

ÉLECTRIFICATION DE LA MACHINERIE FORESTIÈRE

Analyse technico-économique : EROEI, synergie hydro-éolienne
et électrification des chantiers forestiers au Québec

Mars 2026

Table des matières

0. Contexte : Séquence d'électrification industrielle

L'électrification des équipements industriels ne se fera pas simultanément dans tous les secteurs. Selon les économistes du domaine, la séquence est déterminée par un facteur clé : la présence ou l'absence d'une infrastructure de recharge électrique existante sur les lieux d'exploitation. La machinerie forestière lourde sera parmi les dernières à être électrifiée. Le présent document analyse justement cette étape finale et la plus exigeante.

0.1 Trois secteurs, trois horizons

Secteur	Séquence	Pourquoi en premier	Exemples existants
Construction	1er	Infrastructure de recharge présente (chantiers urbains, dépôts). Cycles courts, retour à la base quotidien. Les excavatrices, chargeuses et tombereaux électriques à batteries sont déjà commercialement disponibles.	Excavatrices à batteries (déjà commercialisées par plusieurs fabricants), chariots élévateurs, tombereaux électriques
Agricole	2e	Silos, bâtiments de ferme avec raccordement électrique existant. Automatisation et robotisation déjà en déploiement (robots de désherbage, de traite). Cycles plus prévisibles.	Tracteurs électriques, robots de traite autonomes, drones agricoles, robots de désherbage en déploiement
Forestier	3e (dernier)	Chantiers éloignés sans infrastructure. Conditions extrêmes (gel, boue, relief). Machines très énergivores (22–28 L/h). Absence de réseau électrique à proximité dans plusieurs cas.	Prototypes en développement chez quelques fabricants. Aucun modèle natif commercial disponible en 2025 pour les abatteuses lourdes.

Cette séquence n'est pas une limite insurmontable. C'est un horizon de planification. Les solutions développées pour l'électrification forestière — stockage modulaire, logistique de swap, alimentation éolienne autonome — constitueront l'infrastructure de référence pour toutes les opérations industrielles en régions éloignées.

1. EROEI : Éolien vs Hydrocarbures
2. Le cas unique du Québec : Synergie hydro-éolienne
3. Consommation diesel de la machinerie forestière
4. Étude de faisabilité : Électrification d'un chantier
 - 4.1 Conversion d'une abatteuse lourde en électrique
 - 4.2 Système de batteries LiFePO4
 - 4.3 Système de swap et logistique
 - 4.4 Scénarios d'autonomie
5. Dimensionnement éolien pour alimenter une flotte

6. Comparaison économique : Électricité HQ vs Diesel

6.1 Tarifs officiels Hydro-Québec 2025

6.2 Coût énergétique comparé

7. Coût d'électrification d'un chantier

7.1 Investissements requis

7.2 Retour sur investissement

8. Synthèse et conclusion

1. EROEI : Éolien vs Hydrocarbures

L'EROEI (Energy Return On Energy Invested — taux de retour énergétique) est l'indicateur fondamental qui mesure combien d'unités d'énergie une source fournit pour chaque unité d'énergie investie dans sa production et distribution. Un EROEI de 10:1 signifie qu'on obtient 10 unités pour 1 investi. Plus le ratio est élevé, plus la source est énergétiquement efficace.

1.1 EROEI des énergies éoliennes

Source d'énergie éolienne	EROEI brut	Notes
Éolien onshore moderne	17–20 : 1	Moyenne des installations récentes
Éolienne onshore 5 MW (modèle phare)	31 : 1	Meilleure technologie actuelle
Éolien offshore	12–15 : 1	Facteur de charge supérieur, coûts installation élevés
Éolien + stockage (Weissbach)	3,9 : 1	Avec backup/stockage intégré complet
Solaire PV (Espagne, brut)	8 : 1	Référence comparative
Solaire PV + intermittence	2 : 1	Avec stockage

1.2 EROEI des hydrocarbures

Source d'hydrocarbures	EROEI actuel	Tendance
Pétrole conventionnel (années 1930)	~100 : 1	Référence historique
Pétrole conventionnel (années 1970)	~30 : 1	Déclin progressif
Pétrole conventionnel (actuel)	10–18 : 1	Épuisement des gisements faciles
Gaz naturel conventionnel	20–40 : 1	Encore élevé
Pétrole de schiste (tight oil)	1–5 : 1	Très faible, marginal
Sables bitumineux (Alberta)	2–4 : 1	3× plus de GES, 2–5 barils d'eau/baril
Moyenne pondérée liquides pétroliers (2050 projeté)	~6,7 : 1	Déclin structurel confirmé

1.3 Le problème de l'intermittence

L'EROEI brut des éoliennes modernes est comparable ou supérieur au pétrole conventionnel actuel. Cependant, l'intermittence de la production éolienne pose un défi fondamental qui affecte l'EROEI effectif du système.

- Stockage par batteries : rendement aller-retour de 85–92% pour le lithium-ion, mais le coût énergétique de fabrication des batteries réduit l'EROEI système.
- Stockage hydrogène : rendement de seulement 25–35% (électrolyse + recompression + pile à combustible), ce qui effondre l'EROEI effectif.
- Selon l'étude Weissbach, avec stockage/backup intégral, l'EROEI éolien chute à 3,9:1 — en dessous du seuil de viabilité sociétale estimé à 11:1 par Victor Court.

1.4 Débat sur le seuil de viabilité sociétale

Le seuil de 11:1 (Victor Court) est calculé sur la base d'une économie encore très dépendante des pertes fossiles (raffinage, conversion thermique). L'argument de Raugei et d'autres chercheurs est que **dans une économie directement électrique, le seuil équivalent serait nettement plus bas — autour de 4,6:1**. Une étude publiée dans Nature Energy confirme que l'EROEI « utile » des fossiles est en réalité d'environ 3,5:1 (contre 8,5:1 en termes d'énergie finale), ce qui place les renouvelables électriques au-dessus du seuil équivalent.

Verdict EROEI

L'éolien moderne présente un EROEI brut comparable ou supérieur aux hydrocarbures non conventionnels. Son défi principal est l'intermittence, qui nécessite soit un stockage coûteux énergétiquement, soit un réseau de compensation. Dans un mix énergétique diversifié avec stockage hydraulique (comme au Québec), l'éolien constitue une base solide. En tant que remplacement intégral et isolé de l'ensemble du système énergétique, les défis restent importants.

2. Le cas unique du Québec : Synergie hydro-éolienne

2.1 La capacité de stockage hydraulique exceptionnelle

Hydro-Québec dispose d'un avantage concurrentiel mondial unique grâce à son réseau de réservoirs :

- 27 grands réservoirs avec une capacité de stockage de 176 TWh — équivalent à une année entière de consommation totale du Québec.
- Production 2023 : 195,5 TWh, dont 99,6% provenant de sources renouvelables.
- Niveau des réservoirs en janvier 2025 : 91 TWh (plus bas depuis 2005, après deux années sèches consécutives). Niveau normal : 100–120 TWh.

2.2 Principe de la batterie hydraulique

Le couplage hydro-éolien fonctionne comme une batterie géante quasi-gratuite :

- Quand les éoliennes produisent au-delà de la demande → les turbines des barrages ralentissent → l'eau s'accumule dans les réservoirs.
- Quand le vent faiblit → les vannes s'ouvrent → l'eau libère l'énergie stockée.
- Hydro-Québec offre déjà des services d'équilibrage pour compenser les variations de production éolienne dans son réseau actuel.

Ce mécanisme permet à l'éolien québécois de contourner partiellement le problème de l'intermittence qui pèse sur son EROEI effectif ailleurs dans le monde.

2.3 Développement éolien planifié

Indicateur	Valeur
Capacité éolienne installée (2023)	~4 000 MW
Ajout planifié d'ici 2035	+10 000 MW
Méga-parc Saguenay-Lac-Saint-Jean	3 000 MW (2e mondial)
Facteur de charge offshore Québec	35,2% (vs 21,8% terrestre)
Besoins additionnels horizon 2050	+100 TWh pour carboneutralité
Objectif éolien offshore 2050	45 GW

Avantage climatique additionnel

Une étude interne d'Hydro-Québec projette une augmentation des apports en eau de 6 à 11% à l'horizon 2050 dans les réservoirs nordiques, en raison du réchauffement climatique (atmosphère plus chaude → plus d'humidité → précipitations accrues dans les bassins hydrographiques nordiques). Le changement climatique renforce donc, paradoxalement, la capacité de stockage hydraulique du Québec.

3. Consommation diesel de la machinerie forestière

La machinerie forestière lourde est parmi les plus énergivores des véhicules industriels, notamment en raison du travail hydraulique intensif requis pour l'abattage, le tronçonnage et la manutention des billes.

3.1 Abatteuses (Harvesters) — données opérateurs réels

Modèle	Puissance	Consommation diesel	Production
Abatteuse standard	286 hp	~15,8 L/h	13 m³/h (arbres 0,4 m³)
Abatteuse haute performance	280 hp	~18,5 L/h	28,4 m³/h (arbres 0,78 m³)
Abatteuse lourde	350 hp	22–28 L/h	Grosses tiges, coupe finale

3.2 Transporteurs (Forwarders)

Modèle	Capacité	Puissance	Consommation diesel
Transporteur lourd	20 tonnes	354 hp	15–22 L/h
Transporteur extra-lourd	25 tonnes	~400 hp	18–28 L/h

3.3 Consommation d'un chantier combiné

Pour un ensemble Bear + Mammoth en coupe finale (2 machines) :

- Consommation combinée en pointe : 40–56 L/h
- Par quart de 8 heures : 320–450 litres
- Par journée de production (2 quarts, 16h) : 600–900 litres
- Par saison forestière (220 jours) : 132 000 à 198 000 litres pour 2 machines

Architecture hydraulique : moteur diesel → pompe hydraulique → toutes les fonctions (déplacement, grue, tête d'abattage). Cette architecture est particulièrement favorable à l'électrification, car le remplacement du moteur diesel par un moteur électrique alimentant les mêmes pompes hydrauliques est techniquement direct.

4. Étude de faisabilité : Électrification d'un chantier

4.1 Conversion d'une abatteuse lourde en électrique

Le Abatteuse lourde diesel de 350 hp (261 kW) représente l'application la plus exigeante. Voici les spécifications de conversion :

Paramètre	Spécification	Détail
Type de moteur électrique	PMSM ou AC induction	Synchrone à aimants permanents, préféré
Puissance continue	250–280 kW	Suffisant pour toutes opérations normales
Puissance de pointe	350 kW	Pour efforts maximaux courts
Tension du bus DC	700–800V	Minimise l'intensité et les pertes
Architecture	1 moteur → pompes hydrauliques	Conserve le circuit hydraulique existant
Rendement électrique	92–95%	vs 35–40% pour le diesel
Équivalence clé	100 kW électrique = 350 hp diesel utile	Grâce au meilleur rendement

4.2 Système de batteries LiFePO4

La technologie LiFePO4 (Lithium Fer Phosphate) est retenue pour sa sécurité thermique, sa durabilité et son adéquation aux conditions forestières (gel, vibrations, humidité).

Paramètres d'un pack pour autonomie 8h (référence)

Paramètre	Valeur	Base de calcul
Puissance utile	100 kW continu	Après conversion
Énergie nécessaire (8h)	800 kWh utilisables	100 kW × 8h
Capacité nominale du pack	1 000 kWh	Décharge max 80% conseillée
Densité cellules LFP (état de l'art 2025)	205 Wh/kg	État de l'art 2025
Densité pack complet	130–150 Wh/kg	Avec structure, BMS, refroidissement
Poids total du pack	~7 100 kg	7,1 tonnes
Volume	~4 m ³ (4 000 L)	2,0m × 1,6m × 1,25m
Durée de vie	>3 000 cycles	Jusqu'à 10 000 en cycle optimal = 8–10 ans

4.3 Système de swap et logistique

La contrainte de poids du pack 8h (7,1 tonnes) a orienté la conception vers un système de batteries modulaires échangeables (swap), similaire aux pratiques de l'industrie minière souterraine.

- Conception modulaire : 4 modules de 250 kWh chacun (1 750 kg, ~1,0m × 0,8m × 0,9m)
- Temps de swap : 30–45 minutes avec connecteurs standardisés IP68 (résistants à la boue, au givre et à l'eau)
- Camion de service : transporte un set complet de 4 modules chargés, récupère les modules déchargés
- Recharge : au camp de base pendant la nuit, ou simultanément pendant le quart suivant

4.4 Scénarios d'autonomie comparés

Paramètre	Autonomie 8h	Autonomie 4h ✓	Autonomie 2h40
Capacité batterie	1 000 kWh	500 kWh	333 kWh
Poids du pack	7 100 kg	3 550 kg	2 380 kg
Volume	4,0 m ³	2,0 m ³	1,3 m ³
Transport requis	Semi / 10T	Camion 6T	Camion léger 2T
Swaps par quart	0	1	3
Perte productivité	0%	15–20%	25–30%
Puissance recharge (2 machines)	500 kW	340 kW	570 kW
Évaluation	Trop lourd	Optimal ✓	Trop fréquent

Pourquoi le scénario 4h est optimal

L'autonomie de 4h coïncide avec la pause réglementaire obligatoire de l'opérateur (30–45 min). Le temps de swap se glisse dans ce temps de repos, transformant une contrainte opérationnelle en avantage : la machine se recharge pendant que l'opérateur se repose. La perte de productivité effective est donc nulle si l'opération est bien planifiée. Le poids de 3 550 kg est transportable par un camion de service de classe 6 (ex. camion de service classe 6).

5. Dimensionnement éolien pour alimenter une flotte

5.1 Bilan énergétique de la flotte (4 machines, scénario 4h)

Machine / Équipement	Puissance moy.	Quantité	Sous-total
Abatteuse lourde électrique	100 kW	×2	200 kW
Transporteur extra-lourd électrique	85 kW	×2	170 kW
Camions de swap électriques	75 kW moy.	×2	150 kW
Infrastructure camp (chargeurs, éclairage, atelier)	50 kW	—	50 kW
TOTAL (avec foisonnement 15%)			~650–700 kW

- Énergie consommée par quart de 8h : ~4 560 kWh
- Pour deux quarts (16h de production) : ~9 000 kWh/jour
- Avec pertes (batteries 5% + réseau 3%) : ~9 800 kWh/jour à la source

5.2 Production d'une éolienne de référence (4–5 MW)

En milieu terrestre au Québec, les sites bien exposés (couloirs de vent nordiques, zones forestières ouvertes) atteignent 35–42% de facteur de charge annuel, parmi les meilleurs en Amérique du Nord.

Paramètre	Valeur
Modèle de référence	Éolienne terrestre de référence 4,5 MW
Facteur de charge moyen (Québec terrestre)	38%
Production annuelle	~15 000 MWh/an
Production journalière moyenne	~41 000 kWh/jour
Besoin de la flotte de 4 machines	~9 800 kWh/jour
Ratio production/besoin	4,2× (surplus de 76%)

5.3 Nombre d'éoliennes selon le scénario

Scénario	Éoliennes nécessaires	Commentaire
Éolien seul, sans stockage	3–4 × 4 MW	Surdimensionné pour couvrir les heures calmes

Éolien + stockage stationnaire au camp	1–2 × 4 MW	Tampon 2 000–3 000 kWh au camp
Éolien + réseau HQ en backup	1 × 4 MW	Le réseau compense l'intermittence
Optimal : éolien + stockage + HQ	1 × 4 MW	Surplus revendus à HQ, déficits compensés

Perspective à l'échelle

Une seule éolienne de 4 MW produit en moyenne ~41 000 kWh/jour, soit 4× la consommation d'une flotte de 4 machines (9 800 kWh/jour). En théorie, une éolienne peut alimenter 4 flottes simultanées — soit 16 machines forestières électriques — avec de l'énergie résiduelle pour les services de camp. Cela ouvre la voie à un réseau de micro-grids forestiers connectés aux lignes HQ existantes.

6. Comparaison économique : Électricité HQ vs Diesel

6.1 Tarifs officiels Hydro-Québec — En vigueur depuis le 1er avril 2025

Basé sur la Gazette officielle du Québec (30 avril 2025) et les décisions de la Régie de l'énergie D-2025-033 et suivantes.

Tarif	Applicabilité	Charge demande	Énergie (1re tranche)	Énergie (2e tranche)
Tarif M (moyenne puissance)	≥50 kW demande, usage général	17,573 \$/kW/mois	6,061 ¢/kWh (≤210 000 kWh)	4,495 ¢/kWh (surplus)
Tarif L (grande puissance ind.)	≥5 000 kW, activité industrielle	14,476 \$/kW/mois	3,681 ¢/kWh	—
Tarif LG (grande puissance gén.)	≥5 000 kW, autres activités	15,963 \$/kW/mois	4,165 ¢/kWh	—

Pour une flotte de 4 machines (demande ~340 kW, consommation ~120 000 kWh/mois), le Tarif M s'applique.

6.2 Calcul de la facture mensuelle réelle — Tarif M

Composante	Calcul	Montant
Charge de demande	340 kW × 17,573 \$/kW	5 975 \$/mois
Énergie (1re tranche)	119 700 kWh × 6,061 ¢/kWh	7 255 \$/mois
TOTAL MENSUEL		~13 230 \$/mois
Coût moyen effectif tout compris	13 230 \$ ÷ 119 700 kWh	~11,05 ¢/kWh

6.3 Coût horaire par machine

Machine	Puissance / Consommation	Coût électrique (tarif M)	Coût diesel (1,80 \$/L)	Ratio diesel/électrique
Abatteuse lourde électrique	100 kW → 100 kWh/h	11,05 \$/h	45,00 \$/h (25 L/h)	4,1×
Transporteur extra-lourd électrique	85 kW → 85 kWh/h	9,39 \$/h	37,80 \$/h (21 L/h)	4,0×

6.4 Comparaison selon le prix du baril de pétrole

Le diesel en région forestière éloignée du Québec (Abitibi, Côte-Nord, Nord-du-Québec) incorpore un premium de transport de 30–50 ¢/L par rapport à Montréal.

Prix baril (WTI)	Prix diesel région	Coût diesel / 4 machines (16h/jour)	Coût électrique / 4 machines	Économie journalière	Économie annuelle (220j)
80 \$/b	~1,65 \$/L	~4 224 \$/jour	~964 \$/jour	~3 260 \$/jour	~717 000 \$/an
100 \$/b	~1,95 \$/L	~4 992 \$/jour	~964 \$/jour	~4 028 \$/jour	~886 000 \$/an
120 \$/b	~2,25 \$/L	~5 760 \$/jour	~964 \$/jour	~4 796 \$/jour	~1 055 000 \$/an

Base de calcul : 4 machines, consommation diesel combinée moyenne de 160 L/h, 16h de production/jour. Coût électrique basé sur 1 360 kWh/jour × 11,05 ¢/kWh + charge de demande proportionnelle.

7. Coût d'électrification d'un chantier

7.1 Investissements requis

A — Conversion des 4 machines

Poste	Coût unitaire estimé	×4 machines	Notes
Moteur électrique PMSM 250–280 kW	45 000–65 000 \$	220 000 \$	ABB, Siemens, Danfoss
Contrôleur/onduleur 700–800V	30 000–50 000 \$	160 000 \$	
Adaptation châssis et pompes hydrauliques	25 000–40 000 \$	130 000 \$	
Câblage HT, connecteurs IP68, boîtiers	15 000–20 000 \$	70 000 \$	
Ingénierie et homologation	20 000–35 000 \$/machine	110 000 \$	Diminue à 15 000 \$ en série
SOUS-TOTAL CONVERSION		~690 000 \$	

B — Packs de batteries LiFePO₄

Poste	Détail	Coût estimé
8 packs de 500 kWh (2 sets × 4 machines)	500 kWh × ~300 \$/kWh (pack industriel LFP 2025)	1 200 000 \$
Connecteurs swap standardisés IP68 (×32)	2 500 \$/connecteur	80 000 \$
Structures porteuses et cadres modulaires		60 000 \$
SOUS-TOTAL BATTERIES		~1 340 000 \$

Note : le coût des cellules LFP est en chute rapide, de ~400 \$/kWh en 2022 à ~200–250 \$/kWh au niveau pack en 2025. La tendance pointe vers 150 \$/kWh d'ici 2028, ce qui réduirait ce poste de ~40%.

C — Camions de swap électriques (×2)

Poste	Coût estimé
2 camions électriques classe 6–7	480 000 \$
Équipement de manutention (grue hydraulique électrique, palettes)	80 000 \$

Adaptation pour milieu forestier tout-terrain	60 000 \$
SOUS-TOTAL CAMIONS	~620 000 \$

D — Infrastructure électrique au camp de base

Poste	Coût estimé
Poste de transformation dédié 340 kW + raccordement HQ	180 000–280 000 \$
Système de recharge rapide DC industriel ×4 stalls (250 kW)	320 000 \$
Câblage souterrain, protection, automatisation	80 000 \$
Stockage tampon stationnaire au camp (200 kWh LFP)	60 000 \$
Génératrice de secours diesel 200 kW (backup)	45 000 \$
SOUS-TOTAL INFRASTRUCTURE	~685 000–785 000 \$

E — Ingénierie, gestion de projet, formation

Poste	Coût estimé
Ingénierie système et intégration	120 000 \$
Formation opérateurs et techniciens	40 000 \$
Outillage spécialisé HT et équipements de diagnostic	35 000 \$
SOUS-TOTAL FORMATION/INGÉNIERIE	~195 000 \$

7.2 Récapitulatif de l'investissement total

Composante	Coût estimé
Conversion des 4 machines	690 000 \$
Packs de batteries (2 sets complets)	1 340 000 \$
Camions de swap (×2)	620 000 \$
Infrastructure électrique camp	735 000 \$
Ingénierie et formation	195 000 \$
TOTAL INVESTISSEMENT (hors contingence)	~3 580 000 \$
Contingence 15%	537 000 \$
TOTAL AVEC CONTINGENCE	~4 100 000 \$

7.3 Retour sur investissement

Prix baril	Économie carburant annuelle	Économie maintenance (~20%)	Économie totale annuelle	Retour sur investissement
80 \$/b	~717 000 \$	~185 000 \$	~902 000 \$	~4,5 ans
100 \$/b	~886 000 \$	~218 000 \$	~1 104 000 \$	~3,7 ans
120 \$/b	~1 055 000 \$	~252 000 \$	~1 307 000 \$	~3,1 ans

Note sur la maintenance : les moteurs électriques industriels requièrent 60–70% moins d'entretien que les moteurs diesel équivalents (absence de vidanges d'huile, filtres, courroies, système d'injection). Ce poste représente typiquement 15–25% du coût d'exploitation total d'une machine forestière diesel.

8. Synthèse et conclusion

8.1 Points clés de l'analyse

- L'EROEI de l'éolien moderne (17–31:1 brut) est comparable ou supérieur au pétrole conventionnel actuel (10–18:1) et nettement supérieur aux hydrocarbures non conventionnels (2–5:1).
- L'intermittence demeure le défi principal de l'éolien, mais le Québec possède un avantage exceptionnel grâce à 176 TWh de capacité de stockage hydraulique, transformant ses barrages en batteries géantes quasi-gratuites.
- La conversion électrique d'une machine Abatteuse lourde permet d'utiliser 100 kW électrique pour remplacer 350 hp diesel, grâce au meilleur rendement du moteur électrique (92–95% vs 35–40%).
- Le scénario d'autonomie 4h avec swap modulaire pendant la pause réglementaire de l'opérateur constitue l'optimum technique et opérationnel.
- Une seule éolienne de 4–5 MW suffit pour alimenter une flotte de 4 machines avec stockage et réseau HQ comme backup — et produit un surplus équivalent à 3 autres flottes.
- Au tarif M d'Hydro-Québec (~11 ¢/kWh effectif), l'électricité coûte 3,7 à 5,1 fois moins cher que le diesel selon le prix du baril, générant 900 000 \$ à 1 300 000 \$ d'économies annuelles pour une flotte de 4 machines.
- L'investissement total pour électrifier un chantier est d'environ 4,1 M\$, avec un retour sur investissement de 3,1 à 4,5 ans selon le prix du pétrole.

8.2 Conditions de succès

- Accès au réseau HQ ou installation d'une capacité de production dédiée (éolien + stockage stationnaire).
- Partenariat avec un constructeur pour la conversion ou acquisition de machines nativement électriques (abatteuses et transporteurs électriques natifs en développement chez plusieurs fabricants).
- Formation des techniciens forestiers à la maintenance haute tension (PMSM, BMS, connecteurs IP68).
- Standardisation des modules de batterie entre les opérateurs forestiers pour maximiser les économies d'échelle sur les packs de remplacement.

8.3 Perspective à long terme

Le facteur économique le plus important est peut-être la tendance structurelle des prix. D'un côté, le diesel en région éloignée devrait continuer d'augmenter avec la tarification du carbone (le prix du carbone canadien atteindra 170 \$/tonne en 2030, ajoutant ~40 ¢/L au diesel). De l'autre côté, le coût des cellules LiFePO₄ continue de chuter — de 400 \$/kWh en 2022 à ~250 \$/kWh en 2025, vers ~150 \$/kWh projeté en 2028.

L'électrification de la machinerie forestière lourde n'est plus une question de faisabilité technique — elle est démontrée. C'est maintenant une question de timing, de financement initial

et de volonté de transformation du secteur. Dans un contexte québécois, avec des tarifs électriques parmi les plus bas en Amérique du Nord et une énergie quasi-entièrement renouvelable, l'argument est exceptionnellement fort.

Chiffre clé à retenir

À 100 \$/baril, chaque heure de fonctionnement électrique économise environ 37–38 \$ par machine par rapport au diesel. Sur 4 machines tournant 16h/jour, c'est environ 2 400 \$/jour — soit plus de 500 000 \$ par année — qui restent dans la poche de l'entrepreneur forestier plutôt que chez le distributeur de carburant.

9. Éoliennes en régions éloignées : enjeux et perspectives

L'analyse présentée dans ce document suppose principalement un accès au réseau Hydro-Québec comme source ou complément énergétique. Mais la vraie question stratégique à long terme est différente : comment alimenter des opérations électrifiées dans des zones où il n'y a pas de réseau — et où il n'y en aura probablement jamais, pour des raisons économiques?

9.1 Le problème de l'alimentation autonome en région isolée

Les chantiers forestiers éloignés, les mines en développement et les communautés nordiques isolées partagent un même problème structurel : leur alimentation énergétique repose entièrement sur le diesel. Ce diesel doit être transporté par camion-citerne sur des centaines de kilomètres, avec un premium de 30–50 ¢/L par rapport aux prix urbains. Dans certaines communautés des Premières Nations du Nord québécois, ce coût énergétique représente entre 20 et 35 % du budget municipal.

9.2 L'éolienne comme épine dorsale d'un micro-réseau autonome

L'analyse de la section 5 démontre qu'une seule éolienne de 4–5 MW produit en moyenne quatre fois l'énergie nécessaire à une flotte de 4 machines forestières. Cette sur-production n'est pas un problème — c'est une ressource. Dans un micro-réseau autonome, l'architecture suggérée serait la suivante :

- Une éolienne de 4–5 MW comme source principale (production intermittente mais abondante).
- Un système de stockage stationnaire LiFePO₄ de 1 000–2 000 kWh au camp de base (équivalent 2–4 heures d'autonomie complète) pour absorber l'intermittence.
- Une génératrice diesel de secours de 200–300 kW (seulement utilisée lors des périodes de vent nul prolongé). Les conditions hivernales du Québec nordique offrent typiquement les meilleurs facteurs de charge éoliens (vents fréquents et secs).
- Les batteries modulaires des machines (section 4) servant de stockage distribué supplémentaire, chargées quand le vent souffle et vidées quand il faiblit.

9.3 Trois types d'utilisateurs — une même architecture

La même architecture éolienne + stockage + génératrice d'appoint s'applique à trois types d'utilisateurs dont les besoins convergent :

Utilisateur Exploitation forestière	Enjeu principal Coût énergétique (diesel) représentant 25–40 % des coûts d'exploitation. Dépendance à des livraisons fréquentes en région éloignée.	Apport de l'éolienne Élimination du coût diesel pour les machines électrifiées. Une éolienne alimente 4 flottes. Le surplus est revendu si le réseau HQ est accessible.
Mines en développement	Besoin énergétique intensif et continu. Conditions extrêmes. Exigences de carboneutralité croissantes des investisseurs institutionnels.	Alimentation stable de la machinerie de surface et souterraine. Réduction des GES nécessaire pour l'acceptabilité sociale et l'accès au financement ESG.
Communautés éloignées	Coût de l'électricité parmi les plus élevés au Québec (0,30–0,55 \$/kWh dans les communautés dieselisées). Dépendance logistique critique.	Réduction drastique du coût énergétique communautaire. Les projets éoliens communautaires (type Innergex–Premières Nations) offrent un modèle de partage des revenus.

9.4 La question stratégique pour les décideurs régionaux

L'implémentation d'éoliennes dans les régions éloignées soulève une question qui dépasse le calcul technico-économique : qui détient l'infrastructure? Une éolienne installée sur un territoire forestier à des fins d'exploitation mineure peut, avec le bon modèle de gouvernance, devenir une infrastructure publique partagée — alimentant simultanément le chantier, la communauté voisine et potentiellement le réseau HQ. Les régions qui auront anticipé cette dimension collective de l'électrification seront celles qui en tireront le plus d'avantages économiques à long terme.

Le Lac-Saint-Jean, avec sa ressource forestière, son accès à l'hydroélectricité parmi les moins chères en Amérique du Nord, et sa tradition d'exploitation industrielle en territoire éloigné, dispose de tous les éléments pour être un laboratoire naturel de cette transition. La question n'est pas de savoir si cette transition aura lieu — mais qui va en définir les règles.