

Gestion des sources munies d'incertitudes dans un réseau hydraulique :

Provisions pour aléas



M. Huneault¹ , N. Menemenlis¹, A. Robitaille²

1: Institut de Recherche d'Hydro-Québec

2: Direction Planification de la production, HQP

Colloque 13: L'hydro-électricité dans le panel
des énergie renouvelables

Entretiens Jacques-Cartier,
Grenoble, 20 et 21 novembre 2012



Contenu

- Éléments d'introduction
 - L'étude en cours
 - Le contexte québécois
- Une application pour mitiger les incertitudes: les provisions pour aléas
 - Principes
 - Contributions de toutes les sources d'incertitude
 - Méthodologie de calcul
- Quelques résultats
 - Risques et provisions pour aléas pour des conditions données
 - Application de provisions pour aléas à des conditions imminentes
- Extensions
 - Comparaison des caractéristiques de variabilité et d'erreurs de prévision
 - Valeur économique des réserves non-utilisées
 - D'autres sources d'incertitudes

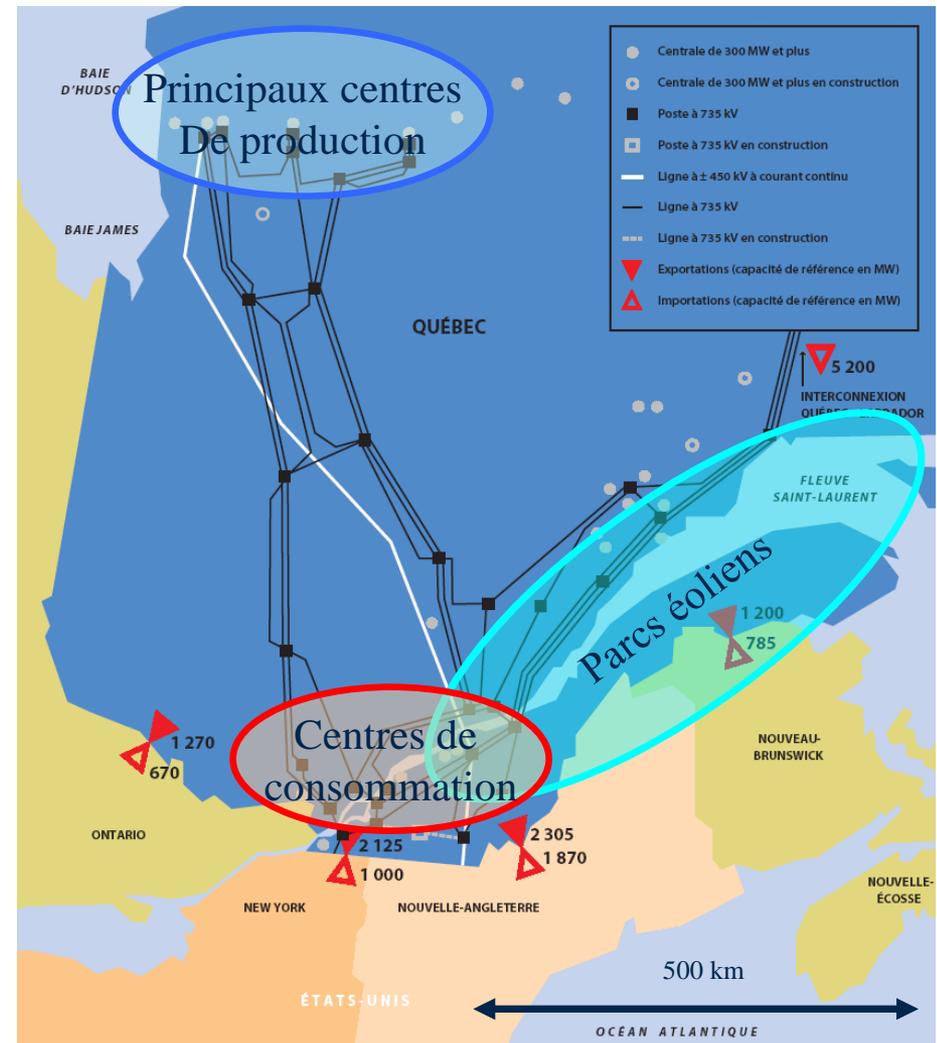
Éléments d'introduction

L'étude en cours

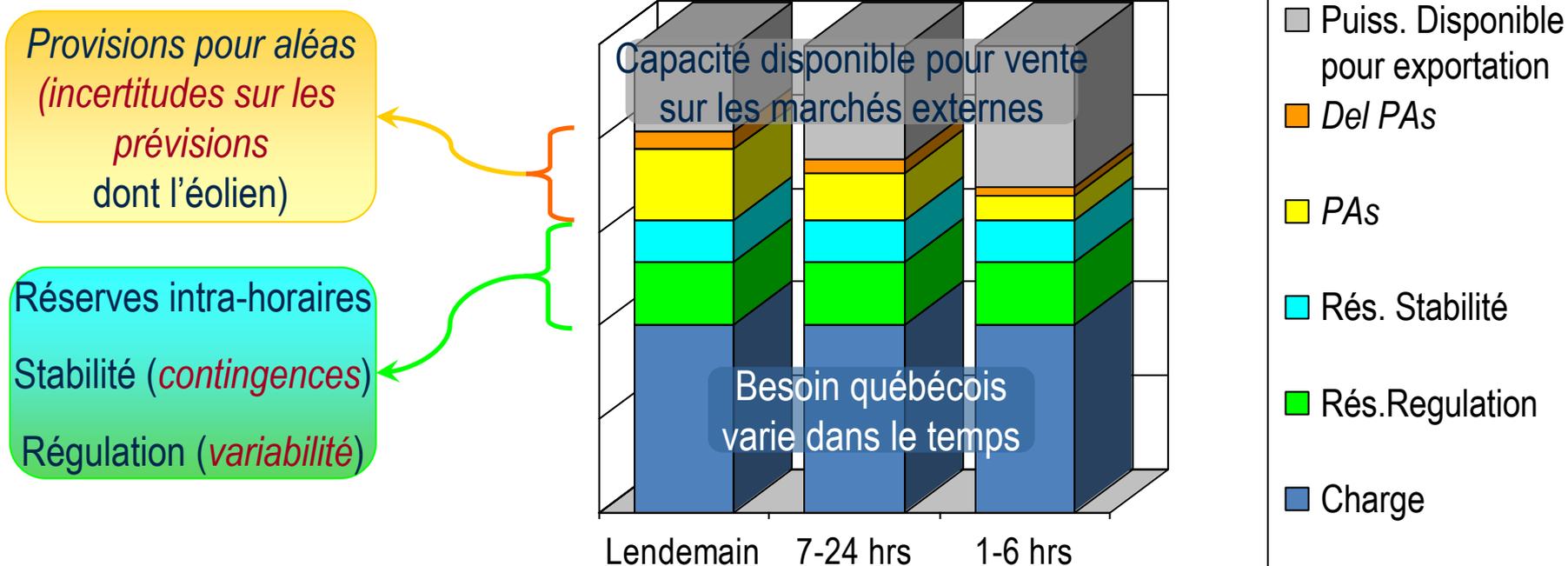
- Contexte large : Étudier des *incertitudes* dans les phénomènes de production et de consommation de l'énergie électrique et leur impact sur l'exploitation du réseau.
- Problème pressenti : Étudier l'impact des incertitudes de la *production éolienne* sur l'attribution des réserves sur l'horizon extra-horaire de 1-48 heures (provisions pour aléas).
- Extensions en cours/futures: Étendre les outils développés pour l'éolien à *d'autres sources d'incertitude*, à d'autres horizons de temps, développer les outils d'évaluation économique.
- Contexte sous-jacent : ces nouvelles sources d'énergie munies d'incertitude sont insérées dans un parc de production hydraulique très fort en termes de capacité et de flexibilité (cas d'Hydro-Québec).

Le contexte québécois : Le réseau d'un coup d'œil

- HQ est le principal fournisseur d'électricité au Québec – divisions HQP, TÉ et HQD
- La production HQP est principalement hydraulique: 95% de sa capacité
- La capacité éolienne, projetée à 4000 MW en 2016, proviendra principalement de producteurs privés.
- **Les centres de consommation**, 1100 km au sud de la principale source de production, affichent consommation de pointe hivernale ~37 GW
- HQ Transport (TÉ) exploite
 - Un réseau radial très allongé à 735 kV
 - Des **Connexions asynchrones** avec les réseaux voisins ▼
- HQ Conduite (TÉ) assure
 - la satisfaction du besoin québécois
 - l'encadrement des transactions sur les marchés voisins
 - la sécurité & la fiabilité avec des **réserves**



Le contexte québécois : Réserves pour trois types d'aléas sur trois horizons de temps



À date, les PAs sur un horizon de 1-48 heures de temps d'éloignement sont des valeurs fixes sur chacune des trois plages de temps indiquées

Le contexte québécois : Le bilan de Puissance (BP)

Optiprio - BP - Court terme [sur HQPCTX7]

Fichier - Affichage - Données - Journaux - Outils - Impression - DAC - Aide -

Horizon : Journalier Vue : Vue Officielle

Charger Bilan Officiel 24/7 Date : 2012-03-13 09:59:34

	ma. 13 mars 19-20	me. 14 mars 12-8	je. 15 mars 13-7	ve. 16 mars 14-7	sa. 17 mars 15-10	di. 18 mars 16-9	lu. 19 mars 17-7
OFFRE							
Offre	36 358	36 420	35 832	35 900	35 111	35 185	36 334
Offre de base	30 889	30 971	30 489	30 532	29 826	29 884	30 979
Peff disponible de HQP et CFLCo	35 888	35 888	35 512	35 611	34 877	34 875	35 787
Peff disponible de CFLCo	4 648	4 636	4 647	4 643	4 640	4 643	4 627
Peff disponible de HQP	31 210	31 250	30 865	30 968	30 037	30 032	31 160
Peff disponible au poste de MICOUA	3 862	3 861	3 857	4 014	4 013	4 010	4 012
Peff indisponible HQP et CFLCo	-3 372	-3 342	-3 751	-3 619	-4 494	-4 494	-3 334
Puissance de base disponible	30 498	30 437	30 169	30 243	29 392	29 374	30 432
Peff disponible en MG	4 498	5 449	5 343	5 368	5 285	5 302	5 356
MG - Ecart de rendement	4 724	4 684	4 608	4 633	4 550	4 567	4 691
MG - Démarrage des groupe...	735	785	735	735	735	735	665
Autres	500	534	320	289	434	510	547
ENGAGEMENTS							
Eng. nets sat. éner. HOP	28 288	28 905	29 112	28 123	25 388	24 397	26 564
Besoins québécois (HQT)	24 161	24 933	25 159	23 920	21 394	20 402	22 361
BQ Tiers (Ech. HQT et Tiers + Non reliés)	80	79	82	79	77	76	79
Echanges HQT et Tiers	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-25
BQ HQP	24 081	24 854	25 077	23 841	21 317		
Echanges en énergie							
Echange net énergie incl. pertes	4 207	4 035	4 282	4 072	4 072		
Livraisons énergie	4 349	4 185	4 176	4 055	4 055		
Liv. éner. non-garantie	1 255	3 707	3 692	3 571	3 571		
Liv. éner. garantie	3 094	494	493	484	484		
Réceptions énergie	-340	-350	-350	-105	-185		
Réc. éner. non-garantie	-240	-245	-245	0	0		
Réc. éner. garantie	-110	-105	-105	-105	-185		
Pertes dans échanges nets	208	200	199	212	201		
Echanges nets en puissance seule...	-565	-677	-677	-570	-570		
TRANSPORT							
Coefitr PPPC (vs PPPC limite)	0	0	0	0	0		
Coefitr FA	0	0	0	0	0		
Coefitr TTC	0	0	0	0	0		
Coefit sur Offre de base	0	0	0	0	0		
Seuils de rés. et prov. pour aléas	2 417	3 017	3 017	3 017	3 017		
MARGES; DIVERS							
Marges							
pr Offre de base ach.	2 611	2 066	1 377	2 409	4 438		
Hausse ach. possible Proq. Churchill ...	0	0	0	0	0		
pr Offre avant MG							
Disp hyd avant provision aléas	6 243	5 670	4 946	5 969	7 874		
Disp hyd max	5 343	4 170	3 446	4 469	6 374		
Surplus/Déficit Rés10min	6 226	5 134	4 184	5 393	7 339	8 404	7 387
Surplus/Déficit Rés30min	5 965	4 880	3 935	5 133	7 053	8 108	7 111
Disp pour ventes non-rappel...	4 170	3 446	4 469	6 374	7 423	6 499	6 499
Disp hyd semi-ferme (sans ICAP ...)	3 922	3 201	4 469	6 374	7 423	6 499	6 499
Disp hyd ferme (incl. tous les PU)	3 922	3 201	4 469	6 374	7 423	6 499	6 499
Surplus min/Déficit max: Rés10min	6 223	5 131	4 184	5 393	7 339	8 404	7 387
Surplus min/Déficit max: Rés30min	5 965	4 880	3 935	5 133	7 053	8 108	7 111
pr Offre avec MG souhaités							
Divers							
Perte moyenne échanges (%)	0	0	0	0	0	0	0
Perte horaire échanges (%)	0	0	0	0	0	0	0
Comparaison Réel vs Prévisionnel							
Disp hyd max Réel	5 979						
Ecart Disp. Hyd. max (Réel - BP)	5 567						
Réserve 10min Réel	5 249						
Seuil 10min Réel							
Ecart Surplus/Déficit Rés10min (...)							
Réserve 30min Réel							
Seuil 30min Réel							
Ecart Surplus/Déficit Rés30min (...)							

Offres

Engagements

Réserves

Marges

- Chiffrier de tous les offres/engagements de puissance contractées par HQP avec un pas horaire sur une période de 10 jours

	2 417	3 017	3 017
Seuils de rés. et prov. pour aléas	2 417	3 017	3 017
Rés. stabilité minimale	987	985	987
Détails Seuil Rés. Stabilité			
Seuil rés. stab. pour PPPC	645	645	645
Seuil rés. stab. Baie James	300	300	300
Seuil rés. stab. Côte-Nord et ...	300	300	300
PPPC limite	2 070	2 088	2 068
PPPC maximale	1 000	1 000	1 000
PPSC maximale	1 000	1 000	1 000
Seuil rés. synchrone	254	254	254
Seuil rés. 10 min. tot.	1 017	1 017	1 017
Seuil rés. 30 min. tot.	1 517	1 517	1 517
Seuil rés. réglante	500	500	500
Provision pour aléa	900	1 500	1 500

Avantages de la présence de production hydraulique comme source d'énergie de base

- Disponibilité en puissance des ressources hydrauliques
 - En capacité
 - Engagement des groupes dans un parc hydraulique
 - Exploitation en écart de rendement
 - En flexibilité
 - Réserves tournantes, 10 minutes et 30 minutes
- Entente d'équilibrage entre HQP (producteur) et HQD (acheteur d'énergie éolienne)
 - Le besoin anticipé est bien en deçà des capacités du parc hydraulique

Une application pour mitiger les incertitudes : Les provisions pour aléas

Principe des provisions pour aléas

- Quoi : Réserves sur l'horizon 1-48 heures
 - Servent à se prémunir contre des incertitudes sur les prévisions
 - Une évaluation judicieuse du besoin a surtout une valeur économique
- Comment les calculer en tenant compte d'incertitudes:
 - Basé sur la distribution de probabilité de l'erreur de prévision sur la charge nette
 - Évolue en fonction du temps d'éloignement de la prévision
 - Dépend des conditions imminentes sur les variables incertaines
- Les provisions pour aléas doivent couvrir X% des erreurs qui pourraient survenir.
 - La quantité $100-X$, appelé risque, correspond à la probabilité (en %) de ne pas satisfaire entièrement la demande avec les réserves prévues préalablement.
 - Des provisions pour aléas dynamiques peuvent être choisies pour assurer un certain niveau de risque.

Contributions de toutes les sources d'incertitude à la distribution de l'erreur de prévision sur la charge nette

- La construction d'une distribution de l'erreur de prévision sur la charge nette comprend
 - Les incertitudes associées aux *erreurs de prévision* de la production éolienne, de la demande et des indisponibilités des groupes conventionnelles, représentées par des distributions formées à partir de données antérieures.
 - L'incertitude totale sur la *charge nette* obtenue en assemblant les incertitudes des composantes individuelles.

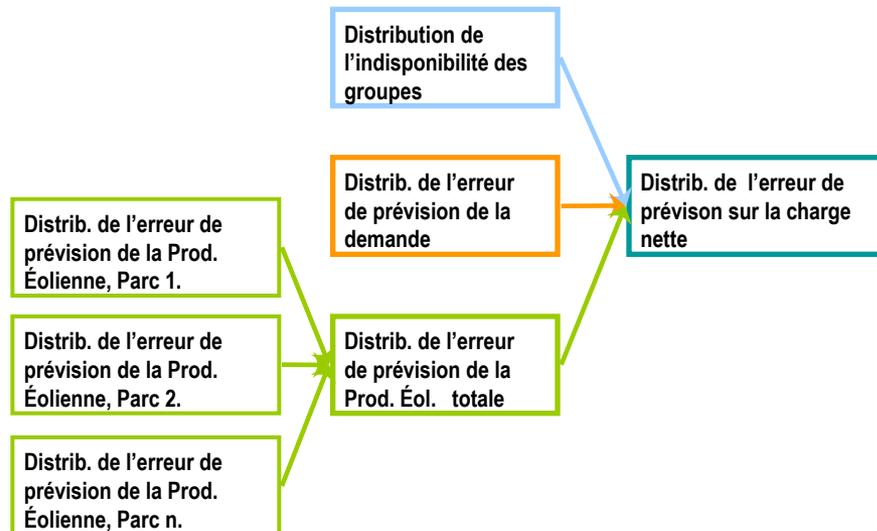


Illustration de la construction pas-à-pas de la distribution de l'erreur de prévision sur la charge nette.

Calcul de la densité de l'erreur de la charge nette

- Intrants :
 - L'évolution temporelle des densités de probabilité des incertitudes
- Calcul :
 - Agrégation des densités des parcs éoliens pour former une densité de la production agrégée (comporte de fortes corrélations)
 - Agrégation des densités associées aux trois constituants de la charge nette (suppose l'indépendance de leurs incertitudes)
- Résultat :
 - Une surface de densité de probabilité de l'erreur de la charge nette versus le temps d'éloignement :

$$\text{densité}_{Err_nette}(t_{\text{éloign.}}) = f(P_{Err.}, t_{\text{éloign.}})$$

Calcul des risques et provisions pour aléas

- La probabilité (*Risque*) que l'erreur de prévision sur la charge nette dépasse une certaine quantité P_{seuil} est donnée par l'équation suivante pour un temps d'éloignement t donné.

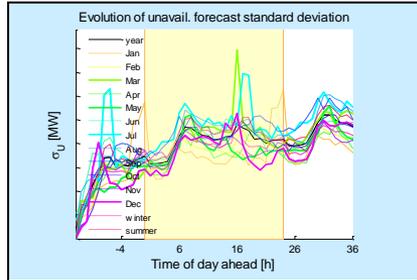
$$Risque = Prob[P_{ERR} \geq P_{seuil}] = 1 - \int_{-\infty}^{P_{seuil}} f(p;t) dp$$

- En absence de réserves, $P_{seuil} = 0$, ce risque est élevé en partant car n'importe quelle prévision qui s'avère plus faible que la production requise résulte en un manque de production à combler.
- Ce risque est réduit par la présence de réserves, en l'occurrence les provisions pour aléas (*PAs*) qui ont pour effet d'opérer plus loin sur la courbe de risque

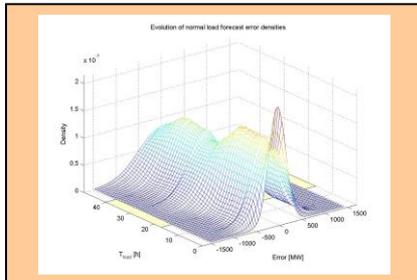
$$Risque = Prob[P_{ERR} \geq P_{seuil} + PAs] = 1 - \int_{-\infty}^{P_{seuil} + PAs} f(p;t) dp$$

Risque et PAs : Résumé sur une figure

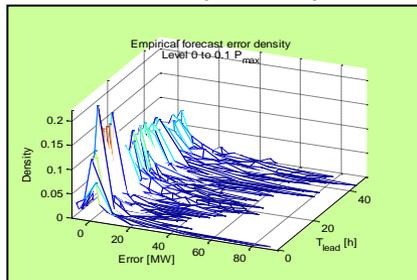
A. Stats de l'indisponibilité des groupes



B. Stats de l'erreur de prévision, charge

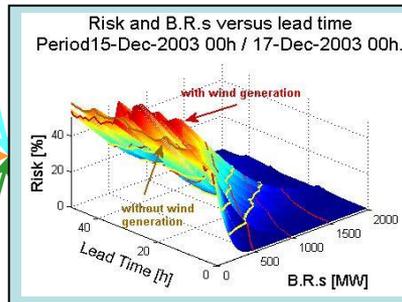


C. Stats de l'erreur de prévision, prod. éolienne



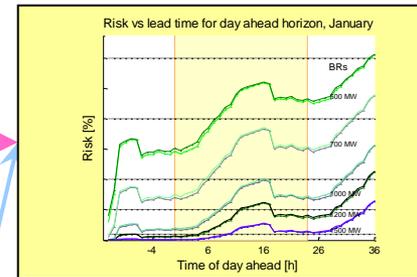
Seuils de PAs et PAs nominaux

D. Relation Risque vs. PAs et temps d'éloignement



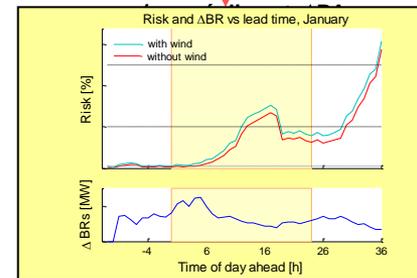
Seuils de risque

E. Risque pour des Pas donnés



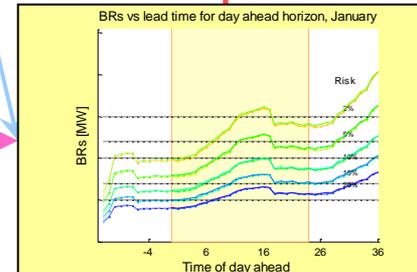
Risque

F. Risque avec PAs nominales

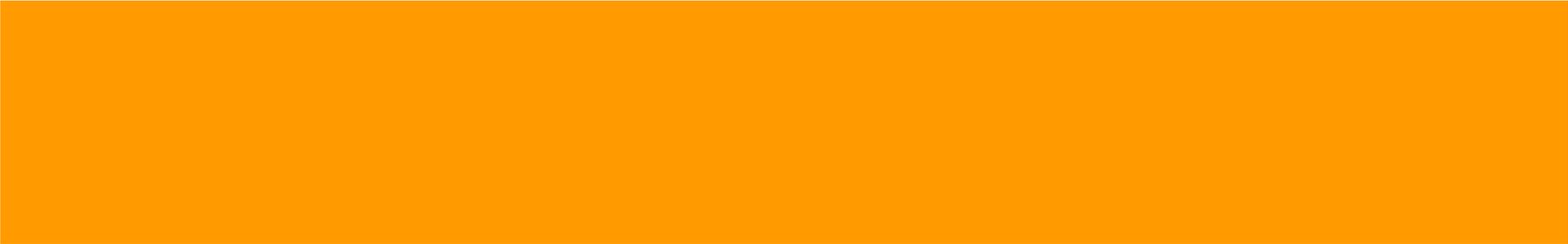


ΔPAs

G. PAs pour des risques donnés

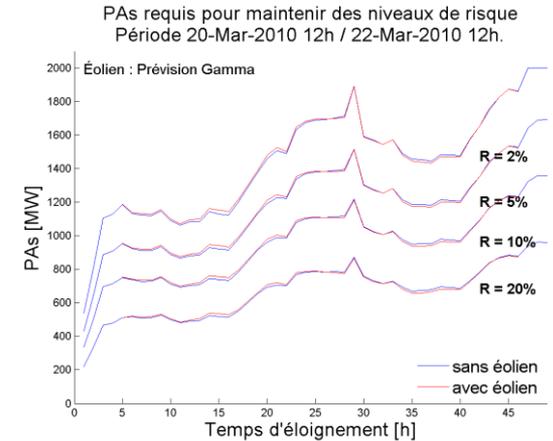
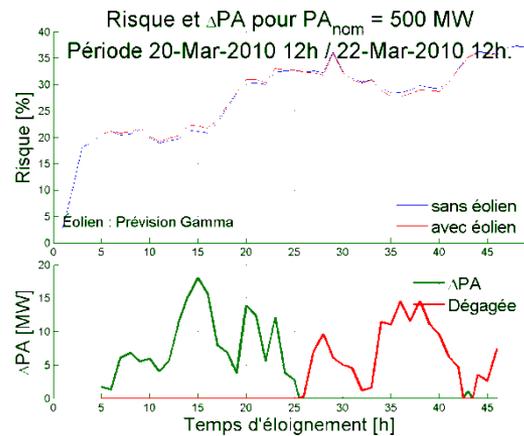
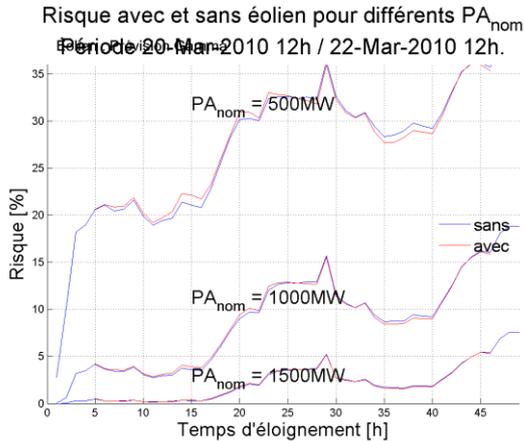


PAs



Quelques résultats

Résultats : relation risque PAs générée par les outils probabilistes



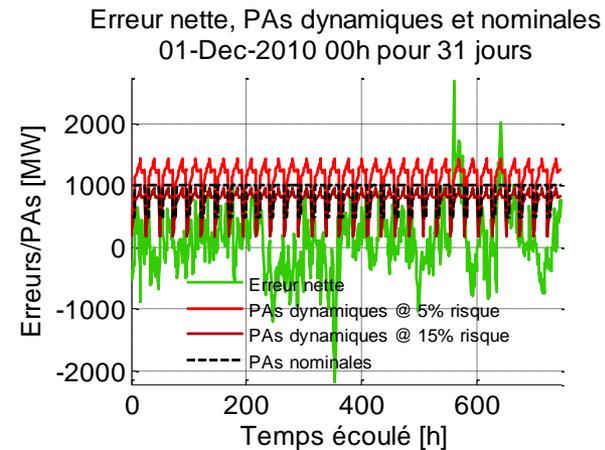
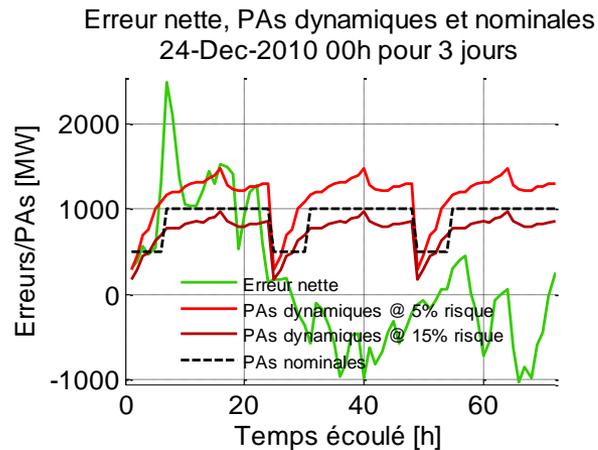
#30-Jan-2012_00_01-Feb-2012_00h

#valeurs (MW) fin de pas de temps

Risques

Risques	Heures d'éloignement									
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	...
	Provisions pour aléas requises (MW)									
2	921	1003	1104	1148	1184	1204	1313	1362	1371	
5	741	812	898	936	965	979	1069	1108	1113	
10	582	644	716	749	770	780	853	883	884	
15	475	530	593	623	639	645	707	731	731	
20	390	441	497	523	535	539	592	611	609	
	Risques (%)									
PA _s nominales	500	500	600	700	800	900	1000	1500	1500	
	13.7	16.6	14.7	11.8	9.1	6.7	6.3	1.1	1.2	

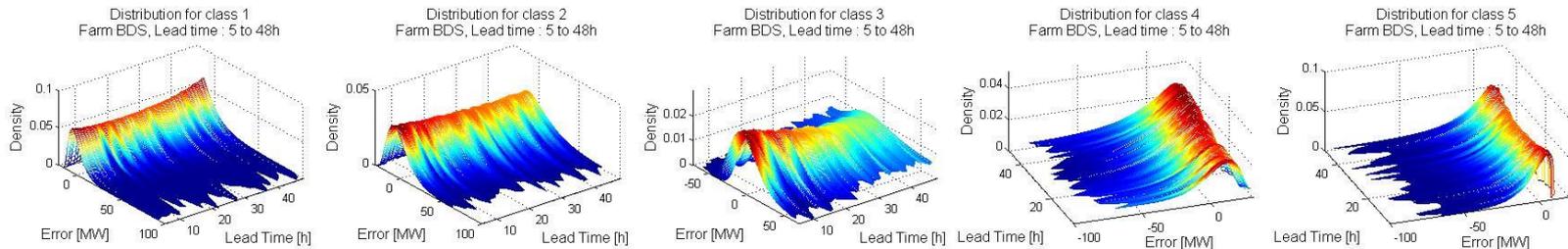
Résultats : validation avec des réalisations temporelles



Comparaisons d'erreurs mesurées sur la charge nette aux *PAs* proposées et illustration de la fréquence de dépassements

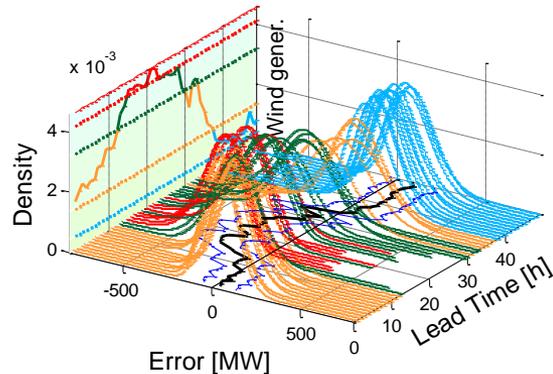
Résultats (amélioration) : provisions dynamiques

- Des densités d'erreur de prévision ont été compilées pour différents niveaux de production éolienne.

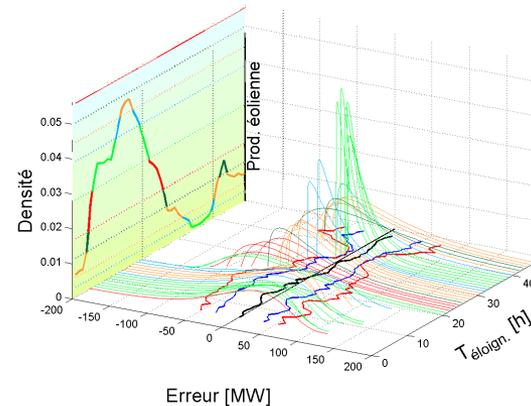


- Ayant en main des prévisions des conditions imminentes sur les productions éoliennes, on pourra alimenter le calcul de la densité éolienne agrégée avec les densités individuelles appropriées.

Global Generation Forecast Error Density
15-Dec-2003 00h / 17-Dec-2003 00h.



Approx. gamma de la densité d'erreur correction mu constant
Période 20-Mar-2010 12h / 22-Mar-2010 12h.



Extensions

Extension : réserves de régulation

- Il s'avère que la problématique et les caractéristiques des incertitudes associées à l'éolien sur l'horizon intra-horaire sont semblables à celles du problème sur l'horizon extra-horaire.
 - Variabilité sur l'horizon intra-horaire au lieu d'erreur de prévision sur l'horizon extra-horaire.
- Seuls la disponibilité des réserves et les seuils de risque changent d'un problème à l'autre.
 - Réserves tournantes ou immédiatement disponibles, et seuils inférieurs à 0.01% pour les réserves intra-horaires rapides.

Extension : valeur économique des réserves non-utilisées

- En suggérant de maintenir un niveau de risque constant en tout temps, on calcule des provisions pour aléas dynamiques.
- Notre expérience limitée suggère que souvent ces provisions seront inférieures aux provisions nominales présentement en usage (et quelquefois supérieures).
- Dans l'ensemble, nous croyons qu'il y a un gain à obtenir en vendant des réserves supplémentaires, c.a.d. {Provisions nominales – Provisions au risque seuil} sur les marchés externes. C'est ce que l'essai dans le Bilan de Puissance pourra nous confirmer.
- En libérant de la réserve pour la vente sur les marchés externes, il se peut que les sources de réserves restantes (moyens de gestion, charge interruptible, perte de rendement, rachats sur marchés) soient plus dispendieuses. Dans certaines circonstances il vaudra mieux de ne pas vendre tous l'excès des provisions. Nous avons formulé ce problème comme une optimisation probabiliste.

Extension : d'autres formes d'incertitudes

- D'autres aspects du comportement des incertitudes, par exemple des rampes de production ou de consommation.
- Le traitement de l'erreur de prévision de la demande utilisant la méthodologie appliquée à la production éolienne. Les données pour faire cette étude sont disponibles.
- L'incertitude sur les transits du réseau induits par les incertitudes des productions injectées par les sources variables.
- D'autres sources d'incertitude à considérer dans un avenir plus lointain:
 - La production photovoltaïque
 - La production distribuée et l'autoproduction chez les consommateurs

Conclusions

- Ce projet est parti d'une commande très large d'étudier les incertitudes dans la gestion du réseau.
- Il s'est vite tourné vers un problème pressant, celui d'évaluer l'impact de l'addition d'une importante production éolienne au système d'Hydro-Québec.
- L'étude a permis de développer une méthodologie d'évaluation des besoins en réserves basée sur une mesure concrète, le risque.
- Ce risque est une mesure systémique, qui englobe de nombreuses sources d'incertitude.
- Nous avons identifié plusieurs aspects à incorporer, et la méthodologie est assez ouverte pour les accommoder.
- *On vise à transformer les outils de gestion de l'exploitation du réseau à nature déterministe actuelle vers une forme qui se baserait sur le risque.*

Merci de votre attention...



huneault@ireq.ca



