

PROJET N° : 161-00666-00

PROJET ÉNERGIE SAGUENAY
RÉPONSES AUX QUESTIONS ET
COMMENTAIRES DU MELCC - DEUXIÈME
SÉRIE - COMPLEXE DE LIQUÉFACTION DE
GAZ NATUREL À SAGUENAY

JANVIER 2020





PROJET ÉNERGIE
SAGUENAY
RÉPONSES AUX QUESTIONS
ET COMMENTAIRES DU
MELCC - DEUXIÈME SÉRIE -
COMPLEXE DE
LIQUÉFACTION DE GAZ
NATUREL À SAGUENAY

GNL QUÉBEC INC.

PROJET N° : 161-00666-00
DATE : JANVIER 2020

WSP CANADA INC.
1135, BOULEVARD LEBOURGNEUF
QUÉBEC (QUÉBEC) G2K 0M5
CANADA
TÉLÉPHONE : +1 418 623-2254
TÉLÉCOPIEUR : +1 418 624-1857
WSP.COM

SIGNATURES

PRÉPARÉ PAR



Nathalie Fortin, ing., M. Env. (OIQ 112062)

6 janvier 2020

RÉVISÉ PAR



Jean Lavoie, géomorphologue, M.A

6 janvier 2020

Le présent rapport a été préparé par WSP Canada Inc. pour le compte de GNL QUÉBEC INC. conformément à l'entente de services professionnels. La divulgation de tout renseignement faisant partie du présent rapport incombe uniquement au destinataire prévu. Son contenu reflète le meilleur jugement de WSP Canada Inc. à la lumière des informations disponibles au moment de la préparation du rapport. Toute utilisation que pourrait en faire une tierce partie ou toute référence ou toutes décisions en découlant sont l'entièvre responsabilité de ladite tierce partie. WSP Canada Inc. n'accepte aucune responsabilité quant aux dommages, s'il en était, que pourrait subir une tierce partie à la suite d'une décision ou d'un geste basé sur le présent rapport. Cet énoncé de limitation fait partie du présent rapport.

L'original du document technologique que nous vous transmettons a été authentifié et sera conservé par WSP pour une période minimale de dix ans. Étant donné que le fichier transmis n'est plus sous le contrôle de WSP et que son intégrité n'est pas assurée, aucune garantie n'est donnée sur les modifications ultérieures qui peuvent y être apportées.

ÉQUIPE DE RÉALISATION

GNL QUÉBEC INC.

Directeur Environnement

Sylvain Ménard, géographe, M. Sc.

WSP CANADA INC. (WSP)

Directrice de projet

Nathalie Fortin, ing., M. Env.

Principaux spécialistes et collaborateurs

Bernard Aubé-Maurice, biologiste, M. Sc.
Christine Martineau, biologiste, M. Sc.
Jean Lavoie, géomorphologue, M. A.
Jean-Marc Tremblay, technicien
Jean-Pierre Vu, B. Ing.
Johan Strohmeier, physicien, M. Sc.
Julie Malouin, biologiste, B. Sc.
Julie Mc Duff, biologiste, M. Sc.
Laurence Dandurand Langevin, anthropologue
Luc Bouchard, biologiste, M. Sc.
Maïtée Dubois, biologiste, M. Sc
Marc Deshaies, ing., M. Ing.
Marc Gauthier, biologiste, Ph. D.,
Marie -Eve Martin., anthropologue et urbaniste, M. Urb.
Pascal Rhéaume, ing., M.Sc.A.
Rémi Duhamel, biologiste, M. Sc.
Sylvain Marcoux, ing. MBA

Édition

Linette Poulin

Référence à citer :

WSP. 2019. *PROJET ÉNERGIE SAGUENAY. RÉPONSES AUX QUESTIONS ET COMMENTAIRES DU MELCC - DEUXIÈME SÉRIE - COMPLEXE DE LIQUÉFACTION DE GAZ NATUREL À SAGUENAY. RAPPORT PRODUIT POUR GNL QUÉBEC INC. 53 PAGES ET ANNEXES.*

AVANT-PROPOS

Le 27 août 2019, le ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) a reçu les réponses à leur première série de questions et commentaires portant sur le projet Énergie Saguenay de GNL Québec inc. (GNLQ). À la suite de l'analyse de ce document et afin de donner suite aux consultations gouvernementales sur la recevabilité de l'ÉIE, le MELCC a transmis à GNLQ, le 5 novembre 2019, une deuxième série de questions et de commentaires.

Les questions et commentaires de ce document sont présentés intégralement **en encadré et en caractères gras** pour les distinguer aisément dans le texte des réponses qui sont fournies. Un code et un numéro sont associés à chacun des questions ou commentaires (QC2-1, QC2-2, etc.) ainsi qu'à chacune des réponses fournies (R2-1, R2-2, etc.) afin de faciliter un éventuel suivi. Enfin, les annexes supportant les réponses à chacune des questions ou des commentaires sont également numérotées en fonction des codes et numéros auxquels elles font référence (annexe R2-1, annexe R2-2, etc.).

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	III
JUSTIFICATION ET AUTRES MOYENS DE RÉALISER LE PROJET	9
VARIANTES D'AGENCEMENT DES INFRASTRUCTURES	9
DESCRIPTION DU PROJET	17
PROCÉDÉ DE LIQUÉFACTION.....	17
INFRASTRUCTURES MARITIMES.....	18
INSTRUMENTATION ET CONTRÔLE.....	20
ACTIVITÉS D'AMÉNAGEMENT ET DE CONSTRUCTION.....	22
ACTIVITÉS EN OPÉRATION	22
DESCRIPTION ET EFFET SUR LES COMPOSANTES DU MILIEU PHYSIQUE.....	27
QUALITÉ DES SOLS.....	27
EFFETS ENVIRONNEMENTAUX PROBABLES.....	29
GAZ À EFFET DE SERRE (GES)	30
IMPORTANCE DES EFFETS RÉSIDUELS	31
EFFETS ENVIRONNEMENTAUX PROBABLES.....	31
ATTÉNUATION DES EFFETS	32
PROGRAMME PRÉLIMINAIRE DE SURVEILLANCE ENVIRONNEMENTALE	33
EFFETS ENVIRONNEMENTAUX PROBABLES.....	33
EFFETS ENVIRONNEMENTAUX PROBABLES.....	42
ATTÉNUATION DES EFFETS APPRÉHENDÉS.....	42
DESCRIPTION ET EFFETS SUR LES COMMUNAUTÉS LOCALES ET RÉGIONALES.....	45
ÉVALUATION DES EFFETS ET DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX LIÉS À L'ACCROISSEMENT DU TRANSPORT MARITIME SUR LE SAGUENAY	47
ANNEXE 8 – 1	49
ANNEXE 13 – 4	51
RÉFÉRENCES	53

TABLE DES MATIÈRES (suite)

ANNEXES

- | | |
|-------|--|
| R2-6 | FIGURES ILLUSTRANT LA BERGE |
| R2-15 | RAPPORT CARBONEUTRALITÉ |
| R2-24 | RAPPORT ÉVALUATION ÉCONOMIQUE |
| R2-26 | TABLEAUX MILIEUX HUMIDES |
| R2-27 | ANALYSE DES RISQUES D'ACCIDENTS LIÉS AU
TRANSPORT MARITIME DE GNL |

JUSTIFICATION ET AUTRES MOYENS DE RÉALISER LE PROJET

VARIANTES D'AGENCEMENT DES INFRASTRUCTURES

QC2 - 1	<p>En ce qui concerne la réponse à la question QC – 2, celle-ci est partielle dans la mesure où elle n'est pas appuyée, comme il avait été demandé, par des cartes présentant différents scénarios de configuration des équipements et dans quelle mesure chacun de ces scénarios affecte les milieux humides et hydriques. Le ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) s'attend, notamment à ce qu'un scénario permettant d'éviter un impact sur le cours d'eau CE – 03 soit présenté et que l'initiateur explique en quoi un tel scénario ne peut être retenu.</p>
---------	---

R2 - 1 :

En 2014, différents scénarios de localisation des infrastructures du terminal ont été envisagés, avec comme objectifs d'éviter les milieux humides. L'exercice a été réalisé à l'aide de l'information relative aux milieux humides et hydriques disponible sur les outils cartographiques, sans validation terrain, puisqu'il s'agissait d'une évaluation préliminaire.

Le scénario le plus « réaliste » a été modélisé en trois dimensions et présenté lors des premières phases de consultation du projet, réalisées avant le début des procédures d'évaluation d'impacts. Il est illustré à la figure R2-1. Avec l'information disponible aujourd'hui, on comprend que ce scénario causait tout de même un empiétement sur certains milieux humides.

Éviter les milieux humides et les cours d'eau, dont le CE-03, nécessitait une mise en forme en terrasses de laquelle résultait les contraintes suivantes :

- a) la nécessité d'une grande quantité de dynamitage et d'excavation;
- b) une complexité technique accrue d'un site « éclaté » spatialement dont les différents éléments devaient être reliés par plusieurs mètres de conduites et câbles électriques, augmentant très significativement les investissements nécessaires à la construction du projet;
- c) des enjeux de sécurité;
- d) des surcoûts importants liés à la gestion des éléments mentionnés précédemment; et surtout,
- e) d'importants enjeux d'acceptabilité sociale liés aux impacts visuels.

Lors de l'évaluation des coûts et des impacts, il a vite été établi qu'un tel projet était irréalisable. GNLQ est donc retourné en conception et en analyse de site en procédant à une analyse multicritères intégrant :

- 1 la minimisation des impacts sur les milieux humides et hydriques;
- 2 la minimisation des impacts visuels dans un optique d'acceptabilité sociale;
- 3 une diminution de l'empreinte un sol;
- 4 une diminution des coûts de construction respectant la faisabilité financière du projet.

C'est de cet exercice que le plan d'implantation actuel a été déterminé.

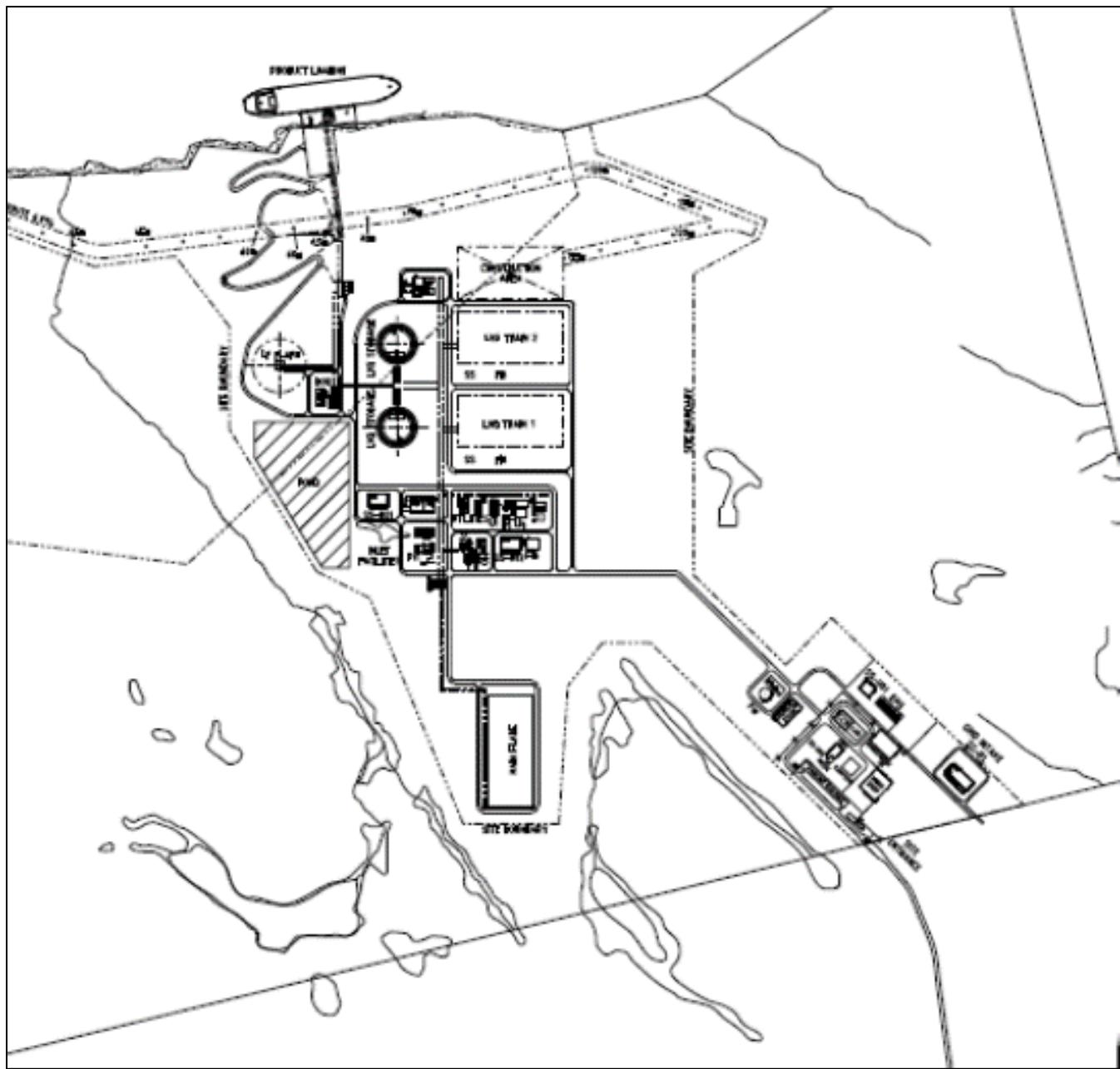


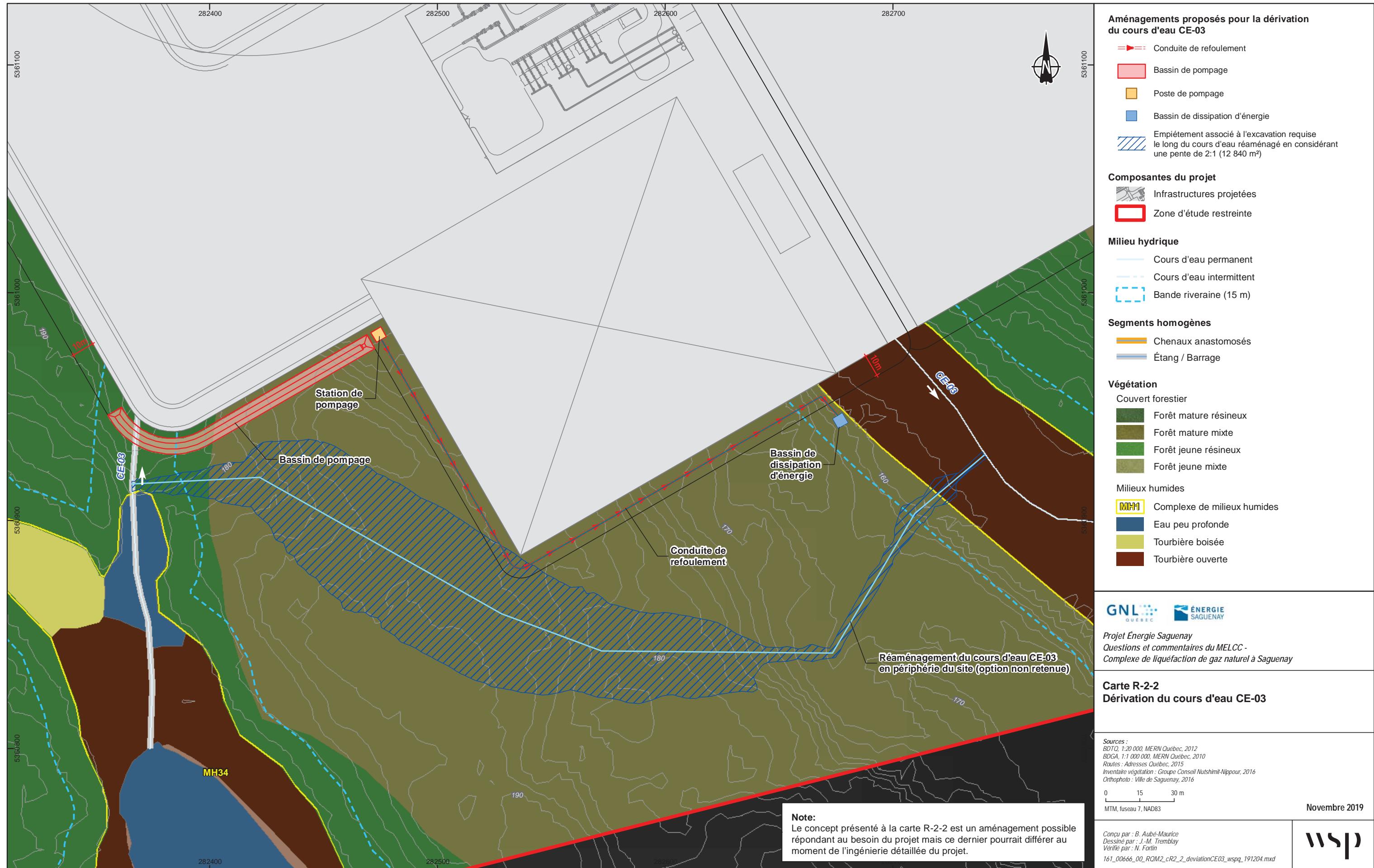
Figure R2-1 Scénario de mise en place de l'usine protégeant le CE-03

QC2 - 2	<p>La carte de l'annexe R – 22 ne fournit pas suffisamment de détails sur la déviation proposée, outre de mentionner que celle-ci sera faite à l'aide d'une conduite. Pour les fins de la présente analyse, il est requis d'être en mesure de visualiser, sur une carte à une échelle adéquate, les empiètements au droit de la rive et du littoral du cours d'eau CE – 03 qui serait engendré par cette option de déviation. Ces superficies doivent ensuite être considérées dans le bilan global des impacts sur les milieux humides et hydriques.</p>
---------	--

R2 - 2 :

Le cours d'eau CE-03 se trouve partiellement dans l'empreinte au sol du projet et sera donc, à terme, séparé en deux parties distinctes : celle se trouvant en amont du projet et celle se trouvant en aval du projet. Il y a donc lieu de restituer un lien hydrique entre les deux parties du cours d'eau. La carte R2-2 montre l'aménagement visant à rétablir ce lien.

L'option suggérée est d'aménager un petit bassin de pompage près du pied du remblai en plus d'aménager un poste de pompage ainsi qu'une conduite de refoulement et un bassin de dissipation d'énergie. Le bassin doit avoir une capacité totale estimée à 500 m³. Le seul impact anticipé sur le milieu hydrique en termes de superficie est l'aménagement de l'entrée hydraulique du bassin de pompage. L'empiètement approximatif total du bassin de pompage est de 900 m² (carte R2-2), dont 229 m² situé à l'intérieur des limites de rive du cours d'eau CE-03 (voir réponse R2-19). Cette entrée devra être aménagée en vue d'acheminer les apports en eau du cours d'eau CE-03 vers le bassin de pompage. Une surprofondeur doit être aménagée près du poste de pompage pour y installer la crête de la pompe. La conduite de refoulement devra suivre le pied du remblai et mener l'eau dans un bassin de dissipation d'énergie qui pourrait être aménagé à la sortie de la conduite, à la limite du milieu humide MH35 qui longe le cours d'eau CE-03 (carte R2-2). Ce bassin permettra la complète dissipation de l'énergie avant que l'eau ne soit restituée au cours d'eau naturel.



QC2 - 3	<p>Concernant les pertes associées au remblaiement du cours d'eau CE – 03 situé sous la zone d'implantation projetée, l'initiateur du projet entend compenser la perte par un projet de restauration de sites dégradés. En premier lieu, il doit viser à réduire les pertes au site du projet. L'annexe R – 22 (Note technique – Hydrologie) n'illustre pas l'option de dérivation du cours d'eau CE – 03, seules les infrastructures de drainage sont illustrées. Rappelons que pour réduire les pertes totales localement, un cours d'eau de déviation doit être recréé et réalisé de manière non linéaire pour reproduire des conditions naturelles et des micro-habitats pour l'ensemble des groupes d'espèces utilisant ces types d'habitats (faune benthique, amphibiens, reptiles et oiseaux). L'initiateur doit présenter l'option envisagée d'aménagement d'une dérivation.</p>
---------	--

R2 - 3 :

À l'étape d'ingénierie actuelle et selon les informations connues, l'option d'aménager un cours d'eau de dérivation non linéaire n'est pas retenue en tant que solution pour rétablir un lien hydraulique entre l'amont et l'aval du cours d'eau CE-03. Le cours d'eau CE-03 se trouve partiellement dans l'empreinte au sol du projet et sera donc, à terme, séparé en deux parties distinctes : celle se trouvant en amont du projet et celle se trouvant en aval du projet. Selon les plans de l'étape actuelle du projet, une partie du cours d'eau sera remblayée par la plateforme sur une hauteur variant de deux à plus de 20 m. Il y a donc lieu de restituer un lien entre les deux parties du cours d'eau. Trois options ont été analysées, soit :

- 1** l'aménagement d'un cours d'eau de dérivation non linéaire;
- 2** la dérivation sous remblai à l'aide d'une conduite;
- 3** l'aménagement d'un bassin de pompage, d'un poste de pompage, d'une conduite de refoulement et d'un bassin de dissipation d'énergie.

Les deux premières options n'ont pas été retenues puisqu'elles comportent des contraintes de construction, d'entretien et d'opérabilité à long terme importantes. Ces contraintes sont exposées dans la section qui suit.

1 Aménagement d'un cours d'eau de dérivation non linéaire

La topographie dans le secteur de l'intersection du cours d'eau CE-03 avec le remblai de l'usine fait en sorte que l'aménagement d'un cours d'eau de déviation non linéaire a été écarté. L'aménagement d'un cours d'eau de déviation nécessiterait l'excavation d'une section de montagne (possiblement du roc) sur une profondeur pouvant aller jusqu'à plus de 15 m de profond sur un linéaire de plusieurs centaines de mètres (carte R2-2). Il est à noter que l'intersection entre la plateforme et le cours d'eau CE-03 à l'amont se situe à l'élévation approximative 176,0 m. À l'aval, cette élévation est plutôt d'approximativement 156,0 m. Le point haut situé entre les deux sections de cours d'eau est à l'élévation approximative 181,0 m. Les excavations nécessaires en vue de réaliser ce cours d'eau auraient un potentiel de détruire une superficie d'habitat importante. En considérant l'aménagement d'un cours d'eau de 2 m de largeur dont les talus seraient aménagés avec une pente de 2 H : 1 V, l'empierrement requis sur le milieu récepteur pour aménager le cours d'eau est évalué à 12 840 m² (carte R2-2). Quant au volume de matériaux à excaver pour réaliser un tel aménagement, il est évalué à 64 800 m³.

2 Dérivation sous remblai à l'aide d'une conduite

L'option d'aménagement d'une dérivation en conduite sous remblai a été envisagée, mais a été éliminée pour des raisons d'opération et d'entretien. Il est important de noter que la plateforme de l'usine sera à l'élévation 176,0 m, alors que l'exutoire de la conduite de dérivation sera situé à l'élévation près de l'élévation 156,0 m. L'épaisseur de remblai sur la conduite serait par endroits d'environ 20 m.

Bien que des conduites résistant à une telle charge soient disponibles sur le marché, le fait d'installer une conduite d'un linéaire de plusieurs centaines de mètres sous un remblai massif peut représenter un défi majeur en termes d'entretien, par exemple au niveau du colmatage. De plus, la résistance structurale peut diminuer à long terme pour diverses raisons, par exemple la corrosion. Il n'est donc pas possible de penser que l'aménagement d'une dérivation en conduite sous remblai est une option viable à long terme pour restituer l'eau de la partie amont vers la partie aval du cours d'eau.

3 Aménagement d'un bassin de pompage, d'un poste de pompage, d'une conduite de refoulement et d'un bassin de dissipation d'énergie.

La dernière option analysée pour la restitution des apports en eau vers l'aval est d'aménager un bassin de pompage, un poste de pompage, une conduite de refoulement et un bassin de dissipation d'énergie à la sortie. Considérant les contraintes décrites ci-dessus, il s'agit de la meilleure façon de rétablir un lien hydraulique entre la partie amont du cours d'eau CE-03 et la partie aval.

L'option suggérée est donc d'aménager un petit bassin de pompage près du pied du remblai et d'y aménager un poste de pompage ainsi qu'une conduite de refoulement. Cette option permettra d'assurer que l'ouvrage puisse être entretenu facilement, qu'il soit aménagé avec un minimum d'excavation et d'impacts dans le milieu hydrique et assurera une opérabilité à long terme. Puisque le projet se trouve près de la tête du bassin versant du CE-03, les débits correspondant au débit moyen du cours d'eau sont faibles et pourront être gérés par le poste de pompage. Les débits associés aux crues pourront être temporairement accumulés dans le bassin de pompage avant d'être pompés vers l'aval du CE-03. À titre indicatif, le débit moyen pour le cours d'eau CE-03, à l'intersection avec le remblai de l'usine, est estimé à 2 l/s alors que le débit de la crue de période de retour de 2 ans est estimé à 135 l/s.

De plus, une pompe d'une capacité de 50 l/s pour une tête d'approximativement 15 m, jumelée à un bassin d'une capacité estimée à 500 m³, permettrait de gérer une crue de période de retour de 10 ans sans débordement au pied du remblai. Il faudra également s'assurer d'aménager un bassin à la sortie, permettant d'assurer la complète dissipation de l'énergie avant que l'eau ne soit restituée au cours d'eau naturel.

Finalement, le poste de pompage devra être opéré en fonction des apports naturels au bassin, c'est-à-dire en pompant l'eau au même rythme où elle arrive au bassin. Ce mode d'opération permettra de limiter les impacts sur l'hydrologie locale. La carte R2-2 montre le concept élaboré ainsi que la topographie du secteur.

DESCRIPTION DU PROJET

PROCÉDÉ DE LIQUÉFACTION

QC2 - 4	<p>Actuellement, les concentrations estimées de contaminants rejetées par le système de déminéralisation ne respectent pas les critères de qualité des eaux de surface pour certains contaminants (sulfure d'hydrogène et ammonium), tels que l'initiateur s'est toutefois engagé à respecter à la réponse de la question QC – 8. De plus, le suivi mis en place ne permet pas d'assurer le respect de ces critères pour ces deux paramètres. L'initiateur doit d'abord être cohérent dans les critères de rejet à respecter par rapport aux concentrations attendues dans les eaux rejetées. Ensuite, le programme de suivi doit être révisé pour s'assurer que ces paramètres soient respectés et mesurés à la sortie du système. Ces éléments seront considérés lors du dépôt des demandes d'autorisation subséquentes (art. 22 de la LQE).</p>
----------------	--

R2 - 4 :

GNLQ prend note du commentaire. Les concentrations présentées au tableau R-14 étaient indicatives et basées sur un exemple de résultats d'analyse d'eau potable fourni par la Ville de Saguenay. Le programme de suivi de la qualité de l'eau qui sera déposé lors du dépôt des demandes d'autorisation subséquentes (art. 22 de la LQE) sera révisé afin de s'assurer que ces paramètres soient respectés et mesurés à la sortie du système et que des actions correctives soient mises en place le cas échéant.

QC2 - 5	<p>L'exigence de rejet du MELCC pour un séparateur eau-huile est d'au moins 5 mg/l pour les hydrocarbures pétroliers dans le cas d'un rejet à l'environnement. Les modalités d'autorisation pour les demandes relatives aux séparateurs eau-huile sont disponibles sur le site Internet du MELCC à l'adresse suivante : http://www.environnement.gouv.qc.ca/publications/note-instructions/16-03.htm. L'initiateur devra tenir compte de ces exigences dans le cadre de la ou des demande(s) d'autorisation effectuée(s) en vertu de l'article 22 de la LQE pour ce type d'équipement.</p>
----------------	---

R2 - 5 :

GNLQ tiendra compte de ces exigences d'au moins 5 mg/l pour les hydrocarbures pétroliers dans le cas d'un rejet à l'environnement dans le cadre de la ou des demande(s) d'autorisation effectuée(s) en vertu de l'article 22 de la LQE pour ce type d'équipement.

INFRASTRUCTURES MARITIMES

QC2 - 6	Les figures de l'annexe R – 16 ne montrent pas les limites de la rive de la rivière Saguenay comme il avait été demandé aux questions QC – 17 à QC – 21. L'initiateur doit fournir ces figures.
----------------	--

R2 - 6 :

Sur les figures de l'annexe R-16 du document réponse à la première série de questions (WSP, 2019), il n'est pas toujours possible d'y illustrer la berge, car plusieurs infrastructures sont entièrement en milieu marin (ducs-d'Albe, plate-forme de transbordement, etc.). Les figures où il est possible d'illustrer la berge (PMSGM) sont présentées à l'annexe R2-6. La figure R-17 du document réponse à la première série de questions présente les limites de la rive (LHE) et la limite de la rive de 15 m, ainsi que les diverses infrastructures maritimes du projet.

QC2 - 7	La méthode utilisée pour délimiter l'habitat du poisson (limite de la pleine mer supérieure de grandes marées ou PMSGM) correspond rarement à la cote de récurrence de 2 ans ou à la ligne naturelle des hautes eaux, lesquelles sont les deux méthodes reconnues selon le Règlement sur les habitats fauniques. L'altitude de la PMSGM est généralement plus basse que la cote de récurrence de 2 ans, ce qui peut avoir un effet important dans les secteurs à pente douce. Il est étonnant que la ligne naturelle des hautes eaux établie soit plus basse que la PMSGM. L'initiateur doit détailler davantage la méthode de détermination utilisée pour établir la ligne naturelle des hautes eaux, en incluant des photos qui permettent d'en valider l'altitude. Cet élément est primordial pour calculer l'empiètement dans l'habitat du poisson.
----------------	--

R2 - 7 :

La visite de terrain de juin 2019 visait, notamment, à préciser l'emplacement de la ligne des hautes eaux (LHE) de la rivière Saguenay conformément à la Politique de protection des rives, du littoral et des plaines inondables, comme demandé par le MELCC à la question QC-133 de la première série de questions et commentaires. Étant donné l'accès difficile à la rive du Saguenay dans le secteur des infrastructures maritimes projetées, il a été décidé de préciser l'élévation de la LHE dans un secteur plus accessible situé à proximité (secteur du quai Marcel-Dionne).

Une attention particulière a ainsi été accordée aux caractéristiques de la végétation riveraine lors de ces travaux de terrain. Toutefois, en considérant la présence généralisée de roc affleurant sur les berges du Saguenay dans ce secteur, la végétation riveraine était peu abondante dans la zone visitée (figure R2-7). Ainsi, les signes visibles sur la roche-mère, dont les lichens gris, ont aussi fait l'objet d'une attention particulière afin de localiser la LHE.

L'élévation marégraphique retenue pour la LHE en se basant sur ces signes est de 5,8 m, comparativement à 6,4 m pour la PMSGM. Toutefois, dans le secteur des infrastructures maritimes projetées, la pente de la berge du Saguenay est très forte, ce qui se traduit par une différence minime dans la localisation des deux lignes. En effet, ces deux lignes y sont généralement espacées latéralement de moins de 1 m. Or, les empiétements projetés entre ces deux lignes sont limités à 3,3 m² soit seulement 1,4 % de l'empiétement considéré.



Figure R2-7 Aperçu de la rive du Saguenay à proximité du quai Marcel-Dionne

QC2 - 8	L'initiateur du projet termine sa réponse en mentionnant qu'un suivi des herbiers « [...] pourrait permettre d'établir l'impact réel des infrastructures et de leur influence sur l'hydrodynamisme du secteur ». L'initiateur doit énoncer clairement si un suivi sera ou non réalisé et quelles seront les possibilités pour atténuer ou éliminer les impacts, le cas échéant.
---------	--

R2 - 8 :

Le choix de concept de quai (quai sur pieux) constitue la principale mesure d'atténuation quant aux impacts en termes d'empiètement et d'influence des conditions hydrogéomorphologiques sur les herbiers intertidaux environnants. Un suivi sera réalisé afin d'évaluer les impacts du projet sur l'évolution de leurs superficies, de leurs compositions et de leurs densités et de mettre en place des mesures d'atténuation additionnelles, si nécessaire.

INSTRUMENTATION ET CONTRÔLE

QC2 - 9	L'initiateur du projet propose des mesures pour réduire les impacts de l'éclairage du chemin d'accès et des quais ainsi que pour la modification de l'éclairage des réservoirs et des conduites de chargement. Bien que ces choix soient pertinents, cela ne répond que partiellement à la question posée, soit de présenter une évaluation de la conception de l'éclairage du site par rapport aux normes d'éclairage reconnues pour réduire les impacts sur la biodiversité (intensité, hauteur, zones éclairées). À cet égard, l'initiateur indique seulement que le concept d'éclairage développé répond aux besoins opérationnels spécifiques du projet. Si certaines normes d'éclairage s'avèrent difficiles à rencontrer, l'initiateur doit présenter les paramètres pouvant être améliorés pour tenter de réduire ces impacts et qui pourront être mis en œuvre.
---------	---

R2 - 9 :

Le tableau QC2-9-1 présente une évaluation du concept d'éclairage proposé par GNLQ en fonction de la norme BNQ 4930-100/2016 Éclairage extérieur – Contrôle de la pollution lumineuse du Bureau de normalisation du Québec (BNQ), la seule norme applicable à ce projet. L'évaluation a été réalisée pour une zone d'éclairage nocturne ZEN-1 correspondant à un secteur présentant un niveau d'éclairage ambiant moyen associé à une zone rurale. L'évaluation présente le détail du concept d'éclairage en fonction des quatre caractéristiques d'éclairage sur lesquelles il est possible d'exercer un contrôle afin de réduire leur incidence sur les effets nuisibles ou incommodes de l'éclairage:

- a) **Période d'éclairage** : De façon générale les aires associées au projet doivent être éclairées adéquatement en permanence pour des raisons opérationnelles et de sécurité, ce qui est conforme selon les normes SST applicables qui sont prépondérantes à la norme du BNQ. Une réduction de 90 % de la lumière émise sera appliquée aux quais de chargement hors de la période de chargement des bateaux. De plus, la route d'accès sera éclairée à la demande et les luminaires seront normalement éteints, ce qui dépasse les recommandations du BNQ pour ces deux zones éclairées.
- b) **Composition spectrale de la lumière émise (couleur)** : De façon générale le choix des luminaires DEL PC ambre (1 800 K) respecte les recommandations des meilleures pratiques recommandées par la norme BNQ. Ces luminaires permettront de limiter la quantité de lumière bleue (environ 2 %) qui a un effet sur le voilement du ciel étoilé et peut avoir un effet sur le cycle circadien des humains et des espèces fauniques. Le choix de luminaires au Sodium Haute Pression pour le secteur des quais de chargement est la seule exception, mais ceux-ci émettent peu de lumière bleue (seulement 8 %). Par contre, les secteurs industriels avec employés à l'œuvre sont exemptés de norme par le BNQ.

- c) Orientation de la lumière émise :** Le choix et le positionnement des luminaires proposé permettent d'éviter la projection de lumière au ciel et celle-ci sera dirigée directement vers la surface à éclairer. Ainsi, aucune lumière ne sera émise vers le ciel, sauf pour le secteur des quais de chargement où les luminaires au Sodium Haute Pression retenus seront générateurs d'environ 70 lumen, ce qui excède la norme du BNQ qui est de 20 lumen. Par contre, la proportion réelle calculée du niveau de lumière émise vers le ciel correspond à peine à 0,19 % de la lumière produite par chaque luminaire.
- d) Quantité de lumière émise :** Le choix, la puissance, le nombre et la localisation des luminaires ont été soigneusement choisis afin d'obtenir des niveaux de lumière associés aux besoins opérationnels spécifiques pour l'ensemble du projet. Les niveaux de lumières moyens calculés pour chaque zone des aires associées au projet de GNLQ respectent les niveaux proposés dans la norme BNQ. Il en va de même pour la route d'accès. Les secteurs industriels avec employés à l'œuvre doivent être conformes aux normes SST applicables, qui sont prépondérantes à la norme du BNQ.

ACTIVITÉS D'AMÉNAGEMENT ET DE CONSTRUCTION

QC2 - 10	<p>L'initiateur mentionne dans la réponse à la question QC – 32 que : « [...] le volume de matériaux qui seront excavés est de 4,2 Mm³ de roc et le volume de remblais nécessaire sera de 4,4 Mm³ [...] ». L'initiateur mentionne dans la même réponse que : « Le surplus de matériel est estimé à 880 000 m³ [...] ». Selon ces informations, ce n'est pas un surplus qui devrait être obtenu, mais plutôt un manque à gagner de remblais de 200 000 m³. L'initiateur doit donc expliquer la raison du surplus de 880 000 m³ de matériel prévu et détailler davantage les composantes de l'estimation. L'initiateur doit s'assurer que les valeurs obtenues sont exactes et, au besoin, rectifier sa réponse, car il devra soit recourir à l'exploitation d'un banc d'emprunt à l'extérieur du site du projet, soit disposer du matériel excédentaire sur un site prévu à cet effet.</p>
-----------------	--

R2 - 10 :

Les quantités des matériaux de déblai et remblai sont présentement évaluées à partir de calculs préliminaires d'excavation de roc et de remblai de roc, calculs qui indiquent un manque à gagner de 200 000 m³.

Par contre, comme mentionné au 3^e paragraphe de la réponse R-32 du premier document de réponses (WSP, 2019), certaines élévations finales de terrain seront ajustées de façon à produire plus de matériel rocheux ou encore de limiter le besoin en remblai en élevant certaines surfaces de l'usine.

Cet ajustement du bilan de masse des matériaux de déblais/remblai de roc sera fait lors de l'ingénierie détaillée du projet. Cette approche de conception s'inscrit dans un contexte d'optimisation de récupération des matériaux en place, de façon à restreindre le transport de matériaux le plus possible.

Les 880 000 m³ de matériaux mentionnés en surplus proviennent des travaux de décapage du terrain (matériaux meubles) et non pas des excavations de roc. Il s'agit de la couche de terre en surface contenant de la matière organique qui ne peuvent être incorporées aux remblais structuraux de l'usine.

ACTIVITÉS EN OPÉRATION

QC2 - 11	<p>L'initiateur doit préciser la corrélation qui existe entre les estimations d'émissions contenues dans le tableau R-33-2 comparativement aux données fournies dans le tableau R-33-1.</p>
-----------------	---

R2 - 11 :

Dans un premier temps, il est important de mentionner qu'une correction de l'en-tête de la dernière colonne du tableau R-33-2 du premier document de réponses (WSP, 2019) doit être effectuée. En effet, le titre « Émissions estimées (tonnes) » devrait plutôt se lire « Quantité de gaz brûlée (tonnes) », comme demandé au second point de la question QC-33.

Une révision du tableau R-33-2 est donc présentée au tableau R2-11. Cette révision présente également des compléments d'information et des corrections relativement au tableau initial, dont les informations lors des conditions normales d'opérations (pilotes), les quantités de gaz brûlées par événement et les différents types de gaz brûlés.

Dans un second temps, les quantités de gaz brûlées par période (mensuel et annuel), fournies au tableau initial R-33-2, doivent être nuancées. En effet, ces valeurs proviennent de la quantité de gaz brûlée lors d'un événement (ou scénario particulier) moyennée sur une période mensuelle ou annuelle.

Il se produit alors une dilution des quantités brûlées puisqu'en réalité, ces événements ont une fréquence faible et ne se produisent que sur des durées relativement courtes.

Ces valeurs calculées ont donc une valeur statistique limitée. La quantité totale brûlée par période est, dans le contexte, une métrique plus juste.

Par exemple, l'événement « *Transférer le GNL de l'échangeur de chaleur cryogénique principal (MCHE)* » implique que 195 tonnes de GNL sont brûlées par torchage pendant 24 heures, et ce, tous les trois ans. La lecture des données devrait être la suivante :

- lorsque cet événement n'a pas lieu, les quantités de gaz brûlées sur des bases mensuelles et annuelles sont nulles;
- lorsque cet événement a lieu, les quantités de gaz brûlées pour le mois correspondant sont de 195 tonnes. Le raisonnement est le même pour l'estimation annuelle; lorsque l'événement se produit, 195 tonnes ont été brûlées cette année-là.

Tableau R2-11 : Fréquences, durées et quantité de gaz brûlées pour les systèmes de torchères

Système	Description	Quantité de gaz brûlée par événement (tonnes)	Type de gaz brûlé	Durée	Fréquence	Qté de gaz brûlée - Moyenne par période (tonnes) [2]		Qté de gaz brûlée - Total par période (tonnes) [3]	
						Mensuelle	Annuelle	Mensuelle	Annuelle
Conditions normales - Torchères sur pilotes									
Torchère chaude (<i>wet gas</i>)	Condition normale d'opération - le pilote de la torchère brûle de manière continue	[1]	Gaz naturel	En continu	En continu	12	139	12	139
Torchère froide (<i>dry gas</i>)			Gaz naturel	En continu	En continu	26	313	26	313
Torchère marine			Gaz naturel	En continu	En continu	6	70	6	70
Démarrage et arrêt planifié des opérations									
Train 1 / Train 2	Transférer le GNL de l'échangeur de chaleur cryogénique principal (MCHE)	195	GNL	24 hr	Tous les 3 ans	5	65	195	195
	Dépressuriser le circuit de Propane (PR) (30% à la torchère froide)	222	Propane	6 hr	Tous les 3 ans	6	74	222	222
	Dépressuriser le circuit de Réfrigérants Mélanges (MR) (100% à la torchère froide)	237	<i>Mix Refrigerant</i>	12 hr	Tous les 3 ans	7	79	237	237
Arrêt, partiel ou total, non planifié									
Torchère chaude (<i>wet gas</i>)	Évacuation d'urgence du procédé vers la torchère chaude (Ventilation majeure) - Défaillance de la soupape de contrôle	161	Feed Gas	15 min	Tous les 12 à 18 mois	13	161	161	161
	Évacuation non urgente vers la torchère chaude (Ventilation normale) – Compresseur de Régénération à l'arrêt	2160	Regen Gas	48 hr	Une fois par an	180	2160	2160	2160
	Évacuation non urgente vers la torchère chaude (Ventilation normale) - Incinérateur des gaz acides à l'arrêt	840	Acid Gas	24 hr	Une fois par an	70	840	840	840
Torchère froide (<i>dry gas</i>)	Évacuation d'urgence du procédé vers la torchère froide (Ventilation majeure) - Sortie bloquée du compresseur de propane	443	Propane	15 min	Tous les 12 à 18 mois	37	443	443	443
	Évacuation d'urgence du procédé vers la torchère froide (Ventilation majeure) - Sortie bloquée du compresseur de réfrigérants mélanges	400	<i>Mix Refrigerant</i>	15 min	Tous les 12 à 18 mois	33	400	400	400
	Évacuation d'urgence du procédé vers la torchère froide (Ventilation majeure) - Défaillance générale de l'alimentation électrique	161	Dry Gas	15 min	Une fois par an	13	161	161	161
	Évacuation non urgente vers la torchère froide (Ventilation normale) - Réchauffement du MCHE (Échangeur de chaleur cryogénique principal) après un arrêt	387	<i>MR and DF gas</i>	6 hr	Scénario peu probable	-	-	-	-
Torchère marine	Évacuation d'urgence du procédé vers la torchère marine (Ventilation majeure) – Arrêt du Compresseur	8	GNL	15 min	Une fois par an	1	8	8	8
	Évacuation non urgente (Ventilation normale) – Purge avec du CO2 pour un navire tout neuf de GNL (pas de produit dans le bateau)	380	LNG vapor	10 hr	Une fois par an	32	380	380	380
	Évacuation non urgente (ventilation normale) – Vapeurs du BOG sont envoyées à la torchère marine lorsque le cargo de GNL accoste au quai pour s'assurer de sa composition (chargement normal)	8	LNG Vapor	30 min	Deux fois par semaine	65	780	65	780

[1] Quantités de gaz brûlées par période basée sur des consommations de gaz de 0.0044 kg/s, 0.0099 kg/s et 0.0022 kg/s pour les torchères chaude, froide et marine respectivement (estimation d'après l'hypothèse : 24h/24, 7 jours/7, 365 jours/an).

[2] La quantité de gaz brûlée par événement est moyennée sur 12 mois et sur une année. Ces valeurs ne sont donc pas représentatives de la réalité opérationnelle.

[3] Quantité de gaz brûlée réelle planifiée lorsqu'un événement se produit. Les quantités sont nulles durant les mois et années durant lesquels l'événement n'a pas lieu.

DESCRIPTION ET EFFET SUR LES COMPOSANTES DU MILIEU PHYSIQUE

QUALITÉ DES SOLS

QC2 - 12	<p>L'initiateur énonce dans sa réponse à la question QC – 46 les critères de sélection ayant permis d'identifier une aire temporaire d'entreposage des infrastructures. Or, l'absence de milieux humides et hydriques ne fait pas partie des critères de sélection, ce qui ne respecte pas l'article 46.0.3 de la LQE. De plus, les options proposées ne sont pas appuyées par une carte où il est possible de voir les limites des milieux humides et hydriques, les limites de zones à laquelle il réfère, ainsi que les limites des options elles-mêmes. L'initiateur doit d'abord trouver des sites exempts de milieux humides et hydriques pour ensuite y appliquer ses critères techniques de sélection. Les fonctions et les valeurs écologiques des milieux humides affectés et leur capacité à se restaurer à leur état initial doit également être pris en compte dans le cadre du choix des aires d'entreposage de construction (zone 32) et de l'aire d'infrastructures temporaires (zone 33). L'empiètement au droit de MH – 36 n'est pas acceptable sans davantage d'efforts d'évitement et de minimisation, une tourbière pouvant difficilement être remise en état. L'initiateur semble être en mesure, en modifiant la forme de ces aires ou en les scindant, d'éviter d'affecter de manière directe autant de milieux humides et hydriques. D'ailleurs, l'initiateur semble exclure certaines options (ex. option des trois secteurs égaux) sur la base d'impacts indirects sur des milieux humides. Or, certaines mesures d'atténuation pourraient être mises de l'avant afin d'atténuer ces impacts indirects, ce qui rendrait ce choix plus avantageux sur plusieurs aspects. En outre, l'initiateur revient souvent sur la notion de préservation du paysage entre la rivière Saguenay et le site de l'usine. Bien que ce critère soit important, il ne peut justifier la perte irréversible d'un milieu humide ou l'absence d'efforts d'évitement de ceux-ci.</p>
----------	--

R2- 12 :

Comme mentionné à la réponse R2 – 1, l'absence de milieux humides et hydriques a été un critère de sélection de site dès les premières phases du projet. Cependant, il a vite été convenu que la réalisation du projet était impossible sans empiéter sur certains milieux humides, à la fois pour des raisons techniques, de sécurité, de coûts et d'acceptabilité sociale vis-à-vis l'impact visuel du projet. Une attention a ainsi plutôt été portée à réduire le plus possible l'empreinte au sol afin de minimiser l'empiètement global.

La présence d'aires de travail et d'entreposage temporaires est essentielle pour un projet de construction de cette ampleur et il est impossible de réduire encore plus les superficies dédiées à cette fin.

À cette étape du projet, il serait envisageable de relocaliser la zone 33 à l'est des unités de liquéfaction (zones 1 et 2) (figure R2-12). Cette option est encore à l'étude puisqu'elle comporte des avantages, mais aussi des inconvénients. Le principal avantage est qu'elle permet d'éviter l'empiètement sur les milieux humides MH39 et MH37 et de réduire l'empiètement sur MH36 et potentiellement MH35.

Cependant cette option nécessite une augmentation de la superficie de l'empreinte au sol d'environ 1,5 ha qui devra être déboisée, ainsi qu'une augmentation des quantités de déblais de roc d'environ 550 000 m³, soit une augmentation de près de 20 %.

Considérant que, tel que mentionné à la réponse R2 – 10, un déficit d'environ 200 000 m³ est présentement envisagé, l'option impliquerait un surplus de plus de 300 000 m³ à gérer. L'option nécessite également la relocalisation de la zone 21 (entreposage des réfrigérants). La faisabilité du déplacement et la nouvelle localisation demeurent à confirmer.

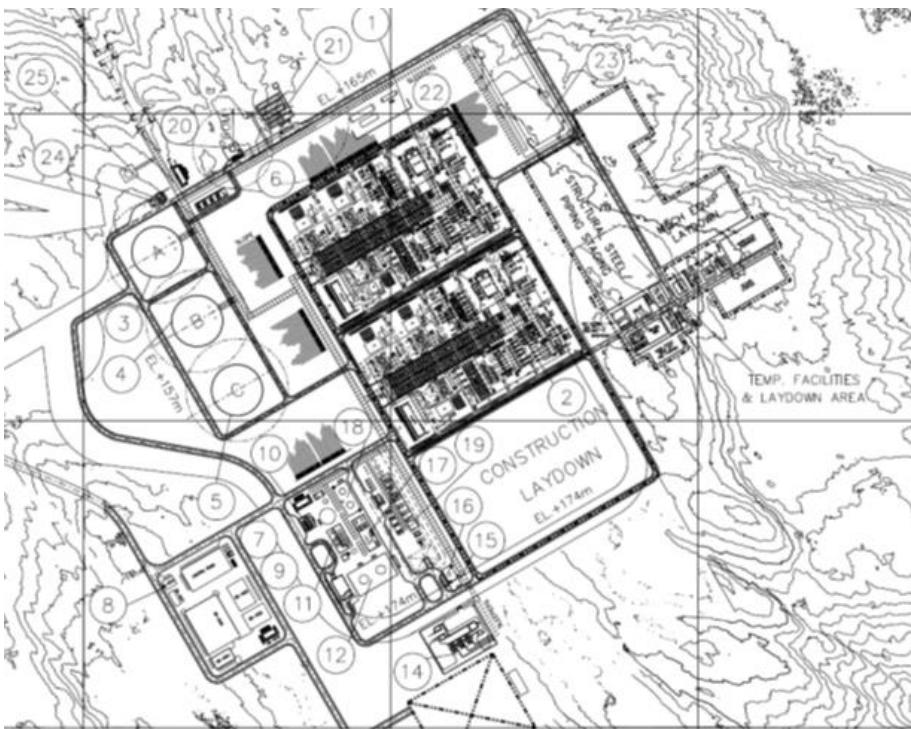


Figure R2-12 Relocalisation potentielle de la zone 33 à l'ouest des zones 1 et 2

QC2 - 13	En ce qui concerne la réponse à la question QC – 48, celle-ci fournit des explications sur l'utilisation envisagée des différentes zones, mais il nous apparaît que d'autres efforts d'optimisation d'utilisation de ces espaces permettraient de réduire leur empreinte et les impacts sur les milieux humides et hydriques. Par ailleurs, en ce qui concerne la zone 22 ainsi qu'une autre zone à l'ouest de celle-ci, la carte R – 51 semble contredire le fait qu'il y ait une pente dans ce secteur non propice à l'entreposage temporaire.
-----------------	---

R2 - 13 :

Comme mentionné aux réponses R – 1 et R – 12, ainsi qu'à la réponse R – 48 de la première série de question (WSP, 2019), un effort considérable a été fait depuis 2014 pour réduire l'empreinte au sol du projet, incluant les aires dédiées à la construction et à l'entreposage temporaire. Cet exercice se poursuit et cet aspect est réanalysé à chaque étape d'avancement de l'ingénierie.

Il est important de mentionner que certaines zones ne pourront être optimisées qu'une fois l'ingénierie détaillée de projets connexes terminée. C'est le cas de la zone 13, la sous-station électrique, où une emprise maximale, mais réaliste, a été réservée. Dépendamment du tracé de la ligne électrique permanente, il y aura sans doute une opportunité d'optimisation.

Pour ce qui est de la zone 22, il y a effectivement un potentiel d'optimisation de l'espace. Une option présentement à l'étude (figure R2-13) serait de relocaliser la zone 23 (torchères de procédé) à l'est de l'unité de liquéfaction 1 (zone 1). Il s'agit d'un changement important qui réduirait certains impacts. Il permettrait de diminuer l'empreinte au sol et donc, le déboisement.

Il y aurait aussi sans doute un avantage sur l'impact visuel puisque les torchères s'éloigneraient du Saguenay. Toutefois, les impacts sur la qualité de l'air et l'ambiance sonore ne peuvent être évalués à cette étape. Il s'agit, à l'heure actuelle, de la seule mesure d'optimisation de site envisageable.

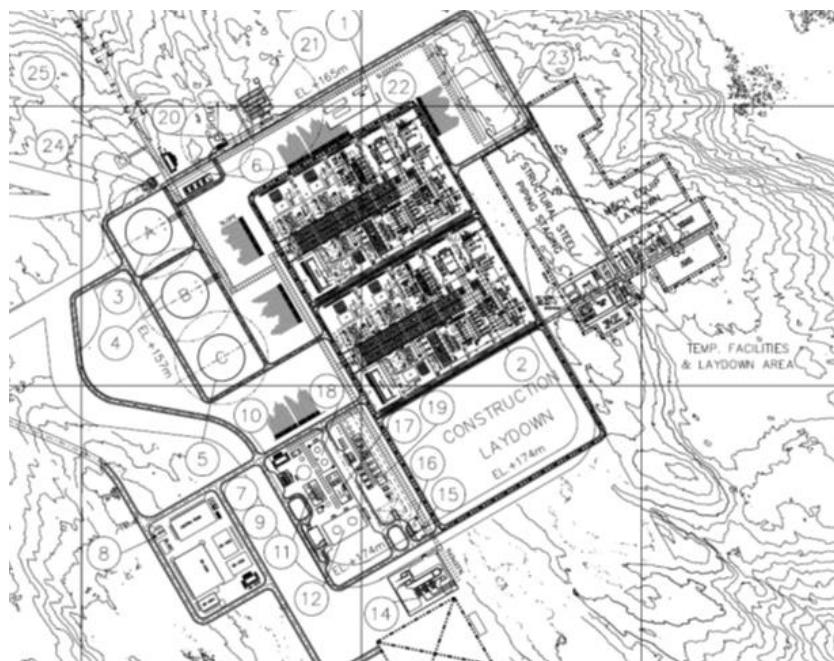


Figure R2-13 : Relocalisation potentielle de la zone 23 à l'ouest des zone 1

EFFETS ENVIRONNEMENTAUX PROBABLES

QC2 - 14	<p>Dans son évaluation, l'initiateur tient compte uniquement des émissions de particules totales et fines engendrées lors d'un dynamitage. Dans le cadre de l'analyse d'autres projets industriels, il avait été démontré qu'en fonction du type d'explosif utilisé et de l'intensité des sautages, il était possible d'observer des dépassements des critères de santé pour les NOx à des récepteurs sensibles. L'initiateur n'ayant pas effectué d'analyse de ce contaminant dans son analyse, la Direction de santé publique (DSPu) du CIUSSS du Saguenay-Lac-Saint-Jean recommande de porter une attention particulière au type d'explosif qui sera utilisé afin d'éviter que de tels dépassements ne surviennent.</p>
----------	--

R2 - 14 :

À la demande de la Direction de santé publique (DSPu) du CIUSSS du Saguenay–Lac-Saint-Jean, GNLQ portera une attention particulière au type d'explosif qui sera utilisé afin d'éviter tout dépassement des normes de NOx aux récepteurs sensibles.

GAZ À EFFET DE SERRE (GES)

QC2 - 15	L'initiateur propose des mesures d'atténuation applicables concernant les GES. Toutefois, compte tenu de l'ampleur des émissions de GES du projet (directes et indirectes), l'initiateur doit élaborer davantage sur les possibilités d'appliquer d'autres mesures significatives pour atténuer ses impacts, notamment par la récupération et la valorisation du CO ₂ , afin de diminuer les émissions de GES et ainsi réduire le coût à payer au système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions (SPEDE) ou en adhérant à des politiques d'achats responsables, principalement auprès des fournisseurs de gaz naturel.
----------	---

R2 - 15 :

GNLQ vise à atteindre la carboneutralité pour les opérations du terminal de liquéfaction, c'est-à-dire compenser les émissions directes des activités de liquéfaction du gaz naturel, une première pour un projet industriel de cette envergure au Canada. Dans ce contexte, la Chaire de recherche en éco-conseil de l'Université du Québec à Chicoutimi a été mandatée afin de répondre à la question de recherche : « Comment une entreprise qui sera un grand émetteur final canadien peut-elle trouver des moyens crédibles pour devenir carboneutre dans le contexte mondial actuel. Quelles solutions peuvent être mises en œuvre et selon quel ordre de priorité? ». Le rapport produit par la Chaire est présenté à l'annexe R2-15. Il s'agissait de la première étape du programme de carboneutralité.

L'équipe de la Chaire de recherche a procédé à une revue de littérature exhaustive afin de déterminer les différentes méthodes, outils, et projets permettant l'atteinte de l'objectif, en évaluant le potentiel et les contraintes de chacun. Au cours des prochains mois, GNLQ lancera diverses analyses de faisabilité technique et économique ainsi que des études commerciales, afin d'évaluer globalement l'efficience des méthodes proposées.

L'emphase est présentement portée sur l'évaluation des possibilités de réduction des émissions à la source ainsi que d'assurer la compatibilité de la conception de l'usine avec des technologies de captation du CO₂. Le tableau R2-15 présente une liste non exhaustive de projets à venir ainsi qu'une évaluation partielle et préliminaire de leur potentiel.

Tableau R2-15 Évaluation des projets de compensation des GES

Projet	Potentiel	Échéance	Faisabilité technique	Priorité
Réduction des émissions à la source	Moyen	Court	Complexe	1
Captation et valorisation du CO ₂	Fort	Moyen	Complexe	1
Gaz naturel renouvelable	Moyen	Moyen	Complexe	2
Afforestation / Reforestation	Faible	Long	Simple	3
Achats de crédits carbone	Fort	Court	Simple	2
Récupération de chaleur	Faible	Court	Complexe	2

Parmi les études et projets en cours, GNLQ s'est engagé financièrement dans la recherche sur le potentiel du gaz naturel renouvelable produit à partir de résidus forestiers. L'engagement consiste en un montant de 350 000 \$ sur cinq ans, afin de contribuer au démarrage d'une nouvelle chaire, soit la Chaire interuniversitaire de recherche-action sur la séquestration du carbone qui sera une collaboration de chercheurs de l'UQAT, l'École des Technologies supérieurs, l'UQAC et l'Université Laval.

IMPORTANCE DES EFFETS RÉSIDUELS

QC2 - 16	<p>Dans la réponse à la QC – 60, l'initiateur reconnaît que l'étendue de l'impact des GES est planétaire. Considérant cet énoncé et en utilisant le tableau 6.9 de la page 169 du document principal de l'étude d'impact, l'initiateur devrait considérer de réévaluer l'effet résiduel de cet impact comme étant « important ».</p>
----------	---

R2 - 16 :

L'émission de GES est une problématique environnementale globale et d'étendue planétaire. Cependant, dans le cadre de l'ÉIE, leur dispersion doit se coller à celle de la modélisation atmosphérique réalisée. Bien que l'étendue considérée était ponctuelle pour la composante qualité de l'air, les GES ont été considérés comme pouvant avoir une étendue locale. L'importance de l'impact est donc jugée moyen (non important). Les GES demeurent néanmoins un enjeu environnemental important pour GNLQ. À cet effet, rappelons que GNLQ vise la carboneutralité de ses opérations de liquéfaction.

EFFETS ENVIRONNEMENTAUX PROBABLES

QC2 - 17	<p>Concernant le bruit subaquatique généré par les opérations aux installations portuaires, l'initiateur du projet n'est pas en mesure de fournir des évaluations précises actuellement. Il mentionne que des mesures de réduction du bruit peuvent être proposées, mais ne présente aucune mesure ou piste de mesure, tel qu'il est demandé dans la question. Puisque le contrat pour le transport maritime contiendra des spécificités sur les navires (R – 101), l'initiateur doit préciser s'il s'engage à fournir l'alimentation électrique pour les navires à quai dans le cadre du projet. Ce service permettrait de réduire certains impacts avec certitude, plutôt que d'envisager des mesures d'atténuation sonores additionnelles qui ne sont pas précisées et qui pourraient être difficiles, voire impossibles à mettre en place a posteriori. Cela aurait également l'avantage de réduire les émissions atmosphériques (GES et SO_x) des navires, considérant que les génératrices des navires utilisent habituellement du carburant diésel.</p>
----------	--

R2 - 17 :

Bien que l'on commence à voir des ports qui offrent une alimentation électrique aux navires, particulièrement dans les terminaux de croisières, cette mesure est inapplicable aux terminaux de GNL. L'ajout de haut voltage sur la plate-forme de chargement ajouterait une source potentielle d'ignition en cas de fuite, augmentant le risque individuel. D'ailleurs, pour des raisons de sécurité, aucun terminal de GNL n'offre la possibilité aux navires de s'alimenter en électricité.

Par conséquent, l'emphase en vue de réduire le bruit des génératrices auxiliaires sera plutôt mise dans la conception des navires, notamment en installant ces génératrices dans des enceintes acoustiques et en les fixant de manière élastique afin de réduire la transmission de la vibration. Quant aux émissions atmosphériques, les modélisations démontrent qu'elles respecteront les normes en vigueur.

Une procédure sera mise en place afin de réduire la demande électrique du navire à quai (« Hotelling Load ») en éteignant tous les systèmes non essentiels. La mise en place de génératrices auxiliaires biénergie (diesel/gaz naturel) est également à l'étude.

ATTÉNUATION DES EFFETS

QC2 - 18	<p>Concernant l'impact du bruit subaquatique en période de construction, l'initiateur propose deux mesures de surveillance dans l'éventualité de la présence importante et récurrente de poissons morts ou blessés. La première mesure consisterait à détecter la présence d'attroupements d'oiseaux marins, tels que les goélands, dans le périmètre surveillé. La seconde mesure proposée consisterait à réaliser périodiquement, en début de période de construction, des pêches expérimentales durant la période de surveillance du bruit subaquatique.</p> <p>La première mesure de surveillance proposée doit être revue. Les principaux stades de vie des poissons qui risquent d'être affectés par les bruits occasionnés durant la construction sont les larves et les juvéniles. À ces stades de croissance et en cas de mortalités, ce n'est pas certain qu'ils flotteraient et qu'ils seraient repérés par les oiseaux aquatiques compte tenu de leur petite taille.</p> <p>La deuxième mesure de surveillance proposée doit également faire l'objet d'une révision. Les expériences menées par le ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (MFFP) montrent que les larves de poissons capturées au chalut, même un petit chalut, sont mortes lors de la remontée de celui-ci. De plus, les blessures occasionnées par le bruit seront difficiles à détecter visuellement, une nécropsie vétérinaire sera nécessaire. Pour ces raisons, il ne sera donc pas possible de comparer la mortalité avec et sans bruit tel que proposé par l'initiateur.</p> <p>Actuellement, des études sont menées par l'Université du Québec à Chicoutimi sur la dérive des larves d'éperlan arc-en-ciel entre les sites de fraie en amont de la rivière Saguenay et les zones d'alevinage et sur l'utilisation de ces dernières. Lorsque ces résultats seront connus, ils permettront au MFFP de statuer sur la pertinence d'émettre une période sans bruit selon le principe de précaution.</p> <p>L'initiateur doit préciser s'il s'engage à respecter des périodes de réduction du bruit en phase de construction pour éviter la période de présence dans le secteur des larves d'éperlan arc-en-ciel.</p>
----------	---

R2 - 18 :

Bien qu'il soit possible que les stades larvaires et juvéniles des poissons risquent d'être plus affectés par les bruits occasionnés durant la construction, et qu'il ne soit pas certain qu'ils flotteraient et qu'ils soient repérés par les oiseaux aquatiques, l'approche proposée nous apparaît peu invasive et potentiellement concluante comme mode de détection de poissons morts ou blessés, minimalement pour ceux de plus grande taille. Par conséquent, nous proposons de l'appliquer, malgré les incertitudes, et de la maintenir si elle s'avère utile, d'autant plus qu'elle pourra s'appliquer concurremment à la surveillance des mammifères marins.

Nous convenons que la seconde approche proposée, reposant sur l'utilisation d'un petit chalut, puisse être en elle-même dommageable pour les larves de poissons et qu'elle entraînerait des difficultés d'interprétation. Par conséquent, nous ne la retiendrons pas comme mode de surveillance.

Nous attendrons avec intérêt les résultats des études de l'Université du Québec à Chicoutimi sur la dérive des larves d'éperlan entre les sites de fraie en amont de la rivière Saguenay et les zones d'alevinage et sur l'utilisation de ces dernières. Sans nous engager formellement à éviter toute activité bruyante durant la période de présence des larves d'éperlan dans le secteur, nous adapterons les modes de travaux de manière à réduire au minimum les effets du bruit sur les poissons, à documenter ces effets et, le cas échéant, à les compenser.

GNLQ s'engage à respecter les périodes de réduction du bruit en phase de construction, pour éviter la période de présence dans le secteur des larves d'éperlan arc-en-ciel. S'il devait s'avérer que le respect de cette période ne soit pas possible en raison de contraintes de chantier et d'échéancier, des mesures d'atténuation seront mises en place afin de limiter la propagation du bruit. Les activités générant de plus fortes intensités sonores seront concentrées avant ou après la période de restriction, et des rideaux de bulles pourront être mis en place afin d'atténuer la propagation du bruit sous-marin.

PROGRAMME PRÉLIMINAIRE DE SURVEILLANCE ENVIRONNEMENTALE

EFFETS ENVIRONNEMENTAUX PROBABLES

QC2 - 19	<p>Le tableau R-69 ne permet pas, comme demandé, de distinguer les impacts directs et indirects de chaque composante temporaire et permanente du projet, ni de faire correspondre une superficie d'empiètement en milieu humide et hydrique avec la carte R-69-1. Par exemple, il est impossible de savoir si les empiètements de 0,8 ha pour le MH – 36 incluent les parties affectées par la zone 33 ou seulement par la zone 32. De plus, la superficie totale du milieu humide ou hydrique n'étant pas indiquée dans le tableau, il est difficile de faire une appréciation de l'importance relative de l'impact et des effets possibles sur la pérennité des parties de milieux humides et hydriques touchés indirectement (ex. : MH – 33, MH – 35, etc.). En ce qui concerne CE – 03, les empiètements attribuables à la station de pompage et au bassin de rétention doivent être pris en compte dans ce bilan. L'initiateur doit fournir l'ensemble des précisions demandées.</p>
----------	--

R2 - 19 :

Le tableau R2-19 présenté plus bas est une version bonifiée du tableau R-69 du premier document de réponses (WSP, 2019). Ce tableau présente les impacts directs du projet sur les milieux humides et hydriques. Les empiètements dans les cours d'eau CE-01 et CE-02 correspondent aux sites de traversée de ces cours d'eau par les chemins d'accès ou par la route d'accès pour la construction. Le milieu humide MH33 est touché à la fois par le chemin de halage et par le complexe industriel. Les autres milieux humides touchés le sont uniquement par le complexe industriel. C'est le cas aussi du cours d'eau CE-03.

Les empiètements permanents à revégétaliser correspondent à la zone 33 du complexe industriel (incluant un corridor de 10 m de largeur autour des infrastructures), ou encore à la zone de 7,5 m de largeur longeant chaque côté du chemin de halage qui pourra être revégétalisée à la fin des travaux. La version révisée du tableau R-69 permet d'isoler l'empiètement associé à la zone 33. Rappelons également que tous les autres empiètements associés à la présence du complexe industriel incluent aussi un corridor de 10 m de largeur autour des infrastructures.

La superficie totale (à l'intérieur de la zone d'étude restreinte) de chacun des milieux humides et hydriques touchés par le projet a été ajoutée à la version révisée du tableau R-69, afin de pouvoir relativiser l'impact sur les différents milieux empiétés. Ainsi, le milieu humide MH37 subira très peu d'impacts indirects puisqu'il pourra être conservé à plus de 99 %. En fait, seul le corridor de 10 m de largeur autour de la zone 33 empiète légèrement sur ce milieu humide. À l'inverse, les milieux humides MH38 et MH39 seront entièrement empiétés par le projet. Le milieu humide MH36 peut aussi être considéré comme entièrement empiété puisque la portion résiduelle totalisant moins de 2 % de sa superficie est localisée entre les zones 32 et 33 du complexe industriel. Quant au milieu humide MH33, celui-ci sera empiété sur près de 90 %. La portion résiduelle de ce milieu sera donc peu étendue et elle sera longée par le projet sur deux côtés. Elle est ainsi susceptible de subir des impacts indirects notamment en raison de la circulation sur le chemin de halage. À l'inverse, la portion résiduelle du milieu humide MH35 devrait être peu affectée en dehors de l'empreinte du projet. Il s'agit d'un milieu humide linéaire qui longe le cours d'eau CE-03. Ce milieu humide se prolonge d'ailleurs à l'extérieur de la zone d'étude restreinte et conservera une superficie appréciable.

Pour ce qui est des cours d'eau, soulignons que les cours d'eau CE-01 et CE-02 seront directement touchés par le projet sur une très faible proportion. Ainsi, il n'est pas anticipé que le projet occasionne des modifications significatives des caractéristiques de leurs habitats. Le principal impact indirect potentiel est associé au risque de déversement d'hydrocarbures en bordure de ces deux cours d'eau et au risque de mise en suspension de particules fines (érosion) ou de sel dans l'eau (fondants). Les mesures présentées dans l'étude d'impact du projet ainsi que le programme de suivi de la qualité de l'eau qui sera déposé lors du dépôt des demandes d'autorisation subséquentes (art. 22 de la LQE) permettront cependant de réduire grandement ces risques.

Le cours d'eau CE-03 sera touché sur une proportion nettement plus grande, mais à l'instar du milieu humide MH35, il se prolonge à l'extérieur de la zone d'étude restreinte. Soulignons également que le projet visera à assurer le maintien du débit dans la portion aval de ce cours d'eau et un bassin de dissipation d'énergie sera aménagé à la sortie du système de pompage afin notamment d'éviter une problématique d'érosion dans ce secteur. Dans ce contexte, les impacts indirects sur la portion résiduelle de ce cours d'eau sont considérés faibles.

Quant aux bassins et à la station de pompage requis pour acheminer l'eau en provenance du cours d'eau CE-03 vers la partie aval de ce cours d'eau, un scénario de localisation de ces infrastructures est présenté sur la carte R2-2. Selon ce scénario, la station de pompage serait localisée à l'extérieur des milieux humides et hydriques, de même que la majeure partie du bassin de pompage d'une capacité de 500 m³ requis du côté amont. Puisque ce bassin doit intercepter le cours d'eau CE-03, une petite partie de celui-ci empiéterait sur le cours d'eau CE-03 (229 m² ou 0,0229 ha selon le scénario présenté sur la carte R2-2), mais cet empiétement serait localisé à l'intérieur du corridor de 10 m de largeur autour du complexe industriel qui est déjà comptabilisé dans les empiétements. Quant au bassin de dissipation d'énergie, il pourrait être positionné à la limite du milieu humide MH35, à l'intérieur de la bande riveraine du cours d'eau CE-03. La superficie de ce bassin serait d'environ 25 m², soit 0,0025 ha.

Tableau R2-19 Détail des empiétements du projet dans les milieux humides et hydriques

Type de milieu	Empiétements permanents (ha)				Empiétements permanents à revégétaliser (ha) (zone 33)				Empiétements permanents à revégétaliser (ha) (chemin de halage)				Empiétements total (ha)				Superficie totale dans la zone d'étude restreinte (ha) ¹	Proportion empiétée (%)	
	Sous la LHE	Bandé riveraine	Au-dessus de la bande riveraine	Total	Sous la LHE	Bandé riveraine	Au-dessus de la bande riveraine	Total	Sous la LHE	Bandé riveraine	Au-dessus de la bande riveraine	Total	Sous la LHE	Bandé riveraine	Au-dessus de la bande riveraine	Total			
Milieux humides																			
MH33	0	0	3,05	3,05	0	0	0	0	0	0	0	0,24	0,24	0	0	3,29	3,29	3,69	89,20
MH35	3,81	0	0	3,81	0,02	0	0	0,02	0	0	0	0	3,83	0	0	3,83	4,90	78,20	
MH36	0	0	0,80	0,80	0	0	0,50	0,50	0	0	0	0	0	0	0	1,30	1,30	1,32	98,50
MH37	0	0	0	0	0	0	0,0003	0,0003	0	0	0	0	0	0	0	0,0003	0,0003	0,14	0,20
MH38	0	0	0,99	0,99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,99	0,99	0,99	100
MH39	0	0	0	0	0	0	0,09	0,09	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0,09	0,09	100
Total	3,81	0	4,84	8,65	0,02	0	0,59	0,61	0	0	0,24	0,24	3,83	0	5,67	9,50	11,13	85,40	
Milieux hydriques																			
CE-01	0,01	0,08	0	0,09	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0,08	0	0,09	20,83	0,40	
CE-02	0,02	0,20	0	0,22	0	0	0	0	0,02	0,10	0	0,12	0,05	0,30	0	0,34	15,53	2,20	
CE-03	3,85	3,02	0	6,87	0,02	0,14	0	0,16	0	0	0	0	3,87	3,16	0	7,03	10,83	64,90	
Total	3,88	3,30	0	7,18	0,02	0,14	0	0,16	0,02	0,10	0	0,12	3,92	3,54	0	7,46	47,19	15,80	

1 La superficie associée aux lacs du Castor (6,94 ha), sans nom n° 1 (4,54 ha) et sans nom n° 2 (1,24 ha) est exclue de la superficie totale des cours d'eau.

QC2 - 20	<p>La réponse ne présente pas l'estimation chiffrée des proportions des habitats qui seront détruits pour la zone d'étude restreinte (pas seulement pour les zones d'implantation) et la proportion que cela représente par rapport à la zone d'étude locale, au moins pour les espèces sensibles. La réponse est donc partielle, même en considérant les réponses R – 71 et R – 79. Peut-être que la carte R – 71 devait y répondre, mais bien que celle-ci s'intitule : « Domaines vitaux à l'intérieur de la zone d'étude locale », les habitats ne sont pas représentés. Bien que hors des lots attribués à l'initiateur, la perte d'habitat associée aux projets connexes doit également inclure la superficie de la zone de 8,9 ha pour l'entreposage des déblais du décapage de surface (R – 32), car elle est causée directement par le projet. Cette superficie fait en sorte qu'une portion de forêt mature sera perdue, ce qui réduit les habitats de remplacement des espèces associées aux forêts plus vieilles, telles que les chiroptères. Cette perte semble injustifiée. Dans la même optique que la question QC2 – 12, l'initiateur doit, parmi les variantes techniquement possibles pour l'aménagement des aires des travaux, sélectionner celles de moindre impact.</p> <p>Selon la réponse à la QC – 71, il appert que toute la zone pourra être développée en fonction des projets. Il est donc probable qu'à plus ou moins longue échéance, les habitats de remplacement dans la zone soient de dimensions insuffisantes ou trop fragmentées pour couvrir les besoins des espèces après la construction de l'usine. Il y aura alors des pertes plus importantes que celles estimées pour la faune et il est probable que la taille des populations locales soit grandement réduite. L'initiateur doit déposer une estimation des pertes encourues par les projets connexes, même si les détails de la ligne électrique et du gazoduc ne sont pas définitifs, afin d'avoir un aperçu de la proportion des habitats qui seront détruits et de l'impact global du projet.</p>
----------	--

R2 - 20 :

La question QC-71 était en regard des effets cumulatifs à l'intérieur de la zone d'étude locale, qui s'étend au nord-ouest jusqu'au cœur de la municipalité de Saint-Fulgence et à l'est jusqu'à la limite des municipalités de Saint-Fulgence et de Sainte-Rose-du-Nord, puis vers le sud, où elle est délimitée par la baie des Ha!Ha!. Cette vaste superficie ne pouvait donc pas être entièrement caractérisée sans une validation au terrain pour caractériser tous les habitats présents. Ainsi, la carte R-71 présentait une image aérienne récente qui permettait d'observer, à l'intérieur des terrains appartenant à l'APS, la végétation forestière (domaines vitaux) qui abrite des habitats fauniques naturels.

Pour le site d'entreposage des déblais de décapage de surface, il touche effectivement une portion de forêt mature. Le site d'entreposage sera reconstruit en phase d'ingénierie de détails afin de minimiser cette perte, en optimisant la gestion des déblais à entreposer, en minimisant l'empreinte au sol et, si nécessaire, en optimisant la localisation du site d'entreposage.

GNLQ n'est pas en mesure de répondre quant aux besoins de l'APS par rapport à ces objectifs de développement, et donc de l'impact qu'ils pourraient avoir sur les habitats. Toutefois, à l'intérieur de la zone d'étude restreinte, il est possible d'avoir un aperçu des possibles pertes d'habitat occasionnées par les projets connexes. D'emblée, rappelons que la ligne électrique permanente et le gazoduc ne sont pas sous la responsabilité de GNLQ. Le tracé préliminaire du gazoduc pourrait vraisemblablement passer sur la propriété de GNLQ, au sud du lac du Castor. La ligne électrique temporaire, qui servira lors de la construction, longera la route d'accès permanente, mais sans connaître à cette étape de quel côté elle sera construite. GNLQ n'a pas été en mesure d'obtenir d'Hydro-Québec le tracé ou le corridor du tracé de la ligne électrique permanente. Ces infrastructures sont présentées à la carte R2-20.

La ligne électrique temporaire longera l'emprise du chemin d'accès au complexe de liquéfaction. Son empreinte serait ainsi nulle, mais advenant son éloignement, une emprise supplémentaire de 5 m a été considérée, soit un déboisement d'environ 3 ha. Pour la ligne électrique permanente, un corridor de 30 m a été hypothétisé; avec une longueur comprise dans la zone d'étude restreinte entre 2 et 3,5 km. Ainsi, la ligne électrique permanente pourrait avoir une superficie de déboisement entre 6 et 10,5 ha. Pour le tracé du gazoduc, la largeur de l'emprise pour l'enfouissement pourrait atteindre 20 m, sur une longueur d'environ 2 km dans la zone d'étude restreinte, soit un déboisement de 4 ha. Les autres infrastructures de raccordement, comme une conduite d'eau potable, une conduite d'eau brute, une conduite sanitaire et une conduite pluviale, seront sous le chemin d'accès ou en bordure. Un déboisement supplémentaire de 3 ha a néanmoins été considéré. Ainsi, l'ensemble de ces infrastructures représente un déboisement pouvant atteindre environ entre 10 et 20,5 ha, mais sans considérer les sites qui seront revégétalisés.

Considérant que la localisation précise des infrastructures n'est pas confirmée, il n'est pas possible d'obtenir un aperçu de la proportion des habitats qui seront détruits. Quant à l'impact global, il ne peut être qu'évalué pour le projet et les infrastructures connexes précédemment discutés, pour le moment. Les impacts appréhendés ne seront pas plus importants que ceux évalués dans le cadre de l'ÉIE, considérant les pertes occasionnées par les projets connexes associés au projet et qu'il est à prévoir que les tracés finaux à l'intérieur de la zone d'étude restreinte s'assureront d'éviter le plus possible les milieux humides et hydriques (et bandes riveraines), de même que les milieux sensibles identifiés. Il en va de même avec les impacts cumulatifs.



Item	Description	Item	Description
1	Unité de liquéfaction 1	18	Entreposage de la solution d'amine
2	Unité de liquéfaction 2	19	Procédé de production d'air et d'azote
3	Réservoir GNL A	20	Système d'entreposage des condensats
4	Réservoir GNL B	21	Entreposage des réfrigérants
5	Réservoir GNL C	22	Collecteur-séparateur de vapeur/liquide
6	Compresseurs des gaz d'évaporation de GNL	23	Torchères de procédé
7	Salle de contrôle	24	Station de remplissage de GNL pour camions-citernes
8	Bâtiment de sûreté	25	Torchère marine
9	Bâtiments administratif / maintenance / cafétéria	26	Bâtiment de contrôle des infrastructures maritimes
10	Pompes d'alimentation d'eau d'incendie	27	Route d'accès aux infrastructures maritimes
11	Unités de déminéralisation	28	Route d'accès pour la construction et opération
12	Réservoir de rejet d'eau déminéralisée	29	Poste de sûreté
13	Sous station 345 kV	30	Quais de transbordement
14	Station d'alimentation en gaz naturel	31	Route d'accès au complexe de liquéfaction
15	Unité de préchauffage	32	Aire d'entreposage de la construction
16	Réservoir de fluide synthétique	33	Infrastructures temporaires de construction
17	Traitements des eaux sanitaires		

Composantes du projet

- Zone d'étude restreinte
- Infrastructures projetées
- Tracé du gazoduc préliminaire (infrastructure permanente)
- Infrastructures temporaires et permanentes

Temporaires : ligne électrique temporaire
Permanent : conduites d'eau potable, d'eau brute, sanitaire et pluviale

Note : le tracé de la ligne électrique permanente d'Hydro-Québec n'est pas encore connue

Réseau routier

- Route collective
- Chemin forestier
- Sentier

Hydrographie

- Cours d'eau permanent
- Cours d'eau intermittent



Projet Énergie Saguenay
Questions et commentaires du MELCC -
Complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay

Carte R-2-20 Projets connexes – Infrastructures linéaires vers le complexe d'Énergie Saguenay

Sources :
BDTO, 1:20 000, MERN Québec, 2012
BDGA, 1:1 000 000, MERN Québec, 2010
Routes : Adresses Québec, 2015
Orthophoto, Ville de Saguenay, 2016

0 130 260 m
MTM, fuseau 7, NAD83

Décembre 2019

Conçu par : J. Lavoie
Dessiné par : J.-M. Tremblay
Vérifié par : N. Fortin
161_00666_00_ROM2_cr2_20_projets_wspq_191209.mxd

WSP

QC2 - 21	<p>L'initiateur ne mentionne pas si la modification en cours concernant la conduite cryogénique permettra d'éviter l'atteinte des herbiers H1 (303 m²), H4, H5 et H6 (moins de 1 m² chacun) par les infrastructures. L'initiateur doit préciser si cette modification va réduire l'étendue des impacts sur ces herbiers et s'il y a des mesures de protection ou d'atténuation prévues en phase de construction et d'exploitation, en particulier pour l'herbier H1.</p>
----------	---

R2 - 21 :

La modification en cours concernant la conduite cryogénique devrait permettre de rapprocher le support de la conduite de la rive. Par conséquent, l'empiètement dans les herbiers aquatiques devrait être réduit. Toutefois, la localisation sera optimisée lors de la prochaine phase d'ingénierie. Il n'est donc pas possible de quantifier dans quelle mesure les empiètements de 303 m² pour l'herbier H3 et de moins de 1 m² pour les herbiers H4, H5 et H6 seront réduits. Les mesures de protection ou d'atténuation prévues lors de la phase construction du projet sont présentées à l'annexe 15-1 de l'ÉIE. Les principales sont les suivantes :

- À l'intérieur et dans la bande de 15 m bordant la ligne des hautes eaux d'un cours d'eau ou d'un plan d'eau et à l'intérieur de tout milieu humide (étang, marais, marécage ou tourbière), il sera interdit d'y entasser des rebuts, des débris, des matériaux ou des déblais temporaires (p.ex. matière organique provenant du décapage de la surface du sol). Il sera également interdit d'y amonceler des déchets et débris ligneux. Les eaux de ruissellement seront détournées vers une zone de végétation à au moins 30 m du cours d'eau, ou encore interceptées au moyen de barrières à sédiments ou d'un bassin de sédimentation.
- Le décapage, le déblaiement, l'excavation, le remblayage et le nivellement des aires de travail seront limités au strict minimum.
- Les bandes riveraines détériorées par les travaux seront restaurées, de manière à reproduire la rive naturelle du cours d'eau ou du plan d'eau.
- L'entretien des véhicules et équipements s'effectuera généralement à l'extérieur du site. L'approvisionnement en carburant se fera à l'extérieur du site, ou avec des camions de service adéquatement équipés advenant la nécessité de le faire sur le site, à plus de 60 m de l'eau si possible. Une panne sera positionnée sous les points de transfert durant le ravitaillement afin d'éliminer tout égouttement sur le sol.
- Des trousse de déversement seront disponibles dans les véhicules et la machinerie qui circuleront sur le site et à divers endroits sur le site afin de faciliter la gestion de déversements accidentels. Les trousse comprendront une quantité suffisante de matières absorbantes ainsi que des récipients étanches destinés à recueillir les produits pétroliers et autres matières résiduelles dangereuses.
- Les produits pétroliers (hydrocarbures) seront manipulés de façon à prévenir et à maîtriser les fuites et les déversements. Des produits absorbants les hydrocarbures seront gardés en tout temps sur les lieux d'entreposage ou d'utilisation de produits pétroliers.
- Les bidons ou récipients contenant des hydrocarbures ou autres produits dangereux seront placés à plus de 60 m de la rive des cours d'eau et plans d'eau, et seront entreposés dans un bac ou entre des bermes ayant la capacité de recueillir 110 % des réserves entreposées.
- Effectuer l'entreposage, le stationnement, le lavage de la machinerie et équipement utilisés à plus de 60 m de tout cours d'eau (incluant le Saguenay) ou plan d'eau et à l'extérieur de tout milieu humide, sauf pour les équipements sur les barges. Dans l'impossibilité de respecter cette distance, des mesures de protection particulières devant être approuvées au préalable par le MELCC, comme des bassins étanches ou des toiles absorbantes, seront appliquées.

Une inspection préalable, puis une inspection régulière de la machinerie et des camions utilisés, seront effectuées afin de s'assurer qu'ils sont en bon état, propres et exempts de toute fuite d'hydrocarbures. Les aires précises seront identifiées pour l'entretien et le ravitaillement de la machinerie. Le ravitaillement de la machinerie en hydrocarbures sera effectué sous surveillance constante.

- Les activités de construction impliquant le recours à de la machinerie opérant à partir de la zone intertidale seront limitées le plus possible. Certaines opérations en zone littorale pourront être réalisées à partir de barges munies d'une grue ou au moyen d'une barge avec pieux d'ancre (plateforme auto-élévatrice ou jack-up barge), de sorte à minimiser la circulation en zone intertidale et riveraine. Avenant la nécessité de recourir à de la machinerie circulant en zone intertidale, l'équipement sera converti à l'huile hydraulique végétale.
- Une rencontre de démarrage de chantier aura pour objectif de sensibiliser les travailleurs au sujet de leurs obligations. Il sera tenu de respecter les exigences légales et mesures d'atténuation des effets applicables. Une surveillance appropriée en rendra compte.
- Un plan d'intervention en cas de déversement accidentel sera mis en place dans le plan des mesures d'urgence afin de structurer les interventions et de limiter les risques et les dommages sur l'environnement. L'ensemble des employés et des fournisseurs suivra une formation à cet effet.

EFFETS ENVIRONNEMENTAUX PROBABLES

QC2 - 22	En phase de construction, la proposition de prises de mesures du bruit lors des travaux et la cartographie de la propagation sonore qui en résultera sont satisfaisantes. Avenant le cas où le seuil établi soit dépassé (180 dB re 1 µPa), l'initiateur doit s'engager à modifier ses méthodes de travail.
-----------------	--

R2 - 22 :

Selon nos estimations, ce seuil de 180 dB re 1 µPa ne serait dépassé qu'à proximité immédiate des travaux les plus bruyants, c'est-à-dire à moins de 1 m des pieux qui seront enfouis par vibration. Noter que des efforts en vue de réduire le bruit généré par les travaux ont été réalisés dès la conception du projet, dans la mesure où le battage a été exclu d'emblée comme méthode de fonçage des pieux et que le vibrofonçage, plus silencieux, lui a été favorisé. Avenant le cas où le seuil établi soit dépassé (180 dB re 1 µPa), GNLQ s'engage à modifier ses méthodes de travail.

ATTÉNUATION DES EFFETS APPRÉHENDÉS

QC2 - 23	L'annexe R – 78 présente les mesures d'atténuation proposées pour réduire les impacts sur la faune. Le protocole final avec le plan d'échantillonnage détaillé devra être déposé lors de la première demande d'autorisation de construction et il devra être approuvé par le MFFP. L'initiateur doit préciser ce qu'il entend faire avenant l'impossibilité d'arrêter les travaux en présence de site de reproduction de faune aviaire ou de chiroptères. Pour le suivi du cours d'eau CE – 03, il devra être d'une durée suffisante pour s'assurer que la conception est adéquate pour répondre aux objectifs de recréer des habitats de qualité et pour vérifier sa pérennité. Ainsi, le protocole de suivi devra prévoir des activités au-delà de l'an 1 après reconfiguration si les rapports des premiers suivis ne sont pas concluants au regard de l'atteinte des objectifs.
-----------------	--

R2 - 23 :

Advenant l'impossibilité d'arrêter les travaux en présence de sites de reproduction de faune aviaire ou de chiroptères, une zone de protection sera circonscrite et aucun travail ne sera réalisé à l'intérieur de cette zone tampon. Pour les oiseaux, le rayon de la zone de protection s'étendra de 10 m à 1000 m selon l'espèce. Pour les chiroptères, la zone tampon prévue est de 100 m et si les conditions du terrain sont propices, cette zone pourrait être remplacée par l'érection d'un mur de protection acoustique. Les sites de reproduction répertoriés seront surveillés et les travaux ne pourront reprendre dans ces zones avant la fin de la période de reproduction ou tant que les jeunes n'auront pas quitté le nid et les alentours (oiseaux) ou la maternité (chauves-souris). Ces mesures sont détaillées dans les sections « Procédure en cas de découverte de nid » et « procédure en cas de découverte de sites de maternité » à l'annexe R-78 dans le document de réponses à la première série de questions et commentaires du MELCC (WSP, 2019).

Les mesures de suivi du cours d'eau CE-03 débuteront avant la période de construction et se poursuivront pendant trois ans à la suite de la reconfiguration du cours d'eau, soit à l'an 1, à l'an 2 et à l'an 3. En concertation avec le ministère, le programme de suivi pourrait être poursuivi au-delà de l'an 3, si les résultats ne démontrent pas un rétablissement des conditions préalables jugées adéquates pour la faune.

DESCRIPTION ET EFFETS SUR LES COMMUNAUTÉS LOCALES ET RÉGIONALES

QC2 - 24	<p>Dans ses réponses aux commentaires, l'initiateur mentionne que : « En ce qui a trait à l'analyse avantages-coûts, les paramètres du guide du MTQ ainsi que la méthodologie associée sont prescrits pour de grands projets de dépenses publiques. Conséquemment, ils ne s'appliquent pas pour un projet d'investissement privé qui constitue un transfert de richesse entre agents économiques et non une sortie de fonds (dépense) provenant du gouvernement. Conséquemment, le ratio coûts-bénéfices n'a donc pas été calculé. »</p> <p>Or, il était uniquement demandé d'utiliser les paramètres du <i>Guide de l'analyse avantages coûts (AAC) des projets publics en transport routier</i>. La méthodologie à utiliser doit analyser la rentabilité « sociale » d'un projet privé, en tenant compte de tous les impacts résiduels identifiés dans l'étude d'impact. Ainsi, elle permettra au gouvernement d'évaluer si les avantages du projet justifient les coûts supportés par la société québécoise, notamment les impacts sur l'environnement québécois.</p> <p>Les demandes formulées dans le document de questions et commentaires du 22 mai 2019 sont maintenues (QC – 85).</p> <p>Également, l'initiateur s'engage à réaliser des mesures pour compenser les émissions de GES et l'atteinte à l'environnement, dont certains services écologiques, occasionnés par le projet. Ainsi, l'AAC devra tenir compte des impacts temporaires et transitoires des mesures compensatoires. Par exemple, dans le cas du service écologique d'un milieu humide, si le nouveau milieu humide prend plusieurs années avant de fournir un service écologique équivalent, l'AAC devra en tenir compte comme « coût » du projet.</p>
----------	--

R2 - 24 :

Le rapport présenté à l'annexe R2-24 répond aux demandes formulées dans le document de questions et commentaires du 22 mai 2019.

ÉVALUATION DES EFFETS ET DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX LIÉS À L'ACCROISSEMENT DU TRANSPORT MARITIME SUR LE SAGUENAY

QC2 - 25	Dans sa réponse à la QC – 100, l'initiateur n'a pas tenu compte des nouvelles informations fournies à la QC – 83 sur l'utilisation de la zone d'étude locale par des Innus d'Essipit. Selon ces informations recueillies dans le cadre du projet Suivi innu-aitun de 2017, deux membres ont mentionné pratiquer la pêche hivernale dans la zone d'étude locale dont l'un dans le secteur de Grande-Anse et l'autre, à Saint-Fulgence, dans la baie à l'est de la flèche du littoral. L'initiateur doit préciser s'il sera encore possible de pratiquer la pêche hivernale dans le secteur de Grande-Anse et dans la baie à l'est de la flèche du littoral de Saint-Fulgence. L'initiateur doit également préciser si les impacts créés par un important déversement d'hydrocarbures (ex. : carburant des navires) dans ces secteurs seraient différents de ceux mentionnés à la réponse R – 100 et, le cas échéant, compléter sa réponse pour en tenir compte.
----------	--

R2 - 25 :

Le projet de GNLQ n'empêchera pas la pêche hivernale. Il sera toujours possible de pratiquer la pêche blanche dans le secteur de Grande-Anse et dans la baie de Saint-Fulgence. Cependant, comme mentionné précédemment, cette activité pourrait être perturbée, dans le cas peu probable qu'un déversement majeur d'hydrocarbures (p. ex. fuite de carburant d'un navire) devait survenir spécifiquement dans ce secteur. Les conséquences ne seraient pas différentes de celles mentionnées dans la réponse R-100 de la première série de questions (WSP, 2019).

ANNEXE 8 – 1

QC2 - 26	L'initiateur doit fournir les fiches terrain des stations d'inventaires qui concernent également les milieux humides touchés, pas seulement celles des milieux hydriques. Les données des inventaires des campagnes précédentes devraient donc être ajoutées au tableau R-133-1. Ces informations sont nécessaires afin de connaître l'état initial des milieux humides et hydriques pour fins de calcul de compensation au sens du Règlement sur la compensation pour l'atteinte aux milieux humides et hydriques. Dans la même optique, il est attendu que l'initiateur présente une station d'inventaire par sous-type de milieu touché, comme c'est le cas notamment pour la partie boisée de MH – 36.
----------	--

R2 - 26 :

L'inventaire complémentaire réalisé en juin 2019, dont il est question dans la réponse R-133, visait à compléter l'information sur la zone riveraine des cours d'eau CE-02 et CE-03, incluant le milieu humide MH35 localisé le long du cours d'eau CE-03. Ainsi, sept stations d'inventaire ont été visitées en juin 2019, soit deux dans la bande riveraine du cours d'eau CE-02, trois dans la bande riveraine du cours d'eau CE-03 et deux dans le milieu humide MH35 longeant le cours d'eau CE-03.

Les cinq stations d'inventaire localisées dans la bande riveraine constituaient de nouvelles stations par rapport à l'information présentée dans le rapport sectoriel (WSP et GCNN, 2018), alors que les deux stations localisées dans le milieu humide MH35 visaient à compléter l'information présentée dans le rapport sectoriel sur les stations d'inventaire n°s 71 et 72.

À l'instar du milieu humide MH35, les autres milieux humides touchés par le projet ont été visités lors de l'inventaire de l'été 2016 (tableau R2-26). Aucune fiche détaillée similaire à celles jointes à l'annexe R-133 du premier document de réponses aux questions du MELCC (WSP, 2019) n'a cependant été produite lors de cet inventaire. Les informations relatives à la végétation, au sol et à l'hydrologie sont plutôt présentées dans différentes sections et annexes du rapport sectoriel. Ces informations ont été regroupées sous forme de tableaux à l'annexe R2-26. Quelques informations complémentaires obtenues à l'aide de la carte écoforestière ou des photographies aériennes ont aussi été incluses dans ces tableaux.

GNLQ s'engage à présenter une station d'inventaire par sous-type de milieu touché d'ici au dépôt des demandes d'autorisation qui seront faites pour la construction du Projet Énergie Saguenay (en vertu de l'article 22 de la LQE).

Tableau R2-26 Stations d'échantillonnage dans les autres milieux humides touchés par le projet (MH33, MH36, MH37, MH38 et MH39)

Identifiant du milieu humide	Station d'inventaire (WSP et GCNN, 2018)	Description de l'habitat
MH33	67	Tourbière ombrótrope ouverte – Complexe de milieux humides MH33
MH33	68	Tourbière ombrótrope boisée – Complexe de milieux humides MH33
MH36	83	Tourbière minérotrope ouverte – Complexe de milieux humides MH36
MH37	87	Tourbière minérotrope ouverte – Milieux humides MH37
MH38	78	Tourbière minérotrope boisée – Milieux humides MH38
MH39	84	Tourbière minérotrope boisée – Milieux humides MH39

ANNEXE 13 – 4

QC2 - 27	L'initiateur doit fournir les cartographies manquantes des scénarios SA3 (feu éclair par secteur), SA4 (feu éclair par secteur), SA5 (feu de flaque et feu éclair, par secteur) et SA6 (feu de flaque et feu éclair, par secteur).
----------	--

R2 - 27 :

Une mise à jour du rapport « Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL » présenté à l'annexe 13-4 de l'étude d'impact, incluant l'information demandée, est présentée à l'annexe R2-27.

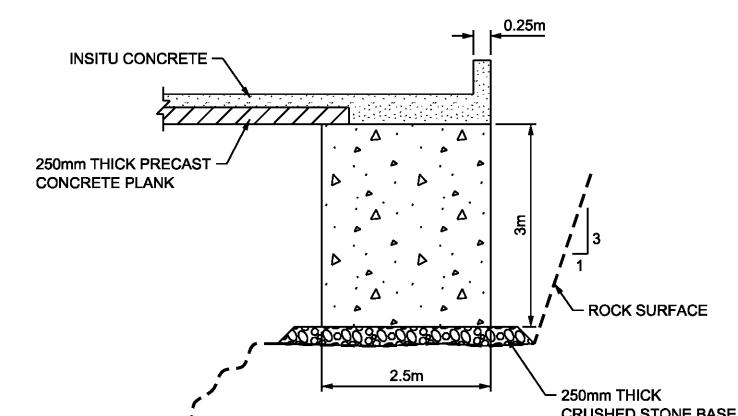
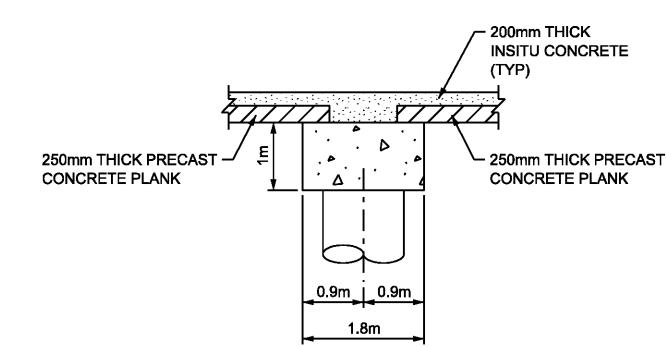
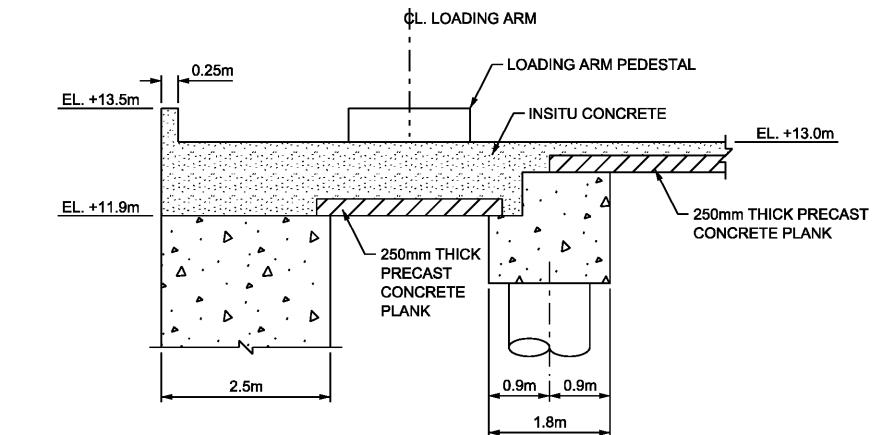
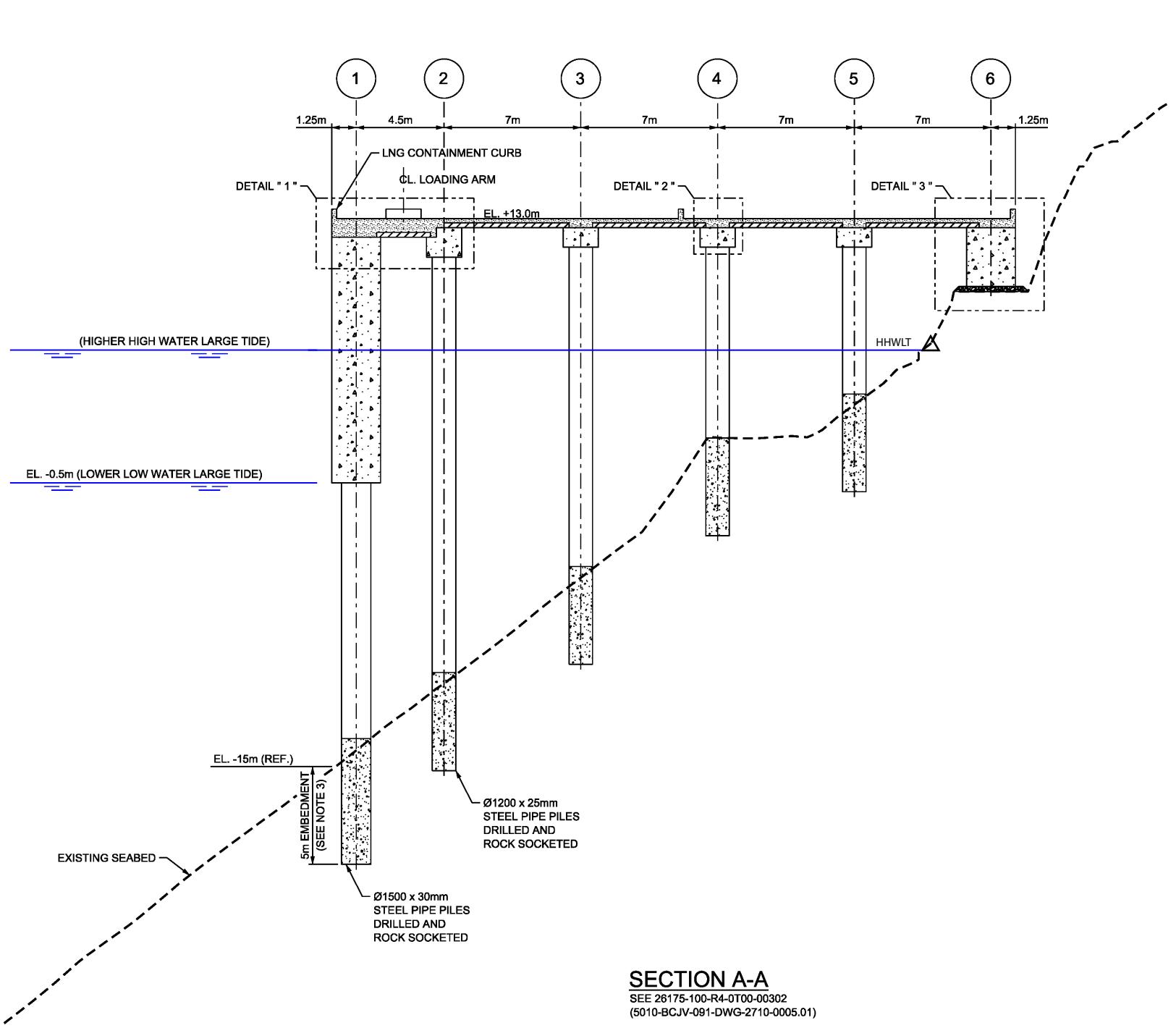
RÉFÉRENCES

- WSP ET GCNN. 2018. *Projet Énergie Saguenay. Rapport sectoriel – Végétation terrestre, riveraine et aquatique d'eau douce.* Rapport produit pour GNL Québec Inc., 36 pages et annexe.
- WSP. 2019. *Projet Énergie Saguenay. Réponses aux questions et commentaires du MELCC – Complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay.* Rapport produit pour GNL Québec Inc., 171 pages et annexes.

ANNEXE

R2-6

FIGURES ILLUSTRANT LA BERGE



GNL QUÉBEC **Énergie Saguenay**

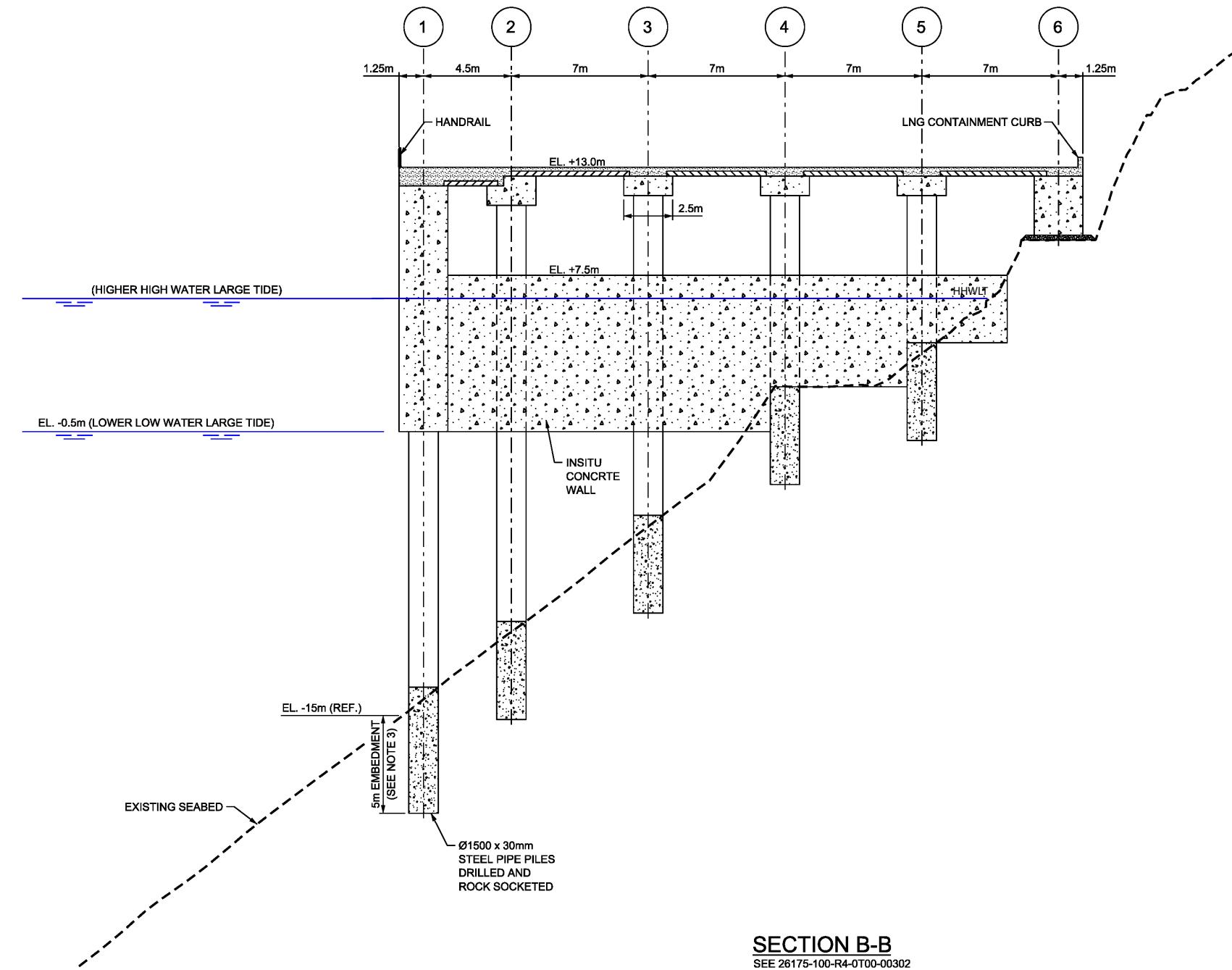
Projet Énergie Saguenay
Questions et commentaires du MELCC - Deuxième série
Complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay

Annexe R-2-6
PLATEFORME DE TRANSBORDEMENT
SECTION A-A

Novembre 2019

WSP

161_00666_00_RQM2_anR-2-6_wspq_191111.ai



SECTION B-B

SEE 26175-100-R4-0T00-00302
(5010-BCJV-091-DWG-2710-0005.01)



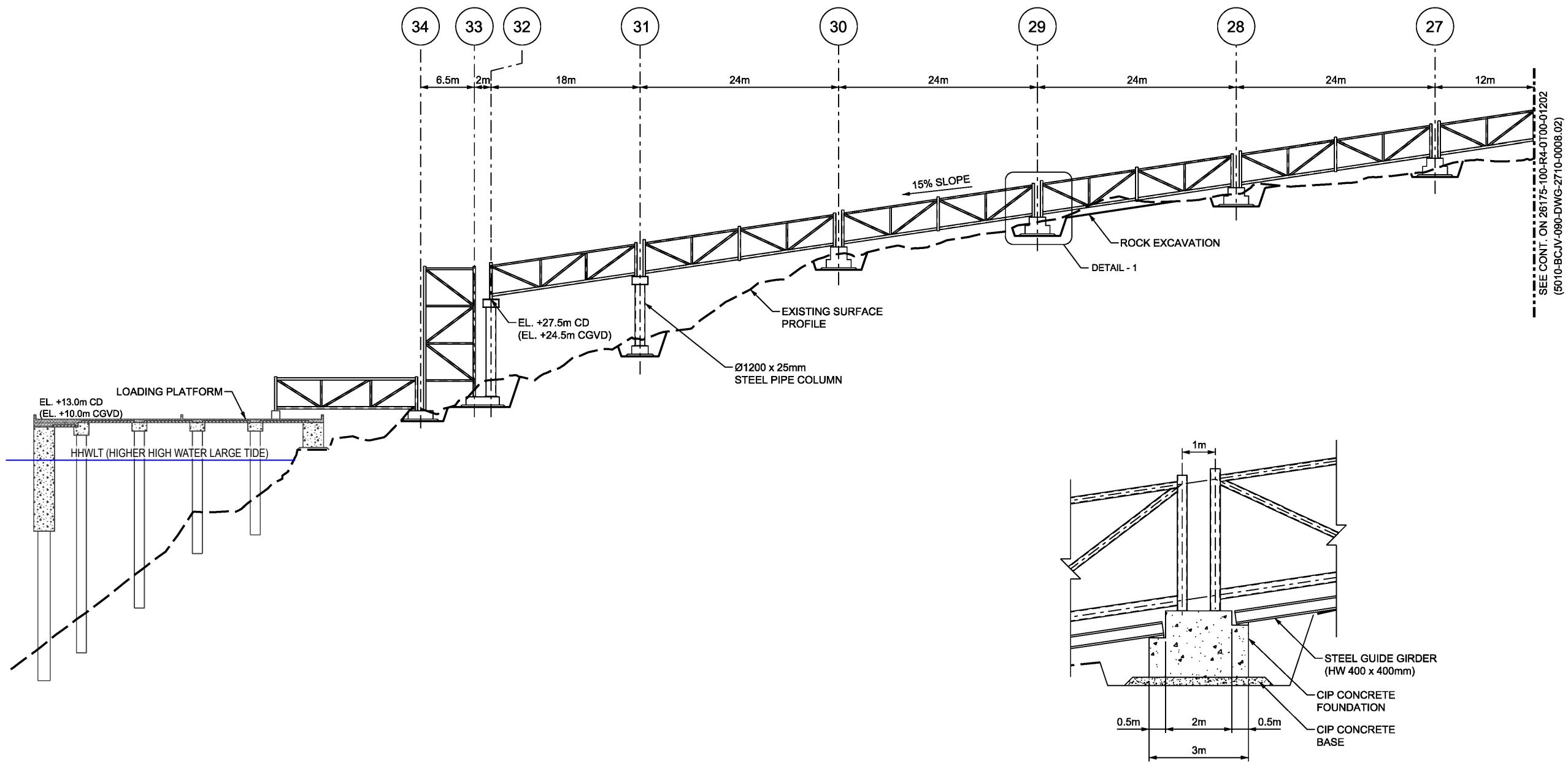
Projet Énergie Saguenay
Questions et commentaires du MELCC - Deuxième série
Complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay

Annexe R-2-6
PLATEFORME DE TRANSBORDEMENT
SECTION B-B

Novembre 2019



161_00666_00_RQM2_anR-2-6_wspq_191111.ai



DETAIL - 1

GNL
QUEBEC

ÉNERGIE
SAGUENAY

Projet Énergie Saguenay
Questions et commentaires du MELCC - Deuxième série
Complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay

Annexe R-2-6

PROFIL DU RÂTELIER DE LA CONDUITE
CRYOGÉNIQUE

Novembre 2019

WSP

ANNEXE

R2-15

RAPPORT CARBONEUTRALITÉ



UQAC

Chaire en éco-conseil
Université du Québec à Chicoutimi

**Identification de moyens crédibles pour un grand émetteur
final canadien de s'affirmer carboneutre au Québec**

Rapport final

Préparé pour

GNL Québec

**Chaire en éco-conseil
Université du Québec à Chicoutimi
4 septembre 2019**

Auteurs

Claude Villeneuve	Professeur titulaire Directeur de la Chaire en éco-conseil Département des sciences fondamentales
Hélène Côté	Coordonnatrice Membre de la Chaire en éco-conseil Département des sciences fondamentales
Pierre-Luc Dessureault	Professionnel de recherche Membre de la Chaire en éco-conseil Département des sciences fondamentales
Patrick Faubert	Professeur chercheur sous octroi Membre de la Chaire en éco-conseil Département des sciences fondamentales
Rémi Morin Chassé	Professeur Département des sciences économiques et administratives

Avec la participation de M. Olivier Fradette, professionnel de recherche pour l'infrastructure de recherche Carbone boréal.

Chaire en éco- conseil

Département des sciences fondamentales
Université du Québec à Chicoutimi
555, boul. de l'Université
Chicoutimi (Québec) G7H 2B1
Canada

Citation de ce document :

Villeneuve C, Côté H, Dessureault PL, Faubert P, Morin Chassé R. 2019. Identification de moyens crédibles pour un grand émetteur final canadien de s'affirmer carboneutre au Québec. Chaire en éco-conseil, Université du Québec à Chicoutimi, Chicoutimi, Canada.

Sommaire

Le présent rapport est le résultat d'un mandat donné par GNL Québec à la Chaire en éco-conseil pour répondre à la question de recherche : « Comment une entreprise qui sera un grand émetteur final canadien peut-elle trouver des moyens crédibles pour devenir carboneutre dans le contexte mondial actuel. Quelles solutions peuvent être mises en œuvre et selon quel ordre de priorité? ». La recherche s'est faite entre décembre 2018 et août 2019.

La carboneutralité est une approche comptable qui permet de soustraire d'un inventaire d'émissions de gaz à effet de serre un nombre égal d'absorptions ou de réductions effectuées au-delà du cours normal des affaires par un émetteur ou par des tiers de manière à afficher un bilan net égal à zéro. Pour être crédible, le bilan doit être basé sur un inventaire détaillé effectué selon une méthode normalisée et vérifié par un tiers indépendant et crédible. Le périmètre opérationnel retenu pour l'étude concerne uniquement les émissions du terminal de liquéfaction méthanier Énergie Saguenay. Les émissions prévues totalisent 421 000 tonnes d'équivalent CO₂ composées de 420 000 tonnes de CO₂ et de 1 000 tonnes d'équivalent CO₂ lié à des émissions fugitives de méthane.

Une revue de la littérature scientifique a permis de constater que les moyens existent à l'échelle mondiale pour atteindre d'ici 2030 les cibles de l'Accord de Paris grâce à des actions de réduction des émissions de gaz à effet de serre et des mesures d'absorption, de stockage et d'utilisation du CO₂. Par la suite, des efforts supplémentaires devront être déployés pour que l'ensemble des activités anthropiques deviennent carboneutres à l'horizon 2050 de manière à maintenir l'augmentation de la température globale sous le seuil de 1,5 °C au-dessus de la référence préindustrielle à l'horizon 2100. Ces méthodes peuvent être appliquées dans les secteurs de l'agriculture, du bâtiment, de l'énergie, de la foresterie, de l'industrie, du transport et d'autres secteurs. Des centaines de méthodologies existent pour quantifier ces réductions et les échanger sur les marchés du carbone.

Après discussion avec GNL Québec, quatre secteurs prioritaires ont été retenus pour établir un bilan carboneutre du terminal de liquéfaction Énergie Saguenay.

1. L'afforestation présente peu de potentiel et seulement après 2040, en raison du temps nécessaire pour que les arbres accumulent le CO₂ émis par l'usine et du peu de territoire disponible en terres privées pour l'établissement de plantations compensatoires.
2. Le captage, la purification et l'utilisation du CO₂ émis présente le plus fort potentiel et pourrait permettre à lui seul la carboneutralité, mais il exigerait la mise en place d'un parc industriel d'innovation permettant de valoriser à la fois le CO₂ et la chaleur industrielle du terminal de liquéfaction. Cela demanderait de modifier les installations du terminal de liquéfaction et de trouver des partenaires pour valoriser ces ressources dans une approche d'écologie industrielle. Ce secteur a le potentiel de contribuer à la carboneutralité à l'horizon 2030.
3. L'achat de gaz naturel renouvelable (GNR) produit à partir de résidus forestiers présente aussi un bon potentiel pour compenser les émissions de l'usine. Toutefois, la maturité technologique de la filière de pyrolyse, les distances à parcourir pour approcher les résidus du pipeline Gazoduc et la compétition pour d'autres usages des résidus forestiers et pour l'achat de GNR par Énergir pour distribution au Québec, dans le contexte où cette ressource est requise pour l'atteinte des cibles du Québec, rendent ce potentiel très incertain. Il est peu probable qu'il puisse contribuer à la carboneutralité avant 2030.
4. L'achat de crédits compensatoires sur les marchés du carbone sera nécessaire pour qu'Énergie Saguenay puisse montrer un bilan carboneutre. Ces crédits peuvent être achetés sur le marché réglementaire SPEDE ou sur les marchés volontaires. Il existe suffisamment de crédits sérialisés crédibles actuellement disponibles sur les marchés volontaires pour assurer la carboneutralité au moins pour la période 2025-2030 et il est probable qu'au fur et à mesure du déploiement des

autres mesures, il sera possible de compléter par des achats de crédits compensatoires le solde des émissions d'Énergie Saguenay annuellement pour la durée de ses opérations.

Le rapport fait état des considérations économiques permettant à GNL Québec d'établir une stratégie de mise en œuvre. Il met en perspective différentes considérations quant aux résultats de recherche et des obstacles législatifs et règlementaires qui devront être pris en considération.

En conséquence, la Chaire recommande que GNL Québec :

- Maintienne son objectif de carboneutralité pour son projet de terminal de liquéfaction Énergie Saguenay;
- Porte une attention particulière aux technologies potentielles permettant d'éviter les émissions fugitives de ses opérations;
- Étudie les possibilités de purification et de mise en marché du CO₂ qui sera produit par le terminal Énergie Saguenay;
- Étudie la possibilité de capter et de valoriser la chaleur résiduelle de son procédé;
- S'engage avec les partenaires gouvernementaux, municipaux, industriels et institutionnels concernés dans un projet de parc d'innovation en écologie industrielle permettant de valoriser ses rejets de CO₂ et de chaleur;
- S'engage avec les partenaires gouvernementaux, municipaux, industriels et institutionnels dans la mise en place de la filière de production de GNR à partir des résidus forestiers;
- Appelle les parties prenantes intéressées à participer à une analyse multicritère permettant de fixer des priorités pour l'achat de crédits compensatoires;
- Engage avec le Gouvernement du Québec et d'autres acteurs du marché du carbone des démarches pour ajuster les règles du SPEDE pour favoriser le développement de projets de compensation sur le territoire québécois.

Tables des matières

Sommaire	2
Liste des annexes.....	10
Liste des acronymes et abréviations	11
Chapitre 1	13
1. Introduction.....	14
1.1 Mise en contexte	14
1.2 Le mandat.....	16
1.3 Devenir carboneutre?	16
1.4 Le périmètre organisationnel	18
1.4.1 Les émissions liées au procédé.....	20
1.5 Importance de la carboneutralité d'Énergie Saguenay pour l'atteinte des cibles du Québec ...	20
Chapitre 2	22
2. Cadre méthodologique.....	23
2.1 Objectifs de l'étude	23
2.2 Étapes de réalisation	23
2.2.1 Revue de la littérature.....	23
2.2.2 Solutions envisageables	25
2.2.3 Analyse de l'application des solutions potentielles	25
Chapitre 3	26
3. Revue de littérature	27
3.1 Moyens de réduction des GES : principaux secteurs économiques.....	27
3.1.1 Moyens de réduction des GES en agriculture	28
3.1.2 Moyens de réduction des GES pour les bâtiments	28
3.1.3 Moyens de réduction des GES pour l'énergie	28
3.1.4 Moyens de réduction des GES applicables par la foresterie	29
3.1.5 Moyens de réduction des GES applicables à l'industrie.....	29
3.1.6 Moyens de réduction des GES pour le transport	29
3.1.7 Moyens de réduction des GES pour les autres secteurs	29
3.2 Méthodes d'élimination du CO ₂ de l'atmosphère.....	29
3.2.1 Méthodes d'élimination du CO ₂ basées sur les puits de carbone naturels – les écosystèmes terrestres	29
3.2.2 Méthodes d'élimination du CO ₂ basées sur la technologie	30

3.3	Méthodes d'élimination du CO ₂ combinant les puits de carbone naturels et la technologie	30
3.4	Le choix des moyens de réduction et d'élimination : aspects et enjeux économiques	30
3.5	Les méthodologies de réduction et de séquestration des GES.....	31
Chapitre 4		32
4.	Analyse des solutions applicables au projet Énergie Saguenay	33
	Projet de réduction	33
4.1	Afforestation	33
4.1.1	Compensation des émissions par l'afforestation	33
4.1.2	Notion d'afforestation.....	34
4.1.3	Comptabilisation des absorptions.....	34
4.1.4	Affirmations ex-ante et ex-post	35
4.1.5	Potentiel de carbонeutralité d'Énergie Saguenay par la plantation d'arbres.....	36
4.1.6	Autres potentiels	38
4.1.7	Conclusion	38
4.2	Valorisation du CO ₂ capté directement de l'usine	39
4.2.1	Contexte et objectifs	39
4.2.2	Définition du CCU et du potentiel de production menant à une réduction de GES	39
4.2.3	Description des produits et technologies de production par CCU à partir du CO ₂ produit par l'usine	42
4.2.3.1	Conversion chimique en produits chimiques, matières premières et carburants	44
4.2.3.1.1	Minéralisation accélérée par carbonatation des roches.....	46
4.2.3.2	Photosynthèse : matériaux provenant des algues	47
4.2.4	Produits les plus prometteurs en fonction des marchés et de la maturité technologique des procédés	48
4.2.4.1	Meilleures entreprises canadiennes en CCU.....	52
4.2.5	Suivi de l'évolution du CCU	54
4.2.5.1	Ressources à suivre	54
4.2.5.2	Préoccupations environnementales et sanitaires	54
4.2.6	Conclusions.....	55
4.3	Production de biogaz à partir de la biomasse forestière : potentiel de réduction des émissions de gaz à effet par le gaz naturel renouvelable	56
4.3.1	Contexte et objectifs	56
4.3.2	Définition du GNR et principe de substitution menant à une réduction de GES.....	56
4.3.3	Production de GNR à partir de la biomasse forestière.....	56

4.3.4	Maturité technologique de la production de GNR à partir de biomasse forestière	58
4.3.5	États des lieux : dispositions réglementaires sur l'utilisation du GNR comme projet de réduction de GES	59
4.3.6	Estimations des potentiels de réduction de GES par la liquéfaction de GNR produit à partir de biomasse forestière.....	61
4.3.7	Perspectives de recherche pour la production de GNR à l'échelle industrielle à partir de la biomasse forestière.....	63
4.4	Crédits compensatoires.....	65
4.4.1	Devenir carboneutre dans le cadre du SPEDE.....	65
4.4.2	CSA Registered Carbon Neutral™	65
4.4.3	Réaliser des projets compensatoires en dehors des frontières du SPEDE.....	66
4.4.4	Acheter des crédits compensatoires sur le marché volontaire.....	66
4.4.5	Programmes sur le marché volontaire et types de projet	67
4.4.6	Carbone boréal.....	74
4.4.7	Établir le portefeuille de crédits compensatoires pour la carboneutralité.....	74
4.5	Émissions évitées par la substitution de carburants	75
	Chapitre 5	77
5.	Enjeux économiques	78
5.1	Approches d'évaluation économique des coûts	78
5.2	Aspects économiques des priorités de moyens de réduction de GES retenues par GNL Québec 79	
5.2.1	Afforestation	79
5.2.2	Captation et cession du CO ₂ résiduel	80
5.2.2.1	Captation et utilisation de la chaleur résiduelle	81
5.2.3	Option GNR.....	82
5.2.4	Options de marché	83
5.2.4.1	Marchés volontaires	85
5.2.4.2	Conditions temporelles	86
5.3	Conclusion	86
	Chapitre 6	87
6.	Discussion	88
6.1	Limites de l'approche	88
6.2	Carboneutralité du projet Énergie Saguenay dans le cadre du SPEDE	89
6.3	Cession ou vente de CO ₂ et de chaleur à des tiers.....	90

6.4	Carboneutralité et développement durable	90
6.5	Une panoplie d'outils à déployer dans le temps.....	91
6.6	Nouvelles pistes de recherche	92
	Chapitre 7	93
7.	Conclusions et recommandations	94
	Références.....	96

Liste des tableaux

Tableau 1. Potentiel de séquestration de plantations pour un IQS médian (2000 tiges par hectare)	34
Tableau 2. Superficie et âge de plantations nécessaires pour atteindre l'objectif de carboneutralité d'Énergie Saguenay en 2040	37
Tableau 3. Potentiel de compensation par un programme décennal de plantations de 1000 ha d'épinettes blanches sur un site IQS 9	38
Tableau 4. Technologies liées au CCU et à la production de produits chimiques, matières premières et carburants	45
Tableau 5. Marché potentiel mondial, tiré de (Norhasyima et Mahlia 2018)	49
Tableau 6. Avantages et inconvénients des utilisations de CO ₂ les plus prometteuses selon (Norhasyima et Mahlia 2018)	49
Tableau 7. Description des technologies pouvant générer du GNR	57
Tableau 8. Estimations des potentiels technico-économiques en 2030 et potentiels bruts de réduction de GES par l'utilisation de GNR produit à partir de la biomasse forestière en lien avec les cibles de réduction de GNL Québec	61
Tableau 9. Exemple de protocoles génériques des différents projets de réduction/absorption par rapport au programme/registre nord-américain et au MDP catégorisés par secteur d'activités	67
Tableau 10. Programmes auxquels participent des promoteurs de projets québécois	73
Tableau 11. Émissions de combustion de différents carburants (Source : BioGrace version 4d 2015) (BioGrace 2019)	76
Tableau 12. Estimation du coût de l'afforestation sur un horizon de 50 ans selon différentes hypothèses (Gorte 2009, BMMB 2014)	80
Tableau 13. Évolution possible du prix plancher des droits d'émission du SPEDE	85
Tableau 14. Libellé des cibles des Objectifs de développement durable applicables (Nations Unies 2015b) en lien avec le projet du terminal Énergie Saguenay	91

Liste des figures

Figure 1. Évolution des émissions de CO ₂ provenant de la combustion, des procédés industriels et du ciment de 1990 à 2017 (Le Quéré et al. 2018).....	14
Figure 2. Évolution des concentrations des principaux gaz à effet de serre mesurées à l'Observatoire de Mauna Loa Hawaï (NOAA 2019).....	15
Figure 3. Évolution de la température moyenne planétaire depuis 1880 (NASA 2019).....	15
Figure 4. La notion de carboneutralité.....	16
Figure 5. Les composantes de l'empreinte carbone d'une entreprise (ADEME 2019).....	18
Figure 6. Émissions annuelles de GES, selon les facteurs du rapport AR-5 du GIEC pour un horizon de 100 ans (IPCC 2013), du terminal de liquéfaction du Saguenay selon la méthode ÉICV IMPACT World+. Cette figure est tirée de l'analyse de cycle de vie réalisée par le CIRAIG (figure 4.1 du rapport) pour le compte de GNL Québec (WSP 2019).....	19
Figure 7. Évolution projetée des émissions de GES au Québec (Dunsky et al. 2019).....	21
Figure 8. Équation de la photosynthèse.	33
Figure 9. Séquestration brute de CO ₂ par une plantation d'un hectare d'épinettes blanches selon trois IQS.	37
Figure 10. Marché potentiel du CO ₂ dans le monde (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009).	40
Figure 11. Projets d'utilisation du carbone par pays, tiré de (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009).....	42
Figure 12. Évolution des concentrations de CO ₂ mesurées à l'Observatoire de Mauna Loa Hawaï (NOAA 2019).....	43
Figure 13. Quelques-unes des différentes utilisations possibles pour le CO ₂ , tiré de (Styring et al. 2011).44	
Figure 14. Processus de croissance des algues par utilisation du CO ₂ , tiré de (Styring et al. 2011).....	48
Figure 15. Possibles routes permettant l'utilisation du carbone classées selon leur degré de maturité (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009).	50
Figure 16. Utilisations potentielles du CO ₂ les plus prometteuses en volumes (gigatonnes) selon ou non que des actions stratégiques sont entreprises (CO ₂ Sciences and the Global CO ₂ Initiative 2016).....	51
Figure 17. Utilisations potentielles du CO ₂ les plus prometteuses en revenus (milliards de dollars) selon ou non que des actions stratégiques sont entreprises (CO ₂ Sciences and the Global CO ₂ Initiative 2016).52	
Figure 18. La carboneutralité d'une entreprise soumise au SPEDE, figure adaptée de MELCC (2019a)... 65	
Figure 19. Exemple de portefeuille de carboneutralité.	75
Figure 20. Exemple de coût marginal de réduction des émissions de GES (Nordrum et al. 2011).	79
Figure 21. Coût médian de captation du carbone dans différents processus industriels (IOGP 2019).	81
Figure 22. Volume de bois rond récolté au Québec (CCMF 2019).....	82
Figure 23. Différentiel de prix entre le GNR et le gaz naturel (CGA 2019).	83

Liste des annexes

Annexe 1. Glossaire

Annexe 2. Revue de littérature sur le portrait des moyens visant à atteindre la carboneutralité

Annexe 3. Présentation des priorités des moyens de réduction de GES

Liste des acronymes et abréviations

ACV : analyse du cycle de vie
BECCS : Bioenergy with carbon capture and storage – bioénergie avec capture et entreposage du carbone
BNQ : Bureau de normalisation du Québec
C : carbone
CARB : California Air Resources Board
C-B : coût-bénéfice
CCMF : Conseil canadien des ministres des forêts
CCNUCC : Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
CCU : Carbon Capture and Utilisation – Capture et utilisation du carbone
CCUS : Carbon Capture Usage and Storage – Capture, utilisation et entreposage du carbone
CDU – CO₂U: Carbon Dioxide Usage – Utilisation du CO₂
CGA : Canadian Gas Association – Association canadienne du gaz
CH₄ méthane
CIRAIG : Chaire internationale sur le Cycle de Vie de l’École Polytechnique de l’Université de Montréal
CO : monoxyde de carbone
CO₂ : dioxyde de carbone ou gaz carbonique
CSA : Association canadienne de normalisation – Canadian Standards Association
CSC : capture et séquestration (ou stockage) du carbone
éq-CO₂ : équivalent-CO₂
ECBM : Enhanced coal bed methane
EGS : Enhanced geothermal system – système géothermique amélioré
EOR : Enhanced Oil Recovery
g : gramme
GES : gaz à effet de serre
GIEC : Groupe intergouvernemental d’experts sur l’évolution du climat
GNL : gaz naturel liquéfié – LNG (en anglais liquified natural gas)
GNR : gaz naturel renouvelable
Gt : gigatonne = 1 000 000 000 tonnes
ha : hectare = 10 000 m²
HAP : hydrocarbures aromatiques polycycliques
ICEF : Innovation for Cool Earth Forum
IQS : indice de qualité de la station
kPa : kilopascal = 1 000 pascal
kt : kilotonne = 1 000 tonnes
m³ : mètre cube = 1 000 L
MACC : Marginal Abatement Cost Curve pour courbe du coût marginal de réduction
MAPAQ : Ministère de l’Agriculture, des Pêcheries et de l’Alimentation du Québec
MDP : Mécanisme de développement propre
MELCC : Ministère de l’Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
MFFP : Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs
mol : mole
Mt : mégatonne = 1 000 000 tonnes
MTPA : millions de tonnes métriques par an
N₂O : protoxyde d’azote
ODD : objectif de développement durable

PCB : biphenyles polychlorés

PNUE : Programme des Nations Unies pour l'Environnement (UNEP en anglais pour United Nations Environment Program)

Résidus CRD : biomasse provenant de la construction, rénovation et démolition

SACO : substances appauvrissant la couche d'ozone

SADC : Société d'aide au développement des collectivités

SPEDE : Système de Plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES du Québec

t : tonne métrique = 1 000 kg = 1 000 000 g

USD : dollar américain

USDA : United States Department of Agriculture

USEPA : United States Environmental Protection Agency

VAN : valeur actualisée nette

VCS : Verified Carbon Standard

WCI : Western Climate Initiative

Chapitre 1

Introduction

1. Introduction

1.1 Mise en contexte

Les gaz à effet de serre et les changements climatiques

Les changements climatiques induits par les activités humaines à l'échelle planétaire constituent la problématique environnementale la plus préoccupante qui interpelle la communauté internationale depuis plus de quarante ans. Non seulement les causes du phénomène sont-elles étroitement liées à la croissance de l'économie mondiale et à la production agricole pour l'alimentation d'une humanité toujours plus nombreuse, mais ses effets, qu'on commence déjà à observer, exacerbent d'autres problèmes environnementaux globaux comme la perte de biodiversité. Depuis le cinquième rapport du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) en 2013 (IPCC 2013), le consensus scientifique ne cesse de se conforter alors qu'une littérature abondante, voire pléthorique, relève les impacts du réchauffement partout sur la planète. Des modélisations qui tentent de prédire l'évolution du climat dans les prochaines décennies selon des scénarios déterminés font craindre une accélération et une aggravation de ces impacts.

Depuis la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) signée en 1992 et ratifiée en 1994 par les États membres des Nations Unies, il est devenu évident qu'il fallait prendre des actions pour limiter et réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) responsables de la majeure partie du réchauffement observé. Le Protocole de Kyoto, signé en 1997 et ratifié en 2004 a pris effet en 2008 et son deuxième terme prendra fin en 2020. Appliqué par une minorité de pays qui s'imposent de réduire leurs émissions de 20% en 2020 par rapport à 1990 en vertu des engagements pris à Cancún en 2010, son effet sur la production globale de GES est relativement insignifiant puisque le niveau d'émissions évalué à l'échelle mondiale n'a pas cessé de croître et était en 2017 de 40% supérieur à cette cible comme l'indique la figure 1.

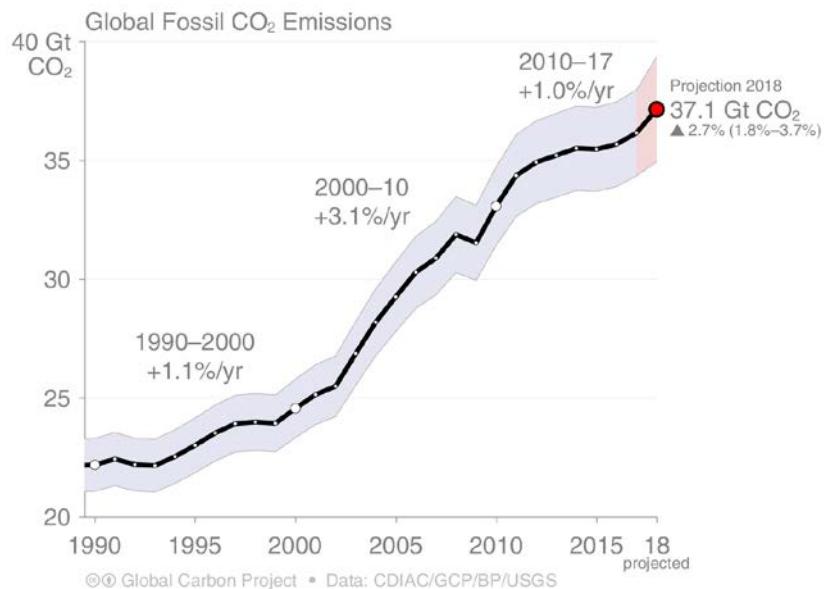


Figure 1. Évolution des émissions de CO₂ provenant de la combustion, des procédés industriels et du ciment de 1990 à 2017 (Le Quéré *et al.* 2018).

En conséquence, comme on peut le voir à la figure 2, le niveau des concentrations des trois principaux GES soit le gaz carbonique (CO_2), le méthane (CH_4) et le protoxyde d'azote (N_2O) a connu une croissance soutenue depuis 1990, ce qui s'est traduit comme l'indique la figure 3 par un réchauffement de 0,5 °C pendant la même période.

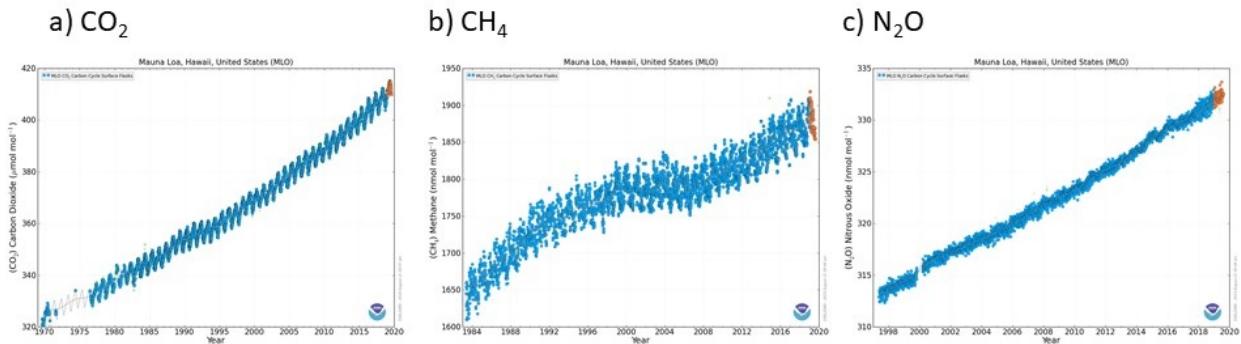


Figure 2. Évolution des concentrations des principaux gaz à effet de serre mesurées à l'Observatoire de Mauna Loa Hawaï (NOAA 2019).

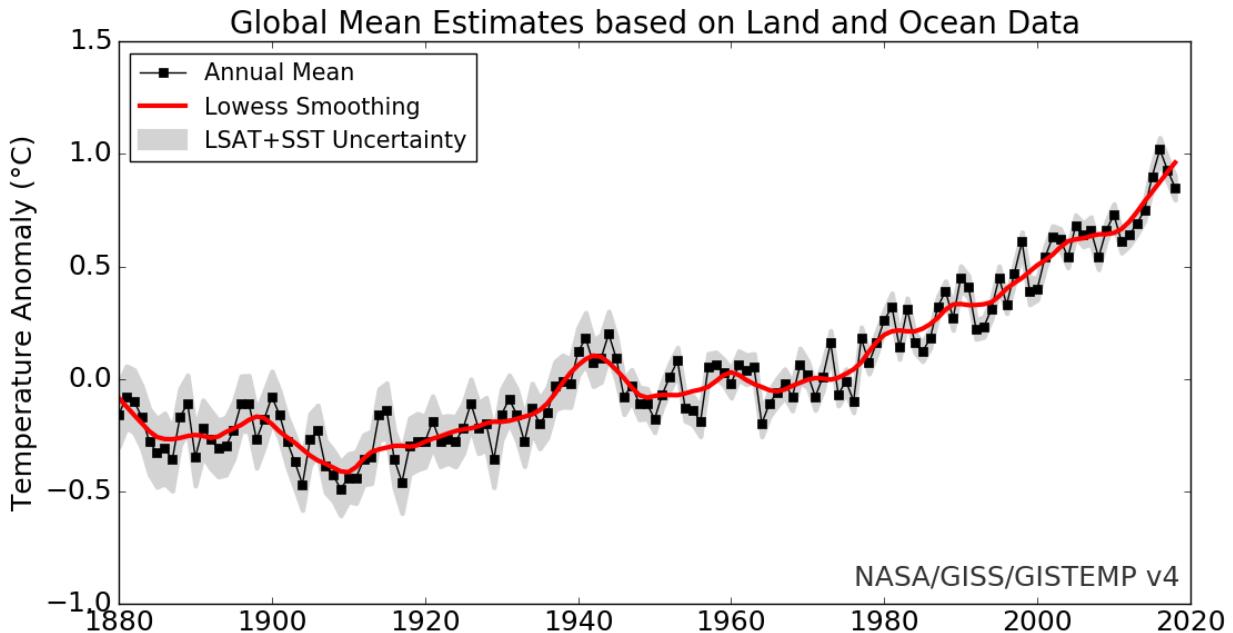


Figure 3. Évolution de la température moyenne planétaire depuis 1880 (NASA 2019).

En 2015, lors de la 21^e conférence des Parties, les pays signataires de la CCNUCC ont conclu l'Accord de Paris, ratifié l'année suivante, qui vise « à stabiliser avant la fin du 21^e siècle le climat planétaire bien en déçà de 2 degrés Celsius » (Nations Unies 2015a). En vertu de quoi, tous les pays devaient s'engager à prendre des actions nationalement déterminées pour réduire leurs émissions et s'adapter aux conséquences du réchauffement. L'Accord prévoit aussi que ces engagements devront être revus tous les 5 ans à la hausse. Ces engagements demeurent toutefois « volontaires et non contraignants. »

À la demande de la CCNUCC, le GIEC a publié en octobre 2018 un rapport spécial sur les actions qu'il faudrait faire pour stabiliser le climat à 1,5 °C au-dessus de la référence préindustrielle (moyenne 1850-1900) à l'horizon 2100 (IPCC 2018). On y retrouve des trajectoires d'évolution des émissions qui indiquent

que pour avoir une chance d'atteindre cet objectif, il faudrait entreprendre une transformation de l'économie mondiale et un ensemble d'actions énergiques permettant de réduire les émissions de GES de 45% à l'horizon 2030 par rapport au niveau de référence 2010 et de montrer en 2050 un bilan zéro à l'échelle planétaire. En effet, avec la trajectoire actuelle, le réchauffement pourrait dépasser 1,5 °C dès 2030. Malgré l'importance des efforts requis, le GIEC indique que l'objectif de stabiliser le climat à la fin du siècle est toujours possible et qu'il est nécessaire pour limiter les impacts irréversibles du réchauffement.

Depuis la ratification de la CCNUCC, le Canada et le Québec ont mis en place diverses mesures réglementaires visant à réduire les émissions de GES inventoriées sur leur territoire avec des résultats mitigés. Les engagements du Canada et du Québec consentis dans le cadre de l'Accord de Paris sont très loin de la cible de -45% en 2030, jugée nécessaire par le rapport du GIEC pour la stabilisation du réchauffement à 1,5 °C (UNFCCC 2019c).

Devant ce défi, il devient impératif de questionner tout nouveau développement à l'aune de sa contribution aux émissions de GES. Les activités émettrices, dans le secteur de l'énergie, de l'industrie, des transports ou de l'agriculture sont à considérer au premier chef. Pour éviter de reporter la responsabilité de réduire davantage dans les prochaines années, il est pertinent de se demander comment une nouvelle entreprise, qui sera un grand émetteur final peut viser dès son implantation la carboneutralité ou tout au moins le plus faible niveau d'émissions possible pour ses activités.

1.2 Le mandat

C'est dans cette perspective que GNL Québec a confié à la Chaire en éco-conseil en décembre 2018 le mandat de répondre à la question : « Comment une entreprise qui sera un grand émetteur final canadien peut-elle trouver des moyens crédibles pour devenir carboneutre dans le contexte mondial actuel. Quelles solutions peuvent être mises en œuvre et selon quel ordre de priorité? » Cette recherche a donc pour objectif d'identifier des moyens crédibles pour un grand émetteur final canadien de devenir carboneutre au Québec.

1.3 Devenir carboneutre?

Comme l'illustre la figure 4, pour se dire carboneutre, une entreprise, une municipalité ou un gouvernement doit présenter un bilan net nul d'émissions de GES dans le périmètre de ses activités¹. C'est-à-dire que cette entité doit générer des absorptions ou acheter suffisamment de crédits compensatoires pour équilibrer les émissions restantes après ses efforts de réduction de GES. Ce concept sera détaillé au chapitre 4.

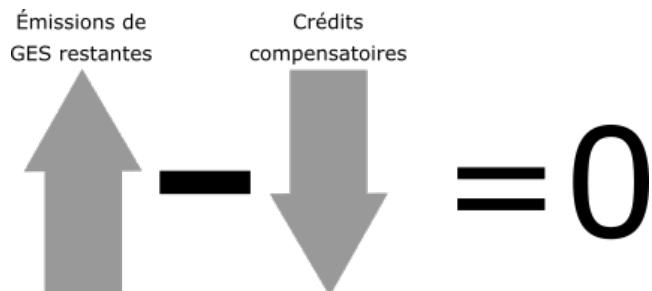


Figure 4. La notion de carboneutralité.

¹ Pour les grands émetteurs finaux au Québec ce périmètre est défini par le SPEDE

Lors de la 24^e conférence des parties de la CCNUCC, plusieurs entreprises se sont engagées à devenir carboneutres en 2050 en ayant recours à une combinaison de moyens technologiques et économiques dont le déploiement reste hypothétique. En revanche, l'adoption de fourniture énergétique d'origine à 100% renouvelable est un engagement du RE100 qui regroupe 152 entreprises dans le Carbon Disclosure Project (RE100 2019). L'approvisionnement en énergie de sources renouvelables est un moyen éprouvé pour réduire les émissions de GES. Dans le cas de GNL Québec, c'est justement cet approvisionnement en hydroélectricité, une énergie de sources renouvelables², qui fait qu'une usine de GNL au Québec peut émettre moins d'émissions en comparaison à d'autres endroits dans le monde, tel qu'établi dans l'analyse de cycle de vie effectuée par le CIRAIG (WSP, 2019). Malgré cet avantage important, l'usine produit quand même d'autres émissions liées à son procédé qui doivent être compensées pour atteindre un bilan nul.

Dans ce mandat, l'horizon pour atteindre la carboneutralité est beaucoup plus court, puisque l'usine visée devrait entrer en fonction en 2025 et la volonté de l'entreprise est d'afficher un bilan zéro dès la première année.

L'entreprise peut agir en amont, dans la planification des opérations et les choix techniques, durant la phase d'opération ou à l'extérieur de son périmètre d'opération par des mécanismes de compensation. Les moyens identifiés devront donc, pour être crédibles, faire appel à des solutions existantes ou émergentes.

La revue de littérature vise à identifier ces solutions ou techniques permettant de réduire, d'éliminer ou d'absorber les émissions de GES susceptibles de contribuer à l'atteinte de l'objectif de carboneutralité. Dans le cas des technologies matures, les protocoles permettant de générer des crédits compensatoires seront identifiés. Le chapitre 3 présente un portrait général des perspectives et moyens identifiés dans la littérature visant à atteindre la carboneutralité d'ici 2050 à l'échelle globale avec leur degré de maturité au Québec ou ailleurs dans le monde. Les moyens sont présentés pour 1) les principaux secteurs économiques, 2) les techniques d'extraction du CO₂ de l'atmosphère 3) les perspectives liées à l'abandon du charbon et de sa substitution par d'autres carburants³ et 4) la tarification du carbone par les marchés règlementaires et volontaires. L'analyse fera état des coûts à envisager pour appliquer ces solutions. Les solutions susceptibles d'arriver sur le marché à l'horizon 2050 sont examinées à titre de potentiel, mais ne font pas l'objet d'une analyse approfondie puisque l'objectif est la carboneutralité à court terme. La fourniture d'électricité présentant peu de potentiel, il faudra faire appel à d'autres types de moyens pour atteindre l'objectif. Le chapitre 4 permet d'analyser un ensemble de moyens applicables à partir de la liste des potentiels identifiés sélectionnés par GNL Québec.

Ces pistes à explorer pour réduire les émissions d'Énergie Saguenay sont : 1) la réduction des émissions à l'atmosphère, 2) la substitution d'autres sources de CO₂ produit avec des carburants fossiles par le CO₂ résiduel des opérations, 3) la substitution de gaz naturel d'origine fossile par du gaz naturel de sources renouvelables, et 4) la compensation, soit par des projets initiés par l'entreprise, soit par l'achat de crédits compensatoires sur des marchés règlementaires ou volontaires. Les considérations économiques associées aux choix de moyens à retenir font l'objet du chapitre 5. Le chapitre 6 est consacré à une discussion sur les limites de l'étude et l'interprétation des résultats alors que le chapitre 7 fait état des conclusions et recommandations de l'équipe de la Chaire.

² L'énergie produite par Hydro Québec provient à 99% de sources renouvelables

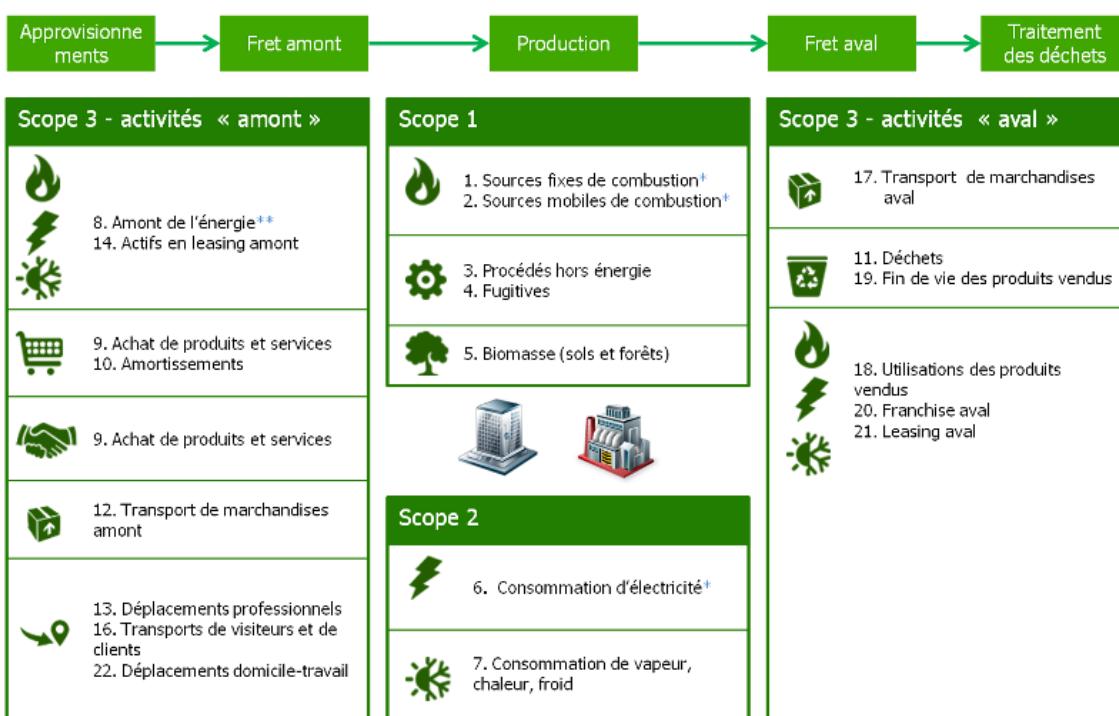
³ Cette section est traitée dans la discussion au chapitre 4.

1.4 Le périmètre organisationnel

En février 2019, GNL Québec a rendu public un rapport d'analyse de cycle de vie du projet Énergie Saguenay (WSP 2019) réalisé par la Chaire internationale sur le Cycle de Vie de l'École Polytechnique de l'Université de Montréal (CIRAI; l'analyse de cycle de vie est présentée à l'annexe 1 de l'étude d'impact environnemental faite pour le compte de GNL Québec et peut être téléchargée à ce lien : https://energiesaguenay.com/media/cms_page_media/38/161-00666-00_GNL_EIE_Annexes_Vol1_20190115_sdf0B9h.pdf). La description des sources d'émissions du projet pour la présente étude est tirée de ce rapport du CIRAI dont le mandat couvrait les émissions de GES de l'extraction jusqu'à l'utilisation du gaz naturel transitant par le terminal Énergie Saguenay afin de comparer l'implantation d'une usine de GNL au Saguenay par rapport à un autre endroit dans le monde.

Dans les faits, seule cette installation au Saguenay sera considérée comme un grand émetteur final au Québec, elle sera donc soumise à la déclaration obligatoire de ses émissions de GES et devra se conformer au Système de Plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES (SPEDE) (MELCC 2019a).

La figure 5 illustre les composantes de l'empreinte carbone d'une entreprise. Selon les systèmes de référence, la déclaration des émissions peut inclure ou exclure certaines émissions. Seul le Scope 1 est utilisé pour le bilan du Québec et par le SPEDE (MELCC 2019a). Il est important de bien préciser selon le cadre de référence normatif, quelles sont les émissions considérées.



* Utiliser uniquement la part combustion des facteurs d'émissions

** Utiliser uniquement la part amont des facteurs d'émissions

Figure 5. Les composantes de l'empreinte carbone d'une entreprise (ADEME 2019).

La nature et les quantités de GES disponibles à ce stade ne constituent pas un inventaire pour le marché du carbone selon les normes existantes, puisqu'elles résultent d'hypothèses à ce stade du projet. Sous réserve de cette précision, l'ordre de grandeur des émissions devrait refléter assez fidèlement la réalité lorsque l'usine sera en opération.

Il est important de noter que dans une optique de carboneutralité, chacune des entreprises responsables des émissions de GES associées au cycle de vie du projet en amont et en aval devra, en fonction des règlementations en vigueur dans les pays, provinces ou territoires où elle exerce ses activités, répondre ou non à la portion des émissions dont elle est responsable.

Le terminal de liquéfaction du Saguenay permettra la liquéfaction, l'entreposage et le transbordement du gaz naturel dans le but d'exporter jusqu'à 11 millions de tonnes de gaz naturel liquéfié (GNL) par an. Il devrait être opérationnel d'ici 2025. Le complexe de liquéfaction de GNL devrait être construit sur un terrain appartenant à l'Administration portuaire de Saguenay, à proximité du terminal existant de Grande-Anse.

Le terminal de liquéfaction Énergie Saguenay :

- Aura une demande en énergie moindre en raison de son contexte géographique plus nordique. L'ensemble des autres usines comparables recensées par le CIRAIQ se situent dans des climats plus chauds à l'exception d'une située en Norvège (WSP 2019).
- Il s'agira du premier terminal de liquéfaction au monde alimenté en électricité (majoritairement de l'hydroélectricité) par un réseau local préexistant, tous les autres terminaux recensés dans l'étude du CIRAIQ s'alimentant en énergie par leur autoconsommation de gaz naturel (WSP 2019). Le faible prix et la fiabilité de l'approvisionnement d'Hydro-Québec expliquent ce choix inhabituel.

Selon les termes du GHG Protocol (WBCSD/WRI 2005), les émissions de Scope 1 (directes) du complexe de liquéfaction seraient, au vu des travaux d'ingénierie préliminaire, de l'ordre de 421 000 tonnes de CO₂ équivalent (éq-CO₂) par année (0,74 g éq-CO₂ MJ⁻¹ gaz naturel) alors que les émissions totales (Scope 1-2) seraient de l'ordre de 527 000 tonnes éq-CO₂ par année (WSP 2019). La figure 6 montre la répartition de ces émissions. Toujours selon le cadre réglementaire fixé par le SPEDE, les émissions à couvrir pour assurer une carboneutralité pour Énergie Saguenay sont donc de 421 000 tonnes de CO₂ équivalent par an.

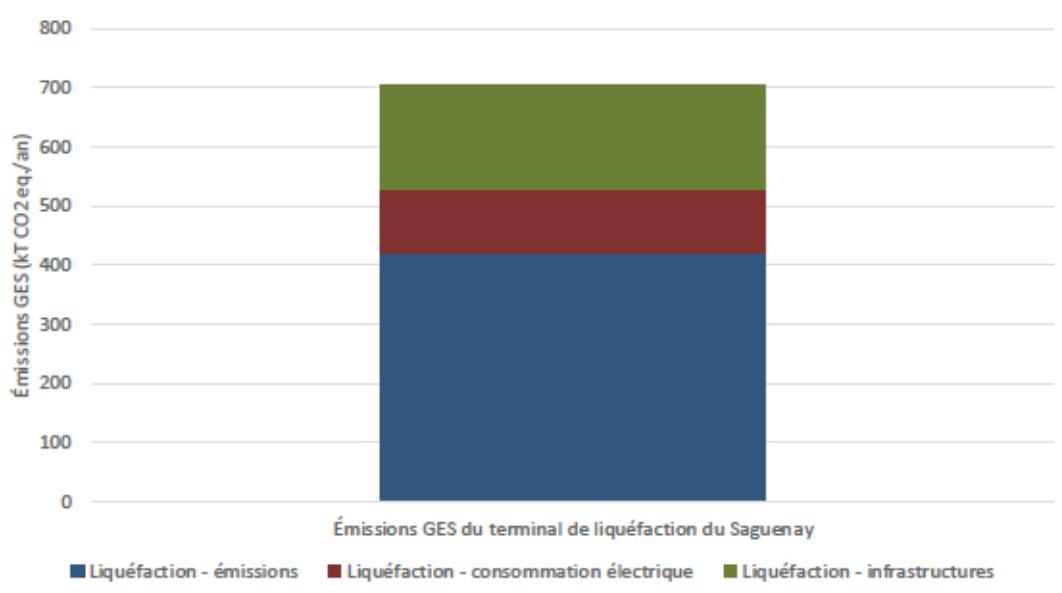


Figure 6. Émissions annuelles de GES, selon les facteurs du rapport AR-5 du GIEC pour un horizon de 100 ans (IPCC 2013), du terminal de liquéfaction du Saguenay selon la méthode ÉICV IMPACT World+. Cette

figure est tirée de l'analyse de cycle de vie réalisée par le CIRAI (figure 4.1 du rapport) pour le compte de GNL Québec (WSP 2019).

1.4.1 Les émissions liées au procédé

Parmi les émissions directes, 420 kt éq-CO₂ an⁻¹ proviennent des émissions de CO₂ du terminal – les autres émissions soit 1 kt éq-CO₂ an⁻¹ proviennent des émissions fugitives de méthane (WSP 2019).

Les émissions de CO₂ proviennent du procédé de nettoyage du gaz avant sa liquéfaction et de la combustion du gaz évaporé du GNL. Les émissions de CO₂ provenant du nettoyage du gaz naturel (195 kt éq-CO₂ an⁻¹) sont décrites ici :

« Extraction des gaz acides : Un absorbeur élimine les gaz acides, soit le CO₂ et le H₂S, en mettant le gaz naturel en contact avec une solution d'amine. Cette méthode de traitement est très commune et utilisée dans de nombreuses usines de production de GNL à travers le monde. Le système est constitué de deux colonnes dont la première sert à absorber les gaz acides grâce à l'amine. L'amine est ensuite régénérée dans la seconde colonne en libérant les gaz acides. La solution contenant les gaz acides absorbés est ensuite chauffée à très haute température, ce qui permet d'extraire les gaz acides qui sont incinérés avant d'être rejetés dans l'atmosphère principalement sous forme de CO₂ et de très faibles quantités de SO₂. La solution d'amine régénérée est ensuite recyclée et réutilisée dans la colonne d'absorption des gaz acides. ».

Les émissions liées à l'électricité et aux infrastructures ne seront pas considérées dans le périmètre de la présente étude puisque toujours selon le cadre réglementaire du SPEDE, elles font partie de l'inventaire d'Hydro-Québec et de ceux des fournisseurs ou des distributeurs de carburants et de béton et qu'ils en sont donc responsables.

L'étude du CIRAI conclut qu'en comparaison avec un terminal conventionnel, le terminal projeté à Saguenay aurait une contribution 84% inférieure à celle d'un terminal conventionnel implanté sur les rives du Golfe du Mexique. Néanmoins, avec 421 kt éq-CO₂ an⁻¹ il s'agit d'une source d'émissions nettes supplémentaires qui correspond à environ 0,5% du total des émissions québécoises selon l'inventaire tenu par le MELCC (2018b).

Dans une approche de bilan carbone, il faut établir un périmètre le plus précis possible des activités à comptabiliser pour des raisons d'efficacité en vue de la reddition de comptes. Chaque source et quantité d'émissions doit pouvoir être clairement identifiée et mesurée pour que l'organisme en étant responsable ait à les assumer et que ses rapports puissent être vérifiés par une tierce partie.

1.5 Importance de la carboneutralité d'Énergie Saguenay pour l'atteinte des cibles du Québec

En juin 2019, le MELCC a publié un rapport sur les trajectoires de réductions d'émissions de GES aux horizons 2030 et 2050 qui démontre qu'en vertu des politiques actuelles du Gouvernement du Québec, les émissions de GES se maintiendraient au-dessus du niveau actuel pour les deux horizons en dépit des cibles adoptées en 2015 comme l'indique le graphique de la figure 7 (Dunsky *et al.* 2019). Une certaine réduction serait possible advenant une augmentation considérable du prix du carbone, mais sans atteindre les cibles. Toutefois, dans le scénario de référence utilisé pour ce rapport, aucun nouveau grand émetteur final n'est considéré, prenant pour acquis que les politiques gouvernementales les assujettissent au SPEDE. Or, même si le plafonnement des émissions dans ce système devra les faire baisser progressivement, l'arrivée de nouveaux émetteurs imposera une pression sur les installations industrielles existantes qui se répercute sur le prix du carbone (Mousseau et Villeneuve sous presse). En conséquence, le

gouvernement devrait émettre de nouveaux droits d'émissions, ce qui rendrait encore plus difficile l'atteinte des cibles.

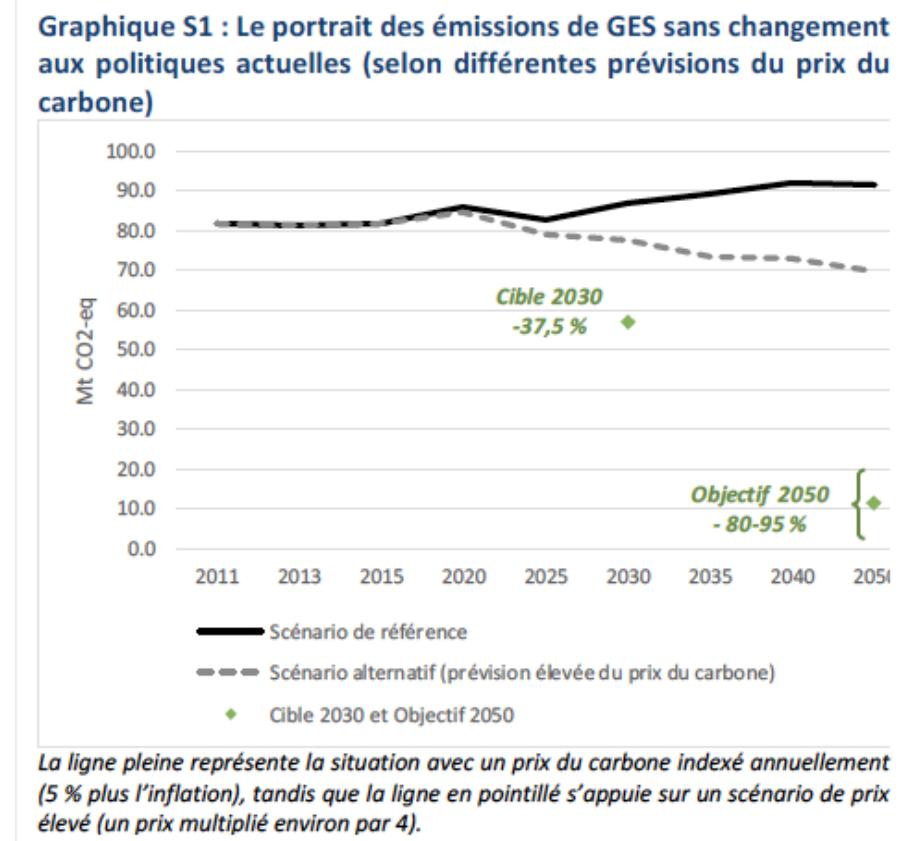


Figure 7. Évolution projetée des émissions de GES au Québec (Dunsky et al. 2019).

Dans ce contexte, l'intention de GNL Québec d'atteindre la carboneutralité pour son terminal de liquéfaction ne pourra que contribuer positivement à l'atteinte des cibles du Québec à condition que la compagnie choisisse de compenser ses émissions résiduelles avec des réductions/absorptions générées sur le territoire québécois. Par exemple, en achetant sur le marché volontaire des réductions provenant d'une PME québécoise non soumise au SPEDE, ces émissions seraient retranchées au bilan québécois. En revanche, si l'entreprise choisissait d'acheter des réductions ou des absorptions d'émissions réalisées dans d'autres provinces ou États, elles affecteraient les inventaires de ces derniers.

Chapitre 2

Méthode

2. Cadre méthodologique

Cette section présente la méthodologie utilisée pour répondre à la question de recherche « Comment une entreprise qui sera un grand émetteur final canadien peut-elle trouver des moyens crédibles pour devenir carboneutre dans le contexte mondial actuel. Quelles solutions peuvent être mises en œuvre et selon quel ordre de priorité?»

2.1 Objectifs de l'étude

La présente étude a pour objectif d'identifier des moyens permettant l'atteinte de la carboneutralité pour l'usine de liquéfaction de gaz naturel Énergie Saguenay de GNL Québec à partir de sa première année d'opérations actuellement prévue pour 2025 et par la suite pour la durée de vie des installations. Les options retenues pour ce faire seront étudiées en fonction de priorités fixées par l'entreprise à partir d'une identification des moyens possibles à l'aide de la littérature scientifique pertinente.

Il est à noter que :

- l'évaluation des émissions du projet a été effectuée par une Analyse de cycle de vie réalisée par le CIRAIG (WSP 2019). Le travail de la Chaire se fera à partir des résultats de cette étude;
- les représentants de l'entreprise ont identifié les solutions à étudier en priorité;
- le périmètre de l'étude se limite au terminal de liquéfaction Énergie Saguenay. Dans la discussion, les autres composantes du cycle de vie du projet seront mises en perspective.

2.2 Étapes de réalisation

Les principales étapes de réalisation ont été les suivantes :

1. Rencontre de départ, discussions sur les frontières et l'échéancier, collecte de données
2. Revue de littérature : lecture, tri, identification et classement des solutions identifiées
3. Résumé de la revue de littérature
4. Rencontre de discussion sur les solutions identifiées dans la littérature
5. Analyse des solutions envisageables et de la stratégie d'application
6. Rencontre sur les solutions envisageables et la stratégie d'application
7. Validation des principales conclusions et recommandations
8. Rédaction du rapport et présentation au promoteur.

Le tout devant mener à la publication d'un rapport dont la table des matières avait été rendue publique sur le site internet de la Chaire <http://ecoconseil.uqac.ca/gnl-quebec/>.

2.2.1 Revue de la littérature

La revue de littérature avait pour objectif de localiser l'information pertinente concernant les trois grandes catégories de moyens possibles pour réduire les GES et viser la carboneutralité :

- a) Principe de substitution
 - I. Les effets des émissions de GES se manifestent par un impact global sur l'atmosphère. Une même quantité d'émissions qui peut être évitée, substituée ou absorbée ailleurs sur la planète peut contribuer à un bilan zéro-carbone.
 - II. Exemples :
 - i. Énergie renouvelable : hydro, marémotrice, éolien, solaire, carburants de biomasse.
 - ii. Énergie nucléaire

b) Principes de la compensation

- I. Le principe de la compensation permet à un émetteur de payer un tiers pour éviter, substituer ou absorber des émissions en supplément du cours normal des affaires. Les quantités de réductions ainsi réalisées lorsqu'elles sont documentées et vérifiées selon une norme et des méthodes de quantification reconnues peuvent faire l'objet de transactions avec un émetteur qui souhaite améliorer son bilan ou afficher la carboneutralité. Ces échanges peuvent se faire sur des marchés réglementés ou sur des marchés volontaires.
- II. Exemples :
 - i. Types de projets ou de technologies appliquées ou émergentes pouvant contribuer à compenser de nouvelles sources d'émissions :
 1. Séquestration biologique, séquestration minérale, géo-ingénierie, capture et stockage de CO₂ biogénique, réductions d'émissions supplémentaires ou non réglementées par de petits émetteurs.

c) Marchés du carbone

- I. Types de marchés (volontaires, réglementés, Mécanisme de développement propre – MDP), types de réductions ou d'absorptions admissibles, volumes disponibles, perspective pour leur évolution.

Les recherches ont été menées dans deux banques de données regroupant de très nombreuses références dans le domaine des sciences appliquées : Scopus et Web of Science.

Rapidement, il est devenu évident que la masse d'information disponible serait énorme, même en divisant les recherches par secteur (ex : séquestration biologique, séquestration géologique, capture et stockage de CO₂ biogénique, géo-ingénierie). Le choix fut alors fait de se restreindre seulement :

1. aux articles répertoriés en tant que revues de la littérature (*i.e.*, chaque article faisant lui-même le résumé d'un secteur très pointu et analysant le contenu de plusieurs dizaines à plusieurs centaines d'articles) et
2. en limitant le tout au cinq dernières années pour avoir accès à l'état d'avancement le plus récent possible pour chaque technologie citée.

Plus de 300 références ont quand même été sélectionnées et triées parmi toutes celles obtenues.

La stratégie de recherche était la suivante :

- Une base générale
 - (CO₂ or “carbon dioxide” or CO₂ or “greenhouse gas” or “greenhouse gases” OR GHG) and (capture or sequestration or management or mitigation or reduction or offset or offset* or compensation or storage) and (application* or technolog* or solution*) and type=review and 2015-2019 and la=English
- Note : * signifie que tous les caractères possibles sont à retenir Ex : technolog* signifie que « technology » autant que « technologies » sera retenu.*

Et par la suite, la recherche de base était combinée à une limitation à un des grands domaines ciblés.

- Pour la séquestration biologique:
 - « biological sequestration” or “biological carbon sequestration” or soil or soils or grassland* or forest* or peatland* or algae or algal or enzym*
- Pour la séquestration géologique:
 - “geological sequestration” or “carbon capture and storage” or “carbon dioxide capture and storage” or “CO₂ capture and storage” or CCS or “carbon sequestration” or

- “underground injection” or “mineral sequestration” or “carbon capture and utili*ation” or CCU
- Pour la géoingénierie et autres:
 - Geoengineer* or “planetary engineering” or terraform* or “climate engineering” or “climate remediation” or “climate intervention” or “atmospheric greenhouse removal” or “negative emissions technolog*”

Les doublons ont ensuite été éliminés et les résultats regroupés pour analyse. Le résumé de la revue de littérature se trouve au chapitre 3 alors que la version complète de la revue de littérature avec l’analyse des secteurs identifiés est présentée en annexe 2.

2.2.2 Solutions envisageables

Par la suite, l’équipe de GNL s’est penchée sur le résumé de la revue de littérature et de l’analyse qui avait mené à l’identification de pistes potentielles pour permettre d’explorer l’atteinte de la carboneutralité par différentes stratégies et technologies.

Une présentation Powerpoint résumant les secteurs privilégiés pour atteindre la carboneutralité a donc été remise par GNL à l’équipe de la Chaire afin que cette dernière analyse plus en profondeur ces pistes : il s’agissait de l’afforestation, la valorisation du CO₂ capté directement à l’usine, l’utilisation de micro-algues pour la production de biocarburants et/ou séquestration de CO₂), la production de biogaz (ou biocombustible) à partir de biomasse forestière appelé aussi GNR pour gaz naturel renouvelable, les meilleures options pour l’achat de crédits carbone et finalement, l’analyse de comment au Québec, le GNL pourrait substituer des carburants plus émetteurs. Les cibles visées par GNL étaient quantifiées pour chacune des catégories priorisées. Pour chacune des catégories, l’équipe de la Chaire a poussé l’analyse pour évaluer la faisabilité et les enjeux associés en fonction de la maturité des technologies et autres critères d’application pertinents.

La présentation Powerpoint est présentée dans son intégralité en annexe 3.

2.2.3 Analyse de l’application des solutions potentielles

Le chapitre 4 contient les résultats de l’analyse pour ces solutions. L’afforestation, la valorisation du CO₂ (incluant les micro-algues), la production de GNR, ainsi que le choix de crédits de carbone font chacun l’objet d’une section détaillée.

Chaque section a nécessité une revue de littérature complémentaire, plus spécialisée afin de couvrir l’aspect des marchés existants et anticipés, des contacts au besoin avec des intervenants pertinents et la rédaction d’une synthèse visant à répondre aux questions contenues dans la présentation Powerpoint.

Une analyse économique des enjeux liés aux choix à effectuer en vue d’atteindre la carboneutralité a aussi été effectuée et se retrouve au chapitre 5.

Le chapitre 6 présente une discussion mettant en perspective les résultats de l’étude et l’examen du déploiement de la panoplie de solutions considérées dans le temps. Les considérations sur la crédibilité de l’approche retenue, le contexte du marché réglementaire WCI, l’acceptabilité sociale et le développement durable y sont aussi évoquées.

Le chapitre 7 porte sur les conclusions et recommandations de l’étude.

Chapitre 3

Revue de littérature

3. Revue de littérature

Ce chapitre est un résumé de la revue de la littérature permettant de dresser un portrait des moyens identifiés dans les articles scientifiques visant à atteindre la carboneutralité d'ici 2050 à l'échelle globale. La revue de littérature complète remise à GNL Québec le 3 mai 2019 est présenté à l'annexe 2. Concrètement cela regroupe :

1. Une revue de littérature portant sur les moyens de réduction des GES pour les principaux secteurs économiques et les méthodes d'élimination du CO₂ de l'atmosphère
2. Le choix des moyens de réduction et d'élimination : aspects et enjeux économiques
3. Les méthodologies permettant de certifier des réductions de GES

3.1 Moyens de réduction des GES : principaux secteurs économiques

Les principaux secteurs économiques pour lesquels ont été identifiés des moyens de réduction/absorption d'émission de GES sont selon la classification du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (UNEP 2017) :

- l'agriculture,
- les bâtiments,
- l'énergie,
- la foresterie,
- l'industrie,
- le transport et autres secteurs

Les moyens de réduction « de base » sont estimés à un coût d'application < 100 \$USD t⁻¹ éq-CO₂ et démontrent une certitude acceptable ($\pm 25\%$) quant à la possibilité d'effectivement réduire les GES (UNEP 2017). Les moyens qualifiés d'additionnels sont plus incertains que les moyens de base et auraient fort probablement un coût d'application > 100 \$USD t⁻¹ éq-CO₂ (UNEP 2017).

Un total de réduction/absorption des émissions mondiales de GES de 33 Gt éq-CO₂ an⁻¹ pourrait être atteint si tous les moyens de base étaient appliqués, ce total passerait à 38 Gt éq-CO₂ an⁻¹ si les moyens additionnels étaient aussi appliqués (UNEP 2017). Ainsi, l'écart de 35 Gt éq-CO₂ an⁻¹ pourrait être comblé pour respecter l'objectif de limiter le réchauffement en deçà de 1,5 °C d'ici 2100 par l'application de toutes ces mesures d'ici 2030 (UNEP 2017, 2018). Un effort de réduction supplémentaire serait toutefois nécessaire après 2030 afin d'atteindre une carboneutralité d'ici 2050.

Un peu plus de la moitié (18,5 Gt éq-CO₂ an⁻¹ en 2030) des potentiels de réduction/absorption reposent sur simplement six catégories (UNEP 2017) : l'utilisation d'énergie de sources renouvelables 1) solaire et 2) éolienne, l'efficacité énergétique pour 3) les appareils électroménagers et 4) les véhicules légers, 5) le boisement et reboisement et 6) l'arrêt de la déforestation (UNEP 2017).

L'application de ces moyens se ferait également à des coûts bien modestes (UNEP 2017). Plusieurs pays ont déjà annoncé des cibles et des politiques pour l'utilisation de l'énergie de sources renouvelables, de normes de performance et d'efficacité énergétique et des efforts de reboisement de forêts dégradées ont été entrepris (UNEP 2017). Toutes ces mesures ont un potentiel de contribuer à l'atteinte des cibles de réduction fixées pour 2030.

Les moyens de réduction des émissions de chacun des secteurs économiques sont brièvement décrits dans les sections suivantes. Les tableaux détaillés des technologies et publications pour chaque secteur auxquels on réfère dans le texte sont disponibles en annexe 2.

3.1.1 Moyens de réduction des GES en agriculture

Les moyens de base de réduction des GES en agriculture portent sur l'application de mesures de gestion des terres cultivées, du riz, du bétail, des pâturages et des terres agricoles (UNEP 2017). Toutefois, des protocoles d'obtention de crédits compensatoires ne sont pas encore disponibles pour tous ces moyens bien que des réductions certaines aient été documentées par des études. De plus, ces moyens pourraient être intégrés dans le cours normal des affaires selon les législations des pays, ce qui écartera la possibilité d'obtenir des crédits compensatoires. D'autres moyens additionnels mais plus incertains pourraient mener à des réductions de GES d'ici 2030. Ces moyens consistent en la restauration des tourbières dégradées en terres agricoles, le contrôle des incidences des feux en tourbière, l'utilisation du biochar, des changements de régimes alimentaires et la diminution des pertes et du gaspillage alimentaire. Dans ces deux derniers cas, même si le potentiel de réduction est réel, il est très peu probable qu'il puisse un jour être encadré par une méthodologie permettant de générer des unités de réduction échangeables sur les marchés.

3.1.2 Moyens de réduction des GES pour les bâtiments

Les moyens de base de réduction des GES pour le secteur des bâtiments sont associés à deux concepts clés : l'efficacité énergétique et l'utilisation d'énergie de sources renouvelables (UNEP 2017).

De nouvelles politiques sont justement graduellement appliquées dans plusieurs pays afin de répondre au besoin d'efficacité énergétique nécessaire. Elles concernent l'application de l'approche des bâtiments à émissions nulles, d'une meilleure isolation, d'installation de fenêtres intelligentes et l'automatisation des bâtiments dans le but de réduire la demande en énergie (UNEP 2017). La production de chaleur à partir d'énergie renouvelable comme l'énergie solaire et éolienne (là où l'hydroélectricité n'est pas disponible) et l'utilisation de biocombustibles solides, liquides et gazeux sont à préconiser (UNEP 2017). L'utilisation du matériau bois dans la construction des bâtiments permettrait également de réduire les GES.

3.1.3 Moyens de réduction des GES pour l'énergie

Les moyens de réduction des GES pour le secteur de l'énergie reposent essentiellement sur le remplacement des combustibles fossiles par de l'énergie de sources renouvelables (UNEP 2017), le solaire et les éoliennes présentant le plus grand potentiel (UNEP 2017).

- Énergie de sources solaire et éolienne
 - Elles présentent un potentiel de réduction des GES pouvant atteindre jusqu'à 10,1 Gt-éq.CO₂ an⁻¹ en 2030, soit près de la moitié des émissions prévues si les politiques actuelles étaient maintenues. Toutefois, pour réaliser ces réductions, les apports d'énergie de sources renouvelables doivent se substituer à des quantités équivalentes d'énergie de sources fossiles et occasionner l'arrêt de production de ces dernières.
- Capture et stockage du carbone
 - La capture directe de CO₂ de l'atmosphère consiste à séparer le CO₂ de l'air ambiant par des procédés chimiques et physiques (UNEP 2017). Le CO₂ capturé peut ainsi être stocké en profondeur par géo-ingénierie ou sous forme de matériaux durables. La capture doit cependant utiliser une source d'énergie renouvelable (UNEP 2017).
- Microalgues pour la production de biocarburants
 - Un domaine émergent avec un certain potentiel de substitution des carburants fossiles.
- Mines de charbon et transport de combustibles fossiles
 - les émissions de CH₄ des mines de charbon et des systèmes d'extraction, de raffinage et de transport du pétrole et gaz naturel peuvent être réduites (UNEP 2017).

- Gaz naturel renouvelable
 - Un total de 2/3 du volume de gaz naturel distribué au Québec pourrait être de sources renouvelables d'ici 2030 (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019).

3.1.4 Moyens de réduction des GES applicables par la foresterie

Les deux principaux moyens de réduction des GES par la foresterie concernent la restauration des forêts dégradées et la réduction ou l'arrêt de la déforestation (UNEP 2017).

3.1.5 Moyens de réduction des GES applicables à l'industrie

Les deux importantes sources de GES du secteur de l'industrie sont les émissions directes et indirectes (via la consommation d'électricité – secteur énergie) provenant de l'utilisation de combustibles fossiles (UNEP 2017). Les autres sources de GES concernent l'utilisation de combustibles fossiles pour d'autres fins que l'énergie, entre autres les émissions liées à des procédés chimiques, et les émissions de procédés industriels, comme ceux ayant cours dans les cimenteries (UNEP 2017). Diverses technologies dont le captage et stockage de carbone (CSC) et la substitution d'anodes de carbone par des anodes inertes peuvent contribuer à des réductions dans ce secteur.

3.1.6 Moyens de réduction des GES pour le transport

La principale source d'émissions de GES du transport provient de la consommation de combustibles fossiles. Ainsi, les moyens de réduction de GES pour ce secteur concernent la substitution des combustibles fossiles par de l'énergie de sources renouvelables, tels que l'électricité à faible empreinte carbone (hydro, solaire, éolien, géothermique, nucléaire) et les biocarburants (UNEP 2017). De plus, des gains significatifs peuvent être atteints par l'amélioration de l'efficacité énergétique (UNEP 2017).

3.1.7 Moyens de réduction des GES pour les autres secteurs

Certains moyens de réduction de GES ne se classent pas dans un des secteurs déjà mentionnés ci-dessus parce qu'ils peuvent couvrir plus d'un secteur. Le principal secteur transversal à tous ceux décrits plus haut est celui de la gestion des déchets. Le principal GES émis des sites d'enfouissement est le CH₄, dans une proportion de 90% (UNEP 2017). La captation de ce méthane et sa destruction ou son utilisation en substitution à des carburants fossiles peut permettre d'envisager des réductions substantielles. Un autre moyen concernant le secteur de la gestion des déchets porte sur des mesures améliorées de l'altération de matériaux destinés à l'élimination ultime mais pouvant être récupérés pour l'élimination physico-chimique du CO₂ de l'atmosphère, soit le ciment, le fer et l'acier (UNEP 2017).

3.2 Méthodes d'élimination du CO₂ de l'atmosphère

Les méthodes d'élimination du CO₂ consistent à extraire directement le CO₂ de l'atmosphère. Deux grandes catégories de méthode peuvent contribuer à l'élimination du CO₂, soit les méthodes dites « naturelles ou biologiques » et les méthodes relevant de l'ingénierie (IPCC 2014, UNEP 2017). Une troisième méthode hybride consiste à extraire le CO₂ de l'atmosphère via les puits naturels et à stocker ce CO₂ à l'aide de la technologie.

3.2.1 Méthodes d'élimination du CO₂ basées sur les puits de carbone naturels – les écosystèmes terrestres

Les méthodes d'élimination du CO₂ basées sur les puits de carbone naturels utilisent principalement la fonction de séquestration du carbone via les écosystèmes forestiers, agricoles et les milieux humides (UNEP 2017). La production de biochar contribue également à cette fonction de puits, puisque ce matériel produit à partir de la pyrolyse de la biomasse est une forme stable de carbone récalcitrant (composés de carbone stables) et résistant à la décomposition.

Outre l'élimination du CO₂ de l'atmosphère, les méthodes basées sur les puits naturels peuvent avoir d'autres bénéfices collatéraux pour l'atteinte d'objectifs de développement durable : l'amélioration de la qualité de l'eau, la restauration d'écosystèmes, la conservation de la biodiversité, la sécurité alimentaire, la création d'emplois et l'amélioration des rendements en agriculture (UNEP 2017).

3.2.2 Méthodes d'élimination du CO₂ basées sur la technologie

Les méthodes d'élimination du CO₂ basées sur la technologie consistent à extraire le CO₂ de l'atmosphère via des procédés physico-chimiques relevant principalement du domaine de l'ingénierie UNEP (2017). Ces méthodes utilisent la technologie pour la capture directe du CO₂ de l'atmosphère, le captation du CO₂ par des minéraux altérés, la captation du CO₂ par les océans en augmentant leur alcalinité et l'intégration et la conversion du CO₂ en matériaux durables (UNEP 2017). À l'opposé des méthodes basées sur les puits naturels, les méthodes basées sur la technologie ont de faibles besoins en eau, des émissions nulles de GES autres que le CO₂, un haut niveau de certitude quant au flux de CO₂ éliminé et son devenir, de même qu'un potentiel élevé pour l'économie circulaire (UNEP 2017). Toutefois ces méthodes sont pour le moment dans leur balbutiements (National Research Council 2015).

3.3 Méthodes d'élimination du CO₂ combinant les puits de carbone naturels et la technologie

La combinaison des puits de carbone naturels avec la technologie consiste à utiliser des méthodes de bioénergie où les émissions de CO₂ sont captées et stockées en profondeur dans des formations géologiques (UNEP 2017). C'est une des méthodes d'élimination du CO₂ qui s'est avérée prometteuse dans les scénarios d'atténuation du GIEC (Fuss *et al.* 2016, Fuss 2017).

3.4 Le choix des moyens de réduction et d'élimination : aspects et enjeux économiques

Afin d'atteindre ses cibles de réduction de gaz à effet de serre, les gouvernements provincial et fédéral se sont dotés d'outils règlementaires et économiques. Le Québec a été précurseur au Canada en introduisant un système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions avec la Californie.

Pour effectuer un choix éclairé des options pour l'atteinte de la carboneutralité, l'entreprise doit sélectionner les options qui apparaissent techniquement faisables parmi celles décrites précédemment. Ensuite, une analyse coût-bénéfice (C-B) doit être effectuée afin de trouver le coût de réduction de GES par tonne d'équivalent CO₂ (\$ t⁻¹ éq-CO₂). La valeur actualisée nette (VAN) est un outil simple et efficace dans l'analyse C-B.

Une fois cette étape effectuée, l'organisation doit ordonner les options techniquement réalisables en ordre croissant de coût de réduction afin de construire une courbe de coût marginal de réduction, ou *Marginal Abatement Cost Curve* (MACC) de GES.

Le niveau de maturité des technologies à l'étude est très important. D'abord de nouvelles technologies peuvent aussi être plus risquées, ou être associées à des entretiens coûteux dans le futur. Il est alors intéressant de catégoriser les options techniquement réalisables selon leur niveau de risque (Nordrum *et al.* 2011). Une organisation peut aussi approcher le choix de technologies comme le choix d'un portefeuille financier, où les rendements sont risqués; en présence d'incertitude, une certaine diversification des sources de réduction de GES est souhaitable.

Un autre facteur à inclure dans l'analyse C-B est l'introduction de certaines options dès la construction des installations. L'investissement dans ces technologies peut être analysé dans le contexte des options réelles : les coûts sont encourus immédiatement alors que les bénéfices sont incertains, surtout en

comparaison des nouvelles technologies plus efficaces ou mieux adaptées qui peuvent être développées entre temps. Cette option a une valeur qu'il faut quantifier (*option value*).

Finalement, le choix optimal des options permettant l'atteinte de la carboneutralité dépend du marché du carbone au Québec, des développements canadiens et nord-américain et de l'évolution de la réglementation encadrant les marchés du carbone. L'efficacité d'une option d'atténuation est toujours relative et dépend du prix de carbone sur les marchés.

3.5 Les méthodologies de réduction et de séquestration des GES

Les crédits compensatoires proviennent d'activité sur le terrain visant à réduire les GES ou à absorber du CO₂ au-delà du cours normal des affaires (ce qui est appelé aussi l'additionnalité). Deux types de marchés de crédits compensatoires existent : réglementaire et volontaire. Les crédits compensatoires vendus sur les marchés volontaires suivent généralement les règles prescrites des organismes de normalisation volontaire. Les crédits peuvent être échangés sur un marché primaire (vente du promoteur de projets aux intermédiaires ou directement aux acheteurs finaux) et sur un marché secondaire (des intermédiaires aux acheteurs finaux) (Hamrick et Gallant 2017). En 2016, la plupart des crédits compensatoires vendus sur les marchés volontaires provenaient de projets éoliens, de projets REDD+ (Réduction des émissions liées à la déforestation et à la dégradation des forêts) ou de projets de captation et destruction du méthane de sites d'enfouissement (Hamrick et Gallant 2017).

La meilleure stratégie pour l'achat de crédits compensatoires consiste à rechercher ceux qui répondent à des normes rigoureuses liées à un programme. Il faut également s'assurer que les projets de réduction dont découlent ces crédits ont suivi des méthodologies approuvées et reconnues et que les réductions ou les absorptions soient certifiées par des vérificateurs indépendants (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009). La qualité des crédits compensatoires est directement proportionnelle à la crédibilité de l'affirmation de carboneutralité.

Quelques programmes, autres que le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE), qui ont un registre de projets de réduction et qui proposent des protocoles de réduction sont discutés (voir les détails en annexe 2).

Ces programmes sont :

- Verra – The VCS Program
- Climate Action Reserve
- American Carbon Registry
- Nations Unies – Mécanisme de Développement Propre
- Gold Standard
- CSA – GES ÉcoProjets®
- Alberta Carbon Registry

Un tableau des principaux protocoles de réduction classifiés par catégorie et par registre est aussi disponible à l'annexe 2.

Chapitre 4

Analyse des solutions applicables au projet Énergie Saguenay

4. Analyse des solutions applicables au projet Énergie Saguenay

Ce chapitre présente les résultats de l'analyse du potentiel des secteurs prioritaires retenus par GNL Québec pour réaliser la carboneutralité de son terminal de liquéfaction Énergie Saguenay à compter du début de ses opérations prévues pour 2025. Les options considérées devront générer des projets de réduction ou résulter de crédits compensatoires issus de projets de réduction.

Projet de réduction

Un projet de réduction est une action ou une intervention visant à modifier les émissions, l'élimination ou le stockage des GES d'une activité économique. Il peut inclure des modifications dans les processus de production, dans la consommation de produit et service ou dans la distribution du produit.

Le projet de réduction ou d'absorption vise à créer un « effet primaire », c'est-à-dire un changement voulu dans les émissions, l'élimination ou le stockage des GES. Le projet peut également créer un « effet secondaire », c'est-à-dire un changement involontaire causé par une activité de projet dans les émissions, l'élimination ou le stockage. Ainsi, chacun des projets devra être quantifié dans une perspective de cycle de vie par rapport à un scénario de référence afin d'éviter au maximum les déplacements d'impact.

Selon ISO-14064-2 (CSA 2016), il y a 12 grandes étapes de projet :

- 1- Décrire le projet;
- 2- Identifier les sources, puits et réservoirs pour le projet;
- 3- Déterminer le scénario de référence;
- 4- Identifier les sources, puits et réservoirs pour le scénario de référence;
- 5- Sélectionner les sources, puits et réservoirs pertinents pour la surveillance et l'estimation;
- 6- Quantifier les émissions de GES et les retraits;
- 7- Quantifier les réductions émissions ou les augmentations d'absorption;
- 8- Gérer la qualité des données;
- 9- Surveiller le projet;
- 10- Documenter le projet;
- 11- Valider et vérifier le projet;
- 12- Rédiger un rapport de projet.

4.1 Afforestation

4.1.1 Compensation des émissions par l'afforestation

Dans sa demande d'évaluation des actions pouvant contribuer à la carboneutralité de l'usine Énergie Saguenay, GNL Québec aimerait que de 30 à 100% de ses émissions soient compensées par des projets de plantations d'arbres. Le CO₂ est le plus important des GES émis par le terminal de liquéfaction Énergie Saguenay. C'est également le seul gaz utilisé par les plantes pour faire la photosynthèse, phénomène à la base de la vie sur Terre, en libérant de l'oxygène dans l'atmosphère (voir l'équation à la figure 8). Parmi les végétaux photosynthétiques, les arbres sont les plus efficaces pour retirer de façon durable du CO₂ de l'atmosphère et le stocker dans leurs tissus, en particulier le bois et dans les sols forestiers.

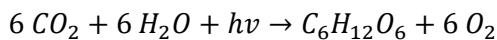


Figure 8. Équation de la photosynthèse.

Les experts mondiaux du climat considèrent donc que la séquestration du CO₂ par les arbres est un des moyens les plus évidents pour atténuer nos émissions de gaz à effet de serre. Accroître la séquestration

du CO₂ par les arbres figure parmi les mesures les moins coûteuses et moins techniquement risquées. D'ailleurs, ces experts estiment qu'avec des efforts modestes, il serait possible de pratiquement doubler la contribution des arbres à l'atténuation globale de nos émissions de GES. La plus grande part de ce potentiel serait accomplie grâce à l'augmentation des superficies boisées par la plantation d'arbres et à la diminution de la déforestation.

Au Québec, la plantation de 20 000 hectares supplémentaires par année pendant 20 ans en forêt boréale pourrait contribuer à terme à réduire de 8% les émissions industrielles de GES (Boucher *et al.* 2012). L'article de Bastin *et al.* (2019) paru dans *Science* le 5 juillet 2019, indique qu'une reforestation majeure et accélérée de plus d'un milliard d'hectares de forêts pourrait capturer les 2/3 des dépassements historiques de l'humanité. Toutefois, pour servir de compensation à une source d'émissions, ces plantations doivent être réalisées selon une méthodologie encadrée par une norme et constituer une afforestation.

4.1.2 Notion d'afforestation

Dans le monde de la compensation carbonique, on considère que l'afforestation consiste en l'établissement de superficies forestières sur des territoires qui ne portaient pas de végétation arborée sur plus de 25% de leur surface terrière avant 1990 et qui ne pourraient se reboiser par des mécanismes naturels sans intervention humaine. Il s'agit donc d'un changement d'affectation des terres visant à constituer un stock de carbone biologique à long terme à partir de l'absorption du CO₂ atmosphérique par les arbres.

Lorsque le changement d'usage des terres s'applique à un territoire qui a déjà porté une forêt, par exemple une terre agricole, on parle de reforestation. Encore une fois, pour les fins du marché du carbone, ces terres doivent avoir été dégarnies de leur couvert forestier et affectées à un autre usage avant 1990. Ainsi, une plantation suivant une coupe ne peut être associée à l'afforestation ou à la reforestation.

4.1.3 Comptabilisation des absorptions

Pour affirmer une séquestration de CO₂ par un projet d'afforestation/reforestation, les éléments applicables aux protocoles de quantification doivent considérer les cinq compartiments de l'écosystème forestier (troncs, branches et feuillage, racines, humus et bois mort) dont le carbone provient de l'activité photosynthétique. Pendant la durée de vie des arbres, la biomasse (tronc, branches et feuillage ainsi que racines) s'accroît annuellement du bilan de la photosynthèse moins la respiration. Les pertes de biomasse contribuent à alimenter les deux autres réservoirs qui décroissent à mesure de sa décomposition. Celle-ci peut toutefois se dérouler sur de très longues périodes allant au-delà d'un siècle selon les espèces, le drainage et le pH des sols. Divers modèles comme CBM-CSF3 du Service canadien des forêts (Kurz *et al.* 2009) permettent de modéliser l'accroissement du carbone dans les divers réservoirs en fonction des espèces. Les tables de rendement permettant d'évaluer le volume marchand des plantations utilisées par le MFFP (Bolghari et Bertrand 1984, Prégent *et al.* 1996, Prégent *et al.* 2010) donnent un aperçu, en fonction de l'indice de qualité de la station (IQS), de l'accroissement du principal réservoir mesurable pour la vérification de l'affirmation.

Quelques exemples de potentiel de séquestration avec les espèces communément plantées au Québec sont réunis au tableau 1.

Tableau 1. Potentiel de séquestration de plantations pour un IQS médian (2000 tiges par hectare).

Espèce	Carbone séquestré à 20 ans (t CO ₂ ha ⁻¹)	Carbone séquestré à 50 ans (t CO ₂ ha ⁻¹)	Volume marchand (m ³ ha ⁻¹ à 100 ans)
Épinette noire (IQS 8)	59	297	346

Espèce	Carbone séquestré à	Carbone séquestré à	Volume marchand
	20 ans (t CO ₂ ha ⁻¹)	50 ans (t CO ₂ ha ⁻¹)	(m ³ ha ⁻¹ à 100 ans)
Épinette blanche (IQS 9)	74	292	302
Épinette de Norvège (IQS 10)	107	406	461
Pin gris (IQS 6)	62	280	550
Pin rouge (IQS 6)	154	519	620

Naturellement, la performance des arbres peut être affectée par des ravageurs, des perturbations, par la fertilité du site et sa localisation géographique qui détermine le climat. En règle générale, la performance d'une plantation de la même espèce située plus au sud ou sur des sols plus fertiles devrait être meilleure que celle d'arbres plantés au nord sur des sites pauvres. La disponibilité de l'eau durant la saison de croissance des arbres est aussi primordiale.

Au Québec, les terres disponibles pour l'afforestation ou la reforestation sont situées soit sur des terres publiques ou sur des terres privées. Le 3^e inventaire écoforestier du Québec a permis d'établir qu'approximativement 7% du domaine de la pessière noire à mousse, soit 1,7 M ha, est constitué de dénudés secs ou DS (MFFP 2019), dont près de 10 % se situe à moins de 5 km du réseau de route existant (Plante 2003). Les superficies de terres privées en friche qui pourraient faire l'objet de reboisement sont de beaucoup inférieures et un promoteur qui souhaite les reboiser devrait obtenir l'autorisation du MAPAQ. Ainsi, dans la région du Saguenay Lac-Saint-Jean, on estime ce potentiel à moins de 3000 hectares.

Les contraintes pour la plantation d'arbres à des fins de séquestration de carbone sont très différentes dans les deux cas de figure. Sur les terres privées, il faut l'accord du propriétaire à long terme pour garantir la pérennité de la plantation et faire une entente claire sur la propriété de la séquestration de carbone. Sur les terres publiques, aucune intervention ne peut être permise sans l'accord du Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs du Québec. En revanche, dans l'état actuel des lois, la propriété du carbone, comme toute autre ressource présente sur le territoire appartient au Gouvernement du Québec. Même s'il existe dans le monde de nombreux protocoles pour quantifier la séquestration de carbone par des projets de foresterie, y compris en Californie⁴, partenaire du Québec dans le marché WCI, aucun protocole n'a été approuvé au Québec. Le MELCC affirme travailler à développer un tel protocole depuis 2014.

4.1.4 Affirmations ex-ante et ex-post

Il y a deux façons de générer des crédits de carbone provenant d'un projet d'afforestation/reforestation. La première se fait lors de la plantation et affirme le potentiel de captation avant (ex-ante) qu'elle ne se produise. Dans un tel cas, la vérification porte sur la présence des arbres et leur état de santé et examine le conservatisme des affirmations d'absorption à période régulière dans le temps. Un projet de crédits ex-ante doit prévoir des superficies plantées d'arbres non attribués pour s'assurer d'un tampon en cas de mortalité des arbres attribués.

Les crédits ex-ante peuvent faire l'objet de critique car les absorptions se font dans le futur alors que les émissions compensées affectent déjà le climat. Cet effet se fera sentir pour la portion résiduelle de l'affirmation et diminuera graduellement jusqu'à l'atteinte de la quantité compensée. Par ailleurs, la garantie de permanence doit être gérée avec un haut niveau de certitude, puisque les marchés exigent généralement que le stock de carbone soit protégé 100 ans après la compensation.

⁴ Annexe 2 – revue de littérature : voir le tableau 14 sous la catégorie Foresterie dans le registre *American Carbon Registry*.

Les affirmations ex-post pour leur part sont calculées sur un stock de carbone déjà constitué qui est démontré additionnel par rapport aux pratiques courantes. Ainsi, la permanence s'établit sur le siècle qui suit la compensation. Les affirmations ex-post doivent faire la preuve de leur caractère supplémentaire et seule la portion de CO₂ additionnelle aux pratiques courantes peut être réclamée comme crédit de carbone.

4.1.5 Potentiel de carboneutralité d'Énergie Saguenay par la plantation d'arbres

GNL Québec souhaite qu'une portion significative de ses émissions de CO₂ soit compensée par des absorptions supplémentaires réalisées par la plantation d'arbres. Pour ce faire, deux options s'offrent au promoteur : réaliser lui-même ou avec des partenaires des plantations compensatoires ou acheter sur des marchés des crédits sérialisés provenant de plantations réalisées au Québec ou ailleurs dans le monde.

Deux éléments doivent être pris en considération avant de déterminer le potentiel d'absorber une partie plus ou moins grande des émissions d'Énergie Saguenay par des projets de plantations : l'acceptabilité sociale des projets ex-ante et la disponibilité de terres pour les plantations.

Les opposants au projet de GNL Québec soulèveront très vraisemblablement des doutes sur la validité ou l'additionnalité climatique de crédits ex-ante pour les raisons évoquées plus haut. En conséquence, même si l'on trouve de tels crédits sur les marchés volontaires, il serait préférable que GNL Québec s'oriente vers des crédits ex-post. Le projet de protocole étudié par le MELCC pour le SPEDE est d'ailleurs de ce type. Pour réaliser un tel projet, GNL Québec ou ses partenaires devraient donc faire des plantations sur des terres privées, les enregistrer comme projets de séquestration, les entretenir et les faire vérifier à intervalle régulier. Sur cette base, l'accroissement entre deux vérifications pourrait être transformé en crédits sérialisés qui pourraient être appliqués au bilan d'émissions pour contribuer à l'affirmation de carboneutralité de l'entreprise pour une année donnée. Naturellement, en raison du temps requis pour la croissance des arbres, des plantations réalisées entre 2020 et 2025 ne pourraient contribuer à la carboneutralité qu'à partir de 2040 à 2045. Une telle stratégie exigera de déployer sur plusieurs années les efforts de plantations pour en récolter les crédits plus tard.

La figure 9 montre le patron de croissance d'une plantation d'épinette blanche et sa séquestration brute au fil des années selon un IQS faible (6), moyen (9) et élevé (12).

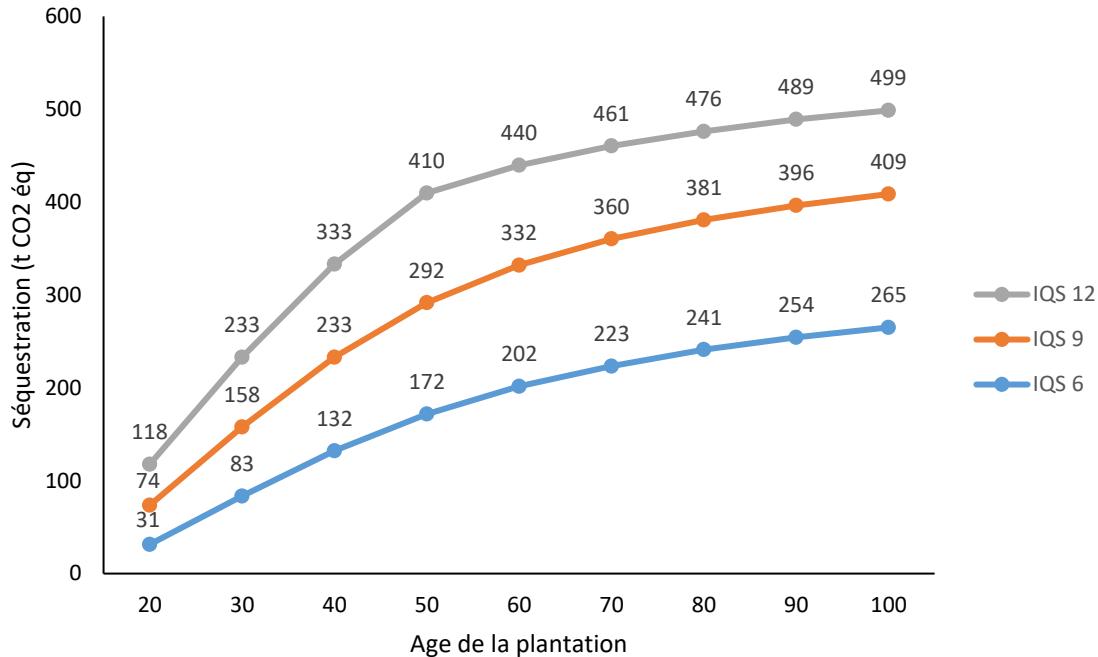


Figure 9. Séquestration brute de CO₂ par une plantation d'un hectare d'épinettes blanches selon trois IQS.

Le tableau 2 donne une idée des superficies qui devraient être reboisées pour absorber de 30% à 100% des émissions de CO₂ à partir de la vingtième année et par la suite aux 10 ans, pour une plantation d'épinette blanche d'IQS 9. Ainsi, si GNL Québec voulait appliquer des crédits de carbone à la carboneutralité de ses opérations en 2040 pour 30% de ses opérations, il aurait fallu planter en 2020 1 703 hectares. Comme les plantations compensatoires ne peuvent pas avoir été faites avant 1990, si GNL faisait l'achat d'une plantation plus âgée, celle-ci ne pourrait avoir plus de 50 ans en 2040. Avec 1438 hectares de plantations ayant 50 ans en 2040, il aurait donc la possibilité d'obtenir des crédits pour la carboneutralité de cette année-là. En revanche, l'année suivante, il lui faudrait une surface équivalente pour faire de même.

Tableau 2. Superficie et âge de plantations nécessaires pour atteindre l'objectif de carboneutralité d'Énergie Saguenay en 2040.

Pourcentage de compensation	+20 ans (ha)	+30 ans (ha)	+40 ans (ha)	+50 ans (ha)
30% (126 kt CO ₂)	1703	797	541	432
50% (210 kt CO ₂)	2838	1329	901	719
100% (420 kt CO ₂)	5676	2658	1803	1438

Par hypothèse, le tableau 3 donne les rendements de séquestration d'un programme décennal de plantations de 1000 hectares par année qui serait réalisé à des fins de compensation à partir de 2020. Compte-tenu du nombre limité d'aires accessibles pour la plantation en territoire agricole au Québec, il serait difficile de faire plus. En revanche, si le promoteur pouvait planter en territoire public, cette contrainte pourrait être levée.

Tableau 3. Potentiel de compensation par un programme décennal de plantations de 1000 ha d'épinettes blanches sur un site IQS 9.

Laps de temps (année)	Séquestration (t éq-CO ₂)	Compensation des émissions annuelles par l'accroissement (%)
+10	1000	0,2
+15	9000	2,1
+20	73000	17,4
+25	106000	25,2
+30	84000	20,0
+35	82000	19,5
+40	75000	17,9
+45	68000	16,2
+50	59000	14,0

À la lecture du tableau 3, on peut constater que la plantation de 1000 hectares par année pendant 10 ans ne pourrait pas permettre d'atteindre l'objectif de compenser 30% des émissions par l'accroissement quinquennal. En revanche, à partir de l'année 20, l'accroissement décennal pourrait dépasser cet objectif pour une année sur 10. Il est à noter qu'en fonction de la courbe de la figure 9, la vitesse d'accroissement décennal commence à diminuer après l'année 25 pour l'épinette blanche.

Comme l'indiquent les tableaux 2 et 3, l'objectif de compenser de 30% à 100% des émissions requerrait des superficies très considérables de terres et s'avèrerait utile à la carboneutralité seulement après 20 ans. À moins d'acheter des plantations existantes qui répondent à la notion d'afforestation et dont les absorptions pourraient être quantifiées et vérifiées en vertu d'une méthodologie reconnue, cet objectif ne serait pas à portée par la seule croissance d'arbres plantés à partir de 2020.

4.1.6 Autres potentiels

Le promoteur a demandé d'examiner les potentiels de séquestration de carbone concernant la possibilité de compensations par des crédits agricoles, la réhabilitation de tourbières et les plantations d'arbres urbains. Comme il a été mentionné dans la revue de littérature, peu de protocoles de quantification existent dans le secteur agricole, en raison de l'incertitude inhérente à la nature des sols, à la réversibilité de la séquestration dans les terres agricoles et à la dynamique d'accumulation du carbone dans les tourbières. En conséquence, il est peu probable que ces potentiels soient applicables dans l'horizon temporel (avant 2050) pour la carboneutralité du terminal Énergie Saguenay. Toutefois, il serait avisé que GNL Québec maintienne une veille sur la disponibilité de crédits compensatoires qui pourraient être générés par ce type d'activités en cohérence avec la section 4.4 du présent rapport. Quant aux arbres plantés en milieu urbain, les espaces disponibles et les enjeux de permanence rendent cette option relativement insignifiante pour les volumes considérés. Par exemple, le Parc du Mont Royal à Montréal couvre une superficie totale de 200 hectares et est déjà largement boisé. Il est très peu probable qu'on puisse imaginer trouver dans les villes des surfaces aussi significatives où du reboisement pourrait être effectué à des fins de compensation carbone.

4.1.7 Conclusion

Si GNL Québec veut assurer une portion importante de la carboneutralité de son terminal Énergie Saguenay en utilisant l'afforestation, plusieurs obstacles seront rencontrés. Toutefois, dans une approche dynamique de gestion du carbone, l'absorption du CO₂ par les écosystèmes forestiers demeure une option légitime et crédible. Les crédits de carbone pour l'afforestation pourraient être achetés sur les marchés volontaires dans un premier temps et, générés par des plantations existantes ou à venir appartenant à GNL ou à ses partenaires à partir de 2040.

4.2 Valorisation du CO₂ capté directement de l’usine

4.2.1 Contexte et objectifs

L’usine de liquéfaction du gaz naturel d’Énergie Saguenay prévoit une étape de traitement du gaz naturel par un procédé utilisant des amines pour extraire de ce dernier la petite portion de gaz carbonique ou dioxyde de carbone (CO₂) y étant inclue (WSP 2019).

Le traitement du gaz naturel consiste à éliminer ou à réduire à un niveau acceptable les impuretés ou les éléments traces indésirables ou incompatibles avec le procédé de liquéfaction, soit parce qu’ils peuvent geler et obstruer les circuits de refroidissement du gaz ou parce qu’ils peuvent endommager certains équipements de liquéfaction. C’est le cas, par exemple, de l’eau et du CO₂ contenus dans le gaz naturel (WSP 2019).

Dans le procédé choisi par GNL, la quantité de CO₂ qui sera extraite du gaz naturel se chiffre à 195 kt éq-CO₂ an⁻¹ selon les informations disponibles. À cette quantité, il faudrait cependant ajouter le CO₂ provenant du brûlage des vapeurs de GNL soit environ 225 kt éq-CO₂ an⁻¹. L’entreprise souhaite réduire de 50-100% son empreinte carbone grâce à la valorisation du CO₂ capté directement de l’usine.

Dans une optique d’écologie industrielle, ce CO₂ devrait être considéré comme une ressource à valoriser plutôt qu’un déchet à éliminer. Disposer du gaz auprès de tiers dans une symbiose industrielle permettrait à Énergie Saguenay de le soustraire de son inventaire et rendrait d’autant plus facile l’atteinte de la carboneutralité.

Cette section vise à documenter la filière de l’utilisation possible du CO₂ obtenu grâce à certaines technologies regroupées dans la littérature sous l’abréviation CCU pour *Carbon Capture and Utilisation*.

Plus précisément, les objectifs de cette section sont de :

- Définir ce qu’est le CCU et le potentiel de production de nouveaux produits menant à une réduction de GES;
- Décrire les produits et technologies de production par CCU à partir du CO₂ produit par l’usine;
- Déterminer les produits les plus prometteurs en fonction des marchés et de la maturité technologique des procédés;
- Déterminer si possible le potentiel de GNL de neutraliser une partie de ses émissions grâce à ces technologies

4.2.2 Définition du CCU et du potentiel de production menant à une réduction de GES

Le concept d’utilisation du CO₂ pour obtenir des produits chimiques et des matériaux était déjà développé dans les années 1970, bien avant que les changements climatiques ne s’immiscent dans le débat public. En conséquence, la plupart des technologies de cette époque ne visaient pas un stockage à long terme du CO₂ et mettaient l’emphase sur des produits à durée de vie limitée (ex : les mousses de polyuréthane ou des carburants tels que l’éthanol). L’exception se trouvait du côté de la production des carbonates, utilisés dans des matériaux de construction de type ciment permettant une séquestration à long terme (de plusieurs décennies à plusieurs siècles) du CO₂ (UNEP 2017).

Le premier terme ayant émergé dans le domaine concernait la capture et le stockage du CO₂ (abréviation anglaise CCS pour Carbon Capture and Storage ou CCUS pour Carbon Capture Usage and Storage) qui est défini généralement comme la capture du CO₂ à partir de sources variées et qui est combinée au stockage géologique du CO₂ (*i.e.*, sous la croûte terrestre), par exemple d’anciennes mines. Cependant ce concept de stockage géologique, quoique toujours existant et étudié pour les lieux qui s’y prêtent, a depuis évolué vers l’idée de convertir le CO₂ (CCU pour Carbon Capture and Utilisation ou CO₂U

ou encore CDU pour Carbon Dioxide Usage⁵) en produits finis. Le GIEC s'est d'ailleurs intéressé au sujet dès 2005 dans un rapport spécial sur le CCS mais qui ne semble malheureusement pas avoir été remis à jour depuis (IPCC 2005).

Par la suite, à mesure que s'améliorait la compréhension des changements climatiques et de l'importance de réduire les émissions de CO₂, les recherches se sont réorientées vers des produits à longue durée de vie notamment les polymères, les composites en fibres de carbone, le graphène, le noir de carbone et même le diamant (UNEP 2017). La production de matériaux de construction et de combustibles ou d'intrants pour l'industrie chimique ont aussi été explorés dans l'optique d'induire un nouveau cycle synthétique du carbone où celui-ci est émis, capté, transformé et réutilisé. Les technologies liées au CCU présentaient de plus l'avantage de générer des revenus en même temps que les émissions de CO₂ étaient interceptées. Le tout a mené à la création d'outils de technico-économie, d'études de cas et d'analyses de cycles de vie afin d'arriver à estimer la rentabilité autant que les impacts des produits et de cibler ainsi les plus prometteurs.

Il est difficile d'estimer le marché annuel de ces matériaux puisqu'il s'agit encore d'un contexte émergent, mais les chiffres avancés (en 2016) le situent entre 1 et 7 Gt CO₂ par an dans le monde, bien que cela dépende d'actions de soutien aux niveaux politiques et du marché (UNEP 2017). Certains avancent même que le marché mondial des produits à base de CO₂ pourrait se développer à la même échelle physique que l'industrie pétrolière mondiale aujourd'hui, générant une valeur annuelle de 800 milliards de dollars US (Figure 10). L'émergence d'une industrie de cette envergure fait partie des opportunités économiques les plus intéressantes de notre époque selon le Pembina Institute (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009).

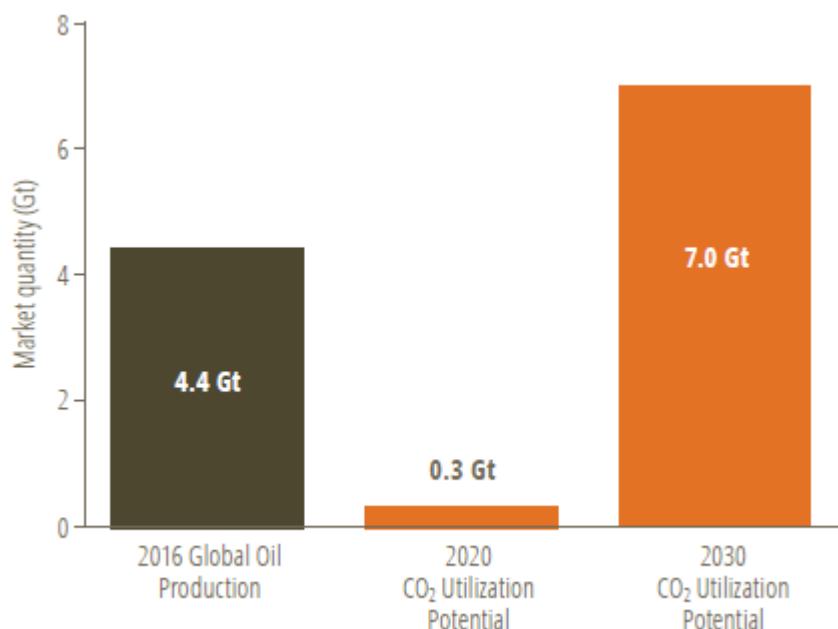


Figure 10. Marché potentiel du CO₂ dans le monde (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009).

Le développement des technologies liée au CCU est encouragé pour trois raisons principales :

- 1) Il peut être utilisé pour des mesures d'atténuation afin de répondre aux normes internes ou externes relatives aux émissions de CO₂ de producteurs de dioxyde de carbone.

⁵ Dans le reste de ce chapitre, le terme CCU sera privilégié pour alléger le texte.

- 2) Il permettrait d'utiliser le CO₂ comme une alternative aux produits dérivés des combustibles fossiles.
- 3) Il peut contribuer à l'atteinte des objectifs nationaux ou mondiaux de réduction des émissions de GES (CO₂ Sciences and the Global CO₂ Initiative 2016).

Pour ce dernier point, l’Institut Pembina (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009) prévoit qu’en 2035, l’utilisation du carbone pourrait permettre de stocker environ 22% (165 Mt an⁻¹) des émissions annuelles de GES du Canada, sur la base des niveaux de 2017. Cela pourrait générer 8,2 milliards de dollars canadiens par an uniquement en émissions évitées (en supposant un prix du carbone de 50\$ CAN t⁻¹).

Une étude d’évaluation de marché détaillée réalisée plus tôt en 2016 par le Global CO₂ Initiative (CO₂ Sciences and the Global CO₂ Initiative 2016) a révélé que le CCU avait le potentiel de réduire les émissions de carbone de plus de 10% d’ici 2030 (le site Web de GCI fournit plus de détails, marché de \$400 milliards et la réduction de 1.4 Gt d’émissions de CO₂).

Donc, en convertissant le CO₂ via des processus physiques, chimiques ou biologiques en produits à base de carbone, les technologies regroupées sous le terme CCU sont considérées comme un moyen d'aider à lutter contre les changements climatiques et d'élargir la base des matières premières disponibles. Le tout favorise donc une intensification de la recherche dans ce domaine. Ceci se reflète dans la multiplication du nombre de brevets sur les technologies d'utilisation du CO₂. On en recenserait 3000 qui ont été publiés entre 1980 et 2017 concernant des domaines aussi variés que la récupération assistée du pétrole (EOR pour Enhanced Oil Recovery), le méthane de houille amélioré (ECBM), les produits chimiques et carburants, la carbonatation minérale, la culture biologique d'algues et le système géothermique amélioré (EGS). Plus de 60% de ces brevets ont été publiés depuis les 10 dernières années, et une forte augmentation a été observée au cours des 5 dernières années (~38%). À eux seuls, les brevets accordés aux États-Unis (US), en Chine (CN) et au Canada (CA) représentaient 3/5 de l'ensemble des brevets identifiés (Norhasyima et Mahlia 2018).

L’Institut Pembina affirme quant à lui que le Canada se situe parmi les leaders pour le CCU (Figure 11) (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009). Il n’a cependant pas été possible d’obtenir des chiffres sur le marché du CO₂ au Québec auprès de l’Institut de la Statistique du Québec car les chiffres actuels de cet organisme regroupent tous les types de gaz sans distinguer le CO₂⁶. De même, le Ministère de l’économie et de l’innovation (MÉI) ne détenait pas présentement de chiffres sur le marché québécois du CO₂ malgré des efforts déployés en ce sens⁷.

⁶ Communication personnelle, Mme Renée Simard, Institut de la Statistique du Québec, semaine du 12 août 2019.

⁷ Communication personnelle, Mme Lacroix, direction de l’économie verte et logistique, MÉI, 16 août 2019.

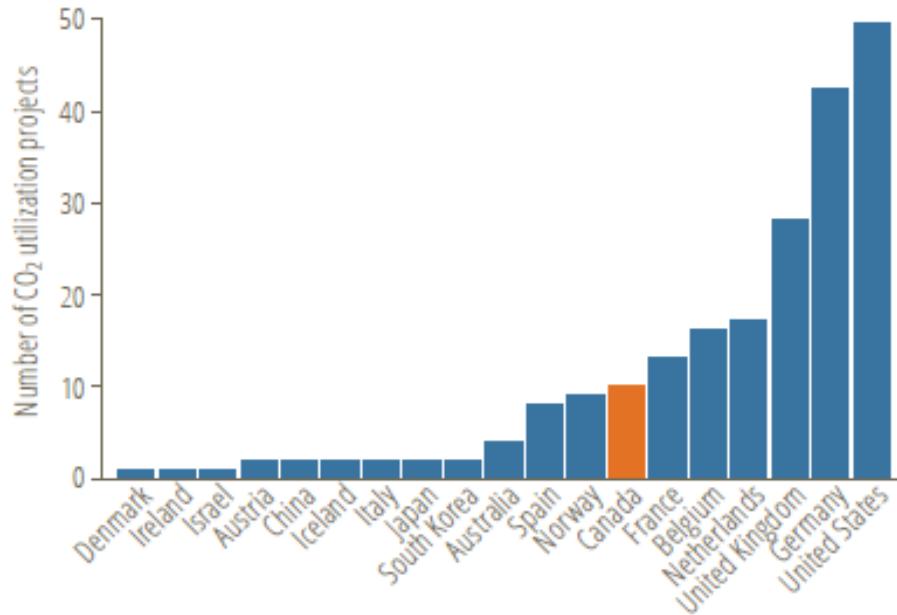


Figure 11. Projets d'utilisation du carbone par pays, tiré de (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009).

Étant donné l'ampleur que prend le domaine, certains chercheurs se sont même penchés sur l'acceptabilité sociale de la technologie et produits dérivés du CO₂ (Jones *et al.* 2017). Trois dimensions clés ont été explorées, soit l'acceptabilité sociopolitique, commerciale et communautaire liées à l'innovation dans l'utilisation du CO₂, soulignant l'importance de considérer l'acceptation sociale en tant qu'aspect de la recherche, du développement, de la démonstration, et du processus de déploiement pour l'utilisation du CO₂ (Jones *et al.* 2017). La manière dont les principales parties prenantes opérant sur chaque dimension pourrait affecter les voies de l'innovation, les investissements et les décisions d'emplacement relatives aux installations d'utilisation du CO₂ et aux produits dérivés du CO₂ était aussi étudiée.

4.2.3 Description des produits et technologies de production par CCU à partir du CO₂ produit par l'usine

Deux points importants sont à considérer quand on parle de CCU : les volumes et l'énergie nécessaires. En effet, les volumes de CO₂ émis et dilués dans l'atmosphère sont tellement importants que le CCU à lui seul ne pourra pas venir à bout de la hausse de la concentration dans l'atmosphère enregistrée depuis les débuts de la révolution industrielle (Figure 12). Il ne constitue qu'une des solutions permettant d'éviter une hausse importante des températures. Autre point à ne pas négliger, le CO₂, que la majorité des gens connaissent maintenant comme un polluant résultant de diverses combustions, est aussi une molécule chimique inerte (*i.e.*, peu réactive) car très stable, ce qui explique qu'elle reste longtemps dans l'atmosphère une fois qu'elle y est présente. Cela veut dire aussi qu'une certaine quantité d'énergie, appelée énergie d'activation, sera nécessaire à chaque fois que cette molécule stable devra être brisée pour la forcer à réagir avec d'autres composants chimiques. Par exemple, l'énergie d'activation nécessaire à la photosynthèse (Figure 8) est fournie par l'énergie solaire captée par les plantes. Dans le graphique de la figure 12, on voit la variation interannuelle de la concentration de CO₂ attribuable à la photosynthèse dans l'hémisphère nord où se situent la majeure partie des masses continentales. L'hiver, la concentration augmente alors que les plantes sont en dormance et elle baisse à partir du mois de mai jusqu'au mois d'octobre.

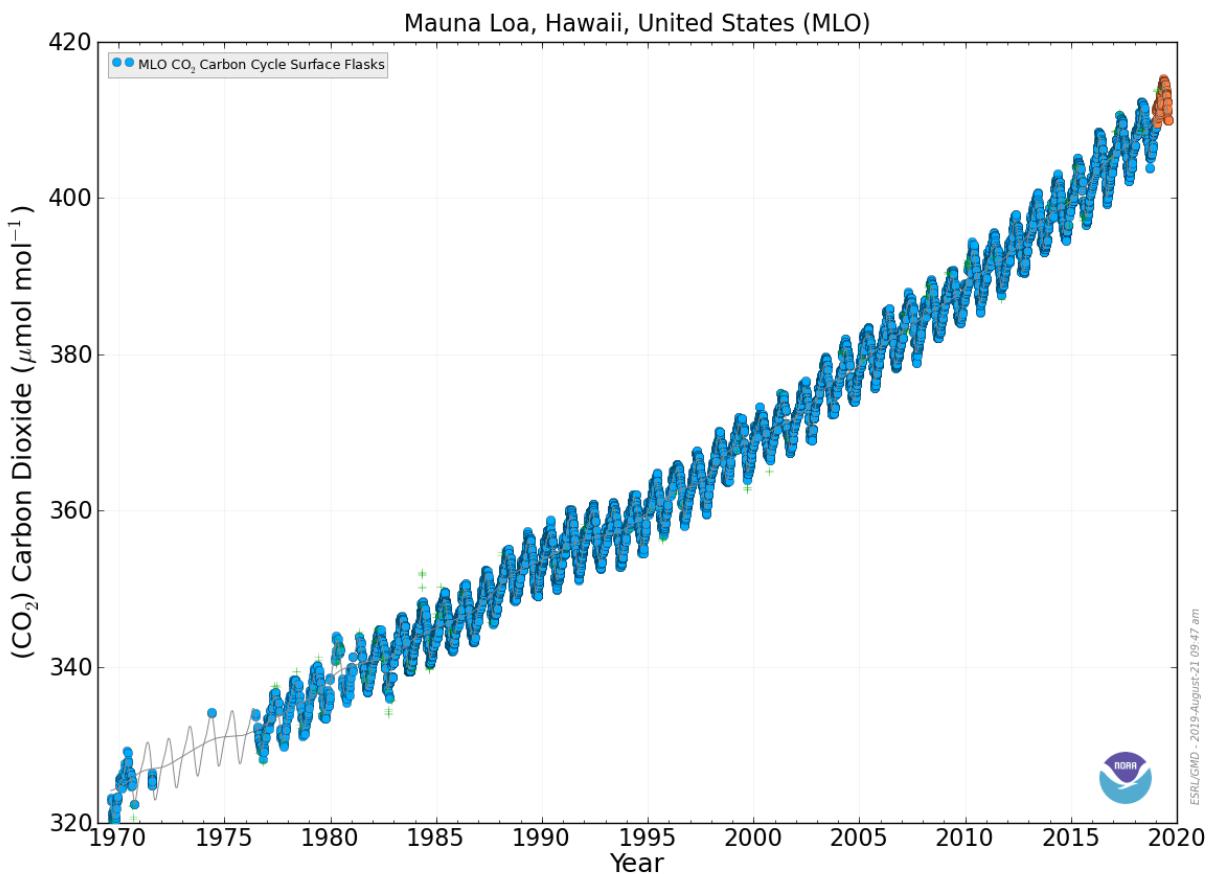


Figure 12. Évolution des concentrations de CO₂ mesurées à l’Observatoire de Mauna Loa Hawaï (NOAA 2019).

Il existe trois grandes routes d’utilisation du CO₂ :

- L’usage direct du gaz : glace sèche, agent de nettoyage des textiles, gaz de refroidissement ou d’extinction des incendies, gaz de soudure, solvant, intrant dans des serres, traitement des eaux, boissons gazeuses, gaz inerte pour l’emballage des aliments. La séquestration géologique du CO₂ (ex : dans d’anciennes mines) peut aussi être classée dans cette catégorie de même que les technologies Enhanced Oil Recovery (EOR) et Enhanced coal bed methane (ECBM) (Norhasyima et Mahlia 2018).
- L’usage comme matière première dans un procédé chimique : aspirine, pétrochimie, minéralisation par carbonisation des roches, engrains, etc.
- L’usage en biotechnologie ou par la photosynthèse : où le CO₂ s’intègre à la biomasse de lui-même (ex : algues, concombres etc.) ou par l’utilisation de microorganismes (Bazzanella et Krämer 2019).

Comme l’usage direct du CO₂ est déjà bien connu et exploité par l’industrie, la présente étude se tournera plutôt vers les deux autres routes, avec une emphase sur la route chimique.

Dans la région du Saguenay-Lac-St-Jean, des projets novateurs font une utilisation directe du gaz. Certains assurent une captation plus pérenne, par exemple, la nouvelle usine de Normandin qui utilise un système de congélation au CO₂ ou encore la symbiose industrielle entre les Serres Toundra et l’usine de

pâtes de Produits forestiers Résolu de St-Félicien, un bel exemple de l'utilisation du CO₂ par la photosynthèse pour favoriser la croissance des concombres. D'autres cas pourraient présenter des potentiels de substitution de CO₂ d'origine fossile, ce qui reste à vérifier au cas par cas, par exemple pour l'embouteille des boissons gazeuses ou encore la production de glace sèche.

Il est à noter que pour l'utilisation directe du CO₂ pour des produits alimentaires (ex : injection dans des boissons gazeuses), la composition du gaz à utiliser est alors soumise à des spécifications très strictes⁸. GNL devra alors s'assurer de rencontrer la pureté exigée. Des procédés tel que celui proposé par CO₂ Solutions (<https://co2solutions.com/>) peuvent toutefois servir à purifier un flux de gaz possédant déjà un potentiel intéressant.

4.2.3.1 Conversion chimique en produits chimiques, matières premières et carburants

Plutôt que de traiter le CO₂ comme un déchet, il peut être considéré comme une matière première chimique pour la synthèse d'autres produits chimiques provenant d'une source autre que pétrochimique. Si des sources d'énergie renouvelables (ex : hydroélectricité, éolienne ou solaire) sont utilisées pour la fabrication, le bilan éco-énergétique des procédés s'en trouve d'autant meilleur. De nouveaux catalyseurs sont également nécessaires car ils aident à abaisser l'énergie d'activation nécessaire pour débuter la réaction. Dans le cas des combustibles, ces derniers étant généralement constitués de longues chaînes de carbone, le CO₂ devient une sorte de bloc de base permettant de constituer ces chaînes et d'initier un cycle du carbone où le carburant est brûlé et ensuite reconstitué à base du CO₂ émis.

Les possibilités de transformation du CO₂ en d'autres produits chimiques sont nombreuses (Figure 13). Le tableau 4 résume brièvement la majeure partie des technologies liées à l'utilisation du CO₂ dans la production de produits chimiques, de matières premières et de carburants. Étant donné les progrès technologiques rapides de ce domaine, il ne saurait être considéré comme exhaustif.

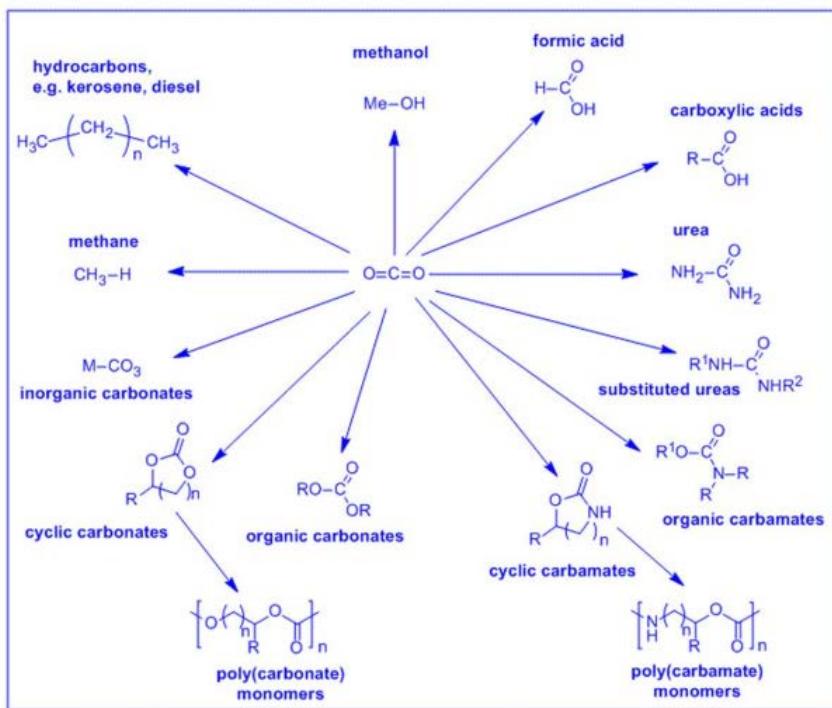


Figure 13. Quelques-unes des différentes utilisations possibles pour le CO₂, tiré de (Styring et al. 2011).

⁸ <https://industrie.airliquide.fr/dioxyde-carbone-co2-liquide-cryogenie-alimentaire-carbonatation-boissons>

Tableau 4. Technologies liées au CCU et à la production de produits chimiques, matières premières et carburants.

Catégorie et type de technologie	Description
<i>Matières premières chimiques</i>	
Carburants	<p>Production de combustible liquide synthétique</p> <p><u>Pour</u> : permettre d'envisager les transports par avion et de longue durée par terre ou mer dans le futur (Styring <i>et al.</i> 2011).</p> <p><u>Contre</u> : La quantité d'énergie requise pour la production est parfois plus grande que l'énergie contenue dans le combustible. Nécessite de grandes quantités d'hydrogène.</p> <p><u>Notes</u> : Le méthanol et l'acide formique sont des produits potentiels et dont la fabrication est bien documentée (Dixit et Majumder 2018, Do et Kim 2019). Audi a essayé de produire du e-diesel, mais la consommation d'énergie pour l'obtenir semble poser problème (Norhasyima et Mahlia 2018).</p> <p>La littérature parle aussi de BECCS (bioenergy with carbon capture and storage) et mentionne des usines en opération à partir d'arbres et des cultures (les usines d'éthanol Arkalon et Bonanza au Kansas) (Global CCS Institute 2018).</p>
Intermédiaires	<p>Les produits intermédiaires (dans la production de carburants ou d'autres produits chimiques) issus du CCU remplaceraient ceux provenant de la pétrochimie (Styring <i>et al.</i> 2011).</p> <p><u>Pour</u> : représente un énorme marché potentiel</p> <p><u>Contre</u> : besoin de nouveaux catalyseurs</p> <p><u>Notes</u> : le syngas, formé de CO et d'H est dans cette catégorie</p>
Urée	<p>Ingrédient-clé pour produire des engrais azotés (Styring <i>et al.</i> 2011).</p> <p><u>Pour</u> : potentiel considérable pour la production de divers dérivés, eux-mêmes des matières premières utiles dans les industries des produits pharmaceutiques, de la chimie fine et des polymères.</p> <p><u>Contre</u> : marché des engrains actuellement saturé. Grande consommation d'énergie du procédé.</p>
Carbamates	<p>Les carbamates sont des blocs de construction synthétiques qui ont des applications allant des pesticides aux polymères (Styring <i>et al.</i> 2011).</p> <p><u>Pour</u> : L'une des utilisations les plus utiles des esters de carbamate est le remplacement du phosgène, un réactif extrêmement toxique dans la synthèse organique. Les carbamates sont également des précurseurs utiles dans la synthèse des isocyanates qui sont utilisés dans la formation de poly (uréthane).</p> <p><u>Contre</u> : pas d'inconvénients majeurs repérés dans le cadre de cette brève revue</p>
Carboxylation	<p>L'addition directe de CO₂ à une molécule appropriée pour obtenir le plus souvent de l'acide carboxylique. Peut aussi produire de l'acide salicylique à partir de phénol (Bazzanella et Krämer 2019).</p> <p><u>Pour</u> : Une étape supplémentaire est la formation de carbonates organiques à partir de CO₂. Les carbonates organiques linéaires sont formés à partir d'alcools et sont utiles comme solvants (marché potentiel important).</p> <p>Les carbonates cycliques peuvent ensuite être utilisés comme solvants et également comme intermédiaires dans la synthèse organique et de polymères.</p> <p><u>Contre</u> : pas d'inconvénients majeurs repérés dans le cadre de cette brève revue</p>
Production d'acide acétique	<p><u>Notes</u> : À partir des gaz de combustion des hauts fourneaux produisant l'acier (Roh <i>et al.</i> 2018).</p> <p>L'industrie sidérurgique est un secteur majeur émetteur de CO₂ car elle libère 31% des émissions industrielles totales de CO₂. L'acide acétique a été choisi car il est l'un des produits chimiques les plus utilisés. Plus de 60% de la demande mondiale en acide acétique sert à la production d'acétate de vinyle ou de cellulose acétate. L'acétate de</p>

Catégorie et type de technologie	Description
	polyvinyle dérivé de l'acétate de vinyle est utilisé dans peintures, revêtements et plastiques. L'acétate de cellulose est utilisé pour produire des fibres d'acétate.
Réactions de cycloaddition ou d'insertion de CO ₂	Un autre processus où deux liaisons sont formées, une au carbone et une à un oxygène (Bazzanella et Krämer 2019). <u>Pour</u> : également un domaine d'exploitation future, notamment dans la mesure où des molécules pharmaceutiques utiles peuvent être synthétisées. Contre : pas d'inconvénients majeurs repérés dans le cadre de cette brève revue
Complexes inorganiques	Nombreuses applications dans la construction ainsi que dans la catalyse (Styring <i>et al.</i> 2011). Voir la section 4.2.3.1.1 sur la minéralisation. <u>Pour</u> : étant donné la grande disponibilité géologique des matériaux de départ, cet usage représente un domaine important pour une exploitation commerciale future. Contre : pas d'inconvénients majeurs repérés dans le cadre de cette brève revue
Polymères	Permet la synthèse directe des polymères à partir de CO ₂ et d'un époxyde (Styring <i>et al.</i> 2011). <u>Pour</u> : Les poly (carbonates) sont largement utilisés dans les matériaux de construction à la place du verre, ainsi que dans les produits de sécurité et de protection individuelle en raison de leur grande résistance et de leur résistance aux chocs, tout en étant extrêmement légers et moulables. Les propriétés chimiques et mécaniques des polymères peuvent être ajustées en modifiant la composition chimique, ce qui ouvre de nombreuses opportunités commerciales. Les uréthanes, dont les compositions chimiques sont variées, peuvent être polymérisés pour produire des poly (uréthanes) des plastiques en vrac dont l'utilisation varie de la protection contre les chocs à l'amortissement et aux composants structurels. Contre : pas d'inconvénients majeurs repérés dans le cadre de cette brève revue.

En résumé, les réactions impliquant du CO₂ sont souvent thermodynamiquement prohibitives. En plus de nécessiter l'utilisation de catalyseurs, à base de matériaux parfois coûteux, une température élevée est souvent nécessaire pour faciliter la réaction et cela représente un coût énergétique significatif.

Afin de réduire l'empreinte carbone, il est essentiel que l'énergie requise provienne de sources renouvelables telles que les sources d'énergie solaire, éolienne, géothermique ou hydroélectrique. L'énergie provenant des usines de traitement des déchets est également une source d'énergie utile dans certaines régions où elle sert à chauffer les édifices. La chaleur et l'électricité peuvent être détournées vers la production chimique pendant les heures creuses ou les mois d'été. Les produits chimiques dérivés du CO₂, en particulier les carburants synthétiques, représentent des moyens de stocker en dehors des heures de pointe de l'énergie qui serait autrement gaspillée. En raison de sa faible empreinte carbone, l'énergie nucléaire peut aussi se qualifier à cet égard. Puisqu'elle provient de l'hydroélectricité, selon la qualité de la chaleur résiduelle disponible au terminal de liquéfaction Énergie Saguenay, une étude devrait être faite pour explorer quel genre de réactions pourraient être privilégiées en fonction des besoins des marchés. En effet, l'utilisation de la chaleur résiduelle industrielle est reconnue dans le cinquième rapport du groupe 3 du GIEC comme l'une des voies privilégiées pour l'atténuation des changements climatiques (Fischedick *et al.* 2014).

4.2.3.1.1 Minéralisation accélérée par carbonatation des roches

Une des routes chimiques possibles concerne les carbonates inorganiques.

Lors de la carbonatation minérale, des minéraux (principalement des silicates de calcium ou de magnésium) réagissent avec du CO₂ pour former des carbonates inertes (en anglais : mineral carbonation) (IPCC 2005, Styring *et al.* 2011). Ces derniers, très peu solubles dans l'eau et considérés comme inoffensifs

du point de vue environnemental, peuvent ensuite être utilisés par exemple comme matériaux de construction. Dans ce cas, les premiers essais ont démontré qu'il n'est pas nécessaire de fournir d'énergie d'activation. Cependant, comme le taux naturel de réaction est faible, le procédé doit être amélioré pour le rendre viable à l'échelle industrielle. Cette amélioration passe par l'application de chaleur, pression, traitement chimique et/ou traitement mécanique (broyage) du mineraï. Ces traitements sont toutefois coûteux en énergie et ont des impacts sur l'environnement.

La wollastonite (CaSiO_3) est un exemple de roche qui pourrait servir de matière première et est présente au Saguenay-Lac-Saint-Jean (CONSOREM 2016). Les gisements de roches de carbonates de calcium et de magnésium sont d'ailleurs très abondants sur Terre et théoriquement suffisants pour fixer tout le CO_2 pouvant être produit par la combustion de toutes les réserves de combustibles fossiles disponibles (Lackner *et al.* 1995). Ce type d'utilisation du CO_2 se situe évidemment à très long terme puisqu'il s'agit d'une échelle géologique, sans fuite et sans besoin de surveillance.

Il semble de plus que les déchets tels que les scories de convertisseur d'acier ou d'amiante peuvent être utilisées pour produire des carbonates de calcium ou de magnésium. Après vérification les sites web de Mag One <http://magoneproducts.com/> et Alliance Magnésium <http://alliancemagnesium.com/>, il semble que l'accent soit mis sur l'obtention de Mg et MgO au lieu de carbonates pour l'instant à Asbestos. Un article paru très récemment⁹ spécifie cependant que des chercheurs de l'INRS participent actuellement à un projet pancanadien visant à lutter contre les émissions de gaz à effet de serre (GES) en piégeant le dioxyde de carbone (CO_2) dans les déchets issus de l'exploitation minière, tout particulièrement les résidus miniers riches en silicate de magnésium, ceux-ci provenant notamment de l'extraction de nickel, de diamants, de platine et autres matériaux.

Le domaine qui semble en pleine expansion est l'utilisation de la carbonatation dans l'industrie du ciment. Le consortium Carbon Cure, gagnant d'importants prix d'innovation technologique, mentionne dans sa fiche technique (Carbon Cure Technologies Inc 2017) que le carbone est capté à la cimenterie, emmagasiné pour être déplacé sur les chantiers (ex : compagnie Praxair) où il est injecté en quantité optimale pendant le dosage et mélange. La résistance à la compression du béton s'en trouve améliorée, tout en réduisant l'empreinte carbone du béton de 4,6%.

Enfin, il est techniquement possible de faire fonctionner le processus de carbonatation directement avec les gaz de combustion, rendant inutile la coûteuse étape de captage du CO_2 (Styring *et al.* 2011).

4.2.3.2 Photosynthèse : matériaux provenant des algues

Une application intéressante provient des microalgues, qui ont une productivité de biomasse élevée par rapport aux plantes vasculaires et qui peuvent être cultivées dans des bassins sur des terres non arables ou parfois dans l'eau salée. En captant le CO_2 par photosynthèse, ces microalgues permettent la production de bio-huiles, de produits chimiques, d engrais et de carburants, en remplacement de produits à base de combustibles fossiles. La production alimentaire et cosmétique est aussi envisageable (Figure 14). Cette culture peut s'effectuer dans des bassins ouverts ou des photobioréacteurs pouvant directement capter et utiliser le CO_2 (Styring *et al.* 2011).

⁹ <https://www.ledevoir.com/societe/environnement/560895/environnement-des-residus-miniers-pour-pieger-le-co2>

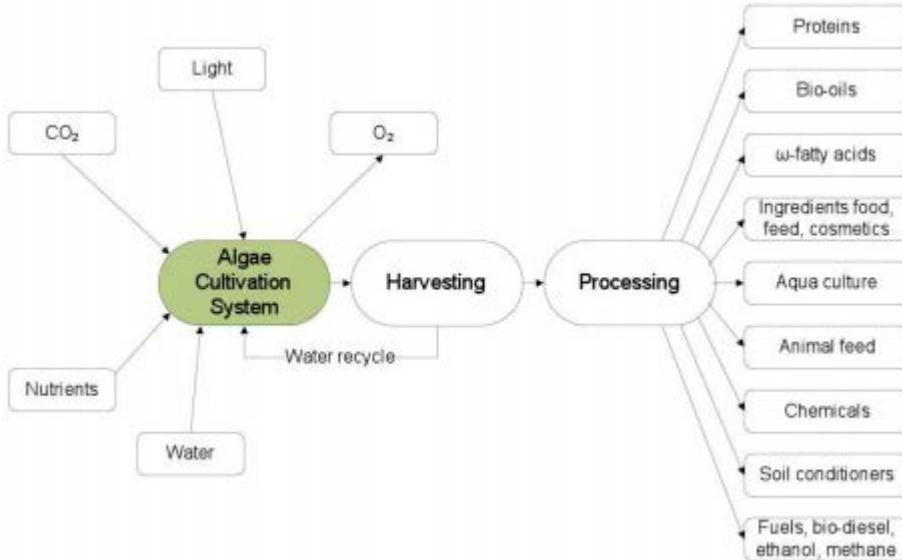


Figure 14. Processus de croissance des algues par utilisation du CO₂, tiré de (Styring et al. 2011).

La culture des algues pour la production de biocarburants implique généralement les processus de flocculation, filtration, flottation, sédimentation centrifuge, extraction et purification. La culture d'algues biologiques a des limites en termes de rendement en fonction des souches d'algues, de la méthode de production et du procédé d'extraction (Norhasyima et Mahlia 2018).

La littérature mentionne que chaque tonne de biomasse d'algues peut fixer environ 0,5 tonne de carbone en base sèche (à partir de 1,8 tonne de CO₂ absorbé) (Styring et al. 2011).

Bien d'autres utilisations liées à la fixation du CO₂ dans les plantes sont aussi possibles en plus des microalgues. Parmi celles pouvant se révéler d'intérêt pour la région du Saguenay-Lac-St-Jean et son industrie de l'aluminium, mentionnons seulement l'annonce de la compagnie norvégienne Hydro Aluminium à propos de l'utilisation possible de biocarbone pour la fabrication des anodes dans le procédé d'électrolyse (Vatne 2019).

4.2.4 Produits les plus prometteurs en fonction des marchés et de la maturité technologique des procédés

Selon Norhasyima et Mahlia (2018), le tableau 5 présente une évaluation du marché mondial pour différentes utilisations du CO₂ consommant des quantités importantes de ce gaz. Il faut noter toutefois que dans ce tableau, les méthodes d'utilisation du CO₂ via le traitement des aliments et les emballages de gazéification des boissons ont été exclues malgré une consommation très importante puisqu'elles ont été jugées comme étant des industries conventionnelles à taux stable, sans grande croissance prévisible dans un futur proche. L'ajout d'une nouvelle source excédant la demande pourrait provoquer des déplacements d'émissions de CO₂. En revanche, si une source locale peut être utilisée, les émissions liées au transport sont évitées. Ce marché et les sources actuelles de dioxyde de carbone utilisées méritent d'être comparées avec celles disponibles localement ou obtenues avec des combustibles à plus faible empreinte carbone.

Tableau 5. Marché potentiel mondial, tiré de (Norhasyima et Mahlia 2018).

CO ₂ utilization method	Potential CO ₂ demand (MTPA)	CO ₂ utilization method	Potential CO ₂ demand (MTPA)
Enhanced oil recovery (EOR) & Enhanced coal bed methane (ECBM)	30-300	Horticulture	1-5
Mineralization	> 300	Pulp and paper processing	< 1
Fuel & Chemical including urea yield boosting	> 300	Inerting	< 1
Biofuel from algae	> 300	Steel manufacture	< 1
Enhanced geothermal system (EGS)	5-30	Metal working	< 1
Beverage carbonation	~14	Supercritical CO ₂ as solvent	< 1
Food processing, packaging	~15	Electronics	< 1
Power generation – CO ₂ as working fluid	< 1	Pneumatics	< 1
Water treatment	1-5	Welding	< 1
Wine making	< 1	Refrigerant gas	< 1
Coffee decaffeination	1-5	Fire suppression technology	< 1
Pharmaceutical processes	< 1		

On constate donc que l'usage direct du gaz pour pousser le pétrole ou le méthane dans des puits lors de l'extraction (technologies EOR et ECBM) est très important, suivi de la minéralisation, des routes chimiques et du biocombustible produit à partir d'algues en millions de tonnes métriques par an (MTPA). L'utilisation de CO₂ liée aux autres applications est plus marginale (Norhasyima et Mahlia 2018). Les avantages et inconvénients de ces technologies sont énumérés au tableau 6.

Tableau 6. Avantages et inconvénients des utilisations de CO₂ les plus prometteuses selon (Norhasyima et Mahlia 2018).

CO ₂ utilization technology	Advantages	Challenges
EOR and ECBM	<ul style="list-style-type: none"> • Mature technology • Permanent storage • Large potential use of CO₂ plus revenue stream that can offset the costs of carbon capture 	<ul style="list-style-type: none"> • Facilitates additional fossil fuel use, producing more CO₂ • Long time to commercialization • Low methane price • Cost of transporting CO₂ • Location specific • High energy use to accelerate the reaction • Requirement of large amount of reagent • High cost for mineral and processing
Mineral carbonation	<ul style="list-style-type: none"> • Methane could replace more carbon-intensive fuel sources • Abundant materials (minerals or industrial waste) • Chemical free • CO₂ separation or compression is not required • Special CO₂ feed quality requirements is not necessary 	<ul style="list-style-type: none"> • Algae sensitive to impurities, pH • Cost of controlling growth and drying condition • Large area and sunny climate needed for ponds • High energy required for photobioreactors construction • Inefficient process, requires renewable or low emission energy to have CO₂ abatement benefit • Cost of purifying CO₂ • High cost for access to CO₂ proximity of the EGS relative to the electricity grid, and access to cooling water supply • Long term commitment for the resultant reservoir which include the liability for possible future CO₂ leakage • Location specific
Biological algae cultivation	<ul style="list-style-type: none"> • Competitive source of biofuel • Can result in permanent storage • Efficient in low-concentration CO₂ sequestration • Non location specific 	
Chemical and fuels	<ul style="list-style-type: none"> • Energy carrier could replace fossil fuels, reducing dependence on conventional fuel for transport and other uses 	
EGS	<ul style="list-style-type: none"> • Good thermodynamic properties ensuring larger flow rates, reduction in circulating pumping power requirements, higher power output and efficiency increase • Carbon credits from the CO₂ storage will offset portion of the costs of drilling deep EGS wells • Limit water use 	

Une autre source, l'Institut Pembina (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009), présentait la situation selon l'angle de la maturité des technologies, de celles étant au niveau de la R&D à celles prêtes à la commercialisation (Figure 15). Parmi les plus avancées figurent le durcissement du béton, la carbonatation des résidus de bauxite et l'augmentation du rendement en urée. La minéralisation, la production d'algues, la production de méthanol, l'usage comme matière première pour les produits chimiques et polymères ainsi que la meilleure récupération de méthane de houille sont cités pour le stade des projets pilotes et de la pré-commercialisation. Enfin, la route chimique vers la production d'acide formique, la désalination et la géothermie profonde des réservoirs fracturés¹⁰ sont encore au stade de la recherche et du développement.

¹⁰ Vise à capter l'eau dans des fissures naturellement présentes dans le sol <http://www.afpg.asso.fr/nos-2-filières/geothermie-profonde/la-geothermie-profonde-des-reservoirs-fractures-egs/>

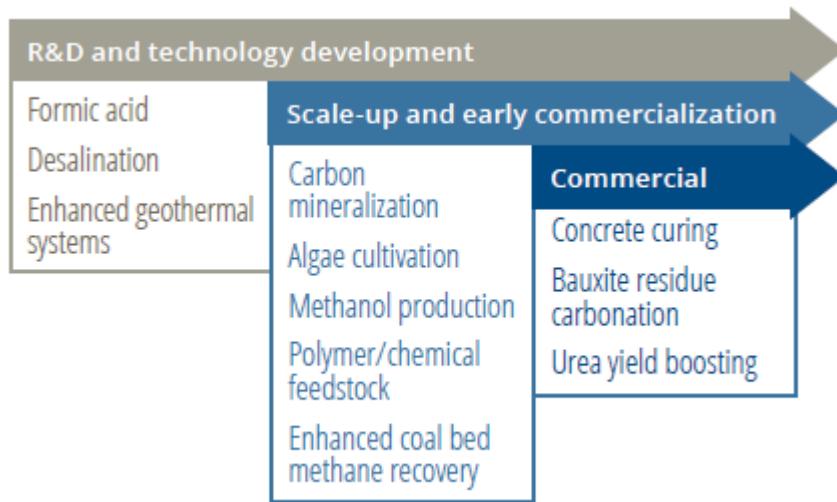


Figure 15. Possibles routes permettant l'utilisation du carbone classées selon leur degré de maturité (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009).

Enfin, une troisième source (CO₂ Sciences and the Global CO₂ Initiative 2016) qui s'est penchée sur le sujet a constaté dans sa Global Roadmap que des progrès significatifs en CCU ont été réalisés au cours de la période 2011-2016. La dynamique s'avérait d'après eux favorable à quatre grands marchés : les matériaux de construction, les produits chimiques intermédiaires, les combustibles et les polymères.

L'étude identifie en outre huit catégories de produits à poursuivre sur ces marchés, sur la base de la maturité de leur technologie, les promesses du marché et l'impact potentiel sur l'atténuation des émissions de CO₂. Ces produits sont :

- **Matériaux de construction**
 - Béton
 - Agrégats de carbonate
- **Intermédiaires chimiques**
 - Méthanol
 - Acide formique
 - Syngas
- **Carburants**
 - Carburants liquides
 - Méthane
- **Polymères** (polyols et polycarbonates)

La CO₂ Sciences and the Global CO₂ Initiative (2016) signale toutefois que trois types d'actions stratégiques peuvent influencer comment chacun de ses domaines évoluera : les politiques (sommes investies en R&D par les gouvernements, prix du carbone, taxes, support à la certification et aux analyses de cycle de vie), la technologie (R&D sur les catalyseurs et sur la production d'hydrogène, fonds au démarrage de projets CCU) et le marché (collaboration entre les universités, les entreprises, etc., infrastructure de distribution du CO₂ au besoin).

Selon eux, les perspectives d'utilisation les plus importantes concernent dans l'ordre : les agrégats, les combustibles, le ciment, le méthanol et les polymères (Figure 16).

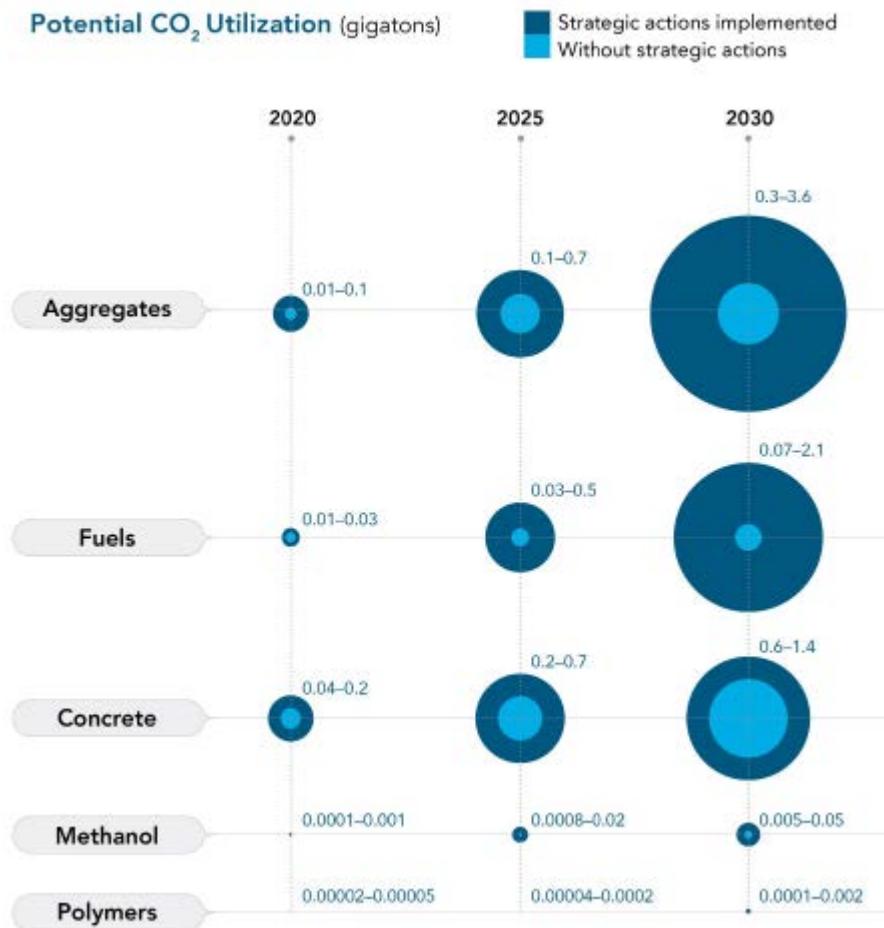


Figure 16. Utilisations potentielles du CO₂ les plus prometteuses en volumes (gigatonnes) selon ou non que des actions stratégiques sont entreprises (CO₂ Sciences and the Global CO₂ Initiative 2016).

Par contre les revenus les plus importants proviendraient dans l'ordre : du ciment, des combustibles et des agrégats en priorité (Figure 17). Les variations de volumes et de revenus dépendent du fait que les actions stratégiques évoquées plus haut seront entreprises ou non.

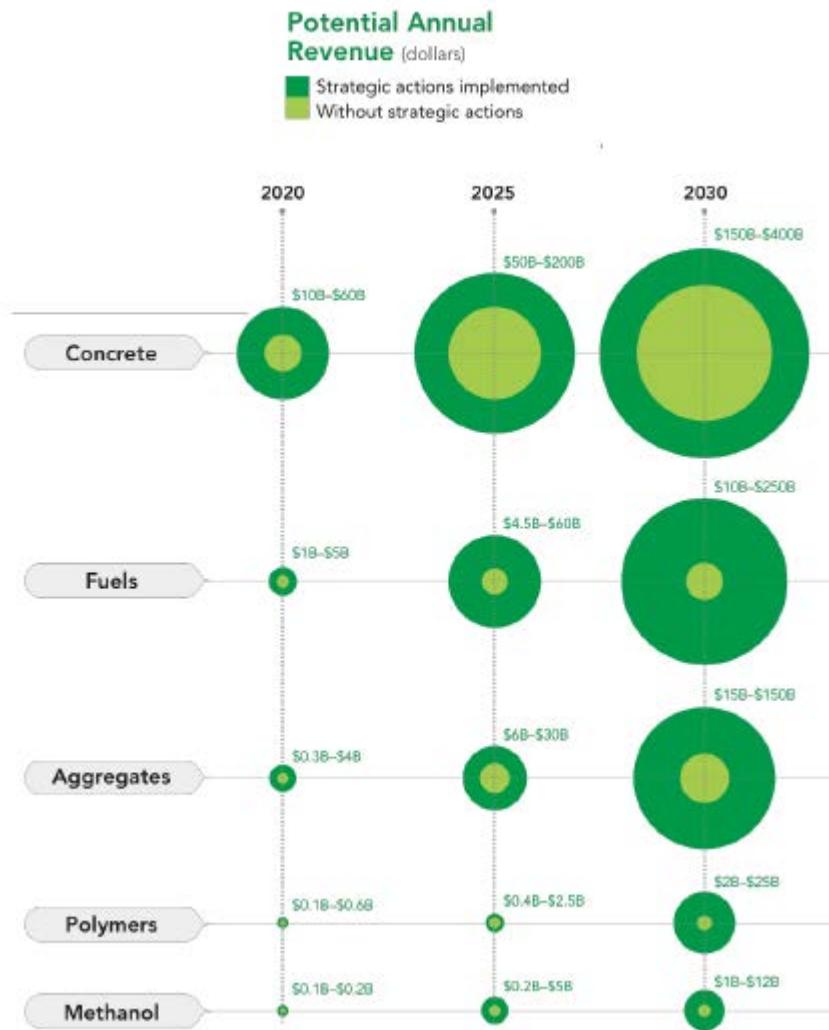


Figure 17. Utilisations potentielles du CO₂ les plus prometteuses en revenus (milliards de dollars) selon ou non que des actions stratégiques sont entreprises (CO₂ Sciences and the Global CO₂ Initiative 2016).

4.2.4.1 Meilleures entreprises canadiennes en CCU

Dans un article de Stonehouse (2017), on précise que certaines compagnies canadiennes étaient déjà bien positionnées dans le CCU et se sont méritées des prix prestigieux récompensant l'innovation (CO₂ Sciences and the Global CO₂ Initiative 2016).

Parmi les compagnies québécoises mentionnées, CO₂ Solutions (<https://co2solutions.com/>) utilise la capture de CO₂ à l'aide d'enzymes qui remplacent avantageusement les solvants chimiques à base d'amine, tels que la monoéthanolamine et la pipérazine, utilisés traditionnellement pour le captage et nécessitant une chaleur de traitement de haute qualité pour la régénération du solvant ce qui les rend donc relativement inefficaces et coûteux.

Cette technologie permet de capter efficacement le CO₂ des grandes sources d'émission fixes telles que les centrales de production d'énergie, de production de vapeur, de production de pétrole et de raffinage, ainsi que les cimenteries, tout en utilisant les méthodes d'épuration des gaz déjà connues de l'industrie.

Le processus capte et produit un flux de CO₂ extrêmement pur pouvant être réutilisé ou séquestré géologiquement.

De nombreuses compagnies canadiennes se sont quant à elles tournées vers l'industrie du ciment et du béton. Si les produits de carbone peuvent atteindre la saturation maximale, les deux marchés combinés pourraient éliminer environ cinq milliards de tonnes d'émissions.

La technologie CarbonCure (Carbon Cure Technologies Inc 2017), une compagnie de Nouvelle-Écosse déjà mentionnée dans la section sur la minéralisation, est actuellement installée dans près de 50 cimenteries en Amérique du Nord. Elle utilise le CO₂ capté à la source des émissions d'industries variées et emmagasiné par les fournisseurs de gaz à travers le pays. Ce CO₂ purifié et liquéfié est livré aux usines de béton dans des réservoirs sous pression où il est injecté dans du béton humide lors du mélange. La technologie est intégrée au système de traitement en lots du fabricant et n'a aucun impact sur les opérations normales. Le CO₂ est lié de manière permanente au béton et ne sera jamais rejeté dans l'atmosphère. Cette technologie permet aux producteurs de béton de former des nanomatériaux (très fines particules) bien dispersés dans leur béton de manière pratique et abordable. Les producteurs de béton prêt à l'emploi constatent une amélioration de la résistance moyenne d'environ 10% lorsque l'on compare le béton injecté avec du CO₂ au témoin et permet d'employer 5 à 8% moins de béton avec la même résistance à la compression. CarbonCure croit qu'elle peut réduire les émissions de l'Alberta d'une mégatonne / an et faire économiser plus de 700 millions de dollars aux entreprises de production de béton si leur technologie est largement acceptée.

Yixin Shao et son équipe de l'Université McGill travaillent de leur côté sur le marché des granulats (Stonehouse 2017). Ils s'emploient à utiliser un processus d'absorption avancé à auto-concentration pour produire du CO₂ à faible coût qui sera ensuite collecté et converti en carbonates de calcium et en agrégats à liaison de carbonate. Les agrégats artificiels seront utilisés dans les produits préfabriqués en béton.

Du côté des routes chimiques, Mangrove Water Technologies, une entreprise issue de l'Université de la Colombie-Britannique travaille à la commercialisation d'une technologie qui convertit simultanément le CO₂ et les eaux usées salines provenant des activités pétrolières et gazières en produits chimiques à valeur ajoutée (sels de carbonates et acides) et en eau réutilisable. Ses impacts économiques et environnementaux pourraient être considérables (Stonehouse 2017). Lorsqu'elle est associée à un système de production de gaz résiduaire, la technologie de Mangrove pourrait éliminer annuellement plus d'une mégatonne de CO₂ et conserver plus de 11 millions de barils d'eau seulement en Alberta (Stonehouse 2017).

Une équipe de l'Université de l'Alberta a quant à elle créé une réaction consistant à combiner le méthane (CH₄), le CO₂ et l'oxygène à l'aide d'une pile à combustible pour produire du monoxyde de carbone (CO), de l'eau et de l'électricité (Stonehouse 2017). Dans ce cas, la pile à combustible élimine simultanément le CO₂ provenant habituellement de la combustion des carburants fossiles tout en produisant du monoxyde de carbone, une matière première industrielle importante pour la fabrication de nombreux produits chimiques industriels importants, notamment le méthanol.

Plus spécifiquement du côté des carburants, Pond Technologies, une société ontarienne, a développé un photobioréacteur (réservoir fermé contenant une prolifération d'algues continue), où la croissance rapide de ces dernières convertit les émissions de GES industrielles en biomasse d'algues, utilisée ensuite comme matière première pour les biocarburants (Stonehouse 2017). Pour que les algues se développent suffisamment rapidement pour limiter les émissions de CO₂ à partir du gaz injecté, Pond a conçu les LED les plus grandes et les plus écoénergétiques du monde, ainsi qu'un système de refroidissement passif unique et un système de distribution de lumière associé, créant ainsi une floraison d'algues continue. Les algues consomment près de deux fois leur poids en CO₂, ce qui en fait un moyen idéal de capturer le

carbone. Une tonne d'algues peut produire 100 litres de diesel ou plus. Ainsi si GNL souhaitait faire un partenariat avec une telle entreprise, chaque tranche de 100 kt de ses effluents de CO₂ pourrait permettre la production de 10 millions de litres de biodiesel. La biomasse résiduelle peut également être utilisée comme substitut du charbon renouvelable. La technologie n'est pas encore commerciale, mais Pond et SNC-Lavalin ont établi un partenariat pour concevoir, proposer et construire des projets utilisant cette technologie.

Enfin, signalons un article récent¹¹ soulignant aussi l'apport de la compagnie CleanO2 de Calgary qui a mis au point un dispositif capable de capter les émissions de CO₂ servant à fabriquer des produits chimiques utilisés par la chaîne de cosmétiques Lush. Il semble que le potentiel de cette technologie représenterait un marché de 1 200 milliards de \$US en 2030.

4.2.5 Suivi de l'évolution du CCU

4.2.5.1 Ressources à suivre

Certaines références permettent de suivre régulièrement l'évolution des technologies dans le domaine du CCU :

- The *Journal of CO₂ Utilization*, magazine scientifique d'Elsevier présente un panorama de la recherche dans ce domaine <https://www.journals.elsevier.com/journal-of-co2-utilization/>
- La conférence internationale sur les utilisations du carbone *International Conference on Carbon Dioxide Utilization* ou ICCDU en sera à sa 17^e édition en 2019. Elle aura lieu du 23 - 27 juin 2019 à Aachen en Allemagne.
- “**Guideline for Techno-Economic Assessment of CO₂ Utilization**” et les “**Guideline for Life Cycle Assessment of CO₂ Utilization**”, <http://hdl.handle.net/2027.42/145436>. ISBN: 978-1-9164636-3-6, DOIs: [10.3998/2027.42/147467](https://doi.org/10.3998/2027.42/147467) seraient des documents à consulter et utiliser lorsque des projets plus précis seront ciblés.

4.2.5.2 Préoccupations environnementales et sanitaires

En général, le CO₂ est considéré comme un gaz inerte sûr et non toxique et faisant partie des processus biologiques de base de tous les organismes vivants. Cependant, des concentrations élevées de CO₂ dans l'atmosphère pourraient conduire à un impact négatif sur l'environnement et l'exposition à de fortes concentrations de CO₂ peut provoquer la mort (Norhasyima et Mahlia 2018).

Ces préoccupations sont cependant principalement liées au procédé de séquestration géologique (ex : EOR, ECBM et EGS) du CO₂ lorsque se produisent des fuites liées à ce stockage, ce qui n'est pas à l'étude dans la région du Saguenay-Lac-St-Jean présentement. Le CO₂ étant plus lourd que l'air, lorsqu'il y a des fuites provenant du sol, il tend à stagner dans les dépressions où il peut atteindre des concentrations toxiques.

La culture de microalgues est quant à elle une méthode potentielle de purification de l'eau capable de récupérer une variété de composés à partir d'eaux usées telles que : dérivés d'engrais, métaux lourds, déchets pharmaceutiques, huiles/graisses et hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) / biphenyles polychlorés (PCB). Cependant, des préoccupations environnementales quant à l'eau, l'utilisation des sols, la biodiversité et les émissions de GES de sous-produits toxiques peuvent être soulevées. En outre, à grande échelle non contrôlée, les effluents d'une telle culture pourraient conduire à une floraison d'algues non souhaitée ou d'autres dommages potentiels dans les écosystèmes.

¹¹ <https://business.financialpost.com/commodities/energy/how-one-calgary-company-turns-co2-into-soap-with-its-micro-carbon-capture-technology>

L'application de la carbonatation minérale peut offrir une solution aux émissions de CO₂ sans la moindre possibilité involontaire de fuite car son procédé ne génère pas de sous-produits nocifs. Cependant, certaines préoccupations ont été soulevées concernant les effets de la préparation du mineraï, de l'extraction à grande échelle et des déchets, l'élimination du produit pouvant entraîner un défrichement massif et une pollution probable du sol, de l'air et de l'eau dans l'environnement (Styring *et al.* 2011).

4.2.6 Conclusions

- De nombreux marchés potentiels existent pour la valorisation du CO₂ capté directement à l'usine.
- Huit produits (béton, agrégats de carbonate, méthanol, acide formique, syngas, carburants liquides, méthane, polymères) présentent le meilleur potentiel en termes de maturité, marché et impact sur les GES)
- L'ICEF (*Innovation for Cool Earth Forum*) mentionne l'importance que les ACV d'un produit mentionne combien de CO₂ a été émis lors de sa production, mais aussi combien aura été employé pour protéger contre les changements climatiques (CO₂ Sciences and the Global CO₂ Initiative 2016).
- Il y a des risques à parier l'ensemble de la lutte aux changements climatiques sur le déploiement à grande échelle de technologies de réduction du carbone qui pourraient nécessiter une utilisation extrêmement intensive des terres et provoquer des conflits d'intérêts entre la sécurité alimentaire et d'autres initiatives contre le réchauffement planétaire. Les chercheurs soutiennent qu'une approche diversifiée est nécessaire pour faire face à ces risques (Field et Mach 2017).

4.3 Production de biogaz à partir de la biomasse forestière : potentiel de réduction des émissions de gaz à effet par le gaz naturel renouvelable

4.3.1 Contexte et objectifs

L'utilisation de la biomasse forestière permet la production de gaz naturel renouvelable (GNR). La disponibilité de la biomasse forestière au Québec et dans la région du Saguenay-Lac-St-Jean en lien avec la localisation de l'usine dans le complexe industrielo-portuaire de Saguenay rendrait possible la liquéfaction de GNR produit localement, ou du moins au niveau de la province. La substitution du gaz naturel d'origine fossile par le GNR dans le processus de liquéfaction deviendrait ainsi un moyen permettant la réduction des émissions de GES d'origine fossile à l'usine. Selon l'évolution de la maturité technologique de production de GNR et des dispositions réglementaires, une cible de réduction des GES réaliste et raisonnable de 25-30% est souhaitée par l'entreprise (Annexe 3).

Cette section vise à documenter la filière de production de GNR à partir de biomasse forestière afin de réduire les émissions de GES de l'usine. Plus précisément, les objectifs de cette section sont de :

- Définir le GNR et les principes de substitution menant à une réduction de GES
- Décrire brièvement les technologies de production de GNR à partir de la biomasse forestière
- Déterminer la maturité technologique de la production de GNR à partir de la biomasse forestière
- Présenter l'état des lieux sur les dispositions réglementaires pour l'utilisation du GNR comme projet de réduction de GES
- Estimer les potentiels de réduction de GES par la liquéfaction de GNR produit à partir de la biomasse forestière
- Proposer des perspectives de recherche pour la production de GNR à l'échelle industrielle à partir de la biomasse forestière

4.3.2 Définition du GNR et principe de substitution menant à une réduction de GES

La loi sur la Régie de l'énergie définit le GNR comme étant du « méthane de source renouvelable ayant les propriétés d'interchangeabilité lui permettant d'être livré par un réseau de distribution de gaz naturel » (Gouvernement du Québec 2019d). Le méthane (CH_4) de source renouvelable est tiré du biogaz composé principalement de CH_4 et de dioxyde de carbone (CO_2) dans des proportions variant entre 50-80% et 20-50%, respectivement (Aviseo Conseil 2019). Le biogaz est purifié pour pouvoir respecter la propriété d'interchangeabilité tel que prévue par la loi et les normes de qualité du GNR (BNQ 3672-100) pour ainsi être injecté en tant que GNR dans les réseaux de distribution et transport, ayant les mêmes propriétés que le gaz naturel d'origine fossile (BNQ 2012, Aviseo Conseil 2019, Gouvernement du Québec 2019d).

La réduction de GES se réalise par la substitution du GNR par la combustion du CH_4 converti en CO_2 d'origine biogénique au lieu d'être d'origine fossile. Ainsi, ce CO_2 biogénique n'est pas considéré comme nocif pour le climat. En vertu de ce principe, l'entreprise GNL Québec en tant que fournisseur de gaz naturel liquéfié (GNL) pourrait s'approprier les réductions de GES après négociations avec l'acheteur et ainsi les déduire du bilan de l'usine à Saguenay. Cette opération demande qu'un document de projet soit rédigé et vérifié selon une norme reconnue. La propriété des crédits sérialisés ainsi générés étant unique, si GNL Québec les applique pour son affirmation de carboneutralité, ils ne pourront pas contribuer à réduire l'empreinte carbone du GNL vendu à l'utilisateur final.

4.3.3 Production de GNR à partir de la biomasse forestière

La production de GNR se fait selon trois générations de technologie (Tableau 7). La biométhanisation est la technologie de première génération la plus mature, mais elle utilise principalement des biomasses

non forestières par exemple les biosolides municipaux et les déchets de table. Ce sont plutôt les technologies émergentes de deuxième génération qui peuvent être utilisées pour produire du GNR à partir de la biomasse forestière (Tableau 7).

Tableau 7. Description des technologies pouvant générer du GNR.

Génération et type de technologie	Description	Références
<i>1^{ère} génération</i>		
Biométhanisation	<ul style="list-style-type: none"> Processus de décomposition anaérobique en conditions contrôlées pouvant générer du CH₄ dans des proportions de 50 à 70% 	Ho <i>et al.</i> (2014) Deloitte et WSP (2018) Koulias et Angelidaki (2018) Vasco-Correa <i>et al.</i> (2018) Aviseo Conseil (2019)
	<ul style="list-style-type: none"> La biométhanisation génère aussi un résidu solide appelé digestat pouvant être utilisé à des fins de fertilisation 	Koszel et Lorencowicz (2015)
Biomasses utilisées pour la technologie de 1^{ère} génération	<ul style="list-style-type: none"> Les types de biomasses utilisées pour générer du CH₄ par biométhanisation sont des matières organiques résiduelles : <ul style="list-style-type: none"> ○ Résidus agricoles (biomasses végétales et animales) ○ Biosolides municipaux ○ Résidus de l'industrie agroalimentaire ○ Résidus de l'industrie des pâtes et papiers tels les biosolides de papetières ○ Matières organiques putrescibles provenant du secteur résidentiel ○ Captage du biogaz sur les lieux d'enfouissement technique 	Wang <i>et al.</i> (2008) Faubert <i>et al.</i> (2016) Deloitte et WSP (2018) Aviseo Conseil (2019)
<i>2^e génération</i>		
Pyrolyse suivie d'une gazéification : pyrogazéification	<ul style="list-style-type: none"> La pyrolyse est une combustion en conditions contrôlées en absence d'oxygène. Ce procédé génère des résidus solides (biochar), liquides (biohuiles) et gazeux (syngas). Les conditions de la pyrolyse peuvent être réglées pour produire les résidus en proportions désirées. Ainsi les conditions de la pyrolyse peuvent être réglées pour augmenter la proportion de syngas et de CH₄. La production ciblée de CH₄ par pyrolyse nécessite que celle-ci soit effectuée à haute température et suivie d'une gazéification ou méthanation. 	Ho <i>et al.</i> (2014) Faubert <i>et al.</i> (2016) Sikarwar <i>et al.</i> (2017) Deloitte et WSP (2018) Dhyani et Bhaskar (2018) Aviseo Conseil (2019) Tan (2019)
Hydrogénéation pyrocatalytique	<ul style="list-style-type: none"> Ce procédé est la première étape de la pyrolyse à haute température suivie par une hydrogénéation du syngas par catalyseur. Le procédé résulterait en un rendement énergétique plus élevé que la pyrogazéification. 	Zhou <i>et al.</i> (2011) Ohra-aho et Linnekoski (2015) Deloitte et WSP (2018) Richter <i>et al.</i> (2018) Wang <i>et al.</i> (2018) Aviseo Conseil (2019)

Génération et type de technologie	Description	Références
Biomasses utilisées pour la technologie de 2^e génération	<ul style="list-style-type: none"> • La biomasse forestière est utilisée par ces procédés de 2^e génération pour la production de GNR. Les biomasses visées sont de type résiduel : <ul style="list-style-type: none"> ○ Résidus de coupe : la biomasse laissée sur les sites de récolte après la coupe ○ Résidus de transformation : les résidus provenant des usines de transformation du bois <ul style="list-style-type: none"> ○ Bois sans preneur : bois endommagés et disponibles en forêt suite à un incendie, à une épidémie de la tordeuse du bourgeon de l'épinette ou à d'autres types d'épidémies; bois d'essences non récoltées pour diverses raisons <ul style="list-style-type: none"> ○ Bois non récoltés : c'est la différence entre le volume de bois pouvant être récolté (estimé aux cinq ans par les calculs de possibilité forestière) et le volume récolté en réalité sur les sites de coupe <ul style="list-style-type: none"> ○ Biomasse provenant de la construction, rénovation et démolition (résidus CRD) 	Deloitte et WSP (2018) Aviseo Conseil (2019)
<i>3^e génération</i>		
Technologie Power-to-Gas	<ul style="list-style-type: none"> • Ce procédé est une combinaison d'électricité avec du CO₂ pour produire du CH₄. Le procédé s'effectue par électrolyse de l'eau suivie d'une méthanation d'hydrogène en présence de CO₂. Le procédé est émergent et il est incertain s'il sera mature pour 2030, bien qu'on prévoit une augmentation exponentielle de sa capacité pour 2050. 	Breyer <i>et al.</i> (2015) Child et Breyer (2016) Bailera <i>et al.</i> (2018) Deloitte et WSP (2018) Frank <i>et al.</i> (2018) Lisbona <i>et al.</i> (2018) Aviseo Conseil (2019) Rajendran <i>et al.</i> (2019) Thema <i>et al.</i> (2019)

4.3.4 Maturité technologique de la production de GNR à partir de biomasse forestière

Des études récentes réalisées pour le compte d'Énergir ont estimé que 2/3 du volume de gaz naturel distribué au Québec pourrait être de sources renouvelables d'ici 2030 (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019). Le GNR serait alors produit à partir de divers types de biomasse par les procédés de biométhanisation, de pyrolyse suivie d'une gazéification et par l'hydrogénération procatalytique (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019) (Tableau 7). Si une telle production se réalise, alors ce moyen permettrait de réduire les émissions de GES du Québec de 7,2 Mt éq-CO₂ an⁻¹ d'ici 2030, soit une réduction de 9% en référence au bilan 2016 des GES au Québec (Deloitte et WSP 2018, MELCC 2018b, Aviseo Conseil 2019).

Le GNR généré à partir de la biomasse forestière peut être produit à partir des technologies de deuxième génération, soit par 1) la pyrolyse à haute température suivie d'une gazéification et 2) l'hydrogénération pyrocatalytique (Tableau 7). Les deux technologies sont émergentes et sont présentement appliquées à l'échelle pilote (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019, Biogreen 2019). L'hydrogénération pyrocatalytique est plus récente que la pyrolyse (Aviseo Conseil 2019). Néanmoins, il est estimé que ces technologies seraient suffisamment matures en 2030 pour permettre une production de GNR à partir de la biomasse forestière (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019, Biogreen 2019).

Un cas concret de l'application de la pyrolyse pour la production de biogaz (syngas) menant au GNR est celui de la technologie Biogreen développée par le groupe ETIA en Europe (Biogreen 2019). En résumé, la technologie utilise des pyrolyseurs pour appliquer une pyrolyse à haute température suivie d'une

méthanation des composés H₂ et CO (Biogreen 2019). Cette technologie a un potentiel de conversion de 120-180 Nm³ de CH₄ par tonne de biomasse, selon le réglage des conditions de la pyrolyse (Groupe ETIA, communication personnelle). La technologie Biogreen est présentement utilisée dans le cadre de la vitrine technologique Biochar Boréalis installée à Mashteuiatsh au Lac-St-Jean (Biochar Boréalis 2019b, a).

En conclusion, le niveau de maturité technologique de production de GNR à partir de biomasse forestière est présentement au stade de l'échelle pilote au Saguenay-Lac-St-Jean, au Québec et ailleurs dans le monde (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019, Biogreen 2019). Il est à noter que la région du Saguenay-Lac-St-Jean souhaite devenir une « vallée du biochar », donc de développer la pyrolyse à plus grande échelle dans les prochaines années pour valoriser les résidus forestiers et leur donner une valeur ajoutée (Biochar Boréalis 2019b, a). Selon les informations actuelles et le développement des technologies, il serait envisageable de pouvoir appliquer à grande échelle les technologies de deuxième génération d'ici 2030 pour la production de GNR à partir de biomasse forestière. En revanche, la mise à l'échelle pour la production industrielle de GNR nécessitera sans doute quelques années et d'importants investissements pour offrir un potentiel pour l'approvisionnement de l'usine de liquéfaction Énergie Saguenay.

4.3.5 États des lieux : dispositions règlementaires sur l'utilisation du GNR comme projet de réduction de GES

La réduction de GES associée à la substitution de gaz naturel d'origine fossile par du GNR, généré à partir de biomasse forestière, doit obligatoirement être encadrée par des protocoles de délivrance de crédits compensatoires sérialisés. Ces crédits compensatoires peuvent être utilisés pour réduire le bilan de GES d'un émetteur, être mis en banque par un émetteur ou un participant à un marché du carbone pour utilisation future ou être transigés sur les marchés réglementaires ou volontaires du carbone. En effet, un projet de réduction de GES doit suivre un processus rigoureux et se conformer à certaines normes afin de pouvoir convertir la réduction en un crédit compensatoire (WBCSD/WRI 2005, CSA 2006).

Selon la législation présentement en vigueur au Québec, l'usine de Saguenay de l'entreprise GNL Québec, si elle se concrétise, devra être assujettie au SPEDE du Québec en tant que nouveau grand émetteur puisque ses émissions prévues sont supérieures à 25 000 tonnes éq-CO₂ par année (Gouvernement du Québec 2019a, WSP 2019). Le SPEDE encadre le marché réglementaire du carbone au Québec.

En substituant une certaine quantité de son approvisionnement en gaz naturel fossile par du GNR, GNL Québec pourrait utiliser un protocole du SPEDE pour convertir ses réductions de GES en crédits compensatoires afin de réduire les émissions de GES de l'usine et atteindre les cibles de réduction progressives imposées par le plafonnement. Toutefois, il n'existe présentement aucun protocole encadrant les projets dans lesquels une réduction de GES provient de la substitution du gaz naturel d'origine fossile par du GNR carboneutre, généré à partir de technologies de première ou deuxième génération (Gouvernement du Québec 2019c).

Dans un tel contexte, il faudra chercher à encadrer la réduction de GES par un protocole de crédits compensatoires valide et existant sur d'autres marchés réglementés ou volontaires du carbone pour sérialiser ces réductions. Pour le moment, ce type de protocole existe dans le marché réglementé du carbone de l'Alberta au Canada et la version la plus récente se nomme « *Energy Generation from the Combustion of Biomass Waste. Carbon Competitiveness Incentive Regulation. Version 2.2. June 2018* » (Government of Alberta 2018). Une version antérieure de ce protocole, toujours valide au sens des normes et marchés, est utilisée par l'usine de fabrication de contreplaqués Heffley Creek (Colombie-Britannique) de la compagnie Tolko Industries Ltd (Alberta Environment 2007, Blue Source Canada 2015). Le projet de la compagnie et les crédits compensatoires sérialisés sont enregistrés dans le Registre des GES ÉcoProjets

de CSA Group (2019). Ce protocole est appliqué pour un projet de réduction de GES où des résidus de bois sont utilisés pour la production de syngas (CH_4) renouvelable produit par gazéification. Ce syngas d'origine biogénique remplace du gaz naturel d'origine fossile pour fournir de l'air chaud dans le processus du séchage du contreplaqué dans les séchoirs et de l'eau chaude pour le conditionnement des billots (Blue Source Canada 2015). Le principe de réduction d'émissions de GES s'applique par le remplacement du gaz naturel d'origine fossile par le syngas d'origine biogénique et renouvelable dans les opérations de l'usine (Blue Source Canada 2015). Ainsi, un protocole de ce genre pourrait être utilisé par GNL Québec ou des partenaires pour encadrer la délivrance de crédits compensatoires pour le remplacement du gaz naturel d'origine fossile par le GNR produit à partir de la biomasse forestière.

Au Québec, bien qu'il n'y ait pas encore de protocoles à ce jour, le gouvernement vise tout de même à intégrer l'utilisation de GNR en remplacement du gaz naturel d'origine fossile par la loi sur la Régie de l'énergie, la politique énergétique et les trajectoires de réduction d'émissions de GES pour 2030 et 2050 (Gouvernement du Québec 2016, Dunskey *et al.* 2019, Gouvernement du Québec 2019d, e). D'abord, un nouveau règlement a été mis en vigueur à l'hiver 2019 dans la Loi sur la Régie de l'énergie (Gouvernement du Québec 2019e, d). Ce règlement porte sur la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur où tout distributeur de gaz naturel doit livrer une quantité de GNR égale ou supérieure à 1% à partir de 2020, 2% à partir de 2023 et 5% à partir de 2025 (Gouvernement du Québec 2019e). Ce règlement pourrait avoir l'effet positif de stimuler les avancées des technologies permettant la production de GNR à partir de la biomasse forestière. L'envers de la médaille est que ce règlement vient aussi définir la substitution de gaz naturel fossile par du GNR comme le scénario de référence, soit la pratique courante dans les proportions dictées et selon l'année. Ainsi, le caractère additionnel obligatoire pour la délivrance d'un crédit compensatoire devra aller au-delà des proportions de GNR dictées par ce règlement. La Politique énergétique du Québec pour 2030 vient aussi encourager la production de GNR par ses cibles visant à réduire les émissions de GES, soit d'augmenter de 25% la production d'énergie renouvelable et de 50% la production de bioénergie (Gouvernement du Québec 2016). Plus précisément, la politique mentionne que le gouvernement entend accroître la production de GNR avec les moyens suivants : en assurant un développement de la chaîne d'approvisionnement en biomasse forestière résiduelle, en soutenant l'innovation de technologies prometteuses de valorisation énergétique de la biomasse, en soutenant l'implantation de centre de production de bioénergie et, en accompagnant les promoteurs voulant œuvrer dans la production de bioénergie (Gouvernement du Québec 2016).

Pour le moment, il existe un programme gouvernemental de financement, piloté par Transition Énergétique Québec, pour des projets de conversion énergétique à partir de la biomasse forestière résiduelle dans le but de réduire les émissions de GES (Transition Énergétique Québec 2019). Le récent rapport Dunskey *et al.* (2019) sur les trajectoires de réduction des émissions de GES pour 2030 et 2050, réalisé pour le compte du MELCC, propose également certaines pistes pour le développement de la production de GNR à partir de la biomasse forestière. Plus précisément, on propose l'utilisation du GNR en tant que bioénergie pour le chauffage de bâtiments. On projette aussi une restructuration de l'économie où la perte d'emplois dans le secteur du gaz naturel fossile pourrait être compensée par la création d'emplois dans le secteur du GNR (Dunskey *et al.* 2019). Une marginalisation des combustibles fossiles en 2050 est projetée, ce qui laisserait place au GNR dans le portefeuille d'énergie de sources renouvelables (incluant du GNR généré par la biomasse forestière) surtout pour des usages industriels et le transport (Dunskey *et al.* 2019). Cette demande domestique créera sans doute une pression sur les coûts d'approvisionnement en GNR. Comme Énergie Saguenay n'est pas un distributeur de gaz naturel mais un maillon d'une chaîne visant l'exportation, il ne sera pas soumis à l'obligation de pourcentage de GNR. Tout ajout de GNR dans le GNL exporté pourrait donc servir à générer des crédits compensatoires. Toutefois, ces crédits étant uniques, si GNL Québec les utilise pour sa carboneutralité, les clients de l'entreprise ne pourront pas se prévaloir du bénéfice climatique de cet ajout.

4.3.6 Estimations des potentiels de réduction de GES par la liquéfaction de GNR produit à partir de biomasse forestière

Des estimations des potentiels technico-économiques et des potentiels bruts de réduction de GES pour la substitution du gaz naturel fossile par du GNR produit à partir de la biomasse forestière ont été effectuées (Tableau 8). À première vue, les potentiels bruts de réduction de GES semblent bien prometteurs et laissent même croire que l'entreprise GNL Québec pourrait devenir carboneutre par l'utilisation seule de cette filière sans entrer en compétition avec d'autres usages du GNR par d'autres secteurs (Tableau 8). Les estimations ont été faites à partir des potentiels de production de GNR en 2030 montrés dans le rapport d'Aviseo Conseil (2019) pour le Québec et les régions du Saguenay-Lac-St-Jean, de l'Abitibi-Témiscamingue et de la Mauricie. Les estimations ont été retenues pour ces territoires en lien avec la localisation de l'usine et l'approvisionnement potentiel en GNR par les réseaux de distribution actuellement en place ou potentiellement à venir. C'est pour cette raison qu'une estimation est montrée pour les régions de l'Abitibi-Témiscamingue et de la Mauricie où un projet de gazoduc est présentement à l'étude pour la livraison de gaz naturel à l'usine de Saguenay (Gazoduc 2019). Ce gazoduc qui passerait par l'Abitibi-Témiscamingue et la Mauricie pourrait aussi servir à transporter du GNR vers l'usine de Saguenay.

Tableau 8. Estimations des potentiels technico-économiques en 2030 et potentiels bruts de réduction de GES par l'utilisation de GNR produit à partir de la biomasse forestière en lien avec les cibles de réduction de GNL Québec.

Territoire	Potentiel de production de GNR en 2030 ^a	Potentiel maximal brut de réduction de GES	Proportions de GNR pour atteindre les cibles de réduction de 25-30% du bilan annuel en GES de GNL Québec	Proportion de GNR pour une réduction de 100% du bilan annuel en GES de GNL Québec
	Million de m ³	Mt éq-CO ₂	%	%
Province de Québec	3 089,3	5,5	1,9 – 2,3	7,7
Saguenay-Lac-St-Jean	1 153,1	2,0	5,2 – 6,2	20,6
Abitibi-Témiscamingue	246,9	0,44	24,1 – 28,9	96,4
Mauricie	325,7	0,58	18,3 – 21,9	73,1
Somme pour le Saguenay-Lac-St-Jean, l'Abitibi-Témiscamingue et la Mauricie	1 725,7	3,1	3,4 – 4,1	13,8

^aSource : Aviseo Conseil (2019)

La méthode d'estimation et de calcul des potentiels bruts de réduction de GES montrés au tableau 8 se décrit comme suit. La conversion des m³ de GNR en réductions de GES a été estimée selon ces conditions : en utilisant une proportion conventionnelle de CH₄ dans le GNR de 95% (SNC Lavallin 2016, Énergir 2019); avec une densité du CH₄ de 0,677 kg m⁻³ aux conditions de référence de température (15 °C) et de pression (101,325 kPa = 1 atm) de la norme BNQ 3672-100 (BNQ 2012) résultant en un volume molaire de 23,645 l mol⁻¹; avec les masses molaires du CH₄ et du CO₂ de 16 et 44 g mol⁻¹, respectivement; avec un potentiel de réchauffement global (PRG) du CO₂ de 1 (IPCC 2007). L'estimation de réduction de GES estimée est calculée selon l'équation suivante :

$$\text{Réduction GES} = \text{GNR} \times 1\ 000\ 000 \times 0,95 \times 0,677 \times 0,001 \times 12/16 \times 44/12 \times 0,000001 \times 1$$

Où :

Réduction GES	=	quantité de GES réduite, Mt éq-CO ₂ (Mt = million de tonnes)
GNR	=	quantité potentielle de GNR produite, million de m ³
1 000 000	=	conversion des millions de m ³ de GNR en m ³
0,95	=	proportion de CH ₄ dans le GNR, fraction
0,677	=	densité du CH ₄ , kg CH ₄ m ⁻³
0,001	=	conversion du kg en tonne, tonne de CH ₄
12/16	=	conversion du CH ₄ en CH ₄ -C (équivalent à la quantité de C sous forme de CO ₂ -C), fraction
44/12	=	conversion du CO ₂ -C en CO ₂ (devenant des éq-CO ₂), fraction
0,000001	=	conversion de la tonne en mégatonne, Mt CO ₂
1	=	potentiel de réchauffement global du CO ₂ pour le convertir en éq-CO ₂ , constante

Les proportions de GNR produit et substituant le gaz naturel d'origine fossile dans le but d'atteindre les cibles de réduction de GNL Québec ont été calculées en se référant aux émissions annuelles de GES estimées de l'usine de liquéfaction de 420 640 tonnes éq-CO₂ an⁻¹ présentées à l'annexe 1 de l'étude d'impact environnemental de WSP (2019), soit les émissions de GES qui devraient être déclarées en tant que grand émetteur dans le SPEDE. Ainsi, ces proportions d'utilisation de GNR produit à partir de biomasse forestière, tel qu'estimées ici, seraient compatibles avec les cibles de réduction de l'entreprise dans le cas où cette filière devrait couvrir de 25 à 30% des réductions de GES. Toutefois, la réalité pourrait être différente si on analyse le cycle de vie complet de production du GNR comme le demanderait sans doute une méthodologie de quantification. En revanche, à partir du moment où du GNR est amené à l'usine de liquéfaction, le CO₂ qu'il contient étant d'origine biogénique, il sera soustrait des émissions de CO₂ fossile provenant du nettoyage des gaz acides. Pour la déclaration au SPEDE, ce CO₂ biogénique devra être déclaré, mais il ne sera plus présumé nocif pour le climat. Les émissions de l'usine seront donc moins élevées d'autant pour des fins de carboneutralité. Ainsi dans le cas où GNL Québec n'exportait que du GNR, il ne serait plus reconnu comme un grand émetteur final canadien puisque tout le CO₂ qu'il émettrait (émissions de nettoyage du gaz plus émissions de combustion) seraient d'origine biogénique. À ce moment, la carboneutralité de l'usine consisterait à compenser 1 000 tonnes d'émissions fugitives de méthane.

Deux grandes étapes émettrices de GES de la production de GNR n'ont pu être considérées dans ces estimations, car les données ne sont pas disponibles. D'abord, ces estimations ne tiennent pas compte des émissions de GES du transport de la biomasse entre les points de récolte et les points de production de GNR et de son conditionnement. Ensuite, ces estimations n'intègrent pas les émissions de GES liées à la construction des infrastructures qu'il faudrait prévoir pour produire et transporter le GNR entre les points de production et de liquéfaction. Néanmoins, la construction des infrastructures risque d'être moins émettrice de GES que le transport et le conditionnement du GNR puisqu'au final, l'empreinte des installations est étalée sur la durée de vie et divisée par la quantité de GNR produit. À elles seules, ces

deux étapes du cycle de vie de production du GNR risquent d'avoir un poids non négligeable sur les efforts de réduction de GES par l'utilisation de GNR en substitution du gaz naturel fossile. Pour le moment, il est difficile d'estimer l'impact de ces opérations en termes d'émissions de GES. Un principe important et crucial devra être respecté : la production de GNR ne devra pas générer plus d'émissions de GES que la réduction escomptée pour la substitution de gaz naturel fossile sans quoi il ne sera pas possible de réclamer des crédits compensatoires. Le tout demanderait à être évalué dans la comparaison des scénarios de référence et de projet de réduction de GES selon un protocole reconnu et répondant à une norme. Par exemple, les étapes incluses et exclues des scénarios de référence et de projet sont clairement décrites dans le protocole utilisé par Tolko Industries Ltd (Alberta Environment 2007, Blue Source Canada 2015). Aucune donnée n'existe pour les émissions et réductions de GES de ces étapes dans le contexte où l'usine de GNL Québec pourrait réduire ses émissions par cette filière.

Ces estimations ont été effectuées sur la base des données montrées dans le récent rapport d'Aviseo Conseil (2019) étant elles-mêmes estimées selon l'analyse et les hypothèses énoncées dans le rapport de Deloitte et WSP (2018), deux études réalisées pour le compte d'Énergir. Les hypothèses de Deloitte et WSP (2018) mentionnent clairement que des aspects concurrentiels associés à l'utilisation des gisements de biomasse n'ont pas été inclus dans l'estimation de leur disponibilité. Ainsi, la mobilisation de la biomasse forestière pour d'autres usages que la production de GNR n'est pas considérée dans les estimations de volumes de production de GNR (Tableau 8). Ces interactions et concurrences entre usages pourraient faire varier la disponibilité et les coûts de la biomasse forestière pour la production de GNR. Il est vrai que ce genre d'interactions demeure incertain à prévoir pour le moment. En d'autres termes, le potentiel de production de GNR estimé a pour le moment comme hypothèse que l'entièreté des types de résidus forestiers seront dédiés à la production de GNR, excepté pour les résidus de transformation du bois dont 50% est utilisé par l'industrie des pâtes et papiers (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019). La valorisation de la biomasse forestière est un champ émergent en écologie industrielle et en économie circulaire. Les usages de biomasse forestière ne pourront vraisemblablement pas être entièrement dédiés pour la production de GNR puisque d'autres filières sont visées au Saguenay-Lac-St-Jean et au Québec. Par exemple, la biomasse forestière est un produit ciblé pour la production de biochar mais aussi pour la combustion directe pour la production d'énergie (NCASI 2005, Gavrilescu 2008, Gaudreault et Miner 2015, Dhyani et Bhaskar 2018, Biochar Boréal 2019b, a). Ainsi, ces filières de valorisation de la biomasse forestière entreraient en compétition avec celle de la production de GNR. Il est actuellement difficile d'estimer quelle proportion de la biomasse forestière disponible pourrait être dédiée à la production de GNR.

Il n'en demeure pas moins que la biomasse forestière semble un intrant prometteur pour la production de GNR malgré ces limites relatives aux estimations des potentiels bruts de réduction de GES. Dans un scénario idéal, les cibles de réduction de GES de l'usine de GNL Québec pourraient être atteintes avec cette filière. Toutefois, des incertitudes demeurent quant aux impacts des émissions de GES des opérations nécessaires pour la mise en place de l'échelle industrielle de production de GNR sur les efforts de réduction. L'impact de la compétition d'autres filières de valorisation de la biomasse forestière sur la disponibilité pour la production de GNR demeure aussi incertain.

4.3.7 Perspectives de recherche pour la production de GNR à l'échelle industrielle à partir de la biomasse forestière

Le récent rapport d'Aviseo Conseil (2019) a clairement démontré que des retombées économiques concrètes pour la région du Saguenay-Lac-St-Jean et le Québec sont à prévoir concernant la production de GNR, dont la majorité pourrait l'être à partir de biomasse forestière. La production de GNR va également dans le sens des lois et règlements du Gouvernement du Québec, de même qu'elle suit les tendances de la politique énergétique et des trajectoires de réduction d'émissions de GES au Québec (Gouvernement

du Québec 2016, Dunsky *et al.* 2019, Gouvernement du Québec 2019d, a). Clairement, la production de GNR a un fort potentiel de stimuler une écologie industrielle au sein d'une région comme le Saguenay-Lac-St-Jean vu la grande disponibilité de la biomasse forestière, ce qui favoriserait nécessairement une économie circulaire visant la réduction des émissions de GES.

À la lumière des informations actuellement disponibles, il demeure néanmoins d'importantes variables inconnues pour la mise en place d'une échelle industrielle de production de GNR pour 2030. Ces variables inconnues ouvrent la voie à certaines perspectives de recherche multi et transdisciplinaires en écologie industrielle :

Caractérisation et quantification de la biomasse forestière disponible pour la production de GNR

Cette quantification est cruciale pour connaître le potentiel réel de production de GNR dans une région où la biomasse forestière est prévue d'être valorisée par d'autres filières. Une quantification robuste est essentielle pour déterminer les investissements nécessaires à l'implantation des technologies de production de GNR.

Analyses de cycle de vie des opérations de production de GNR à partir de la biomasse forestière

Ces analyses de cycle de vie sont essentielles pour déterminer si les efforts de réduction de GES pour la substitution de gaz naturel fossile par du GNR ne seraient pas contrecarrées par les émissions de GES des grandes étapes de production de GNR.

Recherche appliquée sur le développement des technologies de production de GNR à partir de la biomasse forestière

La production de GNR à partir de biomasse forestière se fait présentement à des échelles pilotes. Le passage à une échelle industrielle de production demande une recherche appliquée afin d'amener la production de GNR à un niveau compétitif et profitable en comparaison aux énergies fossiles.

Élaboration d'un protocole de crédits compensatoires adaptés à la réalité du Québec pour la production de GNR à partir de biomasse forestière

Les connaissances à être développées par les trois précédents thèmes de recherche auront pour but d'élaborer un protocole de crédits compensatoires à intégrer au marché réglementaire du carbone du SPEDE et stimuler l'économie québécoise par des projets de développement durable.

4.4 Crédits compensatoires

4.4.1 Devenir carboneutre dans le cadre du SPEDE

La figure 18 présente le marché du carbone du SPEDE et l'étape subséquente pour atteindre la carboneutralité. Premièrement, l'organisation devra connaître le bilan de ses émissions de GES qu'il génère, soit les émissions de GES directes (Scope 1) et indirectes liées à l'énergie (Scope 2). Les autres émissions de GES indirectes liées aux activités de l'organisation peuvent être également quantifiées, mais n'ont pas à être compensées pour l'atteinte de la carboneutralité, car elles appartiennent à d'autres organisations. Dans le cadre du SPEDE, seules les émissions de Scope 1 sont considérées.

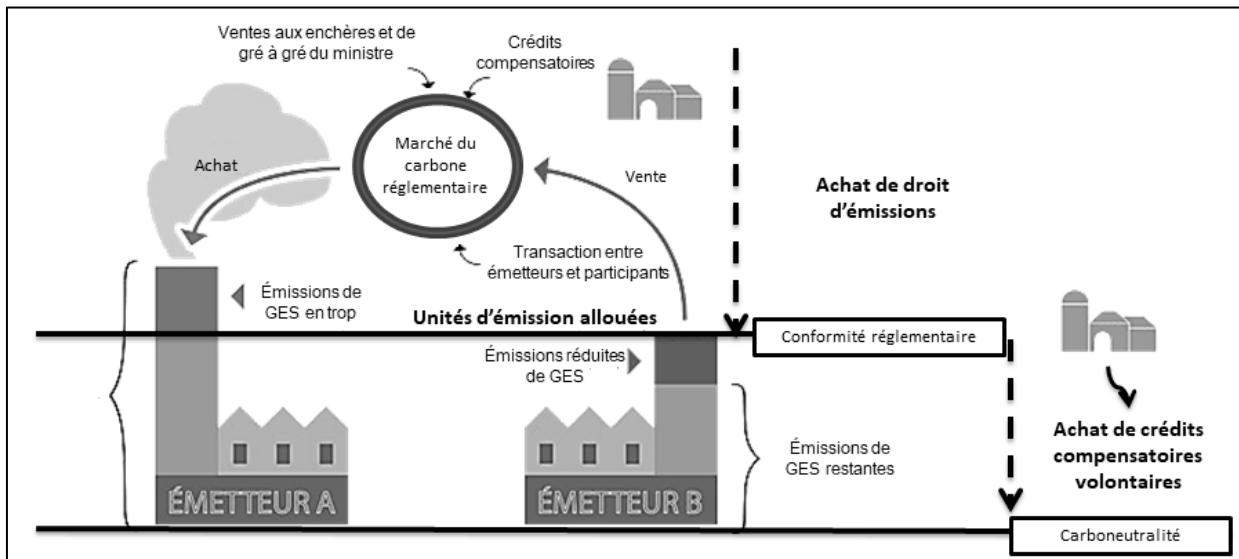


Figure 18. La carboneutralité d'une entreprise soumise au SPEDE, figure adaptée de MELCC (2019a).

Avant d'atteindre la carboneutralité, l'organisation devra atteindre la conformité réglementaire, car ses émissions de GES directes sont soumises au SPEDE. En effet, l'organisation devra se procurer des droits d'émission¹² pour les tonnes de GES qu'il émettra dans l'atmosphère et les remettre au gouvernement à la fin de chaque période de conformité (MELCC 2019a). S'il parvient à réduire ses émissions de GES en dessous du nombre d'unités d'émission allouées gratuitement, il pourra les vendre sur le marché du carbone réglementaire aux autres participants du SPEDE qui émettent plus d'émissions GES que d'unités allouées. Ces étapes visent, donc, la conformité légale.

Par la suite, l'organisation devra compenser le reste de ses émissions directes afin d'atteindre un bilan nul, soit 0 t éq-CO₂. Pour ce fait, il devra acheter des crédits compensatoires qui auront un objectif de carboneutralité (Figure 18).

Enfin, l'organisation, si elle le désire, pourrait s'enregistrer dans un registre de carboneutralité qui vérifie et certifie la déclaration de carboneutralité. Au Canada, CSA a une certification de carboneutralité qui s'applique aux organisations, aux bâtiments et aux parcs immobiliers.

4.4.2 CSA Registered Carbon Neutral™

Le programme CSA Registered Carbon Neutral™ utilise un processus indépendant, transparent et fondé sur des normes pour évaluer la carboneutralité des organisations. Le label CSA Registered Carbon Neutral™ aide à démontrer aux parties prenantes que vos émissions nettes de GES sont nulles (CSA 2016).

¹² Un terme qui désigne à la fois les unités d'émission et les crédits compensatoires.

Pour ce faire, il faut démontrer que l'empreinte de carbone de l'entreprise a été évaluée, que cette évaluation a été vérifiée par une tierce partie indépendante et que les crédits compensatoires acquis sont validés et vérifiés. Dans ce cadre, l'inventaire exigé par le MELCC pour les grands émetteurs finaux peut servir de référence sur la quantité d'émissions résiduelles à compenser.

4.4.3 Réaliser des projets compensatoires en dehors des frontières du SPEDE

GNL Québec pourrait décider de réaliser seul ou avec des partenaires des projets de réduction/absorption d'émissions associées à ses activités et en dehors du périmètre de l'inventaire exigé pour sa conformité réglementaire. Par exemple, en faisant des plantations d'arbres ou des projets de substitution de gaz naturel fossile par du gaz naturel issu de la biomasse ou de substitution de gaz naturel par la chaleur résiduelle produite par ses opérations. Ces projets devraient alors faire l'objet des mêmes exigences de la norme et démontrer une propriété claire. Par exemple Rio Tinto et Elkem métal ont réalisé un projet conjoint de substitution du gaz naturel utilisé par le premier par de la vapeur récupérée à partir des opérations du second. Les deux entreprises ont établi un protocole qui leur permet de se partager la propriété des réductions d'émissions ainsi réalisées.

4.4.4 Acheter des crédits compensatoires sur le marché volontaire

La meilleure stratégie pour l'achat de crédits compensatoires consiste à rechercher ceux qui répondent aux normes rigoureuses d'un programme de projet de réduction/absorption de GES. Il faut comprendre qu'un crédit compensatoire provient d'une activité sur le terrain visant à réduire les GES ou à absorber du CO₂ au-delà du cours normal des affaires. Ainsi pour chaque crédit compensatoire sur le marché volontaire le promoteur de projet et/ou le courtier devra prouver que (ISO 2019) :

- l'additionnalité du projet est effective, c'est-à-dire que le gain d'émissions lié au projet ne relève ni d'une obligation ni du cours normal des affaires;
- la méthodologie est reconnue et approuvée par une tierce partie accréditée;
- les réductions sont quantifiées de façon conservatrice;
- les réductions sont vérifiées par une tierce partie indépendante et crédible;
- les crédits sont uniques (les réductions ne peuvent être attribuées deux fois);
- les réductions n'occasionnent pas de déplacements d'émissions (c.-à-d. que de nouvelles émissions ne sont pas créées ailleurs en raison du projet).

Lorsque le projet d'un promoteur est enregistré dans un programme de réduction/absorption de GES, il doit répondre à tous ces éléments. L'inscription des réductions/absorptions dans un registre permet de les sérialiser, c'est-à-dire de leur accorder un numéro unique qui en assure la traçabilité.

Il existe aussi des vendeurs de compensations qui offrent des crédits hors programme, inscrits ou non dans des registres vérifiés. Avant toute transaction de crédits compensatoire, il est recommandé de vérifier si l'organisme qui émet les certificats a une existence légale et offre des garanties de permanence, si l'usage des fonds est clairement défini par l'organisme, à quoi servent les fonds recueillis (rémunérer des actionnaires, développer de nouveaux projets, défendre une cause, etc.), si les documents de projet sont accessibles et transparents et quels sont les bénéfices secondaires des crédits carbone (contribuent-ils au développement durable? soutiennent-ils des populations en développement? réhabilitent-ils des habitats? Est-ce pour financer la recherche scientifique?)

Un bon promoteur de projet, un bon vendeur et un bon programme devrait être capable de présenter une description du projet, la localisation, les rapports de quantification, les rapports de vérification ainsi que la quantité d'éq-CO₂ réduite ou absorbée qui est vendue. Le registre des compensations doit être tenu à jour et accessible en tout temps pour pouvoir s'assurer de la traçabilité des crédits attribués.

Voici une synthèse des principales questions à poser à un promoteur de projet de réduction/absorption :

1. Quel est le type de projet de réduction/absorption ? Efficacité énergétique, gestion des matières résiduelles, agriculture, etc.
2. Où se situe-t-il ? Quels sont les partenaires?
3. Est-il enregistré dans un registre de projet? GES écoProjets, VCS Project Database, Gold Standard, etc.
4. Les documents de projet sont-ils accessibles?
5. Est-ce que le projet a des objectifs secondaires en termes de développement durable?
6. À quoi servent les fonds de la vente de crédits compensatoires?
7. Quel est le prix des crédits compensatoires?

L'achat de crédits compensatoires se fera de gré à gré avec un promoteur de projet ou par le biais d'intermédiaires. À titre d'exemple, le Groupe Banque TD a déjà, par le passé, acheté des milliers de tonnes de crédits compensatoires volontaires du Québec portant sur la séquestration forestière du carbone afin devenir carboneutre et avait réalisé la transaction à l'aide des intermédiaires *Enviro Ecocredit* et *Carbonzero* (Venne 2018). En général, les transactions de crédits compensatoires du Québec et enregistrés dans un programme se font par le biais d'un intermédiaire, car la gestion d'un projet de réduction jusqu'à la vente de crédits compensatoires est souvent trop lourd en gestion et en connaissances pour une organisation. Ces intermédiaires servent donc de consultant pour réaliser l'empreinte carbone de l'entreprise, aider les entreprises à réaliser des projets de réduction, enregistrer ces derniers auprès d'un programme reconnu et vendre les crédits obtenus.

4.4.5 Programmes sur le marché volontaire et types de projet

Au niveau mondial, l'Organisation des Nations unies fait la promotion de l'initiative *Climate Neutral Now* où elle incite les individus, les entreprises ou autres organisations à compenser leurs émissions de GES par des projets issus du *Mécanisme de Développement propre* (MDP) (UNFCCC 2019b). Les projets dans ce programme sont réalisés dans les pays en développement et visent à améliorer les conditions sociales, économiques et environnementales des communautés d'accueil. Cette année (2019), le MDP compte 33 projets en Asie, 13 projets en Amérique du Sud et 1 en Océanie pour un peu plus de 1,5 million de tonnes de crédits compensatoires (UNFCCC 2019b).

Il existe donc une multitude d'options de programme et de types de projets un peu partout dans le monde. *Ecosystem Marketplace* évalue le marché mondial des crédits compensatoires volontaire chaque année et publie une liste de promoteurs de projets de réduction ou d'absorption et de courtiers de crédits compensatoires (Hamrick et Gallant 2017, 2018, Ecosystem Marketplace 2019). Les grandes catégories de projets se situent dans le secteur de l'agriculture, du bétail et fumier, de la gestion des déchets, de l'énergie, de la foresterie, des milieux humides, des mines, des prairies, des procédés industriels et du transport. Le tableau 9 présente les secteurs d'activité de projet, quelques programmes sur le marché volontaire (en Amérique du Nord et MDP) et les protocoles qui y sont associés.

Tableau 9. Exemple de protocoles génériques des différents projets de réduction/absorption par rapport au programme/registre nord-américain et au MDP catégorisés par secteur d'activités.

Secteur	Programme/Registres ^a	Nom des protocoles
Agriculture	<i>Climate Action Reserve</i>	Nitrogen Management
		Rice Cultivation
	<i>The VCS Program</i>	VM0017 Adoption of Sustainable Agricultural Land Management, v1.014

Secteur	Programme/Registres ^a	Nom des protocoles
		VM0021 Soil Carbon Quantification Methodology, v1.014
		VM0022 Quantifying N ₂ O Emissions Reductions in Agricultural Crops through Nitrogen Fertilizer Rate Reduction, v1.114
		VM0026 Methodology for Sustainable Grassland Management (SGM), v1.014
		VM0032 Methodology for the Adoption of Sustainable Grasslands through Adjustment of Fire and Grazing, v1.0
Bétail et fumier	<i>Climate Action Reserve</i>	Mexico Livestock
		U.S. Livestock
	<i>Mécanisme de Développement propre</i>	GHG emission reductions from manure management systems --- Version 8.0
	<i>The VCS Program</i>	VMR0003 Revisions to AMS-III.Y to Include Use of Organic Bedding Material, v1.0
Captation et stockage	<i>American Carbon Registry</i>	Carbon Capture and Storage Projects
Déchets	<i>American Carbon Registry</i>	Landfill Gas Destruction and Beneficial Use Projects
		Recycling of Transformer Oil
		Re-refining Used Lubricating Oils
	<i>Climate Action Reserve</i>	Aerobic Composting
		Aerobic Landfill Bioreactor
		Mexico Landfill
		Organic Waste Composting
		Organic Waste Digestion
		U.S Landfill
	<i>Mécanisme de Développement Propre</i>	Alternative waste treatment processes --- Version 2.0
		Treatment of wastewater --- Version 7.0
	<i>The VCS Program</i>	Flaring or use of landfill gas --- Version 18.1
Énergie	<i>Climate Action Reserve</i>	Mexico Boiler Efficiency
	<i>Mécanisme de Développement propre</i>	Co-firing of biomass residues for heat generation and/or electricity generation in grid connected power plants --- Version 1.0.0
		Construction and operation of new grid connected fossil fuel fired power plants using a less GHG intensive technology --- Version 5.0.0
		Construction of a new natural gas power plant --- Version 2.0

Secteur	Programme/Registres ^a	Nom des protocoles
		Conversion from single cycle to combined cycle power generation --- Version 6.1.0 Electricity and heat generation from biomass --- Version 14.0 Electricity generation from biomass in power-only plants --- Version 4.0 Fossil fuel based cogeneration for identified recipient facility(ies) --- Version 2.0 Fuel switching from coal and/or petroleum fuels to natural gas in existing power plants for electricity generation --- Version 3.0 Fuel switching from coal or petroleum fuel to natural gas --- Version 5.0 Grid-connected electricity generation from renewable sources Introduction of an efficiency improvement technology in a boiler --- Version 1.0 Natural gas substitution by biogenic methane produced from the anaerobic digestion of organic waste --- Version 1.0 Production of biofuel --- Version 3.1 Waste energy recovery --- Version 6.0
	<i>The VCS Program</i>	Grid-connected electricity generation from renewable sources --- Version 19.0 VM0001 Infrared Automatic Refrigerant Leak Detection Efficiency Project Methodology, v1.111 VM0002 New Cogeneration Facilities Supplying Less Carbon Intensive Electricity to Grid and/or Hot Water to One or More Grid Customers, v1.01 VM0008 Weatherization of Single Family and Multi-Family Buildings, v1.13 VM0013 Calculating Emission Reductions from Jet Engine Washing, v1.03 VM0014 Interception and Destruction of Fugitive Methane from Coal Bed Methane (CBM) Seeps, v1.01 VM0018 Energy Efficiency and Solid Waste Diversion Activities within a Sustainable Community, v1.03 VM0025 Campus Clean Energy and Energy Efficiency, v1.01 VMR0005 Methodology for Installation of Low-Flow Water Devices, v1.0
Foresterie	<i>Climate Action Reserve</i>	Mexico Forest

Secteur	Programme/Registres ^a	Nom des protocoles
		Urban Forest Management
		Urban Tree Planting
		VM0003 Methodology for Improved Forest Management through Extension of Rotation Age, v1.214
		VM0004 Methodology for Conservation Projects that Avoid Planned Land Use Conversion in Peat Swamp Forests, v1.014
		VM0005 Methodology for Conversion of Low-productive Forest to High-productive Forest, v1.214
		VM0006 Methodology for Carbon Accounting for Mosaic and Landscape-scale REDD Projects, v2.214
		VM0007 REDD+ Methodology Framework (REDD-MF), v1.514
		VM0009 Methodology for Avoided Ecosystem Conversion, v3.014
		VM0010 Methodology for Improved Forest Management: Conversion from Logged to Protected Forest, v1.314
		VM0011 Methodology for Calculating GHG Benefits from Preventing Planned Degradation, v1.014
		VM0012 Improved Forest Management in Temperate and Boreal Forests (LtPF), v1.214
		VM0015 Methodology for Avoided Unplanned Deforestation, v1.114
		VM0021 Soil Carbon Quantification Methodology, v1.014
		VM0029 Methodology for Avoided Forest Degradation through Fire Management, v1.014
		VM0034 British Columbia Forest Carbon Offset Methodology, v1.014
		VM0035 Methodology for Improved Forest Management through Reduced Impact Logging v1.014
		VM0037 Methodology for Implementation of REDD+ Activities in Landscapes Affected by Mosaic Deforestation and Degradation, v1.0
Milieux humides	The VCS Program	VM0004 Methodology for Conservation Projects that Avoid Planned Land Use Conversion in Peat Swamp Forests, v1.014
		VM0024 Methodology for Coastal Wetland Creation, v1.014

Secteur	Programme/Registres ^a	Nom des protocoles
		VM0026 Methodology for Sustainable Grassland Management (SGM), v1.014 VM0027 Methodology for Rewetting Drained Tropical Peatlands, v1.014 VM0032 Methodology for the Adoption of Sustainable Grasslands through Adjustment of Fire and Grazing, v1.014 VM0033 Methodology for Tidal Wetland and Seagrass Restoration, v1.014 VM0036 Methodology for Rewetting Drained Temperate Peatlands v1.0
Mines	<i>Mécanisme de Développement propre</i>	Abatement of methane from coal mines --- Version 8.0
	<i>The VCS Program</i>	VMR0001 Revisions to ACM0008 to Include Pre-drainage of Methane from an Active Open Cast Mine as a Methane Emission Reduction Activity, v1.08 VMR0002 Revisions to ACM0008 to Include Methane Capture and Destruction from Abandoned Coal Mines, v1.0
Prairies	<i>American Carbon Registry</i>	Avoided Conversion of Grasslands and Shrublands to Crop Production
	<i>Climate Action Reserve</i>	Grassland
	<i>The VCS Program</i>	VM0026 Methodology for Sustainable Grassland Management (SGM), v1.014 VM0032 Methodology for the Adoption of Sustainable Grasslands through Adjustment of Fire and Grazing, v1.0
Procédés industriels	<i>Climate Action Reserve</i>	Mexico Ozone Depleting Substances Nitric Acid Production Ozone Depleting Substances
	<i>Mécanisme de Développement propre</i>	Emission reductions from raw material switch in clinker production --- Version 4.0 Increasing the blend in cement production --- Version 7.1.0 N ₂ O abatement from nitric acid production --- Version 4.0 Partial substitution of fossil fuels in cement or quicklime manufacture --- Version 8.0 Reduction of emissions from charcoal production by improved kiln design and/or abatement of methane --- Version 1.0.0
	<i>The VCS Program</i>	VM0016 Recovery and Destruction of Ozone-Depleting Substances (ODS) from Products, v1.111

Secteur	Programme/Registres ^a	Nom des protocoles
		VM0019 Fuel Switch from Gasoline to Ethanol in Flex-Fuel Vehicle Fleets, v1.01
		VM0020 Transport Energy Efficiency from Lightweight Pallets, v1.03
		VM0023 Reduction of GHG Emissions in Propylene Oxide Production, v1.05
		VM0030 Methodology for Pavement Application using Sulphur Substitute, v1.04
		VM0031 Methodology for Precast Concrete Production using Sulphur Substitute, v1.0
Transport	<i>Mécanisme de Développement propre</i>	Mass Rapid Transit Projects --- Version 4.0
		Truck Stop Electrification
	<i>The VCS Program</i>	VM0028 Methodology for Carpooling, v1.07
		VM0030 Methodology for Pavement Application using Sulphur Substitute, v1.04
		VM0038 Methodology for Electric Vehicle Charging Systems, v1.01
		VMR0003 Revisions to AMS-III.Y to Include Use of Organic Bedding Material, v1.0
		VMR0004 Revisions to AMS-III.BC to Include Mobile Machinery, v1.03

^aRéférences des programmes : American carbon registry – (American Carbon Registry 2019); Climate action reserve – (Climate Action Reserve 2019); Mécanisme de développement propre – h (UNFCCC 2019a); The VCS Program – (Verra 2019).

Au Canada, il y a deux marchés de crédit carbone local réglementaires, un en Colombie-Britannique et un autre en Alberta (Gouvernement du Canada 2019b, Government of Alberta 2019, Government of British Columbia 2019a). Ces marchés ne sont accessibles que pour l'organisation de la province. Les promoteurs, les valideurs et les vérificateurs, les opérations réglementées et le ministère de l'Environnement utilisent le registre pour afficher les documents relatifs au projet et pour délivrer, transférer et retirer les unités de compensation. Dans ces provinces, l'achat de crédits compensatoires pour les entreprises réglementées comme les installations de gaz naturel liquéfié (GNL) et les organismes du secteur public peuvent satisfaire à leurs exigences réglementaires. Les acheteurs volontaires peuvent utiliser ces crédits pour atteindre leurs propres objectifs de durabilité. Il y a également un marché volontaire en Ontario géré par le Gouvernement de l'Ontario (Gouvernement de l'Ontario 2019), mais l'achat de crédits compensatoires est totalement volontaire.

Au Québec, les entreprises réglementées sont assujetties au SPEDE qui offre des crédits compensatoires par rapport à cinq types de projet : 1) Recouvrement d'une fosse à lisier - Destruction ou traitement du CH₄; 2) Lieux d'enfouissement – Destruction ou traitement du CH₄; 3) Destruction des substances appauvrissant la couche d'ozone (SACO) contenue dans des mousse isolantes ou utilisées en tant que réfrigérant provenant d'appareils de réfrigération, de congélation et de climatisation; 4) Mines de charbon en exploitation – Destruction du CH₄ provenant du système de dégazage; 5) Mines de charbon souterraines en exploitation – Destruction du CH₄ de ventilation (Gouvernement du Québec 2019b). Tous les autres projets de réduction ne sont pas régis par le gouvernement du Québec et doivent faire partie d'un autre marché du carbone volontaire.

Il n'y a pas de programme volontaire propre au Québec. Il y existe par contre, plusieurs projets de réduction/absorption de GES. La majorité sont dans les secteurs de la foresterie, de l'efficacité énergétique et de la gestion des matières résiduelles (Carbonzero 2019, Envrio Ecocredit 2019, Naturlab 2019, Solution Will 2019).

Le tableau 10 présente les programmes dans lesquels sont sérialisés des crédits générés par des projets au Québec.

Tableau 10. Programmes auxquels participent des promoteurs de projets québécois.

Programmes/registres	Description	Type de projet accepté.
<i>Verified Carbon Standard (VCS)</i>	Le rôle de <i>Verra</i> est donc d'élaborer et d'administrer ce programme. Il doit également s'assurer de la surveillance de toutes les composantes opérationnelles de <i>VCS Program</i> et de la mise à jour des règles afin d'assurer la qualité des engagements de conformité volontaire (<i>Verra</i> 2019).	Énergie Distribution d'énergie Demande d'énergie - Projet au Québec Industries manufacturières Industrie chimique Construction Transport - Projet au Québec Exploitation minière et production minérale Production de métaux Émissions fugitives provenant des carburants Émissions fugitives provenant de l'industrie Utilisation de solvants Manutention et élimination des déchets Agriculture, sylviculture, aménagement du territoire- Projet au Québec Gestion du bétail et du fumier
<i>GES ÉcoProjets®</i>	Le mandat du registre des <i>GES ÉcoProjets®</i> est d'inscrire et de soustraire les projets de réduction et d'absorption vérifiés de la liste. <i>GES ÉcoProjets®</i> attribue un numéro de série unique à chaque tonne de réduction ou d'absorption vérifiée et les renseignements affichés dans ce registre servent de cadre pour la gestion du risque pour les initiatives volontaires, les marchés des GES et la déclaration de conformité réglementaire. <i>GES ÉcoProjets®</i> suit les normes ISO 14064 portant sur l'inventaire, les projets de réduction et leur vérification (CSA 2019).	Ouvert à tout type de projet qui réponde à la norme ISO-14 064-2. Il y a 19 projets au Québec (efficacité énergétique, gestion des déchets, capture des biogaz, substitution de carburant)
<i>Gold Standard</i>	L'objectif des stratégies de cette organisation est de réduire les coûts et la complexité ainsi que d'augmenter la valeur et la crédibilité des certifications. Les crédits compensatoires affichant cette norme ont une plus-value en termes de développement durable (<i>Gold Standard</i> 2019).	Les projets proposés sont ceux acceptés par le Mécanisme du développement propre (MDP) Aucun projet au Québec

Solution Will est la compagnie qui semble la plus proactive au Québec avec des projets en efficacité énergétique et en gestion des matières résiduelles avec son projet « Communauté durable » (Solution Will 2019). La compagnie Solution Will est une entreprise d'experts conseil en gestion des GES qui accompagne les PME, à l'aide des SADC, dans la réalisation du processus complet de réduction des GES jusqu'à l'émission de crédits compensatoires. La compagnie sert donc de fournisseur de crédits compensatoires issus de microprojets de réduction provenant de PME et de villes, et ce, dans différentes régions du Québec.

Tous les crédits compensatoires vendus par cette entreprise sont vérifiés par une tierce partie et enregistrés au programme VCS (Verra 2019). Les réductions d'émissions proviennent d'activités comme l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, l'évitement de déchets d'un site d'enfouissement et bientôt l'optimisation de la gestion du transport pour une entreprise (Solution Will 2019).

L'entreprise québécoise Ecocredit inc. est également active dans le domaine de la gestion des gaz à effet de serre au Québec et Canada. Elle réalise des projets de réduction des GES et d'absorption de CO₂, au Québec et dans le reste du Canada. Les crédits offerts par Ecocredit sont principalement enregistrés dans les registres d'Eco Projet CSA et du programme VCS (Envrio Ecocredit 2019). Les types de projets et les quantités de crédits compensatoires disponibles sont accessibles sur demande. Ecocredit inc. offre également des services de consultants et de contrepartistes afin d'aider les organisations dans la gestion de leur GES et/ou dans l'achat de crédits compensatoires pour plus de 5 000 tonnes d'éq-CO₂ sur le marché volontaire au Canada et aux États-Unis.

Par contre, les crédits proposés par cette entreprise ne présentent pas une très grande diversité de catégories de projet de crédits compensatoires enregistrés dans un programme et provenant du Québec.

Les autres promoteurs du Québec œuvrent plutôt dans les crédits compensatoires issus des secteurs de la plantation d'arbres et de la réhabilitation de milieu naturel, et ce, au Québec ou dans les pays en développement. Les projets sont souvent enregistrés au programme *Gold Standard*, *Eco Projet CSA* et *VCS*. PLANETAIR offre par exemple des crédits *Gold Standard* liés à des projets réalisés sur différents continents et plus récemment au Québec et en Amérique du Nord (PLANETAIR 2019).

4.4.6 Carbone boréal

Carbone boréal est un projet initié par la Chaire en éco-conseil en 2008 qui est devenu une infrastructure de recherche de l'Université du Québec à Chicoutimi en 2018 (Carbone boréal 2019). Le projet dispose actuellement de 1,2 millions d'arbres plantés sur des terres publiques et privées. Les fonds recueillis sont attribués au soutien de projets de recherche sur la séquestration biologique du carbone par les écosystèmes forestiers en milieu boréal. Les compensations sont réalisées en conformité avec la norme ISO 14064-2 et vérifiées par le Bureau de normalisation du Québec. Les informations sont disponibles à <http://carboneboreal.uqac.ca>. Selon les années, les plantations de Carbone boréal produisent de 10 000 à 20 000 tonnes d'absorptions supplémentaires calculées sur un horizon de 70 ans. Les absorptions de CO₂ réalisées par les plantations Carbone boréal sont des affirmations ex-ante. En conséquence, elles ne se qualifiaient pas comme crédibles pour assurer la carboneutralité du projet Énergie Saguenay, comme discuté à la section 4.1.4.

4.4.7 Établir le portefeuille de crédits compensatoires pour la carboneutralité

Comme vu précédemment, il y a une multitude de projets de réduction/absorption de GES qui émettent des crédits carbone réels et monnayables sur le marché volontaire et où les promoteurs de projet ont des objectifs différents : la recherche, l'aide aux pays en développement, la réhabilitation de territoires, un outil d'investissement, etc. Choisir un promoteur de crédits carbone est donc une question

éthique qui demandera à l'acheteur de se questionner sur les valeurs de son entreprise et de se poser la question suivante : Qui et quoi voulons-nous favoriser par l'achat de nos crédits carbone?

Pour ce faire, l'entreprise devra se référer à ses valeurs et à sa mission d'entreprise ainsi qu'à ses engagements en termes de développement durable : ex : « Nous favorisons le développement local, l'aide au plus démunis, l'éducation et la recherche, la réhabilitation de territoire, etc. ». Il ne faut pas non plus négliger le coût de chaque type de crédits dans le processus d'achat puisque l'entreprise doit répondre de ses choix devant ses actionnaires, mais doit aussi exercer sa responsabilité sociale dans sa communauté. Ainsi, l'entreprise devra réaliser une analyse multicritère à l'aide de critères qui lui sont propres.

Éventuellement, un portefeuille de crédits carbone pour la carboneutralité pourrait ressembler à la figure 19 où l'entreprise décide d'investir 50% de son budget de compensation dans des crédits carbone issus de projets locaux, 30% dans les projets liés à l'éducation et la recherche universitaire et 20% dans les projets de pays en voie de développement. Ainsi, l'entreprise pourra aider financièrement de petites PME à réduire leurs émissions de GES, des municipalités à améliorer la gestion de leurs matières résiduelles ou leur système de transport en commun, des agriculteurs à améliorer leurs pratiques, etc. Elle pourra également améliorer les connaissances sur les changements climatiques et aider les pays en développement.

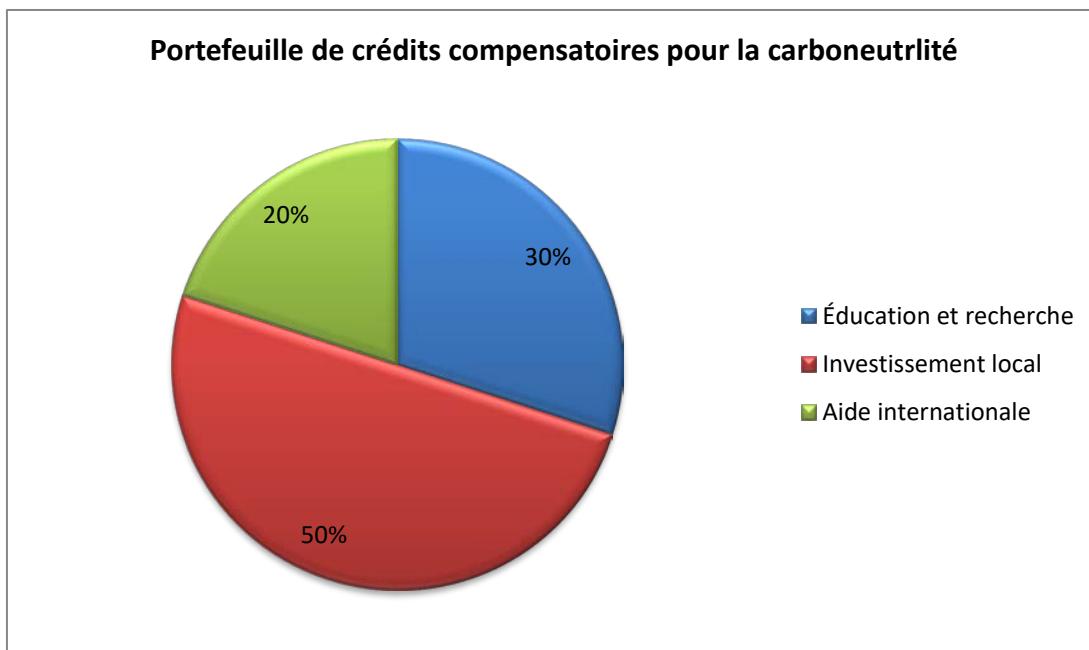


Figure 19. Exemple de portefeuille de carboneutralité.

4.5 Émissions évitées par la substitution de carburants

GNL Québec a demandé à la chaire de calculer les réductions d'émissions de gaz à effet de serre liées au remplacement par du gaz naturel liquéfié d'autres combustibles liés au transport au chauffage ou à la production d'électricité. Ces réductions d'émissions à la combustion sont calculées au tableau 11. Ce genre de calcul comporte plusieurs incertitudes car les carburants peuvent être plus ou moins substituables sans modifications aux installations. Par ailleurs, les émissions de cycle de vie ne sont pas prises en considération dans ce calcul qui ne concerne que les émissions de combustion (end-use). Il est aussi à noter que le calcul se fait en mégajoule d'énergie primaire, ce qui ne se traduit pas directement en services

énergétiques. Par exemple la quantité d'électricité produite peut être affectée par le rendement des turbines ou des centrales thermiques et, par la suite par l'efficacité des appareils qui seront utilisés pour livrer et produire le service (éclairage, chauffage, force motrice etc.).

Tableau 11. Émissions de combustion de différents carburants (Source : BioGrace version 4d 2015) (BioGrace 2019).

Carburant	Émissions g éq-CO ₂ MJ ⁻¹	Avantage du GNL (% de réduction)
Gaz naturel	71,75	0 ^a
Essence	92,33	-22
Diesel	93,96	-24
Charbon (coke)	112,32	-36
Charbon (lignite)	116,73	-38

^aÀ la combustion, le méthane contenu dans le GNL produit la même quantité de CO₂ que le méthane du gaz naturel non liquéfié. Toutefois, dans une approche de carboneutralité, il faudrait ajouter les émissions liées à l'énergie nécessaire à la liquéfaction.

Il est à noter que les réductions potentielles d'émissions liées à la substitution de carburants plus lourds par le gaz naturel ne pourraient pas affecter le bilan du Québec. En effet, le monopole de la distribution de gaz naturel au Québec appartient à Énergir qui distribue 97% du gaz naturel consommé et détient un monopole régulé par la Régie de l'énergie du Québec. Comme GNL ne pourra pas vendre son gaz au Québec, sauf s'il le cède à Énergir, qui est contraint à des cibles de réduction dans le cadre du SPEDE. En conséquence, les gains éventuels de réductions d'émissions associées à un remplacement ne pourront pas être attribuées à GNL Québec, même s'il vendait une partie de son approvisionnement à Énergir.

Quant aux éventuelles réductions qui pourraient être réalisées en Europe ou en Asie chez les clients de GNL Québec, elles seront récupérées par ses clients sur les marchés locaux ou par les projets de MDP là où ce mécanisme de marché est applicable. Ces réductions, bien incertaines ne peuvent en rien contribuer à la carboneutralité du terminal de liquéfaction Énergie Saguenay.

En conclusion, les secteurs identifiés par GNL Québec et analysés dans ce chapitre montrent des potentiels variables pour atteindre l'objectif de carboneutralité pour le terminal Énergie Saguenay mais il est clair que l'atteinte de cet objectif est possible dès la première année et tout au long des opérations. Leur degré de maturité et les contraintes liées à leur déploiement incitent toutefois à développer une stratégie et une approche par portefeuille. Dans certains cas, la carboneutralité peut être assurée par des achats de projets réalisés par des tiers, dans d'autres, Énergie Saguenay dispose des moyens d'entreprendre ses propres projets, dans d'autres encore, il faudra mettre en place des synergies industrielles avec des partenaires qui restent à identifier. Le prochain chapitre examinera les contraintes et opportunités économiques associées à l'atteinte de la carboneutralité.

Chapitre 5

Enjeux économiques

5. Enjeux économiques

Cette section aborde des considérations économiques associées aux options présentées au chapitre 4.

5.1 Approches d'évaluation économique des coûts

Pour atteindre son objectif de carboneutralité volontaire, un grand émetteur final doit prendre au préalable en considération quelques principes économiques qui seront exposés dans cette section.

La littérature qui étudie l'environnement et les réductions de gaz à effet de serre peut être séparée en deux : l'angle top-down et l'angle bottom-up (Böhringer et Rutherford 2008, Huang *et al.* 2016, Levihn 2016). Le point de vue adopté par l'angle top-down est global et intègre des éléments sociaux, industriels et certaines dynamiques économiques de marchés (externalités, learning-by-doing, etc.). Cette approche est plus utilisée dans l'élaboration et l'évaluation de politiques publiques (Klinge Jacobsen 1998, Böhringer et Rutherford 2008). Le design des marchés du carbone tient de plus en plus compte de la diversité des contextes à travers le monde et tend à intégrer certains détails mieux capturés par l'analyse bottom-up (Newell *et al.* 2013).

L'angle bottom-up intègre des éléments techniques plus précis, des détails spécifiques à l'industrie à l'étude et des considérations financières (Huang *et al.* 2016). Pour une organisation souhaitant atteindre la carboneutralité, il est important d'analyser toutes les options qui sont présentes sous cet angle. Étant donné les spécificités techniques de chaque site industriel, cette approche ne permet que d'estimer les coûts et ils peuvent ne pas parfaitement coller à la réalité de l'usine de liquéfaction de GNL Québec.

Pour effectuer un choix éclairé entre les options disponibles pour atteindre la carboneutralité, l'entreprise doit sélectionner les options qui apparaissent techniquement faisables parmi celles décrites au chapitre 3. Ensuite, une analyse coût-bénéfice (C-B) doit être effectuée afin de trouver le coût de réduction de GES par tonne d'équivalent CO₂ (\$ t⁻¹ éq-CO₂). La valeur actualisée nette (VAN) est un outil simple et efficace dans l'analyse C-B.

Notons toutefois quelques éléments qui modifient la simple application de l'analyse C-B. D'abord, l'entreprise devra bien spécifier si des critères de développement local, technologique ou de développement durable viennent modifier le critère du moindre coût normalement associé à l'atteinte de la carboneutralité.

Puisqu'un investissement technologique pourra réduire les émissions de GES sur plusieurs années, l'actualisation des bénéfices et coûts courants et/ou futurs est importante. Tout aussi importante est la détermination de l'horizon temporel à l'étude, ainsi que la dépréciation économique et comptable des investissements effectués.

Une fois cette étape effectuée, l'organisation doit ordonner les options techniquement réalisables en ordre croissant de coût de réduction afin de construire une courbe de coût marginal de réduction, ou Marginal Abatement Cost Curve (MACC) de GES.

En présence d'options externes (achat de crédits chez des tierces parties, sur des marchés réglementés et/ou volontaires), celles-ci doivent être intégrées à la MACC. En absence de contraintes d'achat, le coût des options externes agit comme un plafond : une firme souhaitant minimiser ses coûts de réduction de GES ne développera pas les stratégies internes si les coûts associés dépassent celles des options externes. La figure 20 illustre cet aspect (Nordrum *et al.* 2011).

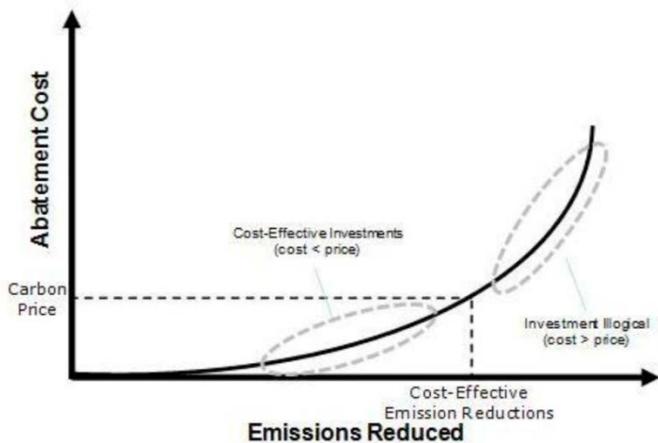


Figure 20. Exemple de coût marginal de réduction des émissions de GES (Nordrum *et al.* 2011).

En réalité, la MACC aura plutôt la forme d'un escalier, où chaque option sera associée à un coût unitaire et une quantité maximale. Nous identifions, dans la littérature, des estimations de la MACC dans le domaine agricole, de l'industrie lourde et du pétrole et gaz.

Les hypothèses qui sous-tendent l'analyse C-B et les éléments de la VAN importent particulièrement puisque le projet ne sera en activité que dans plusieurs années. Le taux d'actualisation privé est plus faible que le taux d'actualisation social, ce qui peut rendre des projets technologiques socialement désirables impossibles à réaliser par le privé (Klinge Jacobsen 1998). Étant donné cette réalité, les autorités gouvernementales voudront soutenir le développement d'initiatives visant à réduire les émissions de GES. Au Québec, le Fonds vert sert de levier de financement en utilisant les fonds récoltés lors de la vente des droits d'émission.

La création d'un portefeuille solutions, similaire à un portefeuille financier, intègre les dimensions temporelles, de coût et de risque. Étant donné un certain niveau de risque, l'option moins coûteuse et s'alignant le plus sur les objectifs de développement de l'entreprise est généralement préférée.

Un autre facteur à introduire dans l'analyse C-B est l'inclusion de solutions de réduction dès la construction des installations. L'investissement dans ces technologies peut être analysé dans le contexte des options réelles : les coûts sont encourus immédiatement alors que les bénéfices sont incertains, surtout en comparaison des nouvelles technologies plus efficaces ou mieux adaptées qui peuvent être développées entre temps. Cette option a une valeur qu'il faut quantifier (option value).

Ces considérations étant établies, les prochaines sections traiteront des quatre priorités spécifiquement retenues par GNL Québec présentées à l'annexe 3 et détaillées au chapitre 4.

5.2 Aspects économiques des priorités de moyens de réduction de GES retenues par GNL Québec

5.2.1 Afforestation

Les coûts associés à l'afforestation dépendent de plusieurs caractéristiques choisies par GNL Québec dans l'atteinte de la carboneutralité. Par exemple, les coûts d'afforestation diffèrent sur des terres publiques ou privées, selon la localisation des projets, le type d'espèce plantée, la présence d'accès routiers, le risque d'accidents naturels (feux de forêt, chablis, épidémies d'insectes).

La compensation des émissions de GES par l'afforestation peut se faire à coût plutôt faible. Les coûts reliés à l'afforestation sont généralement évalués entre 5 à 50 \$US t⁻¹ CO₂ (Fuss *et al.* 2018).

Il est possible de préciser l'analyse des coûts en utilisant des données propres au Québec ainsi que les potentiels de séquestration de carbone identifiés par le USEPA et la USDA (Gorte 2009) à la figure 9 du chapitre Afforestation (Section 4.1). Les données québécoises proviennent de compilations internes et du Gouvernement du Québec (BMMB 2014). Les résultats sont illustrés au tableau 12.

Tableau 12. Estimation du coût de l'afforestation sur un horizon de 50 ans selon différentes hypothèses (Gorte 2009, BMMB 2014).

Type de terrain	Coût ^a		Coût Données USEPA et USDA (\$ CAN t ⁻¹ CO ₂)	
	(\$ CAN ha ⁻¹)			
Terrain public	1 800 – 2 500	2 – 18	4 – 15	
Terrain privé	1 500 – 2 300	2 – 17	2 – 13	

^aCes coûts ont été estimés sur les opérations de plantation seulement. Ils ne comprennent aucune allocation aux propriétaires des terrains privés ou redevances que pourrait exiger l'état. En outre il est aussi possible que des interventions visant à contrôler la végétation compétitrice puissent être nécessaires dans les premières années de la plantation pour assurer la survie des plants. De plus, les coûts associés à la préparation des documents de projets, aux vérifications et à l'enregistrement des crédits sérialisés sont en sus.

Il appert que les coûts liés à l'afforestation au Québec se situent dans le bas de la fourchette de prix identifiés par (Fuss *et al.* 2018). Cette option serait donc une option de choix dans la mesure où les terres sont disponibles.

Du point de vue financier, la compétitivité de l'option afforestation doit aussi tenir compte du coût d'opportunité des sommes investies dans la plantation d'arbres à l'an 0. Pour une plantation en 2020, tout assumant un taux d'intérêt de 5%, l'afforestation est une option intéressante si le prix du carbone en 2040 est de plus de 16,74\$ t⁻¹ CO₂ et de plus de 44 \$ t⁻¹ CO₂ en 2060. Comparativement à l'évolution probable du plancher du prix des émissions du SPEDE (voir tableau 13), l'option afforestation apparaît donc comme une option très intéressante à intégrer au portefeuille d'options pour GNL Québec.

Les contraintes importantes sont la disponibilité et l'accès aux terres, tant publiques que privées. Si tous les 3 000 hectares disponibles dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean étaient plantés, l'afforestation régionale ne pourrait atteindre que la moitié de l'objectif de carboneutralité en 2040 (voir Tableau 2 de la section 4.1), et ce pour une seule année. La plantation ailleurs au Québec apparaît inévitable sans l'utilisation d'autres mesures d'atténuation ou compensation.

5.2.2 Capitation et cession du CO₂ résiduel

Pour évaluer la viabilité de cette option, GNL Québec devra une étude de marché. L'état de la demande de CO₂, d'abord locale puis provinciale, est difficile à chiffrer. Deux acteurs importants dans ce marché, Air Liquide et Praxair, sont déjà couverts par le SPEDE. La dynamique concurrentielle sur le marché CO₂ sera importante afin d'évaluer la viabilité de cette option.

La compétitivité de cette option dépendra, encore une fois, du coût total de captation et de cession (compression ou liquéfaction, transport, etc.). Toutefois, ce CO₂ devient un bien disponible sur les marchés suivant sa qualité et composition chimique. Ainsi, le coût de captation du CO₂, net du prix de cession à un fournisseur, doit être utilisé pour étudier la viabilité de l'option. Ce coût net est comparé aux coûts de réduction des émissions de GES associés aux autres options.

Du point de vue technique, les technologies de captation étant relativement nouvelles, il est difficile d'estimer les coûts associés à la captation des émissions de l'usine de liquéfaction. Le processus de purification du gaz naturel nécessaire à sa liquéfaction inclut déjà la séparation de différents gaz acides. Ainsi, le CO₂ obtenu pourrait être commercialisable sans trop d'étapes et de coûts subséquents.

La figure 21 montre la grande variabilité des coûts (en euros constants 2017) associés à la captation du carbone dans divers processus industriels. Le CO₂ extrait du gaz naturel lors de sa liquéfaction sera certainement plus facile à capter que du CO₂ provenant d'autres applications et que son coût de captation.

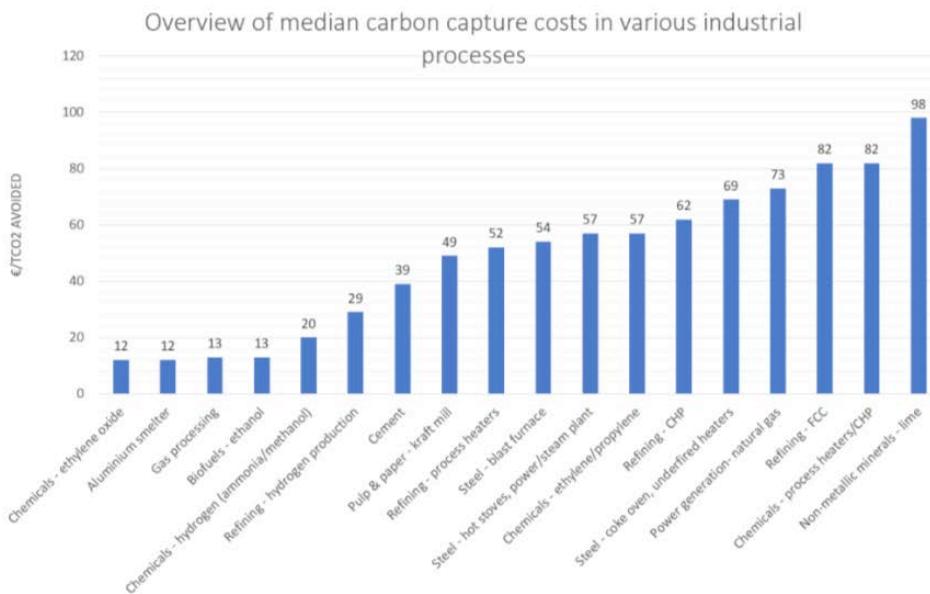


Figure 21. Coût médian de captation du carbone dans différents processus industriels (IOGP 2019).

Le prix de vente du CO₂ n'est pas disponible publiquement, pas plus que des données sur la demande du produit. Toutefois, certaines sources mentionnent des prix assez élevés, entre \$70 et 100\$ US la tonne (Herzog 2000) et 175\$ US la tonne (Lane 2014). À ces niveaux, il apparaît intéressant d'étudier la demande régionale et provinciale de CO₂ afin d'évaluer la viabilité de cette option.

5.2.2.1 Captation et utilisation de la chaleur résiduelle

L'utilisation de la chaleur résiduelle pourrait être intégrée dès la construction de l'usine de liquéfaction afin d'optimiser le processus. Il est aussi possible que des avantages fiscaux s'appliquent si les installations font partie de l'usine de liquéfaction (Gouvernement du Canada 2019a).

Il est possible que des projets de développement qui utilise à la fois la chaleur résiduelle et le CO₂ capté puisse être développés. Des projets de serres ou de bioalgues semblent des projets techniquement faisables. La croissance à long terme de ces marchés, surtout la culture de tomates et de poivrons (MAPAQ 2018), pourrait ainsi représenter une opportunité intéressante combinant l'utilisation de chaleur résiduelle et de CO₂.

Les coûts associés à la captation de la chaleur résiduelle dépendent des installations. Dans la mesure où elle pourrait être vendue à un tiers, les sommes récoltées pourraient être utilisées pour rembourser les investissements en capital dédié et à l'atteinte de l'objectif de carboneutralité.

5.2.3 Option GNR

Les GNR sont une option intéressante qui pourrait permettre, à terme, de réduire les émissions de GES de l'usine de liquéfaction.

Comme mentionné à la section 4.3, il existe plusieurs défis liés à l'utilisation du gaz naturel renouvelable. Étant donné l'état actuel des technologies et l'absence de données sur le coût lié au développement technologique, à la construction des installations nécessaires et à l'acheminement du GNR jusqu'aux installations de GNL Québec à Saguenay, le GNR pourrait être une solution envisageable à moyen ou long terme.

Le gouvernement du Québec a fixé à 1% la proportion de GNR à être injecté dans le réseau de distribution de la province d'ici 2020 et à 5% d'ici 2025 (Gouvernement du Québec 2019e). Il est possible que l'achat de GNR par GNL Québec pour fins de liquéfaction et exportation ait un impact sur la disponibilité du GNR à être distribué aux utilisateurs finaux par Énergir et, dans une moindre mesure, Gazifère.

Une autre contrainte d'importance pour GNL Québec est la capacité de trouver un approvisionnement nécessaire de biomasse forestière. Les sources de biomasses utilisées pour la technologie de première génération nous apparaissent assez stables. Toutefois, la dynamique spécifique de certains secteurs peut faire varier la disponibilité des intrants nécessaires à la production de GNR.

Ainsi, certaines sources (voir le tableau 7 de la section 4.3.3) de biomasse forestière utilisée pour la technologie de 2^e génération sont elles aussi soumises aux aléas de l'industrie forestière. La figure 22 montre l'évolution du volume de bois rond récolté au Québec depuis 1990. Par exemple, entre 2004 et 2009, soit moins de 5 ans, le volume récolté a diminué de plus de 50%. Bien qu'il s'agissait d'une conjoncture particulièrement défavorable pour l'industrie forestière, la stabilité et la pérennité de l'approvisionnement n'en reste pas moins des considérations importantes dans l'étude de cette option. La disponibilité des intrants nécessaires à la production de GNR (copeaux, planures et autres) variera en fonction de la vitalité économique du secteur forestier.

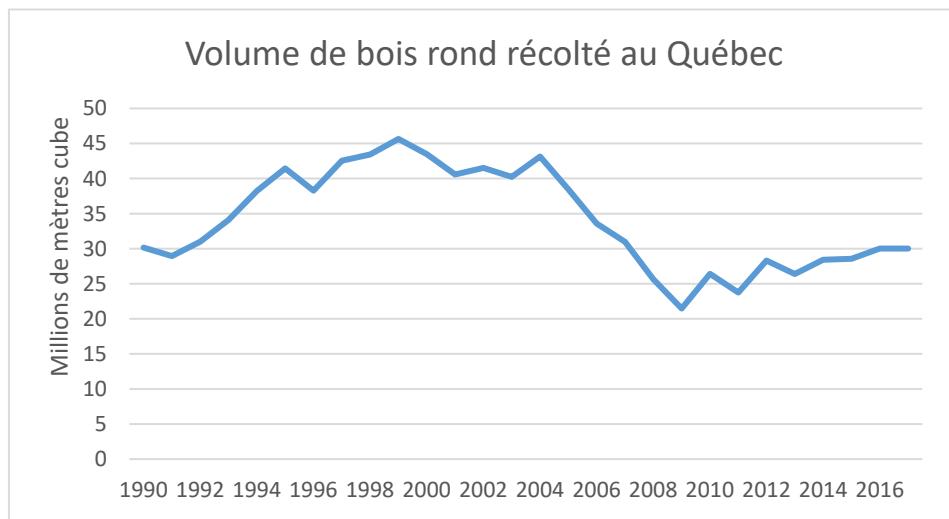


Figure 22. Volume de bois rond récolté au Québec (CCMF 2019).

De plus, l'utilisation de ces intrants pour produire du GNR entrera en concurrence avec d'autres secteurs de transformation, notamment l'industrie des pâtes et papiers. Des impacts sur le prix des résidus forestiers provenant des usines actuelles sont possibles.

Toutefois, d'autres sources d'approvisionnement, comme les résidus laissés sur les lieux de coupe ou encore les bois mal aimés, peuvent permettre une meilleure valorisation de la ressource forestière.

Au plan réglementaire, il devra y avoir développement de protocoles permettant de quantifier les émissions de GES évitées suivant la production de GNR. En présence de tarification sur le carbone, un GNR, bien qu'associé à un coût de production plus élevé (CGA 2019) pourrait ainsi acquérir un avantage intéressant en étant associé à des crédits carbone. La figure 23 illustre le prix du gaz naturel (bleu) et le différentiel de prix entre le gaz naturel et le GNR (jaune). L'étude inclut l'établissement d'une norme fédérale sur les combustibles propres. Cette norme serait plus flexible qu'une norme habituelle puisqu'elle devrait fixer des exigences d'intensités tout en incluant la possibilité d'échanger les crédits carbone associés. La valeur de ces crédits est représentée en gris dans la figure 23. L'établissement de la norme donne une valeur ajoutée au GNR et permettrait, à terme, une compétitivité du GNR face au gaz naturel régulier. Notons toutefois que les détails de la norme canadienne sur les combustibles propres ne sont pas encore connus.

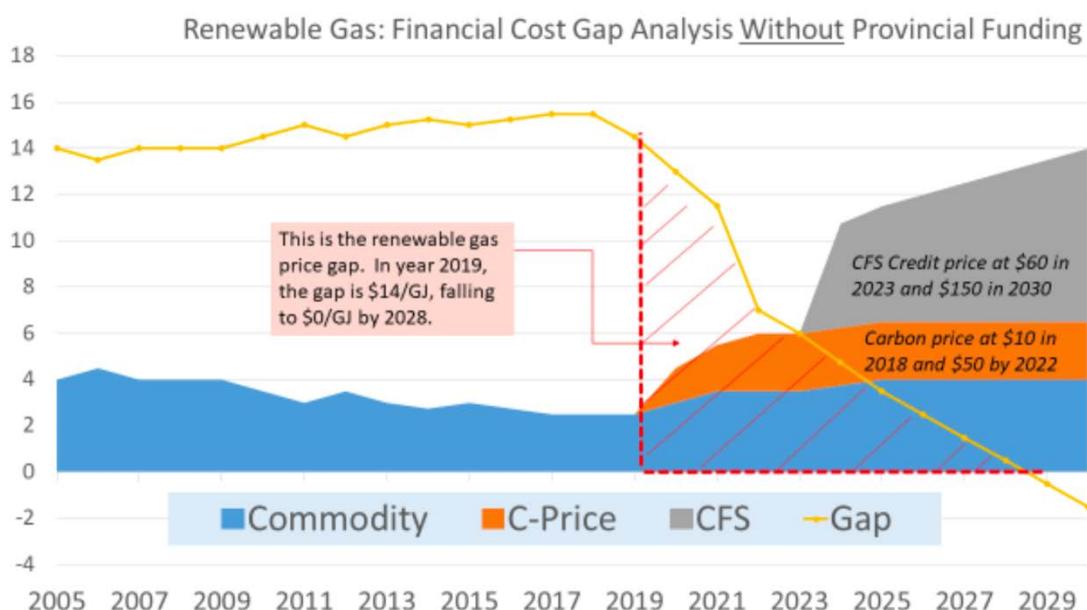


Figure 23. Différentiel de prix entre le GNR et le gaz naturel (CGA 2019).

Ainsi, bien que GNL Québec pourrait s'approvisionner en GNR et utiliser les crédits carbone associés pour atteindre sa cible de carboneutralité, l'incertitude reste quand à la rentabilité de l'activité sans la revente des crédits associés à la production de GNR.

Dans cette analyse, le différentiel de prix (courbe jaune) est crucial : si de nouvelles technologies ou sources d'approvisionnement à faible coût étaient disponibles ou développées, le GNR pourrait être devenir compétitif même sans la vente des crédits associés. Ainsi, il est important pour GNL Québec d'étudier la possibilité de partenariats avec les acteurs publics et privés afin de pousser le développement technologique et bénéficier de réductions de coûts liés au progrès technologiques et aux économies d'échelle.

5.2.4 Options de marché

Pour assurer sa carboneutralité, un grand émetteur final au Québec doit se procurer au besoin sur le marché réglementé la différence entre son allocation de droits d'émissions et ses émissions réelles telles que rapportées à l'inventaire. La carboneutralité dans ce cas de figure correspond à l'achat d'une quantité

suffisante de crédits compensatoires correspondant aux allocations d'émissions gratuites. L'entreprise peut se procurer ces crédits par :

- L'achat de crédits compensatoires sérialisés provenant de projets réalisés sur le territoire québécois;
- L'achat de crédits sérialisés de projets réalisés ailleurs au Canada;
- L'achat de crédits sérialisés de projets réalisés ailleurs dans le monde.

Ces solutions sont des options de marché. Le coût associé à l'achat de crédits sur ces marchés dépendra de l'offre et de la demande provinciale, canadienne et mondiale pour les crédits carbone.

Il apparaît difficile de prioriser l'un ou l'autre des marchés. Pour atteindre la carboneutralité. Sans autre contrainte, la logique économique dicte que GNL Québec achète les crédits carbone là où ils sont disponibles au plus faible coût. Si l'entreprise souhaite inclure des dimensions de développement local ou régional, elle devra évaluer la différence de prix entre les crédits provenant de projets régionaux et les autres. Dans un tel cas, les critères de choix devraient idéalement être publics et déterminés de concert avec les parties prenantes pour favoriser l'acceptabilité sociale.

Aucun terminal de liquéfaction n'est présentement en activité au Canada. Toutefois, en plus du projet de GNL Québec, le projet LNG Canada à Kitimat, BC est à l'étude. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a adapté son régime de taxation du carbone et a mis en place un système de crédits compensatoires intéressant. Ceux-ci peuvent être générés dans le cas où l'usine de liquéfaction atteint une intensité d'émission plus faible que celle prévue, établie à 0,16 t éq-CO₂. La cible a été établie en utilisant les projections d'émissions de la future installation et les émissions des installations comparables, établie à 0,35 t éq-CO₂ t⁻¹ GNL et à 0,25 t éq-CO₂ t⁻¹ GNL pour les trois meilleures installations (EAO 2015).

Toutefois, il appert que l'intensité des émissions des installations de liquéfaction de Saguenay sera encore plus faible. Le terminal de Saguenay sera couvert par le SPEDE, mais puisque l'usine de liquéfaction sera la première dans une juridiction faisant partie du WCI, les détails de son application sont inconnus pour le moment. La fiscalité associée au projet de LNG Canada a été dévoilée. La Colombie-Britannique a décidé de ne pas charger la taxe sur le carbone à plus de 30\$ la tonne (Government of British Columbia 2019b). Il s'agit là d'un prix plafond qui pourra impacter la compétitivité des installations de GNL Québec suivant l'atteinte de la carboneutralité.

Une dynamique similaire pourrait s'appliquer aux émissions couvertes par le WCI. La Californie a décidé de mettre en place un prix plafond des émissions, avec plusieurs garde-fous avant d'atteindre le plafond. Celui-ci assure une certitude auprès des acheteurs de crédits carbone, qui vient au prix de l'atteinte des cibles de réduction d'émission de GES. Les détails ne sont pas encore connus. Toutefois, si le prix plafond était atteint, le système de plafonnement et d'échange se transformerait alors en taxe sur le carbone, en demandant alors aux émetteurs de payer le prix plafond. Il est encore inconnu si le Québec mettra en place une mesure similaire. Toutefois, dans l'éventualité où le plafond californien devenait contraignant, l'absence de prix plafond au Québec entraînerait l'achat de crédits californiens seulement par les acheteurs sur le marché.

La quantité d'allocations gratuites allouées à l'usine de liquéfaction par le gouvernement du Québec est pour l'instant inconnue. Cette information sera importante afin d'évaluer les impacts sur le SPEDE et, ultimement, sur le prix du carbone. Notons toutefois quelques éléments importants. D'abord, la quantité totale d'émissions pouvant être achetée par un émetteur est limitée à 25% des émissions mises aux enchères.

L'achat de crédits compensatoires sur le SPEDE est aussi soumis à une limite. En effet, un émetteur ne peut couvrir plus de 8% des GES à compenser à l'aide de crédits compensatoires. Cette proportion est

valable pour le Québec pour la période de conformité actuelle (Gouvernement du Québec 2019f). Les limites québécoises pour les périodes de conformités subséquentes ne sont pas encore connues. Les limites pour la Californie seront de 4% de 2020 à 2025 et de 6% de 2025 à 2030 (ECO 2017).

De plus, la quantité totale d'émissions sérialisées que possède un émetteur soumis au SPEDE est contrôlée. Nous ne connaissons pas les paramètres qui encadreront l'usine de liquéfaction de Saguenay. Toutefois, bien qu'il soit difficile d'évaluer précisément la capacité de GNL d'acheter des droits d'émissions dans le cadre du SPEDE, on peut déjà mentionner qu'il y aura des contraintes règlementaires. En l'absence de ces contraintes, un émetteur déjà couvert par des exemptions gratuites pourrait vouloir acheter des crédits par l'entremise du SPEDE. Puisque les émissions prévues associées à l'usine de liquéfaction de Saguenay placeront celle-ci parmi les grands émetteurs finaux québécois (MELCC 2019b), un impact sur le prix de vente final aux enchères est possible.

Tel que mentionné précédemment, la présence de prix plancher et le futur prix plafond californien permet de diminuer l'incertitude associée au prix de l'émission. Cette information est importante puisqu'elle permet aux émetteurs couverts par le SPEDE de planifier leur réduction d'émissions de GES. Le prix plancher a été fixé en 2012 à 10\$ et il est majoré annuellement de 5% plus l'inflation (Gouvernement du Québec 2019f). En 2019, il a été de 15,31\$ (MELCC 2018a). Le tableau 13 montre l'évolution possible du prix minimal québécois selon deux scénarios d'inflation, soit une inflation annuelle faible à 1% et une inflation plus courante, soit 2%.

Tableau 13. Évolution possible du prix plancher des droits d'émission du SPEDE.

Année	Prix minimal du carbone (dollar courant canadien)	
	Inflation annuelle 1%	2%
2020	16,23 \$	16,38 \$
2021	17,20 \$	17,53 \$
2022	18,23 \$	18,76 \$
2023	19,33 \$	20,07 \$
2024	20,49 \$	21,47 \$
2025	21,72 \$	22,98 \$
2026	23,02 \$	24,58 \$
2027	24,40 \$	26,31 \$
2028	25,87 \$	28,15 \$
2029	27,42 \$	30,12 \$
2030	29,06 \$	32,23 \$

5.2.4.1 Marchés volontaires

Les marchés volontaires sont des marchés dans lesquels des acheteurs et des vendeurs de crédits carbone se rencontrent. Ces acteurs peuvent être couverts par le SPEDE ou non. Les vendeurs effectuent des réductions d'émissions de GES suivant des protocoles officiels établis, mais non reconnus par un régime règlementaire (SPEDE québécois ou le CARB Californien). Les acheteurs peuvent utiliser des crédits volontaires pour compenser leurs propres émissions pourvu qu'ils ne soient pas couverts par un régime règlementaire. Puisque les marchés sont exclusifs, un crédit volontaire ne peut servir à compenser des émissions couvertes par un régime règlementaire.

Les crédits carbone sérialisés et achetés sur des marchés volontaires organisés ou en vente de gré à gré sont des options intéressantes pour GNL Québec. Un des avantages de ce genre de crédit est la certitude qui y est associée, du moins à court terme: le prix est connu et aucune dépense en investissement en capital ou recherche et développement n'est nécessaire.

Ces marchés n'ont toutefois pas les mécanismes de protection des marchés publics; ils comportent moins de règles et moins de bureaucratie (Benessaiah 2012), mais la trajectoire des prix et la disponibilité des crédits à long terme est moins connue. Pour combler ces lacunes, il pourrait être intéressant de mettre en place des ententes d'achat récurrent avec les partenaires.

5.2.4.2 Conditions temporelles

L'atteinte de l'objectif de carboneutralité des opérations de liquéfaction de l'usine de Saguenay nous apparaît possible; le chapitre 4 présente des pistes intéressantes.

Toutefois, certaines des options évaluées nécessitent une recherche approfondie. Les technologies visant à être utilisées peuvent être à un stade de démonstration, comme dans le cas des GNR. De plus, les spécificités techniques de l'usine et les considérations physiques du site auront impact important dans l'étude de l'option de captation/utilisation de la chaleur résiduelle.

Les crédits carbone associés à certaines sources, notamment les projets d'afforestation, ne pourront être utilisés pour compenser les émissions que plusieurs années après la mise en fonction de l'usine de liquéfaction.

Certaines options s'appuient sur des technologies qui peuvent apparaître prometteuses dans la mesure où les émissions de GES évitées ont une valeur. Les options s'appuyant sur des technologies n'ayant pas encore atteint la maturité doivent être étudiées, nous recommandons à l'entreprise de s'appuyer aussi sur des mesures dont les coûts sont moins variables. Les options de marché apparaissent comme de bons choix durant l'étude et le développement des autres mesures de compensation appropriées.

5.3 Conclusion

Au final, les coûts récurrents associés à l'atteinte de la carboneutralité ne sont pas négligeables. Plusieurs des mesures disponibles n'étant pas encore à maturité, il peut être intéressant pour GNL Québec de quantifier le potentiel de réduction de GES directement à l'usine dès sa conception (CCU, utilisation de la chaleur) et d'étudier plus en profondeur le potentiel du GNR dans l'atteinte de son objectif.

Bien que les contraintes réglementaires du SPEDE associées spécifiquement à l'usine de Saguenay ne soient pas connues, la certitude d'un prix minimum du carbone au Québec orientera la recherche d'options techniquement faisables et permettra, suivant des analyses coûts-bénéfices rigoureuses, de sélectionner les meilleures options pour GNL Québec. La composition d'un portefeuille de mesures, s'inspirant d'un portefeuille d'actifs financiers, est nécessaire pour atteindre la carboneutralité. Chacun des moyens discutés comporte un certain risque, lié au prix ou aux technologies. Cette approche permettra de combiner les dimensions de coûts de réduction, de temporalité et de risque.

Le cadre réglementaire du SPEDE doit toutefois être adapté pour ne pas entraîner de distorsions de marché, considérant les mesures prises par le partenaire californien ou d'autres juridictions canadiennes. Une plus grande reconnaissance de protocoles de réduction de GES est importante pour permettre à plus de projets de réduction de GES de voir le jour. Cette diversité est bénéfique pour les émetteurs en recherche de solutions afin de diminuer leurs émissions de GES au plus faible coût possible. Ce faisant, ces émetteurs pourront demeurer compétitifs sur leur marché respectif.

À terme, des investissements seront nécessaires afin de compenser toutes les émissions de l'usine de liquéfaction. Dans la mesure où des retombées associées à certains projets pourraient être panquébécoises, certains partenaires privés et publics pourraient être intéressés à contribuer aux investissements nécessaires à l'étude de la faisabilité technique et économique des solutions proposées.

Chapitre 6

Discussion

6. Discussion

Les résultats de la présente étude montrent qu'il est possible pour un grand émetteur final au Québec de devenir carboneutre par un ensemble de moyens crédibles et vérifiables. Dans le cas particulier du projet Énergie Saguenay, il s'agit de réduire ou de compenser une somme annuelle d'émissions de GES évaluée à 421 000 tonnes de CO₂ équivalent selon les études d'ingénierie préliminaire. L'affirmation de carboneutralité résulte d'un bilan carbone égal à zéro émission nette pour chaque année d'opération dans le périmètre défini au préalable par l'entreprise.

Comme le terminal de liquéfaction Énergie Saguenay sera soumis au SPEDE, il sera obligé de tenir à jour un inventaire vérifié de ses émissions. C'est sur ce total annuel que devra s'effectuer l'évaluation des compensations nécessaires à l'affirmation de la carboneutralité. Ce sera donc à l'entreprise de faire preuve de rigueur et de transparence dans ses choix si elle veut rester crédible dans sa démarche.

La somme totale des émissions pourra cependant varier d'une année à l'autre en fonction d'un ensemble de facteurs qui n'ont pas été considérés dans la présente étude. Par exemple, des facteurs économiques peuvent réduire la demande pour le GNL d'une année à l'autre, en fonction de l'imposition de taxes sur les émissions de GES dans les pays importateurs. De même, des mesures politiques difficiles à anticiper pourraient, dans les marchés visés par GNL Québec, soutenir la production locale de carburants concurrents comme le charbon, et cela malgré l'urgence climatique. On a vu dans les trente dernières années ce type d'évènement se produire dans des pays comme les États-Unis, le Canada et l'Australie à la faveur de l'alternance démocratique. Des éléments difficiles à anticiper comme la mise en service d'autres terminaux gaziers ou de progrès techniques occasionnant des réductions de coûts dans les filières de production d'électricité de sources renouvelables, d'efficacité énergétique ou de stockage de l'énergie, pourraient aussi affecter les paramètres de l'offre et de la demande pour le GNL à l'échelle mondiale.

6.1 Limites de l'approche

L'approche de bilan carbone demandée par le cadre réglementaire du SPEDE est liée à l'établissement d'une frontière pour le projet. Cette frontière est nécessaire pour s'assurer d'une comptabilité exacte et vérifiable. De cette façon, toute la chaîne de production, de distribution, de transport et d'utilisation est compartimentée de manière étanche afin que les émissions soient toutes attribuées à une seule entité qui en est déclarée responsable. Puisque le problème des changements climatiques est global, si chacune de ces entités entreprend une démarche de compensation de ses émissions, alors l'ensemble de la chaîne devient carboneutre.

L'approche retenue dans cette étude se limite au terminal de liquéfaction Énergie Saguenay puisque jusqu'à maintenant seule cette entité de la chaîne globale de gaz naturel liquéfié a signifié son intention de devenir carboneutre.

Dans une perspective de développement durable, il reste encore des besoins humains de base à satisfaire, surtout si on considère les progrès nécessaires pour l'atteinte des cibles des 17 ODD de l'Agenda 2030. Des compromis doivent donc être envisagés (Roy *et al.* 2018). Sensu stricto, dans un contexte où la capacité des systèmes naturels à absorber les émissions de dioxyde de carbone est dépassé, toute émission supplémentaire devrait être compensée et chacun devrait viser la carboneutralité. Cette approche volontaire vertueuse pourrait permettre de stopper la croissance des émissions globales et dégager des marges de manœuvre pour la transition vers la décarbonisation de l'économie mondiale.

Dans la perspective où l'ensemble des activités humaines devrait montrer un bilan carbone zéro en 2050 tel que recommandé par le GIEC pour maintenir l'augmentation de la température globale à 1,5 °C à la fin du siècle, un très grand nombre d'actions peuvent être entreprises dans divers secteurs comme l'a montré la revue de littérature. Puisque la vitesse de mise en œuvre de ces initiatives est influencée par un

ensemble de paramètres (économiques, techniques, politiques, conflits d'usage, acceptabilité sociale, etc.) il est difficile de prévoir exactement la trajectoire que suivront les émissions nettes à l'échelle globale.

Par exemple, un récent article de la revue *Nature* (Tong *et al.* 2019) a évalué que d'ores et déjà, le total du budget carbone encore disponible pour stabiliser le climat planétaire à 1,5 °C avant la fin du siècle en vertu de l'Accord de Paris était accaparé par les émissions futures des centrales thermiques, des cimenteries et des véhicules actuellement en fonction. Plus de la moitié de ces émissions viendraient du secteur de l'électricité. Si les projets de centrales actuellement en construction ou planifiées étaient mis en service, ce serait plus des 2/3 du budget carbone disponible pour stabiliser le climat à +2 °C qui serait givré.

Si on considère que l'étude de Tong et ses collègues se base sur des modèles historiques par rapport à la durée de vie des centrales thermiques et ne prend en considération ni l'ajout d'unités de CSC sur des usines thermiques existantes (*retrofit*), ni le déploiement de technologies à émissions négatives comme la plantation d'arbres, le captage d'émissions de centrales alimentées à la biomasse ou la séquestration biologique dans les sols, il reste plus de marges de manœuvre que ce qu'ils affirment mais le temps presse pour modifier les pratiques existantes.

Un autre article paru dans *Science* le 5 juillet, (Bastin *et al.* 2019) indique qu'une reforestation majeure et accélérée de plus d'un milliard d'hectares pourrait contribuer à capter jusqu'à 205 Gt de carbone soit les 2/3 des émissions historiques de l'humanité et augmenter d'autant la marge dans le budget carbone planétaire. Il existe donc une grande incertitude quant à la prédiction de l'évolution des émissions nettes dans l'avenir.

Ainsi, on ne peut faire mieux que de certifier carboneutre une installation industrielle, un événement ou un bâtiment à la fois. Il faut donc apprécier à sa juste valeur l'intention de GNL Québec de vouloir rendre carboneutre le terminal Énergie Saguenay.

Une affirmation de carboneutralité, pour être crédible, doit s'assurer que chaque tonne de GES émis soit mesurée et compensée par une réduction additionnelle et unique. C'est la responsabilité de chacune des entreprises de faire le nécessaire pour que la chaîne de valeur dans son entier soit carboneutre. Puisque les émissions des tiers ne sont pas comptabilisées au bilan de GNL Québec, il ne peut pas s'en attribuer la réduction. Les crédits de carbone étant uniques, ils ne peuvent être réclamés que par une partie dans la chaîne. Leur propriété doit être claire, sans quoi le bilan n'est pas crédible car on ouvre la porte à une double comptabilité.

Comme GNL ne contrôle qu'une partie des sources d'émissions, s'il souhaitait élargir son affirmation de carboneutralité pour la norme CSA, GNL Québec pourrait faire le bilan complet des émissions directes (Scope 1) et indirectes (Scope 2) des phases précédant la mise en fonction de l'usine Énergie Saguenay.

Il pourrait aussi tenir un inventaire selon la norme ISO 14064-1 des sources d'émissions de la phase de conception, de mise en œuvre et de construction de l'usine de liquéfaction, pour les compenser par la suite avec l'achat de crédits compensatoires. De même, pour la phase de démantèlement de l'usine, un tel inventaire pourrait être documenté de manière à affirmer la carboneutralité du projet dans l'ensemble de son cycle de vie. Ce serait la façon la plus crédible pour GNL Québec de prendre en compte les émissions de cycle de vie de son projet.

6.2 Carboneutralité du projet Énergie Saguenay dans le cadre du SPEDE

Actuellement, le SPEDE ne comporte que cinq protocoles permettant de générer des crédits compensatoires. Pour un maximum d'efficacité dans ses efforts de carboneutralité, GNL Québec devrait insister pour que d'autres méthodologies soient adoptées, par exemple pour quantifier les absorptions par des plantations ou pour la substitution de gaz naturel fossile par du GNR ou encore par la valorisation

de chaleur industrielle. De tels protocoles existent et donnent lieu à des projets dans plusieurs autres juridictions comme la Colombie britannique, la Californie et l'Alberta. Ces actions étant au-delà du cours normal des affaires pour GNL Québec, il serait avantageux que les efforts réalisés servent à atteindre les cibles de réduction imposées par le MELCC pour les émetteurs soumis au SPEDE dans les prochaines années. En effet, dans l'état actuel du système, les crédits acquis sur les marchés volontaires ne sont pas admissibles pour la conformité réglementaire.

6.3 Cession ou vente de CO₂ et de chaleur à des tiers

La section 4.2 montre que le CO₂ présente une valeur de marché pour divers usages industriels et qu'il peut être valorisé de multiples façons par la CCU. Avec ses émissions de CO₂ à une concentration de plus de 90%, le terminal de liquéfaction Énergie Saguenay présente un haut potentiel de valorisation de ce gaz dont une partie ou la totalité pourrait être captée et purifiée pour répondre aux exigences de multiples utilisateurs. Par exemple, pour enrichir un complexe de serres en CO₂ le Ministère de l'agriculture de l'Ontario (<http://www.omafra.gov.on.ca/french/crops/facts/00-078.htm>) indique qu'il faut annuellement injecter entre 80 et 180 tonnes de CO₂ par hectare. Ainsi, un hypothétique complexe de serres de 100 hectares¹³, situé à proximité pourrait consommer jusqu'à 18 000 tonnes de CO₂ provenant des effluents d'Énergie Saguenay.

La consommation d'électricité du terminal de liquéfaction sera très élevée. Toutefois, cette énergie sera une source de chaleur industrielle à très faible empreinte carbonique qui pourrait être cédée ou vendue à d'autres utilisateurs et ainsi se substituer à des carburants fossiles, générant ainsi des crédits compensatoires d'émissions de gaz à effet de serre qui pourraient réduire l'empreinte carbone du terminal Énergie Saguenay.

Ces pistes méritent d'être creusées dans une approche d'écologie industrielle et d'économie circulaire. Elles exigerait que les gouvernements fédéral et provincial, la ville de Saguenay et l'administration portuaire soient impliqués dans la planification d'une zone d'innovation et d'un parc industriel modèle. Cette réflexion devrait se faire en amont de la construction et de la mise en service d'Énergie Saguenay pour intégrer les appareillages comme le système de captage et purification du CO₂, les réservoirs de stockage, les échangeurs de chaleur et le réseau de vapeur ou de caloporeur.

6.4 Carboneutralité et développement durable

Dans les priorités déterminées par l'entreprise à la suite de la revue de littérature, la première se lisait comme suit : « Compatible avec les principes de développement durable (acceptation sociale et environnementale, économiquement viable). »

Dans une perspective de développement durable, la recherche de carboneutralité de GNL Québec pour son usine de liquéfaction Énergie Saguenay s'inscrit dans l'objectif 12 et dans l'objectif 13 du Programme de développement durable à l'horizon 2030 adopté en 2015 par l'Assemblée Générale des Nations Unies, plus précisément pour les cibles 12.4 et 13.2 (Tableau 14) (Nations Unies 2015b). Toutefois une analyse complète du projet pourrait révéler des liens beaucoup plus détaillés, des synergies et des antagonismes et favoriser la mise en œuvre d'un plan de développement durable impliquant les parties prenantes.

¹³ Cela correspond à environ 3 fois le complexe de serres Toundra localisé à Saint-Félicien

Tableau 14. Libellé des cibles des Objectifs de développement durable applicables (Nations Unies 2015b) en lien avec le projet du terminal Énergie Saguenay.

Cible	Libellé
12.4	D'ici à 2020, instaurer une gestion écologiquement rationnelle des produits chimiques et de tous les déchets tout au long de leur cycle de vie, conformément aux principes directeurs arrêtés à l'échelle internationale, et réduire considérablement leur déversement dans l'air, l'eau et le sol, afin de minimiser leurs effets négatifs sur la santé et l'environnement
13.2	Incorporer des mesures relatives aux changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification nationales

Cette analyse ne faisant pas partie du présent mandat, nous nous sommes contentés d'établir une priorité par rapport aux mesures préconisées dans le chapitre 4.

Au-delà des considérations économiques, la hiérarchie de priorités dans le choix des mesures d'atténuation et de compensation devrait se lire comme suit :

1. La réduction des sources d'émissions par la conception de l'usine de liquéfaction;
2. La réduction des sources d'émissions dans l'opération de l'usine de liquéfaction;
3. La liquéfaction d'une quantité maximale de GNR;
4. La vente ou la cession à des tiers du CO₂ résiduel;
5. La vente ou la cession à des tiers de la chaleur récupérée pour substituer d'autres sources de carburants fossiles;
6. L'achat de crédits compensatoires sérialisés provenant de projets réalisés sur le territoire québécois;
7. L'achat de crédits sérialisés de projets réalisés ailleurs au Canada;
8. L'achat de crédits sérialisés de projets réalisés ailleurs dans le monde.

Bien que les achats de crédits sérialisés soient placés en ordre de priorité décroissante, leur valeur en termes de carboneutralité est équivalente. Toutefois la composante acceptabilité sociale de l'achat de crédits sérialisés pour des projets réalisés au Québec est probablement plus intéressante pour la plupart des parties prenantes. En revanche, une partie de crédits sérialisés générés par des projets réalisés dans les pays en voie de développement pourrait hypothétiquement avoir un meilleur effet de levier sur l'ODD 1 en contribuant à la réduction de la pauvreté. Toutefois, cette analyse reste à faire.

Pour cela, il faudrait idéalement développer une grille multicritère en faisant appel à un comité de parties prenantes. En termes de développement durable, il faut rechercher un maximum de retombées positives d'une action après avoir priorisé les cibles pertinentes (Villeneuve *et al.* 2017).

6.5 Une panoplie d'outils à déployer dans le temps

La présente étude a permis d'identifier différents moyens techniques et économiques permettant d'atteindre de façon crédible la carboneutralité des opérations de l'usine de liquéfaction Énergie Saguenay. En revanche, ces moyens étant à des stades de maturité plus ou moins avancés ou produisant leurs effets sur un horizon temporel plus ou moins long, GNL Québec devra, si elle veut affirmer sa carboneutralité de façon crédible, adopter une approche de déploiement progressif.

Cela pourrait se traduire par exemple en faisant des plantations annuelles dès 2020 dont les absorptions pourront être appliquées à la carboneutralité en 2040 et par la suite. GNL Québec pourrait aussi aider à la mise en place d'une filière industrielle de production de GNR à partir de résidus forestiers dans les régions forestières qui seront traversées par le pipeline Gazoduc et prévoir des contrats d'achat du GNR qui sera produit après 2025. L'état d'avancement de cette filière industrielle émergente laisse

croire que ces volumes seront faibles avant 2030, mais des projets de démonstration pourraient permettre une mise à l'échelle plus rapide par la suite.

En ce qui concerne la valorisation du CO₂ ou la substitution de combustibles fossiles par la chaleur résiduelle, il faudra concevoir le design du terminal de liquéfaction en conséquence de récupérer une partie du volume de CO₂ rejeté par le procédé pour le livrer à des acheteurs potentiels dans la zone industrialo-portuaire. Les objectifs de réduction de l'empreinte carbone identifiés à cet égard par GNL Québec pourraient être réalisables (-50 à 100% de l'empreinte) par une ou plusieurs des technologies identifiées au chapitre 4. Toutefois, il faudra des études techniques et des études de marché pour déterminer les actions à entreprendre.

Il en va de même pour la chaleur résiduelle dont les sources devront être identifiées et les échangeurs nécessaires pour sa valorisation intégrée à la conception de l'usine. Une approche concertée est indispensable pour mener à bien ce type de développement. En effet, le CO₂ et la chaleur résiduelle peuvent être considérés comme des ressources, mais il faudra des entreprises pour les mettre en valeur à proximité du terminal de liquéfaction. Il n'est pas certain qu'un tel parc puisse être fonctionnel au démarrage du terminal Énergie Saguenay. Les effets de telles mesures sur la carboneutralité n'apparaîtront que plus tard dans l'opération du terminal.

En conséquence, la meilleure stratégie serait pour GNL Québec de s'assurer de disposer de crédits de carbone crédibles pour couvrir l'entièreté de ses émissions prévues jusqu'à 2030 et de les appliquer au fur et à mesure du déploiement des autres projets, quitte à acheter de nouveaux crédits par la suite pour couvrir le solde des émissions non compensées.

6.6 Nouvelles pistes de recherche

Outre celles discutées au chapitre 4, la possibilité pour Énergie Saguenay de devenir carboneutre soulève une intéressante question de recherche. En effet, en considérant les émissions de CO₂ et la chaleur résiduelle comme des ressources plutôt que comme des déchets et sachant les coûts de la compensation future des émissions tout au long du cycle de vie de l'usine, il devient possible d'imaginer près du terminal de Grande-Anse une zone d'innovation dans le domaine de l'écologie industrielle. Ainsi, comme nous l'avons vu dans la section 4.2 si l'entreprise vend à un tiers le CO₂ résiduel au lieu de l'émettre à l'atmosphère, celui-ci sera exclu de son bilan pour passer dans celui de l'acheteur. De même, si la chaleur produite par la liquéfaction du gaz naturel peut être récupérée et dirigée vers un autre utilisateur industriel situé à proximité en substitution pour une énergie équivalente produite par des carburants fossiles, cette substitution pourrait faire l'objet d'une quantification comme réduction d'émissions, puisque la chaleur résiduelle produite par Énergie Saguenay provient de l'électricité à faible empreinte carbone d'Hydro-Québec. Bien que ces considérations dépassent le cadre de la présente étude, elles pourraient faire l'objet de recherches ultérieures.

Chapitre 7

Conclusion

7. Conclusions et recommandations

La présente étude a permis de démontrer comment un grand émetteur final qui débuterait aujourd’hui ses opérations au Québec pourrait se qualifier comme carboneutre grâce à un bilan zéro émissions de gaz à effet de serre. La revue de littérature a montré qu'il existe dans le monde des potentiels de réductions/absorptions d'émissions suffisants pour atteindre l'objectif de -45% en 2030, ce qui laisse cependant peu de place pour de nouvelles sources d'émissions. L'idée de rendre toute nouvelle activité produisant des GES carboneutre dès le départ va donc dans le sens de la stabilisation du climat à +1,5 °C d'ici la fin du siècle tel que préconisé par l'Accord de Paris.

Pour être carboneutre, le terminal de liquéfaction Énergie Saguenay de GNL Québec, qui se qualifierait comme grand émetteur final selon les études d'ingénierie préliminaire qui évaluent ses émissions à 421 000 tonnes annuellement, devrait recourir au déploiement de divers moyens dans une stratégie intégrée. Parmi les moyens à privilégier, le recours à l'achat de crédits compensatoires est indispensable, au moins pour les premières années d'opération. La plantation d'importantes quantités d'arbres pourrait aussi contribuer à cet objectif, mais dans une moindre mesure et uniquement après 2040. L'ajout de gaz naturel biogénique produit par pyrolyse à partir des résidus du bois présente aussi un potentiel élevé pour la substitution du gaz naturel fossile, mais la maturité technologique et de possibles contraintes liées à la distance pour l'approvisionnement du pipeline Gazoduc laissent penser que ce potentiel ne pourra se déployer qu'après 2030 et satisfaire en partie seulement les besoins de réductions d'émissions. Un fort potentiel réside toutefois dans l'écologie industrielle si on considère la forte concentration du CO₂ rejeté par le terminal Énergie Saguenay et la quantité de chaleur industrielle à faible empreinte carbonique qui sera dégagée par ses opérations.

Malheureusement, plusieurs obstacles se dressent pour la réalisation de la carboneutralité pour un nouveau grand émetteur final au Québec. L'acceptabilité sociale n'est pas le moindre et elle demande une attention particulière et un engagement participatif des parties prenantes pour établir les critères et les priorités pour augmenter les retombées en termes de développement durable. Mais les plus grandes contraintes sont liées au Gouvernement du Québec, dont les politiques de lutte aux changements climatiques et en particulier le SPEDE ne favorisent pas la mobilisation de solutions concrètes sur le territoire québécois pour atteindre un tel objectif. On peut mentionner par exemple le manque de protocoles pour générer des crédits compensatoires. Les grands émetteurs finaux qui souhaitent afficher une carboneutralité doivent donc se tourner vers des marchés volontaires qui peuvent fournir des crédits de qualité. Le Gouvernement du Québec ne semble pas non plus avoir de vision claire du rôle de la forêt publique dans la lutte aux changements climatiques, ce qui prive les demandeurs de crédits compensatoires d'un potentiel majeur et scientifiquement documenté.

En conséquence, la Chaire en éco-conseil recommande que GNL Québec:

- Maintienne son objectif de carboneutralité pour son projet de terminal de liquéfaction Énergie Saguenay;
- Porte une attention particulière aux technologies potentielles permettant d'éviter les émissions fugitives de ses opérations;
- Étudie les possibilités de purification et de mise en marché du CO₂ qui sera produit par le terminal Énergie Saguenay;
- Étudie la possibilité de capter et de valoriser la chaleur résiduelle de son procédé;
- S'engage avec les partenaires gouvernementaux, municipaux, industriels et institutionnels concernés dans un projet de parc d'innovation en écologie industrielle permettant de valoriser ses rejets de CO₂ et de chaleur;

- S'engage avec les partenaires gouvernementaux, municipaux, industriels et institutionnels dans la mise en place de la filière de production de GNR à partir des résidus forestiers;
- Appelle les parties prenantes intéressées à participer à une analyse multicritère permettant de fixer des priorités pour l'achat de crédits compensatoires;
- Engage avec le Gouvernement du Québec et d'autres acteurs du marché du carbone des démarches pour ajuster les règles du SPEDE pour favoriser le développement de projets de compensation sur le territoire québécois.

Références

- ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie). 2019. Bilans ges. Lien : <http://www.bilans-ges.ademe.fr/fr/accueil/contenu/index/page/categorie/siGras/0>. 2 septembre 2019.
- Alberta Environment. 2007. Quantification protocol for diversion of biomass to energy from biomass combustion facilities (version 1.0, september 2007). Environmental Monitoring and Evaluation, Edmonton, Alberta, Canada.
- American Carbon Registry. 2019. American carbon registry. Lien : <https://americancarbonregistry.org>. 2 May 2019.
- Aviseo Conseil. 2019. La filière de production de gaz naturel renouvelable au Québec. Impacts économiques à l'horizon 2030 et contribution à l'économie circulaire.
- Bailera M, Peña B, Lisbona P et Romeo LM. 2018. Decision-making methodology for managing photovoltaic surplus electricity through power to gas: Combined heat and power in urban buildings. *Applied Energy* **228**: 1032-1045.
- Bastin J-F, Finegold Y, Garcia C, Mollicone D, Rezende M, Routh D, Zohner CM et Crowther TW. 2019. The global tree restoration potential. *Science* **365**: 76-79.
- Bazzanella A et Krämer D. 2019. Results of the BMBF funding measure. Technologies for sustainability and climate protection – chemical processes and use of CO₂. Federal Ministry of Education and Research and DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., Germany.
- Benessaiah K. 2012. Carbon and livelihoods in post-Kyoto: Assessing voluntary carbon markets. *Ecological Economics* **77**: 1-6.
- Biochar Boréal. 2019a. Biochar boréal. Lien : <http://biocharboreal.ca/#>. 31 juillet 2019.
- Biochar Boréal. 2019b. Biochar boréal dans le cadre de l'événement : Défis industriels et environnementaux de la filière du biochar au Québec. Lien : <https://cribig.qc.ca/content/file/filemanager/%C3%89v%C3%A8nements/BIOCHAR/Pr%C3%A9sentations/Andr%C3%A9A%20Benoit-%20Biochar%20Bor%C3%A9alis.pdf>. 31 juillet 2019.
- BioGrace. 2019. Biograce. Harmonised caculations of biofuel greenhouse gas emissions in Europe. Lien : <https://www.biograce.net/home>. 2 septembre 2019.
- Biogreen. 2019. Syngas: Energy-rich gas for power applications. Lien : <http://www.biogreen-energy.com/syngas/>. 31 juillet 2019.
- Blue Source Canada. 2015. Greenhouse gas project report. Heffley creek biomass gasification project. Blue Source Canada, Calgary, Alberta, Canada.
- BMMB (Bureau de mise en marché des bois). 2014. Analyse de rentabilité économique des plantations d'épinette noire et blanche et de pin gris. Gouvernement du Québec.
- BNQ (Bureau de Normalisation du Québec). 2012. Norme BNQ 3672-100. Biométhane - spécifications de la qualité pour injection dans les réseaux de distribution et de transport de gaz naturel. Bureau de normalisation du Québec.
- Böhringer C et Rutherford TF. 2008. Combining bottom-up and top-down. *Energy Economics* **30**: 574-596.
- Bolghari HA et Bertrand V. 1984. Tables préliminaires de production des principales essences résineuses plantées dans la partie centrale du sud du Québec. Mémoire de recherche forestière n°79. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, Service de la Recherche, Gouvernement du Québec.
- Boucher JF, Tremblay P, Gaboury S et Villeneuve C. 2012. Can boreal afforestation help offset incompressible GHG emissions from Canadian industries? *Process Safety and Environmental Protection* **90**: 459-466.

- Breyer C, Tsupari E, Tikka V et Vainikka P. 2015. Power-to-gas as an emerging profitable business through creating an integrated value chain. *Energy Procedia* **73**: 182-189.
- Carbon Cure Technologies Inc. 2017. On carbon dioxide utilization as a means to improve the sustainability of ready-mixed concrete Lien : <https://static1.squarespace.com/static/5aa66c98e2ccd14f733ddc19/t/5cb5da98db164300012579c7/1555421851973/On+carbon+dioxide+utilization+as+a+means+to+improve+the+sustainability+of+ready-mixed+concrete.pdf>. 24 août 2019.
- Carbone boréal. 2019. Carbone boréal. Lien : <http://carboneboreal.uqac.ca/accueil/>. 24 août 2019.
- Carbonzero. 2019. Carbonzero. Lien : <http://www.carbonzero.ca>. 24 août 2019.
- CCMF (Conseil canadien des ministres des forêts). 2019. Approvisionnement en bois. Lien : <http://nfdp.ccfm.org/fr/data/woodsupply.php>. 2 septembre 2019.
- CGA (Canadian Gas Association). 2019. Canadian renewable gas proposal. Lien : <http://www.cga.ca/fr/canadian-renewable-gas-proposal/>. 2 septembre 2019.
- Child M et Breyer C. 2016. Vision and initial feasibility analysis of a recarbonised finnish energy system for 2050. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **66**: 517-536.
- Climate Action Reserve. 2019. Climate action reserve. Lien : <https://www.climateactionreserve.org/>. 2 May 2019.
- CO₂ Sciences and the Global CO₂ Initiative. 2016. Global roadmap for implementing CO₂ utilization. The Global CO₂ Initiative.
- CONSOREM (Consortium de recherche en exploration minérale). 2016. Wollastonite. Mise en valeur. Exploration. Lien : http://crm-slsj.ca/fiches_information/FI_04_Wollastonite_FINAL_MAI2016.pdf. 24 août 2019.
- CSA (Canadian Standards Association). 2006. CAN/CSA-ISO 14064-2-f06 (c2011) - gaz à effet de serre - partie 2: Spécifications et lignes directrices, au niveau des projets, pour la quantification, la surveillance et la déclaration des réductions d'émissions ou d'accroissements de suppressions des gaz à effet de serre (norme iso 14064-2:2006 adoptée, première édition, 2006-03-01). Page 44.
- CSA. 2016. CAN/CSA-ISO 14064-2-f06 (c2016). Gaz à effet de serre - partie 2: Spécifications et lignes directrices, au niveau des projets, pour la quantification, la surveillance et la déclaration des réductions d'émissions ou d'accroissements de suppressions des gaz à effet de serre (norme iso 14064-2:2006 adoptée, première édition, 2006-03-01). Page 48.
- CSA. 2019. Registre des ges écoprojets®. Lien : https://www.csaregistries.ca/cleanprojects/index_f.cfm. 2 May 2019.
- CSA Group. 2019. Heffley creek biomass gasification projec. Lien : https://www.csaregistries.ca/cleanprojects/masterprojectdetails_e.cfm?pid=206. 15 août 2019.
- David Suzuki Foundation & Pembina Institute. 2009. Purchasing carbon offsets: A guide for Canadian consumers, businesses, and organizations. David Suzuki Foundation & The Pembina Institute.
- Deloitte et WSP. 2018. Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : Un levier pour la transition énergétique évaluation du potentiel technico-économique au Québec (2018-2030).
- Dhyani V et Bhaskar T. 2018. A comprehensive review on the pyrolysis of lignocellulosic biomass. *Renewable Energy* **129**: 695-716.
- Dixit RJ et Majumder CB. 2018. CO₂ capture and electro-conversion into valuable organic products: A batch and continuous study. *Journal of CO₂ Utilization* **26**: 80-92.
- Do TN et Kim J. 2019. Process development and techno-economic evaluation of methanol production by direct CO₂ hydrogenation using solar-thermal energy. *Journal of CO₂ Utilization* **33**: 461-472.
- Dunsky P, Poirier M, Vaillancourt K et Joly E. 2019. Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – horizons 2030 et 2050. Rapport final. Préparé pour le Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Dunsky.

- EAO (Environmental Assessment Office). 2015. Lng canada export terminal project. Assessment report. Government of British Columbia.
- ECO (Environmental Commissioner of Ontario). 2017. Ontario's climate act from plan to progress. Annual greenhouse gas progress report 2017. Environmental Commissioner of Ontario.
- Ecosystem Marketplace. 2019. State of the voluntary carbon markets 2019. Lien : <https://www.forest-trends.org/sovcm2019/>. 24 août 2019.
- Énergir. 2019. De quoi est composé le gaz naturel? Lien : <https://www.energir.com/fr/faq/>. 14 août 2019.
- Envrio Ecocredit. 2019. Envrio ecocredit. Lien : <https://ecocredit.ca/fr/>. 24 août 2019.
- Faubert P, Barnabé S, Bouchard S, Côté R et Villeneuve C. 2016. Pulp and paper mill sludge management practices: What are the challenges to assess the impacts on greenhouse gas emissions? *Resources, Conservation and Recycling* **108**: 107-133.
- Field CB et Mach KJ. 2017. Rightsizing carbon dioxide removal. *Science* **356**: 706-707.
- Fischedick M, Roy J, Abdel-Aziz A, Acquaye A, Allwood JM, Ceron J-P, Geng Y, Kheshgi H, Lanza A, Perczyk D, Price L, Santalla E, Sheinbaum C et Tanaka K. 2014. Industry. Dans Edenhofer O, Pichs-Madruga R, Sokona Y, Farahani E, Kadner S, Seyboth K, Adler A, Baum I, Brunner S, Eickemeier P, Kriemann B, Savolainen J, Schröder S, von Stechow C, Zwickel T, et Minx JC, éditeurs. Climate change 2014: Mitigation of climate change. Contribution of working group III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Frank E, Gorre J, Ruoss F et Friedl MJ. 2018. Calculation and analysis of efficiencies and annual performances of power-to-gas systems. *Applied Energy* **218**: 217-231.
- Fuss S. 2017. The 1.5°C target, political implications, and the role of BECCS. Oxford University Press.
- Fuss S, Jones CD, Kraxner F, Peters GP, Smith P, Tavoni M, van Vuuren DP, Canadell JG, Jackson RB, Milne J, Moreira JR, Nakicenovic N, Sharifi A et Yamagata Y. 2016. Research priorities for negative emissions. *Environmental Research Letters* **11**: 115007.
- Fuss S, Lamb WF, Callaghan MW, Hilaire J, Creutzig F, Amann T, Beringer T, De Oliveira Garcia W, Hartmann J, Khanna T, Luderer G, Nemet GF, Rogelj J, Smith P, Vicente JV, Wilcox J, Del Mar Zamora Dominguez M et Minx JC. 2018. Negative emissions - part 2: Costs, potentials and side effects. *Environmental Research Letters* **13**.
- Gaudreault C et Miner R. 2015. Temporal aspects in evaluating the greenhouse gas mitigation benefits of using residues from forest products manufacturing facilities for energy production. *Journal of Industrial Ecology* **19**: 994-1007.
- Gavrilescu D. 2008. Energy from biomass in pulp and paper mills. *Environmental Engineering and Management Journal* **7**: 537-546.
- Gazodouq. 2019. Gazodouq. Lien : <https://gazodouq.com/fr/>. 14 août 2019.
- Global CCS Institute. 2018. The global status of CCS 2018. Global CCS Institute, Melbourne, Australia.
- Gold Standard. 2019. Gold standard. Lien : <https://www.goldstandard.org/>. 2 May 2019.
- Gorte RW. 2009. U.S. Tree planting for carbon sequestration. Congressional Research Service.
- Gouvernement de l'Ontario. 2019. Programme de compensations carbone volontaires. Lien : <https://www.ontario.ca/fr/page/programme-de-compensations-carbone-volontaires>. 24 août 2019.
- Gouvernement du Canada. 2019a. Règlement de l'impôt sur le revenu. C.R.C., ch. 945.
- Gouvernement du Canada. 2019b. Tarification du carbone : Options de conformité conformément au système fédéral de tarification basé sur le rendement. Lien : <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/action-pour-climat/tarification-pollution-carbone/options-conformite-systeme-rendement.html>. 24 août 2019.

- Gouvernement du Québec. 2016. Politique énergétique 2030. L'énergie des québécois. Source de croissance. Gouvernement du Québec.
- Gouvernement du Québec. 2019a. Chapitre q-2, r. 46.1. Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre. Loi sur la qualité de l'environnement.
- Gouvernement du Québec. 2019b. Marché du carbone. Crédits compensatoires. Lien : <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/credits-compensatoires/index.htm>. 24 août 2019.
- Gouvernement du Québec. 2019c. Marché du carbone. Crédits compensatoires. Lien : <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/credits-compensatoires/index.htm>. 31 juillet 2019.
- Gouvernement du Québec. 2019d. R-6.01 - Loi sur la régie de l'énergie.
- Gouvernement du Québec. 2019e. Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur. Loi sur la régie de l'énergie. (chapitre r-6.01, a. 112, 1er al., par. 4°). Gazette Officielle du Québec.
- Gouvernement du Québec. 2019f. Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère. Chapitre Q-2, r. 15. Gouvernement du Québec, Québec, QC, Canada.
- Government of Alberta. 2018. Energy generation from the combustion of biomass waste. Carbon competitiveness incentive regulation. Version 2.2. June 2018. Government of Alberta, Alberta, Canada.
- Government of Alberta. 2019. Alberta emission offset system. Lien : <https://www.alberta.ca/alberta-emission-offset-system.aspx>. 24 août 2019.
- Government of British Columbia. 2019a. Greenhouse gas emission offset projects. Lien : <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/industry/offset-projects>. 24 août 2019.
- Government of British Columbia. 2019b. Operating performance payments agreement.
- Hamrick K et Gallant M. 2017. Unlocking potential. State of the voluntary carbon markets 2017. Forest Trends' Ecosystem Marketplace, Washington, DC, USA.
- Hamrick K et Gallant M. 2018. Voluntary carbon markets insights: 2018 outlook and first-quarter trends. Forest Trends' Ecosystem Marketplace.
- Herzog HJ. 2000. The economics of CO₂ separation and capture. *Technology-Elmsford-Journal Of The Franklin Institute Then Journal Of Science Serving Legislative Regulatory And Judicial Systems*: 13-24.
- Ho DP, Ngo HH et Guo W. 2014. A mini review on renewable sources for biofuel. *Bioresource Technology* **169**: 742-749.
- Howarth RW. 2019. Ideas and perspectives: Is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? *Biogeosciences* **16**: 3033-3046.
- Huang SK, Kuo LP et Chou KL. 2016. The applicability of marginal abatement cost approach: A comprehensive review. *Journal of Cleaner Production* **127**: 59-71.
- IOGP (International Association of Oil and Gas Producers). 2019. The potential for CCS and CCU in Europe. Report to the thirty second meeting of the european gas regulatory forum 5-6 June 2019. International Association of Oil and Gas Producers.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). 2007. Climate change 2007: The physical science basis. Contribution of working group I to the fourth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Solomon S, Qin D, Manning M, Chen Z, Marquis M, Averyt KB, Tignor M, et Miller HL, éditeurs. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

- IPCC. 2013. Climate change 2013: The physical science basis. Contribution of working group I to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- IPCC. 2005. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Prepared by working group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- IPCC. 2014b. Climate change 2014: Mitigation of climate change. Contribution of working group III to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Edenhofer O, Pichs-Madruga R, Sokona Y, Farahani E, Kadner S, Seyboth K, Adler A, Baum I, Brunner S, Eickemeier P, Kriemann B, Savolainen J, Schlömer S, von Stechow C, Zwickel T, et Minx JC, éditeurs. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- IPCC. 2018. Global warming of 1.5°C. An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland.
- ISO (Organisation internationale de normalisation). 2019. ISO 14064-2:2019. Gaz à effet de serre -- partie 2: Spécifications et lignes directrices, au niveau des projets, pour la quantification, la surveillance et la rédaction de rapports sur les réductions d'émissions ou les accroissements de suppressions des gaz à effet de serre. Organisation internationale de normalisation.
- Jones CR, Olfe-Kräutlein B, Naims H et Armstrong K. 2017. The social acceptance of carbon dioxide utilisation: A review and research agenda. *Frontiers in Energy Research* **5**.
- Klinge Jacobsen H. 1998. Integrating the bottom-up and top-down approach to energy–economy modelling: The case of Denmark. *Energy Economics* **20**: 443-461.
- Koszel M et Lorencowicz E. 2015. Agricultural use of biogas digestate as a replacement fertilizers. *Agriculture and Agricultural Science Procedia* **7**: 119-124.
- Kougias PG et Angelidaki I. 2018. Biogas and its opportunities—a review. *Frontiers of Environmental Science & Engineering* **12**: 14.
- Kurz WA, Dymond CC, White TM, Stinson G, Shaw CH, Rampley GJ, Smyth C, Simpson BN, Neilson ET, Trofymow JA, Metsaranta J et Apps MJ. 2009. CBM-CFS3: A model of carbon-dynamics in forestry and land-use change implementing IPCC standards. *Ecological Modelling* **220**: 480-504.
- Lackner KS, Wendt CH, Butt DP, Joyce EL et Sharp DH. 1995. Carbon dioxide disposal in carbonate minerals. *Energy* **20**: 1153-1170.
- Lane J. 2014. Liquid CO₂, or liquid gold? Maybe both, as Aemetis adds CO₂ liquefaction at its Keyes, CA plant. *BiofuelsDigest*.
- Le Quéré C, Andrew RM, Friedlingstein P, Sitch S, Hauck J, Pongratz J, Pickers PA, Korsbakken JI, Peters GP, Canadell JG, Arneth A, Arora VK, Barbero L, Bastos A, Bopp L, Chevallier F, Chini LP, Ciais P, Doney SC, Gkritzalis T, Goll DS, Harris I, Haverd V, Hoffman FM, Hoppema M, Houghton RA, Hurtt G, Ilyina T, Jain AK, Johannessen T, Jones CD, Kato E, Keeling RF, Goldewijk KK, Landschützer P, Lefèvre N, Liennert S, Liu Z, Lombardozzi D, Metzl N, Munro DR, Nabel JEMS, Nakaoka SI, Neill C, Olsen A, Ono T, Patra P, Peregon A, Peters W, Peylin P, Pfeil B, Pierrot D, Poulter B, Rehder G, Resplandy L, Robertson E, Rocher M, Rödenbeck C, Schuster U, Schwinger J, Séférian R, Skjelvan I, Steinhoff T, Sutton A, Tans PP, Tian H, Tilbrook B, Tubiello FN, van der Laan-Luijkx IT, van der Werf GR, Viovy N, Walker AP, Wiltshire AJ, Wright R, Zaehle S et Zheng B. 2018. Global carbon budget 2018. *Earth Syst. Sci. Data* **10**: 2141-2194.
- Levihn F. 2016. On the problem of optimizing through least cost per unit, when costs are negative: Implications for cost curves and the definition of economic efficiency. *Energy* **114**: 1155-1163.
- Lisbona P, Frate GF, Bailera M et Desideri U. 2018. Power-to-gas: Analysis of potential decarbonization of spanish electrical system in long-term prospective. *Energy* **159**: 656-668.

- MAPAQ (Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec). 2018. Portrait-diagnostic sectoriel des légumes de serre au Québec. Gouvernement du Québec.
- MELCC (Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques). 2018a. Budget annuel et détermination du prix minimal annuel pour les ventes aux enchères de 2019. Gouvernement du Québec.
- MELCC. 2018b. Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2016 et leur évolution depuis 1990. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, Direction générale de la réglementation carbone et des données d'émission, Québec, Qc, Canada.
- MELCC. 2019a. Marché du carbone. Inscription au SPEDE. Lien : <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/inscription-spede.htm>. 23 août 2019.
- MELCC. 2019b. Rapport sur la période de conformité 2015-2017 du SPEDE du Québec. Gouvernement du Québec.
- Meyer T et Edwards EA. 2014. Anaerobic digestion of pulp and paper mill wastewater and sludge. *Water Research* **65**: 321-349.
- MFFP (Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs). 2019. Inventaire écoforestier. Lien : <https://mffp.gouv.qc.ca/les-forets/inventaire-ecoforestier/>. 24 août 2019.
- Mousseau N et Villeneuve C. sous presse. Pour une approche stratégique pour la transition énergétique et la lutte aux changements climatiques. Chapitre 11. Le Québec économique CIRANO.
- NASA (National Aeronautics and Space Administration). 2019. GISS surface temperature analysis (v4). Lien : https://data.giss.nasa.gov/gistemp/graphs_v4/. 21 août 2019.
- National Research Council. 2015. Climate intervention: Carbon dioxide removal and reliable sequestration. The National Academies Press, Washington, D.C., USA.
- Nations Unies. 2015a. Accord de Paris. Nations Unies.
- Nations Unies. 2015b. Résolution adoptée par l'assemblée générale le 25 septembre 2015. 70/1. Transformer notre monde : Le programme de développement durable à l'horizon 2030 (a/res/70/1). Nation Unies.
- Naturlab. 2019. Naturlab. Lien : <https://www.naturelab.world/accueil/>. 24 août 2019.
- NCASI (National Council for Air and Stream Improvement). 2005. Calculation tools for estimating greenhouse gas emissions from pulp and paper mills. Report version 1.1. A project of the climate change working group of the international council of forest and paper associations (ICFPA). Research Triangle Park, NC, USA.
- Newell RG, Pizer WA et Raimi D. 2013. Carbon markets 15 years after Kyoto: Lessons learned, new challenges. *Journal of Economic Perspectives* **27**: 123-146.
- NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration). 2019. Earth system research laboratory. Global monitoring division. Lien : <https://www.esrl.noaa.gov/gmd/dv/iadv/graph.php?code=MLO&program=ccgg&type=ts>. 21 août 2019.
- Nordrum S, Lieberman D, Colombo M, Gorski A et Webb C. 2011. Assessment of greenhouse gas mitigation options and costs for California petroleum industry facilities: The shape of things to come. *Energy Procedia* **4**: 5729-5737.
- Norhasyima RS et Mahlia TMI. 2018. Advances in CO₂ utilization technology: A patent landscape review. *Journal of CO₂ Utilization* **26**: 323-335.
- Ohra-aho T et Linnekoski J. 2015. Catalytic pyrolysis of lignin by using analytical pyrolysis-GC-MS. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis* **113**: 186-192.
- PLANETAIR. 2019. Planetair. Lien : <https://planetair.ca/fr/v2/comprendre.sn#projets>. 2 septembre 2019.

- Plante F. 2003. Évaluation des superficies potentielles de remise en production des strates mal régénérées de la région 02. Rapport de l'étape 3. Les Entreprises Gauthier, Parent, Ltée, pour le compte du Bureau régional 02 du Ministère des Ressources naturelles. Gouvernement du Québec.
- Prégent G, Bertrand V et Charrette L. 1996. Tables préliminaires de rendement pour les plantations d'épinette noire au Québec. Mémoire de recherche forestière n°118. Ministère des Ressources naturelles, Gouvernement du Québec.
- Prégent G, Picher G et Auger I. 2010. Tarif de cubage, tables de rendement et modèles de croissance pour les plantations d'épinette blanche au Québec. Mémoire de recherche forestière n°160. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, Gouvernement du Québec.
- Rajendran K, Browne JD et Murphy JD. 2019. What is the level of incentivisation required for biomethane upgrading technologies with carbon capture and reuse? *Renewable Energy* **133**: 951-963.
- RE100. 2019. Re100. Lien : <http://there100.org/>. 23 août 2019.
- Richter S, Braun-Unkhoff M, Naumann C et Riedel U. 2018. Paths to alternative fuels for aviation. *CEAS Aeronautical Journal* **9**: 389-403.
- Roh K, Lim H, Chung W, Oh J, Yoo H, Al-Hunaidy AS, Imran H et Lee JH. 2018. Sustainability analysis of CO₂ capture and utilization processes using a computer-aided tool. *Journal of CO₂ Utilization* **26**: 60-69.
- Roy J, Tschakert P, Waisman H, Abdul Halim S, Antwi-Agyei P, Dasgupta P, Hayward B, Kanninen M, Liverman D, Okereke C, Pinho PF, Riahi K et Suarez Rodriguez AG. 2018. Sustainable development, poverty eradication and reducing inequalities. *Dans* Masson-Delmotte V, Zhai P, Pörtner H-O, Roberts D, Skea J, Shukla PR, Pirani A, Moufouma-Okia W, Péan C, Pidcock R, Connors S, Matthews JBR, Chen Y, Zhou X, Gomis MI, Lonnoy E, Maycock T, Tignor M, et Waterfield T, éditeurs. Global warming of 1.5°C. An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty.
- Sikarwar VS, Zhao M, Fennell PS, Shah N et Anthony EJ. 2017. Progress in biofuel production from gasification. *Progress in Energy and Combustion Science* **61**: 189-248.
- SNC Lavallin. 2016. Gnl 101. Initiation au gaz naturel liquéfié. SNC Lavallin.
- Solution Will. 2019. Solution will. Lien : <https://www.solutionswill.com>. 24 août 2019.
- Stonehouse D. 2017. Canadian companies on the road to carbon riches. Lien : <https://www.jwnenergy.com/article/2017/6/canadian-companies-road-carbon-riches/>. 24 août 2019.
- Styring P, de Coninck H, Reith H et Armstrong K. 2011. Carbon capture and utilisation in the green economy using CO₂ to manufacture fuel, chemicals and materials. The Centre for Low Carbon Futures 2011 and CO2Chem Publishing 2012.
- Tan RR. 2019. Data challenges in optimizing biochar-based carbon sequestration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*: 174-177.
- Thema M, Bauer F et Sterner M. 2019. Power-to-gas: Electrolysis and methanation status review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **112**: 775-787.
- Tong D, Zhang Q, Zheng Y, Caldeira K, Shearer C, Hong C, Qin Y et Davis SJ. 2019. Committed emissions from existing energy infrastructure jeopardize 1.5 °C climate target. *Nature* **572**: 373-377.
- Transition Énergétique Québec. 2019. Biomasse forestière résiduelle. Lien : <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/affaires/programmes/biomasse-forestiere-residuelle>. 15 août 2019.
- UNEP (United Nations Environment Programme). 2017. The emissions gap report 2017. United Nations Environment Programme (UNEP), Nairobi, Kenya.

- UNEP. 2018. The emissions gap report 2018. United Nations Environment Programme, Nairobi, Kenya.
- UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). 2019a. Cdm: Standardized baselines. Lien : https://cdm.unfccc.int/methodologies/standard_base/2015/sb4.html. 2 May 2019.
- UNFCCC. 2019b. Climate neutral now. Lien : <https://unfccc.int/fr/node/28378>. 24 août 2019.
- UNFCCC. 2019c. NDC registry. Soumission de la contribution déterminée au niveau national du Canada pour 2017 à la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques. Lien : <https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/pages/Party.aspx?party=CAN>. 22 août 2019.
- Vasco-Correa J, Khanal S, Manandhar A et Shah A. 2018. Anaerobic digestion for bioenergy production: Global status, environmental and techno-economic implications, and government policies. *Bioresource Technology* **247**: 1015-1026.
- Vatne HE. 2019. How we can achieve zero-emission aluminium smelters. Lien : <https://www.shapesbyhydro.com/en/manufacturing/how-we-can-achieve-zero-emission-aluminium-smelters/>. 24 août 2019.
- Venne J-F. 2018. Le méconnu marché volontaire des crédits carbone. Le Devoir.
- Verra. 2019. Verified carbon standard. Lien : <https://verra.org/project/vcs-program/>. 2 May 2019.
- Villeneuve C, Tremblay D, Riffon O, Lanmafankpotin G et Bouchard S. 2017. A systemic tool and process for sustainability assessment. *Sustainability* **9**: 1909.
- Wang H, Brown S, Magesan G, Slade A, Quintern M, Clinton P et Payn T. 2008. Technological options for the management of biosolids. *Environmental Science and Pollution Research - International* **15**: 308-317.
- Wang H, Zhang C, Liu Q, Zhu C, Chen L, Wang C et Ma L. 2018. Direct hydrogenolysis of cellulose into methane under mild conditions. *Energy & Fuels* **32**: 11529-11537.
- WBCSD/WRI (World Business Council for Sustainable Development / World Resources Institute). 2005. The greenhouse gas protocol. The GHG protocol for project accounting. Geneva, Switzerland and Washington, DC, USA.
- WSP. 2019. Projet Énergie Saguenay. Étude d'impact environnemental. Version finale. WSP Canada Inc., Québec, Canada. Lien : <https://energiesaguenay.com/fr/environnement/evaluation-environnementale/>. 2 septembre 2019.
- Zhou C-H, Xia X, Lin C-X, Tong D-S et Beltramini J. 2011. Catalytic conversion of lignocellulosic biomass to fine chemicals and fuels. *Chemical Society Reviews* **40**: 5588-5617.

ANNEXE

R2-24

RAPPORT ÉVALUATION ÉCONOMIQUE

GNL QUÉBEC INC.
PROJET N° : 161-00666-00

RÉPONSE À LA QUESTION 24
DU MELCC - DEUXIÈME SÉRIE -
COMPLEXE DE LIQUÉFACTION
DE GAZ NATUREL À SAGUENAY
PROJET ÉNERGIE SAGUENAY

JANVIER 2019





RÉPONSE À LA QUESTION 24 DU MELCC - DEUXIÈME SÉRIE - COMPLEXE DE LIQUÉFACTION DE GAZ NATUREL À SAGUENAY PROJET ÉNERGIE SAGUENAY

GNL QUÉBEC INC.

PROJET N° : 161-00666-00
DATE : JANVIER 2020

WSP CANADA INC.
1135, BOULEVARD LEBOURGNEUF
QUÉBEC (QUÉBEC) G2K 0M5
CANADA

TÉLÉPHONE : +1 418 623-2254
TÉLÉCOPIEUR : +1 418 624-1857
WSP.COM

SIGNATURES

PRÉPARÉ PAR



Ha Dao, économiste, Ph.D.

6 janvier 2020

Date

RÉVISÉ PAR



6 janvier 2020

Mathieu Cyr, géographe, M. Env., M.B.A.

Le présent rapport a été préparé par WSP Canada Inc. pour le compte de GNL QUÉBEC INC. conformément à l'entente de services professionnels. La divulgation de tout renseignement faisant partie du présent rapport incombe uniquement au destinataire prévu. Son contenu reflète le meilleur jugement de WSP Canada Inc. à la lumière des informations disponibles au moment de la préparation du rapport. Toute utilisation que pourrait en faire une tierce partie ou toute référence ou toutes décisions en découlant sont l'entièvre responsabilité de ladite tierce partie. WSP Canada Inc. n'accepte aucune responsabilité quant aux dommages, s'il en était, que pourrait subir une tierce partie à la suite d'une décision ou d'un geste basé sur le présent rapport. Cet énoncé de limitation fait partie du présent rapport.

L'original du document technologique que nous vous transmettons a été authentifié et sera conservé par WSP pour une période minimale de dix ans. Étant donné que le fichier transmis n'est plus sous le contrôle de WSP et que son intégrité n'est pas assurée, aucune garantie n'est donnée sur les modifications ultérieures qui peuvent y être apportées.

ÉQUIPE DE RÉALISATION

GNL QUÉBEC INC.

Directeur Environnement

Sylvain Ménard, géographe, M. Sc.

WSP CANADA INC. (WSP)

Directrice de projet

Nathalie Fortin, ing., M. Env.

Principaux spécialistes et collaborateurs

Bernard Aubé-Maurice, biologiste, M. Sc.
Mathieu Cyr, géographe, M. Env., M.B.A.
Ha Dao, économiste, Ph. D.
Pascal Rhéaume, ing., M.Sc.A.

Édition

Linette Poulin

Référence à citer :

WSP. 2019. *RÉPONSE À LA QUESTION 24 DU MELCC - DEUXIÈME SÉRIE - COMPLEXE DE LIQUÉFACTION DE GAZ NATUREL À SAGUENAY. PROJET ÉNERGIE SAGUENAY. RAPPORT PRODUIT POUR GNL QUÉBEC INC. 15 PAGES ET ANNEXES.*

TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION	1
1.1	CONTEXTE	1
1.2	MÉTHODOLOGIE	2
1.2.1	CALENDRIER DU PROJET ET HYPOTHÈSES DE BASE	2
1.2.2	VALEURS MONÉTAIRES UTILISÉES	2
2	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE L'ÉVALUATION ÉCONOMIQUE	3
3	DONNÉES ET MÉTHODOLOGIE	5
3.1	ESTIMATION DES COÛTS DES ÉMISSIONS DE GES	5
3.2	ESTIMATION DES COÛTS DES ÉMISSIONS DE CONTAMINANTS ATMOSPHÉRIQUES	6
3.3	ESTIMATION DES PERTES DE MILIEUX HUMIDES ET HYDRIQUES EXISTANTS	7
3.4	ESTIMATION DES GAINS DE CRÉATION DE NOUVEAUX MILIEUX HUMIDES ET HYDRIQUES	8
4	CONCLUSION	13
5	RÉFÉRENCES	15

TABLE DES MATIÈRES

TABLEAUX

TABLEAU 1	COÛTS POUR LA SOCIÉTÉ ET RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DU PROJET EN MILLION DE DOLLARS DE 2019, 2020-2055.....	3
TABLEAU 2	DONNÉES ET MÉTHODE POUR L'ESTIMATION DES COÛTS DES ÉMISSIONS DE GES NON ACTUALISÉS, 2021-2055	5
TABLEAU 3	DONNÉES ET MÉTHODE POUR L'ESTIMATION DES COÛTS DES ÉMISSIONS DE CONTAMINANTS ATMOSPHÉRIQUES NON ACTUALISÉS, 2021-2055	6
TABLEAU 4	DONNÉES ET MÉTHODE POUR L'ESTIMATION DES PERTES DE MHH NON ACTUALISÉS, 2021-2055	9

FIGURE

FIGURE 1	DONNÉES ET MÉTHODE POUR L'ESTIMATION DES GAINS DE MHH COMPENSÉS NON ACTUALISÉS, 2021-2055	12
----------	---	----

1 INTRODUCTION

1.1 CONTEXTE

Dans le cadre de la deuxième série des questions et commentaires du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) concernant le projet Énergie Saguenay (le Projet), la question 24 a été formulée comme suit :

Dans ses réponses aux commentaires, l'initiateur mentionne que : « En ce qui a trait à l'analyse avantages-coûts, les paramètres du guide du MTQ ainsi que la méthodologie associée sont prescrits pour de grands projets de dépenses publiques. Conséquemment, ils ne s'appliquent pas pour un projet d'investissement privé qui constitue un transfert de richesse entre agents économiques et non une sortie de fonds (dépense) provenant du gouvernement. Conséquemment, le ratio coûts-bénéfices n'a donc pas été calculé.

Or, il était uniquement demandé d'utiliser les paramètres du Guide de l'analyse avantages coûts (AAC) des projets publics en transport routier. La méthodologie à utiliser doit analyser la rentabilité « sociale » d'un projet privé, en tenant compte de tous les impacts résiduels identifiés dans l'étude d'impact. Ainsi, elle permettra au gouvernement d'évaluer si les avantages du projet justifient les coûts supportés par la société québécoise, notamment les impacts sur l'environnement québécois.

Les demandes formulées dans le document de questions et commentaires du 22 mai 2019 sont maintenues (QC – 85).

Également, l'initiateur s'engage à réaliser des mesures pour compenser les émissions de GES et l'atteinte à l'environnement, dont certains services écologiques, occasionnés par le projet. Ainsi, l'AAC devra tenir compte des impacts temporaires et transitoires des mesures compensatoires. Par exemple, dans le cas du service écologique d'un milieu humide, si le nouveau milieu humide prend plusieurs années avant de fournir un service écologique équivalent, l'AAC devra en tenir compte comme « coût » du projet.

Afin de répondre à cette question, l'objectif du présent mandat est d'évaluer les coûts supportés par la société québécoise. Ceux-ci sont définis comme les externalités négatives ou positives découlant du développement du Projet qui se répercutent sur des personnes autres que celles qui participeront à l'ensemble de la chaîne de valeur du Projet. Du point de vue de la science économique, cette évaluation correspond à une analyse avantages-coûts incluant un certain nombre de modifications. Premièrement, le Projet sera financé par des fonds privés et non publics. Ainsi, les coûts pour le développement du Projet ne constituent pas des coûts pour la société. De plus, le Projet n'a pas pour objectif de résoudre une problématique existante de la société (p. ex. la productivité des travailleurs, la sécurité des travailleurs ou la qualité de vie de la population générale dans la zone d'étude), mais vise plutôt à contribuer au développement économique du Québec. C'est pourquoi les gains sur la compétitivité économique, la sécurité et la qualité de vie sont absents de la présente analyse. En ce qui concerne les autres coûts pour la société, tels que les impacts sur le tourisme ou le paysage, ils ne sont pas quantifiés dans une ACC. Finalement, ni le rapport avantages-coûts (RAC) ni la valeur actualisée nette (VAN) ne sont calculés, mais la somme des coûts pour la société est plutôt comparée avec les retombées économiques découlant des investissements en immobilisation et les dépenses d'exploitation afin d'évaluer la rentabilité sociale du Projet.

1.2 MÉTHODOLOGIE

L'objectif de cet exercice consiste à évaluer certains impacts environnementaux identifiés dans l'étude d'impact environnemental (ÉIE) réalisée par WSP¹ en utilisant les paramètres du Guide de l'analyse avantages coûts (AAC) des projets publics en transport routier. L'analyse est effectuée à partir des intrants fournis dans l'ÉIE. L'estimation des coûts et avantages pour la société découlant du Projet vise à capturer le changement net des externalités causées par le Projet, y compris les émissions de gaz à effet de serre (GES), les émissions de contaminants atmosphériques (p. ex. CO; NOx; SOx; /PM2.5), les pertes de milieux humides et hydriques ainsi que les gains de création de nouveaux milieux humides et hydriques.

1.2.1 CALENDRIER DU PROJET ET HYPOTHÈSES DE BASE

Les hypothèses retenues pour l'évaluation économique du Projet et présentées ci-dessous sont tirées de l'ÉIE. Dans les faits, la mise en service et la fermeture pourraient survenir à des moments différents.

- La phase de construction : les travaux débuteraient au début du 1^{er} trimestre de 2021 et se termineraient au 1^{er} trimestre de 2025, soit une durée de 57 mois ou 4,75 ans.
- La phase d'opération : la mise en service de l'unité 1 de liquéfaction est prévue pour le 2^e trimestre de 2025 et celle de l'unité 2 pour le 2^e trimestre de 2026. Les deux unités cesseraient leurs activités en 2050.
- La phase de fermeture : les travaux de démantèlement sont supposés être complétés à l'intérieur de cinq ans, soit de 2051 à 2055.
- La destruction des milieux humides et hydriques se ferait sur deux ans, dont la moitié en 2021 et le reste en 2022.
- Les projets de compensation des milieux humides et hydriques débuteraient en 2021 et ces milieux humides et hydriques compensés retrouveraient leurs valeurs après cinq ans, dont 40 % de la valeur initiale en 2022, 80 % en 2023, 87 % en 2024, 93 % en 2025 et 100 % en 2026.
- Énergie Saguenay souhaite mettre en place un programme pour viser la carboneutralité afin de compenser les émissions de GES issues de ses opérations dès le début de son opération en 2025.

1.2.2 VALEURS MONÉTAIRES UTILISÉES

Les valeurs monétaires suivantes sont principalement utilisées dans l'évaluation économique :

- les valeurs locales monétisées recommandées par ministère des transports du Québec (MTQ) dans le *Guide de l'analyse avantages coûts (AAC) des projets publics en transport routier* (2016) pour l'estimation des désavantages des émissions de GES et de contaminants atmosphériques;
- les valeurs locales monétisées recommandées par le MELCC (2019) dans le *Règlement sur la compensation pour l'atteinte aux milieux humides et hydriques* pour l'estimation des pertes/gains de milieux humides et hydriques.

Les coûts et avantages pour la société sont estimés en dollars constants de 2019, et ensuite actualisés à un taux de 2,37 %, conformément au *Guide de l'analyse avantages coûts (AAC) des projets publics en transport routier* (2016) du MTQ.

¹ WSP (2019). Projet Énergie Saguenay, Étude d'impact environnemental – version finale. Rapport produit pour GNL Québec inc. 1026 p. et annexes.

2 SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE L'ÉVALUATION ÉCONOMIQUE

Les coûts et avantages pour la société découlant du Projet sont classés dans le tableau 1 en trois catégories principales : coûts des émissions de GES, coûts des émissions de contaminants atmosphériques et perte nette de la valeur économique des milieux humides et hydriques (MHH). Les valeurs monétarisées sont d'abord présentées en millions de dollars (M\$) de 2019 non actualisés, puis actualisés au taux de 2,37 % selon le guide d'ACC du MTQ publié en 2016. Il est à noter que ce taux est relativement faible par rapport à d'autres juridictions : 3,5 % en Ontario selon le guide d'ACC de Metrolinx (2019)² et 7 % aux États-Unis selon le guide de l'ACC du Département de transport fédéral américain (2018)³.

Tableau 1 Coûts pour la société et retombées économiques du Projet en million de dollars de 2019, 2020-2055

Catégorie	M\$ de 2019 non actualisés	M\$ de 2019 actualisés à 2,37 %
Coûts des émissions de GES		
— Phase de construction	26	23
— Phase d'opération	1 883	1 197
— Phase de fermeture	52	24
— <i>Total</i>	1 961	1 244
Coûts des émissions de contaminants atmosphériques		
— Phase de construction	188	171
— Phase d'opération	377	248
— <i>Total</i>	565	419
Pertes nettes de la valeur économique des MHH		
— Perte de la valeur des MHH existants	5,6	5,5
— Gain de la valeur des MHH compensés	-5,6	-5,1
— <i>Total</i>	0,0	0,4
COÛTS TOTAUX	2 526	1 663
RETOMBÉES ÉCONOMIQUES (valeur ajoutée)		
— Phase de construction	2 914	n.d
— Phase d'opération	73 127	n.d
— <i>Total</i>	76 041	n.d

Source : WSP et Malette (2018)

Ainsi, les deux scénarios (avec et sans taux d'actualisation) génèrent des résultats différents. Les coûts totaux pour la société du Projet totalisent 2,5 milliards de dollars (G\$) de 2019. En considérant un taux d'actualisation de 2,37 %, la somme des coûts est réduite à 1,7 G\$. Les émissions de GES constituent le coût le plus important, soit près de 2 G\$ ou 1,2 G\$ actualisés. La majorité de ces coûts provient de la phase d'opération.

² Metrolinx (2019). Business Case Manual Volume 2: Guidance. Link : <http://www.metrolinx.com/en/regionalplanning/projectevaluation/benefitscases/Metrolinx-Business-Case-Guidance-Volume-2.pdf>

³ U.S. Department of Transportation (2018). Benefit-Cost Analysis Guidance for Discretionary Grant Programs Link: <https://www.transportation.gov/sites/dot.gov/files/docs/mission/office-policy/transportation-policy/14091/benefit-cost-analysis-guidance-2018.pdf>

Cependant, GNL Québec inc. (GNLQ) vise à ce que le Projet soit carboneutre durant toute la phase d'opération, soit de 2025 à 2050. Cela signifie que les coûts de GES de 1,9 G\$ pour la société québécoise durant la phase d'opération seraient entièrement compensés.

Aussi, les coûts des émissions de contaminants atmosphériques ont été estimés à 565 M\$ ou 248 M\$ actualisés. Bien que les coûts pour la société durant la phase d'opération représentent le double de ceux de la phase de construction, la phase de construction génère des coûts plus importants sur une base annuelle.

En ce qui a trait à la valeur économique des MHH, la perte estimée à 5,6 M\$ est complètement compensée par la création de nouveaux MHH à proximité de la zone d'étude. C'est un engagement que GLNQ prévoit réaliser dès 2021. Selon les experts en MHH de WSP, l'état des nouveaux MHH devrait être similaire à celui des MHH existants, qui se trouvent dans zone d'étude à l'intérieur de cinq ans. Lorsque le taux d'actualisation est utilisé, le gain de la valeur économique des nouveaux MHH est inférieur à la perte de la valeur économique des MHH existants. Par conséquent, la perte nette correspond 0,4 M\$ si le taux d'actualisation est pris en compte.

En guise de comparaison, Malette (2018) a estimé à 76 G\$ les retombées économiques créées par le Projet, sur l'ensemble de la période de construction et d'opération. Il est à noter que, contrairement à une analyse avantages-coûts, une étude de retombées économiques ne considère pas le taux d'actualisation.

3 DONNÉES ET MÉTHODOLOGIE

3.1 ESTIMATION DES COÛTS DES ÉMISSIONS DE GES

Le tableau 2 présente les données et la méthode utilisées pour calculer les coûts des émissions de GES. Selon l'ÉIE, durant la phase de construction, les activités susceptibles de causer des émissions de GES sont principalement associées à l'aménagement du site et à la construction des infrastructures en milieu terrestre. Durant la phase d'opération, les activités susceptibles de causer des émissions de GES sont principalement associées au traitement et à l'utilisation du gaz dans le procédé. Enfin durant la phase de fermeture, les activités susceptibles de générer des émissions de GES sont principalement associées au démantèlement des infrastructures. Les travaux prévus durant cette phase auraient des effets similaires ou moindres à ceux qui seront réalisés pendant la phase de construction.

Tableau 2 Données et méthode pour l'estimation des coûts des émissions de GES non actualisés, 2021-2055

Étape	Variable	Unité	Valeur	Source	
	Volume d'émission de GES				
A1	— Construction (5 ans)	tonnes	241 707	WSP (2019): Étude d'impact environnemental	
A2	— Opération (26 ans)	tonnes	11 885 984	WSP (2019): Étude d'impact environnemental	
A3	— Fermeture (5 ans)	tonnes	241 707	WSP (2019): Étude d'impact environnemental	
	Coût moyen des émissions de GES				
B1	— Construction (5 ans)	\$ de 2019/tonne	106	MTQ (2016): Guide d'AAC	
B2	— Opération (26 ans)	\$ de 2019/tonne	158	MTQ (2016): Guide d'AAC	
B3	— Fermeture (5 ans)	\$ de 2019/tonne	216	MTQ (2016): Guide d'AAC	
	Coûts des émissions de GES				
C1=A1*B1/10^6	— Construction (5 ans)	M\$ de 2019	26	Calcul	
C2=A2*B2/10^6	— Opération (26 ans)	M\$ de 2019	1 883	Calcul	
C3=A3*B3/10^6	— Fermeture (5 ans)	M\$ de 2019	52	Calcul	
C=C1+C2+C3	— Total (2021-2055)	M\$ de 2019	1 961	Calcul	

Selon le guide d'AAC du MTQ (2016), les coûts unitaires des émissions de GES sont temporellement variables. Ainsi, ces coûts augmentent non seulement à travers les phases du Projet, mais aussi à travers les années d'implantation de chaque phase. Finalement, les coûts totaux des émissions de GES sont obtenus en multipliant les volumes d'émission par les coûts unitaires, tel qu'illustré au tableau 2.

GNLQ vise à opérer un complexe carboneutre dès l'an 1, en posant des actions crédibles reconnues scientifiquement, et ce, avec 25 ans d'avance sur les recommandations du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) en la matière. L'atteinte de la carboneutralité se ferait suivant les normes et l'approche édictées par le GIEC, et s'appuiera sur le rapport de recherche effectué par la Chaire en éco-conseil de l'Université du Québec à Chicoutimi (UQAC), experte de la question. Chaque émetteur est responsable de diminuer à la source et de compenser ses émissions directes de GES. À notre connaissance, il s'agit d'un premier projet au sein de l'industrie pour lequel le promoteur souhaite être carboneutre. GNLQ évalue présentement les possibilités d'actions qu'elle pourra mettre de l'avant afin d'atteindre l'objectif visé, dans une optique de maximiser les retombées locales des gestes posés.

FAITS SAILLANTS

- Dans le cas d'Énergie Saguenay cela signifie 421 000 tonnes (t) de GES /an.
- La Chaire de l'UQAC a reçu le mandat d'identifier des pistes de solutions crédibles et scientifiquement valables permettant à un grand émetteur de GES, comme le Projet, d'atteindre la carboneutralité.
- Le rapport de la Chaire de l'UQAC confirme que l'atteinte de la carboneutralité est possible et devrait s'effectuer via un bouquet de mesures.
- GNLQ s'est déjà engagé concrètement à appuyer le développement de la filière du gaz naturel renouvelable via un partenariat avec des chercheurs universitaires québécois.

AUTRES PISTES

- Optimisation du procédé à l'usine.
- Valorisation du CO₂ capté directement à l'usine.
- Récupération et valorisation de chaleur du procédé.
- Séquestration du carbone par la plantation d'arbres.
- Achat de crédits carbone.

3.2 ESTIMATION DES COÛTS DES ÉMISSIONS DE CONTAMINANTS ATMOSPHÉRIQUES

De façon similaire, les coûts des émissions de contaminants atmosphériques ont été estimés à l'aide des données tirées de l'ÉIE. Cependant, les coûts unitaires des émissions des contaminants sont temporellement invariables, selon le guide d'AAC du MTQ (2016). Ainsi, les coûts totaux de ceux-ci ont été calculés pour la phase d'opération et construction en suivant les étapes décrites dans le tableau 3.

Tableau 3 Données et méthode pour l'estimation des coûts des émissions de contaminants atmosphériques non actualisés, 2021-2055

Étape	Variable	Unité	Valeur	Source
	Volume d'émission de contaminants			
	Phase de construction			
A11	CO	tonnes	1 444	WSP (2019): Étude d'impact environnemental
A21	NOX	tonnes	2 133	WSP (2019): Étude d'impact environnemental
A31	SOX	tonnes	5	WSP (2019): Étude d'impact environnemental
A41	PM2.5	tonnes	676	WSP (2019): Étude d'impact environnemental
	Phase d'opération			
A12	CO	tonnes	5 015	WSP (2019): Étude d'impact environnemental
A22	NOX	tonnes	6 473	WSP (2019): Étude d'impact environnemental
A32	SOX	tonnes	9 275	WSP (2019): Étude d'impact environnemental
A42	PM2.5	tonnes	460	WSP (2019): Étude d'impact environnemental
	Total			

Tableau 3 (suite) Données et méthode pour l'estimation des coûts des émissions de contaminants atmosphériques non actualisés, 2021-2055

Étape	Variable	Unité	Valeur	Source
A1=A11+A12	CO	tonnes	6 459	Calcul
A2=A21+A22	NOX	tonnes	8 605	Calcul
A3=A31+A32	SOX	tonnes	9 280	Calcul
A4=A41+A42	PM2.5	tonnes	1 137	Calcul
	Coût unitaire des émissions de contaminants			
B1	CO	\$ de 2019/tonne	464	MTQ (2016): Guide d'ACC
B2	NOX	\$ de 2019/tonne	15 699	MTQ (2016): Guide d'ACC
B3	SOX	\$ de 2019/tonne	18 210	MTQ (2016): Guide d'ACC
B4	PM2.5	\$ de 2019/tonne	226 891	MTQ (2016): Guide d'ACC
	Coûts des émissions de contaminants			
C1=A1*B1/10^6	CO	M\$ de 2019	3	Calcul
C2=A2*B2/10^6	NOX	M\$ de 2019	135	Calcul
C3=A3*B3/10^6	SOX	M\$ de 2019	169	Calcul
C4=A4*B4/10^6	PM2.5	M\$ de 2020	258	Calcul
C=C1+C2+C3+C4	Total (2021-2055)	M\$ de 2019	565	Calcul

3.3 ESTIMATION DES PERTES DE MILIEUX HUMIDES ET HYDRIQUES EXISTANTS

La méthode est essentiellement basée sur le *Règlement sur la compensation pour l'atteinte aux milieux humides et hydriques* établie par le MELCC (2019) selon lequel le montant de compensation pour tout projet affectant les milieux humides et hydriques est calculé par la formule suivante :

$$\text{Équation (1)} : MC = (Ct + Vt) * S,$$

Où :

- MC désigne le montant monétaire de la compensation totale;
- Ct est le coût unitaire de création ou de restauration d'un MHH au mètre carré (m^2);
- Vt est la valeur unitaire du terrain au m^2 ;
- S est la superficie dudit MHH.

Pour chacun des MHH dans la zone d'étude, la superficie S est établie par GNLQ pour un total de 13,1 ha et la valeur du terrain Vt par le MELCC (2019) à 5,63 \$ le m^2 pour la région du Saguenay. Le coût unitaire de création ou de restauration d'un MHH, Ct, est établie en fonction de l'équation (2) suivante :

$$\text{Équation (2)} : Ct = Cb * \Delta_{LF} * R,$$

Où :

- C_b est le coût de base de création ou de restauration d'un MHH, soit 20 \$ le m² selon le MELCC (2019);
- Delta_LF le facteur qui représente l'atteinte au MHH affecté par le Projet;
- R le multiplicateur régional, soit 1,6 tant pour les milieux humides que pour les milieux hydriques.

L'atteinte au MHH affecté par le Projet, Delta_LF, est déterminée par l'équation suivante :

$$\text{Équation (3)} : \Delta_{LF} = LF_{ini} - LF_{fin},$$

Où :

- LF_{ini} est le facteur permettant d'évaluer l'état initial d'un MHH;
- LF_{fin} l'état final d'un MHH affecté par le Projet.

LF_{fin} est le produit de LF_{ini} et d'un multiplicateur mesurant l'impact du Projet sur le MHH appelé NI :

$$\text{Équation (4)} : LF_{fin} = LF_{ini} * NI$$

Le tableau 4 présente les étapes pour calculer la perte de la valeur des MHH. Au total, si le montant de compensation a été estimé à 6,4 M\$ et que la valeur du terrain des MHH a été estimée à 739 590 \$, la perte de la valeur des MHH associée au Projet serait de l'ordre de 5,6 M\$.

3.4 ESTIMATION DES GAINS DE CRÉATION DE NOUVEAUX MILIEUX HUMIDES ET HYDRIQUES

En ce qui a trait à l'estimation des gains de création de nouveaux milieux humides, l'hypothèse suivante a été retenue : les projets de compensation des MHH débuteront en 2021 et ces milieux humides et hydriques compensés retrouveront la pleine valeur des anciens MHH en 2026. Selon les hypothèses développées par les experts en MHH de WSP, la valeur des nouveaux MHH compensés atteindra 40 % de la valeur écologique initiale des anciens MHH en 2022, 80 % en 2023, 87 % en 2024, 93 % en 2025 et 100 % en 2026. En supposant que les nouveaux MHH compensés ont une valeur similaire à la valeur du terrain avant les projets de compensation, soit 739 590 \$, alors les gains de la valeur des nouveaux MHH atteindraient 1,8 M\$ dès 2022 ($1,8 \text{ M\$} = 2,5 \text{ M\$} - 0,74 \text{ M\$}$). En 2026, les gains seraient de $0,4 \text{ M\$} = 6,4 \text{ M\$} - 6,0 \text{ M\$}$. Sur toute la période analysée, les gains des MHH compensés totalisent donc 5,6 M\$ (somme des barres de couleur verte dans la figure 1).

Tableau 4 Données et méthode pour l'estimation des pertes de MHH non actualisés, 2021-2055

Étape	Variable	Unité	Valeur	Source
S	Superficie des milieux affectés			
	Milieux humides:			
	MH33	m2	32,938	GNL Québec
	MH36	m2	13,004	
	MH37	m2	3	
	MH38	m2	9,860	
	MH39	m2	920	
	Milieux hydriques (littoral):			
	CE-01	m2	63	
	CE-02	m2	443	
	CE-03	m2	38,660	
	Saguenay	m2	243	
	Milieux hydriques (rive):			
	CE-01	m2	799	
	CE-02	m2	2,745	
	CE-03	m2	31,633	
	Saguenay	m2	55	
	Total	m2	35,232	
LFin	État initial du MHH affecté par le Projet			
	Milieux humides:			
	MH33	facteur	1.00	MELCC (2019), Annexe II: 4 niveaux (non dégradé - 1; peu dégradé - 0.8; dégradé - 0.6; très dégradé - 0.3)
	MH36	facteur	1.00	
	MH37	facteur	1.00	
	MH38	facteur	1.00	
	MH39	facteur	1.00	
	Milieux hydriques (littoral):			
	CE-01	facteur	1.50	MELCC (2019): 1.5 est la valeur fixée par le ministère pour l'état initial de la partie du littoral affectée par l'activité dans tous les cas
	CE-02	facteur	1.50	
	CE-03	facteur	1.50	
	Saguenay	facteur	1.50	
	Milieux hydriques (rive):			
	CE-01	facteur	1.20	MELCC (2019), Annexe III: 3 niveaux (non dégradé - 1.2; dégradé - 1; très dégradé - 0.8)
	CE-02	facteur	1.20	
	CE-03	facteur	1.20	
	Saguenay	facteur	1.20	
	Impact du Projet sur les MHH			
NI	Milieux humides:			
	MH33	multiplicateur	0.00	MELCC (2019), Annexe II: 4 niveaux (négligeable - 0.9; faible - 0.6; élevé - 0.1; très élevé - 0)
	MH36	multiplicateur	0.00	
	MH37	multiplicateur	0.00	
	MH38	multiplicateur	0.00	
	MH39	multiplicateur	0.00	
	Milieux hydriques (littoral):		0.00	
	CE-01	multiplicateur	0.30	MELCC (2019), Annexe III: 3 niveaux (faible - 0.7; élevé - 0.3; très élevé - 0)
	CE-02	multiplicateur	0.30	
	CE-03	multiplicateur	0.00	
	Saguenay	multiplicateur	0.00	
	Milieux hydriques (rive):		0.00	
	CE-01	multiplicateur	0.30	MELCC (2019), Annexe III: 3 niveaux (faible - 0.7; élevé - 0.3; très élevé - 0)
	CE-02	multiplicateur	0.30	
	CE-03	multiplicateur	0.00	

Étape	Variable	Unité	Valeur	Source
	Saguenay	multiplicateur	0.00	
LFin = Lfin*NI	État final du MHH affecté par le Projet			
	Milieux humides:			
	MH33	facteur	0.00	Calcul
	MH36	facteur	0.00	
	MH37	facteur	0.00	
	MH38	facteur	0.00	
	MH39	facteur	0.00	
	Milieux hydriques (littoral):			
	CE-01	facteur	0.45	
	CE-02	facteur	0.45	
	CE-03	facteur	0.00	
	Saguenay	facteur	0.00	
	Milieux hydriques (rive):			
	CE-01	facteur	0.36	
	CE-02	facteur	0.36	
	CE-03	facteur	0.00	
	Saguenay	facteur	0.00	
Delta_LF = LFin - LFin	L'atteinte au MHH			
	Milieux humides:			
	MH33	facteur	1.00	
	MH36	facteur	1.00	
	MH37	facteur	1.00	
	MH38	facteur	1.00	
	MH39	facteur	1.00	
	Milieux hydriques (littoral):		0.00	
	CE-01	facteur	1.05	
	CE-02	facteur	1.05	
	CE-03	facteur	2.00	
	Saguenay	facteur	1.50	
	Milieux hydriques (rive):		0.00	
	CE-01	facteur	0.84	
	CE-02	facteur	0.84	
	CE-03	facteur	1.20	
	Saguenay	facteur	1.20	
R	Facteur de modulation régionale	facteur	1.6	MELCC (2019) : Règlement sur la compensation pour l'atteinte aux MHH
CB	Coût de base de création ou de restauration d'un MHH	2019\$/m ²	20	
CT = Delta_LF*R*CB	Coût unitaire de création ou de restauration d'un MHH			
	Milieux humides:			
	MH33	\$2019/m ²	32	Calcul
	MH36	\$2019/m ²	32	
	MH37	\$2019/m ²	32	
	MH38	\$2019/m ²	32	
	MH39	\$2019/m ²	32	
	Milieux hydriques (littoral):			
	CE-01	\$2019/m ²	34	
	CE-02	\$2019/m ²	34	
	CE-03	\$2019/m ²	64	
	Saguenay	\$2019/m ²	48	
	Milieux hydriques (rive):			
	CE-01	\$2019/m ²	27	
	CE-02	\$2019/m ²	27	

Étape	Variable	Unité	Valeur	Source
	CE-03	\$2019/m ²	38	
	Saguenay	\$2019/m ²	38	
VM = CT*S	Coût total de création ou de restauration d'un MHH			
	Milieux humides:			
	MH33	\$2019	1,054,020	
	MH36	\$2019	416,118	
	MH37	\$2019	87	
	MH38	\$2019	315,516	
	MH39	\$2019	29,455	
	Milieux hydriques (littoral):			
	CE-01	\$2019	2,105	
	CE-02	\$2019	14,885	
	CE-03	\$2019	2,474,235	
	Saguenay	\$2019	11,664	
	Milieux hydriques (rive):			
	CE-01	\$2019	21,474	
	CE-02	\$2019	73,789	
	CE-03	\$2019	1,214,722	
	Saguenay	\$2019	2,112	
	Total	\$2019	5,630,182	
Vt	Valeur du terrain au m ²	\$2019/m ²	5.63	MELCC (2019): Règlement sur la compensation pour l'atteinte aux MHH
VT = Vt*S	Valeur du terrain			
	Milieux humides:			
	MH33	\$2019	185,442	Calcul
	MH36	\$2019	73,211	
	MH37	\$2019	15	
	MH38	\$2019	55,511	
	MH39	\$2019	5,182	
	Milieux hydriques (littoral):			
	CE-01	\$2019	353	
	CE-02	\$2019	2,494	
	CE-03	\$2019	217,655	
	Saguenay	\$2019	1,368	
	Milieux hydriques (rive):			
	CE-01	\$2019	4,498	
	CE-02	\$2019	15,455	
	CE-03	\$2019	178,096	
	Saguenay	\$2019	310	
	Total	\$2019	739,590	
MC = VM + VT	Valeur du MHH (montant de la compensation)	\$2019	6,369,772	
Perte = MC - VT	Perte de la valeur du MHH	\$2019	5,630,182	

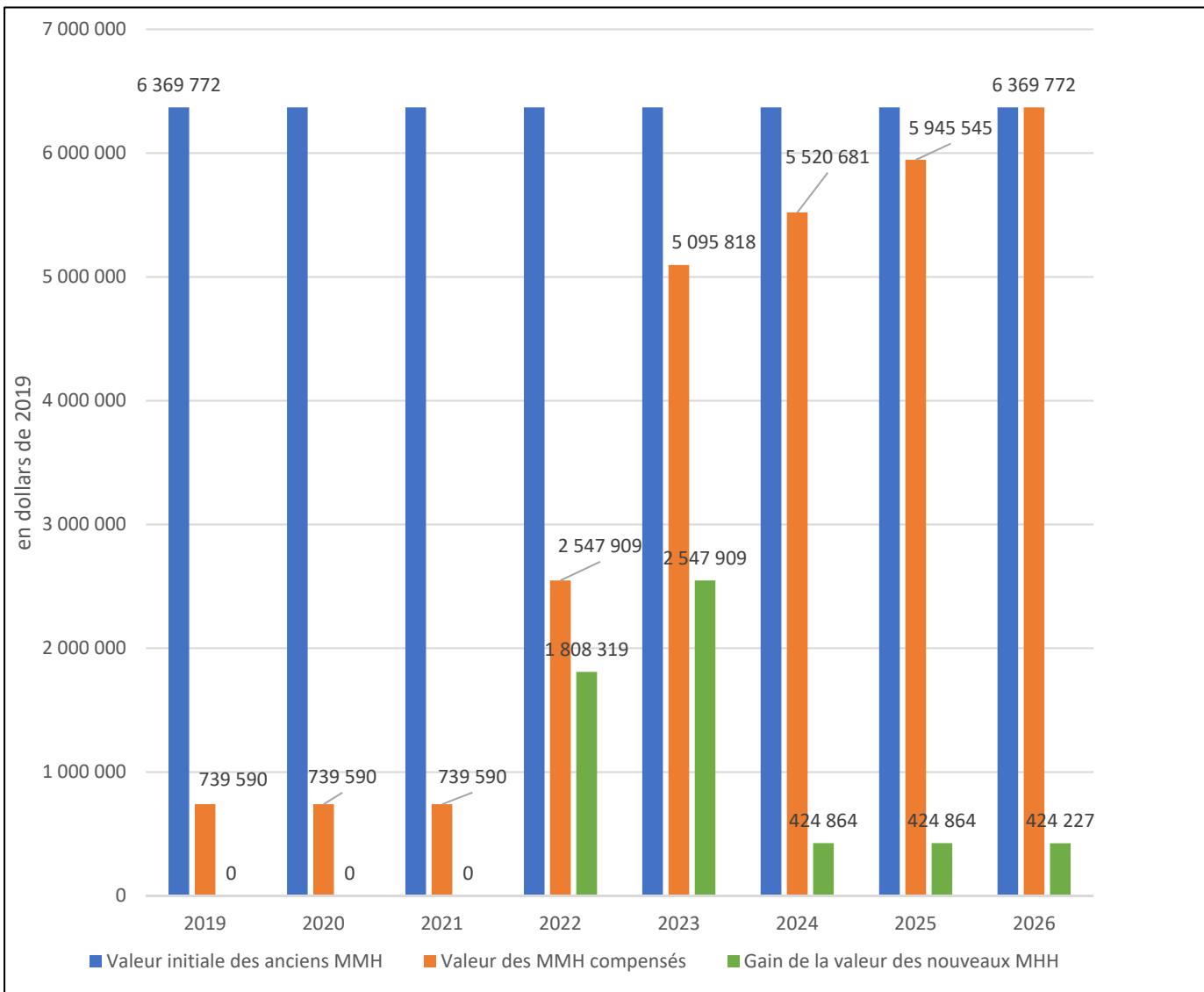


Figure 1 Évolution des valeurs des MHH, 2021-2055

4 CONCLUSION

Dans le cadre de la deuxième série de questions de commentaires concernant le Projet de liquéfaction de gaz naturel de GNLQ, la présente analyse économique a été effectuée sur la base du *Guide de l'analyse avantages coûts (AAC) des projets publics en transport routier* du MTQ (2016) afin de répondre à la question 24 du MELCC. Les coûts pour la société du Projet sont estimés à 2,5 G\$ sur l'ensemble de la période analysée, soit de 2021 à 2055. Aussi, GNLQ vise le développement d'un projet carboneutre incluant la mise en œuvre d'actions crédibles scientifiquement reconnues afin de compenser entièrement les émissions. De manière générale, les coûts sont nettement inférieurs à la somme des retombées économiques pour les phases de construction et d'opération du Projet, estimée à 76 G\$.

5 RÉFÉRENCES

- MELCC, 2019. Règlement sur la compensation pour l'atteinte aux milieux humides et hydriques. [En ligne]. Adresse : <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr>ShowDoc/cr/Q-2,%20r.%209.1/>
- MTQ, 2016. Guide de l'analyse avantages coûts (AAC) des projets publics en transport routier. [En ligne]. Adresse : <https://www.transports.gouv.qc.ca/fr/entreprises-partenaires/entreprises-reseaux-routier/guides-formulaires/documents-gestionprojetsroutiers/guideaac-methodologie.pdf>

ANNEXE

R2-26

TABLEAUX MILIEUX HUMIDES

Caractéristiques de la station d'inventaire 67

Informations générales		
Station d'inventaire:	67	
Complexe de milieux humides:	MH33	
Type du sous-type de milieu humide:	Tourbière ombrotrophe ouverte	
Période d'inventaire:	15 au 19 août 2016	
Superficie du complexe de milieux humides:	3,69 ha	
Superficie du sous-type de milieu humide:	0,32 ha	
Description générale du site		
Contexte:	Palustre	
Situation:	Terrain plat	
Végétation perturbée:	Oui	
Sols perturbés:	Non	
Hydrologie perturbée:	Non	
Milieu anthropique:	Non	
Affecté par un barrage de castor:	Non	
Type de perturbation:	Coupe forestière (1982)	
Présence d'espèce exotique envahissante:	Non	
Présence d'espèce à statut particulier:	Non	
Hydrologie		
Lien hydrologique:	Aucun	
Type de lien hydrologique de surface:	Aucun	
Caractéristiques du sol		
Type de sol:	Dépôt organique > 30 cm	
Type de drainage:	Très mal drainé	
Relevé de végétation		Statut hydrique¹ Abondance relative²
Strate arborescente		
Pin gris (<i>Pinus banksiana</i>)	NI	+
Strate arbustive		
Andromède glauque (<i>Andromeda glaucophylla</i>)	OBL	+
Aulne rugueux (<i>Alnus rugosa</i>)	FACH	1
Cassandre caliculé (<i>Cassandra caliculata</i>)	OBL	4
Épinette noire (<i>Picea mariana</i>)	FACH	+
Lédon du Groenland (<i>Ledum groenlandicum</i>)	OBL	2
Mélèze laricin (<i>Larix laricina</i>)	FACH	+
Strate herbacée		
Carex (<i>Carex</i> sp.)	NI	+
Linaigrette (<i>Eriophorum</i> sp.)	OBL	+
Scirpe à noeuds rouges (<i>Scirpus microcarpus</i>)	OBL	+
Smilacine trifoliée (<i>Smilacina trifolia</i>)	OBL	2
Strate muscinale		
Polytric (<i>Polytrichum</i> sp.)	-	1
Sphagno (<i>Sphagnum</i> sp.)	-	5

Notes:

1 Statut hydrique pour les espèces vasculaires du Québec méridional:

NI = Non indicatrice de milieux humides

FACH = Facultative des milieux humides

OBL = Obligée des milieux humides

2 Indices d'abondance-dominance:

+ = Moins de 1 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

1 = 1 à 5 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

2 = 5 à 25 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

3 = 25 à 50 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

4 = 50 à 75 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

5 = 75 à 100 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

Caractéristiques de la station d'inventaire 68

Informations générales		
Station d'inventaire:	68	
Complexe de milieux humides:	MH33	
Type du sous-type de milieu humide:	Tourbière ombrotrophe boisée	
Période d'inventaire:	15 au 19 août 2016	
Superficie du complexe de milieux humides:	3,69 ha	
Superficie du sous-type de milieu humide:	3,37 ha	
Description générale du site		
Contexte:	Palustre	
Situation:	Terrain plat	
Végétation perturbée:	Oui	
Sols perturbés:	Non	
Hydrologie perturbée:	Non	
Milieu anthropique:	Non	
Affecté par un barrage de castor:	Non	
Type de perturbation:	Coupe forestière (1982)	
Présence d'espèce exotique envahissante:	Non	
Présence d'espèce à statut particulier:	Non	
Hydrologie		
Lien hydrologique:	Aucun	
Type de lien hydrologique de surface:	Aucun	
Caractéristiques du sol		
Type de sol:	Dépôt organique (tourbeux) > 30 cm	
Type de drainage:	Mal drainé	
Relevé de végétation		Statut hydrique¹
Strate arborescente		Abondance relative²
Épinette noire (<i>Picea mariana</i>)	FACH	4
Mélèze laricin (<i>Larix laricina</i>)	FACH	1
Strate arbustive		
Chiogène hispide (<i>Chiogenes hispidula</i>)	NI	1
Épinette noire (<i>Picea mariana</i>)	FACH	1
Kalmia à feuilles étroites (<i>Kalmia angustifolia</i>)	NI	1
Némopanthus mucroné (<i>Nemopanthus mucronatus</i>)	FACH	1
Strate herbacée		
Carex trisperme (<i>Carex trisperma</i>)	OBL	+
Smilacine trifoliée (<i>Smilacina trifolia</i>)	OBL	1
Strate muscinale		
Hypne éclatante (<i>Hylocomium splendens</i>)	-	1
Hypne de Schreber (<i>Pleurozium schreberi</i>)	-	2
Polytric (<i>Polytrichum</i> sp.)	-	1
Sphaigne (<i>Sphagnum</i> sp.)	-	4

Notes:

1 Statut hydrique pour les espèces vasculaires du Québec méridional:

NI = Non indicatrice de milieux humides

FACH = Facultative des milieux humides

OBL = Obligée des milieux humides

2 Indices d'abondance-dominance:

+ = Moins de 1 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

1 = 1 à 5 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

2 = 5 à 25 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

3 = 25 à 50 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

4 = 50 à 75 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

5 = 75 à 100 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

Caractéristiques de la station d'inventaire 78

Informations générales		
Station d'inventaire:	78	
Milieu humide:	MH38	
Type de milieu humide:	Tourbière minérotrophe boisée	
Période d'inventaire:	15 au 19 août 2016	
Superficie du milieu humide:	0,99 ha	
Description générale du site		
Contexte:	Palustre	
Situation:	Terrain plat	
Végétation perturbée:	Non	
Sols perturbés:	Non	
Hydrologie perturbée:	Non	
Milieu anthropique:	Non	
Affecté par un barrage de castor:	Non	
Type de perturbation:	Aucune	
Présence d'espèce exotique envahissante:	Non	
Présence d'espèce à statut particulier:	Non	
Hydrologie		
Lien hydrologique:	Aucun	
Type de lien hydrologique de surface:	Aucun	
Caractéristiques du sol		
Type de sol:	Dépôt organique (tourbeux) > 30 cm	
Type de drainage:	Mal drainé	
Relevé de végétation		Statut hydrique ¹
		Abondance relative ²
Strate arborescente		
Épinette noire (<i>Picea mariana</i>)	FACH	2
Mélèze laricin (<i>Larix laricina</i>)	FACH	2
Strate arbustive		
Aulne rugueux (<i>Alnus rugosa</i>)	FACH	1
Épinette noire (<i>Picea mariana</i>)	FACH	+
Kalmia à feuilles étroites (<i>Kalmia angustifolia</i>)	NI	2
Némopanthe mucroné (<i>Nemopanthus mucronatus</i>)	FACH	3
Sorbier d'Amérique (<i>Sorbus americana</i>)	NI	+
Viorne cassinoïde (<i>Viburnum cassinoides</i>)	FACH	2
Lycopode innovant (<i>Lycopodium annotinum</i>)	NI	+
Strate herbacée		
Smilacine trifoliée (<i>Smilacina trifolia</i>)	OBL	+
Strate muscinale		
Sphaigne (<i>Sphagnum</i> sp.)	-	5

Notes:

1 Statut hydrique pour les espèces vasculaires du Québec méridional:

NI = Non indicatrice de milieux humides

FACH = Facultative des milieux humides

OBL = Obligée des milieux humides

2 Indices d'abondance-dominance:

+ = Moins de 1 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

1 = 1 à 5 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

2 = 5 à 25 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

3 = 25 à 50 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

4 = 50 à 75 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

5 = 75 à 100 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

Caractéristiques de la station d'inventaire 83

Informations générales		
Station d'inventaire:	83	
Complexe de milieux humides:	MH36	
Type du sous-type de milieu humide:	Tourbière minérotrophe ouverte	
Période d'inventaire:	15 au 19 août 2016	
Superficie du complexe de milieux humides:	1,32 ha	
Superficie du sous-type de milieu humide:	0,83 ha	
Description générale du site		
Contexte:	Palustre	
Situation:	Terrain plat	
Végétation perturbée:	Oui	
Sols perturbés:	Non	
Hydrologie perturbée:	Non	
Milieu anthropique:	Non	
Affecté par un barrage de castor:	Non	
Type de perturbation:	Coupe forestière (1982)	
Présence d'espèce exotique envahissante:	Non	
Présence d'espèce à statut particulier:	Non	
Hydrologie		
Lien hydrologique:	Aucun	
Type de lien hydrologique de surface:	Aucun	
Caractéristiques du sol		
Type de sol:	Dépôt organique > 30 cm	
Type de drainage:	Très mal drainé	
Relevé de végétation		Statut hydrique ¹
		Abondance relative ²
Strate arborescente		
Épinette noire (<i>Picea mariana</i>)	FACH	+
Mélèze laricin (<i>Larix laricina</i>)	FACH	1
Pin gris (<i>Pinus banksiana</i>)	NI	+
Strate arbustive		
Aulne rugueux (<i>Alnus rugosa</i>)	FACH	5
Bouleau blanc (<i>Betula papyrifera</i>)	NI	+
Épinette noire (<i>Picea mariana</i>)	FACH	1
Némopanthe mucroné (<i>Nemopanthus mucronatus</i>)	FACH	2
Strate herbacée		
Ptéridium des aigles (<i>Pteridium aquilinum</i>)	NI	1
Smilacine trifoliée (<i>Smilacina trifolia</i>)	OBL	1
Strate muscinale		
Sphaigne (<i>Sphagnum</i> sp.)	-	5

Notes:

1 Statut hydrique pour les espèces vasculaires du Québec méridional:

NI = Non indicatrice de milieux humides

FACH = Facultative des milieux humides

OBL = Obligée des milieux humides

2 Indices d'abondance-dominance:

+ = Moins de 1 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

1 = 1 à 5 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

2 = 5 à 25 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

3 = 25 à 50 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

4 = 50 à 75 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

5 = 75 à 100 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

Caractéristiques de la station d'inventaire 84

Informations générales			
Station d'inventaire:	84	Milieu humide:	MH39
Type de milieu humide:	Tourbière minérotrophe boisée	Période d'inventaire:	15 au 19 août 2016
Superficie du milieu humide:	0,09 ha		
Description générale du site			
Contexte:	Palustre	Situation:	Terrain plat
Végétation perturbée:	Non	Sols perturbés:	Non
Hydrologie perturbée:	Non	Milieu anthropique:	Non
Affecté par un barrage de castor:	Non	Type de perturbation:	Aucune
Présence d'espèce exotique envahissante:	Non	Présence d'espèce à statut particulier:	Non
Hydrologie			
Lien hydrologique:	Aucun	Type de lien hydrologique de surface:	Aucun
Caractéristiques du sol			
Type de sol:	Dépôt organique (tourbeux) > 30 cm	Type de drainage:	Mal drainé
Relevé de végétation		Statut hydrique¹	Abondance relative²
Strate arborescente			
Bouleau blanc (<i>Betula papyrifera</i>)	NI	+	
Épinette noire (<i>Picea mariana</i>)	FACH	3	
Strate arbustive			
Épinette noire (<i>Picea mariana</i>)	FACH	1	
Érable rouge (<i>Acer rubrum</i>)	FACH	1	
Kalmia à feuilles étroites (<i>Kalmia angustifolia</i>)	NI	1	
Mélèze laricin (<i>Larix laricina</i>)	FACH	+	
Némopanthe mucroné (<i>Nemopanthus mucronatus</i>)	FACH	2	
Viorne cassinoïde (<i>Viburnum cassinoides</i>)	FACH	+	
Strate herbacée			
Carex trisperme (<i>Carex trisperma</i>)	OBL	2	
Cornouiller du Canada (<i>Cornus canadensis</i>)	NI	+	
Osmonde cannelle (<i>Osmunda cinnamomea</i>)	FACH	1	
Ptéridium des aigles (<i>Pteridium aquilinum</i>)	NI	+	
Strate muscinale			
Polytric (<i>Polytrichum</i> sp.)	-	1	
Sphagigne (<i>Sphagnum</i> sp.)	-	5	

Notes:

1 Statut hydrique pour les espèces vasculaires du Québec méridional:

NI = Non indicatrice de milieux humides

FACH = Facultative des milieux humides

OBL = Obligée des milieux humides

2 Indices d'abondance-dominance:

+ = Moins de 1 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

1 = 1 à 5 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

2 = 5 à 25 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

3 = 25 à 50 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

4 = 50 à 75 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

5 = 75 à 100 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

Caractéristiques de la station d'inventaire 87

Informations générales		
Station d'inventaire:	87	
Milieu humide:	MH37	
Type de milieu humide:	Tourbière minérotrophe ouverte	
Période d'inventaire:	15 au 19 août 2016	
Superficie du milieu humide:	0,14 ha	
Description générale du site		
Contexte:	Palustre	
Situation:	Terrain plat	
Végétation perturbée:	Oui	
Sols perturbés:	Non	
Hydrologie perturbée:	Non	
Milieu anthropique:	Non	
Affecté par un barrage de castor:	Non	
Type de perturbation:	Coupe forestière (1982)	
Présence d'espèce exotique envahissante:	Non	
Présence d'espèce à statut particulier:	Non	
Hydrologie		
Lien hydrologique:	Aucun	
Type de lien hydrologique de surface:	Aucun	
Caractéristiques du sol		
Type de sol:	Dépôt organique > 30 cm	
Type de drainage:	Très mal drainé	
Relevé de végétation		Statut hydrique¹
Strate arborescente		Abondance relative²
Épinette noire (<i>Picea mariana</i>)	FACH	1
Strate arbustive		
Aulne rugueux (<i>Alnus rugosa</i>)	FACH	2
Bouleau blanc (<i>Betula papyrifera</i>)	NI	1
Épinette noire (<i>Picea mariana</i>)	FACH	2
Érable rouge (<i>Acer rubrum</i>)	FACH	+
Kalmia à feuilles étroites (<i>Kalmia angustifolia</i>)	NI	2
Némopanthe mucroné (<i>Nemopanthus mucronatus</i>)	FACH	2
Saule (<i>Salix</i> sp.)	-	+
Strate herbacée		
Aster (<i>Aster</i> sp.)	-	1
Calamagrostide du Canada (<i>Calamagrostis canadensis</i>)	FACH	1
Carex trisperme (<i>Carex trisperma</i>)	OBL	3
Osmonde cannelle (<i>Osmunda cinnamomea</i>)	FACH	+
Strate muscinale		
Polytric (<i>Polytrichum</i> sp.)	-	1
Sphagnie (<i>Sphagnum</i> sp.)	-	5

Notes:

1 Statut hydrique pour les espèces vasculaires du Québec méridional:

NI = Non indicatrice de milieux humides

FACH = Facultative des milieux humides

OBL = Obligée des milieux humides

2 Indices d'abondance-dominance:

+ = Moins de 1 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

1 = 1 à 5 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

2 = 5 à 25 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

3 = 25 à 50 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

4 = 50 à 75 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

5 = 75 à 100 % de recouvrement de l'espèce dans la superficie inventoriée

ANNEXE

R2-27

**ANALYSE DES RISQUES D'ACCIDENTS LIÉS
AU TRANSPORT MARITIME DE GNL**

Le 2019-12-23

M. Sylvain Ménard, M.Sc.
Conseiller principal, Environnement
GNL Québec – Énergie Saguenay
345, rue des Saguenéens, bureau 210
Chicoutimi, Québec G7H 6K9

Objet : Bonification du rapport « Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL »

M. Ménard,

Tel que discuté, veuillez trouver en pièce jointe la version révisée de notre rapport « Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL ». Dans le but de faciliter la consultation de la documentation, certaines réponses aux questions des organismes gouvernementaux ont été intégrées dans le rapport original soumis en novembre 2018. Plus précisément, pour répondre à la question QC138, nous avons ajouté un paragraphe à la section 7.2 pour expliquer le contexte des cartes présentées à la nouvelle annexe C-1. En bref, ces cartes présentent les rayons d'impact les plus élevés des conséquences pour chaque scénario alternatif évalué sur l'ensemble du trajet des navires-citernes, soit des quais de transbordement jusqu'à la station de pilotage de Les Escoumins. Il est à noter qu'aucune modification n'a été faite aux résultats ou conclusion du rapport.

Espérant le tout conforme à vos attentes, veuillez agréer, Monsieur Ménard, l'expression de nos salutations les plus distinguées.



Rupa Desai, ing. | Procédé – Gestion des risques
Tél. +1 514 257-1112, poste 3494 | Cell. +1 514 619-0197 | Télécopieur +1 514 257-2418 | rupa.desai@tetrtech.com

Tetra Tech QE inc.
5100 rue Sherbrooke Est, bureau 400 | Montréal, Québec, H1V 3R9 | tetrtech.com

GNL Québec Inc.

Projet Énergie Saguenay

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL - RÉVISÉ



TETRA TECH

N° de projet : 711-38165
Révision : 1
2019-12-23

GNL Québec Inc.

Projet Énergie Saguenay

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL - RÉVISÉ

Nº de projet : 711-38165

Rév. 1

2019-12-23

PRÉSENTÉ PAR

Tetra Tech QE Inc.

PRÉSENTÉ À

**GNL Québec Inc.
Projet Énergie Saguenay**

Préparé par:



23/12/2019

Michel Forest, ing. Date
Expert en analyse de risques
technologiques



23/12/2019

Rupa Desai, ing. Date
Chargée de projet

Révisé par :



23/12/2019

Marcel Ricard, B. Sc., DESS Date
Coordonnateur

ÉQUIPE DE RÉALISATION

GNL Québec Inc.

Directrice environnement

Caroline Hardy, ing.

Tetra Tech QE Inc.

Coordonnateur – Gestion des risques et mesures d'urgence

Marcel Ricard, biol., DESS

Chargée de projet – Analyse et modélisation des risques technologiques

Rupa Desai, ing.

Analyse des risques technologiques

Michel Forest, ing.

Modélisation des risques technologiques

Guillaume Nachin, ing.jr., M.ing

Expert en navigation maritime

Yoss Leclerc, B.Sc., MBA,
Capitaine

Édition

Kassandra Croze

Référence à citer :

TETRA TECH QE 2019. *Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL - RÉVISÉ*. Rapport produit pour GNL Québec Inc. 44 pages et annexes. Décembre 2019.

SOMMAIRE EXÉCUTIF

La firme Tetra Tech a été mandatée par GNL Québec, dans le cadre du projet Énergie Saguenay, pour effectuer une analyse de risques technologiques pour le transport de GNL par navires-citerne sur la rivière Saguenay et la voie maritime du Saint-Laurent jusqu'à Les Escoumins. Cette analyse vise à évaluer les risques individuels reliés à un accident technologique (ex. : incendie, explosion ou asphyxie) impliquant un navire-citerne transportant du GNL, afin d'assurer la protection du public. Les risques environnementaux liés à un déversement ne font pas l'objet de cette analyse, mais ont été couverts dans le rapport intitulé « Évaluation environnementale des effets et des risques environnementaux liés à l'accroissement du transport maritime sur le Saguenay » (WSP, 2018).

La présente analyse s'appuie principalement sur la directive du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC, 2015), la section 3.13 du processus d'examen TERMPOL de Transports Canada (Transports Canada, 2014), le Guide de gestion des risques d'accidents industriels majeurs du CRAIM (CRAIM, 2017) et le Guide d'analyse de risque d'accidents technologiques majeurs du MELCC (MELCC, 2002).

Le projet concerne les voies maritimes du Saguenay et du Saint-Laurent reliant les infrastructures maritimes de GNL Québec à la station de pilotage de Les Escoumins.

La méthodologie d'analyse de risques technologiques utilisée comporte quatre étapes principales, soit :

1. L'identification des dangers et l'élaboration de scénarios d'accident.
2. L'analyse de conséquences potentielles (par modélisation).
3. L'analyse de fréquences d'accidents.
4. L'évaluation du risque individuel et la comparaison aux seuils d'acceptabilité du risque.

L'identification des dangers comprend entre autres une revue de l'historique des accidents. Cette revue a été effectuée notamment dans le cadre de l'évaluation environnementale des effets et des risques environnementaux liés à l'accroissement du transport maritime sur le Saguenay présentée au MELCC pour le projet et a été complétée à l'aide de recherches documentaires.

Des scénarios d'accident ont été développés principalement selon le Guide de gestion des risques d'accidents industriels majeurs du CRAIM. Ainsi, des scénarios de pire cas (normalisés) et des scénarios alternatifs d'accidents ont été développés. Les scénarios de pires cas (normalisés) représentent le déversement de la plus grande quantité de GNL. Ils sont associés à des brèches majeures d'un réservoir atmosphérique entraînant le déversement rapide de GNL (en moins de 30 minutes).

Une évaluation des conséquences a été effectuée pour les scénarios de pire cas et alternatifs dans le but de déterminer les distances où l'effet des dangers attribuables à un accident pourrait se faire sentir. Les paramètres utilisés dans l'évaluation des conséquences ont été sélectionnés pour représenter les conditions qui conduiraient au risque le plus élevé. Ainsi, ensemble, ils se traduisent par une surestimation des volumes déversés, des conséquences et du niveau de risque.

La conséquence la plus défavorable causée par un incendie provenant d'un navire-citerne s'étend sur une distance de 915 m avant d'atteindre la limite de radiation thermique de 5 kW/m^2 . Il est important de noter que cette distance n'est pas représentative de l'ensemble du trajet emprunté par un navire-citerne.

En ce qui concerne les dangers d'explosion, l'analyse a démontré qu'il n'y a pas de conséquences en raison des caractéristiques du GNL et de l'absence de confinement des vapeurs inflammables.

Dans le cadre de l'analyse des conséquences, les effets dominos ont été évalués de façon qualitative. Il s'agit d'effets potentiels pouvant se produire lorsqu'un accident impliquant un navire-citerne peut affecter une infrastructure ou un bâtiment (ex. : navire) à proximité. La présente analyse démontre que le risque d'effet domino causé par un accident impliquant un navire-citerne transportant du GNL est très faible, compte tenu du peu d'infrastructures ou bâtiments se trouvant à l'intérieur des rayons de conséquences obtenus et des faibles fréquences d'occurrence.

Une évaluation des fréquences d'accidents a été réalisée afin de déterminer la probabilité d'occurrence d'un accident technologique. Cette analyse prend en compte les probabilités de défaillance générique des équipements, d'ignition et d'exposition liée à la direction des vents. Ces probabilités ont été appliquées à des grosseurs de fuite correspondant à des brèches de 250 mm, 750 mm et 1500 mm. Des probabilités d'ignition spécifiques ont été appliquées aux différents types d'infrastructures retrouvées sur un navire-citerne.

Le risque individuel calculé en termes de distances par rapport au navire-citerne accidenté a été évalué en utilisant les résultats de l'évaluation des conséquences et de la fréquence d'accidents. À la suite de cette évaluation, le trajet du navire-citerne a été examiné en fonction des critères recommandés dans les lignes directrices du Conseil canadien des accidents industriels majeurs (CCAIM) où le niveau de risque jugé acceptable est défini en fonction de l'utilisation du site (et des récepteurs sensibles qui y sont présents).

Les résultats de l'analyse des risques démontrent que les critères d'acceptabilité fixés par le CCAIM sont respectés sur l'ensemble du trajet emprunté par les navires-citernes desservant les installations maritimes de GNL Québec. Ainsi, on ne retrouve pas de récepteurs sensibles, tels des hôpitaux, des garderies et des résidences pour personnes âgées, dans les zones ayant un niveau de risques supérieur à $0,3 \times 10^{-6}$ (3 décès par 10 millions d'années). En outre, on ne retrouve pas de sites résidentiels et commerciaux à haute densité, incluant des endroits occupés en permanence, tels des hôtels et des centres de villégiature, dans les zones ayant un niveau de risques supérieur à 1×10^{-6} (un décès par million d'années). Étant donné que les résultats obtenus se situent à un niveau de risques à l'intérieur des limites jugées acceptables, il n'y a pas eu lieu d'effectuer des analyses de risques supplémentaires. De plus, les résultats de l'évaluation des risques indiquent que les mesures d'atténuation prévues sont adéquates.

En conclusion, la présente analyse de risques technologiques d'accidents démontre que le transport maritime de GNL pour le projet Énergie Saguenay de GNL Québec représente un risque individuel acceptable puisque les risques ont été évalués en utilisant de multiples hypothèses conservatrices, et que les risques réels posés devraient être inférieurs à ceux analysés.

TABLE DES MATIÈRES

1 INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE.....	1
1.1 DESCRIPTION DU PROJET	1
1.1.1 Installations maritimes	1
1.2 VOIE NAVIGABLE.....	2
1.3 NAVIRES-CITERNES DE GNL.....	2
1.3.1 Navires-citernes à membrane (type « membrane », et non type « A »)	2
1.3.2 Navires-citernes à sphère (types B et C).....	3
1.3.3 Navires-citernes prismatiques (type B).....	4
1.3.4 Système de récupération du gaz.....	4
2 MISE EN CONTEXTE DE L'ANALYSE DES RISQUES D'ACCIDENTS TECHNOLOGIQUES	5
3 PRÉSENTATION SOMMAIRE DES COMPOSANTES DU PROJET.....	6
3.1 PRÉSENTATION DES INSTALLATIONS	6
3.1.1 Infrastructures portuaires	6
3.2 LE PROJET ET SON ENVIRONNEMENT	8
3.2.1 Présentation de la zone d'analyse	8
3.2.2 Identification des éléments sensibles	9
4 MÉTHODOLOGIE.....	13
5 HISTORIQUE ET IDENTIFICATION DES DANGERS.....	15
5.1 REVUE HISTORIQUE DES ACCIDENTS	15
5.2 ACCIDENTS/INCIDENTS IMPLIQUANT DES NAVIRES-CITERNES TRANSPORTANT DU GNL.....	15
5.3 ACCIDENTS/INCIDENTS MARITIMES SURVENUS SUR LE SAGUENAY.....	17
5.4 IDENTIFICATION DES DANGERS.....	18
5.4.1 Identification des dangers liés au produit transporté	18
5.4.2 Analyse des défaillances	19
6 SÉLECTION DES SCÉNARIOS D'ACCIDENTS	22
6.1 GÉNÉRALITÉS SUR LES SCÉNARIOS.....	22
6.2 DIMENSIONS PHYSIQUES ET CONDITIONS OPÉRATIONNELLES DES NAVIRES-CITERNES DE GNL	23
6.3 SCÉNARIOS DE PIRE CAS	24
6.3.1 Brèches au niveau de la flottaison du navire	25
6.3.2 Brèches sous le niveau de la flottaison du navire	25
6.4 SCÉNARIOS ALTERNATIFS	26
6.4.1 Navires-citernes	27
6.4.2 Station de reliquéfaction du GNL	27
6.4.3 Salle des machines.....	28
7 ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES.....	29
7.1 MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DES RAYONS D'IMPACT	29
7.1.1 Généralités	29
7.1.2 Outils de modélisation	29
7.1.3 Valeurs des seuils d'effets	29

	Page : v
7.1.4 Données météorologiques.....	31
7.1.5 Autres hypothèses retenues	31
7.2 RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION - CONSÉQUENCES (RAYONS D'IMPACT) ..	31
7.3 EFFETS DOMINOS.....	36
7.3.1 Effet domino vers une autre installation industrielle	36
7.3.2 Effet domino sur un autre navire	36
7.3.3 Effet domino sur une ligne électrique	36
8 ÉVALUATION DES FRÉQUENCES D'ACCIDENTS.....	37
8.1 GÉNÉRALITÉS	37
8.2 PROBABILITÉS DE DÉFAILLANCE DU NAVIRE-CITERNE ET DES ÉQUIPEMENTS CONNEXES.....	37
8.2.1 Probabilités de fuite de GNL liées à la collision avec un autre navire.....	38
8.2.2 Probabilités de fuite de GNL liées à l'échouement d'un navire-citerne.....	39
8.2.3 Probabilités de défaillance lors de collision au quai	40
8.2.4 Autres (fuites à la station de reliquification et à la salle des machines).....	40
8.3 PROBABILITÉS D'IGNITION	40
8.3.1 Probabilités d'ignition immédiate	40
8.3.2 Probabilités d'ignition retardée	40
8.4 PROBABILITÉS LIÉES À LA DIRECTION DES VENTS	41
9 ÉVALUATION DU RISQUE	42
9.1 CRITÈRES D'ACCEPTABILITÉ.....	42
9.2 RÉSULTATS DE CALCUL DU RISQUE INDIVIDUEL.....	43
10 MESURES D'ATTÉNUATION ET RECOMMANDATIONS.....	44
10.1 PLAN DE MESURES D'URGENCE.....	44

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3-1	Population et superficie des municipalités traversées par la zone d'étude.....	10
Tableau 5-1	Typologie et occurrence des incidents et accidents sur le Saguenay (2004-2016)	18
Tableau 5-2	Caractéristiques du GNL	19
Tableau 6-1	Scénarios de pire cas	24
Tableau 6-2	Scénarios alternatifs	26
Tableau 6-3	Scénarios alternatifs (suite)	27
Tableau 7-1	Conditions météorologiques considérées	31
Tableau 7-2	Rayons d'impact – Scénarios de pire cas	32
Tableau 7-3	Rayons d'impact – Scénarios alternatifs – Collision ou échouement	34
Tableau 7-4	Rayons d'impact – Scénarios alternatifs - Fuite au niveau des composantes....	35
Tableau 8-1	Probabilité de défaillance générique liée à la collision par un navire-citerne transportant du GNL	38
Tableau 8-2	Probabilité de défaillance générique liée à l'échouement d'un navire-citerne de GNL	39
Tableau 8-3	Probabilités d'ignition retardée par type de source d'ignition.....	41

LISTE DES FIGURES

Figure 1-1	Projet Énergie Saguenay dans la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel vers les marchés mondiaux.....	1
Figure 1-2	Vue en coupe d'un navire-citerne GTT mark III	3
Figure 1-3	Vues en coupe d'un navire-citerne de GNL à sphères	3
Figure 1-4	Système de récupération du gaz pour l'utiliser en propulsion.....	4
Figure 3-1	Localisation approximative de l'aire de mouillage Les Razades.....	12
Figure 4-1	Diagramme de flux représentant la méthodologie de l'analyse de risques d'accidents technologiques utilisée	13
Figure 9-1	Critères d'acceptabilité du risque selon le CCAIM	42

ANNEXES

ANNEXE A	CALCULS DES PROBABILITÉS
ANNEXE B	PROBABILITÉS LIÉES À LA DIRECTION DES VENTS
ANNEXE C-1	RÉSULTATS – RAYONS D'IMPACT DES CONSÉQUENCES
ANNEXE C-2	RÉSULTATS – COURBES DE RISQUE INDIVIDUEL
ANNEXE D	RÉFÉRENCES

ACRONYMES/ABRÉVIATIONS

Acronymes	Définition
ACÉE	Agence canadienne d'évaluation environnementale
APL	Administration de pilotage des Laurentides
APS	Administration portuaire de Saguenay
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
BST	Bureau de la sécurité des transports
CCAIM	Conseil canadien des accidents industriels majeurs
CD	Chart Datum
CPBSL	Corporation des pilotes du Bas-Saint-Laurent
CRAIM	Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
GCC	Garde côtière canadienne
GNL	Gaz naturel liquéfié
GTT	Gaztransport et Technigaz
LII	Limite inférieure d'inflammabilité
MELCC	Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
NOTMAR	Notices to Mariners (avis aux navigateurs)
OMI	Organisation Maritime Internationale
PERC	Powered Emergency Release Couplings
PMSSL	Parc marin Saguenay-Saint-Laurent
PNFS	Parc national du Fjord-du-Saguenay
SPB	Navire-citerne prismatique
STM	Services du trafic maritime
STQ	Société des traversiers du Québec
TERMPOL	Technical Review Process of Marine Terminal Systems and Transshipment Sites (Processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordements)
TNO	The Netherlands Organisation for applied scientific research
USEPA	Agence américaine de protection de l'environnement des États-Unis

Abréviations	Définition
barg	Bar gauge
cm	Centimètre
Gpi ³ /j	Milliard de pieds cubes par jour
kg/h	Kilogramme par heure
kg/s	Kilogramme par seconde
km	Kilomètre
kPa	Kilopascal
kW/m ²	Kilowatt par mètre carré
m	Mètre
m ²	Mètre carré
m ³	Mètre cube
m ³ /h	Mètre cube par heure
mm	Millimètre
Mm ³	Million de mètres cubes
Mm ³ /j	Million de mètres cubes par jour
MN	Mille nautique (1 MN = 1.852 km)
MN/an	Mille nautique par an
Mtpa	Million de tonnes par an
°C	Degré Celsius
Pa	Pascal
psi	Livre par pouce carré
tpl	Tonnes de port en lourd

1 INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE

1.1 DESCRIPTION DU PROJET

Le projet prévoit la construction et l'exploitation d'un complexe de liquéfaction de gaz naturel sur un terrain qui est la propriété de l'Administration portuaire de Saguenay (APS). Le projet permettra de liquéfier environ 1,55 milliard de pieds cubes par jour (Gpi^3/j) ou 44 millions de mètres cubes par jour (Mm^3/j) de gaz naturel. Il aura une capacité de production de 10,5 Mtpa. Le gaz naturel liquéfié (GNL) sera principalement destiné à l'exportation sur les marchés mondiaux. Toutefois, selon la demande, le complexe de liquéfaction pourrait aussi approvisionner le marché local en GNL. La durée d'opération prévue du complexe de liquéfaction est d'approximativement 50 ans.

Le projet inclut la construction d'infrastructures maritimes, dont des nouveaux quais, afin de pouvoir accueillir des navires-citernes de différentes tailles y compris le type Q-Flex, ayant une capacité de charge en GNL allant jusqu'à 217 000 m³ de liquide refroidi à -162°C. Le nouveau site devrait accueillir de 150 à 200 navires-citernes par année, soit trois ou quatre par semaine.

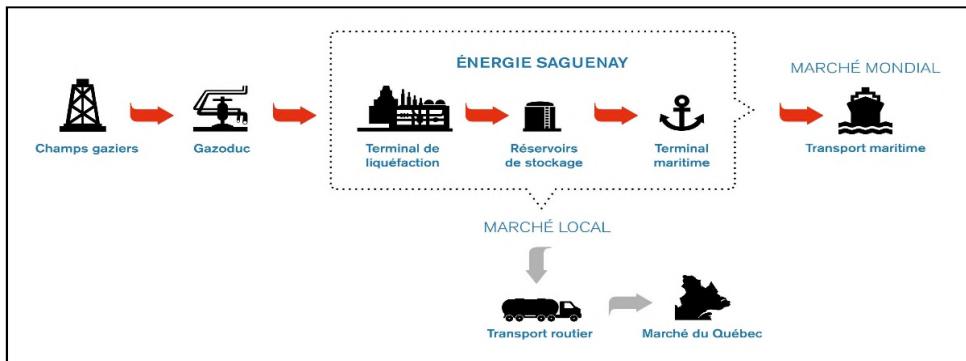
La présente étude concerne exclusivement le volet transport maritime du GNL par des navires-citernes.

1.1.1 Installations maritimes

Les infrastructures maritimes de GNL Québec seront situées à proximité des installations maritimes de Grande-Anse (Port Saguenay) de l'Administration portuaire de Saguenay (APS) dans l'arrondissement de La Baie de la ville de Saguenay au Québec, soit sur la rive sud de la rivière Saguenay et comprendront deux courtes jetées, deux quais et des ducs-d'Albe pour l'accostage des navires-citernes de GNL. Les quais seront aménagés pour que la profondeur d'eau à la face des quais soit au minimum de 15 m à marée basse pour pouvoir faciliter l'amarrage des navires-citernes. Les quais recevront les conduites cryogéniques et les bras de chargement de GNL, ainsi que les conduites de retour de vapeurs vers les installations de procédé.

La figure 1-1 illustre le projet du complexe de liquéfaction dans la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel vers les marchés de GNL. L'exploitation des champs gaziers et des gazoducs vers le site du projet Énergie Saguenay ainsi que le transport maritime du GNL seront sous la responsabilité de tierces parties dans ces domaines. Le projet Énergie Saguenay de GNL Québec va inclure le complexe de liquéfaction, les réservoirs de stockage et les infrastructures maritimes.

Figure 1-1 Projet Énergie Saguenay dans la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel vers les marchés mondiaux



(Source : GNL Québec, 2018.)

1.2 VOIE NAVIGABLE

Au niveau du transport maritime, l'évaluation des impacts du projet sur les voies navigables du Saguenay et du Saint-Laurent a fait l'objet d'une étude. Celle-ci inclut la voie de navigation qui sera utilisée par les navires-citernes à partir de la station de changement de pilotage des Escoumins, comprenant les voies maritimes du Saint-Laurent et du Saguenay jusqu'aux infrastructures maritimes de GNL Québec.

La présente analyse de risques couvre le même secteur à l'étude dans l'évaluation des impacts environnementaux et s'inscrit dans le Processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordements (TERMPOL) de Transports Canada. Les estimations initiales sont de l'ordre de 3 à 4 navires-citernes par semaine, selon la capacité de ces derniers, ce qui représente environ 150 à 200 voyages aller-retour par année.

1.3 NAVIRES-CITERNES DE GNL

En 2016, la flotte de navires-citernes à travers le monde se composait de 478 navires pour une capacité de transport de 69,3 Mm³ et 64 nouveaux navires-citernes étaient prévus d'être livrés en 2017 (GIIGNL, 2017).

Un navire-citerne présente de nombreuses particularités découlant des caractéristiques physiques du GNL, de la dangerosité de ce type de cargaison et de sa température de stockage. Du fait de la faible densité du GNL qui nécessite de grands volumes, le navire-citerne est un navire haut sur l'eau. Sa cargaison est transportée généralement dans 4 à 5 cuves. Les navires-citernes se déplacent généralement à une vitesse moyenne de 17 noeuds.

Le navire-citerne est pourvu d'une double coque qui permet, en cas d'accident (échouage, collision), de limiter la probabilité qu'une cuve soit éventrée. La cuve elle-même comporte une double barrière remplie d'azote gazeux destiné à empêcher toute réaction avec l'oxygène atmosphérique. Ce type de navire est pourvu de dispositifs de détection de fuite de gaz et de lutte contre l'incendie très fiables.

Il y a actuellement trois types de navires-citernes pour le transport de GNL correspondant chacun à une technique de fabrication des cuves : les navires-citernes à membrane, à sphères et les Prismatic IHII. Toutefois, ce dernier type de navire-citerne est plus rare. Pour le premier système, les cuves sont intégrées à la coque du navire. Dans les deux premiers cas, il existe une membrane dite secondaire qui retient le gaz liquide en cas de rupture de la membrane primaire.

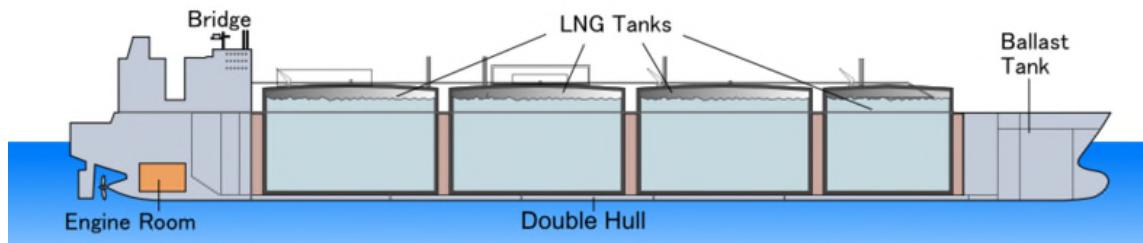
1.3.1 Navires-citernes à membrane (type « membrane », et non type « A »)

- **Membrane inox** : les cuves (en général au nombre de quatre) sont isolées par des blocs de mousse polyuréthane renforcée recouverte par une membrane en inox de 1,2 mm gaufrée. La forme ondulée de la membrane permettant d'absorber les efforts dus à la contraction thermique de l'inox pendant le transport du gaz à l'état liquide (-162°C).
- **Membrane Invar** : dans ce système, l'isolation est réalisée à l'aide de caissons de contreplaqué remplis de perlite (billes de roche volcanique) ou de laine de verre recouverte d'une membrane en Invar d'une épaisseur de 0,7 mm, le tout en deux couches. L'Invar est un alliage composé d'approximativement 36 % de nickel, ce qui réduit son coefficient d'expansion thermique (limite les forces de traction internes dues à la dilatation/rétraction du métal). L'aspect n'est donc plus gaufré étant donné qu'il y a moins de tensions, mais s'approche plus d'un plancher à lattes parallèles. La déformation du métal n'a pas lieu, à la différence des membranes inox.

Il existe d'autres systèmes à membrane développés en interne, notamment par la compagnie Gaztransport et de Technigaz (GTT); c'est une combinaison des membranes Invar et de l'isolation polyuréthane. Isolation des cuves (Invar ou inox) : la citerne doit être vue comme une double succession d'une membrane (Invar ou inox) et d'un caisson de contreplaqué (épaisseur d'environ 20 cm). La première isolation (la plus proche de la cargaison) est appelée « *inter-barrier space* », la seconde (plus proche de l'eau) est appelée « *insulation space* ». Ces deux épaisseurs sont « *inertées* » à l'azote (diminution de la concentration d'oxygène sous 2 %, en augmentant celle de l'azote, afin d'éviter tout risque d'ignition ou d'explosion).

Les navires à membranes constituaient en 2009 plus de 60 % de la capacité de transport mondiale de GNL et plus de 85 % en termes de navires du carnet de commandes. Cette technologie est la seule qui ait permis à ce jour la réalisation de navires de grande dimension de type Q-Flex (217 000 m³) et Q-Max (260 000 m³).

Figure 1-2 Vue en coupe d'un navire-citerne GTT mark III



(Source : <https://fr.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9thanier>)

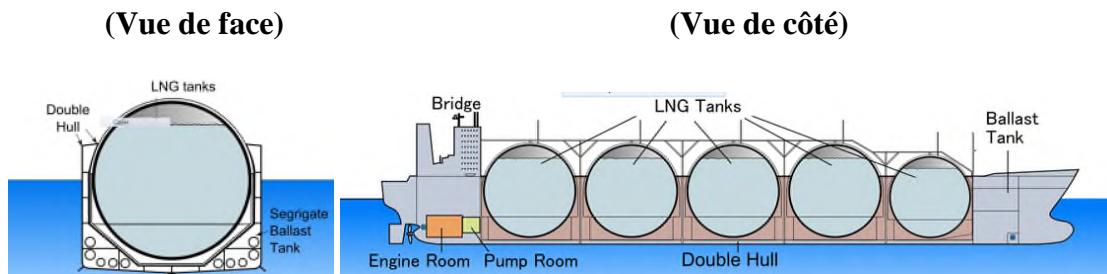
1.3.2 Navires-citernes à sphère (types B et C)

Les navires-citernes à sphère se composent de quatre à cinq cuves sphériques en aluminium recouvertes d'une isolation. Les sphères ne sont pas intégrées à la coque et dépassent du pont du navire.

Les navires-citernes à sphère sont également appréciés par les armateurs et sont moins sensibles au ballottement que les navires à membrane. Toutefois, cette particularité ne constitue aucunement un avantage dans l'utilisation des cuves des navires à sphère avec des remplissages partiels, ces dernières étant (autant) sensibles (que les membranes) aux chocs thermiques résultant du balayage des parois de cuve par le liquide froid. Par ailleurs, à capacité de transport égale, les navires à cuves sphériques sont plus longs, plus larges et plus lourds que leurs concurrents à membrane, ce qui justifie en grande partie la préférence mondiale pour la technologie française à membrane. Toutefois, les navires-citernes en type B n'ont jamais eu aucun problème de ballottement, ce qui est assez fréquent sur les membranes.

- Sphérique type B : même principe que *Prismatic*, mis à part que ces citernes sont sphériques.
- Sphérique type C : ces citernes sont prévues et renforcées pour transporter le gaz liquéfié par compression.

Figure 1-3 Vues en coupe d'un navire-citerne de GNL à sphères



(Source : <https://fr.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9thanier>)

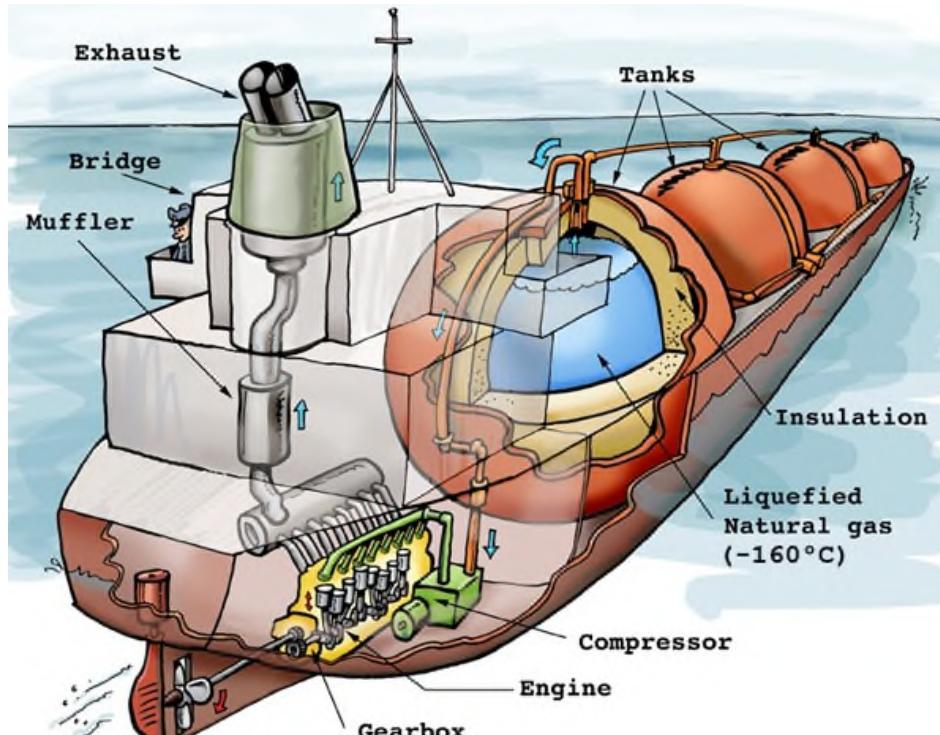
1.3.3 Navires-citerne prismatiques (type B)

Les navires-citerne prismatiques (SPB) sont constitués de conteneurs en aluminium indépendants dans la coque. Ce principe est utilisé par le Japonais IHI sur le *Polar Eagle* et l'*Artic Sun*, et le coréen Samsung HI qui en construit trois pour Flex LNG (2009). Le transport s'effectue à -163°C . Ces citerne ont été développées par études analytiques effectuées sur des maquettes. L'architecture de ces citerne est étudiée plus précisément que celle de type A, on a de meilleurs comptes rendus quant à la résistance à la fatigue, aux tensions et à la propagation de fissures éventuelles. Ainsi, pour les citerne type B, une seule isolation est nécessaire : la citerne est posée sur la coque du navire, on ne place une seconde isolation qu'entre le fond de la citerne et la quille du navire, pour protéger l'armature de la coque d'un écoulement éventuel de gaz liquide qui pourrait, en gelant l'acier, causer un affaiblissement de la structure. Le coût des recherches au développement est donc compensé par la réduction de l'épaisseur d'isolation supplémentaire.

1.3.4 Système de récupération du gaz

Certains navires-citerne sont propulsés par une installation à vapeur, bien que ce mode de propulsion tende aujourd'hui à être remplacé par un diesel admettant aussi bien des carburants classiques que du GNL. En effet, le gaz naturel liquéfié s'évapore naturellement malgré l'isolation des cuves (il existe d'ailleurs des événements de sécurité afin d'évacuer ce gaz à l'atmosphère en toute sécurité). Dans la mesure du possible, ces pertes sont récupérées afin d'alimenter les chaudières en remplacement du carburant ou en complément. De ce fait, ce type de navire est probablement le plus économique en pétrole, et peu polluant étant donné la qualité de la combustion du gaz. Il existe aujourd'hui de nouveaux types de navires-citerne propulsés par un système diesel-électrique, ces installations ayant un rendement supérieur.

Figure 1-4 Système de récupération du gaz pour l'utiliser en propulsion



(Source : <https://fr.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9thanier>)

2 MISE EN CONTEXTE DE L'ANALYSE DES RISQUES D'ACCIDENTS TECHNOLOGIQUES

Pour parcourir avec succès les mécanismes d'évaluation environnementale, le projet Énergie Saguenay devra répondre à toutes les normes provinciales et fédérales concernant la sécurité, la santé et l'environnement, de même que la protection des travailleurs et de la population. GNL Québec mènera des évaluations environnementales exhaustives conformément aux exigences des gouvernements du Québec et du Canada.

GNL Québec soumettra son projet Énergie Saguenay au processus d'évaluation environnementale du Québec, qui comprend une évaluation par le ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) et le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). Le projet sera aussi évalué par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE). Il fera également l'objet d'un processus d'examen TERMPOL coordonné par Transports Canada, processus pour lequel le promoteur s'est engagé volontairement.

Le présent rapport a été élaboré en tenant compte notamment :

- des exigences prescrites à la section 5.1 de la directive du MELCC (MELCC, 2015);
- de la section 3.13 du Processus d'examen TERMPOL (Transports Canada, 2014);
- du Guide de gestion des risques d'accidents industriels majeurs (CRAIM, 2017);
- du Guide d'analyse de risques d'accidents technologiques majeurs (MELCC, 2002);
- du « *Code of Federal Regulations, 40 CFR Part 68, Subpart B - Hazard Assessment* » de l'Agence américaine de protection de l'environnement des États-Unis (USEPA, 2018);
- du « *Risk Management Program Guidance for Offsite Consequence Analysis* » de l'Agence américaine de protection de l'environnement des États-Unis (USEPA, 2009).

3 PRÉSENTATION SOMMAIRE DES COMPOSANTES DU PROJET

3.1 PRÉSENTATION DES INSTALLATIONS

3.1.1 Infrastructures portuaires

3.1.1.1 Chargement des navires

La majorité des navires-citernes qui desserviront l'usine auront une capacité allant de 160 000 m³ à 180 000 m³. La dimension de ces navires varie entre 290 m et 300 m de longueur, environ 45 m à 50 m de largeur et un tirant d'eau d'environ 12 m. De 3 à 4 navires-citernes transiteront aux installations de GNL Québec par semaine.

Le GNL sera transféré des réservoirs vers la station de chargement des navires à l'aide de trois pompes centrifuges submersibles installées dans chacun des réservoirs, chacune à l'intérieur d'une colonne de pompage distincte. La capacité de pompage des pompes sera de 2 000 m³/h afin d'obtenir un taux de chargement de 12 000 m³/h aux navires. À ce rythme, le temps de chargement serait de l'ordre de 13 à 15 heures pour les navires-citernes qui utiliseront le plus fréquemment les quais de transbordement de GNL Québec.

Le GNL sera chargé dans les navires-citernes au moyen de bras de chargement installés sur le quai de chargement. Ces bras seront au nombre de quatre soit, deux bras pour le chargement du GNL, un bras pour les retours de vapeur et un bras hybride qui servira à l'une ou l'autre des activités, mais qui agira également comme recharge en cas de bris d'un des autres bras. Le taux de chargement des deux bras de chargement ainsi que du bras hybride sera de 4 000 m³/h, afin d'atteindre le taux total de 12 000 m³/h.

Lors des opérations de remplissage, la vapeur de GNL dans les cuves des navires sera brûlée ou retournée au train de liquéfaction grâce à un bras et à une conduite séparée. La vapeur excédentaire sera dirigée vers le système de récupération des gaz.

Tous les équipements de chargement seront montés sur des bases fixes munies d'un bassin de confinement. Les navires-citernes seront équipés de grues pour la manutention des tuyaux. Des vannes d'isolement et des vannes de purge seront installées au collecteur de chargement pour les conduites de liquide et de retour de vapeur afin que les tuyaux puissent être débloqués, drainés ou pompés, purgés et dépressurisés avant de les débrancher. Les vannes d'isolement sur les lignes liquides seront automatisées. Les connexions des tuyaux seront conçues avec des rotules et des raccords de connexion à séparation rapide pour un fonctionnement sûr et pour réduire les conséquences en cas d'accident.

3.1.1.2 Quais de transbordement

Les quais de transbordement sont conçus pour supporter principalement les bras de transbordement de GNL, les conduites, collecteur et équipement, une tourelle avec sa passerelle pour les navires, des équipements de lutte contre l'incendie et des systèmes d'éclairage. Leur conception allouera également l'espace nécessaire pour le stationnement et le virage des véhicules du personnel de maintenance ou d'une grue mobile. Chaque quai est muni d'une zone ceinturée d'un muret sous les bras de chargement et équipements de connexion afin de contenir tout déversement éventuel de GNL.

Chaque quai fera approximativement 46 m de large (le long de la rivière Saguenay) et 35 m de profondeur et sera à une élévation de +13 m Chart Datum (CD) afin d'avoir en tout temps le dégagement requis pour les plus gros navires-citernes. L'arrière du quai, soit la partie longeant la rive, se trouve complètement à l'extérieur de l'eau et s'appuie directement sur la berge. Les quais seront rattachés à la berge par une jetée qui supportera les conduites et qui permettra l'accès aux véhicules d'entretien et véhicule d'urgence.

3.1.1.3 Ducs-d'Albe

Une série de ducs-d'Albe seront implantés à chaque quai afin de permettre l'accostage et l'amarrage des navires-citernes et aussi de contrôler leur position parallèle au rivage. Chaque quai comportera quatre ducs-d'Albe d'accostage et six ducs-d'Albe pour l'amarrage.

Les ducs-d'Albe sont conçus pour absorber l'énergie d'accostage et les forces d'amarrage de toute la gamme de navires-citernes attendus aux installations de GNL Québec.

Les quatre ducs-d'Albe d'accostage comprennent les éléments suivants :

- le système de pare-chocs;
- un crochet double à libération rapide et cabestan;
- un éclairage, des garde-corps et des équipements de sécurité adaptés;
- une échelle allant du sommet du duc d'Albe jusqu'au niveau de l'eau à marée basse pour permettre d'accéder à l'eau ou d'en sortir de manière sécuritaire;
- des supports en acier pour les passerelles reliant les quais de transbordement et ducs-d'Albe entre eux.

Chaque duc-d'Albe d'accostage aura une dimension de 9 m par 9 m et sera supporté par quatre pieux d'acier emboîtés dans le roc.

Les six ducs-d'Albe d'amarrage se trouvent approximativement 40 m en retrait des ducs-d'Albe d'accostage, plus près de la rive. Ils servent à sécuriser l'avant et l'arrière des navires une fois accostés. Ils comprennent les éléments suivants :

- un crochet triple à libération rapide et cabestan;
- un éclairage, des garde-corps et des équipements de sécurité adaptés;
- une échelle allant du sommet du duc-d'Albe jusqu'au niveau de l'eau à marée basse pour permettre d'accéder à l'eau ou d'en sortir de manière sécuritaire;
- des supports en acier pour les passerelles reliant les quais de transbordement et ducs-d'Albe entre eux.

Chaque duc-d'Albe d'amarrage aura une dimension de 5,5 m par 5,5 m et sera supporté par un pieu d'acier emboîté dans le roc.

3.1.1.4 Passerelles

Tel qu'indiqué ci-haut, tous les ducs-d'Albe seront reliés les uns aux autres ainsi qu'au quai par des passerelles. Ces passerelles d'environ 1,2 m de large seront conçues en acier et munies de grilles antidérapantes au plancher, de mains courantes et d'éclairage.

Les passerelles seront supportées verticalement et horizontalement par les ducs-d'Albe. Les deux sections de passerelles les plus longues, situées à chaque extrémité des quais, nécessitent un support intermédiaire. Un pieu en acier emboîté dans le roc sera installé à mi-longueur de chaque passerelle. Un total de quatre pieux seront nécessaires pour les deux quais.

3.1.1.5 Aires d'accostage et de manœuvre

Le site des quais proposés pour le chargement du GNL se trouve naturellement en eaux profondes et ne requiert aucun dragage afin de permettre l'accostage ou le départ des navires-citernes. L'espace et la profondeur d'eau sont suffisants pour permettre des manœuvres sécuritaires pour tous les types de navires-citernes attendus aux infrastructures maritimes. L'aire de manœuvre autour du quai sera maintenue à l'eau claire durant l'hiver afin de faciliter toutes manœuvres d'entrée ou de sortie du port.

3.1.1.6 Remorqueurs

Les navires-citernes qui navigueront sur la rivière Saguenay pour se rendre aux installations de GNL Québec pourraient être accompagnés par des remorqueurs, à l'allée comme au retour. Leur nombre exact sera toutefois défini lorsque les simulations sur la navigation seront complétées.

3.1.1.7 Pilotage

Le pilotage des navires-citernes sera assuré par deux pilotes certifiés par l'Administration de pilotage des Laurentides (APL) et affiliés à la Corporation des pilotes du Bas-Saint-Laurent (CPBSL) qui sont très familiers avec les conditions particulières du Saguenay et de la voie maritime du Saint-Laurent dans le secteur entre Les Escoumins et l'embouchure du Saguenay.

En outre, une mesure récente découlant du *Règlement sur les activités en mer dans le parc marin du Saguenay–Saint-Laurent* (DORS/2002-76) consiste à imposer une limite de vitesse maximale de 15 nœuds dans le secteur de l'embouchure du Saguenay entre le 1^{er} mai et le 31 octobre. De plus, de nombreux organismes gouvernementaux et non gouvernementaux recommandent aux navigateurs une mesure volontaire de réduction des vitesses à 10 nœuds pour certains secteurs du fleuve Saint-Laurent, dont les secteurs d'observation des mammifères marins situés près de l'embouchure du Saguenay. Cette mesure a pour but de protéger les mammifères marins, dont le béluga, des risques de collision ainsi que des effets sur leurs comportements liés aux bruits émis par les navires circulant à des vitesses supérieures. Un avis aux navigateurs est émis annuellement depuis 2013 concernant l'application de cette mesure au voisinage de l'embouchure du Saguenay. Ainsi, ces réductions de vitesses sont également applicables du 1^{er} mai au 31 octobre de chaque année. En outre, GNL Québec s'est engagé auprès de Transports Canada à naviguer en respectant la vitesse limite de 10 nœuds entre Les Escoumins et ses installations tout au long de l'année.

Enfin, le processus d'examen TERMPOL sera réalisé par Transports Canada pour le présent projet. Celui-ci tiendra compte des particularités techniques du projet, autant en ce qui a trait au transport maritime de GNL qu'à la manutention de la cargaison, afin de proposer au besoin des améliorations.

3.2 LE PROJET ET SON ENVIRONNEMENT

3.2.1 Présentation de la zone d'analyse

La zone d'analyse s'étend des infrastructures maritimes du complexe de liquéfaction de gaz naturel sur la rive sud de la rivière Saguenay jusqu'à la station de pilotage de Les Escoumins dans l'estuaire du Saint-Laurent. Elle comprend également un secteur appelé « Les Razades » où les navires-citernes pourraient être mis en attente dans l'éventualité où l'accès à la rivière Saguenay ne serait pas immédiatement disponible.

Depuis son embouchure dans l'estuaire maritime du Saint-Laurent, la voie navigable du Saguenay s'étend vers le nord-ouest sur une distance d'environ 130 km, et permet aux navires commerciaux de rejoindre les diverses installations portuaires du seul port régional, en l'occurrence le port de Saguenay. Ces installations se situent en rive sud du Bras Nord du Haut Saguenay ainsi qu'au fond de la Baie des Ha! Ha!

Fortement encaissée dans une vallée glaciaire bordée de hautes falaises rocheuses, qui se prolongent sur de grandes profondeurs sous l'eau, cette rivière d'environ 1 à 3 km de largeur selon l'endroit, n'a aucun couloir maritime bien défini, sauf en hiver, en amont de l'île Saint-Louis (Grosse île). En effet, dans ce secteur, un couloir fait l'objet d'un entretien régulier par des brise-glaces entre la mi-décembre et la mi-mars de chaque saison hivernale. Après la mi-mars, une opération de déglaçage a lieu afin de libérer les glaces qui sont encore présentes de chaque côté du fjord ainsi qu'à l'embouchure des rivières se déversant dans la Saguenay. Il est à noter que, pour le tronçon aval, les fluctuations de marée et les courants du Saguenay empêchent la formation d'une surface glacée continue en travers du cours d'eau et permettent d'évacuer rapidement les glaces flottantes.

Tout au long de son cours, la largeur du Saguenay est suffisante pour permettre aux navires commerciaux de naviguer en son centre, et même de croiser ou dépasser d'autres navires, ainsi que les bateaux d'excursion et les embarcations de plaisance, sans avoir à s'approcher des falaises. Cependant, afin de permettre néanmoins aux pilotes de pouvoir constamment s'orienter et ainsi d'éviter les écueils et autres sources potentielles d'accidents, de nombreux phares, feux de navigation et autres balises d'orientation sont installés à divers endroits de part et d'autre du fjord, de même que des concentrations de bouées tout juste en aval de son embouchure ainsi que dans le Bras Nord du Saguenay.

Il est à noter qu'en raison de la grande profondeur générale du Saguenay et de ses secteurs utilisés pour la navigation, il ne s'effectue aucun dragage d'entretien directement dans la voie navigable. Toutefois, bien que peu fréquents, des dragages d'entretien sont occasionnellement effectués près des quais dans le Bras Nord du Saguenay, au fond de la Baie des Ha! Ha! ainsi que dans le secteur de Tadoussac.

Aux fins de caractérisation de chacune des sections, les récepteurs potentiels de même que les caractéristiques du milieu environnant ont été identifiés.

3.2.2 Identification des éléments sensibles

Différents éléments sensibles, aussi appelés éléments récepteurs, entourant le trajet qui sera emprunté par les navires-citernes entre les infrastructures maritimes de GNL Québec et Les Escoumins sur le fleuve Saint-Laurent ont été pris en considération aux fins de l'analyse des risques individuels, afin d'évaluer le niveau d'acceptabilité des risques en fonction des critères établis par le Conseil canadien des accidents industriels majeurs (CCAIM) (voir section 9.1) et également parce qu'ils peuvent représenter des sources potentielles d'ignition en cas de fuites de GNL. Il s'agit notamment de :

- population (densité);
- institutions publiques (incluant les parcs naturels);
- traversiers et autres navires;
- autres éléments sensibles (marinas, camping, etc.).

3.2.2.1 Population et densité de population

Le tableau 3-1 présente les données de recensement de la population établies à partir de l'information contenue dans le rapport intitulé « Évaluation des effets et des risques liés à l'accroissement du transport maritime sur le Saguenay » (WSP, 2018) et dans laquelle on retrouve le nombre d'habitants recensés par municipalité de part et d'autre du Saguenay.

Tableau 3-1 Population et superficie des municipalités traversées par la zone d'étude

ENTITÉ MUNICIPALE	POPULATION	SUPERFICIE (KM ²)
Ville de Saguenay	145 850	1 137
MRC du Fjord-du-Saguenay	21 789	38 936
Saint-Fulgence	2 031	351
Sainte-Rose-du-Nord	401	118
Saint-Félix-d'Otis	1 074	233
Rivière Éternité	471	478
L'Anse-Saint-Jean	1 223	507
Mont-Valin (TNO)	5	33 793
Petit-Saguenay	691	329
MRC de La Haute-Côte-Nord	10 901	11 260
Les Bergeronnes	691	268
Les Escoumins	1 956	267
Sacré-Cœur	1 824	301
Tadoussac	819	51
MRC de Charlevoix-Est	16 017	2 283
Baie-Sainte-Catherine	199	233
Essipit	263	0,8

(Source : WSP, 2018)

En bordure du Saguenay, la population est essentiellement concentrée dans la Ville de Saguenay, dont les arrondissements riverains de la zone d'étude sont ceux de La Baie et de Chicoutimi. Moins populeuses, les autres municipalités possèdent, pour la plupart, un centre du village situé à bonne distance des rives du fjord. En fait, les municipalités présentant une trame urbaine à proximité du Saguenay sont Saint-Fulgence, Tadoussac et Baie-Sainte-Catherine. À celles-ci s'ajoutent celles de Sainte-Rose-du-Nord et de L'Anse-Saint-Jean, qui possèdent un noyau urbain au fond d'une anse. Le long du fleuve Saint-Laurent, la population riveraine de la zone d'étude élargie se concentre surtout à Les Escoumins, dans la baie des Escoumins et entre les anses à Robitaille et de la Tente, ainsi qu'à Essipit. Les rives du Saguenay sont peu peuplées et essentiellement de tenure privée dans leur partie amont (secteurs de Saguenay, de Saint-Fulgence et de Sainte-Rose-du-Nord), alors qu'elles sont majoritairement du domaine public pour le reste du fjord jusqu'à Tadoussac et Baie-Sainte-Catherine. Dans leur partie aval, elles sont situées principalement dans le parc national du Fjord-du-Saguenay (PNFS), lequel est de juridiction provinciale. Les rives du Saint-Laurent sont majoritairement de tenure publique à Tadoussac et de tenure privée depuis Les Bergeronnes jusqu'à la baie des Escoumins. Quant à la réserve indienne d'Essipit, elle est constituée de terres publiques de juridiction fédérale.

3.2.2.2 Utilisation du plan d'eau

Le fjord du Saguenay et le fleuve Saint-Laurent, entre Baie-Sainte-Catherine et Les Escoumins, font l'objet de plusieurs usages par les communautés locales et régionales, notamment :

- la navigation commerciale;
- la navigation de plaisance;
- la navigation touristique d'excursion en mer;
- la navigation de passagers;
- la navigation touristique de croisières;
- le canotage et le kayak de mer;
- la plongée sous-marine;
- la pêche commerciale (fleuve Saint-Laurent seulement);
- la pêche récréative estivale et hivernale;
- la chasse aux oiseaux migrateurs;
- la chasse au phoque;
- l'observation de la nature;
- les activités aquatiques diverses (p. ex. plages et baignade, kite-surf, planche à rame).

3.2.2.3 Activités maritimes et récrétouristiques

Les activités de récréation nautique et aquatique sont pratiquées dans la zone d'analyse, soit par des riverains, des résidents de la région, des membres des communautés autochtones, dont celle d'Essipit, des personnes provenant de régions voisines pour de courtes excursions ou encore des touristes. À titre indicatif, le parc marin Saguenay-Saint-Laurent (PMSSL) indiquait qu'en 2010, il y a eu près de 20 000 sorties pour les excursions en mer, plus de 24 000 jours-visites de plaisanciers, plus de 40 000 jours-visites pour les kayakistes, plus de 2 500 jours-plongeurs et près de 150 passages de navires de croisière dans le territoire du parc (WSP, 2018). Le parc marin est fréquenté de mai à octobre, avec un achalandage plus marqué en juillet et en août. Le secteur de l'embouchure du Saguenay, à la hauteur de Tadoussac et de Baie-Sainte-Catherine, s'avère l'endroit le plus achalandé du fjord du Saguenay et de l'estuaire maritime du Saint-Laurent pour la pratique d'activités récrétouristiques (WSP, 2018).

3.2.2.4 Traversiers et autres navires

À quelque 700 m en amont de l'embouchure du Saguenay, des traversiers opérés par la STQ relient Baie-Sainte-Catherine à Tadoussac de jour comme de nuit. Selon la période de l'année, on dénombre entre 85 et 130 traversées quotidiennes, pour un total annuel d'environ 40 000, ce qui fait de ce secteur le plus achalandé du Saguenay et de loin.

En plus des navires marchands et des traversiers de la STQ, le secteur de l'embouchure du Saguenay est caractérisé par une navigation maritime dense, principalement entre mai et octobre (WSP, 2018). Cette zone est en effet très fréquentée, autant par les excursionnistes que par les plaisanciers. Bien que les embarcations de la deuxième catégorie soient généralement de petite taille et ne présentent pas un risque majeur pour les navires commerciaux, elles sont souvent pilotées par des plaisanciers ayant une formation ou une expérience limitée pouvant potentiellement mettre ces derniers en situation dangereuse face aux navires commerciaux qui peuvent difficilement dévier de leur trajectoire (WSP, 2018) en raison de leur grande taille et des nombreuses autres contraintes du secteur.

Le secteur du fleuve Saint-Laurent à l'embouchure du Saguenay est également très achalandé par les navires marchands circulant en direction ou en provenance de la région amont du fleuve.

Le quai de Les Escoumins est utilisé pour le service de traversiers Les Escoumins – Trois-Pistoles, une liaison opérée par la Compagnie de navigation des Basques de la fin mai au début d'octobre (WSP, 2018).

Le transport maritime de passagers dans la zone d'étude se fait également dans le fjord via le circuit de la navette maritime des Croisières du Fjord. Ce service, accessible aux piétons et aux cyclistes, dessert les localités de Saguenay (La Baie), de Sainte-Rose-du-Nord, de Rivière-Éternité, de L'Anse-Saint-Jean et de Tadoussac (WSP, 2018). Le quai de Bagotville à La Baie, pour sa part a accueilli 54 navires de plus de 50 000 passagers en 2017, il s'agit d'un port d'escale pour les croisières internationales à Saguenay.

3.2.2.5 Aire de mouillage Les Razades

En cas d'accès interdit à la rivière Saguenay pour une certaine période, un navire-citerne pourrait être dirigé temporairement vers une zone de mouillage non définie sur les cartes marines et appelée Les Razades. Comme cette aire n'est pas officiellement définie, nous avons supposé qu'elle se trouve entre les îles La Razade d'en haut et La Razade d'en bas qui sont interdites à la population, car il s'agit de refuges d'oiseaux de mer. Cette zone est située à plus de 2.5 kilomètres de la rive. De plus, comme ce secteur est très peu fréquenté par des gros navires, et qu'un cas d'échouement, s'il y a lieu, surviendrait à basse vitesse, nous avons donc considéré que le risque d'accident technologique majeur est nul à cet endroit.

Figure 3-1 Localisation approximative de l'aire de mouillage Les Razades



(Source : Google Earth, 2018.)

3.2.2.6 Autres éléments sensibles

Les autres éléments sensibles concernent la présence de marinas, rampes de mise à l'eau, terrains de camping et secteurs d'activités diverses, tel que chasse, pêche, plongée sous-marine et autres activités de plein air que l'on retrouve le long du Saguenay, ainsi que sur les rives du Saint-Laurent.

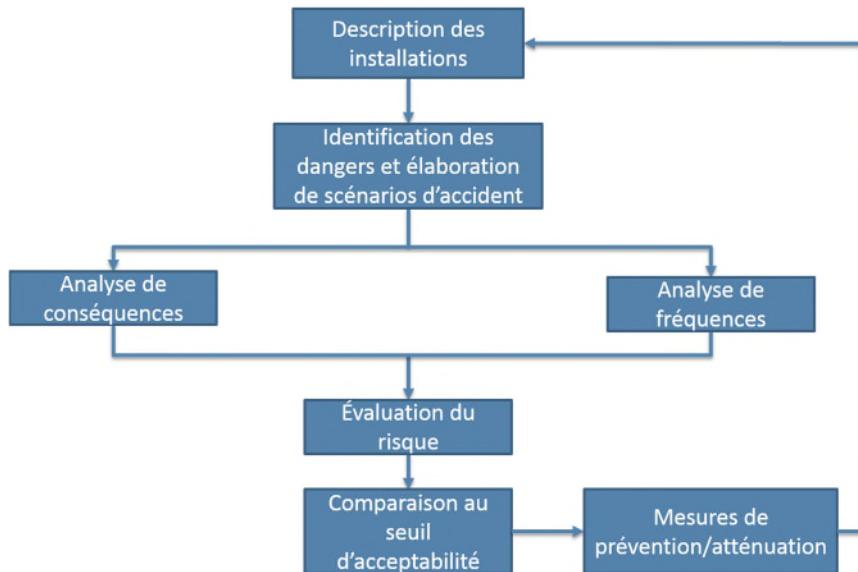
4 MÉTHODOLOGIE

L'analyse des risques d'accidents technologiques vise ultimement à évaluer les risques individuels pour la population en raison des risques d'incendie, d'explosion et d'effet toxique (asphyxie) reliés à la présence de navires-citernes transportant du GNL. La méthodologie d'évaluation de risques (Figure 4-1) utilisée est conforme aux directives du MELCC et du TERMPOL. Elle se réfère au Guide de gestion des risques d'accidents industriels majeurs (CRAIM, 2017), au Guide d'analyse de risques d'accidents technologiques majeurs (MELCC, 2002) et à la section 3.13 du processus d'examen TERMPOL (Transports Canada, 2014). Il est à noter que le Guide du CRAIM et le Guide du MELCC ont été développés principalement pour des sites industriels comportant des réservoirs d'entreposage et des composantes de procédés industriels et non pour des navires-citernes, toutefois, la même méthodologie peut être adaptée à ce contexte.

La méthodologie d'évaluation utilisée comporte quatre étapes principales, soit :

1. L'identification des dangers et l'élaboration de scénarios d'accident.
2. L'analyse de conséquences potentielles (par modélisation avec le logiciel PHAST de DNV-GL, version 8.11).
3. L'analyse de fréquences.
4. L'évaluation du risque individuel (avec le logiciel SAFETI de DNV-GL, version 8.11) et la comparaison aux seuils d'acceptabilité du risque (CCAIM).

Figure 4-1 Diagramme de flux représentant la méthodologie de l'analyse de risques d'accidents technologiques utilisée



Aux fins de la présente analyse de risques, les conditions d'exploitation ont été choisies pour représenter les effets de conséquences maximales et le risque individuel le plus élevé qui pourrait être obtenu en fonction des données disponibles. Parce que cette approche a été appliquée aux différents paramètres utilisés, elle nous assure d'avoir le plus haut niveau de confiance possible dans les résultats obtenus grâce à une surestimation du risque. L'identification des dangers est la première étape de l'analyse d'accidents technologiques (voir section 5). À cette étape, les dangers aussi bien internes qu'externes sont analysés.

Les dangers sont notamment évalués à partir d'une revue historique des accidents pour des navires comparables, des accidents de navigation le long de la route qui sera empruntée par les navires-citernes, de l'identification des dangers liés au produit transporté et de l'analyse des défaillances.

Les scénarios d'accidents (section 6) sont élaborés et définis à partir des différents dangers identifiés. Pour un navire transportant du GNL, il s'agit essentiellement de scénarios d'incendie et d'explosion liés à des brèches de diverses dimensions pouvant se produire ainsi que du danger d'asphyxie en cas de fuite sur le navire. La méthodologie utilisée pour la présente analyse s'inspire de celle recommandée dans le Guide du CRAIM. Cependant, comme la notion de scénario normalisé a été développée pour s'appliquer à des sites industriels comportant des réservoirs d'entreposage et des composantes de procédés industriels, et non pour des navires, nous avons adapté la méthodologie en utilisant des scénarios de brèches majeures d'un réservoir atmosphérique entraînant le déversement rapide de GNL (en moins de 30 minutes) afin de simuler les scénarios de pire cas (normalisés). Ces scénarios sont utilisés pour déterminer les pires conséquences lors de la planification des mesures d'urgence. Les scénarios alternatifs ont été développés à partir de différentes dimensions de brèche, telles que retrouvées dans la littérature spécialisée sur ce sujet. Ceux-ci représentent des situations plus plausibles. L'ensemble de ces scénarios ont servi de base pour le calcul du risque individuel.

Ces scénarios sont par la suite soumis à l'analyse des conséquences (section 7) avec le logiciel PHAST de DNV-GL version 8.11. Les scénarios d'incendie sont évalués en termes d'effet de radiation thermique tandis que les scénarios d'explosion sont évalués en fonction des effets de surpression. Les scénarios de toxicité (asphyxie) sont évalués en fonction du seuil d'asphyxie relié à la concentration de méthane dans l'air.

Parallèlement à l'analyse des conséquences, une analyse des fréquences d'accidents (section 8) est effectuée. L'analyse des fréquences prend en compte notamment les probabilités de défaillance générique des équipements, d'ignition, d'exposition liée à la direction des vents et de la présence d'un individu. Les fréquences sont évaluées en fonction de différentes dimensions de brèches entraînant des fuites.

Les résultats de l'évaluation des fréquences et des conséquences sont combinés avec le logiciel SAFETI de DNV-GL version 8.11 de manière à estimer le risque individuel annuel en termes de niveau de risque en fonction des distances par rapport au navire. Le risque individuel est défini comme étant la probabilité de décès sur une période donnée d'une personne non protégée présente à un point fixe et qui ne peut s'éloigner de la zone à risque.

Le trajet du navire a par la suite été examiné en fonction des distances obtenues en considérant les différents récepteurs sensibles se trouvant à l'intérieur de ces limites. Ces résultats ont été comparés aux critères d'acceptabilité des risques individuels développés par le CCAIM (Section 6.2, CRAIM, 2017).

Dans l'éventualité où un risque jugé non acceptable est identifié, les mesures d'atténuation du risque (section 9) sont revues en fonction des niveaux de risques obtenus, de façon à réduire le risque jusqu'à un niveau acceptable.

5 HISTORIQUE ET IDENTIFICATION DES DANGERS

En tant que processus, l'analyse des risques technologiques débute par l'identification des dangers potentiels. Le processus d'identification des dangers est essentiellement axé sur l'identification des dangers et des défaillances qui pourraient éventuellement survenir et qui pourraient avoir une incidence sur divers récepteurs. Toutefois, dans le cadre de l'analyse des risques technologiques, seuls les risques liés à un incendie, une explosion ou à la toxicité (asphyxie) ont été considérés, car les risques pour l'environnement ont fait l'objet d'une étude indépendante détaillée présentée dans le rapport « Évaluation environnementale des effets et des risques environnementaux liés à l'accroissement du transport maritime sur le Saguenay » (WSP, 2018).

L'identification des dangers comprend une revue des accidents survenus sur des navires comparables, suivi d'une identification des causes potentielles d'accidents liés aux produits transportés, à la conception, à la construction ou à l'exploitation du navire ainsi qu'aux phénomènes ou événements hors du contrôle de l'exploitant qui pourraient entraîner une menace pour la population se trouvant sur la voie maritime (à bord de navires ou autres embarcations) ou se trouvant à proximité.

5.1 REVUE HISTORIQUE DES ACCIDENTS

Afin de pouvoir identifier les types de dangers susceptibles de survenir et d'établir des données statistiques fiables, une revue historique d'accidents doit être entreprise et constitue la première étape associée à l'identification des dangers reliés à un projet. Ce processus repose sur les antécédents reliés à des navires similaires et est étayé par des études statistiques à l'échelle mondiale et locale. Cette revue a été effectuée en partie dans le cadre de l'évaluation des risques environnementaux inclus dans l'étude d'impact pour le projet et complétée à l'aide d'une recherche documentaire à l'aide de mots clés.

5.2 ACCIDENTS/INCIDENTS IMPLIQUANT DES NAVIRES-CITERNES TRANSPORTANT DU GNL

Entre 1959 et 2010, les navires-citernes ont transporté plus de 33 000 cargaisons de GNL sans accident grave en mer ou dans un port (WOODWARD, 2010). Il n'y a jamais eu d'incident impliquant une brèche dans les systèmes de confinement qui aurait provoqué des fuites de cargaison résultant d'une collision, d'un échouement, d'un incendie, d'une explosion ou d'une défaillance de la coque. Ceci est confirmé par quatre incidents d'échouement sans perte de cargaison. La liste suivante présente les différents cas d'accidents répertoriés impliquant un navire-citerne :

1. 1964, Arzew, Algérie : au cours des opérations de chargement, la foudre a frappé la colonne d'évacuation avant du *Methane Progress* et a enflammé la vapeur qui était régulièrement ventilée par le système de ventilation du navire. Un événement similaire s'est produit au début de 1965, alors que le navire était en mer peu après son départ d'Arzew. Dans les deux cas, la flamme a été rapidement éteinte par purge à l'azote via une connexion à la colonne montante.
2. 1965, Arzew, Algérie : déversement de GNL du navire *Jules Verne* résultant du débordement d'une citerne de la cargaison qui a provoqué la fracture du revêtement de la citerne et du pont adjacent.
3. 1965 : les bras de décharge de GNL du navire *Methane Princess* ont été déconnectés prématurément avant que les conduites aient été complètement drainées, ce qui a fait passer le liquide de GNL à travers une vanne partiellement ouverte et sur un plateau d'égouttage en acier inoxydable placé sous les bras. Cela a provoqué l'apparition d'une fracture en forme d'étoile dans le revêtement du pont malgré l'application d'eau de mer.
4. 1974, Arzew, en Algérie : le navire *Methane Progress* d'une capacité de 27 400 m³ s'est échoué. Le gouvernail a été endommagé. Aucun GNL n'a été libéré (CHIV, 2003).

5. 1974, USA : après une panne de courant et la fermeture automatique des vannes de la conduite de liquide principale, 40 gallons de GNL ont fui lors du chargement sur une barge. Le GNL s'est échappé d'une vanne de soupape à purge d'azote d'un pouce sur le collecteur de liquide du navire, ce qui a causé plusieurs fractures aux plaques de pont.
6. 1977, Bontang, Indonésie : lors du remplissage d'une citerne sur le navire *Aquarius*, le GNL a débordé à travers le mât de ventilation desservant cette citerne. L'incident peut avoir été causé par des difficultés au niveau du système de jauge de niveau de liquide. L'alarme de niveau supérieur a été mise en mode dérogation pour éliminer les alarmes intempestives.
7. 14 août 1978 : le *Khannur*, d'une capacité de 123 890 m³, est entré en collision avec le cargo *Hong Hwa* dans le détroit de Singapour avec des dommages mineurs. Aucun gaz naturel liquéfié n'a été libéré (ibid.).
8. 1979, États-Unis : lors du déchargement de la cargaison du *Mostafa Ben Bouliad* à Cove Point, dans le Maryland, un clapet anti-retour dans la tuyauterie du navire n'a pas fonctionné libérant une petite quantité de GNL. Cela a entraîné des fractures mineures du revêtement du pont.
9. 29 juin 1979 : le *Paul Kayser d'El Paso*, d'une capacité de 125 000 m³, s'est échoué à pleine charge à 19 noeuds pour éviter un autre navire dans le détroit de Gibraltar, ce qui peut être considéré comme un échouement dans le pire des cas. Le fond a été lourdement endommagé et un réservoir de GNL a été déformé. Le navire a été remis à flot et la cargaison a été transférée sur un autre navire, le *El Paso Sonatrach*. Aucun gaz naturel liquéfié n'a été libéré (ibid.).
10. 12 décembre 1980 : le *Taurus*, un navire de GNL de 125 000 m³, s'est échoué par gros temps à Mutsure Anchorage, au large de Tobata, au Japon. Le fond était très endommagé. Le navire a été remis à flot et s'est rendu par ses propres moyens au terminal méthanier de Kita Kyushu et a déchargé sa cargaison. Aucun gaz naturel liquéfié n'a été libéré (ibid.).
11. 1985 : *Ramdane Abane*, un navire de 126 000 m³, a fait l'objet d'une collision alors qu'il était chargé. Le côté bâbord a été touché, mais aucun gaz naturel liquéfié n'a été libéré (ibid.).
12. 21 mai 1997 : le *Northwest Swift* de 125 000 m³ est entré en collision avec un navire de pêche à environ 400 km du Japon. La coque a été endommagée, mais aucune infiltration d'eau et aucun gaz naturel liquéfié n'ont été relâchés (ibid.).
13. 2008, Au large de Cape Cod, États-Unis, le méthanier *Catalunya Spirit* perd sa propulsion. Des remorqueurs ont été appelés à sauver le navire du naufrage.
14. 2013, Yokohama Bay, Japon : le navire-citerne japonais *LPG Sakura Harmony* et le navire-citerne *Puteri Nilam Satu* sont entrés en collision. Ils avaient tous les deux des pilotes à leur bord.
15. 2013, Singapour : un navire méthanier entre en collision avec un cargo - les deux vont dans la même direction.
16. 2014, Nigeria : un navire méthanier nigérian (avec pilote à bord) s'échoue au large des installations de Bonny Island. Un 2^e navire-citerne effectue un transfert de fret maritime.
17. 6 octobre 2015 : un cargo néerlandais a coulé au large du port de Zeebruges à la suite d'une collision avec un méthanier. Un hélicoptère de sauvetage Sea King a immédiatement été dépêché sur place pour sortir l'équipage des flots.

Note : ces informations ne concernent que les accidents impliquant au moins un navire-citerne transportant du GNL et proviennent de diverses sources.

De plus, il y a eu des incidents avec des navires-citernes à quai (WOODWARD, 2010):

1. 12 juin 1974 : le cargo, le Methane Princess a été percuté par le cargo Tower Princess alors qu'il était amarré au terminal méthanier de Canvey Island, créant une entaille de 3 pieds dans la coque extérieure (ibid.).
2. Décembre 1983 : le Norman Lady, d'une capacité de 87 600 m³, refroidissait les bras de transfert de cargaison avant son déchargement à Sodegaura (Japon), lorsque le navire s'est soudainement mis en marche arrière par ses propres moyens. Tous les bras de transfert de la cargaison ont été rasés et le GNL s'est répandu, mais ne s'est pas enflammé (ibid.).
3. Février 1989 : le navire Tellier était au quai de Skikda, en Algérie, lorsque le vent a soufflé violemment. Le navire de 40 000 m³ a alors quitté son poste de mouillage et les bras de transfert de la cargaison ont été endommagés. La tuyauterie sur le navire a été lourdement endommagée. Le transfert de fret avait été arrêté. Selon certains témoignages verbaux, du GNL aurait été libéré des bras de transfert de cargaison (ibid.).
4. Le 31 octobre 1997 : le Capricorne, d'une capacité de 126 000 m³ de GNL, a heurté un dauphin à l'amarrage près du terminal de GNL de Senboku, au Japon. La coque a été endommagée, mais aucune infiltration d'eau ni aucune perte de GNL (ibid.).
5. 6 septembre 1999 : une panne de moteur du Methane Polar d'une capacité de 71 500 m³ s'est produite lors de son approche de la jetée de GNL de l'Atlantique à Trinité-et-Tobago. Le pilier Petrotrin a été touché et endommagé, mais il n'y a pas eu de blessé ni de déversement (ibid.).
6. 2002 : le navire Norman Lady, en état de ballast en mer à l'est du détroit de Gibraltar, entre en collision avec le sous-marin nucléaire américain USS Oklahoma City. Le navire de GNL a subi une fuite d'eau de mer dans la zone de double fond sous les citernes sèches (IELE, 2003b).

5.3 ACCIDENTS/INCIDENTS MARITIMES SURVENUS SUR LE SAGUENAY

La présente section fait référence aux différents accidents et incidents impliquant un navire, sans égard à sa cargaison ou au type de navire et est extrait du document « Évaluation des effets et des risques environnementaux liés à l'accroissement du transport maritime sur le Saguenay » (WSP, 2018) soumis au MELCC dans le cadre du projet Énergie Saguenay de GNL Québec.

Selon la base de données du Bureau de la sécurité des transports (BST), un total de 110 incidents et accidents impliquant des navires a eu lieu sur le Saguenay entre le 1^{er} janvier 2004 et le 31 mars 2016 (tableau 5-1). Il est important de noter que tous les incidents et accidents doivent être rapportés et que la grande majorité d'entre eux sont des incidents mineurs qui n'ont pas mis en danger le navire, sa cargaison ou ses occupants. Parmi ceux-ci, les incidents les plus fréquents sont les pannes soit de certains équipements d'un navire ou encore d'un système technique. Aucun des événements rapportés n'a nécessité la tenue d'une enquête de la part du BST. Le second type en importance d'événements problématiques liés à la navigation est l'occurrence de dommages, souvent mécaniques, rendant le navire inapte à la navigation. Il importe aussi de souligner que la moitié de ces dommages surviennent alors que les navires sont en déplacement. Bien qu'il s'agisse de situations appelées « incidents », ces dommages présentent également un certain potentiel de risque d'accident. Enfin, le troisième type d'événements relève, quant à lui, des accidents. Il s'agit de navires qui, lors de leur déplacement, viennent heurter un objet immobile qui peut parfois être un autre navire. Ces collisions surviennent souvent à la suite de fausses manœuvres ou encore d'erreurs d'inattention de la part d'un des membres de l'équipage. Elles sont, pour la plupart, sans grandes conséquences sur les plans matériel, humain et environnemental.

Tableau 5-1 Typologie et occurrence des incidents et accidents sur le Saguenay (2004-2016)

Type d'incidents ou d'accidents	À quai	En route
Submersion du navire lors de l'accident (naufrage)	1	0
Risque de naufrage d'un navire	2	2
Collision entre deux navires en mouvement (abordage)	0	1
Collision entre un navire en mouvement et un objet immobile qui peut être un autre navire (heurt)	3	17
Quasi collision entre deux navires en mouvement ou dont un est immobile	0	6
Collision de la quille d'un navire sur le fond (talonnage)	1	3
Échouement d'un navire	0	2
Dommages au navire le rendant inapte à la navigation	11	12
Panne totale de toute machinerie du navire ou de son système technique	7	25
Incendie à bord d'un navire	3	3
Explosion à bord d'un navire	1	0
Accident sur le navire causant des blessures graves	2	7
Incapacité physique d'un membre du personnel du navire	1	0
Total	32	78

(Source : WSP, 2018)

En ce qui a trait aux types d'accidents ayant le plus grand potentiel de conséquences négatives, soit les naufrages, les échouements et les collisions entre deux navires en mouvement, leurs probabilités d'occurrence sont très faibles, correspondant à moins de 1 à 2 % chacun des événements enregistrés pour la période investiguée. Toutefois, il s'agit ici aussi d'un potentiel de risque à prendre en compte dans la gestion des activités maritimes sur le Saguenay. À titre indicatif, parmi les 110 navires impliqués dans les incidents et les accidents qui se sont produits sur le Saguenay se trouvaient 30 vraquiers, 14 navires-citernes, 12 cargos et 26 navires régionaux de croisières. Cinq des brise-glaces de la GCC ont été impliqués dans 9 de ces événements, alors que 2 des 3 traversiers de la STQ l'ont été dans 14 de ceux-ci.

5.4 IDENTIFICATION DES DANGERS

L'identification des dangers couvre ceux qui sont inhérents au produit transporté ainsi qu'aux défaillances liées au transport maritime de GNL.

5.4.1 Identification des dangers liés au produit transporté

Le projet prévoit le transport de gaz naturel liquéfié (GNL) par navires-citernes sur la rivière Saguenay et la voie maritime du Saint-Laurent jusqu'à Les Escoumins. Le GNL commercial (98% méthane et 2% éthane) est vendu sous forme liquéfiée à la pression atmosphérique et à la température de -162°C. Cette dernière température avoisine la température d'ébullition du méthane de -161,4°C. Le GNL revient à son état naturel de gaz à la température ambiante et à la pression atmosphérique. Il a tendance à s'élever en altitude vu qu'il est plus léger que l'air. Le méthane et l'éthane sont des gaz asphyxiants causant la suffocation s'ils sont présents à des concentrations qui rendent l'oxygène insuffisant à la respiration. À des concentrations se situant entre les limites inférieures et supérieures d'inflammabilité, les vapeurs de GNL peuvent s'enflammer ou exploser, lorsque confinées, au contact d'une source d'ignition telle qu'une étincelle ou une flamme nue. Le tableau 5-2 résume les principales caractéristiques physico-chimiques du GNL considérées dans le cadre de cette étude.

Tableau 5-2 Caractéristiques du GNL

Paramètres	Gaz naturel
Composition	98% méthane et 2% éthane
Point d'ébullition	-161,4°C
Température d'inflammabilité (ou d'auto ignition)	580°C
Pression de vapeur	101,3 kPa (à -161°C)
Point éclair	-188°C
Limite inférieure d'inflammabilité	5%
Limite supérieure d'inflammabilité	15%
Densité liquide (eau = 1)	0.43
Densité de vapeur (air = 1)	0.56

(Source : Énergor, 2015)

5.4.2 Analyse des défaillances

Les principales causes de défaillance ont été identifiées dans la section 8.2.1 du document « Évaluation des effets et des risques environnementaux liés à l'accroissement du transport maritime sur le Saguenay » (WSP, 2018) et concernent les collisions, l'échouement, les incendies et explosions, les erreurs de manœuvre de transbordement et le bris d'équipement. À cela s'ajoutent également les dangers d'origine naturelle, le terrorisme et les effets dominos. Ces causes sont résumées comme suit :

5.4.2.1 Collisions

Un contact entre deux navires de grande taille ou entre un navire et des installations fixes (ex. : quai) peut endommager les navires-citernes. Cependant, rappelons que la CPBSL recommande le maintien d'une distance minimale de 161 mètres entre deux navires qui se croisent sur le Saguenay, ce qui permet de minimiser grandement le risque de collision. Le respect de cette distance n'est pas problématique sur le Saguenay.

Par ailleurs, les navires-citernes pour le transport de GNL sont conçus avec une double coque réduisant considérablement les risques qu'un accident conduise à un déversement, même en cas de dommage important à la coque externe. Il faut se rappeler que sur le Saguenay, entre 2004 et 2016, il y a eu quelque 5 240 passages de navires commerciaux et de croisières (environ 450 passages de navires par année) qui ont une dimension suffisante pouvant conduire à une brèche importante sur la coque des navires-citernes en cas de collision (capacité de charge entre 30 000 et 100 000 tpi). Selon l'étude « Évaluation des effets et des risques environnementaux liés à l'accroissement du transport maritime sur le Saguenay » (WSP, 2018), le nombre de passages devrait augmenter à environ 680 passages de navires par année incluant les projets futurs, sans compter les passages des navires-citernes du présent projet. Cela représente environ de 2 à 4 passages de navires par jour sur le Saguenay. Au niveau du fleuve, le nombre de passages de grands navires est évalué à une vingtaine par jour. Cependant, pour qu'il y ait une collision provoquant une brèche dans la double coque d'un navire-citerne, il faudrait une collision latérale (à 90°) sur le côté du navire à la hauteur d'un réservoir et à une vitesse suffisante. Une telle collision pourrait survenir uniquement au quai (bien que ce scénario soit peu plausible à moins d'un geste volontaire, tel que par terrorisme), à la sortie de la baie des Ha! Ha! au niveau du fleuve à l'embouchure du Saguenay, de même que dans le secteur de Les Escoumins. Dans les autres portions du Saguenay et du fleuve dans le trajet à l'étude, cette éventualité n'est pas jugée plausible.

En ce qui concerne les autres types de navires (excursions, navigation de plaisance, pêche, traversiers et navigation de services), qui représentent environ 140000 passages par année, les embarcations n'ont pas une dimension suffisamment importante pour que l'impact contre le navire-citerne puisse créer une brèche dans la double coque de GNL.

5.4.2.2 Échouement

Un échouement survient lorsqu'un navire entre en contact avec le fond de l'eau, ce qui peut également endommager la coque. Le Saguenay est toutefois généralement très profond et la CPBSL recommande le maintien d'une distance minimale de 322 m par rapport à la rive ce qui est possible partout. Rappelons également que la présence à bord des navires commerciaux naviguant sur le Saguenay de pilotes membres de la CPBSL connaissant très bien les particularités de cette voie navigable permet de limiter grandement le risque qu'un tel accident survienne.

Bien que les données statistiques permettent de démontrer qu'une double coque offre une protection efficace dans la plupart des situations d'échouement, il est possible qu'un échouement lorsque le navire-citerne est en mode propulsion puisse conduire à la perforation de sa double coque principalement au-dessous de la ligne de flottaison. Cependant, une fuite de GNL à la suite de l'échouement d'un navire-citerne à la dérive, sans propulsion, n'est pas considérée plausible.

5.4.2.3 Incendie et explosion

Les incendies ou les explosions pouvant survenir à bord d'un navire-citerne sont principalement reliés à des fuites de gaz au niveau de la salle des machines du navire ou encore au niveau du système de reliquéfaction de GNL et ce, en raison de la pressurisation du gaz naturel et de ces lieux qui sont confinés. Des fuites de gaz pourraient donc entraîner une explosion ou un incendie pouvant affecter la capacité du navire à manœuvrer comme souhaité. Néanmoins, les navires sont conçus de manière à minimiser l'occurrence et les conséquences de tels événements (ex. : solidité des structures, redondance de certains systèmes, etc.).

5.4.2.4 Erreur de manœuvre de transbordement

Les manœuvres consistant à charger les navires-citernes de leur cargaison de GNL s'accompagnent d'un risque de déversement de produits potentiellement dangereux dans le milieu récepteur. L'événement maximal plausible lié au transbordement consiste en une défaillance du bras de chargement au quai. Ce risque est analysé dans l'étude « *Preliminary Quantitative Risk Assessment and Consequence Analysis for the Énergie Saguenay LNG Project* » (QUEST, 2018a). Au cours du chargement, si le navire s'écarte, le système de protection « *powered emergency release couplings (PERC)* » entre en jeu. Bien que tous les terminaux maritimes ne soient pas équipés de PERC, les infrastructures maritimes projetées de GNL Québec en comporteront un.

5.4.2.5 Bris d'équipement

Qu'ils soient d'origine humaine ou naturelle ou qu'ils découlent de l'usure, les bris d'équipement à bord d'un navire-citerne peuvent altérer son fonctionnement normal. Ils peuvent par exemple compromettre l'efficacité de mesures de sécurité visant à prévenir les accidents, fragiliser certaines composantes du navire visant à contenir des produits dangereux ou même affecter sa manœuvrabilité.

5.4.2.6 Dangers naturels

Actuellement, on estime qu'aucun danger naturel ne pourrait causer de perte de confinement qui serait plus grave que les événements déjà mentionnés.

Au cours de la saison des glaces, le chenal de navigation sur le Saguenay et en aval des Escoumins devient parfois étroit, et tous les navires doivent passer par cette voie. Un chenal de navigation plus étroit augmente le risque de collision. Le programme de déglaçage de la Garde côtière canadienne (GCC) vise à assurer la sécurité du trafic maritime dans les eaux recouvertes de glaces ou à proximité. La GCC et le Service canadien des glaces d'ECCC mettent à la disposition des navigateurs des manuels, des cartes ainsi que d'autres directives; l'avis aux navigateurs (NOTMAR) n° 6 contient des renseignements sur la navigation dans les glaces des eaux canadiennes. En outre, les communications permanentes assurées par les Services du trafic maritime (STM) de la GCC minimisent le risque de collision entre deux navires.

Il n'est pas possible que la glace endommage un navire-citerne de façon à perforez sa double coque et d'entraîner une fuite de GNL. La glace peut toutefois entraîner un échouement surtout si un navire-citerne navigue en dehors des conditions contrôlées du chenal. Toutefois, un échouement survenu dans ce contexte aura peu de conséquences sur l'intégrité du navire puisque la vitesse de dérive sera relativement faible. La contribution au risque total est donc considérée comme négligeable.

La foudre est également considérée comme événement plausible, mais elle est prise en compte dans la conception d'un navire-citerne et les règles opérationnelles. Par exemple, les navires sont équipés de paratonnerres et les opérations de transfert de la cargaison sont suspendues durant une période de risque de foudre.

5.4.2.7 Terrorisme

Un certain nombre d'événements potentiels liés au terrorisme sont possibles. Les conséquences de ce qui est considéré comme étant l'impact maximum d'un acte terroriste, c'est-à-dire une rupture majeure au niveau de la double coque du navire-citerne a été analysée (voir section 6.3).

5.4.2.8 Câbles électriques

Des câbles de transport d'énergie de l'Hydro-Québec traversent le Saguenay à la hauteur du Cap Sainte-Marguerite. Selon la carte marine n° 1203 du Service hydrographique de Pêches et Océans Canada, la hauteur libre garantie sous ces câbles est de 47 mètres. Cette hauteur correspond au point le plus bas au centre de la rivière en considérant l'étième maximum, tel que lors d'un épisode de verglas. Comme les navires-citernes transportant du GNL ont un tirant d'air d'environ 44 mètres, mais pouvant atteindre jusqu'à 56 mètres pour les plus grands, la sélection des navires-citernes devra tenir compte de cette contrainte. En outre, lors de grands vents, les câbles peuvent osciller, les pilotes devront donc tenir compte de ce facteur, en fonction de la hauteur de la marée, ainsi que de la vitesse des vents, lors de leurs déplacements dans ce secteur.

Toutefois, il est à noter que la hauteur libre correspond au point le plus bas des câbles électriques lors des marées les plus hautes, la hauteur libre en se rapprochant des rives est de beaucoup supérieure. Des navires avec des tirants d'air supérieurs aux navires-citernes de GNL comme les grands bateaux de croisières (par exemple, le tirant d'air du Queen Mary II (6 octobre 2016) est de 62 m) peuvent passer sous les câbles en ne passant pas là où les câbles sont au point le plus bas, mais en naviguant plus près de la rive où la profondeur d'eau est amplement suffisante et où la hauteur des câbles est significativement plus élevée.

5.4.2.9 Effets dominos

Un incendie à bord d'un navire adjacent pourrait causer des problèmes en cas de propagation du feu, ou en cas de modification du trajet du navire et un échouement potentiel si le navire-citerne cherche à éviter le navire en feu. La contribution au risque total est toutefois considérée comme négligeable.

La zone de prudence dans le secteur du fleuve Saint-Laurent entre Les Escoumins et Grandes-Bergeronnes, de même que les secteurs les plus achalandés (ex. : embouchures du Saguenay et de la Baie des Ha! Ha! représentent un risque). Toutefois, ce dernier sera limité par les distances à respecter entre les navires ainsi que par les communications constantes avec le STM de la Garde côtière canadienne.

6 SÉLECTION DES SCÉNARIOS D'ACCIDENTS

6.1 GÉNÉRALITÉS SUR LES SCÉNARIOS

L'analyse des risques d'accidents technologiques requiert de définir des scénarios d'accidents basés sur l'historique d'accidents survenus impliquant des installations et navires-citernes comparables à celles de l'analyse ainsi que sur une étude des dangers pouvant survenir (voir section 5).

Les scénarios prennent en considération différents paramètres pouvant influencer les résultats des modélisations, dont :

- la dimension et le volume des cuves de GNL;
- la nature et les caractéristiques du GNL;
- la pression et la température d'exploitation des cuves de GNL (peut influencer la quantité de vapeurs inflammables émises);
- la présence des valves de sécurité sur les cuves de GNL;
- les fuites au niveau du système de reliqufaction et la salle des machines
- la rugosité du milieu environnant;
- l'épaisseur de la nappe de produit déversé;
- l'occupation du territoire;
- la présence d'éléments sensibles à proximité;
- la présence potentielle de sources d'ignition.

Ces scénarios sont élaborés dans le but d'en évaluer, d'une part les conséquences si un accident se produit, et d'autre part pour estimer leurs fréquences d'occurrence. La combinaison des conséquences et des fréquences d'occurrence sert à évaluer le risque individuel que les installations représentent. Dans le cas d'un accident impliquant une substance liquide inflammable comme le GNL, la méthode d'analyse des conséquences prévoit les étapes suivantes :

1. Fuite de GNL à la pression atmosphérique et à la température de -162oC.
2. Formation de la nappe liquide sur l'eau.
3. Évaporation de la nappe liquide (transformation rapide de phase).
4. Dispersion des vapeurs de GNL.
5. Inflammabilité des vapeurs de GNL (retour de flammes ou feu de nappe).

L'analyse des fréquences vise à évaluer la probabilité qu'une fuite se produise et qu'une source d'ignition soit présente et puisse provoquer un retour de flammes, un feu de nappe ou une explosion (improbable dans le cas d'une fuite à l'air libre).

La méthodologie utilisée pour la présente analyse est en conformité avec les documents suivants : le Guide de gestion des risques d'accidents industriels majeurs (CRAIM, 2017), le « 40 CFR Part 68, Subpart B - Hazard Assessment » (USEPA, 2018) et le « Risk Management Program Guidance for Offsite Consequence Analysis » (USEPA, 2009). Il s'agit de la méthodologie des scénarios normalisé (« Worst Case Scenario ») et alternatifs d'accidents.

Le scénario normalisé d'accident pour les matières liquides inflammables est défini comme étant la perte de confinement de la plus grande quantité d'une matière dangereuse qui résulterait de la rupture complète d'un contenant sur une période de dix minutes, sous les pires conditions météorologiques, et conduisant aux pires conséquences (ou rayons d'impact). Toutefois, ce type de scénario n'est pas adapté pour les navires-citernes en raison du fait que, à cause de la flottabilité d'un navire-citerne, l'ensemble de la cargaison ne peut pas se vider en dix minutes. Dans ce contexte, le scénario normalisé a été défini comme un scénario correspondant à la plus grande quantité qui peut réellement s'écouler du navire-citerne au-dessus du niveau de flottaison du navire-citerne. Ce scénario a été appelé scénario du pire cas afin de ne pas le confondre avec la définition du scénario normalisé.

Cette méthodologie permet ainsi d'évaluer les conséquences d'accidents technologiques en deux étapes. Les scénarios de pire cas d'accident (voir section 6.3), représentent la première étape qui consiste à établir un diagnostic préliminaire afin de déterminer de manière générale les pires conséquences choisies à partir de données documentées dans diverses études. La deuxième étape concerne les scénarios alternatifs d'accidents (voir section 6.4) et permet d'évaluer les conséquences d'accidents de façon plus détaillée et surtout plus réaliste (les dimensions de brèches ont été sélectionnées à partir de différentes études antérieures). Ceux-ci représentent des situations plus plausibles. L'ensemble de ces scénarios ont servi de base pour le calcul du risque individuel.

6.2 DIMENSIONS PHYSIQUES ET CONDITIONS OPÉRATIONNELLES DES NAVIRES-CITERNES DE GNL

Les dimensions physiques et conditions opérationnelles des navires-citernes de GNL retenues pour les scénarios de pire cas et les scénarios alternatifs sont les suivantes :

- volume du navire-citerne Q-Flex : 217 000 m³;
- nombre de compartiments : 5;
- volume maximum d'un compartiment : 43 992 m³;
- longueur du compartiment : 47 m;
- largeur du compartiment : 39 m;
- hauteur du compartiment : 24 m;
- volume de GNL dans un compartiment : 43 192 m³;
- pression de stockage: 101,3 kPa;
- température de stockage : -162°C;
- hauteur de flottaison du navire-citerne : 7 m.

Ces scénarios sont élaborés pour les dimensions physiques maximales des navires-citernes qui pourront accoster aux installations de GNL Québec, soit pour un navire-citerne Q-Flex ayant une capacité maximale de 217 000 m³ de GNL. Toutefois, si l'on compare ces dimensions à celles des navires-citernes qui circuleront de façon régulière sur le Saguenay, alors les dimensions physiques retenues pour les différents scénarios conduisent à une surévaluation conservatrice des conséquences et du risque individuel. À titre d'exemple, la plupart des navires-citernes qui circuleront sur le Saguenay auront une capacité d'environ 160 000 à 180 000 m³.

6.3 SCÉNARIOS DE PIRE CAS

Les scénarios de pire cas qui ont été définis pour les navires-citernes sont présentés dans le tableau 6-1. Il est important de noter que ces scénarios sont basés sur les dimensions physiques maximales des navires-citernes correspondant aux valeurs maximales pouvant être présentes en tout point du trajet des navires-citernes. Dans l'analyse des risques d'accidents technologiques, elles ont été utilisées pour l'ensemble du trajet des navires-citernes entre le quai de GNL Québec et Les Escoumins afin d'obtenir les valeurs de conséquences et de risques individuels les plus élevés pouvant être atteints le long du trajet des navires-citernes. En effet, en cas de fuite, ces valeurs entraînent les plus grands volumes de liquide déversés et les plus grandes concentrations de vapeurs inflammables pouvant être générées.

Les hypothèses retenues pour élaborer les scénarios de pire cas sont décrites plus en détail ci-après. Il est à souligner que ces hypothèses surestiment largement les scénarios d'accidents qui ont été répertoriés lors de la revue historique d'accidents survenus sur des navires-citernes comparables.

Tableau 6-1 Scénarios de pire cas

	Scénarios de pire cas	Caractéristiques de la fuite	Épaisseur de la nappe	Superficie maximale de la nappe	Rugosité
SP-1	Collision au quai - Rupture au niveau de la coque du navire au niveau flottaison – Feu éclair, feu de nappe et asphyxie	Diamètre de la fuite : 1500 mm Débit initial de la fuite : 7984 kg/s Durée de la fuite : 30 minutes Volume déversé : 30 300 m ³	10 cm	80 400 m ² (diamètre: 320 m)	0,06 (Eau)
SP-2	Collision en navigation - Rupture au niveau de la coque du navire au niveau flottaison – Feu éclair, feu de nappe et asphyxie	Diamètre de la fuite : 1500 mm Débit initial de la fuite : 7984 kg/s Durée de la fuite : 30 minutes Volume déversé : 30 300 m ³	10 cm	80 400 m ² (diamètre: 320 m)	0,06 (Eau)
SP-3	Échouement en navigation - Rupture au niveau de la coque du navire sous le niveau flottaison – Feu éclair, feu de nappe et asphyxie	Diamètre de la fuite : 1500 mm Débit initial de la fuite : 7332 kg/s Durée de la fuite : 30 minutes Volume déversé : 25 700 m ³	10 cm	70 700 m ² (diamètre: 300 m)	0,06 (Eau)

Les scénarios de pire cas correspondent au déversement de la plus grande quantité de GNL qui peut être déversée pour des brèches de 1500 mm au niveau de la flottaison du navire et au bas du navire sous le niveau de flottaison. Il est à noter qu'une épaisseur de nappe de 10 cm a été appliquée considérant que le déversement survient de façon subite et que la vitesse d'évaporation réduit grandement l'étalement de la nappe.

6.3.1 Brèches au niveau de la flottaison du navire

Pour le déversement au-dessus de la ligne de flottaison du navire, il est supposé que la cuve de GNL est complètement remplie et que la ligne de flottaison du navire se situe à 7 mètres du fond du navire. Cela suppose qu'il reste 17 mètres de GNL au-dessus de la ligne de flottaison qui se déversera dans l'eau. Le débit de GNL est établi pour une fuite de 1500 mm avec l'équation de Bernoulli suivante :

$$Q = Cd S \rho [2 (Pc - Pa)/\rho + 2gH]^{1/2}$$

où :

- Cd : Coefficient de décharge (0,6);
- S : Surface de la brèche ($1,8 \text{ m}^2$);
- ρ : Masse volumique du GNL (425 kg/m^3);
- Pc : Pression dans la cuve au-dessus du GNL (10300 Pa);
- Pa : Pression à l'extérieur de la brèche (101300 Pa);
- H : Hauteur de la colonne de GNL ($24 \text{ m} - 7 \text{ m} = 17 \text{ m}$).

Dans ce scénario, près de 70% de GNL va s'écouler de la cuve du navire-citerne par la seule force qui correspond au poids du liquide au-dessus du niveau de flottaison.

6.3.2 Brèches sous le niveau de la flottaison du navire

En ce qui a trait au déversement sous la ligne de flottaison, il faut considérer qu'au contact du GNL dans la cuve avec l'eau qui entre dans la cuve au niveau de la brèche, il y aura une quantité de GNL qui s'évaporera proportionnellement à l'énergie disponible dans l'eau. Cela aura comme conséquence de faire augmenter la pression dans la cuve à la pression d'ouverture de la valve de sécurité présente sur la cuve de GNL (qui est de 0,2 barg). Cependant, les cuves de GNL sont conçues pour résister à une telle augmentation de pression. De plus, le système de reliquéfaciton du GNL sera activé permettant ainsi d'abaisser la pression dans la cuve. Comme la brèche sera au fond de la cuve de GNL, les densités relatives des deux liquides (GNL et eau) vont faire en sorte que le niveau de GNL se stabilisera à une hauteur d'environ 11 mètres par rapport au fond de la cuve de GNL. Dans ce cas, les calculs de débit de GNL sont repris avec l'équation de Bernoulli avec les paramètres suivants :

- Cd : Coefficient de décharge (0,6);
- S : Surface de la brèche ($1,8 \text{ m}^2$);
- ρ : Masse volumique du GNL (425 kg/m^3);
- Pc : Pression dans la cuve au-dessus du GNL (121 300 Pa ou 0,2 barg);
- Pa : Pression à l'extérieur de la brèche (164 300 Pa ou 0,64 barg correspondant au poids de la colonne d'eau sur la hauteur de flottaison de 7 m);
- H : Hauteur de la colonne de GNL ($24 \text{ m} - 11 \text{ m} = 13 \text{ m}$).

Les scénarios de pire cas prévoient que tout le liquide déversé forme une flaue de GNL sur l'eau et que cette flaue s'enflamme, ce qui entraîne des conséquences de radiation thermique pouvant affecter des personnes qui se trouveraient à proximité sans possibilité de fuir.

Lors de la modélisation, le risque d'explosion du nuage de vapeurs inflammables émis par la flaue de GNL a également été évalué. Cependant, à l'air libre, l'explosion d'un nuage de gaz naturel n'est pas plausible.

6.4 SCÉNARIOS ALTERNATIFS

Les scénarios alternatifs qui ont été définis pour les navires-citernes ainsi que pour la station de reliquéfaction et la salle des machines sont présentés dans le tableau 6-2. Là encore, il s'agit de scénarios basés sur des dimensions physiques des navires-citernes qui sont conservatrices.

Les hypothèses retenues pour élaborer les scénarios alternatifs sont décrites ci-après.

Tableau 6-2 Scénarios alternatifs

	Scénarios alternatifs	Caractéristiques de la fuite	Épaisseur de la flaqué	Superficie maximale de la nappe	Rugosité
SA-1	Collision au quai – Fuite mineure au niveau de la coque du navire au niveau flottaison – Feu éclair, feu de nappe et asphyxie	Diamètre de la fuite : 250 mm Débit initial de la fuite : 221 kg/s Durée de la fuite : 30 heures Volume déversé : 30 300 m ³	1 cm	14 100 m ² (diamètre: 134 m)	0,06 (Eau)
SA-2	Collision au quai – Fuite majeure au niveau de la coque du navire au niveau flottaison – Feu éclair, feu de nappe et asphyxie	Diamètre de la fuite : 750 mm Débit initial de la fuite : 1987 kg/s Durée de la fuite : 3 heures Volume déversé : 30 300 m ³	1 cm	50 300 m ² (diamètre: 253 m)	0,06 (Eau)
SA-3	Collision (ou échouement) en navigation – Fuite mineure au niveau de la coque du navire au niveau flottaison – Feu éclair, feu de nappe et asphyxie	Diamètre de la fuite : 250 mm Débit initial de la fuite : 221 kg/s Durée de la fuite : 30 heures Volume déversé : 30 300 m ³	1 cm	14 100 m ² (diamètre: 134 m)	0,06 (Eau)
SA-4	Collision (ou échouement) en navigation – Fuite majeure au niveau de la coque du navire au niveau flottaison – Feu éclair, feu de nappe et asphyxie	Diamètre de la fuite : 750 mm Débit initial de la fuite : 1987 kg/s Durée de la fuite : 3 heures Volume déversé : 30 300 m ³	1 cm	50 300 m ² (diamètre: 253 m)	0,06 (Eau)
SA-5	Échouement (ou collision) en navigation – Fuite mineure au niveau de la coque du navire (au bas du navire sous le niveau de flottaison) – Feu éclair, feu de nappe et asphyxie	Diamètre de la fuite : 250 mm Débit initial de la fuite : 203 kg/s Durée de la fuite : 30 heures Volume déversé : 25 700 m ³	1 cm	12 700 m ² (diamètre: 127 m)	0,06 (Eau)
SA-6	Échouement (ou collision) en navigation – Fuite majeure au niveau de la coque du navire (au bas du navire sous le niveau de flottaison) – Feu éclair, feu de nappe et asphyxie	Diamètre de la fuite : 750 mm Débit initial de la fuite : 1826 kg/s Durée de la fuite : 3 heures Volume déversé : 25 700 m ³	1 cm	44 500 m ² (diamètre: 238 m)	0,06 (Eau)
SA-7	Fuite mineure sur le système de reliquéfaction à 6,8 barg et -160°C à l'extérieur – Feu éclair et explosion (confinée)	Diamètre de la fuite : 4 mm Débit de la fuite : 0.18 kg/s Durée de la fuite : 24h	Pas de nappe	Pas de nappe	0,06 (Eau)
SA-8	Rupture sur le système de reliquéfaction à 6,8 barg à -160°C à l'extérieur – Feu éclair et explosion (confinée)	Diamètre de la fuite : 12 mm Débit de la fuite : 1.6 kg/s Durée de la fuite : 1h	Pas de nappe	Pas de nappe	0,06 (Eau)

Tableau 6-3 Scénarios alternatifs (suite)

	Scénarios alternatifs	Caractéristiques de la fuite	Épaisseur de la nappe	Superficie maximale de la nappe	Rugosité
SA-9	Fuite mineure dans la salle des machines à 6,8 barg et -160°C à l'intérieur de la salle des machines – Explosion (confinée)	Diamètre de la fuite : 4 mm Débit de la fuite : 0,18 kg/s Durée de la fuite : 24h	Pas de nappe	Pas de nappe	0,06 (Eau)
SA-10	Rupture sur dans la salle des machines à 6,8 barg et -160°C à l'intérieur de la salle des machines – Explosion (confinée)	Diamètre de la fuite : 12 mm Débit de la fuite : 1,6 kg/s Durée de la fuite : 1h	Pas de nappe	Pas de nappe	0,06 (Eau)

6.4.1 Navires-citernes

Les scénarios alternatifs liés aux collisions ou échouements correspondent à des situations qui sont jugées plus plausibles, bien que conservatrices. Les scénarios alternatifs retenus sont associés à des grosses fuites plausibles et pour lesquelles il est possible d'établir la probabilité d'occurrence. Toutefois, ces valeurs sont surestimées par rapport aux volumes de fuites que l'on retrouve dans la revue historique d'accidents. Dans la littérature, les dimensions de brèches crédibles sont établies à 200-300 mm (moyenne de 250 mm) pour des brèches mineures et 500-1000 mm (moyenne de 750 mm) pour des brèches majeures. En conséquence, les scénarios de fuites utilisés aux fins de modélisation des risques sont les suivants :

- fuite mineure provenant d'une brèche d'un diamètre de 250 mm sur une période de 30 heures à la pression atmosphérique et à la température de stockage du GNL liquide de -162°C suivie d'un écoulement par gravité jusqu'à ce que la fuite soit terminée;
- fuite majeure provenant d'une brèche d'un diamètre de 750 mm sur une période de 3 heures à la pression atmosphérique et à la température de stockage du GNL liquide de -162°C suivie d'un écoulement par gravité jusqu'à ce que la fuite soit terminée;

Pour chacun de ces scénarios, le risque d'incendie (radiation thermique) et d'explosion (surpression) est évalué en considérant que la quantité de GNL versée sur l'eau forme une nappe de 1 cm d'épaisseur qui s'enflamme. Là encore, il est important de préciser qu'à l'air libre, la possibilité qu'un nuage de gaz naturel explose n'est pas plausible.

6.4.2 Station de reliquification du GNL

Dans le cas de la station de reliquification du gaz naturel, le débit de fuite des scénarios est établi à partir du débit de GNL maximum en jeu dans la station de reliquification qui est de 5800 kg/h (à une pression de 780 kPa et -160°C). Les scénarios de fuite utilisés aux fins de modélisation des risques sont les suivants :

- fuite mineure provenant d'une brèche d'un diamètre de 4 mm sur une période d'une heure à la pression de 780 kPa et à la température du GNL liquide de -162°C suivi d'un écoulement par gravité sur une heure. La fuite survient à l'extérieur dans un lieu semi-confiné. L'ensemble du GNL liquide s'évapore instantanément;
- fuite correspondant à un diamètre de 12 mm sur une période d'une heure à la pression de 780 kPa et à la température du GNL liquide de -162°C suivi d'un écoulement par gravité sur une heure. L'ensemble du GNL liquide s'évapore instantanément.

Pour chacun de ces scénarios, le risque d'incendie (radiation thermique) et d'explosion (surpression) est évalué.

6.4.3 Salle des machines

Dans le cas de la salle des machines alimentées au GNL, le débit de fuites des scénarios est établi à partir du débit de GNL maximum en jeu au niveau de la salle des machines qui est de 4800 kg/h (à une pression de 780 kPa et -162°C). Les scénarios de fuites utilisés aux fins de modélisation des risques sont les suivants :

- fuite mineure provenant d'une brèche d'un diamètre de 4 mm sur une période d'une heure à la pression de 780 kPa et à la température du GNL liquide de -162°C suivi d'un écoulement par gravité sur une heure. La fuite survient à l'intérieur de la salle des machines ayant un volume de 40 000 m³ et un taux de 3 changements d'air à l'heure. L'ensemble du GNL liquide s'évapore instantanément;
- fuite correspondant à un diamètre de 12 mm sur une période d'une heure à la pression de 780 kPa et à la température du GNL liquide de -162°C suivi d'un écoulement par gravité sur une heure. La fuite survient à l'intérieur de la salle des machines ayant un volume de 40 000 m³ et un taux de 3 changements d'air à l'heure. L'ensemble du GNL liquide s'évapore instantanément.

Il est à noter que les données concernant la dimension de la salle des machines et du nombre de changements d'air n'ayant pu être obtenues, elles ont été estimées de façon très conservatrice.

Pour chacun de ces scénarios, le risque d'incendie (radiation thermique) et d'explosion (surpression) est évalué.

7 ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES

7.1 MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DES RAYONS D'IMPACT

7.1.1 Généralités

L'évaluation des conséquences des scénarios de pire cas et alternatifs vise à déterminer les distances où l'effet des dangers attribuables à un accident pourrait se faire sentir. La zone de danger correspond donc à un cercle autour du lieu de l'accident.

La présente analyse prend en compte le scénario d'ignition immédiate menant à un feu en chalumeau ou à un feu de flaue, ainsi que les scénarios d'ignition retardés entraînant un feu de flaue, un feu à inflammation instantanée (ou feu éclair) ou une explosion (RIVM, 2009).

7.1.2 Outils de modélisation

L'outil de modélisation retenu pour cette analyse est le logiciel PHAST (Process Hazard Analysis Software Tools), version 8.11 de la compagnie DNV-GL.

Il s'agit d'un logiciel d'analyse de conséquences comme étant techniquement fiable et reconnu. Il est également très utilisé au niveau international et ses résultats sont validés et reconnus.

7.1.3 Valeurs des seuils d'effets

Les valeurs des seuils d'effets applicables aux substances inflammables sont présentées ci-dessous. Ces dernières sont conformes aux recommandations contenues dans le document intitulé « Les valeurs de référence des seuils d'effets pour la planification des mesures d'urgence et l'aménagement du territoire » (CRAIM, 2015).

7.1.3.1 Incendie

Le déversement d'une substance inflammable peut provoquer un incendie. Dans ce cas, la zone d'impact peut être définie en fonction du niveau de radiation thermique (exprimé en kW/m^2) émise par l'incendie. En effet, à la suite d'une exposition prolongée à la chaleur des flammes (radiation thermique), les récepteurs exposés peuvent subir des brûlures à différents degrés, selon la durée de l'incendie et la distance séparant l'incendie du récepteur. La radiation thermique engendrée par un feu de flaue ou un feu de chalumeau est maximale à l'endroit de l'incendie et diminue en fonction de la distance.

Les seuils d'effets qu'il est recommandé d'utiliser pour évaluer les distances associées aux conséquences menaçant la vie, à la planification des mesures d'urgence et à la destruction de pièces d'équipements (CRAIM, 2017) sont :

- 5 kW/m^2 : niveau de radiation à ne pas dépasser pour le corps humain normalement vêtu. Ce seuil peut entraîner des brûlures au second degré suite à une exposition de plus de 40 secondes (seuil recommandé pour la planification des mesures d'urgence - CRAIM);
- 12,5 kW/m^2 : niveau de radiation pouvant menacer la vie à la suite d'une exposition de 30 secondes; seuil d'énergie minimale requise pour l'allumage du bois en présence de flammes et pour faire fondre le plastique;
- 37,5 kW/m^2 : niveau de radiation produisant une incinération instantanée et correspondant au flux thermique suffisant pour endommager les équipements de procédé et entraîner un effet domino.

Pour l'évaluation du risque individuel, les conséquences sont établies à partir des fonctions Probit qui permettent de relier les niveaux d'exposition aux radiations thermiques aux probabilités de décès. Par exemple, à un niveau de radiation de 5 kW/m^2 sur 40 secondes, la probabilité de décès est moins de 1 %. À $12,5 \text{ kW/m}^2$, la probabilité de décès est de 12 % pour une exposition de 30 secondes. À $37,5 \text{ kW/m}^2$, avec une exposition de 40 secondes, la probabilité de décès est de 97 %.

7.1.3.2 Feu à inflammation instantanée et explosion

Pour qu'il y ait un feu à inflammation instantanée (ou feu éclair) ou une explosion, lorsqu'applicable, il faut que les concentrations en gaz d'une substance inflammable se situent entre les limites inférieures et supérieures d'explosivité. Toutefois, pour que ces conditions soient présentes, il faut que les vapeurs soient contenues dans un espace confiné ou semi-confiné, ce qui n'est pas le cas dans ce projet, sauf en ce qui concerne les fuites liées à la station de reliquification et à la salle des machines.

Pour les feux à inflammation instantanée (feux éclairs) résultant de l'ignition d'un mélange de vapeur inflammable, le logiciel utilisé pour faire le calcul des risques individuels (PHAST) définit la zone d'impact comme étant à la limite inférieure d'inflammabilité (LII). Toutefois, pour qu'il y ait un feu à inflammation instantanée, il doit y avoir présence d'une source d'ignition et la limite inférieure d'inflammabilité doit être atteinte. Les résultats de risques individuels obtenus à l'aide du logiciel sont par conséquent très conservateurs.

Dans le cas des conséquences d'une explosion, lorsqu'applicable, la zone d'impact est définie à partir des niveaux de surpression exprimés en livre / pouce carré (psi) issus de l'explosion. Les récepteurs exposés peuvent subir des effets mécaniques (écroulement de structures, rupture de tympan, etc.). La surpression est maximale à l'endroit de l'explosion et diminue en fonction de la distance. Les seuils d'effets recommandés pour l'estimation des conséquences menaçant la vie humaine et pour la planification des mesures d'urgence sont présentés ci-dessous (CRAIM, 2017) :

- 0,3 psi : niveau délimitant la zone liée à des bris de vitre;
- 1 psi : niveau délimitant la zone des dangers significatifs pour l'homme lié à des blessures associées à l'éclatement de vitres ou à la chute de débris (seuil recommandé pour la planification des mesures d'urgence - CRAIM);
- 3 psi : niveau délimitant la zone de dangers très graves pour la vie humaine pouvant mener à des décès. Ce seuil correspond également à une surpression suffisante pour endommager significativement les structures et les équipements de procédé.

Pour ce qui est de l'évaluation du risque individuel, les conséquences sont établies à partir des fonctions Probit qui permettent de relier les niveaux de surpression aux probabilités de décès. Par exemple, à un niveau de surpression de 1 psi, la probabilité de décès est de 0 %. À 3 psi, la probabilité de décès est de 2 %.

7.1.3.3 Asphyxie

Les seuils d'effets utilisés pour évaluer les distances associées aux conséquences menaçant la vie pour les situations d'asphyxie sont les suivants (WOODWARD, 2010):

- 282 000 ppm : niveau correspondant à un comportement altéré;
- 522 000 ppm : niveau correspondant à des nausées et vomissements;
- 713 000 ppm : niveau correspondant à la mort.

7.1.4 Données météorologiques

Les conditions météorologiques ainsi que la direction des vents influencent fortement l'ampleur des conséquences d'un incident impliquant la dispersion d'un nuage d'une substance. Lors de l'analyse des conséquences, diverses combinaisons de vitesses de vent et de stabilités atmosphériques ont été modélisées afin de déterminer les conditions les plus pénalisantes. Les conditions météorologiques utilisées sont présentées au tableau ci-dessous. Les résultats de modélisation présentés dans le corps de ce document correspondent aux conditions météorologiques les plus pénalisantes (1,5 F et 3 D) et celles généralement utilisées pour ce type d'analyse.

Tableau 7-1 Conditions météorologiques considérées

Condition	1	2
Vitesse de vent	1,5 m/s (5,4 km/h)	3 m/s (10,8 km/h)
Stabilité de Pasquill ¹	F (Très stable)	D (Neutre)

7.1.5 Autres hypothèses retenues

Les autres hypothèses retenues aux fins de la modélisation sont résumées ci-dessous :

- température extérieure : 25°C;
- humidité relative : 70 %;
- épaisseur des flaques variant de 1 cm à 10 cm en fonction de la nature du milieu où se produit la fuite;
- facteur de rugosité : 0,06 (eau);
- violence de l'explosion (à l'air libre) pour TNO : 3;
- limite inférieure d'inflammabilité (LII) : 5%;
- limite supérieure d'inflammabilité (LSI) : 15%;
- « averaging time » de 18,75 secondes;
- « core averaging time » : 18,75 secondes;
- utilisation des paramètres par défaut du logiciel de modélisation.

7.2 RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION - CONSÉQUENCES (RAYONS D'IMPACT)

Les résultats de conséquences des scénarios de pire cas d'accidents sont exprimés en termes de distance par rapport au point de rejet où les concentrations atteignent les seuils de radiations thermiques (incendie) ou de surpression (explosion). Le tableau 7-2 présente ces résultats.

¹ Correspond à la stabilité de l'atmosphère qui va de « A » (très instable un jour ensoleillé avec faible vitesse de vent) à « F » (très stable la nuit avec faible vitesse de vent). Les conditions de stabilité « E » et « F » ne peuvent survenir que la nuit.

Tableau 7-2 Rayons d'impact – Scénarios de pire cas

Scénarios pire cas	Collision ou échouement	Localisation du navire	Conditions atmosphériques	Rayons d'impact (m)				Feu éclair	Explosion (Surpression)	
				Asphyxie		Feu de flamme - Ignition immédiate (radiation thermique)				
				28,2%	52,2%	71,3%	5 kW/m ²	12,5 kW/m ²	37,5 kW/m ²	5 kW/m ²
SP-1 Collision Fuite de 1500mm	Au quai	1,5F 3D	247	98	38	785	522	287	897	598
SP-2 Collision Fuite de 1500mm	En navigation	1,5F 3D	181	139	49	785	522	287	897	598
SP-3 Échouement Fuite de 1500mm	En navigation	1,5F 3D	170	128	48	759	505	277	852	568
						779	536	313	870	599
									350	737
										n.a.

n.a. : non atteint.

Les rayons d'impact se mesurent à partir de l'axe central du navire-citerne.

Le scénario de pire cas menant au plus grand rayon d'impact concerne une fuite d'un diamètre de 1500 mm sur une cuve du navire-citerne avec un feu dans une zone où il y a essentiellement de l'eau. Dans ce cas, le rayon d'impact est estimé à 915 m pour l'atteinte de la radiation thermique de 5 kW/m² (voir tableau 7-2). En ce qui concerne le risque d'explosions, les seuils de surpression ne sont pas atteints pour aucun des scénarios, et cela en raison du fait que les vapeurs de GNL générées sont à l'air libre et non confinées. Cependant, elles peuvent générer des feux à inflammation instantanée (feux éclairs). Les feux en chalumeau n'ont pas été retenus étant donné que les caractéristiques du GNL ne sont pas favorables au développement de ce phénomène.

Les résultats pour les scénarios alternatifs, c'est-à-dire les scénarios les plus plausibles, calculés à l'aide du logiciel PHAST de la compagnie DNV-GL, sont présentés aux tableaux 7-3 et 7-4. Dans ce cas, le rayon d'impact le plus élevé est de 755 m pour l'atteinte de la radiation thermique de 5 kW/m², et ce, pour une fuite liée à une brèche de 750 mm sur une cuve d'un navire-citerne suivie d'un feu de flamme (scénario alternatif SA-4). Selon l'organisation américaine FEMA, une radiation thermique de 5 kW/m² peut entraîner des brûlures au second degré à une personne exposée durant une période de 40 secondes sans protection de la peau. À titre indicatif, les rayons d'impact les plus élevés des conséquences de chaque scénario alternatif évalué ont été cartographiés sur l'ensemble du trajet des navires-citernes, soit des quais de transbordement jusqu'à la station de pilotage de Les Escoumins (Voir annexe C-1). Il est important de noter que ces rayons d'impact présentent la zone de danger sur une surface plane, soit au niveau de l'eau, et sur un terrain relativement plat autour du lieu de l'accident, pour les seuils d'effets recommandés par le CRAIM pour les fins de planification des mesures d'urgence. Cette représentation est donc surestimée puisque le logiciel utilisé ne tient pas compte des rives escarpées, des obstacles ou autres types de relief le long des rives. Pour les fins de représentation cartographique, ces rayons sont présentés sous forme de lignes continues parallèlement au trajet qui serait emprunté par un navire-citerne, toutefois, en cas d'accident en un lieu donné, ces distances représenteraient plutôt un cercle autour du lieu de l'accident.

Tableau 7-3 Rayons d'impact – Scénarios alternatifs – Collision ou échouement

Scénarios alternatifs	Collision ou échouement	Localisation du navire	Conditions atmosphériques	Rayons d'impact (m)				Feu de flaque - Ignition retardée (radiation thermique) 5 kW/m ²	Feu de flaque - Ignition immédiate (radiation thermique) 12,5 kW/m ²	Feu de flaque - Ignition retardée (radiation thermique) 37,5 kW/m ²	Feu éclair LII	Explosion (Surpression)	
				28,2%	52,2%	71,3%	5 kW/m ²						
SA-1 Collision Fuite de 250mm – au niveau de flottaison	Au quai	1,5F 3D	89	26	12	193	127	66	451	298	160	1052	n.a.
SA-3 Collision Fuite de 250mm – au niveau de flottaison	En navigation	1,5F 3D	63	28	12	193	127	66	451	298	160	824	n.a.
SA-2 Collision Fuite de 750mm – au niveau de flottaison	Au quai	1,5F 3D	194	74	32	456	302	162	746	496	272	1906	n.a.
SA-4 Collision Fuite de 750mm – au niveau de flottaison	En navigation	1,5F 3D	126	92	40	456	302	162	746	496	272	2146	n.a.
SA-5 Échouement Fuite de 250mm – sous le niveau de flottaison	En navigation	1,5F 3D	59	26	12	186	123	64	431	285	153	774	n.a.
SA-6 Échouement Fuite de 750mm – sous le niveau de flottaison	En navigation	1,5F 3D	120	88	41	442	292	157	711	473	259	2107	n.a.

n.a. : non atteint

Les rayons d'impact se mesurent à partir de l'axe centrale du navire-citerne.

Tableau 7.4 Rayons d'impact – Scénarios alternatifs - Fuite au niveau des composantes

Scénarios alternatifs	Fuite au niveau des composantes	Localisation du navire	Conditions atmosphériques	Rayons d'impact (m)		
				LII	0,3 psi	1 psi
SA-7 Fuite de 3mm sur le système de reliquétfaction	Au quai ou en navigation	1,5F 3D	n.a.	45	28	n.a.
SA-8 Fuite de 12mm sur le système de reliquétfaction	Au quai ou en navigation	1,5F 3D	n.a.	52	157	n.a.
SA-9 Fuite de 4mm dans la salle des machines	Au quai ou en navigation	1,5F 3D	n.a.	47	137	n.a.
SA-10 Fuite de 12mm sur 12mm dans la salle des machines	Au quai ou en navigation	1,5F 3D	n.a.	n.a.	387	159
n.a. : non atteint				387	159	77
Les rayons d'impact se mesurent à partir de l'axe central du navire-déterne.				387	159	77
				387	159	77

7.3 EFFETS DOMINOS

Les effets dominos peuvent survenir lorsqu'un accident qui s'est développé sur une pièce d'équipement peut affecter des équipements adjacents. Un effet domino pourrait ainsi être causé par un accident sur un navire-citerne qui affecterait une structure adjacente ou par un accident sur une structure appartenant à une tierce partie qui aurait un impact sur le navire-citerne. Toutefois, ces dernières structures sont pour la plupart déjà considérées dans le cadre de cette analyse par la prise en compte des probabilités d'ignition retardée liées à des sources d'ignition externes (voir section 8.3.2).

Les effets dominos potentiels suivants pouvant affecter une structure adjacente ont été identifiés :

- effet domino sur une autre installation industrielle (ex. : au quai);
- effet domino sur un autre navire;
- effet domino sur une ligne électrique à haute tension.

La présente analyse est une analyse qualitative du risque individuel occasionné par un effet domino. Les données disponibles concernant les établissements tiers ne permettent pas de quantifier les conséquences d'un accident associé à ces établissements.

7.3.1 Effet domino vers une autre installation industrielle

L'effet domino d'un incendie à bord d'un navire-citerne pouvant se propager aux installations maritimes lorsqu'au quai sera traité à l'intérieur de l'éventuel plan des mesures d'urgence de GNL Québec pour ses installations terrestres.

7.3.2 Effet domino sur un autre navire

Étant donné la largeur de la voie navigable tout au long du trajet à l'étude, nous considérons que le risque qu'un incendie sur un navire-citerne ait un impact sur un autre navire ou qu'un incendie sur un autre navire ait un impact sur un navire-citerne est très faible, sinon négligeable, à moins que l'incendie soit causé par une collision latérale entre un gros navire qui heurterait un navire-citerne dans sa partie centrale, ce qui représente une probabilité très faible.

7.3.3 Effet domino sur une ligne électrique

D'éventuels impacts sur les lignes électriques d'Hydro-Québec au-dessus du Saguenay, sont considérés négligeables compte tenu de la courte durée du passage sous ces derniers et de la probabilité qu'un incendie majeur survienne au même moment.

8 ÉVALUATION DES FRÉQUENCES D'ACCIDENTS

8.1 GÉNÉRALITÉS

Dans le cadre de cette évaluation, le volet fréquence d'accident prend en compte plusieurs types de probabilités qui sont représentées par l'équation suivante :

$$F = P_{\text{défaillance}} \times P_{\text{ignition}} \times P_{\text{vent}} \times P_{\text{présence}}$$

où

F : Fréquence totale;

P_{défaillance} : Probabilité de défaillance générique d'un navire-citerne ou équipement;

P_{ignition} : Probabilité d'ignition des gaz (immédiate et retardée);

P_{vent} : Probabilité que le vent provienne d'une direction spécifique;

P_{présence} : Probabilité de présence d'un individu (= 1 pour le risque individuel).

Les différentes probabilités retenues dans le cadre de la présente étude sont décrites en détail dans les sections qui suivent. Pour les navires-citernes, elles correspondent aux différentes grosseurs de fuites suivantes (définies à la section 6) :

- fuite correspondant à une brèche de diamètre de 250 mm sur une cuve d'un navire-citerne;
- fuite correspondant à une brèche de diamètre de 750 mm sur une cuve d'un navire-citerne;
- fuite correspondant à une brèche de diamètre de 1500 mm sur une cuve d'un navire-citerne.

8.2 PROBABILITÉS DE DÉFAILLANCE DU NAVIRE-CITERNE ET DES ÉQUIPEMENTS CONNEXES

Les scénarios d'accidents les plus plausibles pour un navire-citerne transportant du GNL ont été définis à la section 6 et sont les suivants :

- collision avec un autre navire;
- échouement du navire-citerne;
- collisions au quai;
- autres (fuites aux stations de reliquification et salle des machines).

8.2.1 Probabilités de fuite de GNL liées à la collision avec un autre navire

Le tableau 8-1 présente la probabilité de collision au niveau mondial pour les navires-citerne transportant du GNL selon les données provenant du document intitulé « *Analysing the risk of LNG carrier operations* » (Science Direct, 2007) et portant sur les accidents de navires-citerne transportant du GNL jusqu'en 2005. La fréquence de collisions au niveau mondial s'élève à $6,7 \times 10^{-3}/\text{an}$, ce qui représente une collision par 150 ans.

Tableau 8-1 Probabilité de défaillance générique liée à la collision par un navire-citerne transportant du GNL

Base de données	Probabilité
Fréquence de collision au niveau mondial ²	$6,7 \times 10^{-3}/\text{an}$
Distance parcourue	96 798 Miles nautiques (MN)
Collision durant l'approche au quai	50%
Distance parcourue en zone côtière	10%
Probabilité de collision retenue	$3,5 \times 10^{-7}/\text{MN/an}$

Dans le but d'obtenir une probabilité spécifique au secteur à l'étude comprenant une partie du fleuve Saint-Laurent (à partir de Les Escoumins) et la route d'approche des navires-citerne sur le Saguenay vers le quai de GNL Québec, la fréquence d'échouement au niveau mondial est corrigée à l'aide de facteurs locaux (voir tableau 8-1). On estime qu'un navire-citerne de GNL type se trouve en mer 65 % du temps et qu'il navigue à une vitesse moyenne de 17 noeuds, ce qui donne une distance totale parcourue de 96 798 MN. On considère ensuite que les collisions qui ont lieu durant l'approche à un port constituent 50 % de toutes les collisions qui ont lieu dans le monde, et qu'un navire passe 10 % de son temps pour effectuer l'approche vers le quai de GNL Québec. On obtient ainsi une probabilité de collision de $3,5 \times 10^{-7}/\text{MN/an}$.

La probabilité de collision finale varie en fonction du lieu où se trouve le navire-citerne, et par conséquent le trajet du navire-citerne est divisé en cinq secteurs. Ces secteurs sont les suivants :

- Secteur 1 : quai de GNL Québec (du quai de GNL Québec jusqu'à l'entrée de la baie des Ha! Ha!);
- Secteur 2 : baie des Ha! Ha! (entrée de la baie des Ha! Ha!);
- Secteur 3 : sur la rivière Saguenay (de l'entrée de la baie des Ha! Ha! jusqu'à L'Anse-de-Roche);
- Secteur 4 : sur la rivière Saguenay (de L'Anse-de-Roche jusqu'à l'embouchure);
- Secteur 5 : sur le fleuve Saint-Laurent (de l'embouchure jusqu'à Les Escoumins).

Ainsi, la probabilité de fuite de GNL est déterminée en multipliant la probabilité de collision de $3,5 \times 10^{-7}/\text{MN/an}$ par la distance parcourue dans chaque secteur et par les facteurs de correction (voir le détail des calculs à l'annexe A) :

- probabilité de collision en fonction de la densité de mouvements de navires;
- probabilité de collision avec un gros navire;
- probabilité de collision latérale menant à une fuite.

² Source: Science Direct, 2007.

La distribution entre les diverses catégories de fuites qui est retenue est établie comme suit :

- brèche de 0-250 mm : 70 %;
- brèche de 250-750 mm : 25 %;
- brèche de 750 mm et plus (considéré comme une brèche de 1500 mm) : 5 %.

8.2.2 Probabilités de fuite de GNL liées à l'échouement d'un navire-citerne

Le tableau 8-2 présente la probabilité d'échouement mondiale pour les navires-citernes de GNL qui repose également sur les données provenant du document intitulé « *Analysing the risk of LNG carrier operations* » (Science Direct, 2007) et portant sur les accidents de navires-citernes de GNL jusqu'en 2005. La fréquence d'échouement au niveau mondial s'élève à $2,8 \times 10^{-3}/\text{an}$, ce qui représente un échouement par 350 ans.

Tableau 8-2 Probabilité de défaillance générique liée à l'échouement d'un navire-citerne de GNL

Base de données	Probabilité
Fréquence d'échouement au niveau mondial ³	$2,8 \times 10^{-3}/\text{an}$
Distance parcourue	96 798 Milles nautiques (MN)
Distance parcourue en zone côtière	10%
Probabilité de collision retenue	$2,9 \times 10^{-7}/\text{MN/an}$

Dans le but d'obtenir une probabilité spécifique au secteur à l'étude comprenant une partie du fleuve Saint-Laurent (à partir de Les Escoumins) et la route d'approche des navires-citernes de GNL sur le Saguenay vers les infrastructures maritimes de GNL Québec, la fréquence d'échouement mondiale est également corrigée à l'aide de facteurs locaux (voir tableau 8-2). La distance parcourue reste à 96 798 MN. On considère ensuite que les échouements qui ont lieu durant l'approche à un port représentent 50 % de tous les échouements qui ont lieu dans le monde, et qu'un navire passe 10 % de son temps pour effectuer l'approche vers les infrastructures maritimes de GNL Québec. On obtient ainsi une probabilité d'échouement de $2,9 \times 10^{-7}/\text{MN/an}$. La probabilité d'échouement finale varie en fonction des mêmes cinq secteurs décrits à la section 8.2.1.

Ainsi, la probabilité de fuite de GNL est déterminée en multipliant cette dernière probabilité d'échouement de $2,9 \times 10^{-7}/\text{MN/an}$ par la distance parcourue dans chaque secteur et par les facteurs de correction suivants (voir le détail des calculs à l'annexe A) :

- probabilité liée au nombre de changements de cap;
- probabilité liée à l'emploi d'un pilote à bord;
- possibilité de fuite lors de l'échouement.

Dans le cadre de cette étude, il est supposé qu'une fuite liée à la perforation de la double coque d'un navire-citerne de GNL, à la suite d'un échouement, n'est possible que lorsque le navire-citerne est en mode propulsion. En conséquence, une fuite qui suit l'échouement d'un navire-citerne lorsqu'il est à la dérive n'est pas considérée plausible.

³ Source: Science Direct, 2007.

La distribution entre les diverses catégories de fuites qui est retenue est également établie comme suit :

- brèche de 0-250 mm : 70 %;
- brèche de 250-750 mm : 25 %;
- brèche de 750 mm et plus (considéré comme une brèche de 1500 mm) : 5 %.

8.2.3 Probabilités de défaillance lors de collision au quai

La probabilité de défaillance générique lors de collision au quai de transbordement est tirée du document produit par DNV-GL qui fixe cette probabilité à 9×10^{-6} passage de navires pour des estuaires étroits de largeur variant entre 0,5 et 2,5 km. Si l'on considère 200 passages de navires par an au quai, alors la probabilité de défaillance lors de collisions au quai est de $3,6 \times 10^{-5}$ /an.

8.2.4 Autres (fuites à la station de reliquification et à la salle des machines)

Les autres cas concernent les risques liés aux défaillances de la station de reliquification et de la salle des machines. L'analyse a permis de démontrer que les conséquences liées à ces défaillances sont limitées à même le navire-citerne. En conséquence, les probabilités de défaillance génériques liées à ces cas ne sont pas considérées plus en détail dans les calculs du risque individuel.

8.3 PROBABILITÉS D'IGNITION

8.3.1 Probabilités d'ignition immédiate

La probabilité d'ignition immédiate est définie en fonction des grosseurs de fuites et du type de substances en cause. La probabilité retenue est de 0,7 et est applicable pour des liquides inflammables et des débits de fuites supérieurs à 100 kg/s (RIVM, 2009).

8.3.2 Probabilités d'ignition retardée

Afin de calculer le niveau de risque, il est nécessaire d'avoir des renseignements sur les sources d'ignition qui se trouvent dans les zones où un nuage de vapeur inflammable pourrait être transporté. Les sources d'ignition qui se trouvent le long du Saguenay et qui peuvent avoir un impact sur un éventuel nuage de vapeur sont décrites à la section 3.3.2 et les probabilités par type de sources d'ignition sont présentées dans le tableau 8-3.

Tableau 8-3 Probabilités d'ignition retardée par type de source d'ignition

Types d'infrastructures	Probabilité
Parcs/campings/récrétouristiques ⁴	0,023
Résidences unifamiliales/chalets ⁴	0,023
Écoles/garderies/instituts/bâtiments gouvernementaux ⁴	0,092
Commerce ⁵	0,13
Industries (Quai de GNL) ⁶	0,5
Lignes électriques à haut voltage ⁶	0,2 (per 100 m)
Voies de circulation terrestre ⁶	0,4
Voies de circulation marine ⁶	0,2

8.4 PROBABILITÉS LIÉES À LA DIRECTION DES VENTS

Les probabilités liées à la direction des vents sont établies à partir des données de normales climatiques au Canada issues d'Environnement et Changement climatique Canada pour Bagotville et Tadoussac (voir l'annexe B).

⁴ Source: Table 1, RIVM, 2009.

Nombre d'habitants par habitation évaluée à partir des données de Statistiques Canada (ex. : 2,3 habitants par résidence unifamiliale)

⁵ Source: OGP, 2010.

⁶ Source: Table 1, RIVM, 2009.

9 ÉVALUATION DU RISQUE

9.1 CRITÈRES D'ACCEPTABILITÉ

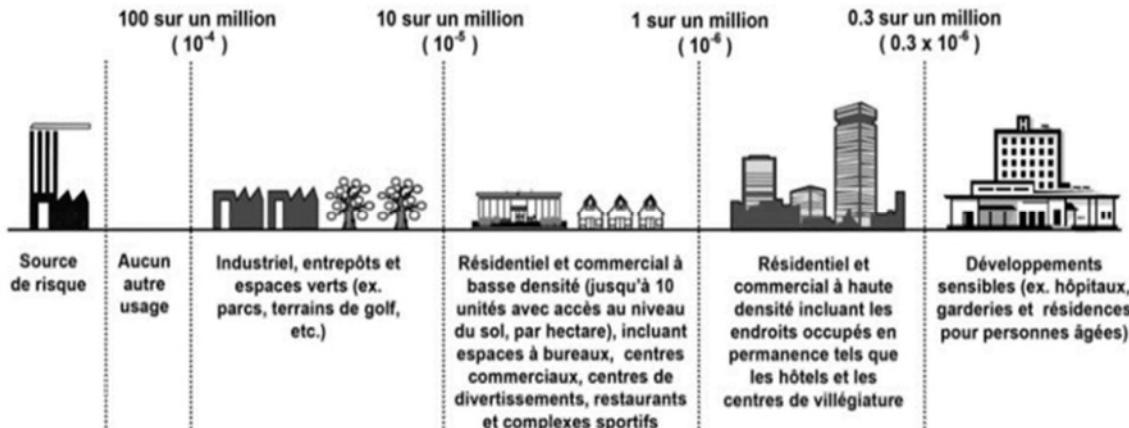
Lors de l'analyse des risques d'accidents technologiques majeurs, le CRAIM recommande l'utilisation de l'approche probabiliste, ou approche basée sur le risque, pour l'aménagement du territoire. Il s'agit de l'approche également recommandée par le CCAIM. Cette approche probabiliste est aussi appelée Analyse quantitative des risques ou communément « Quantitative Risk Assessment » (QRA).

Cette analyse considère que le risque individuel correspond à la probabilité de décès sur une période donnée d'une personne non protégée demeurant à un point fixe et qui ne peut s'échapper de la zone à risque. Il est important de souligner qu'en cas de fuite de GNL, le risque d'incendie est principalement attribuable à une ignition retardée ce qui laisse le temps aux personnes à proximité d'évacuer ou de se mettre à l'abri et de mettre en œuvre les procédures d'évacuation.

Les résultats pour ce risque sont établis en termes de distances par rapport au navire-citerne qui sont ensuite comparés aux critères recommandés dans les lignes directrices du CCAIM où le niveau de risque jugé acceptable est défini en fonction de l'utilisation du site (et des récepteurs sensibles qui y sont présents). À cet effet, les récepteurs sensibles sont passés en revue sur toute la longueur du trajet à l'étude, parcouru par le navire-citerne, de manière à les mettre en relation avec ces distances, et ce, pour finalement en évaluer l'acceptabilité. La figure 9-1 a été élaborée par le CCAIM et a servi d'outil de référence pour cette évaluation.

Figure 9-1 Critères d'acceptabilité du risque selon le CCAIM

Risque Annuel Individuel



Usages Acceptables

(Source : CRAIM, 2017)

9.2 RÉSULTATS DE CALCUL DU RISQUE INDIVIDUEL

Le risque individuel est défini comme étant la probabilité de décès sur une période donnée d'une personne non protégée demeurant à un point fixe et qui ne peut s'échapper de la zone à risque. L'évaluation du risque individuel a été effectuée à l'aide du logiciel SAFETI (version 8.11) de DNV-GL.

Il ressort de l'évaluation qu'il n'y a pas de récepteurs sensibles, tels des hôpitaux, des garderies et des résidences pour personnes âgées, dans les zones avec un niveau de risque supérieur à $0,3 \times 10^{-6}$ (3 décès par 10 millions d'années). De plus, on ne retrouve pas de sites résidentiels et commerciaux à haute densité, incluant des endroits occupés en permanence, tels des hôtels et des centres de villégiature, dans les zones avec un niveau de risque supérieur à 1×10^{-6} (1 décès par million d'années). Les seuls endroits où le critère de 1×10^{-5} (1 décès par 100 000 ans) a été atteint se situent tous à proximité ou à l'intérieur des infrastructures maritimes de GNL Québec. À la lumière de ces informations, on peut donc conclure que le risque individuel évalué est acceptable sur toute la longueur du trajet des navires-citernes ayant fait l'objet de la présente étude.

De façon générale, le risque individuel évalué est inférieur à un décès par million d'années pour une personne se trouvant à proximité du navire-citerne lorsqu'il se trouve à quai. À titre comparatif, vous trouverez en annexe C-2 les figures montrant les courbes du risque individuel sur l'ensemble du trajet des navires-citernes des quais de transbordement jusqu'à la station de pilotage de Les Escoumins.

10 MESURES D'ATTÉNUATION ET RECOMMANDATIONS

Tel que mentionné dans la section précédente, l'analyse de risques confirme que le risque individuel est acceptable selon les critères du CCAIM en tenant compte des mesures d'atténuation prévues ou déjà en place, lesquelles sont basées sur les exigences des normes en vigueur et des pratiques de GNL Québec et des navires-citernes transportant du GNL et qui seront mises en œuvre, ainsi que les mesures de navigation déjà en vigueur. En conséquence, à ce stade du projet on ne recommande aucune mesure additionnelle de réduction des risques, étant donné que des mesures adéquates sont déjà prévues dans les différentes réglementations et normes en vigueur, qu'il y a une communication radio constante avec les Services de trafic maritime (STM) de la Garde côtière canadienne (GCC) et que les recommandations qui seront apportées lors du processus d'analyse TERMPOL par un groupe d'experts gouvernementaux permettront de préciser les mesures spécifiques qui devront être mises en place, s'il y a lieu. De plus, étant donné que les résultats obtenus se situent à un niveau de risques à l'intérieur des limites acceptables, il n'y a pas eu lieu d'effectuer des analyses supplémentaires.

En définitive, la présente analyse démontre que le transport de GNL par des navires-citernes sur la rivière Saguenay et le fleuve Saint-Laurent, jusqu'à Les Escoumins représente un risque individuel acceptable selon les critères du CCAIM dans un contexte où les risques technologiques ont été évalués en utilisant de multiples hypothèses conservatrices, et que les risques réels posés devraient être inférieurs à ceux analysés.

10.1 PLAN DE MESURES D'URGENCE

Chaque navire est soumis à des réglementations et normes locales et internationales très strictes en matière de prévention des risques et d'intervention d'urgence. Les navires-citernes doivent notamment se conformer aux « Directives pour l'élaboration de plans d'urgence de bord contre la pollution des mers par les hydrocarbures et/ou les substances liquides nocives » (OMI, 2005).

De plus, le plan des mesures d'urgence pour les installations terrestres de GNL Québec sera harmonisé avec celui des navires-citernes lors des activités de transbordement au quai.

ANNEXE A CALCULS DES PROBABILITÉS

PROBABILITÉS DE COLLISION

Tronçon	Fréquence de collision mondiale (MN/an)	Distance parcourue (MN)	Fréquence de collision non corrigée sur le tronçon (an)	Densité de mouvements des bateaux	Probabilité de collision avec un gros bateau	Probabilité de collision à 90°	Fréquence de collision menant à une fuite sur le tronçon (an)	Probabilité de fuite à la flottaison/bas du navire	Probabilité liée à la grosseur de la fuite	Fréquence de fuite sur le tronçon (an)
Fuite 250 mm - Flottaison										
Secteur 1 du quai GNL QC (du Quai jusqu'à l'entrée de la Baie des Ha! Ha!)										
Secteur 2 baie des Ha! Ha! (l'entrée de la Baie des Ha! Ha!)	3.5E-07	1,7	5.79E-07	0,5	0,4	0,5	5.79E-08	0,9	0,7	3.65E-08
Secteur 3 rivière Saguenay (de l'entrée de la Baie des Ha! Ha! jusqu'à l'Anse Saguenay)	3.5E-07	5,3	1.85E-06	0,5	0,4	0,5	1.88E-07	0,9	0,7	1.17E-07
Secteur 4 rivière Saguenay (de l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embouchure)	3.5E-07	31,2	1.08E-05	0,1	0,4	0,05	2.16E-08	0,9	0,7	1.36E-08
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embouchure jusqu'à Les Escoumins)	3.5E-07	14,8	5.12E-06	0,3	0,4	0,05	3.07E-08	0,9	0,7	1.94E-08
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embouchure jusqu'à Les Escoumins)	3.5E-07	18,1	6.26E-06	1	0,8	0,5	2.50E-06	0,9	0,7	1.58E-06
Fuite de 750 mm - Flottaison										
Secteur 1 du quai GNL QC (du Quai jusqu'à l'entrée de la Baie des Ha! Ha!)										
Secteur 2 baie des Ha! Ha! (l'entrée de la Baie des Ha! Ha!)	3.5E-07	1,7	5.79E-07	0,5	0,2	0,5	2.90E-08	0,9	0,25	6.52E-09
Secteur 3 rivière Saguenay (de l'entrée de la Baie des Ha! Ha! jusqu'à l'Anse Saguenay)	3.5E-07	5,3	1.85E-06	0,5	0,2	0,5	9.28E-08	0,9	0,25	2.08E-08
Secteur 4 rivière Saguenay (de l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embouchure)	3.5E-07	31,2	1.08E-05	0,1	0,2	0,05	1.08E-08	0,9	0,25	2.43E-09
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embouchure jusqu'à Les Escoumins)	3.5E-07	14,8	5.12E-06	0,3	0,2	0,05	1.54E-08	0,9	0,25	3.46E-09
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embouchure jusqu'à Les Escoumins)	3.5E-07	18,1	6.26E-06	1	0,4	0,5	1.23E-06	0,9	0,25	2.82E-07
Fuite 1500 mm - Flottaison										
Secteur 1 du quai GNL QC (du Quai jusqu'à l'entrée de la Baie des Ha! Ha!)										
Secteur 2 baie des Ha! Ha! (l'entrée de la Baie des Ha! Ha!)	3.5E-07	1,7	5.79E-07	0,5	0,1	0,5	1.48E-08	0,9	0,05	6.52E-10
Secteur 3 rivière Saguenay (de l'entrée de la Baie des Ha! Ha! jusqu'à l'Anse Saguenay)	3.5E-07	5,3	1.85E-06	0,5	0,1	0,5	4.63E-08	0,9	0,05	2.08E-09
Secteur 4 rivière Saguenay (de l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embouchure)	3.5E-07	31,2	1.08E-05	0,1	0,1	0,05	5.39E-09	0,9	0,05	2.43E-10
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embouchure jusqu'à Les Escoumins)	3.5E-07	14,8	5.12E-06	0,3	0,1	0,05	7.68E-09	0,9	0,05	3.46E-10
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embouchure jusqu'à Les Escoumins)	3.5E-07	18,1	6.26E-06	1	0,2	0,5	6.28E-07	0,9	0,05	2.82E-08
Fuite 250 mm - Bas du navire										
Secteur 1 du quai GNL QC (du Quai jusqu'à l'entrée de la Baie des Ha! Ha!)										
Secteur 2 baie des Ha! Ha! (l'entrée de la Baie des Ha! Ha!)	3.5E-07	1,7	5.79E-07	0,5	0,4	0,5	5.79E-08	0,1	0,7	4.06E-09
Secteur 3 rivière Saguenay (de l'entrée de la Baie des Ha! Ha! jusqu'à l'Anse Saguenay)	3.5E-07	5,3	1.85E-06	0,5	0,4	0,5	1.88E-07	0,1	0,7	1.30E-08
Secteur 4 rivière Saguenay (de l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embouchure)	3.5E-07	31,2	1.08E-05	0,1	0,4	0,05	2.16E-08	0,1	0,7	1.51E-09
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embouchure jusqu'à Les Escoumins)	3.5E-07	14,8	5.12E-06	0,3	0,4	0,05	3.07E-08	0,1	0,7	2.15E-09
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embouchure jusqu'à Les Escoumins)	3.5E-07	18,1	6.26E-06	1	0,8	0,5	2.50E-06	0,1	0,7	1.75E-07
Fuite 1500 mm - Bas du navire										
Secteur 1 du quai GNL QC (du Quai jusqu'à l'entrée de la Baie des Ha! Ha!)										
Secteur 2 baie des Ha! Ha! (l'entrée de la Baie des Ha! Ha!)	3.5E-07	1,7	5.79E-07	0,5	0,2	0,5	2.90E-08	0,1	0,25	7.24E-10
Secteur 3 rivière Saguenay (de l'entrée de la Baie des Ha! Ha! jusqu'à l'Anse Saguenay)	3.5E-07	5,3	1.85E-06	0,5	0,2	0,5	9.28E-08	0,1	0,25	2.31E-09
Secteur 4 rivière Saguenay (de l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embouchure)	3.5E-07	31,2	1.08E-05	0,1	0,2	0,05	1.08E-08	0,1	0,25	2.70E-10
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embouchure jusqu'à Les Escoumins)	3.5E-07	14,8	5.12E-06	0,3	0,2	0,05	1.54E-08	0,1	0,25	3.84E-10
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embouchure jusqu'à Les Escoumins)	3.5E-07	18,1	6.26E-06	1	0,4	0,5	1.23E-06	0,1	0,25	3.13E-09

PROBABILITÉS D'ÉCHOUEMENT

Tronçon	Fréquence d'échouement mondiale (MN/an)	Distance parcourue (MN)	Fréquence déchouement non corrigée sur le tronçon (/an)	Nombre de changement de cap	Emploi d'un pilote à bord	Possibilité de fuite lors de l'échouement	Fréquence déchouement reniant à une fuite sur le tronçon (/an)	Probabilité de fuite à la fôtiaison/bas du navire	Probabilité liée à la grosseur de la fuite	Fréquence de fuite sur le tronçon (/an)
Fuite 250 mm - Flottaison										
Fuite 750 mm - Flottaison										
Secteur 1 du quai GNL QC (du Quai jusqu'à l'entrée de la Baie des Haï Ha)	2,9E-07	1,7	4,84E-07	0,1	0,8	0,05	1,94E-09	0,1	0,7	1,36E-10
Secteur 2 baie des Haï Ha (l'entrée de la Baie des Haï Ha)	2,9E-07	5,3	1,55E-06	0,1	0,8	0,05	6,19E-09	0,1	0,7	4,33E-10
Secteur 3 rivière Saguenay (de l'entrée de la Baie des Haï Ha jusqu'à l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embranchure)	2,9E-07	31,2	9,01E-06	0,2	0,8	0,05	7,21E-08	0,1	0,7	5,05E-09
Secteur 4 rivière Saguenay (de l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embranchure)	2,9E-07	14,8	4,28E-06	0,5	0,8	0,05	8,56E-08	0,1	0,7	5,99E-09
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embranchure jusqu'à Les Escoumins)	2,9E-07	18,1	5,23E-06	1	0,8	0,05	2,09E-07	0,1	0,7	1,47E-08
Secteur 1 du quai GNL QC (du Quai jusqu'à l'entrée de la Baie des Haï Ha)	2,9E-07	1,7	4,84E-07	0,1	0,8	0,05	1,94E-09	0,1	0,25	4,84E-11
Secteur 2 baie des Haï Ha (l'entrée de la Baie des Haï Ha)	2,9E-07	5,3	1,55E-06	0,1	0,8	0,05	6,19E-09	0,1	0,25	1,55E-10
Secteur 3 rivière Saguenay (de l'entrée de la Baie des Haï Ha jusqu'à l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embranchure)	2,9E-07	31,2	9,01E-06	0,2	0,8	0,05	7,21E-08	0,1	0,25	1,80E-09
Secteur 4 rivière Saguenay (de l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embranchure)	2,9E-07	14,8	4,28E-06	0,5	0,8	0,05	8,56E-08	0,1	0,25	2,14E-09
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embranchure jusqu'à Les Escoumins)	2,9E-07	18,1	5,23E-06	1	0,8	0,05	2,09E-07	0,1	0,25	5,23E-09
Secteur 1 du quai GNL QC (du Quai jusqu'à l'entrée de la Baie des Haï Ha)	2,9E-07	1,7	4,84E-07	0,1	0,8	0,05	1,94E-09	0,1	0,05	9,68E-12
Secteur 2 baie des Haï Ha (l'entrée de la Baie des Haï Ha)	2,9E-07	5,3	1,55E-06	0,1	0,8	0,05	6,19E-09	0,1	0,05	3,09E-11
Secteur 3 rivière Saguenay (de l'entrée de la Baie des Haï Ha jusqu'à l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embranchure)	2,9E-07	31,2	9,01E-06	0,2	0,8	0,05	7,21E-08	0,1	0,05	3,60E-10
Secteur 4 rivière Saguenay (de l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embranchure)	2,9E-07	14,8	4,28E-06	0,5	0,8	0,05	8,56E-08	0,1	0,05	4,28E-10
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embranchure jusqu'à Les Escoumins)	2,9E-07	18,1	5,23E-06	1	0,8	0,05	2,09E-07	0,1	0,05	1,05E-09
Secteur 1 du quai GNL QC (du Quai jusqu'à l'entrée de la Baie des Haï Ha)	2,9E-07	1,7	4,84E-07	0,1	0,8	0,05	1,94E-09	0,9	0,7	1,22E-09
Secteur 2 baie des Haï Ha (l'entrée de la Baie des Haï Ha)	2,9E-07	5,3	1,55E-06	0,1	0,8	0,05	6,19E-09	0,9	0,7	3,90E-09
Secteur 3 rivière Saguenay (de l'entrée de la Baie des Haï Ha jusqu'à l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embranchure)	2,9E-07	31,2	9,01E-06	0,2	0,8	0,05	7,21E-08	0,9	0,7	4,54E-08
Secteur 4 rivière Saguenay (de l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embranchure)	2,9E-07	14,8	4,28E-06	0,5	0,8	0,05	8,56E-08	0,9	0,7	5,39E-08
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embranchure jusqu'à Les Escoumins)	2,9E-07	18,1	5,23E-06	1	0,8	0,05	2,09E-07	0,9	0,7	1,32E-07
Secteur 1 du quai GNL QC (du Quai jusqu'à l'entrée de la Baie des Haï Ha)	2,9E-07	1,7	4,84E-07	0,1	0,8	0,05	1,94E-09	0,9	0,25	4,36E-10
Secteur 2 baie des Haï Ha (l'entrée de la Baie des Haï Ha)	2,9E-07	5,3	1,55E-06	0,1	0,8	0,05	6,19E-09	0,9	0,25	1,39E-09
Secteur 3 rivière Saguenay (de l'entrée de la Baie des Haï Ha jusqu'à l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embranchure)	2,9E-07	31,2	9,01E-06	0,2	0,8	0,05	7,21E-08	0,9	0,25	1,62E-08
Secteur 4 rivière Saguenay (de l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embranchure)	2,9E-07	14,8	4,28E-06	0,5	0,8	0,05	8,56E-08	0,9	0,25	1,93E-08
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embranchure jusqu'à Les Escoumins)	2,9E-07	18,1	5,23E-06	1	0,8	0,05	2,09E-07	0,9	0,25	4,71E-08
Secteur 1 du quai GNL QC (du Quai jusqu'à l'entrée de la Baie des Haï Ha)	2,9E-07	1,7	4,84E-07	0,1	0,8	0,05	1,94E-09	0,9	0,05	8,72E-11
Secteur 2 baie des Haï Ha (l'entrée de la Baie des Haï Ha)	2,9E-07	5,3	1,55E-06	0,1	0,8	0,05	6,19E-09	0,9	0,05	2,78E-10
Secteur 3 rivière Saguenay (de l'entrée de la Baie des Haï Ha jusqu'à l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embranchure)	2,9E-07	31,2	9,01E-06	0,2	0,8	0,05	7,21E-08	0,9	0,05	3,24E-09
Secteur 4 rivière Saguenay (de l'Anse-de-Roche jusqu'à l'embranchure)	2,9E-07	14,8	4,28E-06	0,5	0,8	0,05	8,56E-08	0,9	0,05	3,85E-09
Secteur 5 sur le fleuve (de l'embranchure jusqu'à Les Escoumins)	2,9E-07	18,1	5,23E-06	1	0,8	0,05	2,09E-07	0,9	0,05	9,42E-09

ANNEXE B

**PROBABILITÉS LIÉES À LA DIRECTION DES
VENTS**

Station de Bagotville
Répartition des directions de vents par classe de stabilité de Pasquill pour les années 2013-2017

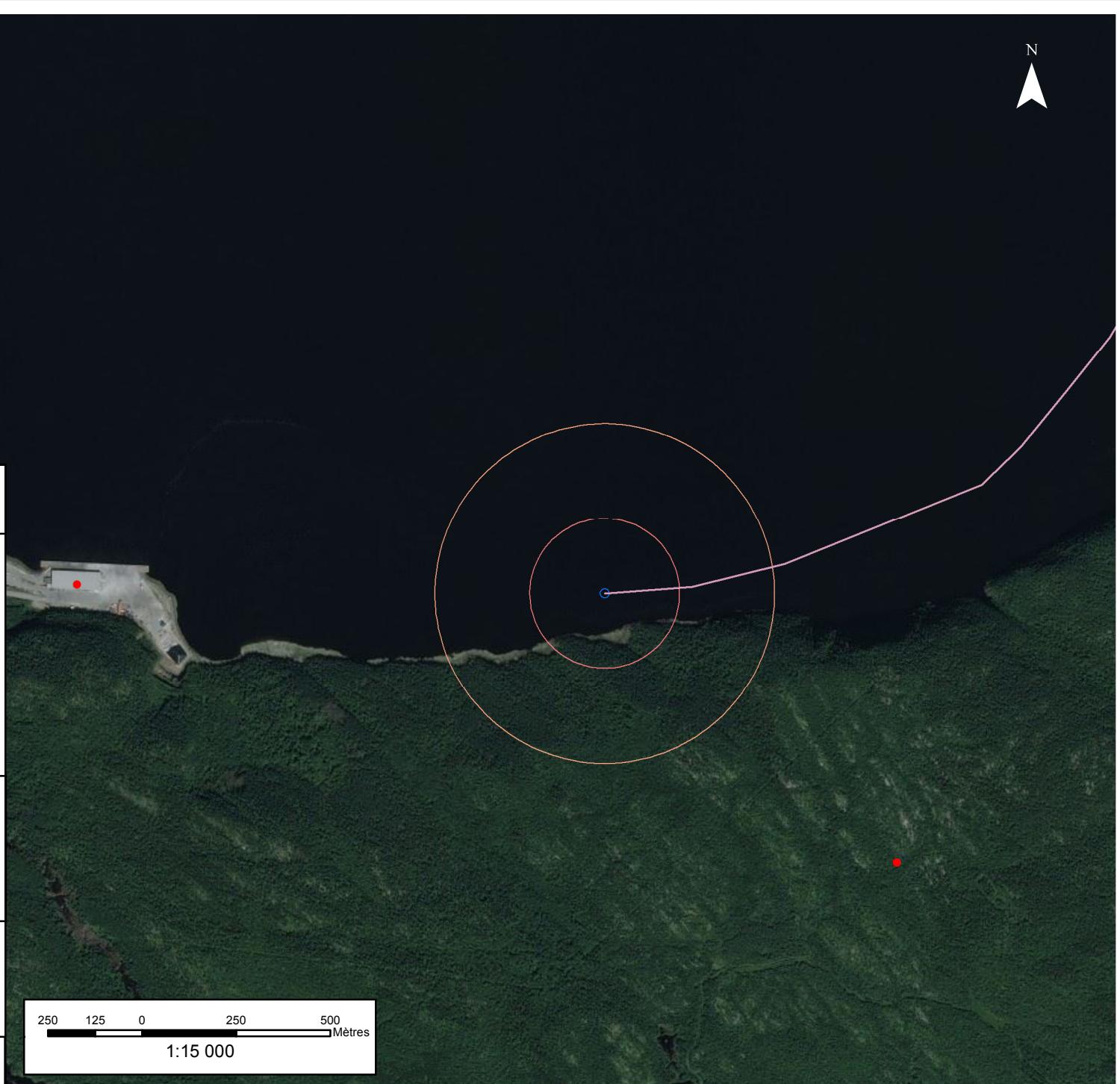
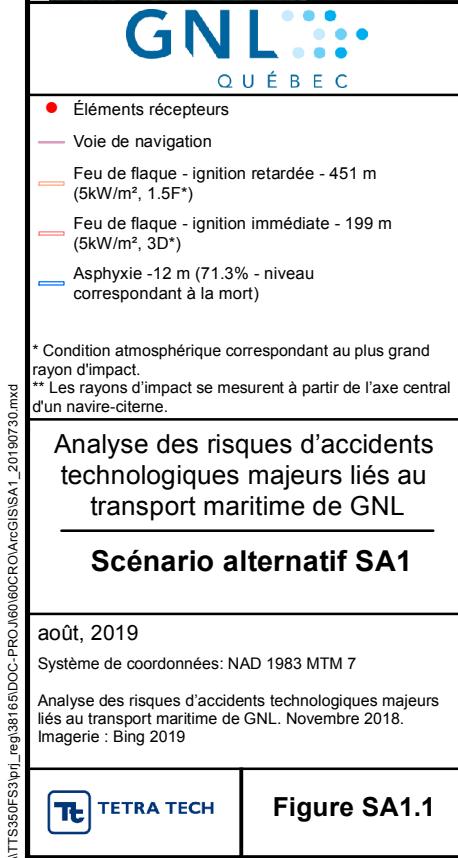
Vent	Stabilité AB-1B	Stabilité CD-1D	Stabilité CD-3D	Stabilité CD-5D	Stabilité D-10D	Stabilité E-2E	Stabilité F-2F	TOTAL
N	1,81	1,16	0,27	0,05	0,01	0,58	0,92	4,82
NNE	0,33	0,07	0,09	0,02	0	0,02	0,06	0,59
NE	0,31	0,08	0,08	0,01	0	0,03	0,07	0,59
ENE	0,72	0,14	0,37	0,1	0,1	0,08	0,12	1,63
E	3,07	0,77	6,7	5,82	5,3	1,85	1,81	25,32
ESE	0,94	0,52	1,69	0,89	0,53	0,92	1,29	6,77
SE	0,41	0,35	0,37	0,1	0,04	0,38	0,72	2,38
SSE	0,21	0,21	0,14	0,07	0,02	0,14	0,55	1,34
S	0,52	0,42	0,3	0,09	0,05	0,49	1,61	3,5
SSO	0,31	0,22	0,29	0,15	0,06	0,35	1,23	2,6
SO	0,41	0,19	0,53	0,41	0,23	0,4	0,93	3,1
OSO	0,67	0,22	1,3	0,84	0,45	0,83	1,28	5,59
O	1,84	0,44	5,88	5,01	4,84	3,25	3,14	24,4
ONO	1,15	0,24	2,44	3,31	3,89	0,74	0,42	12,18
NO	0,69	0,16	0,99	0,96	0,72	0,21	0,2	3,93
NNO	0,54	0,1	0,32	0,12	0,06	0,04	0,08	1,26
TOTAL	13,95	5,3	21,76	17,96	16,31	10,3	14,42	100

Site de Tadoussac
Répartition des directions de vents par classe de stabilité de Pasquill pour les années 2013-2017

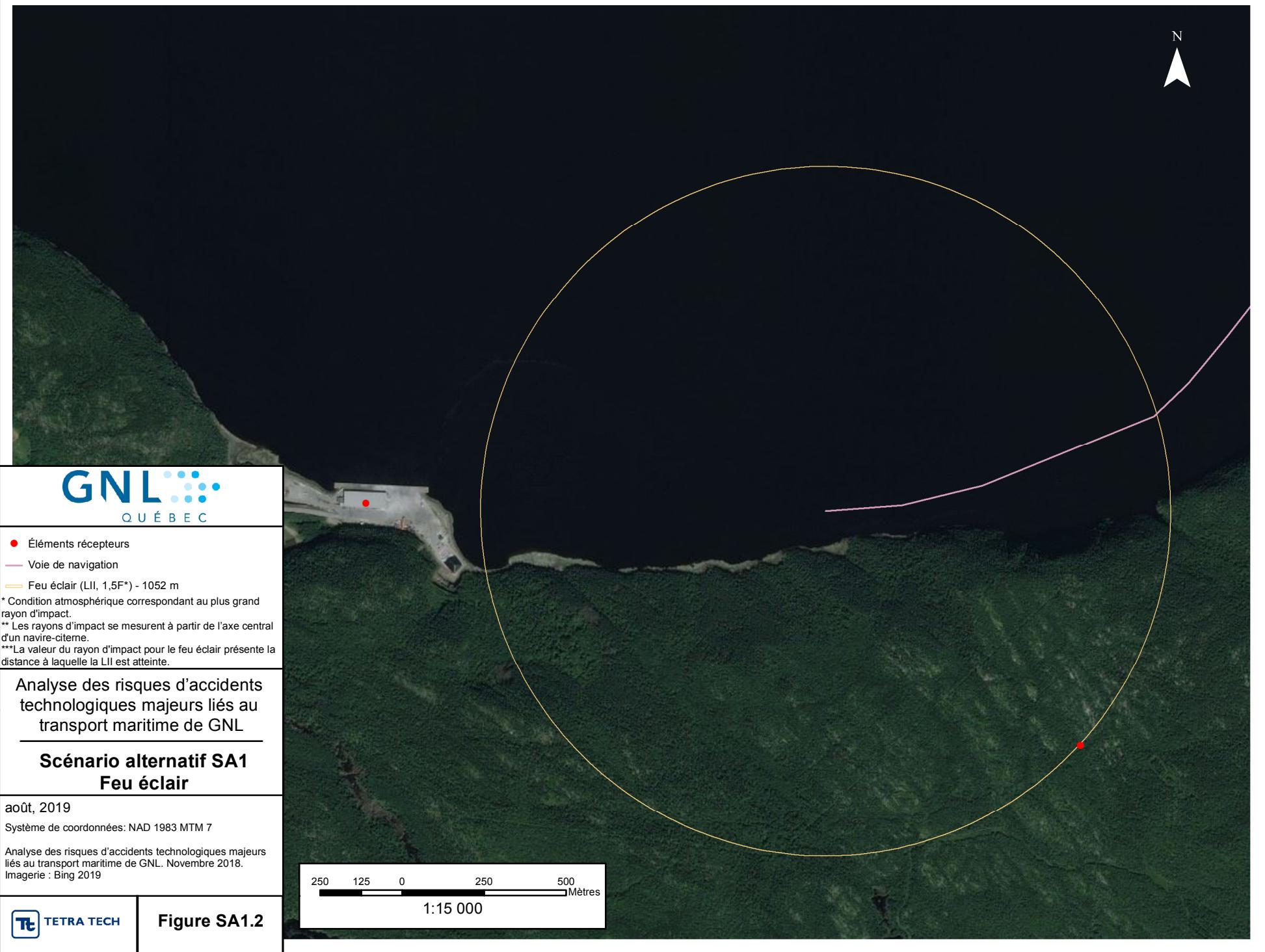
Vent	Stabilité AB-1B	Stabilité CD-1D	Stabilité CD-3D	Stabilité CD-5D	Stabilité D-10D	Stabilité E-2E	Stabilité F-2F	TOTAL
N	0,3	0,7	0,3	0,0	0,0	0,4	0,5	2,1
NNE	0,2	0,4	0,4	0,1	0,0	0,3	0,2	1,5
NE	0,3	0,4	1,3	1,1	1,0	0,3	0,2	4,6
ENE	0,8	0,5	1,6	1,5	1,2	0,5	0,3	6,4
E	2,5	0,8	3,4	1,3	0,8	0,9	0,5	10,2
ESE	1,3	0,5	1,5	0,3	0,1	0,3	0,1	4,2
SE	1,0	0,4	1,1	0,3	0,1	0,2	0,1	3,3
SSE	0,6	0,3	1,2	0,4	0,1	0,2	0,1	3,0
S	0,5	0,3	1,1	1,3	1,0	0,2	0,1	4,5
SSO	0,1	0,2	0,5	0,5	0,2	0,2	0,1	1,8
SO	0,1	0,1	0,3	0,2	0,0	0,2	0,1	1,1
OSO	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	1,3
O	1,0	0,7	2,6	2,4	4,5	1,2	0,7	13,1
ONO	0,7	0,7	4,1	5,7	15,0	3,5	2,3	32,0
NO	0,3	0,5	2,1	1,9	1,4	1,7	1,0	8,8
NNO	0,2	0,5	0,7	0,1	0,0	0,5	0,4	2,4
TOTAL	10,1	7,3	22,5	17,2	25,4	10,8	6,7	100,0

ANNEXE C-1 RÉSULTATS – RAYONS D’IMPACT DES CONSÉQUENCES

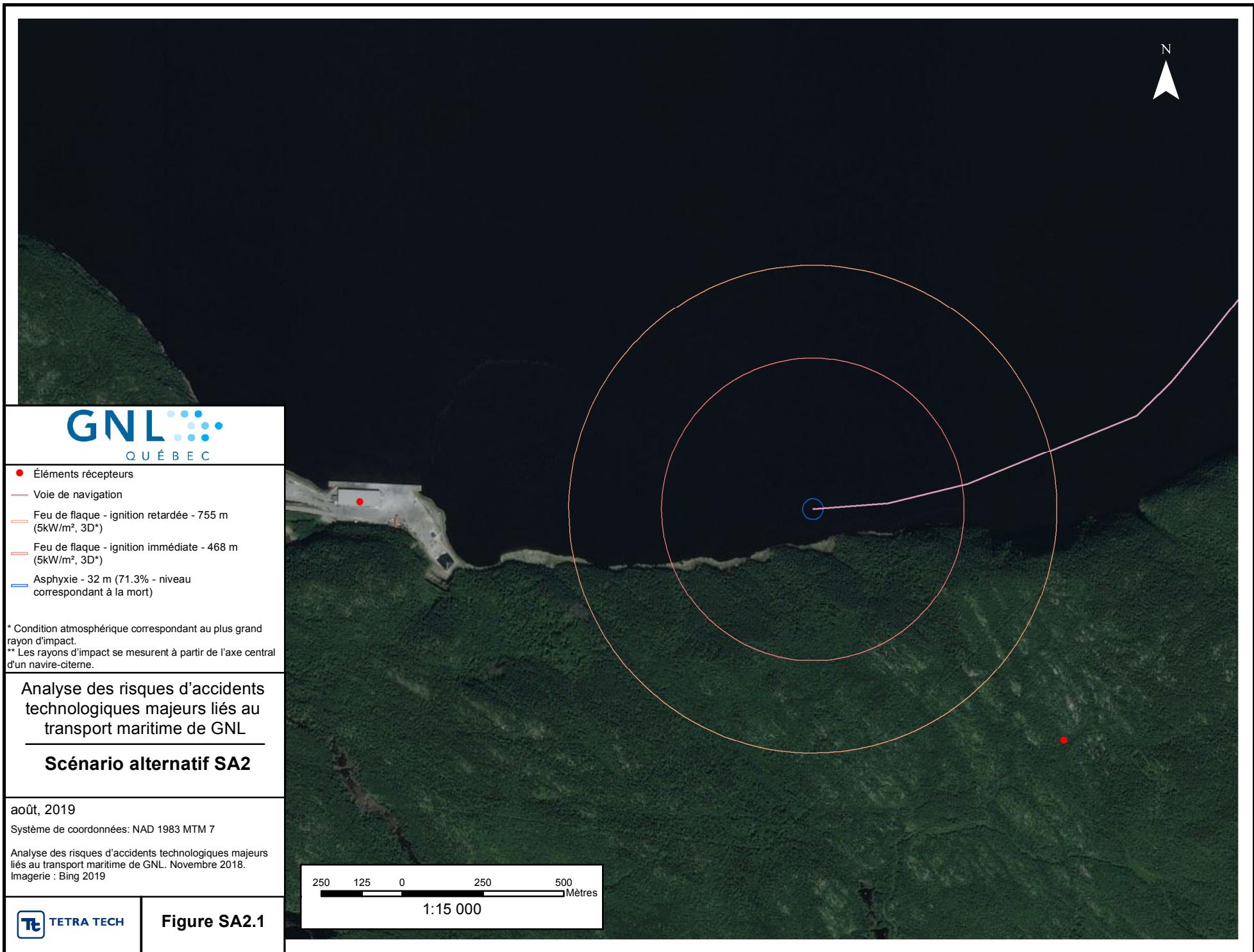
N

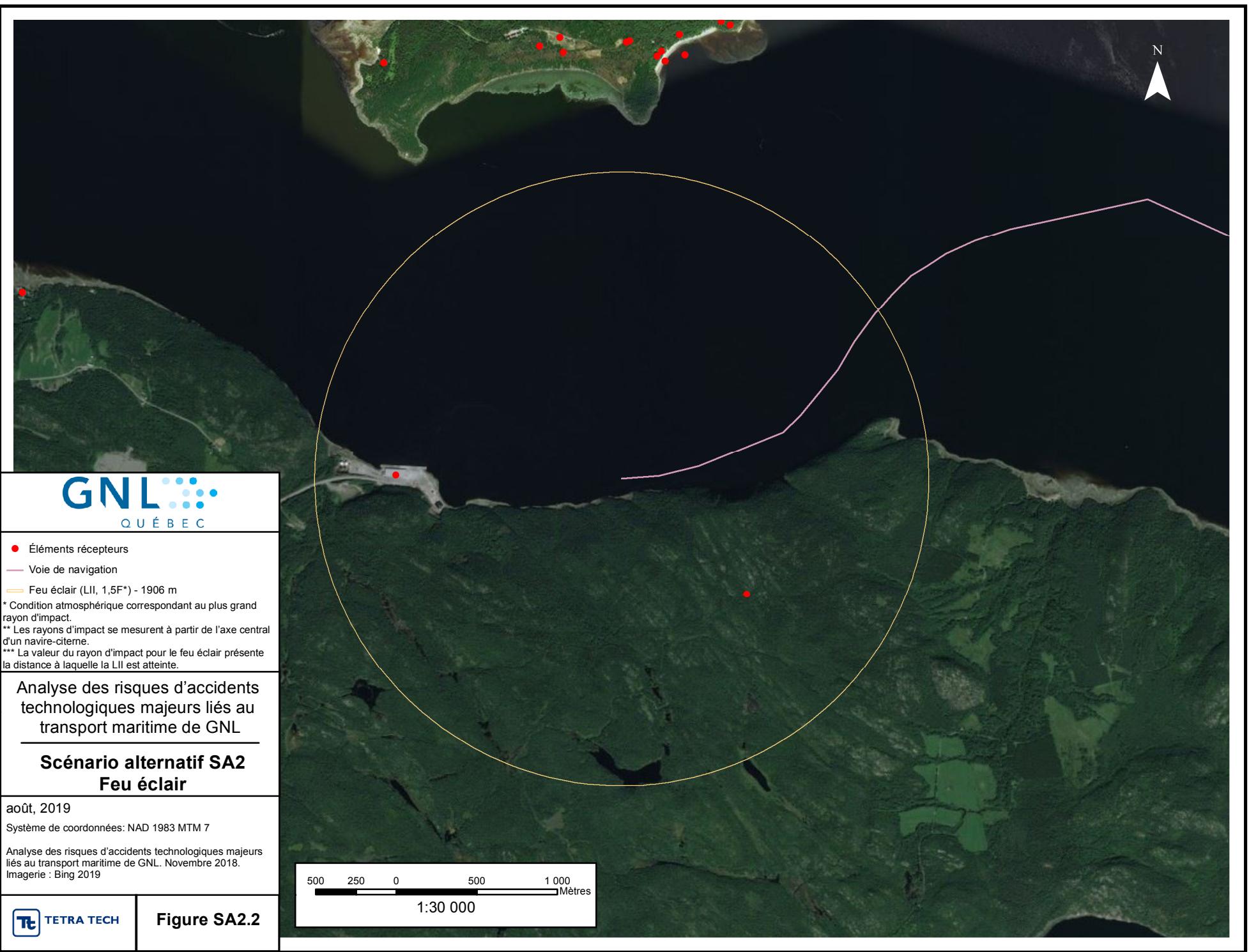


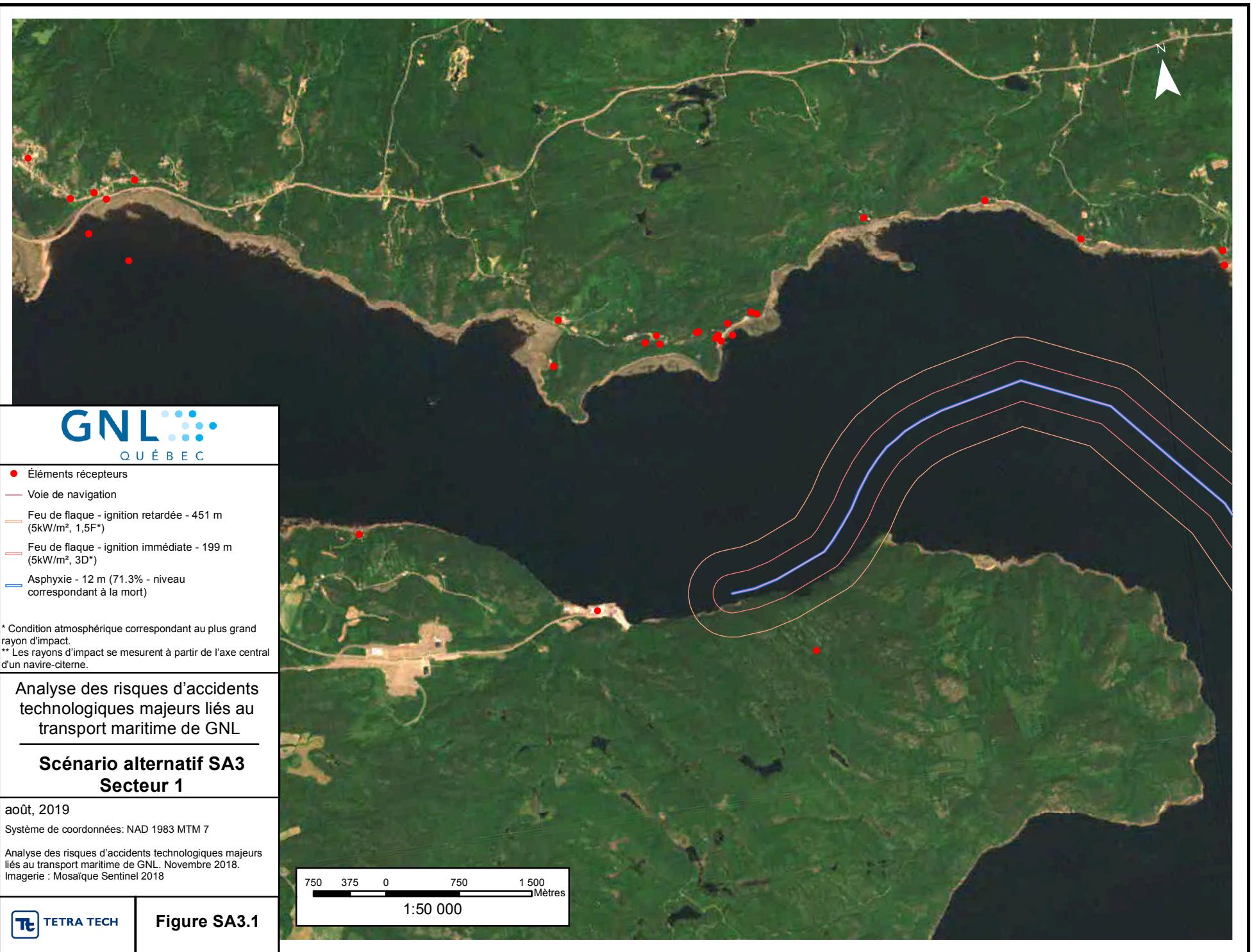
N

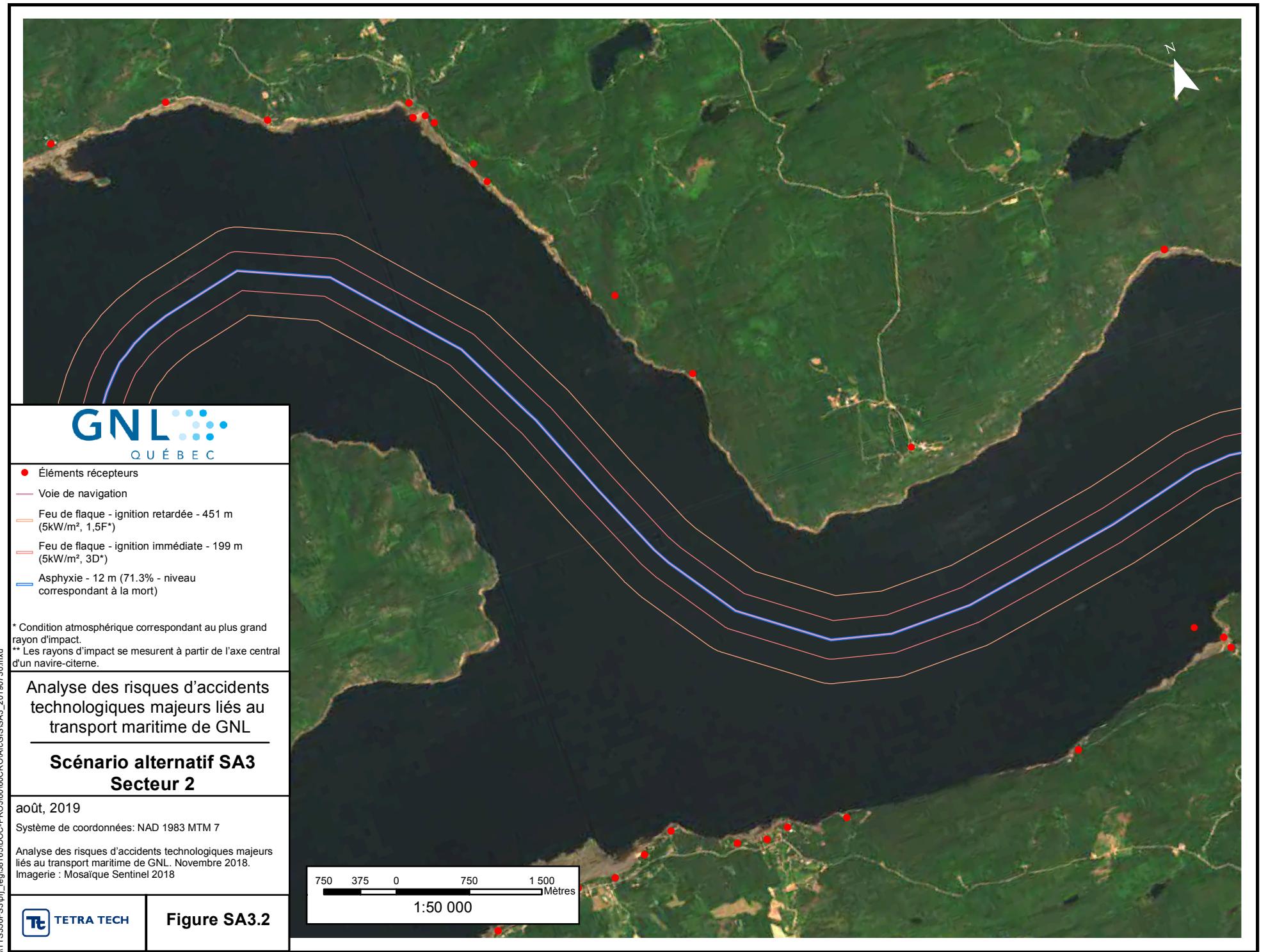


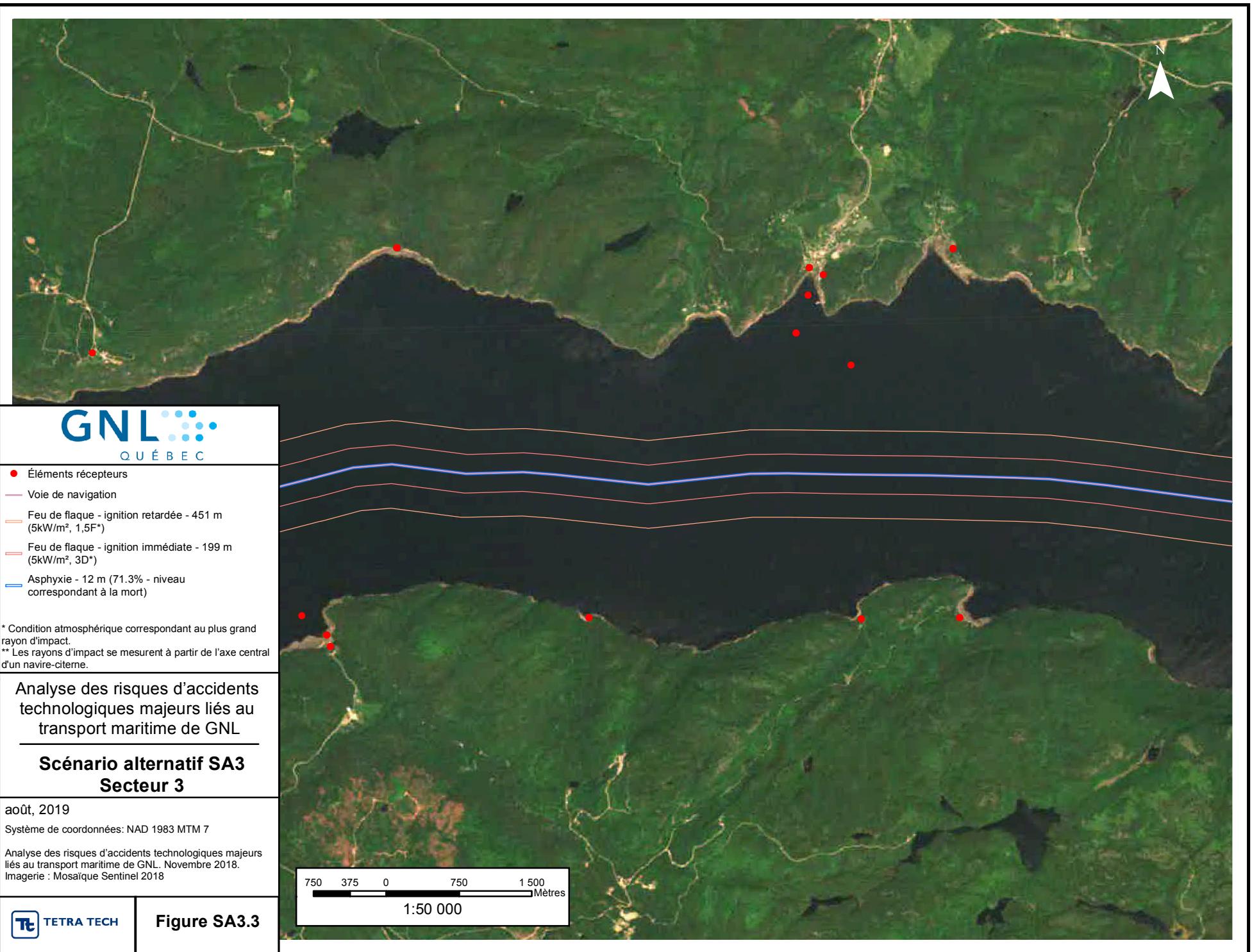
N

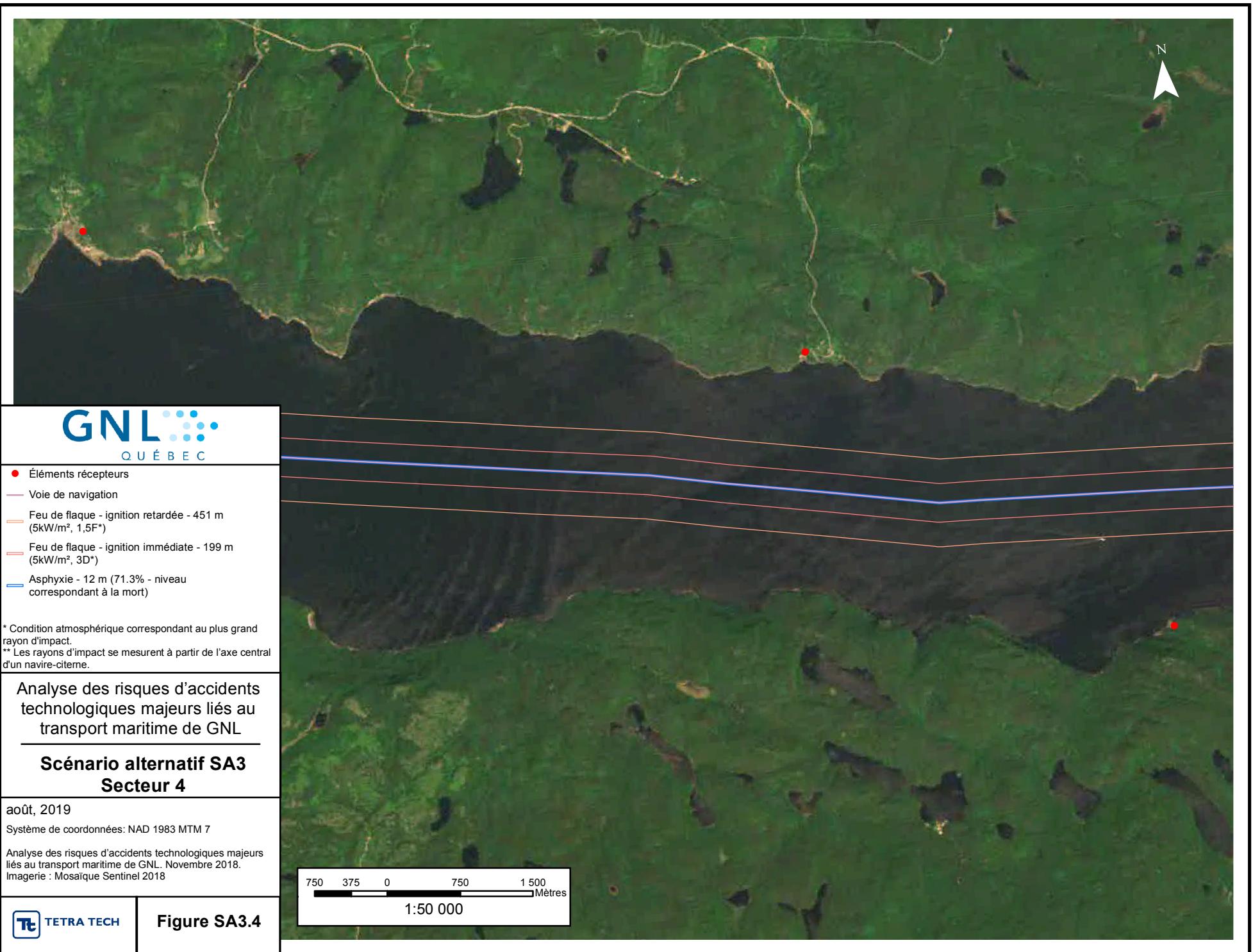






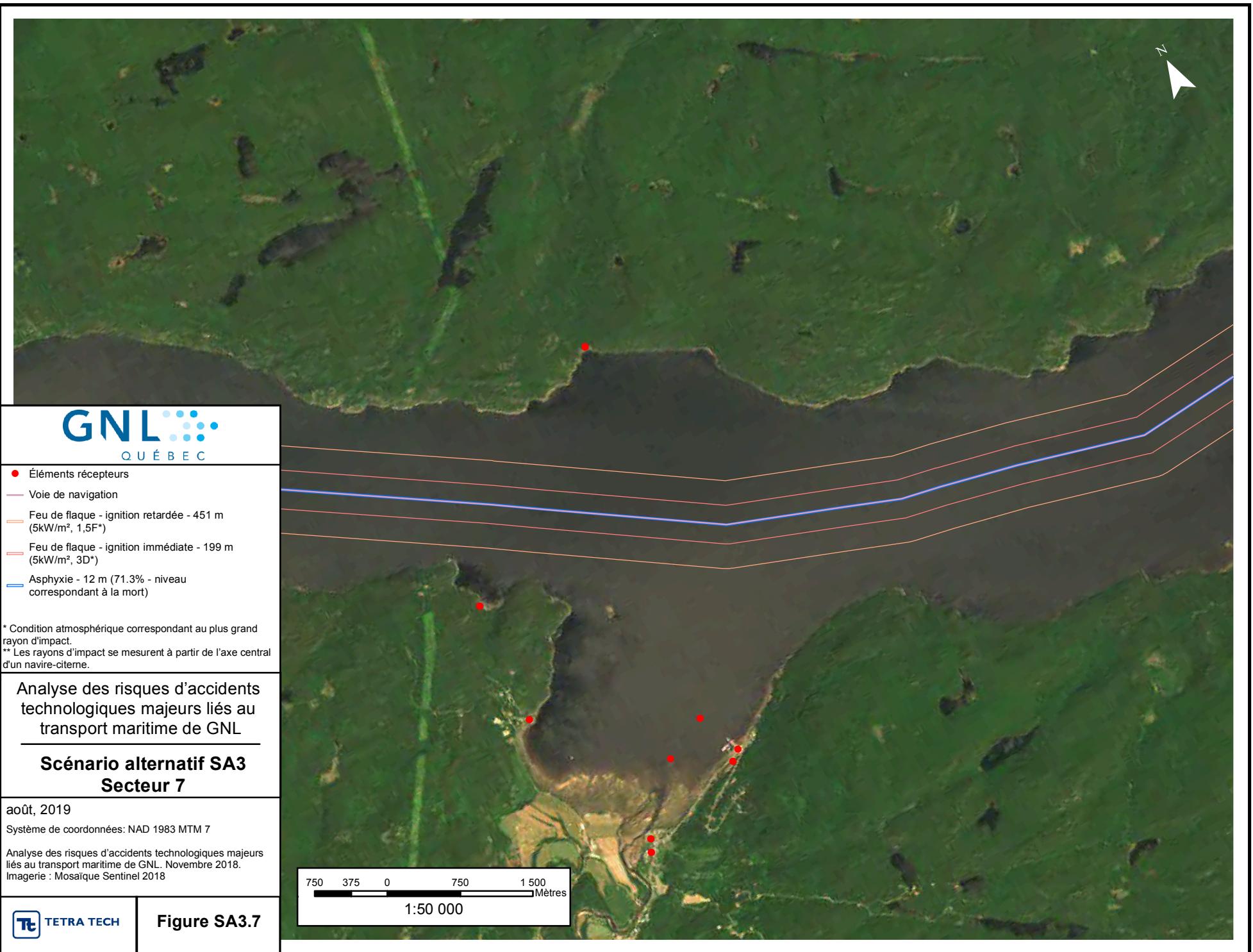




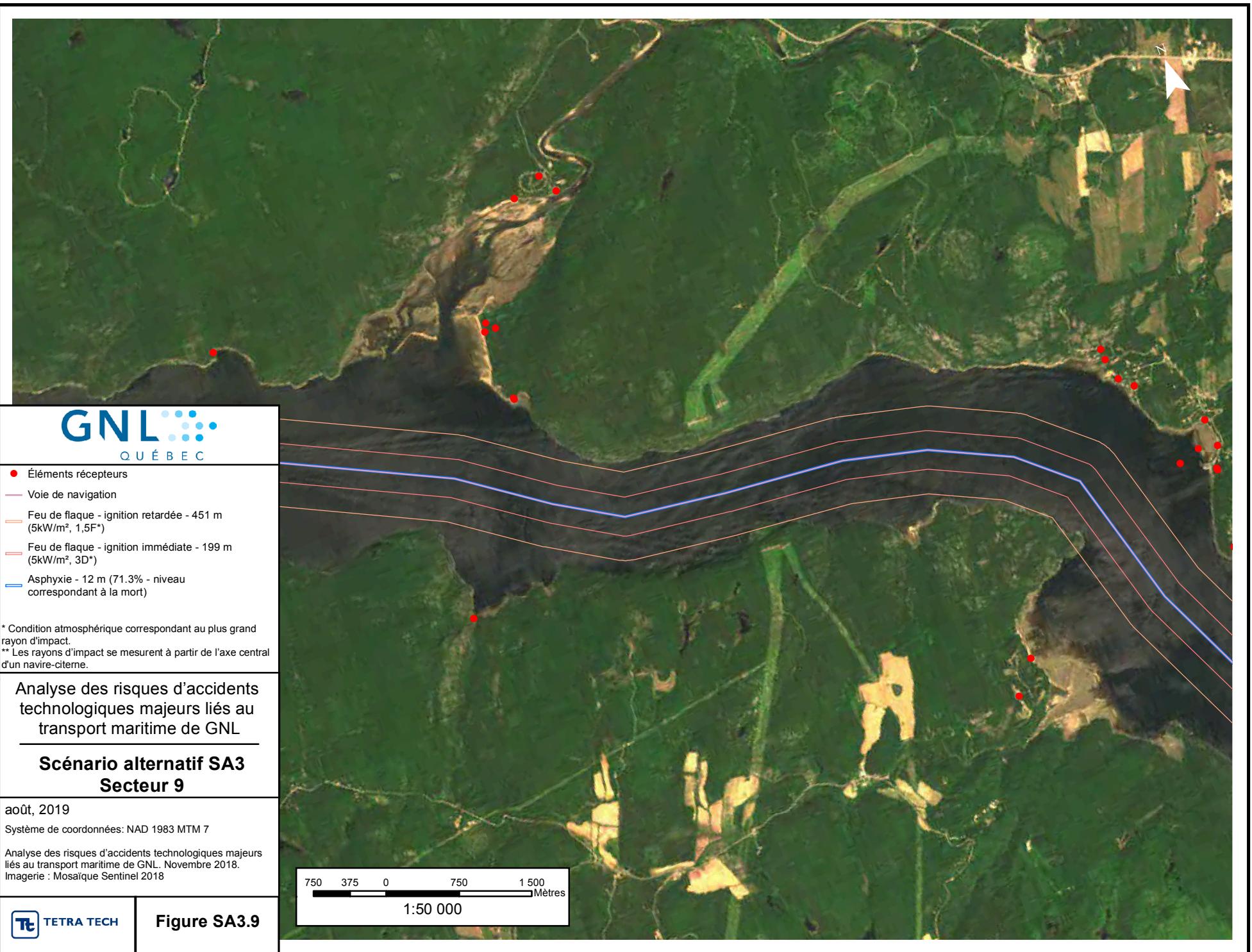


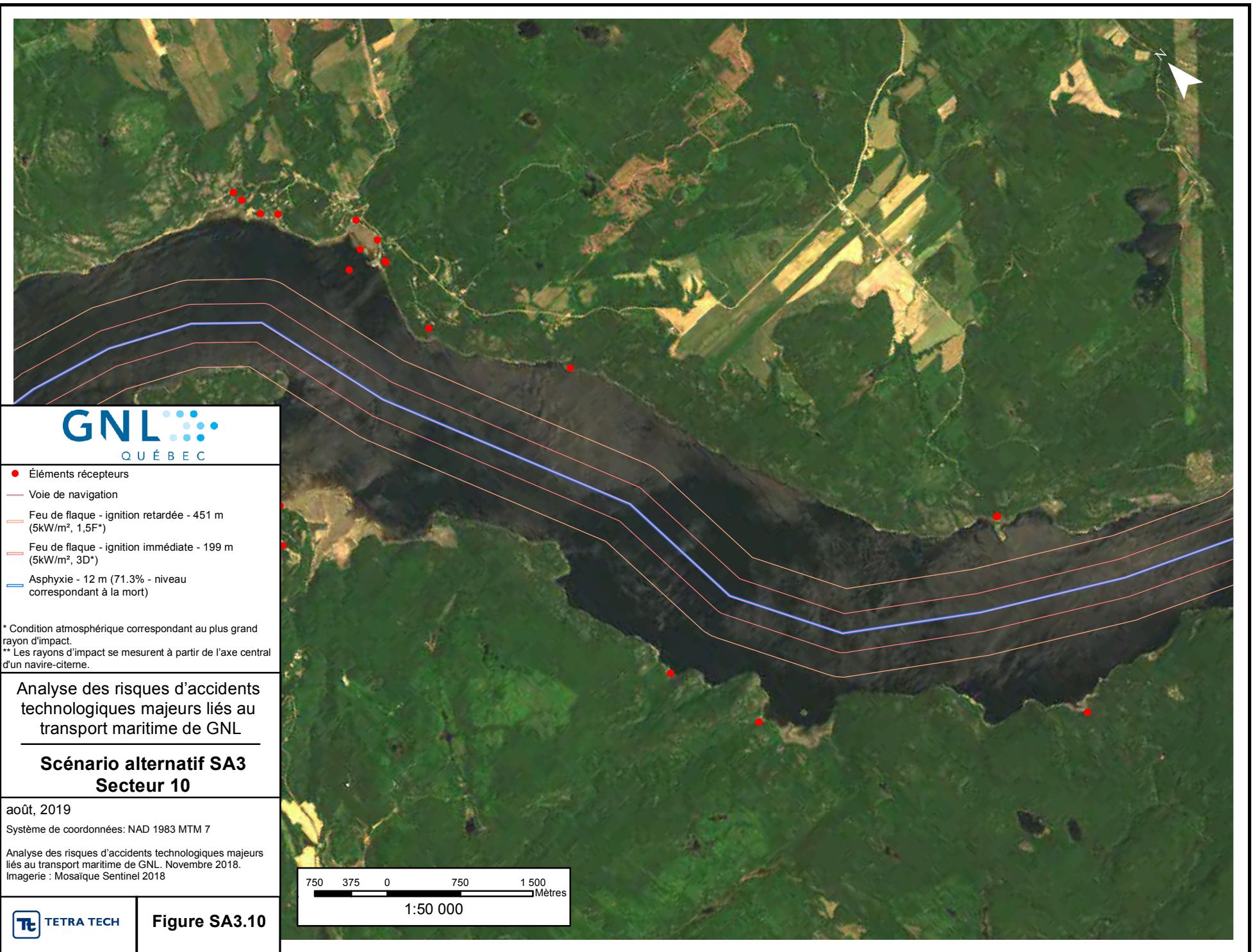


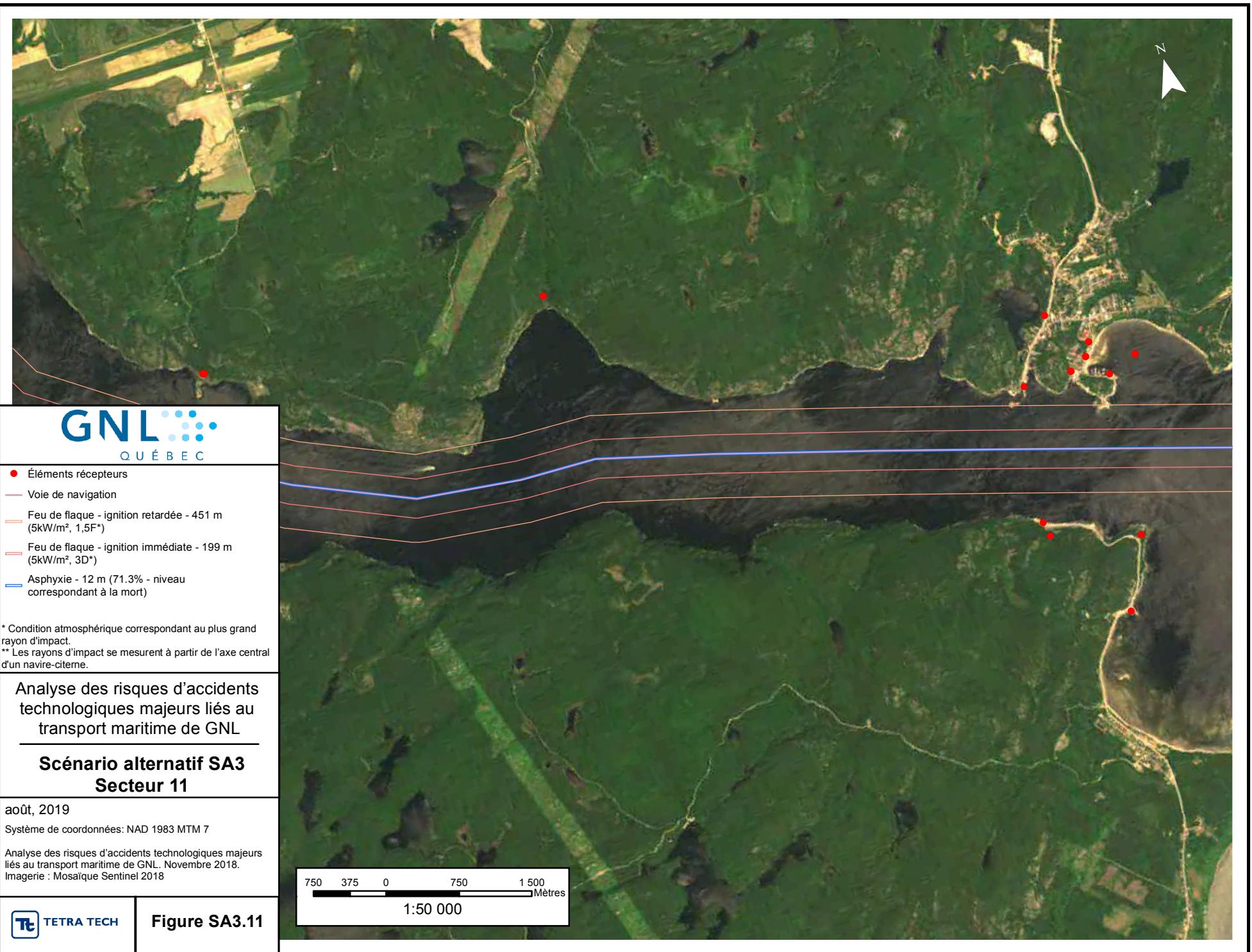




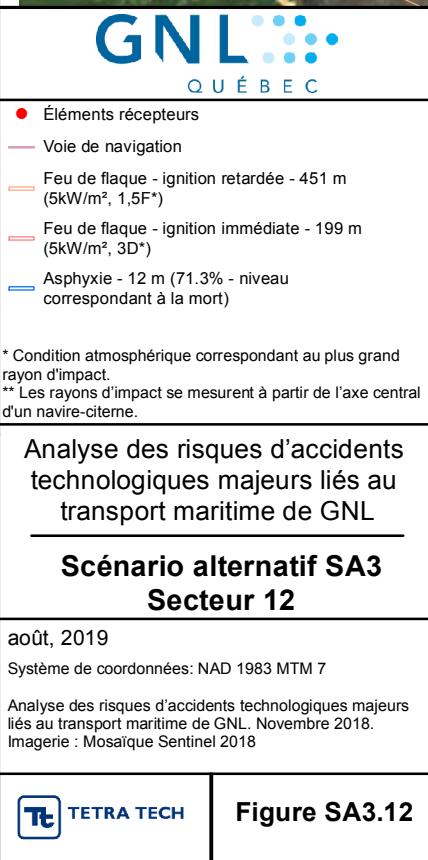


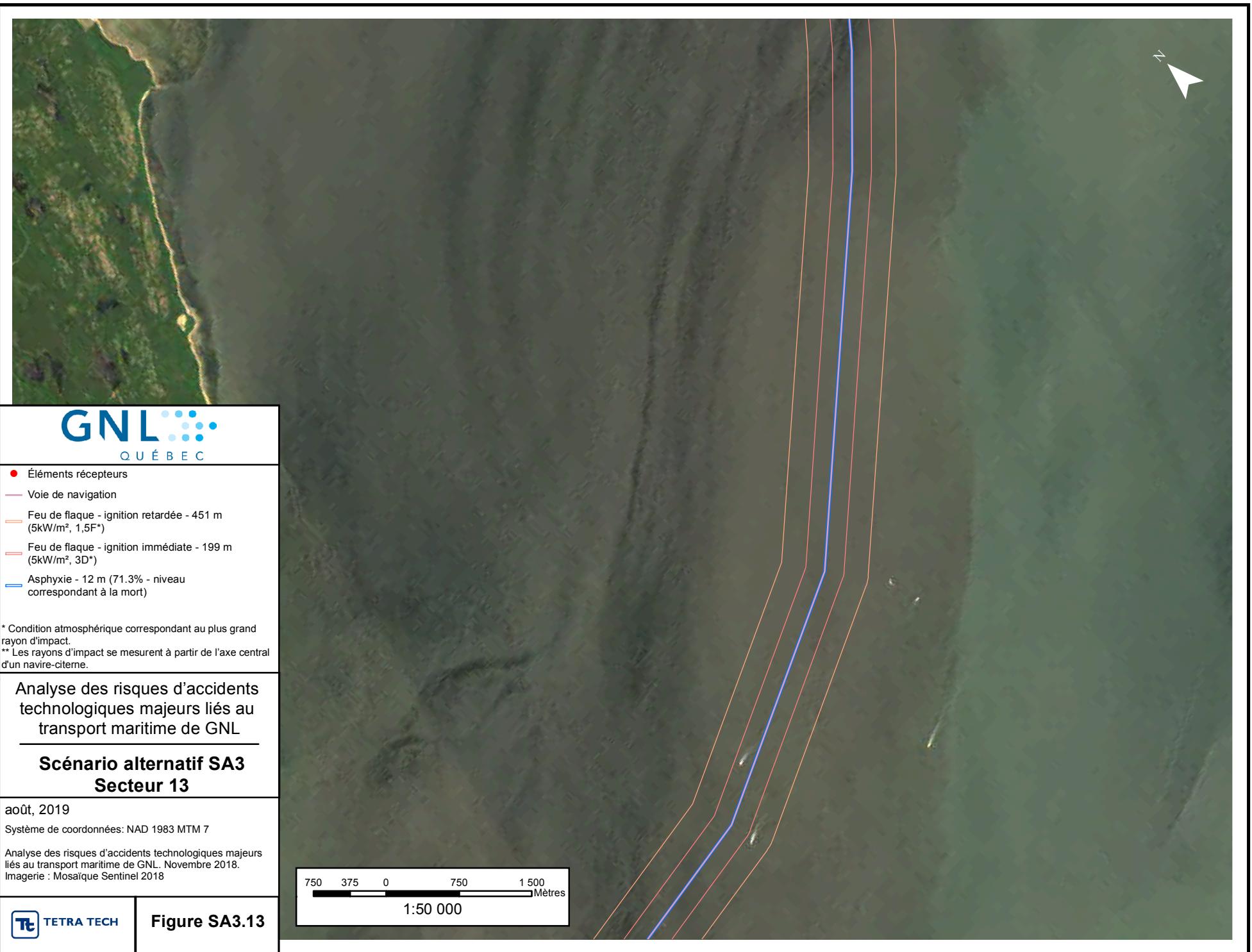




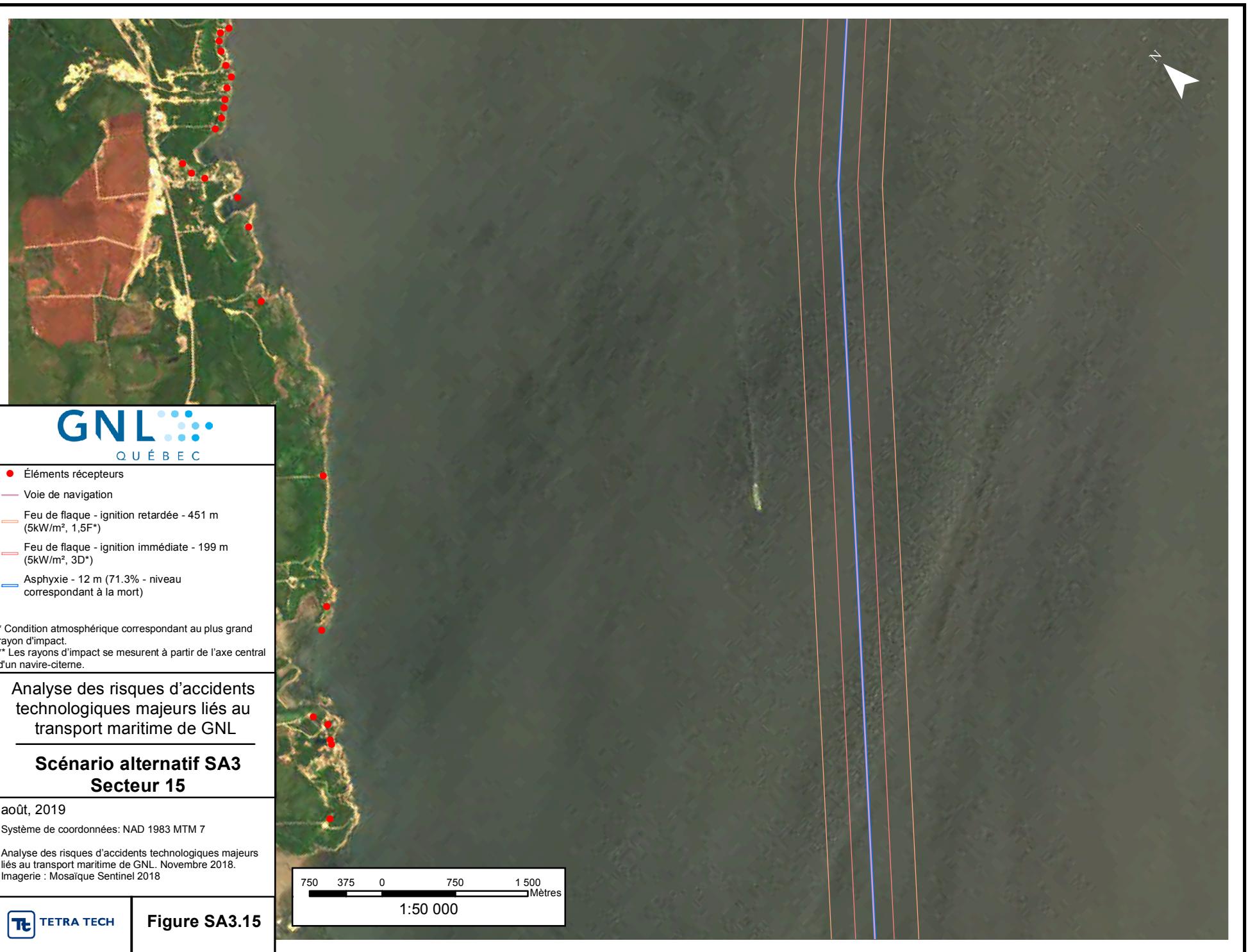


N

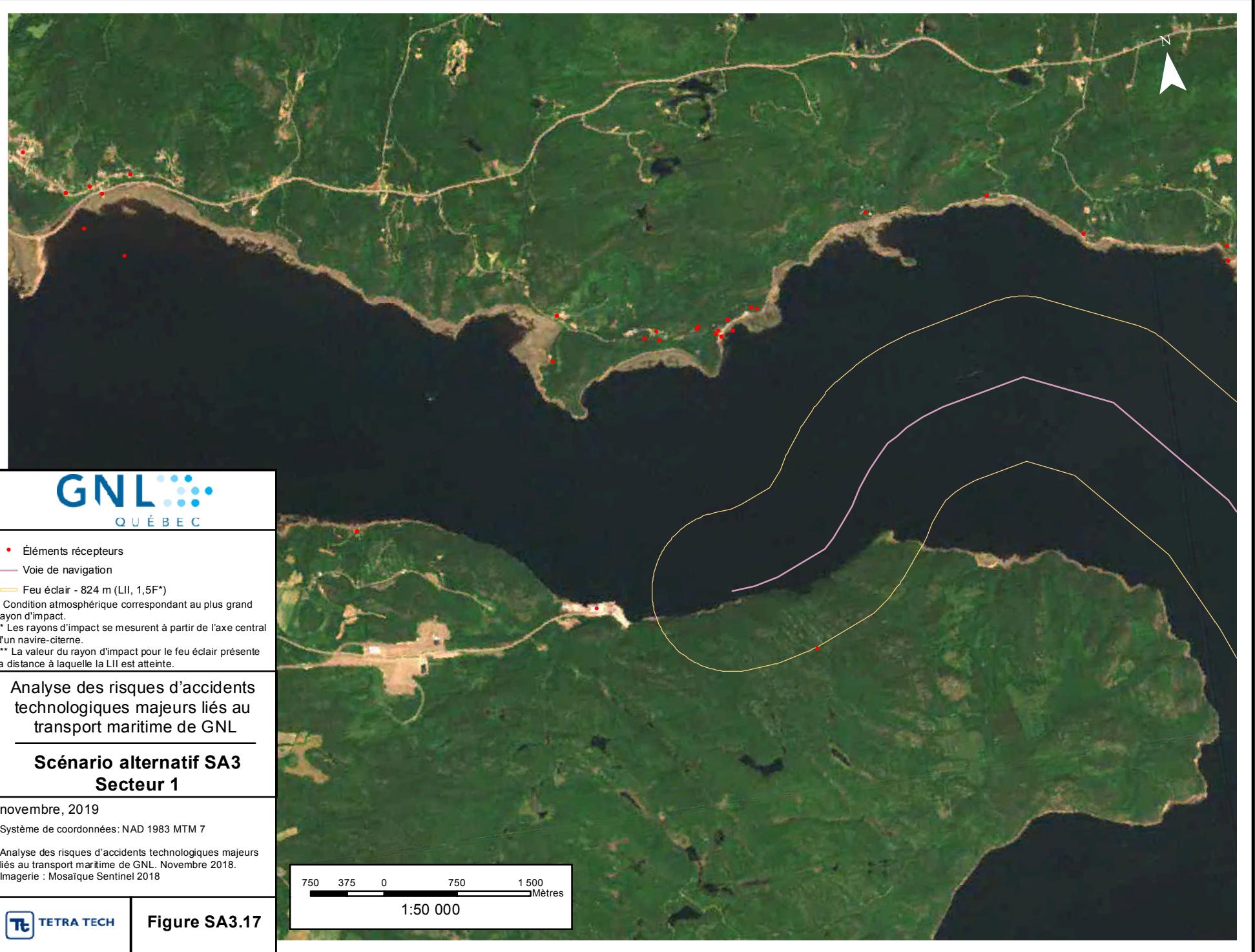


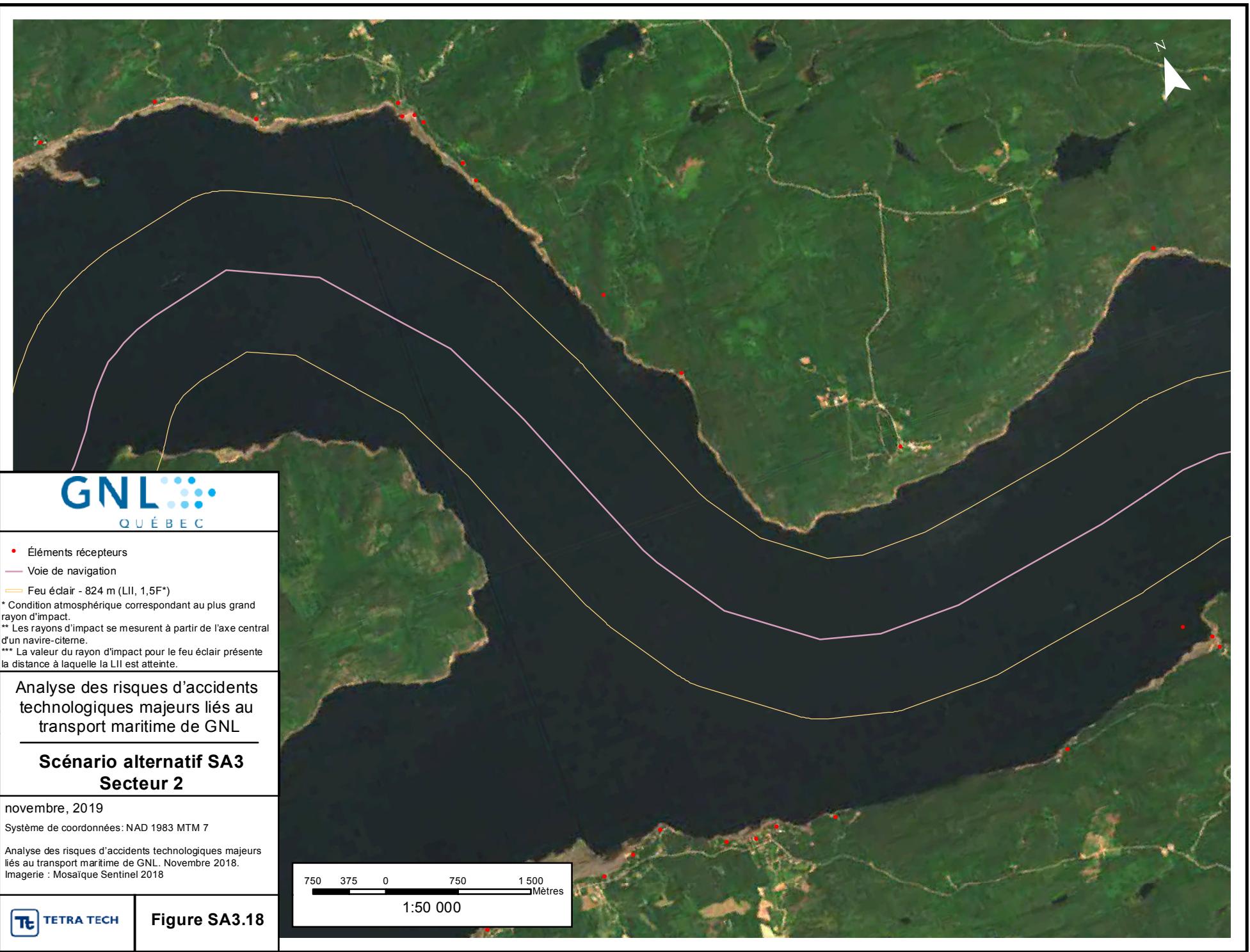


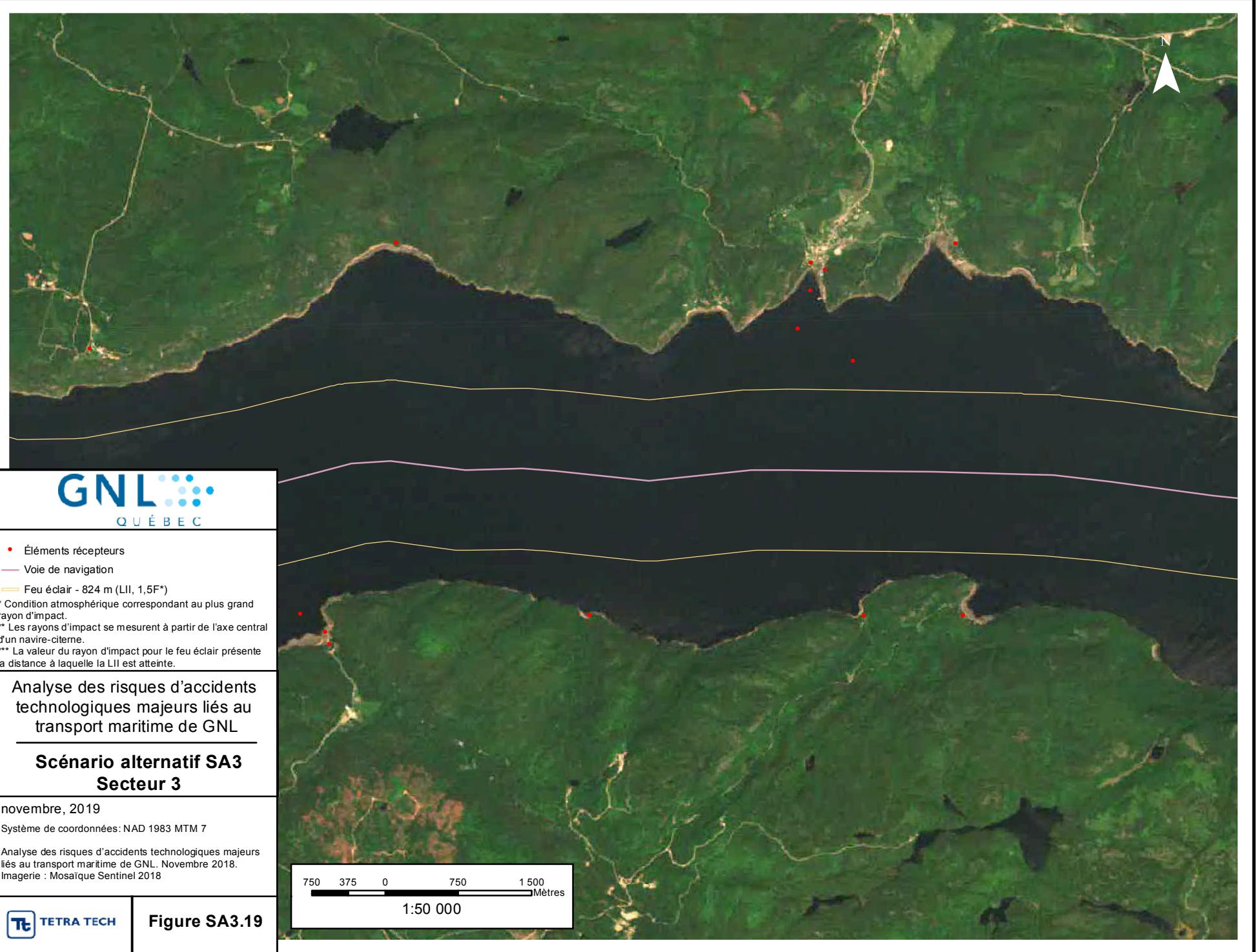


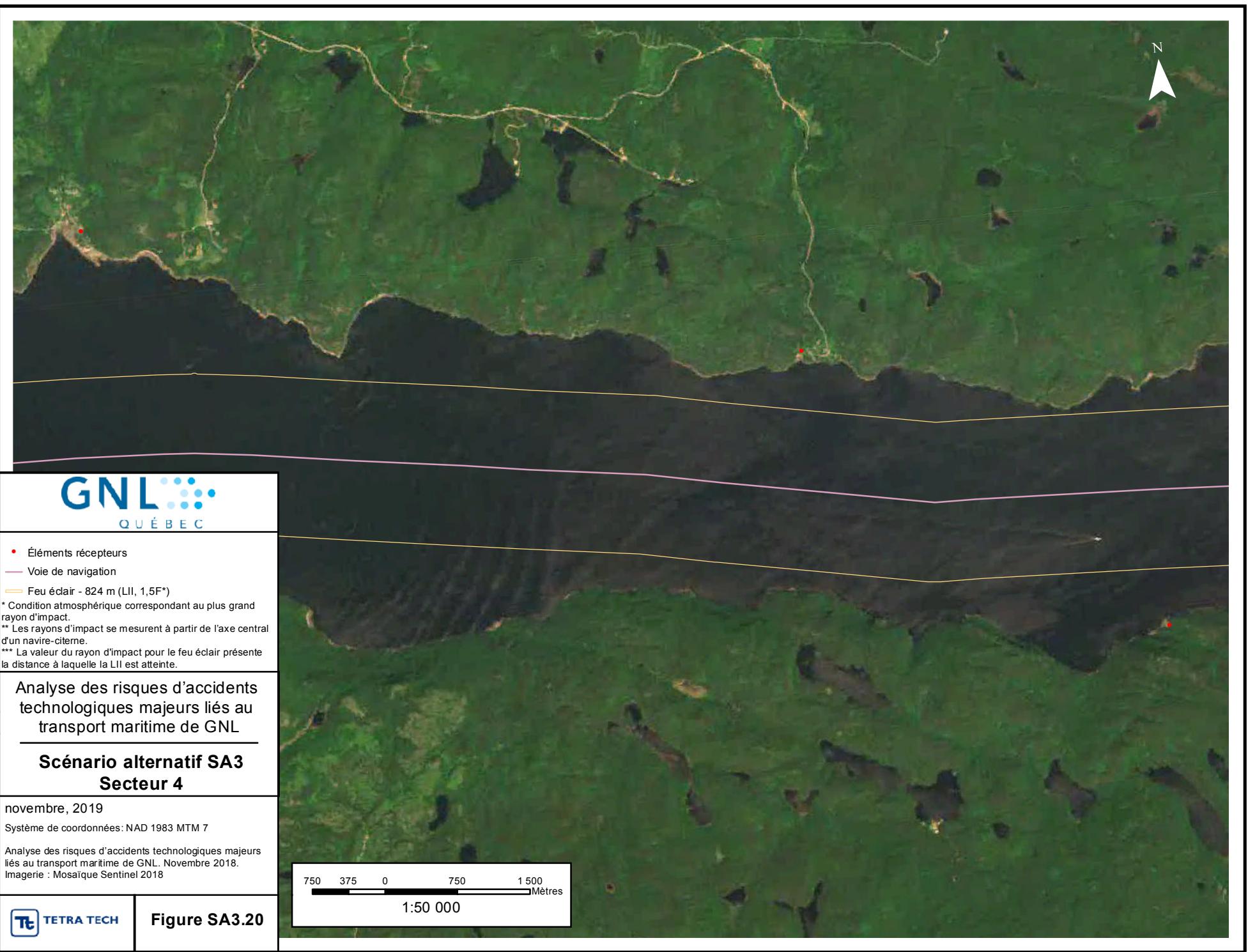


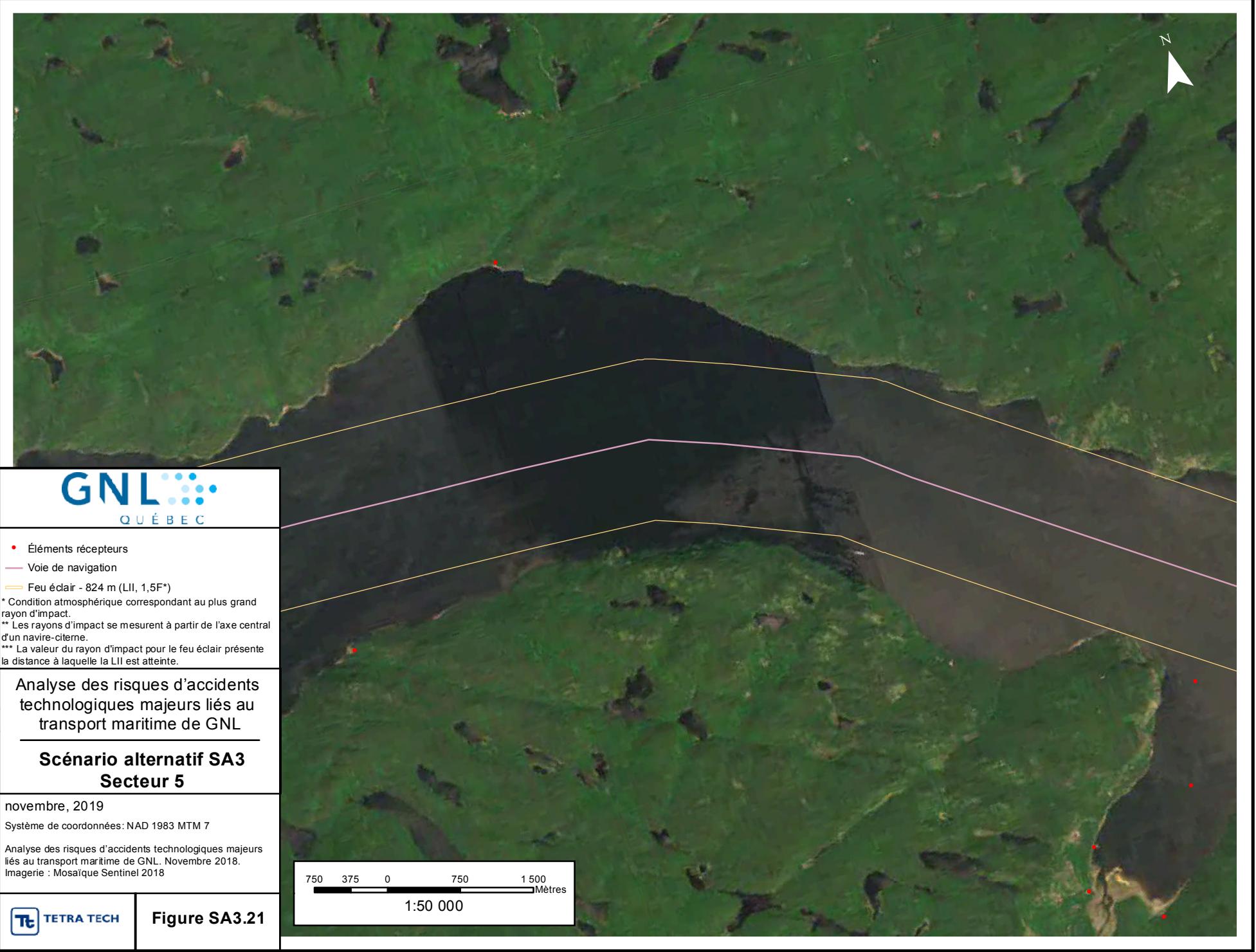




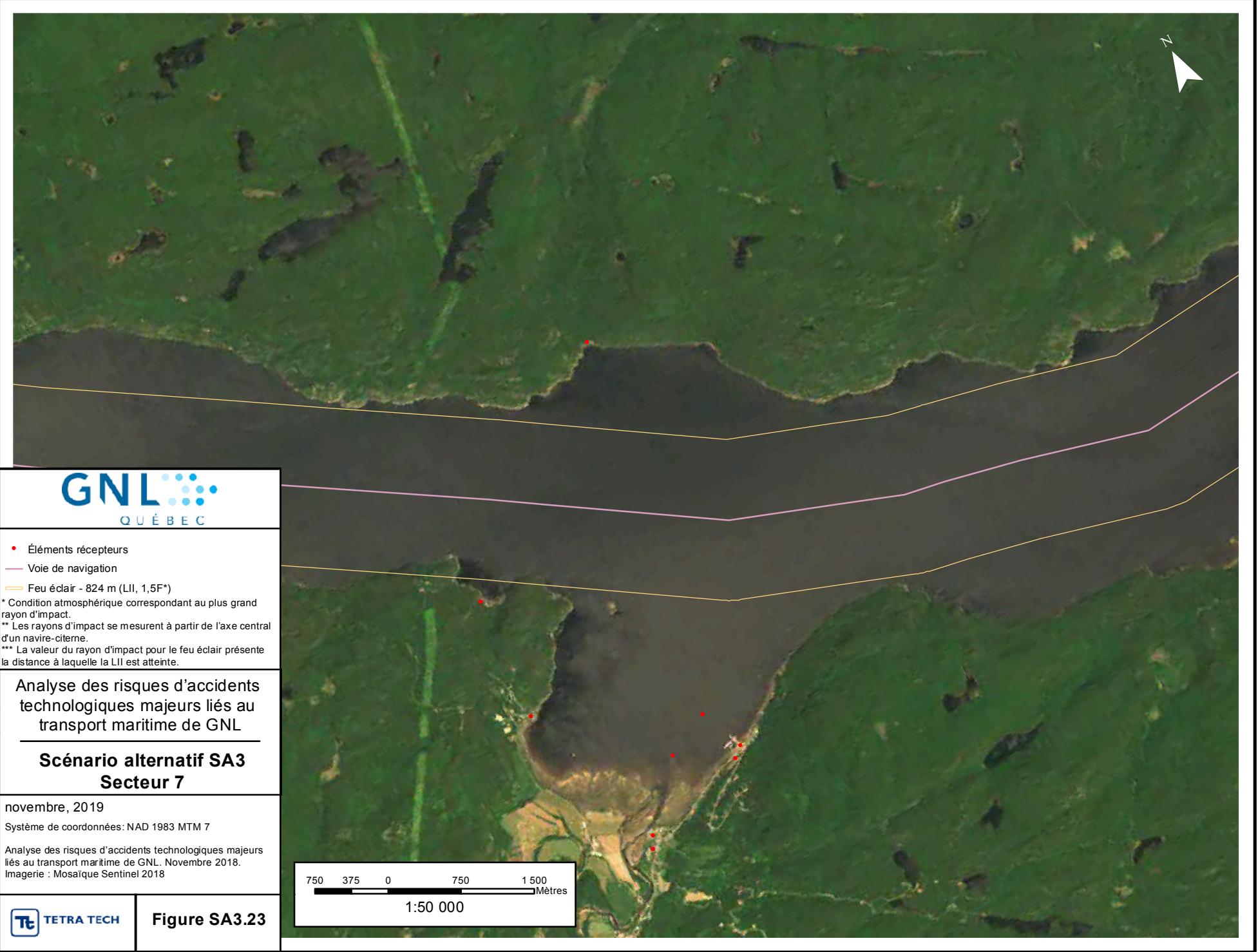




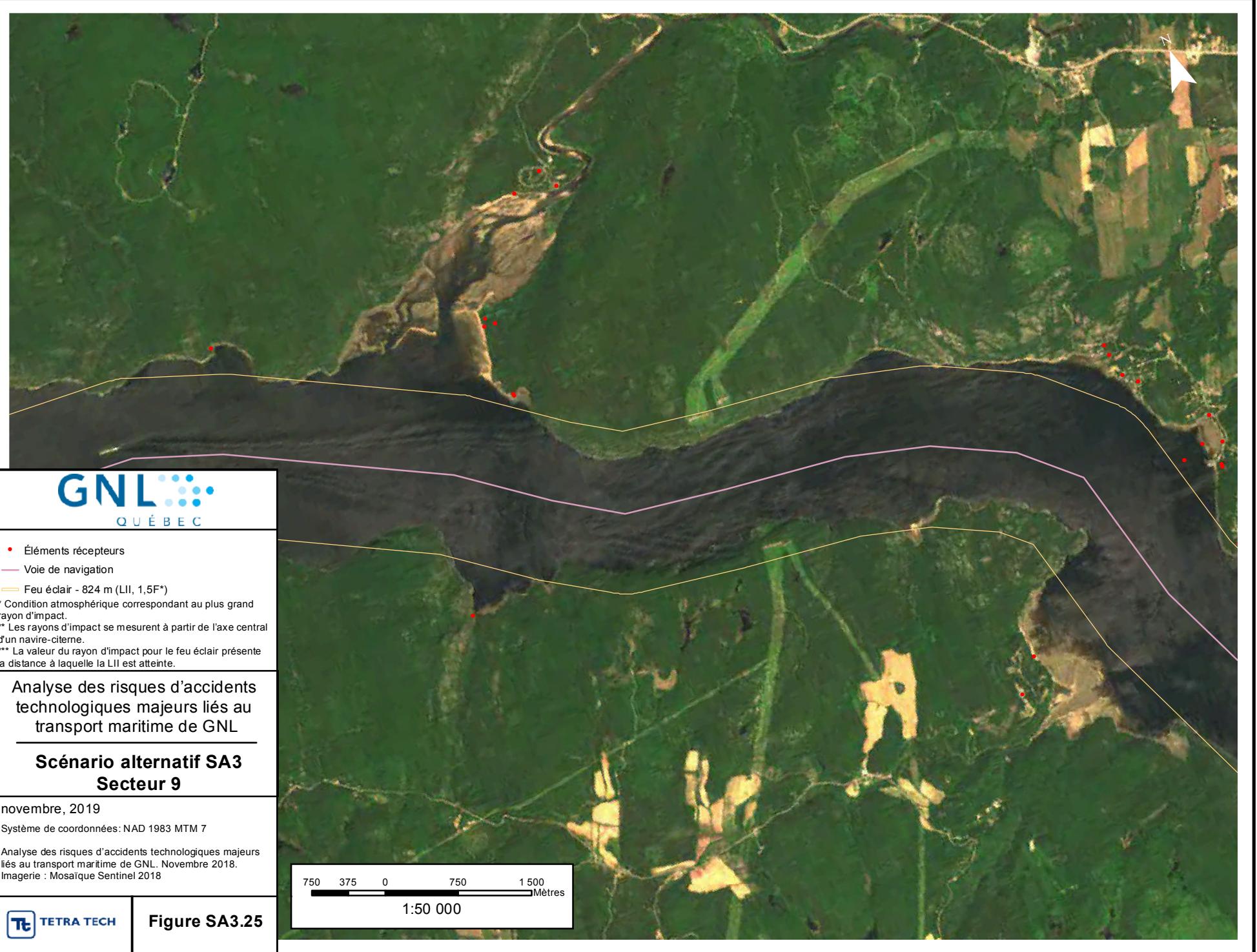


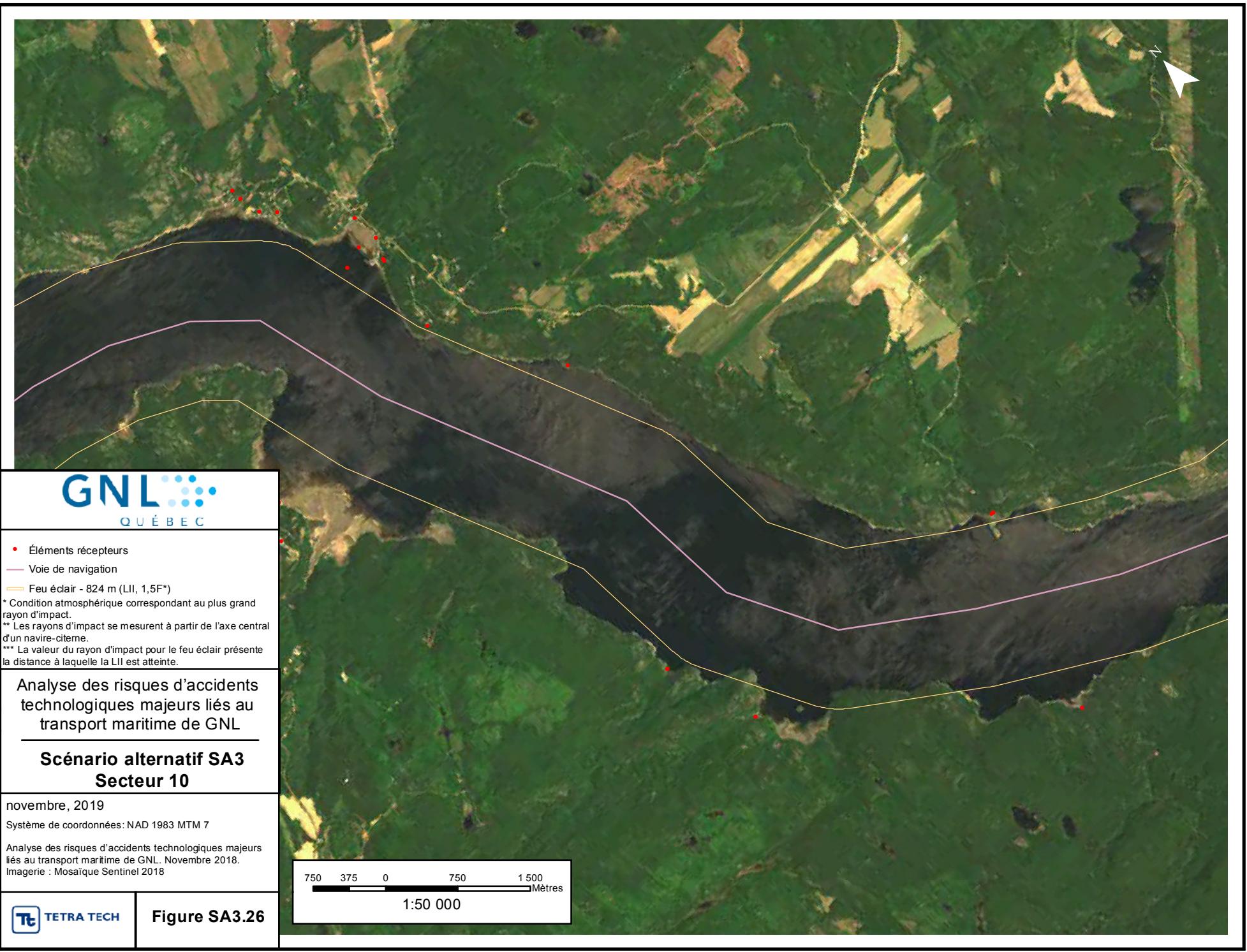


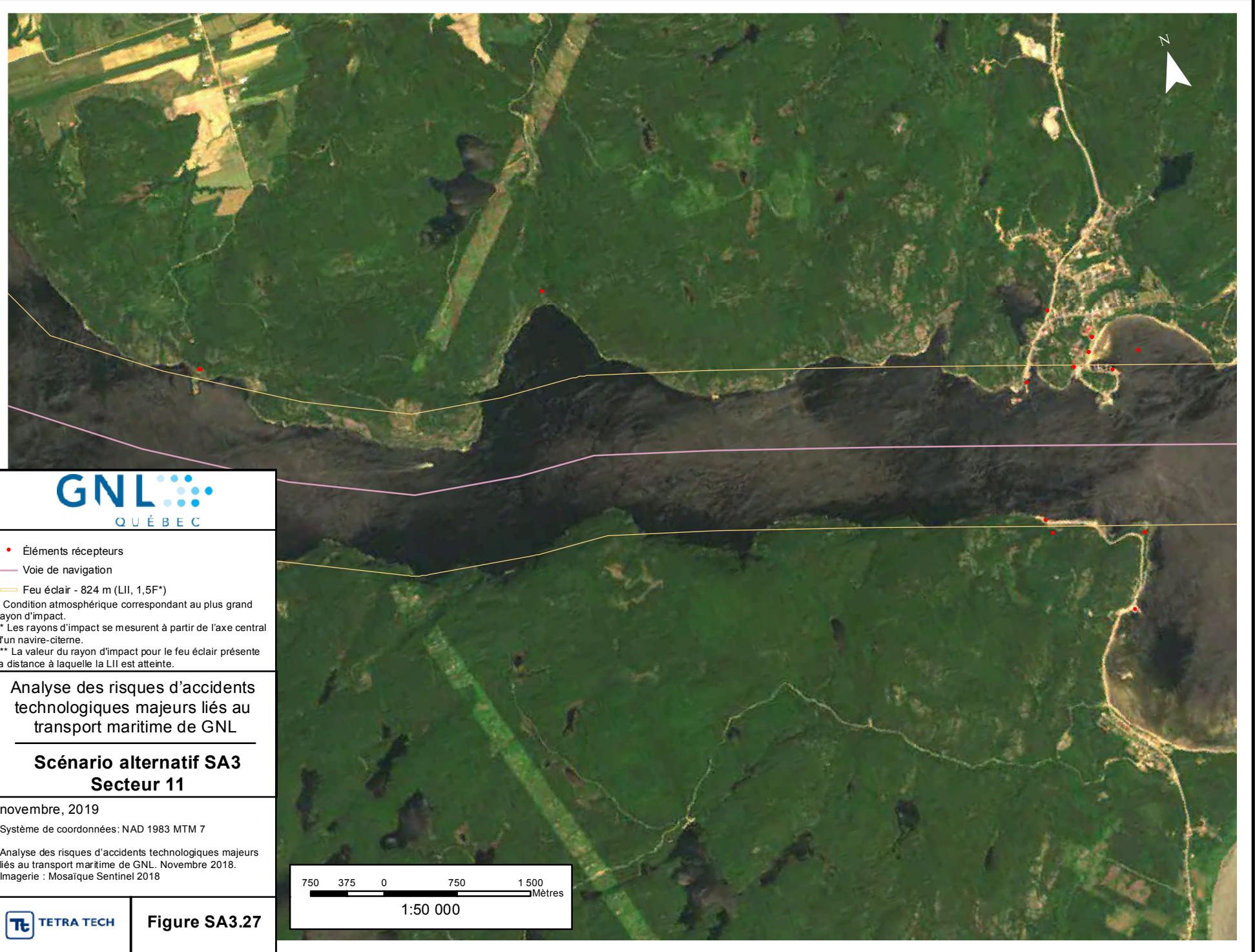




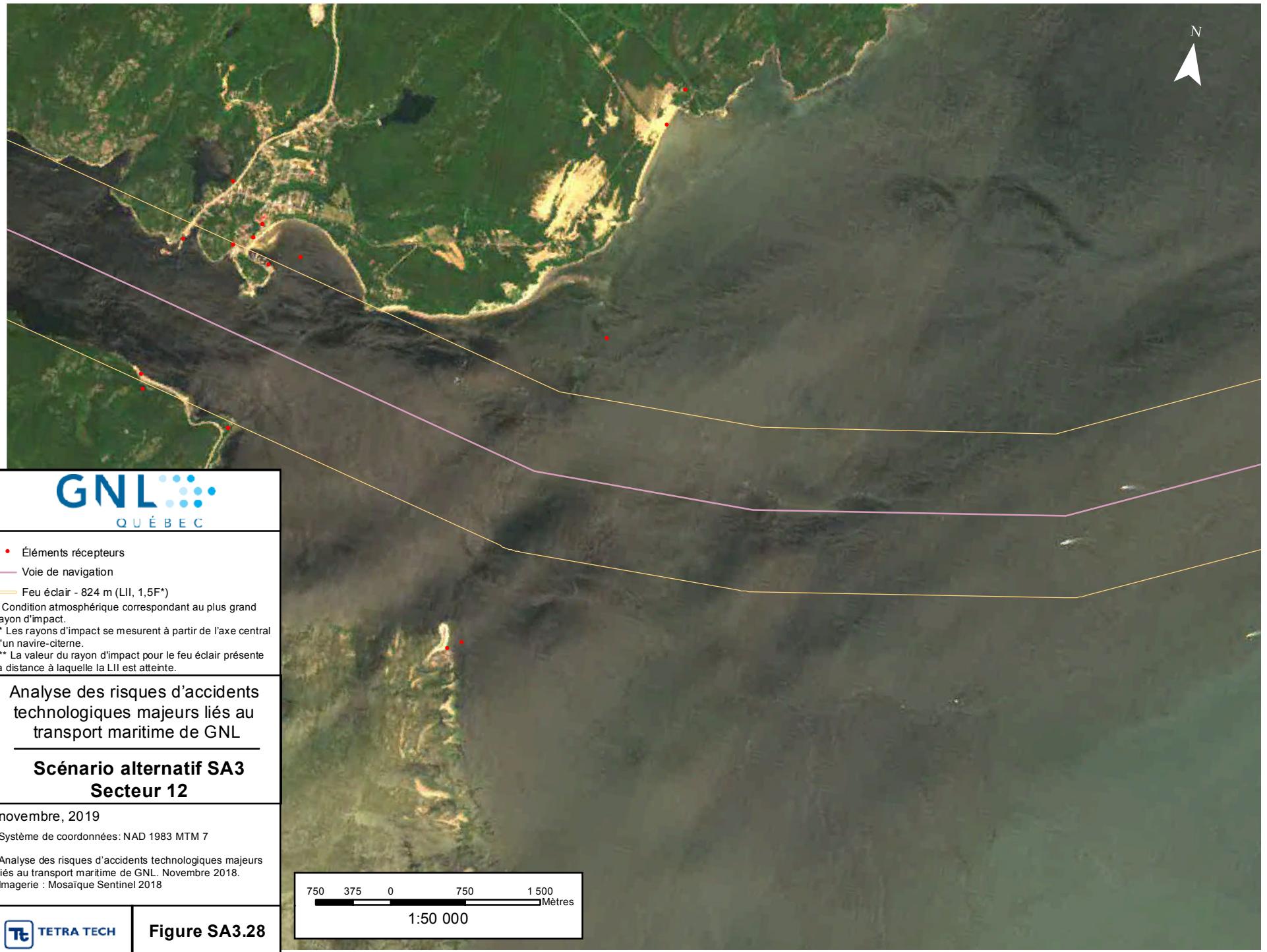


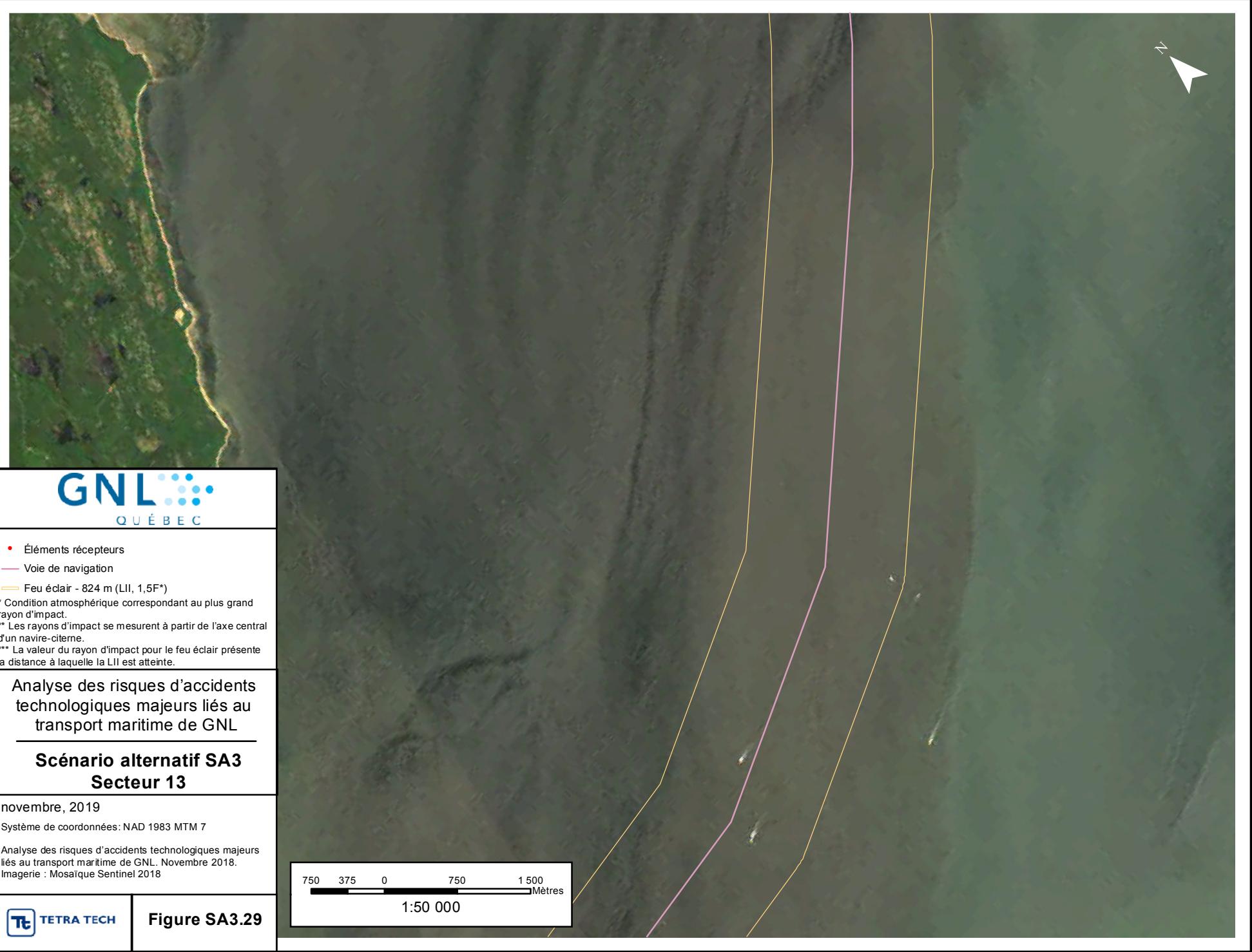


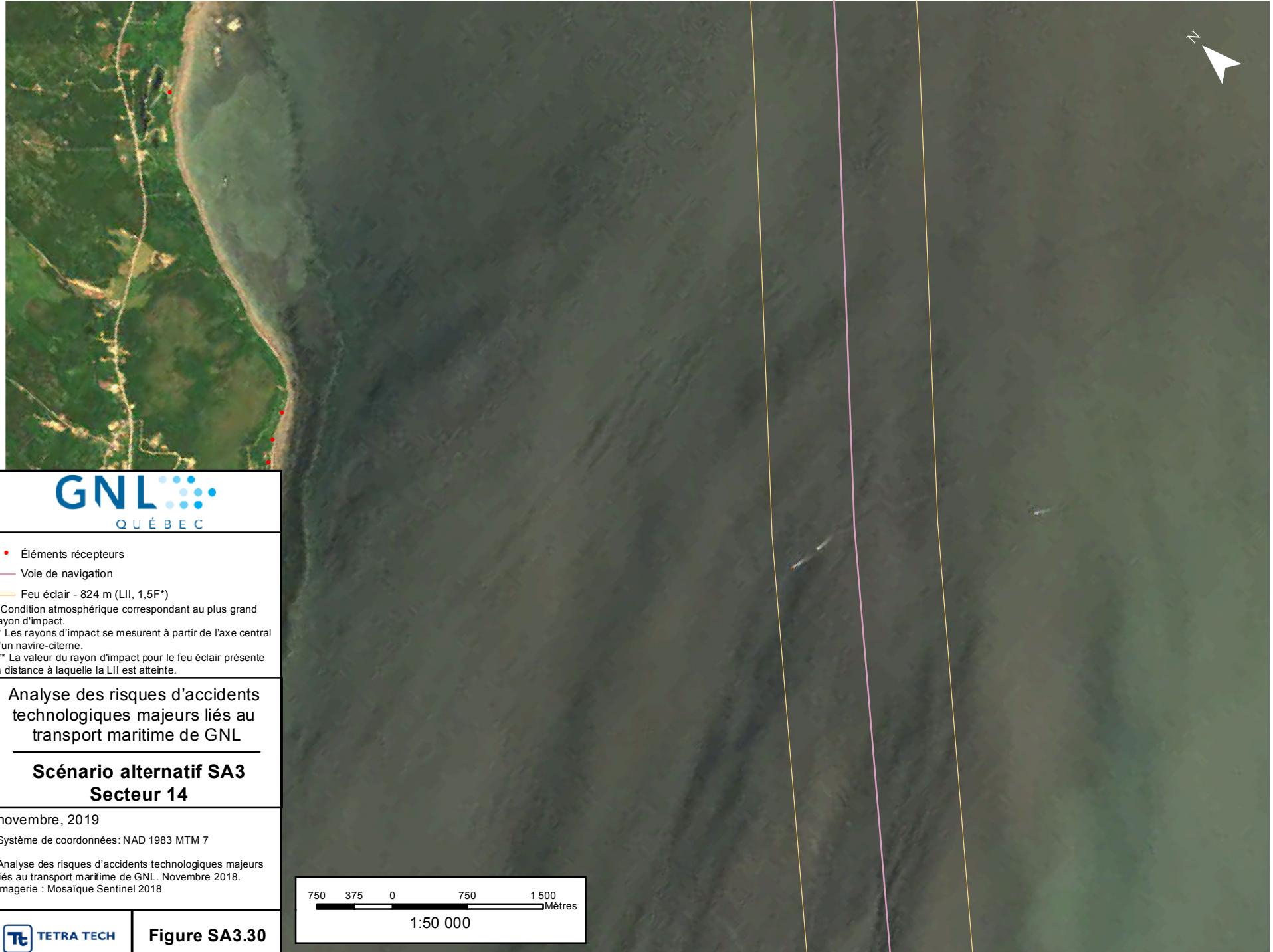




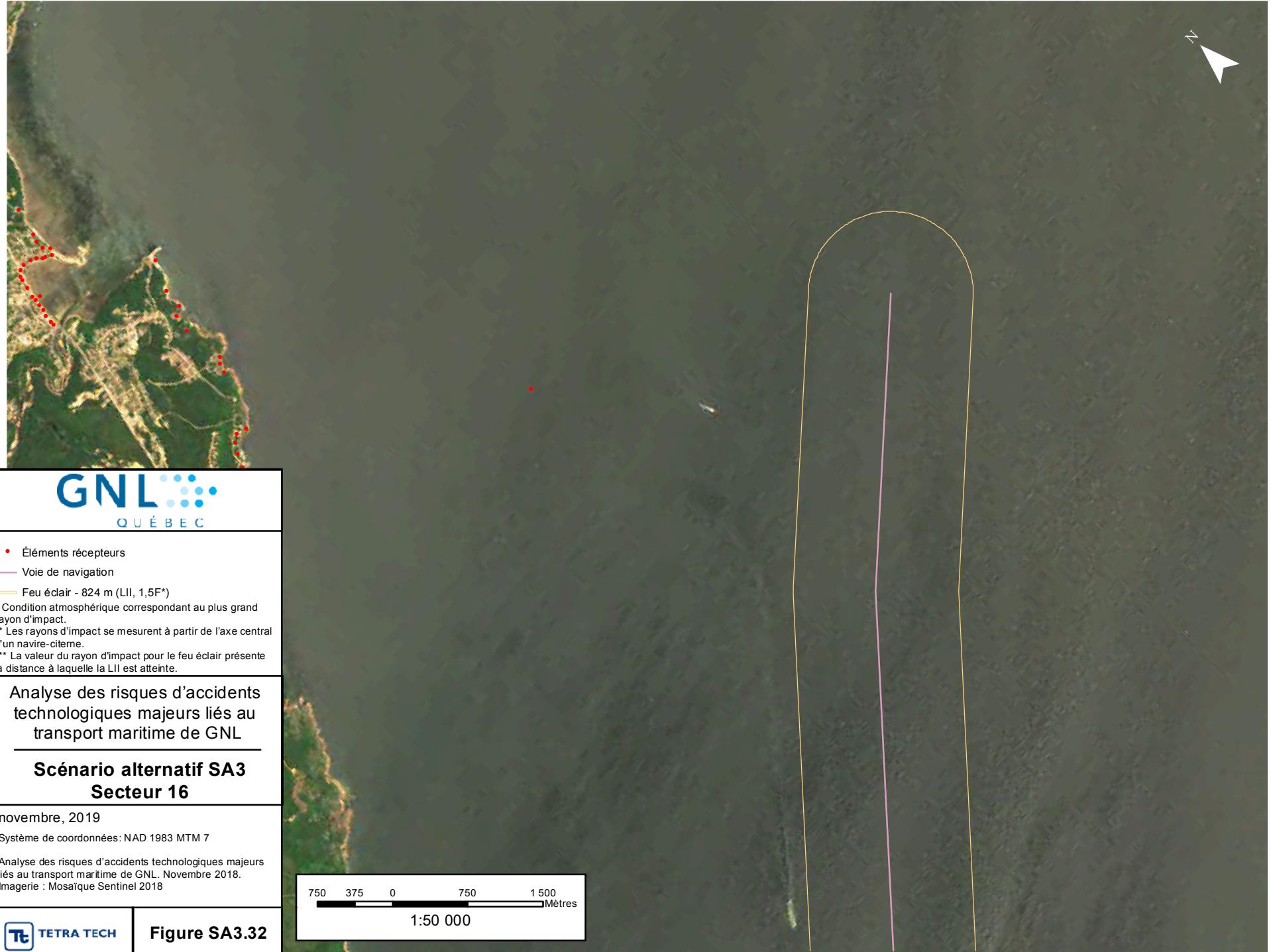
N

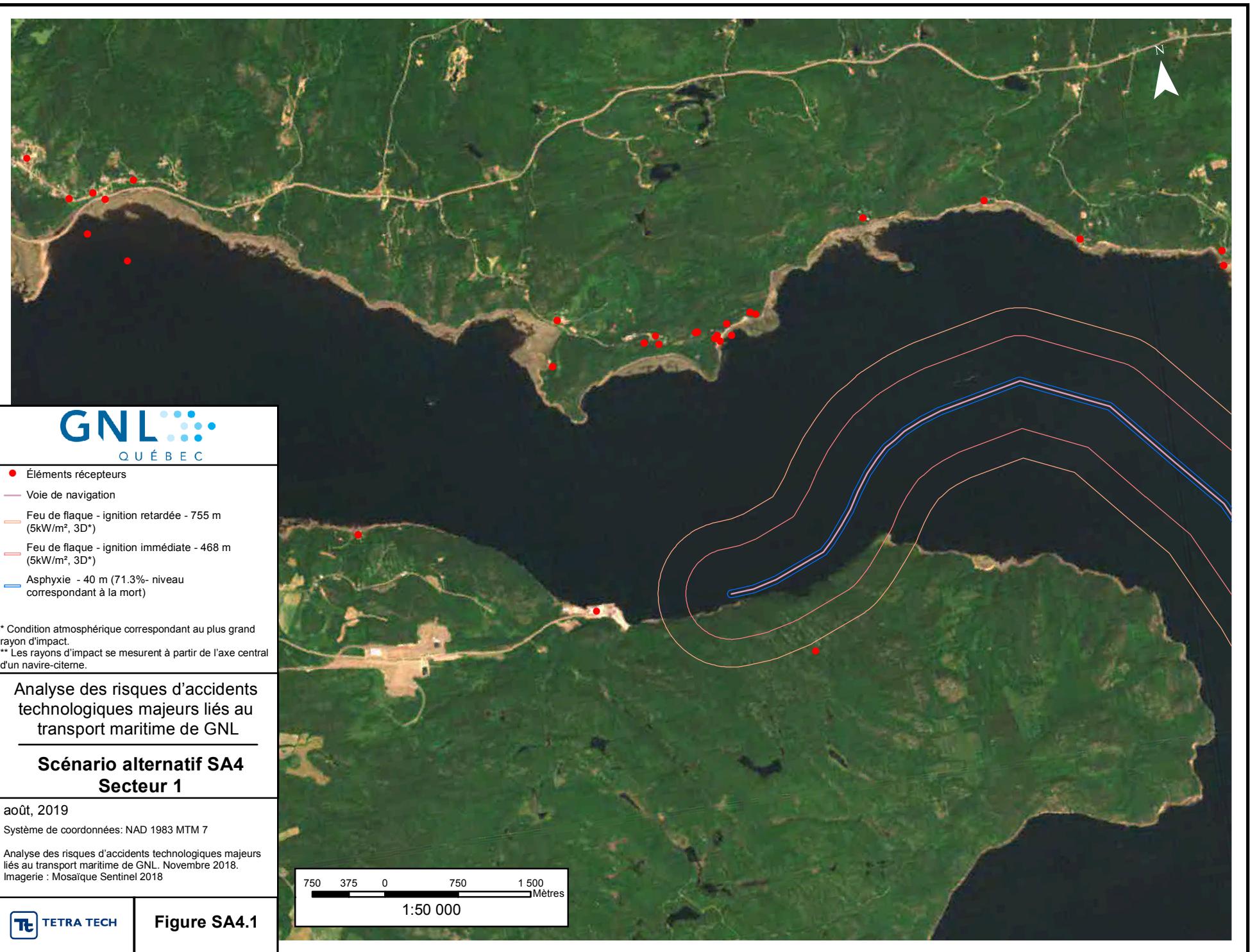


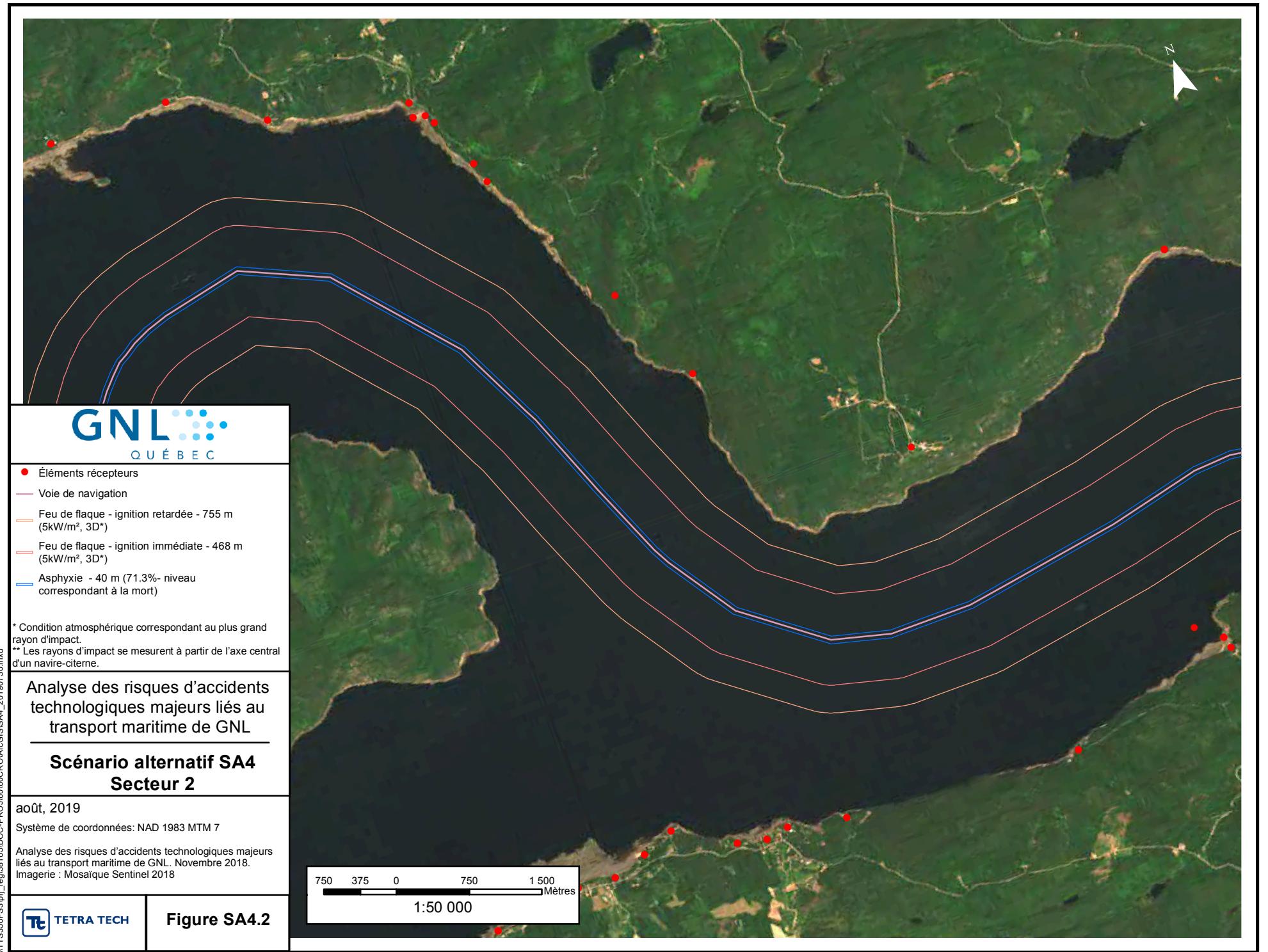


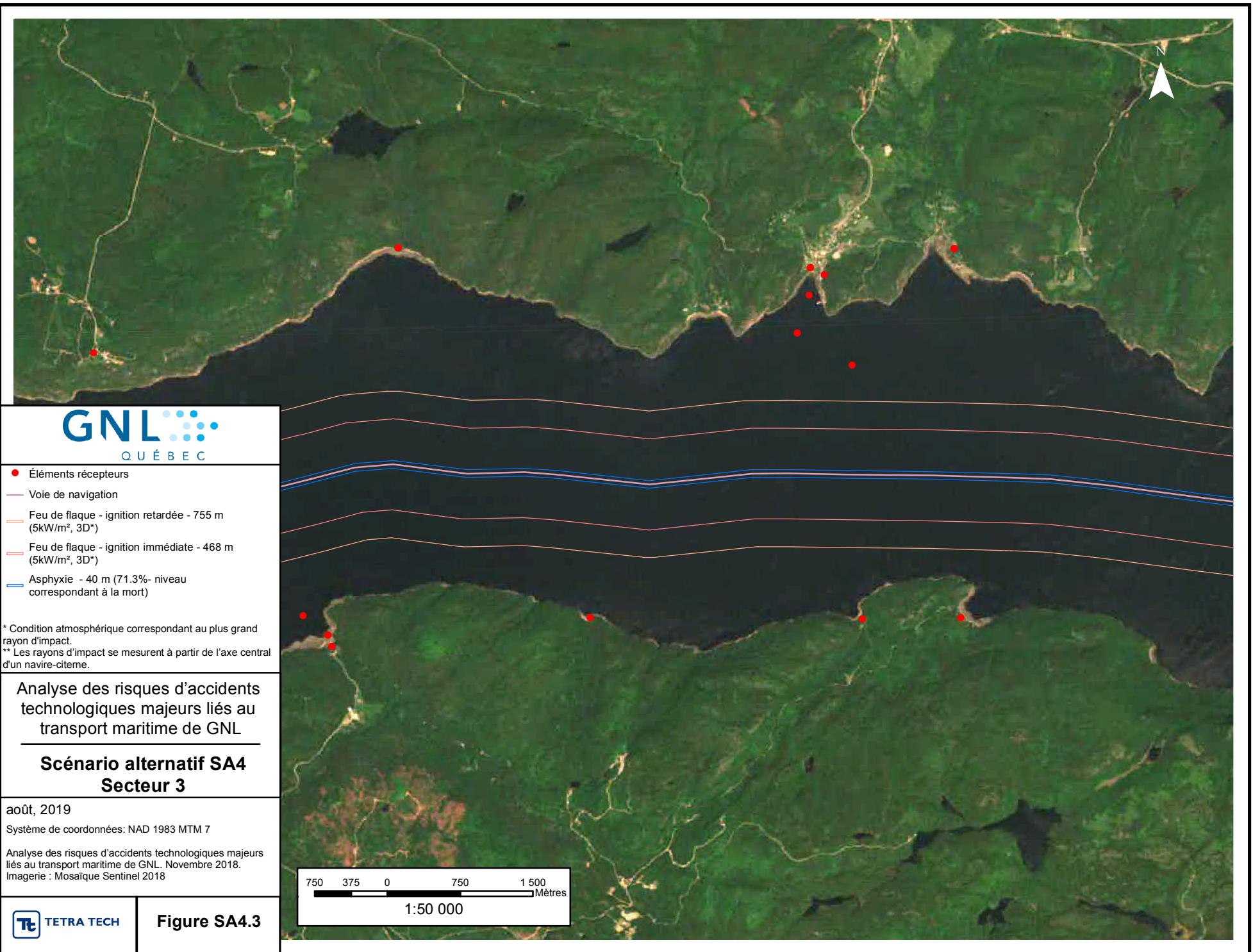


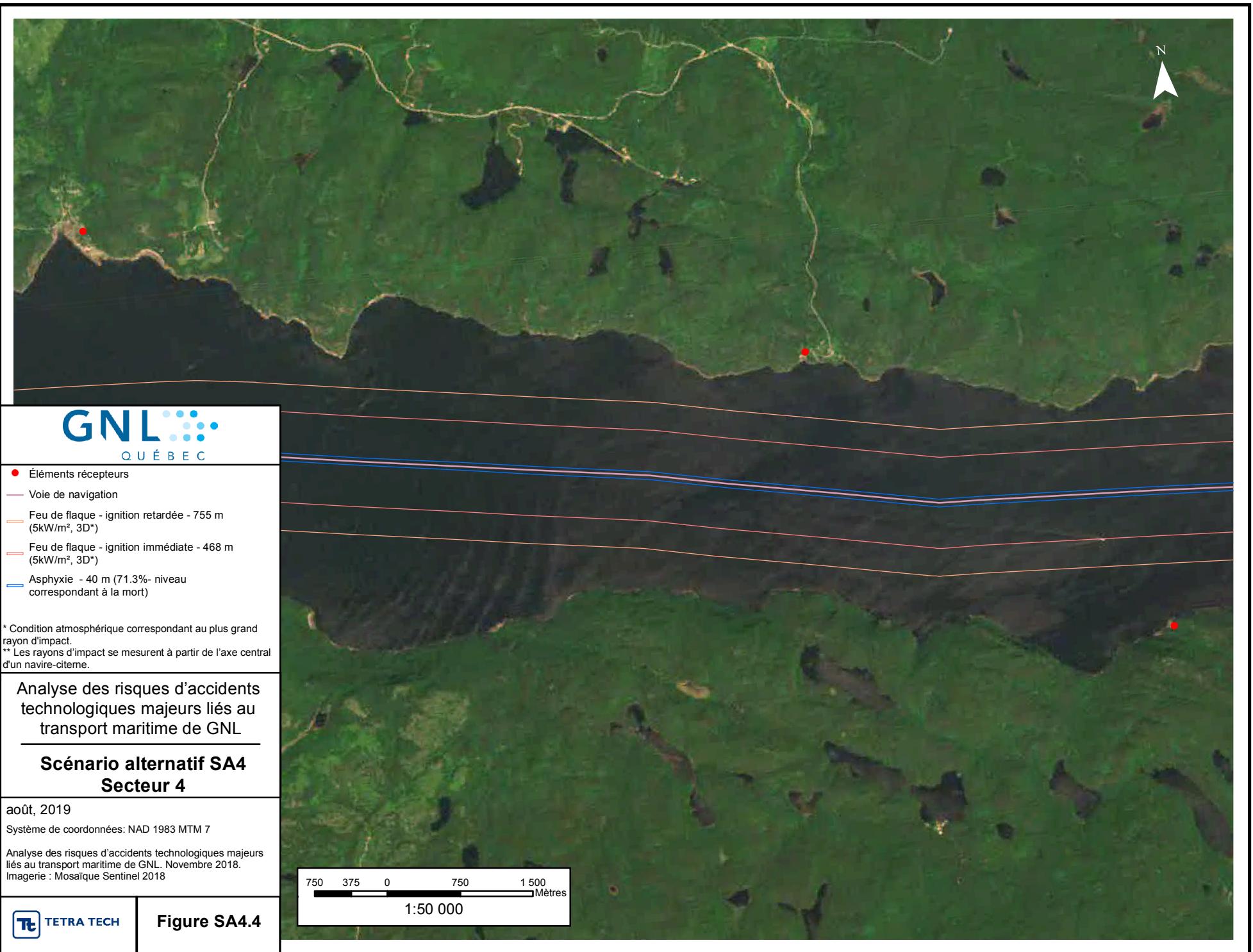


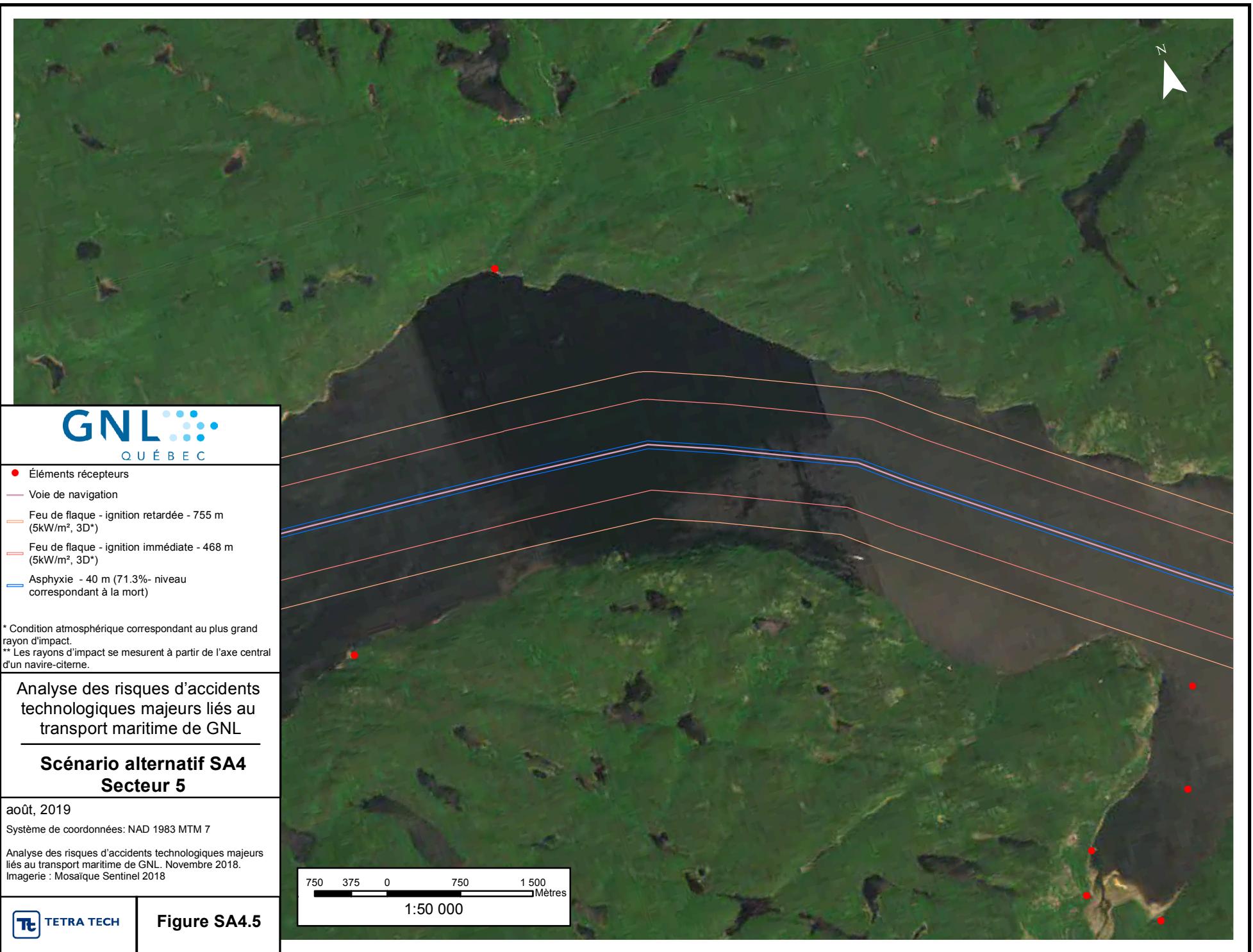




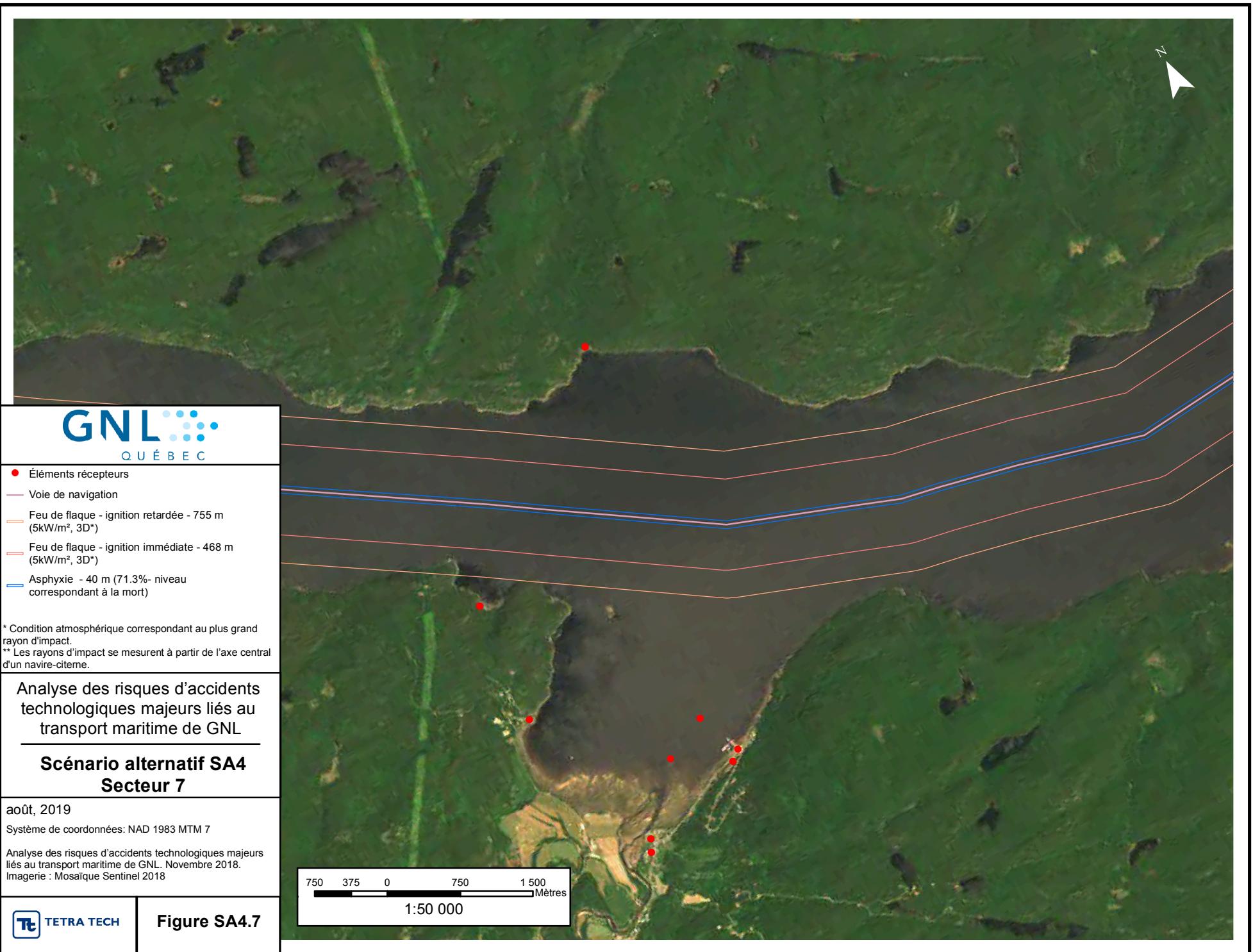




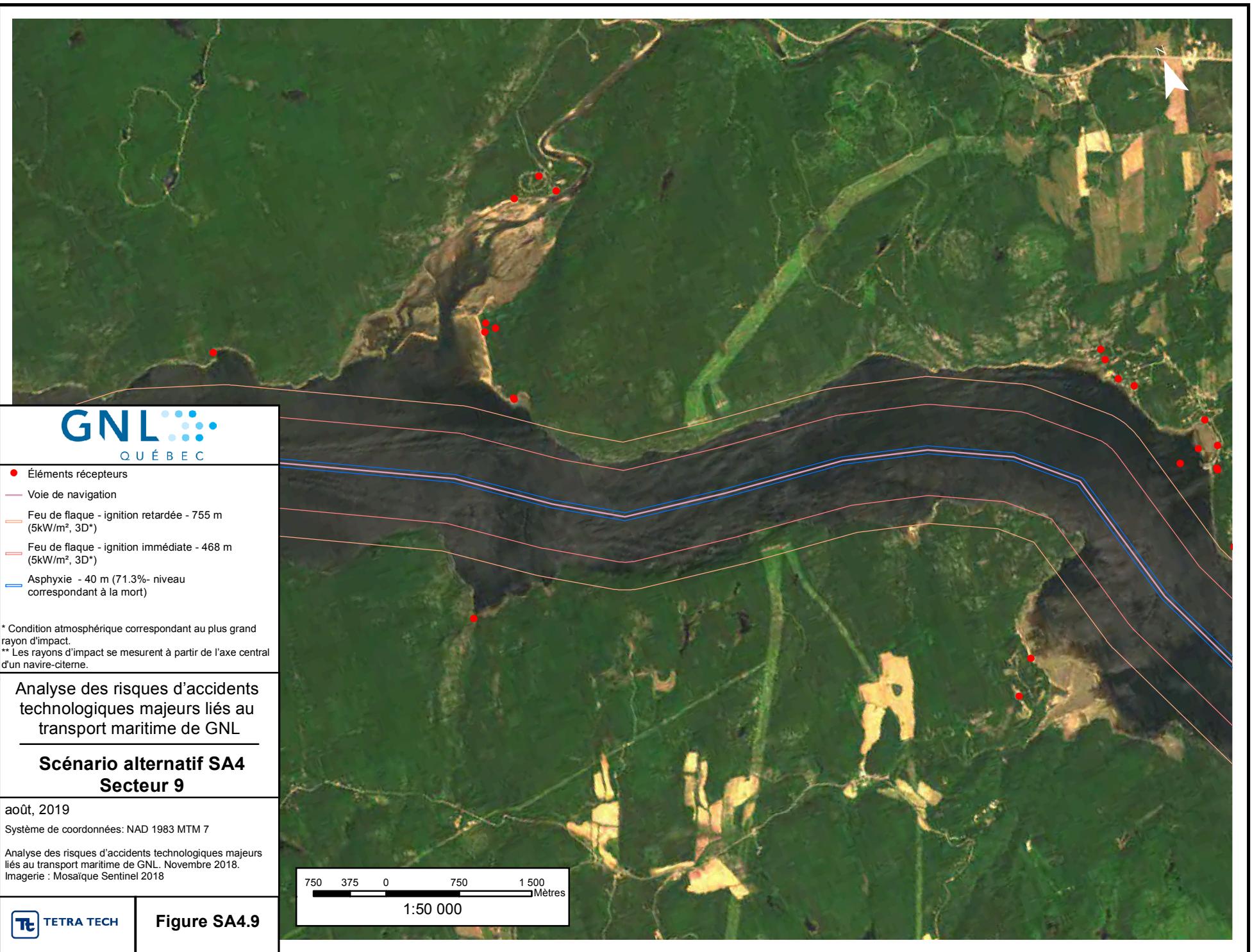


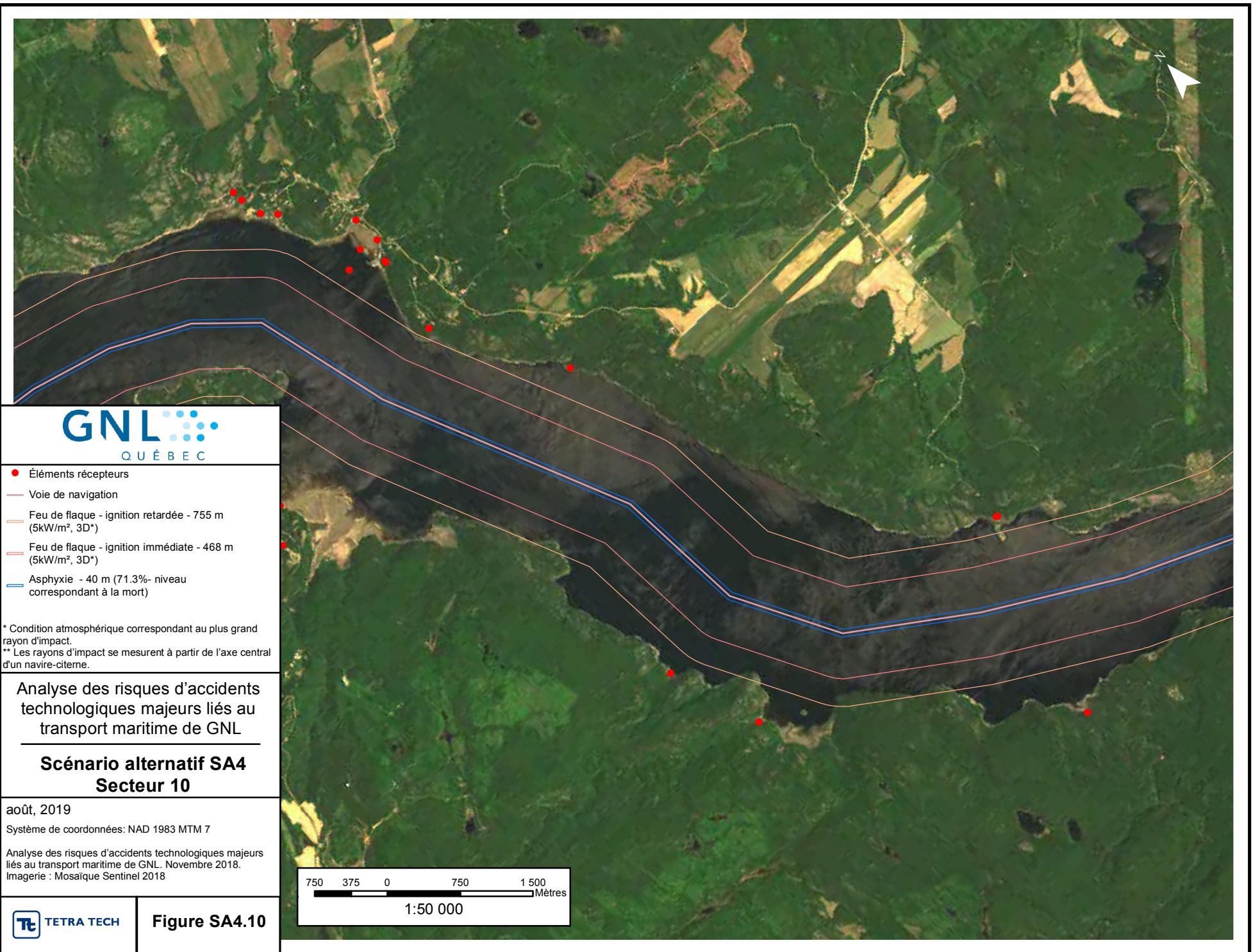


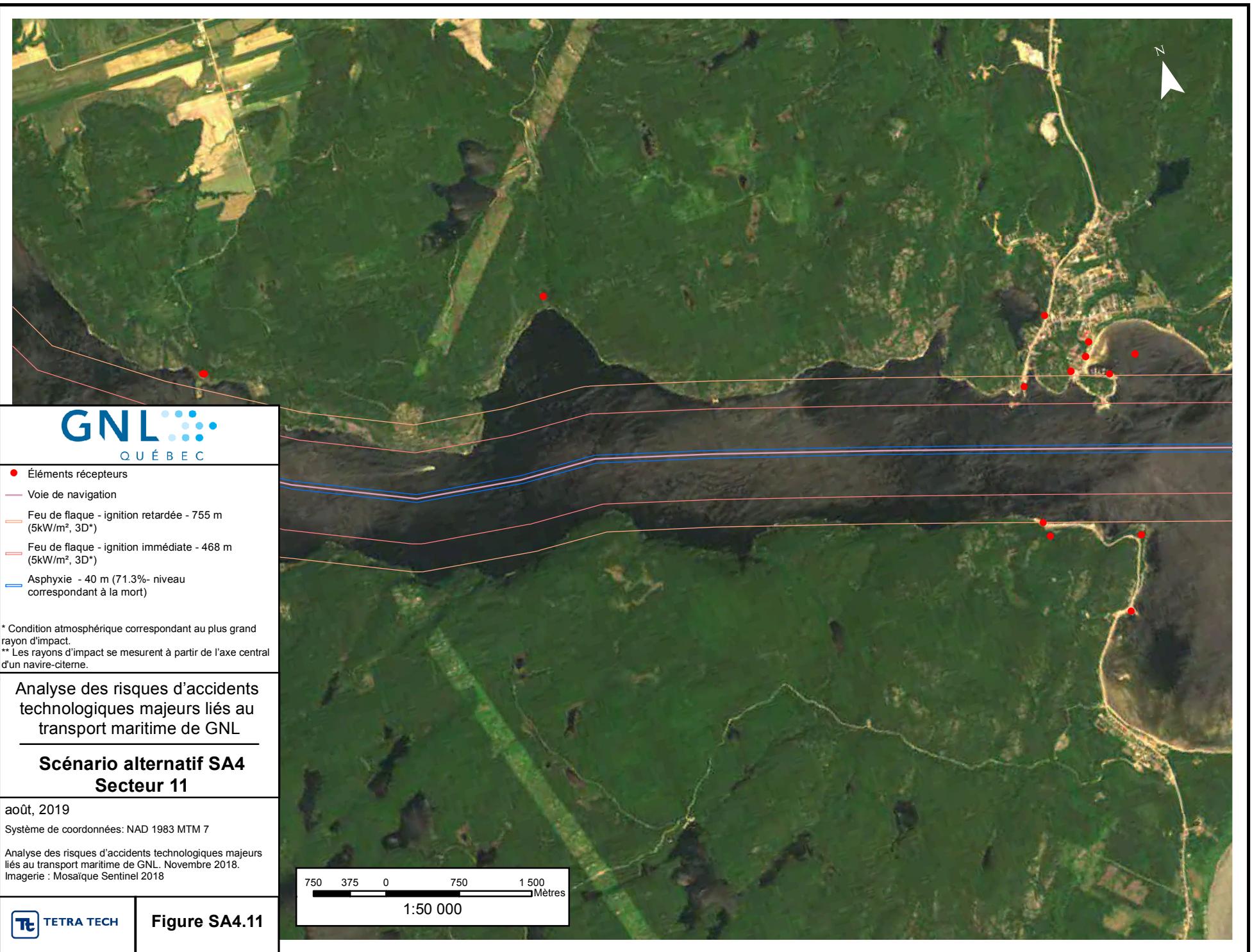


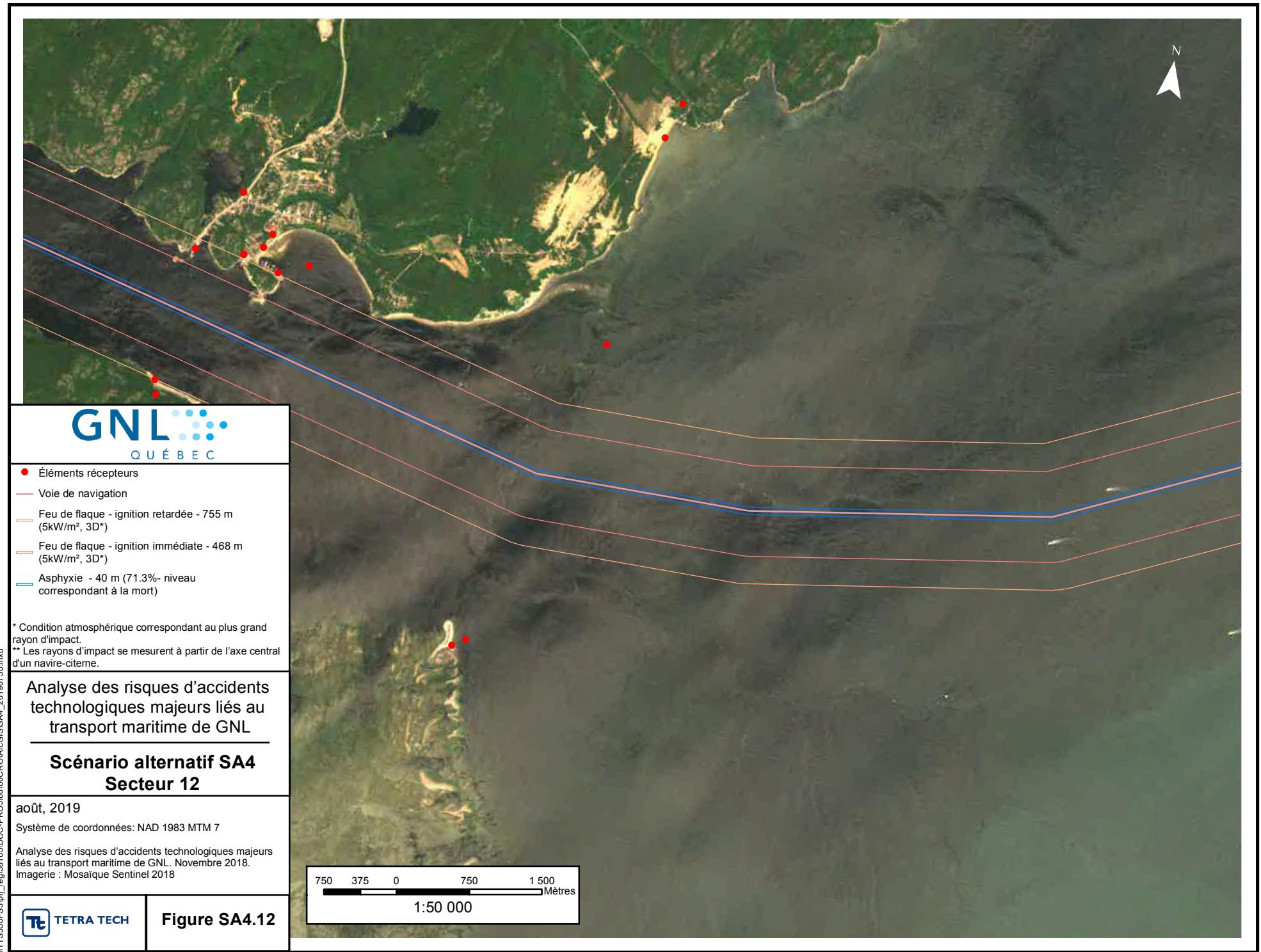


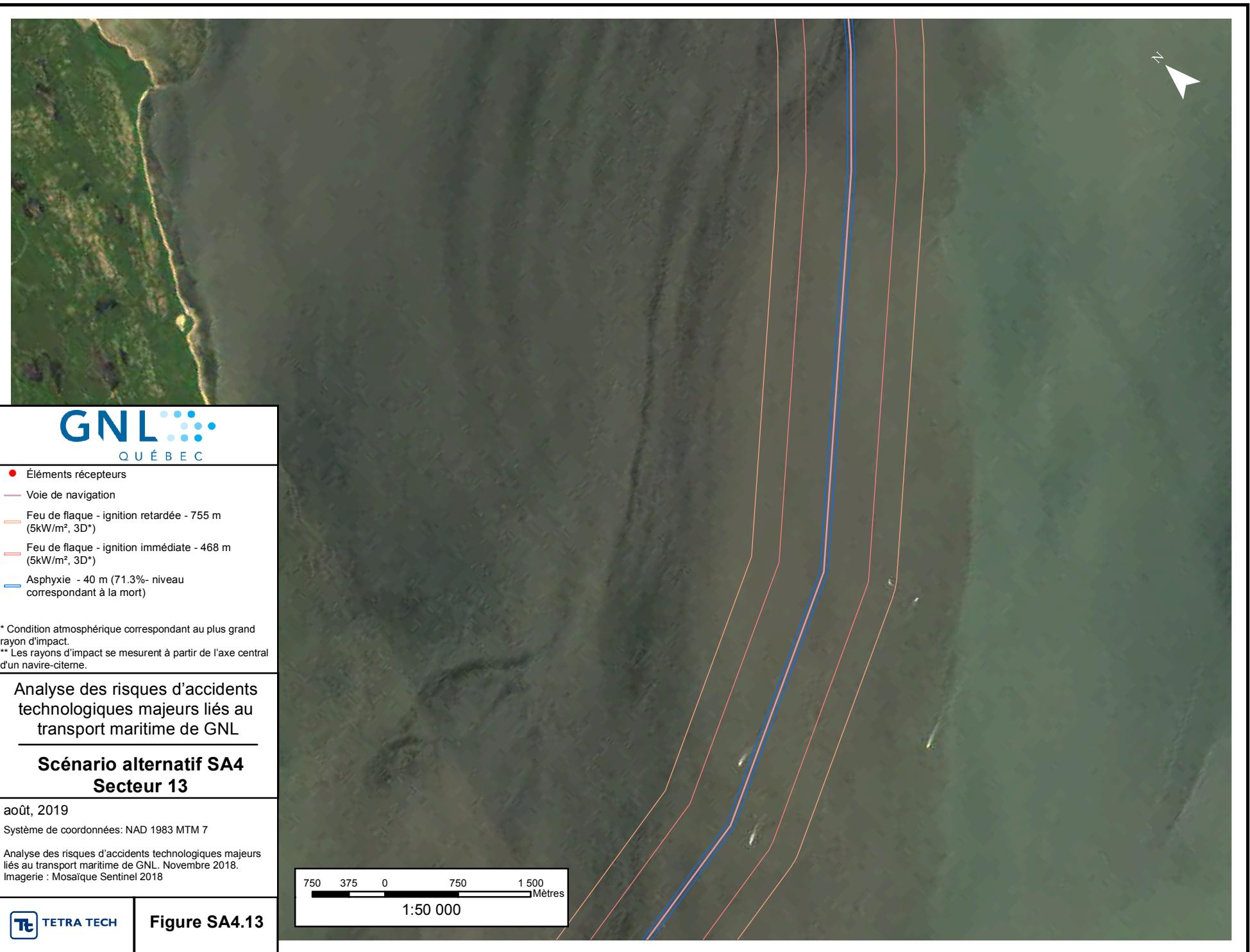




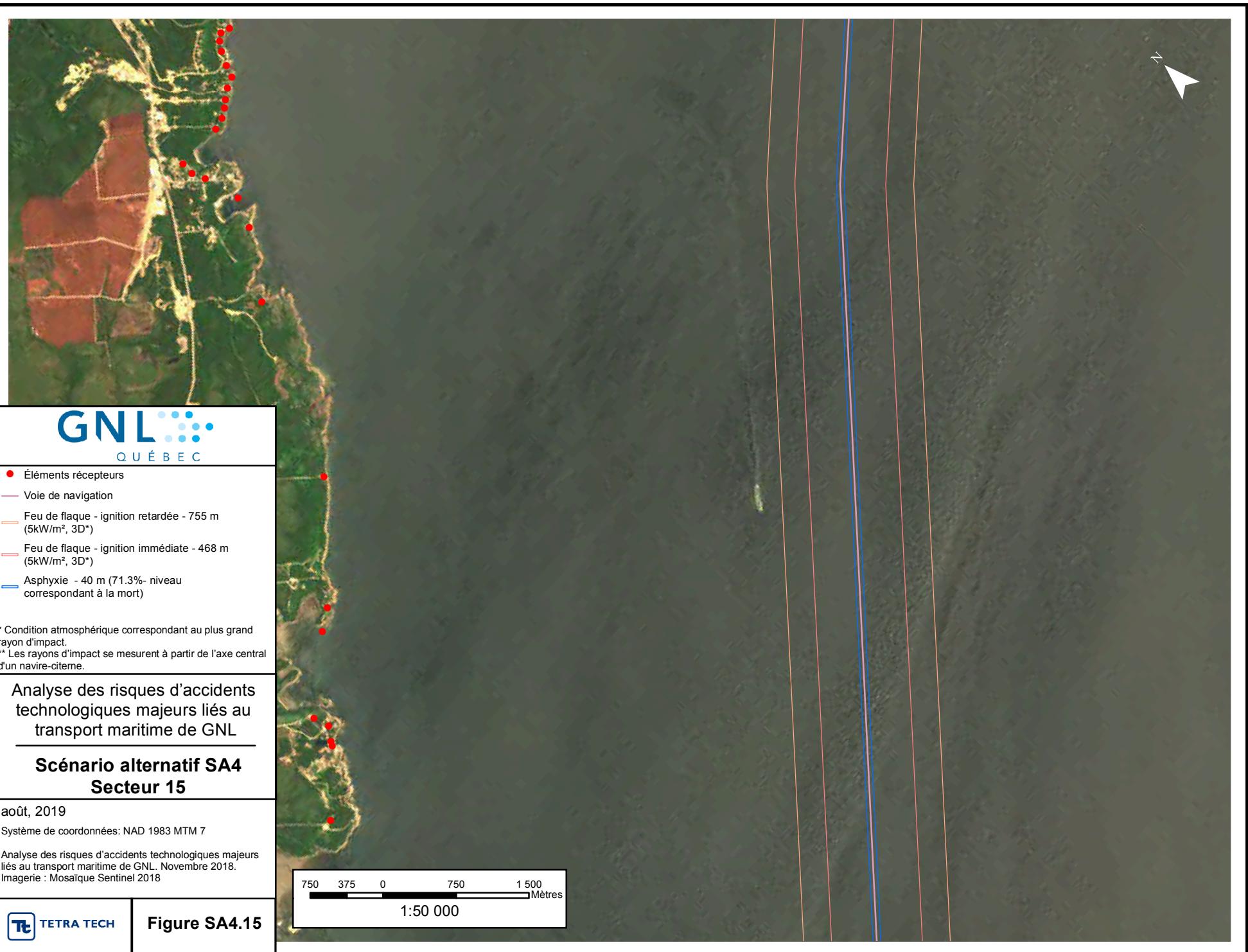


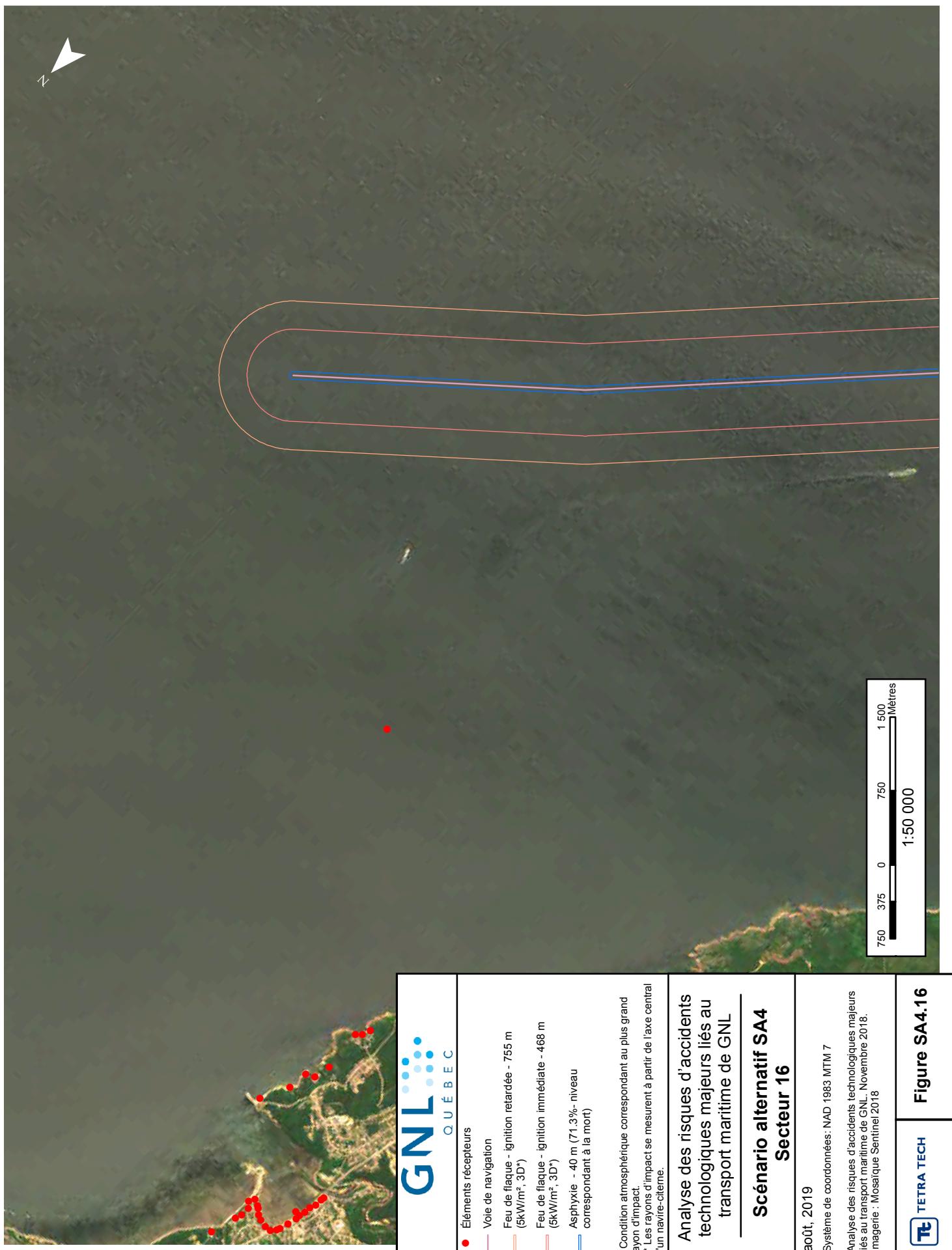


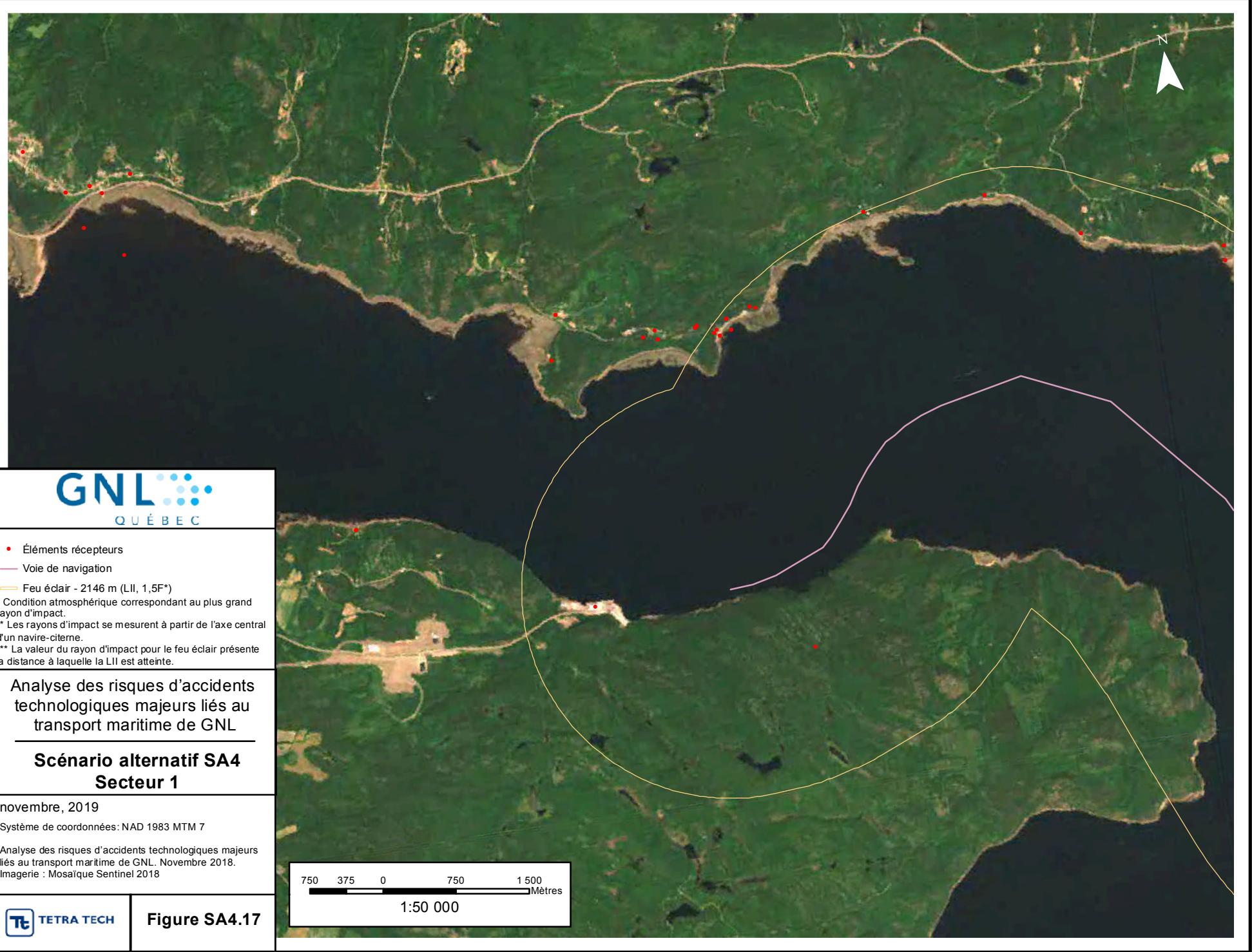


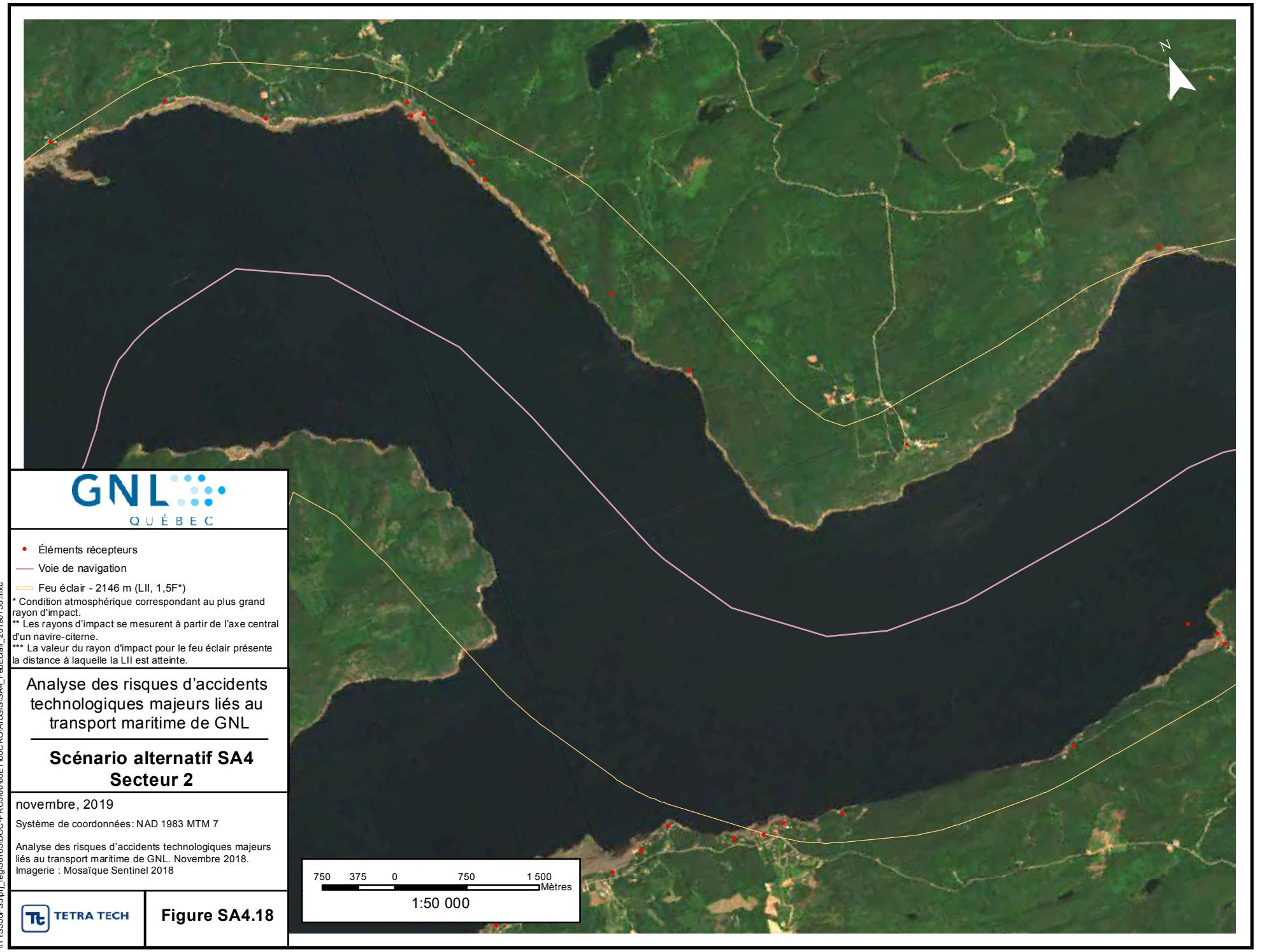


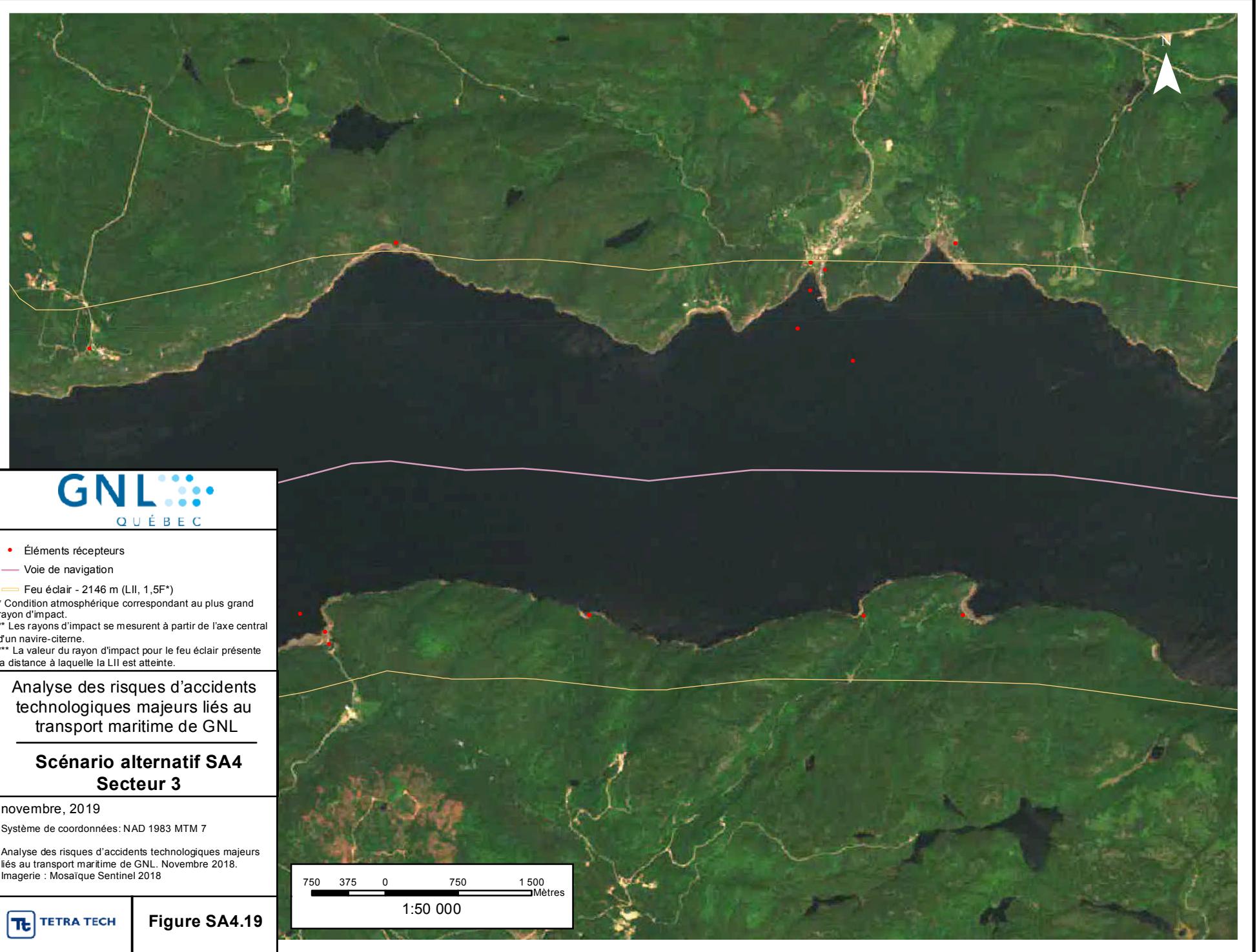


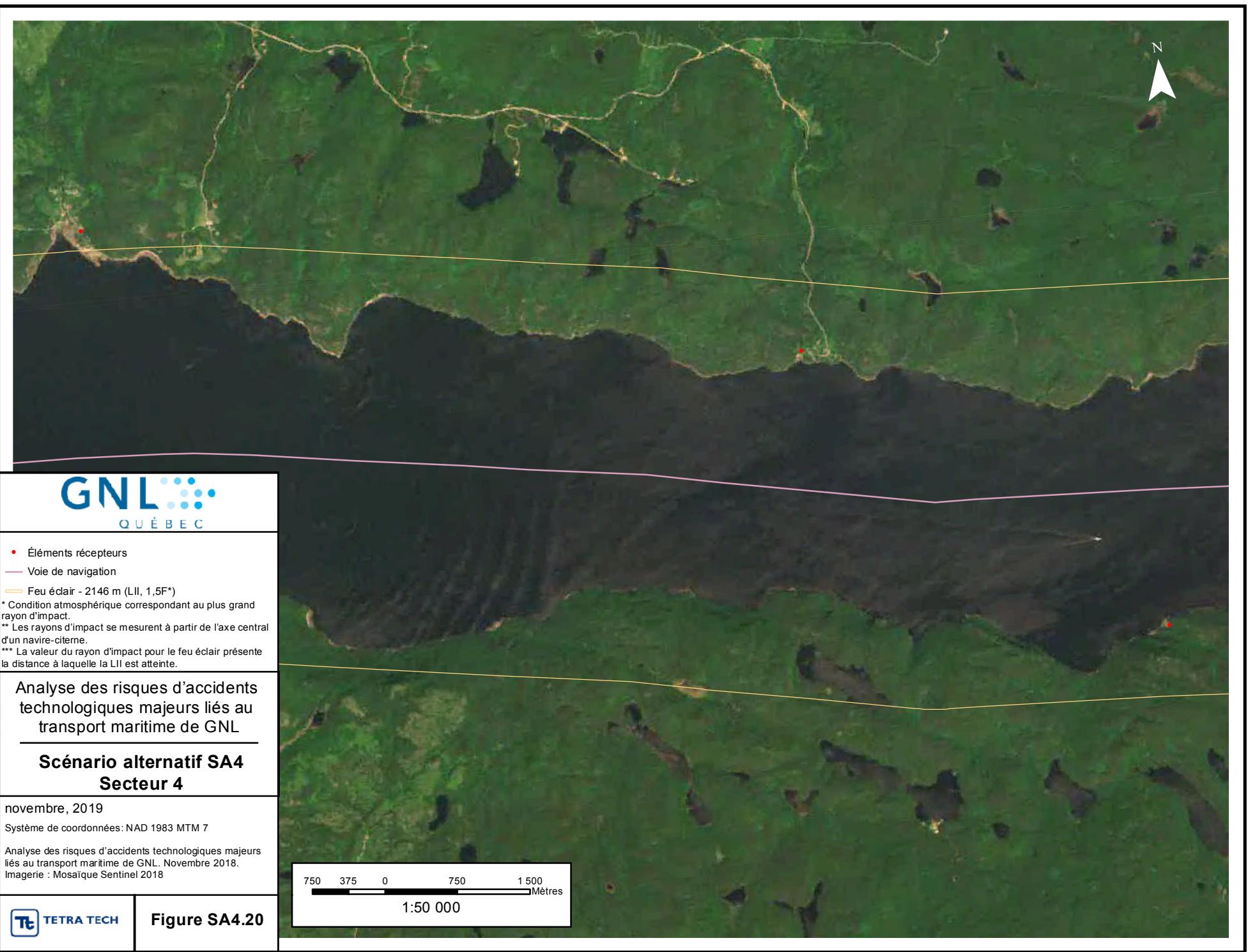


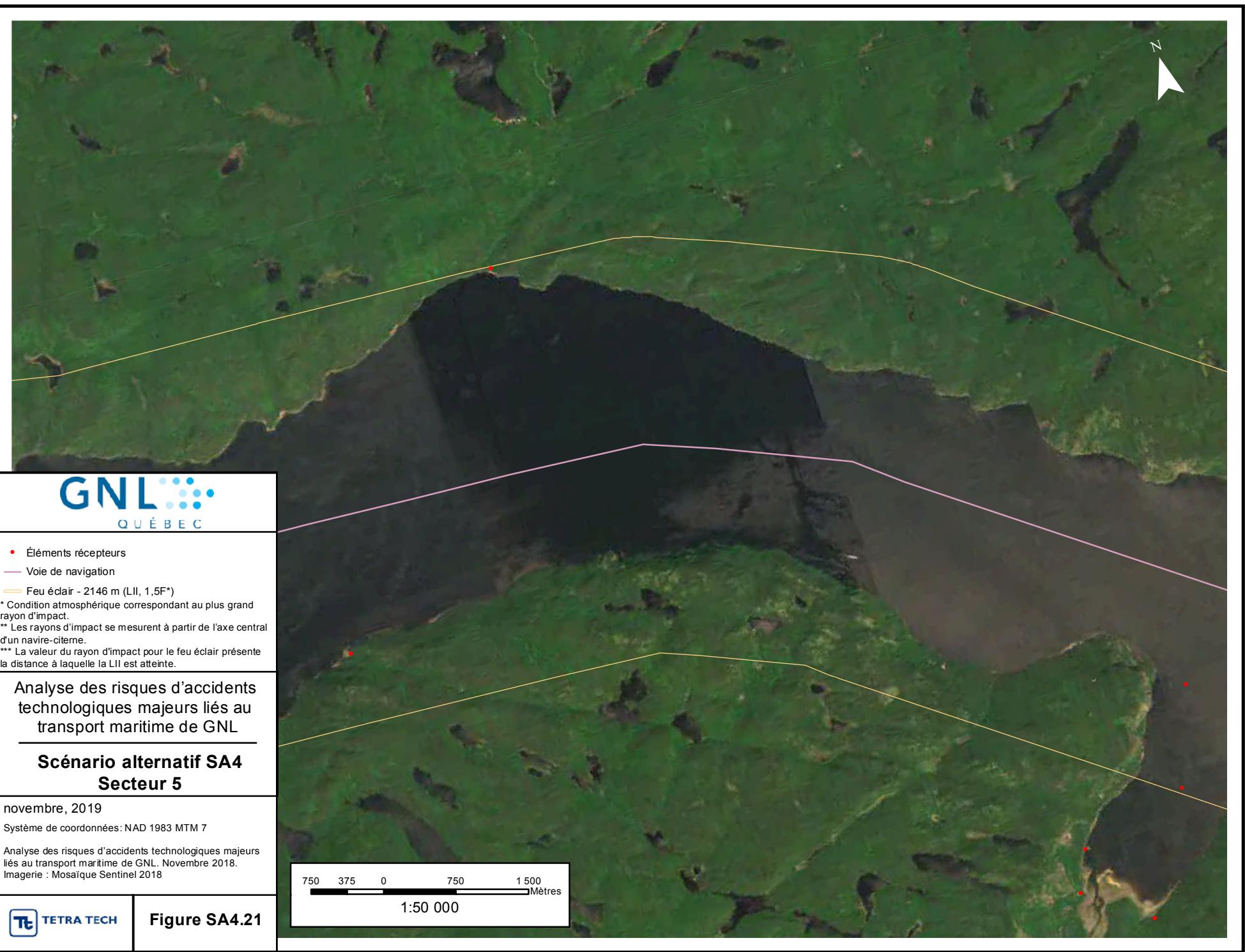




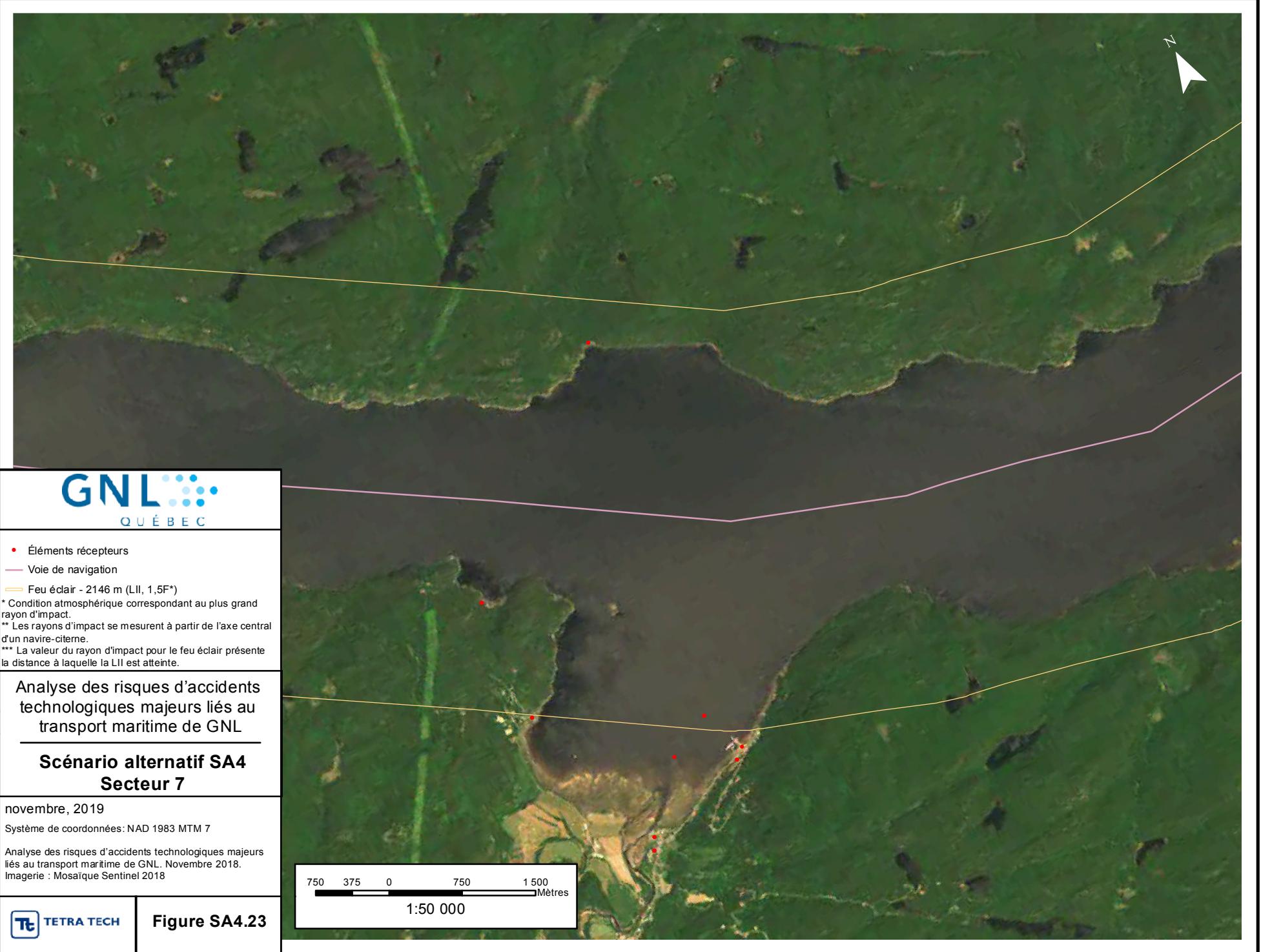


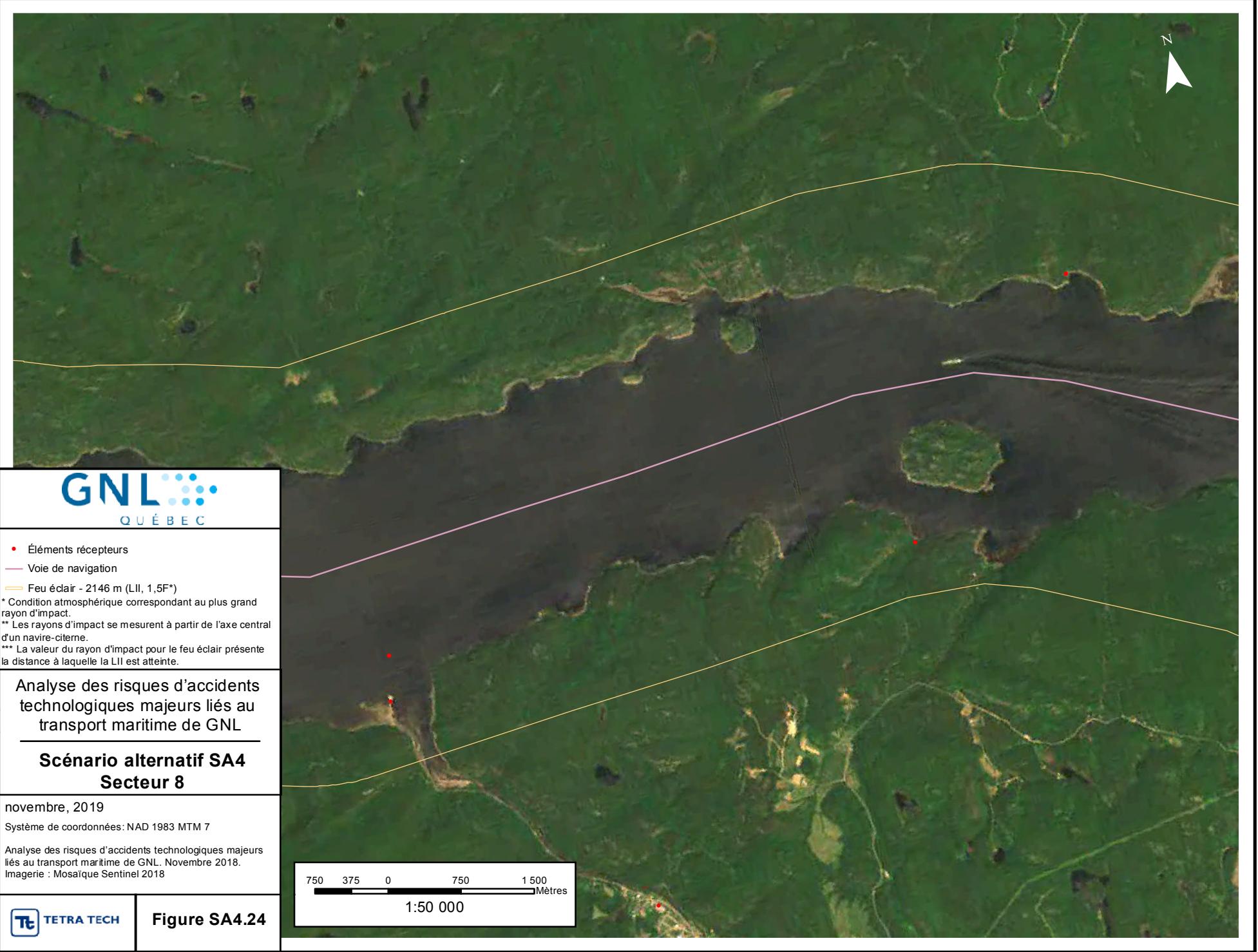


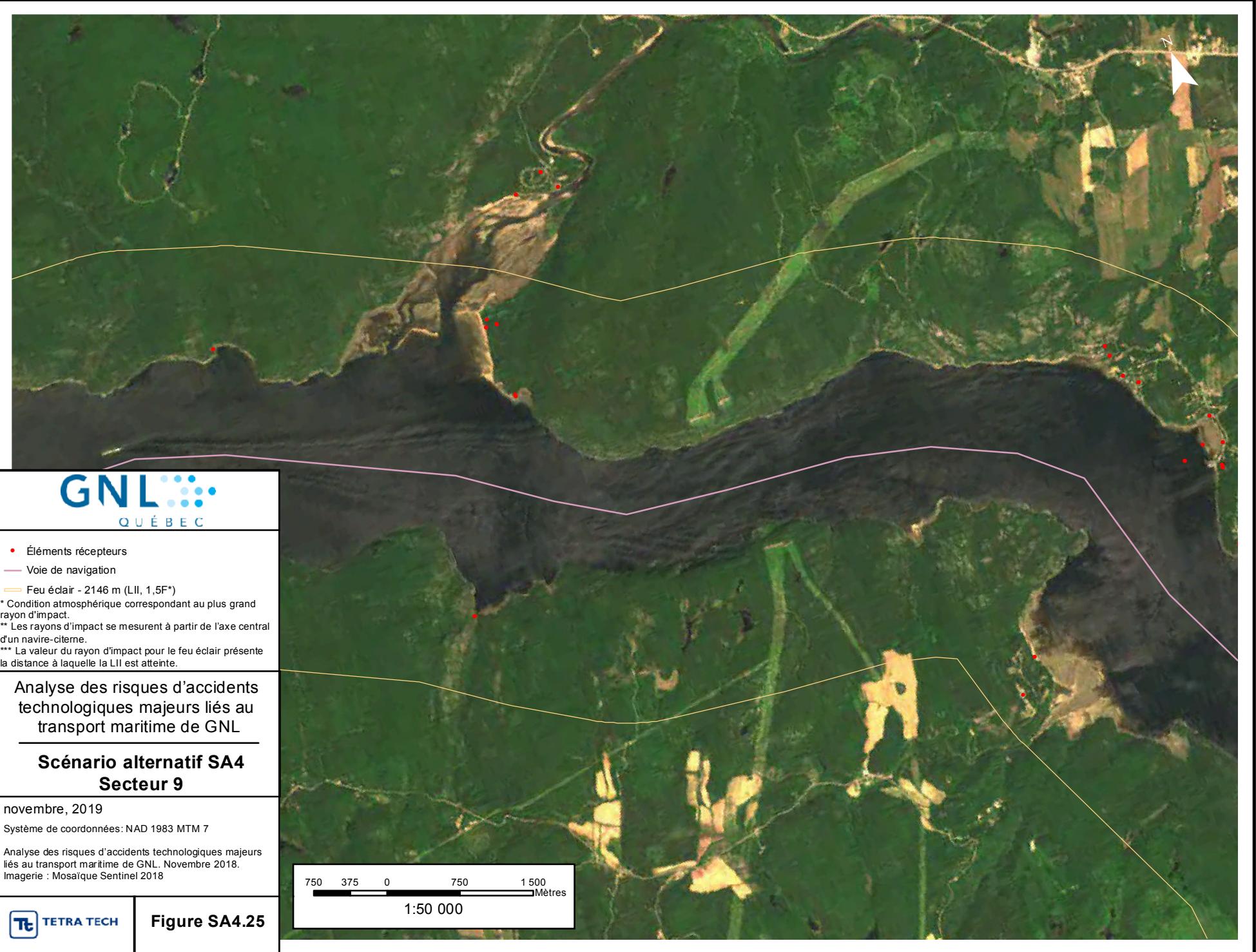


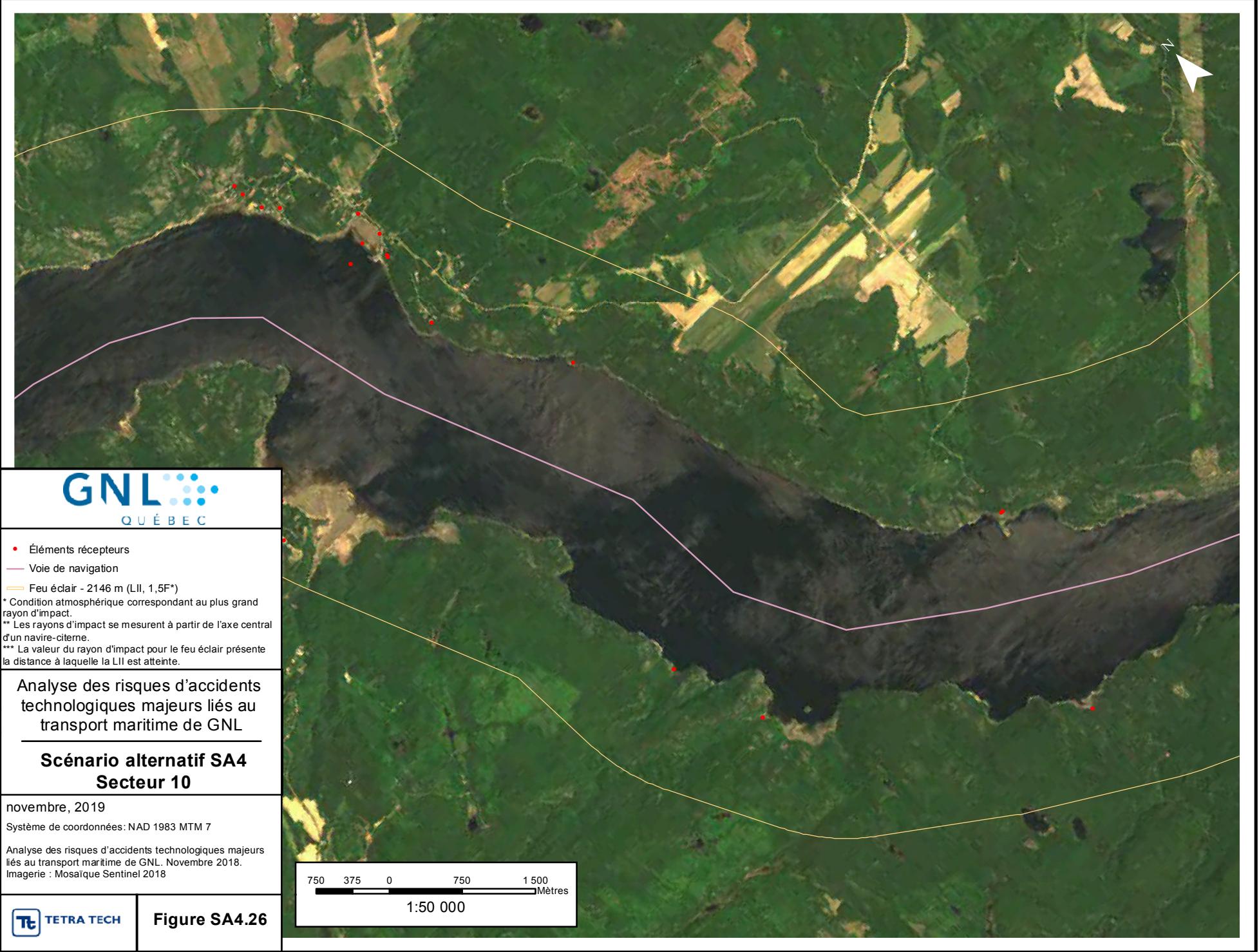


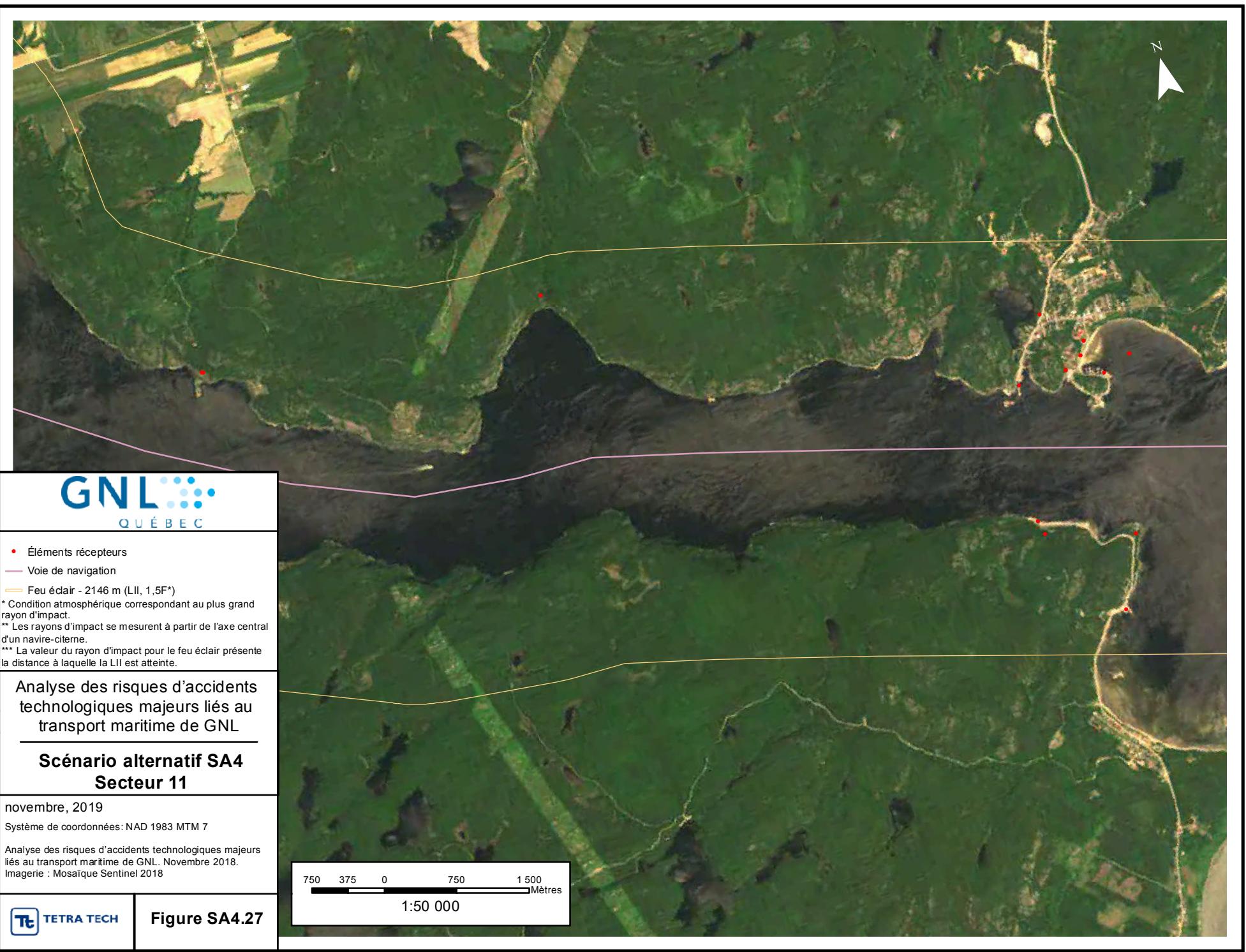




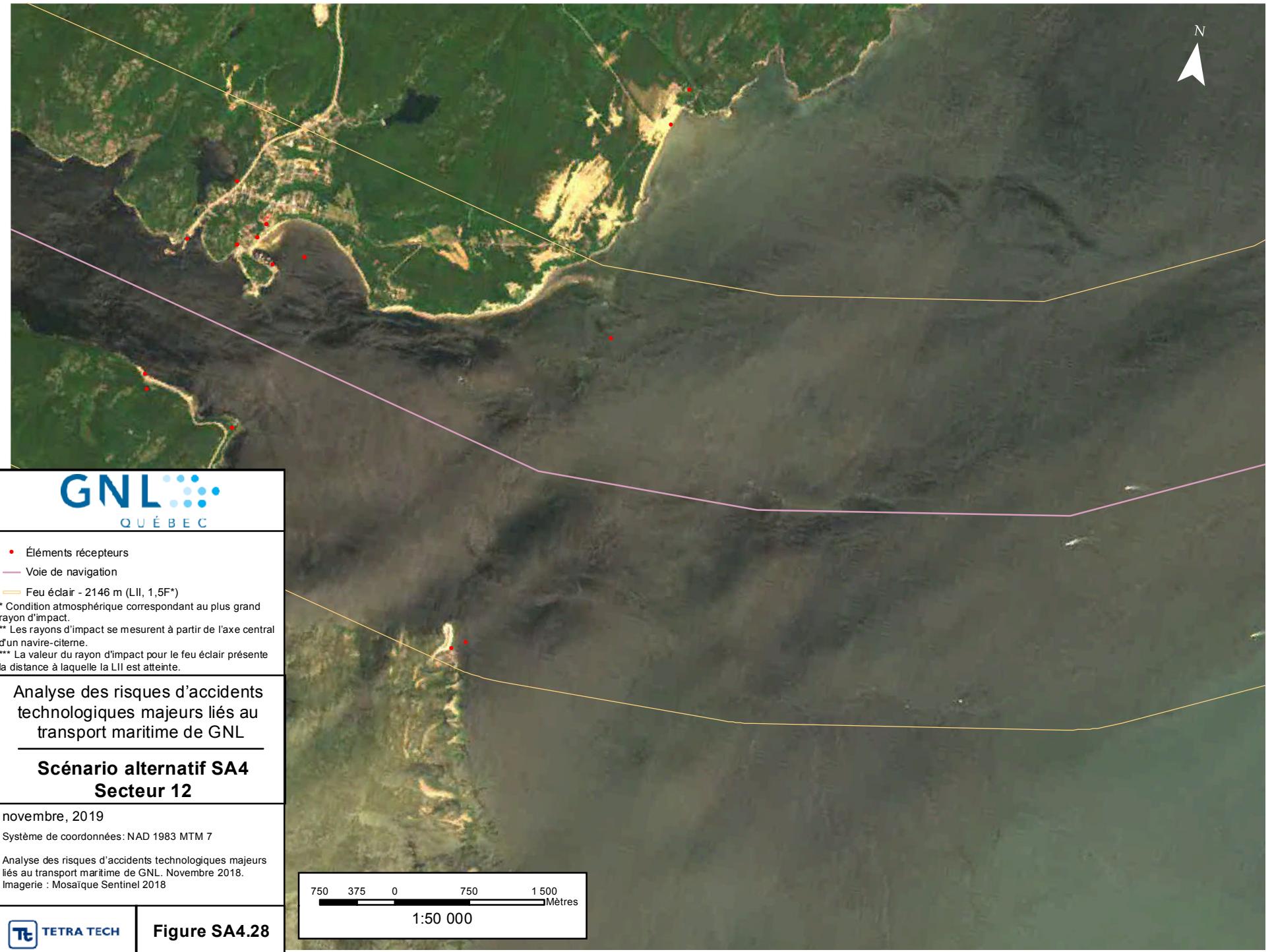




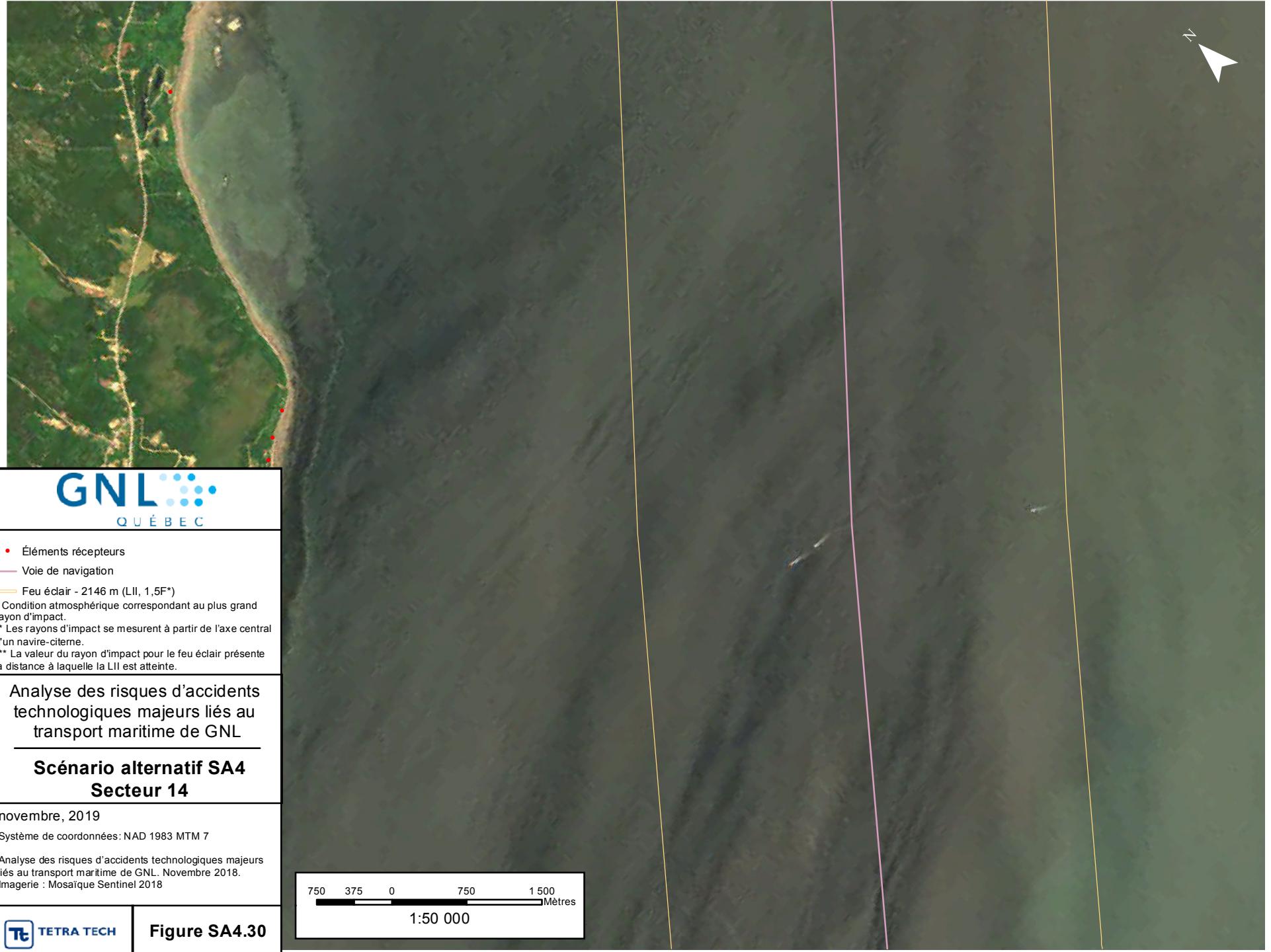


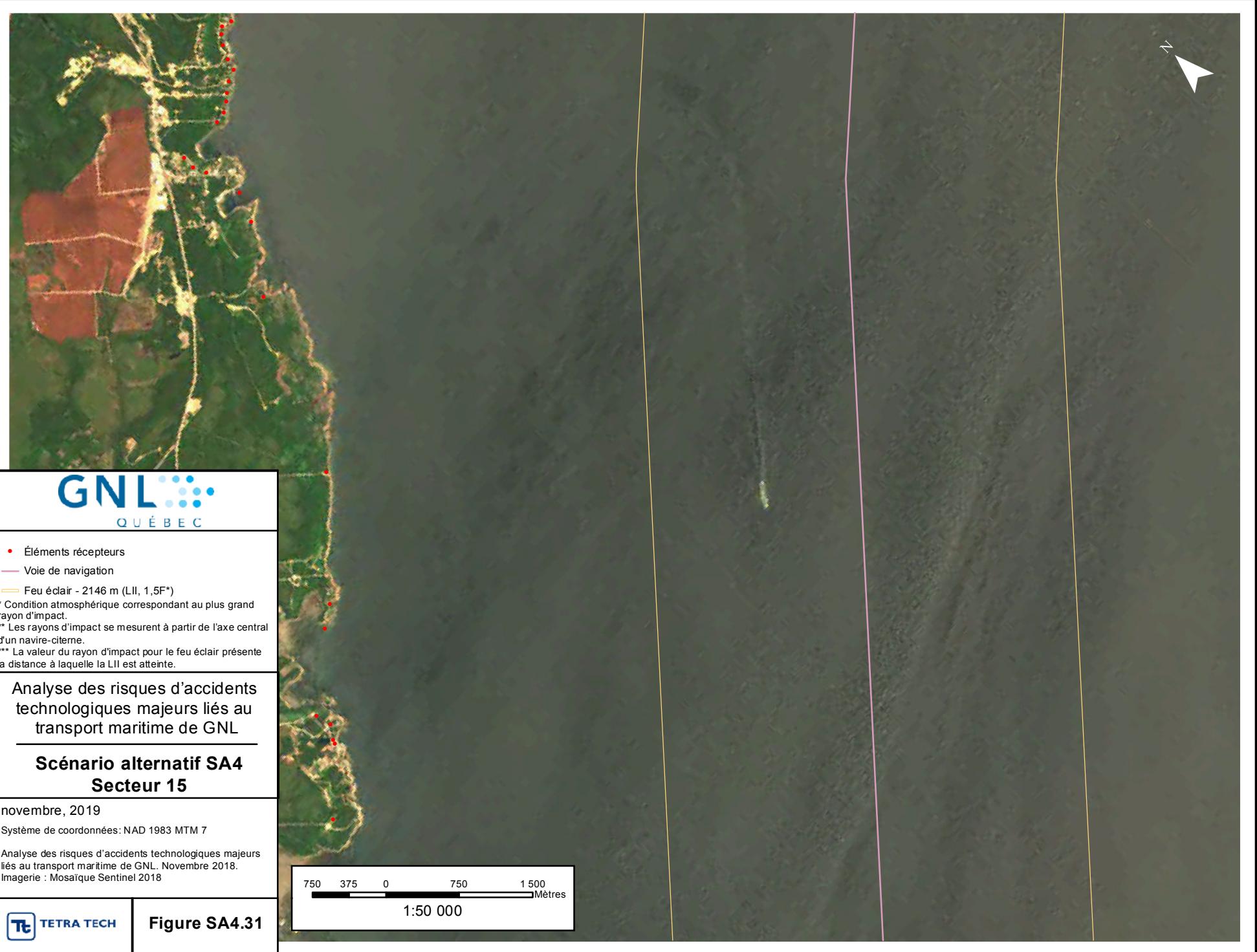


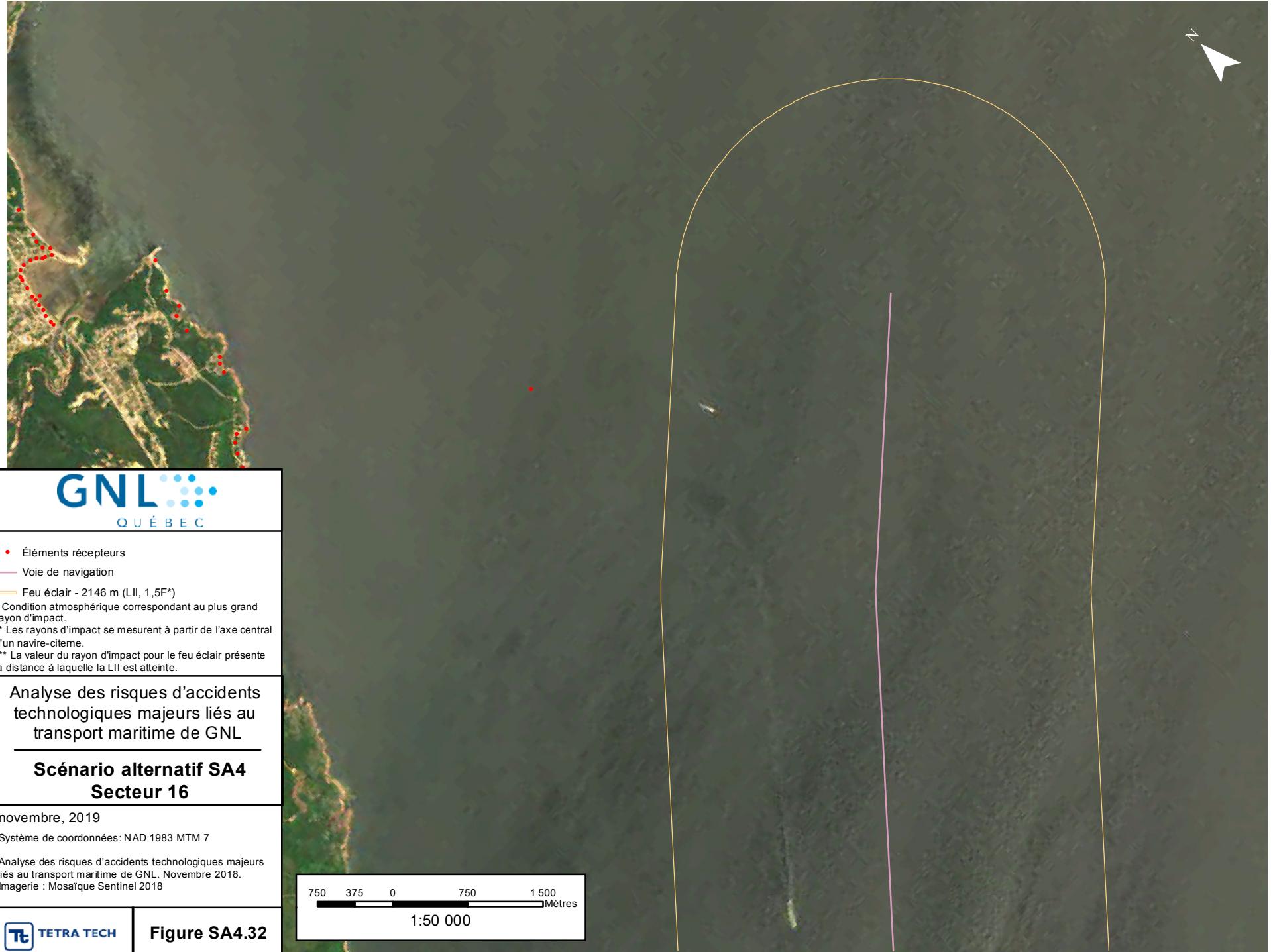
N

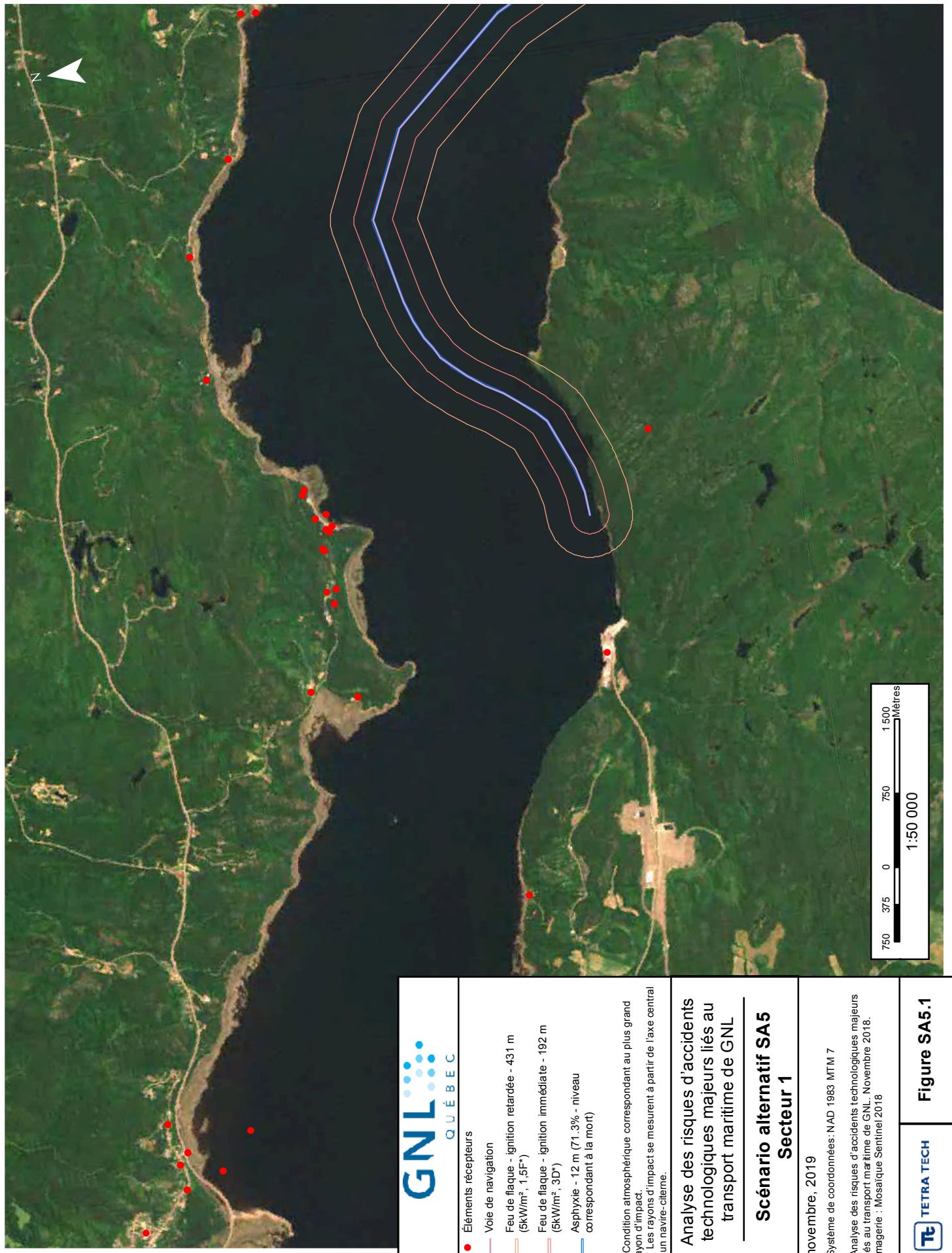


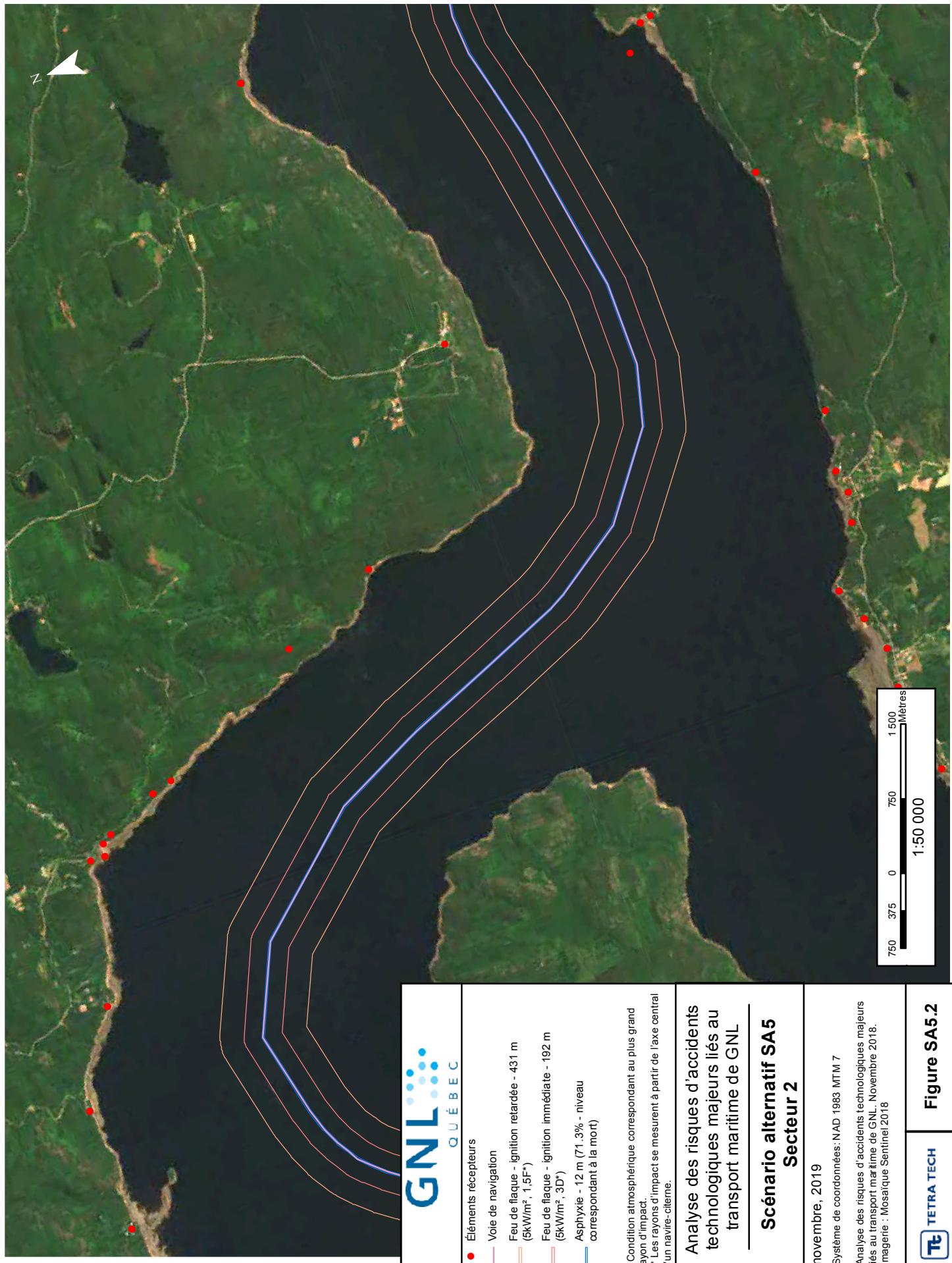


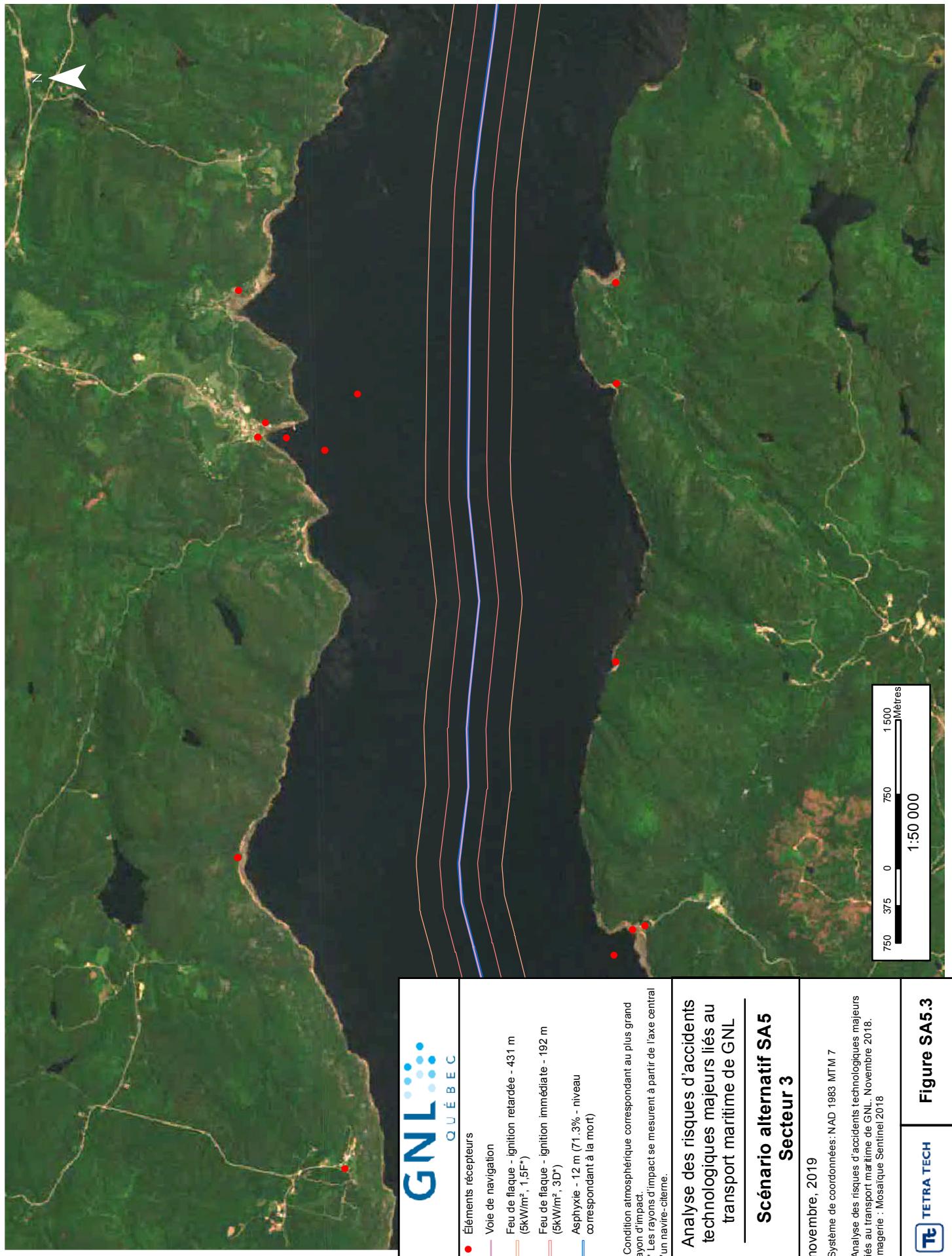












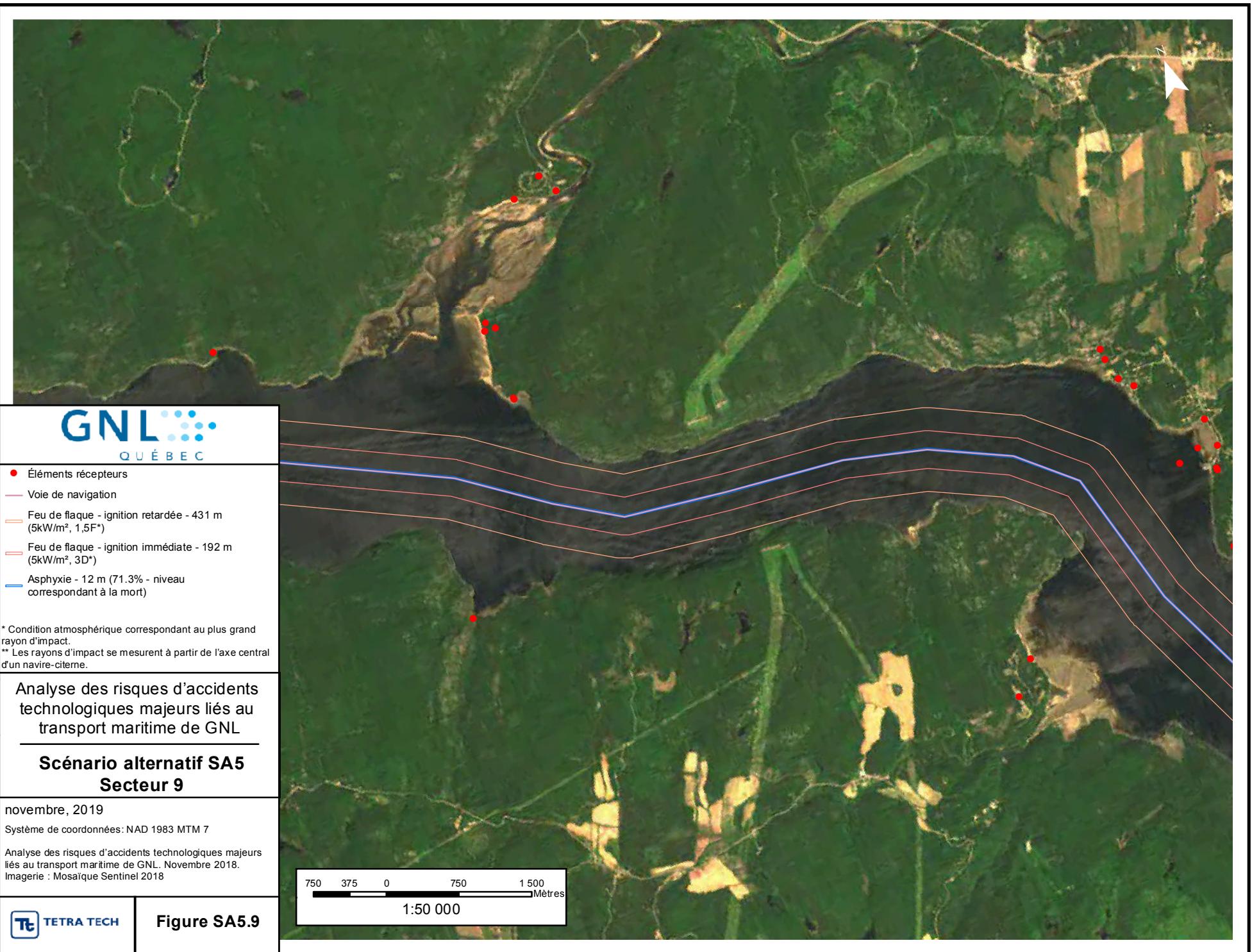


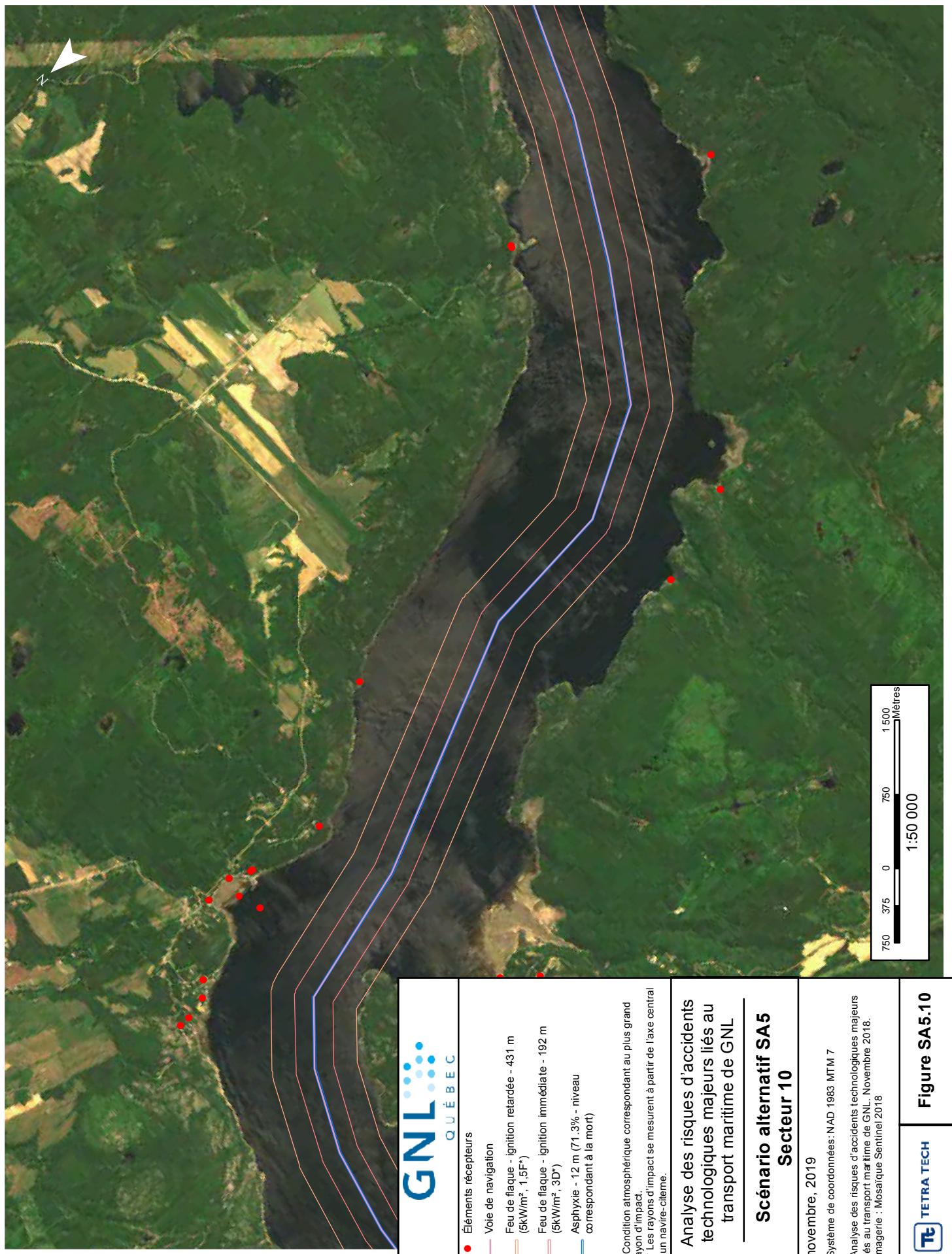
























- Éléments récepteurs
- Voie de navigation
- Feu de flaue - ignition retardée - 431 m
(5kW/m², 1,5F*)
- Feu de flaue - ignition immédiate - 192 m
(5kW/m², 3D*)
- Asphyxie - 12 m (71.3% - niveau correspondant à la mort)

* Condition atmosphérique correspondant au plus grand rayon d'impact.

** Les rayons d'impact se mesurent à partir de l'axe central d'un navire-citerne.

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL

Scénario alternatif SA5 Secteur 16

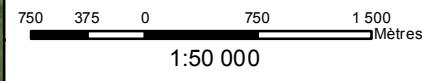
novembre, 2019

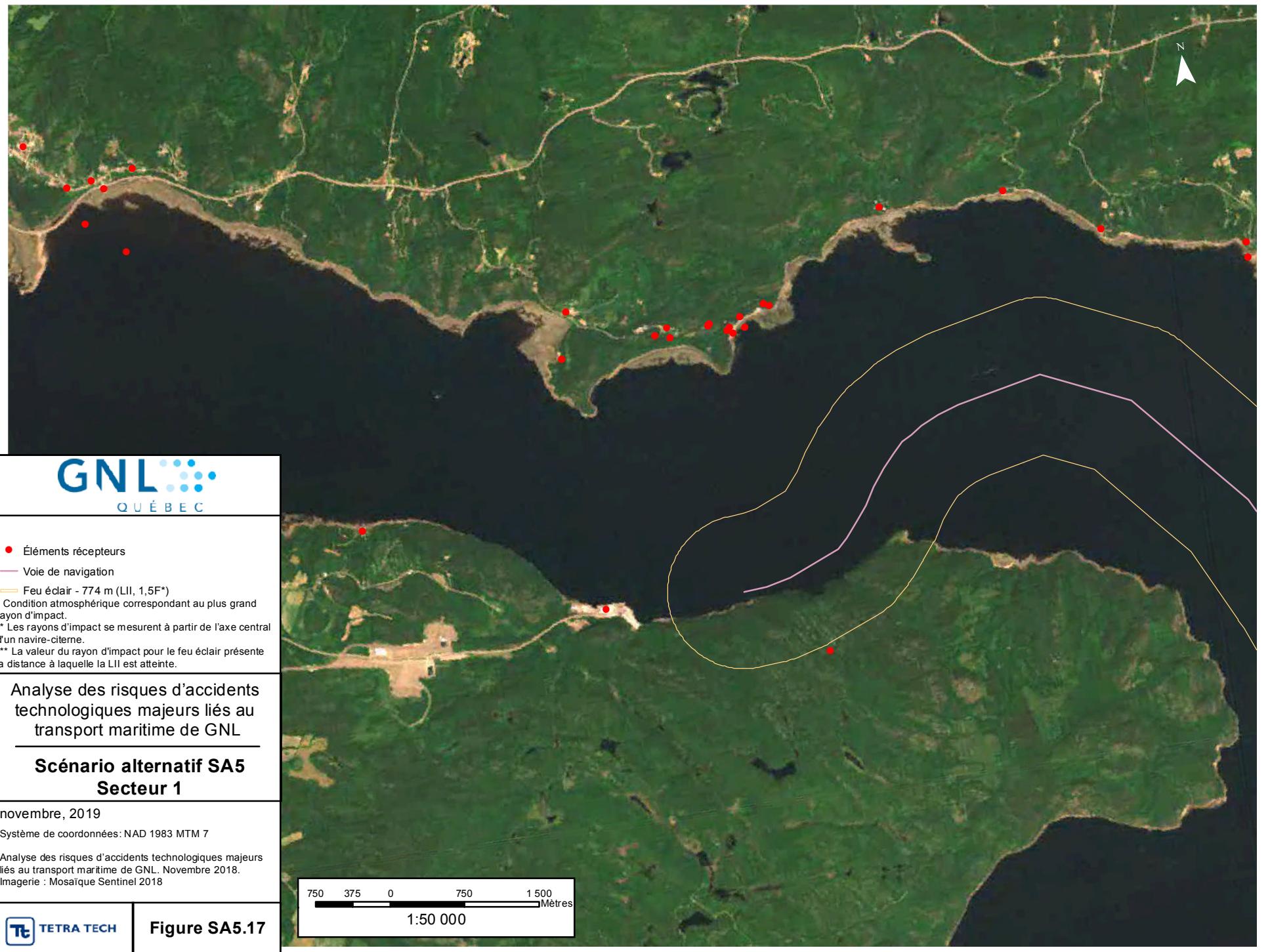
Système de coordonnées: NAD 1983 MTM 7

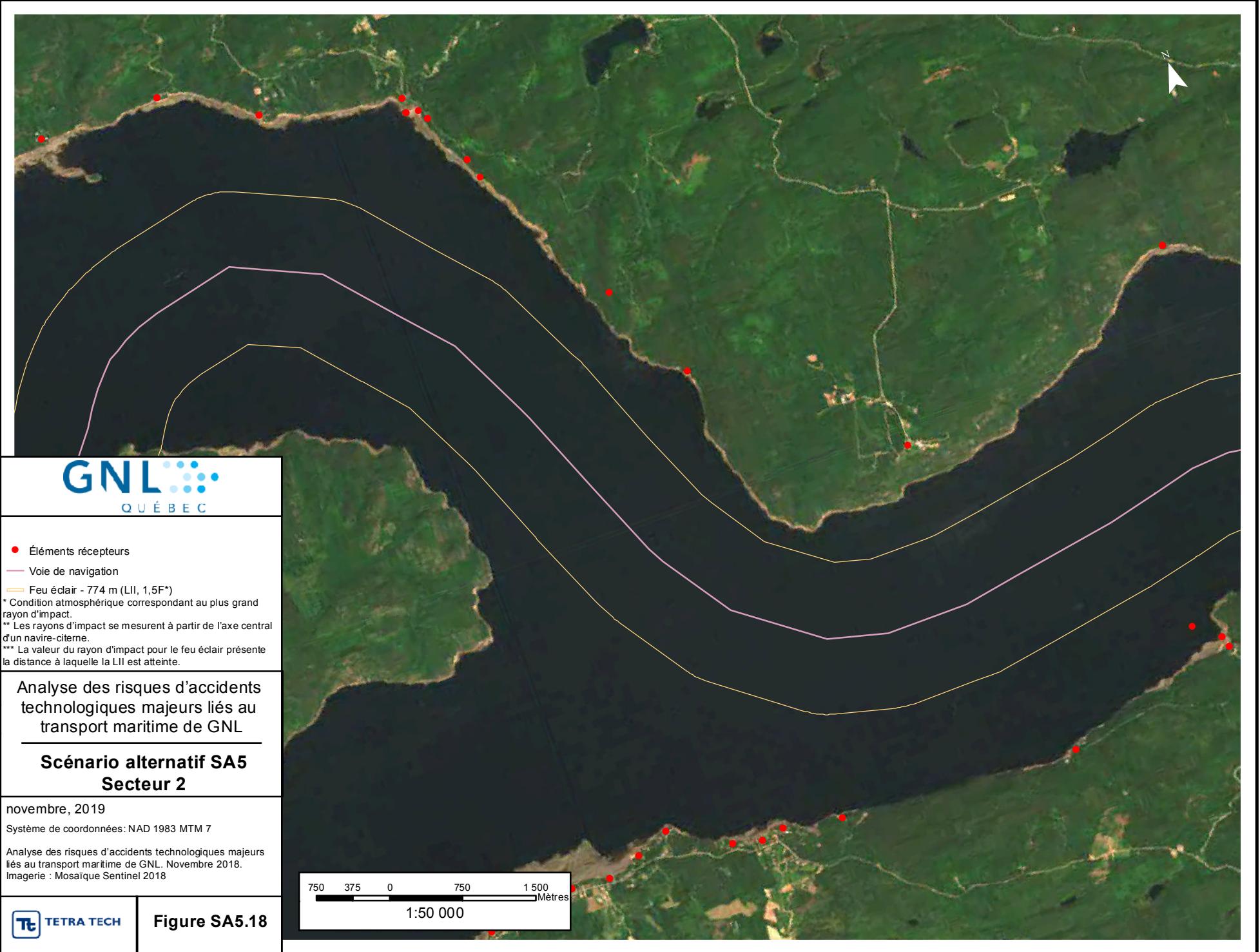
Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL. Novembre 2018.
Imagerie : Mosaïque Sentinel 2018

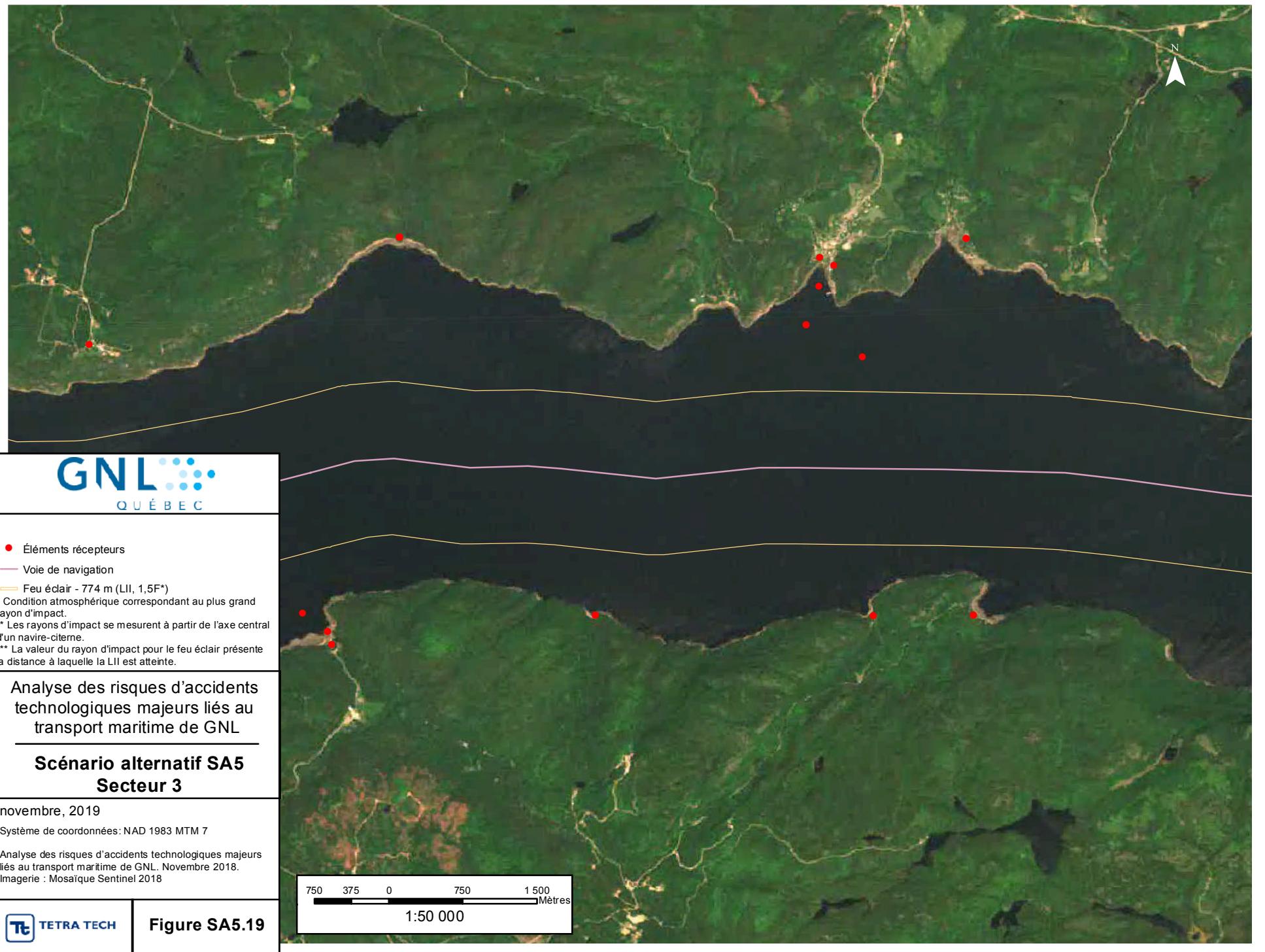


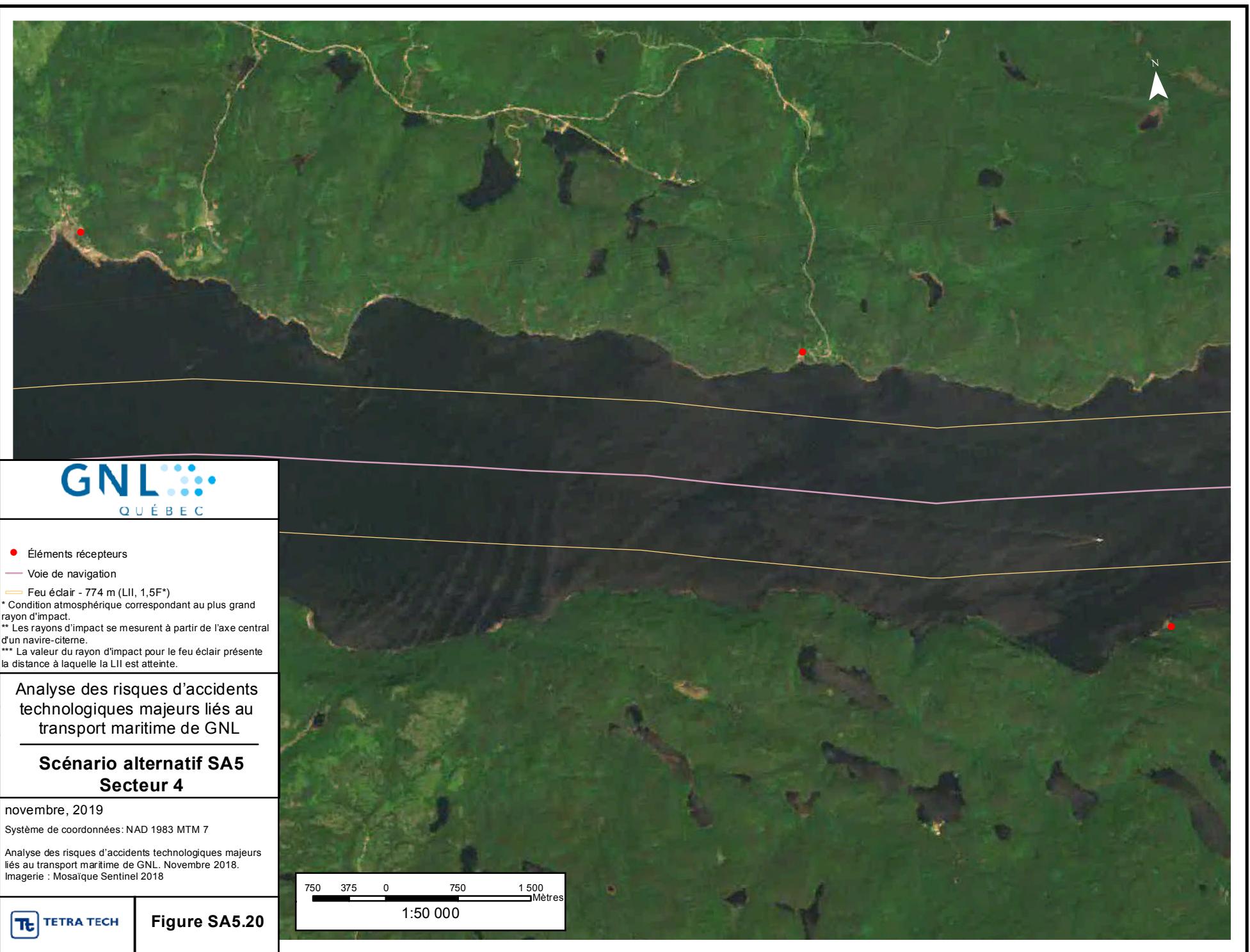
Figure SA5.16

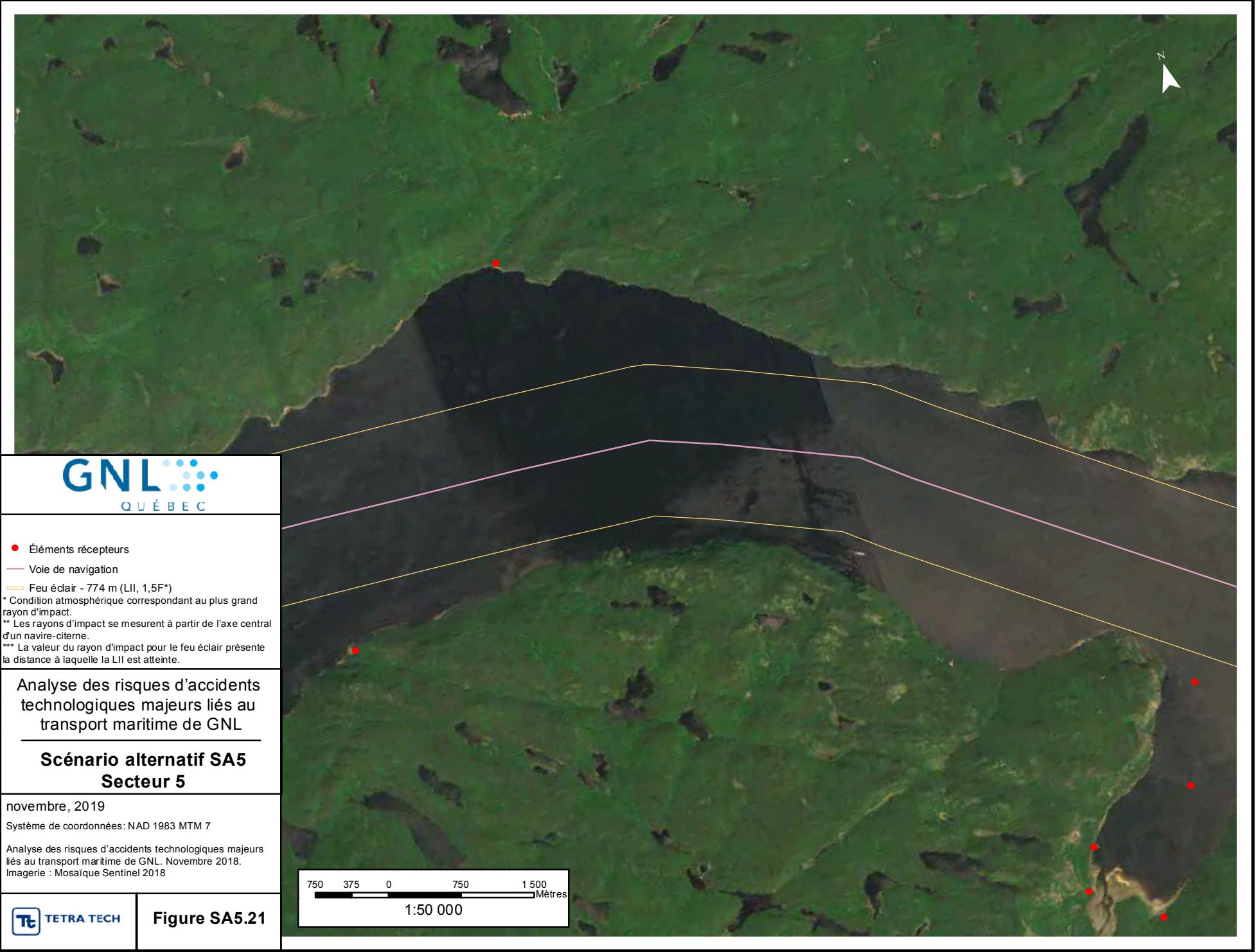




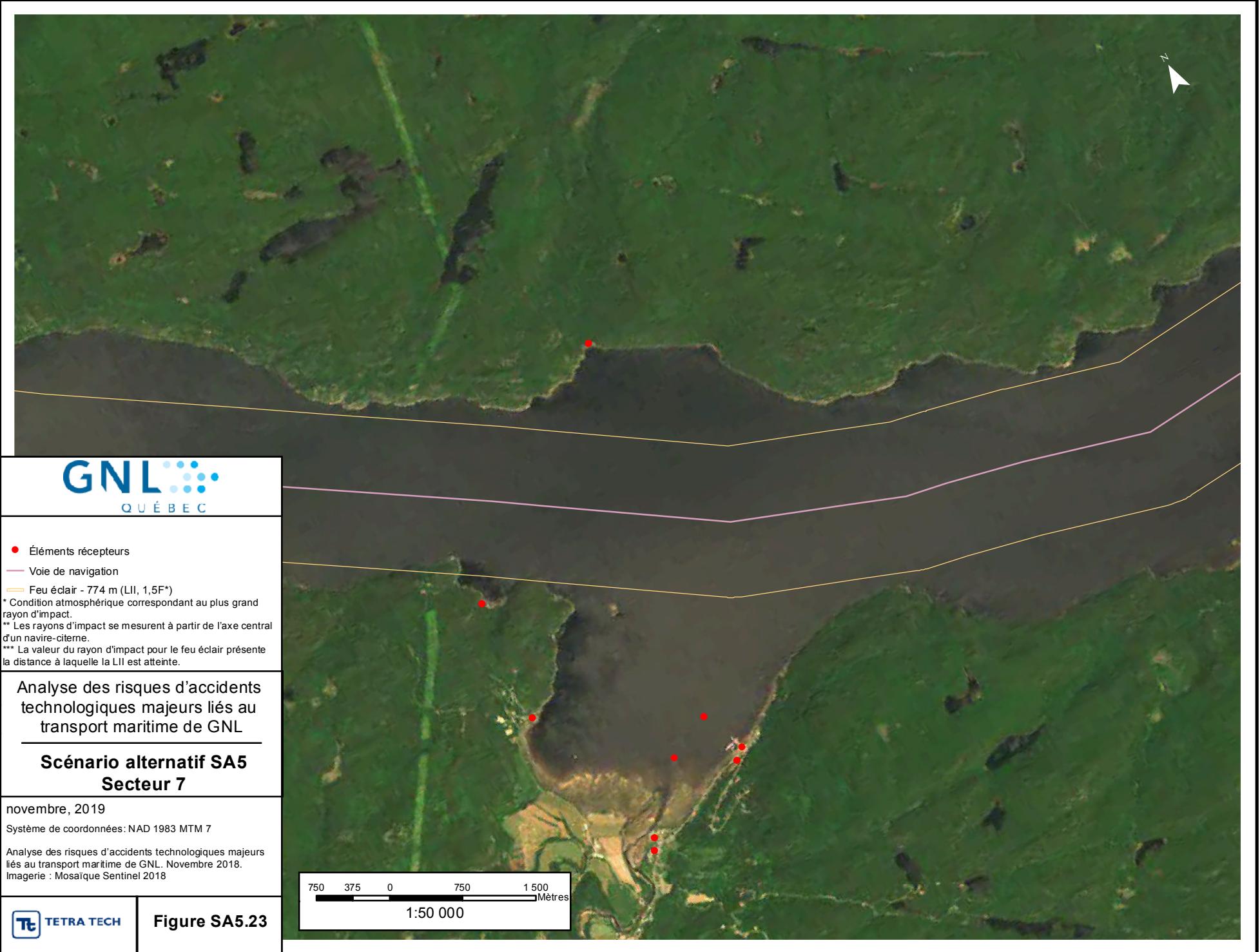




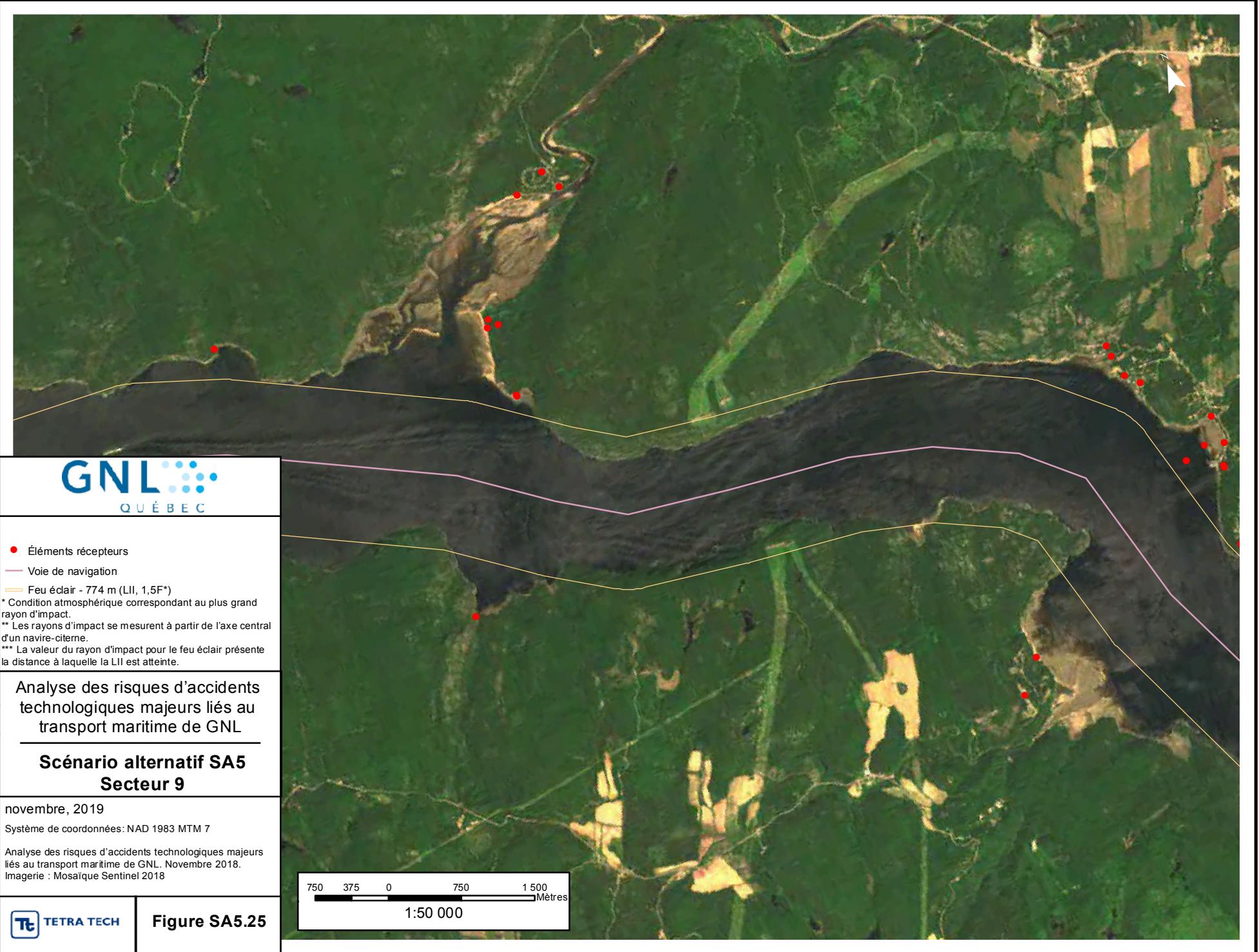




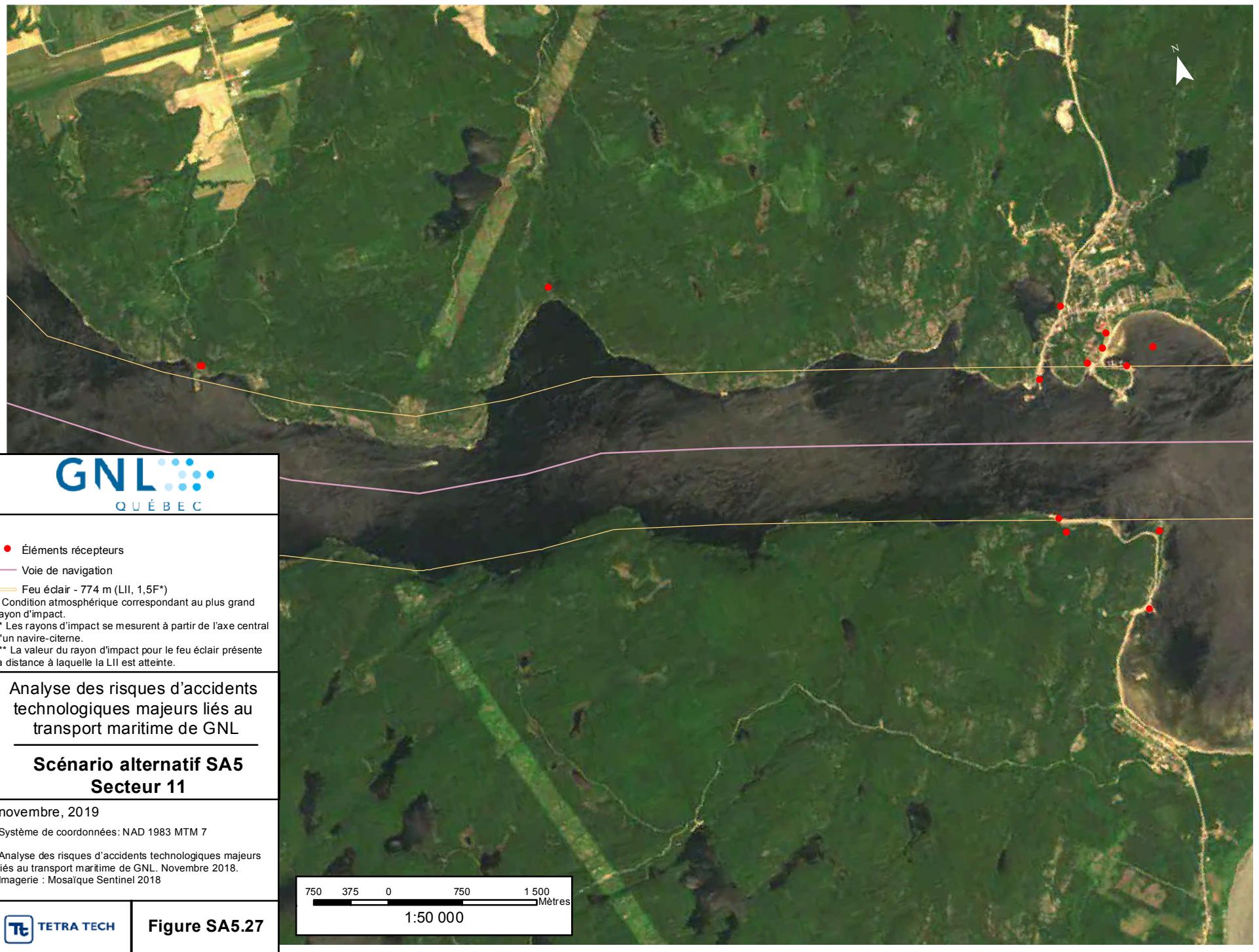




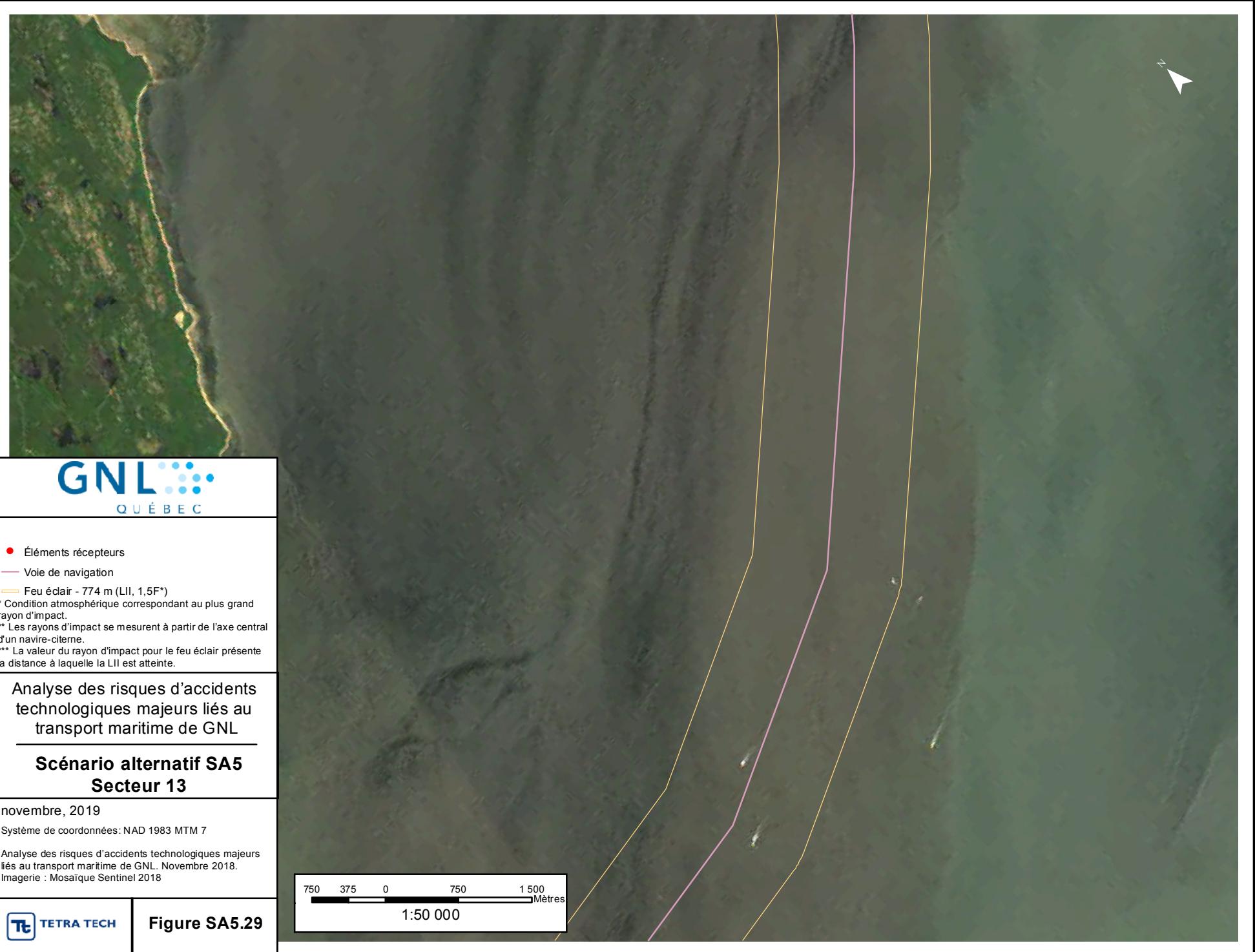




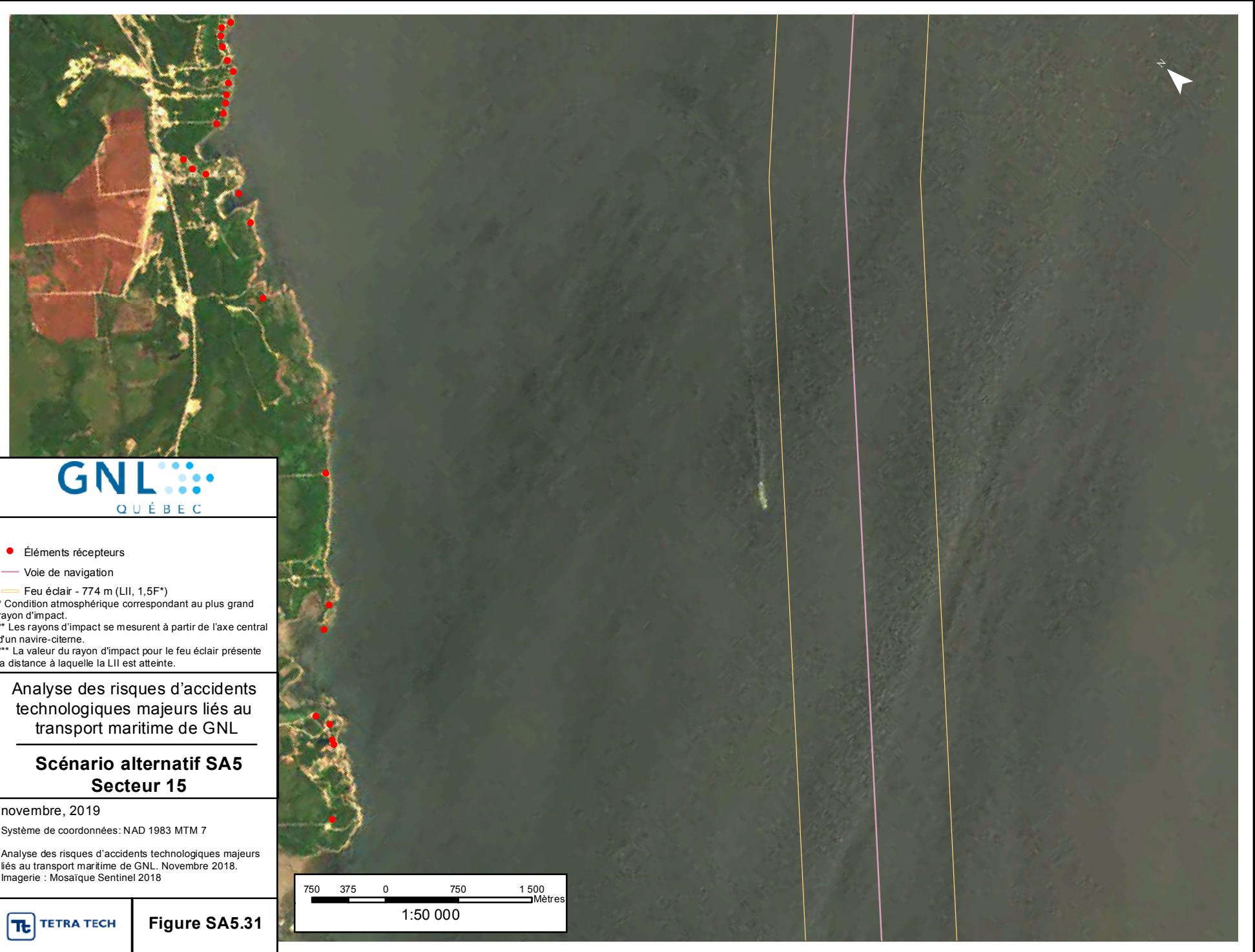














- Éléments récepteurs
- Voie de navigation
- Feu éclair - 774 m (LII, 1,5F*)
- * Condition atmosphérique correspondant au plus grand rayon d'impact.
- ** Les rayons d'impact se mesurent à partir de l'axe central d'un navire-citerne.
- *** La valeur du rayon d'impact pour le feu éclair présente la distance à laquelle la LII est atteinte.

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL

Scénario alternatif SA5 Secteur 16

novembre, 2019

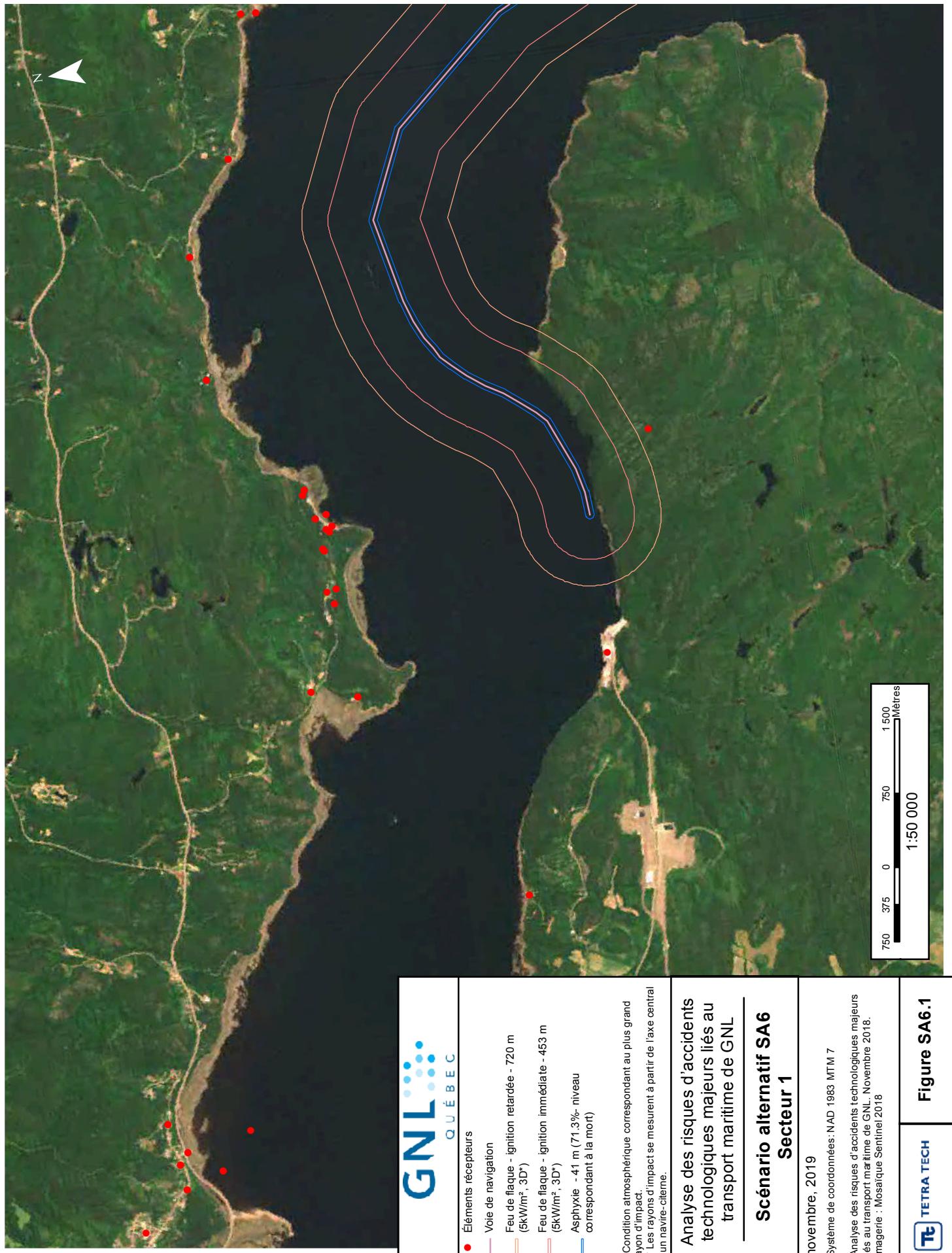
Système de coordonnées: NAD 1983 MTM 7

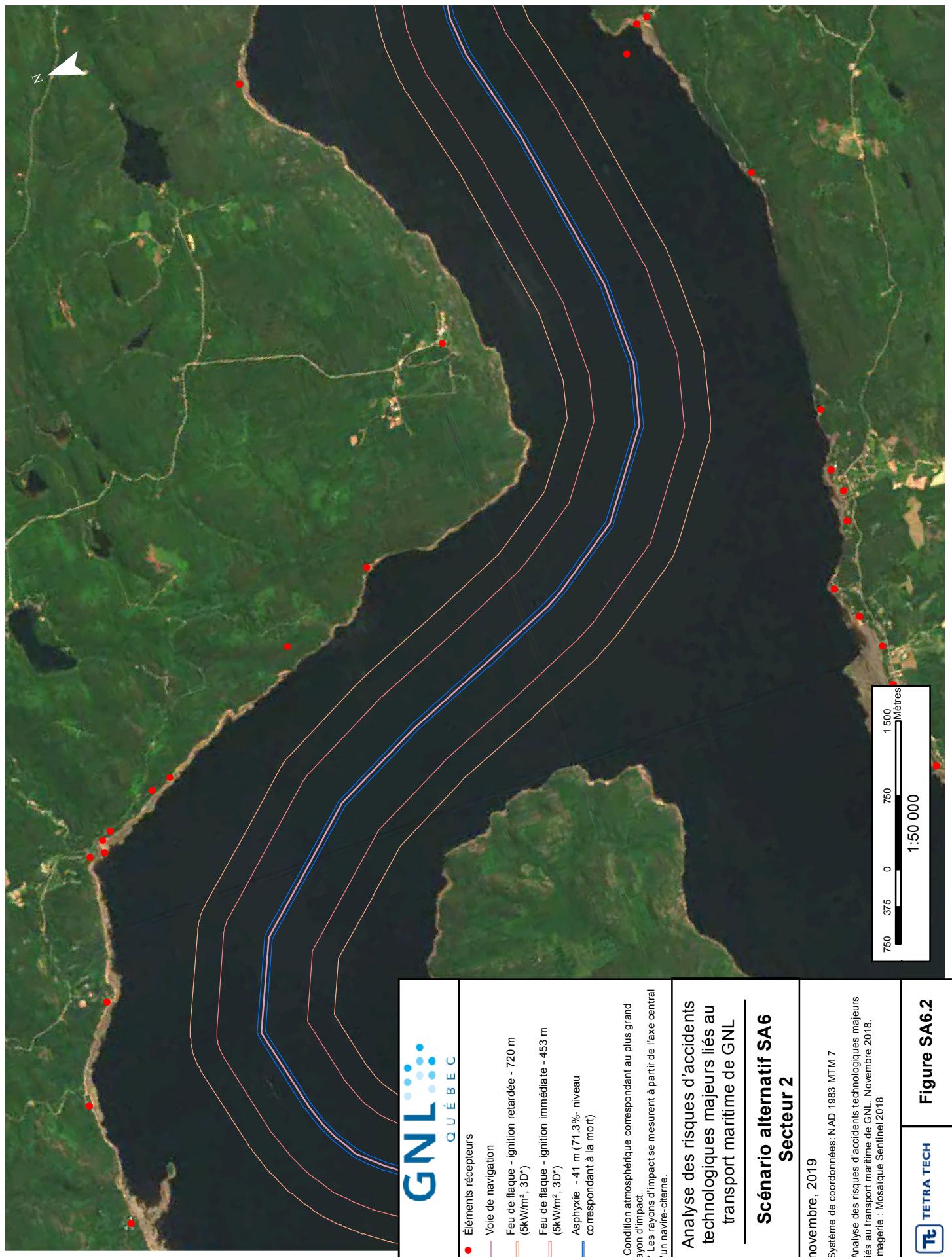
Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL. Novembre 2018.
Imagerie : Mosaïque Sentinel 2018

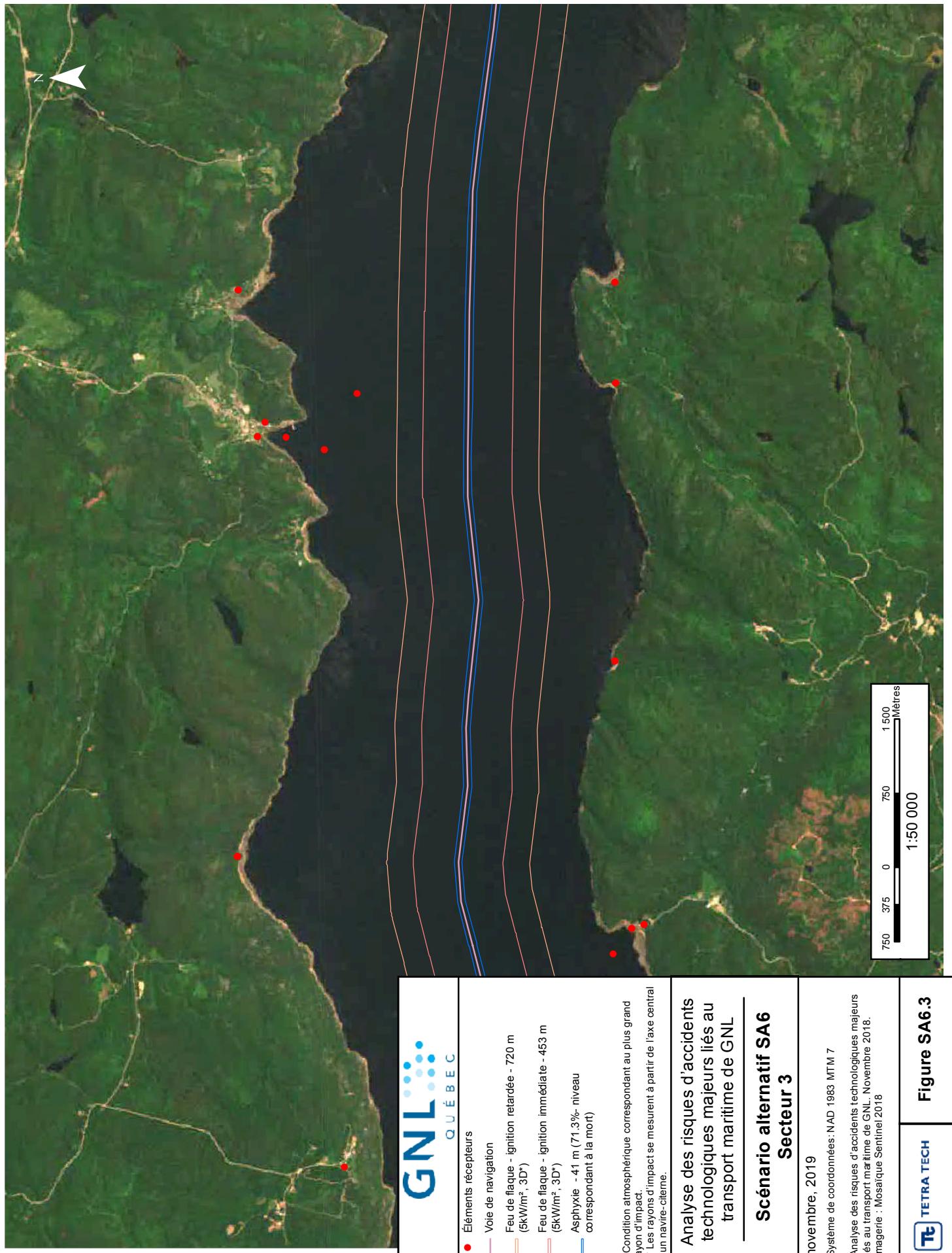


Figure SA5.32









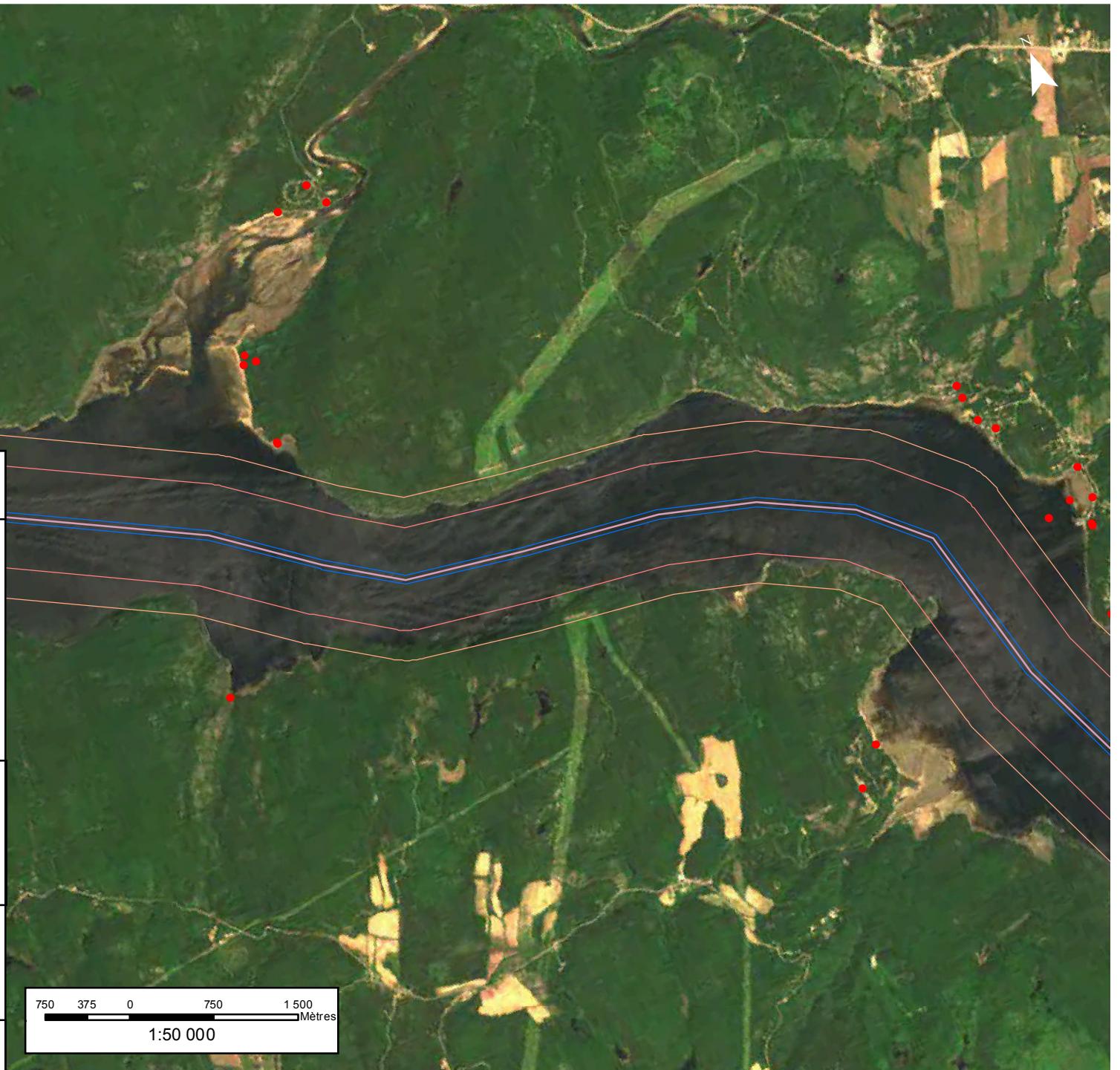
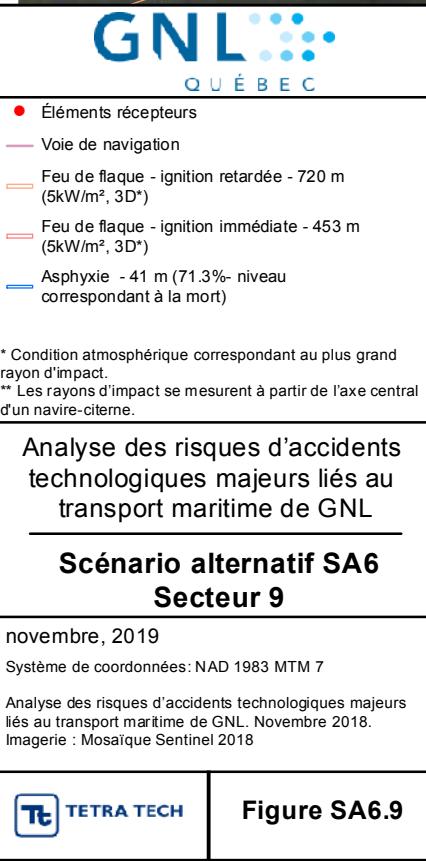








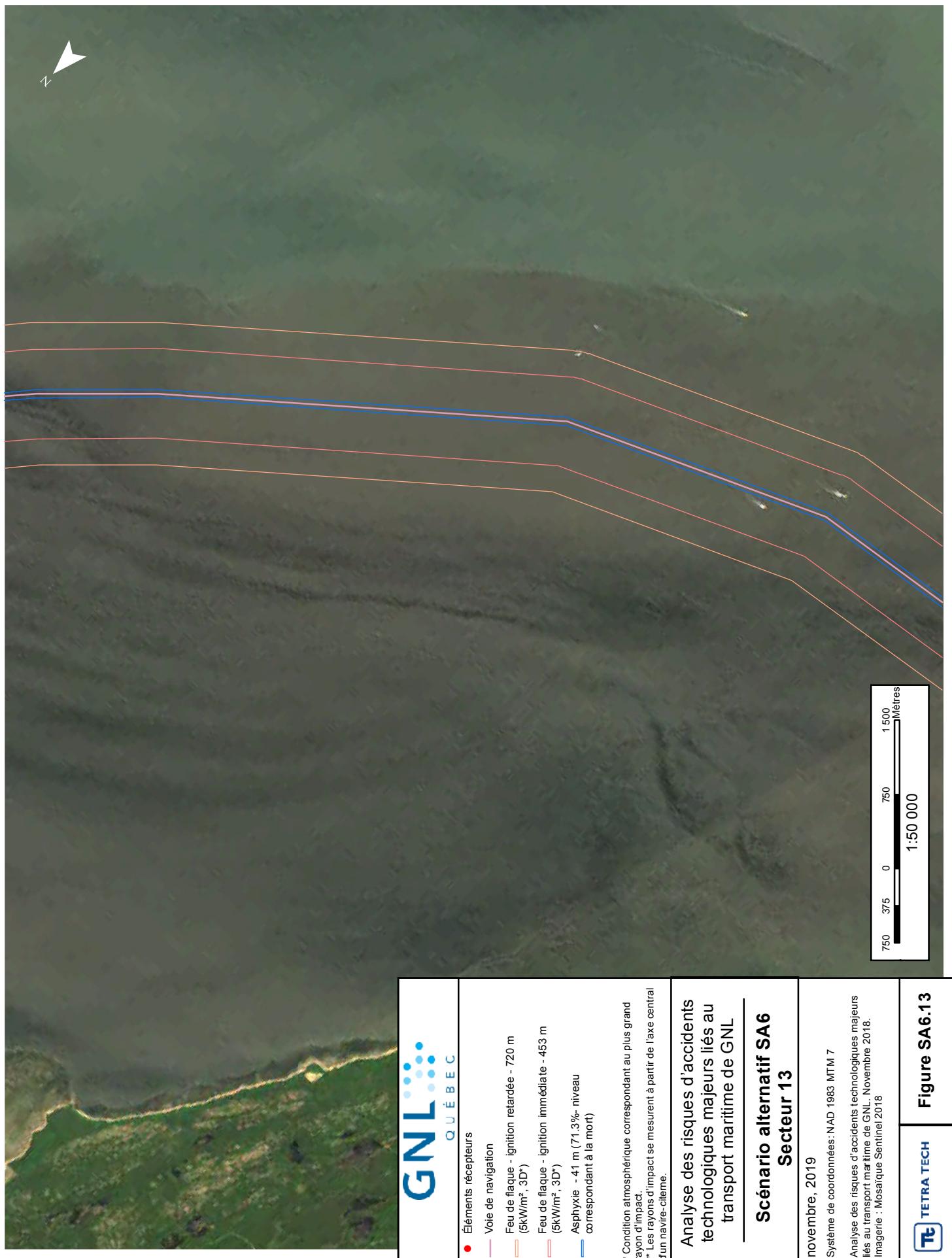


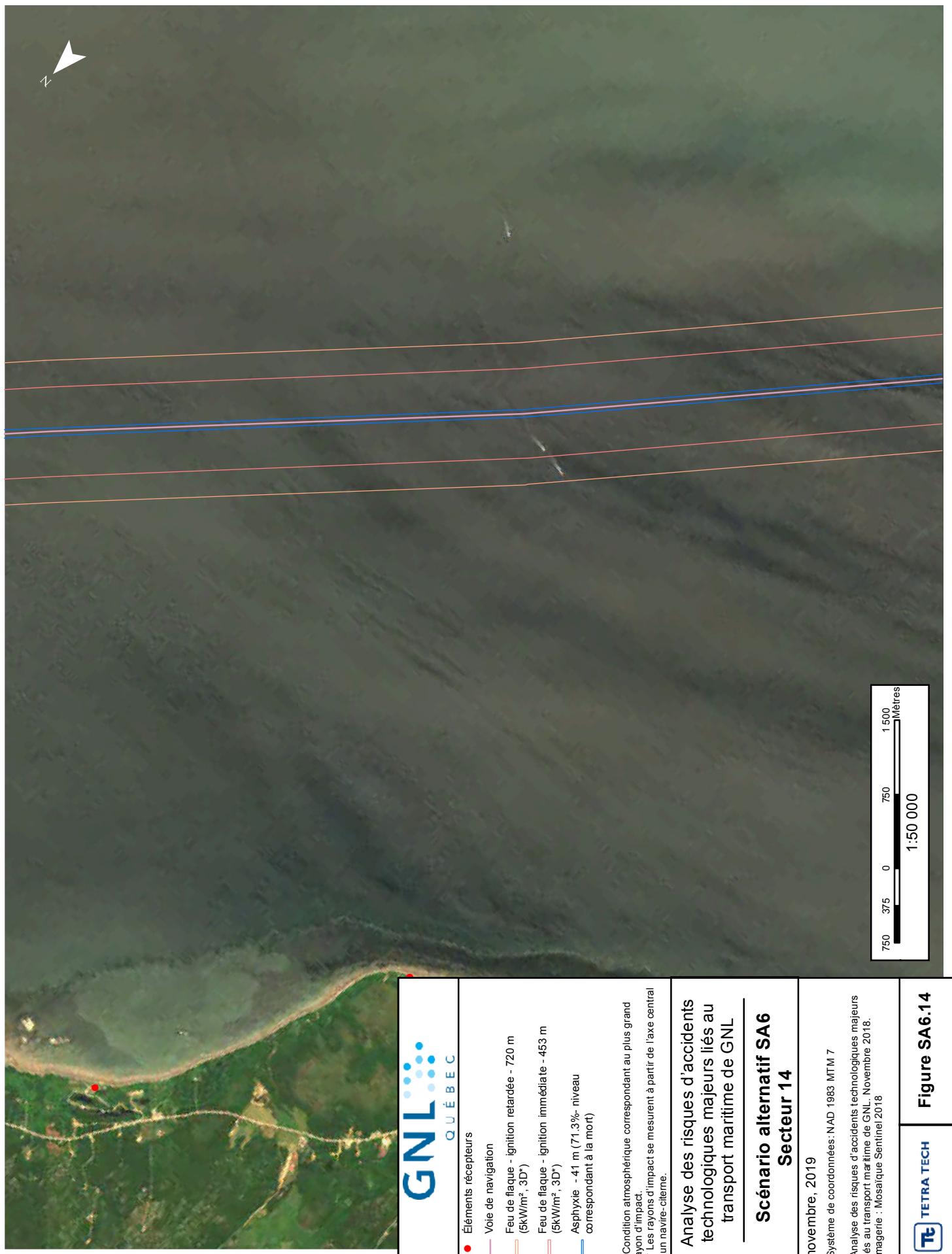
















- Éléments récepteurs
- Voie de navigation
- Feu de flaque - ignition retardée - 720 m
(5kW/m², 3D*)
- Feu de flaque - ignition immédiate - 453 m
(5kW/m², 3D*)
- Asphyxie - 41 m (71.3%- niveau correspondant à la mort)

* Condition atmosphérique correspondant au plus grand rayon d'impact.

** Les rayons d'impact se mesurent à partir de l'axe central d'un navire-citerne.

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL

Scénario alternatif SA6 Secteur 16

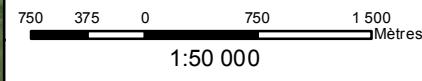
novembre, 2019

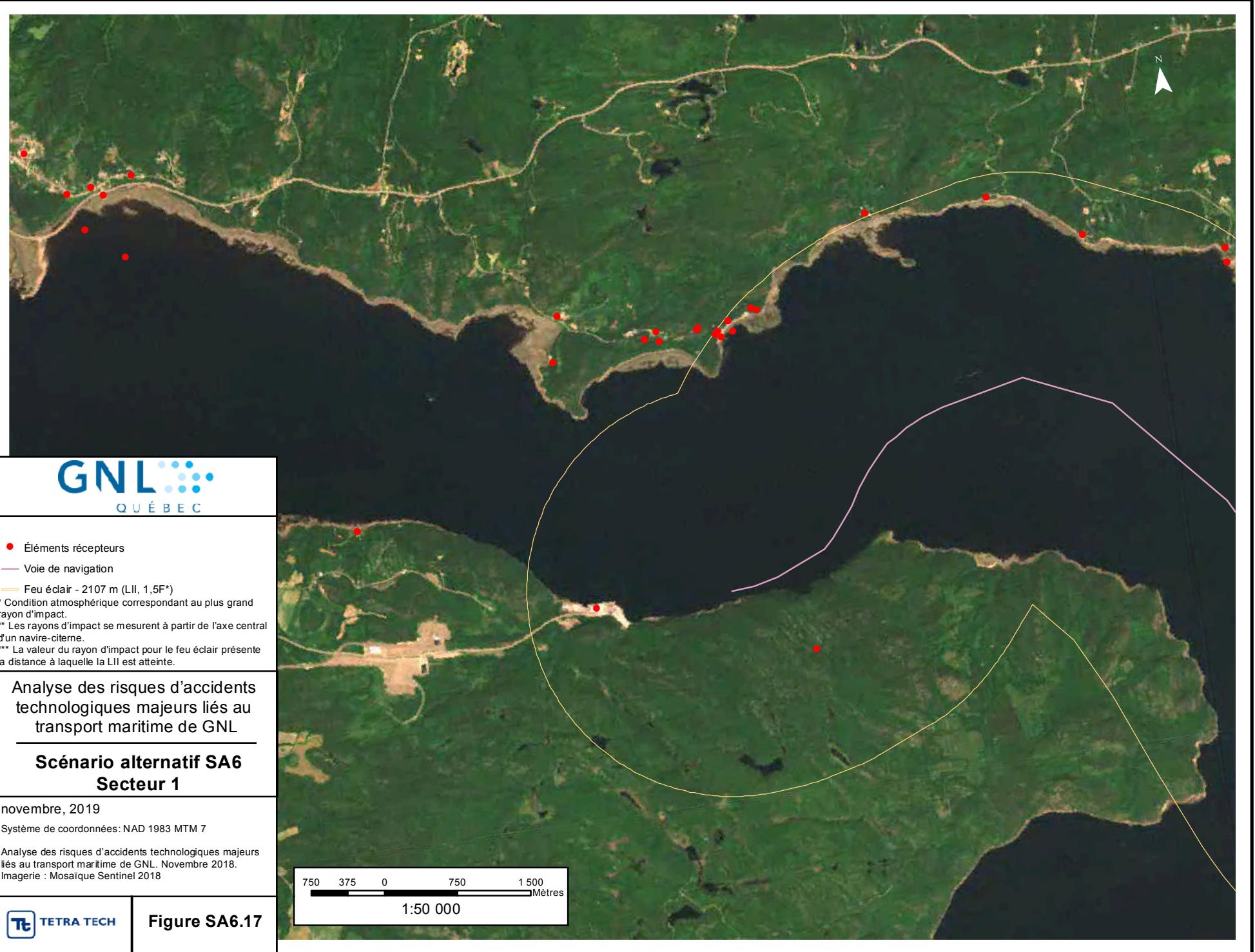
Système de coordonnées: NAD 1983 MTM 7

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL. Novembre 2018.
Imagerie : Mosaïque Sentinel 2018



Figure SA6.16









- Éléments récepteurs
— Voie de navigation
— Feu éclair - 2107 m (LII, 1,5F*)
* Condition atmosphérique correspondant au plus grand rayon d'impact.
** Les rayons d'impact se mesurent à partir de l'axe central d'un navire-citerne.
*** La valeur du rayon d'impact pour le feu éclair présente la distance à laquelle la LII est atteinte.

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL

**Scénario alternatif SA6
Secteur 3**

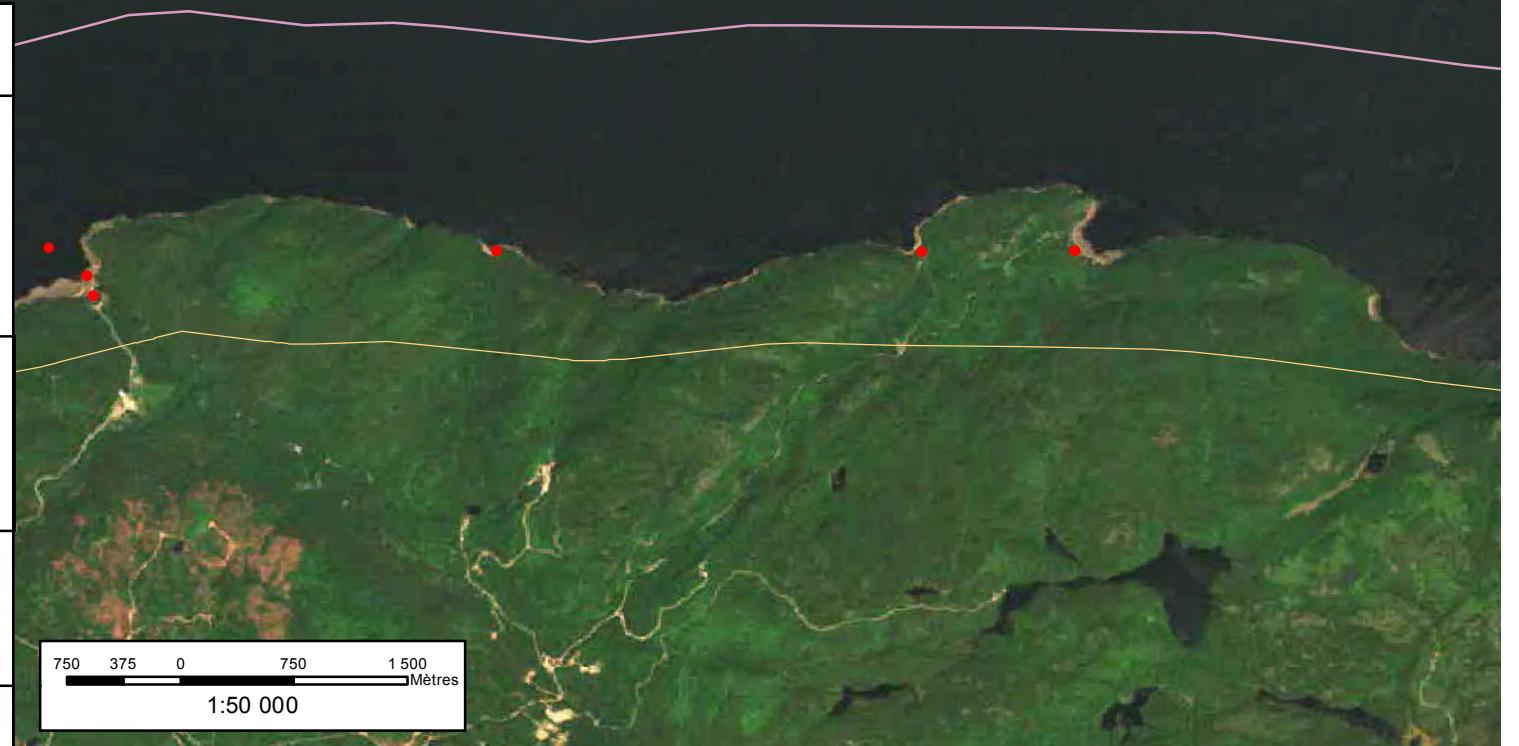
novembre, 2019

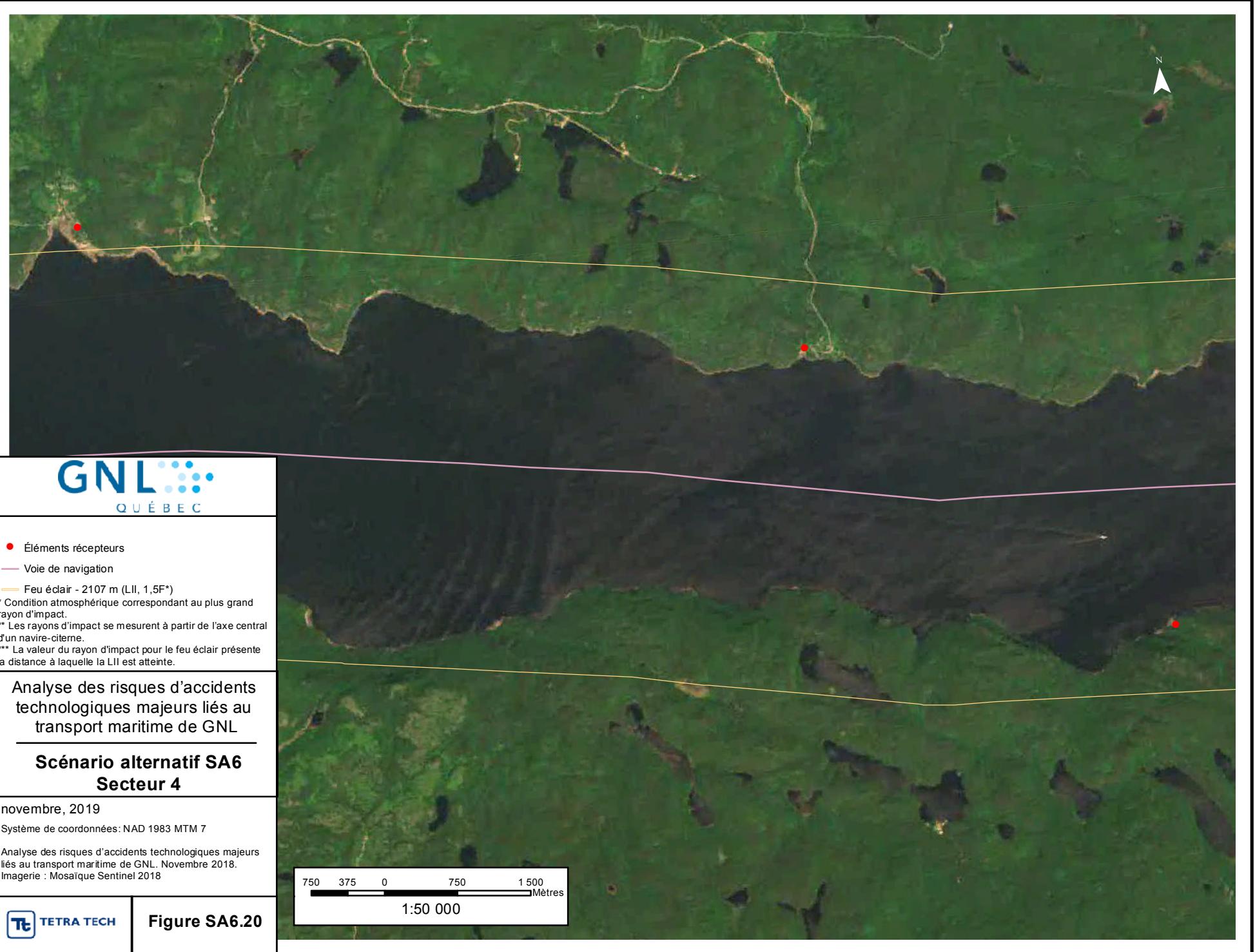
Système de coordonnées: NAD 1983 MTM 7

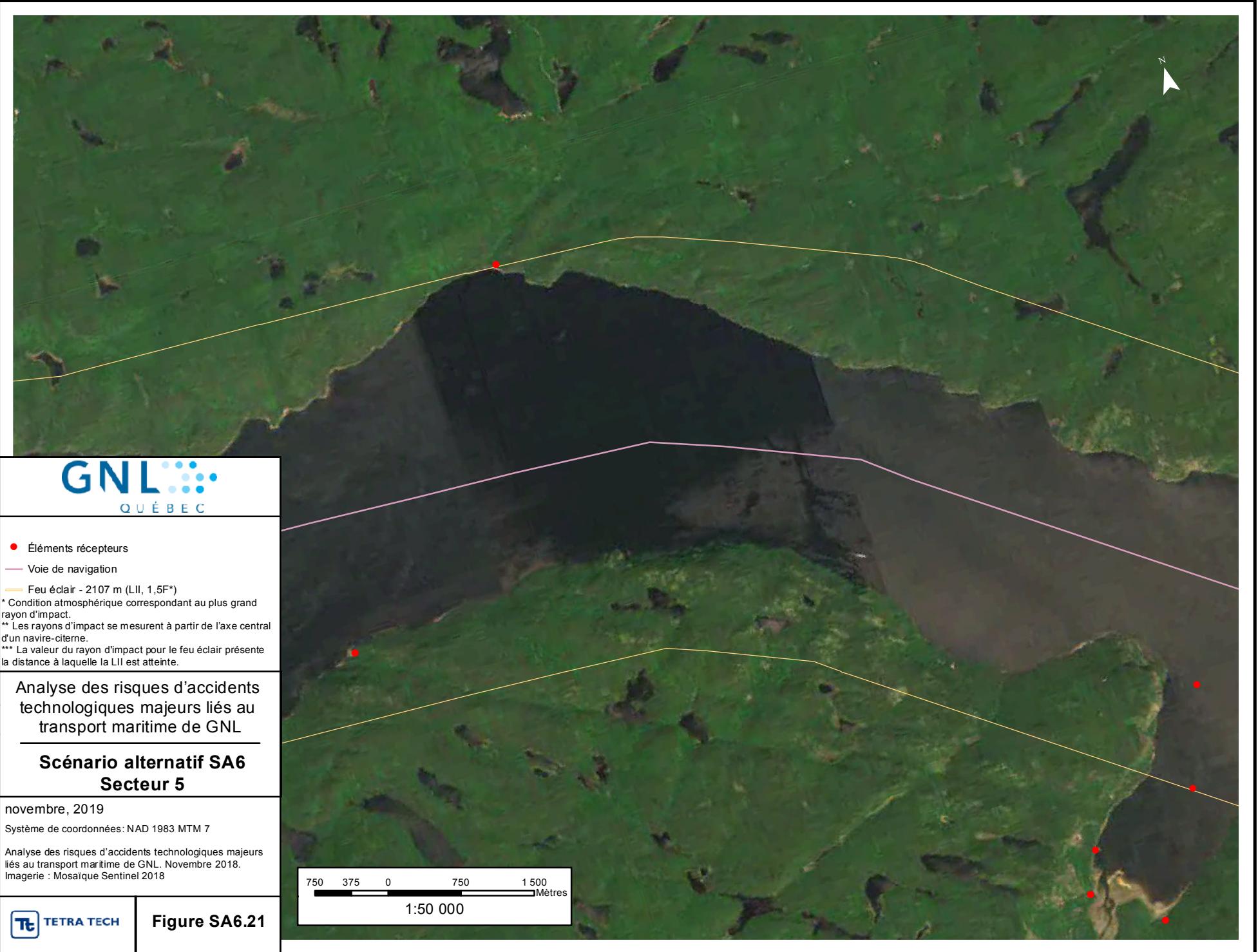
Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL. Novembre 2018.
Imagerie : Mosaïque Sentinel 2018



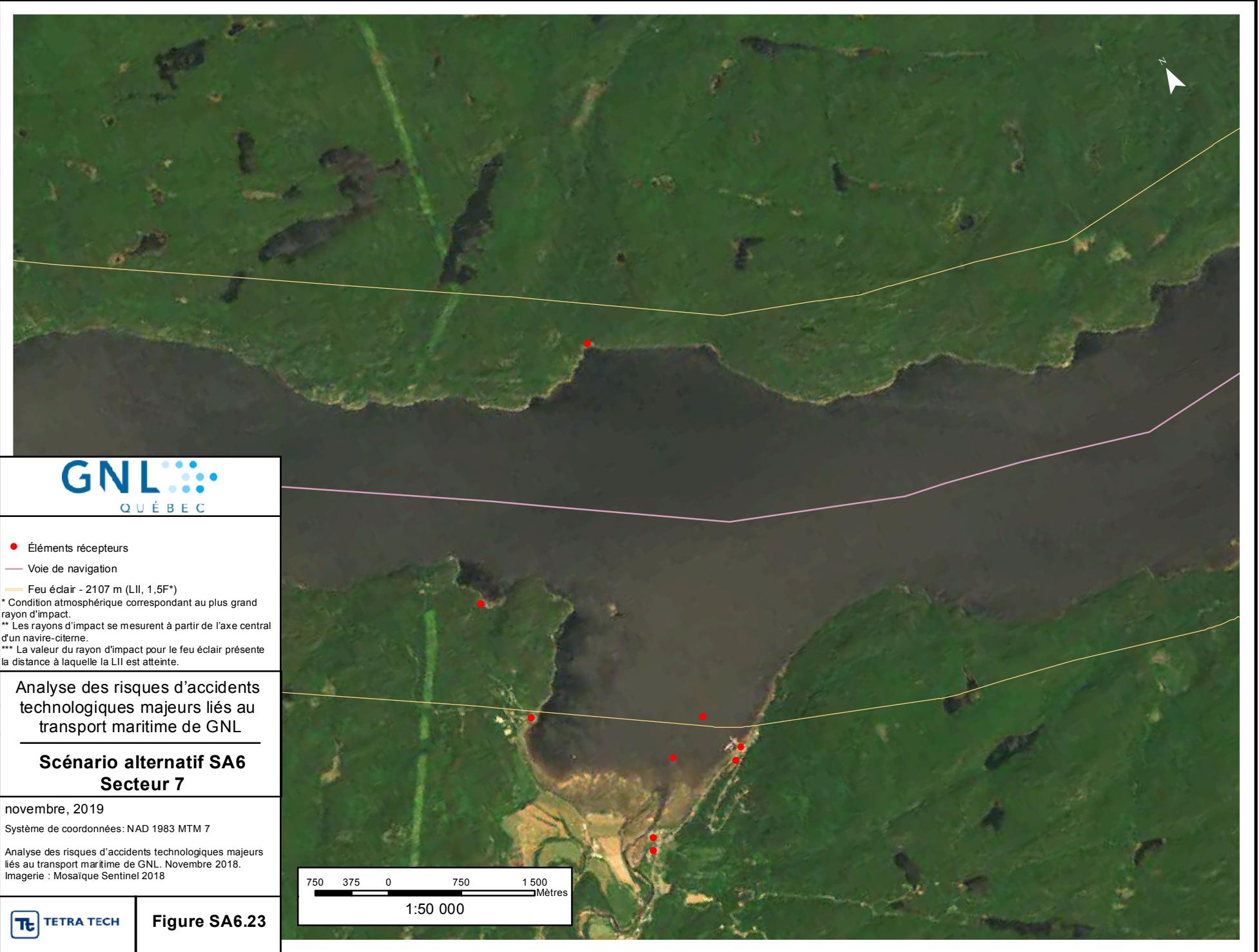
Figure SA6.19

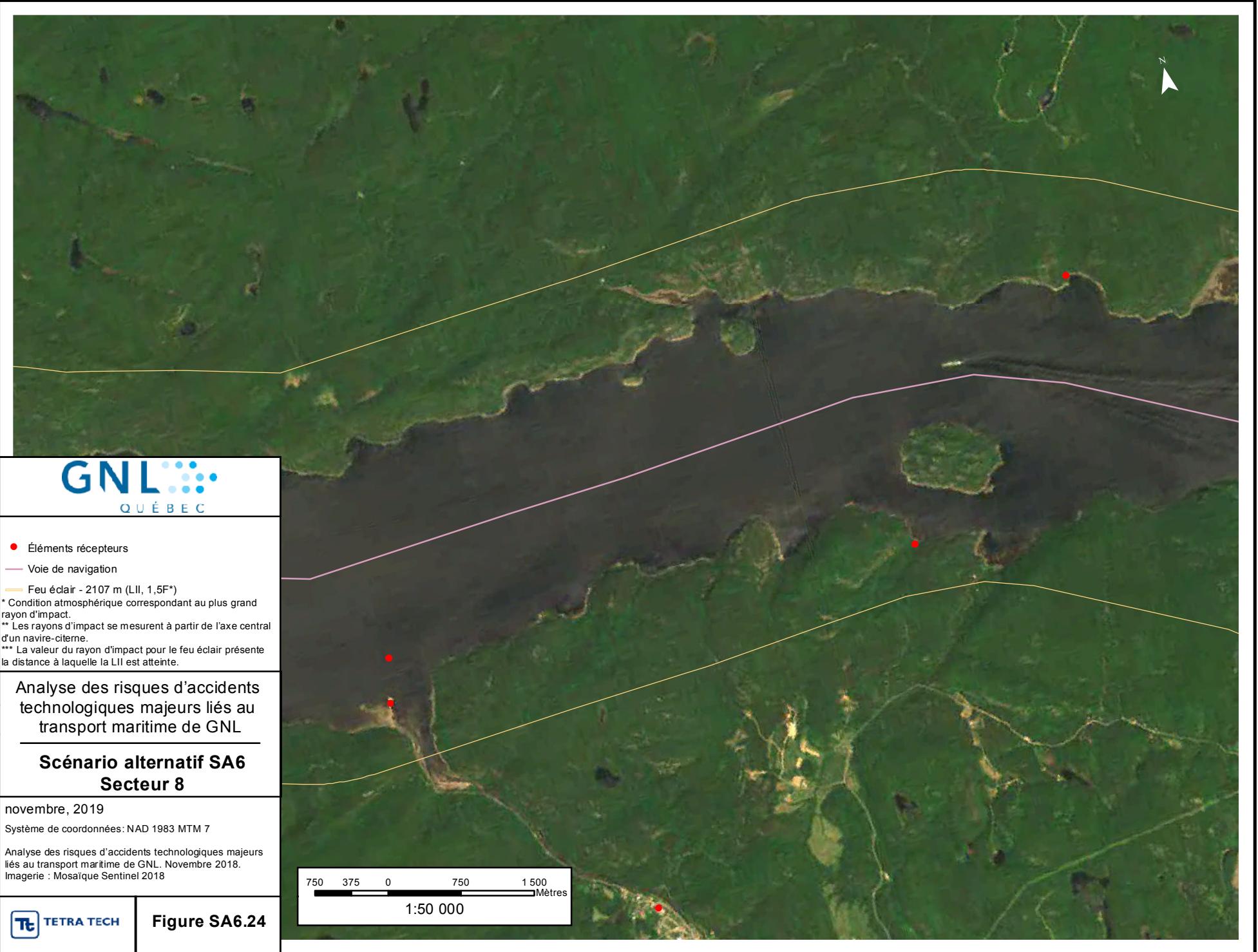


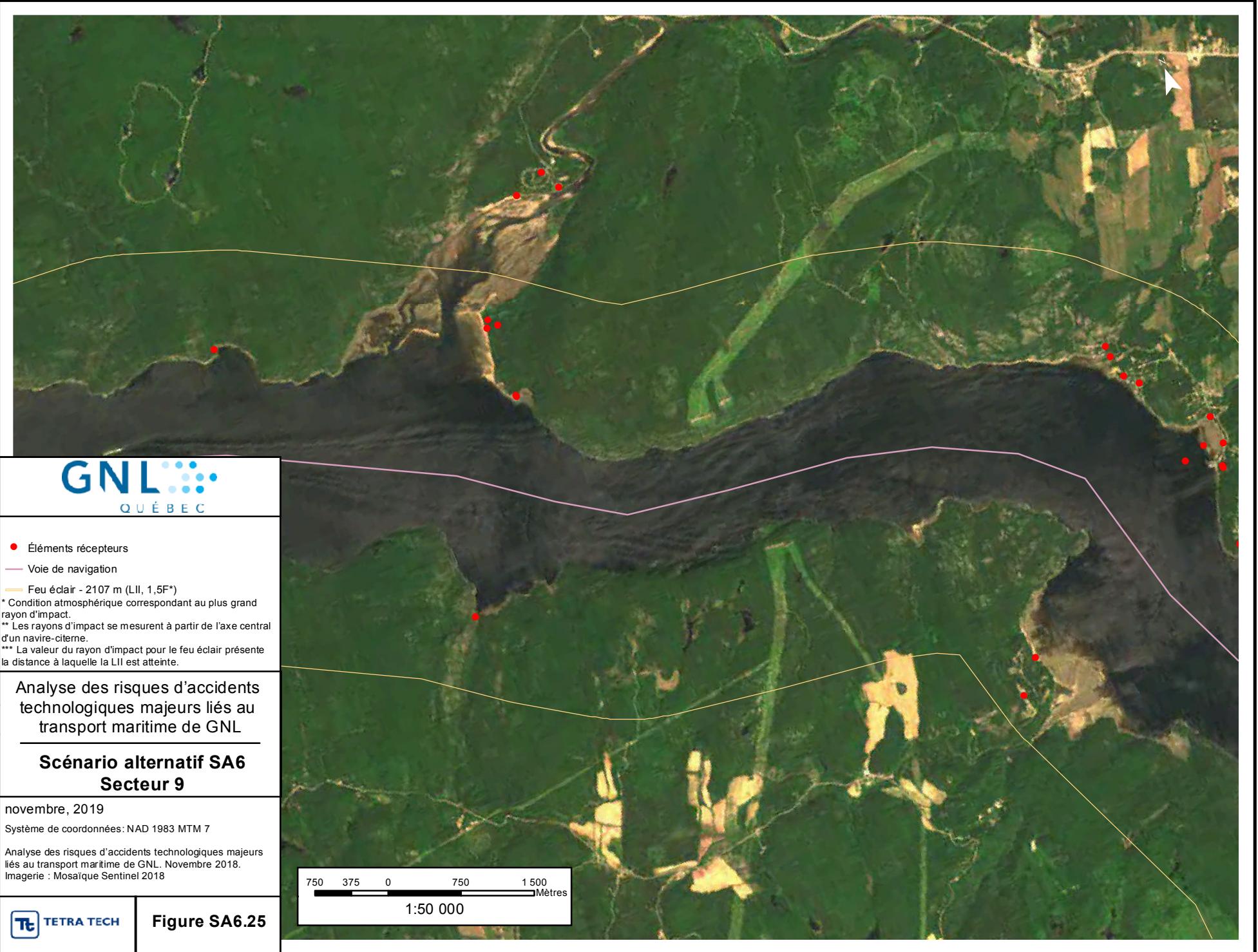


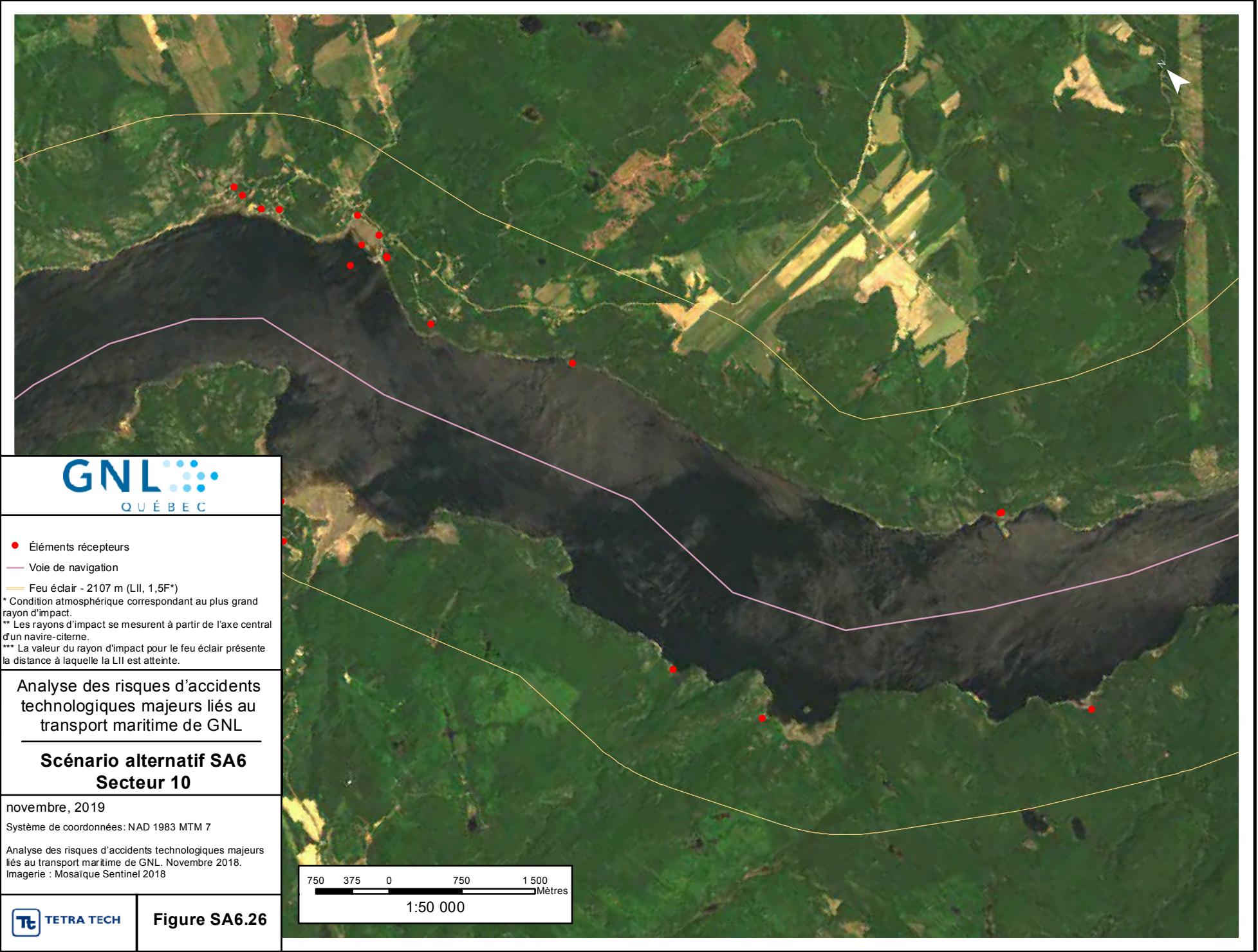


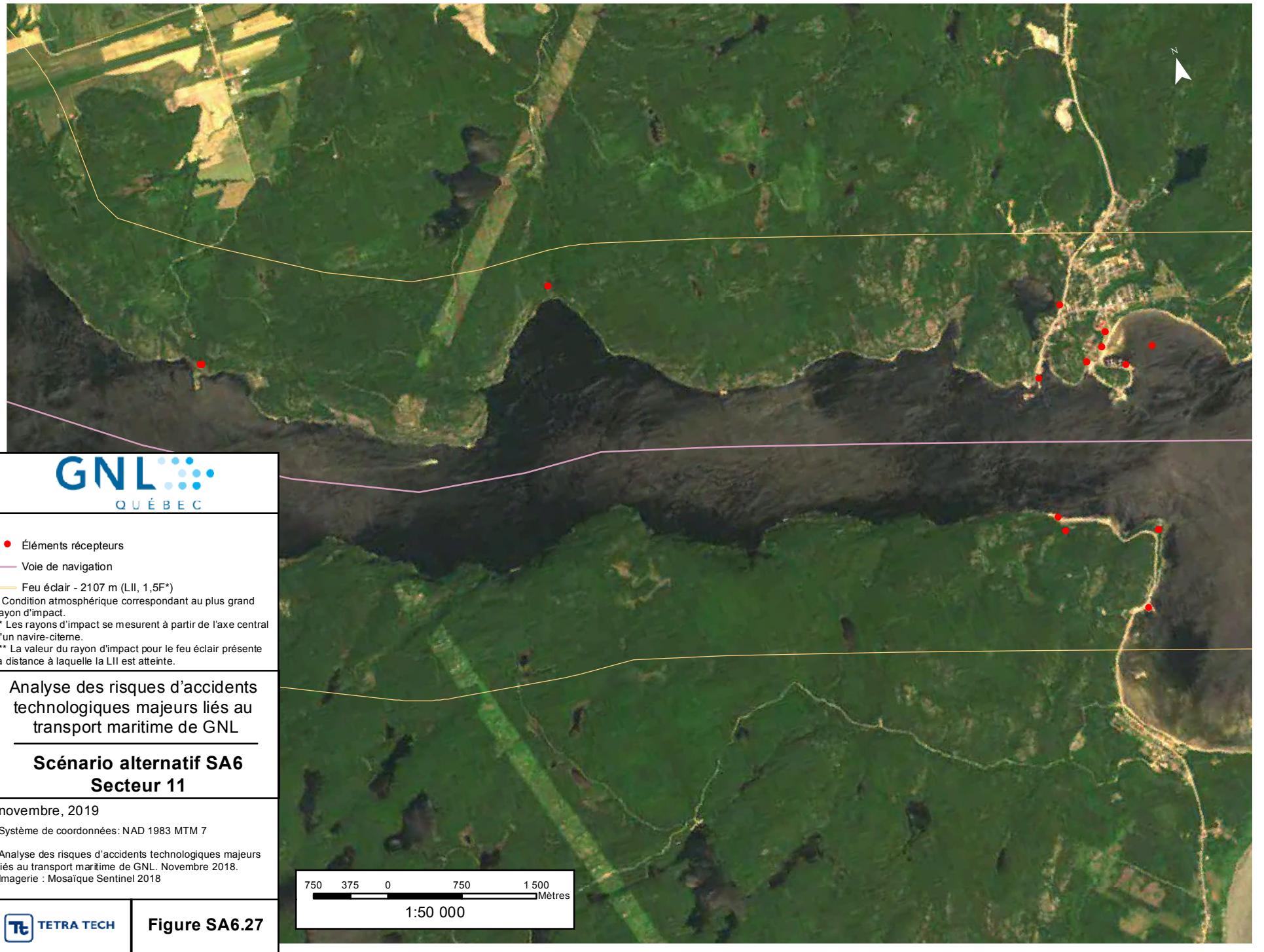


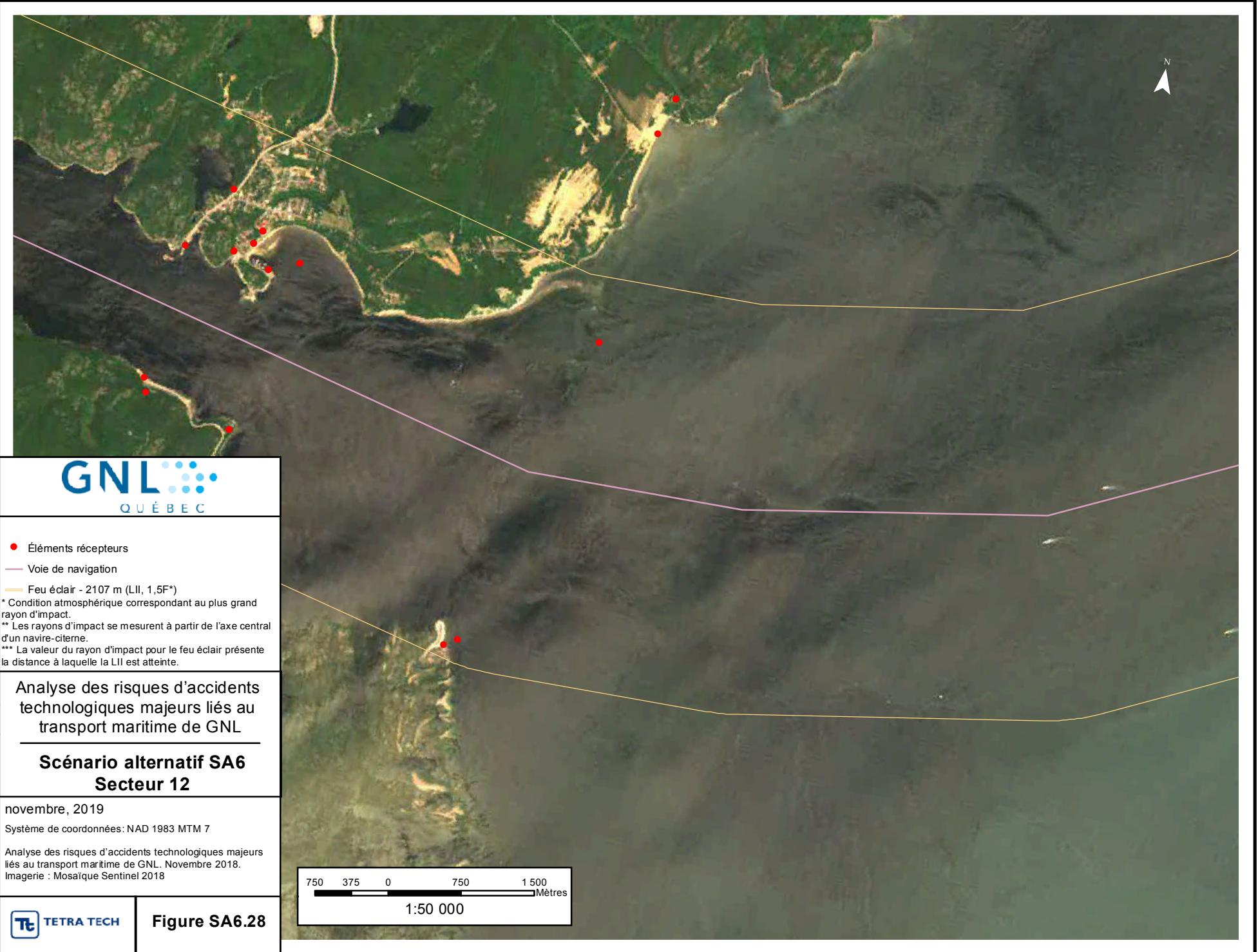


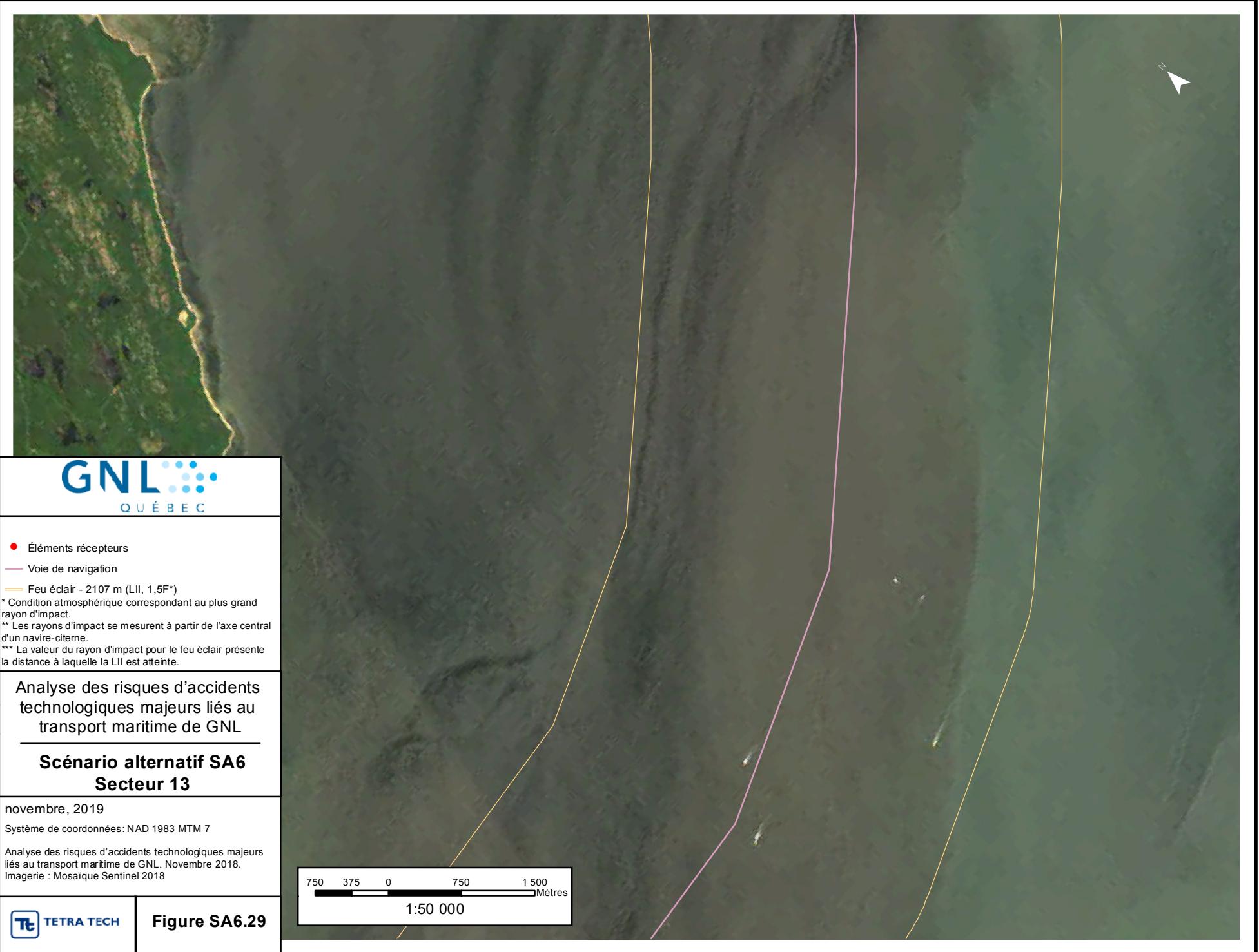


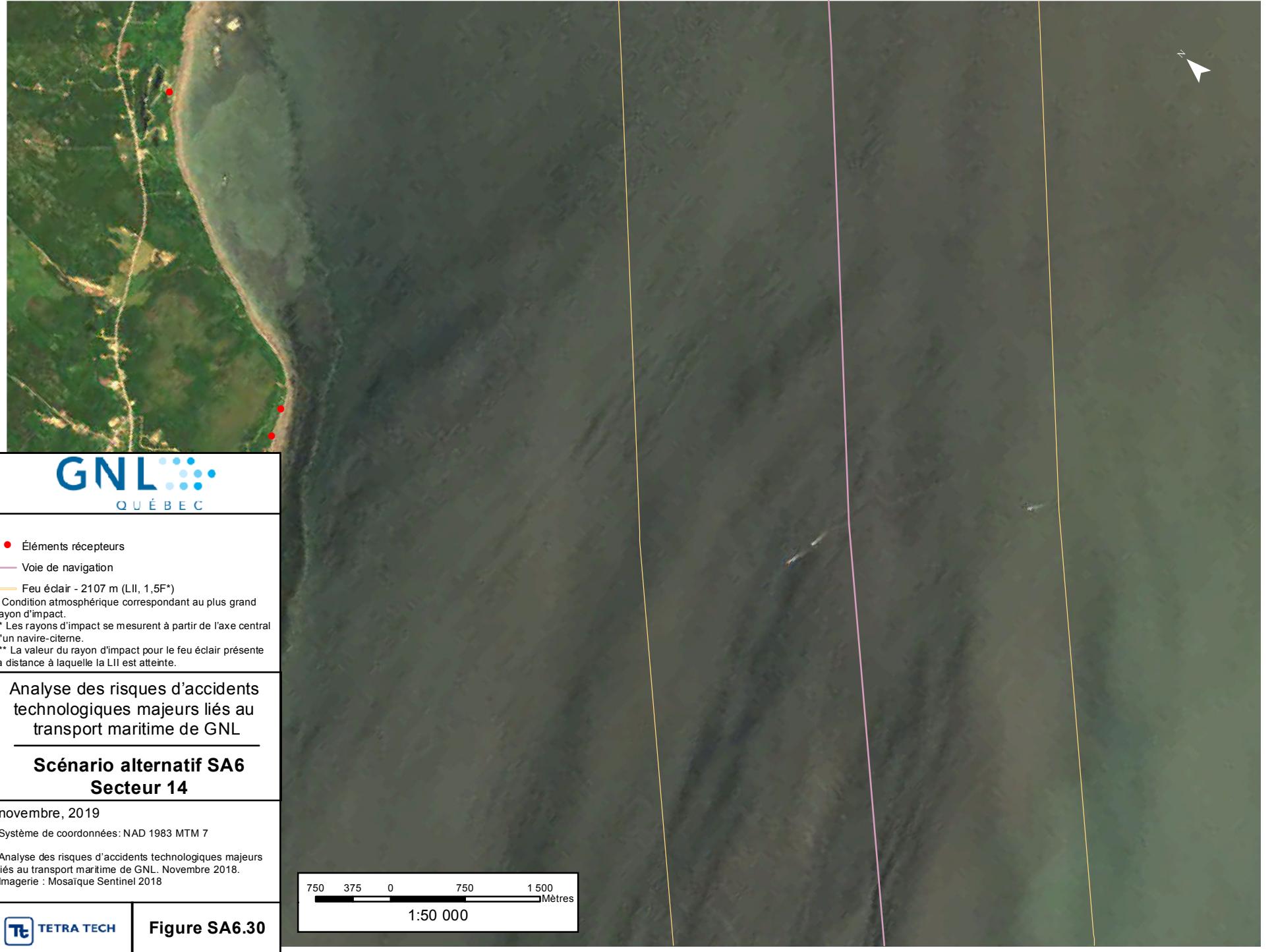


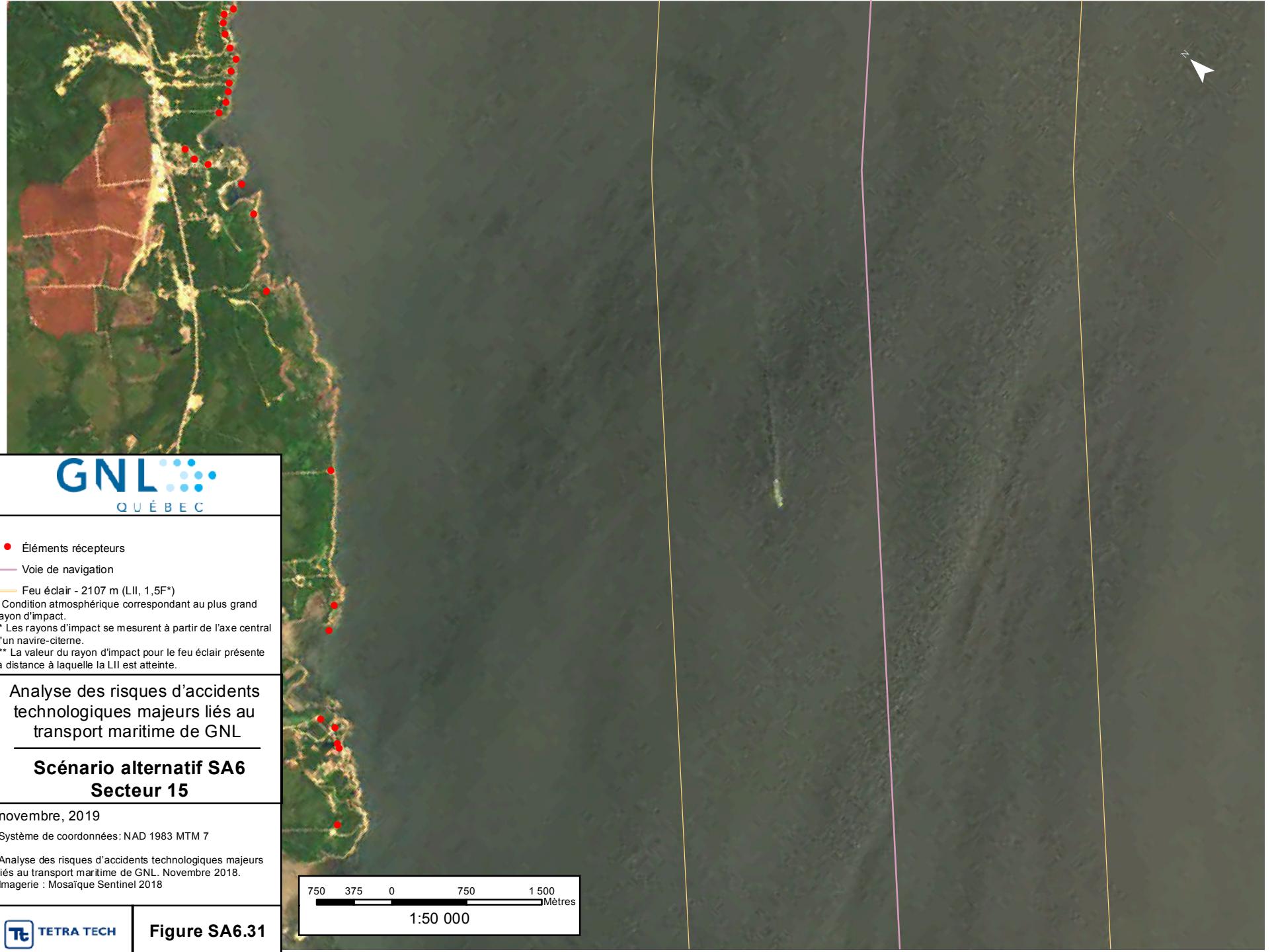














- Éléments récepteurs
 — Voie de navigation
 ○ Feu éclair - 2107 m (LII, 1,5F*)
 * Condition atmosphérique correspondant au plus grand rayon d'impact.
 ** Les rayons d'impact se mesurent à partir de l'axe central d'un navire-citerne.
 *** La valeur du rayon d'impact pour le feu éclair présente la distance à laquelle la LII est atteinte.

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL

Scénario alternatif SA6 Secteur 16

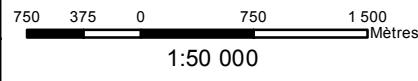
novembre, 2019

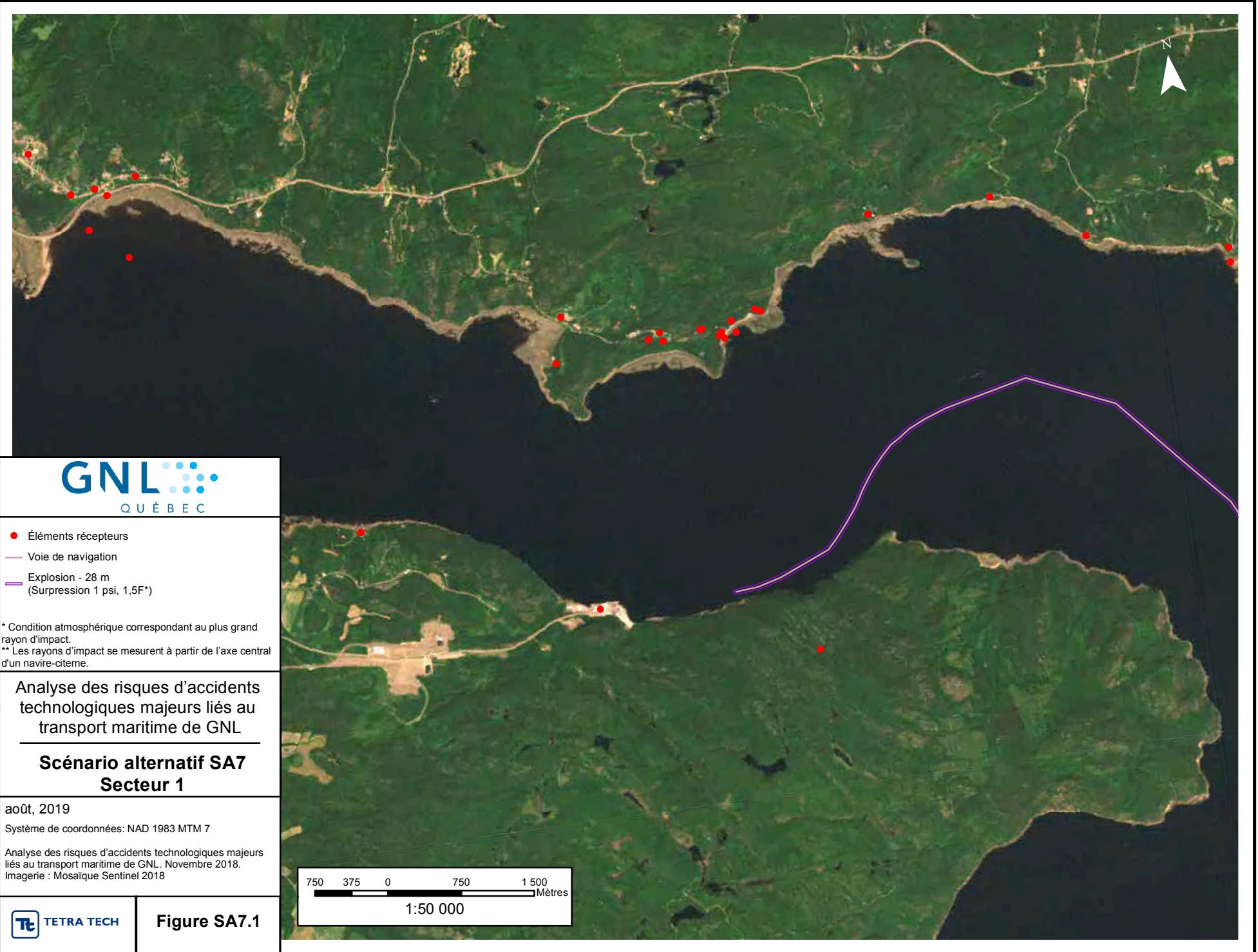
Système de coordonnées: NAD 1983 MTM 7

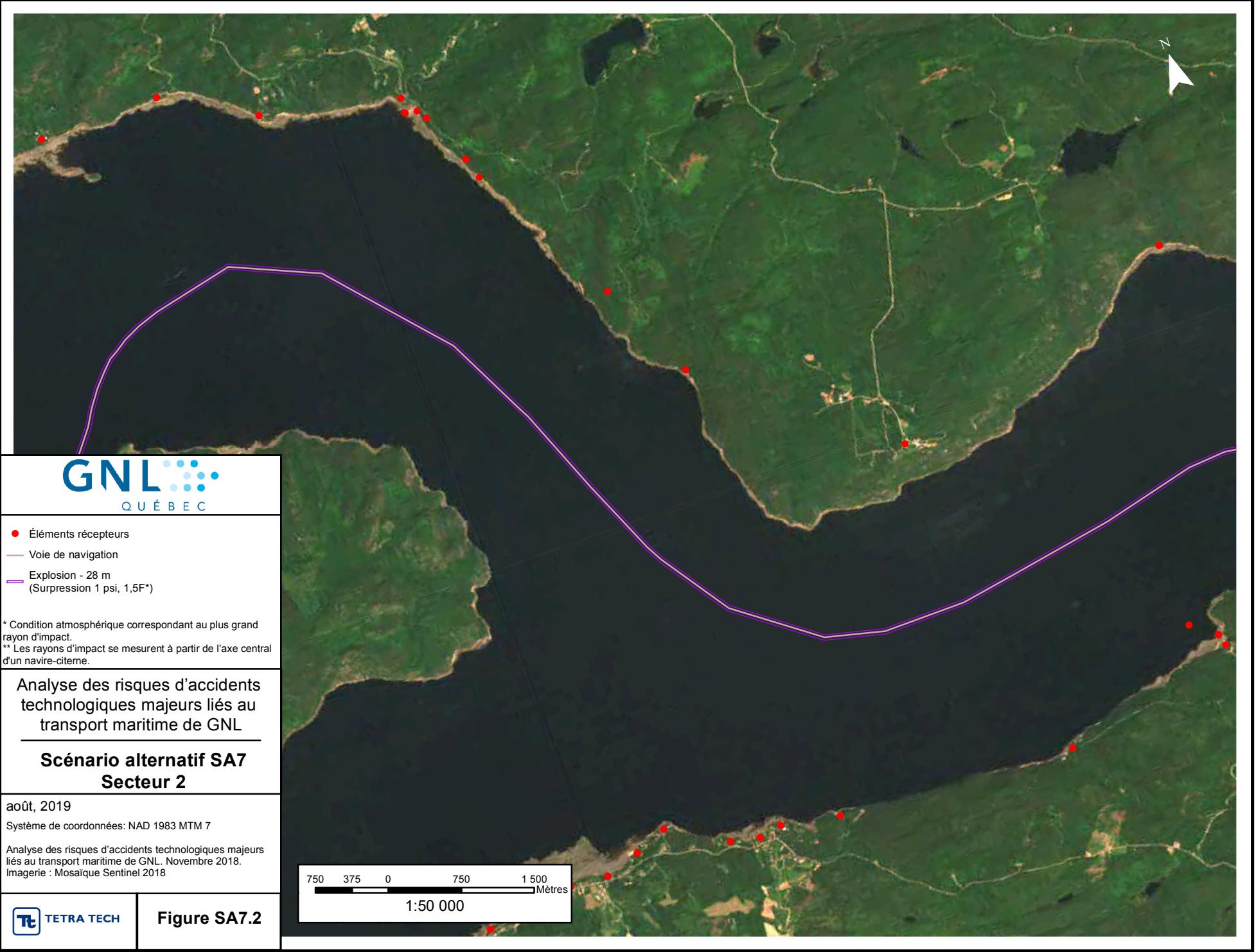
Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL. Novembre 2018.
Imagerie : Mosaïque Sentinel 2018

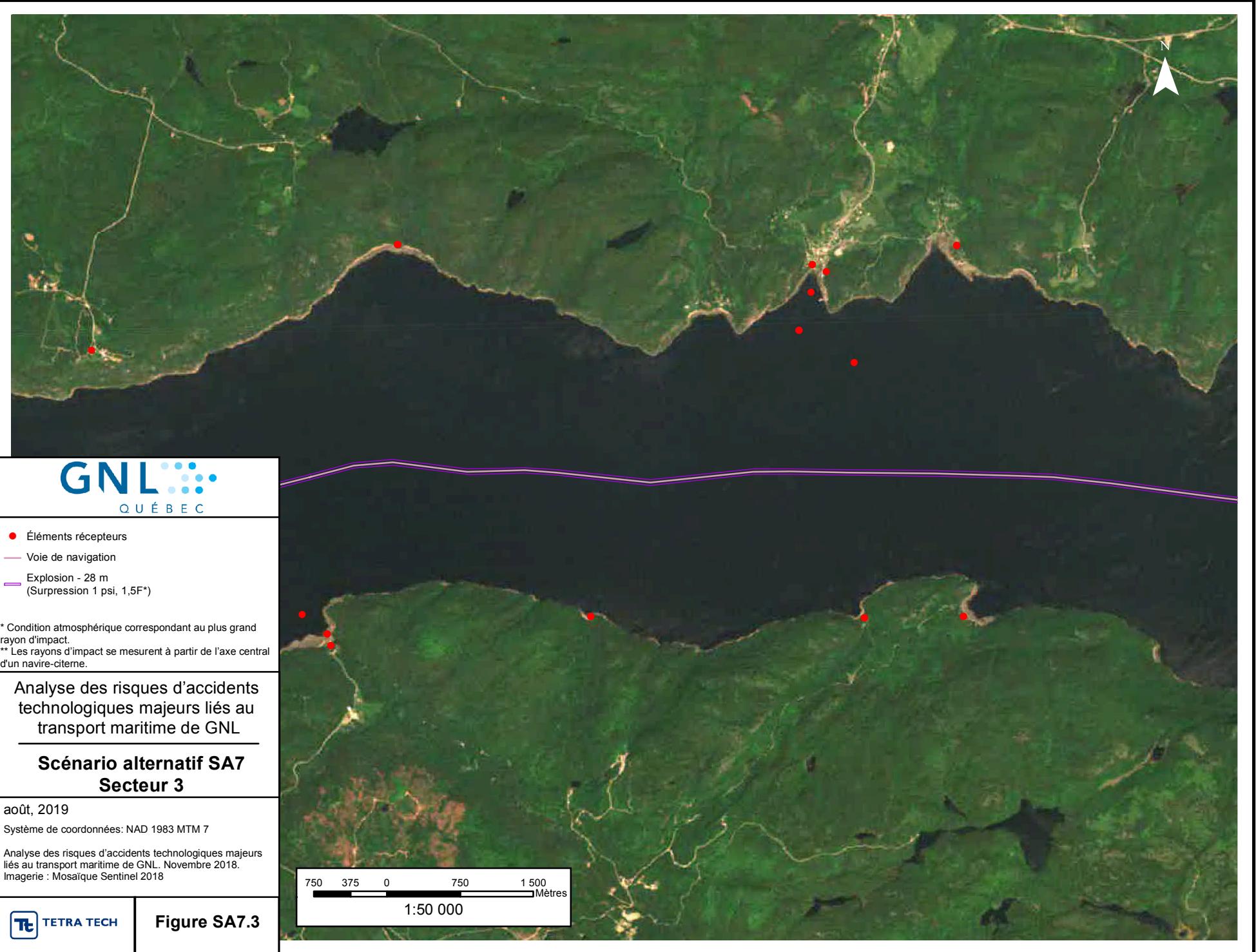


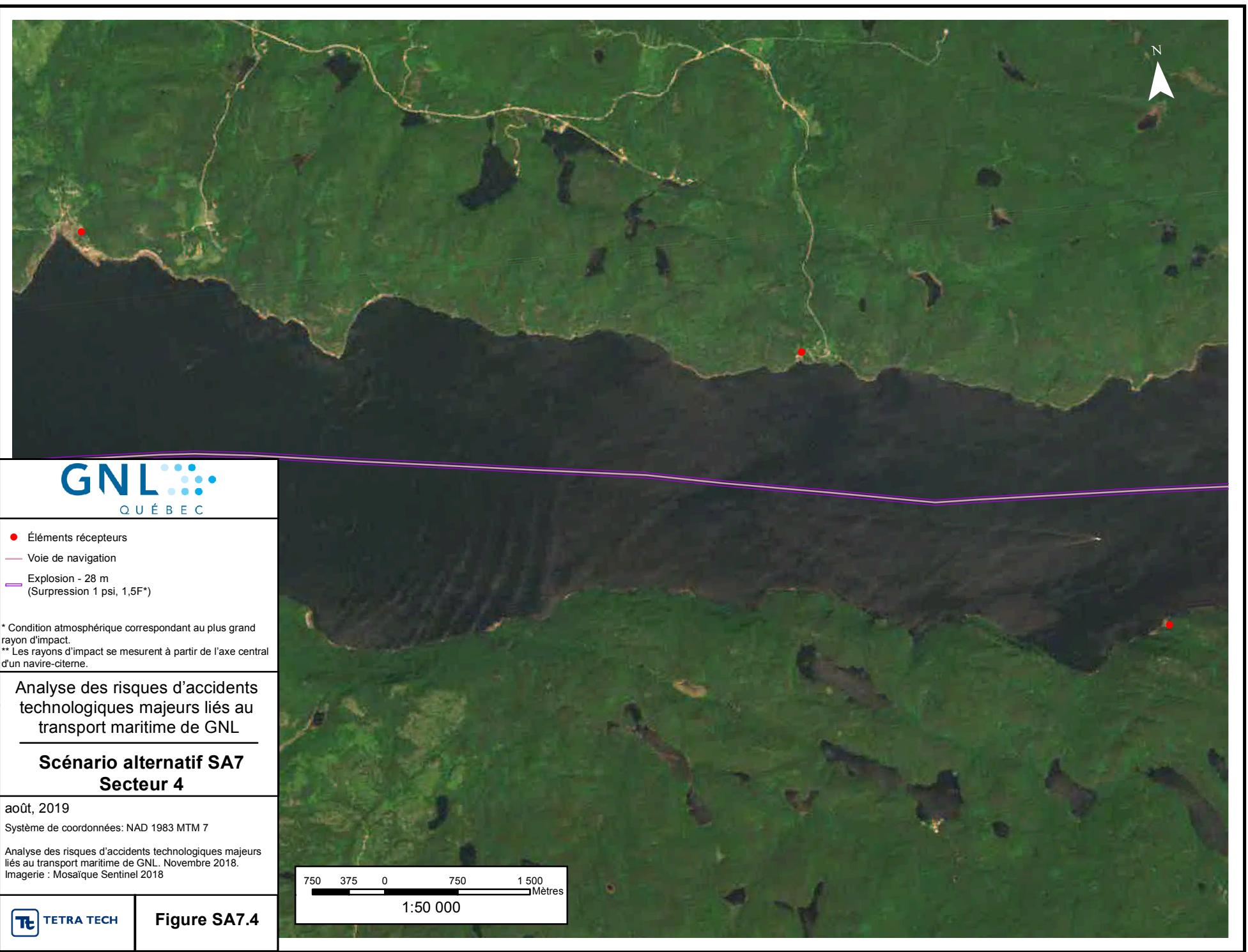
Figure SA6.32





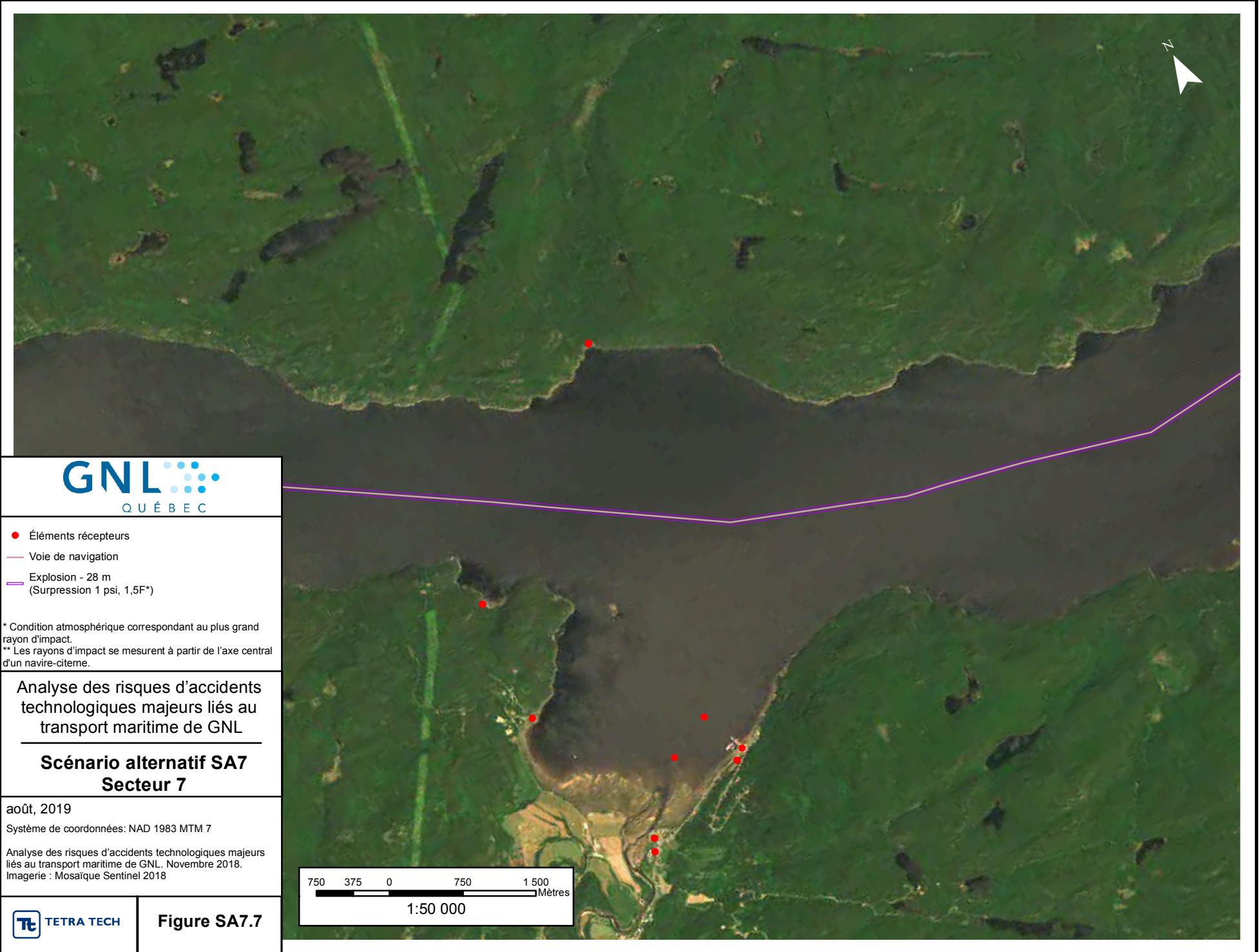


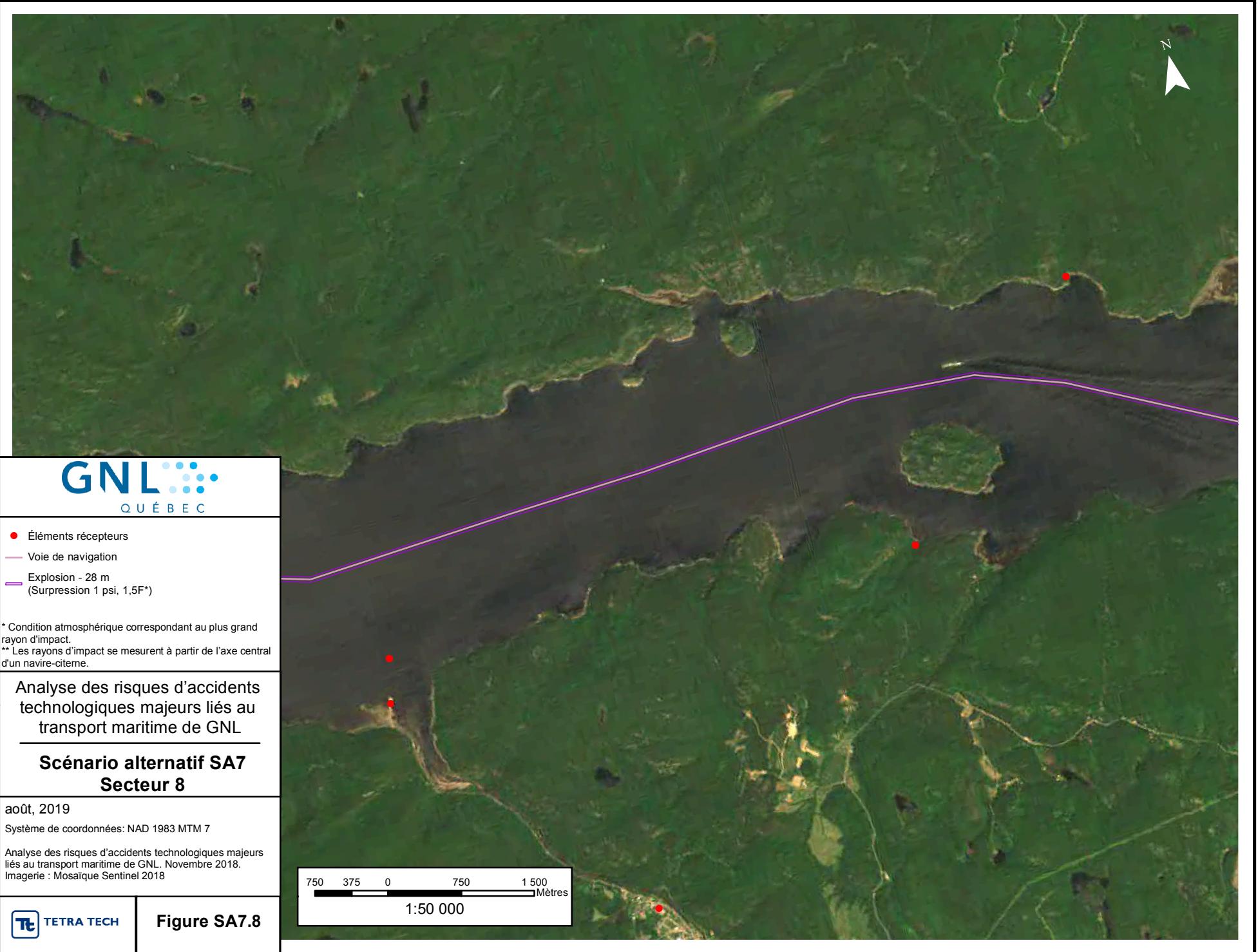


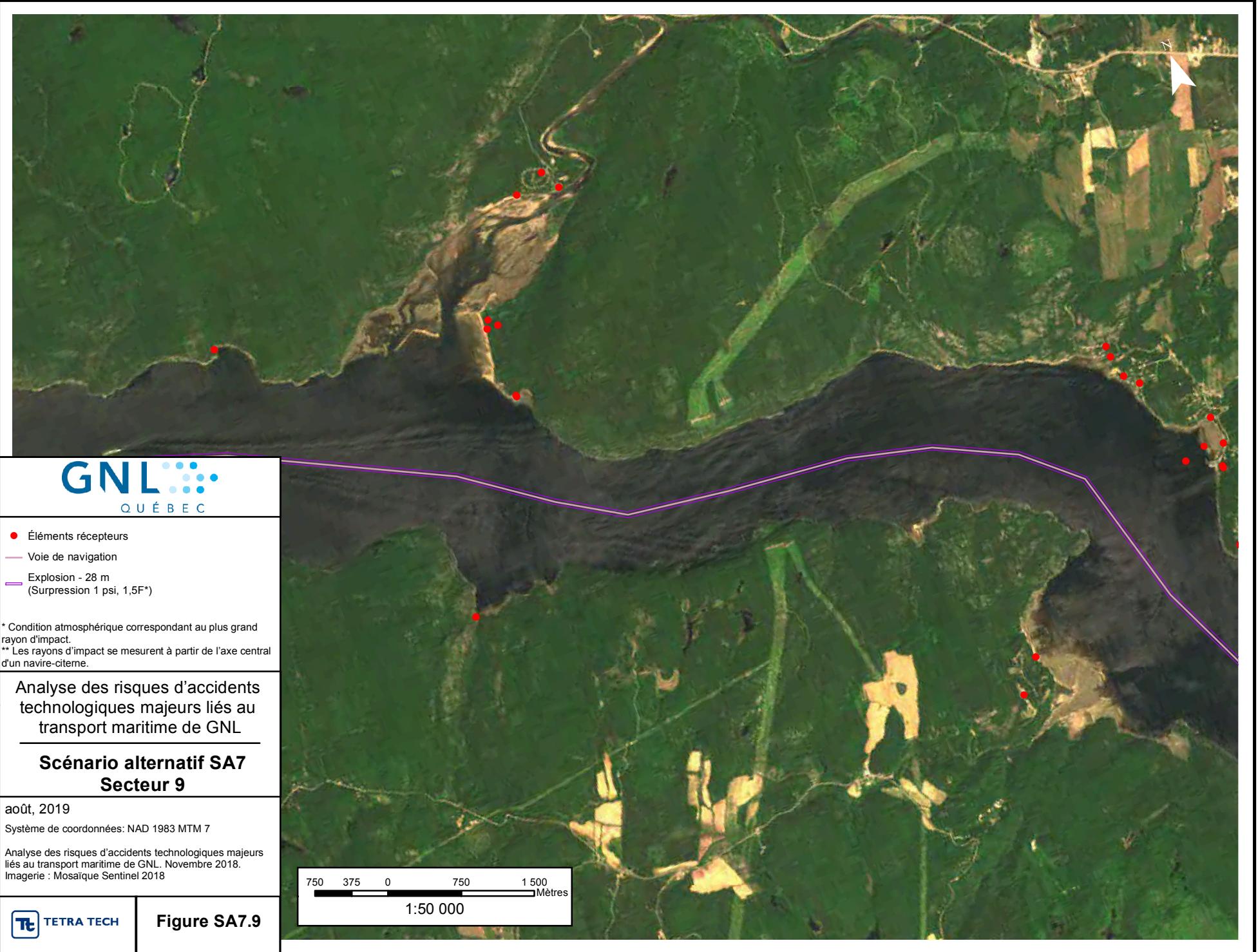




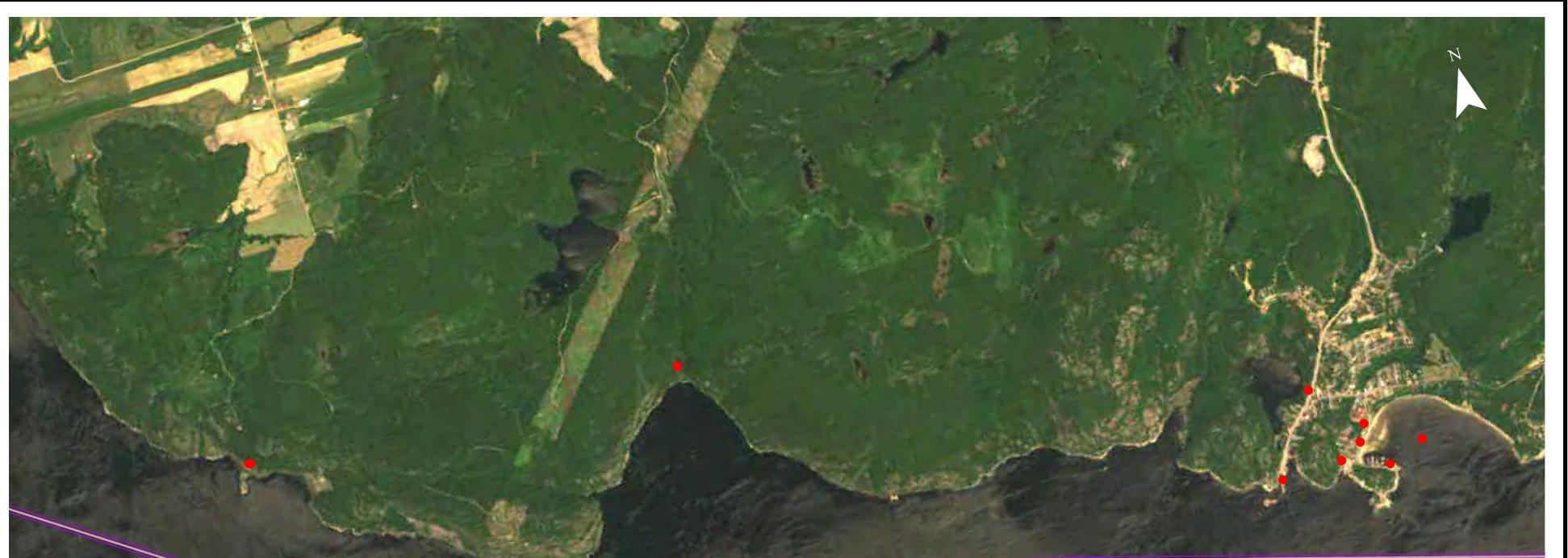












GNL QUÉBEC

● Éléments récepteurs

— Voie de navigation

— Explosion - 28 m
(Surpression 1 psi, 1,5F*)

* Condition atmosphérique correspondant au plus grand rayon d'impact.

** Les rayons d'impact se mesurent à partir de l'axe central d'un navire-citerne.

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL

Scénario alternatif SA7 Secteur 11

août, 2019

Système de coordonnées: NAD 1983 MTM 7

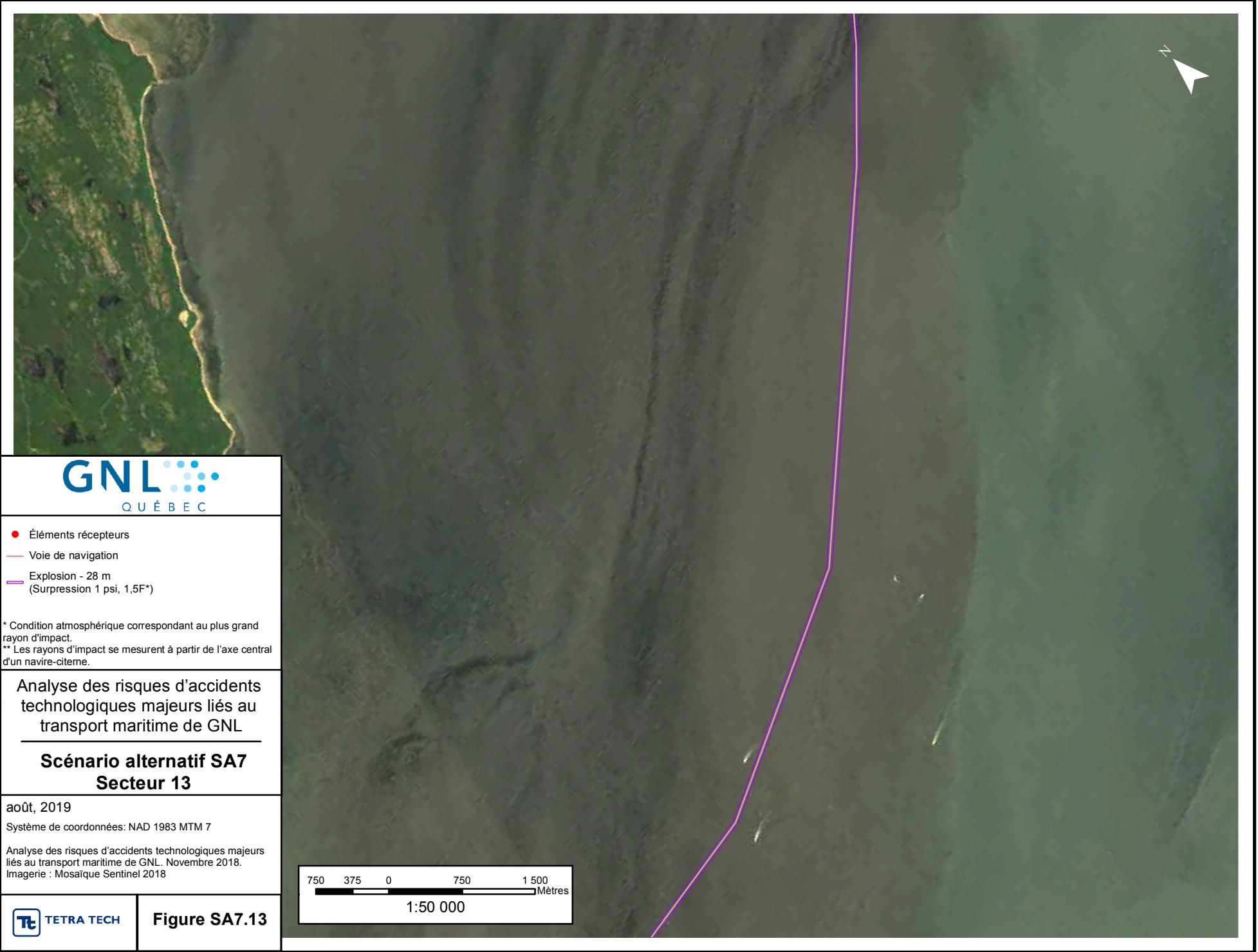
Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL. Novembre 2018.
Imagerie : Mosaïque Sentinel 2018



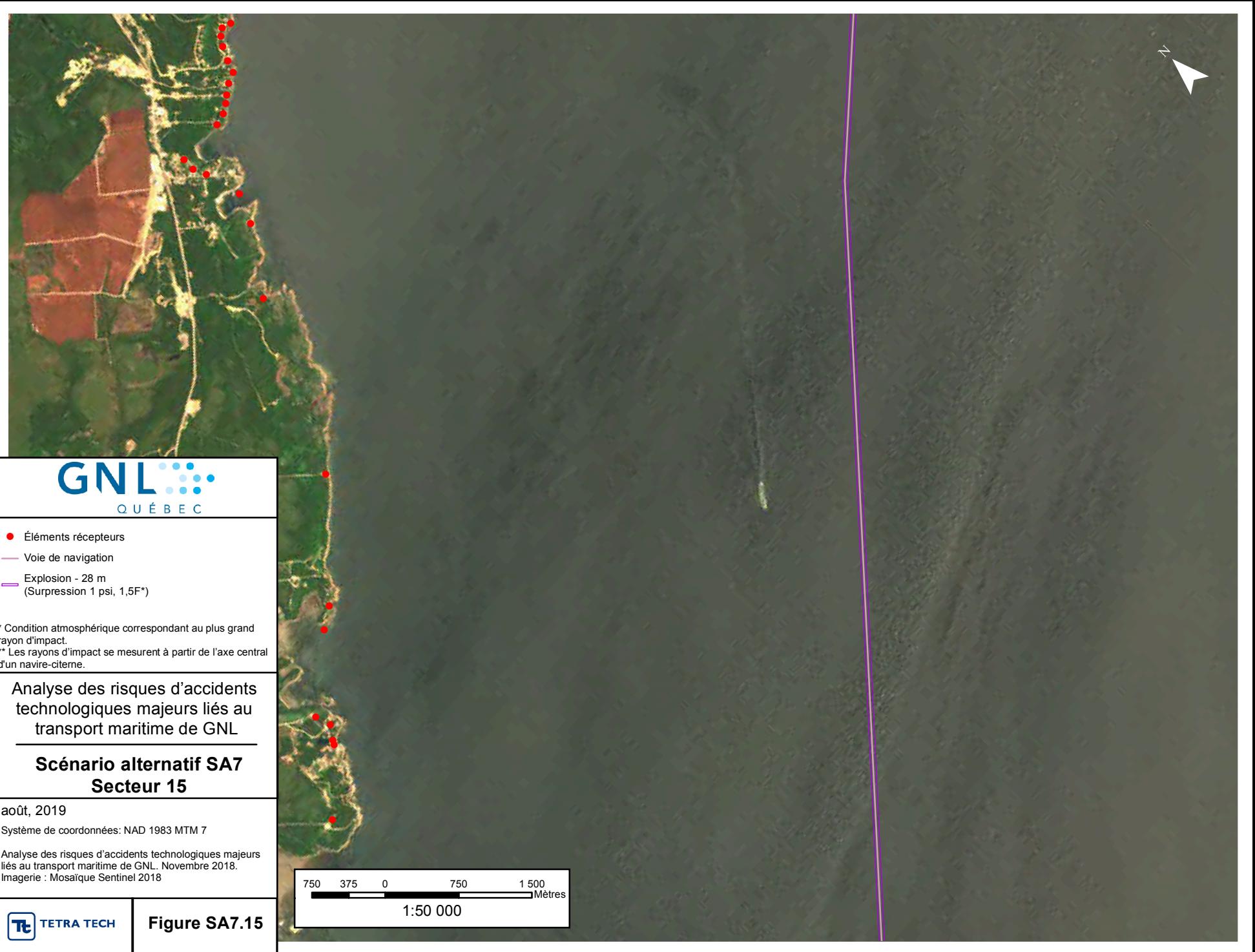
Figure SA7.11

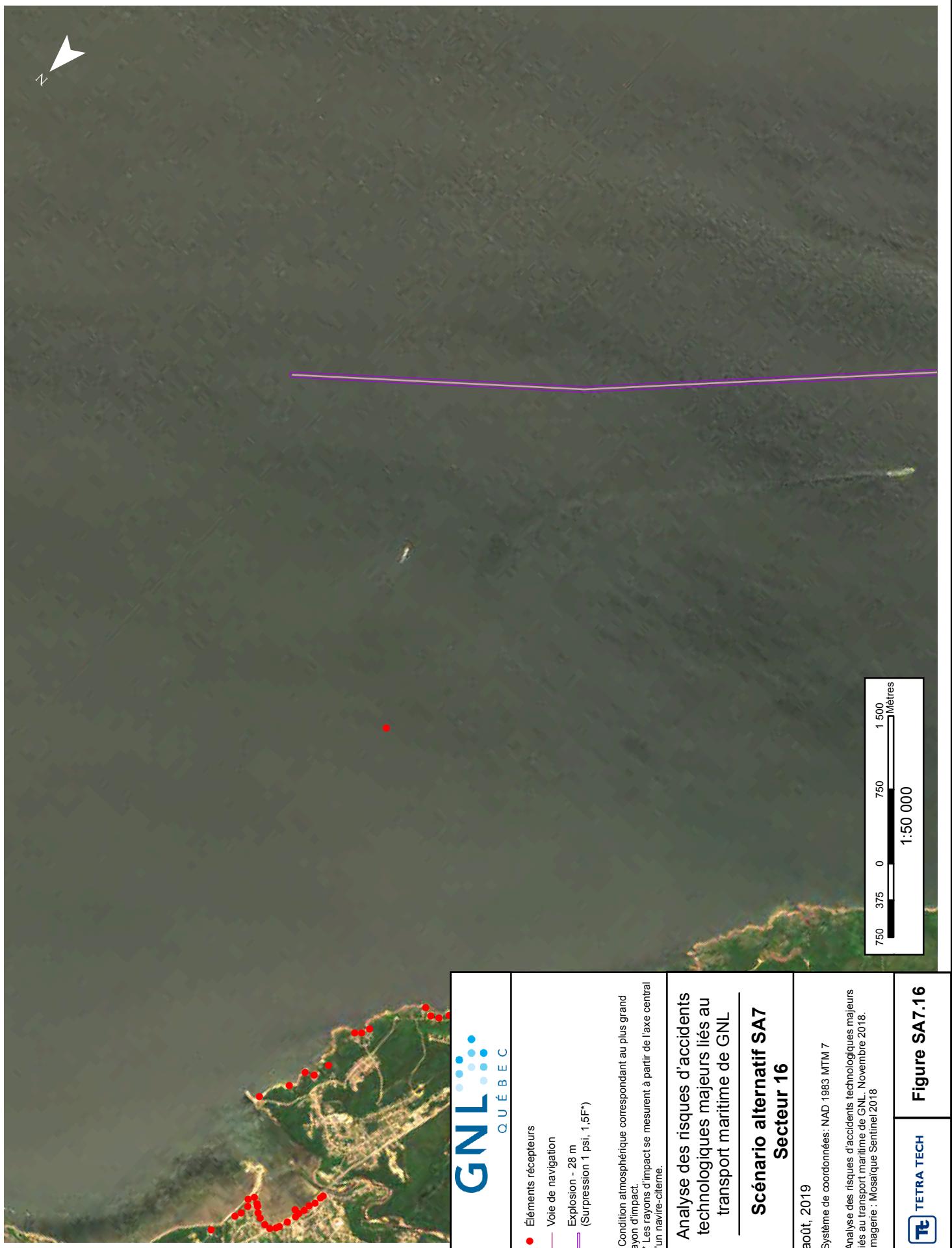


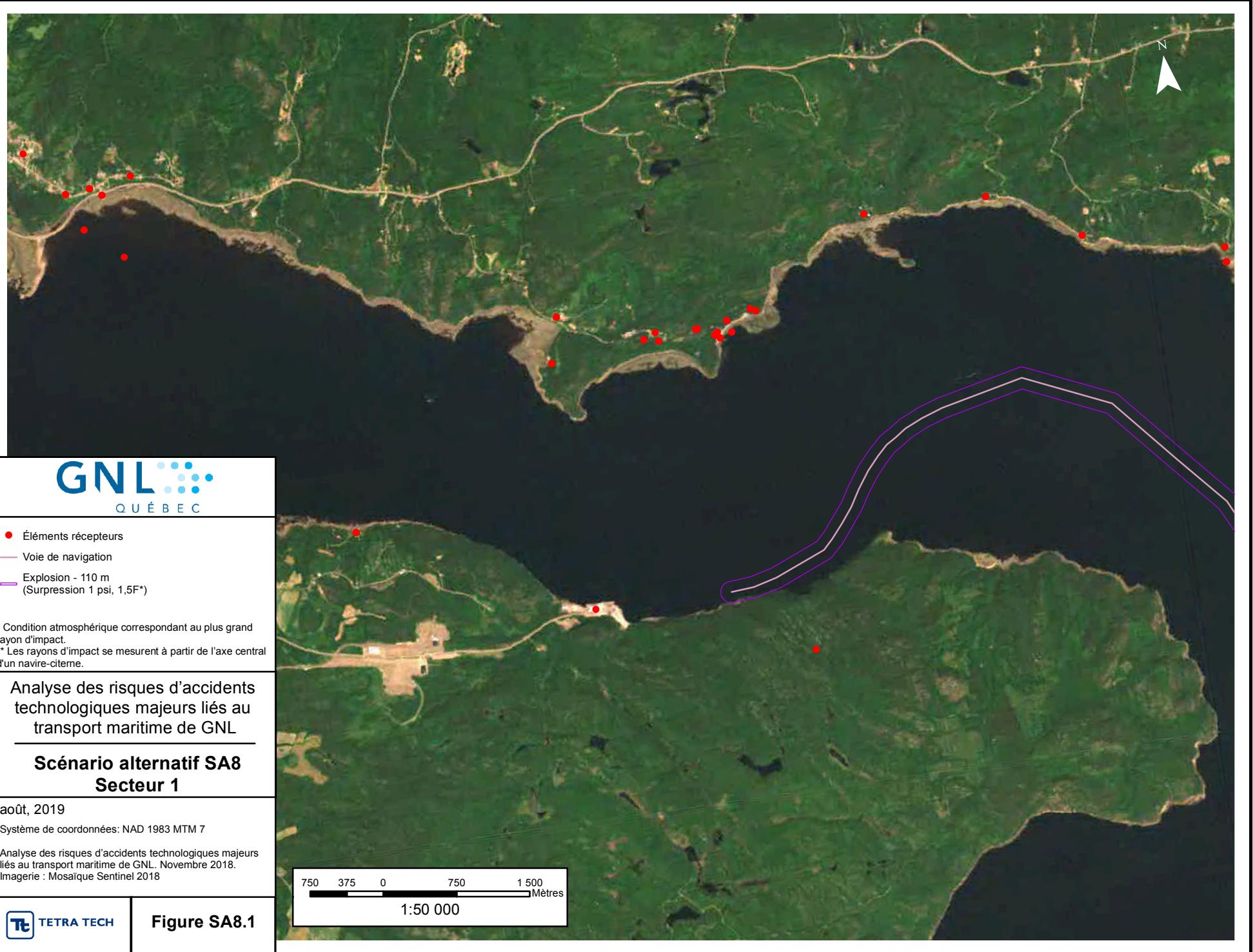


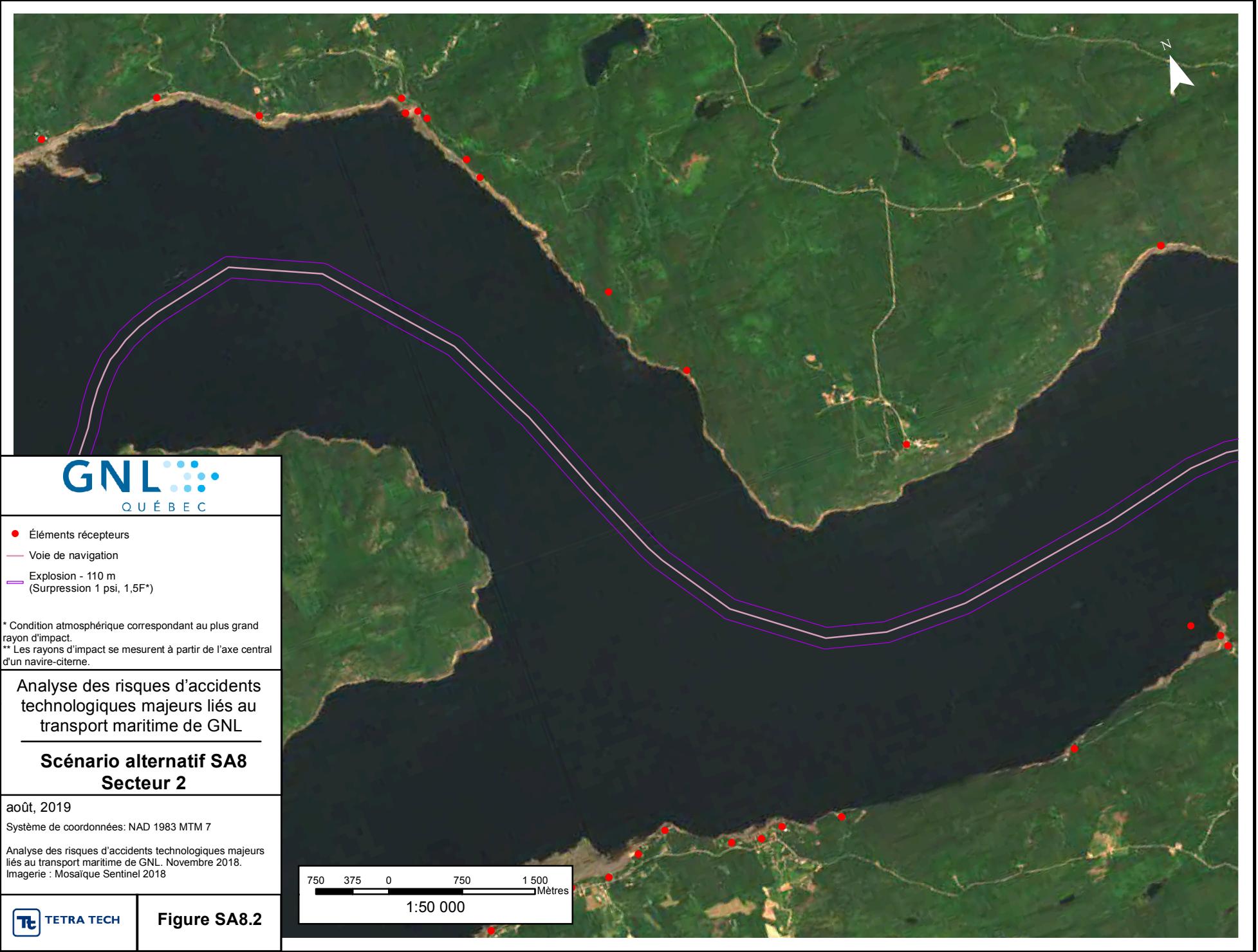


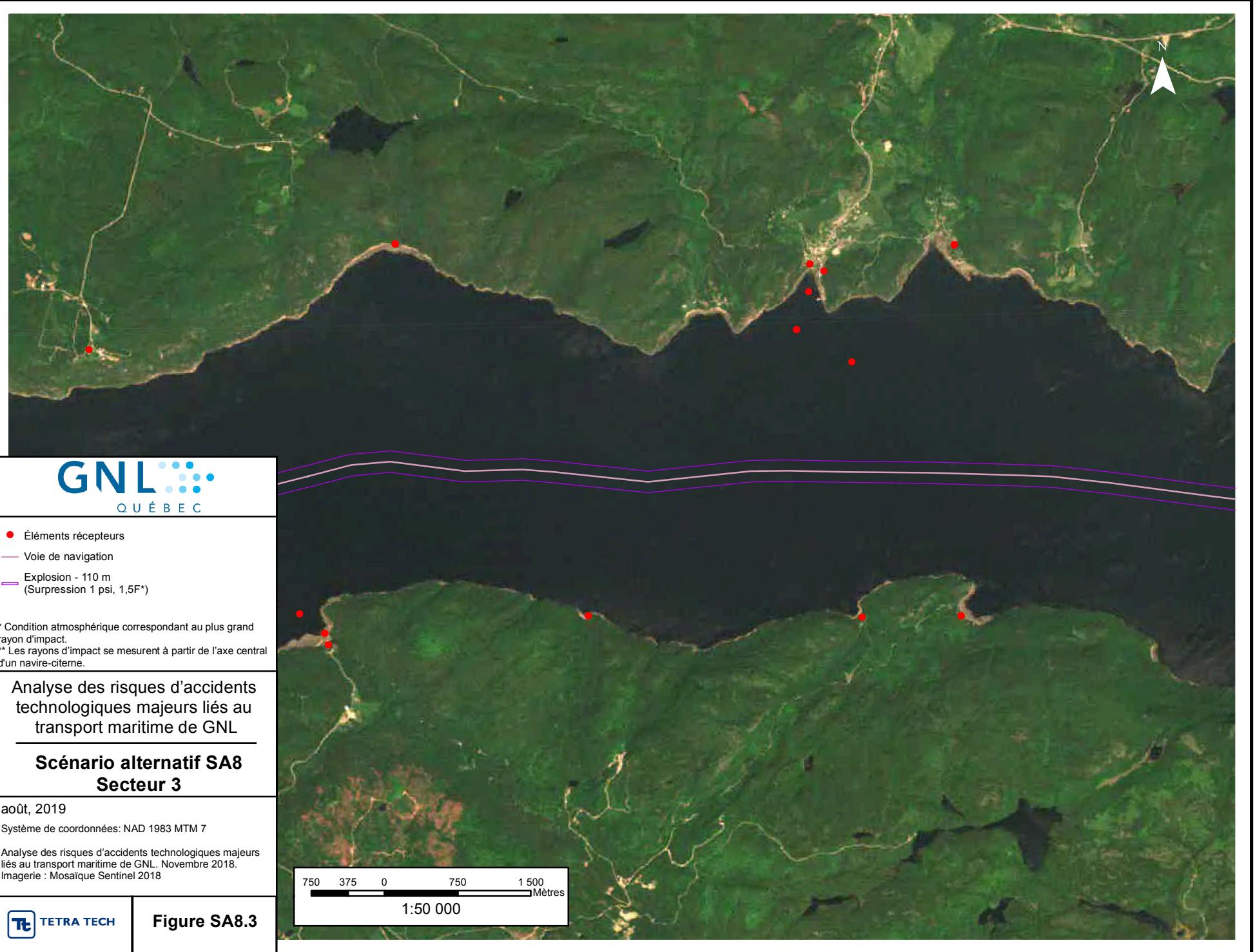




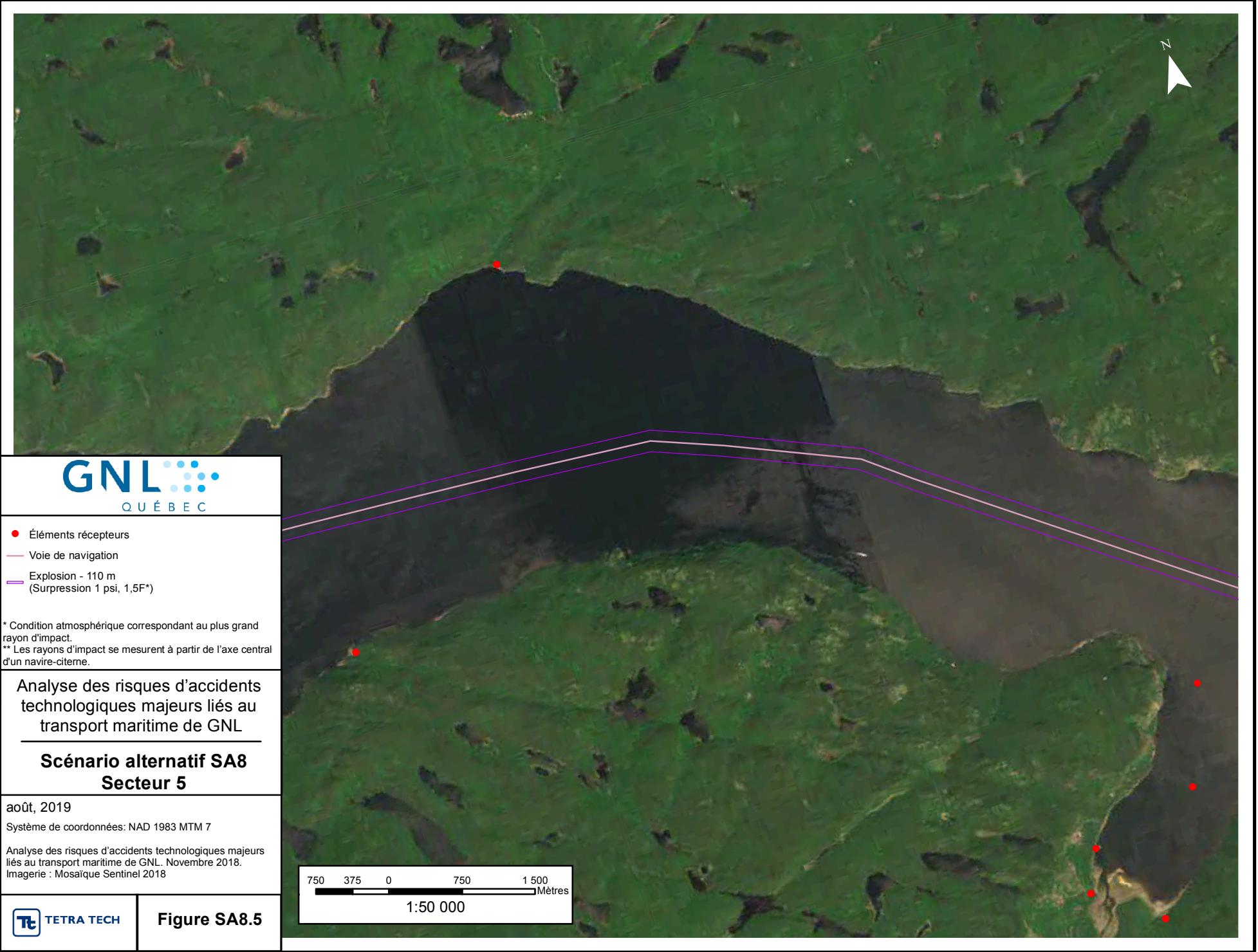




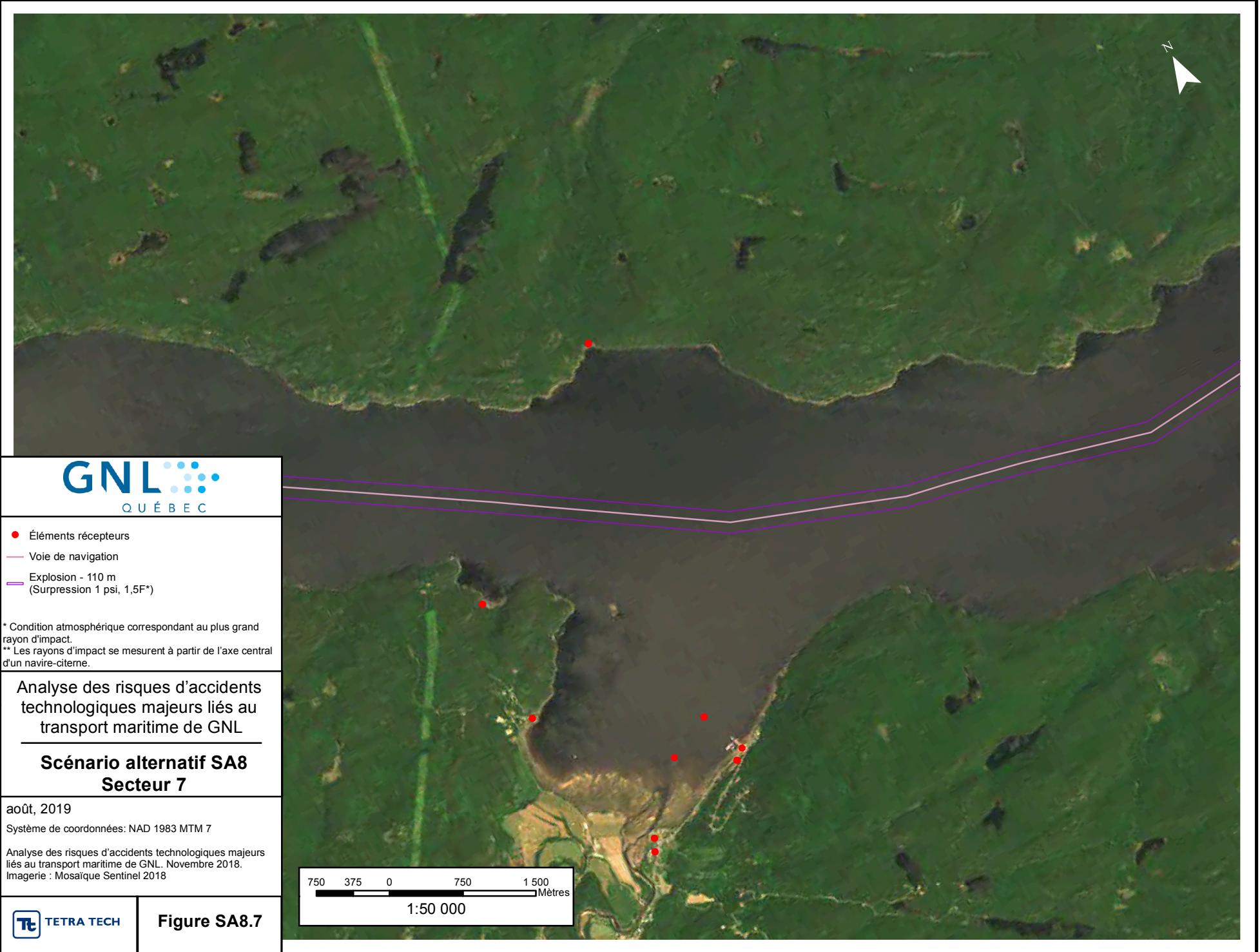


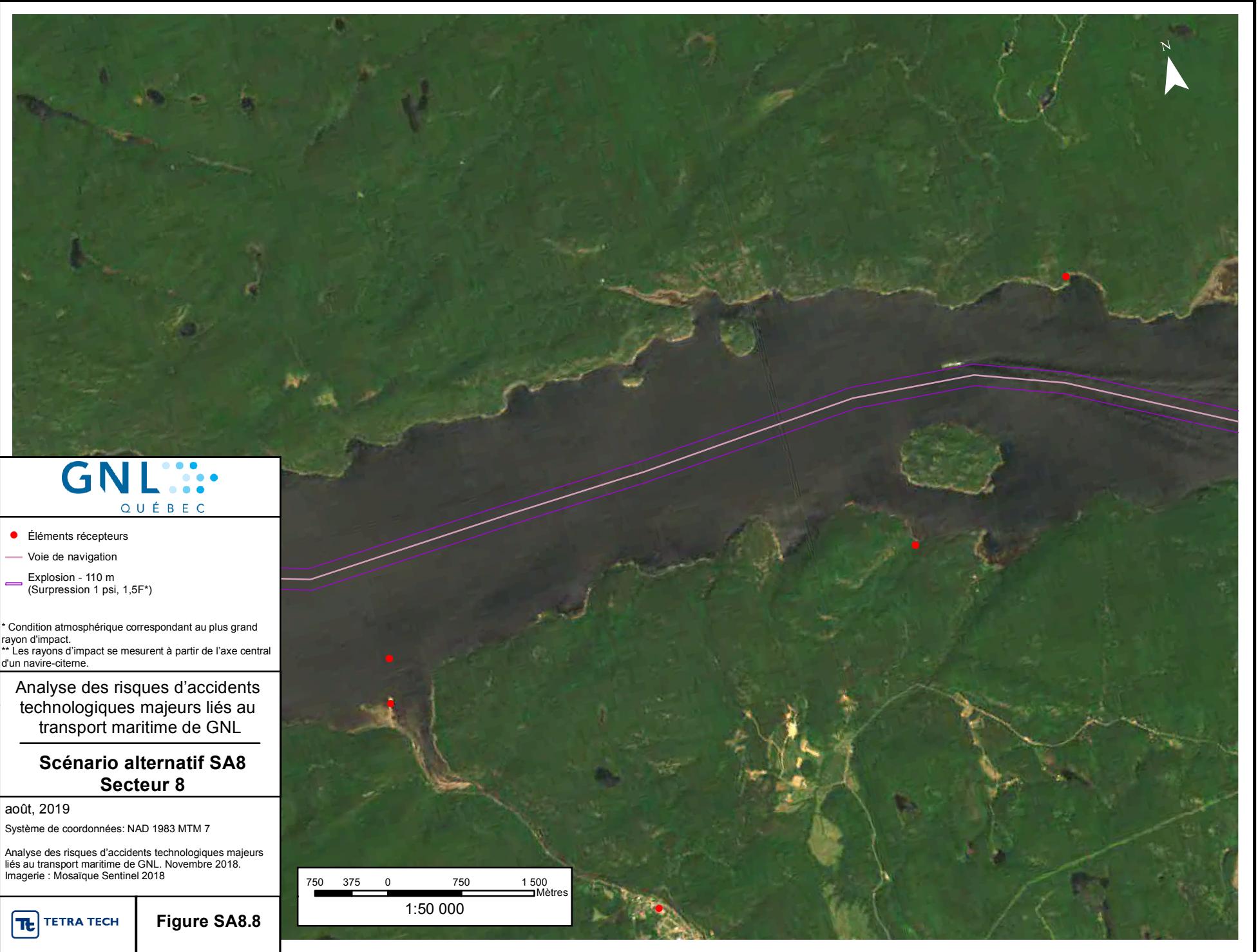


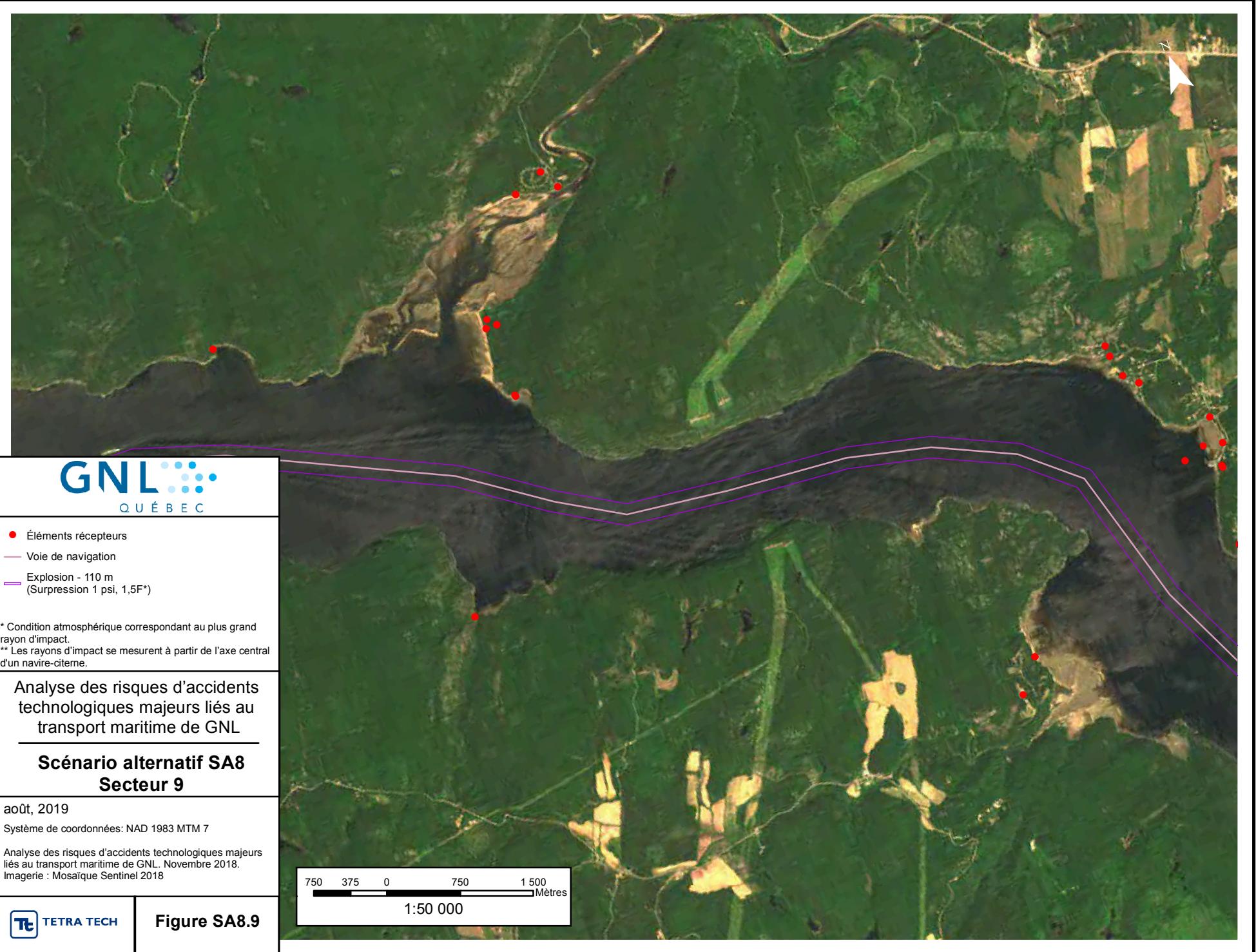


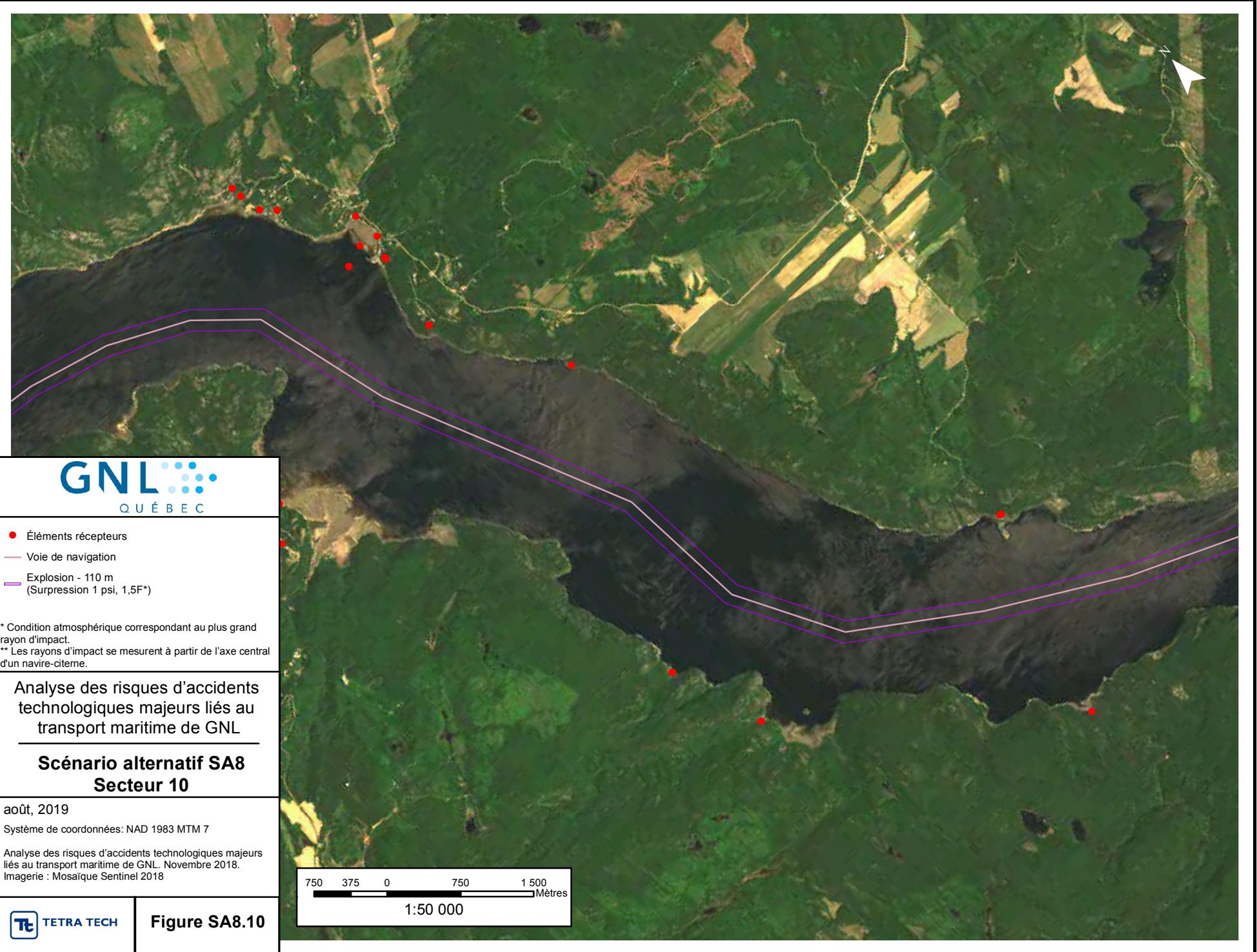


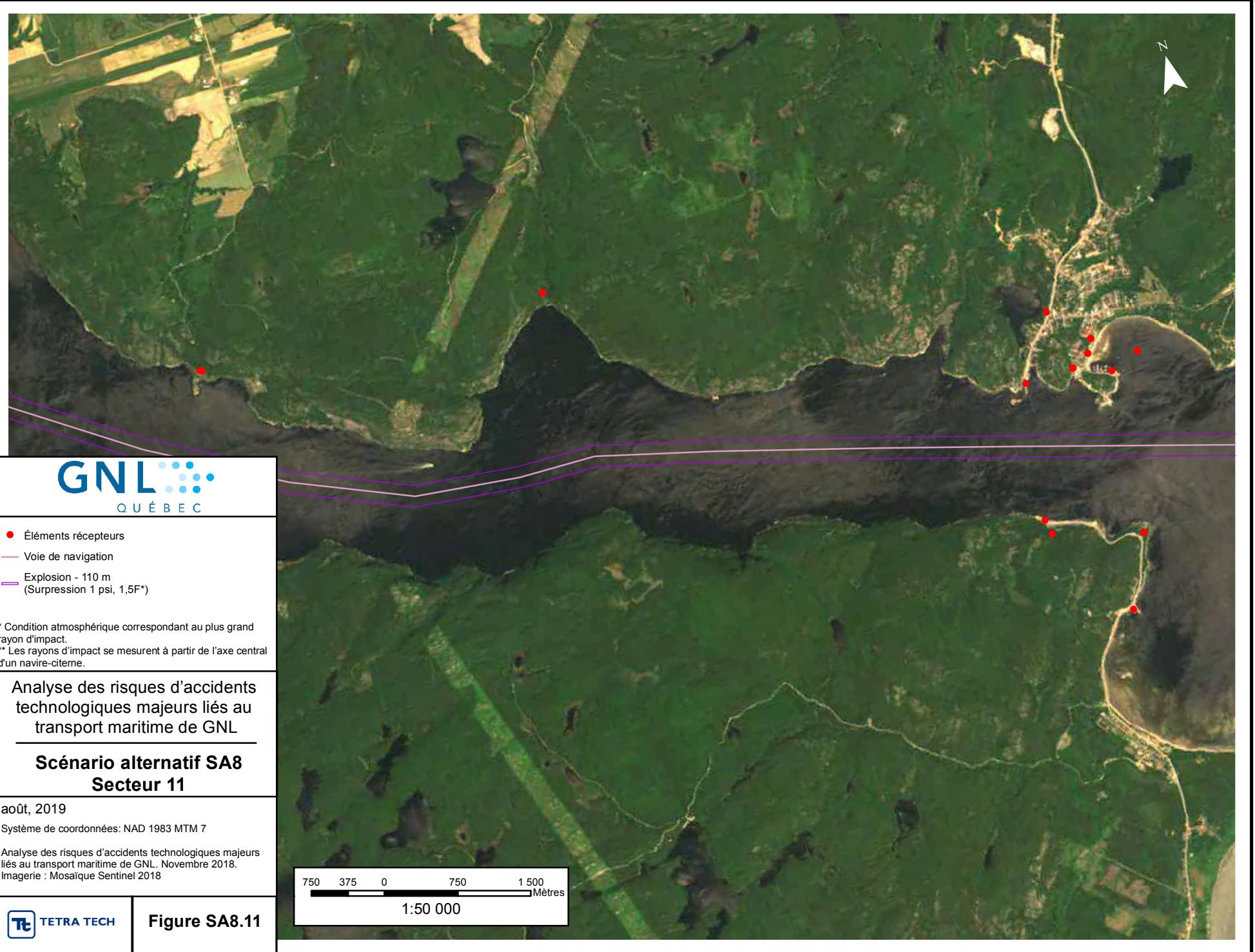


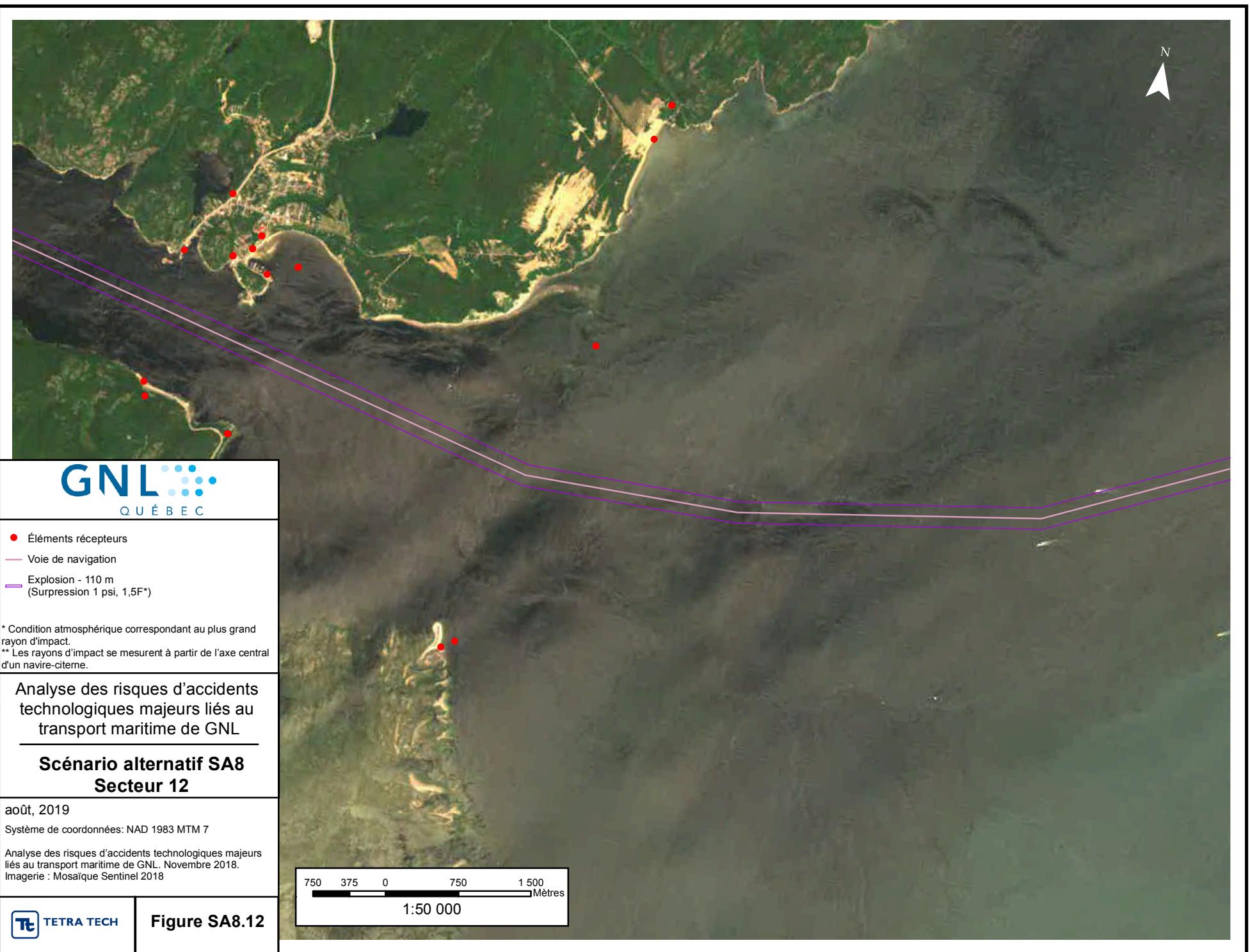


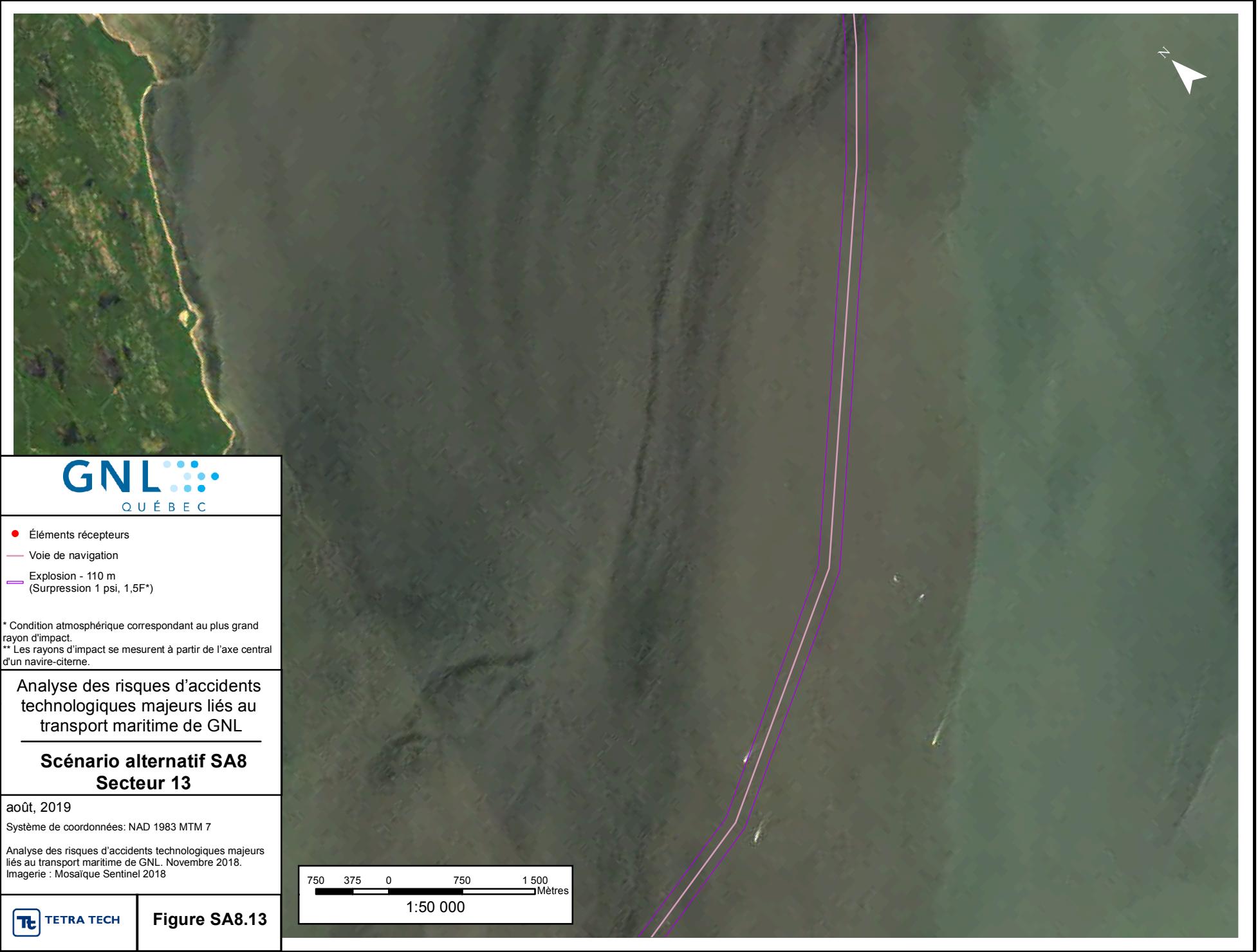


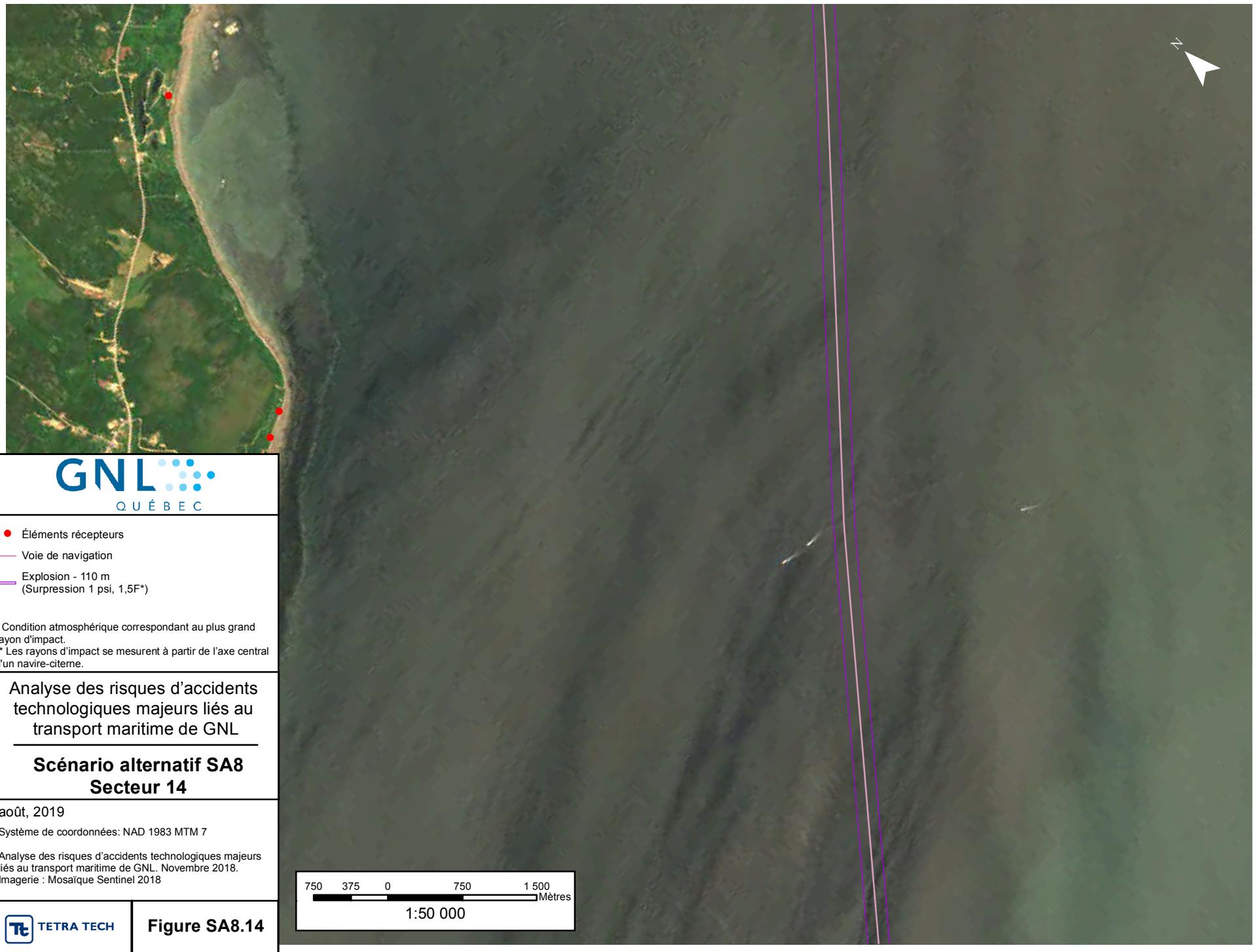


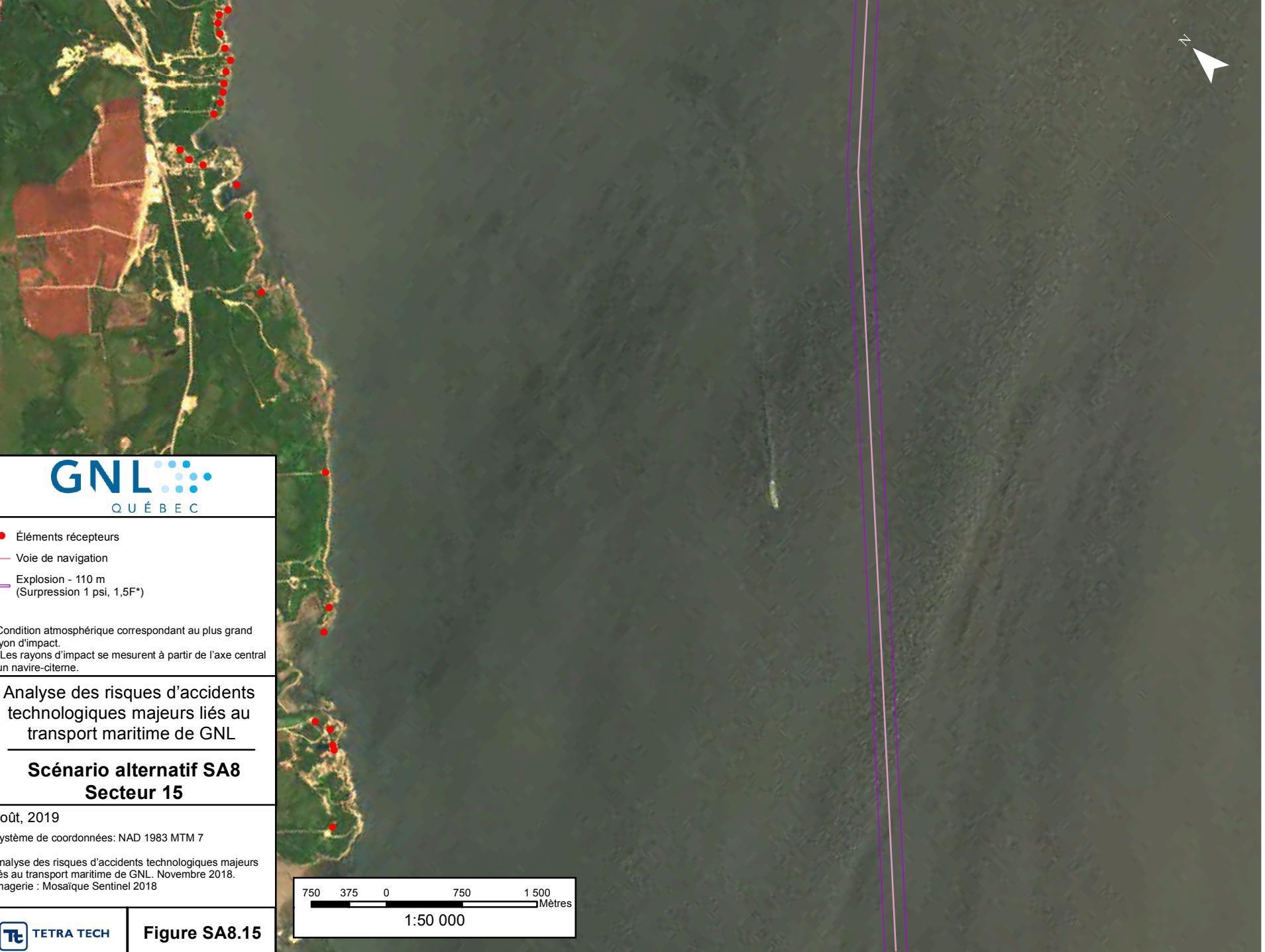


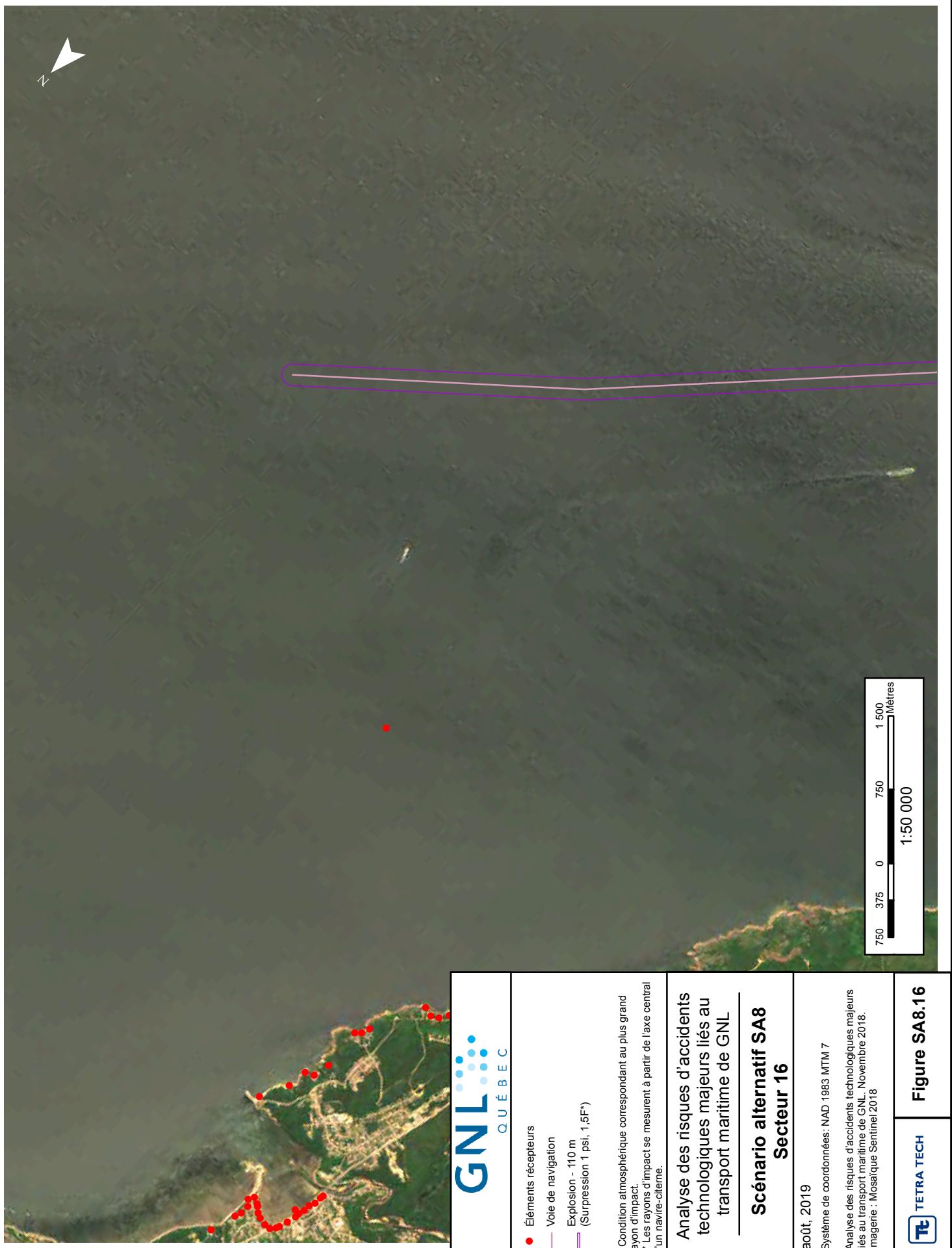


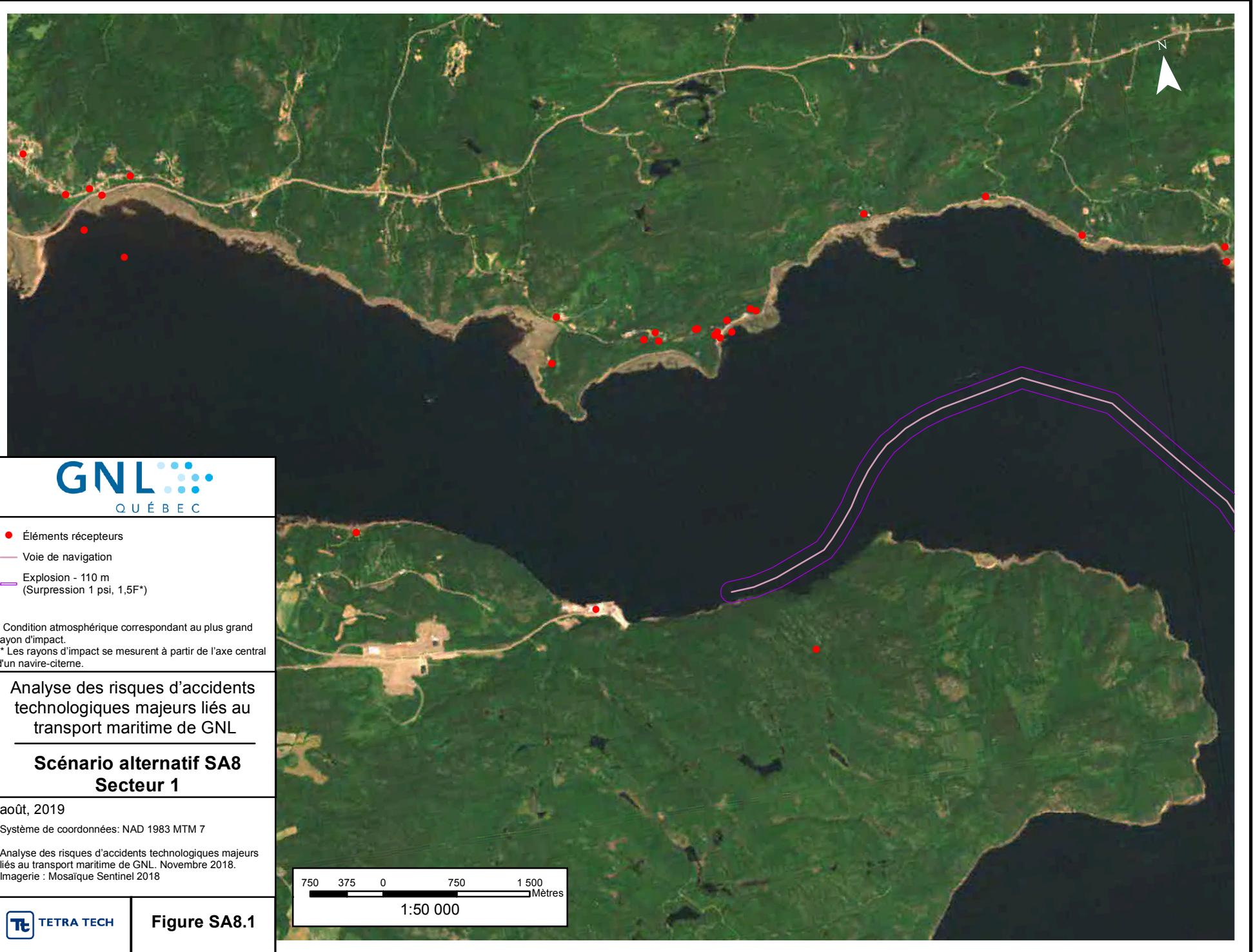


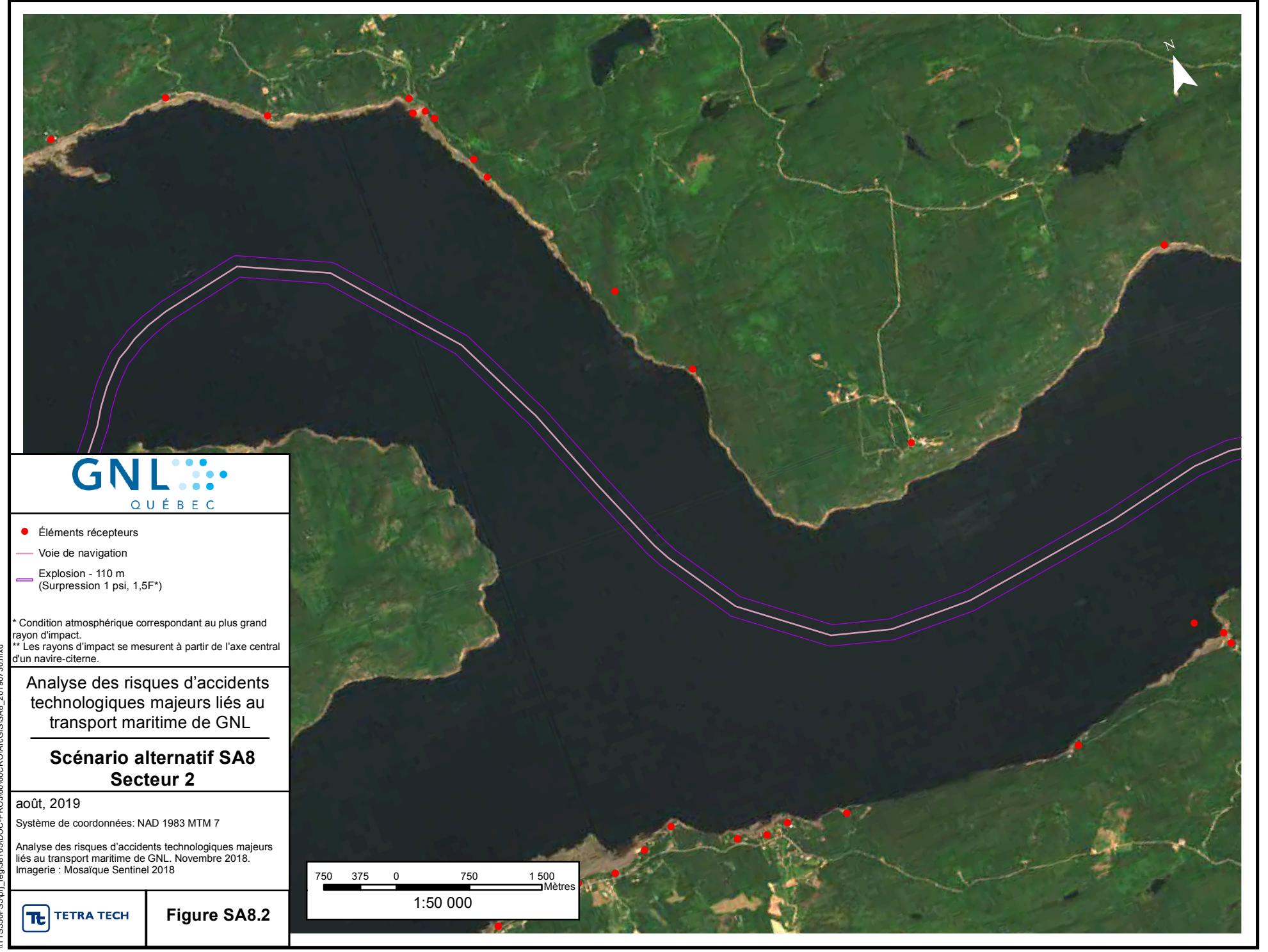


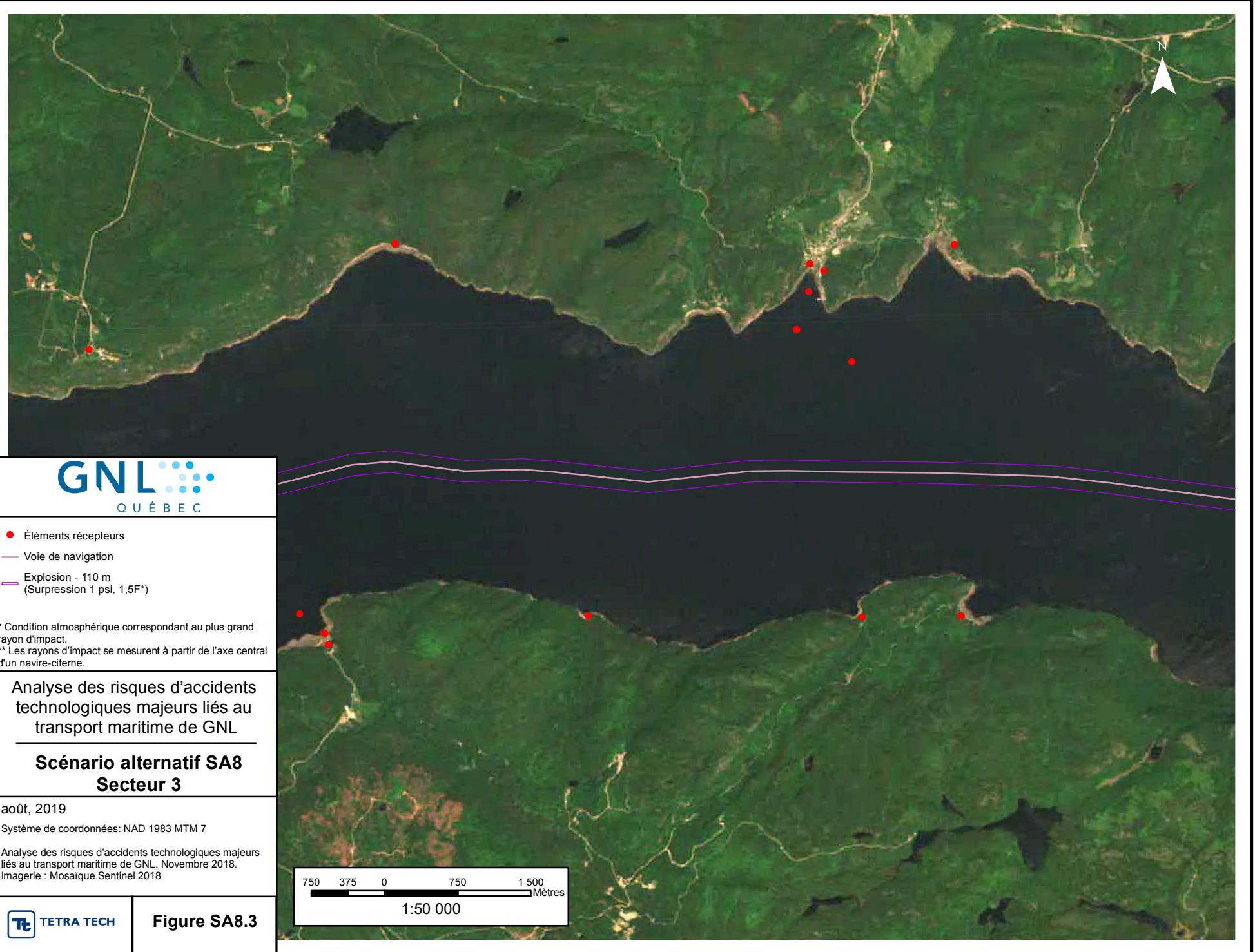


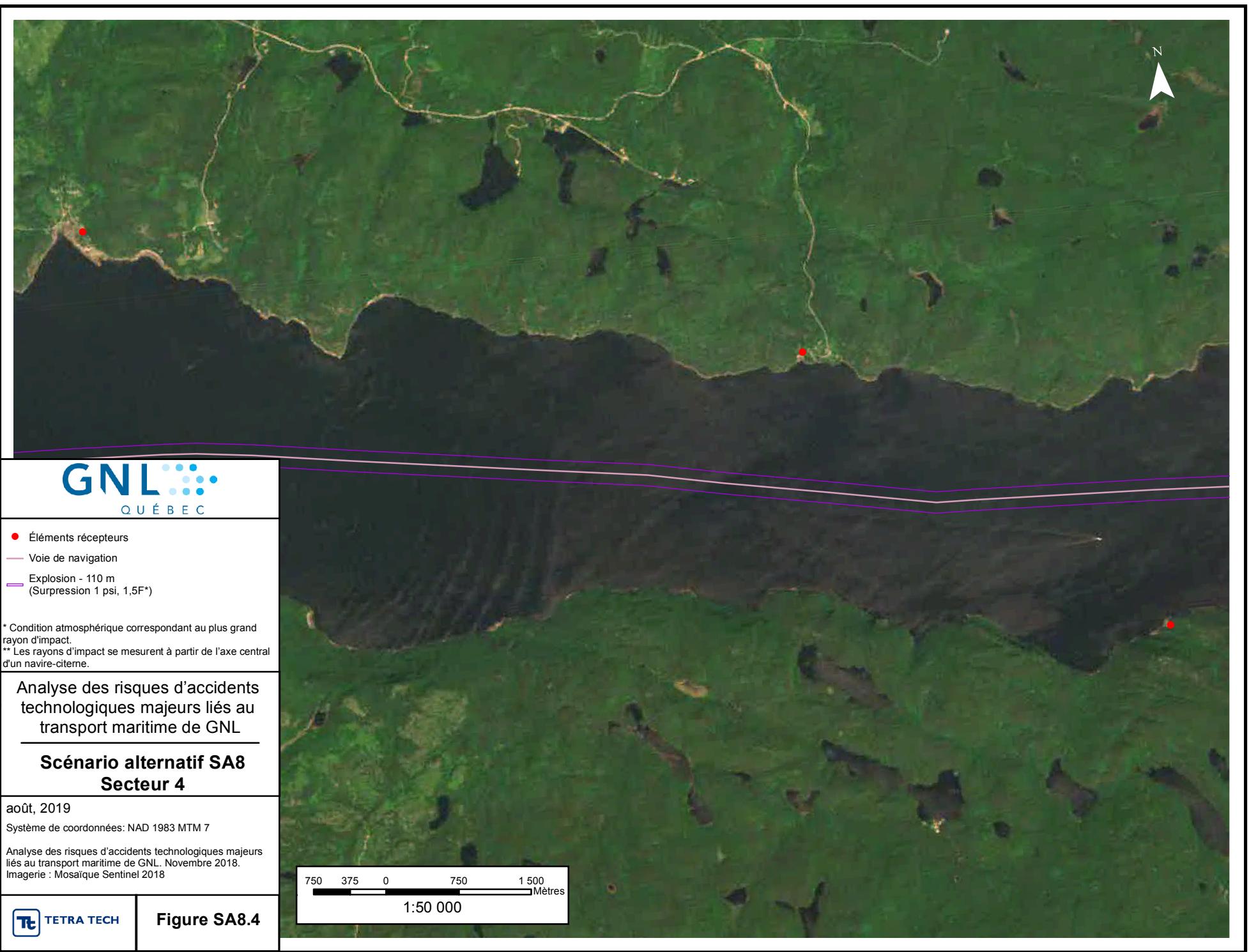






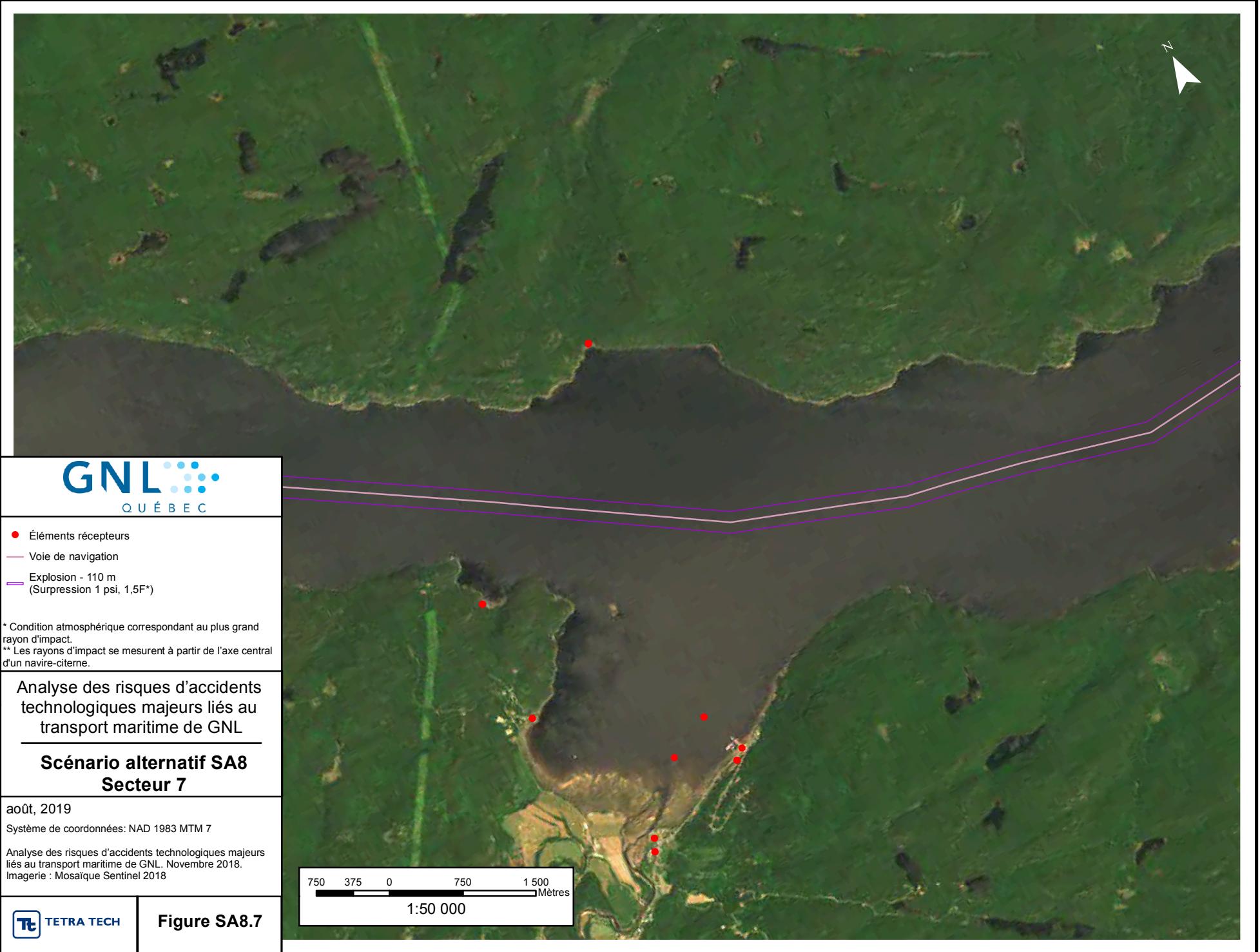


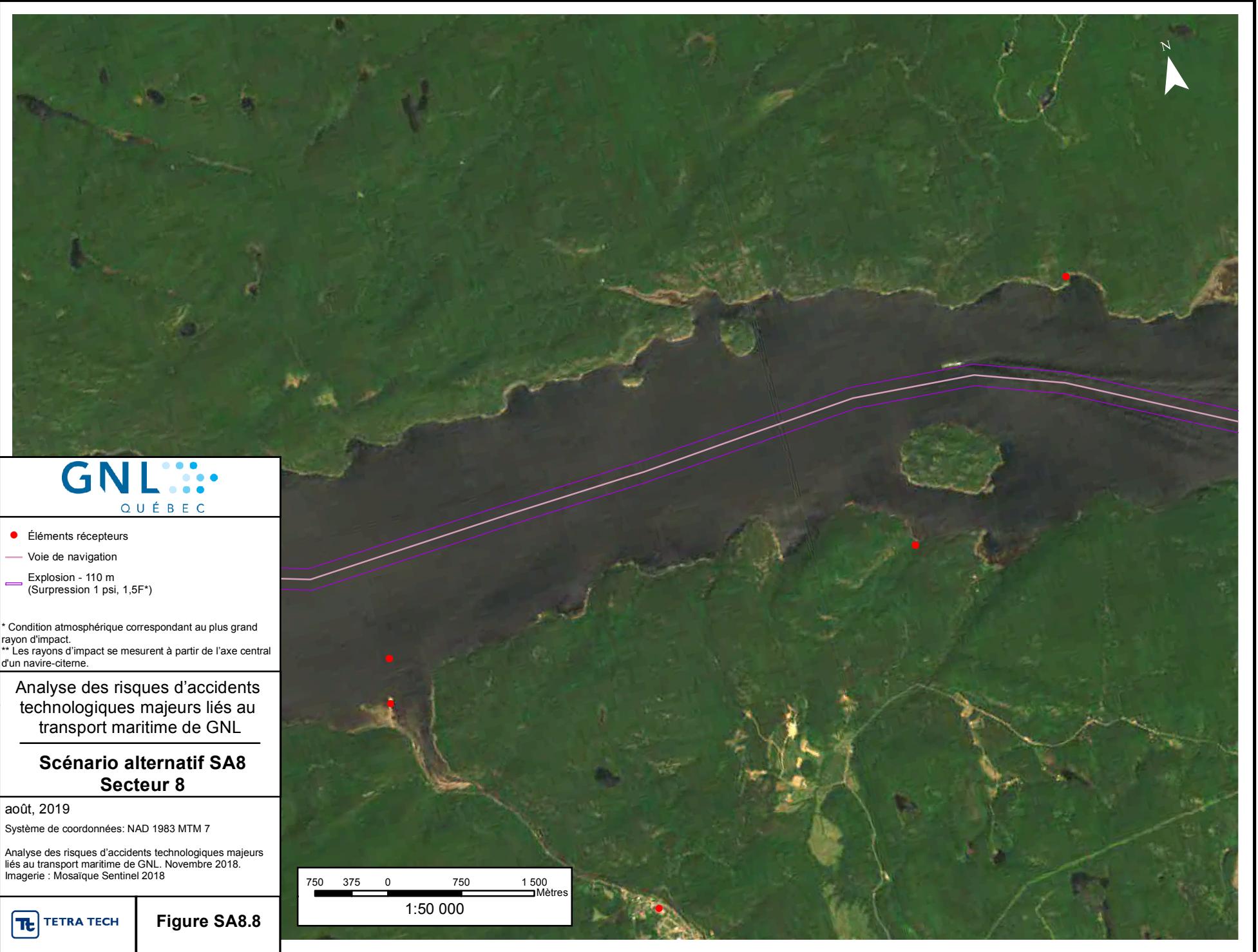


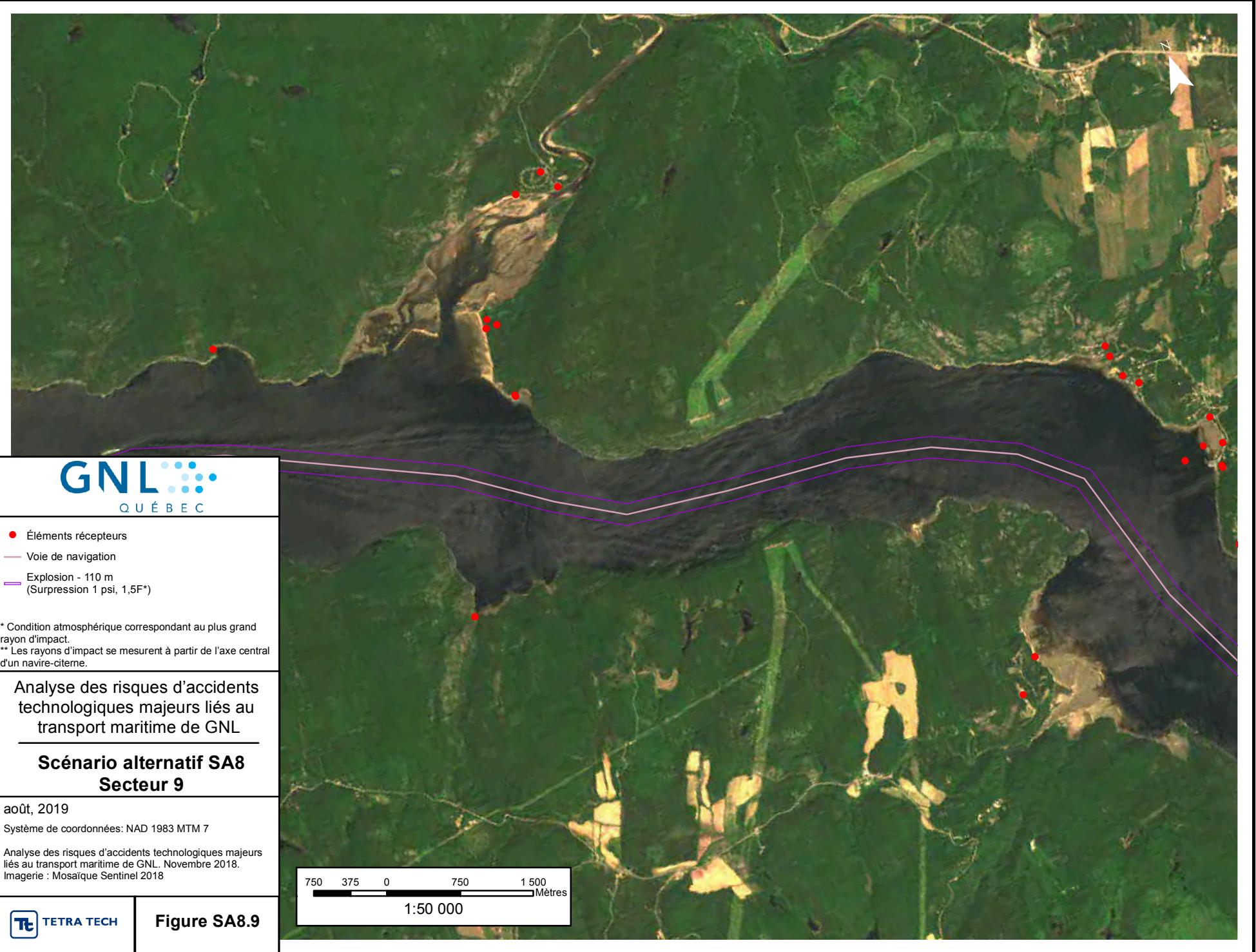


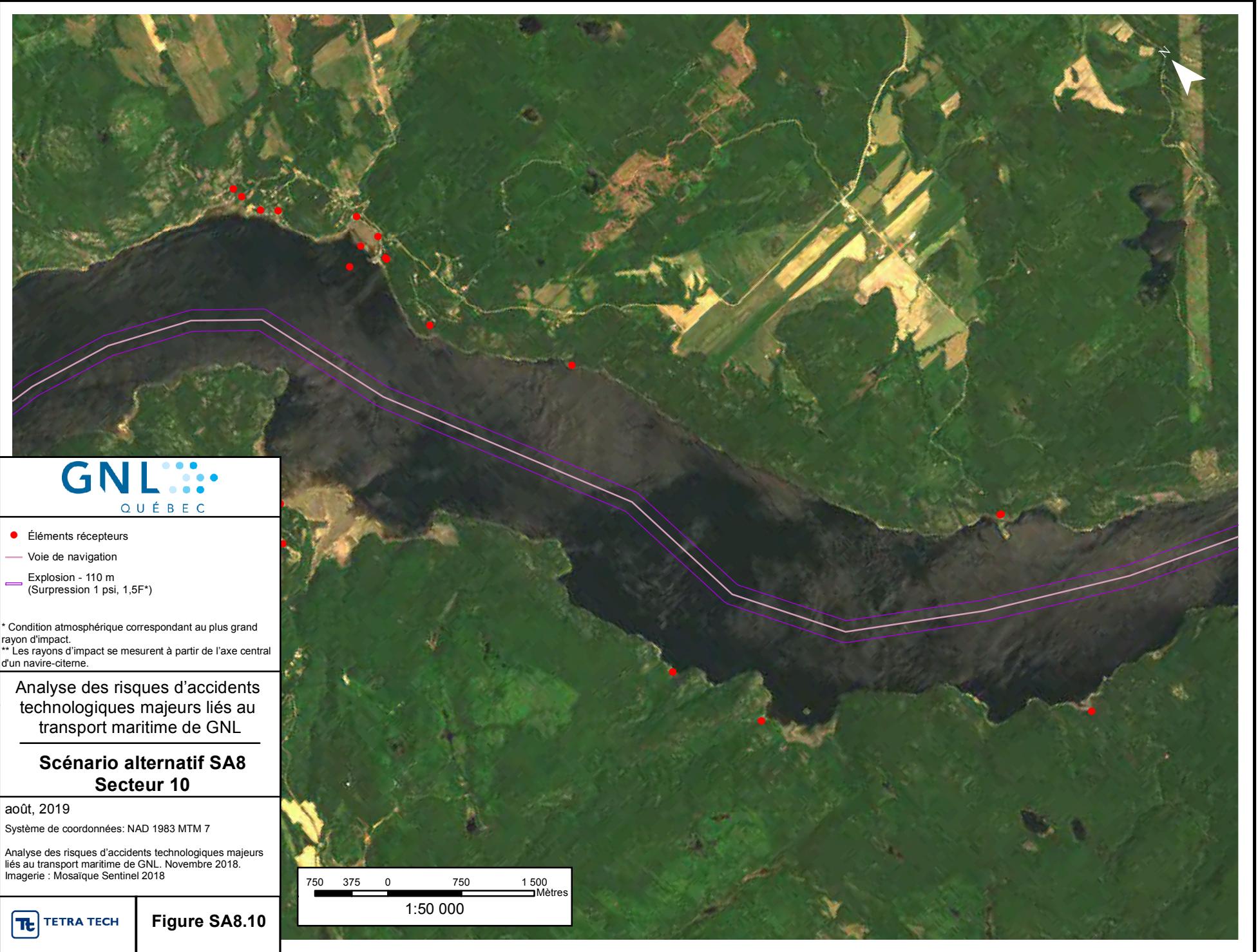


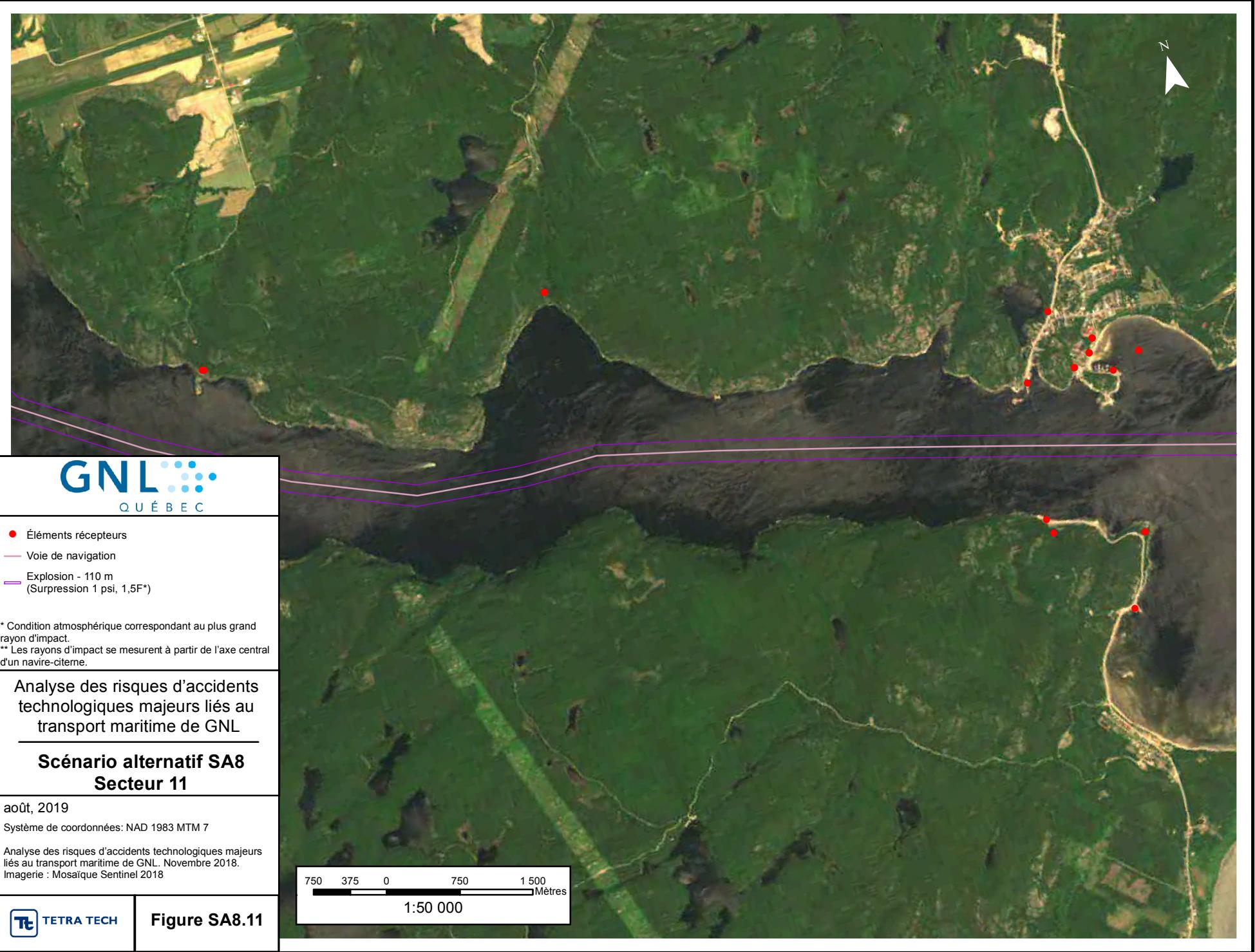


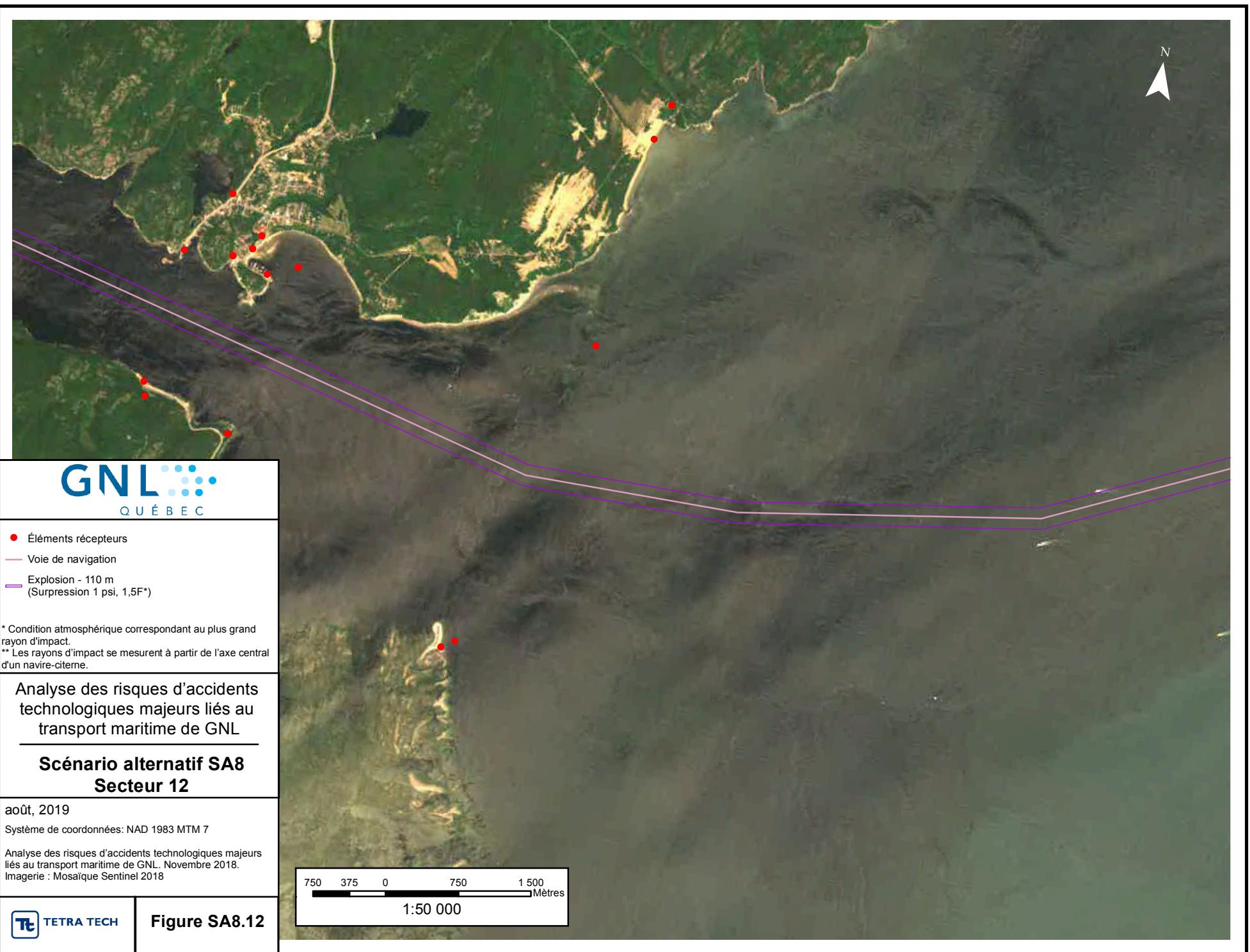


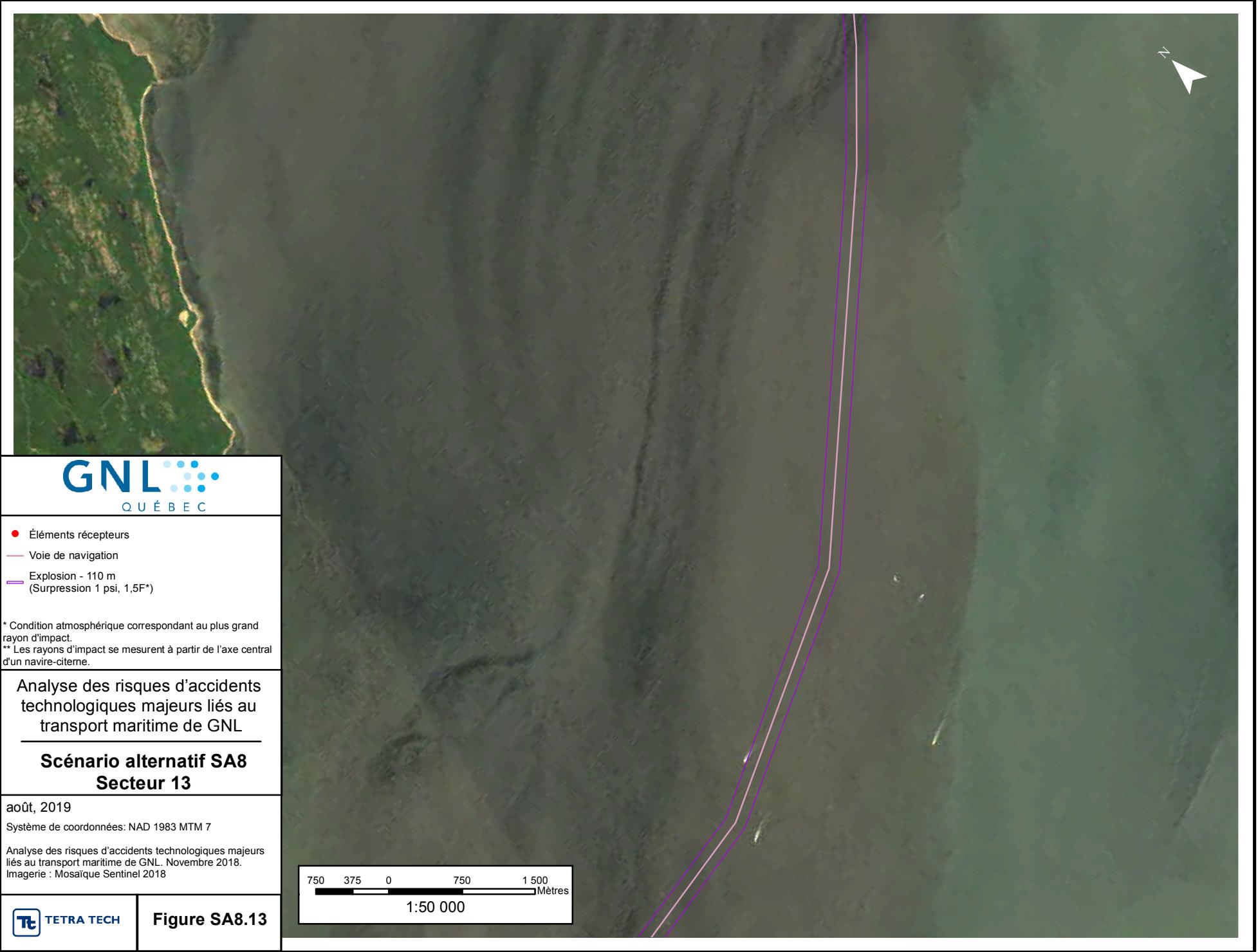




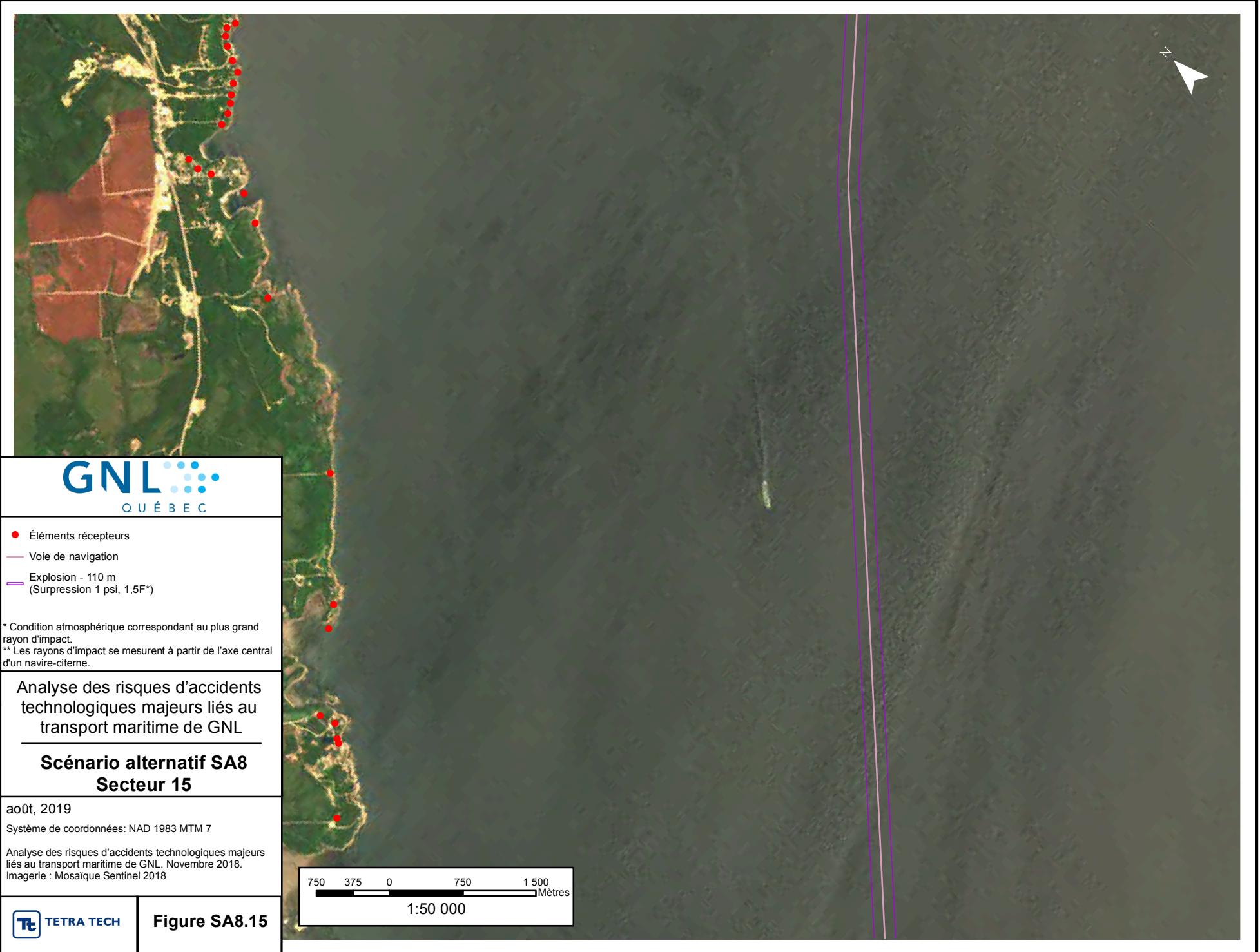


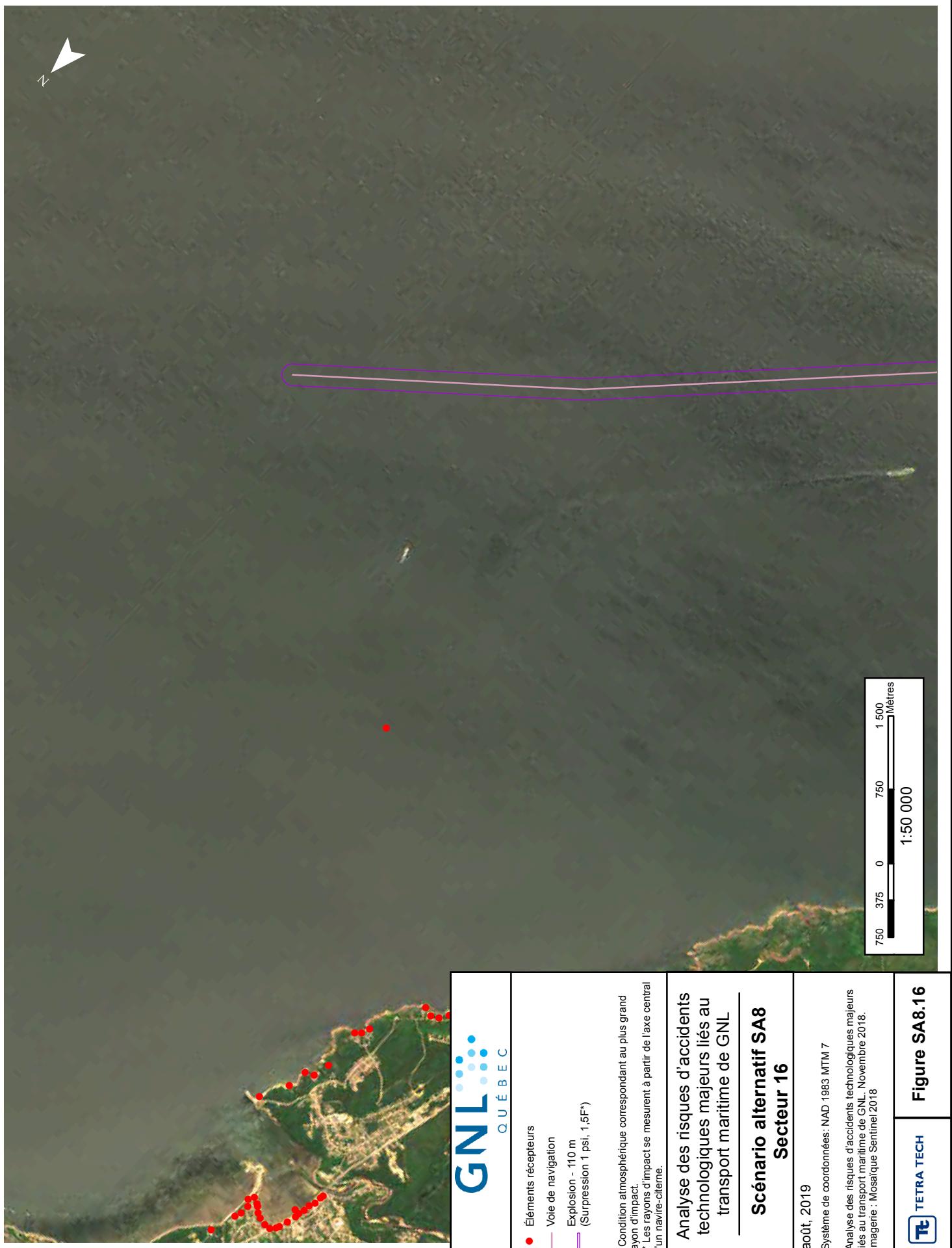


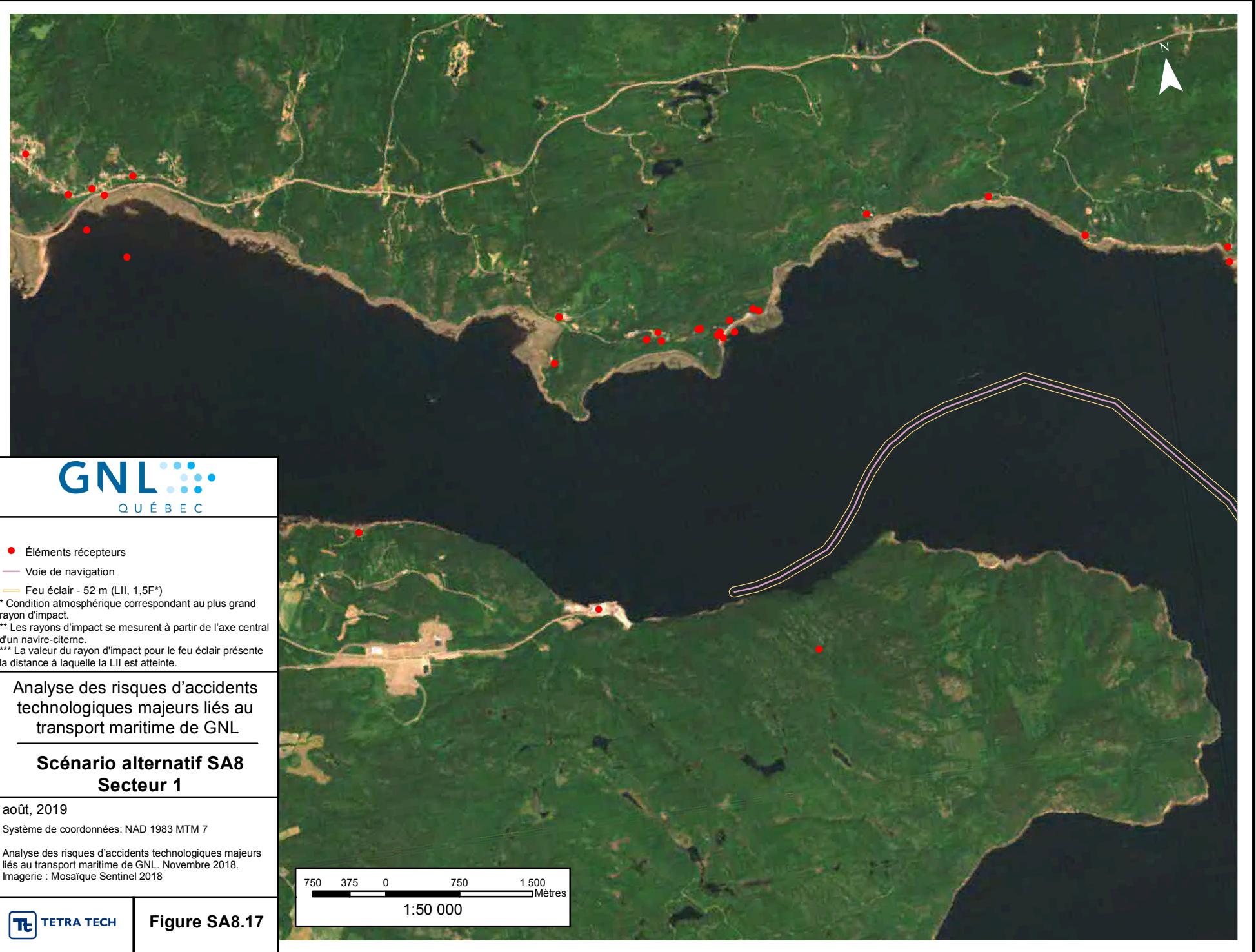














- Éléments récepteurs
- Voie de navigation
- Feu éclair - 52 m (LII, 1,5F*)
* Condition atmosphérique correspondant au plus grand rayon d'impact.
- ** Les rayons d'impact se mesurent à partir de l'axe central d'un navire-citerne.
- *** La valeur du rayon d'impact pour le feu éclair présente la distance à laquelle la LII est atteinte.

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL

Scénario alternatif SA8 Secteur 2

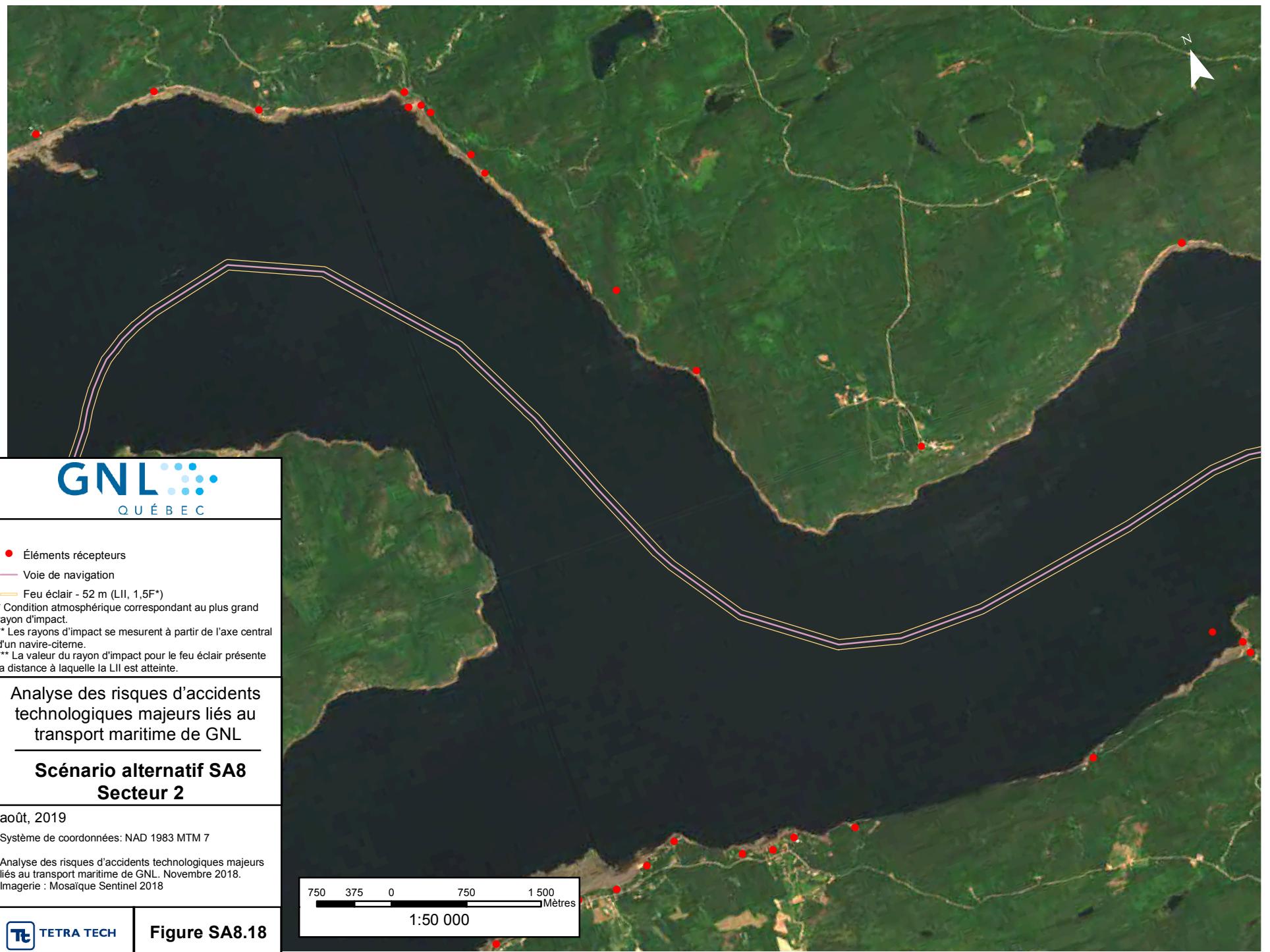
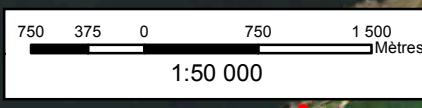
août, 2019

Système de coordonnées: NAD 1983 MTM 7

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL. Novembre 2018.
Imagerie : Mosaïque Sentinel 2018



Figure SA8.18





- Éléments récepteurs
- Voie de navigation
- Feu éclair - 52 m (LII, 1,5F*)
* Condition atmosphérique correspondant au plus grand rayon d'impact.
- ** Les rayons d'impact se mesurent à partir de l'axe central d'un navire-citerne.
- *** La valeur du rayon d'impact pour le feu éclair présente la distance à laquelle la LII est atteinte.

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL

Scénario alternatif SA8 Secteur 3

août, 2019

Système de coordonnées: NAD 1983 MTM 7

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL. Novembre 2018.
Imagerie : Mosaïque Sentinel 2018



Figure SA8.19



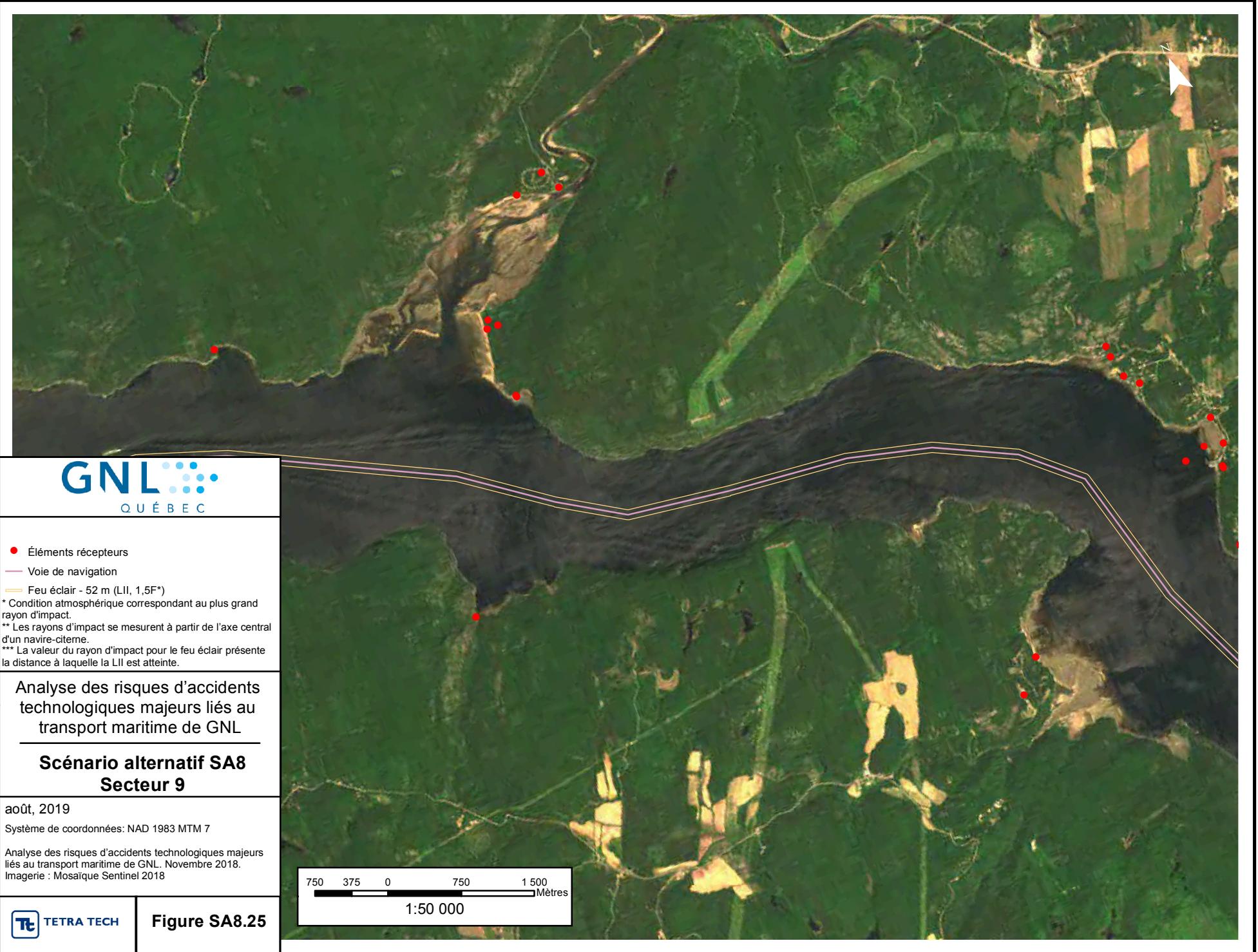
















- Éléments récepteurs
- Voie de navigation
- Feu éclair - 52 m (LII, 1,5F*)
* Condition atmosphérique correspondant au plus grand rayon d'impact.
- ** Les rayons d'impact se mesurent à partir de l'axe central d'un navire-citerne.
- *** La valeur du rayon d'impact pour le feu éclair présente la distance à laquelle la LII est atteinte.

Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL

Scénario alternatif SA8 Secteur 11

août, 2019

Système de coordonnées: NAD 1983 MTM 7

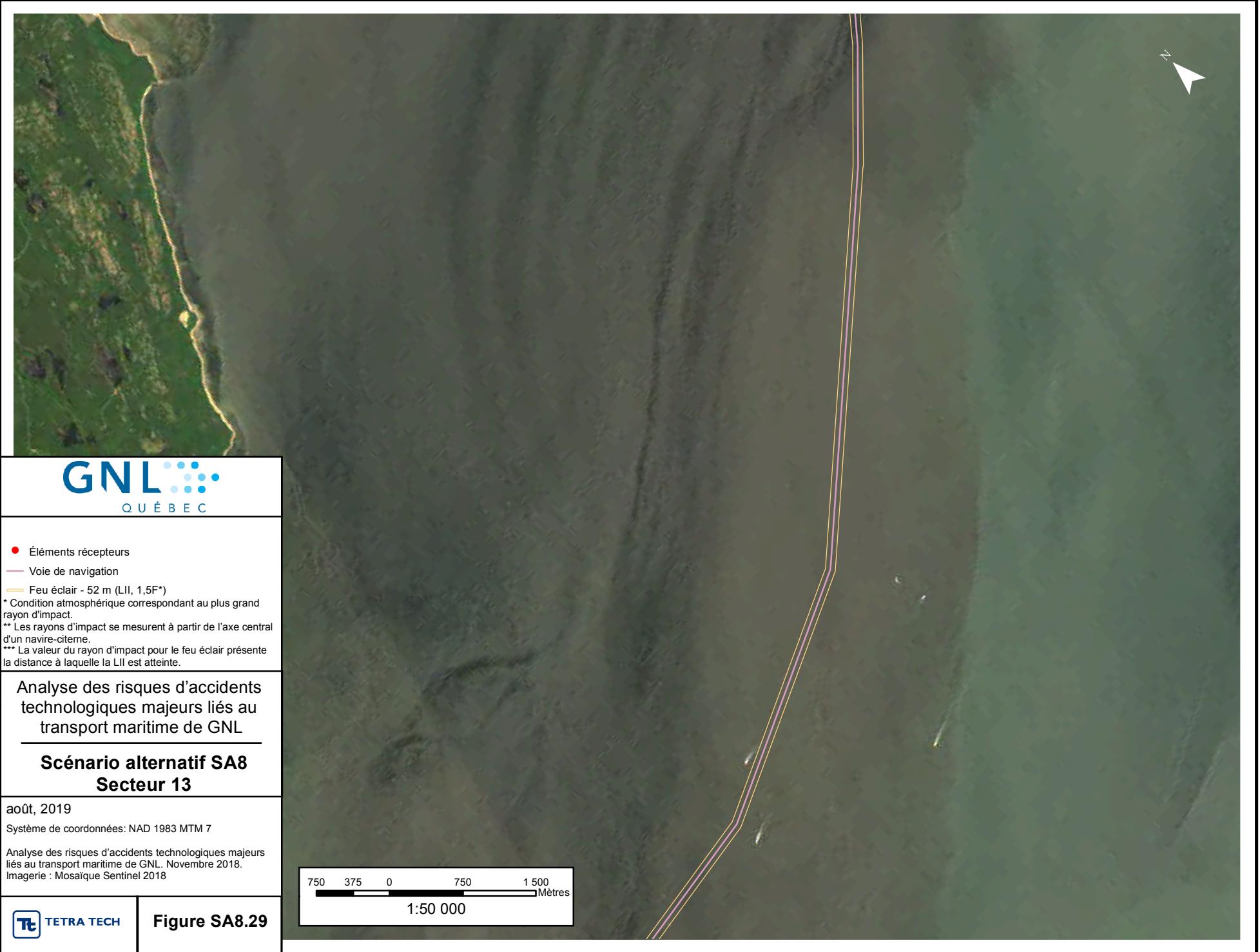
Analyse des risques d'accidents technologiques majeurs liés au transport maritime de GNL. Novembre 2018.
Imagerie : Mosaïque Sentinel 2018



Figure SA8.27



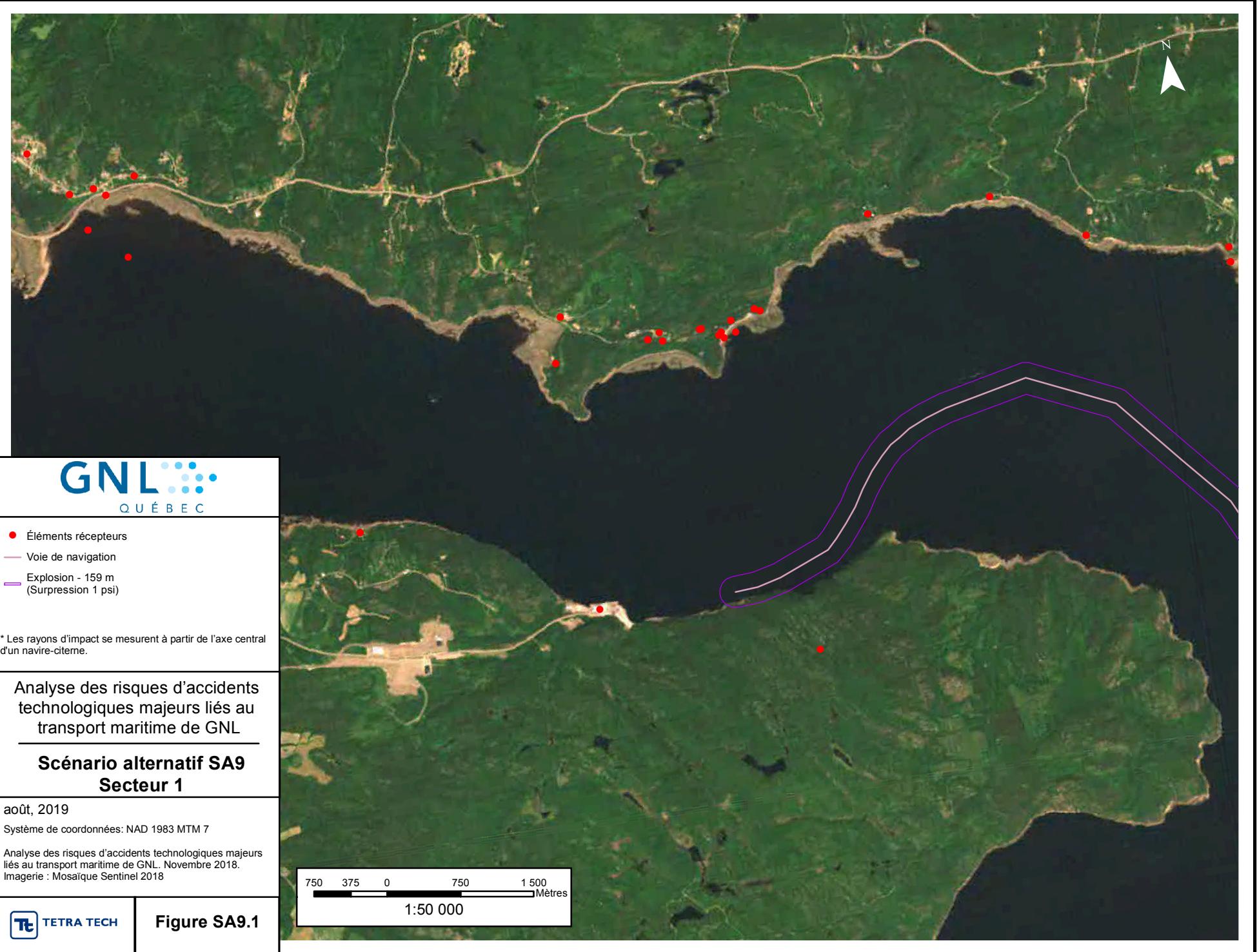


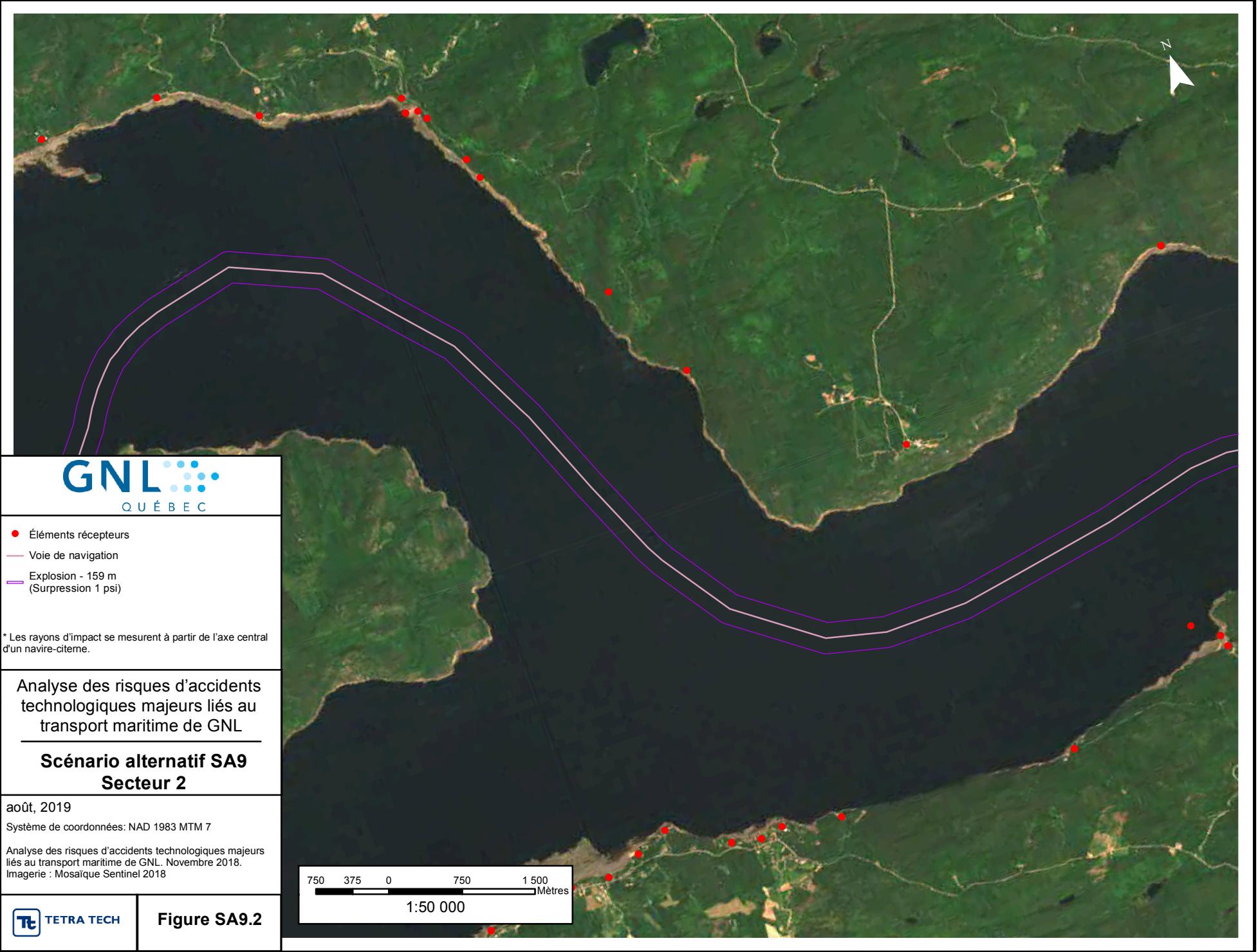


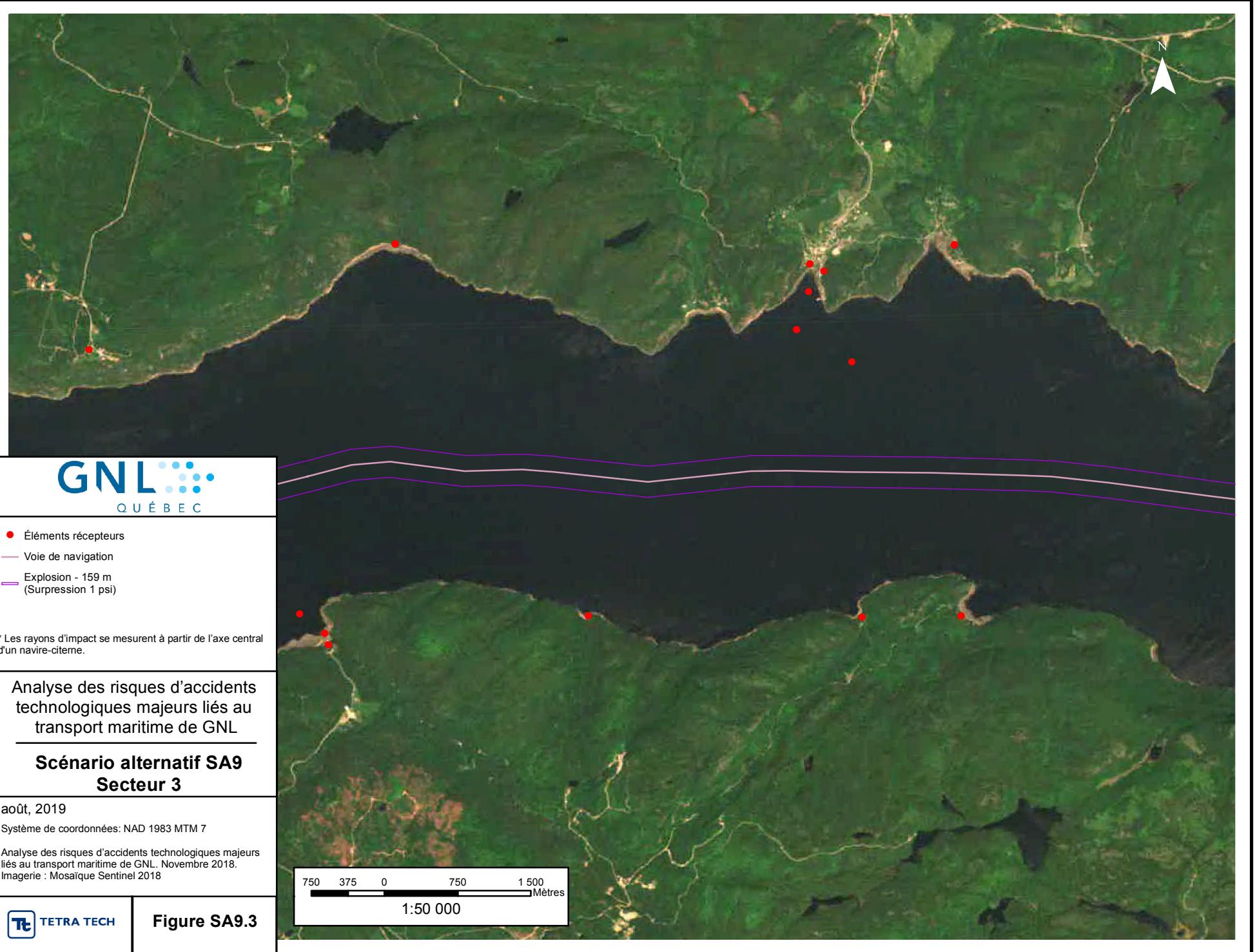


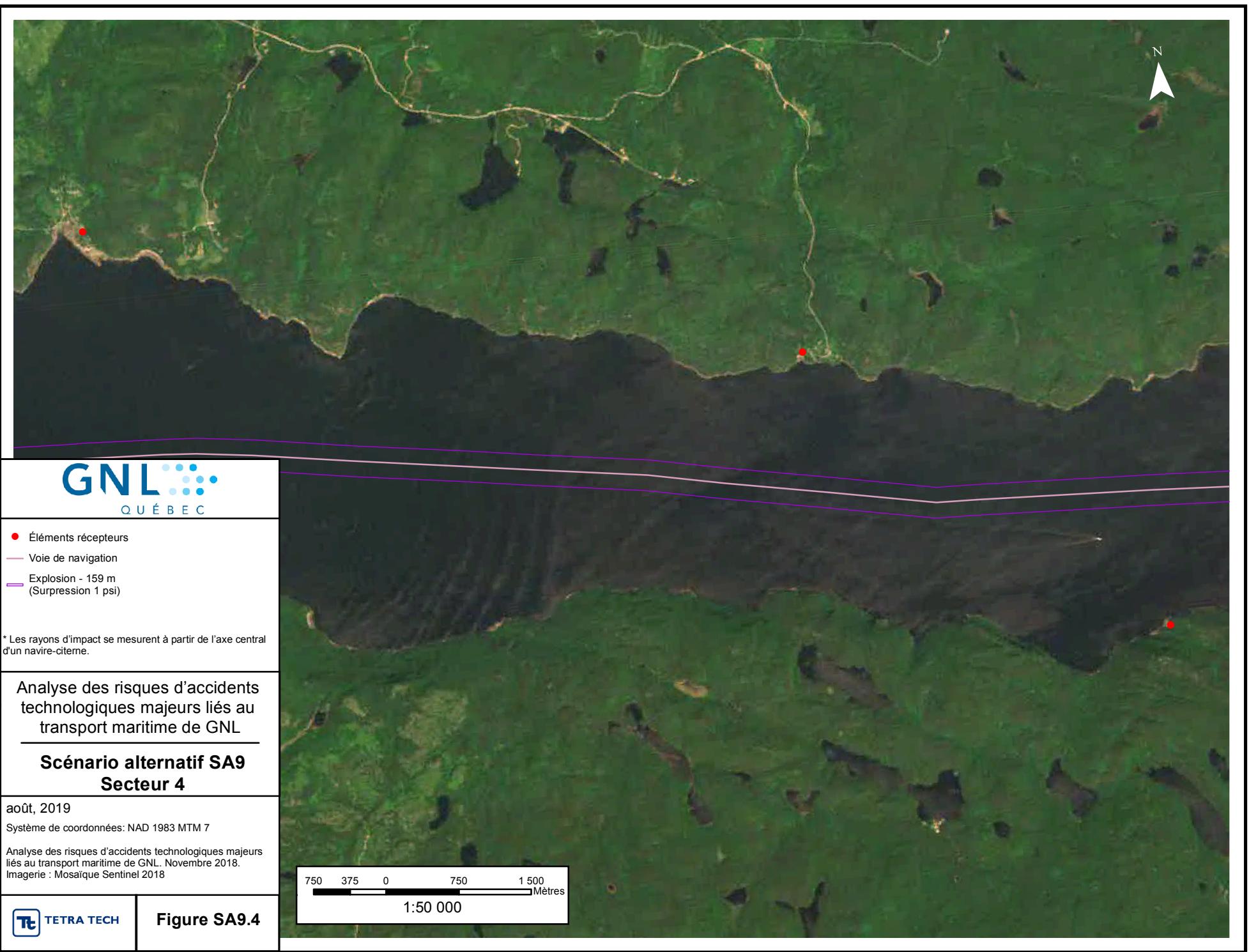






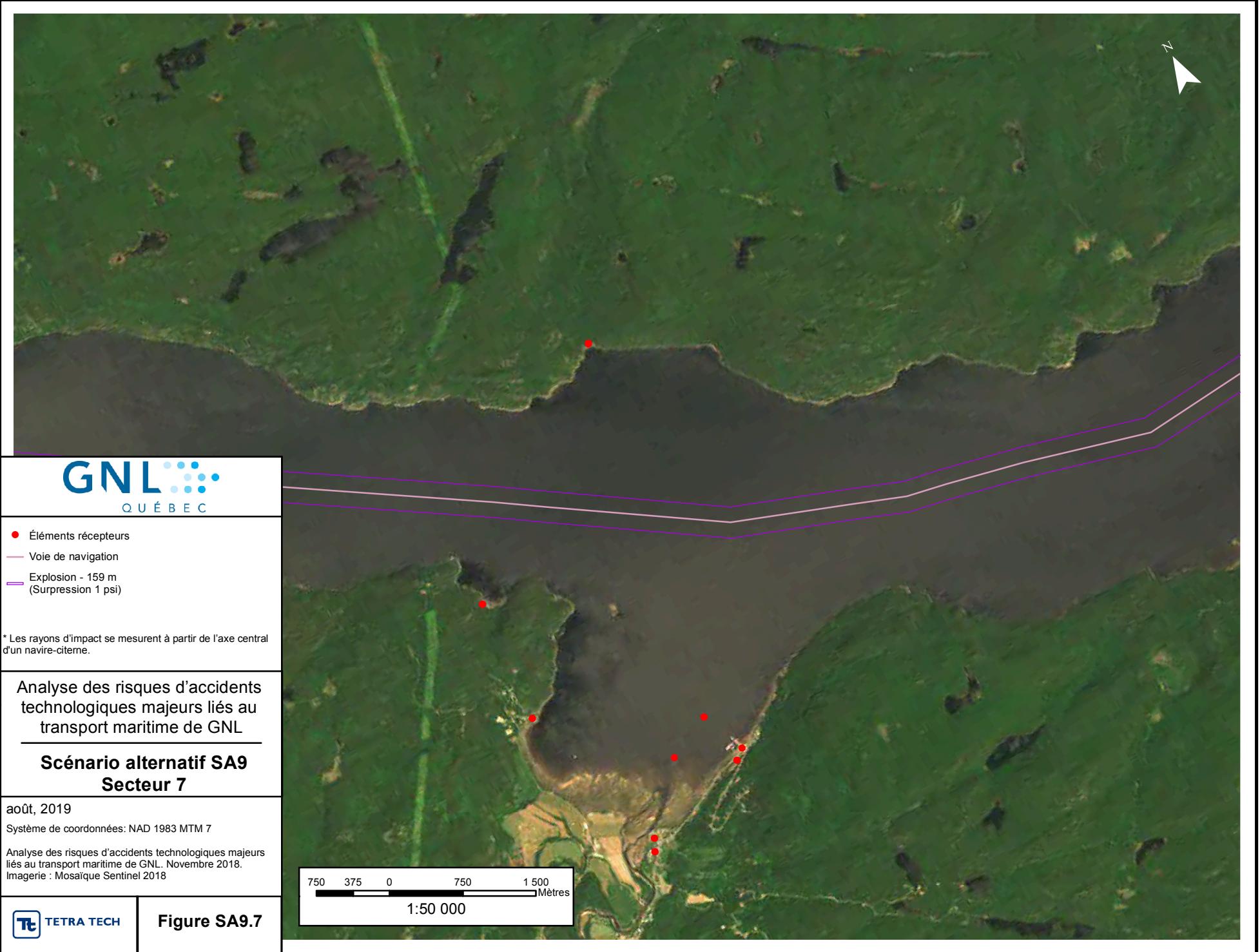


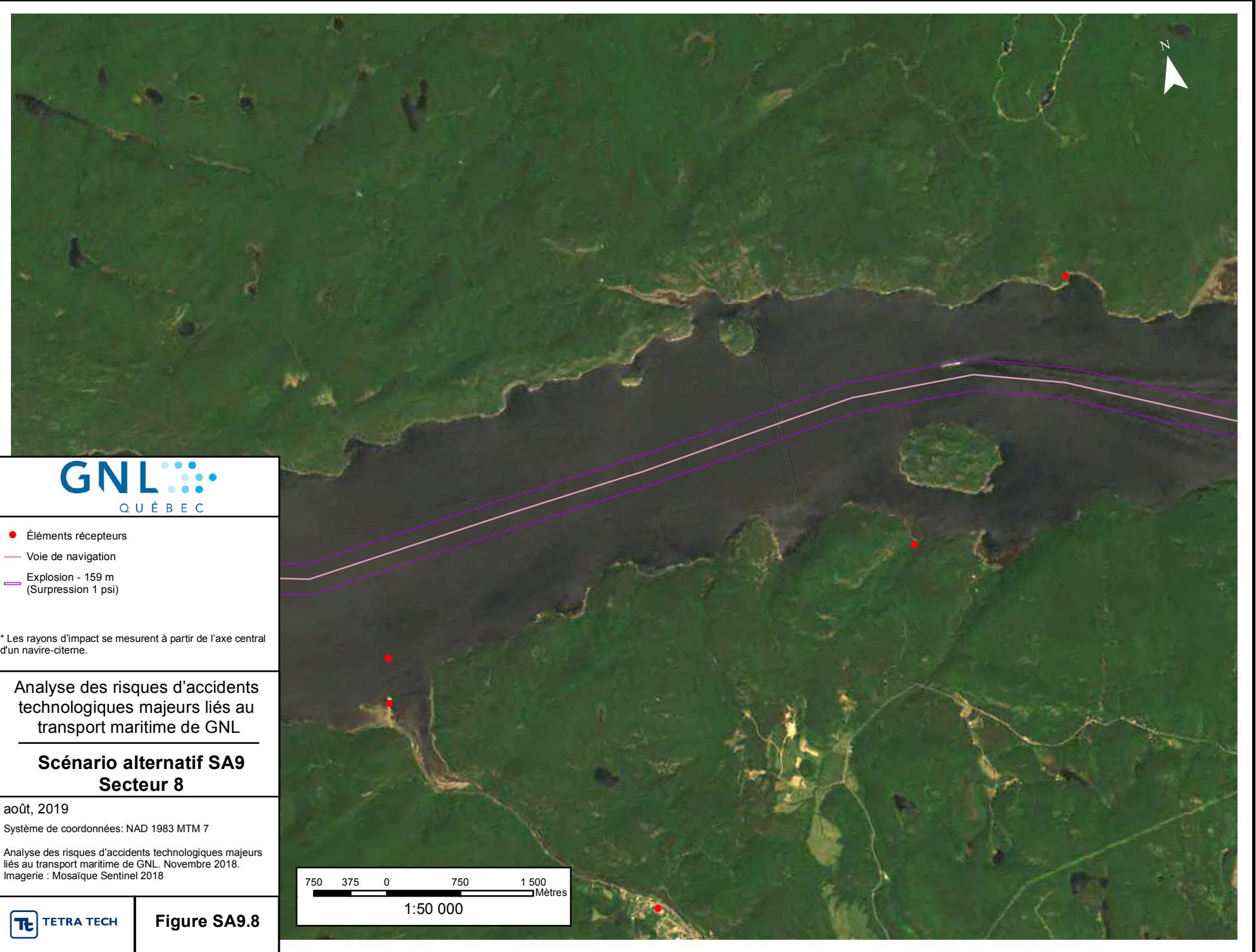


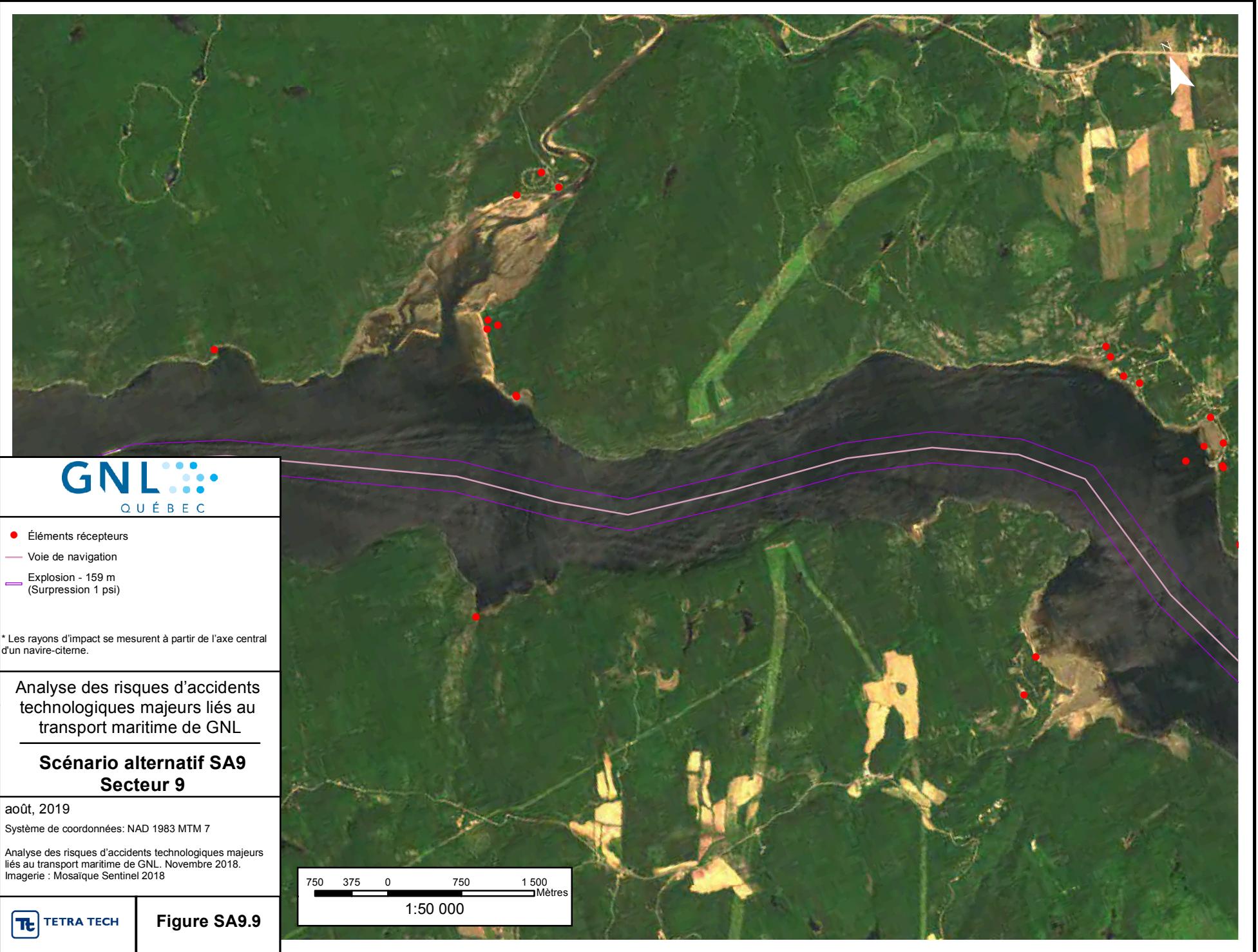


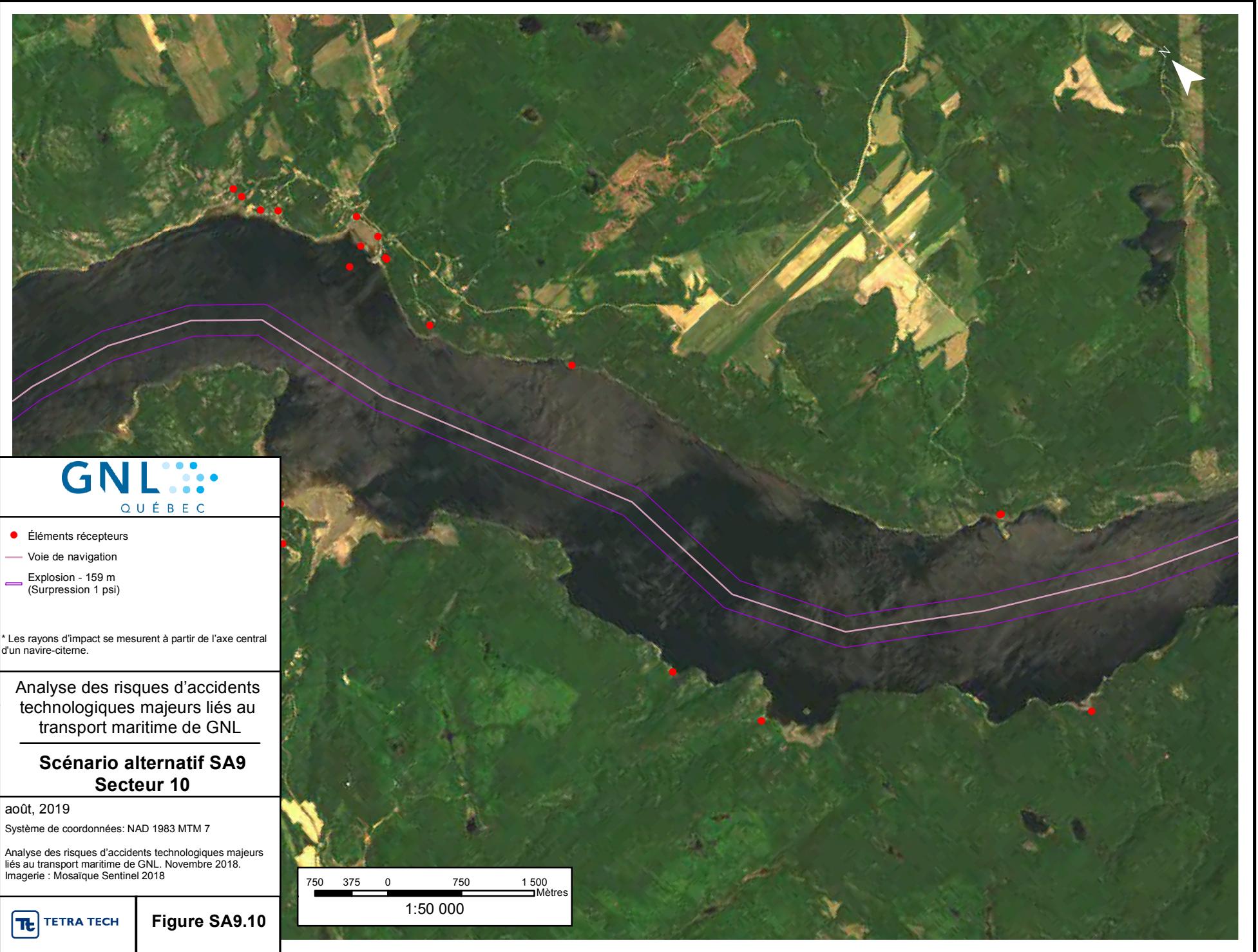


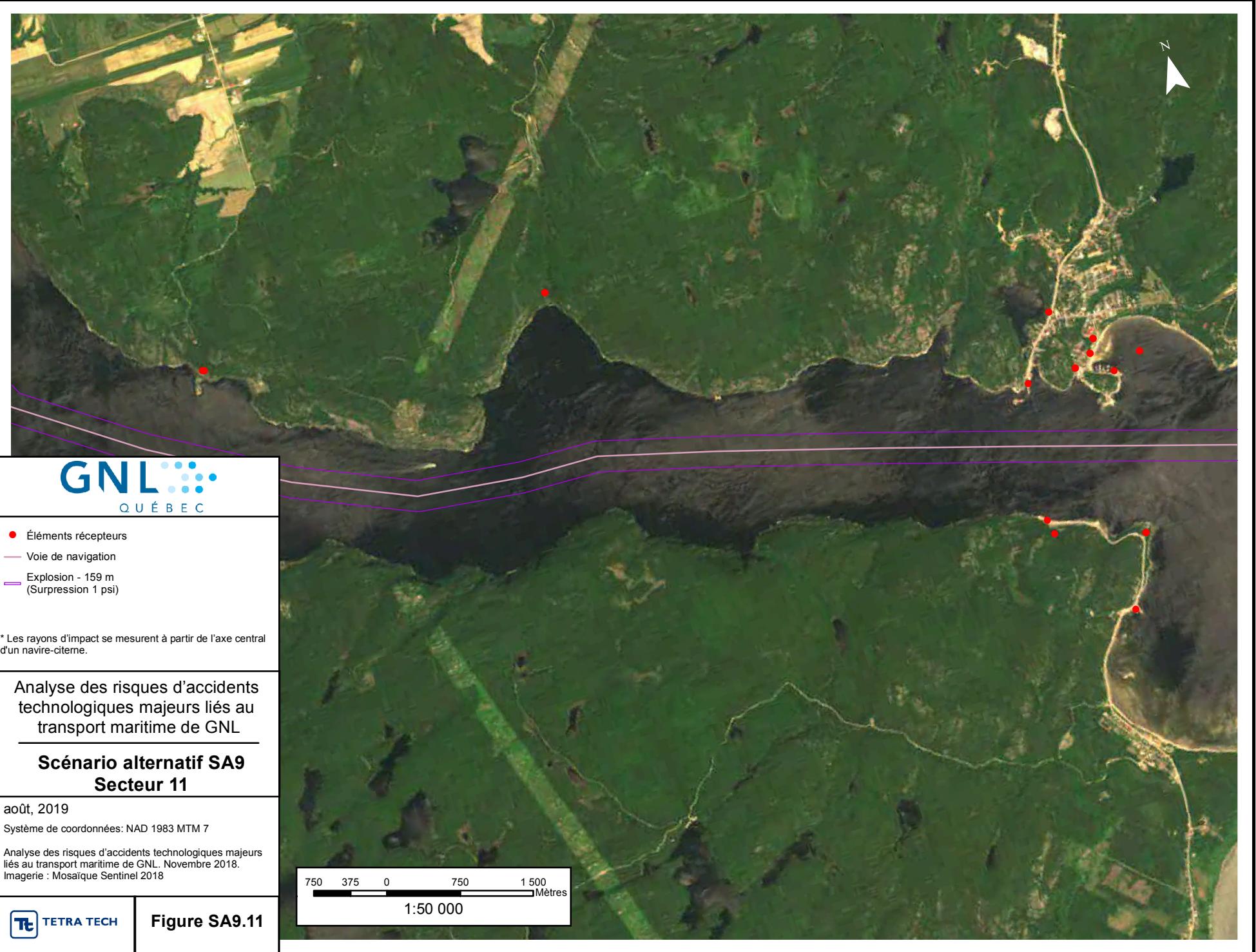




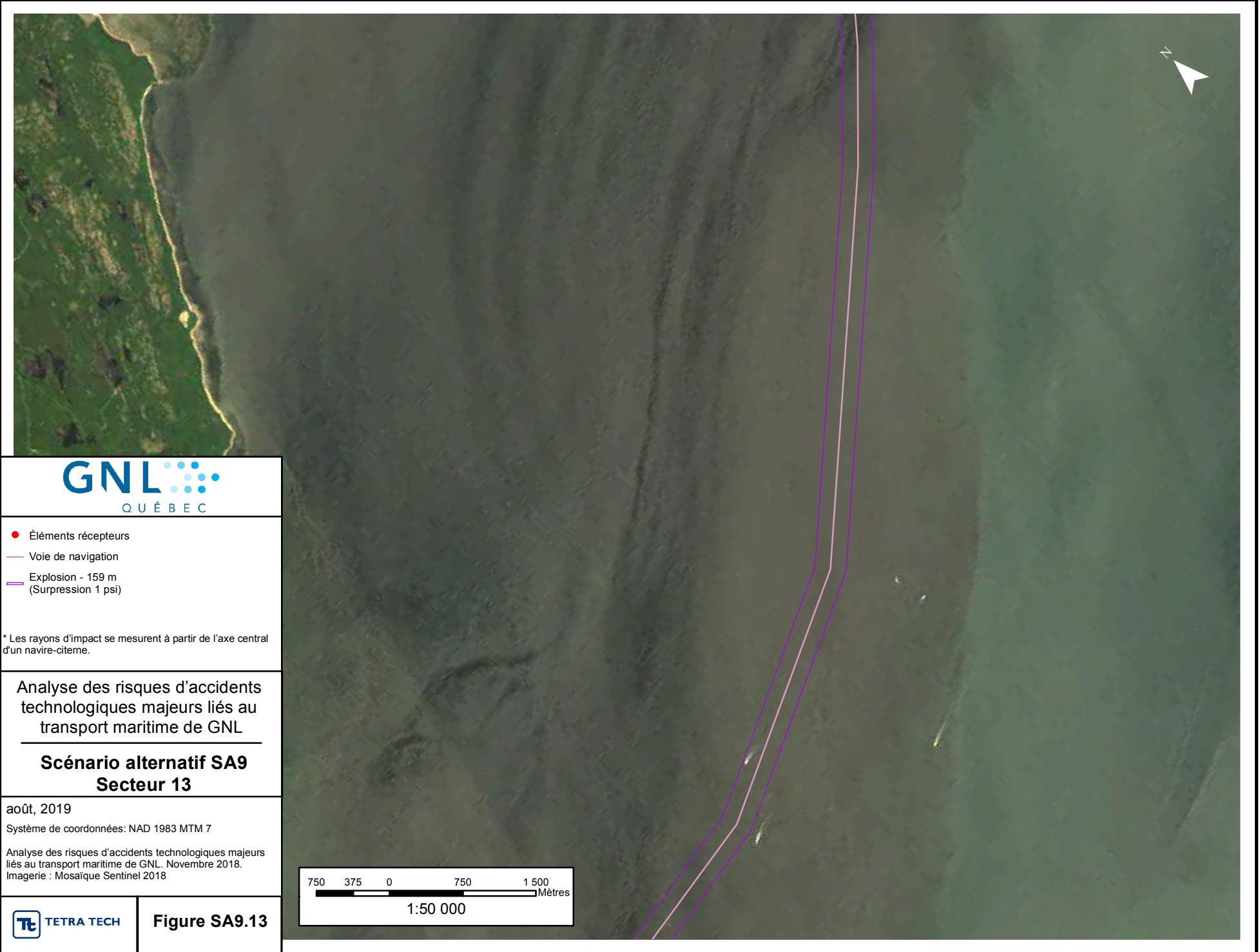


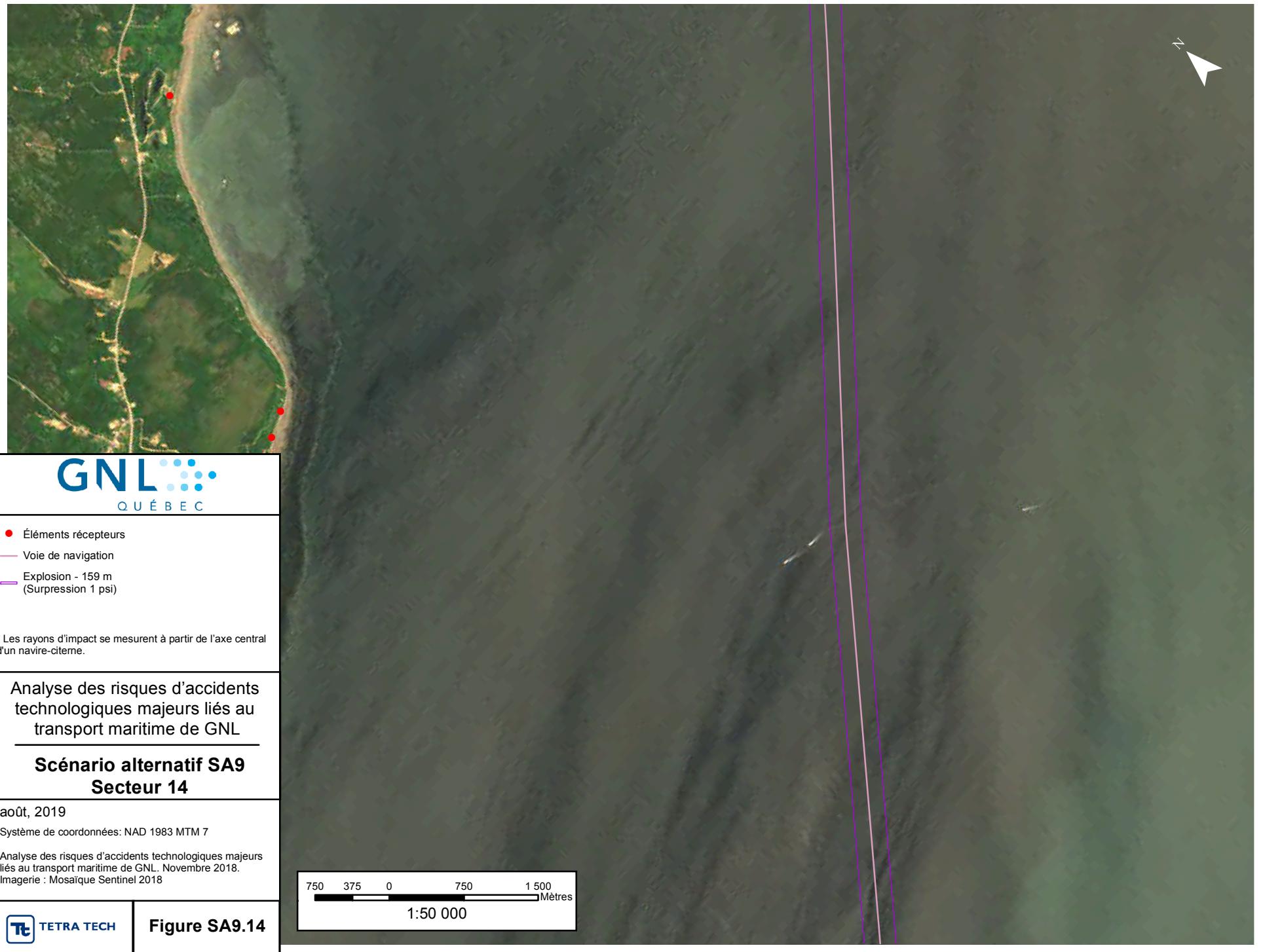


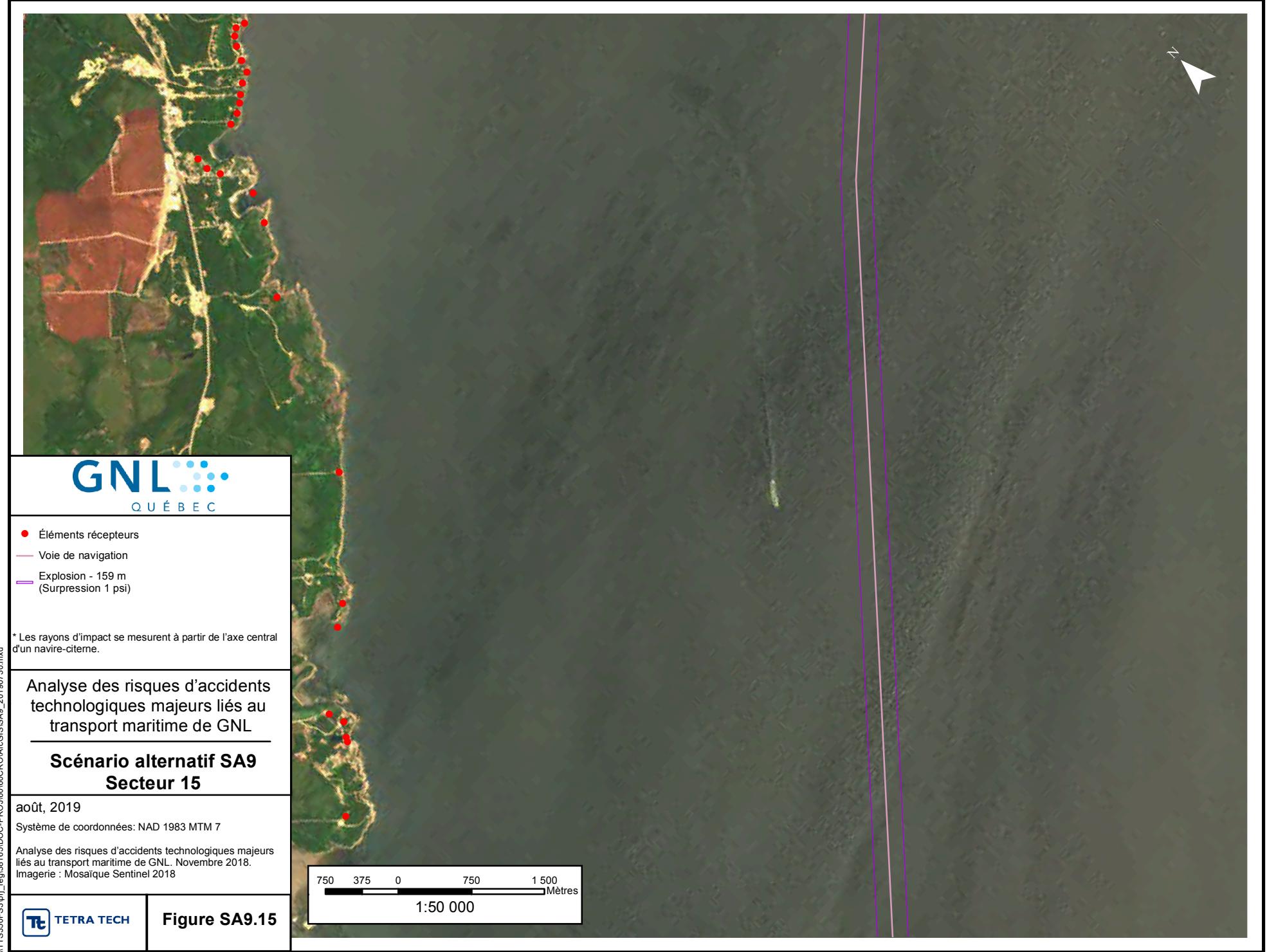


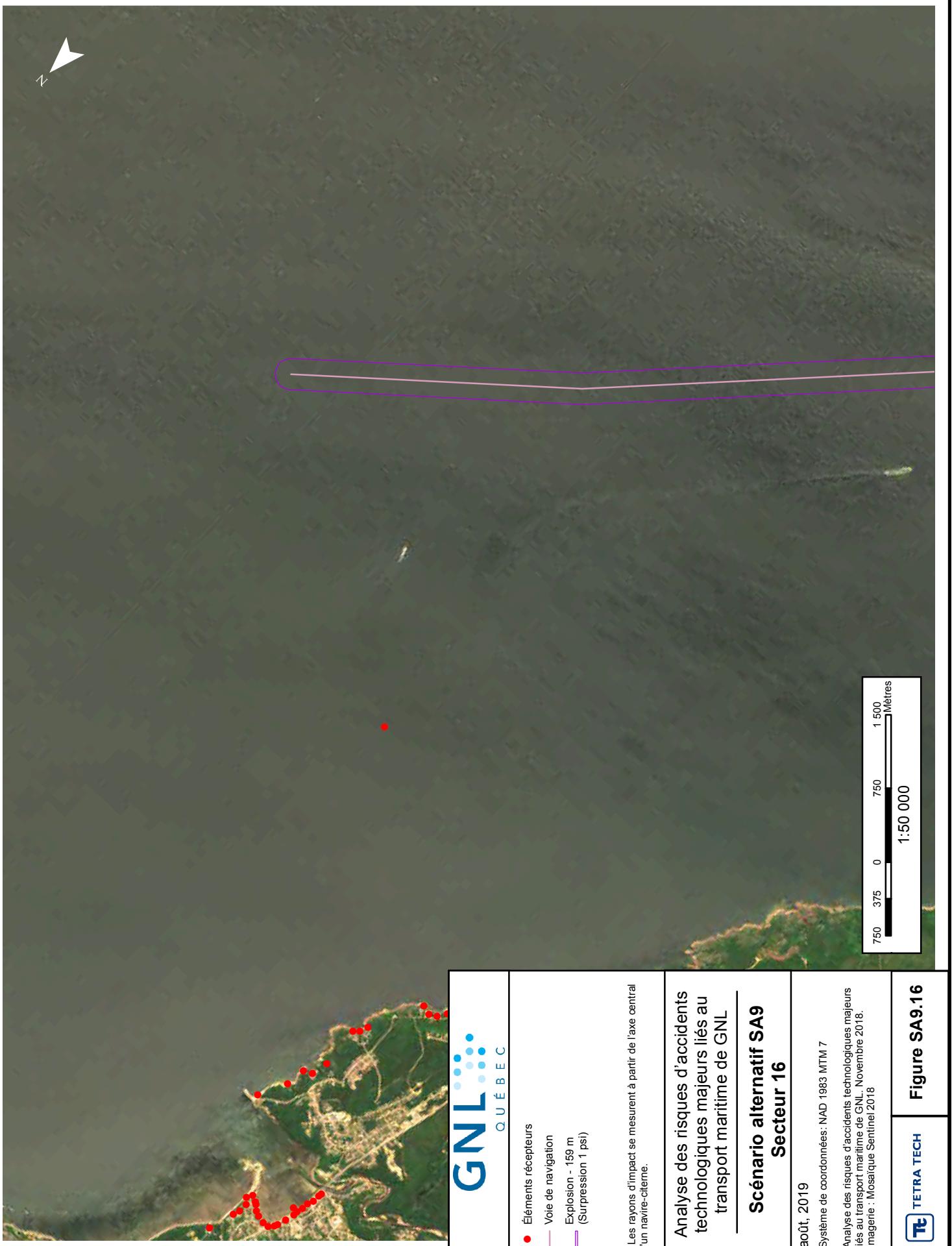


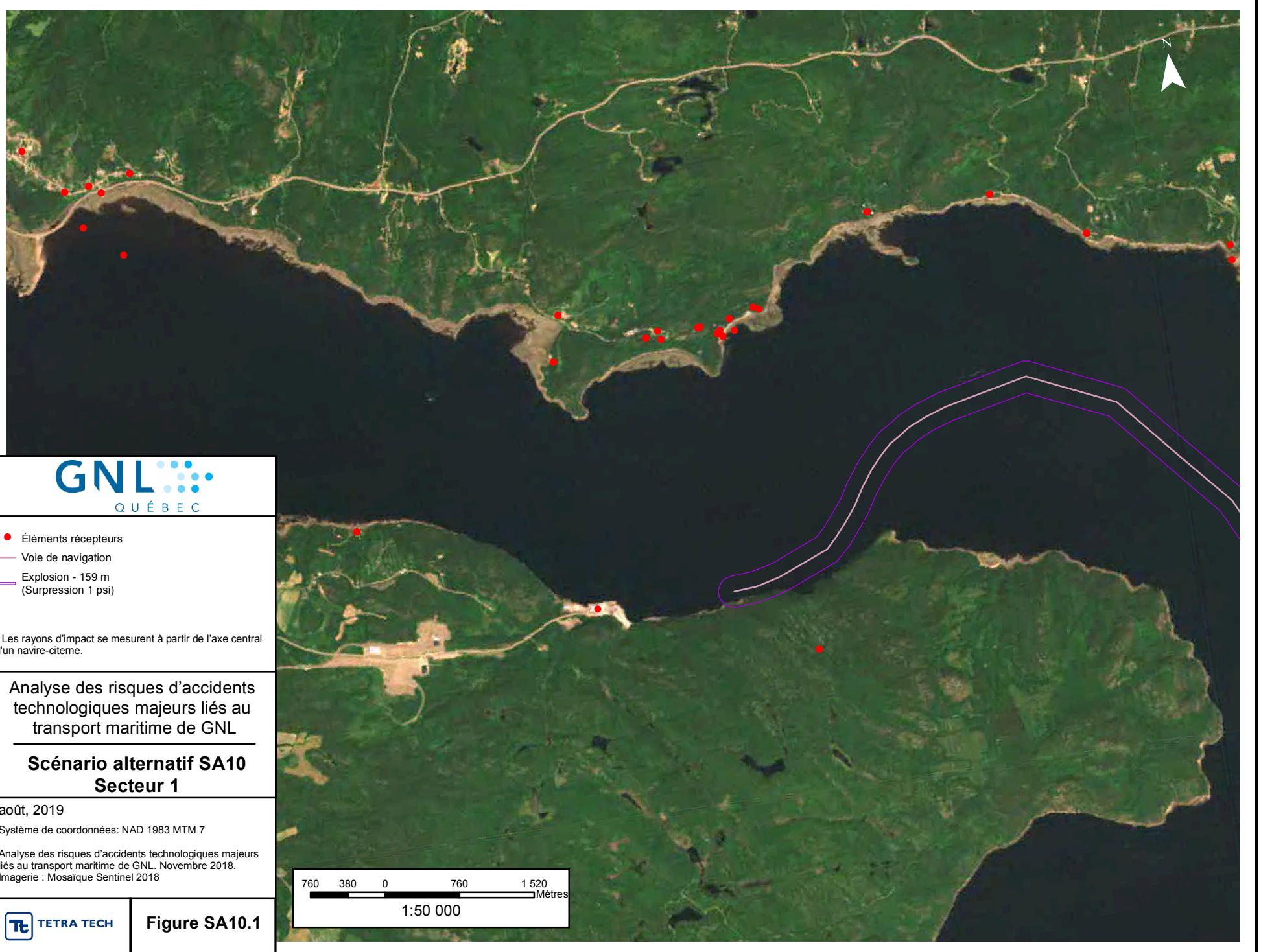


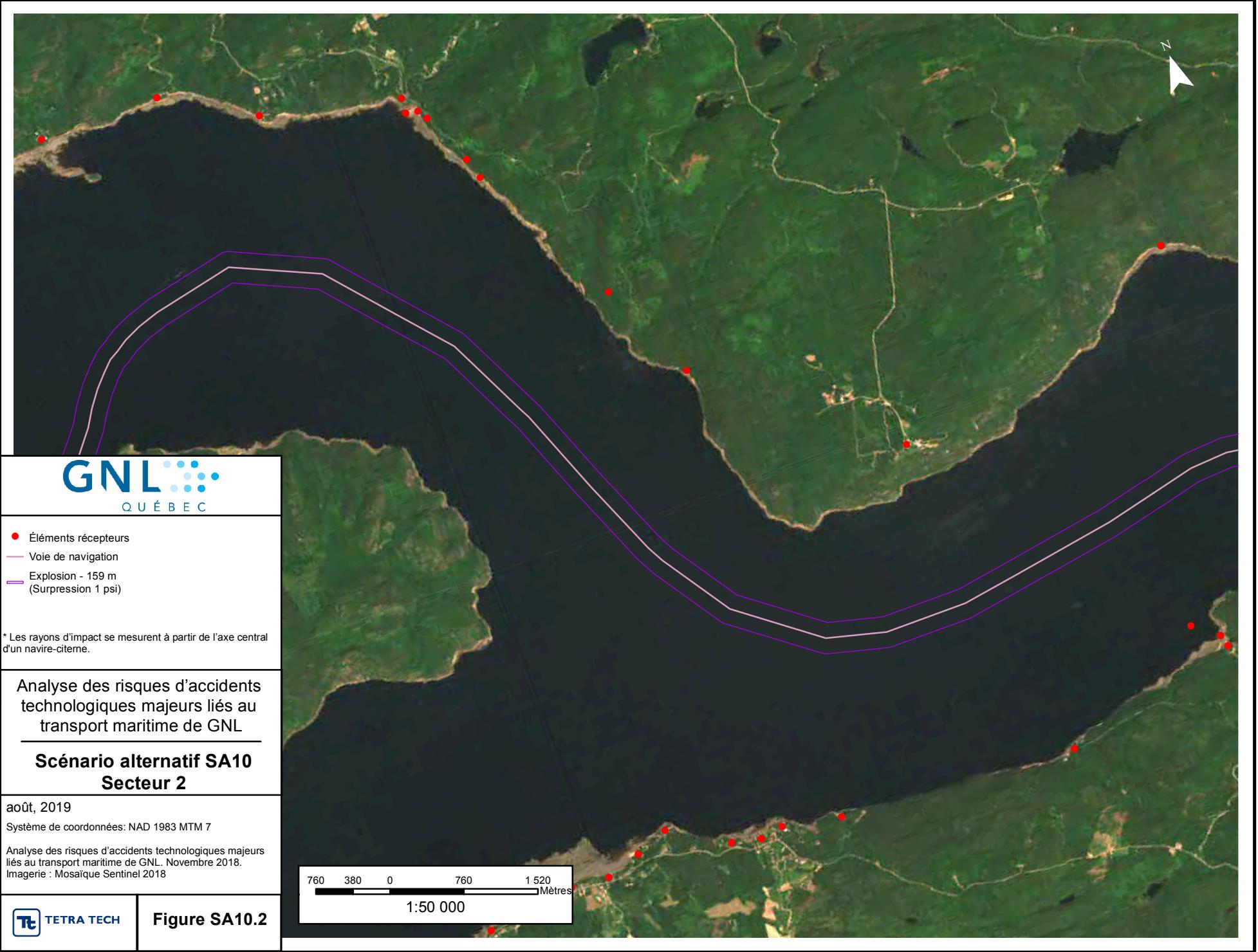


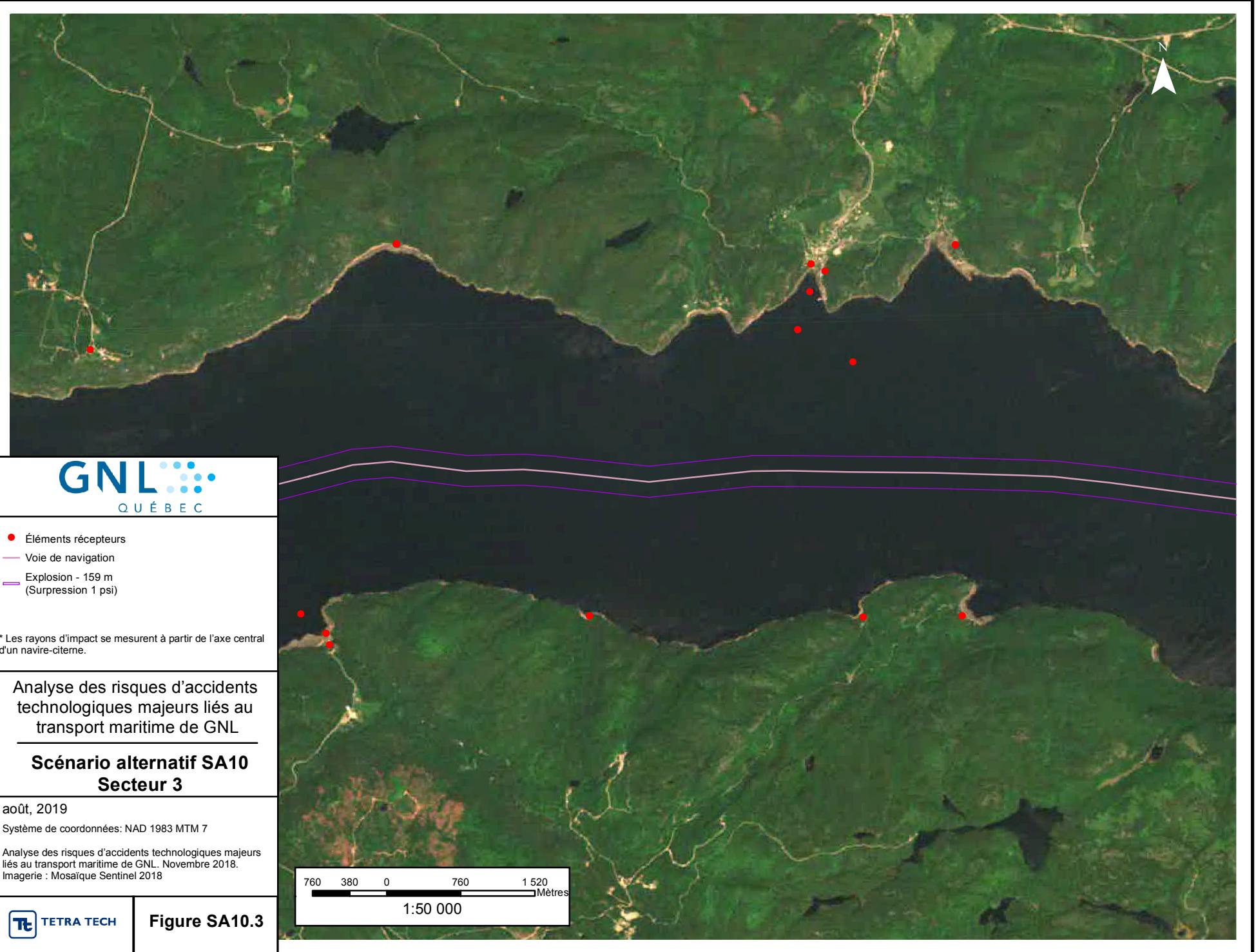


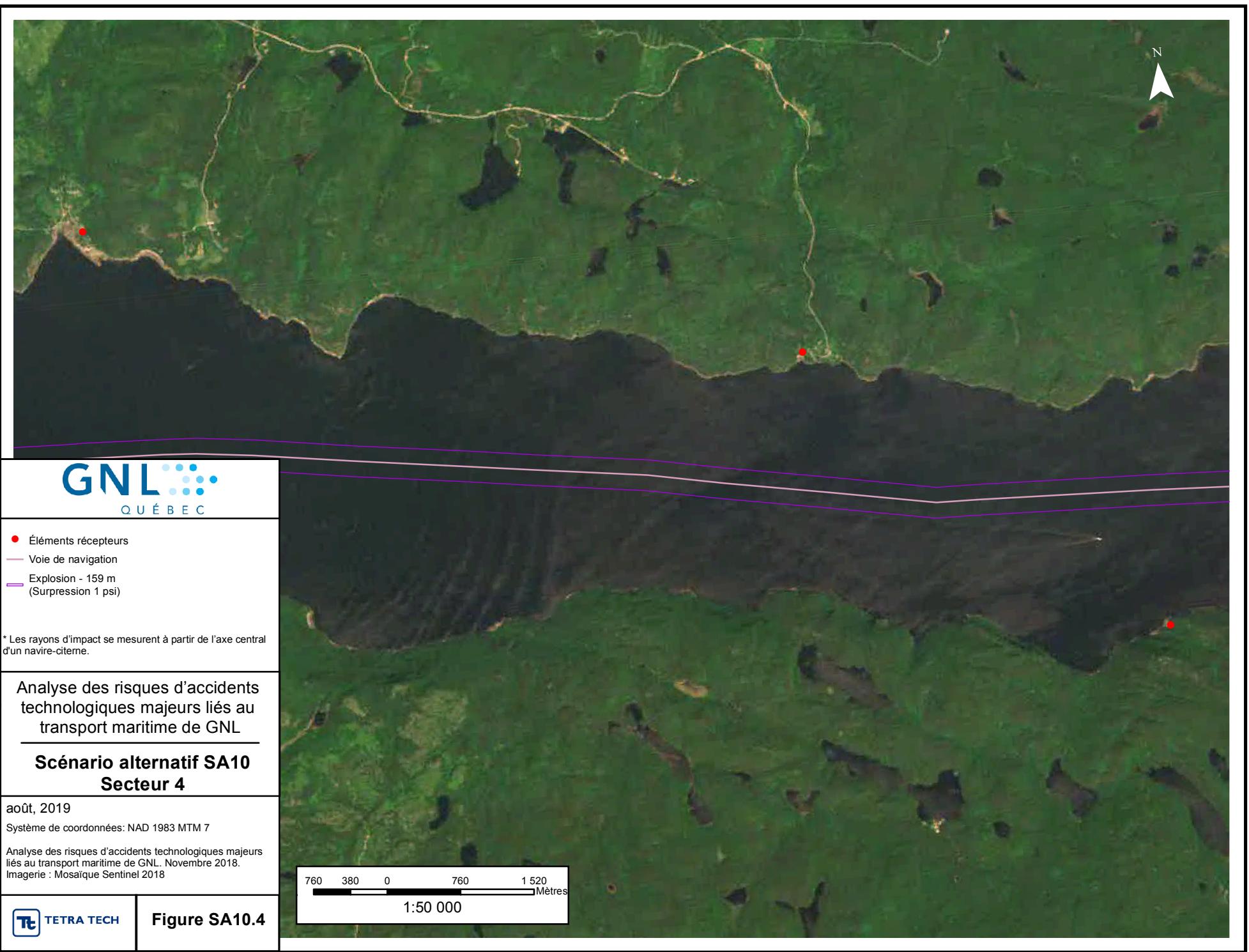






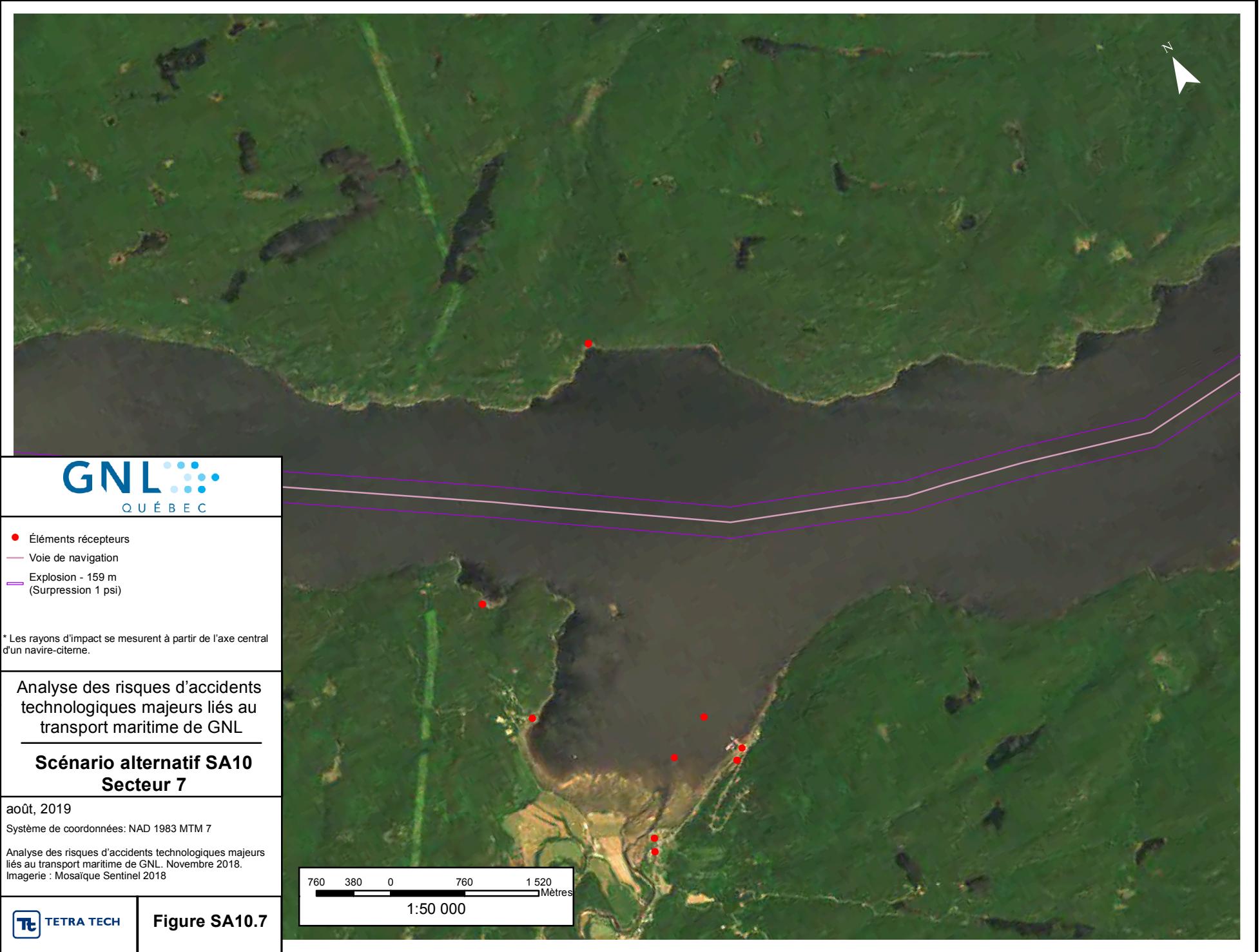


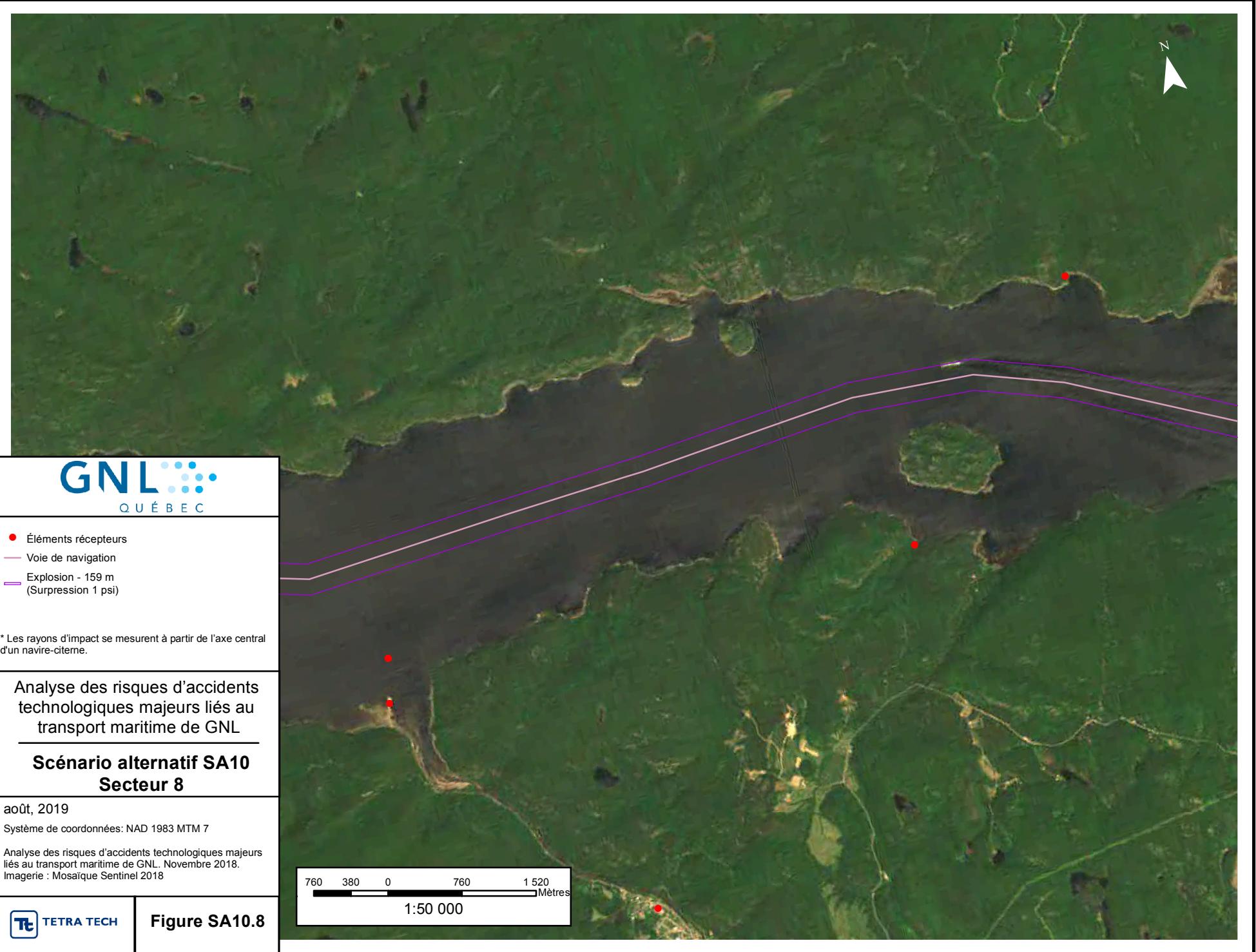


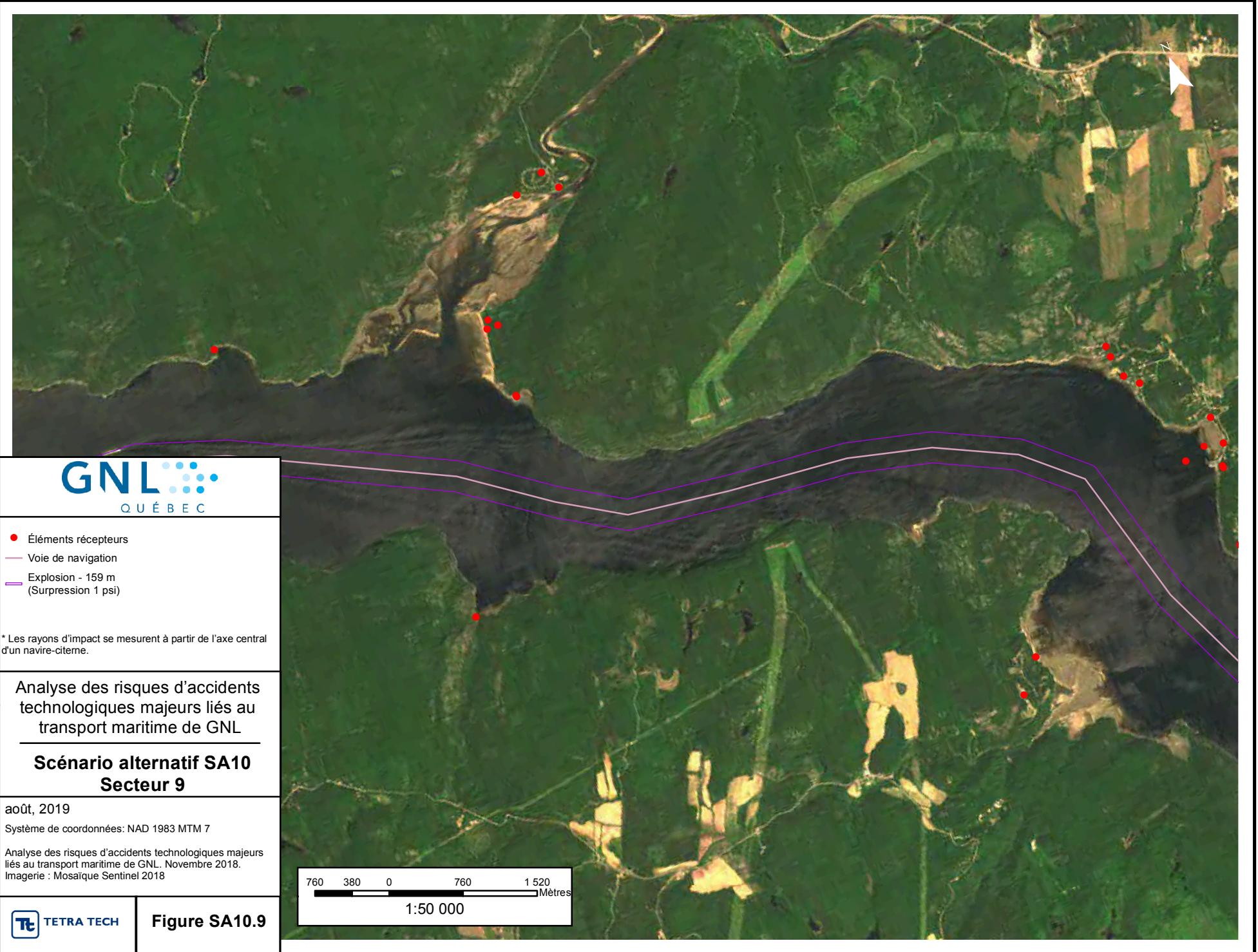


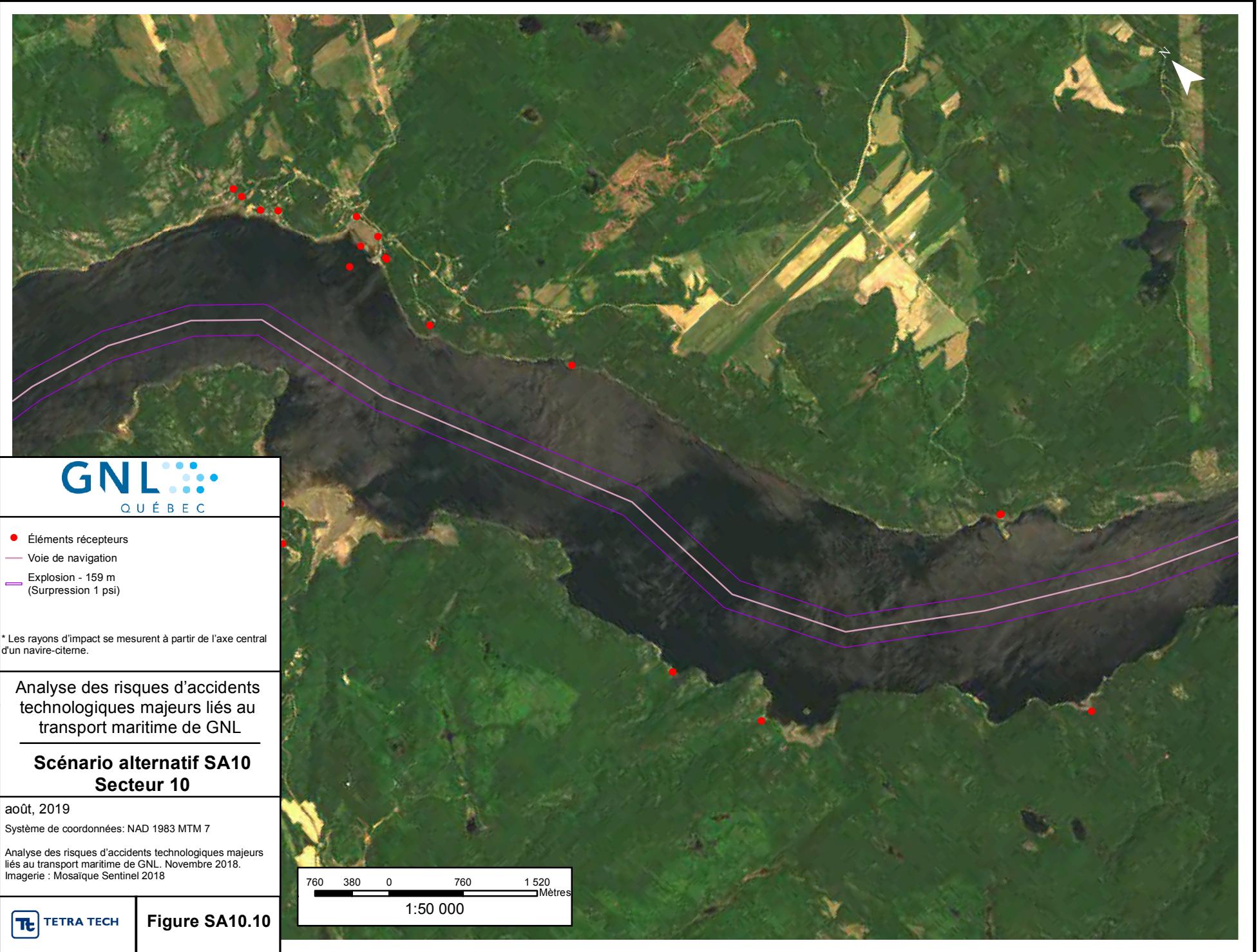


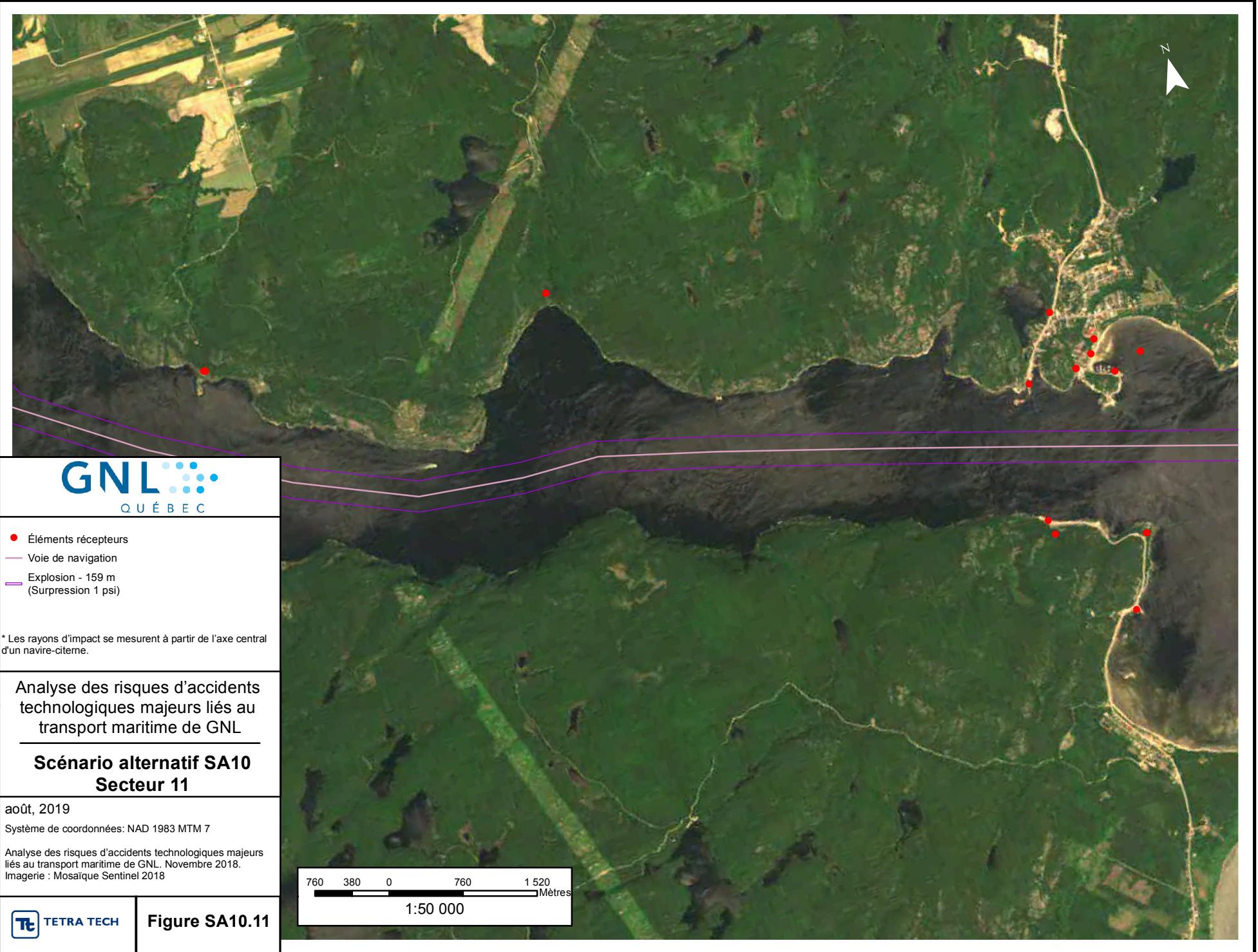




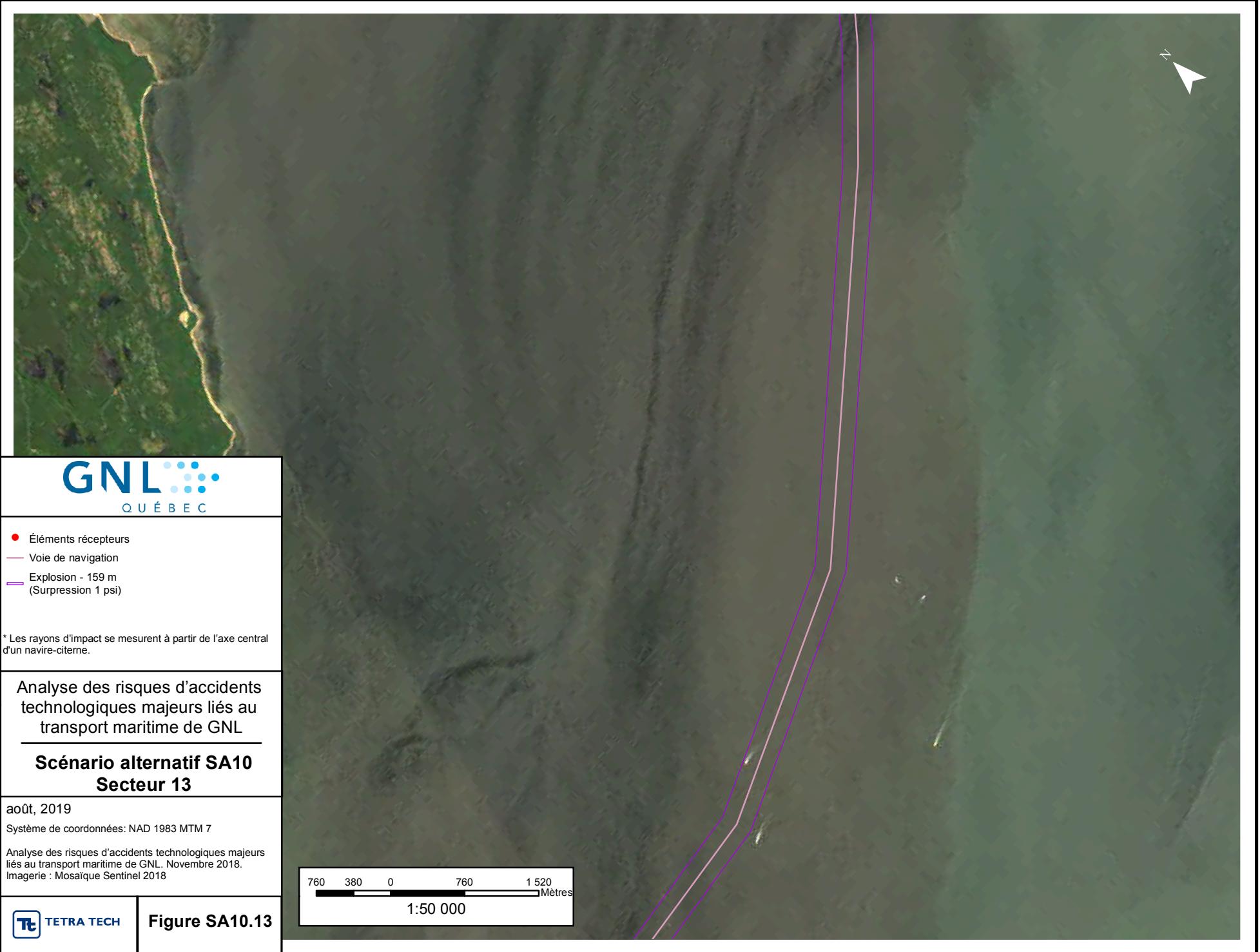




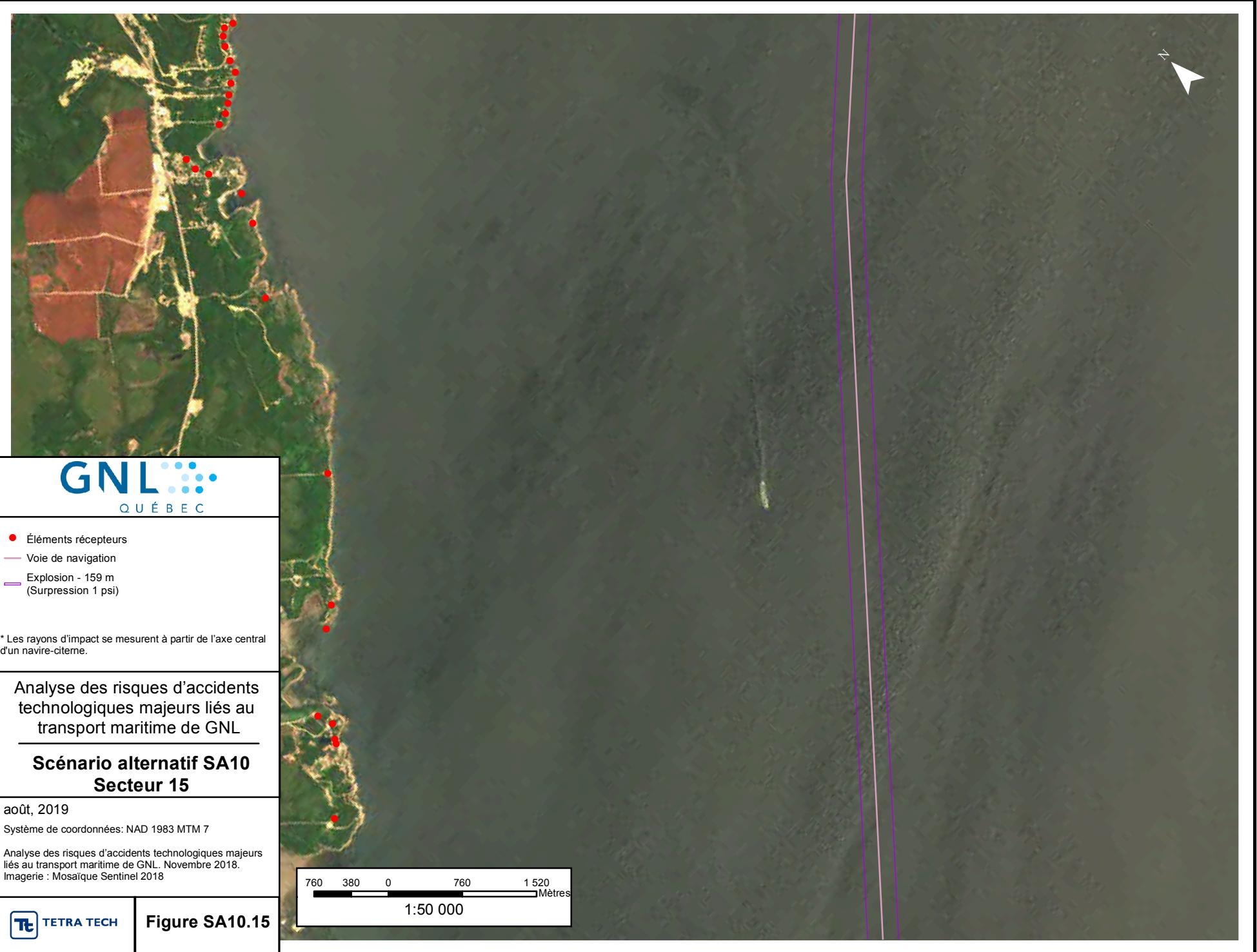


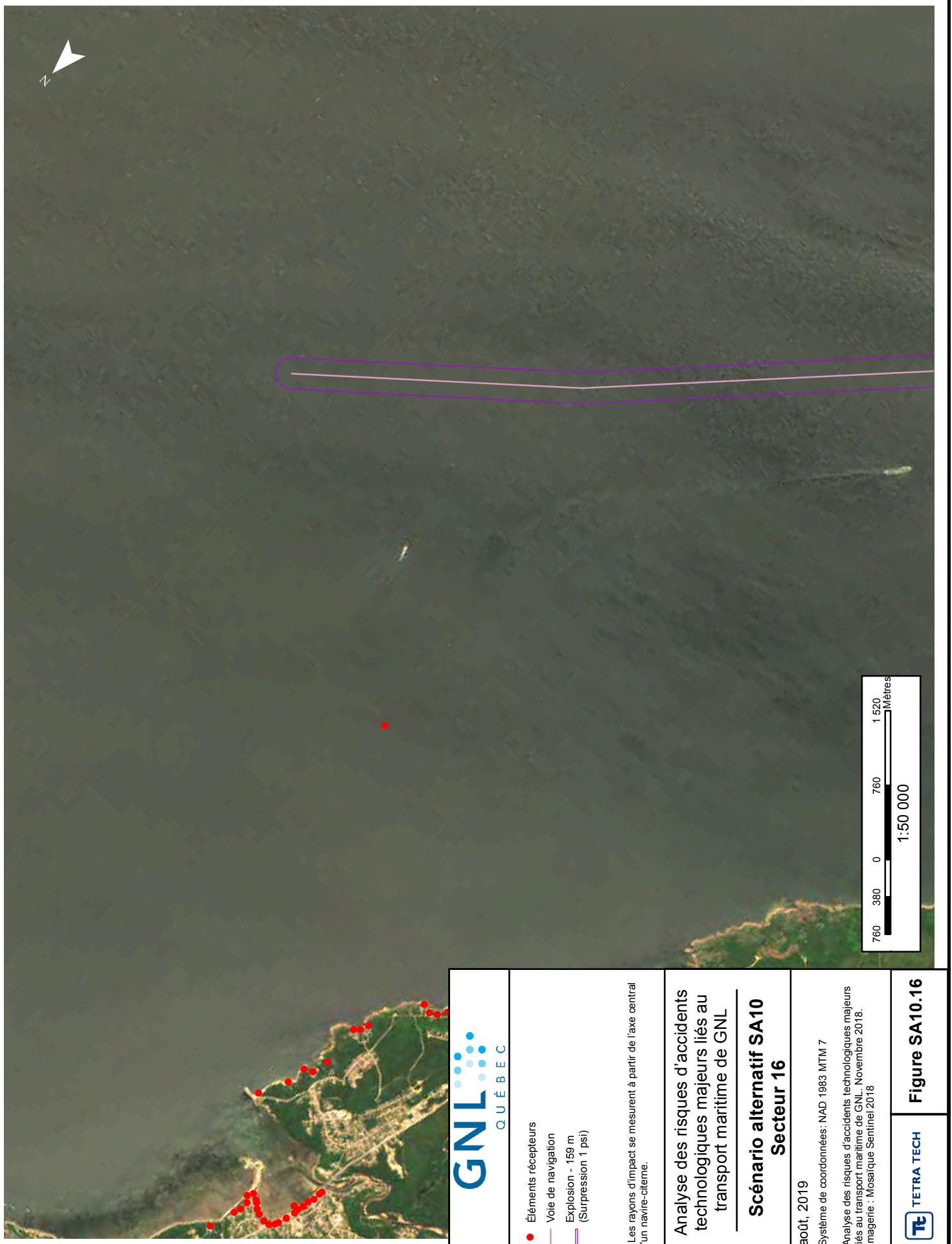












ANNEXE C-2 RÉSULTATS – COURBES DE RISQUE INDIVIDUEL



Figure C-1 - Risque individuel lié à une fuite accidentelle de GNL – Secteur 1 et Secteur 2

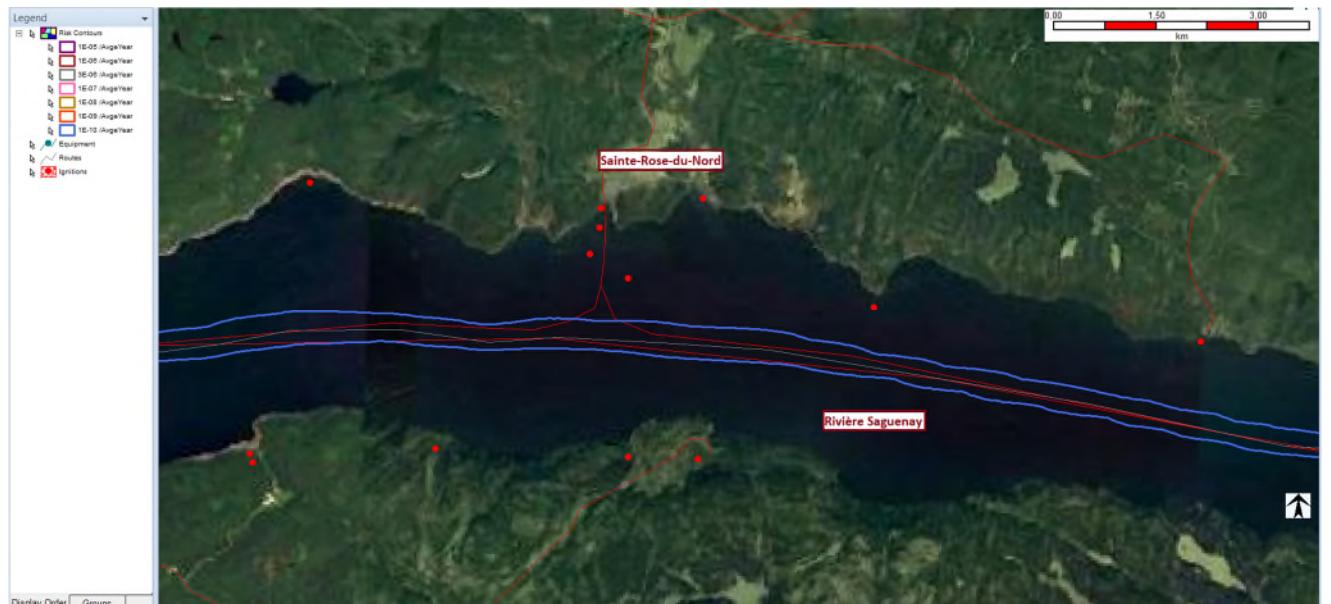


Figure C-2 - Risque individuel lié à une fuite accidentelle de GNL – Secteur 3



Figure C-3 - Risque individuel lié à une fuite accidentelle de GNL – Secteur 3 (suite)

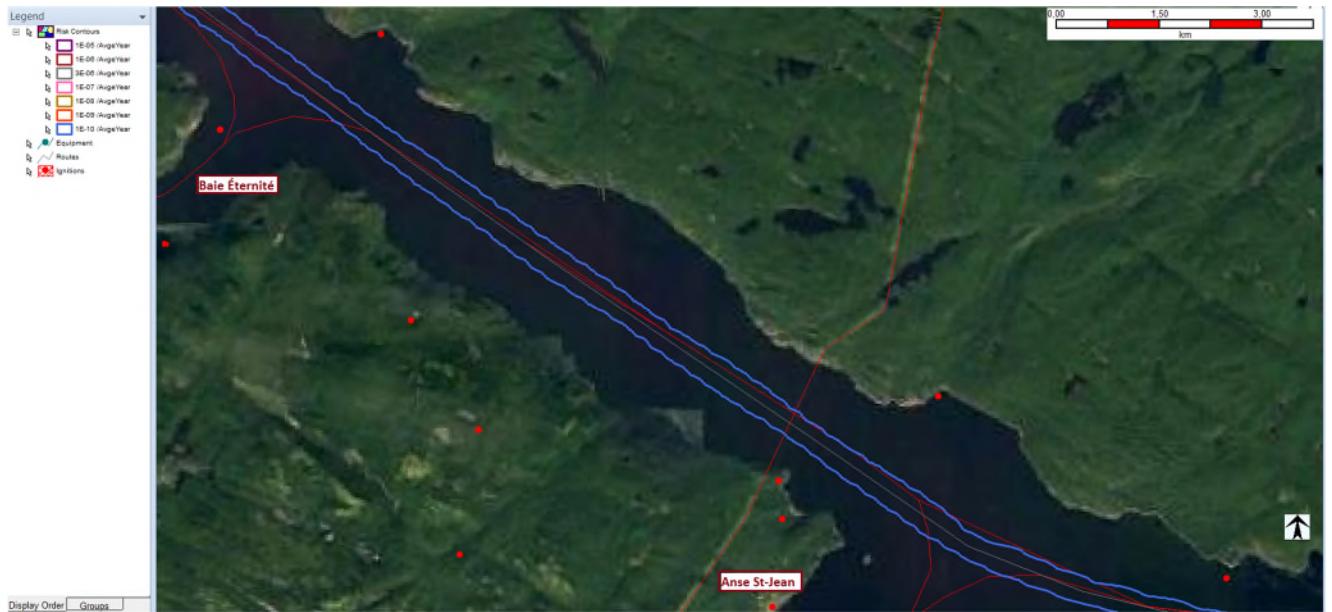


Figure C-4 - Risque individuel lié à une fuite accidentelle de GNL – Secteur 3 (suite)

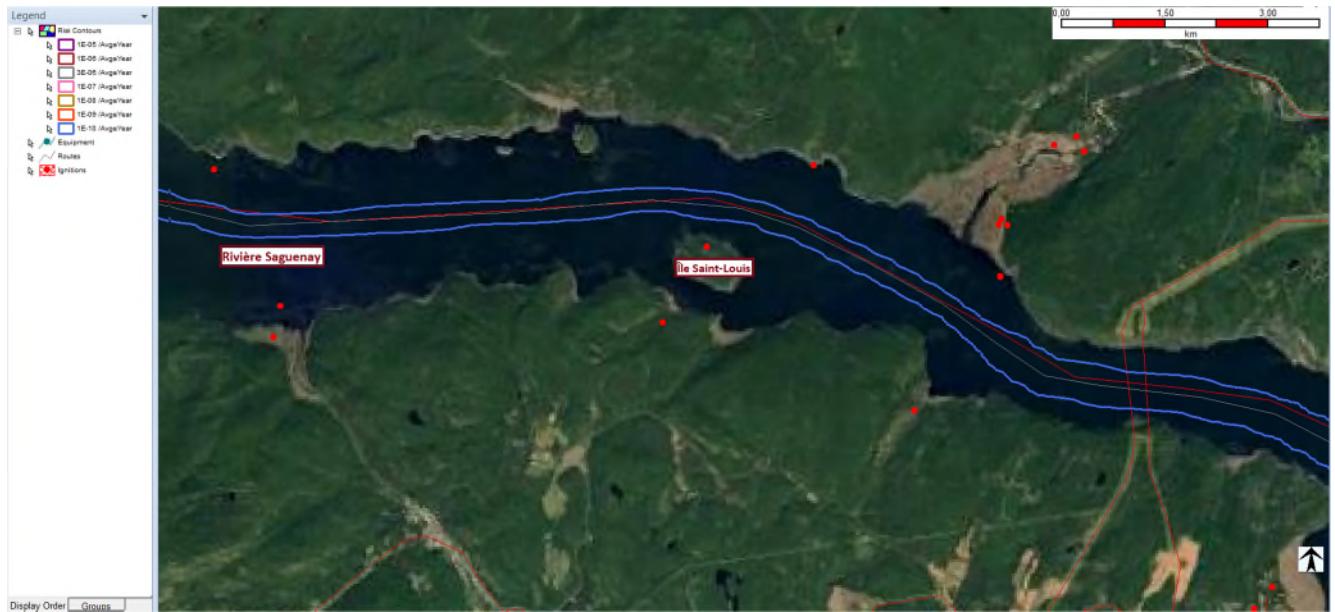


Figure C-5 - Risque individuel lié à une fuite accidentelle de GNL – Secteur 3 (suite)



Figure C-6 - Risque individuel lié à une fuite accidentelle de GNL – Secteur 3 et Secteur 4



Figure C-7 - Risque individuel lié à une fuite accidentelle de GNL – Secteur 4



Figure C-8 - Risque individuel lié à une fuite accidentelle de GNL – Secteur 4 et Secteur 5



Figure C-9 - Risque individuel lié à une fuite accidentelle de GNL – Secteur 5 (suite)

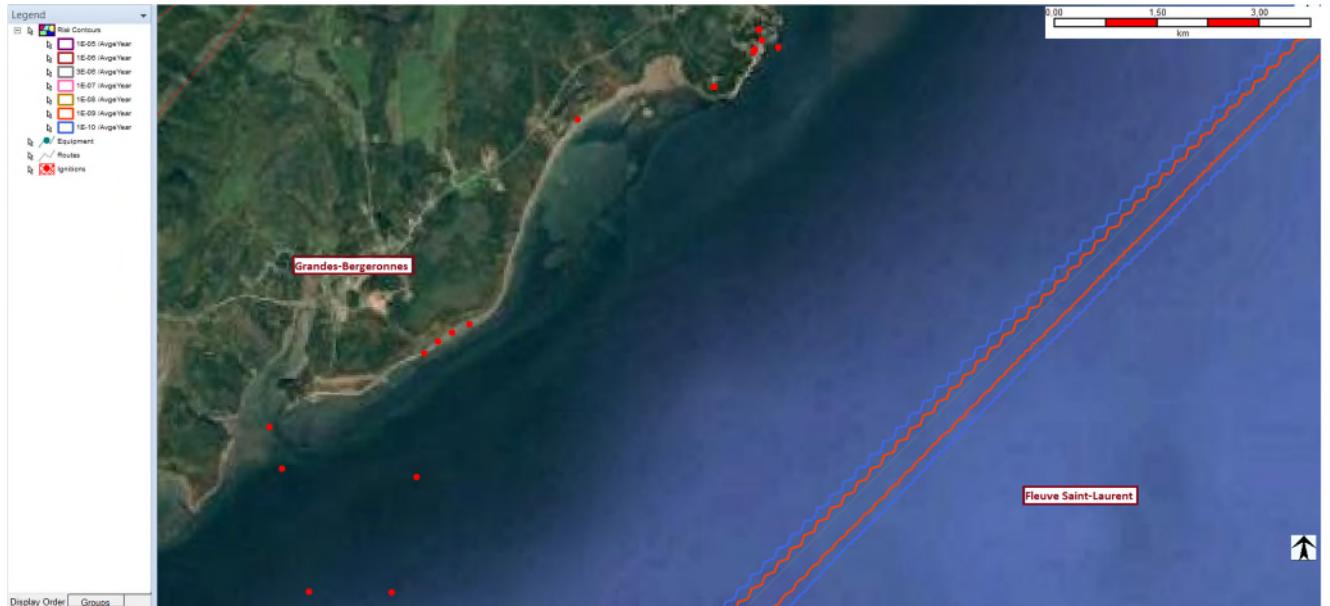


Figure C-10 - Risque individuel lié à une fuite accidentelle de GNL – Secteur 5 (suite)



Figure C-11 - Risque individuel lié à une fuite accidentelle de GNL – Secteur 5 (suite)



Figure C-11 - Risque individuel lié à une fuite accidentelle de GNL – Secteur 5 et Les Razades

ANNEXE D RÉFÉRENCES

Références citées dans l'étude:

1. **CRAIM, 2015.** Les valeurs de référence des seuils d'effets pour la planification des mesures d'urgence et l'aménagement du territoire, Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs (CRAIM), édition 2015.
2. **CRAIM, 2017.** Guide de gestion des risques d'accidents industriels majeurs, Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs (CRAIM), édition 2017.
3. **Énergir, 2015.** MSDS - Liquefied Natural Gas, Énergir (anciennement Gaz Métro), juillet 2015
4. **GNL Québec, 2018.** <http://energiesaguenay.com/fr/propos-du-gnl/production-transport/>
5. **GIIGNL, 2017.** The LNG industry Annual report, Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GIIGNL), 2017
6. **MELCC, 2002.** Guide d'analyse de risque d'accidents technologiques majeurs, Marie-Claude Théberge, MELCC, juin 2002.
7. **MELCC, 2015.** Directive pour le projet Énergie Saguenay de construction d'un complexe de liquéfaction de gaz naturel sur le territoire de la ville de Saguenay par GNL Québec Inc., Dossier 3211-10-021, Direction générale de l'évaluation environnementale et stratégique, MELCC, décembre 2015.
8. **OGP, 2010.** Ignition probabilities, Report No. 434 – 6.1, International Association of Oil & Gas Producers, OGP Publication, Mars 2010.
9. **OMI, 2005.** Directives pour l'élaboration de plans d'urgence de bord contre la pollution des mers par les hydrocarbures et/ou les substances liquides nocives » (résolution MEPC.85(44), adoptée le 13 mars 2000 et modifiée par la résolution MEPC.137(53), adoptée le 22 juillet 2005 par l'Organisation Maritime Internationale (OMI)).
10. **QUEST, 2018a.** Preliminary Quantitative Risk Assessment and Consequence Analysis for the Énergie Saguenay LNG Project, 26175-QRA01-RevF0, Quest Consultants, 2018.
11. **RIVM, 2009.** Manual Bevi Risk Assessments, Rev. 3.2, RIVM, 2009
12. **Science Direct, 2007.** Analysing the risk of LNG carrier operations, E.Vanem et al., Reliability Engineering and System Safety, Science Direct, Août 2007.
13. **Transports Canada, 2014.** Processus d'examen TERMPOL (TP 743F), décembre 2014.
14. **USEPA, 2018.** Code of Federal Regulations, 40 CFR Part 68, Subpart B - Hazard Assessment, USEPA, novembre 2018 (https://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=39b583ccbcb4cd66289b26c24f864686&mc=true&tpl=/ecfrbrowse/Title40/40cfr68_main_02.tpl).
15. **UDEPA, 2009.** Risk Management Program Guidance for Offsite Consequence Analysis, USEPA, mars 2009 (<https://www.epa.gov/rmp/rmp-guidance-offsite-consequence-analysis>).
16. **WOODWARD, 2010.** LNG risk based safety: modeling and consequence analysis, John L Woodward, Robin Pitblado, AIChE/Wiley, 2010.
17. **WSP, 2018.** Évaluation des effets et des risques environnementaux liés à l'accroissement du transport maritime sur le Saguenay. Rapport préliminaire. Rapport produit pour GNL Québec Inc. 157 pages et annexes, juin 2018.

Autres références:

1. *A Contribution to the Analysis of Maritime Accidents with Catastrophic Consequence*, Lusic Zvonimir M. Sc., Erceg Tonci, Faculty of Maritime Studies Split, Croatia.
2. *Active and passive measures to maintain pressure in LNG fuel systems for ships*, Master Thesis, Hugo Eugen Hernes, Norwegian University of Science and Technology - Department of Energy and Process Engineering, 2015.
3. *Boil off gas handling on LNG fuelled vessels with high pressure gas injected engines*, Master Thesis, Arrigo Battistelli, Politecnico di Milano, Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione 2014/2015.
4. *Breach and Safety Analysis of Spills Over Water from Large Liquefied Natural Gas Carriers - SANDIA REPORT (SAND2008-3153)*, Anay Luketa, M. Michael Hightower, Steve Attaway, Sandia National Laboratories, mai 2008.
5. *Characterization of the Reliquefaction Systems installed on board of the LNG ships (28(100) z. 1 pp. 83–87)*, M. Matyszczak, L. Kaszycki, Scientific Journals, Maritime University of Szczecin, 2011.
6. *Consequences of LNG Marine Incidents*, R M Pitblado, J Baik, G J Hughes, C Ferro, S J Shaw, Det Norske Veritas (USA) Inc., CCPS Conference Orlando June 29-July 1 2004.
7. *Cryogenic Refrigeration Cycle for Re-Liquefaction of LNG Boil-Off Gas*, J. W. Moon, Y. P. Lee, Y. W. Jin, E. S. Hong and H. M. Chang, International Cryocooler Conference, Inc., 2007.
8. *CSA Z276 Siting Study for the Énergie Saguenay LNG Project*, 26175-CAS01-RevF0, Quest Consultants, 2018.
9. *Hazard Identification Analysis (HAZID/ENVID) Énergie Saguenay LNG Project*, 6034-26175-HID02-RevD1, Quest Consultants, 2018.
10. *Impact of ship age on tanker accidents*, A. Papanikolaou, E. Eliopoulou, Proceedings of the 2nd Int. Symposium on "Ship Operations, Management and Economics", The Greek Scetion of the Society of Naval Architects and Marine Engineers (SNAME), Athens, Sep. 17-18, 2008.
11. *Liquefied Natural Gas Safety Research Report to Congress*, United States Department of Energy - Office of Fossil Energy, mai 2012.
12. *LNG Pool Fire Modeling*, White Paper, Mary Kay O'Connor Process Safety Center, Artie McFerrin Department of Chemical Engineering, Texas A&M University System, Septembre 2008.
13. *LNG source term models for hazard analysis - A review of the state-of-the-art and an approach to model assessment*, Dr DM Webber, Dr SE Gant, Dr MJ Ivings & SF Jagger, Health and Safety Laboratory, 2006.
14. *LNG systems for natural gas propelled ships*, M Chorowski, P Duda, J Polinski, J Skrzypacz, Wroclaw University of Technology, Poland. IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering, CEC 2015.
15. *On-board reliquefaction for LNG ships*, Dr. K-D.Gerdsmeier & W.H.Isalaki, Tractebel Gas Engineering, GasTech, 2005.
16. *Propulsion Trends in LNG Carriers - Two-stroke Engines*, MAN Diesel & Turbo, August 2013.

17. *Safety and Risk Management of Large LNG Spills Over Water*, Michael Hightower, Energy Systems Analysis Department, Sandia National Laboratories.
18. *Ship systems for natural gas liquefaction* (30 (2016) pp.105-112), A. Vorkapić et al., Scientific Journal of Maritime Research, 2016.
19. *Summary of investigations into the effect of fire on LNG carrier cargo containment systems*, SIGTTO, 2004.
20. *Tankers, accidents/incidents and trends*, Kostas Deilakis, Lloyd's Register Marine.

Logiciels :

1. PHAST version 8.11 (DNV-GL)
2. SAFETI version 8.11 (DNV-GL)
3. ArcGIS (Esri)
4. Google Earth Pro 2018 (Google)

