

Méthodologies de prise en compte des coûts externes et de risques à long terme

Présentation au Bureau d'audiences publiques
sur l'environnement

Philip Raphals
Directeur général
Centre Hélios

19 septembre 2014

Problématique

- Comment tenir compte dans des processus décisionnels :
 - > des coûts externes?
 - > des risques et incertitudes?

Coût externes (externalités)

■ Qu'est-ce que c'est?

- > Un coût provoqué par l'action d'un acteur économique, qui est supporté par un ou plusieurs autres agents économiques.
- > Un effet externe causé par un acteur économique en procurant à autrui, sans contrepartie monétaire, une utilité ou un dommage.

■ Qualitative vs. quantitative

- > Impacts qualitatifs
 - Peuvent être internalisés, en tout ou en partie, par mesures de mitigation
- > Impacts quantitatives
 - Monétisés, ou non

Monétisation

■ Quantifier les coûts externes en dollars

> Exemples:

- coût des GES en \$/tonne CO₂
- Bénéfice de protection de saumons en \$ dépensées en voyages de pêche

> Avec internalisation

- Lorsqu'un producteur d'électricité est obligée d'acheter des permis pour ses émissions

> Sans internalisation

- Lorsque les coûts environnementaux et/ou sociaux sont monétisés, mais pas supportés directement par le promoteur

L'internalisation

- L'internalisation des coûts externes est possible lorsque:
 - > Impacts non monétisés
 - Le Promoteur engage des coûts afin de les réduire
 - > Impacts monétisés
 - une méthodologie claire de monétisation existe, et
 - la législation en vigueur oblige le promoteur à payer ces coûts

Tenir compte des coûts externes

- Premier choix: les internaliser
 - > Obliger le promoteur d'engager des coûts afin de réduire les impacts sur les tiers
- Autrement:
 - > Tenir compte dans les processus décisionnels
 - Exemple: planification intégrée de ressources
 - > En l'absence de processus de planification, créer des mécanismes de marché afin de favoriser l'internalisation des coûts externes
 - Exemple: Renewables Portfolio Standard

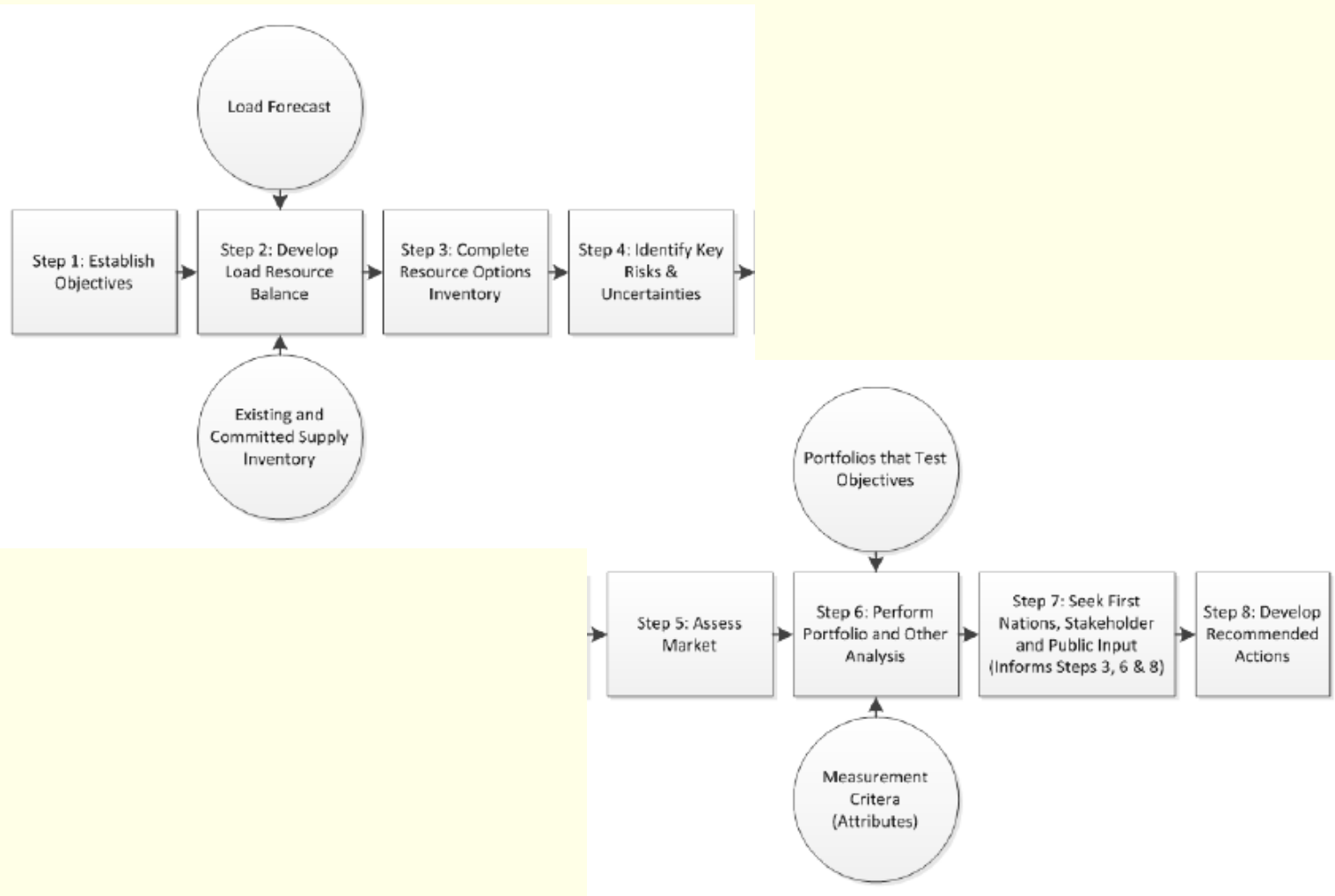
La Planification intégrée de ressources

- Approche à la planification des réseaux d'électricité développée aux années 80 et 90 afin de tenir compte des coûts externes
 - > Portée limitée après la vague de « restructuration » dans les marchés d'électricité
 - > Toujours utilisées dans nombreuses juridictions
- Prévu pour la réglementation d'Hydro-Québec selon la loi 50 (1996)
 - > Éliminé par la loi 116 (2000)

PIR en Colombie-Britannique

- Développé par BCUC aux années 90
 - > Adaptation des méthodes américaines au contexte canadien (société d'États)
 - > Toujours utilisé
 - sans l'implication du BCUC
 - > Principes
 - Évaluer d'un pied d'égalité les options de production et aussi de la demande (efficacité énergétique)
 - Tenir compte des coûts externes non monétaires (lorsque pas internalisés)
 - Processus itératif, appuyé par les outils techniques de BC Hydro
 - > Implication du public et des parties intéressées (*stakeholders*) essentielle

PIR en C-B



PIR en C-B

- Analyse de portefeuilles
 - > Différents combinaisons de ressources (côté offre et côté demande) pour répondre aux scénarios de la demande
 - > Évaluation de la valeur présente pour chaque
- Traitement des enjeux environnementaux
 - > Évaluation quantitative (non monétisée) des impacts de chaque combinaison
 - Hectares de terres affectées
 - Km de ruisseaux affectés
 - Hectares de réservoirs créés
 - Tonnes/an d'émission de GES, NO_x, CO
- Mieux que rien, mais pas parfait
 - > Impacts génériques, pas spécifiques
 - > Aucune méthodologie de pondération

PIR en C-B – Comparaison d'attributs environnementaux

**Table 6-14 Environmental Attributes for the Site C,
Clean Generation and Clean + Thermal
Generation Portfolios**

Category	Indicator	Units	Classification	Clean Portfolio	Clean + Thermal (6 SCGT)	Clean + Thermal (4 SCGT)	Site C Portfolio
Land	Footprint	hectares	n/a	2,555	1,768	2,067	5,661
Freshwater	Affected Stream Length	kilometers	n/a	–	–	–	123
	Reservoir Aquatic Area	ha	n/a	–	–	–	9,310
Atmosphere	GHG emissions	tonnes/year, thousands	Carbon dioxide equivalent	217	657	511	–
	Air Contaminant Emissions	tonnes/year, thousands	Oxides of nitrogen	0.3	0.6	0.5	–
			Carbon monoxide	0.0	1.3	0.9	–

PIR en C-B – Traitement des incertitudes

■ Analyse de portefeuilles

> 50 portefeuilles analysées, chacune définie par:

- Scénario de croissance de la demande
- Niveau d'effort en efficacité énergétique (EÉ)
- Performance des programmes d'EÉ
- scénario de prix de marché

■ Résultats détaillés pour chacun

Analyse de portefeuilles - résultats

Input	Load	DSM	Market Scenario	Site C	Thermal Resources	Other
Assumptions	Mid Load & No LNG	Mid DSM-Option 3(constant)	Scenario 1	ISD fixed F2024	Excluded (clean energy only)	7% IPP CoC, \$10 wind adder, Capacity bridging before F2024

	Discounted to January 2013 (F2013 \$) - Jan DSM TRC
PV of G & T Resource cost - \$ millions	5,787
PV of Trade Revenue - \$ millions	(2,150)
PV of DSM Option cost - \$ millions	3,841
PV of Total Portfolio Cost - \$ millions	7,478

UECs and UCCs are shown for energy and capacity resource respectively. The UEC/UCC shown includes wind integration costs, soft costs and network upgrade costs where applicable. The UECs for gas-fired generation resources (CCGTs) are not shown as the UEC varies from year to year depending on the forecasted natural gas price.

Supply Totals through 2020

	Wind	Small Hydro	Other	Site C	Total
Dep. Capacity (MW)	0	0	0	0	0
Firm Energy (GWh)	0	0	0	0	0

Supply Totals through 2030

	Wind	Small Hydro	Other	Site C	Total
Dep. Capacity (MW)	0	0	0	1,100	1,100
Firm Energy (GWh)	0	0	0	5,103	5,103

Supply Totals through 2040

	Wind	Small Hydro	Other	Site C	Total
Dep. Capacity (MW)	491	0	2,097	1,100	3,688
Firm Energy (GWh)	6,914	0	791	5,103	12,808

DSM Level in:

Year	Wind	Small Hydro	Other	Site C	Total
2020	8,299 GWh		1,511 MW		
2030	11,410 GWh		2,129 MW		
2040	11,413 GWh		2,143 MW		

Clean Objective (%) - performance during the period 2016-2040

	Based on Generation	Based on Firm Capability
Average %	98%	95%
Lowest %	98%	94%

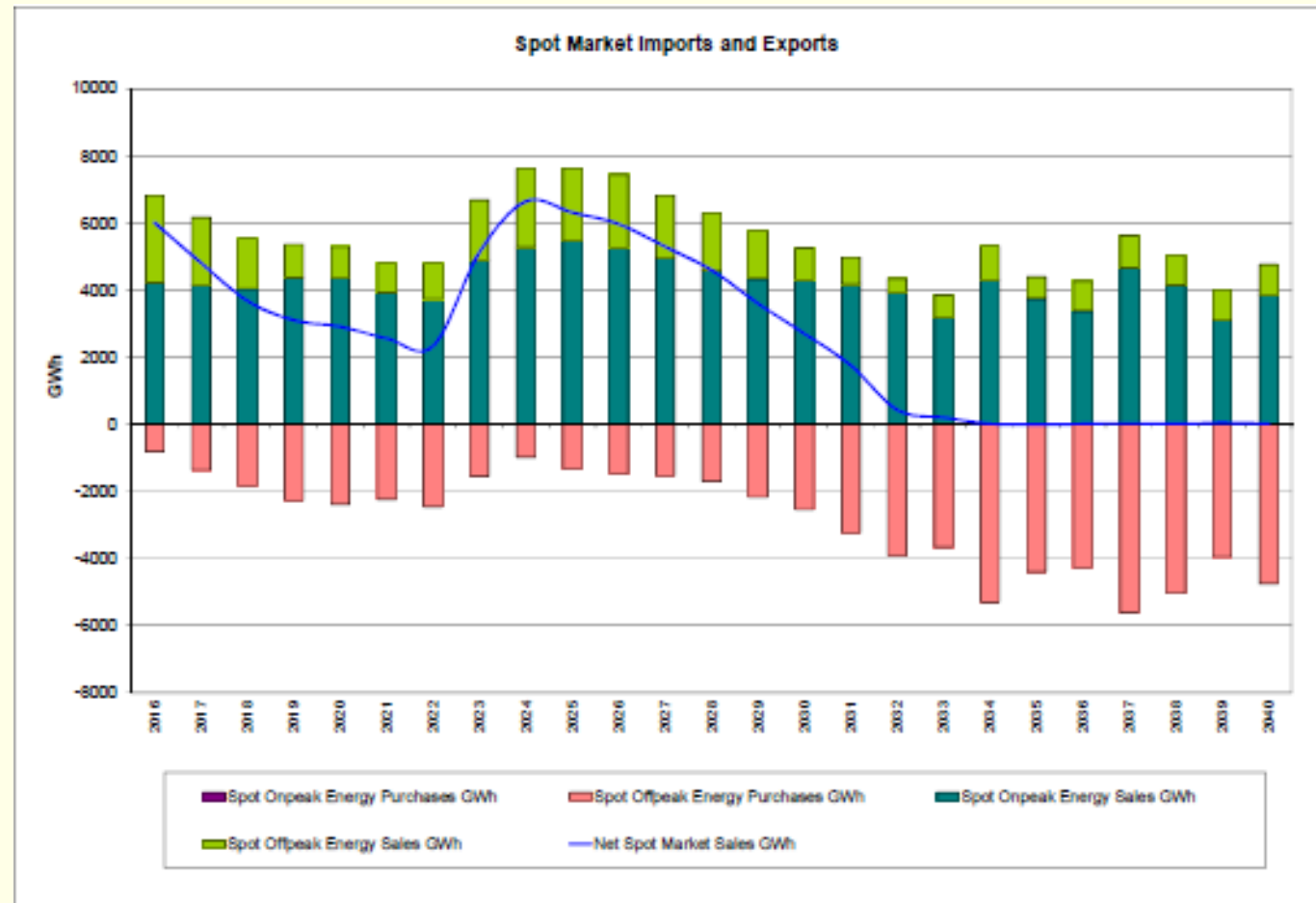
Transmission Expansion

Year	Project Description	Between	Capacity - MW
2023	Shunt compensation at WSN KLY	PR to KN	650
2029	Series compensation SL1_2_3_7 from GMS to WSN	PR to KN	360
2029	Series compensation SL11_12_13 from WSN to KLY	PR to KN	390
2029	Shunt compensation at NIC and MDN	KN to LM	570
2030	Series compensation of SL91 and SL98	SE to KN	147
2038	500kV circuit SL14 between WSN and KLY	CI to KN	2120
2039	500kV circuit SL8 between GMS and WSN	PR to CI	1470

Resources Selected

Year	Zone	Resource	Capacity - MW		Energy - GWh		UEC / UCC	
			Installed	Dependable	Firm	Total	\$/MWh or	\$/KW-year
2023	BCH_PR	Site C	1100	1,100	5,100	5,100		79
2029	BCH_PR	GMS Units 1-5 Cap Increase	220	220				35
2030	BCH_REV	Revelstoke Unit 6	500	488	26	26		50
2032	BCH_LM	Pumped_Storage_LM	1000	1,000				126
2033	BCH_PR	Wind_PC21	99	26	371	371		112
2033	BCH_LM	MSW2_LM	25	24	208	208		92
2034	BCH_PR	Wind_PC13	135	35	541	541		113
2034	BCH_PR	Wind_PC16	99	26	377	377		116
2034	BCH_PR	Wind_PC19	117	30	441	441		113
2035	BCH_PR	Wind_PC15	108	28	382	382		119
2035	BCH_PR	Wind_PC28	153	40	591	591		111
2036	BCH_PR	Wind_PC14	144	37	527	527		117
2036	BCH_VI	MSW1_VI	12	12	100	100		127
2037	BCH_PR	Wind_PC09	207	54	713	713		122
2037	BCH_VI	Biomass_VI	30	30	239	239		142
2037	BCH_LM	Biomass_LM	30	30	239	239		143
2038	BCH_PR	Wind_PC10	297	77	1,023	1,023		118
2038	BCH_PR	Wind_PC11	126	33	473	473		122
2038	BCH_LM	Pumped_Storage_LM	1000	1,000				126
2039	BCH_PR	Wind_PC20	159	41	610	610		119
2039	BCH_PR	Wind_PC41	45	12	155	155		122
2040	BCH_PR	Wind_PC18	138	36	486	486		123
2040	BCH_PR	Wind_PC42	63	16	219	219		122

Analyse de portefeuilles - résultats



Tenir compte des risques et incertitudes

■ Plusieurs approches

> La plus commune:

- Mentionner les risques
- Plan optimisé en fonction du cas de référence (scénario moyen)

> Un peu plus sophistiquée:

- Favoriser des stratégies plus robustes

> Meilleure:

- Favoriser des solutions qui produisent des résultats acceptables sur la plupart des futurs possibles
- Même si pas « optimal » selon le cas de référence

Northwest Power Planning Council

■ « Strategic decision analysis »

- “Those who have examined case histories of decision making under uncertainty have noted that experts often overestimate their ability to forecast the future. That is, **experts tend to underestimate uncertainty.**”

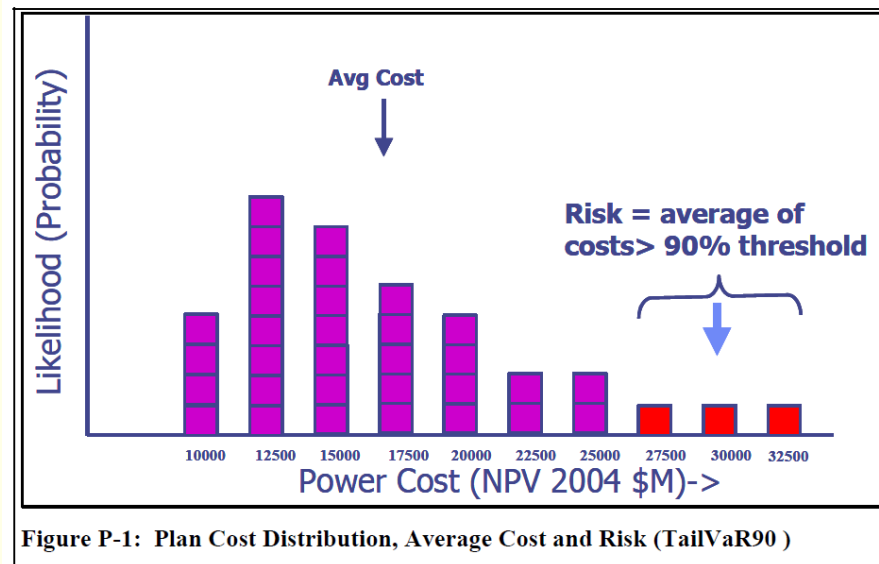
> Requis lorsque les risques sont très grandes

- “If the scale of change is large, extreme outcomes may be catastrophic. **If the outcome would be catastrophic, the decision maker may need to consider individual scenarios.**”
- Note that a general would never consider implementing a fixed strategy, one without options or alternatives, based on average survival. ... [F]ailing to adapt military plans because the expected distribution was acceptable would be ludicrous and tragic. In decision analysis, **the tails of the distribution, especially the “bad” tail, assume greater significance than they do in ordinary simulations.** ...
- Decision-making under uncertainty has more to do with **making decisions that, while they may not have been optimal in retrospect, did not lead to a catastrophic outcome.**

<https://www.nwcouncil.org/media/4401598/AppendixP.pdf>, pages P-4 et P-5

« Bad tails »

- Impossible de tenir compte du risque sans le connaître
 - Besoin d'un paramètre qui décrit le niveau de risque



- TailVaR₉₀ = moyen des coûts pour les pire 10% des résultats

Erreurs historiques dans les prévisions du prix de pétrole

- Prévisions du Annual Energy Outlook (Dept de l'énergie, ÉU)
- Chiffres indiquent le pourcentage d'erreur
 - > Bleu positif; vert négatif

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
AEO 1982	9.9	148.7	128.5	229.9	197.3	171.4																			
AEO 1983	7.4	110.0	80.2	170.0	154.8	144.6					492.7														
AEO 1984	7.7	110.0	70.8	133.2	105.9	87.6					331.0														
AEO 1985	0.0	84.7	36.9	78.9	64.2	55.1	97.7	122.7	165.8	202.5	189.6														
AEO 1986		4.1	-12.5	18.8	4.3	-5.2	19.0	39.4	84.3	124.7	132.9	117.3	168.3	351.0	241.7	132.5									
AEO 1987			-0.1	18.8	4.6	-8.4	11.8	19.6	48.7	77.3	86.9					108.4									
AEO 1989*				1.0	-17.4	-24.9	-5.1	5.2	34.3	62.5	68.7	61.3	104.1	252.7	168.6	80.4									
AEO 1990					-2.1	-19.6					55.1					66.7					41.4				
AEO 1991						1.1	32.4	40.6	63.9	76.3	65.5	42.6	64.8	166.0	98.6	33.2	81.1	82.8	69.9	42.0	13.0	0.6	-5.2	-27.1	21.2
AEO 1992							1.8	10.2	28.0	43.6	41.2	27.5	54.7	158.9	96.7	33.4	81.4	81.2	66.2	37.0	7.5	-5.3	-11.3	-31.8	13.9
AEO 1993								3.6	25.5	36.9	31.0	14.7	35.0	121.8	65.9	12.0	52.2	53.0	40.4	14.8	-10.7	-21.4	-26.1	-42.8	-3.9
AEO 1994									5.7	10.9	6.4	-5.9	11.4	83.7	37.7	-7.9	25.0	25.1	15.0	-5.3	-26.2	-35.0	-39.2	-53.3	-22.5
AEO 1995										-1.8	0.8	-11.7	4.0	69.4	25.1	-17.1	10.6	8.8	-1.6	-19.7	-37.8	-45.5	-49.4	-61.4	-35.8
AEO 1996											0.1	-14.0	0.3	63.8	21.5	-19.3	8.2	6.5	-3.6	-21.4	-38.9	-46.6	-50.6	-62.5	-38.1
AEO 1997												-3.1	4.8	62.4	16.3	-25.7	-1.5	-4.2	-14.3	-31.0	-47.1	-54.3	-58.1	-68.5	-48.7
AEO 1998													0.0	56.1	15.1	-24.4	-1.0	-5.0	-15.3	-32.2	-48.3	-55.9	-59.7	-69.8	-50.8
AEO 1999														3.8	-21.0	-47.0	-25.7	-24.6	-29.1	-41.1	-53.8	-59.0	-61.6	-71.4	-53.7
AEO 2000															0.5	-21.3	-4.6	-9.2	-20.4	-37.0	-52.5	-59.6	-63.4	-72.9	-56.3
AEO 2001																1.8	13.0	-3.7	-19.3	-35.8	-51.6	-58.9	-62.9	-72.6	-56.0
AEO 2002																	4.5	-7.3	-13.4	-30.8	-47.5	-55.1	-59.2	-69.6	-50.9
AEO 2003																		-0.3	-2.9	-28.4	-48.0	-55.8	-60.1	-70.5	-52.6
AEO 2004																			-0.2	-31.7	-50.0	-57.4	-61.4	-71.3	-53.5
AEO 2005																				-0.4	-27.6	-46.2	-56.0	-69.0	-52.0
AEO 2006																					4.3	-4.4	-18.3	-42.7	-12.9
AEO 2007																						7.8	-6.5	-33.8	0.1
AEO 2008																							-5.0	-18.1	22.7
AEO 2009																								6.3	-32.4
AEO 2010																									-3.1

Erreurs historiques dans les prévisions du prix de pétrol

- En moyenne, les prévisions étaient **19%** plus élevé que la réalité
- Mais cette moyenne cache une réalité beaucoup plus dure
 - > 53% du temps, la prévision était plus élevée que la réalité
 - **Écart moyen: 65%**
 - > Les autres 47% du temps, la prévision était plus bas que la réalité
 - **Écart moyen: 33%**
- Quel poids donner aux prévisions d'aujourd'hui?
 - > Selon cet historique, la réalité sera entre -65% et +33% des valeurs prévisionnelles – 50% du temps!
 - > « *Market price forecasts have a short shelf life.* »
- **Leçon: méfiez-vous des prévisions!**

Planification par scénarios

- Malgré tous ces avertissements, la plupart des compagnies d'électricité, de gouvernements, etc. basent leur planification sur le « cas de référence » (basé sur le scénario moyen)
- Une approche de planification par scénario a été développé pour contrer cette tendance
 - > Développé par Global Business Network (ex Shell, SRI)
 - > Ne pas prévoir l'avenir, mais plutôt **définir l'univers d'avenirs possibles, afin de s'assurer que les décisions sont les plus robustes**
- Approche:
 - > Raconte l'histoire (fictif), avec plusieurs variantes, à partir d'un point dans le futur
 - Les histoires, selon les différents futurs possibles
 - L'approche nous oblige de reconnaître que **l'avenir est inconnu**
 - > Le défi: identifier les futurs possibles qui mieux éclairent la question sous étude.

Exercice pour le SGDN (2003)

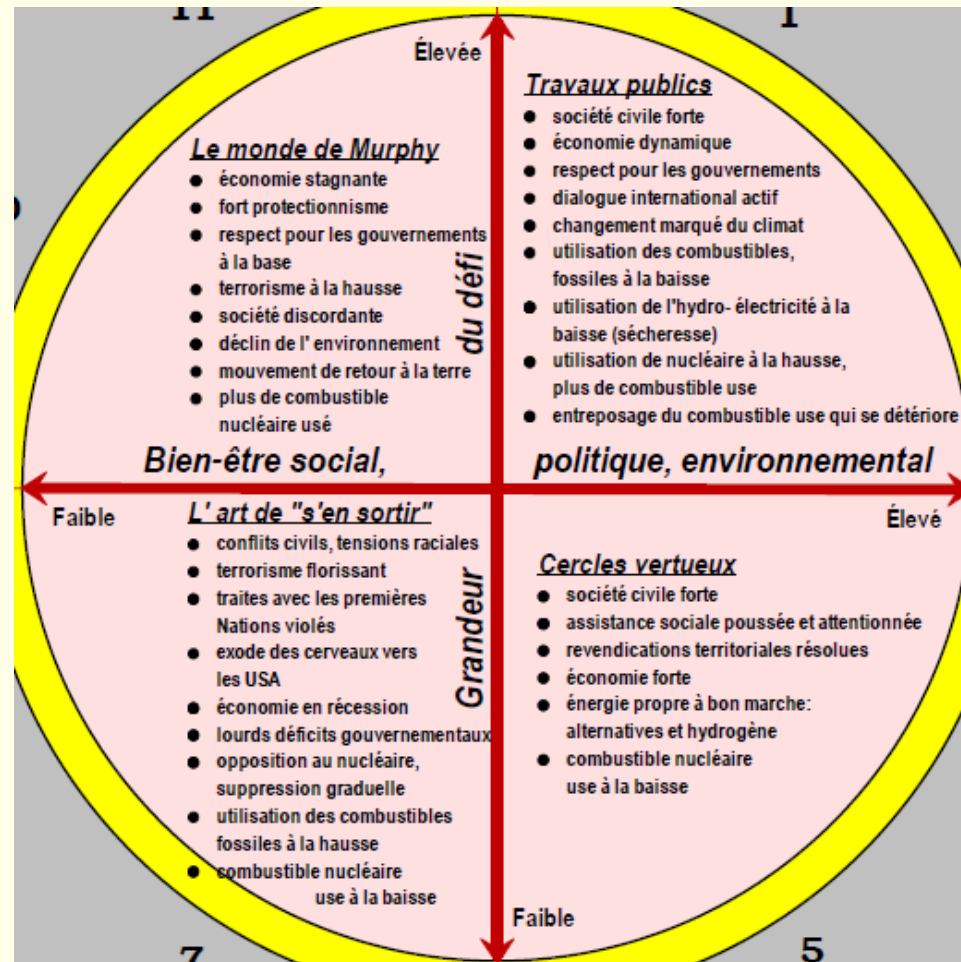
■ L'approche

- > Groupe de travail composé de personnes d'intérêts et d'expériences très divergentes
 - Universitaires, fonctionnaires, avocats et juges, écologistes, Premières nations, industrie de l'uranium,
- > Définir la question
- > Définir les axes de plus grande importance et incertitude
- > Élaborer des histoires fictives
- > Proposer des critères d'évaluation

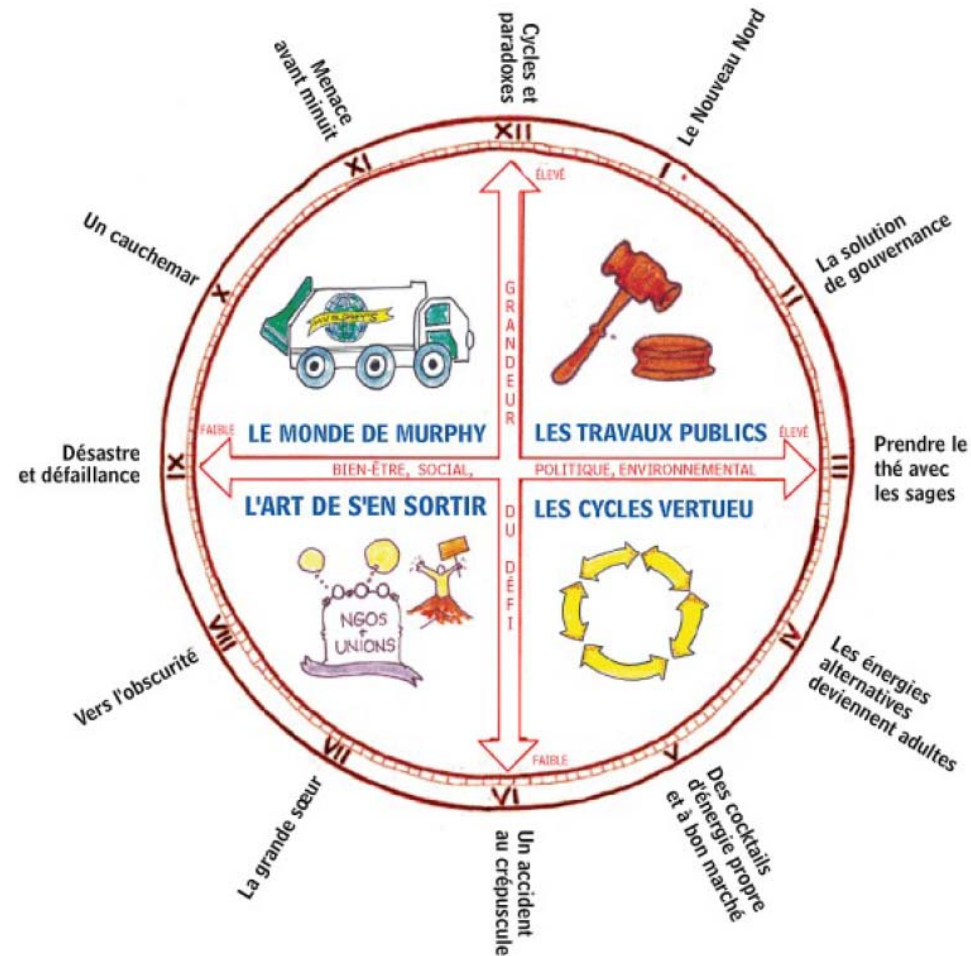
■ Les paramètres

- > Question: quels sont les critères les plus importants en décidant comment gérer les déchets nucléaires?
- > Horizon temporel: 1, 7, 20 (et même 400!) générations
- > Axes:
 - Ampleur du défi
 - Bien-être social, politique et environnemental

Les scénarios à 25 ans



Les scénarios à 175 ans



SGDN: Critères à retenir (exemples)

■ Considérations environnementales

- > La conception est-elle suffisamment souple pour s'adapter à des changements dans les risques qui sont jugés acceptables, leur définition et leur réglementation ?
- > La conception utilise-t-elle des matériaux dont les propriétés à long terme sont connues ... sous l'effet des rayonnements à haute énergie à l'intérieur du confinement ?

■ Risques pour la sécurité

- > Quel est le degré de vulnérabilité de la méthode de gestion par rapport aux différents types d'intrusion, y compris le terrorisme, l'action de criminels, la corruption, la malveillance et/ou la négligence ?
- > La méthode protège-t-elle contre la toxicité/l'exposition dans un monde où il n'y a pas de stabilité institutionnelle ?

■ Aspects financiers

- > La conception et le plan d'opération incorporent-ils tous les coûts estimés de la gestion future ?
- > La conception et le plan d'opération sont-ils suffisamment robustes pour résister à des périodes de déclin économique ?

SGDN: Critères à retenir (exemples)

■ Participation du public dans la prise de décision

- > Les communautés et la population participent-elles à la définition de ce qui constitue des niveaux de risque « acceptables », par exemple les limites d'émission et/ou les limites sur les incidences sur la santé humaine et sur l'environnement ?

■ Processus de gestion

- > Dans quelle mesure la méthode de gestion présume-t-elle de la stabilité sociale ?
- > Comment la méthode de gestion prévoit-elle protéger les communautés avoisinantes si des fuites se produisent ?

■ Rapport avec l'avenir de la filière nucléaire

- > À quel point la méthode peut-elle prendre de l'expansion en fonction d'une augmentation de l'importation de déchets nucléaires ?
- > Comment a-t-on prévu d'adapter la méthode à la décentralisation de la production d'énergie nucléaire et à la répartition des déchets nucléaires dans l'avenir ?

http://www.nwmo.ca/8.5?language=fr_FR&

Leçons

- L'histoire humaine est plein de surprises
 - > les prévisions sur 20 ans n'ont jamais été justes, encore moins 100 ans
 - > Il faut approcher les enjeux à long terme avec beaucoup d'humilité
- Les outils économiques standards sont d'application douteuse sur le très long terme
 - > L'actualisation réduit les coûts futurs à néant
 - > L'argent futur vaut moins que l'argent d'aujourd'hui, mais est-ce aussi vrai pour:
 - la santé?
 - L'intégrité des écosystèmes?
 - La survie des espèces?
- Les outils analytiques pour tenir compte des risques de faible probabilité et de conséquences majeures ne sont pas encore à une stade de maturité