

# ÉVALUATION ET PLANIFICATION DE FIABILITÉ DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION – NOUVELLE APPROCHE GLOBALE

Raouf Naggar, Christian Langheit, Julien Dallaire

► **To cite this version:**

Raouf Naggar, Christian Langheit, Julien Dallaire. ÉVALUATION ET PLANIFICATION DE FIABILITÉ DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION – NOUVELLE APPROCHE GLOBALE. Distributech 2005 - San Diego, Jan 2005. sic\_00001107v2

**HAL Id: sic\_00001107**

**[https://archivesic.ccsd.cnrs.fr/sic\\_00001107v2](https://archivesic.ccsd.cnrs.fr/sic_00001107v2)**

Submitted on 14 Feb 2005

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

## ÉVALUATION ET PLANIFICATION DE FIABILITÉ DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION – NOUVELLE APPROCHE GLOBALE

Raouf Naggar, Hydro-Québec  
Christian Langheit, Hydro-Québec  
Julien Dallaire, Hydro-Québec

### Résumé

Hydro-Québec a utilisé une nouvelle approche pour l'évaluation de la fiabilité de son réseau de distribution MT à l'aide d'un logiciel prototype appelé FIOR. Dans quel contexte cela a-t-il été réalisé et pour quelles raisons ? Qu'est-ce qu'il y a de nouveau dans cette approche ? Comment procède-t-elle ? Quels en ont été les bénéfices ?

Dans le contexte de recommander un programme d'automatisation du réseau de distribution MT, Hydro-Québec devait évaluer l'impact sur la fiabilité du réseau de divers scénarios envisagés. L'étude devait *porter sur l'ensemble du réseau de distribution* et utiliser *des techniques de simulation* sensibles aux améliorations apportées par les nouvelles technologies proposées pour chaque scénario. Afin de répondre à ces besoins, il a été nécessaire de revoir les méthodes d'analyse existantes et de développer une nouvelle approche.

Le prototype FIOR utilise une nouvelle méthode pour le calcul du temps de rétablissement pour chaque point de livraison :

- Simulation détaillée du processus Panne / Rétablissement.
- Modélisation du réseau permettant la représentation: de la protection, du sectionnement, de la surveillance, des communications, de la télécommande, etc.
- Simulation de l'analyse et du raisonnement, du processus décisionnel et des actions.

De plus, chaque étude couvre un ensemble de lignes –région ou réseau entier – pour lesquels divers scénarios sont comparés. À cet effet, l'outil permet de reproduire et de comparer rapidement et à grande échelle des schémas de conception génériques proposés par les utilisateurs.

Cette approche globale a permis à Hydro-Québec d'évaluer quantitativement l'amélioration de la fiabilité de son réseau de distribution MT en fonction de 9 scénarios principaux. Une telle étude aurait été impossible avec les outils d'évaluation de fiabilité disponibles :

- 24300 études auraient été nécessaires avec les logiciels actuels.
- Le temps de rétablissement pour un point de livraison aurait été mal évalué en raison de l'absence de simulation du processus selon des particularités de chaque scénario.

La nouvelle approche globale développée pour FIOR constitue donc une percée dans le domaine de l'évaluation de la fiabilité des réseaux.

La modernisation des outils existants pour y inclure cette nouvelle approche devient une nécessité. Les nouvelles méthodes développées pour ce prototype doivent, à présent, être incorporées dans les logiciels commerciaux de calcul de la fiabilité.

## 1 Introduction

Cet article présente la nouvelle approche développée par Hydro-Québec pour l'évaluation de la fiabilité de son réseau de distribution MT. Il aborde le contexte et les problématiques qui ont conduit à ce besoin de renouvellement, les innovations qui ont été nécessaires et leur application à l'aide d'un prototype appelé FIORD. Il relate enfin les avantages de la nouvelle approche à la lumière des résultats obtenus de son utilisation.

Le prototype FIORD est inspiré d'une méthode de calcul développée par Julien Dallaire, de la Vice-présidence Réseau, qui a joué le rôle d'expert du domaine<sup>1</sup>. L'ingénierie des connaissances a été effectuée par Raouf Naggar et la réalisation du système à base de connaissances<sup>2</sup>, a été effectuée par Christian Langheit, tous deux membres de l'Institut de recherche (IREQ).

## 2 La motivation pour développer une nouvelle approche

Dans le contexte de recommander un programme d'automatisation du réseau de distribution MT, Hydro-Québec devait évaluer les bénéfices de divers scénarios d'automatisation. Parmi ces bénéfices, il était nécessaire d'évaluer l'amélioration de la fiabilité du réseau à chacun des points de livraison.

L'évaluation de la fiabilité d'un réseau à l'aide des outils généralement disponibles est réalisée de la façon suivante :

1. Le réseau étudié est modélisé de manière à représenter les équipements qui le constituent et leur connectivité.
2. Un ensemble d'événements, suffisant pour caractériser la fiabilité, est étudié :
  - a. Chaque événement déclenche un mécanisme de protection duquel découle une interruption de service.
  - b. Suite à l'interruption, un processus de rétablissement est enclenché, permettant de rétablir le service en différents points de livraison.
3. La fréquence des événements est établie à partir de leurs taux d'occurrence (on utilise généralement les taux de défaillance des équipements) et les temps de rétablissement pour chaque point de livraison sont établis à partir d'une fonction prédéfinie permettant d'associer à diverses séquences de rétablissement les temps requis pour les réaliser.

Cette façon de procéder présentait deux problèmes majeurs :

- Étant donné que les scénarios étudiés visent à modifier le processus de rétablissement, c'est précisément l'impact des nouveaux moyens utilisés sur le temps de rétablissement que l'on désire évaluer. L'évaluation de ce temps requiert une analyse complexe tenant compte à la fois de la topologie du réseau et de la localisation de l'événement, des techniques de protection, de surveillance et de commande, de la présence de télécommunications, des systèmes d'information, des stratégies d'intervention et des ressources disponibles. *Il est donc impossible de prédéfinir une fonction pour établir les temps de rétablissement puisque cela supposerait que l'on sait déjà ce que l'on recherche.*
- Étant donné que chaque ligne du réseau est différente, l'étude de chaque scénario requiert une modélisation de chaque ligne afin d'y refléter les nouveaux moyens introduits. Cette

modélisation nécessite un travail de conception permettant de définir exactement la localisation de chaque nouvel équipement. *Cet exercice de modélisation serait extrêmement long et fastidieux compte tenu du nombre de lignes et de scénarios à étudier.*

Ces deux verrous ont été à la source de l'effort d'innovation qui a conduit au développement de la nouvelle approche et à la réalisation du prototype FIORD.

### 3 Un prototype : FIORD

Le prototype FIORD<sup>3</sup> a été développé par l'Institut de recherche d'Hydro-Québec pour fournir les évaluations nécessaires à la justification du programme d'automatisation. Ce prototype est conçu comme un outil intelligent fondé sur l'ingénierie des connaissances<sup>4</sup>.

- Il simule en détail le processus Panne/Rétablissement, afin d'évaluer finement l'impact de scénarios présentant différentes combinaisons d'événements déclencheurs et de technologies et ressources utilisées.
- Il applique des scénarios génériques à un ensemble de lignes, permettant à l'utilisateur d'exécuter une étude régionale sans modifier chaque ligne individuellement.
- Il permet l'utilisation de données historiques afin que les résultats signifient : "c'est la fiabilité que nous aurions éprouvée si nous avions mis en oeuvre cette solution"

#### 3.1 *Le processus Panne/Rétablissement.*

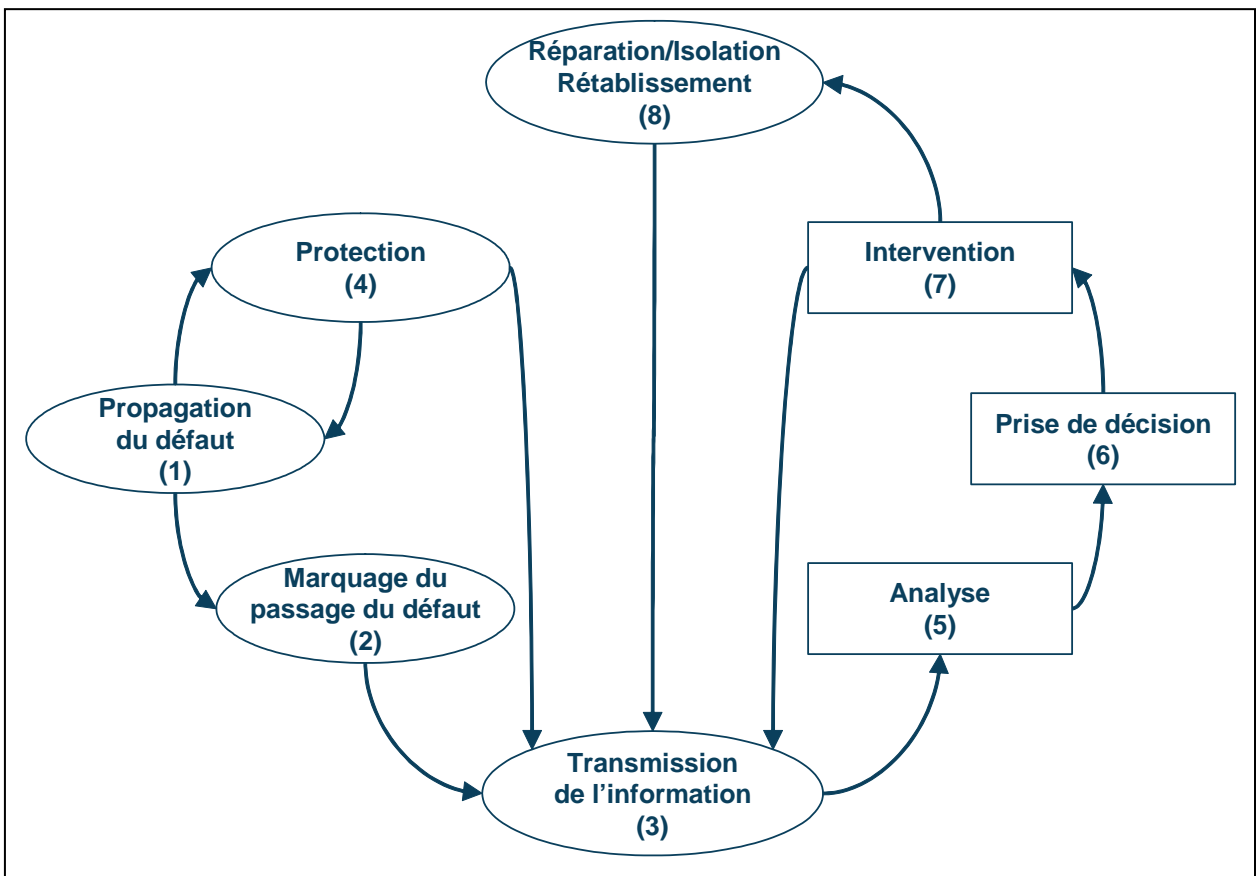
Le processus panne rétablissement est présenté à la Figure 1. On notera que ce processus est constitué d'un enchaînement de phénomènes et d'activités. Un phénomène (rectangle) représente un changement résultant de la réaction du réseau à un événement, tandis qu'une activité (ellipse) représente un changement résultant des actions effectuées par l'exploitant. Le formalisme utilisé pour la modélisation des connaissances s'inspire librement de la méthode MKSM<sup>5</sup> développée par J.L. Ermine et al.

Le processus panne rétablissement se déroule selon la séquence suivante :

1. Un événement (Défaut) survient en réseau et déclenche le *phénomène de propagation du défaut*.
2. En se propageant, le défaut rencontre sur son passage des indicateurs de défaut et déclenche le *phénomène de marquage du passage du défaut*.
3. Si la télésignalisation est présente, le *phénomène de transmission de l'information* est déclenché à son tour.
4. En se propageant, le défaut rencontre sur son passage des systèmes de sectionnement, s'il s'agit de systèmes de protection (disjoncteurs ou coupe-circuit), il déclenche le *phénomène d'activation de la protection*. Ce phénomène résulte en une interruption. Si la télésignalisation est présente, ce phénomène peut déclencher à son tour le *phénomène de transmission de l'information*.
5. Lorsque des informations sont reçues par les décideurs, ceux-ci réalisent une *activité d'analyse* résultant en des informations déduites.

6. Ces informations déduites servent d'intrants à une *activité de prise de décision* définissant des actions à réaliser.
7. La réalisation des actions décidées est une *activité d'intervention* dont le résultat peut être un déplacement et l'obtention d'une information – ce qui conduit à une nouvelle itération Analyse/Décision/Action – ou des manœuvres ou des travaux sur le réseau.
8. Les manœuvres ou travaux sur le réseau déclenchent des *phénomènes (réparation, isolation ou rétablissement)* ayant pour conséquence de changer l'état du réseau. Ceux-ci sont suivis s'il y a lieu d'autres itérations Analyse/Décision/Action.

**Figure 1 - Le processus Panne/Rétablissement**



### 3.1.1 Modèle d'une ligne et simulation de son comportement

La simulation des phénomènes identifiés dans le processus Panne/Rétablissement requiert une modélisation des caractéristiques du réseau qui sont déterminantes pour en déduire le comportement. Le modèle utilisé par le prototype FIORD est défini comme suit :

- 1) Le réseau de distribution est toujours exploité de façon radiale. Il est donc composé de différentes lignes pouvant être étudiées de façon indépendante.

- 2) Les lignes sont décomposées en blocs. Chaque bloc est délimité par des équipements de sectionnement pouvant le relier à la ligne à laquelle il appartient ou à une autre ligne adjacente.
- 3) La simulation du comportement du réseau tient compte des techniques utilisées :
  - a) *Systèmes de surveillance* tels que des indicateurs de passage de défaut, des indicateurs d'avaries, des indicateurs d'état des équipements de sectionnement (ouvert, fermé) ou des indicateurs d'interruption. Ces systèmes peuvent être humains (équipes d'intervention, clients) ou techniques (détecteurs, capteurs). Ils peuvent être locaux ou équipés de systèmes de télésignalisation.
  - b) *Systèmes de sectionnement* possédant chacun ses propriétés particulières (Disjoncteur, Interrupteur, Sectionneur, Coupe-circuit) et pouvant être commandés localement, par télécommande ou automatiquement selon le système de commande dont ils sont équipés.
  - c) *Systèmes de communication* tels que la communication vocale ou la télésignalisation.
  - d) *Systèmes d'intervention* tels que des ressources humaines ou des systèmes de commande. Les systèmes de commande peuvent être locaux, télécommandés ou automatiques.
- 4) Le modèle d'un bloc est défini de la façon suivante :
  - a) Caractéristiques générales :
    - i) Taux de défaillance (global ou en fonction des équipements en présence).
    - ii) Clientèle alimentée (nombre, puissance, catégories, etc.).
    - iii) Équipements en présence (conducteurs, condensateurs, etc.).
  - b) Système de surveillance du bloc : indicateur d'interruption.
  - c) Système de sectionnement en amont :
    - i) Type d'équipement
    - ii) Système de surveillance (Indicateur de passage de défaut, Indicateur d'état)
    - iii) Système de commande.
  - d) Systèmes de sectionnement en aval :
    - i) Type d'équipement
    - ii) Système de surveillance (Indicateur de passage de défaut, Indicateur d'état)
    - iii) Système de commande.
  - e) Systèmes de sectionnement normalement ouverts (interconnexions avec les autres lignes) :
    - i) Type d'équipement
    - ii) Système de commande.

### **3.1.2 Activités d'exploitation et de maintenance**

La simulation des activités du processus Panne/Rétablissement requiert une modélisation des facteurs qui sont déterminants pour déduire les actions entreprises.

- 1) Les activités d'analyse :
  - a) Utilisent en entrée l'information brute obtenue des systèmes de surveillance;

- b) Se fondent sur la connaissance des comportements possibles du réseau dans différentes situations;
  - c) Résultent en un ensemble d'informations déduites permettant de maximiser la compréhension de la situation en cours.
- 2) Les activités de décision :
- a) Utilisent en entrée la compréhension de la situation en cours;
  - b) Se fondent sur une stratégie d'exploitation permettant de prendre les meilleures décisions compte tenu de cette situation;
  - c) Résultent en un ensemble d'actions à réaliser qui sont exprimées sous la forme d'ordre de travail.
- 3) Les activités d'intervention :
- a) Reçoivent en entrée les ordres de travail;
  - b) Utilisent les ressources d'intervention disponibles afin d'exécuter les ordres reçus;
  - c) Résultent, après un certain temps selon les moyens d'intervention utilisés, en une nouvelle situation où de nouvelles informations peuvent avoir été obtenues, les équipes peuvent avoir changé de localisation, des équipements peuvent avoir été réparés, des portions de réseau peuvent avoir été isolées et/ou rétablies.

### **3.2 Les scénarios génériques**

Le modèle du processus Panne/Rétablissement, tel que défini ci-dessus, est sensible à un grand nombre de paramètres qu'il est possible de modifier pour en mesurer les effets :

#### 1) Paramètres relatifs aux technologies utilisées et à leur déploiement en réseau

La définition de l'équipement utilisé s'effectue à partir de la topologie de base d'une ligne et consiste à remplacer les systèmes de sectionnement, de surveillance, de commande et de communication par des systèmes utilisant des technologies différentes. Le logiciel permet d'appliquer un même schéma de modification à l'ensemble des lignes. Il permet également, dans le cas où l'on désirerait limiter la quantité d'équipement à installer, d'optimiser la localisation des ces équipements sous contrainte de la quantité disponible.

#### 2) Paramètres relatifs à la stratégie d'exploitation

La définition de la stratégie d'intervention s'effectue à deux niveaux : on choisit d'une part une heuristique guidant les déplacements pour patrouiller le réseau (différentes heuristiques sont pré-définies : choix du plus court déplacement, choix du déplacement dans l'embranchement le plus exposé à des défaillances, etc.), et on définit d'autre part un ordre de priorité parmi les actions pouvant être effectuées (on peut, par exemple, favoriser des rétablissements partiels en présence de systèmes de télécommande et les défavoriser autrement, ou supposer que les réparations ont préséance une fois que les avaries sont localisées, etc.).

#### 3) Paramètres relatifs aux moyens d'intervention

Différents temps d'intervention peuvent être utilisés pour l'étude : temps requis pour envoyer une équipe de dépanneurs sur place, temps de déplacement d'un bloc à l'autre, temps de patrouille d'un bloc pour localiser un défaut aérien, temps requis pour une

manœuvre de télécommande, temps requis pour transférer une charge, temps de réparation, etc.

Un scénario générique est une combinaison de ces trois ensembles de paramètres que l'on applique à une partie du réseau dans le but d'évaluer, en une seule étude, l'impact de ces choix sur la fiabilité des lignes étudiées.

### 3.3 Exemple

#### 3.3.1 Spécification d'une étude et résultats obtenus

Afin de définir une étude, l'utilisateur doit choisir un ensemble de lignes à étudier et un scénario générique à appliquer.

Le réseau étudié est défini en sélectionnant parmi les lignes existantes l'ensemble à étudier. Le système a accès à des données pour l'ensemble des lignes existantes : ces données incluent le schéma bloc et les taux de défaillance. L'utilisateur peut également définir des lignes hypothétiques.

**Figure 2 - Spécification d'une étude**

Sélection des lignes à étudier	Sélectionner la région	Automatisation 1-Côte-Nord Automatisation 2-Montréal Automatisation 3-Richelieu																			
	Sélectionner les lignes	<table border="0"> <tr><td>ABV 236</td><td>ABV 238</td></tr> <tr><td>ABV 237</td><td>ABV 238O</td></tr> <tr><td>ABV 238</td><td>ABV 238R</td></tr> <tr><td>ABV 238C</td><td>AUS 225</td></tr> <tr><td>ABV 238O</td><td>AUS 225O</td></tr> <tr><td>ABV 238R</td><td>AUS 225R</td></tr> <tr><td>ABV 239</td><td>BLU 239</td></tr> <tr><td>ACN 236</td><td>BLU 239O</td></tr> <tr><td>ACN 237</td><td>BLU 239R</td></tr> <tr><td>ACN 238</td><td>BRS 242</td></tr> </table>	ABV 236	ABV 238	ABV 237	ABV 238O	ABV 238	ABV 238R	ABV 238C	AUS 225	ABV 238O	AUS 225O	ABV 238R	AUS 225R	ABV 239	BLU 239	ACN 236	BLU 239O	ACN 237	BLU 239R	ACN 238
ABV 236	ABV 238																				
ABV 237	ABV 238O																				
ABV 238	ABV 238R																				
ABV 238C	AUS 225																				
ABV 238O	AUS 225O																				
ABV 238R	AUS 225R																				
ABV 239	BLU 239																				
ACN 236	BLU 239O																				
ACN 237	BLU 239R																				
ACN 238	BRS 242																				
Équipement	Sélectionner les modifications	Tout télécom. 1 disj. - Orientations 2 disj. en ligne - Orientations Tout télécom. 2 disj. - Orientations																			
	Nombre de combinaisons permises	20																			
Stratégie de prise de décision	Sélectionner les stratégies	Orientations - Réparation sans transfert de charge local Orientations - Réparation avec transfert de charge local Orientations - télécommande																			
	Sélectionner la configuration de paramètres	Orientations automa. 1 30 20 45																			
Temps d'intervention	Sélectionner les temps de premier déplacement	Richelieu20_60kmh																			

Démarrer l'étude

Le résultat principal se présente sous la forme d'un tableau donnant, pour chaque ligne, les informations suivantes :

- *Caractéristiques* : kilométrages aérien et souterrain, charge raccordée, nombre de clients, etc.



- Pour chaque scénario étudié, les résultats suivants : Indice IC (ou SAIDI) donnant le temps moyen d'interruption par client; Indice IF (ou SAIFI) donnant la fréquence moyenne d'interruption par client. (Note : Ces mêmes indices sont aussi calculés par kVA raccordé et d'autres indices pourraient être calculés au besoin.)
- Ces résultats sont décomposés pour chacun des blocs dans la ligne. Les caractéristiques du bloc sont présentées dans le tableau ainsi que la contribution aux différents indices des pannes ayant leur origine dans le bloc.

Figure 3 - Résultats d'une étude

- Affichage: Tableau
  - Pour chaque ligne
    - Caractéristiques
    - IC(SAIDI) et IF(SAIFI) pour chaque scénario (par client ou kVA)
- Fichier Excel
  - Équivalent à l'affichage
  - +
  - Statistiques sur les déplacements et manoeuvres (manuelles ou télécommandées)
- Explication détaillée de chaque résultat

Ligne	Bloc	Historique										Stratégie du Cas de base				
		Topologie										Réenclenchement ligne puis réparation				
		Topologie										Client		kVA		Equip
		Ic	If	kmS	kmA	kVA	Ch	Rel	TP	E	Ic	If	Ic	If	C	R
ARM 237	TOUS	3.30	1.48	0.00	0.12	23949	1183	8	-	-	4.77	1.46	5.91	1.71	-	-
ARM 237	R1Y9Z	0	0	0.00	0.01	5578	467	4	1.00	D	2.75	1.00	2.75	1.00	-	-
ARM 237	R1R9T	0	0	0.00	0.05	4885	291	1	0.02	D	0.02	0.01	0.02	0.00	-	-
ARM 237	R2C4T	0	0	0.00	0.06	13486	425	3	1.26	D	2.00	0.45	3.14	0.71	-	-

Ligne	Bloc	Historique										Stratégie du Cas de base				
		Topologie										Réenclenchement ligne puis réparation				
		Topologie										Client		kVA		Equip
		Ic	If	kmS	kmA	kVA	Ch	Rel	TP	E	Ic	If	Ic	If	C	R
ATL 239	TOUS	0.00	0.00	0.00	0.00	3000	1	2	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-
ATL 239	Y0S7R	0	0	0.00	0.00	3000	1	2	0.00	D	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-

Ligne	Bloc	Historique										Stratégie du Cas de base				
		Topologie										Réenclenchement ligne puis réparation				
		Topologie										Client		kVA		Equip
		Ic	If	kmS	kmA	kVA	Ch	Rel	TP	E	Ic	If	Ic	If	C	R
BEV 236	TOUS	3.58	3.31	0.00	0.08	15667	1213	1	-	-	8.18	3.38	8.12	3.36	-	-
BEV 236	T4X2Y	0	0	0.00	0.00	100	0	0	0.00	D	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-
BEV 236	T3X3S	0	0	0.00	0.05	10945	801	1	3.38	D	8.18	3.38	8.12	3.36	-	-
BEV 236	T2D2R	0	0	0.00	0.03	4622	412	0	0.00	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-

Ligne	Bloc	Historique										Stratégie du Cas de base				
		Topologie										Réenclenchement ligne puis réparation				
		Topologie										Client		kVA		Equip
		Ic	If	kmS	kmA	kVA	Ch	Rel	TP	E	Ic	If	Ic	If	C	R
TOUTES	TOUS	3.44	2.40	0.00	0.20	42616	2397	11	-	-	5.69	2.43	6.31	2.55	-	-

En plus du résultat principal, le système fournit pour chaque ligne, selon le scénario étudié, les informations suivantes :

- Un schéma bloc de la ligne indiquant les équipements utilisés selon le scénario placés de façon optimale (la position optimale est celle qui minimise l'indice IC de la ligne);
- Pour chaque bloc, la séquence d'intervention résultant d'un défaut ayant son origine dans ce bloc (cette séquence inclut les activités d'analyse, d'intervention et de décision). De

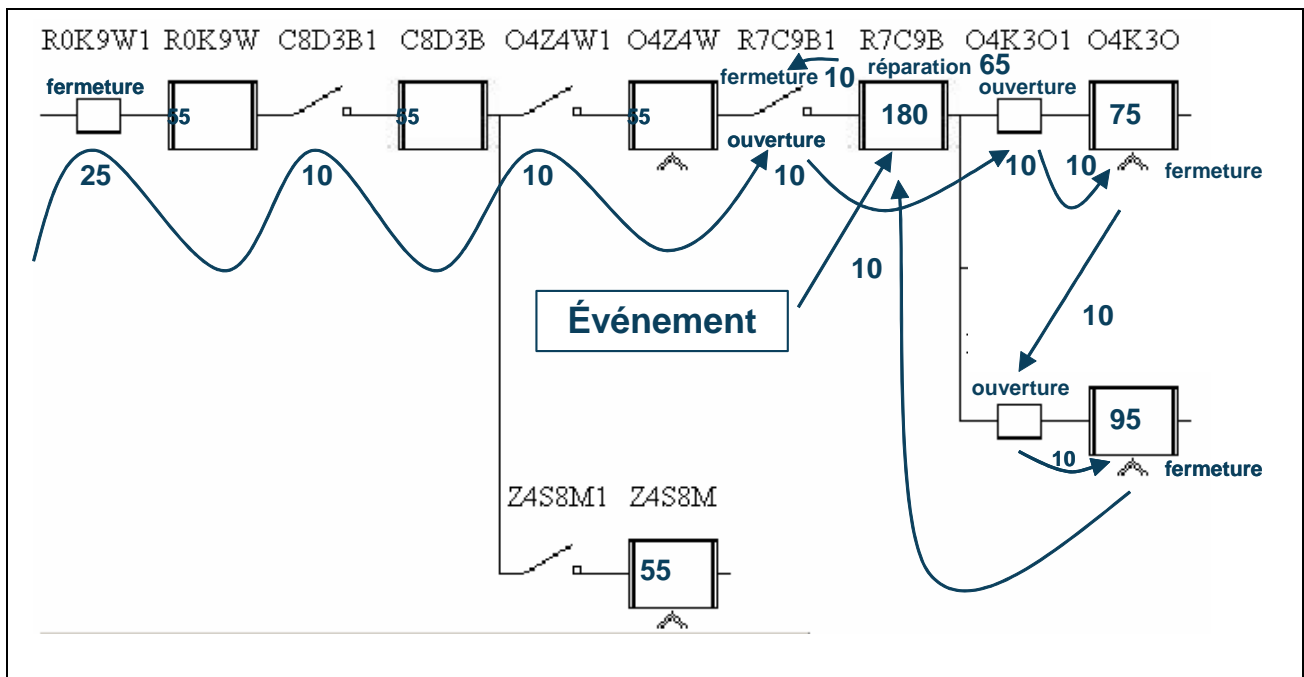
plus, un tableau indique l'évolution du calcul des indices de continuité à chaque rétablissement partiel effectué sur la ligne.

### 3.3.2 Simulation détaillée

Les exemples suivants montrent que FIORD peut être configuré pour simuler le déroulement du processus Panne/Rétablissement exactement comme l'aurait fait un planificateur examinant un cas particulier. L'outil intelligent servant à la simulation permet de multiplier la capacité de raisonnement du planificateur en l'appliquant systématiquement à l'ensemble des lignes spécifiées par l'étude. Cette approche élimine les simplifications abusives que l'on observe dans les logiciels de fiabilité actuellement.

Le premier exemple (Figure 4) illustre le cas d'un réseau ne comportant aucun élément d'automatisation. Ce scénario est le plus complexe car il tient compte des actions requises pour obtenir des informations et de les analyser et des délais requis pour intervenir sur le réseau.

**Figure 4 - Résultat détaillé - sans automatisation**



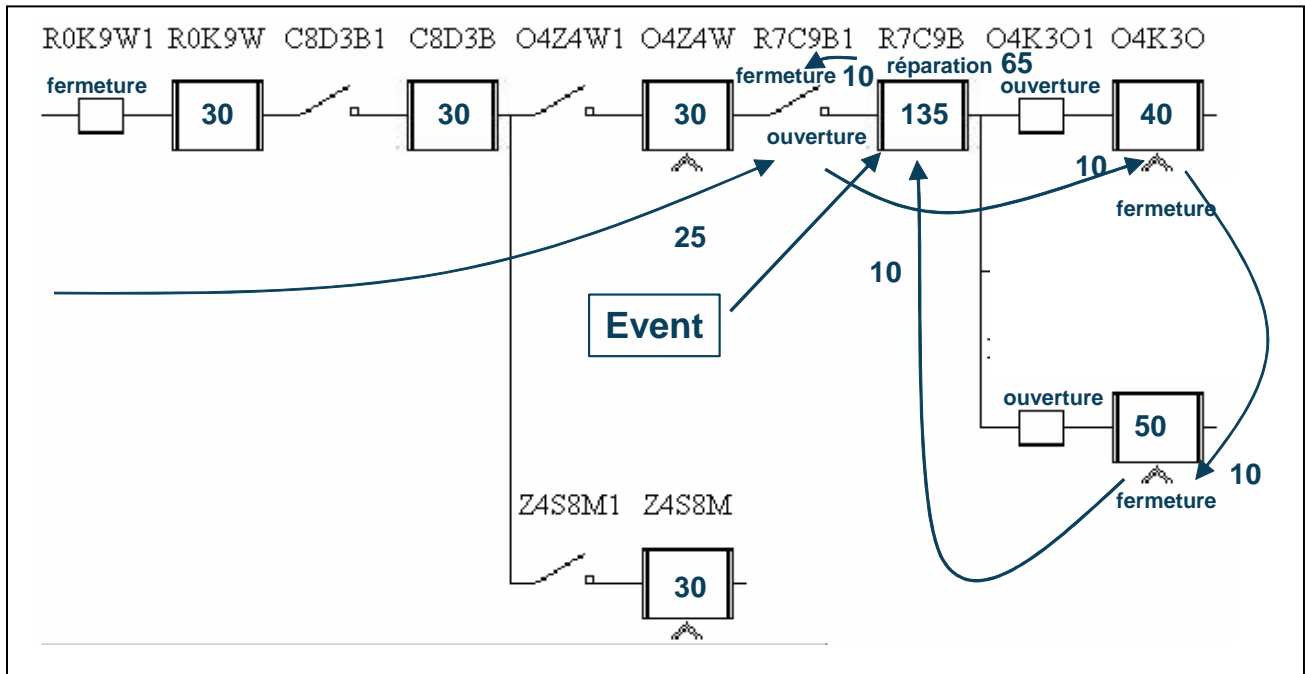
- 1) Lorsque l'événement survient, le disjoncteur de ligne s'ouvre et toute la ligne est en panne.
- 2) Aucune information n'est disponible, une équipe commence à patrouiller la ligne, le premier déplacement nécessite 25 minutes et les déplacements subséquents nécessitent 10 minutes.
- 3) Au premier embranchement, la patrouille applique la stratégie de déplacement consistant à patrouiller d'abord l'embranchement le plus long.
- 4) Lorsqu'elle arrive au 4<sup>ème</sup> bloc, au bout de 55 minutes, l'information brute obtenue est analysée et conduit à la conclusion que le défaut se situe dans ce 4<sup>ème</sup> bloc parce que

rien n'a été trouvé en amont et que, si le défaut avait été en aval, l'un des disjoncteurs-réenclencheurs aurait détecté le défaut et se serait ouvert.

- 5) À partir de cette information déduite, la stratégie de rétablissement choisie consiste à rétablir les blocs sains avant d'effectuer la réparation. L'équipe ouvre aussitôt le sectionneur en amont du 4<sup>ème</sup> bloc et fait fermer le disjoncteur de ligne. Les 4 premiers blocs sont rétablis au bout de 55 minutes.
- 6) L'équipe se déplace ensuite vers le prochain disjoncteur et l'ouvre pour isoler le bloc en aval (10 minutes) puis se déplace vers l'interconnexion pour rétablir ce bloc (10 minutes). Ce bloc est donc rétabli au bout de 75 minutes.
- 7) L'équipe se déplace ensuite vers le prochain disjoncteur et l'ouvre pour isoler le bloc en aval (10 minutes) puis se déplace vers l'interconnexion pour rétablir ce bloc (10 minutes). Ce bloc est donc rétabli au bout de 95 minutes.
- 8) Suite aux rétablissements, l'équipe retourne au bloc en défaut (10 minutes) et effectue la réparation (65 minutes) puis procède à son rétablissement (10 minutes). Tous les clients sont rétablis au bout de 180 minutes.

Le deuxième exemple (Figure 5) illustre le cas d'un réseau comportant des indicateurs de passage de défaut munis de télécommunications et où les disjoncteurs sont télécommandés. Ce scénario révèle les gains associés à l'obtention rapide de l'information et certains gains apportés par la télécommande, même si certaines manœuvres doivent être effectuées manuellement.

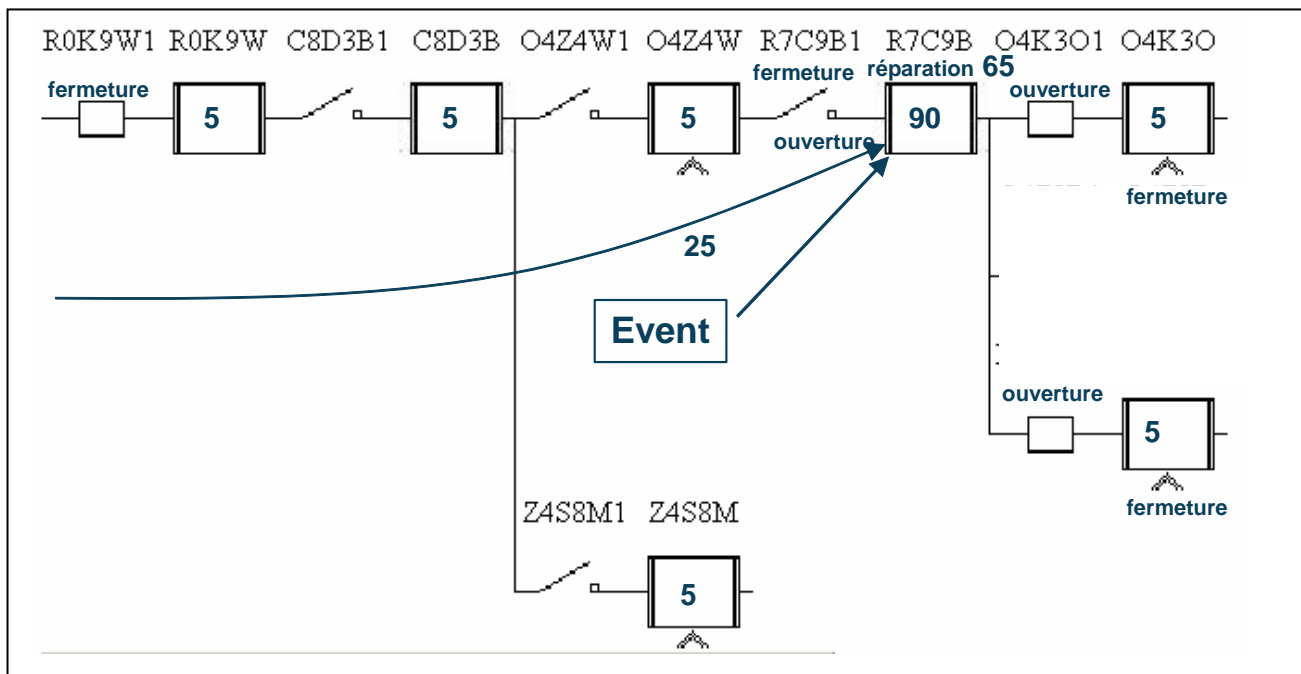
**Figure 5 - Résultat détaillé - Indicateurs de défaut, télécommunications et disjoncteurs télécommandés**



- 1) Lorsque l'événement survient, le disjoncteur de ligne s'ouvre et toute la ligne est en panne.
- 2) L'information reçue par télécommunications indique que le défaut est passé par les trois premiers blocs. L'analyse permet de situer le défaut dans le 4ème bloc. Une équipe se rend directement au 4ème bloc, le premier déplacement nécessite 25 minutes.
- 3) La stratégie de rétablissement choisie consiste à rétablir les blocs sains avant d'effectuer la réparation. L'équipe ouvre aussitôt le sectionneur en amont du 4ème bloc et fait fermer le disjoncteur de ligne (5 minutes). Les 4 premiers blocs sont rétablis au bout de 30 minutes.
- 4) Pour le rétablissement du bloc suivant, le disjoncteur est ouvert par télécommande tandis que l'équipe se déplace vers l'interconnexion pour rétablir le bloc (10 minutes). Ce bloc est donc rétabli au bout de 40 minutes.
- 5) Pour le rétablissement du bloc suivant, le disjoncteur est ouvert par télécommande tandis que l'équipe se déplace vers l'interconnexion pour rétablir le bloc (10 minutes). Ce bloc est donc rétabli au bout de 50 minutes.
- 6) Suite aux rétablissements, l'équipe retourne au bloc en défaut (10 minutes) et effectue la réparation (65 minutes) puis procède à son rétablissement (10 minutes). Tous les clients sont rétablis au bout de 135 minutes.

Le troisième exemple (Figure 6) illustre le cas d'un réseau comportant des indicateurs de passage de défaut munis de télécommunications et où les principaux équipements de sectionnement sont télécommandés. Ce scénario révèle les gains associés à l'obtention rapide de l'information et à la télécommande.

**Figure 6 – Résultat détaillé – Indicateurs de défaut, télécommunications et télécommande générale**



- 1) Lorsque l'événement survient, le disjoncteur de ligne s'ouvre et toute la ligne est en panne.
- 2) L'information reçue par télécommunications indique que le défaut est passé par les trois premiers blocs. L'analyse permet de situer le défaut dans le 4ème bloc.
- 3) La stratégie de rétablissement choisie consiste à rétablir les blocs sains avant d'effectuer la réparation. Tous les blocs, autres que le bloc en défaut, sont aussitôt isolés du défaut et rétablis par télécommande (5 minutes). Ces blocs sont rétablis au bout de 5 minutes.
- 4) Parallèlement, une équipe se rend directement au 4ème bloc (premier déplacement = 25 minutes), effectue la réparation et procède à son rétablissement (65 minutes). Tous les clients sont rétablis au bout de 90 minutes.

Ces exemples montrent que l'intérêt de FIORD réside dans sa capacité d'utiliser le raisonnement pour faire ressortir les différences entre des situations différentes. En mécanisant le raisonnement, FIORD permet de tenir compte des configurations particulières de chaque ligne et de chaque scénario envisagé.

#### 4 Application à Hydro-Québec

Le système FIORD a été utilisé pour définir les « Orientations sur l'automatisation du réseau de distribution d'Hydro-Québec – Horizon 2002-2012 »<sup>6</sup> :

- Les simulations effectuées étaient basées sur des données historiques de continuité du service (années 2000 et 2001).
- Des simulations ont été réalisées pour chacune des 2700 lignes du réseau de distribution d'Hydro-Québec.
- Pour chaque ligne, des scénarios de différentes technologies (de l'ajout de protection sans télécommande à l'asservissement complet) ont été analysés.
- Chaque scénario a fait l'objet d'une optimisation de la localisation des équipements proposés en fonction des caractéristiques particulières de la ligne étudiée.

##### 4.1 Les neuf scénarios

Parmi les nombreux scénarios envisagés, neuf scénarios (Tableau 1) ont été comparés de façon systématique.

**Tableau 1 - Les neuf scénarios étudiés**

<i>Scénario</i>	<i>Description</i>
1. Indicateurs de défauts télé signalés sans protection	Installation d'indicateurs de défauts reliés par télécommunication au Centre de conduite de distribution. Toutes les manœuvres des appareils se font donc manuellement.

<i>Scénario</i>	<i>Description</i>
2. Ajout d'un disjoncteur-réenclencheur en ligne	Installation d'un disjoncteur-réenclencheur en ligne sans lien de télécommunication. Il s'agit donc d'automatismes locaux.
3. Ajout de deux disjoncteurs-réenclencheurs en ligne	Installation de deux disjoncteurs-réenclencheurs en ligne sans lien de télécommunication. Il s'agit donc d'automatismes locaux.
4. Télécommande en ligne	Installation d'appareils télécommandés en ligne à tous les points stratégiques (têtes de blocs et attaches). Le scénario tient compte des disjoncteurs et interrupteurs à commande automatique existants.
5. Télécommande et ajout d'un disjoncteur-réenclencheur en ligne	Combinaison des scénarios 2 et 4.
6. Télécommande et ajout de protection	Combinaison des scénarios 3 et 4.
7. Asservissement	Système asservi qui effectue les manœuvres des appareils télécommandés en une minute. La localisation des équipements asservis est la même que celle du scénario 4 (Télécommande en ligne).
8. Asservissement et ajout d'un disjoncteur-réenclencheur en ligne	Combinaison des scénarios 2 et 7.
9. Asservissement et ajout de deux disjoncteurs-réenclencheurs en ligne	Système asservi qui effectue les manœuvres des appareils télécommandés (disjoncteurs et interrupteurs) en une minute. La localisation des équipements asservis est la même que celle du scénario 6 (Télécommande et protection).

#### **4.2 Scénarios sélectionnés**

Trois des neuf scénarios étudiés ont été sélectionnés pour une comparaison économique. La comparaison économique est présentée dans le Tableau 2.

**Tableau 2 - Comparaison économique des scénarios choisis**

<i>Scénarios retenus</i>	<i>Gains Continuité (%)</i>	<i>Coûts (M \$) 30 ans</i>
Télécommande en ligne	20	248
Télécommande et protection	22	287
Asservissement et protection	24	375

## 5 Conclusion

Le prototype FIORD utilise une nouvelle méthode pour le calcul du temps de rétablissement pour chaque point de livraison :

- Simulation détaillée du processus Panne / Rétablissement.
- Modélisation du réseau permettant la représentation: de la protection, du sectionnement, de la surveillance, des communications, de la télécommande, etc.
- Simulation de l'analyse et du raisonnement, du processus décisionnel et des actions.

De plus, chaque étude couvre un ensemble de lignes –région ou réseau entier – pour lesquels divers scénarios sont comparés. À cet effet, l'outil permet de reproduire et de comparer rapidement et à grande échelle des schémas de conception génériques proposés par les utilisateurs.

Cette approche globale a permis à Hydro-Québec d'évaluer quantitativement l'amélioration de la fiabilité de son réseau de distribution MT en fonction de 9 scénarios principaux. Une telle étude aurait été impossible avec les outils d'évaluation de fiabilité disponibles :

- 24300 études auraient été nécessaires avec les logiciels actuels.
- Le temps de rétablissement pour un point de livraison aurait été mal évalué en raison de l'absence de simulation du processus selon des particularités de chaque scénario.

La nouvelle approche globale développée pour FIORD constitue donc une percée dans le domaine de l'évaluation de la fiabilité des réseaux.

La modernisation des outils existants pour y inclure cette nouvelle approche devient une nécessité. Les nouvelles méthodes développées pour ce prototype doivent, à présent, être incorporées dans les logiciels commerciaux de calcul de la fiabilité.

---

<sup>1</sup> J. Dallaire, 2000, « Amélioration du IC pannes du réseau souterrain à moyenne tension – zones de forte densité de charge », *Hydro-Québec, Rapport interne 30012-00-11*

<sup>2</sup> C. Langheit, R. Naggar, R. St-Arnaud, L. Vouligny, 2000, « Système d'aide au transfert technologique (SATT) », *Revue U.E. ENSAM 2000 - Knowledge Management, Dunod*, 288-299

<sup>3</sup> R. Naggar, C. Langheit, R. St-Arnaud, L. Vouligny, 2000, « FIORD – Fiabilité vs Orientations du Réseau de Distribution – Manuel d'utilisation du système », *Institut de recherche d'Hydro-Québec, Rapport interne IREQ-2000-232*.

<sup>4</sup> R. Naggar, C. Langheit, J. Dallaire, 2003, « FIORD – Knowledge Engineering for the Evaluation of Voltage Continuity », *CIREN – Barcelona, 2003, Session 3 – Paper 12*

<sup>5</sup> J.L. Ermine, M. Chaillot, P. Bigeon, B. Charreton, D. Malavieille, 1996, « MKSM – Méthode pour la gestion des connaissances », *Ingénierie des systèmes d'information, AFCET –Hermès*, vol 4, no 4, 541-575.

<sup>6</sup> J. Dallaire, É. Champagne, G. Simard, 2002, « Orientations sur l'automatisation de réseau de distribution – Horizon 2002-2012 », *Hydro-Québec, Rapport interne 30012-02-16*, 26-54