

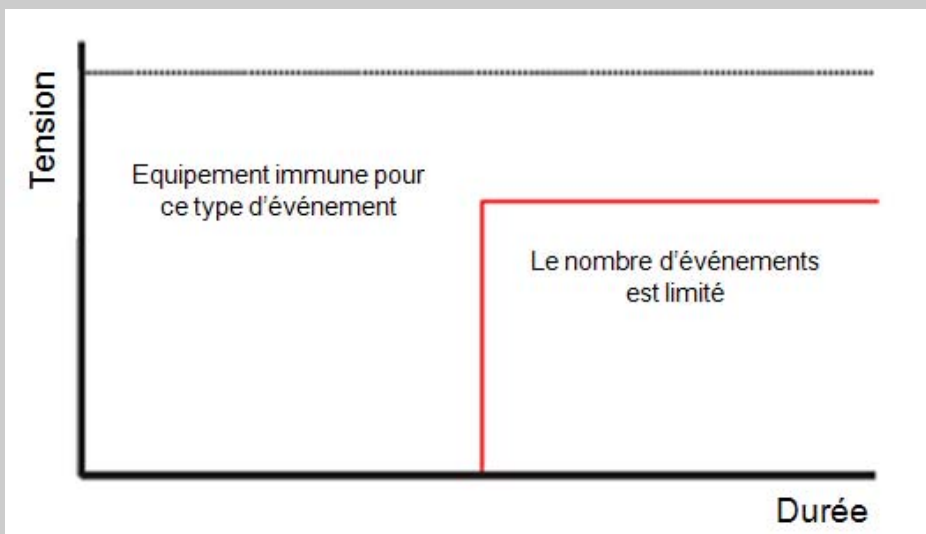
# Les essentiels

Qu'est-ce que la fiabilité ?

**Math H.J. BOLLEN, Mats HÄGER**

STRI AB lin Ludvika , Suède

Décembre 2009



## Table des matières

|            |  |           |
|------------|--|-----------|
| <b>1.</b>  | <b>Introduction</b>                              | <b>3</b>  |
| <b>2.</b>  | <b>Le point de vue du gestionnaire du réseau</b> | <b>4</b>  |
| <b>2.1</b> | <b>Qu'est-ce qu'une interruption ?</b>           | <b>6</b>  |
| <b>2.2</b> | <b>Interruptions brèves</b>                      | <b>5</b>  |
| <b>2.3</b> | <b>Indices de fiabilité</b>                      | <b>6</b>  |
| <b>3.</b>  | <b>Le point de vue du client final</b>           | <b>7</b>  |
| <b>3.1</b> | <b>Qu'est-ce qu'une interruption ?</b>           | <b>7</b>  |
| <b>3.2</b> | <b>Indices de fiabilité</b>                      | <b>10</b> |
| <b>3.3</b> | <b>Qualité de l'énergie versus fiabilité</b>     | <b>11</b> |
| <b>4.</b>  | <b>Indices de site et indices de système</b>     | <b>12</b> |
| <b>5.</b>  | <b>L'écart de compatibilité</b>                  | <b>14</b> |
| <b>6.</b>  | <b>Quels sont les indices appropriés ?</b>       | <b>16</b> |
| <b>7.</b>  | <b>Conclusion</b>                                | <b>13</b> |
| <b>8.</b>  | <b>Références</b>                                | <b>14</b> |

## Résumé

Cet article présente différentes définitions du terme « interruption » telle qu'utilisée par le gestionnaire du réseau de distribution et par les divers clients finaux, et plus particulièrement les clients industriels. Les points de vue diffèrent principalement du fait des différents besoins exprimés par ces deux dépositaires. Les indices de fiabilité sont présentés comme un moyen de faciliter la communication. Un manque de compatibilité est identifié du fait des besoins différents du gestionnaire du réseau de distribution et des clients. Un partage approprié des responsabilités est nécessaire pour pallier ce manque.

**Mots clés :** réseau électrique, fiabilité, interruption, creux de tension, qualité de l'énergie, clients domestiques, clients industriels, gestionnaires du réseau de distribution.

## 1. Introduction

Il existe de nombreuses définitions différentes de la notion de fiabilité dans le domaine de la distribution énergétique et plusieurs tentatives ont été menées pour combiner ces différentes définitions en une seule définition globale. Cet article ne propose pas de nouvelle définition de la notion de fiabilité et se base sur l'énoncé suivant : la fiabilité traite de la performance d'un système.

Du point de vue des auteurs, la fiabilité est une notion qualitative subjective dont la signification varie selon les différents acteurs de la distribution énergétique. Comme nous le verrons ci-dessous, la signification de la fiabilité selon le gestionnaire de réseau est très différente de celle du client final. De plus, cette notion varie aussi selon les différents clients. Par exemple, un petit commerçant aura un point de vue différent de celui d'un client domestique ou encore de celui d'une grosse aciérie.

Afin d'obtenir une définition objective et qualitative de la notion de fiabilité, il est nécessaire d'introduire un certain nombre d'indices de fiabilité. La définition d'un indice de fiabilité doit être telle que sa valeur ne doit pas présenter de doute. Cela permettra de faire en sorte que les différents dépositaires soient d'accord sur sa valeur. La définition d'un nombre suffisamment important d'indices de fiabilité permettra de limiter la définition de la notion de fiabilité à l'importance des différents indices de fiabilité pour décrire les performances de la distribution d'énergie électrique.

Une part importante de la définition des indices de fiabilité concerne la question suivante : « Qu'est-ce qu'une interruption ? ». Une part importante de la confusion concernant la notion de fiabilité peut être justifiée par les différentes réponses à cette question.

## 2. Le point de vue du gestionnaire du réseau

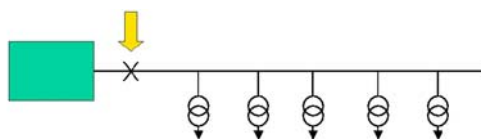
Le rôle du distributeur d'énergie est de fournir l'énergie électrique à ses clients à un coût raisonnable et une fiabilité satisfaisante. Toute l'importance réside donc dans le terme satisfaisant, qui requiert une sorte de compromis entre coût et fiabilité. Les contraintes de fiabilité étant différentes pour chaque client, il est impossible de répondre aux demandes de tous, ce qui conduirait à des coûts élevés au-delà de toute raison pour les autres clients.

Une autre considération pour une exigence raisonnable est que les coûts de mesurage de la fiabilité ne doivent pas être trop élevés. En effet, la plupart des clients ne sont pas intéressés par ce type d'information et ne souhaitent donc pas participer à ces coûts. Ceci est donc un critère de décision pour des indices de fiabilité adaptés à utiliser par le distributeur d'énergie.

### 2.1 Qu'est-ce qu'une interruption ?

La définition d'une interruption d'alimentation telle qu'utilisée par le distributeur d'énergie est décrite figure 1. La plupart du temps due à un court-circuit ou un défaut d'isolement, le disjoncteur d'alimentation s'ouvre cessant ainsi d'alimenter les utilisateurs connectés en aval. En général, les gestionnaires de réseau ne gardent pas trace des ouvertures et fermetures des disjoncteurs sur la partie basse tension du réseau. En revanche, un registre détaillé est conservé pour l'ensemble du réseau de distribution, mais il est rare que des interruptions interviennent à ce niveau. Il en résulte que le gestionnaire est, le plus souvent, ignorant des coupures vers certains de ses clients.

Une interruption, c'est quand quelqu'un doit partir et enclencher le disjoncteur



**Figure 1 : définition basique de la notion d'interruption d'alimentation, telle qu'utilisée par la plupart des distributeurs d'énergie.**

Ce n'est que lorsqu'un client rapporte l'interruption que le gestionnaire du réseau peut dépêcher des techniciens de maintenance sur place pour réparer et enclencher le disjoncteur. Le service de maintenance prend note ainsi de l'interruption. Si le disjoncteur dispose d'un dispositif de réarmement automatique (ce qui est le cas pour certains schémas de protection), il n'y a alors pas de trace de l'interruption.

Tous les registres d'enregistrement d'interruptions établis par les distributeurs de réseau sont donc basés sur la fin de l'interruption (le retour de l'alimentation électrique), et non

# Qu'est-ce que la fiabilité ?

sur le début de l'interruption (la perte de l'alimentation).

Du point de vue du distributeur, une interruption est définie comme l'ouverture et la fermeture d'un dispositif d'interruption d'alimentation. Dans l'exemple ci-dessus, le dispositif en question était un disjoncteur, mais il existe d'autres dispositifs d'interruption.

Une interruption commence lorsque le dispositif s'ouvre et se termine lorsque le dispositif est à nouveau fermé. Une autre façon de considérer l'interruption est d'utiliser le terme « interruption de courant ». Une interruption correspond à une situation ne permettant pas la circulation du courant électrique entre le réseau et l'un ou plusieurs de ses utilisateurs ; il n'existe plus de connexion galvanique pendant une interruption.

## 2.2 Interruptions brèves

Une distinction importante doit être faite entre les interruptions brèves et les interruptions longues. Dans la plupart des documents, cette distinction est basée sur des critères temporels, avec des limites types entre une et cinq minutes. La raison sous-jacente à cette distinction réside en fait dans la différence entre une restauration automatique et une restauration manuelle de l'alimentation. La limite basse pour les interruptions longues est choisie de façon à être plus longue que le temps maximum de restauration d'un quelconque schéma de restauration automatique. En Suède par exemple, le délai le plus long est de 90 secondes, ce qui est inférieur à la limite des 3 minutes pour les interruptions longues. Aux Etats-Unis, certains distributeurs utilisent des délais pouvant aller jusqu'à 5 minutes ; il a donc été décidé de fixer la limite des interruptions longues à 5 minutes dans la norme IEEE Std.1366.

Il est important de noter à ce titre que les termes « interruptions momentanées » et « interruptions prolongées » sont utilisés dans la norme IEEE Std.1366 au lieu des termes « interruptions brèves » et « interruptions longues ».

Des tentatives de définitions des différentes interruptions basées, non plus sur leurs durées, mais sur le processus de réarmement utilisé, ont été menées. Ces approches présentent de nombreux avantages mais la tendance privilégie une distinction sur la durée.

Il existe plusieurs raisons, pour les distributeurs, de ne pas garder trace des interruptions brèves, dont les deux plus importantes sont :

- cela nécessiterait des investissements additionnels dans des équipements d'enregistrement automatique.
- la nécessité d'un reporting additionnel et l'installation de systèmes automatiques.

Le reporting des interruptions brèves pourrait conduire à une détérioration de la qualité d'alimentation en ce sens que les gestionnaires de réseau pourraient décider de réaliser

des réductions de coûts en supprimant les schémas de réarmement automatique dans le cas de pénalités d'interruptions et/ou de mauvaise publicité.

Ce sujet, bien qu'intéressant, ne fait pas l'objet de cet article.

## 2.3 Indices de fiabilité

La caractérisation de la performance d'alimentation est traditionnellement basée sur deux ou trois valeurs :

- le nombre d'interruptions par an ;
- la somme des durées de toutes les interruptions par an ;
- la durée moyenne des interruptions sur une année.

Les différents distributeurs d'énergie utilisant des définitions différentes, un groupe de travail de l'IEEE a mis en place une liste de définitions pour les indices de fiabilité (dont ceux listés ci-dessus), qui a conduit à la norme IEEE Std.1366. Il n'existe pas de document IEC équivalent et un groupe international (CIGRE/CIREG Groupe de Travail Joint C4.07) a récemment recommandé l'utilisation des indices IEEE pour les systèmes de distribution. Nous ne donnerons ici que les définitions des indices les plus communément utilisés.

Pour toutes interruptions longues (pour chaque ouverture d'un dispositif d'interruption pendant une durée supérieure à une limite inférieure prédéterminée, de l'ordre de 3 minutes), un enregistrement est conservé de la durée et du nombre de clients affectés. Sur la base de ces enregistrements et pour toutes les interruptions sur le réseau pendant un an, les indices de fiabilité suivants sont calculés.

« *L'index de fréquence moyenne d'interruption du système* » ou SAIFI est défini comme :

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^I K_i}{K} \quad (1)$$

avec  $K_i$ , le nombre de clients affectés par l'interruption  $i$ ,  $K$  le nombre total de clients desservis par le distributeur d'énergie, et  $I$  le nombre d'interruptions sur le réseau. L'index SAIFI est obtenu en additionnant les fractions de clients affectés par chaque interruption pendant un an.

# Qu'est-ce que la fiabilité ?

« L'index de durée moyenne d'interruption du système » ou SAIDI est défini comme suit :

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^I D_i}{K} \quad (2)$$

avec  $D_i$  la durée de l'interruption  $i$ .

« L'index de durée moyenne d'interruption par client » ou CAIDI est défini comme suit :

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (3)$$

Afin de correctement interpréter ces indices de fiabilité, il est important de garder en mémoire que ce sont des moyennes sur l'ensemble des clients concernés. Le but de ces indices est de donner une mesure de performance du système pour tous les clients. Considérons une situation hypothétique où un distributeur subit 10 interruptions par an.

Chaque interruption affecte 10% des ces clients ; d'après la relation (1),  $\frac{K_i}{K} = 0.1$

et pour chaque interruption cela implique les mêmes clients.

La valeur de l'index SAIFI pour ce distributeur est égale à une interruption par client par an. Toutefois, 90% des clients ne souffrent d'aucune interruption, alors que 10% des clients subissent 10 interruptions par an.

Des indices supplémentaires ont été introduits dans la IEEE Std.1366, notamment l'index de « Clients subissant des interruptions multiples ». Ceci permet d'obtenir plus d'information concernant la performance d'alimentation. La problématique initiale reste toutefois entière : un index ne peut décrire à lui seul toute l'information relative à un client donné.

## 3. Le point de vue du client final

### 3.1 Qu'est-ce qu'une interruption ?

Du point de vue du client final, une interruption a lieu lorsque le process alimenté en électricité s'arrête ou ne fonctionne plus comme voulu. L'ouverture d'un dispositif d'interruption (i.e. une interruption telle que définie du point de vue du gestionnaire de réseau) aura pour effet sur le long terme une interruption du process telle que vue par le

# Les essentiels

---

fr.leonardo-energy.org

client final. Le terme « interruption d'exploitation d'usine » était utilisé par l'un des auteurs il y a quelques années de cela pour décrire le point de vue du client final.

Décrire une interruption du point de vue du client est bien plus difficile que du point de vue du gestionnaire de réseau car la définition varie pour chaque client, mais elle varie aussi dans le temps pour un client donné. Par exemple, quelqu'un peut accepter une interruption d'une heure en travaillant sur un ordinateur portable, mais seulement une interruption de 200 ms en travaillant sur un ordinateur de bureau. Une distinction équivalente peut être faite pour des activités extraprofessionnelles : un lecteur MP3 bénéficie d'une autonomie de plusieurs heures alors qu'un lecteur CD standard ou une télévision ne peut fonctionner plus d'une seconde sans alimentation. La perte d'éclairage peut ne pas poser problème de jour, mais handicapera fortement la lecture ou l'écriture le soir.

Même si l'impact sur le process alimenté en électricité est le plus pénalisant en fin de compte, ce n'est pas un critère approprié sur lequel l'index de fiabilité devra se baser. En effet, un tel index de fiabilité ne serait pas reproductible, pas même pour un client défini.

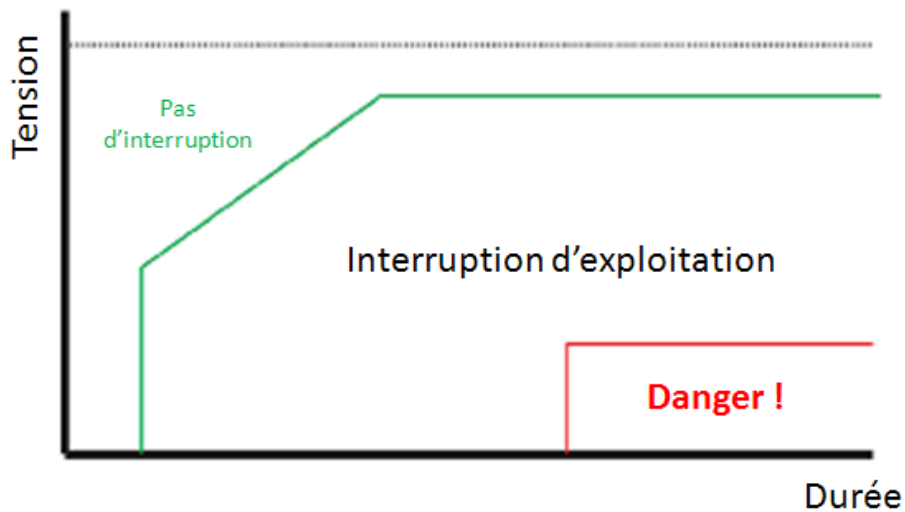
Une méthode plus appropriée consiste à baser la définition de l'interruption (le terme « critère d'interruption » est aussi utilisé) sur la tension telle que vue par le client. A cette fin, nous avons introduit des « indices d'événements ». Du point de vue du distributeur, une interruption était caractérisée par sa durée et par le nombre de clients affectés. Pour un client donné, seule compte la durée de l'interruption. Il existe par ailleurs d'autres événements affectant le système d'alimentation, ne conduisant pas tous à une perte totale d'alimentation mais le plus souvent à une baisse du niveau de tension au point de livraison d'un client donné, et ce pour une durée limitée. Ceci introduit la « tension résiduelle » comme second élément de caractérisation.

La définition de « tension résiduelle » n'est pas triviale, particulièrement en ce qui concerne sa mesure. Les problématiques rencontrées concernent les différences de tension entre les 3 phases et des événements pour lesquels l'amplitude de la tension varie dans le temps. Ces problématiques ne font pas l'objet de cet article et de plus amples informations sont disponibles dans la norme IEC 61000-4-3 (voir « amplitude » dans la terminologie IEEE), ainsi que dans le document IEEE Std.1564.

Les critères d'interruption définissent quelles combinaisons de durée et de tensions résiduelles sont acceptables par le client et quelles combinaisons ne le sont pas. Un exemple de critère est représenté sur la figure 2. Tout événement dont les caractéristiques tension/durée se situent au-dessus de la courbe verte ne génèrent pas d'interruption d'exploitation (usine ou process). A contrario, tout événement dont les caractéristiques tension/durée se situent en-dessous et à droite de la courbe verte aura un impact pour le client.

Une troisième zone est définie sur la figure 2, où l'impact de l'événement sera de plus en plus important depuis un impact économique à une situation dangereuse. C'est le cas notamment pour l'industrie pétrochimique : si la tension n'est pas rétablie en quelques secondes, l'usine suivra un cycle d'arrêt d'urgence non contrôlé. Pour des événements d'une durée moins longue, l'usine s'arrêtera de façon contrôlée et moins risquée, malgré un impact économique identique.

# Qu'est-ce que la fiabilité ?



**Figure 2 : définition d'une interruption du point de vue du client final, la courbe verte est définie comme « la courbe d'immunité » ou encore « la courbe de tolérance tension »**

Une terminologie spécifique est nécessaire à ce stade. Les termes suivants sont communément utilisés dans la littérature relative à la qualité de l'énergie (des informations concernant les différences et similarités entre « fiabilité » et « qualité de l'énergie » seront apportées ultérieurement) :

- un **creux de tension** est un événement limité dans le temps pendant lequel la tension est diminuée, par exemple 120 Volts (pour un système à 230 Volts) pendant 250 ms ;
- une **interruption** est un événement pendant lequel la tension est proche de zéro ; la limite usuelle maximale admise étant de 10% de la tension nominale ;
- une **interruption brève** est une interruption de durée inférieure à 3 minutes ;
- une **interruption longue** est une interruption de durée supérieure à 3 minutes.

Il est intéressant de noter ici les différences de définitions de la notion d'interruption. Précédemment, nous avons défini une interruption comme une situation pour laquelle la circulation de courant était impossible (interruption de courant), alors que dans ce paragraphe, nous définissons une interruption comme une situation pour laquelle la valeur de la tension est proche de zéro (interruption de tension). Dans la plupart des cas, ces deux définitions sont équivalentes mais il existe des situations pour lesquelles les deux définitions ne sont plus équivalentes, notamment dans le cadre de la production décentralisée d'énergie. Là encore, l'objet de cet article n'est pas de favoriser l'une ou l'autre de ces définitions mais d'en souligner les différences fondamentales.

## 3.2 Indices de fiabilité

Pour un process spécifique, un indice de fiabilité pertinent est le nombre d'interruptions par an, avec pour définition de la notion d'interruption un événement se situant en deçà de la courbe d'immunité du process en question. En d'autres termes, l'indice de fiabilité reflète le nombre d'événements par an pour lesquels la combinaison tension/durée se situe en-dessous de la courbe verte de la figure 2. Une telle approche nécessite toutefois de définir un indice spécifique à chaque process. Afin de valider la compatibilité entre un process et son alimentation en énergie, c'est exactement l'indice qu'il convient de prendre en compte : voir, pour exemple, l'excellent mais très sous-estimé et mal compris IEEE Std.1346. Pour quantifier la performance de l'alimentation, un tel indice ne fournirait toutefois que des informations très limitées. Même un client défini nécessitera plusieurs indices pour ses différents process (voir l'exemple donné ci-dessus concernant les ordinateurs portables et les ordinateurs de bureau).

Une approche permettant de résoudre ce problème est de définir une « courbe de tolérance tension standard ». Une telle courbe devra être représentative des équipements et des process types. Des exemples d'indices sont : SAFRI-CBEMA, SAFRI-ITIC et SAFRI-SEMI, où les courbes CBEMA, ITIC et SEMI sont utilisées comme courbes de tolérance tension standard. Une telle courbe peut faire la distinction notamment entre « les creux de tension qui n'engendrent pas de dysfonctionnements pour la plupart des équipements » et « les creux de tension qui engendrent des dysfonctionnements pour les équipements ». L'indice de fiabilité fixe donc une limite haute quant au nombre de dysfonctionnements annuels pour un équipement donné ou pour un process donné, dus à des événements perturbants sur la tension d'alimentation. L'avantage de cette approche est de fournir une valeur unique permettant de quantifier la performance de l'alimentation. Cette approche de « l'indice unique » est grandement poussée en avant dans la littérature américaine. L'inconvénient majeur restant bien entendu la quantité limitée d'information fournie au client. Bien que constituant un grand pas en avant comparativement aux seules informations concernant les interruptions longues (interruptions telles que définies par le gestionnaire du réseau de distribution), cette approche ne permet pas, pour le client final, d'estimer l'impact de l'utilisation d'équipements dont l'immunité contre les creux de tension est éprouvée.

Une approche alternative est de fournir des informations relatives aux événements en tension en fonction de leurs caractéristiques (la tension et la durée étant les caractéristiques les plus communément utilisées pour caractériser les événements). Les possibilités de présentation de ces informations sont diverses, mais le modèle le plus utilisé est « le tableau des creux de tension ». Un exemple de ce modèle est présenté dans le document IEEE Std.1564 ou dans le document CIGRE/CIREC du groupe de travail joint C4.07. Un exemple de ce modèle est représenté tableau 1. Chaque cellule du tableau donne le nombre d'événements par an pour une gamme de caractéristiques tension résiduelle (ligne)-durée (colonne). Par exemple, il y a eu 7,7 événements avec une tension résiduelle comprise entre 70% et 85% de la tension nominale, pour une durée comprise entre 0,5 s et 1 s.

# Qu'est-ce que la fiabilité ?

|           | 0,02-0,1 s | 0,1 -0,5 s | 0,5 s-1,0s | 1,0-3,0 s | 3,0-20,0 s |
|-----------|------------|------------|------------|-----------|------------|
| 85 - 90 % | 57,7       | 16,3       | 4,7        | 2,2       | 1,0        |
| 70 - 85 % | 85,5       | 42,8       | 7,7        | 2,4       | 0,3        |
| 40 - 70 % | 50,4       | 49,3       | 7,4        | 2,1       | 0,3        |
| 10 - 40 % | 19,7       | 40,3       | 5,0        | 1,9       | 0,3        |
| 0 - 10 %  | 0          | 2,4        | 1,0        | 2,9       | 2,7        |

**Tableau 1 : exemple de tableau des creux de tension (nombre d'événements par an classés par gammes de caractéristiques tension résiduelle-durée)**

Un tableau de ce type permet de quantifier la performance de l'alimentation du point de vue du client final. Le client peut ensuite choisir un indice en rapport avec l'immunité de son process, tel que cela est décrit dans les exemples ci-dessous. Dans les deux cas, on suppose que l'indice reflète le nombre d'événements attendus au point de raccordement du client au réseau de distribution.

**Exemple 1** : un process de production sensible s'arrête dès que la tension d'alimentation chute en deçà de 85 % de la tension nominale pendant plus de 100 ms. Il en découle donc que ce process subira une moyenne de 168,8 interruptions par an (IPO). Ce chiffre est obtenu par addition de toutes les cellules à l'exception faite de la première ligne et de la première colonne.

**Exemple 2** : ce nombre est beaucoup trop élevé et un investissement est envisagé pour acquérir un équipement moins sensible. Grâce à ce nouvel équipement, le process ne s'arrêtera que lorsque la tension d'alimentation chutera en deçà de 70 % de la tension nominale pendant plus d'une seconde. Ce qui conduit à une moyenne de 10,4 interruptions d'exploitation de process par an.

### 3.3 Qualité de l'énergie versus fiabilité

Une autre problématique concerne les différences entre qualité de l'énergie et fiabilité. Le nombre de définitions propres au domaine de la qualité de l'énergie est encore plus important que pour le domaine de la fiabilité et nous entrons donc en terrain dangereux.

La qualité de l'énergie concerne l'interaction entre le client et le réseau de distribution (ou entre un équipement et le réseau) et traite de la tension et du courant. Cette interaction se traduit par des dégradations de la qualité de l'énergie ayant des impacts sur l'amplitude ou les formes d'onde de tension et de courant idéales.

# Les essentiels

fr.leonardo-energy.org

Deux types de perturbations peuvent être identifiées : les perturbations faibles et continues, telles que de petites variations de fréquence ou d'amplitude de tension, et les perturbations fortes et brusques telles que les interruptions et les creux de tension. Le premier type de perturbations est désigné par l'appellation « *variation* » et le second par « *événement* ». Il est ensuite possible de distinguer les interactions entre le client et le réseau par : les équipements ou clients impactant le réseau via le courant (« *qualité du courant* ») et le réseau venant impacter le client ou l'équipement via la tension (« *qualité de la tension* »). Il est donc possible de distinguer quatre parties pour la qualité de l'énergie, telle que cela est représenté tableau 2.

|   |  |
|---|--|
| Variations relatives à la qualité du courant    | Evènements relatifs à la qualité du courant    |
| Variations relatives à la qualité de la tension | Evènements relatifs à la qualité de la tension |

**Tableau 2 : les quatre aspects de la qualité de l'énergie**

Les « Evènements relatifs à la qualité de la tension » correspondent à ce que nous avons précédemment défini comme la fiabilité telle que vue par le client en bas à droite du tableau. Afin d'obtenir une image complète, le raisonnement établi ci-dessus pour les creux de tension et les interruptions doit être étendu à d'autres événements relatifs à la qualité de la tension. Pour des équipements industriels, les transitoires en tension ainsi que les surtensions temporaires doivent être pris en compte.

## 4. Indices de site et indices de système

Afin de quantifier la qualité de l'énergie (performance de l'alimentation), on opère souvent une différence entre les « *indices de site* » et les « *indices de système* ». Un indice de site permet de quantifier la performance en un point donné du système. La plupart des audits qualité utilisent ce terme pour définir le positionnement d'un dispositif de mesure de qualité de l'énergie ou d'un autre dispositif de mesure. L'indice de site peut aussi faire référence à la qualité de l'alimentation telle que perçue par un client donné ou par une partie spécifique d'un équipement. Cette interprétation de l'indice de site est la même que la fiabilité telle que vue par le client (voir chapitre 3 de cet article).

L'indice de système est obtenu par une représentation statistique des valeurs d'indices de site calculés pour un nombre de site déployés sur un système. Les sites considérés par les études de qualité de l'énergie correspondent au positionnement des dispositifs de mesure. Nous considérerons toutefois, pour rester dans le cadre de notre propos quant à la fiabilité, que les sites correspondent au positionnement de chacun des clients pris individuellement.

Supposons, par exemple, que toutes les valeurs de SARFI-ITIC sont connues pour chaque client (l'obtention de ces valeurs n'entre pas dans le cadre de cet article et constitue une problématique annexe). Un indice de site possible peut être calculé comme une valeur moyenne de l'ensemble des indices de site. Une alternative peut aussi bien être de calculer une moyenne pondérée, avec comme élément de pondération la



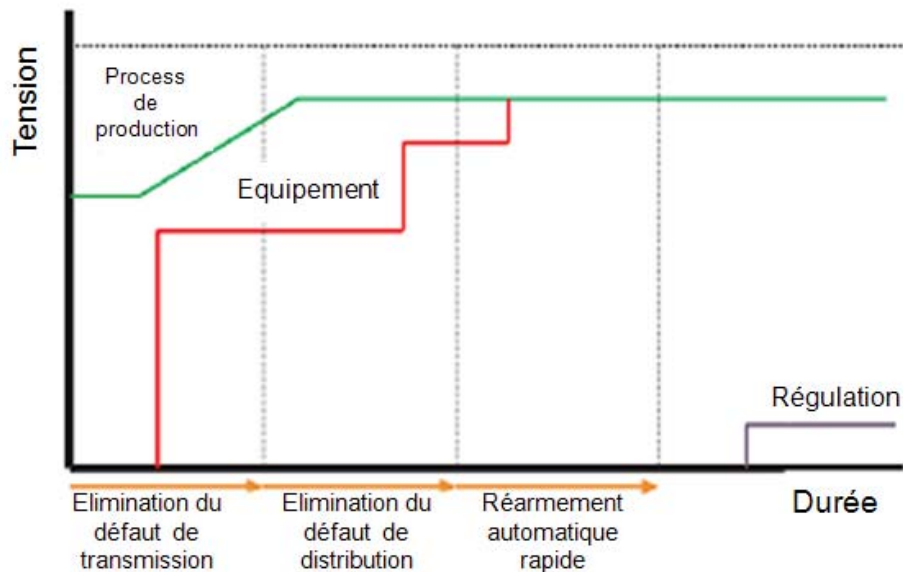
Il apparaît donc que les deux équations (1) et (4) donnent le même résultat (le nombre de cellules grisées du tableau : 86, divisé par le nombre de client est égal à 3,7 interruptions par client par an. Cela nous conduit à une conclusion intéressante : *l'indice utilisé par le gestionnaire de réseau pour en quantifier la fiabilité est égal à la moyenne des indices utilisés par les clients pour mesurer la fiabilité du réseau, dans la mesure où la définition d'interruption est la même pour les deux parties*. L'utilisation de plusieurs définitions différentes de la notion d'interruption doit donc pouvoir résoudre le problème des différentes interprétations possibles de la notion de fiabilité. Il est évident que l'utilisation du seul mot « interruption » entraîne une certaine confusion, et il est donc nécessaire d'introduire d'autres terminologies. Bien que cela soit sujet à discussion, il est de l'avis des auteurs qu'un tableau de creux de tension moyennés sur l'ensemble des clients constituerait un indice performant concernant les creux de tension et les interruptions brèves, proche de l'indice SAIFI pour les interruptions longues. Cette conclusion ne résout toutefois pas le problème de l'utilisation de définitions différentes de la notion d'interruption par le client et par le gestionnaire de réseau. Ce sujet est traité dans le paragraphe suivant.

## 5. L'écart de compatibilité

La structure existante du marché de l'électricité est telle que le gestionnaire de réseau est de plus en plus sous contrôle d'un organisme de régulation. Cet organisme de régulation décide, en autres, des indices de fiabilité devant être édités par le gestionnaire de réseau. Dans plusieurs pays les valeurs des indices sont utilisées pour fixer les tarifs de l'électricité facturés au client par les gestionnaires de réseau. Dans ces pays, seules les interruptions d'une durée supérieure à 3 minutes (interruptions longues), sont prises en compte pour la régulation tarifaire. La définition de la notion d'interruption utilisée par le gestionnaire de réseau est donc déterminée par l'organisme de régulation et, pour tous les cas connus, concerne les événements d'une durée supérieure ou égale à 3 minutes.

Les équipements ainsi que les process de production sont toutefois sensibles à des événements plus courts (durée inférieure ou égale à 100 ms) et moins intenses. L'écart de compatibilité qui en résulte est représenté sur la figure 3.

# Qu'est-ce que la fiabilité ?

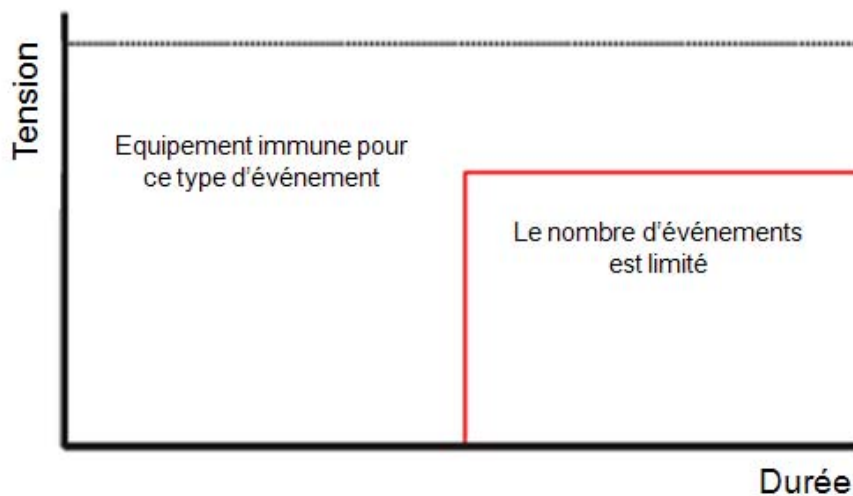


**Figure 3 : écart entre les définitions de la notion d'interruption utilisées par les clients et par le gestionnaire de réseau. La courbe équipement est basée sur la norme IEC 61000-4-11 ; le process de production est souvent plus sensible que les équipements ; la courbe de régulation commence à partir d'une durée de 3 minutes.**

En référence au chapitre précédent, il apparaît que l'indice de fiabilité utilisé par le gestionnaire de réseau n'a aucune relation avec l'indice de système obtenu par la moyenne des indices de qualité/fiabilité pour chacun des clients. Cette problématique concerne tout particulièrement les clients industriels dont les équipements sont plus sensibles aux perturbations de courte durée, et pour qui les impacts sont bien plus importants que pour les clients domestiques.

Il existe de nombreuses raisons mises en avant par les organismes de régulation justifiant la prise en compte des seules interruptions longues. L'une de ces raisons est que la mesure d'interruptions brèves et de creux de tension pour tous les clients nécessiterait un investissement massif dans des dispositifs de surveillance ; la plupart des clients (clients domestiques) ne sont pas sérieusement affectés par les creux de tension ; les clients non affectés par les creux de tension ne souhaitent pas participer aux coûts de la collecte d'information. Il en résulte donc que les clients industriels (dont le nombre est faible mais l'énergie consommée importante), ne se sentent pas suffisamment représentés par les organismes de régulation.

Une situation plus enviable est celle décrite sur la figure 4, pour laquelle la régulation n'a lieu que pour les événements pouvant affecter les équipements. Une courbe a été adoptée pour distinguer, dans cette situation, les événements pour lesquels le distributeur est responsable et ceux pour lesquels le client (ou le fabricant de l'équipement) est responsable.



**Figure 4 : même exigence pour le distributeur et pour le client industriel : la courbe de compatibilité a disparu**

Ce partage des responsabilités est déjà en place pour les variations (où des termes tels que « niveau de compatibilité » et « caractéristiques de tension » sont utilisés), mais pas encore pour les événements. Des accords locaux pourraient être trouvés mais des recommandations ou des normes émises par des organisations internationales auraient des impacts plus forts et pourraient favoriser la mise en place d'accords locaux.

## 6. Quels sont les indices appropriés ?

Nous avons présenté, dans les précédents chapitres, les différents points de vue en ce qui concerne la notion de fiabilité. Nous avons, par ailleurs, insisté sur le fait qu'une argumentation sur la fiabilité ne peut aboutir à des résultats utiles que dans la mesure où des indices de fiabilité ou de qualité de l'énergie étaient définis. Ceci laisse ouverte la question concernant les indices appropriés. La réponse à cette question va largement au-delà des limites de cet article, mais nous présenterons quelques éléments de réponse.

L'idée maîtresse est que l'indice de fiabilité doit être une quantification de la performance du réseau. Comme le réseau est à la disposition des clients, il paraît logique qu'une amélioration de l'indice corresponde à une amélioration de l'alimentation énergétique du client. Il est important de souligner que cette amélioration peut se traduire soit par une augmentation, soit par une diminution de la valeur de l'indice selon le type d'indice.

Les indices eux-mêmes n'ont pas de valeur. Les indices ne deviennent valeur que lorsqu'ils sont utilisés comme signal de retour d'information en ce qui concerne la conception ou l'exploitation du réseau d'alimentation des clients. Cela peut être pour une utilisation interne ou externe par le gestionnaire de réseau mais, dans tous les cas, cela doit avoir pour but l'amélioration des performances.

# Qu'est-ce que la fiabilité ?

Définir un indice pour un client donné est relativement facile. Mais même dans ce cas, la relation entre les différents aspects de la fiabilité et de la performance ne sont pas tout à fait parfaitement clairs. Entre clients commerciaux et industriels, il est possible d'établir un lien entre pertes d'exploitation ou pertes financières. Pour les clients domestiques, il convient de prendre en compte la satisfaction client. Les aspects à prendre en compte sont le nombre d'événements par an (il est préférable de ne subir qu'un événement par an plutôt que dix événements par an), ainsi que les caractéristiques des événements en termes de durée et de tension résiduelle (une interruption de 3 jours est pire qu'une interruption de 20 minutes), mais aussi la répartition des événements sur une année. Un client subissant 10 événements par an sera affecté de façon différente si tous ces événements ont lieu en une après-midi ou s'ils sont répartis de façon aléatoire sur l'année.

Deux exemples seront présentés où l'amélioration des indices de fiabilité s'accompagne d'une détérioration de l'alimentation. Un exemple classique est l'utilisation d'un dispositif de réarmement automatique associé à un schéma d'économie de fusible. Cela permet de réduire le nombre d'interruptions longues de 80 à 90 %, et entraîne donc une diminution importante des indices SAIFI et CAIDI. Toutefois, le client sera alors exposé à des interruptions brèves plus fréquentes, et les clients sensibles aux interruptions brèves subiront alors plus de pertes d'exploitation d'usines. Dans ce cas, ce n'est pas le dispositif de réarmement automatique qui est responsable de la dégradation de la performance d'alimentation, mais la combinaison avec le schéma d'économie de fusible.

Un autre exemple moins évident concerne la fréquence des creux de tension. Pour la plupart des clients, la majorité des creux est associée au mauvais temps. En parallèle, les creux de tension sont dus à d'autres types de défaut, tels que des défauts d'équipements. Communiquer sur les creux dus à la foudre permet de réduire fortement le nombre de creux et, si tous les autres paramètres sont identiques, cela correspondra à une amélioration de l'alimentation. Cette amélioration ne sera toutefois pas aussi importante que le suggère la diminution de la fréquence des creux. Les orages ont une durée limitée, de l'ordre de quelques heures, et la remise en service des process de production est souvent plus longue que la durée de l'orage. Il en résulte que tous les creux ayant lieu pendant l'orage n'auront pour incidence qu'un seul arrêt de production. Le concept, très largement débattu, de « temps agrégé » a été introduit pour corriger ce problème. Grâce au temps agrégé, les creux dus à la foudre contribuent moins au calcul de la fréquence des creux ce qui permet de mieux prendre en compte les creux ayant lieu de façon plus aléatoire dans les calculs statistiques. Si l'argent utilisé initialement à la maintenance des lignes est attribué à l'atténuation des impacts de foudre, il s'en suivra une dégradation de l'alimentation.

Tout ceci ne concerne que les clients individuels (« indices de site »). Définir des indices permettant de quantifier l'ensemble du réseau est autrement plus difficile. Il convient alors de disposer d'une sorte de valeur statistique pertinente pour tous les clients. Les éléments à prendre en compte ne sont alors plus basés sur des décisions d'ordre technique mais politique. Un élément de poids sera alors l'importance relative à accorder aux clients industriels, commerciaux et domestiques, et accepter le fait qu'aucun indice ne permettra de prendre en compte les besoins associés à chaque client.

## 7. Conclusions

Détailler les différents points de vue concernant la notion de fiabilité permet d'obtenir un aperçu des différents besoins et des conséquences d'un événement pour un système de distribution d'énergie, à la fois pour le gestionnaire de réseau et, plus particulièrement, pour les clients industriels. Pour le gestionnaire de réseau, mais aussi pour le client, c'est l'action de réarmement qui définit une interruption. Mais les actions de réarmement n'ont pas toutes nécessairement lieu pour un même événement sur le système de distribution d'énergie. Il en résulte que les deux parties utilisent deux définitions différentes du terme interruption et ont donc des points de vue différents en ce qui concerne la fiabilité. Tout ceci rend la communication encore plus difficile.

Il est recommandé de limiter l'utilisation des termes « fiabilité » et « interruption » dans les argumentaires qualitatifs, et de leurs préférer des indices de fiabilité et de qualité de l'énergie bien définis. Il est démontré que la méthode standard de calcul de l'indice SAIFI (nombre d'interruptions par client par an) donne le même résultat que la moyenne des indices de sites pour tous les clients, sous réserve qu'une définition équivalente de la notion d'interruption soit utilisée.

Un écart de compatibilité existe entre les besoins définis par le régulateur au gestionnaire de réseau, et les besoins définis, particulièrement pour les clients industriels, par les susceptibilités aux creux de tension des équipements de production

Un accord au niveau local, national ou même international serait nécessaire pour faire disparaître, sur la base d'une responsabilité partagée, l'écart de compatibilité.

Les indices de performance de système doivent être basés sur des besoins de performance de chacun des clients, même si les indices de système ne peuvent pas couvrir les besoins de tous les clients.

## REMERCIEMENTS

Une partie de ce travail a été réalisé en collaboration avec le EU-DEEP et financé par la Commission Européenne sous l'accord SES6-CT-2003-503516. Des aides financières ont aussi été apportées par l'Administration Energie Suède et Svenska Kraftnät.