractéristique suffit pour justifier l'exemption du Programme de la procédure d'appel d'offres visant l'acquisition de nouvelles ressources afin de fournir la puissance requise pour combler les besoins des marchés québécois.<sup>18</sup>

Il semble que le seul élément qui explique cette volte-face dans la position du Distributeur soit la décision finale de la Régie dans le dossier R-4041-2018 qui a été rendue le 2 décembre 2019, soit après la signature de la Convention-cadre, le 21 octobre 2019. Dans tous les cas, il ne peut s'expliquer par la sanction de la Loi sur la simplification le 8 décembre 2019 puisque celui-ci n'a en rien modifié les pouvoirs de la Régie eu égard aux approvisionnements.

Le RNCREQ invite la Régie à ne pas ériger en règle générale ce motif énoncé dans le cas particulier de l'examen du Programme GDP Affaires. En effet, la décision D-2019-164 repose sur une analyse des caractéristiques propres au Programme GDP Affaires, qu'il convient de distinguer de la situation d'Hilo. Rappelons que la Régie a conclu que « les participants au Programme [GDP Affaires] ne peuvent être assimilés à des fournisseurs d'électricité, au sens de la Loi »<sup>19</sup>. Il devenait donc impossible de qualifier le programme de contrat d'approvisionnement. Or, il existe des différences fondamentales entre la relation établie entre HQD et Hilo, et celle établie entre HQD et les agrégateurs du programme GDP Affaires, tel que le reconnaît le Distributeur en réponse à la DDR 40.3 du RNCREQ :

Une telle comparaison est difficile puisque le marché visé, la prestation de services offerts et le lien contractuel avec le Distributeur sont complètement différents.

Les agrégateurs participant au programme GDP Affaires n'ont aucun engagement de réduction de puissance, n'implantent pas nécessairement des mesures, n'ont pas accès aux compteurs ni aux données des clients et ne concluent aucun contrat avec le Distributeur.<sup>20</sup>

Mentionnons également que dans la décision D-2019-164, la Régie a conclu que le Programme GDP Affaires, « dans sa mise en œuvre actuelle, constitue une offre tarifaire optionnelle et qu'il doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire »<sup>21</sup>, c'est-à-dire celle des tarifs de gestion de la consommation. Mentionnons que, dans la récente décision D-2020-095, la Régie a établi que la Loi sur la simplification n'invalidait pas la décision D-2019-164 et ne la privait pas de ses effets :

Ainsi, la nature juridique du Programme a été irrémédiablement changée lors de la publication de la décision D-2019-164 pour devenir une offre tarifaire optionnelle.<sup>22</sup>

---

<sup>18</sup> R-4110-2019, [B-0024](#), pp. 29-30, R9.1.1.

<sup>19</sup> [D-2019-164](#), p. 54, par. 171.

<sup>20</sup> R-4110-2019, [B-0046](#), p. 50, R40.3.

<sup>21</sup> [D-2019-164](#), p. 801, par. 303.

<sup>22</sup> [D-2020-095](#), par. 131.

Cette qualification justifie l'absence d'un appel d'offres dans le cadre du Programme GDP Affaires puisque les appels d'offres sont requis pour les « contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale »<sup>23</sup> et que les tarifs de gestion de la consommation, étant exclus de l'électricité patrimoniale, ne peuvent l'excéder et ne sont donc pas tenus de faire l'objet d'un appel d'offres. En effet, la Régie s'est historiquement appuyée sur l'article 52.2 LRÉ al. 2 (1<sup>o</sup>) pour interpréter l'expression « besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale ».

1<sup>o</sup> le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures. Ce volume exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement. (...)<sup>24</sup>

Elle conclut que les volumes exclus de l'électricité patrimoniale en vertu de ce paragraphe ne peuvent l'excéder; ils ne sont tout simplement pas considérés.

Le fait que ces volumes soient exclus du volume d'électricité patrimoniale fait en sorte qu'ils ne peuvent l'excéder : ces volumes ne sont tout simplement pas considérés. Si le législateur avait voulu que les volumes qui sont exclus du volume d'électricité patrimoniale fassent l'objet d'un appel d'offres, il l'aurait prévu expressément.

D'ailleurs, c'est exactement ce que le législateur a fait dans le cas des volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement. L'article 52.2 exclut ces blocs du volume d'électricité patrimoniale, au même titre que les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation, mais l'article 74.1 prévoit que la procédure d'appel d'offres s'applique aux besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement. La Régie est d'avis que si le législateur avait voulu que la procédure d'appel d'offres s'applique aux volumes découlant des tarifs de gestion de la consommation, il l'aurait dit spécifiquement à l'article 74.1 de la Loi comme il l'a fait pour les blocs d'énergie.<sup>25</sup>

C'est notamment en vertu de cette analyse que la Régie a conclu, lors du dernier dossier du plan d'approvisionnement, que « la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi ne s'applique pas aux approvisionnements que le Distributeur voudrait acquérir pour les besoins des réseaux autonomes en remplacement ou en supplément de sa propre production »<sup>26</sup>.

En définitive, le RNCREQ est d'avis que la raison fournie par le Distributeur pour soustraire la Convention-cadre à la procédure d'appel d'offres n'est pas fondée, les motifs de la décision D-

---

<sup>23</sup> RLRQ, c. R-6.01, art. 74.1.

<sup>24</sup> RLRQ, c. R-6.01, art. 52.2 al. 2 (1<sup>o</sup>).

<sup>25</sup> [D-2002-290](#), pp. 21-22.

<sup>26</sup> [D-2017-140](#), p. 124 par. 407.

2019-164 devant être lus dans le contexte du dossier qui leur est pertinent et ne pouvant être simplement élargis à tous les moyens d’approvisionnement sans analyse préalable.

Par ailleurs, même si les motifs de la décision D-2019-164 devaient trouver application au-delà du dossier R-4041-2018, le RNCREQ soumet que l’expression de « ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients du Distributeur » n’a pas une signification claire. En réponse à la DDR 48.6 du RNCREQ, le Distributeur précise :

Quand le Distributeur mentionne « une économie dans l’utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients », il fait effectivement référence à une réduction de l’usage des équipements physiques comme ceux destinés au chauffage des espaces ou de l’eau.<sup>27</sup>

Cette notion d’équipements existants est mentionnée à nouveau par le Distributeur dans la réponse 6.5 à la DDR #2 de la Régie, mais cette fois, plutôt que de l’en distinguer, il l’associe à la notion de contrat d’approvisionnement :

La différence fondamentale entre un programme de GDP et un contrat d’approvisionnement en puissance est que le premier agit sur la demande et le second, sur l’offre. Plus spécifiquement, un contrat d’approvisionnement s’appuie sur l’utilisation d’un équipement existant ou la mise en place d’un équipement de pointe dans la zone de réglage pour transiter cette énergie sur le réseau.<sup>28</sup>

Le RNCREQ est d’avis que la notion « d’équipements existants » n’est pas suffisamment précise, à ce stade, pour servir de critère d’exclusion de certains approvisionnements de la définition de contrats d’approvisionnement requérant un appel d’offres. Dans sa réponse précédemment citée, le Distributeur accorde également une importance à la distinction entre les approvisionnements agissant sur l’offre ou sur la demande. Cette distinction nous semble artificielle dans la mesure où les fournisseurs, qu’ils agissent sur l’offre ou la demande, compétitionnent pour répondre essentiellement au même besoin. Le Distributeur reconnaît cette réalité lorsqu’il explique, en réponse à la question 14.1 de la DDR #2 de la Régie, que lorsqu’il lance un appel d’offres pour combler un besoin ou lorsque le gouvernement détermine un bloc, un projet d’efficacité énergétique pourra soumissionner au même titre que tout autre fournisseur.<sup>29</sup>

Puisqu’il s’engage contractuellement à fournir de la puissance au Distributeur sous forme de réduction de la demande en puissance, Hilo est assimilable à un fournisseur d’électricité et la Convention-cadre, à un contrat d’approvisionnement. Le cadre juridique relatif aux contrats d’approvisionnement doit par conséquent lui être appliqué.

**Le RNCREQ plaidera par conséquent que la Convention-cadre entre le Distributeur et Hilo est un contrat d’approvisionnement devant faire l’objet d’une approbation par la Régie, soit au terme d’un processus appel d’offres ou, subsidiairement, en vertu de l’article 74.2 de la LRÉ à titre de contrat de gré à gré.**

---

<sup>27</sup> R-4110-2019, [B-0046](#), p. 59, R48.6.

<sup>28</sup> R-4110-2019, [B-0092](#), p. 29.

<sup>29</sup> R-4110-2019, [B-0092](#), p. 71.

Une autre interprétation engendrerait des effets contraires à l'esprit de la LRE et aux bonnes pratiques en matière d'approvisionnement auprès de tierces parties. En effet, dans son rapport « *Utility Procurement of Third-Party Demand-Side Services; Utility best practices in acquiring demand response resources at least cost* », l'expert Letendre insiste sur l'importance d'un processus compétitif pour l'acquisition de ressources de GDP ou EÉ visant à assurer le meilleur prix pour les consommateurs et un service fiable :

*The provision of demand-side resources in general and demand response specifically are intrinsically competitive services in that they do not constitute a natural monopoly. Consumers benefit when multiple firms compete in the marketplace to deliver high-quality demand-side resources to grid operators and utilities. The competition offers the potential to provide more robust and tailored demand response solutions to consumers. It also provides the utility with a more diverse portfolio of resources to reduce peak demand when needed. Price discovery made possible through firms competing to deliver demand response services provides important information regarding demand response as a cost-effective alternative to traditional capacity resources. In this section, we identify utility best practices in acquiring demand-side resources and provide several examples that demonstrate these best practices.<sup>30</sup>*

L'expert fait état de plusieurs juridictions d'Amérique du Nord où un tel processus compétitif est en place : l'Ontario, la Colombie-Britannique, National Grid (qui compte des clients dans les États de New York, Massachusetts et Rhode Island), New Mexico et Washington.

En contraste, la Convention-cadre n'est le résultat d'aucun processus compétitif, ce qui fait craindre à l'expert que le Distributeur n'applique pas les meilleures pratiques en matière d'acquisition de ressources en GDP.

*HQD's Supply Plan calls for a substantial role for demand response to meet its anticipated capacity shortfall in the coming years. The framework contract with HQD's unregulated affiliate Hilo raises concern that the utility failed to adhere to best practices for acquiring demand-side resources. Best practices, as exemplified by the utility demand-side procurement case studies referenced above, would result in HQD issuing an RFP for demand response resources and allowing multiple firms to bid to provide these services. Best practices in utility regulation suggest that the Régie should closely evaluate any transactions between HQD and its unregulated affiliates. Consumers will benefit from a transparent and fair competitive process for the acquisition of demand response resources that HQD needs to meet its anticipated capacity needs.<sup>31</sup>*

**Par conséquent, si la Régie devait conclure que la Convention-cadre n'est pas un contrat d'approvisionnement obligatoirement soumis au processus d'appel d'offres, le RNCREQ**

---

<sup>30</sup> Letendre, S., Synapse Energy Economics inc., "Utility Procurement of Third-Party Demand-Side Services; Utility best practices in acquiring demand response resources at least cost", 10 juillet 2020, p. 5.

<sup>31</sup> Ibid., p. 13-14.

**recommande qu'elle se fonde sur ses pouvoirs généraux de surveillance pour l'y assujettir, conformément aux meilleures pratiques dans le domaine.**

Par ailleurs, au-delà de l'absence d'appel d'offres, plusieurs modalités de la relation entre le Distributeur et Hilo font craindre que l'acquisition des ressources qu'elle vise ne se fasse pas aux meilleurs prix et conditions pour les clients. Notons par exemple la question de la modification des cibles dans l'avenir. Répondant à une question de la Régie concernant la modification à la hausse ou la baisse des cibles de réduction de puissance, le Distributeur ne mentionne qu'un seul motif de réduction des cibles, soit si elles ne sont pas atteintes par Hilo et si le Distributeur estime qu'elles ne pourront être atteintes dans le futur.<sup>32</sup> Ainsi, il semble que le Distributeur ne puisse pas réduire les cibles s'il n'a plus besoin des réductions identifiées dans le Plan, ou s'il trouve d'autres moyens pour les atteindre à moindre coût.

La Régie a soulevé cette question, en demandant au Distributeur d'élaborer sur les raisons pour lesquelles, advenant une baisse des besoins en puissance à l'horizon du Plan, il entendait ralentir ou retarder d'autres moyens avant Hilo. Il répond :

Le Distributeur s'est doté d'un portefeuille de moyens de puissance en fonction de ses besoins anticipés au moment d'établir son Plan d'approvisionnement. Advenant des besoins de puissance moindres que prévu, le Distributeur prendra des mesures dans le respect des dispositions contractuelles des différents moyens.<sup>33</sup>

La Convention-cadre établit la durée de l'entente à dix ans et ne prévoit pas la possibilité de réduire la contribution d'Hilo si celle-ci devenait redondante ou désavantageuse pour la clientèle. On comprend des réponses du Distributeur que cette durée et le montant de la rémunération d'Hilo sont nécessaires à l'amortissement des investissements initiaux d'Hilo en infrastructures technologiques, opérationnelles et commerciales, et à la couverture de ses frais d'exploitation, incluant les appuis financiers à la clientèle.<sup>34</sup> En plus de soulever des inquiétudes légitimes quant à la justesse du prix payé par les consommateurs pour les services offerts par Hilo, cet engagement à long terme à un prix relativement élevé soulève l'enjeu du « *self-dealing* » mentionné ci-dessus par l'expert Letendre. Le Distributeur aurait-il accepté les mêmes modalités contractuelles dans un contrat avec un tiers qui n'est pas sa filiale? La décision d'engager Hilo a-t-elle été prise de façon indépendante par le Distributeur, ou fut-elle imposée en tout ou en partie par la haute direction d'Hydro-Québec? Cette question va au cœur du bien-fondé du régime de séparation fonctionnelle, qui présume de l'indépendance des entités réglementées. Le RNCREQ entend approfondir cette question lors des audiences et précisera, le cas échéant, sa position et ses recommandations dans sa plaidoirie.

Pour ces motifs, si la Régie ne partage pas la position du RNCREQ quant à la nécessité d'un appel d'offres pour l'acquisition de ressources en GDP auprès d'une tierce partie, le RNCREQ recommande subsidiairement que la Convention-cadre soit soumise à l'approbation de la Régie afin que celle-ci, s'appuyant sur sa compétence exclusive de surveiller les opérations du

---

<sup>32</sup> R-4110-2019, [B-0092](#), p. 65, R13.9.

<sup>33</sup> R-4110-2019, [B-0092](#), p. 38, R8.5.

<sup>34</sup> R-4110-2019, [B-0092](#), pp. 45-46, R10.7 et p. 62, R13.1.

Distributeur, s'assure que les consommateurs paient selon un juste tarif et que l'entente soit compatible avec les fondements de la séparation fonctionnelle.

Notons que dans tous les cas, l'exercice de la compétence de la Régie sur la Convention-cadre ne placera pas le Distributeur dans une situation de bris contractuel, l'article 4 de l'entente précisant que « le Distributeur, pourra résilier la présente Convention-cadre dans l'éventualité où la Régie de l'énergie imposerait au Distributeur des conditions qui pourraient invalider ou affecter de façon défavorable l'objet de la Convention-cadre »<sup>35</sup>.

**Par conséquent, le RNCREQ recommande :**

- **Que les mesures appropriées soient prises pour s'assurer du respect du principe du coût complet, si applicable, notamment à l'égard des analyses, résultats, donnée et autres informations générés par le Distributeur aux frais de consommateurs et transférés à Hilo, à titre de « leçons apprises » ;**
- **Que la Régie ordonne au Distributeur de s'assurer qu'aucun des montants engagés ou payés à Hilo avant 2025 ne soit pas inclus aux revenus requis de 2025 ni des années subséquentes ;**
- **Que la Régie ordonne au Distributeur de faire reposer l'ensemble des coûts liés à Hilo sur les tarifs ou, à défaut, les profits pré-2025.**
- **Que l'acquisition des ressources visées par la Convention-cadre fasse l'objet d'un appel d'offres;**
- **Subsidiairement, que la Convention-cadre soit assujettie à l'approbation de la Régie en vertu de l'article 74.2 de la LRE, à titre de contrat de gré à gré.**

## **2. Réseau autonome**

### **2.1. Justification de la solution retenue pour les IDLM**

Dans sa lettre du 14 juillet 2020,<sup>36</sup> le Distributeur informe la Régie de certains développements quant à sa stratégie de transition énergétique pour les Îles-de-la-Madeleine (IDLM) qui l'incitent à demander à la Régie d'en suspendre l'analyse et de la reporter à une phase ultérieure du dossier.

Le RNCREQ soutient cette demande, étant d'avis que toute modification substantielle à une stratégie déjà approuvée par la Régie, telle que l'était la décision de mettre fin à la stratégie d'appel de proposition et d'opter pour le raccordement par câble, doit être adéquatement examinée et approuvée par la Régie.

---

<sup>35</sup> Convention-cadre pour les services énergétiques entre l'agrégateur et le distributeur, déposée à R-4110-2019, [B-0042](#), p. 47.

<sup>36</sup> R-4110-2019, [B-0088](#).

Dans sa lettre du 17 juillet 2020,<sup>37</sup> la Régie accueille la demande du Distributeur et lui demande de déposer, au plus tard le 3 septembre, un document explicatif des analyses et des démarches qu'il effectuera pour être en mesure de présenter en temps utile à la Régie sa stratégie de transition énergétique pour les IDLM.

Dans sa lettre datée du même jour,<sup>38</sup> le RNCREQ émettait une recommandation en prévision du dépôt du document explicatif. Comme annoncé, il réitère et détaille davantage cette recommandation dans le présent mémoire, le tout dans l'objectif que la preuve à venir en phase 2 du dossier soit suffisamment rigoureuse pour permettre l'examen requis par l'article 72 LRÉ, et reflète le contexte particulier des réseaux autonomes. En effet, le Distributeur y opère des réseaux complets, ayant la pleine responsabilité des volets de production, de transport et de distribution. Cette particularité affecte nécessairement la portée du dossier du Plan d'approvisionnement dans ces régions, où il devient un outil de planification intégrée des ressources (PIR) qui permet de garantir l'optimisation des choix retenus sur les plans économique, environnemental et social.

L'exercice de PIR n'est pas étranger à la Régie. Sous l'égide de la Loi 50, elle était compétente pour approuver le Plan de ressources d'Hydro-Québec qui planifiait de manière intégrée les ressources tant du côté de l'offre que de la demande afin de répondre aux besoins prévus au moindre coût social.

Les changements apportés par la Loi 116 ont eu pour effet de remplacer le Plan de ressources par le Plan d'approvisionnement, et de retirer le volet offre du cadre d'examen de la Régie en réseau intégré, le Distributeur n'y ayant aucun contrôle sur la production d'électricité. Le RNCREQ soumet toutefois qu'une PIR demeure possible et souhaitable en réseaux autonomes. **Elle recommande par conséquent à la Régie d'inviter le Distributeur à lancer un processus de PIR préalablement à la phase à venir sur les IDM, et de déposer les analyses et consultations réalisées lors de ce processus dans sa nouvelle preuve sur le sujet.**

La PIR est une approche de planification énergétique qui est utilisée depuis longtemps dans plusieurs juridictions, chacune l'ayant adaptée à ses besoins particuliers. De manière générale, il consiste en une planification basée sur les besoins en **services énergétiques** de la société, plutôt que sur le besoin d'électricité. Ainsi, le service énergétique de « rester au chaud » peut être rendu soit par une augmentation dans l'offre d'électricité, soit par une amélioration de l'enveloppe thermique du bâtiment. Ce changement de perspective permet de contrer la tendance de la planification traditionnelle de combler les besoins par des ressources du côté de l'offre (produire ou acheter plus d'électricité) plutôt que par des ressources de côté de la demande (efficacité énergétique ou gestion de la demande).

Généralement, on peut décrire les éléments clés d'un tel processus comme suit :

- Mise en place d'un comité consultatif
  - Acteurs clés de la communauté
  - Représentants du Distributeur
  - Ressources techniques disponibles pour analyses

---

<sup>37</sup> R-4110-2019, [A-0023](#).

<sup>38</sup> R-4110-2019, [C-RNCREQ-0016](#).

- Prédiction de la demande (plusieurs scénarios)
- Caractérisation de ressources du côté de l'offre
  - Potentiel, coût de revient, profil environnemental, autres caractéristiques
- Caractérisation du potentiel d'EE et de GDP
- Élaboration de scénarios contrastants pour répondre aux besoins prévus
- Analyse de chaque scénario
- Plan d'action

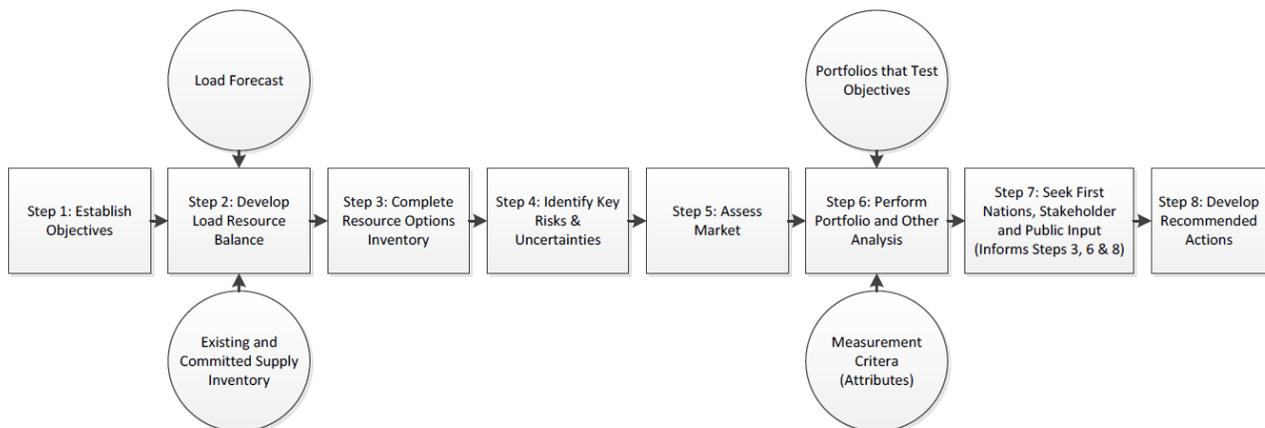
La PIR est utilisée dans plusieurs provinces canadiennes, dont notamment la Colombie-Britannique et la Nouvelle-Écosse. Déjà dans les années 90, la Colombie-Britannique a été reconnue comme le chef de file dans le domaine de la PIR et dans son adaptation à la réglementation d'une société de la couronne.<sup>39</sup> Malgré plusieurs modifications législatives qui ont fait fluctuer les compétences de la *British Columbia Utilities Commission*, la Colombie-Britannique continue d'être une référence en PIR au Canada.

Évidemment, la mise en œuvre appropriée pour une communauté restreinte comme les IDLM serait différente de celle pour une province entière. Cela dit, nous présentons ici les grandes lignes de l'approche utilisée en Colombie-Britannique, afin d'inspirer une réflexion sur la meilleure approche à suivre aux Îles.

Le dernier *Integrated Resource Plan* de la Colombie-Britannique a été approuvé par le gouvernement provincial en 2013. BC Hydro a récemment commencé la préparation du prochain plan, qui sera soumis pour l'approbation de son régulateur (la BC Utilities Commission) en 2021.

Le Plan de 2013 a identifié les grandes étapes du processus comme suit :

**Figure 1-1 IRP Planning Process**



<sup>39</sup> Voir l'étude Raphals, P., « [L'énergie en Colombie-Britannique : La planification intégrée des ressources et le cadre réglementaire](http://www.centrehelios.org/downloads/studies_politique_energetique/1995_BC_PIR_FR.pdf) », 29 janvier 1995, préparé pour le ministère des Ressources naturelles du Québec dans le cadre du Débat public sur l'énergie.  
[http://www.centrehelios.org/downloads/studies\\_politique\\_energetique/1995\\_BC\\_PIR\\_FR.pdf](http://www.centrehelios.org/downloads/studies_politique_energetique/1995_BC_PIR_FR.pdf)

Les étapes clés sont l'élaboration de plusieurs portefeuilles (combinaisons de ressources qui permettent de répondre aux besoins de services énergétiques) et leur analyse détaillée par rapport aux incertitudes les plus importantes (étape 6). Les ressources incluent bien sûr tant celles du côté de l'offre que de la demande, et les critères d'analyse incluent notamment la fiabilité, les coûts, et les impacts environnementaux et sociaux.

Les parties intéressées sont impliquées en deux temps : dans le cadre du comité consultatif qui œuvre tout au long du processus et dans celui d'une consultation large du public, une fois faites les analyses.

BC Hydro décrit ce comité consultatif (*Technical Advisory Committee*) comme suit :

The IRP TAC was created to seek ongoing, detailed, technical advice and feedback from a group of knowledgeable stakeholders with significant interest, stake and experience in BC Hydro's resource planning to ensure a thorough and well considered plan. The Terms of Reference for the IRP TAC is included in Appendix 8B.

The TAC, which was struck in December 2010, had a mandate to:

- Build a common understanding of the inputs, methodologies and analysis associated with the IRP planning process
- Provide advice on how the IRP could respond to the 16 Clean Energy Act (CEA) energy objectives
- Identify potential information gaps
- Identify potential process and policy gaps and constraints

Members were chosen based on:

- Their representation of an organization with a significant, province-wide, and policy-focused interest and stake in the IRP
- Their broad (rather than specific) interest and stake in the IRP
- The individuals, and the organization(s) they represent, having an in-depth understanding of BC Hydro's resource and electricity planning process, usually demonstrated by their involvement in British Columbia Utilities Commission (BCUC) regulatory processes<sup>40</sup>.

Dans le cadre d'un processus de PIR pour les Îles-de-la-Madeleine, le RNCREQ suggère que le comité consultatif devrait inclure des représentants des organismes les plus impliqués dans les questions énergétiques aux Îles ainsi que des représentants de quelques organismes provinciaux.

---

<sup>40</sup> BC Hydro, Integrated Resource Plan, novembre 2013, pp. 7-13, en ligne : <https://www.bchydro.com/about/planning-for-our-future/irp/current-plan/document-centre/reports/november-2013-irp.html>

Les personnes impliquées à La table d'échanges sur l'avenir énergétique des IDLM, convoquée par le Distributeur en 2016 et 2017<sup>41</sup>, devraient probablement toutes être invitées à y participer.

Le point de départ est évidemment une prévision de la demande pour les Îles, tenant compte de l'incertitude (scénarios fort, moyen et faible). Nous présumons que ce travail est déjà fait — quoiqu'une mise à jour pour tenir compte des incertitudes liées à la pandémie devrait avoir lieu.

Sur ce sujet, il est instructif de voir comment ces incertitudes reliées à la pandémie seront traitées dans le processus PIR de BC Hydro. L'Annexe 1 présente quelques pages d'une présentation faite au Comité consultatif du PIR 2021, sur la prévision de la demande. À la page 18, on voit l'échéancier pour le développement des scénarios en relation avec la pandémie. Ensuite, à la page 21, on voit des descriptions à haut niveau des scénarios à développer, avec des indications des tendances à la page 22.

C'est dans l'étude détaillée des implications des différents portefeuilles que le processus de PIR se distingue le plus des approches de planification plus « linéaires ». Dans le cas de son Plan de ressources 2013 — un processus évidemment beaucoup plus complexe que celui qui serait approprié aux Îles — BC Hydro a étudié des centaines de scénarios. Pour en illustrer la teneur, les résultats pour un de ses scénarios sont présentés en Annexe 2. À la première page, la ligne du haut indique les paramètres du scénario, soit la prévision de la demande utilisée ainsi que les types de ressources utilisées. À droite, on constate les ajouts précis requis, année par année; à gauche, la valeur présente et d'autres statistiques. La deuxième page résume, sous forme de graphique, l'évolution de l'équilibre offre-demande selon ce scénario — encore une fois, de différents points de vue.

Dans le cas des Îles, le nombre de cas à étudier est évidemment beaucoup plus restreint. En termes de ressources de l'offre, les options se limitent probablement aux ressources suivantes :

- La centrale thermique existante
  - Mode production de base
  - Mode réserve
- L'énergie du réseau intégré
  - Amenée avec différentes options de transport
- L'énergie éolienne
  - Sites et puissances probablement déjà identifiées
- L'énergie solaire
  - Parcs de production
  - Distribué
- La biomasse
- Autres

Les ressources du côté de la demande sont aussi bien connues, quoiqu'il serait important de développer des courbes de l'offre (quantité vs prix) pour chacune, afin de caractériser les quantités qui peuvent être mobilisées aux Îles, à quel coût et à quelle vitesse.

---

<sup>41</sup> R-4110-2019, [B-0076](#), p. 6.

À cela s'ajoute la question de stockage d'énergie, ou d'autres ressources similaires qui peuvent contribuer à répondre aux besoins en services énergétiques.

L'élément clé, qui ne semble pas avoir été réalisé jusqu'ici, est l'élaboration des différents scénarios optimisés, permettant de répondre aux besoins pour services énergétiques à moindre coût, dans le cas où l'Île demeure isolée du réseau intégré. C'est seulement en comparant ces scénarios optimisés avec celui avec câble qu'on pourra prendre une décision éclairée.

Dans sa lettre du 17 juillet 2020, le RNCREQ invitait le Distributeur à structurer ses analyses et démarches autour d'un processus de planification intégrée des ressources, qui aurait lieu préalablement au dépôt de sa preuve dans la phase à venir sur les IDLM, et à en faire état dans le document explicatif à déposer le 3 septembre 2020. À défaut du Distributeur de le faire, **le RNCREQ recommande que la Régie demande au Distributeur de bonifier les analyses et démarches qu'il aura présentées dans le document explicatif afin qu'elles constituent un exercice de PIR permettant d'identifier et d'analyser en amont, via un processus rigoureux et consultatif, les scénarios possibles pour répondre à la demande prévue.**

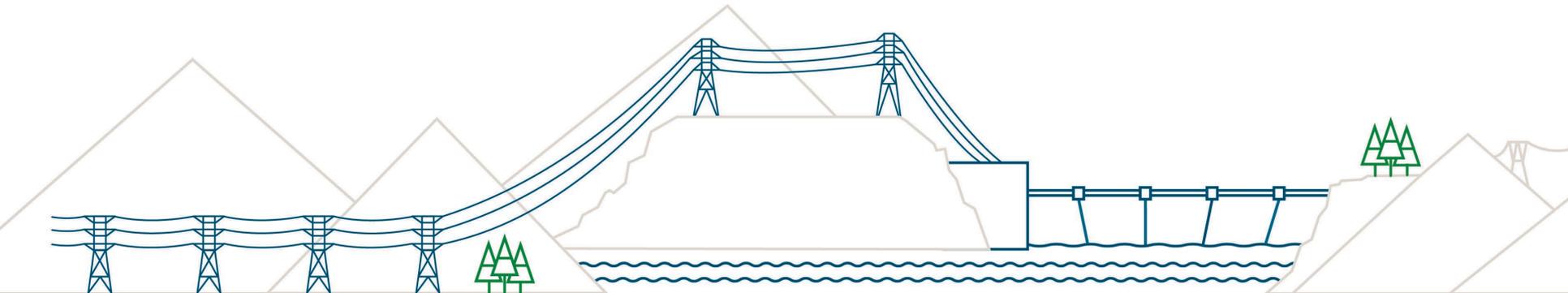
# **Annexe 1**

**2021 Integrated Resource Plan (IRP) Technical Advisory Committee (TAC)  
Meeting #2a/b – Load forecast (extracts)**

# **2021 Integrated Resource Plan (IRP)**

## **Technical Advisory Committee (TAC)**

### **Meeting #2a/b – Load Forecast**

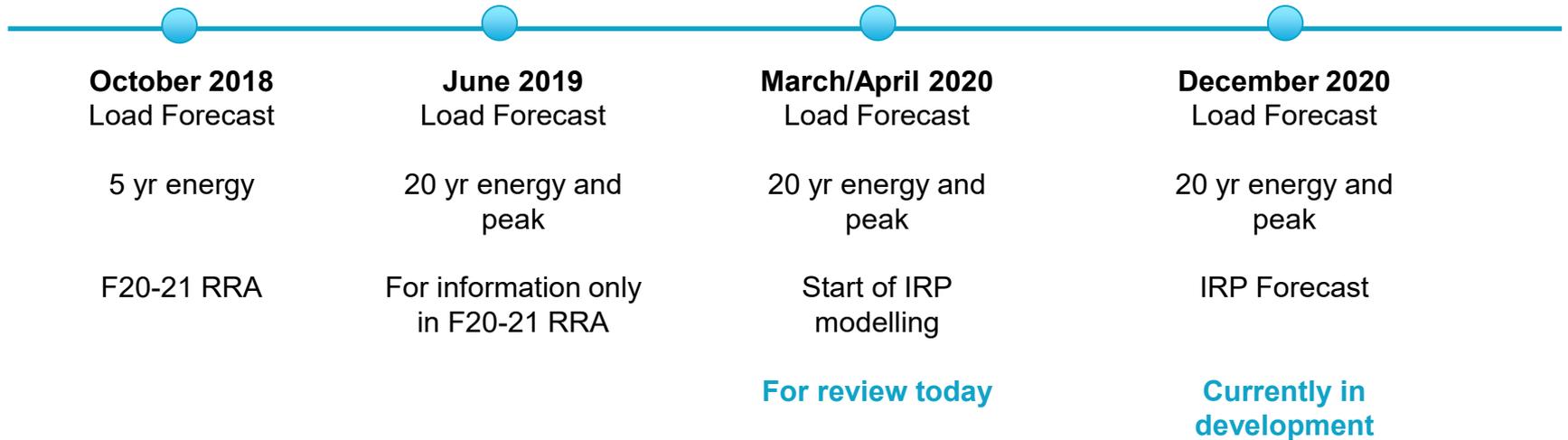


**June 16/22, 2020**

# Load Forecast Background

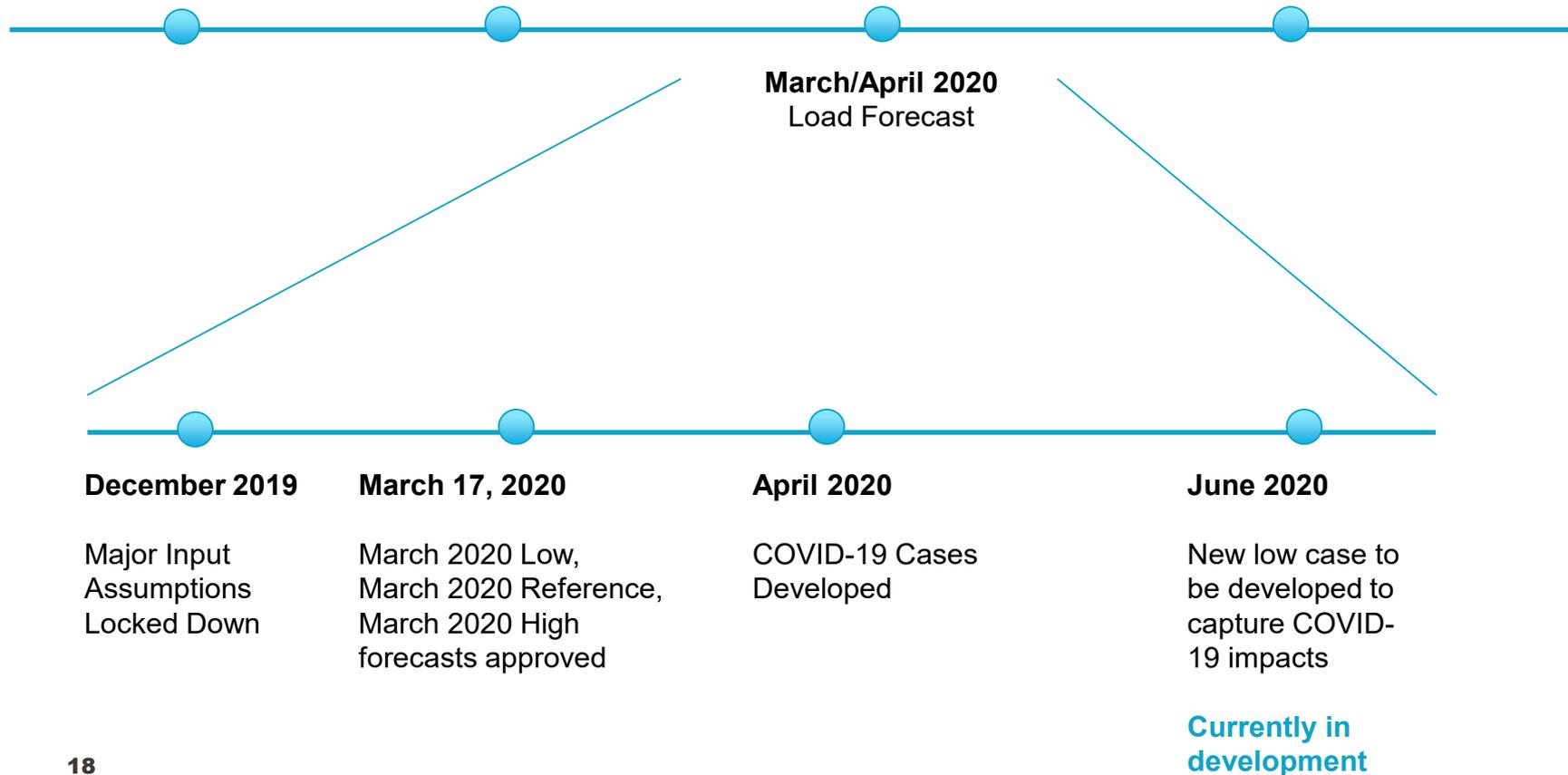
# Load Forecast Timeline

## Load Forecast vintages and their primary purpose



# Load Forecast Timeline

## COVID-19 affected the March/April 2020 Forecast Release



# Forecast Methodology

Long term forecast methodology is the same as previous forecasts

- **The March 2020 Load Forecast was developed using a similar methodology to the October 2018 and June 2019 Load Forecasts**
  - **see Appendix O of the F20-21 Revenue Requirements Application**
  - **Exception - high/low uncertainty bands**

# **COVID-19 Background**

# COVID-19 Scenario Assumptions

Informed by two outcomes proposed by the BC Business Council, this work showed not so bad & moderately bad scenarios for BCH's Loads

	F21												F22												F23												
	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	
	20	20	20	20	20	20	20	20	20	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	23	23
<b>A</b>	<b>Measures**</b>		<b>Slow Recovery</b>						<b>Long Term Projection</b>																												
<b>B</b>	<b>Measures**</b>				<b>Targeted Measures</b>								<b>Slower Recovery</b>						<b>Long Term Projection</b>																		

Considerations	Scenario A	Scenario B
----------------	------------	------------

**“3 months and things return to normal”**

**“18 months prolonged impacts using stark assumptions”**

BC Economy Was already ebbing prior to the pandemic  
 BC GDP 2020/F21 (7.3%) 2021/F22 2.0% 2022/F23 2.0%  
 Global Economy Global recession is imminent or already underway  
 Results F21 -6% F22 -3% F23-3% vs. March 2020 Ref.

Impacts beyond anything BC has experienced in 70 yrs  
 2020/F21 (11.4%) 2021/F22 1.0% 2022/F23 .1.0%  
 Deeper North American and global recessions  
 F21 -12% F22 -13% F23 -9% vs. March 2020 Ref.  
 (basis of April COVID-19 Reference case for F21-23)

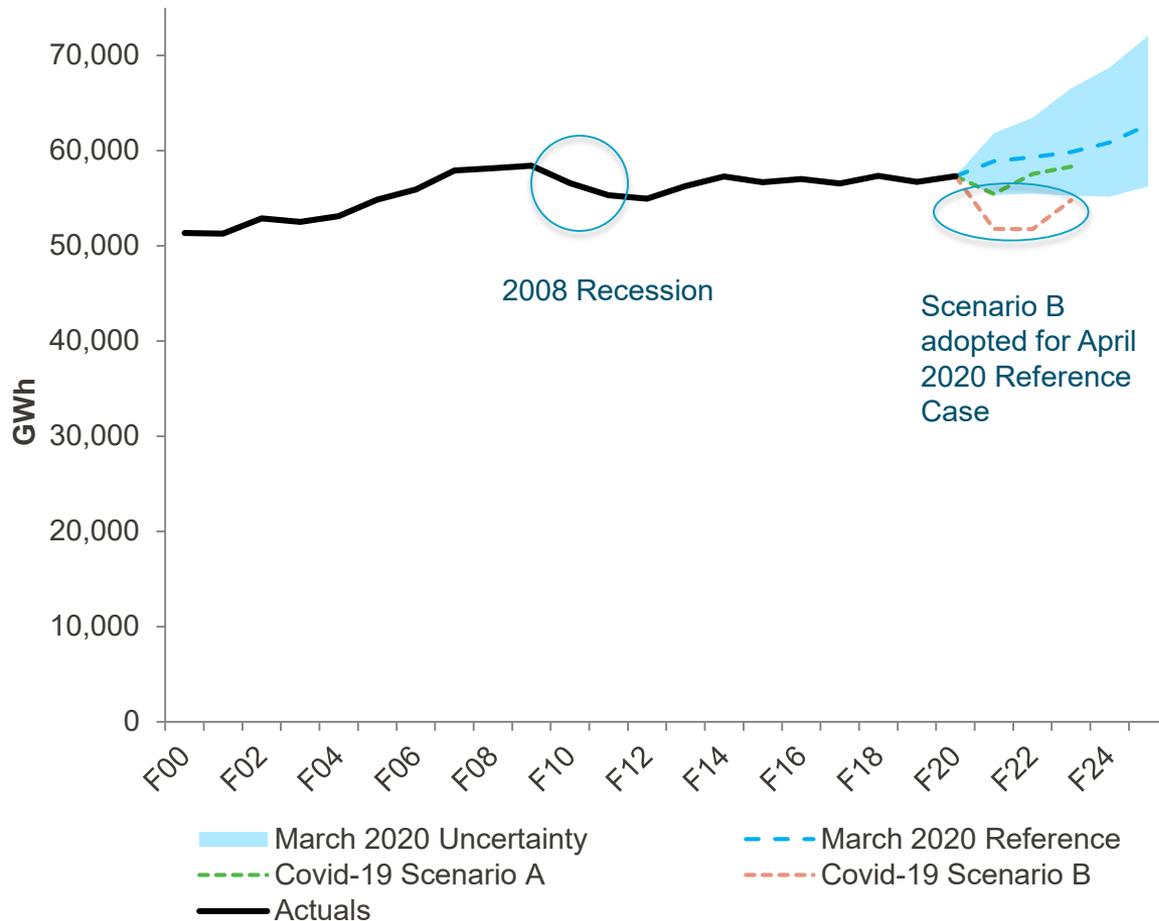
Notes:

\*Fiscal years denoted with an F, all other years are calendar

\*\*Measures refers to government prescribed health measures

# COVID-19 Scenario Results

Scenario A within March 2020 low uncertainty band. Scenario B lower.



Change from March 2020 Reference Case		
Fiscal Year	COVID-19 Scenario A GWh [%]	COVID-19 Scenario B GWh [%]
F21	-3,422 [-6%]	-7,080 [-12%]
F22	-1,769 [-3%]	-7,560 [-13%]
F23	-1,534 [-3%]	-5,085 [-8%]

Peak to trough load comparison 2008 Recession vs. Scenarios A & B		
2008 Recession (F12-F09) GWh, %	COVID-19 Scenario A (F21-F20) GWh, %	COVID-19 Scenario B (F22-F20) GWh, %
-3,442 [-5%]	-1,887 [-4%]	-5,584 [-10%]

# COVID-19 Current Trends

May 2020 actuals tracking well versus April 2020 reference case for distribution

(GWh)	May Prelim. Actual	June 2019	March 2020	April 2020	Actual vs. June 2019	Actual vs. March 2020	Actual vs. April 2020
Residential	1,264	1,217	1,226	1,266	12%	3%	0%
General Service	1,294	1,523	1,522	1,209	-14%	-15%	7%
Large Industrial	1,011	1,164	1,139	876	-13%	-11%	15%
<b>Total Domestic</b>	<b>3,568</b>	<b>3,904</b>	<b>3,886</b>	<b>3,350</b>	<b>-6%</b>	<b>-8%</b>	<b>7%</b>

# **Annexe 2**

## **BC Hydro – Integrated Resource Plan Appendix 6A – Portfolio Results**

**Integrated Resource Plan**

---

---

**Appendix 6A**

**Portfolio Results**

---

---

# Integrated Resource Plan Appendix 6A

<b>Input Assumptions</b>	<b>Load</b>	<b>DSM</b>	<b>Market Scenario</b>	<b>Site C</b>	<b>Thermal Resources</b>	<b>Other</b>
	Low Load & No LNG	Low DSM-Option2(extrapolated)	Scenario 1	Not included	Excluded (clean energy only)	7% IPP CoC, \$10 wind adder, Capacity bridging before F2026

**Discounted to  
January 2013  
(F2013 \$) - Jan  
DSM TRC**

PV of G& T Resource cost - \$ millions  
 PV of Trade Revenue - \$ millions  
 PV of DSM Option cost - \$ millions  
 PV of Total Portfolio Cost - \$ millions

1,904  
(2,584)  
2,592  
1,912

UECs and UCCs are shown for energy and capacity resource respectively. The UEC/UCC shown includes wind integration costs, soft costs and network upgrade costs where applicable. The UECs for gas-fired generation resources (CCGTs) are not shown as the UEC varies from year to year depending on the forecasted natural gas price.

**Resources Selected**

Year	Zone	Resource	Capacity - MW		Energy - GWh		UEC / UCC \$/MWh or \$/kW-year
			Installed	Dependable	Firm	Total	
2029	BCH_PR	GMS Units 1-5 Cap Increase	220	220			35
2030	BCH_REV	Revelstoke Unit 6	500	488	26	26	50
2033	BCH_PR	Wind_PC21	99	26	371	371	112
2033	BCH_VI	MSW1_VI	12	12	100	100	127
2033	BCH_LM	MSW2_LM	25	24	208	208	92
2034	BCH_LM	Pumped_Storage_LM	1000	1,000			126
2035	BCH_PR	Wind_PC19	117	30	441	441	113
2036	BCH_VI	Wind_VI14	35	9	114	114	135
2037	BCH_PR	Wind_PC28	153	40	591	591	111
2038	BCH_PR	Wind_PC13	135	35	541	541	113
2039	BCH_PR	Wind_PC14	144	37	527	527	117

**Supply Totals through 2020**

	Wind	Small Hydro	Other	Site C	Total
Dep. Capacity (MW)	0	0	0	0	0
Firm Energy (GWh)	0	0	0	0	0

**Supply Totals through 2030**

	Wind	Small Hydro	Other	Site C	Total
Dep. Capacity (MW)	0	0	0	0	0
Firm Energy (GWh)	0	0	0	0	0

**Supply Totals through 2040**

	Wind	Small Hydro	Other	Site C	Total
Dep. Capacity (MW)	177	0	1,037	0	1,214
Firm Energy (GWh)	2,586	0	312	0	2,898

**DSM Level in:**

2020	5,588	GWh	1,011	MW
2030	7,938	GWh	1,556	MW
2040	10,393	GWh	2,034	MW

**Clean Objective (%) - performance during the period 2016-2040**

	Based on Generation	Based on Firm Capability
Average %	98%	95%
Lowest %	98%	94%

**Transmission Expansion**

Year	Project Description	Between	Capacity - MW
2030	Series compensation of 5L91 and 5L98	SE to KN	147
2038	Shunt compensation at WSN KLY	PR to KN	650

