

# Les stratégies d'acquisition des approvisionnement additionnels requis en énergie et en puissance

R-4210-2022, PHASE 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

RAPPORT D'ANALYSE EXTERNE  
DE PHILIP RAPHALS

POUR LE RNCREQ

LE 20 MARS 2024

# Plan

---

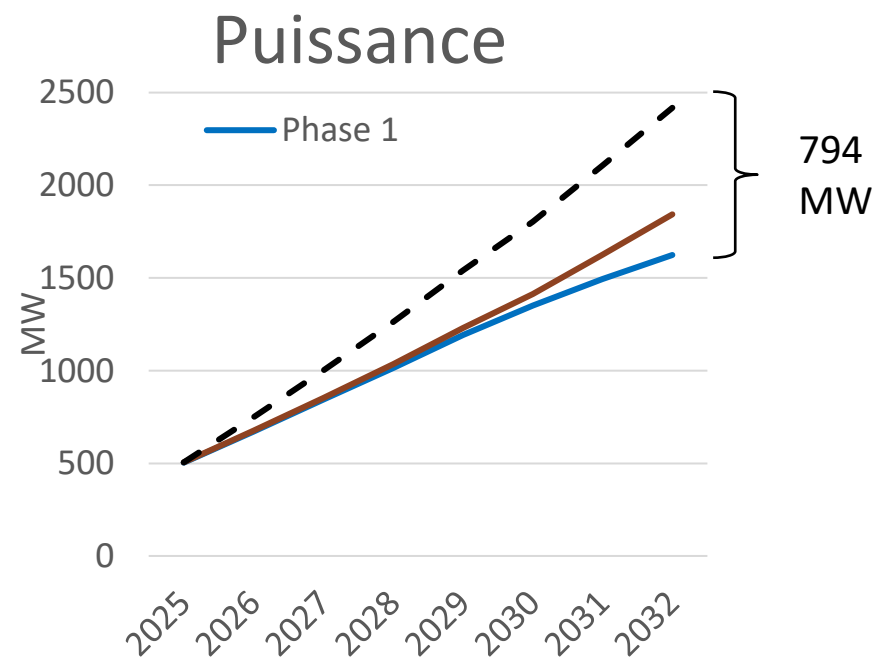
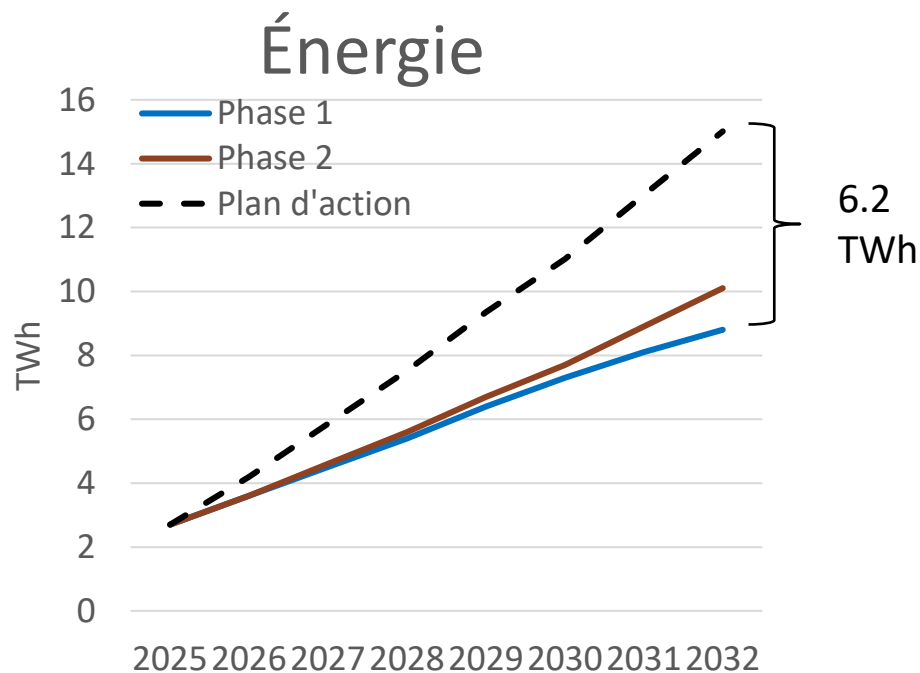
- ❑ Efficacité énergétique
- ❑ Mesures pour maintenir l'approvisionnement associé aux contrats venant à échéance
  - Les contrats avec HQP
  - Les contrats éoliens
- ❑ Les stratégies d'acquisition et les approvisionnements additionnels requis
- ❑ Conclusions et recommandations

# Efficacité énergétique

---

# Évolution des prévisions de contributions en efficacité énergétique

- Phase 2 – petite augmentation par rapport à la phase 1
- Plan d'action – grande augmentation par rapport à la phase 2



# Évolution des prévisions de contributions en efficacité énergétique

## ❑ Les bilans devraient-ils tenir compte de la cible annoncée dans le Plan d'action?

### ➤ Implication d'autres acteurs

- ❖ Peu importe qui fait quoi, le bilan reflète l'impact sur les besoins

### ➤ Une cible, mais pas encore entièrement planifiée

- ❖ L'objectif du bilan est d'estimer les besoins futurs

- ❖ Il est normal que les plans pour exécuter une nouvelle cible ne soient pas encore en place

- ❖ Raisonnable de présumer que les plans seront éventuellement mis en place pour atteindre cette cible

## Objectifs

### Horizon 2035



Diminuer la demande en énergie de **21 TWh** ▼



L'équivalent de la consommation annuelle de plus de **1,2 million de ménages**



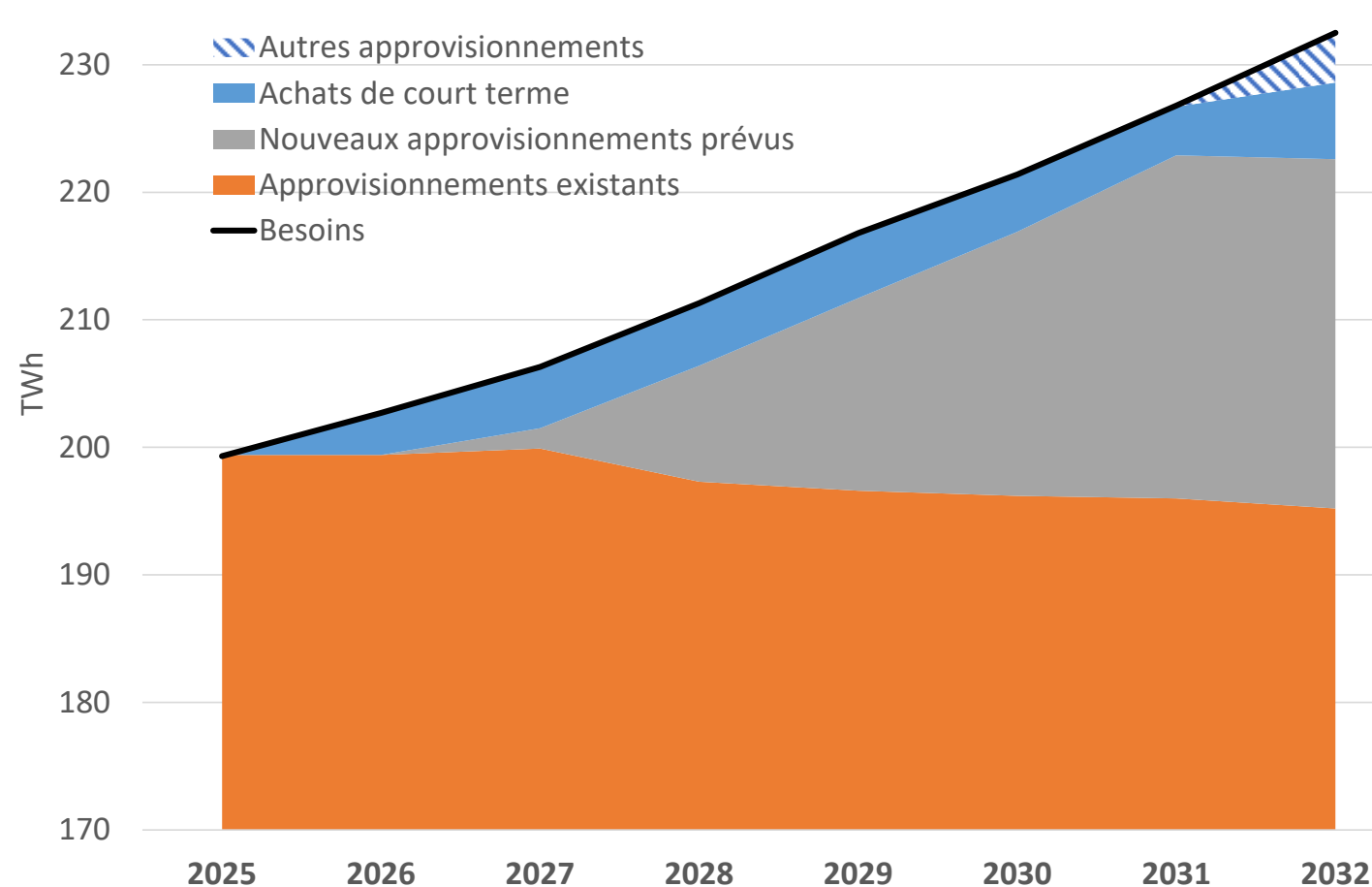
Retrancher un total de **3 500 MW** de puissance ▼



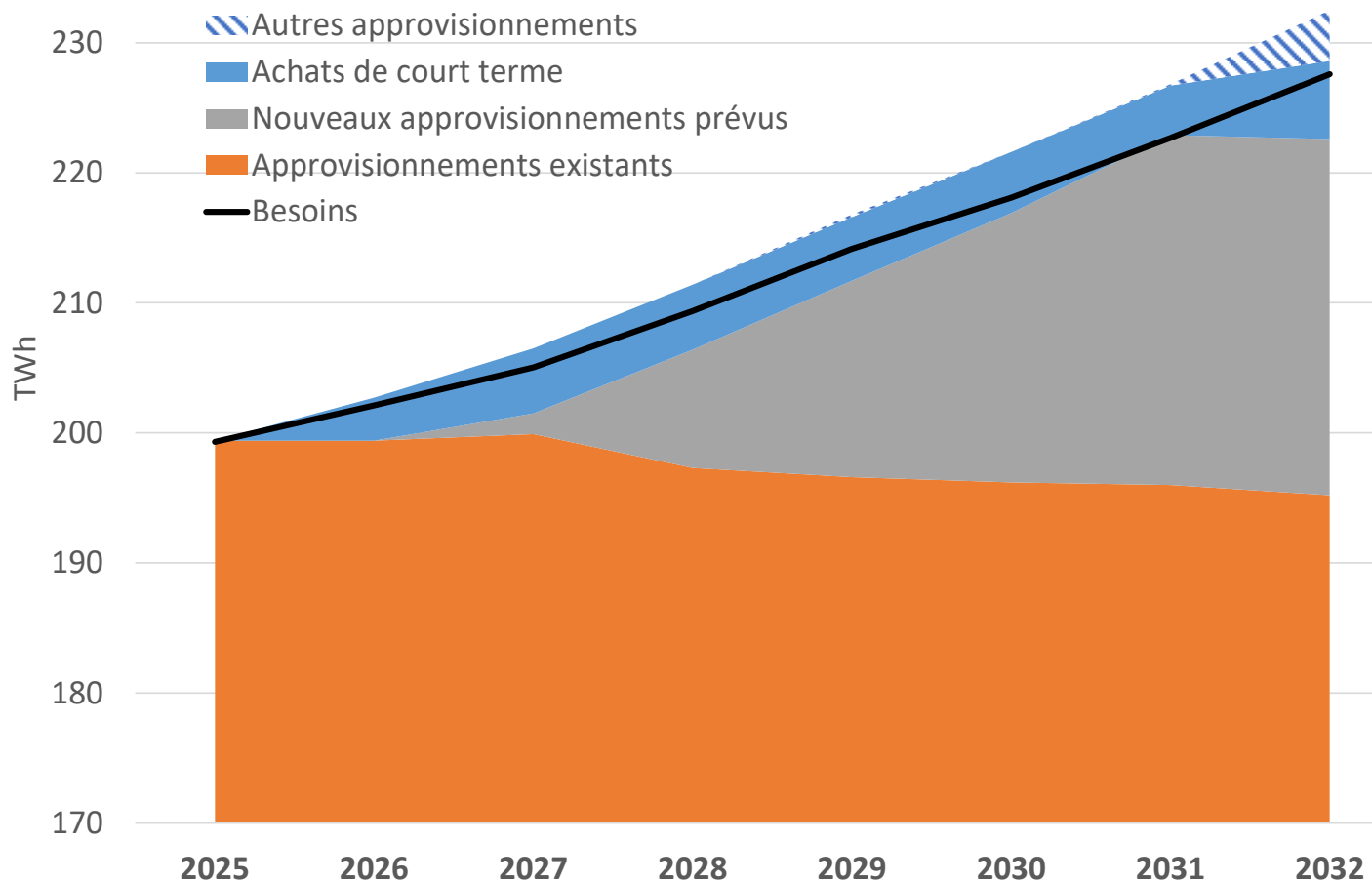
L'équivalent de la puissance combinée de la centrale Manic-5 et des centrales du complexe de la Romaine

# Le scénario de référence (énergie)

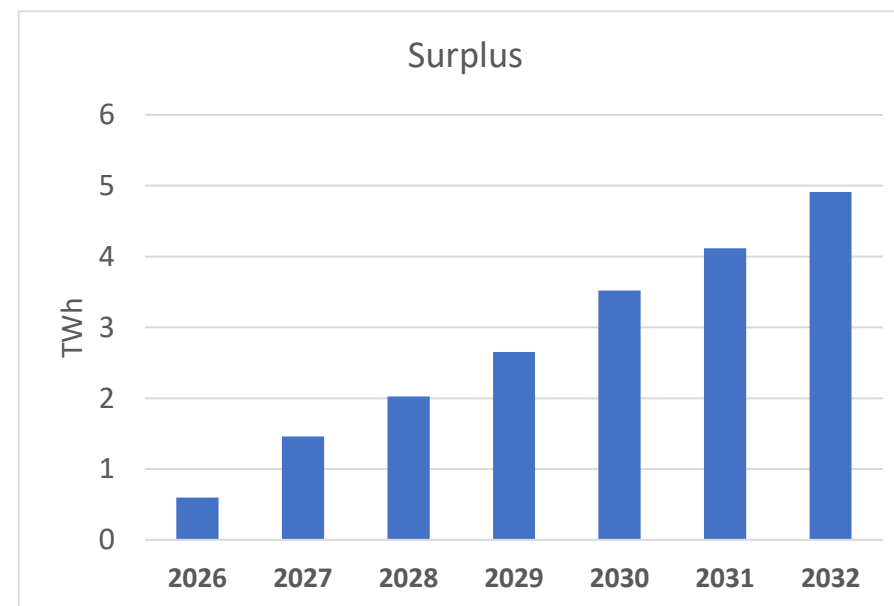
- Appariement presque parfait entre l'offre et la demande
  - Approvisionnements additionnels requis seulement en 2031 (0,1 TWh) et 2032 (3,9 TWh)



# Implications du Plan d'action



- Toute autre chose égale: création d'un surplus de 19,3 TWh entre 2026 et 2032)
- Augmentation inévitable de l'Électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI)



# Modifications pour éviter les surplus

## ☐ A/O en énergie à long terme

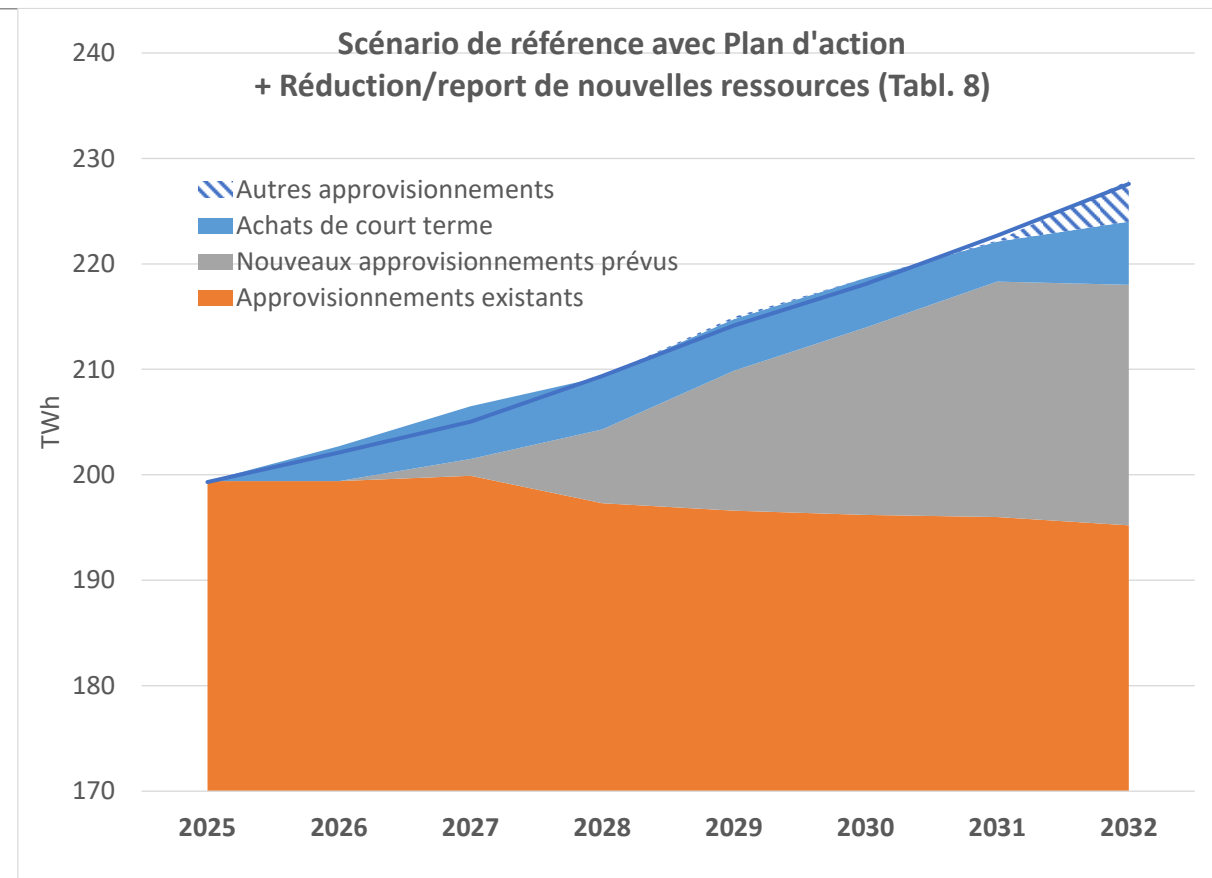
- Report d'un an
- Réduction des volumes par 30%
- Réduction d'achats de long terme de 4,6 TWh d'ici 2032

## ☐ Énergie

- Appariement presque parfait entre l'offre et la demande
  - ❖ Surplus 2026-2032 réduit à 3,3 TWh
  - ❖ Besoins additionnels en 2031-32, de la même ampleur qu'au scénario de référence

## ☐ Puissance

- Besoins additionnels pour certaines années ...





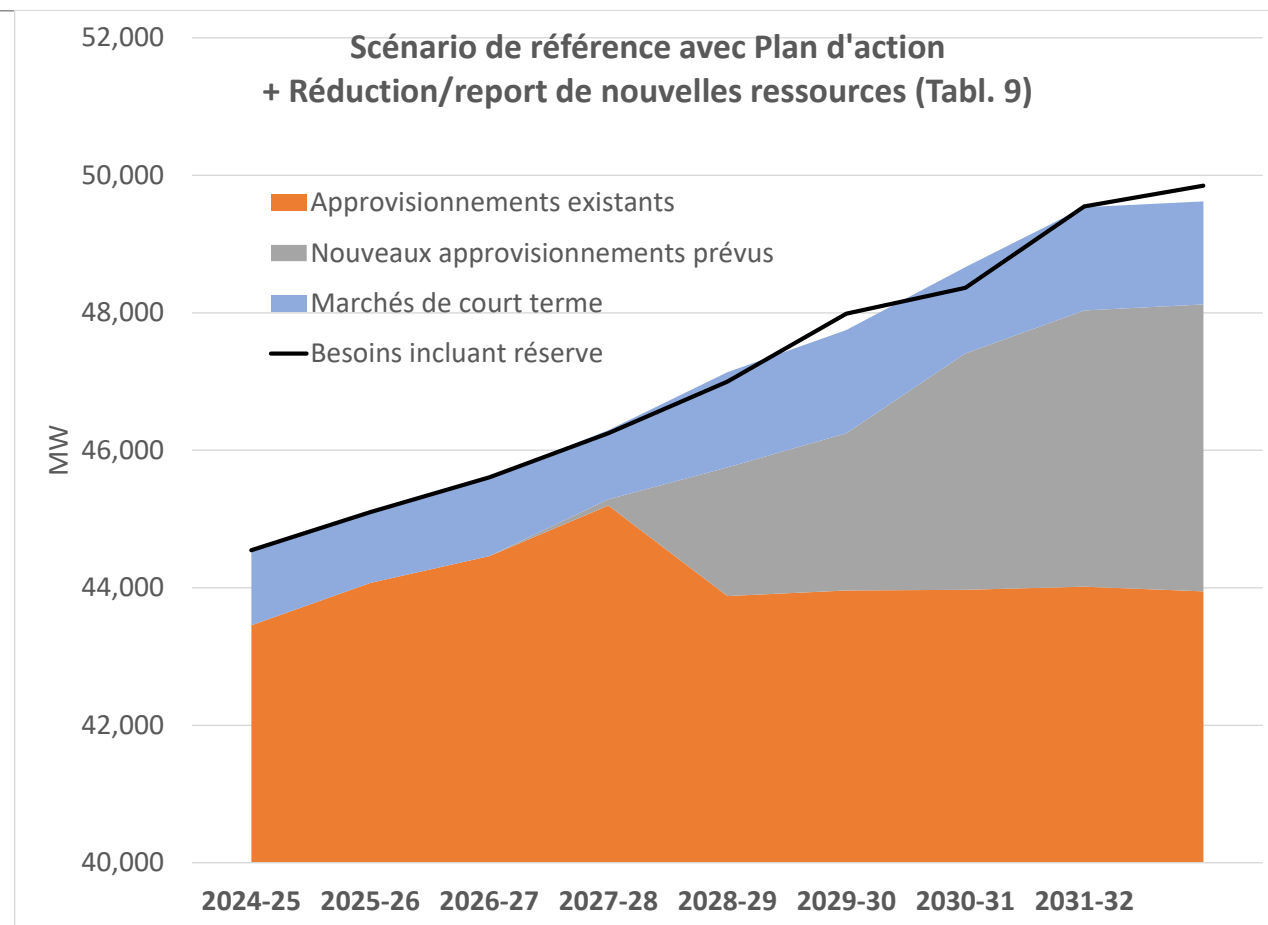
# Conséquences sur le bilan en puissance

## ❑ Manques de puissance

- 2028-2029: 483 MW
- 2030-2031: 323 MW
- 2031-2032: 612 MW

## ❑ Plusieurs possibilités pour le récupérer

- Hilo après 2028-2029
- Tarification dynamique après 2025-2026
- Électricité interruptible après 2028-2029
- Parc existant des chauffes-eau
- « Autres moyens » après 2026-2027



# Mesures pour maintenir l'approvisionnement associé aux contrats venant à échéance

---

# Les contrats avec HQP

---

- ❑ HQD propose un A/O de court terme (base hivernal) pour 1 400 MW
  - Quantités qui « pourraient être considérées comme étant dans la continuité de celles prévues » aux différents contrats avec HQP
  - « le Producteur pourrait être envisagé en tant que fournisseur potentiel »
- ❑ Aucune confirmation
  - que le Producteur aura ces puissances disponibles
  - qu'il y a d'autres fournisseurs avec de telles quantités disponibles sur deux ans
- ❑ Peut-on faire un A/O avec un seul fournisseur potentiel?
  - Pas de pression concurrentielle
  - Pas de protection contre pouvoir monopolistique sur les prix
  - Conformité avec le cadre réglementaire?

# Les contrats éoliens

## □ Une évolution souhaitée

- R-4207-2022: Les projets existants étaient éligibles aux A/O comme tout autre projet
- Phase 2:
  - ❖ programme d'achat, pour jusqu'à 10 ans, selon capacité de produire sans rééquipement
  - ❖ Aucune information sur le prix à être offert, ni sur les modalités du programme

## □ Comment la stratégie peut-elle « reposer sur » le projet de règlement?

Malgré les articles 74.1 et 74.2, le distributeur d'électricité peut, dans le cadre d'un programme d'achat d'électricité provenant d'une source d'énergie renouvelable dont les modalités ont été approuvées par la Régie, acheter de l'électricité d'un client dont la production excède sa propre consommation ou d'un producteur, sans être tenu à la procédure d'appel d'offres.

Le présent article ne s'applique qu'à l'égard de l'électricité produite à partir d'une installation dont la capacité maximale de production est fixée par règlement du gouvernement. (LRÉ art. 74.3)

## □ Est-ce raisonnable de présumer la reconduction de tous les projets?

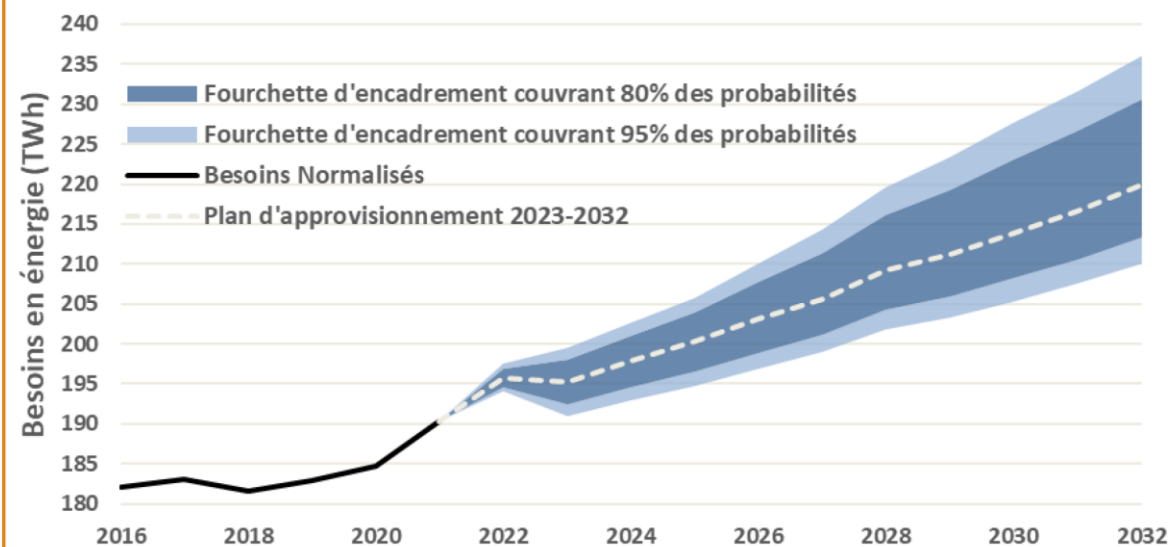
- Pour combien de temps?

# Les stratégies d'acquisition et les approvisionnementnements additionnels requis

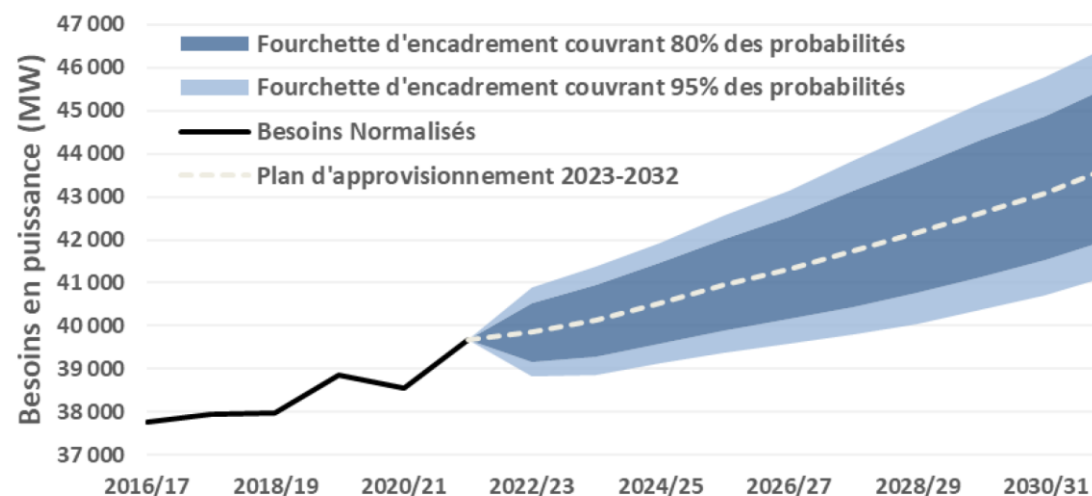
---

# Les fourchettes d'encadrement (phase 1)

**FIGURE 6.2 :**  
**FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**  
**BESOINS EN ÉNERGIE**



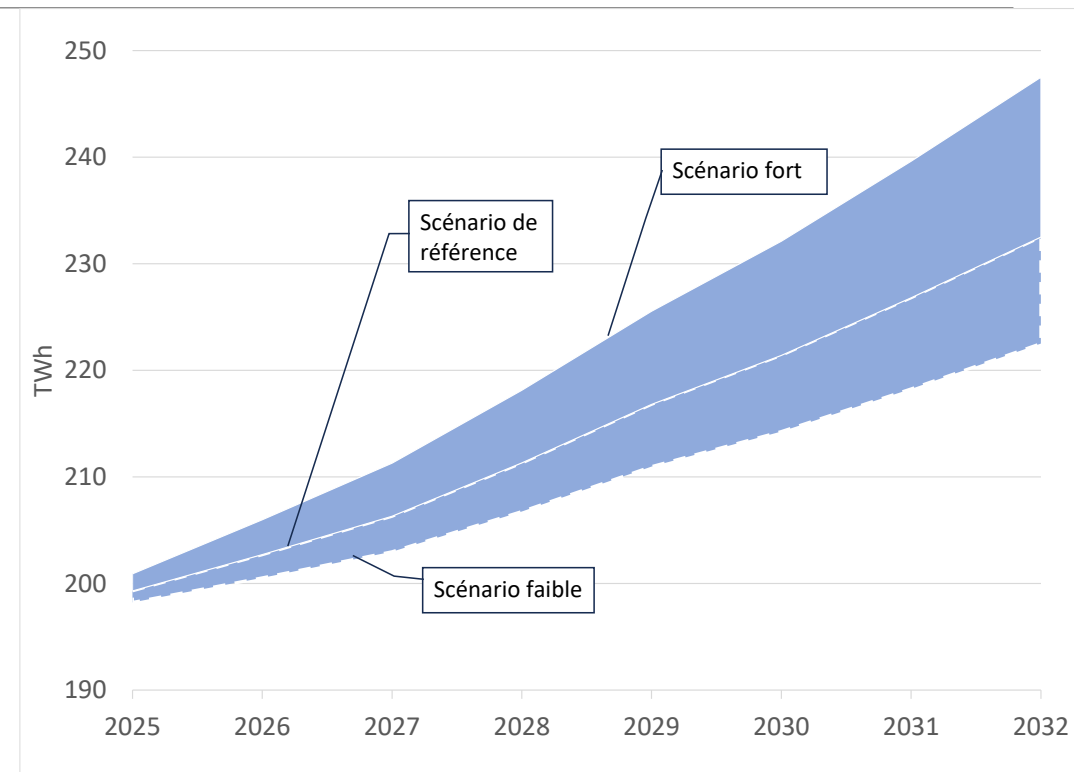
**FIGURE 6.3 :**  
**FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**  
**BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**



# Les fourchettes d'encadrement (phase 2, estimées)

## Estimation des fourchettes d'encadrement

- Scénario de référence selon le Plan
- Écarts pour scénarios fort et faible en 2032 selon la phase 1



Scénario	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>fort</b>	200.9	206.0	211.3	218.1	225.5	232.1	239.6	247.5
<b>référence</b>	199.3	202.7	206.3	211.3	216.8	221.4	226.8	232.5
<b>faible</b>	198.2	200.5	203.0	206.8	211.0	214.3	218.3	222.5

# Les fourchettes d'encadrement (phase 2, estimées)

❑ Ces scénarios dépassent de loin ceux du Plan antérieur

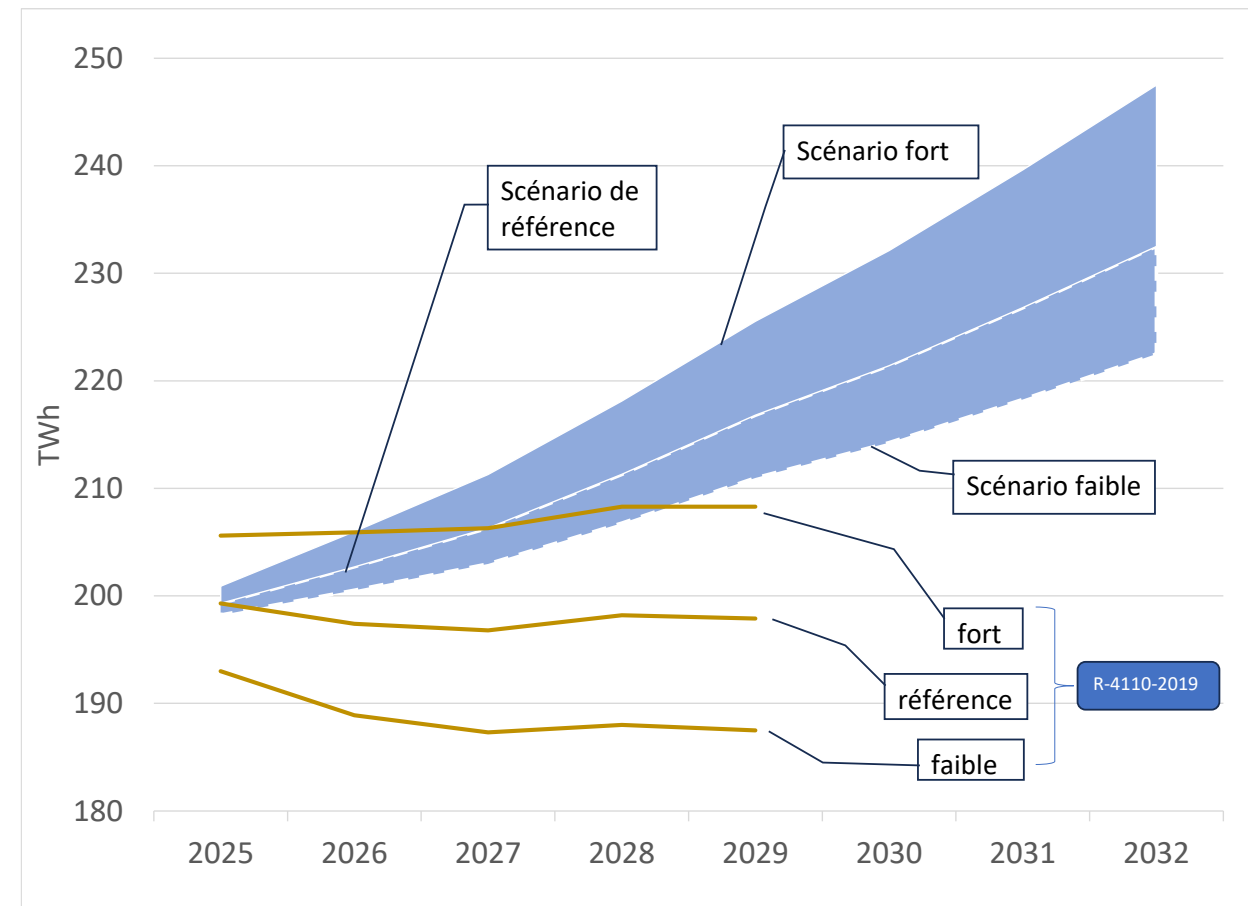
➤ Le scénario de référence dépasse le scénario fort du Plan antérieur dès 2027

➤ Le scénario faible

❖ dépasse le scénario de référence du Plan antérieur dès 2026

❖ dépasse le scénario fort du Plan antérieur dès 2028

❑ Même si le point de départ en 2025 est conforme aux prévisions en R-4110-2019!

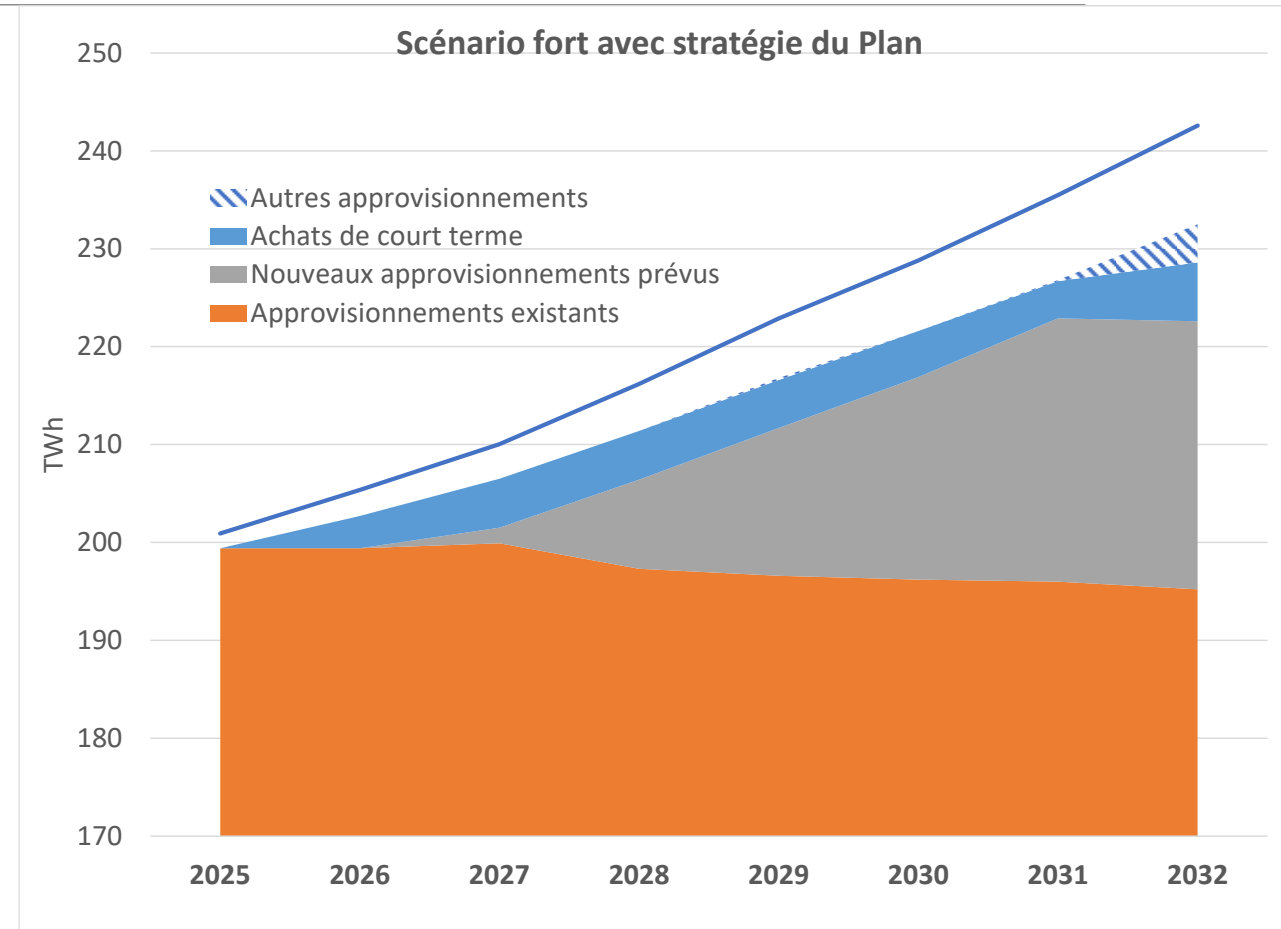
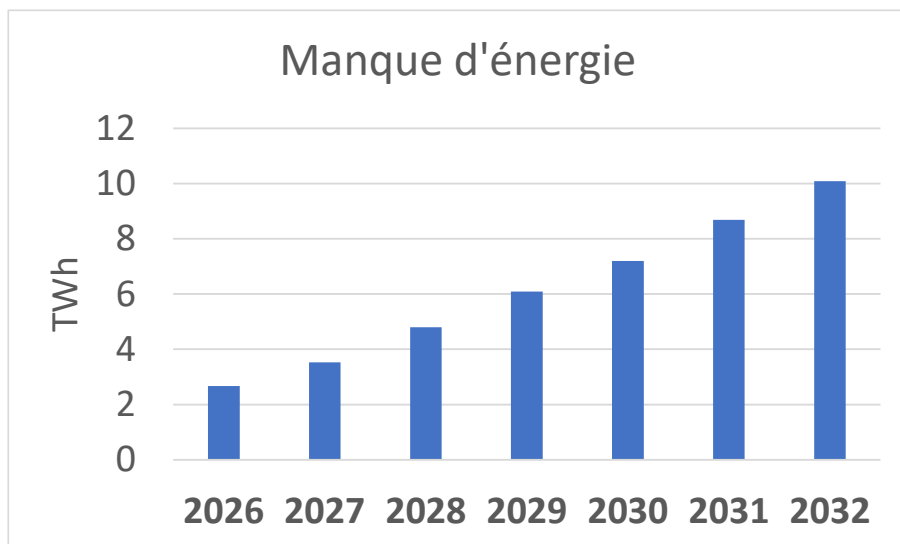




# Scénario fort

Dans le cas d'un scénario fort, le Plan implique un manque d'énergie qui passe de 2,7 TWh en 2025 à 10,1 TWh en 2032

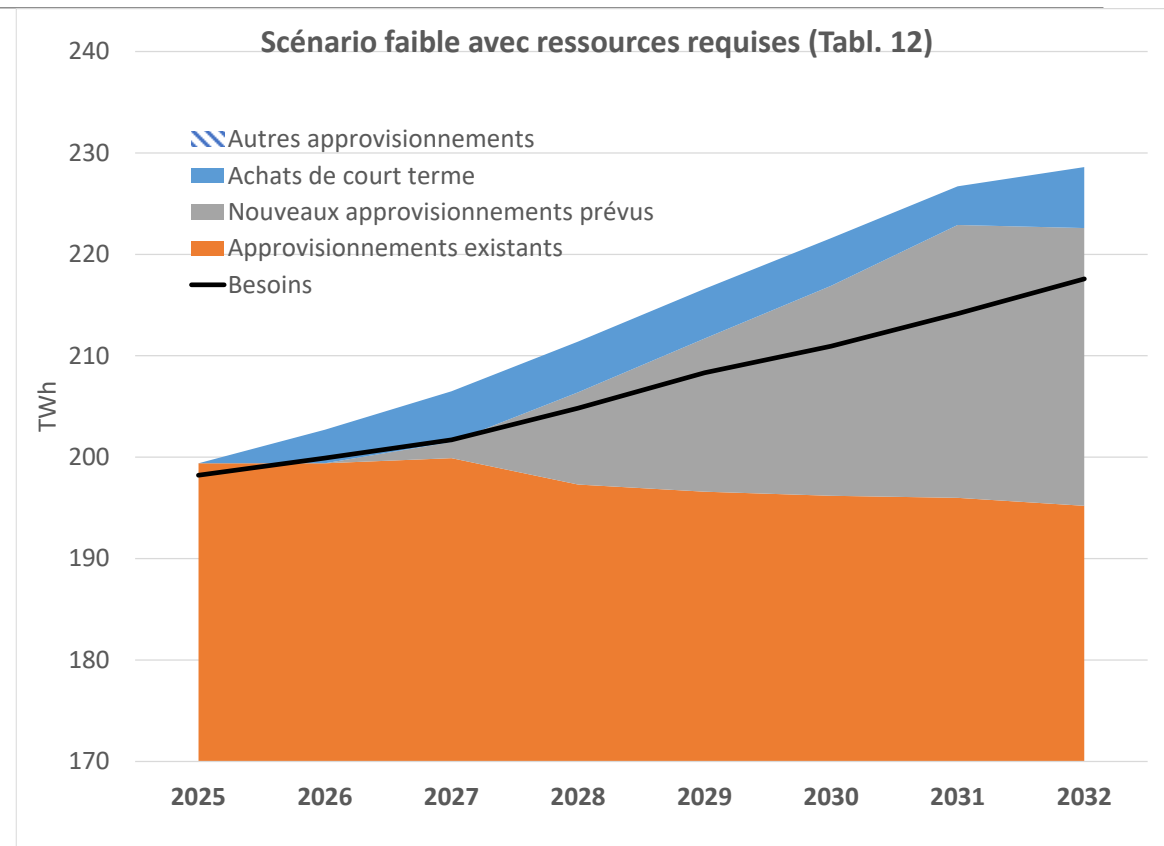
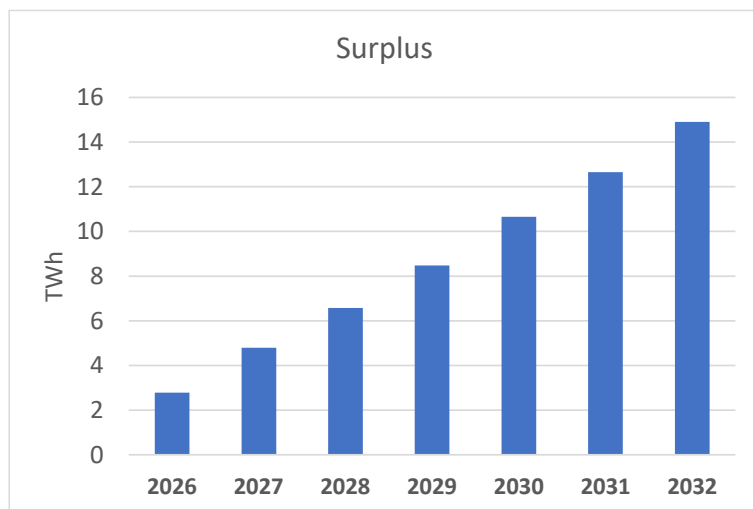
- total de 43,1 TWh entre 2025 et 2032



# Scénario faible

Dans le cas d'un scénario faible, le Plan mène à des surplus d'énergie qui passent de 2,8 TWh en 2025 à 14,9 TWh en 2032

- total de 60,8 TWh entre 2025 et 2032



# La flexibilité du Plan

---

- ❑ Le Distributeur invoque la flexibilité inhérente à sa stratégie
  - Appels d'offres de courte durée
  - Ajustement des volumes des A/O de long terme
  - Augmentation de la puissance disponible sur les marchés de court terme
- ❑ Le Distributeur insiste que cette flexibilité inhérente est adéquate, mais:
  - ❖ Les A/O de long terme sont tous prévus en 2024 (environ 5000 MW d'éolien)
    - pas de flexibilité une fois les contrats signés
  - ❖ Aucun plan de contingence pour fournir les volumes requis en cas d'un scénario fort
  - ❖ Aucun plan pour réduire les acquisitions en cas d'un scénario faible
  - ❖ Aucune étude détaillée des conséquences d'un scénario fort ou faible

# Plan intégré de ressources de BC Hydro

---

- ❑ Le PIR 2021 de BC Hydro, approuvé récemment par la BCUC, offre un contraste éclairant:
  - 3 scénarios de la demande
  - L'analyse quantitative de 33 portefeuilles de ressources, sur l'ensemble des scénarios
  - Des plans de contingence pour chacun des trois scénarios
    - ❖ Plus un 4<sup>e</sup> pour un scénario fort combiné avec sous-performance de l'ÉE
  - Participation des intervenants en groupe de travail
  - Des mises à jour avec audience publique chaque 18 mois, pour permettre de suivre le contexte en évolution rapide

# Conclusions

---

- ❑ Un bon Plan doit non seulement respecter les critères de fiabilité, mais aussi:
  - tenir compte adéquatement des incertitudes de planification, et
  - minimiser les coûts économiques, environnementaux et sociaux, pour l'ensemble des avenir prévisibles – et non seulement pour le scénario de référence
- ❑ Dans ce contexte incertain, c'est un grand défi d'identifier une stratégie qui :
  - permette de répondre à la demande, même si elle est plus forte que prévue, et
  - évite des surplus importants, si la demande est moins élevée que prévue
- ❑ Ce Plan ne réussit pas ce défi.

# Recommandations

---

## ❑ Que la Régie n'approuve pas le Plan proposé, tant que ce Plan:

- ❖ ne tient pas compte des nouvelles cibles d'efficacité énergétique annoncées par la société d'État;
- ❖ ne démontre pas le bien-fondé d'un achat de 1 400 MW auprès du Producteur, en l'absence d'autres fournisseurs potentiels;
- ❖ ne confirme pas le bien-fondé des hypothèses à l'égard du maintien de la production de 100% des parcs éoliens existants; et
- ❖ ne présente pas de stratégies pour répondre aux besoins futurs, dans les cas où la demande suit un scénario fort ou un scénario faible.

## ❑ Que la Régie exige le dépôt d'un Plan amélioré et planifie une nouvelle phase de ce dossier pour l'étudier.