



**SUNCOR ÉNERGIE INC.
SABLES BITUMINEUX**

**Suncor Énergie Inc.
Projet de remplacement de chaudières à coke
Résumé de la description du projet**

**Soumis à :
l'Agence canadienne d'évaluation environnementale**

Décembre 2017

Table des matières

1	RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX	1-5
1.1	APERÇU DU PROJET	1-6
1.2	NÉCESSITÉ ET AVANTAGES DU PROJET	1-7
1.3	Nom du projet ET COORDONNÉES du pROMOTEUR	1-10
1.4	LISTE DES ADMINISTRATIONS ET AUTRES PARTIES CONSULTÉES	1-10
1.5	ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET EXIGENCES RÉGLEMENTAIRES DES AUTRES ADMINISTRATIONS	1-11
1.6	ÉTUDES ENVIRONNEMENTALES RÉGIONALES	1-14
2	RENSEIGNEMENTS SUR LE PROJET	2-17
2.1	CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PROJET	2-17
2.2	DISPOSITIONS RÉGLEMENTAIRES FÉDÉRALES	2-21
2.3	CALENDRIER ET ACTIVITÉS DU PROJET	2-22
2.3.1	Préparation des travaux	2-22
2.3.2	Construction	2-23
2.4	ÉMISSIONS, EFFLUENTS ET DÉCHETS	2-25
2.4.1	Émissions atmosphériques	2-26
2.4.2	Rejets liquides	2-27
2.4.3	Types de déchets et plans d'élimination	2-28
3	EMPLACEMENT DU PROJET	3-29
3.1	COORDONNÉES DU PROJET	3-29
3.2	PHOTOGRAPHIES (De l'EMPLACEMENT DES TRAVAUX)	3-29
3.3	PROXIMITÉ	3-29
3.3.1	Proximité des résidences permanentes, saisonnières ou temporaires	3-29
3.3.2	Territoires traditionnels et terres désignées	3-29
3.3.3	Territoire domanial	3-29
3.4	Terrain	3-30
4	PARTICIPATION FÉDÉRALE	4-31
4.1	Appui FINANCIER	4-31
4.2	TERRitoire domanial	4-31
4.2.1	Exigences législatives ou réglementaires fédérales	4-31
5	EFFETS ENVIRONNEMENTAUX	5-32
5.1	Milieu BIOLOGIQUE et physique	5-32
5.1.1	Climat	5-32
5.1.2	Relief et sols	5-32
5.1.3	Hydrologie	5-32

5.1.4	Hydrogéologie.....	5-33
5.1.5	Végétation et milieux humides.....	5-34
5.1.6	Faune	5-34
5.1.7	Poissons et leur habitat.....	5-35
5.1.8	Utilisation des terres.....	5-35
5.1.9	Utilisateurs des eaux de surface et des eaux souterraines.....	5-36
5.1.10	Valeur des ressources historiques.....	5-36
5.2	CHANGEMENTS prévisibles	5-37
5.2.1	Poissons et leur habitat.....	5-37
5.2.2	Espèces aquatiques et plantes marines	5-37
5.2.3	Oiseaux migrateurs	5-37
5.2.4	Gaz à effet de serre.....	5-38
5.3	changements prévisibles dans LE territoire domanial OU LES TERRES à L'EXTÉRIEUR DE LA PROVINCE.....	5-39
5.4	changements prévisibles SUR LES PEUPLES AUTOCHTONES	5-40
6	MOBILISATION DES INTERVENANTS	6-41
6.1.1	Liste des groupes autochtones susceptibles d'être touchés ou intéressés....	6-41
6.1.2	Description des activités de mobilisation ou de consultation effectuées à ce jour	6-42
7	PUBLIC ET AUTRES PARTIES	7-45
7.1.1	Vue d'ensemble des activités de consultation en cours, des commentaires et préoccupations des intervenants et des réponses.....	7-45
7.1.2	Description de toute consultation menée auprès d'autres administrations devant prendre une décision d'évaluation environnementale ou de réglementation	7-45
8	CONCLUSION.....	8-46
9	BIBLIOGRAPHIE.....	8-48
10	ANNEXES.....	10-51

Abréviations

Abréviations	Définition
"	pouce
% poids	pourcentage du poids
µm	micron ou micromètre
µS/cm	microsiemens par centimètre
ABMI	Alberta Biodiversity Monitoring Institute
ABSA	Alberta Boiler Safety Association
ACEE	Agence canadienne d'évaluation environnementale
ACFN	Athabasca Chipewyan First Nation [Première Nation des Chipewyans d'Athabasca]
ACO	Aboriginal Consultation Office
AER	Alberta Energy Regulator (anciennement Energy Resources Conservation Board [ERCB]) – une société créée par la <i>Responsible Energy Development Act</i> , adoptée le 10 décembre 2012, et promulguée le 17 juin 2013. Toutes les fonctions de réglementation auparavant assumées par l'ERCB ont été prises en charge par l'AER.
AESO	Alberta Electric System Operator
AIES	Alberta Integrated Electric System
ASRD	Alberta Sustainable Resource Development (ancienne désignation, remplacée par Alberta Environment and Sustainable Resource Development, puis par Alberta Environment and Parks [AEP]).
ATCO	ATCO Electric
AUC	Alberta Utilities Commission
BTNN	tourbière boisée
Cant.	canton
cm	centimètre
CO	monoxyde de carbone
CO ₂	dioxyde de carbone
dB	décibel
dBA	décibel pondéré en gamme A
DGC	désulfuration des gaz de combustion
E	est
EAC	eau d'alimentation de chaudière

Abréviations

Abréviations	Définition
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
EE	évaluation environnementale
EMCLA	Ecological Monitoring Committee for the lower Athabasca
EPEA	<i>Environmental Protection and Enhancement Act (Alberta)</i>
ERCB	Energy Resources Conservation Board (remplacé par l'Alberta Energy Regulator)
ESRD	Alberta Environment and Sustainable Resource Development, ministère dont certaines fonctions ont été transférées à l'Alberta Energy Regulator – 17 juin 2013. Alberta Environment and Sustainable Development a été renommé Alberta Environment and Parks (AEP) en 2015.
EUB	Energy and Utilities Board (maintenant remplacé par l'AER)
FM468	Fort McMurray No. 468 First Nation
FMFN	Fort McKay First Nation
FTNN	fen boisé
G	milliard
GCR	gaz combustible riche
GCUP	gaz combustible ultrapauvre
GES	gaz à effet de serre
GOA	gouvernement de l'Alberta
GT	turbine à gaz
GTG	générateur à turbine à gaz
GTV	générateur à turbine à vapeur
GVRC	générateur de vapeur à récupération de chaleur
ha	hectare
HRIA	Historic Resources Impact Assessment [évaluation des impacts sur les ressources historiques]
ISD	Industrial System Designation [désignation de système industriel]
km	kilomètre
km/km ²	kilomètre par kilomètre carré
km ²	kilomètre carré
K _{OE}	partage octanol-eau
kPa	kilopascal

Abréviations

Abréviation	Définition
L/s	litre par seconde
LARP	Lower Athabasca Regional Plan
LEP	<i>Loi sur les espèces en péril</i>
LMCP	Life of Mine Closure Plan [plan de fermeture sur la durée de vie de la mine]
m	mètre
M bbls	million de barils
M bcm	million de mètres cubes en place
M lcm	million de mètres cubes foisonnés
M m ³	million de mètres cubes
m ²	mètre carré
m ³	mètre cube
m ³ /s	mètre cube par seconde
m ³ /t	mètre cube par tonne
masl	mètre au-dessus du niveau de la mer
mg/L	milligramme par litre
Min.	minimum
mm	millimètre
MRP	Mine Reclamation Plan [plan de remise en état du site minier]
MSL	Mineral Surface Lease [bail d'exploitation des minéraux de surface]
Mt	million de tonnes
MTU	projection de Mercator transverse universelle
MW	mégawatt
NGTL	Nova Gas Transmission Limited
NID	Needs Identification Document [document d'identification des besoins]
N-O	nord-ouest
N ^o	numéro
NO _x	oxydes d'azote
O	ouest
OSCA	<i>Oil Sands Conservation Act</i> (Alberta)
P _{2,5}	Particule ayant un diamètre aérodynamique moyen de 2,5 microns (µg) ou moins.

Abréviations

Abréviation	Définition
Pl.	plage
psig	pression manométrique en livres par pouce carré
RMWB	Regional Municipality of Wood Buffalo [Municipalité régionale de Wood Buffalo]
S.O.	sans objet
S-E	sud-est
SO ₂	dioxyde de soufre
SONS	marécage arbustif
t/j	tonne par jour
t/jc	tonne par jour civil
t/m ³	tonne par mètre cube
TCPL	TransCanada Pipeline
W4M	ouest du 4 ^e méridien
WBEA	Wood Buffalo Environmental Association
WONN	marécage ouvert peu profond
ZEL	zone d'étude locale

1 RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

Suncor Énergie Inc. (Suncor) est la plus grosse société intégrée du secteur de l'énergie du Canada, la cinquième en importance en Amérique du Nord, et elle est l'une des plus grandes sociétés indépendantes du monde dans le secteur. À titre de société intégrée de l'énergie la plus grosse du Canada, Suncor a un rôle important à jouer, autant dans ses installations que comme partenaire dans des stratégies et débats plus larges sur l'énergie.

Suncor accepte le consensus scientifique et déclare publiquement que « les changements climatiques existent et qu'il faut s'en occuper ». L'exploitation des ressources énergétiques a un impact sur l'environnement et nous devons contribuer à la gestion et à la réduction de notre empreinte carbone. Suncor s'est engagée à développer des solutions durables à long terme et à participer à quelque chose qui dépasse notre seule entreprise ou industrie. Il y a près de vingt ans, nous avons lancé un plan pour gérer nos émissions de gaz à effet de serre (GES), et nous continuons à investir dans la technologie et l'innovation pour réduire l'intensité de nos émissions.

Selon son engagement de gérer les GES, Suncor élabore le projet de remplacement des chaudières à coke (le projet), afin de remplacer trois chaudières à coke de son usine de base par des cogénérateurs alimentés au gaz naturel. Les avantages de ce projet sur le plan environnemental sont importants, notamment :

- Réduction de 46 % des émissions de dioxyde de soufre (SO₂);
- Réduction de 17 % des émissions d'oxydes d'azote (NO_x);
- Réduction de 66 % des émissions de particules;
- Réduction de 35 % de la consommation d'eau douce.

Les cogénérateurs continueront de répondre à la demande de vapeur de l'installation, et ils produiront environ 700 MW d'électricité. Ils seront construits à l'intérieur de l'empreinte actuelle des installations de Suncor.

Le présent document décrit les avantages éventuels sur le plan environnemental, socioculturel et économique du remplacement des trois chaudières à coke par des cogénérateurs au gaz naturel à l'usine de base. Étant donné que le remplacement améliore la performance environnementale de l'usine de base et qu'il s'accorde avec les politiques provinciales et fédérales, Suncor demande confirmation qu'une évaluation environnementale fédérale n'est pas requise en application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)* (LCEE 2012).

Suncor a récemment reçu confirmation de l'Alberta Energy Regulator (AER) qu'une évaluation environnementale n'était pas requise par la législation provinciale.

L'investissement de Suncor dans le projet de remplacement des chaudières à coke est susceptible de profiter à l'économie, aux personnes et aux collectivités de l'endroit par la production d'électricité fiable, à faible coût et à faibles émissions de GES.

Conformément à l'engagement de Suncor de continuer à investir dans la région, le projet peut aussi :

- Créer des possibilités d'emploi,
- Favoriser la croissance économique et le développement des affaires,
- générer des revenus importants pour les gouvernements,
- augmenter l'accès à l'éducation et à la formation;
- augmenter l'investissement dans les collectivités.

Suncor collaborera avec les intervenants locaux afin de déterminer les effets environnementaux éventuels et les mesures d'atténuation possibles. Son objectif est de faire en sorte que le plan final de développement du projet tienne compte du point de vue des intervenants, notamment les organismes de réglementation et les collectivités autochtones locales, et de tous les aspects environnementaux pertinents.

L'emplacement du projet est indiqué à la figure 1 qui se trouve à l'annexe 1.

Ce document a été établi conformément au *Règlement sur les renseignements à inclure dans la description d'un projet désigné* (DORS/2012-148) et au *Guide de préparation d'une description de projet désigné en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)* (le Guide).

1.1 APERÇU DU PROJET

Suncor possède et exploite une usine de transformation de sables pétrolifères (exploitation minière, extraction et valorisation, ci-après appelée « usine de base ») située à environ 25 km au nord de Fort McMurray, en Alberta. Suncor récupère le bitume des sables pétrolifères qu'elle extrait. Le bitume est transformé en charge d'alimentation prête pour le raffinage et en carburant diesel. L'usine de base comporte une installation qui fournit la vapeur, l'électricité, l'eau d'alimentation de chaudière et l'eau chaude nécessaires à ses activités. Cette installation se compose essentiellement de trois chaudières à coke de pétrole, cinq chaudières au gaz naturel et deux turbines au gaz naturel. Les chaudières à coke fournissent 57 % de la charge totale de vapeur à l'usine de base et ne produisent pas d'électricité. Les chaudières à coke, qui sont en service depuis 1967, sont parmi les plus importants émetteurs de dioxyde de soufre, d'oxydes d'azote et de particules de l'usine de base de Suncor. Ces chaudières emploient un système de désulfuration des gaz de combustion (DGC) pour retirer le dioxyde de soufre des émissions issues du brûlage du coke. Le système de DGC utilise de l'eau douce provenant de la rivière Athabasca, et sa demande en eau est l'une des plus importantes à l'usine de base de Suncor.

Suncor sollicitera l'approbation réglementaire afin de remplacer les trois chaudières à coke à l'usine de base par des cogénérateurs alimentés au gaz naturel, plus efficaces sur le plan thermique, qui généreront deux produits : de l'électricité faible en carbone (dont la province a besoin pour atteindre ses objectifs déclarés en matière de climat) et de la vapeur (dont Suncor

a besoin pour exploiter son usine de base). Le projet remplacera les trois chaudières à coke par deux nouveaux cogénérateurs au gaz naturel. Sa réalisation générera environ 700 MW d'énergie à faible intensité carbonique fiable et peu coûteuse qui serait vendue au réseau de l'Alberta d'ici le troisième trimestre (T3) de 2022.

Les deux nouveaux générateurs pourraient théoriquement porter la capacité de production de Suncor à 1 600 MW pour la totalité des 13 générateurs. Les 700 MW supplémentaires qu'ils apporteraient, combinés aux gains en efficacité observés à l'usine de base, pousseraient l'énergie théoriquement exportable à 1 220 MW. Ainsi, la plage de fonctionnement normale attendue se situerait entre 950 et 1 150 MW.

Suncor cherche surtout à assurer un approvisionnement fiable en vapeur pour ses installations, mais croit que la cogénération est la méthode la moins coûteuse et la plus sobre en carbone pour produire à la fois de la vapeur et de l'énergie. En raison de la nature continue de nos activités à l'usine de base, la cogénération représentera une source d'énergie fiable et stable, et l'électricité excédentaire produite sera ajoutée au réseau de l'Alberta. Les systèmes de Suncor sont conçus d'abord pour répondre aux besoins en électricité de ses installations, puis pour fournir l'excédent d'énergie produit au réseau de l'Alberta. À l'heure actuelle, l'équipement de production d'énergie de l'usine de base a la capacité nécessaire pour exporter environ 450 MW d'énergie au réseau de l'Alberta. La production totale d'électricité varie surtout en fonction des besoins thermiques de l'usine de base, des activités de maintenance, et de la demande en électricité de l'Alberta Interconnected Electrical System (AIES), le réseau de distribution d'électricité interconnecté de l'Alberta. L'usine de base est reliée par câblage électrique au réseau de l'Alberta par le point de connexion unique de Ruth Lake, qui appartient à ATCO Electric (ATCO). Suncor génère environ 901 MW sur 11 générateurs, dont 320 à 450 MW sont consommés par l'usine de base. La production restante est exportée à l'AIES, et la plage de fonctionnement normal est de 300 à 450 MW.

Le projet nécessitera l'ajout d'un deuxième point de connexion. Ce nouveau point de connexion, appelé Thickwood Hills, est une connexion directe au réseau de transport de 500 kV de l'Alberta.

1.2 NÉCESSITÉ ET AVANTAGES DU PROJET

En Alberta, des lois comme l'*Environmental Protection and Enhancement Act* (EPEA), l'*Oil Sands Conservation Act* (OSCA) et la *Water Act* protègent l'environnement en régissant les activités industrielles relevant de l'Alberta Energy Regulator (AER). Suncor détient une autorisation d'exploitation conformément à l'EPEA, une autorisation de plan commercial conformément à l'OSCA, et plusieurs autorisations conformément à la *Water Act* pour l'usine de base. Ces autorisations sont assorties de paramètres environnementaux qui définissent l'empreinte environnementale autorisée. La mise en œuvre du projet améliorera la performance environnementale à l'usine de base en produisant les résultats suivants :

Le projet entraîne une réduction des émissions atmosphériques sous le régime de l'EPEA à l'usine de base

Dans le passé, par sa surveillance de la qualité et ses rapports de conformité aux exigences en matière d'émissions, Suncor a été en mesure d'établir une base de référence pour les émissions atmosphériques attribuables aux chaudières à coke à l'usine de base. D'après les paramètres d'émissions fournis à l'égard des nouveaux cogénérateurs au gaz naturel, le projet devrait réduire les émissions atmosphériques comme suit :

- réduction de 46 % des émissions de dioxyde de soufre (SO₂),
- réduction de 17 % des émissions d'oxydes d'azote (NO_x),
- réduction de 66 % des émissions de particules.

Le projet réduit la demande en eau douce à l'usine de base

L'installation de cogénération au gaz naturel ne nécessitera pas de désulfuration des gaz de combustion (DGC). En résultat, la quantité d'eau pompée dans la rivière Athabasca sera réduite de 5,5 Mm³/an, ce qui équivaut à une réduction de 30 % de la demande d'eau à l'usine de base.

Le projet respecte l'empreinte approuvée et évaluée

L'installation de cogénération au gaz naturel sera intégrée à l'équipement et aux activités à l'usine de base, et s'implantera dans l'empreinte approuvée. La figure 2 de l'annexe 1 montre un plan du site illustrant l'emplacement proposé pour les cogénérateurs au gaz naturel relativement à l'infrastructure de production d'électricité dans l'usine de base. L'emplacement proposé est situé à proximité des installations existantes de l'usine de base de manière à favoriser l'intégration parfaite du projet. L'empreinte du projet pour les nouveaux cogénérateurs à l'usine de base sera de 2,5 ha à l'intérieur d'une zone déjà « perturbée ».

Le projet prévoit également un pipeline de gaz naturel et une infrastructure à haute tension raccordée aux installations existantes, comme décrit ci-dessous :

- Une conduite de GN de 14 po sera installée pour relier les nouveaux cogénérateurs à un terminal de Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL) en traversant l'usine de base. La longueur totale du pipeline sera d'environ 5,6 km.
- Il sera construit sur environ 4,1 km deux nouvelles lignes à circuit simple de 260 kV entre la nouvelle sous-station de cogénération et la sous-station Voyageur de Suncor.
- Il sera construit sur environ 7,9 km une nouvelle ligne à circuit simple de 260 kV entre la sous-station Millenium de Suncor et la sous-station Ruth Lake d'ATCO Electric (ATCO).
- L'empreinte totale du projet est illustrée aux figures 3 et 4 de l'annexe 1. Comme l'indiquent ces figures, le projet demeure à l'intérieur du périmètre approuvé

conformément à l'EPEA et de l'OSCA, de sorte que la zone a déjà fait l'objet d'une évaluation des impacts environnementaux.

Comme il est indiqué à la figure 5 de l'annexe 1, une évaluation des impacts sur les ressources historiques a déjà été effectuée, et aucune zone ayant une valeur historique n'a été déterminée. Cette zone a déjà été perturbée, et une autorisation a été obtenue avant l'établissement de l'infrastructure actuelle.

Harmonisation avec le *Climate Leadership Plan*

Le projet s'accorde avec le *Climate Leadership Plan* de l'Alberta. En novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé le *Climate Leadership Plan*. Il a indiqué que ce plan avait pour but d'améliorer la qualité de l'air en mettant un terme aux émissions issues de la production d'électricité à partir du charbon et en effectuant la transition vers des sources d'électricité plus stables, plus fiables et plus propres. Le plan fixe un objectif de production d'énergie renouvelable « 30 d'ici 30 », selon lequel 30 % de l'électricité de l'Alberta proviendra de sources d'énergie renouvelable d'ici 2030. Le gouvernement de l'Alberta a entrepris de reconfigurer le marché de l'électricité de manière à réduire les émissions de gaz à effet de serre, notamment en mettant fin à la production d'énergie alimentée au charbon et en augmentant la production d'énergie renouvelable d'ici 2030.

Selon ce plan, le gouvernement provincial fait reposer la transformation de la filière énergétique de l'Alberta sur trois piliers : la fiabilité, la compétitivité des coûts et l'intégrité environnementale. Grâce à des initiatives comme le présent projet, l'industrie des sables pétrolifères de l'Alberta peut offrir un avantage unique à la province pour la transformation de son réseau électrique.

La cogénération offre une solution proprement albertaine, très fiable et économique, pour accélérer l'abandon du charbon et réaliser des réductions additionnelles des émissions de GES. La cogénération industrielle est susceptible de jouer un rôle important dans l'abandon prévu des centrales au charbon de l'Alberta et en soutien des objectifs relatifs aux énergies renouvelables et des objectifs environnementaux de l'Alberta pour 2030.

Pour générer de l'électricité pour son réseau public, l'Alberta dépend en majeure partie du brûlage du charbon, qui émet environ 46 millions de tonnes de dioxyde de carbone par an, soit plus de 11 tonnes par habitant. Et bien que la transition à la production d'énergie au moyen du gaz naturel réduise les émissions, les technologies autonomes à cycle simple ou combiné de production d'énergie au moyen du gaz naturel ne convertiront que 30 à 50 % de l'énergie de combustion en électricité. Le reste de l'énergie est perdu sous forme de chaleur dans l'atmosphère.

Les cogénérateurs proposés devraient permettre de convertir l'énergie du combustible en chaleur et en électricité utilisable avec une efficacité de plus de 80 %.

1.3 NOM DU PROJET ET COORDONNÉES DU PROMOTEUR

Le nom du projet et les coordonnées du promoteur sont fournis ci-dessous :

Nom du projet désigné :	Projet de remplacement de chaudières à coke
Nom du promoteur :	Suncor Énergie Inc.
Adresse du promoteur :	C.P. 2844, 150 – 6 Avenue SW Calgary (Alberta) T2P 3E3
Chef de la direction	Steve Williams Président et chef de la direction SWilliams@Suncor.com 403-296-4646
Personne-ressource principale	Jason Heisler Directeur, ESP et approbations réglementaires, Sables pétrolifères jheisler@suncor.com 403-296-3608

1.4 LISTE DES ADMINISTRATIONS ET AUTRES PARTIES CONSULTÉES

Les détails entourant la mobilisation des intervenants sont fournis à la section 6 de la Description du projet. Bien que le projet n'en soit qu'aux premiers stades de l'élaboration et de la planification, Suncor a entrepris un dialogue informel préliminaire avec plusieurs administrations et autres intervenants (tableau 1).

Tableau 1. Administrations et autres intervenants consultés par Suncor au sujet du projet

Gouvernement fédéral :	Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE)
Gouvernement provincial :	Alberta Energy Regulator (AER) Alberta Electric System Operator (AESO) Alberta Utilities Commission (AUC) Alberta Transportation Aboriginal Consultation Office (ACO) Alberta Climate Change Office
Administration municipale :	Municipalité régionale de Wood Buffalo (RMWB)

Autres intervenants	ATCO Electric (ATCO) TransCanada PipeLines Ltd. (TCPL)
---------------------	---

D'autres administrations et intervenants seront consultés au fil de la progression du projet. La consultation des Autochtones sera confirmée auprès de l'ACO. Selon les exigences d'approbation de l'AUC, tous les propriétaires fonciers, résidents et occupants dans un rayon de 2 km des limites du site seront avisés et consultés.

1.5 ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET EXIGENCES RÉGLEMENTAIRES DES AUTRES ADMINISTRATIONS

Comme il a été indiqué dans la section 1.2, l'EPEA, l'OSCA et la *Water Act* de l'Alberta protègent l'environnement par la réglementation des activités industrielles. Les projets énergétiques relèvent de l'AER, particulièrement les projets concernant le pétrole et le gaz en amont, les sables pétrolifères et le charbon. Suncor détient une autorisation d'exploitation sous le régime de l'EPEA, une autorisation de plan commercial en application de l'OSCA et plusieurs autorisations conformément à la *Water Act* pour l'usine de base. Ces autorisations sont assorties de paramètres environnementaux qui définissent l'empreinte environnementale autorisée.

En Alberta, le règlement *Environmental Assessment (Mandatory and Exempted Activities) Regulation* énumère les activités qui sont soit obligatoires et requièrent un rapport d'évaluation des impacts environnementaux, soit exemptées et ne requièrent pas de rapport. Les projets qui ne figurent sur aucune de ces listes sont dits discrétionnaires, et l'AER détermine si un examen plus approfondi dans le cadre du processus d'évaluation environnementale est nécessaire. Comme le projet n'est pas désigné comme une activité obligatoire ou exemptée, il est par conséquent considéré comme étant discrétionnaire, et exige la soumission d'un tableau de synthèse et d'une carte afin que la pertinence d'une évaluation environnementale provinciale soit déterminée. Le 21 septembre 2017, Suncor a déposé un tableau de synthèse du projet et une carte. Le 27 septembre 2017, l'AER a répondu qu'aucune évaluation environnementale n'était requise. La communication faite à l'AER et la décision de celle-ci sont présentées à l'annexe 2.

AER

L'autorisation d'exploitation de Suncor conformément à l'EPEA, et son autorisation de plan commercial conformément à la *Oil Sands Conservation Act* (OSCA) pour l'usine de base devront être modifiées. Des renseignements détaillés seront fournis à l'appui des demandes de modification, tel que requis selon le *Guide to Content for Energy Project Applications* de l'EPEA et la *Directive 023 : Oil Sands Project Applications*.

AUC

L'Alberta Utilities Commission (AUC) réglemente les marchés du secteur des services publics, du gaz naturel et de l'électricité. L'AUC est un organisme indépendant, quasi judiciaire, de la province de l'Alberta. L'AUC a la responsabilité de s'assurer que les services publics de la province sont fournis d'une manière équitable, responsable et dans l'intérêt public. En outre, l'AUC veille à ce que les installations électriques soient construites, exploitées et mises hors service d'une manière efficace et respectueuse de l'environnement. La *Hydro and Electric Energy Act* lui confère le pouvoir d'approuver la construction de toute installation de production d'électricité en Alberta.

En juillet 2016, Suncor a présenté une demande de service d'accès au réseau auprès de l'AESO. Le *Connection Process* de l'AESO régit les exigences relatives aux demandes et les échéanciers pour toutes les demandes devant être approuvées par l'AUC. Suncor a entrepris des discussions avec l'AESO et l'ATCO concernant l'option de connexion privilégiée pour le projet. Une fois terminée l'étape 4 du processus de connexion, une demande d'installation, un document d'identification des besoins, une modification de la désignation de système industriel et une demande de générateur seront déposés auprès de l'AUC pour les modifications visant les permis et licences de la nouvelle centrale, des lignes de transport et des sous-stations.

Les services d'infrastructure pour l'alimentation en gaz naturel et les lignes à haute tension seront fournis à Suncor par des tiers, respectivement TCPL et ATCO. Chacun de ces services relève de différents organismes provinciaux et fédéraux, et les approbations les concernant seront obtenues de façon autonome par le fournisseur tiers. Ces services, ainsi que les exigences réglementaires s'y rapportant, sont décrits dans la section 2.1.

Tableau 2. Législations municipale, provinciale et fédérale, exigences réglementaires et autorisations

Lois et règlements	Organisme de surveillance	Pertinence pour le projet
Autorité municipale		
Règlements de la municipalité régionale de Wood Buffalo	Municipalité régionale de Wood Buffalo	Mises à jour au permis d'aménagement.
Autorités provinciales		
<i>Environmental Assessment Act</i>	Alberta Energy Regulator	Évaluation environnementale non requise (voir l'annexe 2).
<i>Environmental Protection and Enhancement Act (EPEA)</i>	Alberta Energy Regulator	Modification de l'autorisation d'exploitation EPEA n° 94-02-00, telle que modifiée.
<i>Oil Sands Conservation Act (OSCA)</i>	Alberta Energy Regulator	Modification du plan commercial OSCA 8535M, tel que modifié (catégorie 1).

<i>Water Act</i>	Alberta Energy Regulator	L'eau sera fournie au moyen de l'infrastructure existante, approuvée selon le permis d'utilisation de l'eau n° 00254384-00-00 (tel que modifié) et la licence de dérivation de l'eau n° 73872-01-00 (telle que modifiée) conformément à la <i>Water Act</i> . Un permis d'utilisation de l'eau sera requis, conformément à la <i>Water Act</i> , pour le déplacement de l'étang de lixiviat industriel.
<i>Public Lands Act</i>	Alberta Energy Regulator	Une entente de pipeline peut être requise pour la portion de la conduite de gaz naturel non visée par le bail d'exploitation des minéraux de surface (MSL) 901 468.
<i>Public Lands Act</i>	Alberta Environment and Parks	Une servitude peut être requise pour la portion des lignes haute tension non visée par les autorisations existantes.
<i>Hydro and Electric Energy Act</i>	Alberta Utilities Commission	Modification de la Décision ISD 21043-D01-2015.
Autoroutes/Transport	Alberta Transportation	Permis pour toutes les intersections associées à l'autoroute 63.
<i>Historical Resources Act</i>	Alberta Culture & Tourism	Confirmation de la valeur historique des ressources.
Autorités fédérales		
<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>	Agence canadienne d'évaluation environnementale	Il doit être déterminé si une évaluation environnementale est requise.
<i>Loi sur l'aéronautique</i> <i>Règlement de l'aviation canadien, Norme 621</i>	Transports Canada	Suncor pourrait devoir soumettre un formulaire d'évaluation aéronautique pour le balisage et l'éclairage d'un obstacle afin que Transports Canada détermine la pertinence d'une demande de

		balisage et d'éclairage d'objets pouvant constituer un danger pour l'aviation en ce qui a trait à la cheminée (mesurant 54,9 m de hauteur selon les plans actuels).
--	--	---

Le projet sera visé par les exigences législatives et réglementaires, y compris les permis, licences et autorisations. Les exigences en matière d'évaluation environnementale et le processus d'examen réglementaire pour le projet relèvent principalement de l'AER et de l'AUC. Une liste des lois municipales, provinciales et fédérales, des exigences réglementaires et des permis, licences et autorisations prévues pour l'instant est fournie dans le tableau 2.

1.6 ÉTUDES ENVIRONNEMENTALES RÉGIONALES

Comme l'a confirmé l'ACEE le 6 janvier 2017, aucune étude régionale fédérale pertinente n'a été faite dans la zone où se trouve le site du projet.

Suncor appuie et respecte les cadres, les objectifs et les résultats du Lower Athabasca Regional Plan (LARP) dans ses activités d'exploitation et de planification. Le LARP est une feuille de route complète, axée sur l'avenir et ayant force obligatoire, qui prescrit une approche de gestion des terres et des ressources naturelles dans la région du cours inférieur de la rivière Athabasca, au service des objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme de l'Alberta. Le LARP prévoit des résultats de gestion environnementale qui prennent en compte les effets cumulatifs de toutes les activités sur l'air, l'eau, les terres et la biodiversité.

Le projet est conforme à l'orientation stratégique et aux résultats déterminés par le LARP. Il s'accorde avec les principes directeurs du LARP énoncés ci-dessous :

- Le potentiel économique de la ressource des sables pétrolifères est optimisé;
- Le projet assure une diversification de l'économie de la région;
- Les paysages sont gérés de manière à maintenir les fonctions de l'écosystème et la biodiversité;
- L'air et l'eau sont gérés de manière à répondre aux besoins des humains et des écosystèmes;
- L'aménagement des infrastructures favorise la croissance économique et démographique.

Il existe un vaste système de surveillance et de gestion de l'environnement dans la région du cours inférieur de l'Athabasca. Outre les évaluations environnementales approfondies et les programmes de surveillance de la conformité déployés à l'usine de base conformément à l'autorisation d'exploitation EPEA, les renseignements sur l'état général de l'environnement dans la région des sables pétrolifères sont recueillis, gérés et analysés sous la coordination de

l'Environmental Monitoring and Science Division du gouvernement de l'Alberta en collaboration avec d'autres organismes régionaux, provinciaux et fédéraux.

En 2012, les gouvernements du Canada et de l'Alberta ont convenu de réaliser ensemble une analyse plus intégrée des conditions environnementales dans et autour de la région des sables pétrolifères de l'Alberta. Le programme de surveillance des sables pétrolifères a été constitué sur la base des programmes régionaux existants de surveillance de l'air, de l'eau, des terres et de la biodiversité afin de permettre une meilleure compréhension des conditions actuelles et des changements qui ont déjà eu lieu, d'améliorer la caractérisation en continu de l'état de l'environnement et de fournir des informations permettant de comprendre et d'évaluer les effets de l'exploitation des ressources sur l'environnement dans la région.

Le programme de surveillance des sables pétrolifères comprend les éléments suivants :

- Programme de surveillance de l'air : Le Wood Buffalo Environmental Association (WBEA) est un programme intégré et intensif concernant la surveillance de l'air et du sol dans la région. Le WBEA fournit des données de haute qualité, précises et opportunes, provenant des programmes de surveillance de l'air, du sol et de l'exposition humaine afin que les intervenants à l'échelle régionale aient l'information nécessaire pour prendre des décisions avisées relativement à l'environnement. Les relevés de surveillance de la transformation des polluants permettent de mieux comprendre la qualité de l'air local et les processus de transformation atmosphérique subis par les polluants provenant de différentes sources à court et à moyen terme.
- Programme de surveillance de l'eau : la qualité et le volume de l'eau dans le bassin versant de la rivière Athabasca sont une grande source de préoccupation dans la région. On reconfigure le programme pour quantifier et évaluer les sources, le transport, les charges, le devenir et les types de contaminants associés aux sables pétrolifères dans le système de la rivière Athabasca, ainsi que leurs effets sur les principaux éléments de l'écosystème aquatique (tant dans la zone d'exploitation des sables pétrolifères que dans les milieux récepteurs en aval) qui sont des indicateurs de la santé et de l'intégrité de l'écosystème (poissons, invertébrés).
- Programme de surveillance des contaminants et de leur toxicologie chez les espèces sauvages : ce programme a pour but d'évaluer l'état de santé des espèces sauvages sensibles dans la région des sables pétrolifères et de mettre les résultats de ces évaluations à la disposition des décideurs. Les efforts portaient initialement sur l'identification d'une variété d'indicateurs parmi les espèces sauvages (oiseaux, mammifères, amphibiens, plantes) afin de sélectionner les espèces se prêtant le mieux à la surveillance de l'exposition aux contaminants et de ses effets. Ce volet a donné lieu à un vaste programme d'examen des effets éventuels des contaminants chimiques issus de l'exploitation des sables pétrolifères sur le biote natif combiné à certaines études sur les effets de l'exposition en laboratoire.

- Programme de surveillance de la biodiversité et des perturbations : ce volet comporte des activités de surveillance de la biodiversité terrestre de base qui tirent profit d'un programme de surveillance à l'échelle de la province – l'Alberta Biodiversity Monitoring Institute (ABMI) et l'Ecological Monitoring Committee for the lower Athabasca (EMCLA). L'ABMI a été mis sur pied pour surveiller et comprendre comment la transformation des paysages de l'Alberta touche nos espèces sauvages et leurs habitats. L'industrie et le gouvernement ont une responsabilité partagée lorsqu'il s'agit de s'assurer que la surveillance des espèces sauvages et de la biodiversité fonctionne de manière à fournir des données de haute qualité pour la gestion environnementale et l'évaluation des effets cumulatifs.

2 RENSEIGNEMENTS SUR LE PROJET

La figure 6 ci-dessous est l'organigramme fonctionnel de base du projet. Dans l'usine de cogénération, le brûlage du gaz naturel produit de l'énergie dans une turbine à gaz, et cette énergie est convertie en énergie électrique par un générateur couplé. Les gaz d'évacuation chauds de la turbine à gaz sont ensuite utilisés en conjonction avec le brûlage additionnel intermittent du gaz naturel dans les brûleurs pour produire de la vapeur dans le générateur de vapeur à récupération de chaleur (indiqué HRSG dans la figure).

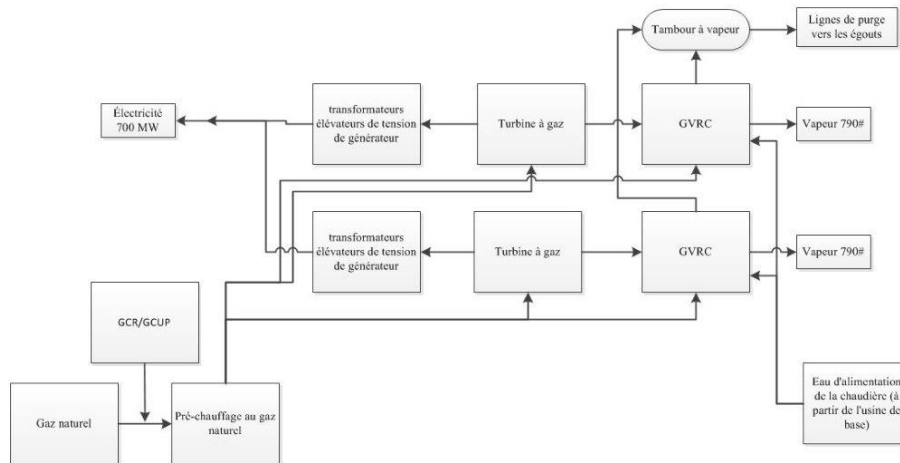


Figure 6. Organigramme fonctionnel du projet

2.1 CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PROJET

Installations et infrastructures permanentes

Le projet comporte l'ajout des principales pièces d'équipement et infrastructures suivantes :

- Deux cogénérateurs comprennent un générateur à turbine à gaz, un générateur de vapeur à récupération de chaleur, un transformateur élévateur et de l'équipement auxiliaire. Les générateurs à turbine à gaz et l'équipement auxiliaire nécessitant une préparation hivernale sont hébergés dans des enceintes du fournisseur aménagées pour l'hiver. Aucun bâtiment de centrale n'est requis, puisque ces systèmes sont conçus pour être utilisés à l'extérieur, et puisque les principaux composants ont leurs propres enceintes.
- Cinq pompes d'alimentation en eau aux chaudières seront localisées dans un nouveau bâtiment à proximité des cogénérateurs.
- Une nouvelle conduite de gaz naturel de 14 po sera installée entre les nouveaux cogénérateurs répartis dans l'usine de base et un terminal TCPL. La longueur totale de cette conduite sera d'environ 5,6 km.
- Station de décharge du gaz naturel comprenant le préchauffage conçu pour utiliser la chaleur perdue de l'eau du système de détente pour préchauffer le combustible du gaz

naturel en direction des brûleurs de la turbine à gaz et du générateur de vapeur à récupération de chaleur.

- Un bâtiment hébergera les principaux équipements de distribution électrique et l'alimentation électrique à la nouvelle centrale.
- Construction d'une nouvelle sous-station de 260 kV pour les cogénérateurs (dans l'empreinte du projet).
- Construction sur environ 4,1 km de deux nouvelles lignes à circuit simple de 260 kV entre la nouvelle sous-station de cogénération et la sous-station Voyageur de Suncor.
- Construction sur environ 7,9 km d'une nouvelle ligne à circuit simple de 260 kV entre la sous-station Millenium de Suncor et la sous-station Ruth Lake d'ATCO Electric.
- Support à tuyauterie – assure l'interconnexion de la tuyauterie et des nouveaux cogénérateurs.

Eau d'alimentation des chaudières

Il n'y a pas de modifications prévues à l'usine de traitement de l'eau d'alimentation des chaudières de l'usine de base qui fournit de l'eau aux deux cogénérateurs. Le système d'alimentation en eau des chaudières sera connecté à la nouvelle installation de cogénération par le biais d'un support à tuyauterie existant. La production et la qualité de l'eau d'alimentation des chaudières devraient être les mêmes qu'avec les chaudières à coke en place. Les pompes à eau d'alimentation des chaudières seront entraînées par la vapeur et n'ajoutent donc pas d'émissions à l'usine de base. Les cinq pompes d'alimentation en eau des chaudières seront hébergées dans un nouveau bâtiment de station de pompage situé à l'intérieur de l'empreinte perturbée actuelle.

Eau du système de détente

L'eau du système de détente est un sous-produit de la production de vapeur qui est essentiellement de la vapeur condensée pour contrôler la qualité de l'eau de la chaudière en retirant continuellement les impuretés (c.-à-d. les solides dissous) afin d'éviter un blocage dans la tuyauterie. Le flux d'eau du système de détente produit par les cogénérateurs est fourni à un ballon de vapeur pour récupérer de la vapeur à basse pression et séparer l'eau du système de détente condensée. Dans les dessins de conception des cogénérateurs, le flux d'eau de purge provient du générateur de vapeur à récupération de chaleur et contient l'énergie pouvant être utilisée pour préchauffer le gaz naturel fourni à l'installation. Après son extraction de l'eau du système de détente, la chaleur sera intégrée aux cycles de récupération de l'eau à l'usine de base, puis elle sera éliminée dans les étangs d'eaux usées comme il est fait actuellement pour les chaudières à coke et approuvé par l'AER.

Actuellement, l'eau du système de détente en provenance des chaudières à coke est refroidie par l'ajout d'eau fraîche de la rivière Athabasca. La conception des nouveaux cogénérateurs met en œuvre un processus différent pour le refroidissement de l'eau du système de détente. L'eau du

système de détente sera acheminée aux étangs d'eaux usées, et c'est là que le système de détente des chaudières à coke est évacué. Les flux d'eau du système de détente seront utilisés pour préchauffer le gaz naturel. Le flux d'eau du système de détente refroidie peut alors être évacué aux égouts sans nécessiter d'eau de trempe durant les conditions de fonctionnement normales. Cette modification du processus devrait éliminer la consommation annuelle de 0,5 Mm³ d'eau douce de la rivière aux fins de refroidissement de l'eau de purge. En outre, le nouveau processus devrait réduire le volume de l'eau du système de détente (car il s'agira seulement de l'eau provenant du ballon de vapeur, sans l'eau de refroidissement provenant de la rivière Athabasca) à gérer avec les pratiques de recyclage de l'eau sur le site, qui sont supervisées par l'AER.

Les flux continus et intermittents d'eau du système de détente des nouveaux cogénérateurs seront acheminés vers le même emplacement que le flux du système de détente en provenance des chaudières à coke. Actuellement, l'eau du système de détente est acheminée aux étangs d'eaux usées de l'usine de base, où la plus grande partie de l'eau est recyclée et réutilisée dans les différents processus d'exploitation des sables pétrolifères. En revanche, le projet devrait réduire la consommation d'eau douce.

Conduite de gaz naturel

Une nouvelle conduite de gaz naturel de 14 po sera installée entre les nouveaux cogénérateurs à l'usine de base et un terminal TCPL. La longueur totale de ce pipeline sera de 5,6 km. Comme il est indiqué dans la section 1.2, elle sera située à l'intérieur d'une zone pour laquelle des évaluations des impacts environnementaux et des impacts sur les ressources historiques ont déjà été effectuées. Le gaz naturel sera le principal combustible utilisé pour les cogénérateurs. Avant de pénétrer dans la turbine à gaz, le gaz naturel sera réchauffé par la vapeur de purge continue produite dans les générateurs de vapeur à récupération de chaleur. Cette configuration de préchauffage du gaz naturel permet de récupérer plus de chaleur et améliore l'efficacité énergétique. Les chaudières (GVRC) seront conçues pour brûler du gaz combustible riche (GCR) et ultrapauvre (GCUP) en complément du gaz naturel. Le GCR et le GCUP sont des produits des unités de valorisation de l'usine de base. Pour le moment, les volumes de GCR et de GCUP prévus ne peuvent pas satisfaire à la demande en combustible des chaudières (GVRC) et seront utilisés comme combustibles complémentaires en fonction de leur disponibilité. Le brûlage des excès de GCR/GCUP au lieu de gaz naturel apportera le potentiel de diminuer l'empreinte des gaz à effet de serre (GHG) de l'usine de base de 33 kilotonnes par an dû au fait que moins de gaz sera brûlé par les torchères.

Système électrique à haute tension

Un système électrique à haute tension est requis pour transférer l'électricité produite par les nouveaux cogénérateurs par l'intermédiaire des lignes de transport nouvelles et existantes et des sous-stations associées (Suncor et indépendantes) afin de l'exporter au réseau électrique interconnecté (AIES) de l'Alberta. La portée des travaux relatifs au système à haute tension à l'intérieur de l'empreinte de l'usine de base comprend :

- Construction d'une nouvelle sous-station de 260 kV pour les cogénérateurs (situés dans l'empreinte du projet);

- Construction sur environ 4,1 km de deux nouvelles lignes à circuit simple de 260 kV entre la nouvelle sous-station de cogénération et la sous-station Voyageur de Suncor;
- Construction sur environ 7,9 km d'une nouvelle ligne à circuit simple de 260 kV entre la sous-station Millenium de Suncor et la sous-station Ruth Lake d'ATCO Electric.

Un nouveau bâtiment hébergera les principaux équipements de distribution électrique et l'alimentation électrique à la nouvelle centrale.

Services publics et infrastructures

L'air régulé, l'air de service, l'eau d'extinction d'incendie et l'eau de service seront fournis à partir des systèmes existants à l'usine de base.

Connexions auxiliaires

L'alimentation en gaz naturel des nouveaux cogénérateurs sera fournie par l'entremise d'une nouvelle station de comptage à une connexion de raccord existante à Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL) près de l'usine de base. NGTL aura uniquement la responsabilité de construire et d'exploiter les installations additionnelles fournissant l'alimentation en gaz naturel à l'emplacement de raccordement. En tant que client des installations de transport de NGTL, Suncor ne connaît pas les exigences particulières d'expansion du réseau de transport de gaz intégré NGTL existant en Alberta. Toutes les installations dont un client demande l'ajout au réseau NGTL doivent être approuvées par l'Office national de l'énergie (ONE), car le réseau de NGTL est réglementé par l'administration fédérale. NGTL a la responsabilité d'entreprendre la demande pour ces installations et de recevoir l'approbation de l'ONE.

Le projet sera raccordé au réseau électrique interconnecté de l'Alberta par le biais d'un réseau de transport de 500 kV devant être terminé en 2019 qui permettra le transfert efficace de l'énergie excédentaire actuellement produite dans la région de Fort McMurray. L'infrastructure d'interconnexion électrique additionnelle sera située à l'extérieur de l'empreinte de l'usine de base. La construction et l'exploitation relèveront d'ATCO. Les travaux de construction de cette infrastructure sont les suivants :

- Construction d'environ 26 à 40 km d'une nouvelle connexion à double circuit de 260 kV entre la sous-station Voyageur (existante) et la sous-station Thickwood Hills d'ATCO (prévue);
- Modifications éventuelles à la sous-station Ruth Lake d'ATCO.

ATCO sera seule responsable de l'acheminement de la ligne de transport, de la mobilisation des intervenants, des approbations et permis réglementaires, de la construction et de l'exploitation.

Production de vapeur et d'électricité

Le projet devrait produire environ 790 psig de vapeur surchauffée à 750 °F, et environ 700 MW de puissance. La demande en vapeur de Suncor devrait demeurer relativement la même qu'avec les chaudières à coke. La vapeur à haute pression sera fournie aux turbines à vapeur existantes et à d'autres éléments de l'usine de base. Une partie de la vapeur à haute pression est réduite à un niveau moyen et bas pour les consommateurs de vapeur à basse pression dans l'ensemble de l'usine de base. La distribution de la vapeur produite par les nouveaux éléments d'actif ne changera pas de manière importante; les changements mineurs seront reliés à la mise hors service des utilisateurs de vapeur associés aux chaudières à coke. Toutes les modifications seront circonscrites à l'empreinte perturbée.

Installations et infrastructures temporaires

La plupart des installations temporaires seront situées sur le site de l'usine de base. Durant la construction, des structures temporaires seront requises pour les bureaux de construction, l'entreposage de l'équipement, les points de rassemblement des travailleurs et différentes autres fonctions. Les structures temporaires seront semblables aux structures généralement utilisées sur les grands chantiers de construction, notamment les systèmes intégrés de roulottes de chantier pour les travailleurs. Toutes les installations temporaires seront situées dans la zone perturbée existante de l'usine de base, et à proximité des 2,5 hectares du projet, comme l'indique la figure 2 de l'annexe 1.

2.2 DISPOSITIONS RÉGLEMENTAIRES FÉDÉRALES

La taille de projet qui déclenche une évaluation en application de la LCEE 2012 est précisée dans le *Règlement désignant les activités concrètes*. Les dispositions suivantes sont pertinentes pour ce projet :

- L'article 2 de l'annexe stipule « La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture : a) d'une nouvelle installation de production d'électricité alimentée par un combustible fossile d'une capacité de production de 200 MW ou plus ».
- L'article 3 de l'annexe stipule « L'agrandissement : a) d'une installation existante de production d'électricité alimentée par un combustible fossile qui entraînerait une augmentation de la capacité de production de 50 % ou plus et une capacité de production totale de 200 MW ou plus ».

Les nouveaux cogénérateurs remplaceront trois chaudières à coke, et ils peuvent donc être considérés comme étant une modification des infrastructures et activités existantes, et non une nouvelle installation ou un agrandissement.

Il y a eu auparavant d'autres projets portant sur l'expansion ou la construction de centrales au gaz naturel en Alberta, et aucune évaluation environnementale fédérale n'a été requise, notamment pour l'expansion de la centrale Genesee et l'expansion de la centrale Heartland, auquel le projet ressemble beaucoup.

2.3 CALENDRIER ET ACTIVITÉS DU PROJET

Les activités du projet seront la préparation des travaux, la construction, la mise en service, l'exploitation de la mine et la remise en état du site. Le projet est conçu pour une durée de vie nominale d'environ 35 ans. Des informations sont fournies ci-après pour chacune des activités du projet. À mesure que le projet progressera, elles seront précisées; le calendrier prévu est le suivant :

Activité	Calendrier
Évaluation environnementale fédérale (le cas échéant)	De janvier 2018 à décembre 2018
Préparation des travaux (incluant les études géotechniques, l'arpentage et l'obtention des approbations réglementaires nécessaires)	De la date courante à T4 2018
Construction et mise en service	De T1 2019 à T2 2022
Exploitation	T3 2022
Désaffectation et remise en état des terrains	À la cessation de l'exploitation de l'usine de base – prévue pour 2073

2.3.1 Préparation des travaux

Les activités de préparation des travaux sur le site du projet comprennent l'arpentage, les levés souterrains et les études géotechniques nécessaires pour la conception et la construction. L'arpentage permettra de déterminer les limites du site et les détails topographiques requis pour la préparation et le nivellement du site. Des études géotechniques seront réalisées afin de recueillir des renseignements sur la consistance et la structure des sols pour la conception des pieux et des fondations. Des balayages du sol seront effectués afin de détecter tous les services publics souterrains pouvant être présents dans la zone de la centrale de cogénération.

2.3.2 Construction

La phase de construction comprendra les activités et travaux principaux requis pour la construction du projet, y compris la préparation du site, l'excavation et la construction des fondations, l'érection des bâtiments, l'installation de l'équipement et la mise en service de l'équipement. Le calendrier prévu est fourni dans le tableau 3. Ce tableau est suivi d'une brève description des activités de construction. Cette chronologie pourra être modifiée à mesure que les détails du projet seront finalisés. Certaines activités peuvent se dérouler en parallèle. La chronologie et les détails concernant les travaux associés aux infrastructures des tiers (NGTL et ATCO) n'ont pas été consignés ici.

Tableau 3. Calendrier prévu

Activité de construction	Calendrier
Préparation du site	De T1 2019 à T4 2019
Excavation et construction des fondations et installation des pieux	De T4 2019 à T1 2022
Érection du bâtiment, installation de l'équipement, construction du pipeline de gaz naturel, et installation du pipeline	De T3 2020 à T1 2022
Mise en service de l'équipement et essais	De T1 2022 à T2 2022
Début de l'exploitation	T3 2022

2.3.2.1 Préparation du site

L'infrastructure de construction du chantier (roulottes, électricité, services de gaz naturel) sera installée. Les zones de dépôt, d'entreposage et de fabrication existantes seront utilisées pour la construction.

Le déplacement des éléments suivant entre dans la portée des travaux de « préparation du site » à effectuer avant les autres activités de construction :

- Lignes d'alimentation électrique et de communication, vers l'emplacement de cogénération proposé.
- Bâtiment d'entreposage des contenants.
- Relocalisation de l'étang de lixiviat industriel existant et construction subséquente d'un nouvel étang. La zone indiquée pour le développement du Projet se trouve actuellement à un endroit où un lixiviat industriel provenant du site de l'usine de base est recueilli. Le lixiviat industriel recueilli est géré au sein des systèmes d'alimentation en eau existants des installations. L'empreinte du bassin actuelle sera partiellement réaffectée pour les nouvelles unités de cogénération et ne sera pas disponible pour la gestion du lixiviat industriel. Le nouveau bassin sera installé sur des terres déjà perturbées en utilisant le terrain et le périmètre adjacents. Suncor étudie des options qui permettraient d'utiliser le lixiviat industriel du nouveau bassin dans le cadre du programme de gestion de l'eau comme eau d'appoint pour les activités de l'usine de base à l'extérieur de l'empreinte prévue du Projet. Le système de gestion du lixiviat industriel de l'usine de base demeurera séparé des systèmes d'eaux usées industrielles du Projet.

2.3.2.2 Excavation et construction des fondations

L'excavation pour l'infrastructure en subsurface sera effectuée et l'infrastructure sera installée.

Des pieux de fondation seront installés pour supporter les charges des équipements principaux et du local d'administration de la centrale. Une fois installés, les pieux seront rattachés les uns aux autres par des éléments en béton pour compléter les fondations. Après que les dalles de béton auront été coulées, un remblai sera placé contre la fondation pour exécuter les travaux en surface.

2.3.2.3 Érection des bâtiments et installation de l'équipement

La stratégie d'exécution actuelle consiste à maximiser la modularisation de l'équipement et des supports à tuyauterie. Les turbines à gaz et les générateurs de vapeur à récupération de chaleur seront modularisés avec les ensembles accessoires requis pour exploiter et contrôler les cogénérateurs.

2.3.2.4 Exploitation

L'exploitation quotidienne et la maintenance des installations existantes sont assurées par un personnel composé d'opérateurs, d'ingénieurs et d'autres membres du personnel de soutien.

Une fois les nouvelles installations en service, celles qu'elles remplacent seront arrêtées, désaffectées et maintenues dans un état sécuritaire.

L'exploitation et la maintenance des nouveaux éléments d'actif seront assurées par le personnel en place, c.-à-d. environ 25 personnes par quart. Le personnel offre également ce service à d'autres éléments d'actif de services publics de Suncor comme le traitement des eaux des utilités, le traitement de l'eau potable, et les systèmes à air comprimé.

Les nouveaux éléments d'actif seront exploités de manière à fournir une énergie thermique fiable et uniforme pour l'exploitation de l'usine de base.

2.3.2.5 Désaffectation et remise en état

Les chaudières à coke cesseront de fonctionner dès l'achèvement et la mise en service de la centrale de cogénération proposée. Les chaudières à coke et équipements connexes seront démantelés, ce qui suppose de les isoler complètement par double fermeture et purge, par fermeture complète ou par déconnexion complète. Les chaudières seront ainsi séparées de tous les actifs en service. Les exigences de l'Alberta Boiler Standards Authority (ABSA) relativement à l'annulation d'homologation des composants enregistrés seront respectées. Des plans de maintien seront élaborés pour assurer le maintien en bon état des actifs inutilisés jusqu'à leur retrait éventuel au terme de l'exploitation de l'usine de base.

Puisque le projet se situe dans l'empreinte perturbée et approuvée de l'usine de base de Suncor, les activités de désaffectation et de remise en état seront intégrées au plan de remise en état et de fermeture de l'usine de base.

La phase de désaffectation comprendra le retrait de l'équipement principal et de la tuyauterie ainsi que des systèmes électriques connexes du site. À la suite de la désaffectation, le site du projet sera restauré à une capacité équivalente à celle du terrain avant la perturbation.

2.4 ÉMISSIONS, EFFLUENTS ET DÉCHETS

Le projet ne devrait pas introduire de nouveaux déchets à l'usine de base ou dans l'environnement qui n'ont pas déjà été pris en compte dans les approbations obtenues conformément à l'EPEA et de l'OSCA. Les flux continus comme celui du système de détente provenant de la cogénération seront gérés conformément au mode d'exploitation actuel. Les flux intermittents, y compris ceux des huiles usées, des déchets provenant du nettoyage de l'équipement, etc., seront gérés conformément aux approbations et aux lignes directrices et procédures existantes de Suncor.

Renseignements contextuels – installations existantes

Les émissions et les flux de déchets rejetés dans l'air, l'eau et les sols sont réglementés et approuvés conformément à l'EPEA. Suncor a mis en place des systèmes de gestion environnementale afin de continuer à respecter son approbation EPEA.

Suncor possède un site d'enfouissement approuvé par l'AER dans l'empreinte de l'usine de base. Un rapport annuel sur les déchets fourni à l'AER présente le sommaire annuel des volumes de déchets enfouis au site d'enfouissement.

Certains flux de déchets liquides sont acheminés vers le système de gestion des résidus. Les volumes des effluents éliminés dans les étangs sont déclarés à l'AER dans le rapport annuel sur les déchets de Suncor.

Suncor mène des activités de réduction du gaspillage à l'usine de base durant lesquelles des possibilités sont explorées et mises en œuvre pour le recyclage de nombreux flux de déchets.

Quatre systèmes d'eaux usées (égouts) domestiques sont situés aux installations d'exploitation des sables pétrolifères de Suncor, dont deux sont associés au site de campement. En ce qui concerne le traitement des eaux usées domestiques, Suncor a pour objectif de fournir une capacité de traitement et de respecter les normes environnementales relatives aux rejets. Des toilettes portatives seront utilisées durant la phase de construction.

On suppose que le projet utilisera l'infrastructure d'élimination existante à l'usine de base.

2.4.1 Émissions atmosphériques

Construction

Les principales sources d'émissions atmosphériques durant la construction du projet seront les pièces de machinerie lourde utilisées (p. ex. bouteurs, niveleuses, grues, camions). Bien que l'équipement spécifique n'ait pas encore été déterminé, il devrait inclure des moteurs diesel. Les sources d'émissions seront mobiles, mais la majorité des pièces d'équipement ne seront utilisées que sur le chantier du projet. Les principales émissions des moteurs devraient inclure du monoxyde de carbone (CO), de l'oxyde d'azote (NO_x), des particules fines (inférieures à 2,5 microns [P_{2,5}]), et des gaz à effet de serre (GES). Les émissions atmosphériques seront réduites par l'adoption de pratiques standards d'atténuation et de gestion comme la maintenance préventive de manière à réduire les rejets de combustion et à maximiser le rendement du carburant, et par une utilisation minimale du régime ralenti sur les véhicules.

Les émissions de poussières de l'emplacement de préparation au sein de l'usine Suncor seront limitées en arrosant d'eau les surfaces routières si nécessaire.

Exploitation

Comme il est indiqué à la section 1.2, le projet devrait donner lieu à des réductions importantes des émissions atmosphériques à l'usine de base.

2.4.2 Rejets liquides

Construction

Les principales sources de rejets liquides durant la phase de construction sont les eaux usées sanitaires, l'eau de pluie et la neige fondue. Chaque source sera contrôlée différemment pour éviter les déversements et les rejets non planifiés.

Les eaux de pluie et de fonte de la neige devront être surveillées et contrôlées durant la construction. Le site du projet, y compris l'aire de dépôt pour la construction, le stationnement et les zones des roulottes, sera nivelé de manière à permettre l'évacuation de l'eau vers des fossés temporaires ou le bassin d'eaux de pluie. Le bassin d'eaux de pluie sera conçu pour recevoir uniquement l'eau de ruissellement; par conséquent, il est peu probable qu'il soit en contact avec des contaminants.

La machinerie sera maintenue en bon état de fonctionnement durant la construction afin d'éviter les déversements de fluides de machinerie comme les huiles, les carburants et les liquides de refroidissement. Le manuel des procédures du chantier indiquera les techniques appropriées de nettoyage des déversements, ainsi que les critères de déclaration des déversements pour le projet. Des trousseaux de lutte contre les déversements seront installés autour du chantier de construction.

Les activités de construction s'effectueront dans les limites de l'empreinte environnementale de l'usine de base qui possède des systèmes de gestion de l'eau et sont régulés par AER.

Exploitation

Réseau d'évacuation du bâtiment et vidange des générateurs de vapeur à récupération de chaleur

Le système d'évacuation de procédé sera conçu pour protéger l'atmosphère, le sol, l'eau de surface et l'eau souterraine contre la contamination, et pour assurer la collecte et la circulation économique et sécuritaire de toutes les eaux usées brutes vers les installations de traitement et de rétention, puis vers les services d'élimination approuvés. Il sera intégré dans les systèmes de gestion existants.

Eau de ruissellement

L'eau de ruissellement provenant des bassins versants, des cogénérateurs et du système d'évacuation des eaux d'extinction d'incendie sera intégrée au système de gestion de l'eau qui est surveillé régulièrement comme l'exige l'AER.

Système de détente des générateurs de vapeur à récupération de chaleur

L'eau du système de détente continue et intermittente des générateurs de vapeur à récupération de chaleur sera évacuée dans les étangs d'eaux usées de Suncor par un branchement au système de gestion des eaux industrielles. Le volume de l'eau du système de détente ne devrait pas changer, car la demande en vapeur demeurera constante.

2.4.3 Types de déchets et plans d'élimination

Déchets types attendus dans la centrale de cogénération de Suncor :

Type de déchet	Flux	Mode de gestion par Suncor
Produits de nettoyage de l'équipement	Intermittent	<i>Gestion fait partie de l'exploitation de l'usine de base existante.</i>
Huiles usées évacuées par l'équipement	Intermittent	<i>Gestion fait partie de l'exploitation de l'usine de base existante.</i>
Eaux de purge	Continu et intermittent	<i>Gestion fait partie de l'exploitation de l'usine de base existante.</i>

3 EMPLACEMENT DU PROJET

3.1 COORDONNÉES DU PROJET

Le projet sera situé sur la parcelle suivante : 16-23-092 -10-W4 et 01-26-092 -10-W4 comme indiqué aux figures 1 et 2 de l'annexe 1.

Les coordonnées géographiques du site du projet sont :

Latitude : 57° 0' 8,4" N Longitude : 111° 29' 9,5" W

Projection de Mercator transverse universelle (MTU) : X : 47 480 Y : 6 317 752

3.2 PHOTOGRAPHIES (DE L'EMPLACEMENT DES TRAVAUX)

La figure 7 de l'annexe 1 montre le site proposé et quelques photos de l'empreinte actuelle.

3.3 PROXIMITÉ

3.3.1 Proximité des résidences permanentes, saisonnières ou temporaires

L'emplacement du projet est indiqué à la figure 1 de l'annexe 1. Il n'y a pas de résidences permanentes, saisonnières ou temporaires à proximité.

Étant donné que le projet ne devrait pas entraîner d'effets négatifs sur l'environnement dans la région, il ne devrait pas non plus nuire à l'environnement hors de l'Alberta ou du Canada.

3.3.2 Territoires traditionnels et terres désignées

L'emplacement du projet est indiqué à la figure 1 de l'annexe 1.

L'usine de base est située près de Fort McMurray, dans le nord de l'Alberta, dans le territoire visé par le Traité n° 8. Il est donc situé sur le territoire traditionnel d'un certain nombre de communautés autochtones. Les communautés autochtones sont identifiées à la section 6.1.1.

Étant donné que le projet ne devrait pas entraîner d'effets négatifs sur l'environnement dans la région, il ne devrait pas non plus nuire à l'environnement hors de l'Alberta ou du Canada.

3.3.3 Territoire domanial

Les terres fédérales identifiées à proximité du Projet comprennent le Parc national Wood Buffalo du Canada, situé à environ 118 km au nord.

Étant donné que le projet ne devrait pas entraîner d'effets négatifs sur l'environnement dans la région, il ne devrait pas non plus nuire à l'environnement hors de l'Alberta ou du Canada.

3.4 **TERRAIN**

Le projet est situé à environ 25 km au nord de Fort McMurray, en Alberta, dans le district de zonage de la municipalité régionale de Wood Buffalo, et il est reconnu comme district rural dans le règlement de zonage de la municipalité régionale de Wood Buffalo.

Le projet est situé sur le NE 23-092-10 W4M et le SE 26-092-10 W4M. Suncor détient les droits souterrains pour les droits relatifs aux sables pétrolifères sous-jacents en vertu du bail minier de la Couronne 7387060T04, du sommet de la formation Wabiskaw-McMurray à la base de la formation Wabiskaw-McMurray. En outre, Suncor possède les droits relatifs aux gisements de calcaire de la surface au sous-sol en vertu du bail minier de la Couronne 9416020159.

Les terres appartiennent à la Couronne du gouvernement de l'Alberta, de laquelle Suncor détient le bail d'exploitation des minéraux de surface n° 901468 en vue de l'exploitation d'une mine de sables pétrolifères et des infrastructures connexes.

4 PARTICIPATION FÉDÉRALE

4.1 APPUI FINANCIER

Aucun soutien financier de la part du gouvernement fédéral n'est prévu ou proposé pour le projet.

4.2 TERRITOIRE DOMANIAL

Le projet ne requiert aucune cession de droits réels sur le territoire domanial, y compris sur les terres de réserve.

4.2.1 Exigences législatives ou réglementaires fédérales

Selon la conception actuelle, le projet comportera une cheminée d'échappement ayant une hauteur d'environ 54,9 m. À cet effet, Suncor soumettra une Demande d'évaluation aéronautique pour le balisage et l'éclairage d'un obstacle à Transports Canada, et une Demande d'utilisation de terrain à NAV Canada. Les cheminées d'échappement ne seront pas les constructions les plus hautes à l'usine de base et respecteront les critères constituant un obstacle à la navigation aérienne énumérés à l'article 601.23, section III – balisage et éclairage des obstacles à la navigation aérienne, du *Règlement de l'aviation canadien*.

Aucun autre permis ni aucune autre licence ou autorisation fédérale ne sont requis pour la réalisation du projet.

5 EFFETS ENVIRONNEMENTAUX

5.1 MILIEU BIOLOGIQUE ET PHYSIQUE

Le projet sera intégré aux activités et à l'équipement de l'usine de base, et sera situé à l'intérieur de l'empreinte approuvée. Cette section présente une description générale de la région; cependant, le site du projet se trouvera dans la zone perturbée existante, et constitue une amélioration de notre empreinte environnementale présentant un risque limité d'effets nuisibles liés à l'environnement.

5.1.1 Climat

Le climat dans la région de Fort McMurray se caractérise par des hivers longs et froids et des étés courts et frais. Les moyennes des températures quotidiennes les plus basses sont généralement observées durant la période allant de décembre à février, descendant même sous -30 °C durant certaines périodes. Les températures quotidiennes moyennes les plus élevées sont généralement de juin à août.

Les précipitations sont modérées, et généralement plus élevées en été qu'en hiver, les précipitations annuelles moyennes à long terme s'élevant à 436,0 mm pour la période allant de 1945 à 2014 (Hatfield et coll., 2016). La moyenne historique des précipitations (sous forme de neige) pour la période de l'hiver (du 1^{er} novembre au 31 mars) est d'environ 92 mm.

Les vents soufflent généralement d'est en ouest dans la région de Fort McMurray. L'évapotranspiration potentielle, telle que déterminée par Hackbarth et Nastasa (1979), est de 493 mm.

5.1.2 Relief et sols

Les informations sur les sols d'avant-projet, le potentiel du site en matière de végétation et de forêts et la capacité des sols restaurés et de l'écosystème des forêts du bail 86/17 et du terrain 2 sont résumées à partir des rapports de Can-Ag Enterprises (1997a,b) et Golder (1998a). L'aménagement d'une grande partie de ces zones a été réalisé avant l'officialisation du processus d'inventaire de la végétation de l'Alberta; par conséquent, les renseignements ne sont pas directement comparables à ceux des autres zones d'exploitation de Suncor.

Les sols d'avant-projet sur le terrain du bail 86/17 étaient :

- Six unités cartographiques de sols identifiées dans le bail 86/17 : unités cartographiques des sols de McMurray, unités cartographiques des sols des terrains accidentés 2, unités cartographiques des sols des terrains accidentés 3, unités cartographiques des sols de Firebag, unités cartographiques des sols de Ruth Lake, et unités cartographiques des sols de Muskeg.

5.1.3 Hydrologie

Le projet est situé dans le bassin versant de la rivière Athabasca, dont la superficie est d'environ 159 000 km². La rivière prend sa source au champ de glace Columbia dans le Parc national de

Jasper, et parcourt plus de 1 500 km en traversant les gisements de sables pétrolifères Athabasca, pour éventuellement se jeter dans le delta Paix-Athabasca, à environ 120 km au nord du site du projet.

Plus précisément, le projet est situé dans une zone perturbée à l'intérieur de l'empreinte du bail 86/17 de Suncor, sur le côté ouest de la rivière Athabasca. La topographie et l'écoulement des eaux sur le terrain du bail 86/17 (y compris sur le site du projet) ont été modifiés par les activités d'exploitation minière. L'écoulement des eaux de surface est soit retenu sur le site, soit recueilli dans des bassins de sédimentation et évacué vers la rivière Athabasca par le biais d'émissaires approuvés.

5.1.4 Hydrogéologie

Les unités hydrogéologiques régionales se rapportant au bail 86/17 de Suncor sont la roche argileuse d'origine glaciaire, les silts, le sable et le gravier recouvrant la formation du Crétacé McMurray contenant du bitume, qui recouvre à son tour les strates dévoniennes de la formation de Waterways. Des voies d'érosion enfouies formant des aquifères souterrains ont été trouvées dans la zone du bail 86/17 de Suncor ou à proximité, y compris l'aquifère Mildred Lake sous l'extrémité nord du bail 86/17, et l'aquifère Southwest situé partiellement sous l'extrémité sud-ouest du bail 86/17. Dans le périmètre de l'usine de base, les principales voies possibles des écoulements souterrains sont : 1) les aquifères granulaires meubles dans les dépôts de l'ère quaternaire; 2) les aquifères sablonneux de l'ère du Crétacé de la formation de McMurray (p. ex. l'aquifère de fond); et 3) les aquifères de roche carbonatée du Dévonien (pierre calcaire/dolomie) de la formation de Waterways.

La surface d'origine a été modifiée par l'exploitation, et elle est maintenant recouverte d'une couche de matériaux de remblai de types et d'épaisseurs variés, placée directement sur la pierre calcaire dévonnaise, ou sur les sédiments et la tourbe du terrain de couverture. Les sédiments ont généralement une épaisseur verticale de 5 m ou moins, et ne s'étendent latéralement que sur quelques mètres. Selon les rapports, la pierre calcaire se trouve à une profondeur de moins de 9 m sous la surface initiale du sol (en n'incluant pas les matériaux de remblai), mais à une profondeur supérieure lorsqu'il y a des dépressions structurelles dans la pierre calcaire (affaissements, fractures). La surface de la pierre calcaire est inclinée vers la rivière Athabasca, et est très irrégulière en raison de l'érosion et des dépressions karstiques.

Il y a deux zones d'eaux souterraines : 1) l'eau souterraine dans les sédiments de surface; et 2) l'eau souterraine dans la pierre calcaire. La géologie et les configurations d'écoulement des eaux souterraines sous le site peuvent localement être complexes, et l'écoulement dépend de la quantité et de la mise en place des matériaux de remblai, des sédiments naturels, des parcours empruntés à travers la roche fracturée ou faillée, des voies anciennes enfouies, etc. Outre les systèmes d'écoulement plus localisés dans les unités quaternaires, un réseau plus régional d'écoulement des eaux souterraines s'est développé dans l'aquifère de fond et les unités aquifères dévoniennes supérieures.

5.1.5 Végétation et milieux humides

Les informations sur les sols d'avant-projet, le potentiel du site en matière de végétation et de forêts et la capacité des sols restaurés et de l'écosystème des forêts du bail 86/17 et du terrain 2 sont résumées à partir des rapports de Can-Ag Enterprises (1997a,b) et Golder (1998a). L'aménagement d'une grande partie de ces zones a été réalisé avant l'officialisation du processus d'inventaire de la végétation de l'Alberta; par conséquent, les renseignements ne sont pas directement comparables à ceux des autres zones d'exploitation de Suncor.

Les évaluations de potentiel forestier d'avant-projet sur le bail 86/17 indiquaient :

- Environ 475 ha correspondent à des forêts productives, dont 265 ha dominés par des conifères, 19 % constitués par des forêts mixtes, et 4 % dominés par des feuillus. Les espèces d'arbres dominantes étaient le tremble, le peuplier baumier, l'épinette noire, le pin gris et le mélèze.
- Les zones forestières ont été influencées par les incendies de forêt de 1840 et de 1940.

Les types de végétation décrits dans le bail 86/17 étaient les suivants :

- Seize types de phases d'écosites et de milieux humides, y compris : lichen, pin gris (a1), bleuets, pin gris/tremble/peuplier (b1), bleuets, épinette blanche/pin gris (b4), thé du Labrador-mésique, pin gris/épinette noire (c1), buissons de canneberges, tremble (d1), buissons de canneberges, tremble/épinette blanche (d2), cornouiller, peuplier baumier-tremble (e1), cornouiller, peuplier baumier-épinette blanche (e2), cornouiller, épinette blanche (e3), thé du Labrador-subhygrique, épinette noire/pin gris (g1), thé du Labrador-prêle, épinette blanche-épinette noire (h1), fruticée, marécage arbustif (SONS), fen boisé (FTNN), tourbière boisée (BTNN) et eaux libres peu profondes (WONN).
- Les phases d'écosites des hautes terres couvraient 46 % de la zone d'étude, les milieux humides en couvraient 52 %, et les zones perturbées couvraient les 2 % restants de la zone.

5.1.6 Faune

Plus de 41 espèces de mammifères, 188 espèces d'oiseaux, 4 espèces d'amphibiens, et 1 espèce de reptiles sont susceptibles d'habiter la région des sables pétrolifères, sur une base saisonnière ou durant toute l'année (Oil Sands Vegetation Reclamation Committee, 1998). Dans les sables pétrolifères de l'Alberta, les activités de l'usine de base de Suncor se situent dans la sous-région naturelle à forêts mixtes de la région naturelle de la forêt boréale (Natural Regions Committee, 2006; Brown et Naeth, 2014). Le terrain visé par le bail chevauche la rivière Athabasca, est bordé à l'est par la rivière Steepbank et fournit un habitat diversifié pour plusieurs de ces espèces sauvages.

Les espèces en péril pouvant être présentes dans la zone du projet ont été identifiées et évaluées dans l'évaluation des impacts environnementaux pour l'usine de base. Puisque le projet sera

entièrement réalisé à l'intérieur de l'empreinte existante de l'usine de base, il ne devrait y avoir aucun nouvel impact sur les espèces en péril.

Les études d'avant-projet réalisées relativement aux espèces sauvages dans les zones des projets de Suncor sont Gulley (1983), Westworth, Brusnyk & Associates (1996a,b,c) et Golder (1998f, 2003d, 2005d).

5.1.7 Poissons et leur habitat

Les études d'avant-projet sur les ressources aquatiques dans les zones du projet de Suncor sont Golder (1996 b; 1997a,b; 1998 b,c,d,e; 2003a,b,c,e; 2005a,b,c,f).

Des données sur les poissons et leur habitat dans la rivière Athabasca, y compris dans le passage adjacent au site du projet, sont fournies par une surveillance aquatique régionale depuis 1987. Plusieurs espèces de poissons de sport et de fourrage ont été identifiées dans la rivière Athabasca et ses affluents, notamment l'ombre de l'Arctique (*Thymallus arcticus*), la lotte (*Lota lota*), le grand brochet (*Esox Lucius*), le doré jaune (*Sander vitreus*), la perchaude (*Perca flavescens*), l'épinoche à cinq épines (*Culaea inconstans*), le ventre citron (*Phoxinus neogaeus*), le méné de lac (*Couesius plumbeus*), le naseux de rapides (*Rhinichthys cataractae*), le meunier rouge (*Catostomus catostomus*), le ventre rouge du nord (*Phoxinus eos*), le mullet perlé (*Margariscus margarita*), le chabot visqueux (*Cottus cognatus*), le chabot à tête plate (*Cottus ricei*), la queue à tache noire (*Notropis hudsonius*), la perche-truite (*Percopsis omiscomaycus*) et le meunier noir (*Catostomus commersoni*).

5.1.8 Utilisation des terres

Les terres proposées pour le projet comportent des perturbations issues de l'exploitation de l'usine de base. Pour le Projet, aucune nouvelle perturbation ne sera nécessaire et toutes les activités auront lieu à l'intérieur de la zone approuvée en vertu du bail d'exploitation minière de surface de l'usine de base existante, de l'EPEA, de la Water Act et du Plan commercial. Les raccordements qui se trouvent à l'extérieur de ces zones approuvées se situeront dans les secteurs de baux d'exploitation minière de surface existants détenus par nos fournisseurs de services TCPL et ATCO.

L'approbation EPEA de l'usine de base exige un plan de remise en état du site minier et un plan de fermeture sur la durée de vie de la mine. Les plans de remise en état sont mis à jour tous les trois ans (et portent sur 10 ans de remise en état) et les plans de fermeture sont mis à jour une fois par période d'approbation EPEA de 10 ans, puis au moment de la demande de renouvellement.

Les terres proposées pour les connexions auxiliaires décrites dans la section 2.1 seront soumises au soin et au contrôle d'ATCO et de TCPL.

5.1.9 Utilisateurs des eaux de surface et des eaux souterraines

La base de données sur les puits artésiens AEP (AEP 2015) a été consultée à la recherche de rapports décrivant des forages de puits souterrains dans une zone tampon de 3 km autour du site de Suncor. Un total de 64 rapports de foreurs ont été déposés auprès de l'AEP, et ces puits étaient utilisés à des fins industrielles, domestiques, d'assèchement, d'observation et de surveillance, et à des fins autres ou inconnues. Un examen des dossiers sur les puits artésiens indique que la majorité des puits sont abandonnés, inactifs ou inexistantes. Sur le côté ouest de la rivière Athabasca, il n'y a aucun puits actif pour utilisation industrielle/assèchement ou pour utilisation domestique à moins de 3 km du site du projet.

La municipalité régionale de Wood Buffalo obtient son eau de la rivière Athabasca, à environ 30 km en amont du site du projet. Les autres utilisateurs des eaux de surface sont les détenteurs de permis conformément à la *Water Act* qui puisent et utilisent l'eau de la rivière Athabasca pour le traitement et l'exploitation des sables pétrolifères. Suncor détient un permis d'utilisation des eaux 0038538-00-00 qui lui permet d'utiliser annuellement jusqu'à 59 824 750 m³ d'eau de la rivière Athabasca.

L'utilisation d'eau proposée pour les connexions auxiliaires décrites dans la section 2.1 sera soumise au soin et au contrôle d'ATCO et de TCPL.

5.1.10 Valeur des ressources historiques

Comme il est indiqué à la figure 5 de l'annexe 1, une évaluation des impacts sur les ressources historiques a déjà été effectuée, et aucune zone ayant une valeur en tant que ressource historique n'a été déterminée. Cette zone a déjà été perturbée, et une autorisation a été obtenue avant l'établissement des infrastructures actuelles.

5.2 CHANGEMENTS PRÉVISIBLES

5.2.1 Poissons et leur habitat

Aucun poisson ou habitat de poisson local ou régional tel que défini par la *Loi sur les pêches* ne sera touché par le projet. Le prélèvement d'eau sera effectué par l'entremise de l'infrastructure existante et dans les limites du permis délivré conformément à l'*Alberta Water Act*. Les eaux usées seront gérées par le système en circuit fermé, et aucun effluent ne sera évacué vers l'environnement aquatique récepteur.

La transition à la cogénération au gaz naturel n'exigera pas de système de désulfuration du gaz de combustion, ce qui entraînera une diminution de 30 % de la demande en eau douce globale à l'usine de base et une réduction de la quantité d'eau prélevée dans la rivière Athabasca.

5.2.2 Espèces aquatiques et plantes marines

Aucune des espèces aquatiques ou plantes marines définies conformément à la *Loi sur les espèces en péril* ne se trouve sur le site du projet. La plus grande partie du site du projet est située sur les terres industrielles de l'usine de base qui ne sont pas considérées comme un habitat pour les espèces aquatiques. Le projet ne devrait donc toucher aucune des espèces aquatiques en péril définies conformément à la LEP.

En raison du passage à la cogénération au gaz naturel, le système de DGC n'est plus nécessaire, ce qui se traduit par une réduction escomptée de 30 % des besoins en eau à l'usine de base. Cette utilisation réduite d'eau se traduira par une réduction de la quantité d'eau prélevée dans la rivière Athabasca.

5.2.3 Oiseaux migrateurs

La majeure partie du site du projet se trouve à l'intérieur de l'empreinte précédemment perturbée de l'usine de base approuvée de Suncor. En raison de la perturbation actuelle et de l'activité industrielle continue, il est peu probable que ces zones deviennent un habitat de choix pour la plupart des espèces d'oiseaux. En outre, le déboisement requis et le potentiel de perturbation seront réduits à un minimum, puisque les nouveaux couloirs linéaires s'implanteront dans les zones déjà perturbées.

Des mesures d'atténuation et des pratiques exemplaires de l'industrie seront mises en œuvre durant la construction, l'exploitation et la maintenance afin de réduire le risque de mortalité accrue pour les oiseaux migrateurs en raison des activités industrielles liées au projet. Dans la mesure du possible, des mesures d'évitement, comme la prise en compte de la période de nidification générale des oiseaux migrateurs, décrites par Environnement et Changement climatique Canada (ECCC, 2016) seront intégrées.

Suncor a un plan de protection de la sauvagine pour le site de l'usine de base. Ce plan prévoit l'utilisation de canons, d'effigies, de radars, ainsi que des efforts de surveillance et de dispersion pour les oiseaux pouvant entrer en contact avec de l'eau touchée par le processus.

Par conséquent, le projet ne devrait pas avoir d'effets négatifs sur les oiseaux migrateurs, tels que définis en application de la *Loi sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs*.

5.2.4 Gaz à effet de serre

En plus de répondre à la demande de l'usine de base en vapeur et en électricité, les cogénérateurs proposées devraient produire environ 700 mégawatts d'énergie de base propre, fiable, et à faible coût au réseau de l'Alberta d'ici T3 2022. Puisque les cogénérateurs seront utilisés pour produire deux produits énergétiques au lieu de un, les émissions de GES réelles à la source augmenteront de moins de 10 % comparativement à celles des chaudières à coke existantes. Cependant, l'intensité des émissions pour l'ensemble de la province diminuera si l'on affecte les émissions de GES à chaque produit comme suit :

- Les émissions de GES totales issues de la production de vapeur des cogénérateurs alimentés au gaz naturel seront de 1,4 Mt/an, soit 42 % inférieures aux émissions de GES actuelles des chaudières à coke existantes pour produire la même vapeur.
- Même si la production d'énergie additionnelle fournie au réseau de l'Alberta augmente les émissions de GES globales de Suncor, il est important de ne pas oublier que cette énergie additionnelle produite par la cogénération est susceptible de remplacer de l'énergie à plus haute intensité de carbone par MW produite par les sources traditionnelles. Les sources de production traditionnelles sont moins efficaces, car une grande partie de l'énergie du combustible est perdue sous forme de perte thermique, tandis que la technologie utilisée dans les cogénérateurs du projet est plus thermiquement efficace, en capturant la chaleur et en réutilisant la perte thermique pour créer de la vapeur.

Les émissions directes totales découlant de l'exploitation du projet seront de 2,8 MtCO₂e/an en moyenne, et résultent du brûlage du gaz naturel dans les cogénérateurs (tant les générateurs à turbine à gaz que les générateurs de vapeur à récupération de chaleur) pour produire la vapeur et l'énergie. Les émissions prévues de la production de vapeur seront 1,4 MtCO₂e/an en moyenne. Les émissions associées à la phase de construction du projet devraient être négligeables comparativement aux émissions totales de l'usine de base des sables pétrolifères. Les émissions totales de l'usine de base des sables pétrolifères varieront de 9 à 10 millions de tonnes d'éq. CO₂ par année au cours des dix prochaines années.

L'augmentation des émissions de GES amenée par le projet de remplacement des chaudières à coke par rapport à l'intensité globale des gaz à effet de serre pour l'usine de base des sables pétrolifères sera inférieure à 5 %.

Même si le projet fait augmenter les émissions comparativement au maintien en service des chaudières à coke, l'énergie exportée au réseau compensera plus de trois millions de tCO₂e à un facteur d'émission du réseau de 0,6 tCO₂e/MWh. Le projet contribuera donc à rendre le réseau de l'Alberta plus respectueux de l'environnement grâce à sa production efficace d'énergie de faible

intensité carbonique. La production de chaleur et d'énergie avec une intensité carbonique réduite à l'industrie des sables pétrolifères aidera les secteurs de l'exploitation minière et de la valorisation à atteindre leurs objectifs de réduction des émissions et permettra une croissance de la production à l'intérieur de la limite de 100 MT.

L'« énergie entrante » est l'alimentation en gaz naturel (GJ) des générateurs à turbine à gaz et des générateurs de vapeur à récupération de chaleurs des cogénérateurs, et l'« énergie sortante » est l'énergie dans la vapeur et l'électricité produites (GJ). La perte énergétique (« énergie entrante » – « énergie sortante ») est affectée à la vapeur et à l'électricité sur la base de leur contenu énergétique. La même méthodologie d'affectation est appliquée à l'attribution des émissions de GES, alors que les émissions totales sont quantifiées sur la base de l'alimentation totale en gaz naturel, puis affectées à la vapeur et à l'électricité en fonction de leur contenu énergétique. La quantification des émissions de GES est basée sur les hypothèses clés suivantes. Il est à noter que les facteurs d'utilisation sont pris en compte dans les prévisions de production d'électricité et de vapeur et dans l'estimation des GES.

- Facteurs d'émission (selon l'analyse de la composition de 2016) :
 - Facteur d'émission du gaz naturel pour CO₂ = 2 061 tCO₂/e³m³
 - Facteur d'émission du gaz naturel pour CH₄ = 3,943E-05 tCH₄/e³m³
 - Facteur d'émission du gaz naturel pour N₂O = 3,771E-05 tN₂O/e³m³
- Potentiels de réchauffement du climat mondial :
 - CO₂ = 1 tCO₂/tCO₂e
 - CH₄ = 25 tCO₂/tCO₂e
 - N₂O = 298 tCO₂/tCO₂e

5.3 CHANGEMENTS PRÉVISIBLES DANS LE TERRITOIRE DOMANIAL OU LES TERRES À L'EXTÉRIEUR DE LA PROVINCE

Le projet est situé à l'intérieur de l'usine de base de Suncor, comme il est décrit à la section 1.1.

Le parc national le plus près est le Parc national Wood Buffalo du Canada, situé à environ 118 km au nord. Le projet ne devrait pas entraîner d'effets négatifs sur l'environnement du Parc national Wood Buffalo du Canada en raison de la distance de ce dernier.

En ce qui concerne les effets transfrontières avec la Saskatchewan, le projet entraînera une réduction des émissions atmosphériques provenant des installations de base et, par conséquent, une réduction de la quantité de polluants atmosphériques susceptibles de parvenir en Saskatchewan.

Étant donné que le projet ne devrait pas entraîner d'effets négatifs sur l'environnement dans la région, il ne devrait pas non plus nuire à l'environnement hors de l'Alberta ou du Canada.

5.4 CHANGEMENTS PRÉVISIBLES SUR LES PEUPLES AUTOCHTONES

Le projet ne devrait pas avoir d'incidences négatives résultant des changements à l'environnement sur les peuples autochtones pour les raisons suivantes :

- Utilisation traditionnelle des sols – La plus grande partie du Projet est située à l'intérieur de l'empreinte d'exploitation actuelle de Suncor. Les deux points de raccordement (TCPL et la sous-station Voyageur) sont accessibles par le biais des aliénations des terres existantes ou en traversant l'autoroute 63. Les raccordements se situeront dans les secteurs de baux d'exploitation minière de surface existants détenus par nos fournisseurs de services TCPL et ATCO. Aucune perturbation nouvelle n'est prévue. L'accès au site du projet est restreint au moyen d'une clôture qui empêche d'y entrer depuis le chemin adjacent, et le site n'est pas utilisé à des fins traditionnelles par des peuples autochtones.
- Qualité de l'air – la mise en œuvre du projet entraînera une réduction des émissions atmosphériques à l'usine de base, comme il est souligné dans la section 1.2.
- Bruit – étant donné que le projet sera conforme au règlement 12 de l'AUC sur le contrôle du bruit, et que la collectivité autochtone de Fort McKay est située à environ 22 km des installations du projet, aucun effet nuisible n'est prévu sur les peuples autochtones.
- Poissons et leur habitat, espèces sauvages – puisque le projet est réalisé à l'intérieur de l'empreinte de l'exploitation actuelle de Suncor, il n'y a pas d'effets nuisibles prévus sur les poissons et leur habitat, la faune et l'eau.
- Qualité de l'eau – les installations du projet seront intégrées aux systèmes d'alimentation en eau existants et construites à l'intérieur des installations de Suncor en service. En raison du passage à la cogénération au gaz naturel, le système de DGC ne sera plus nécessaire, ce qui se traduit par une réduction de 30 % des besoins en eau à l'usine de base et par conséquent, par une réduction de la perturbation subie par la rivière Athabasca.
- Sites de ressources historiques – la majeure partie du projet est située à l'intérieur de l'usine de base. Aucune perturbation nouvelle n'est prévue. Il n'existe aucune autre structure ni aucun autre site ou élément connus pouvant avoir une importance archéologique, paléontologique ou architecturale sur le site du projet. Comme il est indiqué à la figure 5 à l'annexe 2, une évaluation des impacts sur les ressources historiques a déjà été effectuée, et aucune zone ayant une valeur en tant que ressource historique n'a été déterminée.
- Connexions auxiliaires – les terres proposées pour les connexions auxiliaires décrites dans la section 2.1 seront soumises au soin et au contrôle d'ATCO et de TCPL.

6 MOBILISATION DES INTERVENANTS

Suncor reconnaît que la confiance et l'appui des intervenants – les personnes ou les groupes qui peuvent être touchés par les activités de Suncor, ou qui peuvent, par leurs interventions, toucher les activités de Suncor – sont essentiels à la réussite du développement énergétique. Suncor s'efforce d'établir et d'entretenir des relations avec les collectivités locales et les intervenants pour tenir véritablement compte de leurs enjeux et préoccupations au sujet des effets de l'exploitation proposée sur les terres et les ressources, y compris en travaillant en partenariat pour atténuer les effets sociaux et environnementaux éventuels, et en s'assurant que les collectivités locales bénéficient du développement.

Les directives du gouvernement de l'Alberta sur la consultation des Premières Nations concernant la gestion des terres et des ressources naturelles (*Guidelines on Consultation with First Nations on Land and Natural Resource Management*, gouvernement de l'Alberta, 6 juin 2016) s'appliqueront à toute demande soumise relativement au projet, si une nouvelle perturbation est créée ou s'il peut nuire à l'exercice des droits issus de traités des Autochtones. Suncor fera appel à l'ACO pour qu'il examine le projet et détermine si une consultation officielle sera requise. En se basant sur sa compréhension actuelle du projet, Suncor ne prévoit aucune nouvelle perturbation nécessaire.

Sur la base de l'évaluation officielle de l'ACO, Suncor passera également en revue le document *Joint Operating Procedures for First Nations Consultation on Energy Resource Activities* (AER, 10 juin 2015) de l'AER afin de confirmer le niveau des processus à procédures d'exploitation conjointes à suivre.

Suncor consultera également le règlement AUC 007 : *Applications for Power Plants, Substations, Transmission Lines, Industrial System Designations and Hydro Developments*, Appendix A1 – Participant involvement program guidelines (AUC, 1^{er} février 2016) pour s'assurer de bien comprendre les exigences de consultation en vertu de ce règlement, et intégrera les informations dans le plan de consultation propre au projet.

6.1.1 Liste des groupes autochtones susceptibles d'être touchés ou intéressés

L'usine de base est située près de Fort McMurray, dans le nord de l'Alberta, qui se trouve dans le territoire du Traité 8. Elle se trouve par conséquent dans le territoire traditionnel de plusieurs collectivités autochtones, dont les suivantes, qui peuvent être consultées au sujet du projet :

- Première Nation de Fort McKay (FMFN),
- Première Nation des Chipewyans d'Athabasca (ACFN),
- Première Nation crie de Mikisew (MCFN),
- Première Nation n° 468 de Fort McMurray (FM468),
- Association locale 125 des Métis de Fort Chipewyan,
- Association communautaire des Métis de Fort McKay,
- Association locale 1935 des Métis de Fort McMurray.

Le projet est situé dans une zone où FMFN, MCFN, FM468 et ACFN ainsi que les métis de Fort McKay, de Fort McMurray et de Fort Chipewyan ont exprimé un intérêt concernant l'utilisation traditionnelle du territoire. Cette utilisation traditionnelle comprend la chasse, la pêche ainsi que la collecte de baies et de plantes traditionnelles. De plus, il existe un certain nombre de terrains de trappe à l'extérieur de l'empreinte de l'usine de base. Comme la région se développe avec une présence industrielle croissante, ces collectivités se préoccupent des effets cumulatifs sur l'air, la qualité de l'eau. Les effets sur la végétation et la faune ont aussi modifié leur capacité à utiliser la zone entourant le projet. En conséquence, les collectivités se tournent vers des zones plus éloignées et inexploitées de la région afin de pratiquer leurs activités traditionnelles.

Le projet contribuera à réduire les effets des activités de l'usine de base sur la qualité de l'air et de l'eau environnantes en réduisant les émissions de NO_x, de SO₂ et de P2,5 et en réduisant la quantité d'eau nécessaire à l'exploitation de l'usine de base. Tel qu'indiqué à la section 1.2, ce projet ne propose pas de perturbations supplémentaires qui pourraient toucher l'utilisation par les Autochtones des terres entourant l'emplacement du projet.

Suncor entretient des relations étroites avec les collectivités autochtones qui vivent à proximité de ses exploitations. Des ententes ont été conclues avec bon nombre de ces collectivités, notamment dans des domaines prioritaires tels que le développement des entreprises autochtones, les compétences, l'éducation et la formation et les attentes concernant l'engagement continu. En fonction des préférences de la collectivité, Suncor se réunit régulièrement (généralement tous les mois ou deux fois par an) avec la plupart des collectivités pour fournir des mises à jour sur les activités et les projets de Suncor et pour comprendre et discuter de nouvelles préoccupations ou de préoccupations récurrentes. Suncor facilite également un certain nombre de projets d'engagement communautaire tels qu'une étude sur les plantes traditionnelles de terres humides où Suncor travaille directement avec cinq collectivités locales des Premières Nations et une collectivité métisse pour comprendre quelles espèces végétales des terres humides revêtent une importance particulière, et travaille à mieux comprendre comment ces espèces peuvent être incluses dans la planification de la remise en état future.

6.1.2 Description des activités de mobilisation ou de consultation effectuées à ce jour

Collectivité autochtone	Distance approximative du projet	Date	Moyens de communication	Principaux commentaires
Première Nation de Fort McKay	22 km	5 septembre 2017	Conférence téléphonique	Présentation sommaire du projet et discussion sur les calendriers de soumission à l'ACEE

Collectivité autochtone	Distance approximative du projet	Date	Moyens de communication	Principaux commentaires
				(DP) et à l'AER/OSCA. Aucune préoccupation exprimée
Première Nation des Chipewyans d'Athabasca	191 km	26 septembre 2017	En personne	Présentation sommaire du projet et discussion sur les calendriers de soumission à l'ACEE (DP) et à l'AER/OSCA. Aucune préoccupation exprimée
Première Nation crie de Mikisew	191 km	6 septembre 2017	En personne	Présentation sommaire du projet et discussion sur les calendriers de soumission à l'ACEE (DP) et à l'AER/OSCA. Aucune préoccupation exprimée
Première Nation n° 468 de Fort McMurray	67 km	7 septembre 2017	Conférence téléphonique	Présentation sommaire du projet et discussion sur les calendriers de soumission à l'ACEE (DP) et à l'AER/OSCA. Aucune préoccupation exprimée
Association	Rencontre prévue pour le T4 2017.			

Collectivité autochtone	Distance approximative du projet	Date	Moyens de communication	Principaux commentaires
locale 125 des Métis de Fort Chipewyan				
Association communautaire des Métis de Fort McKay	Rencontre prévue pour le T4 2017.			
Association locale 1935 des Métis de Fort McMurray				

7 PUBLIC ET AUTRES PARTIES

7.1.1 Vue d'ensemble des activités de consultation en cours, des commentaires et préoccupations des intervenants et des réponses

Le 13 juillet 2017, Suncor a publié le Rapport sur le développement durable 2017. Le rapport fait le point sur le rendement de Suncor sur le plan environnemental en 2016, et il a été établi conformément aux lignes directrices de base de l'initiative GRI (*Global Reporting Initiative*). Le Rapport indique ce qui suit concernant le projet :

Étude d'une importante occasion de réduction des émissions prévoyant le remplacement des chaudières à coke de pétrole à notre usine de base. Nous évaluons actuellement un investissement visant le remplacement de chaudières à coke par des chaudières au gaz naturel. Ce projet pourrait se traduire par une baisse importante des émissions, de l'ordre du million de tonnes par année. Nous étudions aussi la possibilité d'installer des centrales de cogénération au gaz naturel d'une grande efficacité au lieu des chaudières au gaz naturel.

Le Rapport sur le développement durable est facilement accessible sur le site Web de Suncor pour de nombreux intervenants externes.

En outre, le *Daily Oil Bulletin* a publié l'article suivant le 13 juillet 2017 :

Suncor explique les réductions de GES et ses relations avec les peuples autochtones dans son Rapport sur le développement durable de 2017

« L'amélioration continue des actifs de base et l'efficacité énergétique sont au cœur des réductions de GES de Suncor, y compris des possibilités évoluées de réduction des émissions par le remplacement des chaudières à coke de pétrole à l'usine de base de la société. La Direction envisage de remplacer ces chaudières par des chaudières au gaz naturel, qui réduiraient les émissions d'environ un million de tonnes par année. » [Traduction libre]

À ce jour, aucune inquiétude ou préoccupation n'a été exprimée à Suncor relativement au projet à la suite des publications précitées.

Suncor a rencontré la Municipalité régionale de Wood Buffalo en octobre 2017 pour lui fournir une mise à jour sur le projet. Aucune préoccupation n'a été soulevée à la suite d'une présentation sommaire du projet et des échéanciers de soumission à l'ACEE (DP) et à l'AER/OSCA.

7.1.2 Description de toute consultation menée auprès d'autres administrations devant prendre une décision d'évaluation environnementale ou de réglementation

Voir la section 1.5.

8 CONCLUSION

Suncor souscrit à la gouvernance environnementale; comptant 50 ans d'expérience dans le secteur des sables pétrolifères, Suncor continue d'étudier de nouvelles pratiques d'exploitation pour améliorer sa performance environnementale. Les renseignements fournis dans le présent document montrent de façon probante que la mise en œuvre du projet devrait donner lieu à une amélioration de la performance environnementale à l'usine de base de la façon suivante :

Une réduction des émissions atmosphériques conformément à l'EPEA :

- Réduction de 46 % des émissions de dioxyde de soufre (SO₂);
- Réduction de 17 % des émissions d'oxydes d'azote (NO_x);
- Réduction de 66 % des émissions de particules;
- Réduction de 35 % de la consommation d'eau douce.

Le projet s'implante dans l'empreinte de l'usine de base, et cette empreinte a déjà fait l'objet d'une étude des impacts environnementaux et d'une évaluation des impacts sur les ressources historiques.

Le projet s'accorde avec les politiques suivantes du gouvernement de l'Alberta qui contribuent à l'amélioration de la performance environnementale en Alberta :

- avec la stratégie de l'Alberta en matière de climat, en visant à fournir une source d'électricité fiable et à faible intensité d'émissions de GES sur le marché;
- avec l'orientation stratégique et les résultats identifiés dans le Lower Athabasca Regional Plan (LARP).

L'investissement de Suncor dans le projet pourrait profiter à l'économie, à la population et aux collectivités voisines grâce à une production d'électricité fiable, à faible coût et à faible intensité d'émissions de GES.

Suncor collaborera avec les intervenants locaux afin de déterminer les effets environnementaux éventuels et les mesures d'atténuation possibles. L'objectif de Suncor est de faire en sorte que le plan final de développement du projet tienne compte du point de vue des intervenants, dont les organismes de réglementation et les collectivités autochtones, et de tous les aspects environnementaux pertinents. Le projet sera soumis à plusieurs exigences législatives et réglementaires fédérales et provinciales, l'exploitation se situant à ce jour dans les limites établies par l'AER et l'AUC. La communication avec l'AER a commencé le 22 septembre 2017, lorsque Suncor a déposé le Tableau de synthèse et la carte du projet en vue de la détermination de la nécessité d'une évaluation environnementale provinciale. L'AER a jugé qu'une telle évaluation n'était pas requise pour le projet à l'échelle provinciale.

Il y a eu d'autres projets d'expansion ou de construction de centrale au gaz naturel en Alberta, et aucune évaluation environnementale fédérale n'a été requise, notamment pour les projets d'expansion de la centrale Genessee et d'expansion de la centrale Heartland, auxquels le projet ressemble beaucoup.

Selon les renseignements présentés ici, Suncor demande confirmation qu'une évaluation environnementale fédérale n'est pas requise en application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)*.

9 BIBLIOGRAPHIE

Hatfield Consultants, Kilgour & Associates Ltd., and Western Resource Solution. 2016. Regional Aquatic Monitoring in support of Joint Oil Sands Monitoring Plan. 2015 Final Program Report. Prepared for Alberta Environmental Monitoring, Evaluation and Reporting Agency (AEMERA). Edmonton, Alberta.

AEP (Alberta Environment and Parks) 2015. Water Well Database. September 2015.

Hackbarth, D.A. and N. Nastasa. 1979. The Hydrogeology of the Athabasca Oil Sands Area, Alberta. Alberta Research Council, Bulletin 38.

Can-Ag Enterprises. 1997a. Pre-disturbance soils and forest capability ratings for Suncor Lease 86/17. Prepared for Suncor Inc. Oil Sands Group.

Can-Ag Enterprises. 1997b. Reclaimed soils and forest ecosystem capability of Suncor Inc. Oil Sands Group. Prepared for Suncor Inc. Oil Sands Group.

Golder. 1998a. Terrestrial Vegetation, Wetlands and Forestry Resources for Lease 86/17 and Fee Lot 2. Submitted to Suncor Energy Inc., Oil Sands. Fort McMurray, AB. December 1998. 25 pp. + Appendix.

Gulley, J. 1983. Avifauna Inventory Studies on Crown Lease No. 86 for Suncor Inc. 1976 – 1983. Prepared by Boreas Environmental Consulting Services Ltd. December 1983. Fort McMurray, AB. 166 pp + Appendices.

Westworth, Brusnyk & Associates. 1996a. Abundance and Distribution of Moose and other Mammals in the Suncor Study Area. Prepared for Suncor Inc., Oil Sands Group. Edmonton, AB.

Westworth, Brusnyk & Associates. 1996b. Herpetofauna in the Steepbank Study Area. Prepared for Suncor Inc., Oil Sands Group. Edmonton, AB.

Golder. 1998f. Wildlife Baseline Conditions for Project Millennium. Prepared for Suncor Energy Inc., Oil Sands. Fort McMurray, AB. 110 pp. + Appendices.

Golder. 2003d. Suncor South Tailings Pond (STP) Wildlife Baseline Report. Prepared for Suncor Energy Inc. December 2003. Calgary, AB. 101 pp. + Appendices.

Golder. 2005d. Wildlife Environmental Setting Report for the Suncor Voyageur Project. Prepared for Suncor Energy Inc. March 2005. Calgary, AB. 163 pp + Appendices.

Golder. 1996b. Aquatic Baseline Report for the Athabasca, Steepbank and Muskeg Rivers in the Vicinity of the Steepbank and Aurora Mines. Prepared for Suncor Inc., Oil Sands Group. Calgary, AB. 164 pp. + Appendices.

Golder. 1997a. Steepbank Mine Winter Aquatics Baseline Report. February 1997. Prepared for Suncor Energy Inc., Oil Sands Group. Calgary, AB.

Golder. 1997b. Winter Aquatics Surveys – Steepbank River, Shipyard Lake, and Leases 19, 25 and 29. Submitted to Suncor Energy Inc., Oil Sands. Fort McMurray, AB. July 1997. Calgary, AB. 31 pp. + Appendices.

Golder. 1998b. Hydrology Baseline for Project Millennium. Prepared for Suncor Energy Inc., Oil Sands. Fort McMurray, AB.

Golder. 1998c. Suncor Project Millennium – 1997 Fall Fisheries Investigations. Submitted to Suncor Energy Inc., Oil Sands. Fort McMurray, AB. 33 pp. + Appendices.

Golder. 1998d. Suncor Project Millennium – 1998 Spring and Fall Fisheries Investigations. Submitted to Suncor Energy Inc., Oil Sands. Fort McMurray, AB. 34 pp. + Appendices.

Golder. 1998e. Oil Sands Regional Aquatics Monitoring Program (RAMP). 1997 Report. Prepared for Suncor Energy Inc., Shell Canada Limited and Syncrude Canada Ltd. Fort McMurray, AB. 148 pp. + Appendices.

Golder. 2003a. Hydrogeology Baseline for the Suncor South Tailings Pond Project. Prepared for Suncor Energy Inc. December 2003. Calgary, AB.

Golder. 2003b. Hydrology Baseline for the Suncor South Tailings Pond Project. Prepared for Suncor Energy Inc. December 2003, Calgary, AB.

Golder. 2003c. Water Quality Baseline for the Suncor South Tailings Pond Project. Prepared for Suncor Energy Inc. December 2003. Calgary, AB.

Golder. 2003e. Fish and Fish Habitat Baseline for the Suncor South Tailings Pond Project. Prepared for Suncor Energy Inc. December 2003. Calgary, AB.

Golder. 2005a. Hydrogeology Environmental Setting Report for the Suncor Voyageur Project. Prepared for Suncor Energy Inc. March 2005. Calgary, AB. 81 pp + Appendices.

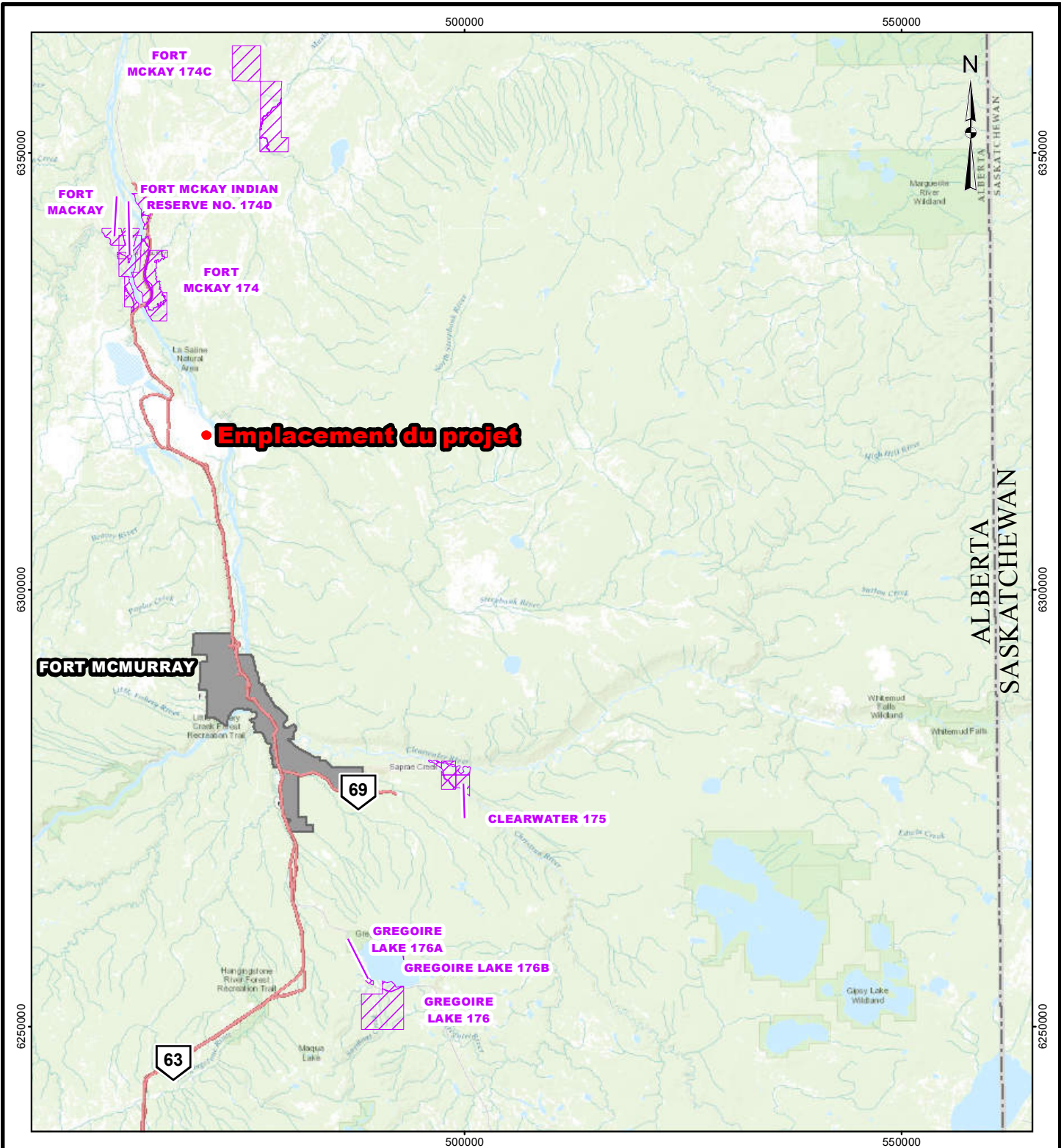
Golder. 2005b. Hydrology Environmental Setting Report for the Suncor Voyageur Project. Prepared for Suncor Energy Inc. March 2005. Calgary, AB. 82 pp.

Golder. 2005c. Water Quality Environmental Setting Report for the Suncor Voyageur Project. Prepared for Suncor Energy Inc. March 2005. Calgary, AB. 104 pp. + Appendices.

Golder. 2005f. Fish and Fish Habitat Environmental Setting Report for the Suncor Voyageur Project. Prepared for Suncor Energy Inc. March 2005. Calgary, AB.

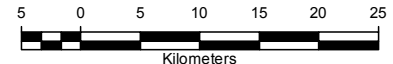
10 ANNEXES

Annexe 1 – Cartes du projet



LEGEND

- Emplacement du projet
- Ville
- Premières nations
- Municipalité
- Route majeure
- Cours d'eau
- Frontière de la province
- Etendue d'eau



PROJECT: Application pour le remplacement des chaudières à charbon

TITLE: **Vue d'ensemble de l'emplacement du projet**

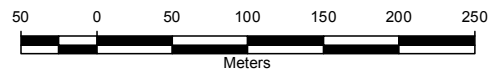
	Date Photo Aérienne: June 2016		COORD / PRJ: NAD83 UTM Z12N	
	DESIGN	XX	17-Jan-17	ECHELLE: 1:635,000
	GIS	TV	23-Jan-17	REV: 0
	APPD	XX	2-Mar-16	

Figure 1



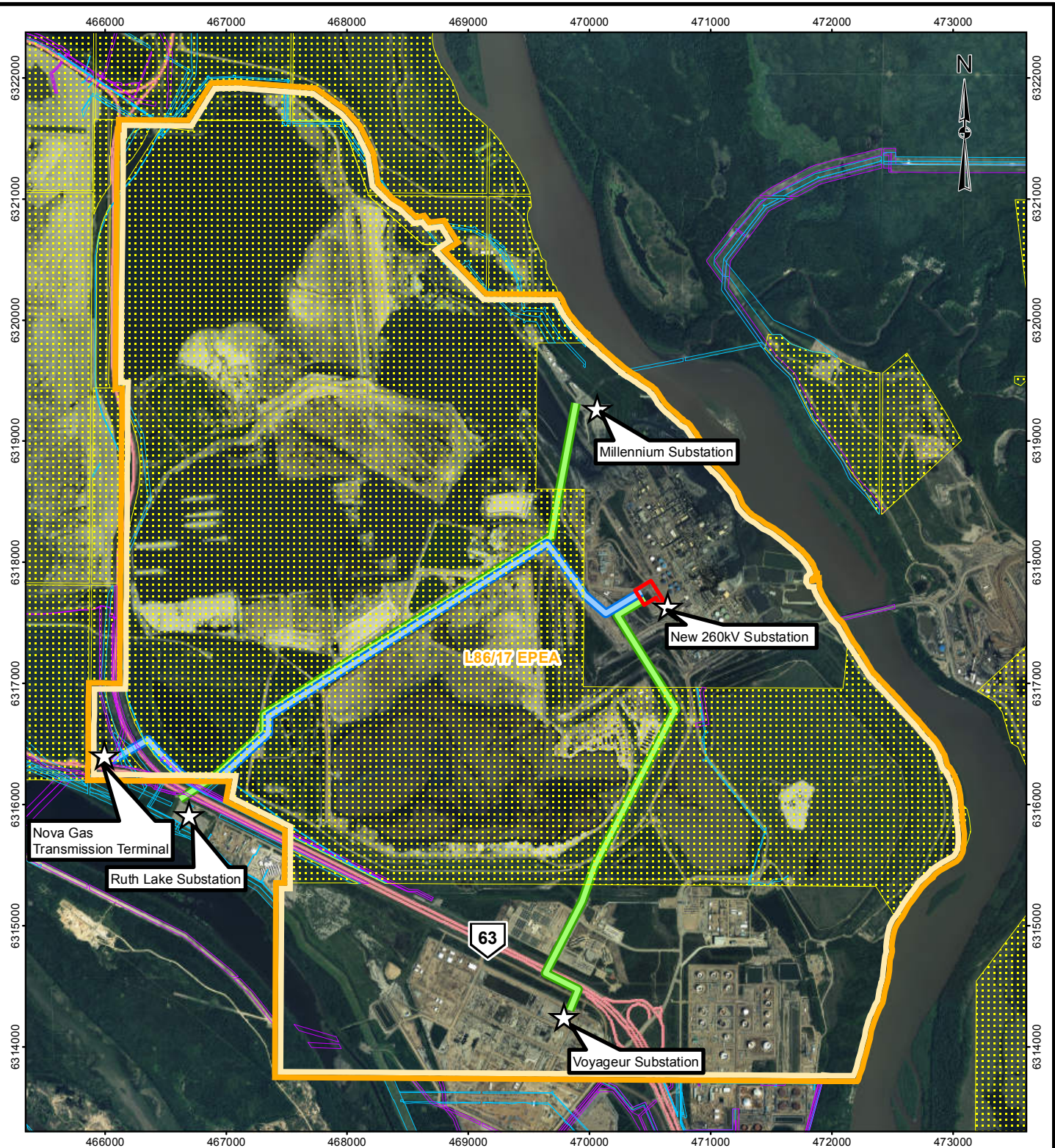
LEGEND

- ★ Génératrices existantes
 - STG - Génératrice à turbines à vapeur
 - GTG - Générateur à turbine à gaz
- ★ Coke Fired Boilers
- ★ New Gas Fired Generators
- ▭ Emplacement du projet
- Connection à la passerelle de tuyaux



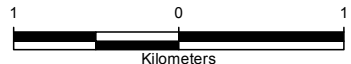
PROJECT:		Application pour le remplacement des chaudières à charbon	
TITLE:		Vue d'ensemble du projet	
	Date Photo Aérienne: June 2016	COORD / PRJ: NAD83 UTM Z12N	
	DESIGN XX 17-Jan-17	ECHELLE: 1:5,000	REV: 0
	GIS TV 23-Jan-17	Figure 2	
	REVUE XX 1-Mar-16		
APPD XX 2-Mar-16			

Path: \\file084\corp\gis\Projects\Oilsands\Base_Mine\OS0433_Coke_Boiler_Replacement\MXD\OS0433_Fig3_Project_EPEA_FR_NEW.mxd



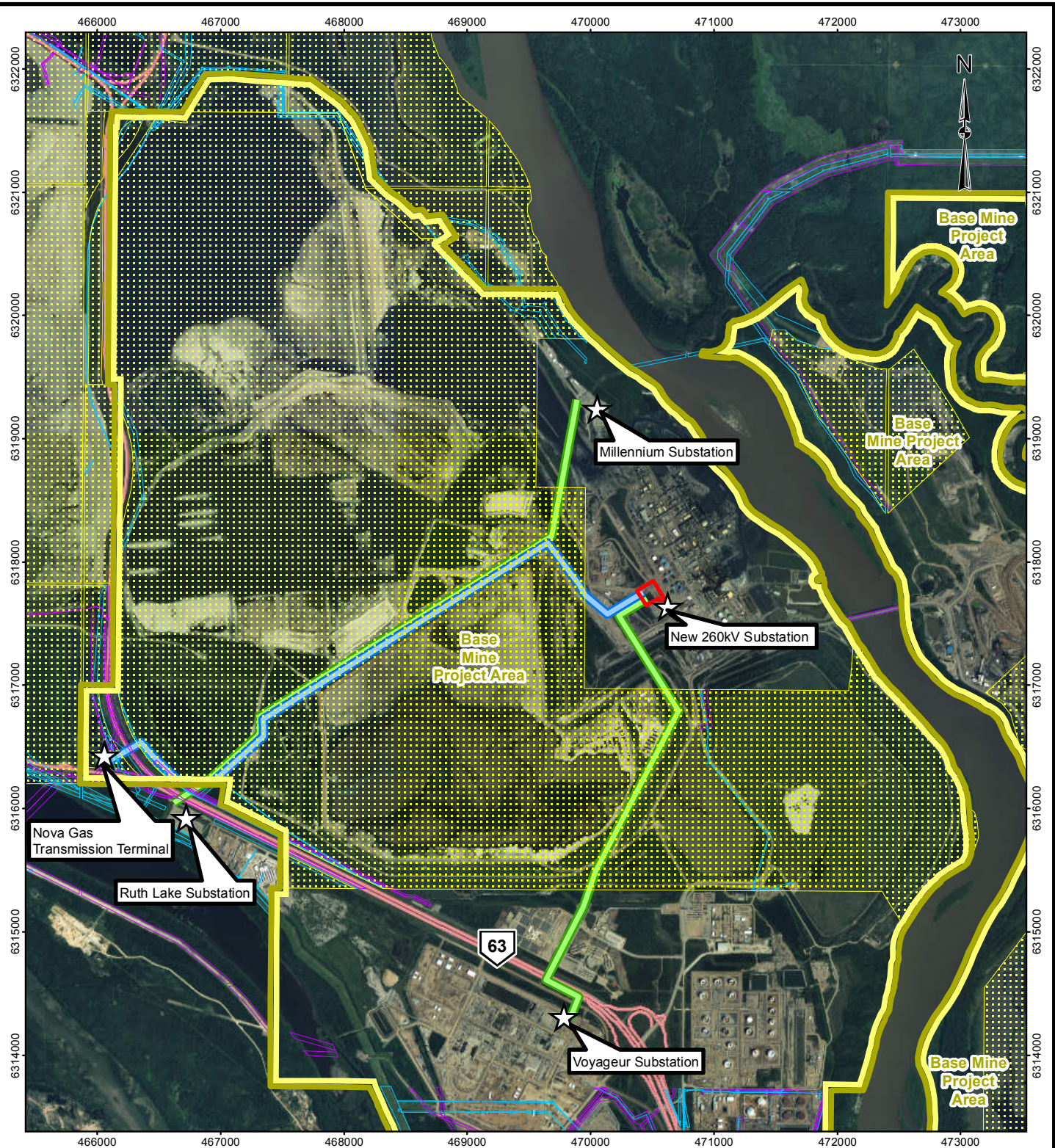
LEGEND

- Réseau haute tension existant
- Réseau gaz naturel
- Route majeure
- Easement (EZE)
- Concession minière de surface (MSL)
- Accord pour gazoduc (PLA)
- Emplacement du projet
- EPEA-Limites du projet approuvées



PROJECT:	Application pour le remplacement des chaudières à charbon		
TITLE:	Empreinte du projet - EPEA		
	Date Photo Aérienne: June 2016	COORD / PRJ: NAD83 UTM Z12N	
	DESIGN XX 17-Jan-17	ECHELLE: 1:45,776	REV: 0
	GIS TV 23-Jan-17	Figure 3	
	REVUE XX 1-Mar-16		
APPD XX 2-Mar-16			

Path: \\file084\corp\gis\Projects\Oilsands\Base_Mine\OS0433_Coke_Boiler_Replacement\MXD\OS0433_Fig4_Project_OSCA_FR.mxd



LEGEND

- Réseau haute tension existant
- Réseau gaz naturel
- Route majeure
- Easement (EZE)
- Concession minière de surface (MSL)
- Accord pour gazoduc (PLA)
- Emplacement du projet
- OSCA-Zones du projet approuvées



PROJECT:	Application pour le remplacement des chaudières à charbon		
TITLE:	Empreinte du projet - OSCA		
	Date Photo Aérienne: June 2016	COORD / PRJ: NAD83 UTM Z12N	
	DESIGN XX 17-Jan-17	ECHELLE: 1:45,000	REV: 0
	GIS JM 23-Jan-17	<h3>Figure 4</h3>	
	REVUE XX 1-Mar-16		
APPD XX 2-Mar-16			

Path: \\file084\corp\gis\Projects\Oilsands\Base_Mine\OS0433_Coke_Boiler_Replacement\MXD\OS0433_Fig5_Project_HRIA_FR.mxd



Copyright Government of Alberta

LEGEND

- Réseau haute tension existant
- Réseau gaz naturel
- Route majeure
- Easement (EZE)
- Concession minière de surface (MSL)
- Accord pour gazoduc (PLA)
- Emplacement du projet
- HRIA
- HRV 4
- HRV 5





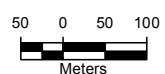
PROJECT:	Application pour le remplacement des chaudières à charbon		
TITLE:	Empreinte du projet - HRIA		
	Date Photo Aérienne: June 2016	COORD / PRJ: NAD83 UTM Z12N	
	DESIGN XX 17-Jan-17	ECHELLE: 1:45,000	REV: 0
	GIS JM 23-Jan-17	Figure 5	
	REVUE XX 1-Mar-16		
APPD XX 2-Mar-16			


Path: \\file084\corp\gis\Projects\Oilsands\Base_Mine\OS0433_Coke_Boiler_Replacement\MXD\OS0433_Fig7_Facility_Photos_FR.mxd



LEGEND

-  Emplacement des photos
-  Emplacement du projet



PROJECT:		Application pour le remplacement des chaudières à charbon	
TITLE:		Emplacement des photos	
		Date Photo Aeriennne: June 2016	COORD / PRJ: NAD83 UTM Z12N
		DESIGN XX 17-Jan-17	ECHELLE: 1:9,000 REV: 0
		GIS TV 23-Jan-17	
		REVUE XX 1-Mar-16	
APPD XX 2-Mar-16		Figure 7	

**Annexe 2 – Détermination de la pertinence d'une évaluation environnementale
par l'Alberta Energy Regulator**

21 septembre 2017

Alberta Energy Regulator
Authorization, Mining, Oil Sands East
Twin Atria Building, 2nd Floor
4999 - 98th Avenue
Edmonton, AB T6B 2X3

À l'attention de Camille Almeida, Camille.Almeida@aer.ca

Madame,

Objet : Suncor Énergie Inc. (Suncor) – Projet de remplacement des chaudières à coke
Tableau de synthèse et emplacement du Projet
Environmental Protection and Enhancement Act (EPEA) Approval No. 94-02-00, tel que
modifié, et Oils Sands Conservation Act (OSCA) Scheme 8535

L'usine de base de Suncor (usine de base) comprend un secteur qui fournit la vapeur, l'électricité, l'eau d'alimentation des chaudières et l'eau chaude nécessaires pour exploiter les installations. Elle consiste principalement en deux chaudières à coke de pétrole, deux chaudières à gaz naturel et deux turbines à gaz naturel. Suncor étudie la possibilité de remplacer les trois chaudières à coke actuelles de l'usine de base par des unités de cogénération au gaz naturel dans le cadre du Projet de remplacement des chaudières à coke (le Projet).

La figure 1 de l'annexe 2 montre l'emplacement des nouvelles unités de cogénération dans la municipalité régionale de Wood Buffalo (MRWB).

À la demande de l'équipe d'évaluation environnementale de l'Alberta Energy Regulator (AER) lors de la réunion du 13 octobre 2016, Suncor soumet par les présentes un tableau de synthèse et l'emplacement du Projet mis à jour dans le cadre du Projet afin d'appuyer le processus de décision en matière d'évaluation environnementale. L'*Environmental Assessment (Mandatory and Exempted Activities) Regulation* dresse la liste des activités spécifiques qui sont soit obligatoires et exigent un rapport d'étude d'impact sur l'environnement, soit exemptées et n'exigent pas un tel rapport. Le Projet n'est pas désigné comme étant une activité obligatoire. Suncor croit qu'une évaluation environnementale ne devrait pas être exigée, car l'empreinte environnementale du Projet se situe à l'intérieur des paramètres environnementaux actuels de l'approbation 94-02-00 de l'EPEA. De fait, ce Projet améliorerait la performance environnementale à l'usine de base et s'harmonise avec de nombreuses politiques provinciales relatives à l'amélioration de la performance environnementale.

Suncor croit qu'une évaluation environnementale ne devrait pas être exigée dans le cadre du Projet pour les raisons suivantes :

Le Projet entraîne une réduction des émissions atmosphériques à l'usine de base conformément à l'EPEA

Les chaudières à coke actuelles constituent une des plus importantes sources d'émissions de dioxyde de soufre, d'oxydes d'azote et de particules à l'usine de base de Suncor, et elles sont en place depuis 1967. Le Projet réduira les émissions atmosphériques comme suit :

- Réduction de 46 % des émissions de dioxyde de soufre (SO₂)
- Réduction de 17 % des émissions d'oxydes d'azote (NO_x)
- Réduction de 66 % des émissions de particules

Le Projet réduit la quantité d'eau douce prélevée à l'usine de base

Les chaudières à coke actuelles utilisent un système de désulfuration du gaz de combustion pour éliminer le dioxyde de soufre des émissions associées à la combustion du coke. Le système de désulfuration du gaz de combustion prélève l'eau douce de la rivière Athabasca et exige une des plus importantes quantités d'eau à l'usine de base. La transition à la cogénération au gaz naturel n'exigera pas de système de désulfuration du gaz de combustion, ce qui entraînera une diminution de 30 % de la demande d'eau douce globale à l'usine de base.

Le Projet utilise l'empreinte environnementale actuelle à l'usine de base

L'installation de cogénération au gaz naturel sera intégrée à l'équipement actuel et aux activités à l'usine de base, et elle sera située à l'intérieur de l'empreinte approuvée existante. La figure 2 de l'annexe 2 montre un emplacement proposé des nouvelles unités de cogénération au gaz naturel par rapport à l'infrastructure actuelle à l'usine de base.

L'empreinte des nouvelles unités de cogénération du Projet à l'usine de base, de 2,5 ha, sera située à l'intérieur d'une zone perturbée précédemment. La figure 3 de l'annexe 2 montre l'emplacement proposé et des photos de l'empreinte actuelle.

Le Projet inclut aussi une conduite de gaz naturel et une infrastructure de raccordement haute tension avec les utilités existantes conformément à la description ci-dessous :

- Une nouvelle conduite de gaz naturel de 14 po sera installée à partir des nouvelles unités de cogénération, traversera l'usine de base et sera accordée à un terminal existant de TCPL. La longueur totale de cette conduite sera d'environ 5,6 km.
- La construction de deux nouveaux circuits simples de 260 kV d'environ 4,1 km entre le nouveau poste de cogénération et le poste Voyageur actuel de Suncor.
- La construction d'un nouveau circuit simple de 260 kV d'environ 7,9 km entre le poste Millenium actuel de Suncor et le poste Ruth Lake actuel d'ATCO Electric.

L'empreinte complète du Projet est indiquée dans les figures 4 et 5 de l'annexe 2. Comme ces figures le montrent, le Projet complet se situe à l'intérieur du périmètre existant en vertu de l'EPEA et de l'OSCA, de sorte que le secteur a déjà fait l'objet d'une étude d'impact sur l'environnement (EIE).

Le Projet est aussi harmonisé avec de nombreuses politiques gouvernementales clés sur la performance environnementale, notamment :

Harmonisation avec le Plan d'action sur les changements climatiques du gouvernement de l'Alberta

En novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a présenté le Plan d'action sur les changements climatiques. Le gouvernement de l'Alberta a indiqué que le Plan d'action sur les changements climatiques améliorera la qualité de l'air en mettant fin aux émissions des centrales au charbon et en faisant la

transition à des sources d'électricité stables, fiables et plus propres. Les unités de cogénération proposées pourraient produire environ 700 mégawatts (MW) d'énergie propre et fiable à partir du gaz naturel pour le réseau de l'Alberta d'ici le 3e trimestre de 2022 pour remplacer l'énergie produite par les centrales au charbon actuelles, de manière à s'harmoniser avec le Plan d'action sur les changements climatiques.

Harmonisation avec le Lower Athabasca Regional Plan (LARP)

Suncor appuie et participe activement au Lower Athabasca Regional Plan (LARP). Le Projet est harmonisé avec les principes directeurs du LARP décrits ci-dessous :

- Le potentiel économique des ressources de sables pétrolifères est optimisé.
- L'économie de la région est diversifiée.
- L'écopaysage est géré de façon à préserver la fonction et la biodiversité de l'écosystème.
- L'air et l'eau sont gérés de façon à soutenir les besoins humains et de l'écosystème.
- Le développement de l'infrastructure appuie la croissance de l'économie et de la population.

En résumé, Suncor croit qu'une évaluation environnementale ne devrait pas être exigée, car l'empreinte environnementale du Projet se situe à l'intérieur des paramètres environnementaux actuels de l'approbation 94-02-00 courante de l'EPEA et fournit les éléments suivants pour appuyer les améliorations de la performance environnementale :

- Réduction des émissions atmosphériques à l'usine de base conformément à l'EPEA
- Réduction de la quantité d'eau douce prélevée à l'usine de base
- Utilisation de l'empreinte environnementale actuelle à l'usine de base

Pour obtenir de l'information ou des précisions supplémentaires, n'hésitez pas à communiquer avec moi au (403) 296-6315.

Cordialement,

SUNCOR ÉNERGIE INC.

Douglas Castellino, ing.

<Original signé par>

Conseiller principal, Approbations réglementaires

(403) 296-6315

1. Annexes

ANNEXE 1 : Tableau de synthèse du Projet

Tableau de synthèse du Projet			
Nom du promoteur :	Suncor Énergie Inc.	Date :	21 septembre 2017
Nom du Projet :	Projet de remplacement des chaudières à coke	Nom et renseignements sur la personne-ressource au sein de l'entreprise :	Douglas Castellino
Nom de l'entreprise qui détiendra l'approbation :	Suncor Énergie Inc.	Site Web de l'entreprise :	www.suncor.com
Type de projet (p ex., in situ, mine, carrière, usine de valorisation, etc.) :	Remplacement d'actifs	Nouveau projet, expansion, phase supplémentaires ou modification :	Modification
Date prévue du début de la construction (mois/année) :	Avril 2018	Date prévue du début de l'exploitation (mois/année) :	Novembre 2021

<p>Durée de vie du Projet (n^{bre} d'années, AAAA – AAAA) :</p>	<p>Durée de vie de 35 ans – 2021 à 2056</p>	<p>Emplacement du Projet (description juridique du terrain et longitude/latitude) et municipalité :</p>	<p>Le Projet sera situé sur les parcelles suivantes : 16-23-092-10-W4 et 01-26-092-10-W4 (figures 1 et 2).</p> <p>Les coordonnées géographiques du Projet sont :</p> <p>Latitude : 57° 0' 8.4" N Longitude : 111° 29' 9.5" O</p> <p>UTM : X: 47480 Y : 6317752</p> <p>Municipalité régionale de Wood Buffalo</p>
--	---	--	--

<p>Superficie totale du Projet (ha) :</p>	<p>L'empreinte finale du Projet à l'usine de base, de 2,5 ha, sera située à l'intérieur d'une zone perturbée précédemment.</p> <p>Une nouvelle conduite de gaz naturel de 14 po sera installée à partir des nouvelles unités de cogénération, traversera l'usine de base et sera accordée à un terminal existant de TCPL.</p> <p>Construction de deux nouveaux circuits simples de 260 kV d'environ 4,1 km entre le nouveau poste de cogénération et le poste Voyageur actuel de Suncor.</p> <p>Construction d'un nouveau circuit simple de 260 kV d'environ 7,9 km entre le poste Millenium actuel de Suncor et le poste Ruth Lake actuel d'ATCO Electric.</p> <p>Toute la construction se déroulera dans des zones approuvées précédemment dans le cadre de l'approbation de l'EPEA.</p>	<p>Terres privées, fédérales ou provinciales :</p>	<p>Terres provinciales et privées</p>
<p>Résidences le plus proches (km) :</p>	<p><i>Environ 5 km de la résidence permanente le plus proche.</i></p>	<p>Types d'activité (procédés et éléments majeurs du projet, incluant la capacité/les dimensions, si possible) :</p>	<p>Construction et installation de générateurs à turbine à gaz et d'équipement connexe, de conduite de gaz naturel, de support à tuyaux et de lignes haute tension de 700 MW.</p> <p>Toute la construction sera conforme à l'empreinte existante de l'EPEA.</p>

<p>Charges d'alimentation et taux d'alimentation (maximums quotidien et annuel)</p>	<p>Usine de base déjà alimentée en gaz naturel</p>	<p>Produits et taux de production (maximums quotidien et annuel)</p>	<p>La puissance estimée qui sera produite est ~700 MW. Les approbations réglementaires propres aux aspects électriques sont régies par l'Alberta Electric System Operation (AESO) l'Alberta Utilities Commission (AUC)</p>
<p>Sous-produits et résidus (préciser les types, taux et capacités de stockage)</p>	<p>Il n'y aura aucun nouveau sous-produit commercialisable ni aucun résidu qui n'a pas déjà été approuvé en vertu de l'EPEA actuelle.</p>	<p>Installations de stockage des produits et capacités</p>	<p>Aucun stockage requis</p>
<p>Réserves des Premières Nations et établissements métis les plus proches (nom et km) :</p>	<p>Communauté de la Première Nation de Fort Mackay située à 26,6 km de l'usine de base.</p> <p>La section 63 de Métis de Fort McKay est aussi située à Fort McKay.</p>	<p>Produits du Projet :</p>	<p>La puissance estimée qui sera produite est ~700 MW. Les approbations réglementaires propres aux aspects électriques sont régies par l'Alberta Electric System Operation (AESO) l'Alberta Utilities Commission (AUC)</p>
<p>Source d'énergie (si l'énergie est produite sur place, décrire la puissance (MW) et les installations) :</p>	<p>Construction et installation de générateurs à turbine à gaz et d'équipement connexe, de conduite de gaz naturel, de support à tuyaux et de lignes haute tension de 700 MW.</p> <p>La puissance estimée qui sera produite est ~700 MW. Les approbations réglementaires propres aux aspects électriques sont régies par l'Alberta Electric System Operation (AESO) l'Alberta Utilities Commission (AUC)</p>	<p>Méthode de transport des produits (p. ex., conduite, rail, camion, etc.) :</p>	<p>Le surplus d'électricité générée sera transporté en vertu de la réglementation de l'Alberta Electric System Operation (AESO) et l'Alberta Utilities Commission (AUC)</p>

Capacité de production moyenne par année (préciser les unités) :	La puissance estimée qui sera produite est ~700 MW. Les approbations réglementaires propres aux aspects électriques sont régies par l'Alberta Electric System Operation (AESO) l'Alberta Utilities Commission (AUC)	Exigences relatives à l'infrastructure (p. ex., routes, conduites, prélèvement d'eau, stockage, mise en réservoir, etc.) :	Conduite de gaz naturel, support à tuyaux et lignes haute tension
Marché final :	Le marché final de la puissance exportée est celui de l'Alberta, au Canada.	Types d'émissions atmosphériques prévus (p. ex., SO₂, NO_x, CO₂, etc.) :	NOX, SO2, CO, NH3, particules (2,5)
Sous-produits du Projet :	Aucun sous-produit commercialisable ne sera généré.	Types de résidus solides générés :	Aucun résidu solide généré
Types de déversements prévus dans l'eau (indiquer les cours d'eau dans lesquels il y aura déversement) :	L'eau du système vide-vite sera refroidie, puis acheminée vers les bassins d'eaux usées existants	Plan d'eau/cours d'eau les plus proches (nom et km) :	Rivière Athabasca <1 km
Élimination des déchets / refoulement (c.-à-d. puits de refoulement, cavités salines, enfouissement ou tierce partie) :	Aucun résidu qui n'a pas déjà été approuvé en vertu de l'EPEA actuelle ne sera généré	Approbation EPEA requise (O/N/indéterminé) :	Oui – une modification à l'approbation d'exploitation 94-02-00 existante (telle que modifiée) sera requise.
Traversées de cours d'eau (type de traversée, tout plan d'eau de catégorie A à C) :	Aucune traversée de cours d'eau	Licence requise en vertu du Water Act (O/N/indéterminé) : Si oui, but, source et volumes estimés) :	Conforme à la licence de dérivation n° 73872-01-00 du Water Act (telle que modifiée).
Organismes de réglementation (ERCB/NRCB/AUC) :	AER/ACEE/AESO/AUC	Plans d'eau requis (O/N/indéterminé/SO). Si oui, nombre et ha) :	Non
Approbation requise en vertu du Water Act (O/N/indéterminé) Si oui, but :	Conforme à la licence n° 00254384-00-00 du Water Act (telle que modifiée).	Est-ce les composants ou les activités reliés au projet auront un impact sur les poissons ou leur habitat? (O/N) :	Non

Identifier les articles applicables du Règlement désignant les activités concrètes selon la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)	Désignation du Projet à déterminer en fonction de la l'Agence canadienne d'évaluation environnementale	Puits d'eau le plus proche (km) (domestique et commercial) :	Un certain nombre de puits enregistrés ont été identifiés dans l'Alberta Water Well Information Database et qui se trouvent dans la zone du projet, incluant les puits industriels, domestiques et d'utilisation inconnue relevant du contrôle de Suncor.
Se propose-t-on d'entreprendre des travaux ou des ouvrages localisés dans, sur, sous, à travers ou au-dessus des eaux navigables? (O/N) :	Non	Améliorations de l'accessibilité à l'autoroute provinciale :	Aucune amélioration requise
Autoroute provinciale le plus proche (numéro et distance) :	Autoroute 63 (<1 km)	Superficie totale à perturber (ha) :	Sur l'empreinte dégagée existante
Évaluation de l'impact du trafic requise (O/N/indéterminé) :	Non	Vocations des terrains après la remise en état :	Les terrains mis en valeur seront remis en état pour accepter des écosystèmes diversifiés et autosuffisants sur le plan biologique et une topographie composée principalement de reliefs terrestres avec quelques milieux humides et des zones aquatiques. Les terrains remis en état auront un large éventail de vocations, notamment, foresterie, habitat faunique, utilisation traditionnelle et fins récréatives.

<p>Identifier les vocations actuelles des terrains et de l'eau, la gestion des ressources ou les programmes de conservation à l'intérieur ou près de l'emplacement du Projet :</p>	<p>La zone est approuvée pour l'exploitation minière des sables pétrolifères de Suncor et n'inclut aucune activité qui entraînerait une nouvelle perturbation de l'empreinte touchant l'utilisation des ressources; par conséquent, aucune réévaluation n'est requise. La zone du projet se trouve à l'intérieur de l'écosystème de la forêt boréale et inclut des zones forestières, des milieux humides, des bassins artificiels, des ruisseaux et des cours d'eau naturels. Des parties de la zone ont été développées en vue de l'extraction de ressources granulaires, tandis que d'autres secteurs ont été développés pour des entreprises commerciales. Les vocations actuelles des terrains ont inclus la foresterie, l'habitat faunique, l'utilisation traditionnelle et les activités récréatives.</p>	<p>Début et fin de la remise en état (AAAA - AAAA) :</p>	<p>2073-2100</p>
<p>Début et fin de la mise hors service (AAAA - AAAA) :</p>	<p>2062-2070</p>	<p>Évaluation des répercussions sur les ressources historiques (ÉRRH) requise (O/N/indéterminé) :</p>	<p>La zone du projet n'inclut aucune empreinte nouvelle en plus de ce qui est déjà approuvé pour les activités de développement de la rive Est de Suncor; par conséquent, aucune ÉRRH additionnelle n'est requise.</p>
<p>Considérations uniques d'ordre environnemental ou social (décrire ou aucune) :</p>	<p>Aucune</p>	<p>Années-personnes de travail estimées pour l'exploitation :</p>	<p>Sans objet. Étant donné qu'il s'agit d'un remplacement d'actifs, la main-d'œuvre des actifs mis hors service sera redirigée vers les nouveaux actifs.</p>

Années-personnes de travail estimées pour la construction :	Estimées entre 325 et 350 années-personnes (sans inclure la fabrication de l'équipement, etc.).	Mode de transport des employés jusqu'au chantier (construction et exploitation) :	De Fort McMurray ou des campements, par autobus pour la construction, et de Fort McMurray, par autobus pour l'exploitation.
Campement requis pour la construction ou l'exploitation (O/N/indéterminé). Si oui, au chantier ou hors chantier) :	Non pour l'exploitation Indéterminé pour la construction Endroit indéterminé	Y a-t-il une partie du projet qui se déroule sur des terres fédérales ou à proximité de celles-ci?	Non
Le projet implique-t-il la fabrication ou l'entreposage d'explosifs (Y/N) :	Non	Groupes autochtones prenant part à la mobilisation des intervenants	Consultation à confirmer avec ACO. Mobilisation inclura probablement : <ul style="list-style-type: none"> • Première Nation de Fort McKay • Première Nation Athabasca Chipewyan • Première Nation crie Mikisew • Première Nation 468 de Fort McMurray • Première nation déné Chipewyan des Prairies • Association locale 125 des Métis de Fort Chipewyan • Association communautaire des Métis de Fort McKay • Association locale 1935 des Métis de Fort McMurray Conformément au principe de consultation des Autochtones de Suncor, nous consulterons les intervenants susceptibles d'être touchés tout au long du projet et sur l'ordre de l'organisme de réglementation.

Date du début de la mobilisation des intervenants (public/Autochtones) :	La mobilisation informelle a débuté le 20 octobre 2016. Consultation à confirmer avec ACO.	Groupes publics prenant part à la mobilisation des intervenants :	La Municipalité régionale de Wood Buffalo
---	--	--	---

ANNEXE 2 : Cartes du Projet

Traduction française de AER- Environmental Impact Assessment (EIA) Report Not Required

27 septembre 2017

Douglas Castellino
Suncor Énergie Inc.
C.P. 2844
150 - 6th Avenue S.W.
Calgary (Alberta) T2P 3E3

Rapport d'évaluation de l'impact environnemental (EIE) non requis

Pour faire suite à votre lettre du 21 septembre 2017, je désire vous faire savoir que, conformément à l'article 44 de l'*Environmental Protection and Enhancement Act (EPEA)*, j'ai examiné la demande de processus d'évaluation environnementale relativement à votre Projet de remplacement des chaudières à coke à l'usine de base de Suncor Énergie Inc. (Suncor). Il ne s'agit pas d'une activité obligatoire pour les besoins de l'évaluation environnementale. Compte tenu de l'article 44(3) de l'*EPEA*, j'ai décidé qu'une autre évaluation de l'activité n'est pas requise. Par conséquent, un rapport d'examen ne sera pas préparé et un rapport d'évaluation de l'impact environnemental n'est pas requis.

Veillez noter que cette décision s'appuie sur l'information courante à propos du projet, et je me réserve le droit de revoir cette décision dans l'éventualité où de l'information nouvelle serait communiquée. Suncor devrait aussi prendre note que l'article 47 de l'*EPEA* donne au ministre responsable de l'*EPEA* l'autorité d'ordonner la préparation d'un rapport d'évaluation de l'impact environnemental si les circonstances l'exigent, en dépit d'une décision du directeur de ne pas exiger de rapport d'évaluation de l'impact environnemental.

Suncor doit prendre note que même si un rapport d'évaluation de l'impact environnemental n'est pas requis pour ce projet, l'Alberta Energy Regulator peut avoir d'autres exigences en vertu d'autres lois sur l'énergie. Pour de plus amples renseignements sur ces exigences, veuillez aller à www.aer.ca

Suncor devrait aussi prendre note que l'article 3 des *Guidelines on Consultation with First Nations on Land and Natural Resource Management* du ministère des Relations avec les autochtones du gouvernement de l'Alberta peut s'appliquer à ce projet, et Suncor peut être tenue de présenter un plan de consultation des Premières Nations au ministère. Pour en savoir plus sur le processus de consultation des Premières Nations, veuillez communiquer avec l'Aboriginal Consultation Office.

Il y a une exigence potentielle d'examen en vertu de l'*Historical Resources Act*. Communiquez avec George Chalut (780-431-2329) de l'Historic Resources Management Branch, Culture and Tourism, Alberta.

Suncor devrait aussi communiquer avec Shauna Sigurdson (780-495-2236) de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale pour discuter de la présentation potentielle d'une description du projet et de toute exigence d'évaluation environnementale fédérale en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, 2012*.

Si vous avez des questions ou avez besoin de renseignements supplémentaires, veuillez envoyer un courriel à AEREnvironmental.Assessment@aer.ca

Cordialement,
Rob Cruickshank
Directeur, Oil Sands East, Mining Authorizations
(directeur désigné en vertu de l'*EPEA*)

RC/ca

C.c. : Albert Liu (AER)
Adriana Ledi (AER)
Melanie Daneluk (AEP)
Vince Biamonte (IR)
Anna Curtis (ACT)
Shauna Sigurdson (ACEE)