



ASSOCIATION QUÉBÉCOISE
DE LA PRODUCTION
D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

**DEMANDE D'APPROBATION DES CRITÈRES D'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS DE
L'APPEL D'OFFRES POUR UN BLOC DE 300 MW D'APPROVISIONNEMENTS EN
ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE (A/O 2025-01)**

**PREUVE AMENDÉE DE L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LA PRODUCTION
D'ÉNERGIE RENOUVELABLE**

DOSSIER R-4298-2025

17 Septembre (...) 2025

Document soumis à :
Régie de l'énergie

Association québécoise de la production d'énergie renouvelable
410, Rue Saint-Nicolas, Montréal, Québec, H2Y 2P5
514 281-3131
www.aqper.com

TABLE DES MATIÈRES

À PROPOS DE L'AQPER.....	3
A. INTRODUCTION.....	4
B. APPROBATION PAR LA RÉGIE DES EXIGENCES MINIMALES	6
C. CONDITIONS D'ADMISSIBILITÉ ET EXIGENCES MINIMALES	7
I. Mise en contexte du problème des contraintes de localisation	7
a. Superficie des centrales photovoltaïques.....	7
b. Prix de revient.....	9
c. Scénarios de réponses à l'A/O.....	11
II. Les contraintes d'admissibilité pour les grands projets sont excessives.....	14
a. Inéligibilités techniques (obstacles de localisation).....	15
b. Exclusion des projets en zone agricole	16
D. EXIGENCES MINIMALES - CRITÈRES NON MONÉTAIRES.....	19
I. Critère de vocation à double usage ou revalorisation.....	19
II. Critère de faisabilité technique	20
E. AUTRES POINTS	21
I. Ajout d'un critère d'expérience pertinente du soumissionnaire	21
II. Informations sur le réseau de distribution.....	21
III. Accaparement des aides financières.....	22
IV. Stockage d'énergie	24
F. CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS.....	26
G. SECTION ADDITIONNELLE – AMENDEMENT.....	28

À PROPOS DE L'AQPER

Porte-parole de l'industrie au Québec depuis plus de 30 ans, l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (l'« **AQPER** ») regroupe les intervenants du secteur des énergies renouvelables. Elle intègre dans son champ d'action les acteurs des filières des bioénergies, de l'hydrogène vert, ainsi que les acteurs de l'électricité renouvelable : petite hydraulique, éolienne et solaire.

Véritable carrefour d'échanges sur les énergies vertes entre les intervenants du milieu, les pouvoirs publics et les citoyens, l'AQPER a pour mission de favoriser un environnement d'affaires optimal à la production d'énergies renouvelables. Pour ce faire, elle favorise l'avancement et la diffusion de la connaissance scientifique et technique, encourage la recherche et le développement, esquisse de nouveaux modèles d'affaires et contribue à développer une expertise proprement québécoise.

À l'écoute des intervenants du milieu, des universitaires, des pouvoirs publics et des citoyens, l'AQPER encourage leurs échanges. Dépositaire de l'expertise québécoise en matière d'énergie renouvelable, l'AQPER met le savoir-faire de ses membres à contribution. L'AQPER diffuse de l'information sur les filières énergétiques renouvelables et participe aux débats sur les enjeux énergétiques. Elle partage ses recommandations pour bonifier les règlements et protocoles et prend part aux consultations gouvernementales ainsi qu'aux groupes de travail des ministères pouvant bénéficier de son savoir-faire.

A. INTRODUCTION

L'AQPER défend depuis plusieurs années la position que le meilleur moyen pour répondre aux nouveaux besoins d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « **Distributeur** »), aux meilleurs coûts possibles, est de faire appel à un mécanisme d'appel d'offres transparent, équitable et ouvert au plus grand nombre de fournisseurs.

Les membres de l'AQPER développent actuellement plus de 15 gigawatts (« **GW** ») supplémentaires d'énergie solaire dans le monde, principalement en Amérique du Nord, dont 1,8 GW au Canada. Au printemps 2024, une enquête réalisée auprès des membres de l'AQPER a révélé qu'ils avaient déployé plus de 10 GW de capacité solaire dans le monde, dont plus de 9 GW en Amérique du Nord. Environ 3 GW de cette capacité a été installée au Canada, hors Québec.

L'industrie québécoise est donc prête à répondre à la demande en énergie solaire et détient toute l'expertise nécessaire pour approvisionner le Distributeur.

Par conséquent, l'AQPER accueille favorablement, suite à la publication du *Règlement sur un bloc de 300 mégawatts d'énergie solaire photovoltaïque* (Décret 1376-2024) (le « **Règlement** ») et du Décret 906-2021 *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec* (le « **Décret** »), le lancement de l'appel d'offres A/O 2025-01 (l'« **A/O** ») pour un bloc de 300 mégawatts (« **MW** ») d'énergie solaire photovoltaïque, lequel représente une étape importante pour le développement de la filière solaire au Québec et envoie un signal positif pour la transition énergétique.

L'A/O fait écho aux demandes de l'AQPER des dernières années ainsi qu'aux principes énoncés dans sa *Feuille de route 2030*¹. En effet, l'augmentation de la production d'énergie renouvelable est nécessaire à l'atteinte de nos objectifs climatiques, à la poursuite du développement économique du Québec et à la décarbonation de notre économie.

L'AQPER est convaincue que la filière solaire photovoltaïque sera, en raison de sa flexibilité et de ses coûts en baisse, une source incontournable d'énergie renouvelable pour les approvisionnements futurs. Elle estime que l'industrie pourra contribuer, par l'A/O, à établir un prix de référence de l'énergie solaire photovoltaïque.

L'AQPER salue le dépôt en date du 6 mai 2025, tel que modifiée, de la demande d'approbation des critères d'évaluation des soumissions et des exigences minimales (la « **Demande** ») présentée par le Distributeur à la Régie de l'énergie (la « **Régie** »).

¹ *Feuille de route 2030*, (Février 2022) AQPER.
« https://aqper.com/images/2022_Memoires/Feuille_de_route2022.pdf ».

Dans le présent mémoire, l'AQPER entend commenter la grille de sélection des projets et les exigences minimales énoncées par le Distributeur dans sa Demande ainsi que certains éléments du document d'appel d'offres du Distributeur (le « **DAO** »)². Plus particulièrement, l'AQPER souhaite notamment porter à l'attention de la Régie :

- Dans le contexte où les centrales photovoltaïques générant un prix de revient relativement bas occupent des superficies non négligeables, le caractère restrictif de certaines exigences minimales imposées par le Distributeur pourrait limiter le nombre de propositions reçues, la compétitivité dans le marché et le prix moyen obtenu par le Distributeur au terme de l'A/O (section C);
- Certaines incohérences et manque de clarté ou de justifications de certains critères d'éligibilités, dont ceux des traverses d'obstacles et d'étendues d'eau et la prohibition de projets en zone agricole protégée (section C);
- La pertinence du critère sur la faisabilité technique et la surpondération du critère portant sur valorisation des sites artificialisés (section D);
- L'accès à des cartes indiquant les endroits sur le réseau de distribution où les raccordements sont facilités afin de guider les promoteurs dans la conception de leurs projets (section E.I);
- L'accapement d'une bonne partie des aides financières par le Distributeur (section E.III);

Finalement, en vue d'un prochain appel d'offres d'énergie solaire, l'AQPER souhaiterait faire part à la Régie de certains commentaires et réflexions relativement à l'absence de projets avec stockage d'énergie dans le présent A/O, mais sans faire de recommandations formelles à cet égard à ce stade-ci (section E.IV).

² A/O 2025-01 : *Appel d'offres pour l'acquisition de 300 MW d'énergie solaire photovoltaïque*. (s. d.). Espace d'échange d'Hydro-Québec. « <https://conversation.hydroquebec.com/a-o-2025-01-appel-d-offres-pour-l-acquisition-de-300-mw-d-energie-solaire-photovoltaique>. »

B. APPROBATION PAR LA RÉGIE DES EXIGENCES MINIMALES

Dans sa demande de renseignements numéro 1 au Distributeur, l'AQPER questionnait ce dernier à savoir pourquoi il demandait à la Régie de « [p]rendre acte des exigences minimales » au lieu de demander à la Régie de les approuver, comme à l'habitude. En guise de réponse, le Distributeur renvoyait l'AQPER à la question 7.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie³.

Essentiellement, le Distributeur répond que les exigences minimales présentées au présent dossier sont de la nature d'exigences techniques ou sont standards et qu'elles s'inscrivent en cohérence avec les exigences minimales présentées dans la majorité de ses appels d'offres précédents. Cela dit, l'AQPER note qu'au final le Distributeur dit s'en remettre à la discrétion de la Régie, à savoir si celle-ci estime devoir approuver les exigences minimales présentées⁴.

Questionné à ce sujet par l'AQPER, le Distributeur a indiqué à la Régie qu'il n'a pas été en mesure de retracer de décisions où la Régie a simplement pris acte des exigences minimales⁵. De l'avis de l'AQPER, la Régie devrait dans le présent dossier approuver ou non, avec les conditions qu'elle estime nécessaires, les exigences minimales soumises par le Distributeur, plutôt que de simplement en prendre acte.

En effet, l'AQPER est préoccupée par le précédent que cela pourrait causer dans le cadre des futurs appels d'offres du Distributeur et voudrait éviter une discussion à savoir si une exigence minimale est suffisamment standard et en cohérence avec les exigences minimales présentées dans les appels d'offres précédents du Distributeur pour que la Régie n'en prenne qu'acte.

L'AQPER recommande à la Régie d'exercer sa compétence sur les exigences minimales présentées par le Distributeur dans le présent dossier, c'est-à-dire les approuver, avec le cas échéant les conditions ou modalités qu'elle jugera nécessaires, ou simplement les rejeter.

³ Pièce B-0019, p. 4, l. 2 et 3.

⁴ Pièce B-0013, p. 24, l. 11 et 12.

⁵ Pièce B-0019, p. 4, l. 6 à 10.

C. CONDITIONS D'ADMISSIBILITÉ ET EXIGENCES MINIMALES

L'AQPER commente, dans la présente section, certains critères d'admissibilités et exigences minimales de l'A/O.

I. Mise en contexte du problème des contraintes de localisation

Le Décret émis par le gouvernement du Québec à la Régie pour considération stipule que les centrales solaires photovoltaïques doivent être installées sur des surfaces artificialisées. En effet, le Décret stipule :

« 1° il y aurait lieu que cet approvisionnement énergétique permette de maximiser les retombées économiques, sociales et environnementales au Québec et, à cet effet:

a) il y aurait lieu que les équipements de production d'énergie solaire photovoltaïque soient installés sur des surfaces artificialisées et de manière que l'activité de production d'électricité soit secondaire par rapport à leur usage principal, à moins que cette activité ne vise à les revaloriser; »

De l'avis de l'AQPER, cette considération exercera, par sa mise en œuvre, une contrainte importante sur la nature des projets qui pourront être admissibles à l'A/O; contrainte qui n'a pas d'équivalent dans les appels d'offres antérieurs en matière d'énergie renouvelable.

Par ailleurs, à l'article 3° du Décret, il est aussi fait mention que :

« 3° il y aurait lieu que les équipements de production d'énergie solaire photovoltaïque soient raccordés dans les meilleurs délais au réseau de distribution d'électricité d'Hydro-Québec, selon les paramètres spécifiés par cette dernière, afin de préserver la capacité résiduelle du réseau de transport d'électricité pour la filière ayant une contribution en puissance plus importante lors de la période de pointe hivernale. »

a. Superficie des centrales photovoltaïques

Si cette contrainte de localisation, en soi, devait se traduire par un effet de filtre significatif sur le bassin de projets qui seront susceptibles d'être développés, l'AQPER constate qu'elle se voit décupler par plusieurs autres contraintes analogues prévues par le Distributeur dans le DAO.

Pour mieux comprendre l'effet négatif des contraintes de localisation, l'AQPER soumet qu'il est important de reconnaître que les centrales photovoltaïques, pouvant fournir des quantités intéressantes d'énergie, occupent des superficies non négligeables. Il s'agit d'une caractéristique fondamentale qui distingue ce modèle de développement de centrales solaires, favorisé par l'A/O, des modèles de développement d'énergie solaire sous d'autres formes à plus petites échelles.

L'AQPER invite la Régie à consulter le Tableau 1 ci-dessous qui présente les superficies requises pour différentes capacités de production d'énergie électrique solaire. La Régie pourra observer qu'une centrale photovoltaïque de 0,7 MW, soit le seuil minimal d'éligibilité de l'A/O, nécessite une surface d'environ 1 ha (10 000 mètres carrés). À titre de comparaison, la superficie d'un terrain de football américain est de 0,53 ha. À l'autre extrême, une centrale solaire d'une capacité de 25 MW, qui serait le maximum autorisé par l'A/O, nécessite d'installer des équipements sur

une superficie d'environ 40 ha. Toujours à titre de comparaison, la superficie du stade olympique de Montréal, excluant sa tour, fait 7 ha⁶.

TABLEAU 1 : SURFACE DES CENTRALES SOLAIRES

	Capacité (MW)	Superficie estimée (ha)*
Centrale de puissance minimale autorisée par l'A/O	0,7	1
Magasin IKEA	1,5	2
Seuil d'exigence des garanties financières de livraison selon l'appel d'offres	5	8
Seuil d'assujettissement, évaluation environnementale	10	16
Centrale de puissance maximale supportée sur le réseau de distribution	25	40
Centrale Robert-A.-Boyd, Varennes	1,5	5,6
Centrale Gabrielle-Bodis, La Prairie	8	15

*** 1,6 ha par MW**

Selon l'AQPER, l'exigence 1^o a) du Décret a pour effet de limiter significativement les superficies disponibles et potentiellement viables pour y établir une centrale solaire. Pour illustrer notre propos, il est estimé qu'un magasin IKEA typique, qui est parmi les plus grandes surfaces artificialisées dans le secteur du commerce de détail au Québec, pourrait recevoir sur son toit des panneaux solaires totalisant une capacité de 1,5 MW. **L'AQPER invite la Régie à retenir que des bâtiments ayant une superficie d'un (1) hectare et plus ne sont pas si communs au Québec, ce qui représentera un enjeu certain pour les promoteurs intéressés à soumissionner à l'A/O.**

Plus généralement, en dehors des zones agricoles, c'est un défi que de trouver des terrains vacants de grande dimension au Québec. Dans les parcs industriels, les espaces libres manquent⁷. Les exploitants de ces parcs sont à la recherche de projets qui pourraient apporter une plus grande valeur ajoutée qu'une centrale solaire au sol. Des défis similaires s'appliquent aux superficies urbaines artificialisées, alors que les municipalités, face aux objectifs de densification et de construction de logements, encouragent plutôt leur redéveloppement, par exemple par la conversion d'espace de stationnements en tours d'habitations⁸.

⁶ *Données et statistiques - Parc olympique.* (2019, 7 novembre). Parc Olympique. « <https://parcolympique.qc.ca/a-propos/donnees-et-statistiques/> ».

⁷ Bilodeau, M. (2024, 13 juin). La nouvelle ère des parcs industriels. *Les Affaires*. « <https://www.lesaffaires.com/sans-section/la-nouvelle-ere-des-parcs-industriels-2/> ».

⁸ Voir notamment les exemples suivants : « <https://montreal.ca/articles/projet-place-versailles-70721> ». « <https://trudel.ca/project/fleur-de-lys/> ».

Qui plus est, pour être admissibles à l'A/O, les projets doivent être localisés à l'extérieur de la zone agricole et ne pas avoir à franchir une étendue d'eau ou un obstacle majeur. De plus, les projets doivent être situés à moins de 300 mètres du réseau triphasé si un nouveau raccordement est requis.

En somme, l'AQPER soumet que l'identification, même de manière préliminaire, des sites de plusieurs hectares pour y envisager l'installation d'une centrale photovoltaïque est un défi, exacerbé par les contraintes de localisation prévues à l'A/O. Ce type de contraintes pourrait avoir pour effet de diminuer, de manière indésirable, le nombre de soumissions éligibles à l'A/O.

b. Prix de revient

La diminution du nombre de soumissions intéressantes n'est pas la seule conséquence découlant des contraintes de localisation de l'A/O. L'AQPER porte à l'attention de la Régie que la difficulté d'accès à de grands sites ou de grandes surfaces aura vraisemblablement des conséquences sur le prix moyen des soumissions qu'obtiendra le Distributeur au terme de l'A/O, puisque le prix de revient des centrales photovoltaïques est inversement relié à leur capacité de production d'énergie. Cette problématique n'est pas négligeable, compte tenu de l'importance d'obtenir une production au moindre coût, conformément au Règlement, au Décret, et à la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « **LRÉ** »)⁹.

Le Centre de recherche sur l'énergie CANMET du gouvernement fédéral a réalisé un portrait de la production solaire photovoltaïque au Canada dans le cadre d'une étude pour l'Agence internationale de l'énergie¹⁰. Le Tableau 2 ci-dessous, tiré de cette étude, indique que le prix par watt des centrales photovoltaïques au sol connectées au réseau, d'une capacité entre 10 et 50 MW (« *grid-connected ground-mounted centralized PV* »), était inférieur à 1,31 \$/W, comparativement à un prix variant entre 1,90 \$CAD/W et 2,40 \$CAD/W pour les grandes installations photovoltaïques commerciales en toiture.

⁹ RLRQ, c. R-6.01.

¹⁰ Source : adapté du Tableau 7 de : *National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2023 - IEA-PVPS*. IEA-PVPS, Christopher Baldus-Jeursen, Yves Poissant, Mathieu Côté, « https://iea-pvps.org/national_survey/national-survey-report-of-pv-power-applications-in-canada-2023/ ».

Tableau 2 : Prix de différents systèmes solaires photovoltaïques clé en main (traduction libre du titre par l'AQPER)

Category/Size	Typical applications	Current prices [CAD/W]
Off-grid 1-5 kW	A stand-alone PV system that generates electricity for a device or a household and is not connected to the grid.	Not tracked
Residential BAPV 5 – 10 kW	A grid-connected, roof-mounted, or distributed PV system that produces electricity for grid-connected households such as roof-mounted systems on apartment buildings and single-family homes.	2,30 – 3,90
Residential BIPV 5 – 10 kW	A grid-connected, roof-mounted, or distributed PV system that produces electricity for grid-connected households such as roof-mounted systems on apartment buildings and single-family homes.	Not tracked
Small commercial BAPV 10 – 100 kW	A grid-connected, roof-mounted, distributed PV system that produces electricity for grid-connected commercial buildings, such as public buildings, multi-family houses, agricultural buildings, grocery stores, etc.	2,00 – 3,20
Small commercial BIPV 10 – 100 kW	A grid-connected, building integrated, distributed PV system that produces electricity for grid-connected commercial buildings, such as public buildings, multi-family houses, agricultural buildings, grocery stores, etc.	Not tracked
Large commercial BAPV 100 – 250 kW	A grid-connected, roof-mounted, distributed PV system that produces electricity for grid-connected large commercial buildings, such as public buildings, multi-family houses, agricultural buildings, grocery stores, etc.	1,90 – 2,40
Large commercial BIPV 100 – 250 kW	A grid-connected, building integrated, distributed PV system that produces electricity for grid-connected commercial buildings, such as public buildings, multi-family houses, agricultural buildings, grocery stores, etc.	Not tracked
Industrial BAPV > 250 kW	A grid-connected, roof-mounted, distributed PV system that produces electricity for grid-connected industrial buildings, warehouses, etc.	1,68 – 2,22
Small centralized PV 1 – 20 MW	A grid-connected, ground-mounted, centralized PV system that works as a central power station. The electricity generated in this type of facility is not tied to a specific customer and the purpose is to produce electricity for sale.	1,65 – 1,90
Large centralized PV > 20 MW	A grid-connected, ground-mounted, centralized PV system that works as a central power station. The electricity generated in this type of facility is not tied to a specific customer and the purpose is to produce electricity for sale.	< 1,31

Pour les centrales photovoltaïques sur toit de catégorie industrielle, le prix de revient se situe entre 1,68 \$CAD/W et 2,22 \$CAD/W (« *large commercial BAPV grid-connected roof-mounted* »).

Bien que les grandes centrales photovoltaïques puissent occuper une plus grande surface au sol, elles offrent un clair avantage sur le plan du prix de revient. Même les centrales au sol d'une capacité d'un (1) MW ont un prix de revient moindre que celui de la marge inférieure dans la fourchette de prix des plus grandes centrales photovoltaïques sur toit (1,65 \$/W versus 1,68 \$/W).

L'attrait d'un modèle de développement de centrale solaire de plus grande taille, axé sur des économies d'échelles et des gains d'efficacité, à moindre coût, est d'ailleurs, encore une fois, un élément qui le distingue d'autres modèles d'approvisionnement envisagés par le Distributeur, tel que les programmes de mesurage net.

c. Scénarios de réponses à l'A/O

Afin d'aider la Régie à modéliser et anticiper les effets des critères et exigences minimales proposées par le Distributeur dans le DAO, l'AQPER a élaboré trois scénarios (Tableau 3) de réponses plausibles par des soumissionnaires à l'A/O :

1. **Scénario 1** : la totalité du bloc de 300 MW est comblée par des centrales photovoltaïques sur toit ou de type ombrelle.
2. **Scénario 2** : un tiers de l'énergie demandée est comblée par des centrales sur toit ou de type ombrelle et deux tiers le sont par des centrales au sol de 5 MW. Ce scénario correspond au portrait de la production canadienne d'énergie solaire photovoltaïque réalisé par CANMET (voir Tableau 4 ci-dessous, année 2023, *grid-connected centralized*; 3547,29 MWAC / 5328,04 MWAC donne 67 %) ¹¹.
3. **Scénario 3** : des centrales au sol de 5 MW fournissent le tiers de l'énergie demandée et le reste (200 MW) est comblé par des centrales de 7,5 MW.

¹¹ Source : adapté du Tableau 3 de *National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2023 - IEA-PVPS*. IEA-PVPS, Christopher Baldus-Jeursen, Yves Poissant, Mathieu Côté, « https://iea-pvps.org/national_survey/national-survey-report-of-pv-power-applications-in-canada-2023/ ».

Tableau 3 : Scénarios de réponses à l'appel d'offres solaire		
Scénario 1 : 100 % de la capacité installée sur des toits de bâtiments et ombrières		
Capacité (MW)		1
Nombre de projets requis		300
% des projets avec nouveaux raccordements		50%
Nombre de raccordements		150
Scénario 2 : 1/3 de la capacité installée sur des toits de bâtiments et ombrières et 2/3 des projets au sol		
Capacité projets sur bâtiments (MW)		1
% des projets avec nouveaux raccordements		50%
Nombre de projets		100
Nombre de raccordements		50
Capacité projets au sol (MW)		5
Nombre de projets		40
% des projets avec nouveaux raccordements		100%
Nombre de raccordements		40
Raccordements totaux		90
Scénario 3 : 100 % de la capacité par des projets au sol de 5 MW et de 7,5 MW		
Capacité projets au sol (MW)		5
Nombre de projets		30
Capacité projets au sol (MW)		7,5
Nombre de projets		20
% des projets avec nouveaux raccordements		100%
Nombre de raccordements		50

À cet effet, l'AQPER est d'avis que les bâtiments d'environ un (1) ha de superficie sont en nombre limité au Québec, et ce, même en supposant que leur structure soit en mesure de supporter la charge additionnelle associée à l'installation de panneaux solaires.

- Le scénario 2, où le tiers de la capacité demandée est comblée par des projets sur toit et le restant par des projets au sol, fait passer le nombre de raccordements de 150 à 90;
- Pour le scénario 3, seulement 50 raccordements sont requis, ce qui devrait répondre à une des préoccupations du Distributeur de garder le plus simple possible le raccordement des centrales photovoltaïques.

Par ces scénarios, l'AQPER veut attirer l'attention de la Régie sur l'importance d'avoir de la souplesse dans les conditions d'admissibilité et les exigences minimales afin de permettre au marché de répondre à la commande de 300 MW d'énergie solaire photovoltaïque, et ce, au moindre coût possible et afin de limiter les impacts tarifaires.

Tableau 4: Capacité cumulée de puissance de la production solaire photovoltaïque dans quatre sous-marchés (traduction libre du titre par l'AQPER)

Year	Off-grid [MWAC] (including large hybrids)	Grid-connected distributed [MWAC]	Grid- connected centralized [MWAC]	Total [MWAC]	Total [MWDC]
2010	51,09	23,58	164,30	238,96	281,13
2011	51,89	111,49	311,19	474,57	558,32
2012	-	185,88	465,20	651,07	558,32
2013	-	232,21	796,70	1 028,91	1 201,48
2014	-	459,72	1 106,90	1 566,62	1 843,08
2015	-	625,44	1 515,13	2 140,56	2 518,31
2016	-	673,76	1 590,90	2 264,66	2 932,64
2017	-	787,39	1 705,35	2 492,74	2 932,64
2018	-	924,50	1 706,15	2 630,65	3 094,88
2019	-	1 001,82	1 825,90	2 827,72	3 326,73
2020	-	1 114,32	1 953,90	3 067,89	3 609,28
2021	-	1 176,80	2 676,84	3853,64	4 533,69
2022	-	103,15	3 019,94	4 323,09	6 452,37
2023	-	1 780,75	3 547,29	5 328,04	7 952,30

L'AQPER est d'avis que l'industrie pourra réunir suffisamment de soumissions de qualité pour répondre à la demande de 300 MW d'énergie photovoltaïque. Mais pour cela, certains paramètres de l'appel d'offres contenus dans les exigences minimales, la grille de critères et leur pondération et le DAO doivent être revus de l'avis de l'AQPER.

Selon le Distributeur, les 11 mois accordés pour le dépôt des soumissions, les critères et les exigences minimales ont été rédigés afin de favoriser une simplicité des projets recherchés et une plus grande participation à l'appel d'offres. Cependant, pour l'AQPER, cette participation se trouve limitée par l'effet cumulé d'une série de contraintes.

De plus, la lecture de l'AQPER est que les modalités du présent appel d'offres visent à faire en sorte notamment de respecter l'échéance de mise en service, d'optimiser les infrastructures existantes et de limiter les coûts de raccordement des centrales au réseau, cela au détriment d'une plus grande participation (voir la réponse du Distributeur aux questions 1.2 et 1.4 de la Régie¹² et le DAO¹³).

¹² Pièce B-0014, p. 7, l. 10 à 15 et p. 8, l. 18 à 22.

¹³ A/O 2025-01 : *Appel d'offres pour l'acquisition de 300 MW d'énergie solaire photovoltaïque*. (s. d.). Espace d'échange d'Hydro-Québec. « <https://conversation.hydroquebec.com/a-o-2025-01-appel-d-offres-pour-l-acquisition-de-300-mw-d-energie-solaire-photovoltaïque>. »

II. Les contraintes d'admissibilité pour les grands projets sont excessives

L'AQPER soumet que la contrainte géophysique prévue à l'article 1° a) du Décret constitue, avec la contrainte sur le raccordement au réseau de distribution de basse et moyenne tension, l'un des défis fondamentaux à considérer lors de la conception de projets éligibles et compétitifs qui maximisent les bénéfices dans l'intérêt public.

L'AQPER est très préoccupée par le fait que le DAO cumule, en plus des préoccupations du Décret, plusieurs conditions supplémentaires exigeantes, tel que résumées au Tableau 5 ci-dessous :

Tableau 5 : Contraintes et exigences tirées du Décret et du DAO

Contrainte/Exigence	Source
1. Le projet doit être raccordé au réseau de distribution de basse et moyenne tension	Décret, art. 3°
2. Le projet est exclu s'il est situé en zone agricole, et ce, même s'il démontre un double usage ou une revalorisation de site	Décret, art. 1° a)
3. Inéligibilité de tout projet qui serait situé dans une zone agricole	DAO ¹⁴
4. Distance maximale de 300 mètres d'un point de raccordement	DAO ¹⁵
5. Impossibilité de franchir une étendue d'eau ou un obstacle majeur	DAO ¹⁶
6. Les projets de 5 MW et plus - qui sont des projets au sol – doivent déposer des garanties pour couvrir leurs engagements contractuels pour la période antérieure au début des livraisons et pour la période postérieure au début des livraisons	DAO ¹⁷
7. Si le projet est au sol, il doit obtenir une résolution d'appui du milieu local	DAO ¹⁸

Bien que certaines de ces exigences puissent se justifier, comme l'obligation d'obtenir l'appui du milieu local concerné, appliquées collectivement, ces exigences ont pour effet d'écarter d'office des projets d'envergure qui peuvent être réalisés à plus faible coût, alors qu'ils pourraient, ultimement, faire la différence entre l'atteinte ou non de l'objectif de 300 MW.

L'AQPER recommande, de manière générale, que la Régie s'assure que le A/O puisse offrir aux soumissionnaires potentiels suffisamment de souplesse dans les conditions d'admissibilité et les exigences minimales afin de permettre au marché de répondre à la commande de 300 MW d'énergie solaire photovoltaïque, et ce, au moindre coût possible et afin de limiter les impacts tarifaires.

¹⁴ *Id.*, Section 1.3, p. 5.

¹⁵ *Id.*, Section 1.1, p. 3.

¹⁶ *Id.*, Section 1.1, p. 3.

¹⁷ *Id.*, Section 1.7, p. 9.

¹⁸ *Id.*, Section 1.3, p. 4.

a. Inéligibilités techniques (obstacles de localisation)

Un projet sera inéligible à l'A/O, sur le plan technique, notamment (i) s'il nécessite un nouveau raccordement au réseau dont le point de raccordement (A) est localisé à 300 mètres ou plus d'un réseau moyenne tension triphasé [du Distributeur], et/ou (B) qui traverse une étendue d'eau ou d'un obstacle majeur. Cette dernière condition n'est pas prévue dans le Décret ni dans le Règlement.

L'AQPER prend acte de la réponse du Distributeur concernant l'interdiction de franchir une étendue d'eau ou un obstacle majeur, selon laquelle cette restriction s'applique principalement dans les cas où le réseau de distribution est souterrain¹⁹. Elle note l'indication, par le Distributeur, qu'une évaluation au cas par cas sera effectuée pour les projets nécessitant un tel franchissement²⁰.

Cependant, l'AQPER rapporte à la Régie qu'en date des présentes, l'interdiction de traversée d'une étendue d'eau ou d'un obstacle majeur figure toujours dans le DAO²¹ et elle a toujours une portée vague et potentiellement vaste.

En ce sens, la seule définition donnée par le Distributeur au terme *étendue d'eau* est celle reçue par la Régie à savoir : « *Fleuve, rivière, ruisseau, canal, cours d'eau, océan, mer, lac, réservoirs, lacs de barrage, étang, mare, que ce soit en surface ou souterrain.* »²². Or, cette précision ne fait que confirmer qu'un grand nombre de situations peuvent être visées par cette contrainte d'éligibilité.

L'AQPER est préoccupée par le manque de précision dans la portée et l'application de cette contrainte par le Distributeur qui est une source d'incertitude dans la conception des projets. Les soumissionnaires sont en droit de s'attendre, dans un souci d'équité et de transparence, que les conditions d'admissibilités puissent être interprétées et appliquées de manière prévisible, transparente et uniforme. Il en va de respecter une certaine équité, ou plutôt une équité certaine, dans le processus de sélection.

L'AQPER recommande que le Distributeur ajoute plus de précisions dans son A/O en ce qui concerne l'interdiction de franchir une étendue d'eau ou un obstacle majeur et que pour les projets de plus de 5 MW la distance de raccordement soit analysée au cas par cas et non limitée à 300 mètres.

¹⁹ Pièce B-0019, p. 10, l. 2 à 5.

²⁰ Pièce B-0019, p. 10 et 11, questions 3.7 à 3.9.

²¹ DAO, Section 1.1, p. 3.

²² Pièce B-0013, p. 10, l. 4 et 5.

b. Exclusion des projets en zone agricole

Le Distributeur a prévu, à titre de condition d'éligibilité, que tout projet qui serait situé « [d]ans une zone agricole, telle que définie au lien suivant : <https://www.cptaq.gouv.qc.ca/cartographie/la-zone-agricole/informations-generales-sur-la-zone-agricole> » soit inéligible²³.

L'AQPER tient à porter à l'attention de la Régie que le Décret²⁴ ne prévoit nullement l'exclusion des projets situés en zone agricole et que cette interdiction n'a d'ailleurs fait l'objet d'aucune justification dans la demande du Distributeur.

L'AQPER prend acte des explications données par le Distributeur dans ses réponses à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie et de l'AQPER²⁵. Cependant, ces réponses ne font que renforcer la perception que cette interdiction est respectueusement (i) en porte-à-faux avec l'intention du gouvernement, exprimée dans le Décret, de maximiser les retombées économiques, sociales et environnementales au Québec et de favoriser le dépôt d'un grand nombre de soumissions de qualité et (ii) qu'elle n'est pas conforme aux objectifs de la LRÉ²⁶. À leur face même, les préoccupations et justifications exprimées par le Distributeur sont insuffisantes, de la perspective de l'AQPER, pour soutenir l'exclusion de l'ensemble des projets solaires qui pourraient être situés en zone agricole en vertu de la *Loi sur la protection et des activités du territoire agricole* (« **LPTAA** »)²⁷.

En premier lieu, l'AQPER soumet à la Régie que le Décret prévoit déjà des conditions qui permettraient de répondre aux préoccupations du Distributeur de minimiser le développement de projets solaires sur des surfaces en culture, notamment de par l'application des paragraphes 1^o a) et 2^o du Décret qui stipulent ce qui suit :

« 1^o il y aurait lieu que cet approvisionnement énergétique permette de maximiser les retombées économiques, sociales et environnementales au Québec et, à cet effet:

a) il y aurait lieu que les équipements de production d'énergie solaire photovoltaïque soient installés sur des surfaces artificialisées et de manière que l'activité de production d'électricité soit secondaire par rapport à leur usage principal, à moins que cette activité ne vise à les revaloriser;

[...]

2^o il y aurait lieu que l'installation d'équipements de production d'énergie solaire photovoltaïque, lorsque celle-ci est effectuée sur une surface au sol, favorise un développement harmonieux et suscite l'adhésion du milieu local, soit un milieu qui se compose d'un ou de plusieurs des organismes suivants : [...] »

²³ L'AQPER note que cet hyperlien mène à une page « Erreur 404 ». La page « <https://www.cptaq.gouv.qc.ca/cartographie/la-zone-agricole/informations-generales-sur-la-zone-agricole> », intitulée « Informations générales sur la zone agricole » n'offre pas un portrait à jour ni exact de la zone agricole. Un portrait plus exact et à jour de cette zone aurait plutôt été identifié en utilisant cette adresse : « <https://demeter.cptaq.gouv.qc.ca/> ».

²⁴ Pièce B-0008, annexe B, p. 13.

²⁵ Pièce B-0019, réponses aux questions 3.10, 3.11, 3.11.1, 3.11.2 et 3.11.3 et 3.11.4; voir aussi la pièce B-0013, réponses aux questions 1.8 et 1.9.

²⁶ En effet, dans l'exercice de ses fonctions et pouvoirs, la Régie doit notamment favoriser la satisfaction des besoins énergétiques et une transition énergétique ordonnée et au moindre coût (art. 5 de la LRÉ).

²⁷ RLRQ, c. P-41.1.

Tel qu'expliqué à la section précédente, en dehors des zones agricoles, le nombre de sites potentiels pour des projets solaires sur des superficies artificialisées ou dévalorisées de grande superficie est relativement limité au Québec. L'AQPER rappelle que la contrainte à l'article 1^o a) du Décret doit être interprétée comme reflétant la pondération du gouvernement entre les avantages et inconvénients d'une telle décision et l'équilibre qu'il a choisis pour identifier des sites éligibles. Tout ajout d'exigences de localisation additionnels présente un risque de défaire cet équilibre.

Deuxièmement, l'AQPER soumet à la Régie que le critère de double usage ou de revalorisation traduit une reconnaissance que l'implantation d'un projet solaire est, en soi, susceptible d'apporter des bénéfices collectifs. **Très concrètement, la décision du Distributeur d'ajouter le critère d'exclusion des projets en zone agricole a pour conséquence que les seuls sites contaminés ou dévalorisés qui pourront être revalorisés à l'occasion de l'implantation d'une centrale solaire sont celles situées en milieux urbanisés.**

Reconnaissant l'importance de préserver les milieux agricoles, l'AQPER s'inquiète cependant que la décision du Distributeur de rejeter tout projet en zone agricole pourrait plutôt renforcer des inégalités sociales, environnementales et économiques entre les régions urbanisées du Québec et les régions rurales, très souvent agricoles, qui ne pourront bénéficier des externalités positives de l'implantation de centrales solaires sur des surfaces artificialisées ou dévalorisées. L'AQPER souligne que ces effets sont contraires aux objectifs du Décret.

L'AQPER note qu'il est assez connu que (i) de nombreux usages non agricoles parsèment, tout à fait légitimement, la zone agricole québécoise, y compris plusieurs entrepôts, sites d'enfouissements et autres bâtiments non-agricoles, des îlots déstructurés et même des centres urbains de certaines municipalités²⁸ et que (ii) la préservation de la zone agricole nécessite d'importants efforts pour revaloriser, à grands frais, des friches industrielles, des sites contaminés et des dépôts de déchets sauvages qui empêchent toute remise en culture²⁹.

Selon la preuve soumise par le Distributeur, cette décision découlerait de consultations avec l'Union des producteurs agricoles (l' « **UPA** ») et ne découlerait pas d'une discussion généralisée avec des parties prenantes de la société civile ni de directives ou stratégies du gouvernement.

Troisièmement, l'AQPER soumet que cette exigence n'est pas conforme avec les objectifs du Décret, en ce qu'il revient, ni plus ni moins, à contourner indûment le cadre prévu sous LPTAA, récemment amendée, qui a justement pour objectif de protéger de manière équilibrée les milieux agricoles.

²⁸ Parc éolien de la Haute-Chaudière, CPTAQ dossiers no. [448491 et 448490](#) (2025). Voir par exemple au par. 96 où la CPTAQ constate que certains lots en zone agricoles « ne constituent plus une base territoriale pour la pratique de l'agriculture ».

²⁹ *Les vidanges dans nos campagnes* (Mars 2019), Radio Canada. « <https://ici.radio-canada.ca/info/2019/03/sols-contamines-terres-agricoles-enquete-quebec/> ».

La valorisation des terres en friche (Juillet 2008), Agriculture et Agroalimentaire Canada. « https://www.upa.qc.ca/fileadmin/01_UPA_provincial/Prod_Outils_ressources/PDZA/FICHE_06-Friches.pdf ».

L'AQPER rappelle également que le Règlement avait fait l'objet d'une consultation publique préalable durant laquelle les parties prenantes ont eu pleinement l'occasion de présenter leurs positions, demandes et préoccupations. Si le gouvernement avait voulu, suite à ces consultations, prévoir des conditions propres au contexte agricole, il l'aurait prévu dans le Décret, sous réserve des limites de la LRÉ. **Il ne l'a pas fait et ce choix se doit d'être respecté.**

Qui plus est, le gouvernement a mis en place la Commission de protection du territoire agricole du Québec (la « **CPTAQ** ») pour assurer l'application de la LPTAA et l'AQPER soumet que cette loi offre un cadre robuste, clair, prévisible et transparent. Dans le cadre du processus d'approbation d'une demande pour un usage autre qu'agricole (tel un usage de production d'énergie), la CPTAQ sollicite l'avis des personnes intéressées, telles que les unités locales ou régionales de l'UPA ou autres associations agricoles, les municipalités et MRC concernées, entre autres personnes. Leurs observations sont prises en compte dans le processus décisionnel de la CPTAQ. Cette dernière a toute la discrétion nécessaire pour refuser d'autoriser un projet qui ne parvient pas à s'intégrer harmonieusement à son milieu et qui n'aura pas l'adhésion du milieu local. Pour l'AQPER, il ne revient pas au Distributeur de se substituer à la CPTAQ en ce qui concerne les approbations pour des usages autres qu'agricoles en zone agricole.

L'AQPER souligne qu'au lieu de déclarer d'emblée inadmissibles tous les projets de centrales photovoltaïques en zone agricole, une approche fondée sur le dialogue avec l'UPA et autres parties prenantes peut être envisagée s'il y a des préoccupations quant à l'acceptabilité sociale. En écartant d'emblée cette possibilité, le Distributeur introduit par ailleurs un double standard entre les filières d'énergies renouvelables, notamment en comparaison avec l'éolien.

Bref, de l'avis de l'AQPER, un projet qui disposerait de toutes ses autorisations pour sa construction et ses opérations en zone agricole, au terme du processus administratif devant la CPTAQ, ne devrait pas être écarté. Qui plus est, un projet situé sur un terrain en zone agricole hautement artificialisée et grevée d'une ou plusieurs autorisations pour un usage non agricole en zone agricole ne devrait également pas être écarté automatiquement, puisque dans pareil cas de figure il est fort probable que ledit projet reçoive l'appui des unions des producteurs agricoles concernées et ultimement l'approbation de la CPTAQ.

L'AQPER recommande de revoir les critères d'admissibilité et les exigences minimales afin de ne pas refuser d'emblée les projets qui sont situés en zone agricole. De l'avis de l'AQPER, les projets de production d'énergie solaire en zone agricole autorisés par la CPTAQ ou qui pourraient être autorisés devraient être admissibles dans le cadre de l'A/O du Distributeur.

D. EXIGENCES MINIMALES - CRITÈRES NON MONÉTAIRES

I. Critère de vocation à double usage ou revalorisation

Dans sa demande à la Régie, le Distributeur propose d'accorder dix (10) points sur les 40 attribués aux critères non monétaires aux projets démontrant le double usage ou la revalorisation d'une surface artificialisée³⁰.

Pour l'AQPER, la pondération pour ce critère est trop élevée considérant que les exigences d'admissibilité et les exigences minimales conduisent, par la force des choses, les promoteurs à se tourner de préférence vers des sites artificialisés.

De fait, le Distributeur insiste dans sa demande à la Régie sur « [l]e but de réduire le coût des modifications au réseau de distribution, d'accélérer la date du début des livraisons et de favoriser l'adhésion du milieu local, une centrale photovoltaïque aura avantage à être raccordée aux installations électriques desservant un client existant d'Hydro-Québec, déjà raccordé au réseau de distribution »³¹.

De plus, l'A/O prévoit que « [d]ans le but de réduire le coût des modifications au réseau et d'accélérer la date du début des livraisons, les soumissions dont le raccordement se fera à partir des installations électriques desservant des clients BT assujettis au Service d'électricité en basse tension à partir des postes distributeurs ou des clients MT assujettis au Service d'électricité en moyenne tension sont davantage susceptibles d'être retenues. Dans le but de limiter au maximum le coût d'intégration au réseau alimentant la ligne de distribution à laquelle seront raccordés les centrales photovoltaïques, il est préférable de positionner les centrales photovoltaïques dans des zones comportant une plus grande densité de charge électrique par rapport à la puissance raccordée, telle que les zones commerciales, industrielles et institutionnelles ainsi que le plus près possible d'un poste de transformation de la haute tension en moyenne tension (poste satellite). »³² (nos soulignés)

De l'avis de l'AQPER, le choix de sites artificialisés est quasiment imposé d'office. À cela, il faut ajouter la rareté de sites propices à l'installation de centrales photovoltaïques en zone éligible et la limite de 300 mètres qui chacune pousse inévitablement les soumissionnaires à chercher les terrains artificialisés près des zones urbanisées ou industrielles.

L'AQPER recommande de réduire de dix (10) points à cinq (5) points la pondération pour ce critère et d'ajouter un critère d'expérience pertinente avec une pondération de cinq (5) points (voir la recommandation à cet égard à la section E.I).

³⁰ Pièce B-0008, section 5.2, p. 9, l. 7 à 10 et p. 10, l. 1 à 19.

³¹ Pièce B-0008, section 2.2, l. 7 à 10.

³² DAO, section 1.1, p. 3.

II. Critère de faisabilité technique

Dans le but de prioriser les projets qui optimisent la capacité d'accueil des installations électriques existantes, le Distributeur propose d'attribuer trois (3) points aux projets qui réutilisent partiellement les infrastructures de raccordement d'un client et six (6) points lorsque cette réutilisation est complète.

La Régie a interrogé le Distributeur afin de déterminer si ce critère n'était pas redondant avec les coûts de raccordement, lesquels sont assumés par le Distributeur, mais pris en compte dans le calcul du critère lié au coût de l'électricité. La réponse du Distributeur est que :

« Cette approche s'inspire des appels d'offres éoliens antérieurs d'Hydro-Québec où les critères de contenu local (par exemple : contenu régional/qubécois) représentaient un coût pour les promoteurs, influençant leur prix soumis, mais ils étaient évalués séparément pour encourager les retombées économiques locales sans créer de redondance. »³³

Selon l'AQPER, la comparaison faite par le Distributeur entre le critère de faisabilité technique et celui du contenu québécois dans les appels d'offres éoliens est mal fondée, puisqu'elle occulte le fait que dans le cas de l'éolien, il existait une volonté manifeste du gouvernement du Québec de développer une filière industrielle structurée.

Dans le présent dossier, la volonté gouvernementale en faveur du développement d'une filière industrielle solaire est moins explicite.

Cela dit, le point principal ici est qu'en plus de la redondance avec le critère de prix, le critère de faisabilité contribue peu à la discrimination efficace entre les projets.

Le Distributeur mentionne à maintes reprises dans sa Demande son souhait d'assurer l'acceptabilité sociale de la filière solaire qui s'apprête à s'élancer au Québec. L'AQPER partage entièrement ce point de vue, d'où la recommandation qui suit.

L'AQPER recommande de retirer le critère de faisabilité technique et d'attribuer les six (6) points au critère de développement harmonieux et d'adhésion du milieu local, parce que cet aspect est essentiel au bon démarrage de la filière solaire.

³³ Pièce B-0013, p. 19, l. 5 à 10.

E. AUTRES POINTS

I. Ajout d'un critère d'expérience pertinente du soumissionnaire

Dans sa demande de renseignements numéro 1 au Distributeur, l'AQPER a questionné l'absence de critère sur l'expérience du soumissionnaire dans la production d'énergie renouvelable à l'échelle commerciale, comme c'était le cas pour les appels d'offres d'énergie renouvelable antérieurs³⁴. En réponse, le Distributeur a indiqué que « [c]ette omission pour le solaire s'explique par les spécificités du marché québécois émergent : elle réduit les barrières à l'entrée pour encourager une participation diversifiée de nouveaux acteurs, favorisant le développement d'une filière solaire durable »³⁵.

L'AQPER endosse l'idée de favoriser le développement d'une filière solaire durable, mais est d'avis que le lancement de la filière solaire photovoltaïque au Québec va être d'autant plus crédible si la participation de firmes avec de l'expérience dans le développement de centrales est reconnue.

Selon l'AQPER, l'objectif poursuivi par le Distributeur de connecter tous les projets au réseau d'ici la fin de 2029 aura plus de chance de se concrétiser avec une telle exigence, qui apportera au Distributeur une assurance sur la qualité d'exécution des projets et permettra de lancer de manière crédible la filière solaire au Québec.

L'AQPER recommande d'ajouter un critère d'expérience dans la production d'énergie renouvelable solaire sur une base commerciale avec une pondération de cinq (5) points.

II. Informations sur le réseau de distribution

Le solaire photovoltaïque est une énergie décentralisée qui peut s'implanter dans une grande diversité de sites (stationnements, toits de bâtiments, lieux d'enfouissement techniques fermés, terrains contaminés, etc.). Tel que mentionné précédemment, le Distributeur est à la recherche de projets qui peuvent de préférence se raccorder sur les équipements existants de ses clients et qui sont localisés « [d]ans des zones comportant une plus grande densité de charge électrique par rapport à la puissance raccordée »³⁶.

Toutefois, le Distributeur affirme qu'aucune carte des sites propices au raccordement des centrales photovoltaïques n'est actuellement disponible³⁷.

Or, l'absence d'information sur l'état du réseau de distribution constitue un enjeu névralgique pour la conception, le développement et le financement des projets solaires. En effet, l'accès à ces informations permettrait de guider les soumissionnaires dans leurs choix pour un site approprié.

³⁴ Par exemple : Dossier R-4210-2022, Phase 3, Pièce B-0088, page 8, l. 5 à 7.

³⁵ Pièce B-0019, p. 18, l. 9 à 11.

³⁶ DAO, section 1.1, p. 3.

³⁷ Pièce B-0019, réponse à la question 3.6.

Rappelons qu'une telle carte³⁸ a été mise à la disposition des soumissionnaires pour l'appel d'offres A/O 2023-01 visant l'acquisition d'un bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne.

Ces cartes aident la préparation des soumissions et elles facilitent les échanges entre les soumissionnaires et le Distributeur lors des Demandes d'orientation technique (DOT).

L'AQPER recommande d'enjoindre le Distributeur de publier une carte des endroits sur le réseau de distribution qui se prêtent au raccordement des centrales photovoltaïques.

III. Accaparement des aides financières

La section 1.5 du DAO du Distributeur porte sur la formule de prix admissible. Il y est entre autres mentionné ce qui suit :

« Au moment d'établir le prix de l'électricité qu'il offre, il est difficile pour un soumissionnaire de savoir s'il obtiendra ou non une quelconque aide financière provenant de programmes gouvernementaux ou autres. C'est la raison pour laquelle le soumissionnaire doit établir le prix de l'électricité qu'il offre sans anticiper l'obtention d'une aide financière pour laquelle une entente de contribution officielle n'a pas été conclue à la date de dépôt des soumissions. Ainsi, le soumissionnaire n'a pas à assumer le risque lié à l'épuisement des fonds disponibles ou à un refus d'aide financière. »

(Nos soulignés)

De plus, le DAO prévoit que :

« Dans l'éventualité où un tel programme de support financier ou programme similaire serait en place lors du dépôt de sa soumission, au moment du début des livraisons ou durant la période d'exploitation du projet, le soumissionnaire est tenu d'effectuer toutes les démarches requises et utiles pour bénéficier d'un tel programme et en aviser Hydro-Québec. Si un soumissionnaire retenu dans le cadre de l'Appel d'offres obtient une telle subvention ou prime d'encouragement ou une prime d'un programme similaire, il devra remettre à Hydro-Québec un montant équivalant à 75 % de la prime qu'il reçoit. La part résiduelle de 25 % de la prime demeurera au bénéfice du soumissionnaire en compensation de tous les coûts associés à l'obtention et au maintien de la prime. Toutefois, l'obtention éventuelle d'une prime n'est pas prise en compte lors de l'analyse des soumissions. »

(Nos soulignés)

³⁸ Hydro-Québec. (2023, mars 31). Document d'appel d'offres A/O 2023-01 – Approvisionnement en électricité produite à partir de source éolienne (bloc de 1 500 MW) [PDF]. Direction principale, Planification intégrée et valorisation des stratégies d'affaires. Électricité distribuée, Hydro-Québec. « https://ehqproduction-canada.s3.ca/central1.amazonaws.com/e14c5a917876b94c9a34dbd8e50e43b892f4edf0/original/1680271172/ab3d9c92a55ab830c6baf25f466b99f_DAO-2023-01_1500MW_version_FINALE_310331.pdf ».

Rappelons qu'un crédit d'impôt à l'investissement (« CII ») sur les technologies propres fait partie d'une série de six (6) stimulants fiscaux annoncés dans le Budget 2023 du gouvernement fédéral qui visent à : « [a]ider le Canada à effectuer la transition vers l'énergie propre, tout en faisant croître l'économie et en appuyant l'innovation verte. Ils fourniront également aux entreprises et aux autres investisseurs la certitude dont ils ont besoin pour investir et se développer au Canada »³⁹

Le CII peut atteindre jusqu'à 30 % du coût en capital des biens de technologie propre qui sont acquis et qui deviennent disponibles d'ici au 31 décembre 2033⁴⁰. Certaines composantes des centrales solaires construites à la suite de l'A/O seraient donc admissibles à cette mesure fiscale.

Le fait que le CII soit échelonné sur plusieurs années donne aux entreprises la certitude dont elles ont besoin pour planifier leurs projets d'investissement. L'AQPER est donc en désaccord avec l'affirmation du Distributeur dans sa réponse à la question 4 de la demande de renseignements numéro 1 de l'ACER⁴¹ à l'effet qu'exiger des soumissionnaires qu'ils « [é]tablissent leur prix sans anticiper l'obtention d'aides financières non confirmées (ex. CII), protégeant ainsi les soumissionnaires du risque de non-obtention tout en assurant une évaluation neutre et compétitive » (nos soulignés).

L'AQPER peut comprendre, même si elle a des réserves, que le Distributeur souhaite comparer les soumissions sur la base du prix et en faisant abstraction des différentes mesures d'aides financières offertes aux promoteurs. **Toutefois, l'AQPER s'oppose à l'accaparement de 75 % des aides financières par le Distributeur, parce que cela constitue un frein au développement des énergies renouvelables et que ces aides financières, qu'elles soient fiscales ou sous forme de subventions, sont destinées en premier aux firmes productrices d'énergie renouvelable.**

L'utilisation complète du CII permettrait aux développeurs de renforcer la viabilité financière de leurs projets et de rendre ceux-ci plus attractifs aux investisseurs.

De plus, le Distributeur demande aux soumissionnaires retenus de partager avec lui des informations fiscales qui sont pourtant hautement confidentielles. L'AQPER souligne qu'il est très inhabituel et discutable d'exiger qu'une entreprise entreprenne toutes les démarches possibles pour tenter d'obtenir des aides ou autres mesures fiscales afin de pouvoir participer à ses appels d'offres.

L'AQPER a aussi pris connaissance des documents d'appel d'offres pour de l'énergie renouvelable lancés par B.C. Hydro et la New York State Energy Research & Development Authority (« **NYSERDA** »), l'agence responsable de la transition énergétique pour l'État de New York.

³⁹ « <https://www.canada.ca/fr/agence-revenu/services/impot/entreprises/sujets/societes/credits-dimpot-entreprises/cii-economie-propre/galerie-multimedia/ciiep.html> ».

⁴⁰ « <https://www.canada.ca/fr/agence-revenu/services/impot/entreprises/sujets/societes/credits-dimpot-entreprises/cii-economie-propre/cii-technologies-propres/a-propos-cii-tp.html> ».

⁴¹ Pièce B-0017, p. 8, l. 8 à 11.

Malgré ses recherches, l'AQPER n'a pas été en mesure de trouver une clause similaire à celle discutée ici dans les documents d'appel d'offres de BC Hydro.

Les documents d'appel d'offres de l'agence NYSERDA montrent une approche différente de celle du Distributeur par le fait qu'elle encourage les soumissionnaires à obtenir les crédits d'impôt offerts et leur demande de présenter leurs hypothèses sur la proportion d'énergie et des coûts de projet qui sont compensés par ces mesures fiscales⁴².

Enfin, l'AQPER note qu'Hydro-Québec pourrait bénéficier d'un crédit d'impôt de 15 % pour la production d'électricité renouvelable aussi annoncé dans le Budget 2023 du gouvernement fédéral, ce qui pourrait changer la dynamique avec les producteurs privés.

L'AQPER recommande à la Régie d'examiner cette disposition, puisqu'elle peut potentiellement avoir des effets sur la compétitivité de l'A/O. Ultimement, l'AQPER suggère de retirer de l'A/O l'exigence aux soumissionnaires retenus de céder au Distributeur l'équivalent de 75 % des aides financières.

IV. Stockage d'énergie

À la question 2.1 de sa demande de renseignements numéro 1⁴³, l'AQPER demandait pourquoi le Distributeur ne sollicitait pas dans son A/O des projets qui combindraient la production d'énergie solaire avec une puissance garantie par un système de stockage d'énergie (SSÉ).

Tout en répondant que les soumissionnaires sont libres d'intégrer des solutions de stockage à leurs offres, le Distributeur ajoutait que :

« Hydro-Québec n'invite pas explicitement à présenter des projets hybrides (solaire et stockage avec puissance garantie), notamment pour les raisons suivantes :

- *Exiger ou promouvoir une puissance garantie par le biais de stockage pourrait augmenter les coûts et limiter la participation, ce qui va à l'encontre de l'objectif de développer une filière solaire compétitive et diversifiée.*
- *L'appel d'offres vise à acquérir 300 MW d'énergie solaire photovoltaïque à des prix compétitifs, avec un contrat d'approvisionnement centré sur l'énergie livrée, sans imposer de contraintes technologiques supplémentaires. »*

Pour l'AQPER, la production d'énergie photovoltaïque jumelée avec du stockage d'énergie permettrait de répondre aux besoins énergétiques du Québec.

En 2021, le Distributeur avait lancé un appel d'offres pour l'acquisition d'un bloc de 480 MW d'énergie renouvelable mixte, incluant l'énergie solaire, qui comportait un volet énergie et un volet puissance.

⁴² Source : Update to Renewable Energy Standard Purchase of New York Tier 1 Eligible Renewable Energy Certificates Request for Proposals (RFP) No. RESRFP24-1 RFP Original Release Date: June 20, 2024. « <https://portal.nyserda.ny.gov/servlet/servlet.FileDownload?file=00P8z000004NCL9EAO> ». Page 13, 1^{er} paragraphe de la section 7 et page 59, dernier paragraphe.

⁴³ Pièce B-0019, p. 6.

Les notions et les critères pour traiter des enjeux spécifiques au stockage dans le cadre d'un appel d'offres sont donc connus du Distributeur et l'industrie québécoise a l'expertise nécessaire pour mener à bien de tels projets.

À titre de commentaire, l'AQPER est d'avis que le prochain appel d'offres d'énergie solaire photovoltaïque devrait inclure les projets de stockage d'énergie.

F. CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

L'AQPER est d'avis que l'approche du Distributeur, qui tend à favoriser les projets de petite taille, envoie un signal erroné au marché pour ce premier appel d'offres en énergie solaire et compromet sa capacité d'établir un prix de référence pour ceux qui suivront. Dans la perspective d'un objectif de 3 000 MW d'énergie solaire d'ici 2035⁴⁴, il apparaît essentiel que le démarrage de la filière crée des conditions favorables à la réalisation de projets de grande envergure.

À titre d'illustration, l'Ontario compte plus de 40 parcs solaires d'au moins 10 MW, en grande majorité réalisés au cours des cinq (5) dernières années⁴⁵. L'approche retenue par le Distributeur oriente toutefois le développement de la filière solaire photovoltaïque au Québec vers une trajectoire sensiblement distincte de celle privilégiée ailleurs au Canada où les projets de grande envergure occupent une place centrale.

À titre de rappel, les recommandations de l'AQPER sont les suivantes :

De manière générale,

1. L'AQPER recommande, de manière générale, que la Régie s'assure que le présent A/O puisse offrir aux soumissionnaires potentiels suffisamment de souplesse dans les conditions d'admissibilité et les exigences minimales afin de permettre au marché de répondre à la commande de 300 MW d'énergie solaire photovoltaïque, et ce, au moindre coût possible et afin de limiter les impacts tarifaires.

De manière plus spécifique,

2. L'AQPER recommande à la Régie d'exercer sa compétence sur les exigences minimales présentées par le Distributeur dans le présent dossier, c'est-à-dire les approuver, avec le cas échéant les conditions ou modalités qu'elle jugera nécessaires, ou simplement les rejeter;
3. L'AQPER recommande de revoir les critères d'admissibilité et les exigences minimales afin de ne pas refuser d'emblée les projets qui sont situés en zone agricole. De l'avis de l'AQPER, les projets de production d'énergie solaire en zone agricole autorisés par la CPTAQ ou qui pourraient être autorisés devraient être admissibles dans le cadre de l'A/O du Distributeur.

De plus,

4. L'AQPER recommande que le Distributeur ajoute plus de précisions dans son A/O en ce qui concerne l'interdiction de franchir une étendue d'eau ou un obstacle majeur et que pour les projets de plus de 5 MW, la distance de raccordement soit analysée au cas par cas et non limitée à 300 mètres;

⁴⁴ Le solaire : une autre étape vers la diversification énergétique, p. 8. « https://www.hydroquebec.com/data/a-propos/pdf/2025G217F_strategie_solaire_EPR4_4.pdf ».

⁴⁵ Wikipedia contributors. (2025, 27 juillet). *List of photovoltaic power stations in Canada*. Wikipedia. « https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_photovoltaic_power_stations_in_Canada ».

5. L'AQPER recommande de réduire de dix (10) points à cinq (5) points la pondération pour le critère de développement durable « Vocation à double usage ou revalorisation » et d'ajouter un critère d'expérience dans la production d'énergie renouvelable solaire sur une base commerciale avec une pondération de cinq (5) points;
6. L'AQPER recommande de retirer le critère de faisabilité technique et d'attribuer les six (6) points au critère de développement harmonieux et d'adhésion du milieu local, parce que cet aspect est essentiel au bon démarrage de la filière solaire;
7. L'AQPER recommande d'enjoindre le Distributeur de publier une carte des endroits sur le réseau de distribution qui se prêtent au raccordement des centrales photovoltaïques.
8. L'AQPER recommande à la Régie d'examiner cette disposition, puisqu'elle peut potentiellement avoir des effets sur la compétitivité de l'A/O. Ultimement, l'AQPER suggère de retirer de l'A/O l'exigence aux soumissionnaires retenus de céder au Distributeur l'équivalent de 75 % des aides financières.

LE TOUT SOUMIS RESPECTUEUSEMENT.

G. SECTION ADDITIONNELLE – AMENDEMENT

Incertitude contractuelle liée au seuil de 168 heures consécutives (articles 4.2.2 et 5.1.2 du contrat type).

Dans sa réponse à la question 16⁴⁶, Hydro-Québec a confirmé que la compensation prévue au contrat type ne s'applique qu'en cas d'événement unique excédant 168 heures consécutives. Aucune compensation n'est donc prévue pour des interruptions plus courtes, même si elles s'accumulent au cours d'une année. Autrement dit, plusieurs événements de moins de 168 heures peuvent survenir sans que le producteur ne soit indemnisé. Or, Hydro-Québec estime que la durée moyenne d'indisponibilité de son réseau de distribution est d'environ 106 heures par an, ce qui signifie qu'en pratique, cette énergie ne serait pas rémunérée. Il faut rappeler qu'il s'agit d'une moyenne provinciale : certains points de connexion au réseau subissent donc beaucoup plus d'heures d'interruption que d'autres, ce qui accroît le risque pour les projets solaires.

Cette approche diffère du contrat type éolien, qui prévoit un seuil cumulatif annuel de 24 heures non rémunérées. Elle diffère aussi d'autres contrats types en vigueur dans les filières biomasse et petite hydraulique, qui incluent des mécanismes cumulatifs pour encadrer les arrêts liés au réseau. Ces dispositions reconnaissent que les producteurs n'ont aucun contrôle sur la disponibilité du réseau et qu'il serait déraisonnable de leur faire porter un risque illimité. Dans le cas de l'éolien, la clause relative au bridage vise précisément à compenser le producteur après un seuil de 24 heures, ce qui permet de récupérer les pertes au-delà d'une franchise raisonnable.

Le recours à un seuil strictement « consécutif » soulève plusieurs problèmes. En effet, une remise temporaire en service du réseau, même de très courte durée, aurait pour effet de remettre à zéro le calcul de la période d'interruption. Dans les faits, cela rend hautement improbable l'atteinte du seuil de 168 heures et donc l'activation du mécanisme de compensation. Ce fonctionnement retire ainsi le caractère « take-or-pay » attendu d'un contrat d'approvisionnement et fait en sorte que **l'énergie rendue disponible risque de ne jamais être indemnisée.**

De plus, rien ne garantit que la moyenne de 106 heures restera stable. Le vieillissement des infrastructures, les aléas climatiques extrêmes et la pression croissante sur le réseau de distribution pourraient accroître l'indisponibilité dans les années à venir, exposant encore davantage les promoteurs à un risque sans plafond.

Les conséquences sont particulièrement marquées pour la filière solaire. Avec environ 2 190 heures d'ensoleillement par an au Québec⁴⁷, les 168 heures moyennes d'indisponibilité du réseau représentent près de 7 % de la production annuelle qui ne serait pas rémunérée. Une telle perte fragilise l'économie des projets et crée une iniquité claire par rapport à l'éolien. Si cette différence est attribuable au fait que les centrales solaires sont raccordées au réseau de distribution (plus sujet aux interruptions que le réseau de transport), il n'en demeure pas moins qu'il ne revient pas aux promoteurs d'assumer seuls ces risques systémiques. De plus, le seuil de 168 heures n'est

⁴⁶ A/O 2025-01 : *Appel d'offres pour l'acquisition de 300 MW d'énergie solaire photovoltaïque.* (s. d.). Espace d'échange d'Hydro-Québec.

https://conversation.hydroquebec.com/a-o-2025-01-appel-d-offres-pour-l-acquisition-de-300-mw-d-energie-solaire-photovoltaïque/news_feed/question-16

⁴⁷ Hydro-Québec, « *Le solaire : une autre étape vers la diversification énergétique* », mai 2025.

https://www.hydroquebec.com/data/a-propos/pdf/2025G217F_strategie_solaire_EPR4_4.pdf

pas justifié : invoquer des motifs administratifs ne saurait suffire à faire supporter un tel risque aux producteurs.

À noter que dans certaines régions où l'ensoleillement est plus faible, comme à Québec (1 600 à 1 700 heures par an), ces 168 heures représentent plutôt 10 % de la production annuelle non rémunérée.

Cette incertitude a un effet direct sur la « banquabilité » des projets, c'est-à-dire sur leur capacité à obtenir un financement avec dette. Sans plafond annuel clair, les institutions financières considèrent qu'un tel contrat transfère un risque illimité au producteur. Les promoteurs doivent alors assumer seuls ce risque et se tourner vers un financement quasi exclusivement en capitaux propres. Or, ce mode de financement plus coûteux entraîne une hausse significative du coût du capital, réduit la compétitivité des soumissions et ultimement accroît le prix de l'électricité pour Hydro-Québec et pour les consommateurs.

À l'inverse, un mécanisme basé sur un seuil cumulatif annuel, même limité, offre la prévisibilité nécessaire pour que les institutions financières puissent évaluer et accepter le risque. Un tel dispositif est facilement intégrable dans les modèles financiers, favorise l'obtention de financements à moindre coût et permet d'élargir le bassin de promoteurs en mesure de soumissionner. Cela se traduit par une concurrence accrue et, en définitive, par des soumissions plus compétitives et un meilleur prix pour l'électricité.

En corrigeant cette disposition contractuelle, la Régie permettrait de créer les conditions nécessaires pour répondre à la commande de 300 MW d'énergie solaire photovoltaïque **au moindre coût possible**, tout en posant les bases d'une filière solaire québécoise compétitive et durable.

L'AQPER recommande que le contrat type soit amendé afin d'introduire un mécanisme de compensation basé sur un seuil cumulatif annuel, plutôt qu'exclusivement sur un seuil consécutif de 168 heures.