

Modélisation des protections numériques pour l'analyse probabiliste de risque des réseaux électriques

Alexandre BACH¹, Pierre HENNEAUX²

¹CentraleSupélec, Laboratoire GeePs, France. ²Université libre de Bruxelles, Belgique

RESUME -Pour accompagner l'électrification croissante de l'industrie et des nouveaux usages, il est nécessaire de garantir une fiabilité maximale du réseau électrique avec le moins de coupure de clients possible. Or, les défaillances des systèmes de protection jouent un rôle clef dans la cascade d'événements qui peut conduire à un blackout. Toutefois, les modèles de défaillances de ces relais, particulièrement ceux donnant la probabilité de mauvais déclenchements, ont été développés à partir du fonctionnement des relais électromécaniques, dont le nombre encore en service est très faible. C'est pourquoi ce papier présente une méthodologie cherchant à quantifier la probabilité de mauvais déclenchement des relais de protection numériques. Contrairement à ce qui est prédit par les modèles électromécaniques, cette probabilité n'est pas uniforme sur un réseau donné et n'augmente pas nécessairement avec le niveau de charge de la ligne protégée.

Mots-clés—relais de protection, défaillance cachée, déclenchement intempestif, analyse probabiliste de risque.

1. INTRODUCTION

Pour permettre l'électrification d'une part croissante de l'industrie et l'émergence de nouveaux usages de l'électricité (véhicules électriques), le réseau électrique sera amené à être exploité au plus près de ses limites de sûreté de fonctionnement. Ainsi, la fiabilité du réseau électrique doit être garantie, voire améliorée, car une défaillance du réseau aura un impact économique plus important. C'est pourquoi il est nécessaire de quantifier le risque de délestage (pouvant aller jusqu'au blackout) du réseau à chaque instant. Étant donné le nombre important de variables aléatoires à considérer, on réalise des analyses probabilistes de risque pour estimer l'impact que pourrait avoir un événement initial, comme un court-circuit sur une ligne, sur le système global [1], [2]. L'importance de la probabilité de défaillance d'une protection (comme un relais) dans la probabilité de défaillance du réseau est connue depuis les années 1990. En effet, [3] montre qu'une défaillance du système de protection est impliquée dans plus des trois quarts des événements majeurs qui ont affectés le réseau américain dans les années 80.

Usuellement, les analyses probabilistes de risques sont réalisées avec des simulations statiques des flux de puissance dans le réseau (on dit qu'elles sont *load-flow-based*) et proposent d'utiliser une loi de probabilité de défaillance des protections qui a été développée pour les relais électromécaniques. Ainsi, il est considéré que la probabilité de

défaillance des relais de protection ne dépend que du niveau de charge avant défaut dans la ligne à protéger [4]. De plus, les logiciels de modélisations statiques sont souvent équilibrés ($I_A = I_B = I_C$) et ne permettent donc pas de simuler des défauts monophasés qui représentent pourtant plus de 80% des cas.

Il existe deux grands types de défaillances des protections : 1) le déclenchement manqué qui peut résulter de la non-détection du défaut par le relais ou bien plus souvent d'un disjoncteur mécaniquement bloqué. Ce mode de défaillance et sa fréquence sont bien décrits dans la littérature [5]. 2) Le déclenchement intempestif (UT pour *Unwanted Trip*), également appelé déclenchement par sympathie, qui survient à la suite du déclenchement d'un relais voisin de ceux qui auraient dû déclencher. Aujourd'hui, ce mode de défaillance est souvent décrit comme résultant du blocage mécanique du minuteur de la zone 3 [4]. Or, il n'existe plus de minuteurs mécaniques sur les relais numériques actuellement utilisés. Il est donc nécessaire de réestimer la probabilité de UT pour ce type de relais. C'est pourquoi ce papier présente une méthode qui cherche à estimer la probabilité de UT pour des relais numériques à partir de simulations transitoires des grandeurs électriques du réseau. Cette méthodologie est plus précisément détaillée dans [6] et [7]. Ce papier est structuré comme suit. La section 2 présente la méthodologie d'estimation de la probabilité de UT. La section 3 présente des résultats de simulations sur un réseau test. Enfin, la section 4 conclut ce papier et propose quelques perspectives.

2. METHODOLOGIE

En conditions normales d'exploitation, le gestionnaire de réseau s'assure que le système soit exploité avec des marges de sécurité suffisantes pour garantir à chaque instant la sûreté N-1 du système. C'est-à-dire qu'on peut perdre n'importe quel élément du réseau (ligne, jeu de barres, centrale etc...) tout en garantissant que le réseau reste stable suite à cet événement. Avec cette hypothèse, on comprend bien qu'une défaillance du seul système de protection ne devrait pas entraîner de conséquences (par exemple, si un relai déclenche une ligne de manière intempestive, alors on passe en mode N-1 qui est sûr). Cependant, une défaillance du système de protection concomitante ou à la suite d'un événement initiateur (comme un court-circuit) peut induire des conséquences indésirables (délestage de charge, jusqu'au blackout complet). On parle alors de défaillances cachées. On cherche à développer une méthodologie pour estimer la probabilité de déclenchement

intempestif d'un relais de protection suite à un défaut (on notera l'événement « un défaut survient » par la lettre F).

Pour estimer la probabilité $\mathbb{P}(UT|F)$, on procède en 3 étapes principales :

-1) On réalise une simulation électrique transitoire du réseau considéré avant et pendant l'événement initiateur (ici on considère un défaut sur une ligne). L'outil utilisé est Matlab/Simulink qui permet de facilement simuler un grand nombre de topologies de réseau différentes et un grand nombre d'événements (notamment des défauts déséquilibrés). On sauvegarde les signaux de tension et de courant à chaque extrémité de chaque ligne, qui est la position des deux relais protégeant ladite ligne.

-2) On sait que seuls les relais situés suffisamment proche de la ligne en défaut seront sujets à une défaillance. En effet, les relais les plus éloignés ne verront pas l'influence du court-circuit sur leur courant ou tension mesurés. On récupère donc les tensions et courants mesurés par les relais situés sur la ligne en défaut et sur les lignes voisines de celle-ci jusqu'à une distance de deux lignes de celle en défaut. On appelle cette région la région de vulnérabilité (RV) du système de protection face à la présence du défaut. Par exemple, en considérant le réseau décrit en Fig. 5, si on note R_{ij} le relais situé au nœud i protégeant la ligne $i \leftrightarrow j$ et un défaut sur la ligne $1 \leftrightarrow 2$, alors les deux relais en bout de ligne sont R_{12} et R_{21} et la RV est $\{R_{12}, R_{21}, R_{15}, R_{51}, R_{25}, R_{52}, R_{23}, R_{32}, R_{24}, R_{42}, R_{45}, R_{54}\}$. A partir de ces grandeurs, on estime les phaseurs par une transformation de Fourier glissante de fenêtre une période, comme montré en Fig. 3. Ensuite, on calcule l'impédance apparente à chaque pas de temps. Ainsi, on peut calculer à chaque pas de temps le signal de déclenchement (*trip*) pour un élément de distance et pour un élément de surintensité comme montré sur la Fig. 4.

- 3) Une fois les instants de déclenchement de tous les relais connus, on peut évaluer pour chaque relais r la probabilité que celui-ci soit à l'origine d'un déclenchement intempestif. Pour cela, on s'intéresse aux deux relais qui protègent la ligne en défaut. On note CB_{slow} le relais le plus lent à ouvrir. On considère également le temps aléatoire que vont mettre les disjoncteurs à s'ouvrir. Dans ce papier, on considère une densité de probabilité (DDP) du temps d'ouverture du disjoncteur uniforme de longueur une période (soit 20 ms). Ainsi, comme montré sur la Fig. 1 (avec une DDP uniforme sur 200 ms), on peut calculer la probabilité que le disjoncteur le plus lent protégeant la ligne en défaut s'ouvre après qu'un autre relais ait déjà envoyé un signal de déclenchement (1) :

$$\mathbb{P}_{UT|F}(r) = \mathbb{P}(CB_{slow} \geq trip(r)) \quad (1)$$

On comprend alors la nécessité de considérer le temps aléatoire que mettent des disjoncteurs pour ouvrir le circuit. En effet, dans l'illustration de la Fig. 1, le relais le plus lent de la ligne en défaut déclenche bien avant l'autre relais (le signal *trip* bleu est émis à $t = 0.5s$), pourtant la probabilité de déclenchement intempestif n'est pas nulle (le *trip* de l'autre relais rouge est émis à $t = 0.505s$, avant le temps auquel on est sûr d'avoir eu l'ouverture du disjoncteur rouge).

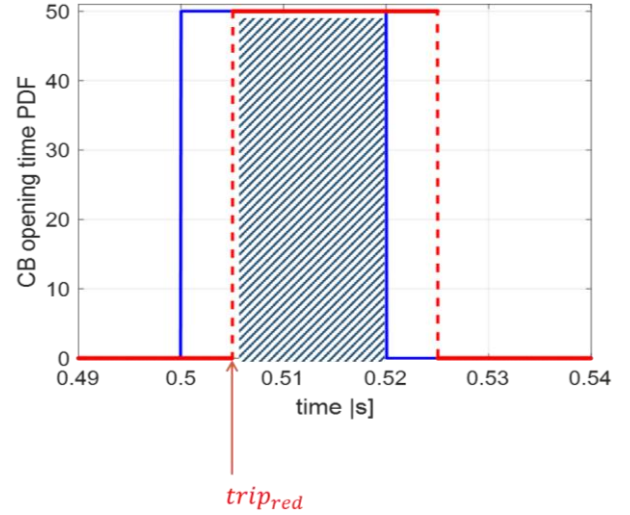


Fig. 1. Illustration du calcul de la probabilité $\mathbb{P}(UT|F)$ (aire grisée).

La Fig. 2 résume la méthodologie employée pour déterminer la probabilité de déclenchement intempestif d'un relais numérique.

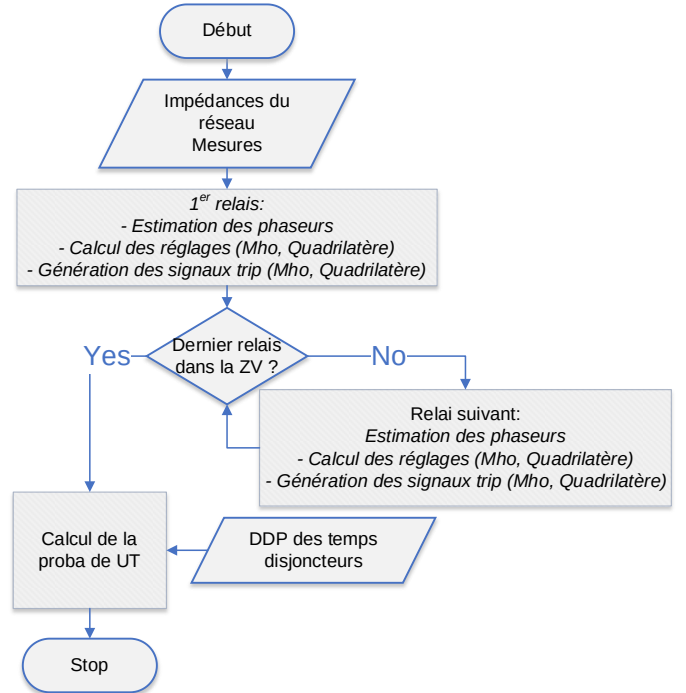


Fig. 2. Illustration de l'algorithme d'estimation de $\mathbb{P}(UT|F)$.

3. CAS D'ETUDE

Dans ce papier, on se propose de présenter les résultats obtenus sur un réseau test simple : le réseau IEEE14 tel que décrit en Fig. 5. Pour ce papier, on considérera des défauts monophasés entre la phase A et la terre (notés A-G) de résistance R_{def} variable. L'étude de ces types de défauts est intéressante à deux titres : 1) on considère souvent dans la littérature les défauts triphasés francs ($R_{def} = 0\Omega$) en arguant que ceux-ci sont les plus impactant pour le système dans la mesure où ils induisent les courants les plus élevés. Cependant, on peut dire que pour ces défauts, les temps de déclenchement des relais sont très faibles et donc la probabilité que les deux relais de la ligne en défaut soient suffisamment lents pour permettre à un autre relais de déclencher de manière intempestive est petite. 2) Considérer des défauts monophasés

est plus représentatif dans la mesure où ceux-ci représentent plus de 80% des cas rencontrés sur le réseau de transport. Le taux de défaut considéré est $\mathbb{P}_F = 0.27 \text{ fault}/100\text{km}$.

Dans notre cas, le modèle électrique du réseau est réalisé sous Simulink avec des simulations transitoires. Les générateurs sont modélisés comme des sources de tension idéales en série avec leur impédance $Z_{nG} = 25 \Omega$. Les lignes de transport sont modélisées par des sections en PI à constantes localisées. Les transformateurs entre les 2 niveaux de tension sont couplés en D-Y avec une impédance de mise à la terre du neutre $Z_{nT} = 40 \Omega$. La topologie du réseau est donnée sur la Fig. 5.

Concernant les protections, on a fait le choix de ne modéliser que les protections de lignes (dans la mesure où les seuls défauts considérés sont des défauts sur les lignes). Les relais réalisent une transformée de Fourier discrète (DFT) pour estimer le fondamental de la tension et du courant mesurés. La fenêtre est de longueur une période avec un système discrétisé au pas de $T_e = 50 \mu\text{s}$. Cette opération est illustrée sur la Fig. 3. On observe que la DFT induit un délai entre le moment où le défaut survient et l'instant où les phaseurs estimés atteignent leur régime stationnaire.

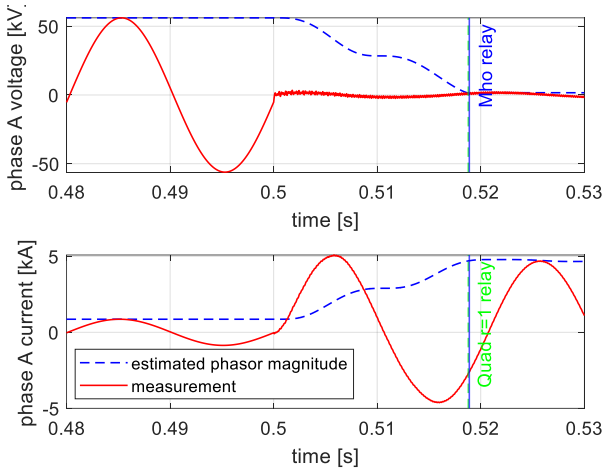


Fig. 3. Tensions et courants mesurés sur la phase A du relais R_{12} pour un défaut A-G à 10% de la ligne 1-2 (rouge) et phaseur estimé par DFT (bleu).

On implémente deux fonctions de protection en parallèle dans les relais : un élément de distance (soit Mho soit Quadrilatère) et une protection de surintensité résiduelle ($I_{res} = I_A + I_B + I_C$). Les réglages sont choisis suivant [8]. Si on considère une ligne d'impédance directe et inverse Z_{lig} , d'impédance homopolaire Z_{0lig} et de courant nominal I_n , alors la protection de surintensité résiduelle est en temps inverse (*extremely inverse*) avec un courant de seuil $I_{pickup} = 0.12 \times I_n$. Si le courant résiduel est supérieur à I_n , alors le signal de déclenchement est instantané. L'élément de distance Mho réagit à la valeur de l'impédance apparente calculée (2) :

$$\begin{cases} Z_{app} = \frac{V_A}{I_A + 3 \cdot K_0 I_0} \\ \hat{m} = \frac{Z_{app} \cdot Z_{app}^*}{\Re(Z_{lig} \cdot Z_{app}^*)} \end{cases} \quad (2)$$

Avec $K_0 = \frac{Z_{0lig} - Z_{lig}}{3 \cdot Z_{lig}}$ et I_0 le courant homopolaire. La zone

1 est instantanée et déclenche pour $\hat{m} \in [0; 0.8]$ et la zone 2 est retardée de 300ms et déclenche pour $\hat{m} \in [0.8; 1.2]$. De plus, un élément quadrilatère, plus représentatif des relais

numériques, est implémenté. Il se compose de 4 demi-droites. La réactance maximale de la zone 1 est $X_{reach} = 0.8 \times X_{lig}$ comme pour le relais Mho. On choisit la résistance maximale $R_{reach} = r X_{reach}$ avec $r \in \{0.5, 1\}$. $r = 0.5$ ressemble à un élément Mho et $r = 1$ permet de plus facilement détecter des défauts résistifs. Pour définir le quadrilatère, on rappelle que la demi-droite supérieure est horizontale et celle de droite est parallèle à l'impédance de la ligne. Enfin, il nous reste à définir les angles des segments $\overrightarrow{1Q_1}$ et $\overrightarrow{1Q_2}$ tels que montrés sur la Fig. 4 (3) :

$$\begin{cases} \angle \overrightarrow{1Q_1} = \angle \overrightarrow{12} - \frac{\pi}{2} = \arg(Z_{lig}) - \frac{\pi}{2} \\ \angle \overrightarrow{1Q_2} = \alpha = 110^\circ \end{cases} \quad (3)$$

Avec $\angle \vec{A}$ l'angle du vecteur $\vec{A}$ et les points 1 = (0,0) et 2 = (R_{lig}, X_{lig}).

On peut voir sur la Fig. 4 le lieu des points de l'impédance apparente, calculée suivant (2), pour un défaut franc situé à 10% de la ligne 1 $\leftrightarrow$ 2. On remarque que celle-là converge bien vers le point $0.1 \times (R_{lig}, X_{lig})$ comme prévu théoriquement. On remarque pour ce cas précis que l'impédance apparente entre dans les zones 1 par le dessous, ce qui induit que le temps de déclenchement est très similaire pour l'élément Mho ($t_{trip}^{Mho} = 0.5189\text{s}$) et quadrilatère ($t_{trip}^{quad, r=1} = 0.5188\text{s}$). On comprend que dans le cas où l'impédance apparente serait entrée dans les zones 1 par la droite, l'écart entre les temps de déclenchement de ces deux types d'éléments aurait été plus important.

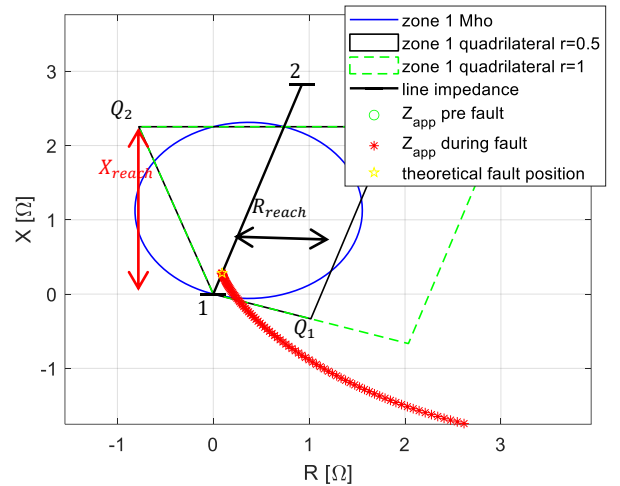


Fig. 4. Lieu des points de l'impédance apparente calculée par le relais R_{12} .

Le plan d'expérience utilisé ici considère 5 variables aléatoires décrites par des densités de probabilités uniformes :

- La phase de la tension V_A au moment de l'apparition du défaut $\{0, 90, 180\}^\circ$
- La localisation du défaut sur la ligne $m \in \{0.1; 0.5; 0.9\}$ de probabilité d'occurrence respectives $\mathbb{P}_F \cdot L_{lig} \cdot \{0.3; 0.4; 0.3\}$
- La résistance de défaut $R_{def} \in \{0.001; 0.1; 1; 10\} \Omega$
- Le facteur de consommation $Load_{lvl} \in \{0.5; 1; 1.5\}$ défini par rapport au niveau de charge nominal décrit dans les bases de données
- Le type de protection de distance utilisé (Mho ou un des 2 éléments quadrilatères définis par $r \in \{0.5, 1\}$).

Ainsi, pour ce papier, un total de $17 \times 108 = 1836$ simulations électriques transitoires (sans compter les différents types de protection qui s'appuient sur les mêmes simulations).

4. RESULTATS

En répétant les simulations pour tous les cas considérés, on peut estimer $\mathbb{P}(UT|F)$ pour chaque relais du réseau. On considère que le temps d'ouverture du disjoncteur est uniformément réparti dans l'intervalle $t_{CB} \in [0,08 \pm \Delta CB]s$ avec $\Delta CB = 0,01s$, ce qui correspond aux valeurs de la littérature. A titre d'exemple si on a un signal de trip du plus lent des 2 relais qui protègent la ligne en défaut à l'instant $0,51s$ et qu'un autre relais déclencherait à $0,515s$, alors la probabilité de déclenchement intempestif est de $\mathbb{P}_{UT|F} = 0,2822$. Pour chaque relais, on calcule sa probabilité de défaillance moyenne pour tous les cas considérés. La Fig. 5 montre cette probabilité dans le cas où l'élément de distance est de forme Mho. On rappelle que les modèles de défaillance les plus utilisés dans la littérature (développés pour les relais électromécaniques) supposent une probabilité uniforme de défaillance qui ne dépend que du niveau de charge. Or, les premiers résultats obtenus ici viennent contredire cette hypothèse. En effet, on observe un facteur d'environ 100 entre la probabilité de défaillance du relais le plus à risque (11.2%) et le plus fiable (0.14%). On remarque que pour ce réseau les relais protégeant les lignes haute tension (en rouge) sont bien plus sujets à des déclenchement par sympathie que ceux protégeant les lignes à moyenne tension (en bleu).

En outre, les nœuds avec les charges les plus importantes sont les nœuds 2, 3 et 4. On peut voir que les relais situés sur ces nœuds présentent des probabilités de défaillances plus importantes que d'autres (comme prédit par la littérature). Ce qui a été étudié en détail.

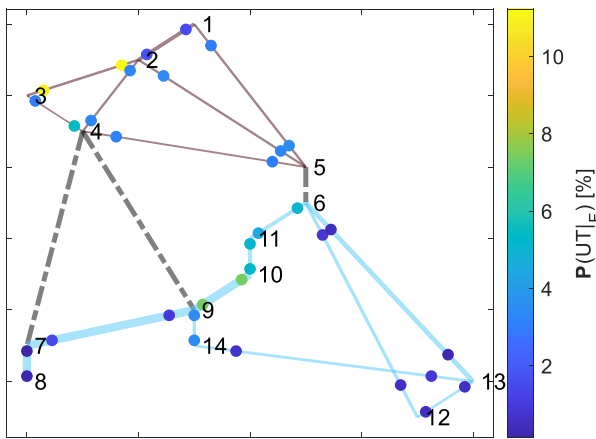


Fig. 5. Probabilité $\mathbb{P}(UT|F)$ sur le réseau IEEE-14 bus. Les lignes à 13.8kV sont représentées en bleu, les lignes à 69kV en rouge et les transformateurs en noirs. L'épaisseur des lignes est proportionnelle à leur admittance.

Une première manière d'étudier l'impact du niveau de charge avant défaut sur la valeur de $\mathbb{P}(UT|F)$ est de regarder si celle-ci évolue en changeant le niveau de courant global dans le réseau. On a donc regardé l'influence du paramètre $Load_{lvl}$ sur la probabilité de défaillance. On remarque sur la Fig. 6 que la probabilité moyenne de défaillance en considérant un facteur de consommation $load_{lvl} = 0,5$ est de 3,07% pour des éléments Mho et de 3,28% pour les plus grands quadrilatères. Cette différence s'explique du fait de la plus grande taille de la zone quadrilatère avec $r = 1$. En considérant des charges consommant 150% des valeurs nominales, les probabilités de défaillances augmentent respectivement à 3,4% et 3,74%.

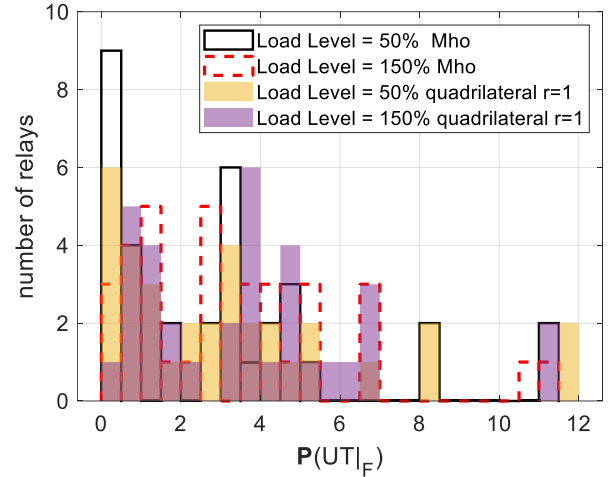


Fig. 6. Histogramme de $\mathbb{P}(UT|F)$ pour 2 types de protection de distance et deux niveaux de consommation des charges

Il apparaît une faible différence de probabilité de défaillance entre deux cas pour lesquels le courant dans les lignes est trois fois supérieur. Ainsi, on peut estimer au premier ordre que le niveau de courant global dans le réseau n'a pas d'impact sur la probabilité de déclenchement intempestif des protections de distance. Dans un second temps, on regarde à niveau de consommation fixé, si la différence de probabilité de défaillance entre les relais peut s'expliquer par le niveau de courant qui parcourt la ligne avant défaut. Pour se faire, on classe sur la Fig. 7 les probabilités de défaillance moyennes en fonction du niveau de courant avant défaut. On n'observe là encore aucune corrélation claire entre le courant de charge et $\mathbb{P}(UT|F)$. En effet, si on regarde les relais haute tension (représentés par des étoiles) on a une probabilité presque constante avec le niveau de courant.

Une explication que l'on peut proposer à ce résultat est que la probabilité de défaillance dépend principalement du courant pendant défaut pour des relais numériques. Ainsi, ces premiers résultats tendent à invalider l'hypothèse d'augmentation de la probabilité de déclenchement par sympathie avec le courant de charge.

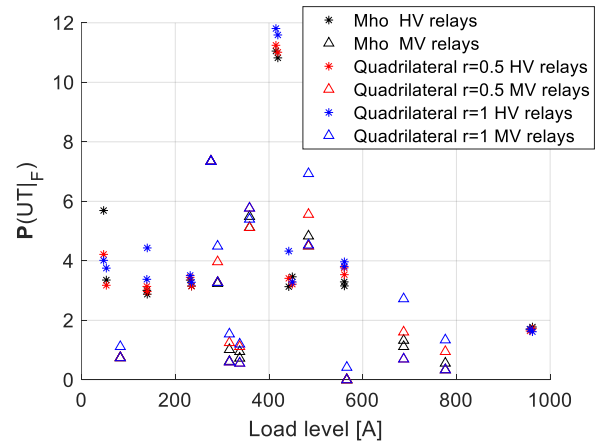


Fig. 7. Probabilité de défaillance moyenne des relais haute tension (HV) et moyenne tension (MV) en fonction du niveau de courant avant défaut pour le cas nominal et du type d'élément de distance.

Enfin, l'influence de la valeur de la résistance de défaut a été étudiée, ce qui est rarement le cas dans la littérature qui considère la plupart du temps des défauts francs. Les

probabilités de défaillances cachées ont été moyennées en fonction de la valeur de R_{def} pour chaque simulation. On peut observer sur la Fig. 8 une décroissance de cette probabilité avec R_{def} . On peut voir que les éléments quadrilatères avec $r = 0,5$ se comportent comme des éléments Mho en termes de $\mathbb{P}(UT|F)$ et ceux avec $r = 1$ sont légèrement moins fiables. On remarque une forte diminution des défaillances avec la résistance de défaut. La probabilité moyenne de déclenchement par sympathie est comprise entre 5,54% et 6,03% pour des défauts avec $R_{def} = 1 \text{ m}\Omega$ tandis qu'elle est comprise entre 0,6% et 0,72% quand $R_{def} = 10 \Omega$.

Il ne faut pas pour autant penser que le système est plus fiable en présence de courts-circuits à plus haute impédance. En effet, avec des résistances de défauts grands, le courant de défaut est suffisamment petit pour que l'impédance apparente ne rentre plus dans la zone 1 ou la zone 2 de certains éléments, voire ne dépasse pas le courant de seuil de la protection de surintensité résiduelle. Ceci se traduirait par une hausse de la probabilité de détections manquées. Du point de vue du système on n'aurait donc moins de chance d'avoir un relais qui ne devrait pas déclencher qui déclenche mais en contrepartie on aurait plus de probabilité d'avoir un relais qui devrait déclencher ne pas détecter le défaut. La probabilité de déclenchement manqué n'est pas calculée dans ce papier.

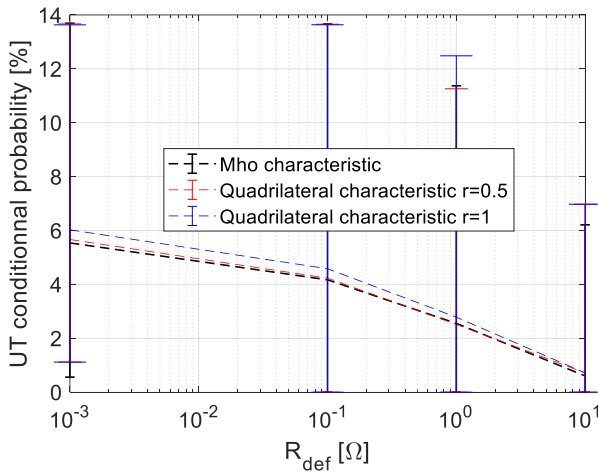


Fig. 8. Evolution de la probabilité de défaillance avec la résistance de défaut.

5. CONCLUSION

Ce papier propose une nouvelle méthodologie pour estimer la probabilité de défaillance cachée des relais de protection numériques. Les déclenchements intempestifs étant les moins étudiés dans la littérature, ce papier s'intéresse à ce mode de défaillance. Cette méthode, basée sur des simulations transitoires, permet aux gestionnaires de réseaux de réaliser des études a priori afin de localiser les nœuds les plus sujets à défaillances.

On remarque d'abord que la valeur moyenne de la probabilité de défaillance (autour des 5%) est proche des valeurs usuelles que l'on trouve dans la littérature, bien que celles-ci résultent de modèles provenant de relais électromécaniques qui ne sont plus utilisés sur le réseau européen. Cependant, on peut dire que l'hypothèse d'uniformité de cette probabilité sur un réseau uniformément chargé est remise en question par cette méthodologie dans la mesure où un facteur de l'ordre de la

centaine a été trouvé entre les positions les plus sujettes à défaillance et les plus fiables. On peut donc dire que les modèles provenant du blocage mécanique du minuteur zone 3 ne sont pas représentatifs des relais numériques actuels.

Cette étude montre que la nature de l'élément de distance a une influence plus que limitée sur la probabilité de défaillance avec une variation de l'ordre de 10%.

De futurs travaux devront appliquer cette méthodologie sur des réseaux plus grands et plus complexes et considérer également les incertitudes sur les valeurs des impédances de réseau ainsi que les erreurs de mesures de tension et de courant. De plus, des modèles plus réalistes des générateurs, prenant en compte leur comportement dynamique en présence de courts-circuits doivent être implémentés pour simuler des courants réalistes. Enfin, il serait intéressant de regarder l'évolution temporelle de la probabilité de défaillance avec l'ouverture du premier disjoncteur. Il serait alors possible dans la construction des séquences d'événement d'appliquer une probabilité de défaillance différente en fonction de quel disjoncteur opère en premier. Implémenter les résultats issus de cette étude dans une analyse probabiliste de risque permettrait de quantifier l'impact sur le risque (en MWh de clients coupés) de ce résultat.

6. REFERENCES

- [1] P. Henneaux, J. Song, and E. Cotilla-Sanchez, "Dynamic probabilistic risk assessment of cascading outages," in *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, USA: IEEE, Jul. 2015, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2015.7286024.
- [2] F. Sabot, P. Henneaux, and P.-E. Labeau, "MCDet as a Tool for Probabilistic Dynamic Security Assessment of Transmission Systems," in *2021 IEEE Madrid PowerTech*, Madrid, Spain: IEEE, Jun. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9494758.
- [3] A. G. Phadke and J. S. Thorp, "Expose hidden failures to prevent cascading outages [in power systems]," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 9, no. 3, pp. 20–23, Jul. 1996, doi: 10.1109/67.526849.
- [4] D. P. Nedic, "Simulation Of Large System Disturbances," phdthesis, University of Manchester Institute of Science and Technology, 2003. [Online]. Available: https://www2.ee.washington.edu/research/real/Library/Thesis/Dusko_NEDIC.pdf
- [5] M. Zeynivand and S. M. Shahrtash, "Direct identification of Multi-Hidden failures in main distance relays of transmission systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 146, p. 108722, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108722.
- [6] A. Bach and P. Henneaux, "Unwanted trip probability estimation of digital protection relays using time-domain simulations," presented at the 18th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2024), Jun. 2024. doi: 10.1109/PMAPS61648.2024.10667066.
- [7] A. Bach and P. Henneaux, "Impact of digital protection relay models on probability security analysis for power systems," presented at the congrès $\lambda\mu 24$, Oct. 2024. [Online]. Available: https://indico3.conference4me.psncl.pl/event/62/contributions/6744/attachments/711/1110/LM24_BACH_paper_final.pdf
- [8] B. Kasztenny, "Settings Considerations for Distance Elements in Line Protection Applications," in *2021 Texas A&M Conference for Protective Relay Engineers*, Mar. 2021.
- [9] "IEEE 14-Bus System - Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG)." Accessed: Feb. 12, 2024. [Online]. Available: <https://icseg.iti.illinois.edu/ieee-14-bus-system/>