

Projet de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington

1.0 Résumé

Ontario Power Generation (OPG) est une société détenue en propriété exclusive par la province. OPG génère plus de la moitié de l'électricité de la province principalement par l'entremise de plus de 60 centrales hydroélectriques et de deux centrales nucléaires : celle de Darlington, située dans la région de Durham, et celle de Pickering.

La centrale de Darlington est entrée en service en 1990 et comprend quatre réacteurs nucléaires. Elle produit généralement plus de 15 % de l'électricité utilisée en Ontario.

En 2006, sous la direction du gouvernement ontarien, OPG a commencé à évaluer la faisabilité de remettre en état les quatre réacteurs nucléaires de la centrale de Darlington, la durée de vie utile de ceux-ci devant prendre fin au début des années 2020.

En janvier 2016, soit environ cinq mois après la nomination d'un nouveau président et chef de la direction, OPG a annoncé publiquement qu'elle était prête à exécuter le Projet de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington (le Projet). D'après ses estimations, le Projet devrait :

- coûter 12,8 milliards de dollars, soit des coûts estimatifs de 10,8 milliards et un montant pour éventualités de 2 milliards pour couvrir le coût des risques additionnels liés au Projet;

- s'étendre sur 10 ans (d'octobre 2016 à février 2026) pour les principaux travaux de remise en état;
- prolonger la durée de vie utile des quatre réacteurs nucléaires de la centrale de Darlington jusqu'en 2055 environ.

OPG a confié la majorité des travaux du Projet à des entrepreneurs externes, dont la coentreprise SNC-Lavalin Nuclear Inc. et AECON Construction Group Inc., pour la réalisation des principaux travaux de remise en état des réacteurs nucléaires. Au 30 juin 2018, environ 980 équivalents temps plein d'OPG et 1 500 employés de l'entrepreneur travaillaient sur le Projet.

Notre audit était axé sur la planification et l'exécution du Projet par OPG et a été mené pendant l'exécution des travaux de remise en état du premier des quatre réacteurs nucléaires de la centrale de Darlington. Au 30 juin 2018, OPG avait dépensé environ cinq milliards de dollars pour le Projet. Environ la moitié de ce montant se rapporte à la planification du Projet et à l'exécution des travaux préalables à la remise en état proprement dite des réacteurs nucléaires (comme la construction d'un générateur de secours supplémentaire). La moitié restante concerne principalement les travaux de remise en état du premier des quatre réacteurs nucléaires. OPG prévoit consacrer près de huit milliards de dollars de plus au Projet, essentiellement pour les travaux de remise en état de ses trois autres réacteurs nucléaires.

Dans l'ensemble, OPG prévoit que les coûts et les délais estimatifs annoncés publiquement en janvier 2016 seront respectés. Ces estimations prenaient en compte les améliorations qu'OPG a apportées à ses processus après avoir tiré des leçons des travaux initiaux (comme les 18 projets préalables qu'OPG prévoyait effectuer avant la remise en état proprement dite des réacteurs nucléaires de la centrale de Darlington) et des remises en état d'autres centrales nucléaires. Bien qu'OPG ait appliqué les leçons apprises aux travaux restants du Projet, plusieurs risques importants subsistent qui pourraient entraîner un dépassement des coûts et des délais estimatifs étant donné la complexité croissante du Projet. Par exemple, OPG a réalisé des travaux de remise en état d'un seul réacteur nucléaire jusqu'ici. Elle pourrait être confrontée à plus de défis que prévu lorsqu'elle commencera à travailler à la remise en état simultanée de plusieurs réacteurs nucléaires en 2021. OPG doit donc rester vigilante pour éviter ou atténuer les risques.

Certaines de nos observations importantes supplémentaires sont présentées ci-après.

- **La pénurie imminente de gens de métier spécialisés et le départ à la retraite potentiel de cadres et de gestionnaires expérimentés exposent le Projet à un risque de non-respect des délais et du budget.** OPG sera en concurrence pour les gens de métier spécialisés (embauchés par les entrepreneurs) pendant plusieurs années, lorsque le Projet chevauchera un autre projet de remise en état à la centrale nucléaire Bruce. OPG a prévu que la pénurie potentielle de chaudronniers (qui enlèvent les anciennes composantes de la centrale nucléaire et en installent de nouvelles) poserait le plus grand risque. OPG est toujours en train de déterminer si elle pourra recruter suffisamment de chaudronniers pour répondre à ses futurs besoins. Dans le même temps, OPG estime que plus de 30 % des gestionnaires et la quasi-totalité des cadres de son groupe de remise en état de la centrale de Darlington pourront prendre leur retraite d'ici 2025 (avant l'achèvement prévu du Projet). OPG a identifié des candidats internes qui pourraient succéder aux titulaires de la plupart de ces postes, mais il lui reste encore 13 postes sans relève, dont 6 gestionnaires qui seront admissibles à la retraite avant la fin de 2018.
- **Les coûts d'OPG ont augmenté, car elle a fourni plus d'aide que prévu aux entrepreneurs dont le rendement n'a pas répondu à ses attentes.** Cependant, elle ne tient pas compte de l'augmentation de ses coûts lorsqu'elle verse des bénéfices à ces entrepreneurs. OPG a estimé qu'elle paierait environ 6,1 milliards de dollars aux entrepreneurs pour qu'ils achèvent les travaux liés au Projet. Ce montant comprend actuellement plus de 800 millions de dollars pour les frais généraux des entrepreneurs (pour couvrir la rémunération de la haute direction et du personnel de soutien qui n'exécute pas directement les travaux du Projet) et les bénéfices (qui sont généralement liés au rendement des entrepreneurs par rapport aux coûts et aux délais cibles convenus avec OPG). OPG a dû fournir plus d'assistance aux entrepreneurs (principalement pour la supervision et le soutien à la direction) que prévu à l'origine pour respecter les délais et le budget établis. OPG a évalué qu'elle dépenserait en tout près de 50 millions de dollars de plus que prévu pour la supervision et le soutien au Projet, (y compris les coûts liés à la prestation d'assistance supplémentaire aux entrepreneurs), mais elle n'a pas tenu compte de ces frais additionnels payés pour établir le montant du bénéfice versé aux entrepreneurs.
- **Le personnel du Projet n'a subi aucune blessure grave.** Toutefois, OPG n'a pas atteint ses objectifs en matière de sécurité et pourrait être plus proactive pour tenter

de réduire le nombre d'incidents de sécurité récurrents. Bien que la gravité des incidents de sécurité liés au Projet ait été faible (c'est-à-dire qu'il n'y a eu aucune blessure qui a obligé un employé à s'absenter du travail pendant plus d'une journée), la fréquence des incidents de sécurité est restée à peu près inchangée. Le taux d'incidents de sécurité du personnel du Projet est resté à peu près le même depuis 2016 (année où les travaux de remise en état ont commencé), soit environ 0,5 incident de sécurité pour 200 000 heures travaillées entre 2016 et la première moitié de 2018. Ce taux est supérieur aux objectifs d'OPG de 0,24 en 2016 et de 0,37 en 2017 et 2018. OPG a fait enquête sur chacun des incidents, mais elle pourrait en faire plus pour éviter les incidents récurrents (comme le personnel travaillant en hauteur qui a échappé des outils que d'autres personnes ont évités de justesse). À un moment donné, un travailleur travaillant à plus de 35 pieds au-dessus du sol a échappé un sac contenant des morceaux de métal qui a failli heurter un autre travailleur. Comme il y avait déjà eu cette année-là huit incidents dont la cause était la même (des travailleurs en hauteur avaient échappé des outils et des pièces) et comme cet incident aurait pu occasionner une blessure grave ou le décès d'un travailleur, l'entrepreneur a retiré ses 800 employés du Projet pendant deux jours en attendant que soit élaborée une meilleure procédure de sécurité. Cette interruption a coûté plus de 700 000 \$ à OPG, car elle a quand même dû rémunérer les employés de l'entrepreneur.

- **Les travaux préalables devraient coûter au-delà de 725 millions de dollars de plus et prendre plus de temps que prévu à l'origine.** Avant de commencer les principaux travaux de remise en état de ses quatre réacteurs nucléaires, OPG a dû travailler sur 18 projets préalables. Le coût total de ces 18 projets devrait dépasser le montant

initialement estimé par OPG de plus de 725 millions de dollars (ou 75 %). Environ 345 millions de dollars de ce dépassement majeur des coûts étaient déjà inscrits dans les dépenses prévues du coût total estimatif du Projet (12,8 milliards de dollars) publié par OPG en janvier 2016. La majeure partie du solde du dépassement de coûts est prévue dans les provisions pour éventualités du Projet. Les principales causes du dépassement de coûts étaient les suivantes :

- OPG s'était fiée aux estimations initiales des coûts et des délais des travaux préalables, lesquelles ne se fondaient pas sur une compréhension détaillée de la complexité et des exigences techniques du Projet;
- OPG n'a pas suffisamment pris en compte les risques connus lors de l'établissement des montants pour éventualités liés aux travaux préalables;
- des entrepreneurs chargés d'effectuer les travaux préalables ont été sélectionnés en grande partie parce qu'ils offraient des prix plus bas, alors que leurs concurrents avaient reçu une note supérieure pour les critères techniques;
- les travaux préalables du Projet ont été confiés à des membres du personnel d'OPG qui avaient peu d'expérience pertinente;
- la gestion des projets et la supervision des entrepreneurs responsables des travaux préalables étaient inadéquates.

Par ailleurs, 14 des 18 projets préalables ont pris plus de temps que prévu par OPG. Dans certains cas, OPG a demandé au personnel de faire des heures supplémentaires afin d'éviter que les retards des travaux préalables ne perturbent d'autres travaux liés au Projet. En conséquence, OPG a dépensé près de 32 millions de dollars pour accélérer le Projet, ce qui aurait pu être évité ou réduit si OPG avait mieux planifié ses travaux préalables.

Conclusion globale

Bien qu'OPG ait dû faire face à des défis, à des dépassements de coûts et à des retards importants dans les travaux qui ont débuté avant janvier 2016, elle a appliqué les leçons apprises au reste des travaux du Projet et à l'élaboration de ses estimations des coûts et des délais. OPG avait ultérieurement estimé les coûts et les délais du Projet en se fondant sur des informations fiables et des hypothèses raisonnables. Un processus de passation de marchés équitable et transparent a été suivi lors de la sélection de la majorité des entrepreneurs du Projet. Une structure de responsabilisation clairement définie est en place afin de s'assurer que le personnel et les entrepreneurs respectent les conditions contractuelles et les normes prescrites par la loi en matière de sécurité et d'environnement, que leur rendement est surveillé et que des mesures correctives appropriées sont prises en temps opportun, le cas échéant. Les délais et les coûts du Projet sont gérés et surveillés et font l'objet de rapports publics réguliers, et des mesures correctives sont prises en cas de problème.

Toutefois, compte tenu de la complexité du Projet et des risques associés aux travaux à venir, l'incertitude demeure quant à savoir si le Projet sera achevé dans le respect des délais et du budget. Par conséquent, OPG doit rester diligente jusqu'à la fin du Projet afin d'éviter ou d'atténuer les risques de façon appropriée.

Ce rapport contient 7 recommandations préconisant 18 mesures à prendre pour donner suite aux constatations de notre audit.

RÉPONSE GLOBALE D'ONTARIO POWER GENERATION

Il y a deux ans, Ontario Power Generation (OPG) a entrepris l'un des plus importants et des plus complexes projets d'infrastructure au Canada. Le Projet de remise en état de la centrale de Darlington, qui compte parmi les plus grands projets d'énergie propre au

Canada, produira de l'énergie à faible coût, sans émissions et fiable pendant 30 autres années pour l'Ontario. Il reste un peu plus d'un an à consacrer à la remise en état du premier réacteur. Ce projet de 12,8 milliards de dollars respecte donc l'échéancier et le budget.

La sécurité demeure la priorité absolue d'OPG. Le taux d'incidents de sécurité concernant le Projet comme tel est environ 10 fois meilleur que le taux global moyen dans l'industrie. Le Projet a réalisé plus de neuf millions d'heures de travail et n'a donné lieu à aucune lésion avec interruption de travail (lésion qui amène un employé à s'absenter du travail pendant plus d'une journée).

La planification, la préparation et la surveillance du Projet par OPG ont été scrutées soigneusement par le public et par des experts indépendants. En décembre 2017, après un examen rigoureux des coûts du Projet, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a déclaré que [traduction] « des experts ont convenu que la planification du [Projet] avait été effectuée conformément aux normes de l'industrie. » La CEO a conclu que [traduction] « OPG [avait] élaboré des systèmes de contrôle de projet raisonnables pour gérer le coût et le calendrier du [Projet]. OPG a également exécuté une évaluation du risque adéquate pour le [Projet] et mis en place des mécanismes permettant de faire face aux risques lorsqu'ils se présentent. »

Depuis le début du Projet, OPG a :

- intégré les leçons retenues des premières difficultés et établi des estimations des coûts et du calendrier en se fondant sur des informations fiables et des hypothèses raisonnables;
- eu recours à un processus de passation de marchés équitable et transparent pour la sélection des entrepreneurs;
- mis en oeuvre une structure de responsabilisation clairement définie afin de s'assurer que le personnel et les

entrepreneurs offrent des services de qualité, en toute sécurité;

- surveillé et géré efficacement les coûts et le calendrier du Projet, et présenté des rapports transparents au public tous les trois mois.

OPG valorise les efforts et la rétroaction de la vérificatrice générale. Une grande partie des travaux consacrés au premier réacteur ayant déjà été achevés, OPG demeure résolue à poursuivre les améliorations et continuera à examiner toutes les possibilités, dont celles qui sont recommandées par la vérificatrice générale, pour faire en sorte que le Projet soit réalisé à temps, dans les limites du budget, en toute sécurité et en offrant de la qualité.

Contexte

2.1 Énergie nucléaire

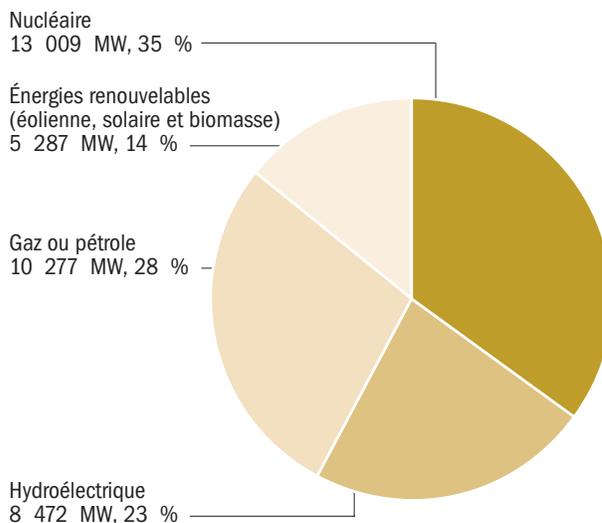
Environ 15 % de l'électricité du Canada provient de l'énergie nucléaire, qui est générée par 4 centrales nucléaires (contenant 19 réacteurs nucléaires en exploitation). Trois de ces centrales nucléaires (contenant 18 réacteurs nucléaires en exploitation) sont situées en Ontario. Ces centrales sont celles de Bruce, de Darlington et de Pickering. Les deux dernières sont exploitées par Ontario Power Generation (OPG), qui appartient en propriété exclusive à la province. L'**annexe 1** contient un glossaire des termes employés dans le rapport. L'**annexe 2** contient des détails sur les trois centrales nucléaires de l'Ontario.

À l'heure actuelle, l'énergie nucléaire représente plus du tiers de la capacité d'approvisionnement énergétique maximale totale de l'Ontario. La **figure 1** montre la capacité maximale actuelle de l'Ontario selon la source d'énergie.

Les réacteurs nucléaires produisent de l'électricité en utilisant un procédé de fission (où les neutrons frappent et divisent les atomes d'uranium) pour générer de la chaleur, qui transforme l'eau

Figure 1 : Capacité maximale de production d'électricité en Ontario selon la source d'énergie, en mégawatts (MW)

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE)



Remarque : Données disponibles en juin 2018

en vapeur qui fait tourner une turbine afin de produire de l'électricité. La **figure 2** illustre le fonctionnement d'une centrale nucléaire. (Pour faciliter la compréhension, nous avons ajouté une légende définissant les termes clés à l'illustration préparée par l'Association nucléaire canadienne.)

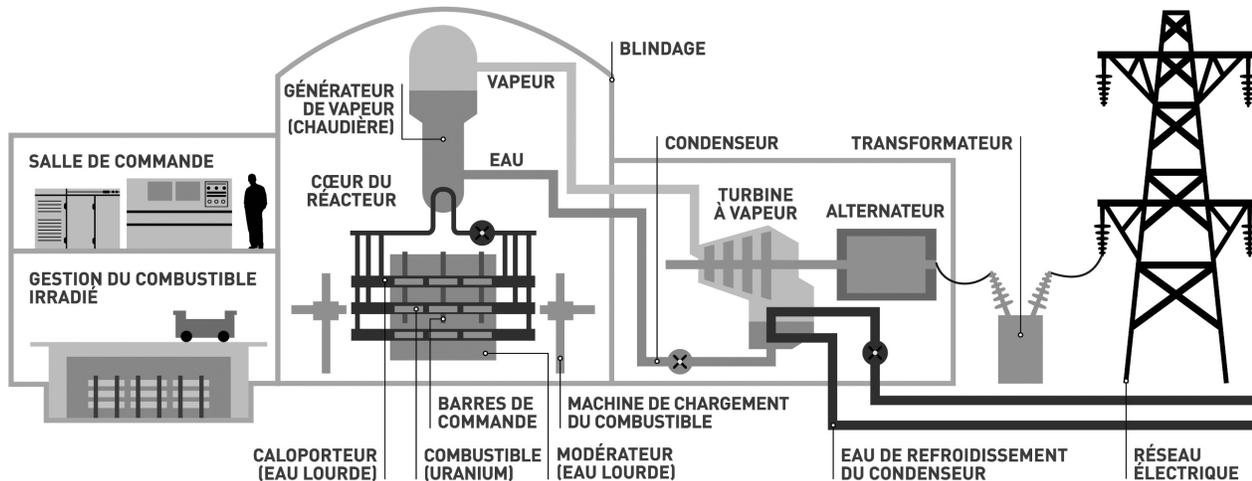
2.2 Centrale nucléaire de Darlington

La centrale nucléaire de Darlington est située dans la municipalité de Clarington, en Ontario (dans la région de Durham). Les quatre réacteurs nucléaires de la centrale de Darlington ont été mis en service entre 1990 et 1993. Les réacteurs nucléaires peuvent produire un total d'environ 3 500 mégawatts d'électricité, ce qui représente généralement plus de 15 % de la demande d'électricité des 10 dernières années en Ontario. La centrale de Darlington est la deuxième centrale nucléaire canadienne en importance (après la centrale nucléaire Bruce à Kincardine, en Ontario).

Figure 2 : Fonctionnement d'une centrale nucléaire

Source : Association nucléaire canadienne

RÉACTEUR CANDU



- **Cœur du réacteur** : contient de l'uranium, qui est un élément chimique permettant de générer de la chaleur dans un réacteur nucléaire.
- **Circuit modérateur** : milieu, de l'eau par exemple, qui permet aux neutrons de ralentir pour provoquer une nouvelle fission.
- **Barres de commande** : composantes fabriquées dans des matériaux (comme l'acier inoxydable et le cobalt) qui absorbent les neutrons pour stopper le processus de fission, si nécessaire, et pour réguler le niveau et la répartition de la puissance du réacteur.
- **Circuit caloporteur** : fluide circulant dans le cœur du réacteur qui permet d'absorber et de transférer la chaleur dégagée par la fission nucléaire et de maintenir la température du combustible dans des limites acceptables.
- **Blindage** : généralement, structure en béton et en acier d'une épaisseur de 1 m qui entoure le réacteur et ses composantes (comme les générateurs de vapeur) pour empêcher les intrusions et protéger les gens à l'extérieur contre les effets du rayonnement en cas de défaillance du réacteur.

Elle utilise des réacteurs canadiens à deutérium-uranium CANDU. Les réacteurs CANDU utilisent de l'eau lourde (ou plus précisément de l'oxyde de deutérium ou D_2O) plutôt que de l'eau normale (H_2O) comme modérateur. Cela permet aux réacteurs CANDU de produire de l'électricité à partir d'uranium naturel (non enrichi). Les réacteurs nucléaires qui utilisent de l'eau normale comme modérateur doivent modifier (ou enrichir) l'uranium avant de pouvoir l'utiliser pour produire de l'électricité.

2.3 Projet de remise en état de la centrale de Darlington

2.3.1 Décision de remettre en état la centrale de Darlington

Le 13 juin 2006, le ministre de l'Énergie (le ministre) a donné pour directive à l'Office de l'électricité de l'Ontario (qui a fusionné avec la

Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité le 1^{er} janvier 2015) de préparer un Plan pour le réseau d'électricité intégré avec différents objectifs, dont la planification d'initiatives visant à réduire la demande en électricité aux heures de pointe, l'augmentation des sources d'énergie plus propres pour remplacer l'énergie produite à partir de charbon, et le maintien d'une capacité nucléaire permettant de répondre aux besoins en électricité. Trois jours plus tard, le ministre a publié une directive enjoignant à OPG d'entamer des études de faisabilité et des évaluations environnementales sur la remise en état des réacteurs nucléaires existants des centrales de Darlington et de Pickering. Le ministre avait indiqué à l'époque qu'il pourrait être nécessaire d'exploiter les centrales nucléaires d'OPG au-delà de leur durée de vie prévue.

En novembre 2009, OPG a terminé une étude de faisabilité indiquant qu'il était plus économique

de remettre en état la centrale de Darlington que de recourir à d'autres sources d'énergie (comme le gaz naturel). À la suite de cette étude, le conseil d'administration d'OPG a approuvé environ 240 millions de dollars de dépenses pour poursuivre la planification du Projet de remise en état de la centrale de Darlington (le Projet), y compris la planification d'un certain nombre de projets préalables nécessaires (comme un bâtiment pour entreposer en toute sécurité les composantes des réacteurs nucléaires qui seraient retirées dans le cadre de leur remise en état). Les dates clés liées au Projet sont indiquées à l'**annexe 3**.

Outre le Projet, OPG prolonge également la durée de vie utile des deux autres centrales nucléaires de l'Ontario (voir l'**annexe 2**) :

- La centrale de Pickering compte six réacteurs nucléaires qui devaient initialement cesser de fonctionner en 2020. En novembre 2015, le conseil d'administration d'OPG a approuvé la prolongation de la durée de vie utile des six réacteurs nucléaires (deux jusqu'en 2022 et les quatre autres jusqu'en 2024), en partie pour assurer un approvisionnement fiable en électricité pendant l'exécution du Projet. OPG s'attend à ce que cela coûte environ 310 millions de dollars.
- La centrale nucléaire Bruce, qui est exploitée par une société privée, Bruce Power Limited Partnership (Bruce Power), compte huit réacteurs. La remise en état de deux d'entre eux a été achevée en 2012. En janvier 2016, Bruce Power a lancé un programme pluriannuel de prolongation de la durée de vie (avec des travaux prévus jusqu'en 2053) sur les six réacteurs restants, qui leur permettrait de fonctionner jusqu'en 2064. Bruce Power estime que ce programme coûtera environ 13 milliards de dollars au total.

2.3.2 Approbation réglementaire du Projet

Avant de remettre en état la centrale de Darlington, OPG devait obtenir l'approbation réglementaire de

la Commission canadienne de sûreté nucléaire (la Commission), une agence fédérale indépendante qui réglemente la production et l'utilisation de l'énergie nucléaire au Canada. OPG devait identifier les écarts potentiels entre les opérations de la centrale de Darlington à ce moment-là et les normes et pratiques modernes en matière de sécurité, et élaborer un plan pour les combler. Par exemple, OPG devait construire un troisième générateur de secours plus résistant aux événements sismiques de niveau plus élevé (tremblements de terre) que les deux générateurs de secours existants de la centrale de Darlington. Au total, OPG a prévu de dépenser plus de 190 millions de dollars pour améliorer la sécurité à la centrale de Darlington.

En décembre 2015, après avoir obtenu l'approbation réglementaire de la Commission, OPG a obtenu une licence d'exploitation de 10 ans lui permettant d'exploiter la centrale de Darlington du 1^{er} janvier 2016 au 30 novembre 2025. OPG devra présenter une autre demande plus près de la date d'expiration de sa licence actuelle afin de pouvoir continuer d'exploiter la centrale de Darlington après novembre 2025. Avec l'approbation réglementaire, OPG prévoit pouvoir continuer à exploiter la centrale de Darlington jusqu'en 2055.

2.3.3 Calendrier du Projet

OPG utilise une approche en trois étapes pour le Projet :

- **Étape du lancement** : OPG a terminé cette étape en 2009. Cette étape incluait l'évaluation de faisabilité initiale et la planification préliminaire du Projet.
- **Étape de la définition** : OPG a commencé cette étape en 2010 et l'a terminée en 2015. Cette étape incluait la planification détaillée des activités de remise en état déterminées par OPG et la réalisation des travaux préalables, comme la construction des installations de traitement et d'entreposage des matériaux à enlever des réacteurs nucléaires.

- **Étape de l'exécution** : OPG a entrepris cette étape en 2016 et prévoit la terminer en 2026. Cette étape comprend les travaux de remise en état des quatre réacteurs nucléaires, dont la fermeture des réacteurs avant le début des travaux de remise en état, et le remplacement ou la réparation de la plupart des composantes des réacteurs.

La **figure 3** présente les principales activités et le calendrier de chaque étape du Projet.

Même si chacun des quatre réacteurs doit être remis en état, la centrale de Darlington restera opérationnelle pendant toute la durée du Projet, car OPG peut isoler chaque réacteur, le mettre hors service et le remettre en état sans empêcher les autres de fonctionner normalement.

Lors de notre audit, OPG travaillait à la remise en état d'un seul réacteur nucléaire (unité 2). Comme le montre la **figure 4**, à partir de 2021, OPG prévoit travailler sur deux réacteurs en même temps.

2.3.4 Coût du Projet

OPG a commencé à estimer le coût du Projet pendant l'étape du lancement en 2009, et elle a mis à jour l'estimation des coûts sur la base des nouvelles informations reçues depuis. En particulier :

- Après avoir terminé l'étude de faisabilité mentionnée à la **section 2.3.1** en novembre 2009, OPG a estimé que le Projet coûterait environ 10,3 milliards (en dollars de 2009).

Figure 3 : Les trois étapes du Projet

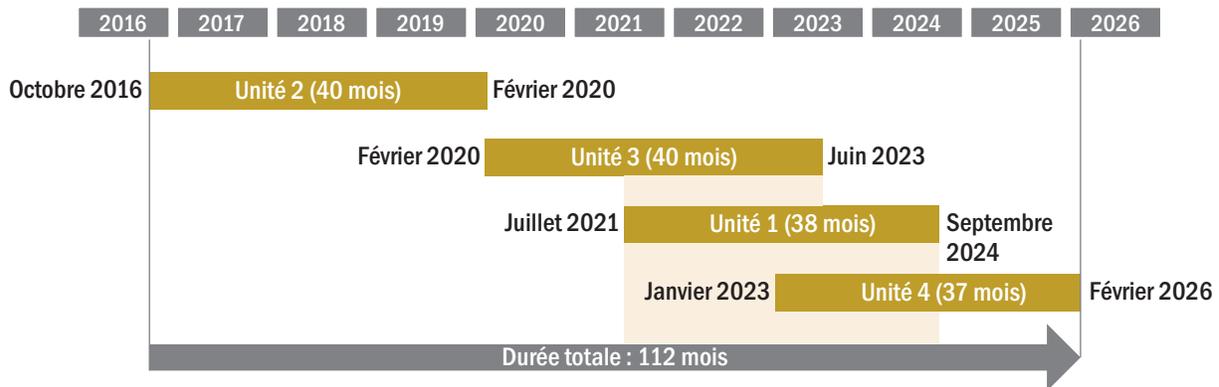
Source des données : Ontario Power Generation

	Étape 1 (2007-2009) : étape du lancement	Étape 2 (2010-2015) : étape de la définition	Étape 3 (2016-2026) : étape de l'exécution
	<ul style="list-style-type: none"> • Déterminer la portée initiale du Projet en faisant des évaluations techniques et des évaluations de l'état et en lançant les processus réglementaires • Planifier les estimations initiales des coûts et des délais • Établir une approche de gestion et de gouvernance des projets • Établir une stratégie globale de passation des marchés 	<ul style="list-style-type: none"> • Obtenir les approbations réglementaires • Mettre en œuvre la gestion et la supervision des projets • Apporter des améliorations en matière de sécurité • Attribuer les contrats importants à des entrepreneurs externes pour la réalisation des travaux du Projet • Finaliser la portée du Projet et terminer les travaux d'ingénierie • Terminer les travaux préalables (projets à mener à bien avant la remise en état des réacteurs nucléaires) • Construire un prototype de réacteur nucléaire et tester l'outillage à utiliser à l'étape de l'exécution • Produire une estimation du coût total et des délais du Projet • Mobiliser et former le personnel 	<ul style="list-style-type: none"> • Arrêter les réacteurs nucléaires et en retirer le combustible (uranium) • Exécuter tous les travaux de remise en état • Respecter tous les engagements réglementaires • Exécuter les activités de maintenance et d'inspection de l'usine • Charger le combustible dans les réacteurs nucléaires • Remettre en service les réacteurs nucléaires
Total des dépenses prévues (\$)		2,4 milliards*	10,4 milliards*

* La figure 5 présente une ventilation détaillée du budget total de 12,8 milliards de dollars pour le Projet.

Figure 4 : Calendrier de l'étape de l'exécution

Source des données : Ontario Power Generation



La zone ombrée indique les périodes pendant lesquelles plusieurs réacteurs nucléaires sont remis en état en même temps.

- Dans son rapport annuel de 2013, OPG affirmait que le « coût de la remise en état des quatre unités de Darlington est actuellement estimé à moins de 10 milliards de dollars [en dollars de 2013] », compte non tenu des intérêts capitalisés et de la hausse des prix (qui s'élevaient à trois milliards de dollars dans l'estimation interne des coûts du Projet réalisée par OPG en 2009). OPG a ensuite déterminé que cette estimation des coûts serait de 14 milliards de dollars si elle était convertie en dollars de 2015 et si elle était basée sur une meilleure compréhension des intérêts et des hausses des frais de personnel et des coûts matériels prévus sur la durée du Projet.
- En novembre 2015, le conseil d'administration d'OPG a approuvé le plan du Projet à un coût estimatif total de 12,8 milliards. Cette estimation des coûts était basée sur une meilleure compréhension de la portée du Projet et des coûts réels que les estimations antérieures d'OPG.
- En janvier 2016, OPG a annoncé publiquement que le Projet coûterait environ 12,8 milliards de dollars.

La **figure 5** répartit le coût estimatif total du Projet entre les trois étapes. La plus grande partie des coûts estimatifs du Projet concerne la

réparation ou le remplacement des composantes pour prolonger de 30 ans la durée de vie utile des réacteurs. En général, bien qu'il y ait des différences dans les travaux à effectuer sur chaque réacteur, OPG estime qu'il avancera plus rapidement au fur et à mesure qu'il acquerra de l'expérience en travaillant sur les premiers réacteurs. Par exemple, OPG a estimé qu'elle achèverait certains travaux de remise en état du dernier réacteur plus de 7 % plus vite que pour le premier. Dans ses estimations, OPG a tenu compte de ses études sur d'autres projets de remise en état de centrales nucléaires canadiennes exécutés au cours des dernières années (dont deux projets achevés en 2012, soit la remise en état de la centrale nucléaire de Point Lepreau au Nouveau-Brunswick et celle de deux réacteurs de la centrale nucléaire Bruce à Kincardine, en Ontario).

La **figure 6** présente une ventilation, par catégorie, des coûts estimatifs totaux du Projet de 12,8 milliards de dollars :

- **Coûts contractuels** : environ 6,1 milliards de dollars (soit près de 48 %) ont été versés aux entrepreneurs externes (du secteur privé) qui ont été engagés par OPG pour exécuter la majorité des travaux du Projet.
- **Coûts internes** : environ 4,7 milliards de dollars (soit environ 37 %) sont des coûts directs qu'OPG a affectés au Projet.

Figure 5 : Coût estimatif total du Projet et dépenses réelles, au 30 juin 2018 (en millions de dollars)

Source des données : Ontario Power Generation

Travaux du Projet	Selon l'estimation publique de janvier 2016			Au 30 juin 2018	
	Dépenses estimatives ¹	Éventualités estimatives ¹	Total	Dépenses à ce jour	Coût prévu
Étapes du lancement et de la définition²					
Travaux préalables ³	1 133 ⁴	32	2 426	1 300	1 417
Planification détaillée	1 261	-		1 191	1 257
Étape de l'exécution^{2,5}					
Unité 2	2 704	696	10 374	2 215	3 152
Unité 3	1 884	524		169	1 993
Unité 1	1 756	406		42	1 749
Unité 4	1 895	349		21	1 915
Travaux communs ⁶	160	-		70	164
Total	10 793	2 007	12 800	5 008	11 647
Reste du montant pour éventualités					1 153
Coût estimatif total					12 800

1. Les estimations des dépenses et des montants pour éventualités sont conformes à celles annoncées publiquement par OPG en janvier 2016. Un montant pour éventualités estimatif a été alloué à chaque partie du Projet en fonction des risques qui pourraient survenir pendant cette partie selon OPG.
2. Les trois étapes du Projet sont décrites à la **figure 3**.
3. OPG a inclus les coûts de 13 projets préalables dans le coût total estimatif annoncé publiquement en janvier 2016. Cinq projets préalables supplémentaires n'ont pas été inclus dans ce coût total estimatif, car ils étaient considérés comme ne faisant pas partie des travaux du Projet (c'est-à-dire qu'ils devaient être effectués même si le Projet n'était pas mis en œuvre), ou ils ont été payés sur des fonds distincts qu'OPG avait déjà mis en place. La liste des cinq projets préalables figure à l'**annexe 5**.
4. 109 des 1 133 millions de dollars se rapportent à 13 projets préalables (voir la **section 4.6**). Les 24 millions de dollars restants concernent des tâches supplémentaires qui devaient être accomplies, comme la démolition des anciennes installations.
5. Les réacteurs nucléaires sont répertoriés dans l'ordre de leur remise en état à l'étape de l'exécution. La **figure 4** présente les dates où OPG s'attend à procéder à la remise en état de chaque réacteur.
6. Il s'agit de travaux liés aux quatre réacteurs nucléaires, tels que le remplacement de huit mécanismes de refroidissement stockant du combustible radioactif usé situé un peu partout dans la centrale de Darlington.

- **Coûts éventuels** : environ 2 milliards de dollars (soit environ 15 %) pour couvrir le coût additionnel des risques repérés par OPG au cours du Projet.

Comme l'indique l'**annexe 3**, en novembre 2015, le conseil d'administration d'OPG a approuvé un coût estimatif total de 12,8 milliards de dollars pour le Projet. Étant donné que le Projet comprend plus de 450 sous-projets (qui sont des tâches individuelles à accomplir avant la fin du Projet), le conseil d'administration d'OPG débloque le financement à différentes étapes plutôt qu'en même temps. Par exemple, lorsque le coût total du Projet a été annoncé publiquement en janvier 2016, le conseil d'administration d'OPG a débloqué environ trois

milliards de dollars au total pour financer les travaux liés aux étapes du lancement et de la définition du Projet et au début de l'étape de l'exécution.

2.3.5 Supervision du Projet

Un certain nombre de groupes ou d'organismes externes et internes à OPG sont chargés de superviser le Projet. La **figure 7** indique les principaux groupes ou organismes de supervision du Projet.

2.3.6 Recours à des entrepreneurs

Les travaux du Projet sont principalement effectués par des entrepreneurs externes. OPG sélectionne la

Figure 6 : Ventilation du coût estimatif total du Projet par type de coût (en millions de dollars)

Source des données : Ontario Power Generation

Type de coût	Principales responsabilités	Coût	Total
Coûts contractuels¹			
Coentreprise SNC-Lavalin/AECON	Réaliser les principaux travaux du Projet sur les réacteurs (comme l'enlèvement, le remplacement et la réparation des composantes de base des réacteurs nucléaires) ainsi que d'autres tâches telles que la maintenance et la remise en état des turbogénérateurs	4 460	6 100
ES Fox	Remplacer les principales composantes du chemin d'alimentation pour la manutention du combustible	840	
Alstom	Fournir du matériel et des services techniques pour la remise en état des turbogénérateurs	355	
BWXT	Procéder à des inspections et à la maintenance des générateurs de vapeur, et enlever le combustible de chaque réacteur principal	180	
Autres ²	Réaliser certains projets préalables au démarrage des principaux travaux de remise en état	265	
Coûts internes			
Soutien au Projet	Apporter un soutien au Projet par l'entremise de différentes entités commerciales (par exemple, en surveillant les niveaux de rayonnement et en s'assurant que le personnel travaille avec l'équipement de sécurité nécessaire)	2 600	4 700
Supervision du Projet	Superviser directement les entrepreneurs externes à qui les travaux du Projet ont été confiés sous contrat	600	
Frais d'intérêts	Financer le Projet	1 300	
Coûts d'exécution	Travailler sur une partie du Projet (comme l'enlèvement du combustible d'uranium des réacteurs nucléaires)	200	
Coûts éventuels³			
	Couvrir le coût additionnel des risques qui pourraient survenir pendant le Projet		2 000
Coût estimatif total du Projet			12 800

Remarque : Tous les chiffres de cette figure ont été arrondis.

1. Ces coûts contractuels correspondent aux montants qui seront versés à chaque entrepreneur du Projet d'après les estimations produites par OPG en janvier 2016.
2. Le terme « Autres » désigne principalement les travaux confiés sous contrat à Black & McDonald, y compris l'installation de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts (la section 4.6.3 contient plus de détails sur ce projet).
3. Selon les risques qui se concrétisent, il peut s'agir de paiements supplémentaires aux entrepreneurs (pour l'exécution de travaux en sus de ceux prévus dans le contrat) ou de coûts directs supplémentaires qu'OPG doit engager.

majorité des entrepreneurs en suivant un processus d'approvisionnement concurrentiel. En mars 2012, elle a sélectionné la coentreprise SNC-Lavalin Nuclear Inc. et AECON Construction Group Inc. pour la planification détaillée de certains travaux de remise en état du réacteur nucléaire principal.

Dans le cadre de son processus d'approvisionnement concurrentiel, OPG a d'abord dressé une liste d'entrepreneurs potentiels qualifiés pour effectuer certains travaux liés au

Projet en fonction de leurs qualifications et de leur expérience de travail. OPG a ensuite demandé à ces entrepreneurs de soumissionner des travaux précis du Projet en incluant le coût estimatif des travaux et des preuves de leur expérience antérieure et de leur capacité technique à exécuter les travaux. OPG a évalué les soumissions reçues à l'aide d'une carte de pointage appliquant une pondération prédéterminée à deux critères principaux : le prix proposé et la capacité technique des entrepreneurs

Figure 7 : Rôles des principaux groupes externes et internes et organismes de supervision du Projet

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Groupe ou organisme de supervision	Objet de la supervision	Rôles et responsabilités
Supervision externe		
Commission canadienne de sûreté nucléaire	Sécurité du Projet	<ul style="list-style-type: none"> Précise des normes de sécurité que toutes les centrales nucléaires canadiennes doivent respecter pour obtenir une licence et fonctionner A approuvé (dans le cadre de sa licence d'exploitation) qu'OPG entreprenne le Projet d'après son examen d'un certain nombre d'activités de sécurité exécutées par OPG (comme une évaluation environnementale pour déterminer dans quels domaines OPG ne s'est pas conformée aux normes et pratiques actuelles, et les mesures prises par OPG pour apporter les améliorations nécessaires) A confié à environ 20 membres de son personnel (dont 10 inspecteurs sur place à la centrale de Darlington) la responsabilité d'inspecter et d'évaluer les travaux pour s'assurer qu'OPG respecte les conditions de sa licence d'exploitation lorsqu'elle produit de l'électricité à la centrale de Darlington et tout au long du Projet
Ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines	État d'avancement et rendement du Projet	<ul style="list-style-type: none"> Représente le gouvernement de l'Ontario en tant qu'actionnaire unique d'OPG, qui a le pouvoir d'arrêter le Projet ou d'en modifier la portée en adressant des directives à l'intention des actionnaires à OPG A engagé un conseiller externe, qui siège au comité de remise en état de la centrale de Darlington du conseil d'administration d'OPG (voir ci-dessous) en tant qu'observateur et membre sans droit de vote, pour présenter régulièrement des documents d'information et des rapports semestriels au Ministère sur des questions telles que l'avancement et la gestion des risques du Projet
Commission de l'énergie de l'Ontario	Coût du projet	<ul style="list-style-type: none"> Est l'organisme de réglementation de l'électricité en Ontario qui est chargé d'étudier et d'approuver les coûts facturés par OPG, qui est le seul exploitant du réseau d'électricité à tarifs réglementés, et d'autres services publics d'électricité réglementés (comme les transmetteurs et distributeurs) et les tarifs facturés à ceux qui paient l'électricité Examine la demande de tarifs d'OPG pour ses deux centrales nucléaires (Darlington et Pickering) et 54 centrales de production d'hydroélectricité réglementées tous les cinq ans A approuvé la demande de tarifs de 4,8 milliards de dollars liés au Projet soumise par OPG pour la période allant de 2017 à 2021
Supervision interne		
Comité du conseil d'administration d'OPG qui est responsable de la remise en état de la centrale de Darlington	État d'avancement et rendement du Projet	<ul style="list-style-type: none"> Supervise l'exécution du Projet, ce qui comprend le suivi de l'avancement et du rendement du Projet par rapport au calendrier et au budget, et la formulation de recommandations au conseil d'administration d'OPG A engagé un groupe consultatif externe* pour qu'il l'aide à s'acquitter de sa responsabilité de supervision Reçoit des rapports réguliers de la haute direction d'OPG sur l'état d'avancement du Projet
Comité d'examen des travaux de remise en état	État d'avancement et rendement du Projet	<ul style="list-style-type: none"> Se compose d'experts externes de l'industrie possédant une expérience pertinente dans le domaine des mégaprojets. Le comité évalue l'état d'avancement du Projet et donne des conseils à la haute direction d'OPG (y compris le chef de la direction, le chef du nucléaire et le vice-président principal, Projets nucléaires) Fournit des rapports trimestriels à la haute direction d'OPG (comme le président et chef de la direction) et fournit des mises à jour sur l'état du Projet au conseil d'administration d'OPG
Équipe de la haute direction du Projet d'OPG	État d'avancement et rendement du Projet	<ul style="list-style-type: none"> Comprend la haute direction d'OPG responsable du Projet (comme le vice-président principal, Projets nucléaires) Reçoit des rapports réguliers du personnel d'OPG responsable du Projet (par exemple, les directeurs et les gestionnaires chargés de superviser les entrepreneurs qui exécutent les travaux)

* Le groupe consultatif externe comprend des représentants de Burns & McDonnell et de Modus Strategic Solutions Inc. Il effectue une évaluation trimestrielle de l'état du Projet (en examinant les documents préparés par l'équipe de la haute direction du Projet d'OPG et ceux qui lui sont fournis) pour cerner les risques et en rendre compte au comité.

à exécuter les travaux soumissionnés. La pondération appliquée à ces critères différait selon le jugement d'OPG. De manière générale, pour les travaux plus complexes, OPG accordait plus de poids à la capacité technique d'un entrepreneur qu'au prix proposé. OPG concluait alors un contrat avec l'entrepreneur auquel elle avait attribué la note globale la plus élevée.

2.3.7 Impact du Projet sur les tarifs d'électricité

Comme l'indique la **figure 7**, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) est l'organisme provincial de réglementation de l'énergie. Tous les cinq ans, OPG soumet une demande relative aux tarifs à la CEO, qui détermine les tarifs qu'OPG peut facturer pour l'électricité nucléaire qu'elle produit. Par exemple, en décembre 2017, la CEO a approuvé les tarifs d'électricité nucléaire demandés par OPG pour la période allant de 2017 à 2021. Le tarif approuvé était d'environ 7,8 cents par kilowattheure en 2017, qui passerait à 9,0 cents par kilowattheure

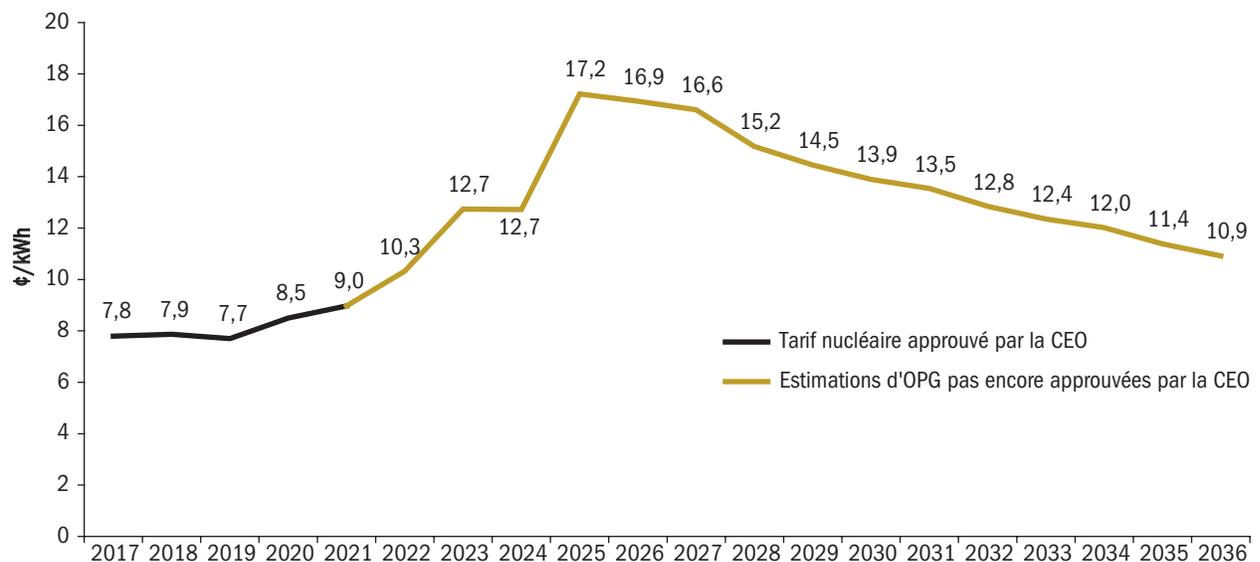
en 2021, soit une augmentation d'environ 15 % sur cinq ans (ou plus de 3,5 % par an en moyenne).

Au fur et à mesure qu'OPG achève les travaux de remise en état de ses quatre réacteurs nucléaires, elle ajoute les coûts liés à ces travaux au coût de l'électricité facturée aux usagers dès que chaque réacteur est remis en service et recommence à produire de l'électricité.

Sur la base de ses estimations de coûts actuelles pour les centrales de Darlington et de Pickering (comme OPG facture un tarif d'électricité nucléaire basé sur la quantité totale d'énergie nucléaire produite par les deux centrales), OPG s'attend à ce que son tarif augmente de moins de 2 % par an en moyenne entre 2017 et 2036 (sous réserve de l'approbation de la CEO). La **figure 8** montre la croissance prévue du tarif d'électricité nucléaire, soit de 7,8 cents par kilowattheure en 2017 à 10,9 cents par kilowattheure en 2036. Le tarif sera plus élevé pendant le Projet en raison des coûts de remise en état et du fait qu'OPG produit moins d'électricité lorsque ses réacteurs nucléaires sont mis hors service pendant leur remise en état. Ainsi,

Figure 8 : Tarifs d'électricité nucléaire estimatifs et réellement facturés aux usagers par Ontario Power Generation, 2017–2036

Source des données : Ontario Power Generation



Remarque : OPG facture un tarif pour l'électricité qu'elle produit à ses centrales nucléaires de Darlington et de Pickering. Au moment de notre audit, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) avait approuvé les tarifs d'OPG pour la période allant de 2017 à 2021. Les tarifs indiqués pour la période 2022–2036 sont des estimations d'OPG et n'ont pas été approuvés par la CEO. OPG estime que les tarifs pourraient baisser après 2025, car le Projet sera alors terminé (de sorte que les coûts de construction seront moins élevés), et la capacité de production sera supérieure à ce qu'elle était pendant le Projet.

comme le montre la **figure 8**, le tarif (qui n'a pas encore été approuvé par la CEO) atteindra un pic de 17,2 cents par kilowattheure en 2025 (avant l'achèvement prévu du Projet), puis diminuera les années suivantes.

Même si le coût de l'électricité nucléaire est censé augmenter après son achèvement, le Projet a été jugé rentable par le Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario (BRF), un bureau indépendant de l'Assemblée législative de l'Ontario chargé d'analyser l'état des finances et les tendances de l'économie de la province. En novembre 2017, le BRF a publié un rapport sur la remise en état prévue des trois centrales nucléaires de la province. Le rapport indique que « malgré une hausse à court terme du prix du nucléaire, [les projets de remise en état des trois centrales nucléaires devraient] offrir aux usagers un approvisionnement à long terme en électricité relativement abordable et non polluant ».

2.3.8 Estimation de l'approvisionnement futur en électricité

Nous avons obtenu les projections de l'offre et de la demande d'électricité en Ontario pour la période allant de 2017 à 2035 qui ont été faites par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE). Cette société est responsable de la planification à long terme de l'électricité et de l'acquisition de la capacité de production permettant de répondre aux besoins de l'Ontario. La **figure 9** montre la demande et l'offre d'électricité projetées de 2017 à 2035 en Ontario. Pour chaque année durant cette période, l'approvisionnement en électricité projeté (environ 29 000 mégawatts) devrait être suffisant pour répondre à la demande d'électricité en période de pointe (environ 25 000 mégawatts), qui survient généralement durant l'été. Cela indique que même si les trois centrales nucléaires de l'Ontario subiront certains travaux de remise en état dans les années à venir, comme il est mentionné à la **section 2.3.1**, la SIERE ne s'attend pas à ce que l'approvisionnement

total projeté en électricité soit inférieur à la demande de pointe.

3.0 Objectif et étendue de l'audit

L'objectif de notre audit était de déterminer si Ontario Power Generation (OPG) a mis en place des systèmes et procédures efficaces pour :

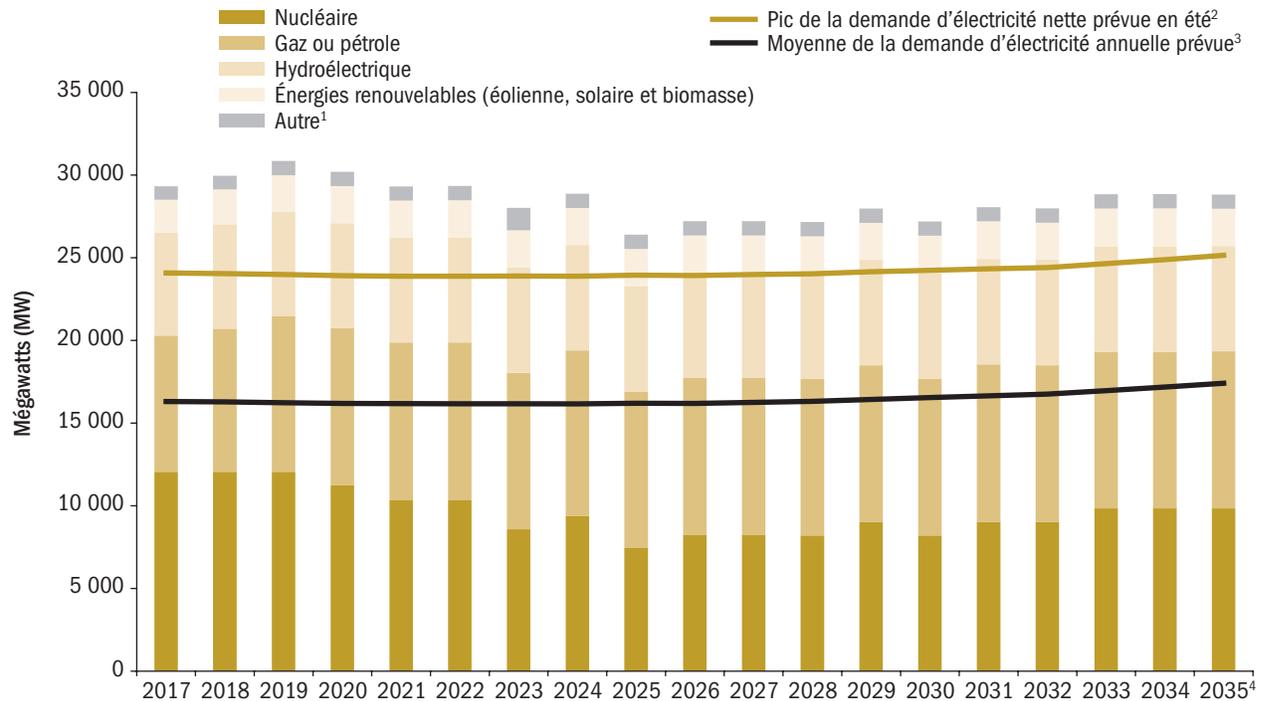
- planifier et exécuter le Projet de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington de manière rentable et en temps opportun, conformément à la législation et aux normes applicables;
- gérer et surveiller l'état d'avancement et le rendement du Projet, et en rendre compte publiquement, afin de protéger les intérêts de la population ontarienne.

Avant de commencer nos travaux, nous avons déterminé les critères d'audit à utiliser pour atteindre notre objectif. Nous avons basé ces critères sur un examen de la législation, des politiques et des procédures applicables, ainsi que sur des études internes et externes. La haute direction d'OPG a examiné et accepté notre objectif et les critères connexes énumérés à l'**annexe 4**.

Nous avons effectué nos travaux d'audit principalement à la centrale nucléaire de Darlington et à son siège à Toronto. Nous avons obtenu une déclaration écrite d'OPG selon laquelle, au 8 novembre 2018, elle nous avait fourni toutes les informations dont elle avait connaissance et qui pourraient avoir une incidence importante sur les conclusions du présent rapport. Nous avons également rencontré le personnel clé d'OPG participant au Projet et examiné la documentation connexe et les données sur l'état d'avancement du Projet. Nous avons rencontré les auditeurs internes d'OPG pour comprendre leurs travaux relatifs au Projet, leurs principales conclusions et recommandations, ainsi que les mesures prises par la direction pour répondre à ces recommandations.

Figure 9 : Offre et demande d'électricité prévues en Ontario, par type de combustible, de 2017 à 2035, en mégawatts

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE)



Remarque : Les données sont basées sur les prévisions produites par la SIERE dans le cadre de ses travaux sur le Plan énergétique à long terme 2017. Les données de 2017 sont donc prévisionnelles plutôt que réelles. Conformément aux normes de fiabilité établies par la North American Electric Reliability Corporation et la Northeast Power Coordinating Corporation (organismes sans but lucratif chargés d'améliorer la fiabilité du réseau électrique interconnecté en Amérique du Nord), la SIERE a inclus dans ses prévisions une marge de réserve de 17 % en sus de la demande maximale afin d'assurer la sécurité et la fiabilité du système et de pouvoir faire face à des événements imprévus tels que les fluctuations de la demande et les défaillances du matériel. La SIERE nous a informés que s'il n'y avait pas suffisamment d'électricité produite pour constituer une réserve de 17 % durant certaines années, différentes options pouvaient être envisagées : importer de l'électricité des provinces ou des États voisins, proroger les contrats existants avec les producteurs d'électricité, ou accroître la quantité d'électricité demandée lors des enchères.

1. Le terme « Autres » désigne principalement l'approvisionnement en électricité provenant de sources telles que le programme de gestion de la demande (qui offre des incitatifs aux consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels pour les encourager à réduire ou à modifier leur consommation d'électricité au besoin), le stockage de l'énergie et l'importation d'électricité produite ailleurs.
2. La demande d'électricité en Ontario est généralement plus élevée en été et plus faible en hiver. En 2017, la demande estivale de pointe a été d'environ 22 000 MW.
3. La moyenne de la demande annuelle d'électricité en Ontario correspond à la demande totale d'électricité sur un an, divisée par le nombre d'heures de l'année en question. En 2017, la consommation moyenne réelle d'électricité a été d'environ 15 000 MW.
4. L'année 2035 est la plus éloignée pour laquelle la SIERE prévoit actuellement l'offre et la demande d'électricité.

Sauf indication contraire, toutes les informations examinées sont basées sur l'état du Projet au 30 juin 2018.

De plus, nous avons examiné les données et documents pertinents relatifs au Projet, notamment :

- les plans et analyses de rentabilisation (y compris les estimations initiales des coûts et des délais) du Projet afin de déterminer s'ils sont raisonnables et complets;
- les documents relatifs à la sélection des entrepreneurs externes afin d'en évaluer l'équité et la conformité aux politiques d'OPG;
- les contrats qu'OPG a conclus avec ses principaux entrepreneurs afin de comprendre les modalités de paiement et les autres conditions contractuelles;
- les rapports sur l'état du Projet que les gestionnaires et les directeurs ont présentés au conseil d'administration et à la haute direction d'OPG;

- les rapports fournis par des conseillers externes (y compris le conseiller engagé par le ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines, le conseiller du comité de remise en état de la centrale de Darlington du conseil d'administration d'OPG et le président du groupe consultatif qui conseille la haute direction d'OPG) au sujet de l'état du Projet;
- les rapports d'audit, y compris les rapports des cabinets externes (engagés par l'équipe d'audit interne d'OPG pour examiner les paiements versés aux entrepreneurs externes) afin de s'assurer que les factures envoyées à OPG sont conformes aux conditions contractuelles;
- les données sur les incidents de sécurité, la disponibilité du personnel et la structure de rémunération incitative liées au Projet afin de repérer les tendances et les problèmes.

En outre, afin de mieux comprendre l'état d'avancement et l'impact du Projet, nous avons eu des discussions avec des participants externes au Projet, notamment :

- du personnel du ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines (le Ministère) pour comprendre le rôle du Ministère dans le Projet;
- des conseillers externes (y compris le conseiller du Ministère, le conseiller du comité de remise en état de la centrale de Darlington du conseil d'administration d'OPG et le président du groupe consultatif qui conseille la haute direction d'OPG) pour comprendre leurs réflexions sur l'état d'avancement du Projet;
- le personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire pour comprendre son évaluation de la conformité d'OPG aux normes de sûreté nucléaire pendant le Projet;
- le personnel de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité pour comprendre l'impact du Projet sur l'approvisionnement en électricité de l'Ontario.

En outre, nous avons engagé un conseiller externe qui est un ingénieur ayant de l'expérience en conception et remise en état de centrales nucléaires.

Nous avons mené nos travaux et présenté les résultats de notre examen conformément aux Normes canadiennes de missions de certification – Missions d'appréciation directe applicables émises par le Conseil des normes internationales d'audit et d'assurance des Comptables professionnels agréés du Canada (CPA Canada). Cela comprend obtenir une assurance raisonnable.

Le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario applique la Norme canadienne de contrôle qualité et, de ce fait, il maintient un système exhaustif de contrôle qualité comprenant des politiques et des procédures documentées au sujet du respect des règles de conduite professionnelle, des normes professionnelles, ainsi que des exigences législatives et réglementaires applicables.

Nous nous sommes conformés aux exigences d'indépendance et autres exigences déontologiques énoncées dans le Code de déontologie des Comptables professionnels agréés de l'Ontario, code qui repose sur les principes fondamentaux d'intégrité, d'objectivité, de compétence et diligence professionnelles, de confidentialité et de comportement professionnel.

4.0 Constatations détaillées de l'audit

4.1 Ontario Power Generation est d'avis que les coûts et les délais estimatifs du Projet seront respectés, mais devrait demeurer diligente jusqu'à ce que le Projet soit achevé

Au moment de notre audit, Ontario Power Generation (OPG) estimait que le Projet de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington (le Projet) serait achevé dans les délais (février 2026) et ne

dépasserait pas le coût total estimatif (12,8 milliards de dollars) annoncé publiquement en janvier 2016. Au 30 juin 2018, l'estimation de 12,8 milliards de dollars incluait des dépenses prévues d'environ 11,6 milliards (contre 10,8 milliards annoncés en janvier 2016) ainsi qu'un montant pour éventualités de 1,2 milliard (contre 2 milliards annoncés en janvier 2016) pour couvrir le coût de tout risque éventuel associé au Projet. Toutefois, nous avons constaté qu'il reste un certain nombre de risques importants qu'OPG devra surveiller de près afin de respecter le budget et le calendrier du Projet.

Mise à jour des coûts estimatifs du Projet

Comme l'indique la **figure 5**, le coût estimatif total de 12,8 milliards de dollars initialement annoncé en janvier 2016 se composait de dépenses prévues d'environ 10,8 milliards de dollars et d'un montant pour éventualités de 2 milliards. Au 30 juin 2018, nous avons fait les constatations suivantes :

- OPG avait dépensé environ 5 milliards de dollars (soit près de 40 % du coût total estimatif du Projet). Cela comprend environ 2,5 milliards de dollars dépensés aux étapes du lancement et de la définition du Projet en lien avec l'achèvement substantiel des travaux préalables à la remise en état des quatre réacteurs nucléaires, ou pour le maintien en service de la centrale de Darlington et la planification détaillée des travaux de remise en état. Le solde d'approximativement 2,5 milliards de dollars est principalement lié à la réalisation de travaux de remise en état des réacteurs. Au moment de notre audit, OPG avait remis en état plus de la moitié du premier des quatre réacteurs nucléaires (unité 2).
- OPG a alloué environ 800 millions de dollars sur le montant pour éventualités de 2 milliards pour couvrir le coût des risques déjà cernés par OPG ou survenus (comme les dépassements de coûts liés aux travaux préalables examinés à la **section 4.6**), ce qui laisse un montant pour éventualités de

1,2 milliard de dollars pour couvrir le coût des risques qui pourraient survenir pendant le reste du Projet.

Leçons apprises

Lors de notre examen du processus de planification de l'étape de l'exécution, nous avons constaté qu'OPG avait été en mesure de respecter les délais et les coûts estimatifs initiaux, principalement en appliquant les leçons tirées de différentes sources. Par exemple :

- OPG a étudié et appliqué les leçons d'autres grands projets de construction et de remise en état de centrales nucléaires. Ceux-ci incluaient deux projets achevés en 2012, soit la remise en état de la centrale nucléaire de Point Lepreau, au Nouveau-Brunswick, et celle de deux réacteurs de la centrale nucléaire Bruce à Kincardine, en Ontario.
- OPG a également appliqué les leçons tirées des travaux préalables (examinés à la **section 4.6**), qui ont connu des dépassements de coûts et des retards attribuables à différents facteurs. Ces leçons incluaient ce qui suit :
 - OPG s'est appuyée sur les estimations initiales des coûts et des délais fournies par les entrepreneurs sans avoir une compréhension détaillée de la complexité et des spécifications techniques des travaux pendant la planification. OPG demande désormais à son personnel de démontrer une meilleure compréhension des spécifications techniques des travaux avant d'établir des estimations de coûts initiales (voir la **section 4.6.1**).
 - OPG a mal géré les risques lors de la planification et de l'exécution des travaux préalables, ce qui a fait en sorte que les fonds pour éventualités du projet ne suffisaient pas pour couvrir le coût réel des risques qui se sont concrétisés. Depuis, OPG a mis en place une équipe de gestion des risques pour s'assurer que

les gestionnaires cernent et gèrent les risques du Projet de manière précise et cohérente en utilisant une simulation informatique pour déterminer le montant pour éventualités approprié à inclure dans l'estimation des coûts du Projet (voir la **section 4.6.2**).

- Pour effectuer le travail préalable, OPG a retenu des entrepreneurs qui avaient reçu une note inférieure pour les critères techniques que d'autres entrepreneurs. Pour les contrats plus récents portant sur les principaux travaux du Projet, OPG a sélectionné les entrepreneurs ayant reçu une cote supérieure à celles de leurs concurrents pour les critères techniques (voir la **section 4.6.3**).
- OPG a confié des travaux préalables à des membres du personnel qui avaient une expérience pertinente limitée dans les projets complexes. OPG fait maintenant appel au groupe de remise en état de la centrale de Darlington (dont la haute direction compte cinq membres ayant une expérience directe de la remise en état de la centrale nucléaire de Point Lepreau) pour superviser les principaux travaux du Projet (voir la **section 4.6.4**).
- La gestion et la supervision, par OPG, des entrepreneurs externes responsables des travaux préalables laissaient à désirer. OPG adopte maintenant une supervision plus active des entrepreneurs, notamment au moyen de réunions plus fréquentes pour examiner l'avancement des travaux (voir la **section 4.6.5**).

Il est important qu'OPG continue à intégrer ces leçons à sa planification et à son exécution des travaux restants du Projet afin de prévenir les erreurs évitables.

Le coût final du Projet reste incertain

Il reste une partie importante du Projet à achever, dont trois réacteurs nucléaires qui doivent être entièrement remis à neuf. Comme le montre la **figure 5**, sur le coût total estimatif de 12,8 milliards de dollars initialement annoncé en janvier 2016, nous avons constaté qu'au 30 juin 2018, OPG avait dépensé environ 5 milliards, ce qui signifie qu'il lui reste près de 8 milliards à dépenser sur plus de sept ans pour achever le Projet.

OPG estime que le Projet sera achevé dans les délais pour un coût total de 12,8 milliards de dollars (ce qui comprend un montant pour éventualités de 1,2 milliard de dollars pour couvrir tous les risques supplémentaires qui pourraient survenir durant le reste du Projet), mais qu'il pourrait coûter moins cher si une partie (ou la totalité) de ces risques ne se manifeste pas. En revanche, le montant pour éventualités de 1,2 milliard de dollars pourrait ne pas être suffisant, car il reste un certain nombre de risques avec lesquels OPG n'a pas encore d'expérience directe ou qu'elle ne peut pas contrôler dans leur entièreté. Par conséquent, si ces risques se concrétisaient, le Projet pourrait coûter plus cher ou prendre plus de temps que prévu par OPG. Voici quelques exemples de ces risques :

- OPG a commencé la remise en état proprement dite d'un seul réacteur (unité 2). OPG prévoit travailler simultanément sur plusieurs réacteurs à compter de juillet 2021. OPG a reconnu qu'il serait plus difficile de travailler sur deux réacteurs en même temps que sur un seul. Elle pourrait donc faire face à de nouveaux défis non prévus ou qu'elle n'a jamais rencontrés.
- OPG doit réaliser certains travaux sur les réacteurs restants qu'elle n'a jamais effectués auparavant. Par exemple, OPG doit remplacer certaines pièces de la turbogénératrice de l'unité 3 qui atteignent la fin de leur durée de vie utile. Des travaux similaires n'ont pas été nécessaires lors de la remise en état de

l'unité 2, car sa turbogénératrice était en meilleur état et nécessitait uniquement des travaux de maintenance (à réaliser en 2022).

- OPG remettra en service le premier réacteur remis en état (unité 2) avant de passer au réacteur suivant (unité 3). Conformément à sa licence d'exploitation, OPG doit recevoir l'approbation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire à divers stades avant que l'unité 2 puisse être remise en service. Elle devra tester le système et soumettre des documents. Bien qu'OPG dispose de personnel pour superviser ces activités, les mécanismes de test et d'approbation exigés, auxquels prennent part des groupes externes comme la Commission canadienne de sûreté nucléaire, pourraient entraîner des retards et des coûts additionnels.

Dans le cadre de son processus de gestion des risques, OPG a indiqué avoir atténué certains des risques mentionnés plus haut en établissant un calendrier de travail interne plus serré avec une date d'achèvement antérieure à celle rendue publique, ce qui lui donne plus de temps pour achever les travaux sur chaque réacteur. Par exemple, d'après les estimations du calendrier de travail interne d'OPG (datées du 30 juin 2018), la remise en état de l'unité 2 sera achevée en septembre 2019, soit environ six mois avant la date de février 2020 figurant dans le calendrier publié par OPG. Dans son calendrier de travail interne, OPG prévoit terminer les travaux sur l'unité 3 en juillet 2022, soit environ un an avant le délai de juin 2023 indiqué dans son calendrier publié. Comme ce calendrier interne plus serré porte uniquement sur la remise en état des deux premiers réacteurs, OPG doit continuer de prendre des mesures pour atténuer les risques liés à la remise en état du reste des réacteurs, de mettre à jour ses estimations des coûts et des délais, et de prendre des décisions fondées sur les meilleures informations disponibles.

Nous avons également noté que, depuis 2017, OPG présente des rapports publics trimestriels sur

certaines mesures de rendement relatives au Projet (comme le respect des estimations des coûts et des délais publiées en janvier 2016). Lors de notre examen des informations utilisées pour préparer ces rapports publics, nous avons constaté qu'OPG déclarait avec exactitude les progrès réalisés dans la mise en œuvre du Projet en fonction des estimations des coûts et des délais annoncées précédemment ainsi que d'autres mesures et objectifs de rendement.

RECOMMANDATION 1

Pour s'assurer que le Projet de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington (le Projet) est achevé en temps voulu et de manière rentable et que les rapports publics sur l'avancement du Projet sont complets et exacts, Ontario Power Generation doit continuer :

- de réévaluer régulièrement les risques du Projet et de mettre à jour les estimations des délais et des coûts et les montants pour éventualités en conséquence;
- d'examiner et d'appliquer les leçons tirées des travaux terminés au reste des travaux du Projet;
- de rendre compte publiquement de ses progrès par rapport aux objectifs au moins une fois par trimestre.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) souscrit aux recommandations de la vérificatrice générale.

Avant d'entreprendre le Projet de remise en état de la centrale de Darlington, OPG a consacré des années à préparer et à effectuer une planification détaillée, au moyen des meilleures pratiques de l'industrie, pour établir une estimation des coûts et du calendrier qu'elle est confiante de pouvoir appliquer.

Dans le cadre de cette planification, OPG a élaboré un processus rigoureux de gestion des risques qui cerne, classe et quantifie les risques

et qui les atténue le plus possible. Dans un projet d'une telle taille et ampleur, d'après l'expérience généralement vécue, certains éléments d'incertitude ne peuvent être complètement atténués ou évités. Par conséquent, OPG a dressé un inventaire détaillé des risques et des montants pour éventualités conformément aux pratiques recommandées de l'Association for the Advancement of Cost Engineering, un chef de file dans le domaine de l'estimation des coûts de projet. Ces montants pour éventualités sont censés être utilisés au cours du Projet.

Comme une grande partie des travaux consacrés au premier réacteur a été achevée et comme la modélisation se poursuit, OPG est sûre que le Projet pourra être achevé dans les limites de son budget de 12,8 milliards de dollars. Comme le recommandait la vérificatrice générale, OPG continuera à se servir de ses mécanismes de gestion des risques et de contrôle de projet pour évaluer les risques rattachés au Projet sur une base régulière et pour mettre à jour les estimations de coûts et les montants pour éventualités en conséquence.

Les efforts de planification d'OPG comprennent également un examen détaillé et l'intégration de milliers de leçons retenues d'autres mégaprojets exécutés dans le monde entier, y compris d'autres grands projets nucléaires. OPG continuera à identifier, documenter, évaluer et intégrer les leçons retenues de projets en cours et passés aux travaux futurs, ce qui procurera des occasions d'exécuter le travail plus efficacement.

Depuis le début de la phase d'exécution du Projet, il y a deux ans, OPG a fait état de façon transparente et publique des progrès du Projet sur une base trimestrielle. OPG continuera à publier ces rapports trimestriels.

4.2 La pénurie imminente de gens de métier spécialisés et la retraite potentielle de cadres et de gestionnaires expérimentés restent des risques importants pour l'achèvement du Projet dans le respect des délais et du budget

Une pénurie de gens de métier spécialisés recrutés par les entrepreneurs chargés d'effectuer des travaux critiques et techniques directement liés au Projet, ainsi que l'admissibilité de la quasi-totalité des cadres d'OPG et de plus de 30 % de ses gestionnaires (qui font partie du groupe de remise en état de la centrale de Darlington) à prendre leur retraite avant la fin du Projet présentent un risque sérieux pour l'achèvement du Projet dans le respect des délais et du budget.

4.2.1 La pénurie de gens de métier spécialisés risque de retarder le Projet

OPG risque de ne pas disposer de suffisamment de gens de métier spécialisés d'expérience pour le Projet, ce qui pourrait faire augmenter le risque d'erreurs et de retards.

Au moment de notre audit, environ 1 500 équivalents temps plein externes embauchés par les entrepreneurs travaillaient sur le Projet. Il s'agit principalement de gens de métier spécialisés qualifiés, comme des chaudronniers et des mécaniciens-monteurs (qui enlèvent et installent des composantes de réacteurs nucléaires), qui effectuent les travaux de remise en état proprement dite des réacteurs nucléaires.

À partir de 2020, OPG sera en concurrence avec une autre centrale nucléaire pour ces gens de métier spécialisés. En effet, c'est en 2020 que Bruce Power Limited Partnership (Bruce Power) commencera les principaux travaux de réparation et de remplacement du premier des six réacteurs nucléaires de la centrale nucléaire Bruce, à Kincardine. Les travaux sur ces six réacteurs dureront 13 ans et se termineront en 2033 (voir

l'annexe 2). Ainsi, pendant plus de six ans, soit de 2020 à 2026, OPG et Bruce Power remettront en état leurs centrales en même temps.

OPG a indiqué avoir pris des mesures pour remédier à la pénurie de gens de métier spécialisés, notamment en évaluant ses besoins pour le Projet, en consultant les syndicats, en analysant les données externes de BuildForce Canada (une organisation nationale dirigée par l'industrie qui fournit des informations sur le marché du travail dans le secteur de la construction), et en déterminant les métiers spécialisés qui présentent les plus grands défis de dotation pour le Projet. Nous avons examiné les données et l'analyse d'OPG et constaté ce qui suit :

- OPG a déterminé qu'une pénurie potentielle de chaudronniers représentait l'un de ses principaux risques pour le Projet. En 2018, le Projet nécessitera environ 260 chaudronniers, et ce nombre atteindra près de 550 en 2021.
- OPG et Bruce Power ont estimé qu'entre 2021 et 2025, ils auront besoin collectivement d'un maximum d'environ 1 000 chaudronniers pour leurs activités de remise en état, en particulier avant l'achèvement du Projet en 2021.
- En janvier 2018, BuildForce Canada a publié un rapport selon lequel près de 20 % des travailleurs actuels de la construction en Ontario devraient prendre leur retraite au cours de la prochaine décennie. Par conséquent, plus le Projet avancera, moins il y aura de gens de métier spécialisés d'expérience sur le marché du travail en Ontario.

OPG a indiqué qu'elle travaillait avec Bruce Power pour évaluer leurs besoins respectifs en chaudronniers. Au moment de notre audit, elle était également en train de prévoir l'offre future de main-d'œuvre en chaudronnerie en se fondant sur l'information fournie par l'International Brotherhood of Boilermakers, mais elle ne savait pas encore avec certitude s'il y aurait suffisamment de chaudronniers disponibles pour répondre à ses besoins projetés. Étant donné que, dans bien des cas, les gens de métier spécialisés doivent

suivre un programme de formation de quatre ou cinq ans avant d'obtenir une qualification, il est urgent qu'OPG détermine si elle est susceptible de connaître une pénurie de chaudronniers et, dans l'affirmative, qu'elle prenne des mesures immédiates pour y remédier.

RECOMMANDATION 2

Pour qu'il y ait suffisamment de gens de métier spécialisés pour effectuer les travaux nécessaires de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington, Ontario Power Generation (OPG) doit :

- prévoir les métiers spécialisés dans lesquels il pourrait y avoir une future pénurie de travailleurs afin de déterminer l'impact de ce risque sur le Projet et prendre des mesures pour prévenir ou atténuer le risque;
- travailler en étroite collaboration avec Bruce Power Limited Partnership (Bruce Power) pour gérer la demande de ressources en personnel pendant la période au cours de laquelle OPG et Bruce Power procéderont à des travaux de remise en état en même temps, et modifier les plans de travail du Projet si nécessaire;
- collaborer avec d'autres intervenants (comme les gouvernements fédéral et provinciaux, les syndicats et les collèges) afin d'accroître l'offre de gens de métier spécialisés (en particulier les chaudronniers) nécessaires pour le Projet.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

OPG convient avec la vérificatrice générale qu'un accès assuré à un bassin de travailleurs compétents est la clé de la réussite du Projet.

Au cours de sa période de pointe, le Projet aura besoin de 11 800 travailleurs additionnels par année dans l'ensemble de l'industrie. OPG convient qu'une pénurie de gens de métier spécialisés représente un risque pour le Projet.

OPG a cerné ce risque au début du Projet et a pris des mesures correctrices, qui font l'objet d'un suivi au niveau du Projet et de l'entreprise et de rapports réguliers à la haute direction et au conseil d'administration.

OPG continue de s'attaquer aux pénuries dans l'approvisionnement en métiers spécialisés. Plus particulièrement, OPG poursuivra sa collaboration avec Bruce Power, les syndicats pertinents, les établissements d'enseignement et d'autres intervenants pour minimiser les coûts potentiels et les perturbations du Projet. Cette collaboration comporte trois volets pour atténuer les risques liés aux métiers, tel qu'il est décrit ci-après :

- une collaboration entre OPG, Bruce Power, les fournisseurs et les syndicats pour élaborer de meilleures données sur l'offre et la demande en métiers spécialisés;
- des initiatives pour mettre au point de la capacité dans le contexte de l'approvisionnement actuel de métiers en rationalisant les processus chez OPG et Bruce Power, notamment le traitement et la formation coordonnés dans le domaine de la sécurité et la modification des horaires par quart pour attirer des talents;
- l'établissement de nouvelles sources d'approvisionnement en faisant la promotion de programmes de métiers au moyen d'initiatives de recrutement dans des foires locales de l'emploi et par la sensibilisation de la communauté, et d'initiatives particulières pour augmenter le degré d'intérêt des

femmes et des peuples autochtones envers les métiers. OPG collabore avec différentes entités provinciales et d'autres organisations canadiennes pour soutenir des initiatives sur les métiers spécialisés dans l'ensemble du pays. OPG reçoit avec plaisir le soutien de la province, des syndicats, des collègues et d'autres intervenants pour augmenter l'approvisionnement en métiers spécialisés.

4.2.2 Presque tous les cadres d'OPG et plus de 30 % des gestionnaires travaillant sur le Projet seront admissibles à la retraite avant son achèvement

OPG est confrontée à un risque potentiel lié à la retraite éventuelle d'un nombre important de cadres et de gestionnaires travaillant sur le Projet avant son achèvement.

Au moment de notre audit, OPG comptait environ 980 équivalents temps plein travaillant sur le Projet à l'interne. Ce nombre comprend plus de 150 cadres et gestionnaires membres du groupe de remise en état de la centrale de Darlington, qui consacrent tout ou partie de leur temps au Projet. La **figure 10** présente les effectifs par catégorie (cadres et gestionnaires) et le nombre de personnes pouvant prendre leur retraite à la fin de 2018, de 2021 (date à laquelle l'étape de l'exécution devrait être achevée à 50 %) et de 2025 (juste avant l'achèvement prévu du Projet en février 2026). Environ 75 % des cadres travaillant sur le Projet pourront prendre leur retraite en 2021, et ce pourcentage passera à près de 90 % en 2025.

Figure 10 : Cadres et gestionnaires d'OPG travaillant sur le Projet et leur admissibilité à la retraite

Source des données : Ontario Power Generation

Catégories d'employés	Nombre d'employés au 30 juin 2018	Nombre total cumulatif d'employés admissibles à la retraite d'ici la fin de l'année			Pourcentage total cumulatif d'employés admissibles à la retraite d'ici la fin de l'année		
		2018	2021	2025	2018	2021	2025
Cadres	8	4	6	7	50	75	88
Gestionnaires	149	19	40	51	13	27	34
Total	157	23	46	58			

Remarque : Comprend le personnel régulier du groupe de remise en état de Darlington d'OPG qui consacre tout ou partie de son temps au Projet.

Plus de 25 % des gestionnaires travaillant sur le Projet pourront prendre leur retraite en 2021, et ce pourcentage passera à près de 35 % en 2025.

Il est important d'avoir un personnel expérimenté travaillant en permanence sur le Projet pour s'assurer que les erreurs passées ne se répéteront pas et que les nouveaux défis pourront être gérés de la façon la plus rapide et la plus économique possible. OPG a pris des mesures pour atténuer le risque de perte de personnel expérimenté, mais nous avons conclu qu'elle devait en faire plus pour garantir le transfert harmonieux des connaissances en identifiant et en formant des employés compétents capables de remplacer le personnel expérimenté qui opéra pour une retraite anticipée. OPG nous a indiqué qu'elle considérait la rétention du personnel comme un risque du Projet et qu'elle avait mis en place un plan de relève pour atténuer ce risque, en particulier pour les membres de la direction. Au moment de notre audit :

- OPG a indiqué qu'elle avait désigné des personnes qui pourront remplacer 45 des 58 cadres et gestionnaires qui seront admissibles à la retraite d'ici la fin de 2025. Il reste 13 postes pour lesquels OPG n'a pas prévu de remplaçants jusqu'ici. Six de ces postes sont occupés par des personnes admissibles à la retraite avant la fin de 2018.
- OPG nous a indiqué qu'elle pourrait répondre à certains des besoins en dotation du Projet en faisant appel au personnel qui travaille actuellement à sa centrale de Pickering, car deux réacteurs de cette centrale devraient cesser de produire de l'électricité en 2022 et les quatre réacteurs restants devraient être mis hors service en 2024 (voir l'**annexe 2**). Cependant, au moment de notre audit, OPG n'avait pas déterminé précisément combien de ces quelques 1 800 employés travaillant à la centrale de Pickering seraient affectés au Projet ni à quel moment. Les employés de la centrale de Pickering seraient plus familiers avec les processus, la gouvernance et les contrôles d'OPG associés au travail dans

une centrale nucléaire que les nouvelles recrues de l'extérieur, mais ils auraient besoin d'une formation supplémentaire sur les processus de remise en état, qui diffèrent des processus opérationnels courants à la centrale de Pickering.

RECOMMANDATION 3

Pour disposer d'un personnel compétent et expérimenté tout au long du cycle de vie du Projet de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington, Ontario Power Generation (OPG) doit désigner et former des employés capables de prendre la relève du personnel existant (en particulier les cadres et les gestionnaires) qui travaille principalement sur le Projet et qui sera admissible à la retraite avant son achèvement.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

OPG convient que l'accès à une équipe chevronnée sur une base continue constitue la clé de la réussite du Projet. OPG dispose d'un certain nombre de programmes pour attirer, maintenir en poste et perfectionner des ressources compétentes pour le Projet et pour voir à leur adaptation.

Les taux d'attrition chez OPG sont bien compris, et la direction continuera à se servir de la planification de la relève dans l'ensemble de l'organisation et des mécanismes d'examen des talents pour identifier et préparer les chefs du futur à assumer des rôles clés au fur et à mesure que le Projet se déroule.

OPG dispose également d'un bassin d'employés à Pickering qui possèdent une longue expérience dans le domaine nucléaire et de la gestion de projet, et qui suivra une formation sur certaines activités de remise en état au besoin.

OPG a un certain nombre de programmes en place pour perfectionner des talents à l'interne afin d'en faire des successeurs possibles, dont une organisation chargée des projets

d'entreprise qui se concentre sur la mise en oeuvre d'un modèle d'exécution de projet normalisé et évolutif au sein d'OPG. Cette organisation a élaboré une formation interne et externe conçue expressément pour améliorer la capacité de gestion de projet dans l'organisation. De plus, OPG dispose de programmes complets de planification de la relève et de mentorat conçus pour procurer une force soutenue de gestion de la remise en état.

Comme dans le cas de n'importe quel projet, il existe un risque que des employés du Projet quittent l'organisation pour différentes raisons. OPG a déjà identifié des candidats à la succession dans des rôles clés au sein du Projet, et d'autres rôles seront comblés par le recrutement interne ou externe ou seront éliminés si c'est possible. À ce jour, OPG est parvenue à attirer des talents de l'extérieur lorsqu'il était impossible de développer les compétences nécessaires à l'interne. Toutefois, à l'avenir, OPG devra veiller à disposer des outils nécessaires pour attirer et maintenir en poste des compétences rares dans un marché très concurrentiel.

4.3 OPG a engagé des frais additionnels, car les entrepreneurs qui ne répondent pas aux attentes restent admissibles à leur bénéfice intégral

Étant donné que les entrepreneurs externes sont responsables de l'exécution de la majorité des travaux du Projet, les entrepreneurs dont le rendement est insatisfaisant ou qui ne répondent pas aux attentes d'OPG peuvent causer des dépassements de coûts et des retards. Dans certains cas, OPG a fourni de façon proactive une assistance supplémentaire pour aider les entrepreneurs à exécuter plus efficacement les travaux du Projet, ce qui a aidé le Projet à respecter son échéancier et ses estimations de coûts. OPG n'a pas rémunéré les entrepreneurs pour les travaux qui ne répondent

pas aux normes de qualité d'OPG et a conclu des règlements de plus de 50 millions de dollars avec des entrepreneurs en dédommagement de leur participation à des dépassements de coûts et à des retards dans les travaux du Projet à ce jour. Nous remettons toutefois en question le fait que les entrepreneurs continuent à recevoir leur bénéfice intégral ou à y être admissibles, en dépit du fait qu'OPG fournit de l'assistance supplémentaire pour les aider à atteindre le niveau de rendement requis pour obtenir ce bénéfice. Lors de l'évaluation du rendement des entrepreneurs pour déterminer le montant du bénéfice, OPG n'a pas tenu compte des coûts qu'elle a dû engager pour fournir une assistance supplémentaire aux entrepreneurs qui n'ont pas répondu pleinement à ses attentes initiales, ni du fait que ces derniers ont effectué certains aspects de leur travail de façon moins indépendante en conséquence.

OPG a conclu des contrats avec des entrepreneurs externes pour la majorité des travaux du Projet. Comme le montre la **figure 6**, sur le coût total estimatif du Projet, les entrepreneurs externes reçoivent environ 6,1 milliards de dollars (soit environ 48 %) pour la réalisation des travaux. OPG a conclu différents types de contrats avec les entrepreneurs en fonction de la nature des travaux. En général, ses paiements couvrent les coûts directs, les frais généraux et le bénéfice de l'entrepreneur. Sur le montant total qu'OPG s'attend actuellement à payer aux entrepreneurs du Projet, plus de 800 millions de dollars sont destinés à couvrir leurs frais généraux et leur bénéfice. Le montant réel payé aux termes de la plupart des contrats dépend de la mesure dans laquelle les entrepreneurs atteignent les objectifs de rendement (liés au coût et à la durée cibles des travaux du Projet) qui sont convenus avec OPG.

Les coûts internes d'OPG s'élèvent à environ 4,7 milliards de dollars. Sur ce montant, environ 3,2 milliards de dollars seront dépensés pour superviser et soutenir le Projet (superviser les entrepreneurs exécutant les travaux du Projet et fournir un soutien au personnel d'OPG et aux

entrepreneurs.) Le solde de 1,5 milliard de dollars est destiné à couvrir les intérêts (pour financer le Projet) et les coûts engagés par OPG pour réaliser elle-même les travaux (comme le retrait du combustible à l'uranium des réacteurs nucléaires).

Au 30 juin 2018, OPG estimait qu'elle dépenserait globalement près de 50 millions de dollars de plus que prévu à l'origine pour superviser et soutenir le Projet. OPG nous a indiqué que cette augmentation de coûts était due à une sous-estimation du nombre de personnes et du temps nécessaires pour superviser le Projet. Néanmoins, cette hausse comprend également le soutien supplémentaire qu'OPG a dû fournir aux entrepreneurs pour qu'ils puissent terminer les travaux du Projet dans le respect des délais et du budget. Cependant, lorsqu'OPG a calculé les bénéfices à verser aux entrepreneurs, elle n'a pas tenu compte des coûts additionnels qu'elle a dû engager pour leur fournir un soutien supplémentaire. Par exemple :

- Lors de la planification des travaux, OPG a dépensé environ 1,4 million de dollars pour mettre en œuvre un processus collaboratif de planification initiale avec les entrepreneurs. Cela signifie que les entrepreneurs travaillent de manière moins autonome que prévu à l'origine, car les ingénieurs d'OPG aident leur personnel à préparer les documents de planification.
- Depuis avril 2016, sept employés expérimentés d'OPG ont été prêtés à un entrepreneur (ou détachés auprès de lui) pour les travaux du Projet. Ces détachements ont duré d'environ 3 à 21 mois, et les employés concernés ont joué divers rôles (y compris des rôles de gestion) au sein de l'équipe de l'entrepreneur (par exemple, en assurant la formation de son personnel et en l'aidant à planifier les travaux à venir). Ce personnel prêté est directement supervisé et géré par l'entrepreneur, mais il est payé par OPG et lui a coûté un total estimatif de 1,2 million de dollars. Bien que les

conditions des contrats de détachement lui permettent d'imputer à l'entrepreneur les coûts remboursables liés à l'employé détaché (ce qui comprend le salaire de base et les dépenses), OPG a choisi de ne pas le faire.

Dans un cas comme dans l'autre, OPG n'a pas pris en compte les coûts et le soutien supplémentaires au moment du calcul du bénéfice à verser aux entrepreneurs. En effet, dans la majorité des contrats, le montant du bénéfice qu'un entrepreneur peut toucher dépend de son rendement, mais l'évaluation de ce rendement se fonde en grande partie sur le respect de la date d'achèvement cible et des coûts de l'entrepreneur (mais non de ceux d'OPG). Par conséquent, comme OPG engage des coûts additionnels pour aider les entrepreneurs à atteindre leurs objectifs de coûts et de calendrier, les bénéfices que les entrepreneurs sont admissibles à recevoir ne subissent pas de répercussions.

Dans un autre cas, en 2017, OPG a remarqué qu'un entrepreneur avait du mal à résoudre lui-même les problèmes liés au Projet (par exemple en déterminant le personnel et les outils nécessaires et en les mettant à disposition afin que les futurs travaux du Projet ne soient pas retardés). Pour résoudre ces problèmes, au début de 2018, OPG et l'entrepreneur ont mis sur pied une équipe intégrée au sein de laquelle environ 40 employés d'OPG travaillent directement avec l'équipe de gestion du Projet de l'entrepreneur afin d'apporter un soutien actif.

Faire partie d'une équipe intégrée ne signifie pas qu'OPG assume les responsabilités de l'entrepreneur; cela signifie plutôt que l'entrepreneur évalue que le coût de réalisation de ses travaux actuels diminue de 8 millions de dollars, essentiellement en raison des travaux de planification effectués par cette équipe. Étant donné que le coût réellement payé par l'entrepreneur sera probablement inférieur au coût ciblé pour ces travaux, celui-ci sera également plus susceptible d'accroître son bénéfice. Étant donné que l'aide d'OPG a contribué à ces coûts inférieurs et représente un coût additionnel pour elle, nous nous demandons si l'entrepreneur devrait être

admissible au même bénéfice que s'il effectuait le travail en autonomie.

Nous avons noté que la haute direction d'OPG a également fait part de ses préoccupations concernant le rendement des entrepreneurs. En 2017, la haute direction d'OPG a envoyé une note au conseil d'administration indiquant un certain nombre de domaines dans lesquels les entrepreneurs avaient généralement affiché un rendement inférieur aux attentes et où OPG avait dû leur fournir une aide supplémentaire. Par exemple :

- Les entrepreneurs n'ont pas prévu les travaux du Projet de manière à répondre aux exigences en matière de documentation bien qu'OPG leur ait communiqué ces exigences à l'avance.
- Les entrepreneurs n'ont pas fourni au personnel une formation efficace sur les normes de sûreté dans une centrale nucléaire étant donné que beaucoup de membres du personnel de supervision n'avaient pas d'expérience en construction d'installations nucléaires.
- Les entrepreneurs n'ont pas contrôlé efficacement l'approvisionnement en matériel nécessaire aux travaux du Projet afin de s'assurer que le matériel arriverait au bon moment et d'éviter les retards ou arrêts de travail inutiles.

RECOMMANDATION 4

Pour que les entrepreneurs travaillant sur le Projet de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington ne reçoivent de bénéfices que si leur rendement répond à ses attentes et que le Projet soit achevé dans le respect des délais et du budget, OPG doit :

- continuer à fournir une aide supplémentaire aux entrepreneurs lorsque ceux-ci ne sont pas en mesure de respecter les délais et les coûts cibles d'OPG pour les travaux du Projet;
- suivre les coûts de l'aide supplémentaire fournie aux entrepreneurs au-delà de ce qui était prévu lors de la signature des contrats et envisager de prendre des mesures pour les récupérer;

- prendre en compte l'aide et le soutien apportés aux entrepreneurs lors de l'évaluation de leur rendement et du calcul de leur bénéfice.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

OPG convient avec la vérificatrice générale qu'il importe de tenir les entrepreneurs responsables et de veiller à ce que les paiements concordent avec le rendement. La méthode de gestion des contrats d'OPG permet d'identifier et de régler rapidement des problèmes, tout en tenant chacune des parties responsables conformément aux modalités et conditions du contrat. Les dispositions contractuelles d'OPG lient les éléments incitatifs des entrepreneurs à la réussite à long terme du Projet et font concorder les objectifs d'OPG et ceux des entrepreneurs. Cette approche a été élaborée à partir des leçons retenues dans d'autres projets de remise en état et est considérée comme une pratique exemplaire de l'industrie.

Les processus exhaustifs de gestion des marchés d'OPG assurent le suivi des coûts et du rendement des entrepreneurs et permettent de régler les problèmes. OPG a exercé et continuera d'exercer ses droits contractuels de retenir des paiements lorsque le rendement des entrepreneurs est jugé insatisfaisant et d'appliquer des mesures de désincitation lorsque le contrat le permet.

Dans le cadre de son approche de gestion des contrats, OPG a recours à diverses ententes pour superviser ses entrepreneurs. OPG s'acquitte de ses obligations en tant que propriétaire et les entrepreneurs s'acquittent de leurs obligations contractuelles, et ce même lorsque OPG et les entrepreneurs fonctionnent comme équipe intégrée. Dans de rares cas, lorsqu'OPG croit que l'expertise unique se trouve dans sa propre organisation (connaissances propres à l'usine, expertise nucléaire, etc.), elle aide directement les entrepreneurs. C'est la façon la plus rentable de faire face aux risques. Dans ces cas, OPG assure le suivi des coûts liés au soutien apporté

et conserve les droits contractuels de recouvrer ultérieurement ces montants. En définitive, OPG est responsable du Projet et prend les mesures nécessaires pour en assurer le succès.

Comme le recommandait la vérificatrice générale, OPG continuera à avoir recours à cette approche concertée de gestion de projet. OPG continuera également à assurer un suivi des coûts lorsque du soutien additionnel est apporté aux entrepreneurs, et les contrats existants d'OPG continueront à faire en sorte que les entrepreneurs bénéficient d'éléments incitatifs pour offrir un bon rendement et que les objectifs d'OMG et des entrepreneurs concordent. Il est crucial de veiller à ce qu'OPG et ses partenaires contractuels travaillent bien ensemble et aient des objectifs communs pour que le Projet soit exécuté à temps et dans les limites du budget.

4.4 Les mesures insuffisantes prises pour empêcher les incidents de sécurité récurrents affectent la sécurité des travailleurs ainsi que les coûts et les délais du Projet

Depuis le début des travaux préalables sur le Projet en 2010, environ 30 incidents de sécurité se sont produits à la centrale de Darlington, où des membres du personnel du Projet ont dû recevoir des soins médicaux. Si la gravité des incidents de sécurité est faible (c'est-à-dire qu'ils n'ont pas entraîné de blessures graves obligeant l'employé à manquer plus d'une journée de travail), la fréquence de ces incidents est restée constante. OPG n'a pas atteint ses objectifs en matière de sécurité et n'a pas pris de mesures efficaces pour diminuer la récurrence des incidents de sécurité évitables du Projet, ce qui a causé des retards et des coûts additionnels de plus de 700 000 \$.

Les incidents de sécurité placent les personnes travaillant sur le Projet dans des situations potentiellement dangereuses. Ils peuvent également

Figure 11 : Performance du Projet en matière de sécurité, de janvier 2014 à juin 2018

Source des données : Ontario Power Generation

Année	Taux d'incidents de sécurité (nombre d'événements par tranche de 200 000 heures travaillées) ¹	Nombre de blessures			Nombre d'incidents de sécurité évités de justesse		
		Blessures avec perte de temps ²	Blessures nécessitant des soins médicaux ²	Blessures nécessitant des premiers soins	à risque élevé ³	à risque moyen ³	à risque faible ³
2014	0	0	0	non suivies	4	0	non suivies
2015	0,29	0	1	pour le Projet	3	0	pour le Projet
2016	0,5	0	9	26	6	3	159
2017	0,49	0	14	46	14	3	214
De janvier à juin 2018 ⁴	0,48	0	7	19	1	2	104

1. Le taux d'incidents de sécurité correspond au nombre de blessures nécessitant des soins médicaux, divisé par le nombre total d'heures travaillées durant l'année, puis multiplié par 200 000.
2. Une blessure avec perte de temps est une blessure ou une maladie liée au travail qui entraîne un décès, une invalidité permanente ou une blessure critique. Une blessure nécessitant des soins médicaux est une blessure ou une maladie professionnelle qui nécessite un traitement allant au-delà des premiers soins, mais qui n'entraîne pas de perte de jours de travail. Une blessure nécessitant des premiers soins est une blessure qui n'entraîne pas de perte de jours de travail, mais qu'on peut traiter sans faire appel à un médecin (par exemple, en utilisant des pansements, en nettoyant la plaie ou en appliquant des compresses chaudes ou froides).
3. Des incidents évités de justesse à risque moyen ou élevé sont des incidents où il y a une probabilité raisonnable qu'un décès, une invalidité permanente ou une blessure critique survienne (par exemple, si une personne travaillant à une hauteur de 12 pieds au-dessus du sol s'appuyait contre une porte qui n'a pas été fermée correctement, mais se redressait avant de tomber). Un incident évité de justesse à faible risque est un incident où il est peu probable qu'un décès, une invalidité permanente ou une blessure critique survienne (par exemple, si des pinces échappées d'une hauteur de sept pieds heurtaient le casque et l'épaule d'une personne passant en dessous).
4. Les données sont présentées pour la période de six mois allant du 1^{er} janvier 2018 au 30 juin 2018.

empêcher OPG de terminer le Projet à temps, car tout incident de sécurité grave ou majeur peut donner lieu à une enquête du ministère du Travail et de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Une telle enquête peut mettre fin aux travaux du Projet, voire limiter les opérations d'OPG jusqu'à ce que des mesures correctrices soient mises en oeuvre.

4.4.1 Les objectifs en matière de sécurité n'ont pas été atteints malgré l'absence de blessures graves au personnel du Projet

La **figure 11** présente le rendement d'OPG en matière de sécurité lié au Projet pour la période de 2014 au 30 juin 2018. OPG a suivi et évalué son rendement en matière de sécurité lié au Projet en prenant les mesures suivantes :

- **Taux d'incidents de sécurité** : nombre d'incidents de sécurité par tranche de 200 000 heures travaillées par rapport à une cible, qui était de 0,24 en 2016 et de 0,37 en 2017. Le président et chef de la direction d'OPG a porté l'objectif à 0,37 en 2017, compte tenu du fait que le nombre d'incidents de sécurité augmenterait probablement, car les travaux réalisés en 2017 étaient plus complexes qu'avant.
- **Nombre de blessures** : nombre de blessures (y compris celles qui n'ont pas entraîné de perte de journées de travail).
- **Nombre d'incidents évités de justesse** : nombre d'incidents où personne n'a été blessé, mais où quelqu'un aurait pu l'être.

Nous avons analysé les taux d'incidents de sécurité liés au Projet depuis 2016 (début des travaux de remise en état du premier réacteur nucléaire) et constaté qu'OPG n'atteignait pas ses objectifs à cet égard et que le nombre de blessures nécessitant des soins médicaux avait également augmenté. En particulier :

- Les taux d'incidents de sécurité liés au Projet en 2016 (0,5), en 2017 (0,49) et durant les six premiers mois de 2018 (0,48) sont restés pratiquement inchangés, et les objectifs n'ont

pas été atteints (0,24 en 2016 et 0,37 en 2017 et 2018).

- Le nombre total de blessures est passé de 35 en 2016 à 60 en 2017, et le nombre de blessures nécessitant les soins d'un médecin (comme un travailleur qui s'est coupé le pouce en dénudant des câbles) a également augmenté, passant de 9 à 14. Pendant les six premiers mois de 2018, sept blessures ont nécessité les soins d'un médecin. Ces blessures ont causé un préjudice au personnel, mais n'ont entraîné aucune perte de jours de travail.

En 2016, OPG et un conseiller externe ont cerné des préoccupations concernant la sécurité du personnel du Projet. En particulier :

- Lors d'une séance d'information au ministère de l'Énergie en mai 2016, OPG a souligné que les employés de l'entrepreneur ne faisaient pas de lien entre la sûreté nucléaire et leur travail. OPG était d'avis que, dans certains cas, ce manque de sensibilisation était dû au fait que le personnel des entrepreneurs n'avait jamais travaillé dans une centrale nucléaire.
- En décembre 2016, le comité d'examen de la remise en état (engagé par la haute direction d'OPG pour l'aider à superviser le Projet) a relevé lors de ses visites des chantiers un certain nombre d'infractions aux exigences en matière de sécurité d'OPG (comme le personnel travaillant en hauteur qui n'avait pas attaché solidement une clé à molette). Le groupe consultatif a attribué ces infractions à un [*traduction*] « manque de communication et d'application des attentes » par OPG.

Pour répondre à ces préoccupations en matière de sécurité, OPG a mis en oeuvre un certain nombre d'initiatives d'amélioration de la sécurité au début de 2017, qui incluaient la communication de ses attentes en matière de sûreté nucléaire à son personnel et à celui des entrepreneurs. Par exemple, en mars 2017, OPG a commencé à convoquer des réunions trimestrielles avec les entrepreneurs du Projet, les représentants des syndicats et son groupe responsable de la santé et

de la sécurité pour discuter de leur rendement par rapport à ses attentes, des tendances en matière de sécurité et des mesures correctives à prendre pour créer un environnement de travail plus sûr.

Toutefois, comme il est mentionné plus haut et comme l'indique la **figure 11**, les initiatives d'amélioration de la sécurité d'OPG n'ont pas entraîné de réduction importante des taux d'OPG ni du nombre d'incidents de sécurité. Par conséquent, OPG doit renforcer ses initiatives d'amélioration de la sécurité durant le reste du Projet afin de prévenir ou de réduire les incidents de sécurité, de protéger le personnel et d'atténuer le risque de dépassements des coûts et de retards associé aux incidents de sécurité.

Notre examen du nombre d'incidents évités de justesse (où il n'y a pas eu de blessure, mais il y aurait pu en avoir) liés au Projet en 2016 et 2017 a également révélé une augmentation des incidents à risque plus élevé et des incidents à faible risque, comme le montre la **figure 11**. En particulier :

- Pour les incidents évités de justesse à risque élevé (qui intègrent des incidents qu'OPG classifie comme à risque élevé ou moyen qui auraient pu entraîner des décès ou des blessures critiques comme un handicap), OPG a déclaré 17 cas en 2017, soit 8 de plus qu'en 2016.
- Pour les incidents évités de justesse à faible risque (qui n'entraîneraient probablement pas de décès, d'invalidité permanente, ni de blessure critique), OPG a déclaré 214 cas en 2017, contre 159 en 2016.

Pour les six premiers mois de 2018, il n'y a eu que trois incidents évités de justesse à risque plus élevé, mais le nombre d'incidents évités de justesse à faible risque est resté élevé (104 cas). Nous avons également noté que la majorité des incidents évités de justesse à risque plus élevé survenus en 2017 avaient deux causes communes : 1) le personnel qui enfreint les consignes de sécurité d'OPG sur la prévention des chutes lors des travaux en hauteur; et 2) le personnel travaillant en hauteur qui échappe des outils et des pièces. Nous avons constaté que bien qu'OPG ait enquêté sur chacun de ces incidents, elle aurait pu prendre des mesures plus tôt afin de cerner les causes communes de ces incidents et prévenir leur répétition.

4.4.2 Absence de mesures proactives pour diminuer la récurrence des incidents de sécurité évitables

De janvier à juillet 2017, 7 des 10 incidents évités de justesse à risque plus élevé étaient attribuables au non-respect des consignes de sécurité d'OPG relatives à la prévention des chutes lors des travaux en hauteur. Ces incidents auraient pu causer des décès ou des blessures graves. Dans un cas, une personne travaillant à 12 pieds au-dessus du sol s'est appuyée contre une porte qui n'avait pas été fermée correctement. Dans un autre cas, une personne travaillant à près de 20 pieds au-dessus du sol ne portait pas de harnais.

OPG a examiné chacun de ces incidents séparément, mais elle n'a pas cerné la cause commune de ces incidents répétitifs mais évitables avant juillet 2017, lorsque le septième incident s'est produit. À la suite de son enquête réalisée en septembre 2017, OPG a demandé aux entrepreneurs de tenter de réduire la fréquence de ce genre d'incident au moyen de différentes mesures, par exemple en tenant des réunions avant le début des travaux pour repérer et documenter les dangers précis. Depuis, un incident évité de justesse à risque plus élevé similaire (une personne travaillant à plus de 10 pieds au-dessus du sol ne portait pas de harnais) s'est produit en novembre 2017, et 5 incidents évités de justesse à faible risque similaires sont survenus entre octobre 2017 et le moment de notre audit. Cela donne à penser que si OPG avait cerné la cause commune de ce type d'incident de sécurité répétitif plus tôt, la fréquence des incidents similaires survenus entre janvier et juillet 2017 aurait pu être réduite.

Six des incidents évités de justesse à faible risque qui se sont produits entre janvier et septembre 2017 étaient liés à des pièces ou à des outils échappés par le personnel travaillant en hauteur qui ont presque heurté des personnes qui se trouvaient en dessous. Deux incidents évités de justesse à risque plus élevé ayant la même cause sont survenus en septembre 2017. Bien qu'OPG ait

examiné chacun de ces incidents séparément, elle n'a pas déterminé les raisons pour lesquelles ce type d'incident se produisait régulièrement. Cependant, un entrepreneur travaillant sur le Projet a indiqué à OPG qu'il avait effectué une enquête sur ces incidents récurrents. L'entrepreneur a prévu des mesures correctives, comme l'installation de filets sous les zones de travail en hauteur et l'inspection des zones entre les quarts de travail pour s'assurer que les pièces et les outils sont entreposés de manière sécuritaire.

En novembre 2017, un incident similaire s'est produit lorsqu'un employé travaillant à près de 35 pieds au-dessus du sol a échappé un sac contenant des pièces de métal, qui a presque heurté un autre travailleur. En conséquence, l'entrepreneur a retiré environ 800 de ses employés du Projet pendant deux jours : environ 500 employés ont cessé de travailler tandis que 300 membres du personnel de supervision et de gestion se sont réunis à la centrale de Darlington pour élaborer des plans et des procédures d'amélioration de la sécurité. Le personnel de l'entrepreneur a quand même été payé pour ces deux jours d'absence, ce qui a coûté plus de 700 000 \$ à OPG.

À la suite de l'incident de novembre 2017, 10 autres incidents de sécurité liés à la chute d'objets se sont produits, dont un en mai 2018 où une pièce d'acier est tombée de 23 pieds de haut, ce qui aurait pu entraîner la mort ou une blessure critique du personnel à proximité. Dans son plan d'action correctif, l'entrepreneur a souligné qu'aucune organisation n'était à l'abri des erreurs humaines et qu'il était impossible de les éliminer complètement. Il a ajouté que les gestionnaires et les superviseurs n'avaient pas établi de normes ni d'attentes élevées pour empêcher les chutes d'objets, mais qu'ils pourraient le faire si la direction réagissait vigoureusement à ces incidents.

RECOMMANDATION 5

Pour réduire au minimum le nombre d'incidents de sécurité liés au Projet de remise en état de

la centrale nucléaire de Darlington (le Projet), Ontario Power Generation doit :

- passer en revue son processus d'examen des incidents de sécurité afin de déterminer pourquoi les mesures correctives préalablement signalées (comme celles liées à la chute d'objets) n'ont pas effectivement permis de réduire le nombre d'incidents de sécurité survenus durant le Projet;
- concevoir de nouvelles initiatives pour répondre aux préoccupations en matière de sécurité liées au Projet et atteindre ses objectifs de rendement à cet égard;
- modifier son processus d'enquête sur les incidents de sécurité identiques ou similaires afin de déterminer leur cause commune et de prendre des mesures pour éviter leur récurrence.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) convient avec la vérificatrice générale qu'il importe de veiller à ce que le nombre d'incidents de sécurité survenus lors du Projet demeure le plus bas possible. De fait, la sécurité constitue la priorité absolue pour OPG, ce qui lui a permis d'afficher le taux de blessure le plus bas du secteur canadien de l'électricité. L'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) a accordé à OPG son prix d'excellence du président pour le rendement d'OPG en matière de sécurité en 2017. De plus, la Commission canadienne de sûreté nucléaire a accordé à la centrale nucléaire de Darlington la meilleure cote de sécurité possible au cours de huit années consécutives dans des évaluations de sécurité rendues publiques.

Pour maintenir ce rendement supérieur en matière de sécurité, OPG continue à se fixer des objectifs très exigeants dans le cadre de ses opérations quotidiennes. Malgré le fait que les travaux du Projet sont exécutés par des entrepreneurs et des membres de corps de métier dans un environnement de construction

très complexe, OPG fixe à dessein les mêmes objectifs exigeants et s'attend au même niveau de rendement du Projet. Cette attente a donné lieu à un taux d'incidents de sécurité concernant le Projet qui est environ 10 fois meilleur que le taux global moyen dans l'industrie.

OPG a recours à divers indicateurs avancés afin que les problèmes soient réglés avant que les incidents surviennent. La pratique d'OPG d'effectuer un suivi proactif des événements lorsqu'aucune blessure ne survient, mais qu'il y a un potentiel de préjudice, représente un exemple d'indicateur avancé. Cette pratique excède les normes d'autres industries et entreprises de la construction, dont les activités ne font pas l'objet d'un suivi similaire. OPG consigne et revoit avec soin ces incidents et adopte des mesures correctives pour empêcher les incidents futurs. De plus, OPG dispose de processus industriels rigoureux et exemplaires pour examiner les incidents de sécurité, analyser les tendances et lancer des enquêtes sur les causes communes. L'année 2017, première année d'exécution, a marqué une augmentation importante du nombre de personnes travaillant à la remise en état, ce qui a entraîné une hausse proportionnelle du nombre d'incidents qui présentent un potentiel de préjudice plus élevé, tel qu'indiqué par la vérificatrice générale. Comme l'illustre la **figure 11** du rapport de la vérificatrice générale, en 2018, le nombre de ces incidents a chuté de façon spectaculaire, ce qui montre l'efficacité de l'approche rigoureuse de la sécurité d'OPG.

Compte tenu de son engagement en faveur de l'amélioration continue, OPG passera en revue les incidents de sécurité mentionnés par la vérificatrice générale pour relever les améliorations possibles à son programme de mesures correctives et à la rapidité du processus d'enquête sur les causes communes. Suivant les recommandations de la vérificatrice générale, OPG examinera de nouvelles initiatives pour apaiser les préoccupations et améliorer la

sécurité, en présence de tendances défavorables. La sécurité demeurera la priorité d'OPG.

4.5 Les audits après paiement doivent se poursuivre pour permettre d'identifier et de prévenir les paiements excédentaires faits par OPG aux entrepreneurs

OPG a engagé des cabinets d'audit externes pour réaliser des audits après paiement afin de déterminer si la rémunération des entrepreneurs du Projet est conforme aux modalités des contrats. Étant donné que ces audits ont permis de récupérer des paiements en trop de près de quatre millions de dollars, OPG doit continuer à mener de tels audits afin d'encourager les entrepreneurs à vérifier l'exactitude de leurs factures et pour aider OPG à repérer les paiements en trop tout au long du Projet.

OPG a mis en place des processus permettant de s'assurer que les entrepreneurs facturent à OPG uniquement les travaux qu'ils ont effectivement réalisés, par exemple en vérifiant le nombre d'heures de travail facturées par les entrepreneurs et les factures soumises pour leurs achats. Cependant, ces processus ne sont pas suffisants pour garantir l'exactitude des paiements versés aux entrepreneurs pour leurs dépenses liées au Projet. Par exemple, OPG ne peut pas vérifier complètement si les entrepreneurs ont effectivement payé à leur personnel les tarifs facturés à OPG sans examiner les données de leurs systèmes de paye. Par conséquent, les audits après paiement durant lesquels les auditeurs examinent les données des systèmes d'information des entrepreneurs constituent un contrôle important pour aider OPG à repérer les paiements auxquels les entrepreneurs ne sont pas admissibles. Depuis novembre 2015, OPG a récupéré près de quatre millions de dollars de paiements en trop aux entrepreneurs en se fondant sur les conclusions de ces audits après paiement.

Les audits précédents indiquaient qu'OPG devait améliorer ses processus afin de s'assurer que les entrepreneurs respectaient les conditions contractuelles, qu'ils ne facturaient que les dépenses admissibles et qu'ils n'avaient pas exagéré leurs coûts réels ni commis de fraude. Voici quelques exemples de constatations des audits précédents :

- L'audit des ressources humaines d'OPG que nous avons réalisé en 2013 a permis de déterminer que les heures de travail déclarées par les entrepreneurs n'étaient pas toujours étayées par des documents appropriés (comme des approbations d'heures supplémentaires ou des feuilles de temps) ni rapprochées de ces documents par le personnel d'OPG, ce qui risquait d'entraîner des paiements en trop.
- En février 2014, le groupe d'audit interne d'OPG a publié un rapport sur le processus de facturation et de paiement pour deux entrepreneurs recrutés par OPG pour exécuter des travaux liés au Projet et d'autres travaux. Dans son rapport, le groupe a conclu qu'OPG n'avait pas exercé son droit de réaliser des audits après paiement des factures des entrepreneurs pour les contrats en vigueur à ce moment-là.

En réponse à ces audits, depuis 2014, OPG engage des cabinets d'audit externes pour effectuer des audits après paiement afin de déterminer si les factures des entrepreneurs étaient conformes aux conditions contractuelles et si leurs frais étaient exacts et étayés par des documents appropriés (comme les feuilles de temps des employés et les factures pour l'achat de marchandises). Par exemple :

- En novembre 2015, des audits après paiement ont permis de repérer environ 3,6 millions de dollars de paiements en trop versés à deux entrepreneurs entre février 2012 et mars 2015 et de les récupérer auprès de ceux-ci. Les paiements en trop étaient principalement liés à des retenues sur la paye des employés et des sous-traitants des entrepreneurs (par exemple pour le Régime de pensions du Canada et les

primes d'assurance-emploi) qui dépassaient les limites réglementaires.

- En novembre 2016, un audit après paiement des factures présentées par un entrepreneur du Projet en 2014 et 2015 a permis à OPG de récupérer environ 300 000 \$ de paiements en trop. Ceux-ci avaient trait au coût des ressources en technologie de l'information qui n'étaient pas remboursables conformément au contrat.
- En juin 2017 et juin 2018, deux autres audits après paiement ont permis de repérer 2,7 millions de dollars supplémentaires de paiements en trop potentiels à deux entrepreneurs du Projet. Ces paiements se rapportaient aux retenues salariales excessives (comme les primes de la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail) et aux heures facturées non étayées par des documents appropriés. Au moment de notre audit, OPG était en train d'examiner les constatations de l'audit avec les entrepreneurs afin de déterminer le montant à récupérer.

Les résultats des audits après paiement ont amené OPG à modifier ses processus pour réduire la probabilité d'autres paiements en trop aux entrepreneurs. Par exemple, à la suite des audits après paiement de novembre 2015, OPG a mis au point un processus qui oblige le personnel de gestion du Projet des entrepreneurs à obtenir son approbation avant de verser une indemnité de séjour (au personnel qui doit rester loin de chez lui pour travailler sur le Projet).

Au fur et à mesure que les audits après paiement permettront de détecter d'autres sources de paiements en trop aux entrepreneurs, OPG devra continuer à apporter des modifications à ses processus de facturation et de paiement afin de prévenir ou de réduire les paiements en trop. Au moment de notre audit, les audits après paiement avaient permis à OPG d'économiser environ trois millions de dollars (près de quatre millions de dollars de paiements en trop récupérés moins des dépenses d'audit d'environ un million). Il s'agit

donc clairement d'un outil utile et rentable pour repérer les paiements en trop et signaler aux entrepreneurs que leurs factures font l'objet d'un examen approfondi.

RECOMMANDATION 6

Afin de s'assurer que les entrepreneurs du Projet de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington ne sont payés que pour les dépenses admissibles réellement engagées, Ontario Power Generation doit :

- continuer à auditer régulièrement les paiements versés aux entrepreneurs et à récupérer les paiements en trop repérés lors de ces audits auprès d'eux;
- lorsque cela est rentable, se fonder sur les résultats des audits après paiement pour apporter des modifications à ses processus de facturation et de paiement des entrepreneurs afin de réduire la probabilité de paiements en trop.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) convient avec la vérificatrice générale qu'il importe de veiller à ce que les paiements aux entrepreneurs soient exacts et à ce que des audits après paiement réguliers soient effectués.

Avant de payer les factures de l'entrepreneur, OPG applique en plusieurs étapes un processus rigoureux d'approbation des factures pour s'assurer que les paiements sont conformes aux modalités des contrats.

En outre, OPG a intégré le droit d'auditer tous les documents financiers et autres contenus dans ses contrats conclus avec les fournisseurs du Projet. OPG engage de façon proactive des auditeurs tiers indépendants pour s'assurer que les paiements aux entrepreneurs s'appuient comme il se doit sur un ensemble complet de documents, qui conviennent aux circonstances et qui sont conformes aux conditions

contractuelles d'OPG. Les dispositions contractuelles permettent à OPG de recouvrer les paiements en trop.

Tous les contrats majeurs de remise en état sont régulièrement audités par des tiers indépendants. Ces audits sont effectués pour vérifier l'admissibilité des frais. Historiquement, les audits après paiement des contrats d'OPG ont donné lieu à des constatations bien en deçà de ce que l'on trouve généralement dans l'industrie. Cela démontre l'efficacité du processus d'approbation des factures d'OPG, avant même que les paiements soient faits.

Comme l'a recommandé la vérificatrice générale, OPG continuera à effectuer régulièrement des audits après paiement pour tous les contrats principaux et, lorsque c'est rentable, cherchera des façons de modifier son processus de facturation pour diminuer la probabilité de paiements en trop.

4.6 Les travaux préalables coûtent au-delà de 725 millions de dollars de plus et prendront plus de temps que prévu à l'origine

Avant d'entamer les principaux travaux de remise en état du Projet, OPG a dû procéder à 18 projets préalables à la remise en état des réacteurs nucléaires, comme la construction d'installations de traitement et de stockage des matériaux à retirer des réacteurs nucléaires. Le coût total de ces projets préalables devrait dépasser l'estimation initiale des coûts d'OPG de plus de 725 millions de dollars (soit plus de 75 %). Quatorze de ces projets ont été ou devraient être achevés plus tard que prévu par OPG.

Dans le cadre de sa planification du Projet, OPG prévoit démarrer 18 projets préalables avant de procéder à la remise en état des réacteurs nucléaires. Nous avons noté que le coût total estimatif du Projet annoncé publiquement par OPG en janvier 2016 ne comprenait que 13 des 18 projets préalables, OPG ayant reclassé cinq de ces projets avant son annonce publique, principalement parce

que ces travaux auraient été réalisés même sans le Projet. Nous avons inclus ces cinq projets dans notre examen et notre analyse des projets préalables, car ils sont tous nécessaires à la poursuite de l'exploitation de la centrale de Darlington. L'**annexe 5** présente une liste des 18 projets préalables et les raisons pour lesquelles OPG n'a pas inclus cinq d'entre eux dans son estimation des coûts du Projet rendue publique en janvier 2016.

La **figure 12** compare les coûts estimatifs initiaux de ces 18 projets préalables et leurs coûts en date du 30 juin 2018, et le nombre de ces projets achevés plus tard que prévu. L'**annexe 5** contient plus de détails sur chacun des projets. Parmi les 18 projets, 16 avaient été achevés et les 2 autres étaient en cours en date du 30 juin 2018. Nous avons constaté ce qui suit :

- Il y avait des augmentations de coûts dans 15 des 18 projets préalables. Le coût total de ces projets est estimé à plus de 725 millions de dollars de plus que prévu à l'origine. La majeure partie de ce dépassement de coûts était liée à un projet préalable, soit l'installation de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts (voir la **section 4.6.3**). Plus précisément, sur le dépassement de coûts de 725 millions de dollars, environ 345 millions étaient déjà inclus comme dépenses dans l'estimation des coûts totaux du Projet de 12,8 milliards de dollars qu'OPG a publiée en janvier 2016. Depuis, 295 millions de dollars supplémentaires ont été prélevés sur le montant pour éventualités du Projet afin de couvrir ces dépassements de coûts. Le dépassement de coûts restant d'environ 85 millions de dollars lié aux cinq projets préalables n'a pas été inclus dans le coût total estimatif du Projet de 12,8 milliards de dollars pour les raisons énoncées précédemment.
- Sur les 18 projets préalables, 14 ont été ou devraient être achevés plus tard que prévu. Bien que l'achèvement tardif n'ait pas entraîné de retards dans d'autres travaux

du Projet (principalement parce qu'OPG a demandé au personnel de faire des heures supplémentaires afin d'éviter que les retards des travaux préalables perturbent d'autres travaux du Projet), OPG a dépensé près de 32 millions de dollars pour achever les travaux du Projet plus rapidement, ce qui aurait pu être évité ou réduit si elle avait mieux planifié ses travaux préalables (voir la **section 4.6.1**).

Comme l'indique la **figure 12**, même si nous avons exclu de notre examen et de notre analyse les cinq projets qui n'étaient pas inclus dans l'estimation publique des coûts du Projet de 12,8 milliards de dollars, les 13 projets préalables qu'OPG a inclus dans le Projet devraient coûter plus cher et prendre plus de temps que prévu à l'origine. En particulier :

- Il y a eu des dépassements de coûts dans 11 de ces 13 projets préalables. Le coût total de ces projets est désormais estimé à environ 640 millions de dollars de plus que prévu à l'origine.
- Sur ces 13 projets préalables, 11 ont été ou devraient être achevés plus tard que prévu.

Nous avons constaté que les dépassements de coûts et les retards importants des projets préalables étaient dus à cinq principaux facteurs :

- un manque de planification détaillée et de compréhension de la complexité des travaux du projet a entraîné des estimations et une évaluation inexactes et une sous-estimation des coûts du projet (voir la **section 4.6.1**);
- une mauvaise gestion des risques (voir la **section 4.6.2**);
- pas assez d'importance accordée aux critères techniques dans le choix des entrepreneurs pour effectuer le travail (voir la **section 4.6.3**);
- le fait d'avoir confié des travaux préalables à des membres du personnel ayant une expérience pertinente limitée des travaux de projet complexes (voir la **section 4.6.4**);

Figure 12 : Estimations du coût et de la date d'achèvement de 18 projets préalables

Source des données : Ontario Power Generation

Projets préalables	Coût estimatif initial ¹ (en millions de dollars)	Coût au juin 2018 (en millions de dollars)	Coût en sus de l'estimation initiale ² (en millions de dollars)	Nombre de projets au-dessus du coût initial	Nombre de projets terminés plus tard que le plan initial ²
13 inclus dans le coût estimatif total du projet ³	762	1,402	640	11	11
5 non inclus dans le coût estimatif total du projet ^{3,4}	193	280	87	4	3
Total	955	1,682	727	15	14

Remarque : L'annexe 5 contient la liste des 18 projets et présente des détails sur chacun d'eux.

1. OPG a produit un certain nombre d'estimations à différentes étapes de chaque projet, par exemple au moment où il a été déterminé que les travaux étaient nécessaires, que la planification des travaux était complète et qu'OPG était prête à commencer les principaux travaux de construction. En général, nous avons considéré les estimations des coûts et des délais qu'OPG a présentées juste avant le début des travaux de construction comme étant ses estimations initiales, car OPG ne comprenait peut-être pas bien le niveau d'effort requis fondé sur le plan conceptuel pour le Projet au moment où elle a préparé les estimations antérieures. Les estimations de coûts comprennent les montants pour éventualités.
2. Les montants et les dates d'achèvement sont basés sur les estimations d'OPG pour chaque projet préalable au 30 juin 2018. Deux projets préalables n'ayant pas été achevés au 30 juin 2018, le coût total réel des projets préalables et les dates d'achèvement par rapport aux estimations initiales ne sont pas connus.
3. Le coût estimatif total du Projet est de 12,8 milliards de dollars, ce qu'OPG a annoncé publiquement en janvier 2016.
4. Trois des cinq projets préalables étaient initialement considérés comme des travaux du Projet, mais ont été ultérieurement supprimés de l'estimation des coûts, OPG ayant déterminé que ces travaux auraient été réalisés même si le Projet n'était pas allé de l'avant. Les deux autres projets préalables étaient liés à la gestion des déchets nucléaires et financés par des fonds réservés d'OPG. Ils n'étaient donc pas inclus dans l'estimation globale des coûts du Projet. La liste des cinq projets préalables figure à l'annexe 5.

- une gestion de projet et une supervision des entrepreneurs externes qui laissent à désirer (voir la **section 4.6.5**).

Nous avons constaté que dans la plupart des cas, plusieurs de ces facteurs ont joué un rôle dans les dépassements de coûts de projets préalables en particulier.

Comme il est mentionné à la **section 4.1**, OPG a appliqué les leçons tirées de ces projets préalables aux travaux restants du Projet en mettant en œuvre des changements. Par exemple, elle s'est efforcée de mieux comprendre les spécifications techniques des travaux avant d'établir des estimations de coûts initiales, elle a utilisé une simulation informatique pour fixer un montant pour éventualités approprié, et elle a adopté une approche plus proactive de la supervision des entrepreneurs.

4.6.1 Un manque de planification détaillée et de compréhension de la complexité des travaux du projet a entraîné des estimations et une évaluation inexactes et une sous-estimation des coûts du projet

Le personnel d'OPG n'a pas élaboré d'estimations initiales précises des coûts et des délais pour la plupart des projets préalables parce qu'il n'avait pas une compréhension détaillée de la complexité et des exigences techniques particulières des travaux au moment de l'établissement des estimations. Par conséquent, un certain nombre de projets préalables n'ont pas été définis correctement, ce qui a largement contribué à la sous-estimation des coûts du projet et aux dépassements de coûts décrits précédemment dans la présente section (totalisant plus de 725 millions de dollars). En outre, une meilleure planification aurait peut-être permis à OPG d'éviter près de 32 millions de dollars de coûts (comme le fait de demander au personnel de faire des heures supplémentaires pour accélérer les travaux) engagés pour ces projets préalables.

Lors de notre examen des documents de planification du Projet, nous avons noté que la majorité des 18 projets préalables présentaient des augmentations de coûts, en partie parce qu'OPG se fiait aux estimations de coûts fournies par les entrepreneurs pendant le processus de planification, car elle ne comprenait pas la complexité ni les exigences des travaux. En d'autres termes, OPG a traité ou classé de manière inappropriée les estimations de coûts initiales comme raisonnables sans connaître la complexité ni les exigences des travaux. OPG nous a fait savoir que les travaux d'exécution de certains projets préalables ont dû commencer avant la réalisation des évaluations techniques détaillées afin de faire en sorte qu'il n'y aurait pas de retards dans le début des travaux de remise en état des réacteurs nucléaires.

Dans le cadre du processus de planification des travaux préalables, le personnel d'OPG (comme les gestionnaires et les directeurs responsables du Projet) est tenu de fournir à la haute direction une analyse de rentabilisation comprenant des estimations des coûts et des délais. Il existe des pratiques exemplaires pour la production

des estimations des coûts et des délais, comme celles établies par l'American Association of Cost Engineers (AACE) International, qui diffuse les connaissances et certifie les ingénieurs spécialistes des coûts et les évaluateurs des coûts. AACE International a mis au point un système de classification des estimations de coûts qui classe les travaux projetés en fonction du degré de certitude lié aux détails d'un projet à un moment donné. Par exemple, comme le montre la **figure 13**, la catégorie 5 désigne un travail relativement préliminaire, avec de nombreuses inconnues, tandis que la catégorie 1 désigne un très haut degré de certitude.

L'une des principales causes des dépassements de coûts des projets préalables était la mauvaise classification initiale des estimations des entrepreneurs, qui indiquait un degré de compréhension plus élevé et un degré de risque plus faible qu'en réalité. Cela signifie que les estimations initiales des entrepreneurs n'étaient pas aussi fiables que le pensait le personnel d'OPG. Au fur et à mesure que ces projets avançaient, il est devenu évident qu'ils étaient plus complexes et

Figure 13 : Système de classification internationale des estimations de l'American Association of Cost Engineers (AACE)

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

	Catégorie 5	Catégorie 4	Catégorie 3	Catégorie 2	Catégorie 1
Niveau de définition de projet requis ¹	De 0 à 2 %	De 2 à 15 %	De 15 à 40 %	De 40 à 70 %	De 70 à 100 %
Fourchette d'exactitude prévue ²	-50 à +100 %	-30 à +50 %	-20 à +30 %	-15 à +20 %	-10 à +15 %
Objet typique / utilisation finale éventuelle de l'estimation	<ul style="list-style-type: none"> Examen des concepts Évaluation de la viabilité initiale Évaluation des solutions de rechange 	<ul style="list-style-type: none"> Planification stratégique détaillée Détermination de la faisabilité Approbation préliminaire du budget 	<ul style="list-style-type: none"> Base de l'autorisation budgétaire Demandes de financement des projets de soutien 	<ul style="list-style-type: none"> Référentiel de contrôle pour le suivi du coût et de l'avancement du projet 	<ul style="list-style-type: none"> Référentiel de contrôle final pour le suivi des écarts entre les coûts réels du projet et le budget

- Le niveau de définition de projet requis correspond au pourcentage terminé de la conception technique et de projet. Le système de catégories d'estimations d'AACE spécifie que certains niveaux de définition du projet peuvent se rapporter à deux catégories d'estimations différentes. Pour faciliter la compréhension, nous avons éliminé ces chevauchements.
- Cela représente les fourchettes types d'exactitude des estimations de coûts qui s'appliquent aux coûts réels de projet. Par exemple, dans le cas d'une estimation de coûts de catégorie 5, les coûts de projet réels peuvent être jusqu'à 100 % supérieurs au coût estimatif ou pourraient être jusqu'à 50 % inférieurs au coût estimatif.

plus exigeants que prévu. Il a donc fallu modifier les travaux, ce qui a entraîné des coûts additionnels importants. Certains de ces coûts (dont près de 32 millions de dollars dépensés par OPG pour accélérer les projets, par exemple en demandant au personnel de faire des heures supplémentaires) auraient pu être évités si OPG avait correctement classé les estimations de coûts des entrepreneurs ou obtenu des estimations plus précises des coûts et des délais avant de commencer les travaux. Deux exemples de projets où OPG s'est trop fiée aux estimations initiales des entrepreneurs sont le système de chauffage auxiliaire et le système à événement avec filtre servant à atténuer la pression à l'intérieur du confinement.

Système de chauffage auxiliaire

Le coût final de construction d'un système de chauffage auxiliaire est estimé à 61 millions de dollars de plus que l'estimation initiale du personnel d'OPG, en grande partie parce que le personnel s'est fondé sur les informations fournies par l'entrepreneur pour classer l'estimation des coûts dans la catégorie 3 (selon les normes internationales d'ACEE), alors qu'elle aurait dû être classée dans la catégorie 5.

En 2012, la haute direction d'OPG a approuvé le plan d'activités pour la construction du système de chauffage de secours, qui remplacerait le système de chauffage principal de la centrale de Darlington au cas où les quatre réacteurs nucléaires cesseraient de fonctionner durant l'hiver. Le personnel d'OPG a élaboré le plan d'activités (y compris les estimations des coûts et des délais) en grande partie à partir des renseignements fournis par l'entrepreneur qu'OPG a embauché pour construire le système de chauffage. À cette époque, le système de chauffage était censé coûter environ 39 millions de dollars (ou 46 millions après l'ajout d'un montant pour éventualités de 7 millions de dollars pour couvrir les risques potentiels) et être achevé en avril 2015. Le personnel d'OPG a classé cette estimation de coûts dans la catégorie 3, qui est appropriée

pour les demandes d'approbation du budget ou de financement selon les normes internationales d'ACEE (voir la **figure 13**).

Dans le cadre du plan d'activités soumis à la haute direction d'OPG pour le système de chauffage, le personnel d'OPG a retenu sept options de rechange à la construction du système de chauffage. Ces options incluaient la location de chaudières portables en cas d'urgence pour fournir du chauffage si nécessaire et l'utilisation d'autres types de combustible (comme l'électricité ou le gaz par opposition à la vapeur) pour faire fonctionner le système de chauffage. Le personnel d'OPG a estimé que ces options coûteraient entre 43 et 121 millions de dollars environ. OPG nous a informés qu'elle avait rejeté ces options pour différentes raisons. Par exemple, certaines d'entre elles étaient trop coûteuses et ne répondaient pas aux besoins de chauffage d'OPG en cas d'urgence.

En 2014, OPG a réalisé que son estimation initiale du coût du système de chauffage aurait dû être classée dans la catégorie 5, qui est le type d'estimation le plus élémentaire et le moins précis, plutôt que dans la catégorie 3. Cette erreur de classification s'est produite parce que le personnel d'OPG s'est fié à l'estimation des coûts fournie par l'entrepreneur sans avoir une compréhension détaillée de la complexité et des exigences techniques du système de chauffage à construire à ce moment-là. En conséquence, le système de chauffage a été achevé en mars 2016 (près d'un an plus tard que la date d'achèvement estimative initiale d'avril 2015) et a coûté environ 107 millions de dollars (soit environ 61 millions de dollars de plus que l'estimation initiale de 46 millions), rendant le système de chauffage plus coûteux que presque toutes les options de rechange envisagées.

Nous avons remarqué que la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) avait elle aussi exprimé des préoccupations relatives au coût du système de chauffage. En décembre 2017, la CEO a rendu une décision concernant la demande relative aux tarifs présentée par OPG pour la période allant de 2017 à 2021. En ce qui concerne le système

de chauffage, elle a spécifié qu'il était difficile de savoir si la meilleure option avait été choisie, si les coûts de l'option sélectionnée étaient contenus et si OPG avait fait un examen approfondi de toutes les options disponibles avant de sélectionner l'entrepreneur. Par conséquent, la CEO a empêché OPG d'inclure dans son tarif de base environ la moitié des coûts du système de chauffage dépassant l'estimation initiale, ce qui signifie qu'OPG ne peut pas facturer aux usagers le montant exclu par la CEO. Le montant réellement exclu par la CEO était d'environ 27 millions de dollars, ce qui correspond au coût du système de chauffage qu'OPG n'aurait pas dépensé prudemment selon la CEO.

Système à événement avec filtre servant à atténuer la pression à l'intérieur du confinement

Une situation similaire s'est produite avec un projet préalable lié à la construction d'un système à événement avec filtre servant à atténuer la pression à l'intérieur du confinement (système à événement), qui limite la quantité de rayonnement libéré en cas d'incident dans un réacteur. En 2014, la haute direction d'OPG a approuvé le plan d'activités pour la construction du système à événement. Le plan d'activités (y compris les estimations des coûts et des délais) a été élaboré par le personnel d'OPG principalement à partir des renseignements fournis par l'entrepreneur qu'OPG a choisi pour construire le système à événement. À cette époque, le système à événement était censé coûter environ 77 millions de dollars et être achevé en avril 2016.

Après un examen plus approfondi des besoins liés à la conception du système à événement, OPG a réalisé que ce projet était plus complexe qu'elle l'avait cru au début. Le système à événement a été achevé avec près d'un an de retard, en mars 2017, pour un coût total supérieur à 110 millions de dollars, soit au-delà de 40 % (ou 33 millions de dollars) de plus que le coût estimatif initial.

Ces travaux ont appris à OPG que les estimations de l'entrepreneur [traduction] « devraient être classées de façon appropriée pour refléter l'absence

de définition technique. Il ne faut pas se fier à ces estimations avant qu'elles aient été pleinement comprises et approuvées par OPG. »

4.6.2 La mauvaise évaluation des risques a entraîné des coûts supérieurs aux estimations

OPG n'a pas pris en compte avec précision le coût des risques potentiels liés aux travaux préalables lors de l'élaboration des premières estimations des coûts des travaux.

Comme il est mentionné à la **section 4.6.1**, OPG a largement fondé ses estimations des coûts des travaux préalables sur les estimations fournies par les entrepreneurs sous contrat. Les entrepreneurs ont estimé les coûts en tenant compte de facteurs tels que les coûts du matériel et les coûts directs de la main-d'œuvre. Le personnel d'OPG a ensuite ajouté un montant pour éventualités au coût estimatif pour couvrir les coûts des risques potentiels, comme les matériaux qui coûtent plus cher que prévu ou les travailleurs qui prennent plus de temps que prévu pour effectuer le travail. Lors de la détermination du montant pour éventualités, le personnel d'OPG doit tenir compte à la fois de la probabilité que des risques surviennent et de leur impact financier potentiel.

Le conseiller externe recruté par le conseil d'administration d'OPG pour aider à superviser le Projet a indiqué qu'OPG [traduction] « n'avait pas cerné ni atténué les risques connus » et que « la gestion des risques n'était pas prise au sérieux » au moment de déterminer les montants pour éventualités à affecter aux travaux préalables. Comme le montre la **figure 12**, le coût estimatif initial des 18 projets préalables était d'environ 955 millions de dollars, ce qui comprenait un montant pour éventualités d'environ 100 millions de dollars. Comme il est mentionné à la **section 4.6.1**, OPG indique qu'elle n'a pas eu le temps de terminer ses estimations des coûts et des délais pour les travaux préalables sur la base d'une compréhension détaillée de la complexité des

travaux et des spécifications techniques, de sorte que ses estimations ont été mal classées. Il n'était donc pas approprié pour OPG d'établir le montant pour éventualités à affecter aux travaux préalables en supposant que ses estimations de coûts étaient raisonnables. Nous avons repéré plusieurs cas où les montants pour éventualités étaient insuffisants pour couvrir les risques liés aux travaux préalables.

Les montants pour éventualités étaient insuffisants pour couvrir les problèmes de contamination des sols

En mai 2014, sur la base des renseignements fournis par le personnel d'OPG travaillant sur le Projet, le conseiller externe engagé par le conseil d'administration a conclu durant les travaux préalables d'OPG qu'il y avait une forte probabilité de contamination des sols. Notre discussion avec le personnel du Projet a indiqué que les préoccupations concernant les sols contaminés découlaient partiellement d'un incident survenu en 2009, lorsqu'une fuite d'eau contenant du tritium (un sous-produit radioactif créé dans un réacteur nucléaire) s'est produite à la centrale de Darlington. Une consommation excessive de tritium peut avoir des effets négatifs sur la santé. Au moment du déversement, l'analyse d'OPG indiquait que la fuite ne mettait pas en danger la santé des habitants des localités voisines.

OPG a inclus des montants pour éventualités dans ses estimations de coûts des travaux préalables afin de tenir compte du risque de contamination des sols, mais nous avons repéré des projets préalables où les montants pour éventualités n'étaient pas suffisants pour couvrir les coûts réellement engagés par OPG pour résoudre le problème. Deux exemples sont liés aux projets préalables du générateur de secours supplémentaire et de l'annexe pour le retubage.

Générateur de secours

En 2014, la haute direction d'OPG a approuvé une estimation des coûts d'environ 88 millions de dollars pour les travaux préalables à la construction

d'un générateur de secours supplémentaire, qui est utilisé en cas de panne des générateurs de secours à la centrale de Darlington pendant une urgence telle qu'un tremblement de terre. Cette estimation comprenait un montant pour éventualités de près de neuf millions de dollars pour faire face aux risques potentiels.

OPG s'attend maintenant à ce que le générateur de secours coûte près de 150 millions de dollars, soit environ 62 millions de dollars ou 70 % de plus que prévu initialement. L'augmentation importante des coûts est due en partie aux frais associés à l'enlèvement et à l'élimination des sols contaminés par le tritium qui se trouvaient à l'emplacement du générateur de secours. Même si d'autres facteurs (comme les modifications réglementaires obligeant OPG à construire un générateur capable de résister à des tremblements de terre plus forts) ont fait augmenter le coût des travaux, OPG a indiqué que [traduction] « l'équipe du projet a cerné le risque lié à la contamination des sols et en a tenu compte en intégrant un montant pour éventualités au budget initial [et a reconnu que] l'impact de la contamination et les coûts de gestion des sols excavés dépassaient le budget initial ».

Nous avons demandé à OPG de fournir une ventilation détaillée des montants pour éventualités inclus dans son estimation initiale pour tenir compte de chaque facteur de risque, mais elle n'a pas pu nous fournir cette information. OPG nous a précisé que les estimations initiales des montants pour éventualités étaient fondées sur un pourcentage du coût total du projet, ainsi que sur le jugement et les pouvoirs discrétionnaires du gestionnaire du projet.

Annexe pour le retubage

En 2013, la haute direction d'OPG a approuvé une estimation des coûts d'environ 31 millions de dollars pour les travaux préalables à la construction d'une annexe, que les entrepreneurs utilisent comme locaux à bureaux et pour les activités préparatoires en dehors des réacteurs nucléaires. Cette estimation incluait un montant pour éventualités de près de

5 millions de dollars pour faire face aux risques potentiels. Dans son évaluation antérieure des risques liés à ces travaux, OPG avait indiqué que l'impact possible de rencontrer de mauvaises conditions de sol était « faible ».

En 2016, l'estimation des coûts d'OPG pour l'annexe a augmenté de 15 millions de dollars (soit environ 50 %) pour atteindre environ 46 millions. À ce moment-là, OPG a conclu que l'un des principaux facteurs contribuant à l'augmentation des coûts était que son estimation initiale des coûts pour les risques souterrains n'était pas suffisante pour couvrir les risques réellement rencontrés. En plus de sous-estimer les risques liés aux mauvaises conditions des sols, OPG a indiqué que l'augmentation des coûts était également liée aux frais de localisation et d'enlèvement des matériaux enterrés sur le chantier, car elle n'avait pas mentionné les matériaux enfouis dans ses plans de travail.

4.6.3 L'importance insuffisante accordée aux critères techniques dans le choix des entrepreneurs a contribué aux dépassements de coûts et aux retards

Les travaux du Projet sont principalement effectués par des entrepreneurs externes. OPG a sélectionné la majorité des entrepreneurs en utilisant un processus d'appel d'offres concurrentiel. Dans l'ensemble, nous avons constaté que le processus d'approvisionnement d'OPG était généralement conforme à ses propres politiques et à la Directive en matière d'approvisionnement dans le secteur parapublic. Toutefois, dans notre examen des évaluations faites par OPG des soumissions des entrepreneurs pour 17 des 18 projets préalables (OPG n'a pu trouver les renseignements sur l'évaluation de la soumission d'un entrepreneur pour un projet préalable), nous avons constaté que pour cinq projets, OPG a choisi des entrepreneurs qui ont soumis des prix plus bas, mais qui ont reçu une note inférieure à celles de leurs concurrents pour les critères techniques. Collectivement, ces cinq projets préalables devraient coûter environ

500 millions de dollars de plus que prévu à l'origine. Si OPG avait bien défini les projets préalables en s'assurant de bien comprendre la complexité de ces projets (comme il est mentionné à la **section 4.6.1**) et avait mieux soupesé les critères techniques pour choisir les entrepreneurs, elle aurait économisé de l'argent et évité des retards.

Dans le cadre de son processus d'appel d'offres, OPG crée une carte de pointage pour évaluer la soumission de chaque entrepreneur sur la base de deux critères principaux : le prix proposé et la capacité technique à exécuter les travaux du Projet. OPG détermine la pondération pour chaque critère d'évaluation et communique celle-ci aux entrepreneurs potentiels avant qu'ils soumettent leurs propositions. La pondération qu'OPG applique à chaque évaluation diffère selon la complexité du travail, mais nous avons constaté que, dans 9 des 18 projets préalables, 40 % de la note était attribuée pour le prix proposé et 60 %, pour la capacité technique à exécuter le travail. OPG sélectionnait ensuite l'entrepreneur ayant obtenu la note globale la plus élevée.

Pour cinq projets, OPG a choisi des entrepreneurs ayant obtenu une note plus faible que leurs concurrents à l'égard des critères techniques. L'**annexe 6** résume les notes des entrepreneurs qui ont soumissionné pour ces cinq projets. Elle montre également l'augmentation des coûts pour chacun de ces projets par rapport à l'estimation initiale d'OPG. Outre l'augmentation totale des coûts de plus de 500 millions de dollars pour ces cinq projets (qui est principalement due au fait qu'OPG s'appuie sur des estimations initiales des coûts sans avoir une compréhension détaillée de la complexité et des exigences techniques des travaux du Projet, comme il est expliqué à la **section 4.6.1**), il y a eu des coûts et des retards liés au remplacement des entrepreneurs. Par exemple, comme il est indiqué dans les détails ci-dessous, OPG a dû engager 14 millions de dollars pour remplacer un entrepreneur qui avait été sélectionné pour un projet préalable, même s'il avait reçu une note inférieure à celle de son concurrent pour les critères techniques.

L'installation de stockage de l'eau lourde coûtera environ 400 millions de dollars de plus que l'estimation initiale

Sur ces cinq projets, l'augmentation des coûts la plus importante (environ 400 millions de dollars) était liée à la construction d'une installation de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts (installation d'eau lourde), qui est utilisée pour stocker et traiter en toute sécurité l'eau lourde radioactive extraite de chaque réacteur en cours de remise en état.

En 2012, OPG a reçu des soumissions de deux entrepreneurs (Black & McDonald et un concurrent) concernant l'installation de stockage de l'eau lourde. Comme le montre la **figure 14**, OPG a évalué les deux soumissions en utilisant la même carte de pointage, qui attribuait 50 % de la note globale pour le prix proposé par l'entrepreneur et 50 %, pour son expertise technique, ses plans de gestion des risques et la qualité globale de sa proposition.

Dans le cadre de l'évaluation des soumissions, OPG a déterminé que l'entrepreneur concurrent possédait une expérience de travail liée à certaines parties d'une installation de stockage de l'eau lourde d'un réacteur différent, tandis que l'expérience de Black & McDonald dans ce type de projet était limitée. OPG a également déterminé que comparativement à la soumission de

Black & McDonald, celle du concurrent était plus mûrement réfléchie.

La **figure 14** indique que même si OPG a accordé à la proposition de Black & McDonald une note technique considérablement inférieure à celle de son concurrent, elle a choisi cet entrepreneur parce qu'il demandait moins cher.

En 2013, en grande partie en s'appuyant sur l'information figurant dans la proposition de Black & McDonald, OPG a estimé que l'installation de stockage de l'eau lourde coûterait 110 millions de dollars et serait prête à être utilisée avant octobre 2015.

En octobre 2014, OPG a mis fin à son contrat avec Black & McDonald pour la construction d'une installation de stockage de l'eau lourde. À cette époque, OPG était d'avis que le rendement de Black & McDonald lié au Projet était insatisfaisant. En mars 2015, OPG a estimé que l'installation de stockage de l'eau lourde coûterait plus de 380 millions de dollars, soit environ 270 millions de dollars de plus que prévu à l'origine ou près de 3,5 fois l'estimation initiale, et ne serait pas achevée avant mai 2017, soit deux ans plus tard que prévu.

En juillet 2015, OPG a remplacé Black & McDonald par un nouvel entrepreneur sélectionné dans le cadre d'un appel d'offres. OPG a ajusté la pondération de la carte de pointage en attribuant 25 % de la note pour le prix proposé par l'entrepreneur et 75 % pour sa capacité technique à exécuter les travaux du Projet, ce qui reflète la portée plus complexe des travaux à ce moment-là. Si OPG avait utilisé cette pondération au lieu de la pondération initiale (50 % pour le prix proposé et 50 % pour la capacité technique) pour évaluer les soumissions reçues pour l'installation de stockage de l'eau lourde en 2012, elle aurait sélectionné l'entrepreneur concurrent plutôt que Black & McDonald (en supposant que les soumissionnaires n'auraient pas soumis de propositions différentes en réponse à la pondération différente). Au moment de notre audit, OPG avait déjà payé plus de 83 millions de dollars à Black & McDonald pour les travaux liés à l'installation de stockage de l'eau lourde.

Figure 14 : Évaluation par OPG des soumissions des entrepreneurs pour l'installation de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts

Source des données : Ontario Power Generation

Critères	Note	
	Entrepreneur retenu*	Entrepreneur concurrent*
Prix	50/50	25/50
Expertise technique, plans de gestion des risques et qualité globale de la proposition	32/50	49/50
Note	82/100	74/100

* Seuls deux entrepreneurs ont soumissionné ce projet.

En 2015, OPG a approuvé la demande de l'entrepreneur sélectionné (la coentreprise SNC-Lavalin Nuclear Inc. et AECON Construction Group Inc.) de modifier la conception de l'installation d'eau lourde. Dans une analyse de rentabilisation du projet d'installation de stockage de l'eau lourde, OPG a indiqué que cette décision reposait sur le point de vue de l'entrepreneur à ce moment-là, selon lequel les modifications de la conception ne feraient pas augmenter le coût d'exécution des travaux du projet. En fait, ces modifications ont entraîné d'autres augmentations de coûts (environ 130 millions de dollars, essentiellement liés aux changements de conception proposés par le nouvel entrepreneur en sus des changements à la portée du projet et à d'autres facteurs), en plus de retarder la construction de l'installation de stockage de l'eau lourde.

Au moment de notre audit, l'installation de stockage de l'eau lourde était censée coûter environ 510 millions de dollars, soit environ 400 millions de plus que prévu à l'origine ou plus de 4,5 fois l'estimation initiale, et être achevée seulement en mai 2019, soit trois ans et demi plus tard que prévu. Cela comprend environ 130 millions de dollars surtout liés à l'autorisation donnée à l'entrepreneur nouvellement choisi de modifier la conception (en plus des autres facteurs susmentionnés) et environ 14 millions de dollars liés au choix d'un nouvel entrepreneur et au transfert de travaux de Black & McDonald à ce nouvel entrepreneur.

4.6.4 Avoir confié des travaux préalables au Projet à des membres du personnel ayant une expérience limitée des travaux complexes de ce genre

OPG a confié des travaux préalables à son groupe des projets et des modifications, qui possédait une expérience pertinente limitée des projets complexes reliés à la planification et à l'exécution efficaces des travaux préalables du Projet.

En 2001, OPG a mis en place son groupe des projets et des modifications afin de maintenir et de mettre à niveau les pièces opérationnelles de ses centrales nucléaires et de son installation de gestion des déchets nucléaires. Avant l'exécution des travaux préalables, les dépenses annuelles moyennes du groupe s'élevaient à environ 225 millions de dollars. Ce montant a plus que doublé pour atteindre environ 530 millions de dollars en 2014, lorsque le groupe a commencé à effectuer les travaux préalables.

En janvier 2010, OPG a officiellement créé le groupe de remise en état de la centrale de Darlington, pour qu'il planifie, puis supervise l'étape de l'exécution du Projet. Pour que ce groupe puisse se concentrer sur la planification détaillée du Projet, la haute direction d'OPG a attribué les travaux préalables à son groupe des projets et des modifications. Or, les travaux préalables incluaient un certain nombre de projets complexes, alors que l'expérience du groupe des projets et des modifications se limitait à des projets d'immobilisations courants ou à plus petite échelle dans les installations nucléaires d'OPG, comme le remplacement des conditionneurs d'air, des systèmes de détection des radiations et d'un système de traitement de l'eau. Par contraste, le groupe de remise en état de la centrale de Darlington incluait cinq membres de la haute direction qui avaient travaillé sur le projet de remise en état de la centrale nucléaire de Point Lepreau au Nouveau-Brunswick, qui avait débuté en 2008.

Comme OPG prévoyait réaliser la majorité des travaux préalables avant le début de la remise en état de l'unité 2 en 2016, le groupe des projets et des modifications n'a guère eu l'occasion d'acquérir les compétences requises en remise en état, car il devait respecter le délai fixé.

4.6.5 La gestion des projets et la supervision des entrepreneurs responsables des travaux préalables laissaient à désirer

Lors de notre examen des rapports produits par différents superviseurs externes du Projet, nous avons noté que l'une des principales causes des dépassements de coûts et des retards dans les travaux préalables était la supervision inadéquate des entrepreneurs externes par OPG, qui a permis à ceux-ci de planifier les projets sans surveillance appropriée. Après le début des travaux préalables, OPG n'a pas exercé suffisamment de pression sur les entrepreneurs pour qu'ils respectent les coûts et les délais estimatifs du Projet et expliquent pourquoi ils n'avaient pas atteint les objectifs. En particulier :

- En mai 2014, un conseiller de projet engagé par le conseil d'administration a indiqué que l'approche de non-intervention d'OPG dans la planification des travaux préalables par les entrepreneurs avait entraîné une série de défaillances de gestion et de problèmes de rendement des entrepreneurs.
- En juillet 2016, un groupe de conseillers engagés par la direction d'OPG a repéré des faiblesses dans la culture de supervision des entrepreneurs et de gestion de projets d'OPG (comme [traduction] « une tolérance culturelle de l'acceptation des retards dans les travaux » et « une réaction tiède de la direction lorsque les délais ne sont pas respectés »). En particulier, le groupe consultatif a écrit : [traduction] « Les “discussions” qui ont lieu lors des réunions sont axées sur la nouvelle date d'achèvement cible, mais il y a peu ou pas de discussions sur les raisons pour lesquelles le délai initial n'a pas été respecté, pourquoi il n'y a eu aucun avertissement ni aucune demande d'aide [et] pourquoi aucun plan de rétablissement n'a été établi pour s'assurer que la date d'achèvement cible ne serait pas dépassée. »

- En décembre 2017, la CEO a indiqué dans sa décision sur la demande d'OPG relative aux tarifs d'électricité pour la période allant de 2017 à 2021 que des contrôles robustes constituaient [traduction] « une composante essentielle d'une bonne planification et d'une bonne exécution des projets d'immobilisations qui permettent de mener à bien les projets dans le respect des délais et du budget ». Cependant, la CEO n'est [traduction] « pas convaincue que les contrôles des projets sont aussi robustes qu'ils pourraient l'être » dans le cadre de la supervision des travaux préalables par OPG.

En réponse aux préoccupations soulevées par différentes parties responsables de la supervision, OPG a apporté des modifications afin d'améliorer son approche de supervision et de gestion pour le reste du Projet. OPG a notamment organisé des réunions d'examen entre sa direction et les entrepreneurs pour discuter des raisons ou des risques que les travaux du Projet ne soient pas achevés dans les délais, et exigé des entrepreneurs qu'ils déclarent les coûts estimatifs du Projet sur une base hebdomadaire.

RECOMMANDATION 7

Afin de s'assurer que les erreurs commises lors des travaux préalables du Projet de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington (le Projet) ne se reproduisent pas, Ontario Power Generation doit continuer à :

- effectuer une planification détaillée des travaux du Projet avec diligence et pertinence avant de permettre à sa haute direction de débloquer des fonds pour les travaux de remise en état pendant le reste du Projet;
- examiner les cartes de pointage pour les travaux restants du Projet qui n'ont pas encore été sous-traités et modifier les pondérations appliquées aux critères techniques des entrepreneurs et au prix proposé si nécessaire

pour refléter de manière appropriée l'importance des critères techniques;

- examiner les leçons tirées des travaux terminés qui se rapportent aux approches de gestion (y compris celles recommandées par les conseillers) et les appliquer aux travaux restants du Projet.

RÉPONSE D'ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation (OPG) souscrit aux recommandations de la vérificatrice générale. Comme l'a déclaré la Commission de l'énergie de l'Ontario (voir la Réponse globale), OPG a suivi les meilleures pratiques de l'industrie pour élaborer des plans détaillés et des processus établis de contrôle et de gestion des risques robustes afin de gérer le Projet avec succès. Malgré les difficultés rencontrées pendant les travaux préalables du Projet, le projet de remise en état de la centrale de Darlington respecte les délais et le budget en toute sécurité et offre de la qualité.

Les mécanismes d'approvisionnement d'OPG portant sur les travaux préalables s'harmonisaient avec les principes et les exigences applicables contenus dans la directive sur l'approvisionnement pour la fonction publique de l'Ontario. Pour évaluer les soumissions des entrepreneurs relativement aux travaux, OPG a établi des critères d'évaluation et des modes de pondération basés sur la complexité et la portée prévues des projets au moment pertinent. Le travail était accordé aux entrepreneurs ayant obtenu la note globale la plus élevée.

Les travaux préalables étaient des projets complexes dont la portée était unique. Au début, OPG a établi les estimations initiales basées sur des définitions de concepts qui ne reflétaient pas la complexité ni la portée véritable des travaux

nécessaires. À ce moment-là, OPG était encore en train d'améliorer ses capacités de gestion de projet et a défini à tort ces estimations comme si elles présentaient un degré de certitude plus élevé qu'elles ne le faisaient en réalité. Contrairement à la définition de la catégorie 3 d'OPG de l'époque, les estimations initiales présentaient des valeurs de catégorie 5 comportant une fourchette d'exactitude prévue de -50 % à +100 % (voir la **figure 13**). Les hausses des coûts et le prolongement du calendrier décrits par la vérificatrice générale ne sont pas inhabituels dans ce type d'estimations initiales et se rangent dans la fourchette d'exactitude prévue.

La majeure partie des augmentations de coûts des travaux préalables était imputable à l'évolution de la portée du projet ou à des conditions imprévues pendant la construction. Comme l'a indiqué un conseiller externe du conseil d'administration d'OPG [*traduction*] « les hausses de budget reflétaient simplement les véritables coûts du projet s'ils avaient été bien estimés dès le départ. »

En 2015, OPG a établi des estimations de catégorie 3 plus détaillées pour ces projets dans le cadre de l'estimation globale du projet de remise en état, qui comprenait des montants pour éventualités suffisants fondés sur l'évaluation détaillée des risques. À ce moment-là, le coût des travaux préalables demeure dans la fourchette d'exactitude prévue de ces estimations, et les fonds pour éventualités du Projet demeurent adéquats pour faire face à des risques futurs.

La portée préalable des travaux est devenue un outil précieux de leçons retenues pour le reste du Projet. Avant de dégager des fonds pour entreprendre l'étape d'exécution de la remise en état, OPG a veillé à ce que les travaux techniques détaillés soient achevés et à ce qu'une estimation de catégorie 3 soit établie, et des fonds pour éventualités suffisants ont été calculés d'après une évaluation exhaustive

des risques. Le conseiller externe du conseil d'administration d'OPG et l'expert qui a témoigné devant la Commission de l'énergie de l'Ontario ont conclu que l'organisation avait rapidement tiré des leçons essentielles de ces projets et que rien ne prouvait que le Projet serait confronté à des difficultés similaires. Dorénavant, OPG continuera à appliquer ces pratiques, qui concordent avec les recommandations de la vérificatrice générale.

Annexe 1 : Glossaire

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Centrale nucléaire Bruce : centrale nucléaire exploitée par Bruce Power Limited Partnership et située à Kincardine, en Ontario. Deux des huit réacteurs nucléaires de cette centrale ont été remis en état en 2012. La centrale continuera de fonctionner jusqu'en 2064 grâce à un programme de prolongation de la durée de vie qui a débuté en janvier 2016. Ce programme comprend la remise en état des six réacteurs restants et devrait être terminé en 2053.

Centrale nucléaire de Pickering : centrale nucléaire exploitée par OPG et située à Pickering, en Ontario. La centrale dispose de six réacteurs nucléaires en exploitation, dont deux devraient cesser de produire de l'électricité en 2022. Les quatre réacteurs restants devraient être mis hors service en 2024.

Centrale nucléaire de Point Lepreau : centrale nucléaire avec un réacteur exploité par la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick, qui est située à environ 40 kilomètres à l'ouest de Saint John. Son réacteur nucléaire a été remis en état entre 2008 et 2012.

Commission canadienne de sûreté nucléaire : organisme fédéral indépendant qui régit l'utilisation de l'énergie nucléaire au Canada. La Commission spécifie des normes de sécurité que toutes les centrales nucléaires canadiennes doivent respecter pour obtenir une licence et fonctionner. Elle a autorisé Ontario Power Generation (OPG) à lancer le Projet de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington (le Projet) en se fondant sur son examen des activités liées à la sécurité menées par OPG (comme une évaluation environnementale).

Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) : organisme de réglementation de l'électricité de l'Ontario chargé d'examiner et d'approuver les coûts facturés par les producteurs d'électricité (comme OPG) et les tarifs facturés aux usagers. L'OEB examine la demande de tarifs d'OPG pour ses deux centrales nucléaires tous les cinq ans.

Conseiller externe : une des trois parties externes travaillant sur le Projet : un conseiller qui rend compte au ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines, un conseiller qui rend compte au comité du conseil d'administration d'OPG responsable de la remise en état de la centrale de Darlington, ou un groupe consultatif qui conseille la haute direction d'OPG. (Il ne s'agit pas du conseiller externe que le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario a engagé pour cet audit, qui a de l'expérience dans la conception et la remise en état des centrales nucléaires.)

Entrepreneur : un des fournisseurs externes de services de construction et d'ingénierie recrutés et supervisés par OPG pour effectuer la majorité des travaux liés au Projet. Comprend la coentreprise SNC-Lavalin Nuclear Inc. et AECOM Construction Group Inc., qui a été chargée des travaux de remise en état du principal réacteur nucléaire.

Étape de la définition : étape du Projet, qui a duré de 2010 à 2015, durant laquelle OPG a élaboré une planification détaillée des activités de remise en état et a achevé en grande partie les travaux préalables à la remise en état des réacteurs nucléaires. Ces travaux incluaient des activités telles que la construction des installations de traitement et d'entreposage des matériaux à retirer des réacteurs nucléaires.

Étape de l'exécution : étape du Projet qui a débuté en 2016 et devrait être achevée en 2026. Durant cette étape, OPG effectuera des travaux de remise en état sur les quatre réacteurs nucléaires. Ces travaux comprennent l'arrêt des réacteurs avant le début de la remise en état, et le remplacement ou la réparation de la plupart des composantes des réacteurs.

Étape du lancement : étape du Projet, qui a duré de 2007 à 2009, durant laquelle OPG a effectué l'évaluation de faisabilité initiale et le travail de planification préliminaire.

Montant pour éventualités : fonds devant couvrir les coûts potentiels au cas où certains risques se matérialiseraient. OPG a alloué environ 2 milliards de dollars sur le coût estimatif total de 12,8 milliards pour couvrir les incertitudes et risques potentiels associés au Projet. Ce montant a été calculé au moyen d'une simulation informatique fondée sur la probabilité que certains risques surviennent et sur le coût estimatif pour OPG si ces risques se concrétisaient.

Réacteur nucléaire : assemblage de matériels incluant un cœur de réacteur, un générateur de vapeur et une turbine à vapeur utilisée pour produire de l'électricité. La figure 2 illustre le rôle du réacteur dans le fonctionnement d'une centrale nucléaire.

Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) : administrateur du marché de gros de l'électricité en Ontario qui rapproche l'offre et la demande d'électricité. La SIERE est également responsable de la planification à long terme et de l'approvisionnement en électricité de l'Ontario.

Travaux préalables : construction de bâtiments et d'infrastructures (comme les systèmes d'eau et d'égout et la tuyauterie) qui doit être terminée avant le début des travaux de remise en état ou qui est nécessaire à l'exploitation continue de la centrale nucléaire de Darlington.

Annexe 2 : Aperçu des centrales nucléaires de l'Ontario

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

	Centrale nucléaire de Bruce	Centrale nucléaire de Darlington	Centrale nucléaire de Pickering
Exploitant	Bruce Power Limited Partnership	Ontario Power Generation	Ontario Power Generation
Emplacement	Kincardine	Clarington	Pickering
Nombre de réacteurs nucléaires	8	4	6 ¹
Première année d'exploitation ²	1977	1990	1971
Capacité installée en juin 2018 (MW)	6 232	3 512	3 100
Plans pour la centrale	Prolonger la durée de vie de six réacteurs nucléaires en réparant et en remplaçant leurs composantes	Remettre en état les quatre réacteurs nucléaires	Prolonger la durée de vie des réacteurs nucléaires après 2020 en effectuant des travaux de maintenance
Coût estimatif des travaux de prolongation de la durée de vie / remise en état	13 milliards de dollars	12,8 milliards de dollars	0,3 milliard de dollars
Coût estimatif des travaux de prolongation de la durée de vie / remise en état	2016-2053 ³	2016-2026	2016-2020
Les réacteurs nucléaires peuvent demeurer opérationnels après la remise en état	Jusqu'en 2064	Jusqu'en 2055	Jusqu'en 2024 ⁴

1. La centrale nucléaire de Pickering comptait huit réacteurs nucléaires. Deux d'entre eux ont été mis hors service en 1997.

2. Première année d'exploitation du premier réacteur d'une centrale nucléaire.

3. En janvier 2016, Bruce Power a lancé un programme de prolongation sur plusieurs années de la durée de vie de six de ses huit réacteurs nucléaires. Le Programme comporte deux volets : 1) le remplacement des principales composantes (qui se poursuivra jusqu'en 2033; les travaux d'exécution commenceront en 2020); et 2) le programme de gestion des biens d'infrastructure (qui durera jusqu'en 2053). Les travaux de remise en état des deux autres réacteurs nucléaires ont été achevés en 2012.

4. Deux réacteurs de la centrale nucléaire de Pickering seront mis hors service en 2022, et les quatre autres continueront de fonctionner jusqu'en 2024.

Annexe 3 : Dates clés liées au Projet

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Date	Événement
Juin 2006	Le ministre de l'Énergie (le ministre) donne pour directive à l'Office de l'électricité de l'Ontario (qui a fusionné avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité en janvier 2015) de préparer un Plan pour le réseau d'électricité intégré avec différents objectifs pour l'approvisionnement énergétique de l'Ontario. L'Office doit notamment veiller à ce que l'approvisionnement en énergie nucléaire réponde aux besoins en énergie de base de l'Ontario.
Juin 2006	Le ministre donne pour directive à Ontario Power Generation (OPG) de mener des études de faisabilité sur la remise en état de la centrale nucléaire de Darlington et des centrales nucléaires de Pickering.
Étape du lancement	
Novembre 2009	OPG termine son résumé d'étude de faisabilité économique pour le Projet de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington (Projet). OPG recommande de procéder à la remise en état des quatre réacteurs nucléaires de la centrale de Darlington, notamment parce que cette option serait plus économique que d'autres (comme la construction de nouvelles installations de production de gaz).
Novembre 2009	Le conseil d'administration d'OPG approuve 241 millions de dollars pour la planification ultérieure du Projet, y compris la planification et l'achèvement partiel des travaux préparatoires.
Étape de la définition	
Janvier 2010	OPG établit officiellement le groupe responsable de la remise en état de la centrale de Darlington. Ce groupe est dirigé par le vice-président exécutif, Projet de remise en état. Il est responsable de la planification détaillée et de la supervision de l'étape de l'exécution (remise en état proprement dite des quatre réacteurs nucléaires). Les travaux préalables (qu'OPG avait prévu de terminer avant de commencer la remise en état des réacteurs nucléaires) continuent d'être supervisés par le groupe des projets et des modifications, qui a été créé en 1999 pour maintenir et mettre à niveau les parties opérationnelles des centrales nucléaires d'OPG et de l'installation de gestion des déchets nucléaires.
Mars 2010	OPG envoie une déclaration d'intérêt à sept entrepreneurs pour le plus gros contrat du Projet, qui est lié au remplacement de certaines composantes clés des réacteurs nucléaires (comme le remplacement des conduites d'alimentation qui transportent le liquide de refroidissement nécessaire dans chaque réacteur). Quatre consortiums d'entrepreneurs se disent intéressés.
Octobre 2010	Trois des quatre consortiums intéressés sont invités à participer à un processus de préqualification.
Octobre 2011	OPG présente son examen de sécurité intégré (qui détermine les domaines dans lesquels la centrale Darlington ne répond pas présentement aux normes et aux pratiques, et les domaines qui limiteraient le fonctionnement à long terme sécuritaire d'une centrale) à la Commission canadienne de sûreté nucléaire.
Mars 2012	OPG conclut un contrat avec la coentreprise SNC-Lavalin Nuclear Inc. et AECOM Construction Group Inc. pour commencer à planifier les principaux travaux de remise en état des quatre réacteurs de la centrale de Darlington. Une fois ces travaux planifiés, OPG conclut un contrat qui versera plus de 2,7 milliards de dollars à la coentreprise pour l'exécution des travaux.
Juin 2012	OPG conclut un contrat avec Black & McDonald pour le projet de stockage de l'eau lourde (un des projets préalables, qui permettra de stocker l'eau radioactive extraite des réacteurs nucléaires en exploitation pendant leur remise en état). Voir la section 4.6.3 .
Février 2013	Le conseil d'administration d'OPG engage un conseiller pour assurer la supervision externe du Projet.
Mars 2013	Le chef du nucléaire prend le relais en tant que principal cadre responsable du Projet après le départ du vice-président exécutif, Projet de remise en état, d'OPG.
Mai 2013	Le vice-président principal, Projets nucléaires, assume la responsabilité du Projet.
Juillet 2013	La Commission canadienne de sûreté nucléaire accepte l'examen intégré de la sûreté d'OPG.
Mars 2014	OPG construit une maquette de réacteur nucléaire pour aider le personnel à se préparer aux travaux du Projet. La construction de la maquette coûte environ 50 millions de dollars.
Mai 2014	OPG nomme un nouveau vice-président principal, Projets nucléaires, en tant que principal cadre responsable du Projet.

Date	Événement
Octobre 2014	OPG met fin à son contrat avec Black & McDonald pour le projet de stockage de l'eau lourde, car elle estime que le rendement de cet entrepreneur dans le cadre du Projet était faible. Voir la section 4.6.3 .
Avril 2015	OPG présente son plan de mise en oeuvre intégrée (qui détermine le calendrier et le travail qui doit être accompli pour apporter les améliorations nécessaires dans son plan d'évaluation environnementale et de sécurité intégrée) à la Commission canadienne de sûreté nucléaire.
Juillet 2015	Le conseil d'administration d'OPG nomme un nouveau président et chef de la direction, qui entre en fonction le 21 août 2015.
Juillet 2015	OPG conclut un contrat avec un nouvel entrepreneur (la coentreprise SNC-Lavalin Nuclear Inc. et AECOM Construction Group Inc.) pour mener à bien le projet de stockage de l'eau lourde.
Novembre 2015	Le conseil d'administration d'OPG reçoit et approuve l'étude de cas complète pour poursuivre le Projet, y compris l'estimation globale des coûts et des délais d'OPG (sur laquelle se fondent les estimations rendues publiques par OPG en janvier 2016). Le coût du Projet est estimé à 12,8 milliards de dollars, dont 2 milliards sont prévus pour couvrir les risques pouvant survenir pendant la durée du Projet. Le conseil d'administration débloque 1 milliard de dollars pour aider à financer le début de l'étape de l'exécution, ce qui inclut le financement des travaux de remise en état proprement dite de l'unité 2.
Décembre 2015	Le Ministère engage un conseiller pour superviser le Projet en son nom et le tenir informé de l'état du Projet.
Décembre 2015	La Commission canadienne de sûreté nucléaire accorde une licence d'exploitation de 10 ans à OPG pour exploiter la centrale de Darlington du 1 ^{er} janvier 2016 au 30 novembre 2025.
Étape de l'exécution	
Janvier 2016	OPG annonce publiquement sa décision (avec le soutien du ministère) de poursuivre le Projet, qui devrait coûter 12,8 milliards de dollars et être achevé en 2026.
Avril 2016	OPG constitue un comité d'évaluation des travaux de construction pour la remise en état, qui se compose d'experts de l'industrie nucléaire ayant de l'expérience dans les mégaprojets. Le conseil d'administration doit présenter des rapports trimestriels à la haute direction d'OPG afin de signaler les améliorations qui peuvent être apportées à la supervision et à l'exécution du Projet.
Mai 2016	OPG dépose sa demande de tarifs auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario, qui doit déterminer le tarif qu'OPG pourra facturer pour l'électricité nucléaire générée entre 2017 et 2021. La demande de tarifs comprend des détails sur les estimations, par OPG, des coûts et des délais du Projet.
Octobre 2016	OPG commence la remise en état proprement dite du premier réacteur (unité 2).
Novembre 2017	Le Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario publie un rapport qui passe en revue le projet de la province de remettre en état les réacteurs des centrales nucléaires de Bruce et de Darlington et de prolonger la durée de vie de la centrale nucléaire de Pickering. Le rapport examine l'impact du plan de remise en état de la centrale nucléaire sur les usagers et sur la province. Dans l'ensemble, le rapport conclut que le plan de remise en état devrait fournir aux usagers un approvisionnement à long terme en électricité relativement abordable et non polluant.
Novembre 2017	La coentreprise SNC-Lavalin Nuclear Inc. et AECOM Construction Group Inc. demande à son personnel de cesser de travailler sur le Projet pendant deux jours après un incident de sécurité. Voir la section 4.4.2 .
Novembre 2017	La haute direction d'OPG prépare une note à la demande du conseil d'administration, dans laquelle elle évalue les domaines dans lesquels les entrepreneurs qui exécutent des travaux du Projet n'ont pas répondu aux attentes initiales, ce qui oblige OPG à engager des coûts additionnels pour aider les entrepreneurs à améliorer leur rendement lié au Projet. Voir la section 4.3 .
Décembre 2017	La Commission de l'énergie de l'Ontario publie sa décision approuvant la demande de tarifs d'OPG pour la période allant de 2017 à 2021. Elle approuve l'inclusion de 4,8 milliards de dollars de coûts liés à la remise en état du réacteur 2 dans le tarif d'électricité nucléaire d'OPG. OPG est autorisée à toucher un tarif de 7,8 cents par kilowattheure en 2017, qui passera à 9,0 cents en 2021, sur l'énergie nucléaire générée.
Février 2018	Le gouvernement de l'Ontario a confirmé son engagement d'entreprendre la remise en état de l'unité 3 de la centrale Darlington.
Mars 2018	Le conseil d'administration d'OPG débloque 170 millions de dollars pour entamer une planification détaillée de la remise en état du réacteur nucléaire suivant (unité 3).

Remarque : Le calendrier et les principales activités de chacune des trois étapes du Projet sont présentés à la **figure 3**.

Annexe 4 : Critères d'audit

Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

1. Les délais et le budget du Projet de remise en état de la centrale nucléaire de Darlington (Projet) doivent se fonder sur des renseignements fiables et des hypothèses raisonnables, et les risques et problèmes importants doivent être cernés et gérés.
2. Un processus de passation de marchés équitable et transparent doit être suivi, documenté et appliqué de manière uniforme afin de sélectionner des entrepreneurs compétents pour le Projet dans un souci d'économie.
3. Une structure ou un cadre de responsabilisation bien défini doit être mis en place afin de s'assurer que le personnel et les entrepreneurs travaillant sur le Projet fournissent des services satisfaisants conformément aux conditions contractuelles et aux normes de sécurité et d'environnement prévues dans la loi, que leur rendement est surveillé et que des mesures appropriées sont prises en temps opportun le cas échéant.
4. Les délais et les coûts du Projet doivent être gérés, surveillés et rendus publics régulièrement pour que les résultats escomptés soient atteints, que les situations imprévues soient traitées et que des mesures correctives soient prises en temps voulu lorsque des problèmes surviennent.

Annexe 5 : Description des travaux préalables et justification des dépassements de coûts et des retards

Source : Ontario Power Generation

Projet préalable	Description	Coût en sus de l'estimation initiale?	Terminé plus tard que prévu dans l'estimation initiale?	Raison des dépenses excessives liées au projet préalable
Treize projets préalables inclus dans le coût estimatif total du Projet				
1. Générateur de secours supplémentaire (voir la section 4.6.2)	À utiliser comme troisième générateur de secours d'avantage en mesure de résister à un événement sismique de niveau plus élevé (tremblement de terre) que les deux générateurs de secours existants de la centrale d'après leur conception	Oui	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Dépendance excessive à l'estimation initiale des coûts fournie par l'entrepreneur sans compréhension adéquate de la complexité et des risques du Projet (comme la contamination des sols)
2. Système à évent avec filtre servant à atténuer la pression à l'intérieur du confinement (voir la section 4.6.1)	Laisser échapper la vapeur en cas de panne d'électricité totale à la centrale de Darlington afin d'éviter qu'un événement touchant la sécurité ne se produise	Oui	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Dépendance excessive à l'estimation initiale des coûts fournie par l'entrepreneur sans compréhension adéquate de la complexité du Projet
3. Complexe énergétique de Darlington	Abriter la maquette du réacteur nucléaire, un centre d'information public et des locaux pour la formation du nouveau personnel	Non	Oui	<ul style="list-style-type: none"> s.o. - travaux réalisés à un coût inférieur à celui prévu à l'origine
4. Installation de stockage de l'eau lourde et de maintenance des fûts (voir la section 4.6.3) ¹	Stocker l'eau lourde radioactive (aussi appelée oxyde de deutérium ou D ₂ O) extraite de chaque réacteur nucléaire en toute sécurité pendant la remise en état du réacteur	Oui	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Dépendance excessive à l'estimation initiale des coûts fournie par l'entrepreneur sans compréhension adéquate de la complexité et des risques du Projet (comme la contamination des sols) Changement d'entrepreneur en raison du rendement insatisfaisant de l'entrepreneur initial Modifications de la conception du bâtiment apportées par le nouvel entrepreneur
5. Annexe pour le retubage (voir la section 4.6.2)	Fournir des locaux pour les bureaux et les ateliers du personnel d'OPG et des entrepreneurs pendant les travaux préalables et la remise en état des quatre réacteurs	Oui	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Dépendance excessive à l'estimation initiale des coûts fournie par l'entrepreneur sans compréhension adéquate de la complexité et des risques du Projet (comme la contamination des sols)
6. Distribution d'électricité	Alimenter en électricité les nouveaux bâtiments tels que le complexe énergétique de Darlington et l'éclairage des nouveaux terrains de stationnement	Oui	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Modifications apportées à la construction du réseau à la suite des problèmes inattendus liés au réseau d'électricité existant

Projet préalable	Description	Coût en sus de l'estimation initiale?	Terminé plus tard que prévu dans l'estimation initiale?	Raison des dépenses excessives liées au projet préalable
Treize projets préalables inclus dans le coût estimatif total du Projet				
7. Système avec évent à vapeur de la centrale	Laisser échapper la vapeur de la centrale de Darlington en cas de défaillance de la tuyauterie, afin d'atténuer l'effet de l'environnement hostile sur le matériel situé dans la centrale	Non	Oui	<ul style="list-style-type: none"> s.o. – travaux réalisés au coût estimatif initial
8. Bureau du Projet de remise en état	Fournir des locaux à bureaux, une salle à manger, des vestiaires et des places de stationnement supplémentaires pour d'autres employés d'OPG et de l'entrepreneur	Oui	Non	<ul style="list-style-type: none"> Dépendance excessive à l'estimation initiale des coûts fournie par l'entrepreneur sans compréhension adéquate de la complexité et des risques du Projet (comme la contamination des sols) Frais supplémentaires et autres coûts d'accélération du calendrier résultant de la décision d'ouvrir le bâtiment plus tôt que prévu Le travail a été plus difficile et a pris plus de temps que prévu
9. Remplacement des tuyaux enterrés	Remplacer un système de sécurité souterrain détérioré qui fournit de l'eau de refroidissement lorsqu'il n'y a pas d'eau normale disponible	Oui	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Élargissement de la portée du projet en raison des changements (non prévus initialement) apportés au bâtiment en conséquence des leçons tirées des remises en état antérieures de centrales nucléaires Le travail a pris plus de temps que prévu, car OPG a accordé la priorité à d'autres projets
10. Bâtiment de traitement des déchets de retubage	Fournir des locaux pour le traitement des composantes enlevées des réacteurs qui sont coupées, écrasées et placées dans des conteneurs de stockage blindés	Oui	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Modifications de la conception du bâtiment pour résoudre les problèmes liés au sol sur lequel le bâtiment a été construit qui n'ont pas été repérés lors de la planification Dépendance excessive à l'estimation initiale des coûts fournie par l'entrepreneur sans compréhension adéquate de la complexité et des risques du Projet (comme les mauvaises conditions du sol)
11. Protection contre la surpression de la cuve blindée ¹	Fournir une protection supplémentaire contre la surpression dans chaque réacteur installé afin de prévenir toute défaillance de la cuve blindée en cas d'événement grave	Oui	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Le travail a pris plus de temps que prévu, car OPG a accordé la priorité à d'autres projets
12. Installation de contrôle des véhicules	Fournir un espace supplémentaire pour le contrôle d'un nombre accru de véhicules qui entrent dans les zones d'accès restreint et qui en sortent pendant les travaux préalables et la remise en état des quatre réacteurs nucléaires	Oui	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Modifications de la conception du bâtiment pour résoudre les problèmes liés au sol sur lequel le bâtiment a été construit qui n'ont pas été repérés lors de la planification Dépendance excessive à l'estimation initiale des coûts fournie par l'entrepreneur sans compréhension adéquate de la complexité et des risques du Projet (comme les mauvaises conditions du sol)
13. Eau et égout	Remplacer les systèmes existants d'eau et d'égout sur place	Oui	Non	<ul style="list-style-type: none"> Dépendance excessive à l'estimation initiale des coûts fournie par l'entrepreneur sans compréhension adéquate de la complexité et des risques du Projet (comme les mauvaises conditions du sol)

Projet préalable		Description	Coût en sus de l'estimation initiale?	Terminé plus tard que prévu dans l'estimation initiale?	Raison des dépenses excessives liées au projet préalable
Treize projets réalisables inclus dans le coût estimatif total du Projet					
14. Système de chauffage auxiliaire (voir la section 4.6.1)	À utiliser en remplacement du système de chauffage principal pour des raisons de sécurité au cas où les quatre réacteurs nucléaires seraient mis hors service durant l'hiver	Oui	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Dépendance excessive à l'estimation initiale des coûts fournie par l'entrepreneur sans compréhension adéquate de la complexité et des risques du Projet (comme la contamination des sols) 	
15. Mise à niveau de l'échangeur de Holt Road	Améliorer le tronçon de route principale situé entre l'autoroute et la centrale de Darlington afin de réduire les embouteillages et de pouvoir faire face à l'augmentation du trafic (projet financé par OPG et exécuté par le ministère des Transports de l'Ontario)	Non	Non	<ul style="list-style-type: none"> s.o. – travaux réalisés à un coût inférieur à celui prévu à l'origine 	
16. Remise en état du bâtiment de soutien opérationnel	Remettre en état un bâtiment existant qui abrite les services de maintenance et de soutien administratif, y compris les services de sécurité du site et de TI	Oui	Non	<ul style="list-style-type: none"> Le travail a été plus difficile et a pris plus de temps que prévu 	
17. Bâtiment de stockage des déchets de retubage	Construire une nouvelle installation pour le stockage des composantes enlevées des réacteurs	Oui	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Coûts de construction supérieurs aux estimations initiales, notamment parce que les travaux ont été exécutés en hiver plutôt que pendant les mois plus chauds, comme il était prévu dans les estimations 	
18. Bâtiment de stockage du combustible usé	Élargir l'espace de stockage du combustible usé et stocker les déchets produits durant l'exécution du Projet	Oui	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Coûts supérieurs aux estimations initiales parce que les matériaux ont coûté plus cher que prévu et que le froid extrême a retardé les travaux de 10 semaines 	
Pointage		15³	14³		
Coût dépassant l'estimation initiale (au 30 juin 2018)²		727 millions de dollars³			

- Étant donné que deux projets réalisables n'avaient pas été achevés au 30 juin 2018 (installation de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts et protection contre la surpression de la cuve blindée), les coûts totaux réels et les dates d'achèvement par rapport aux estimations initiales ne sont pas connus. Les montants et les dates d'achèvement sont basés sur les estimations d'OPG pour chaque projet préalable au 30 juin 2018.
- OPG n'a inclus que 13 des 18 projets réalisables dans le coût estimatif total de 12,8 milliards de dollars qu'elle a annoncé publiquement en janvier 2016. En effet, OPG a reclassé trois projets comme étant des travaux non liés au Projet avant son annonce publique (système de chauffage auxiliaire, bâtiment de soutien opérationnel, remise en état et mise à niveau de l'échangeur de Holt Road), et deux projets ont été financés par des fonds réservés à la gestion des déchets (bâtiment de stockage des déchets de retubage et bâtiment de stockage à sec du combustible usé). Nous avons inclus ces cinq projets dans notre analyse des travaux réalisables d'OPG, car ils sont nécessaires à l'exploitation continue de la centrale de Darlington.
- Ces totaux concernent les 18 projets réalisables. On s'attend maintenant à ce que 11 des 13 projets réalisables inclus dans le coût estimatif total du Projet par OPG coûtent plus cher et prennent plus de temps que prévu. En effet, le coût de ces 13 projets devrait dépasser les estimations initiales de 640 millions de dollars.

Annexe 6 : Cartes de pointage des soumissions pour cinq contrats du Projet

Source des données : Ontario Power Generation

N° de projet	Carte de pointage ¹									
	Entrepreneur choisi					Entrepreneur non retenu				
	Prix de la soumission ² (en millions de dollars)	Note attribuée pour le prix de la soumission ²	Note attribuée pour les critères techniques ³	Note totale	Prix de la soumission ² (en millions de dollars)	Note attribuée pour le prix de la soumission ²	Note attribuée pour les critères techniques ³	Note totale	Augmentation des coûts du projet comparativement à l'estimation initiale d'OPG (en millions de dollars) ⁴	
1 ⁵	66	50/50	32/50	82/100	93	25/50	49/50	74/100	400	
2	4	45/50	41/50	86/100	5	35/50	45,5/50	80,5/100	8	
3	20	38/40	56/60	94/100	34	11/40	57/60	68/100	15	
4	42	40/40	30,4/60	70,4/100	50	12,9/40	51/60	63,9/100	61	
5	5	40/40	46/60	86/100	8	19/40	59/60	78/100	22	
Pointage									505	

- OPG utilise une carte de pointage pour évaluer la soumission de chaque entrepreneur. La note maximale est de 100. La carte de pointage utilise deux catégories générales : le prix proposé par l'entrepreneur et sa capacité technique à exécuter les travaux sous-traités. OPG détermine la pondération des notes dans chaque catégorie. Par exemple, si OPG attribue 40 points (ou 40 % de la note) au prix proposé par l'entrepreneur, les 60 points restants (ou 60 % de la note) seront attribués à sa capacité technique à exécuter les travaux. Dans tous les cas, OPG attribue le contrat à l'entrepreneur qui a obtenu la note globale la plus élevée. Les notes en gras indiquent la catégorie dans laquelle l'entrepreneur a obtenu la note la plus élevée.
- Le prix proposé est un des critères utilisés par OPG pour évaluer les soumissions des entrepreneurs. Dans certains cas, il s'agissait du coût total du projet soumissionné ou évalué. Dans d'autres cas, il s'agissait uniquement de la rémunération incitative (ou du bénéfice) que les entrepreneurs s'attendaient à recevoir s'ils étaient engagés sous contrat.
- Le critère technique représente l'évaluation par OPG de l'expertise technique, des plans de gestion des risques et de la qualité globale de la proposition de chaque entrepreneur.
- Les projets 2, 3 et 4 sont terminés; les augmentations de coûts sont donc définitives. Les projets 1 et 5 sont toujours en cours. Les augmentations de coûts sont donc basées sur les estimations d'OPG au 30 juin 2018. Les augmentations de coûts réelles peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations actuelles.
- Le projet 1 est lié aux travaux liés à l'installation de stockage de l'eau lourde et de maintenance des fûts.