

COMPORTEMENT DYNAMIQUE DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE EN RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION MT

Joseph Dubois
Marc Stubbe

Frank Wellens

Michel Dussart

TRACTEBEL
avenue Ariane 7, 1200 Bruxelles
joseph.dubois@tractebel.be
marc.stubbe@tractebel.be

LABORELEC
rue de Rhode 125, 1630 Linkebeek
frank.wellens@laborelec.be

ELECTRABEL DISTRIBUTION
Bld. du Régent 8, 1000 Bruxelles
michel.dussart@electrabel.be

BELGIQUE

INTRODUCTION

La dernière décennie a vu une recrudescence de la production décentralisée raccordée au réseau de distribution. Cette évolution s'explique par une modification du contexte institutionnel et par des facteurs économiques favorables (amélioration des techniques de production, prix du gaz, standardisation des moyens de production, ...).

Les réseaux de distribution MT ont été conçus pour fonctionner avec un flux d'énergie transitant dans le sens d'une source unique vers les utilisateurs. Le raccordement de productions décentralisées modifie cette caractéristique fondamentale.

Cette situation nouvelle implique une adaptation du plan de protection de sites concernés et l'apparition de nouvelles contraintes liées à la stabilité transitoire des unités et au respect de la plage de fonctionnement des unités.

La maîtrise de ces nouvelles contraintes nécessite le recours à des outils de calculs autres que ceux traditionnellement utilisés, qui limitent l'analyse des réseaux à son aspect statique.

Cet article présente une analyse de l'influence des transitoires électromécaniques sur le fonctionnement des réseaux de distribution et l'apport de l'outil de simulation EUROSTAG pour garantir une fiabilité optimale des réseaux par le recours à des solutions dont les coûts sont compatibles avec la taille des systèmes concernés. L'accent sera mis sur l'analyse des différents critères utilisables pour le réglage de la protection de découplage.

Les différents aspects seront analysés sur un exemple type de réseau de distribution comprenant plusieurs unités de productions décentralisées.

APPORTS D' UN OUTIL D'ANALYSE DYNAMIQUE DES RESEAUX ELECTRIQUES

Les aspects suivants nécessitent le recours à un logiciel de simulation des transitoires électromécaniques.

- L'évaluation précise des courants de court-circuit aux différents endroits du réseau. La modélisation détaillée des puissances tournantes (moteurs asynchrones ou générateurs) permet de déterminer les valeurs de courant de court-circuit pour un dimensionnement adéquat des appareils de coupure et un réglage correct des protections
- L'analyse de la stabilité transitoire des unités par la détermination des temps critiques d'élimination des défauts électriques. Celle-ci permet de vérifier l'adéquation du plan de protection du site et de s'assurer du déclenchement des unités en cas de perte de synchronisme.
- Les choix retenus pour le réglage de la protection de découplage. Cette protection doit déconnecter rapidement l'unité lorsqu'elle se retrouve dans une poche qui n'est plus raccordée au réseau d'alimentation. Son action doit être rapide pour permettre une éventuelle réalimentation de la poche concernée suite à un réenclenchement automatique des ouvrages en défaut. Le réglage de cette protection sur base de grandeurs locales (phase et module de la tension, fréquence) n'est pas chose aisée. En effet, différents éléments influencent l'évolution de ces grandeurs : le comportement des régulations des unités; le comportement de la charge, et plus particulièrement des moteurs asynchrones;...
- Dans certaines situations particulières, les productions décentralisées doivent être capables d'alimenter une partie du réseau de distribution en étant déconnectées du réseau d'alimentation. Cela implique de vérifier différents aspects tels que le comportement du plan de protection, les capacités des unités de faire face à des fluctuations de la charge, l'éventuel mise en oeuvre d'un plan de délestage de la charge, ... Ce point, qui concerne plutôt les réseaux industriels, n'est pas abordé dans cet article.

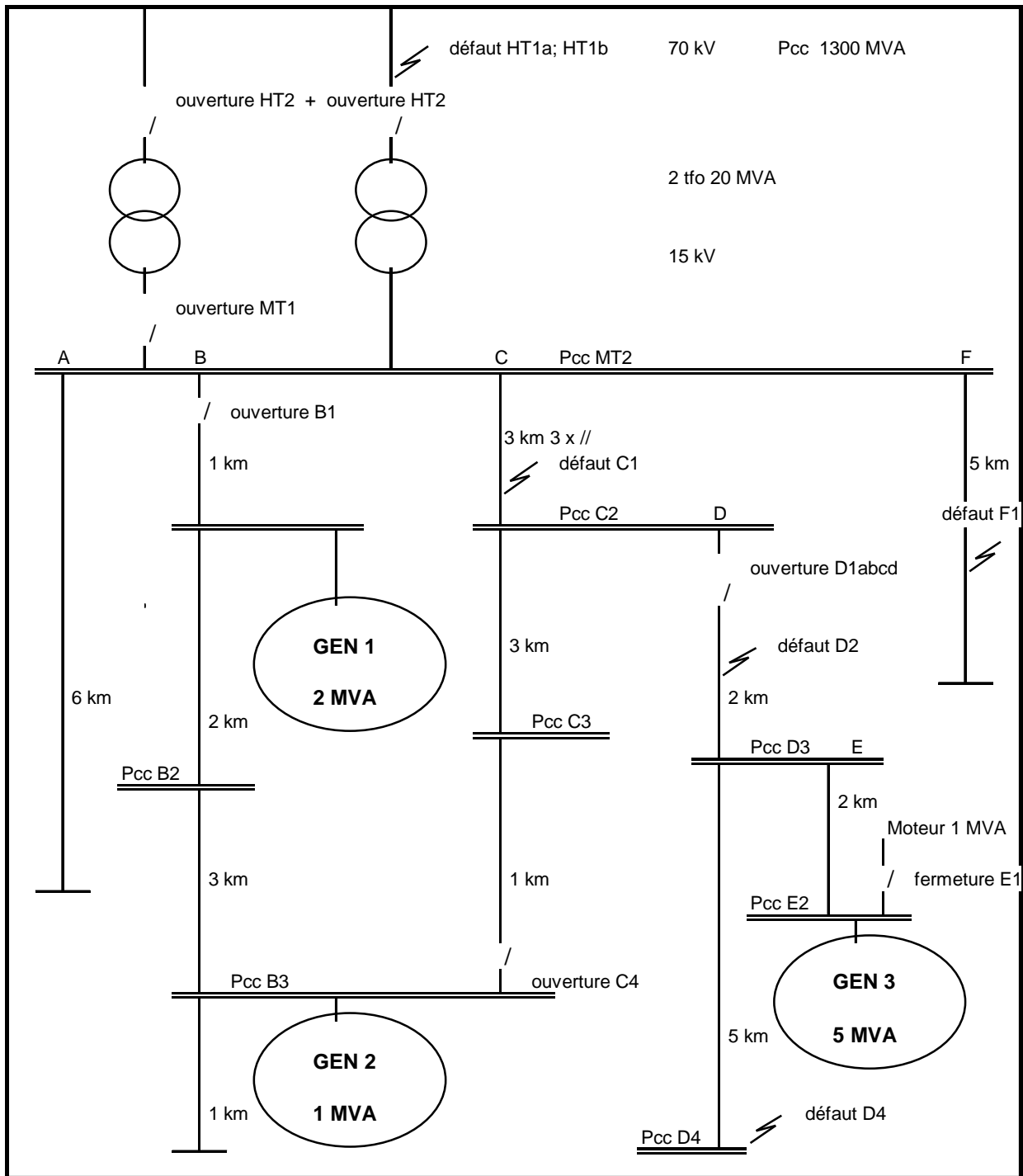


FIGURE 1

LE LOGICIEL EUROSTAG

Généralités

L'analyse présentée a été réalisée avec le logiciel EUROSTAG.

EUROSTAG est un programme de simulation temporelle développé par Tractebel et Electricité de France, et destiné à l'étude du fonctionnement des réseaux dans les domaines transitoires, à moyen et à long terme [1] [2]. Il utilise la

même modélisation des composants quels que soient la perturbation, le comportement du réseau ou la durée de la simulation, et reproduit ainsi de manière continue les phénomènes rapides et lents.

Les équations différentielles et algébriques sont résolues simultanément au moyen d'un pas d'intégration variable. La taille du pas change automatiquement en fonction du comportement réel du système (typiquement de 1 ms à 100 s) afin de garantir une précision constante du processus d'intégration.

Le programme est capable d'atteindre n'importe quel état de réseau stabilisé et peut être utilisé pour l'analyse des états quasi-stationnaires. Un calcul interactif des valeurs propres permet d'étudier la stabilité statique de tout état stationnaire atteint durant la simulation.

La décomposition de Fortescue permet tout type de calcul relatif aux régimes déséquilibrés (courts-circuits, ouverture de phase)

Fonctionnalités de modélisation

En plus des modèles détaillés prévus pour la représentation des éléments de base (alternateurs, moteurs asynchrones), EUROSTAG a des capacités étendues de modélisation. Un programme de saisie graphique permet à l'utilisateur de coder directement le schéma-bloc du nouveau modèle qu'il souhaite définir.

Ce macrolangage graphique est utilisé pour coder les modèles de régulateurs de tension, de régulateurs de vitesse et de turbine, ainsi que les systèmes tels que chaudières, SVC, charges particulières de type statique ou dynamique, etc. Une bibliothèque de modèles standards est en outre à la disposition de l'utilisateur.

EUROSTAG dispose également de la possibilité de simuler des automates. Ceux-ci, sur base des équations décrivant leur fonctionnement, agissent à un moment déterminé sur le réseau. Ils sont par exemple utilisés pour représenter les protections, les régleurs en charge automatiques des transformateurs ou les automates de délestage.

ANALYSE SUR UN RESEAU DE DISTRIBUTION TYPE

Le réseau testé a été représenté de façon schématique dans la figure 1. Afin de ne pas surcharger la figure, la représentation a été simplifiée. Seuls les éléments siège d'un événement apparaissent.

L'alimentation principale du réseau est assurée par une interconnexion en 70 kV avec une puissance de court-circuit de 1300 MVA. La transformation en MT (15 kV) est réalisée dans 2 transformateurs de 20 MVA avec une tension de court-circuit de 10%. Le réseau MT est mis à la terre avec une limitation de 1 000 A.

La charge du réseau analysé totalise 23 MW sous un cos. phi global de 0,95. Trois unités de production décentralisée sont raccordées au réseau MT et totalisent 6,4 MW, soit 28% de la charge. La charge est constituée de 35% de moteurs.

Le réseau MT est constitué principalement de câbles 240, 150, ou 95 mm² aluminium.

LA PUISSANCE DE COURT-CIRCUIT

La présence de production décentralisée dans le réseau MT a pour conséquence d'augmenter la puissance de court-circuit (Pcc). A différents endroits du réseau, 3 valeurs de la puissance de court-circuit ont été calculées. La Pcc à l'instant du court-circuit tenant compte de l'apport des moteurs et des générateurs. La Pcc 100 ms après le court-circuit, à ce moment l'apport dû aux moteurs a disparu et il subsiste un apport dû aux transitoires des générateurs. Enfin la Pcc calculée en ignorant les moteurs et les productions décentralisées.

TABLEAU I

Noeud en	à l'instant du court-circuit Icc max	Icc en kA	
		100 ms après le court-circuit	sans l'apport des moteurs et générateurs
MT2	16,3	12,4	11,76
B2	7,7	6,18	6,09
B3	4,2	3,5	3,42
C2	14	10,55	10,17
C3	8,6	6,7	6,65
D3	10,18	7,8	7,59
D4	3,55	2,97	2,91
E2	7,6	6,2	5,89

Les résultats du tableau I montrent qu'il est utile de tenir compte de l'apport de la production locale et de la charge surtout dans l'estimation de la valeur de la Pcc à l'instant du court-circuit. cette grandeur, trop souvent surestimée par une application des normes, permet de vérifier la tenue du matériel existant.

LES PROTECTIONS DE DECOUPLAGE EN PRODUCTION DECENTRALISEE

Le principe de la protection de découplage est de ne pas permettre à la génératrice d'alimenter le réseau en îlotage ni sous une tension anormale. Si la partie du réseau sur laquelle est raccordée la production décentralisée n'est plus alimentée en tension ou que la tension n'est plus acceptable, les générateurs locaux doivent pouvoir être découplés automatiquement du réseau dans les plus courts délais. La protection de découplage assure le déclenchement en fonction de 6 critères.

- limite de fréquence à 49,5 Hz et 50,5 Hz sans temporisation; avec un temps de mesure de 0,12 s.
- le minimum de tension seuil haut avec temporisation de 1,5 s.
- le minimum de tension seuil bas avec temporisation de 0,2 s

- la présence d'une tension homopolaire avec temporisation de 1,5 s.
- le maximum de courant temporisé à 0,3 s
- en option, une détection de saut de vecteur de 7° sur les 3 phases, sans temporisation; avec un temps de mesure de 0.06 s
- un maximum de tension (non examiné dans la présente étude)

Trois critères complémentaires ont aussi été pris en considération:

- le saut de vecteur de 7° verrouillé par Umin 80% sur les 3 phases
- dérivation de fréquence diminuée jusqu'à 0,3 Hz
- la dérivée de fréquence df/dt (ROCOF), verrouillé par $\pm 0,2$ Hz, temporisé à 0,1 s

LES TESTS DE LA PROTECTION

Une protection générique de découplage a été introduite dans EUROSTAG, elle permet de regrouper dans un seul automate les critères exposés ci-dessus.

Différents événements, incidents ou manoeuvres sont simulés dans le réseau. La liste des événements est reprise dans le tableau II.

Pour chacun de ces événements, les temps de réaction de tous les critères des protections de découplage sont examinés respectivement pour chacune des productions décentralisées.

Les résultats les plus significatifs sont ceux de GEN 3, ils apparaissent dans le tableaux III. Les 6 premières colonnes reprennent les critères standards de la protection de découplage. Elles correspondent au minimum réglementairement prescrit en Belgique. Les 3 dernières colonnes donnent le temps de réaction des critères complémentaires.

Pour la génératrice GEN 3, les résultats sont rassemblés en 2 blocs. Le premier bloc regroupe les événements qui n'ont pas provoqué d'isolement de la production décentralisée en question. Ces événements ne devraient pas donner lieu à un déclenchement. Le deuxième bloc regroupe les événements qui ont provoqué un isolement de la production décentralisée en question. Ces événements doivent donner lieu à un déclenchement. Ce déclenchement devrait avoir lieu idéalement avant 0,4 ou 0,5 ms. Après ce temps, la génératrice concernée aura perdu le synchronisme et n'accepterait plus un recouplage si une manoeuvre automatique en réseau intervenait. Ceci pour répondre à la sécurité du matériel.

Les différents événements sont localisés dans le schéma de la fig. 1. Dans ce schéma, lorsque l'événement est un défaut, il est appelé Défaut suivi de la localisation dans le réseau. Lorsque l'événement est une manoeuvre, il est

appelé selon le cas, ouverture ou fermeture suivi de la localisation de la manoeuvre dans le réseau.

L'isolement résultant d'une manoeuvre est plus difficile à discerner que l'isolement suite à un défaut. En effet dans le premier cas, il n'y a que la variation de la charge qui peut influencer le comportement de la protection. Dans le second cas, l'à-coup dû au défaut est un élément déterminant qui s'ajoute favorablement à la modification de la charge. C'est pour cette raison que différents cas de manoeuvre ont été envisagés.

TABLEAU II

INCIDENTS	
Défaut HT1a	défaut triphasé long, 300ms, dans le réseau HT
Défaut HT1b	défaut triphasé court, 80ms, dans le réseau HT
Défaut C1	défaut triphasé des 3 câbles du feeder C, provoquant le déclenchement du feeder C après 100 ms
Défaut D2	défaut monophasé sur le feeder D provoquant l'ouverture du départ D après 1 s.
Défaut D4	défaut triphasé lointain pendant 300 ms dans le réseau MT, sur le feeder D
Défaut F1	défaut monophasé fugitif en réseau MT, sur le feeder F

MANOEUVRES	
Ouverture HT2	l'ouverture de l'alimentation des transformateurs HT/MT provoque l'isolement de tout le réseau MT
Ouverture MT1	Le déclenchement de l'arrivée d'un transformateur provoque un saut de vecteur dans le réseau MT
Ouverture B1	le déclenchement du départ B1 provoque l'isolation des génératrices GEN 1 et GEN 2
Fermeture C4	la fermeture du circuit provoque une prise de parallèle en réseau MT
Ouverture D1abcd +h	le déclenchement du départ D isole la génératrice GEN 3. Les indices abcd correspondent à des déficits de puissances actives et réactives différents. L'indice +h correspond à une double inertie de la génératrice.
Fermeture E1	démarrage d'un moteur de grosse puissance dans le réseau MT

A titre d'exemple, la fig 2 illustre l'évolution du comportement de la tension sur GEN 3, suite au défaut en D4. Dans le premier graphique, la tension chute à 70% de sa valeur nominale pendant 0,3 s. Dans le deuxième graphique, on voit apparaître un saut de vecteur de 27° à l'instant du défaut. Le troisième graphique montre que la

fréquence n'a pas dépassé les limites de 0,5 Hz mais bien celle de 0,3 Hz. Comme indiqué dans le tableau III, il s'en suit des déclenchements intempestifs pour le saut de vecteur, verrouillé ou non, ainsi que pour la variation de fréquence lorsque la limite est diminuée à 0,3Hz.

Dans le cas de la figure 3 (ouverture D1b), le critère de saut de vecteur est mis en défaut. En effet, l'effacement de

la charge dû à la chute de tension modifie le déficit de puissance active de la poche, réduisant le saut de vecteur observé. Par contre, l'excursion de vitesse de l'unité (troisième graphique) est suffisante pour activer les critères basés sur la mesure de fréquence.

TABLEAU III

GEN 3	Critères standards de découplage						Critères complémentaires		
	fréquence ± 0,5 Hz 0,12 sec	Umin 80% 1,5 sec	Umin 50% 0,2 sec	Uo 1,5 s	I max 0,3 s	Saut de Vect. 7° 0,06 s	Saut V 7° verrouillé Umin 80% 0,2 s	fréquence ± 0,3 Hz 0,12 s	df/dt verrouillé fréquence 0,1 s
SCENARIOS DE NON ISOLEMENT POUR GEN 3									
Défaut D4						0,06 s	0,2 s	0,43 s	
Défaut HT1a	0,19 s		0,2s		0,3 s	0,06 s	0,2 s	0,17 s	0,13 s
Défaut F1									
Défaut HT1b						0,06 s			
Ouverture MT1						0,09 s			
Fermeture C4									
Fermeture E1									
Ouverture B1									
SCENARIOS D' ISOLEMENT POUR GEN 3									
Défaut C1	0,18 s	1,5 s	0,2 s		0,3 s	0,06 s	0,2 s	0,16 s	0,13 s
Défaut D2	2,19 s	5,34 s	7,6 s	1,5 s	4,91 s	7,9 s	7,9 s	1,47 s	4 s
Ouverture D1a	2,32 s	5,27 s	7,46 s		4,86 s	7,76 s	7,76 s	1,63 s	1,44 s
Ouverture D1b	0,33 s	3,11 s	3,54 s		3,28 s	3,9 s	3,9 s	0,26 s	0,2 s
Ouverture D1b (1)	0,33 s							0,26 s	0,2 s
Ouverture D1c	0,51 s	1,57 s	0,84 s		0,6 s	1 s	1 s	0,44 s	0,37 s
Ouverture D1d	0,24 s					0,11 s		0,2 s	0,16 s
Ouverture D1d +h	0,35 s				0,33 s	0,11 s		0,25 s	0,19 s
Ouverture HT2	0,16 s	1,57 s	0,34 s		0,3 s	0,06 s	0,27	0,15 s	0,12 s

(1) sans régulation du cos phi sur GEN 3

ANALYSE DES RESULTATS

Les résultats présentés dans le tableau III mettent en évidence le fait que les critères de fréquence et de dérivée de fréquence sont ceux qui agissent le plus judicieusement. Le critère Uo, quant à lui, est utile pour déceler les cas d'isolement suivant un court-circuit monophasé long. Les critères Umin assurent une fonction de réserve et de garantie de la qualité de la tension. Ils sont aussi utiles lorsque la chute de tension provoque une insensibilisation du critère de fréquence ou de saut de vecteur. Le critère Imax joue aussi un rôle de réserve.

Le saut de vecteur ne répond pas toujours aux attentes. Il entraîne des déclenchements intempestifs, le verrouillage par la tension réduit considérablement les fonctionnements intempestifs mais détériore le comportement du critère en cas d'isolement.

Le critère de fréquence assure une bonne sélectivité, le seul cas d'activation dans les scénarios de non isolement

est le cas défaut HT1a dans lequel d'ailleurs l'unité GEN3 perd le synchronisme. Son action y est donc bénéfique.

Les simulations montrent également que le critère de dérivée de fréquence permet d'améliorer le temps de réaction en ne détériorant pas la sélectivité. De plus, les performances de ce critère ne requiert pas un réglage fin de son seuil.

CONCLUSIONS

Le raccordement d'unités de production décentralisée dans les réseaux de distribution entraîne l'apparition de nouvelles contraintes. Le logiciel EUROSTAG permet de maîtriser celles-ci au niveau de la conception et de l'exploitation de ces réseaux, pour assurer une fiabilité et une sécurité optimales.

Il permet, en particulier, de tester les options choisies pour la protection de découplage, réputée délicate à ajuster, sur des cas concrets.

L'analyse réalisée sur un réseau MT type, montre que les critères basés sur la mesure de fréquence ou de sa dérivée donnent de meilleurs résultats qu'un critère de saut de vecteur, avec ou sans verrouillage.

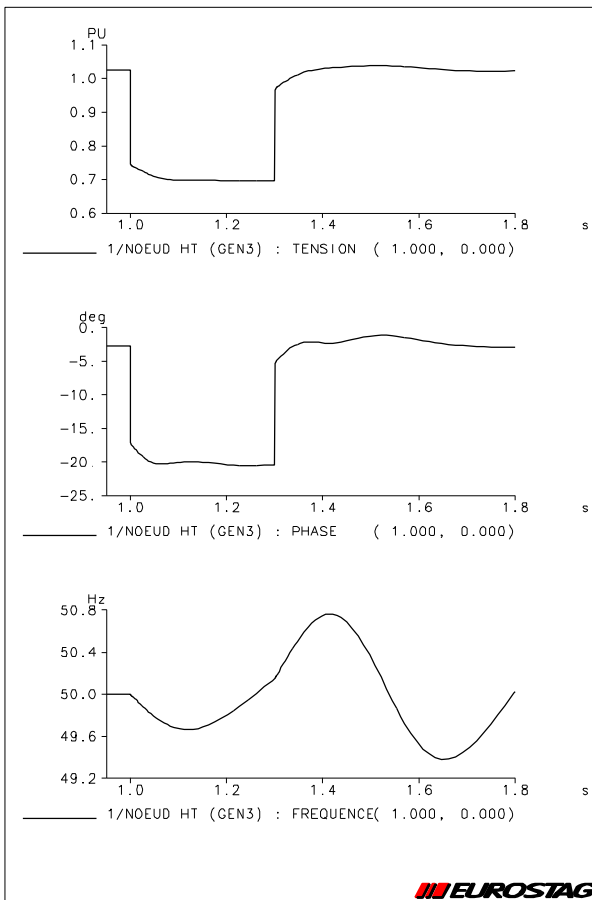


FIGURE 2 : Effet sur GEN 3 du défaut en D4

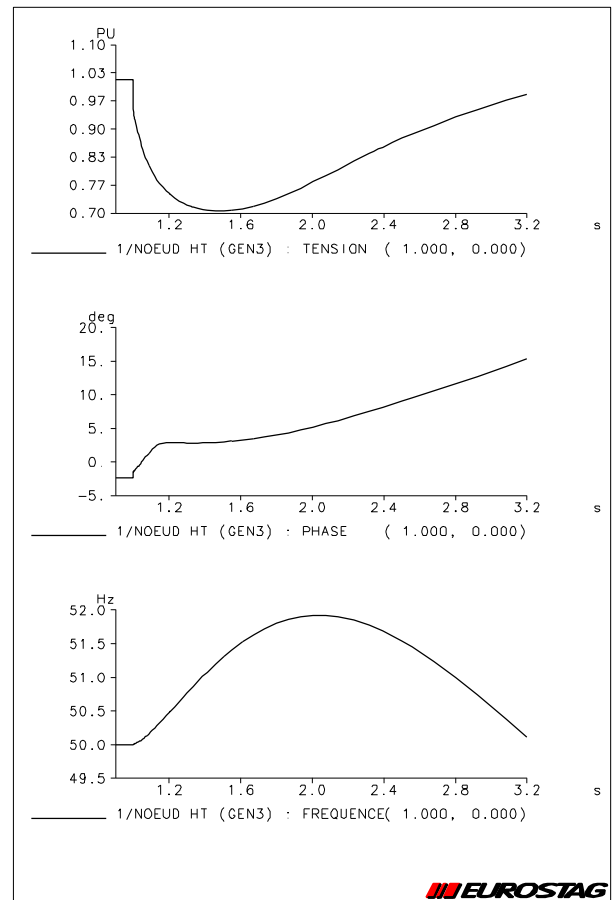


FIGURE 3 : Effet sur GEN 3 de l'ouverture D1b, sans régulation du cos phi sur GEN 3

REFERENCES

- [1] "STAG - A new Unified Software Program for the study of the Dynamic Behaviour of Electrical Power Systems". IEEE Transactions on Power Systems - February 1989, Vol. 4, nr 1 - pp 129-138 - New York - M. Stubbe, A. Bihain, J. Deuse and J.C. Baader.
- [2] "High Fidelity Simulation of Power System Dynamics" IEEE CAP- January 1995 - p37-41 - J.F. Vernotte, P. Pantiatoci, B. Meyer, J.P. Antoine, J. Deuse and M. Stubbe.
- [3] F.P.E, "Prescriptions techniques de branchement d'installations de production décentralisées fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution" décembre 1997
- [4] F. Wellens "La protection des unités de production décentralisées" LABORELEC, oct 1996
- [5] G.W. Mc Dowell, "Survey of rate of change of frequency and voltage phase shift relays for loss main protection" ERA Technology, Juillet 1995
- [6] M. Dussart "Problème rencontrés lors du raccordement des productions décentralisées sur les réseaux de la distribution" rapport 5.26 CIRED 1997
- [7] L. Simoens, W. Herman, F. Wellens "Protection related connection conditions for independent power producers in Belgium" rapport 34-202 CIGRE 1998