

La formulation MANA revisitée pour intégrer de nouveaux composants électriques

Tahir KHADIDJA

Univ. Grenoble Alpes, CNRS, Grenoble INP,
G2Elab, Grenoble, France

Sellé TOURE

Ecole Supérieur Polytechnique, Laboratoire
Eau – Energie – Environnement - Procédés
Industriels, Dakar, Sénégal

Raphaël CAIRE

Univ. Grenoble Alpes, CNRS, Grenoble INP,
G2Elab, Grenoble, France

RESUME - Le réseau de distribution basse tension devient de plus en plus actif, accueillant différents composants comme les générateurs distribués, les véhicules électriques, les batteries de stockage ainsi que d'autres composants. Il est donc nécessaire d'intégrer ces différents composants dans l'étude du réseau électrique en évaluant leur impact. Pour introduire un nouveau composant dans le réseau électrique ou simuler un réseau électrique multi-phase, la plupart des méthodes de calcul de power flow nécessitent une transformation des équations. Cependant, la formulation MANA (Modified Augmented Nodal Analysis) ne présente pas de limitation pour intégrer des nouveaux modèles de composants. Cet article propose la formulation MANA pour le calcul de power flow des réseaux équilibrés et déséquilibrés en intégrant des générateurs distribués et un système de stockage d'énergie par batterie (Battery Energy Storage System (BESS)).

Mots-clés — MANA, réseau de distribution, power flow, BESS, générateurs distribués, réseau équilibré et déséquilibré.

1. INTRODUCTION

La transition écologique entraîne des nouvelles perspectives dans l'étude des réseaux électriques allant de la planification jusqu'à l'opération et requiert l'adaptation des outils de simulation. Les générateurs distribués, les batteries de stockage d'énergie, les véhicules électriques, etc. ont un impact sur l'équilibre du réseau, surtout sur le réseau de distribution basse tension. Il est ainsi nécessaire d'avoir des méthodes de calcul de power flow pour simuler le réseau électrique avec tous ces composants. Des méthodes de calcul comme *Current Injection Methods* (CIM) ne converge pas pour des réseaux ayant plusieurs nœuds contrôlés en tension [1] et la méthode *Backward Forward Sweep* (BFS) largement utilisée [2], présente un nombre élevé d'itération et de risque de divergence. Cependant, il existe une méthode qui fournit une formulation générique multi-phase de power flow et qui peut facilement être élargie pour accueillir différents modèles de composants. Il s'agit de la formulation *Modified Augmented Nodal Analysis* (MANA) de Kocar et al [3], qui, combinée avec la méthode de Newton-Raphson donne une approche qui a beaucoup d'avantages pour l'étude du power flow sur des réseaux électriques à grande échelle en triphasé ou polyphasé. L'objectif principal de l'article est la présentation de l'efficacité de MANA avec des réseaux électriques en triphasé équilibrés et déséquilibrés tout en intégrant des composants comme le BESS et les générateurs distribués ainsi que les charges du type ZIP (Z pour impédance constante, I pour courant constant et P pour puissance constante). Par ailleurs, les composants en série de type source

de tension et/ou de courant (convertisseurs en série) peuvent facilement être intégrés.

La section 2 de cet article aborde la formulation MANA en monophasé et triphasé avec les différentes équations. Pour montrer l'intérêt de cette formulation, des exemples d'étude des réseaux électriques sont présentés à la section 3. Une conclusion générale par rapport à la formulation MANA est établie à la section 4.

2. LA FORMULATION MANA

2.1. Le système d'équation de la formulation MANA

La formulation MANA [3] permet d'augmenter les équations de nœuds classiques avec des équations de composants supplémentaires, donnée sous la forme de l'équation (1).

$$\begin{bmatrix} Y_n & A_c \\ A_r & A_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ I_x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_n \\ V_x \end{bmatrix} \quad (1)$$

Où Y_n (avec n , le nombre de bus du réseau) est la matrice d'admittance classique, les matrices A_r , A_c et A_d (l'indice r pour row, c pour column et d pour diagonal) sont utilisées pour prendre en compte les équations des modèles des composants qui ne sont pas inclus dans Y_n . Les variables inconnues sont V_n , tensions des bus et I_x , courants des composants (avec x l'indice du nouveau composant). Les variables connues sont V_x , tensions des composants et I_n , courants des bus.

Avec la formulation MANA, le transformateur peut être intégré dans l'équation (1) de deux manières :

- Soit par une intégration directe dans Y_n en partant de l'admittance primitive et ensuite former l'admittance nodale du transformateur comme détaillé dans l'article de Xiao et al [4] ;
- Soit en modélisant comme proposé par Kocar et al [3] en des sources de tension et courant dépendantes, illustré par la Figure 1.

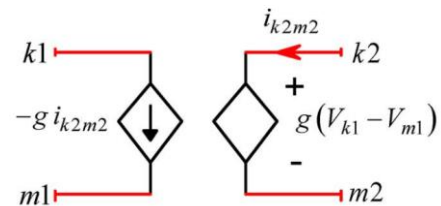


Figure 1 : Représentation d'un transformateur idéal

L'équation au secondaire du transformateur est donnée par :

$$V_{k2} - V_{m2} - gV_{k1} + gV_{m1} = 0 \quad (2)$$

Avec g le rapport de transformation. Les coefficients de l'équation (2) sont intégrés dans A_r et A_c (transposé de A_r) du système d'équation (1). La représentation en triphasée du transformateur est construite en se basant sur la représentation du transformateur idéale de la Figure 1 et en fonction du couplage du transformateur.

Pour illustrer la formulation MANA, considérons un réseau de deux nœuds avec une source de tension non idéale au nœud 2 (voir équation (3)); le système d'équation (1) adapté au réseau de deux nœuds est donné par l'équation (4).

$$V_2 - Z_s I_2 = E \quad (3)$$

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & 0 \\ Y_{12} & Y_{22} & 1 \\ 0 & 1 & -Z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ E \end{bmatrix} \quad (4)$$

Le BESS est modélisé comme une source de tension idéale (voir équation (3) avec Z_s nulle) avec une contrainte PQ de l'onduleur (grid following). Une étude en Time Series avec MANA intégrant le BESS est présentée dans cet article.

La formulation MANA est générique permettant ainsi de résoudre facilement des réseaux triphasés ou polyphasés et aussi différents types de composants avec des variables connues et inconnues sans passer par une transformation des équations pour intégrer les composants (comme les sources de tension, courant, le BESS, les switches, etc.). La formulation MANA avec la méthode de Newton-Raphson offre des avantages pour l'étude de power flow comme illustre la section 2.2.

2.2. Formulation MANA avec la méthode de Newton-Raphson

2.2.1. Formulation de la Jacobienne et contraintes de power flow

L'intérêt de l'utilisation de la méthode de Newton-Raphson avec MANA pour le calcul de power flow réside sur la formulation générique de la Jacobienne, donnée par l'équation (5) [3].

$$\begin{bmatrix} Y_n & A_c & A_{IL} & A_{IG} & 0 \\ A_r & A_d & 0 & 0 & 0 \\ J_{LV} & 0 & J_{LI} & 0 & 0 \\ Y_G & 0 & 0 & B_{GI} & B_{GE} \\ J_{GPQ} & 0 & 0 & J_{GPQI} & 0 \\ J_{GPV} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ J_{GSL} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^{(j)} \begin{bmatrix} \Delta V_n \\ \Delta I_x \\ \Delta I_L \\ \Delta I_G \\ \Delta E_G \end{bmatrix}^{(j)} = - \begin{bmatrix} f_n \\ f_x \\ f_L \\ f_{GI} \\ f_{GPQ} \\ f_{GPV} \\ f_{GSL} \end{bmatrix}^{(j)} \quad (5)$$

La Jacobienne générique de l'équation (5) est la version étendue sous forme réelle de l'équation (1)¹ intégrant les

équations des différents composants du réseau ainsi que les contraintes de power flow.

Les sous-matrices A_{IL} et A_{IG} sont des matrices d'adjacence servant à interfacier les courants des charges (I_L) et des générateurs (I_G) avec les nœuds correspondants du réseau.

L'étude de power flow avec MANA se fait plus en coordonnées rectangulaires que polaires. De ce fait, pour toutes les équations qui vont suivre, les exposants R et I indiquent la partie réelle et imaginaire respectivement des variables.

J_{LV} et J_{LI} sont les sous-matrices permettant d'intégrer les charges PQ dans la Jacobienne générique (équation (5)). Pour une charge monophasée connectée au nœud k du réseau, sa contrainte PQ en fonction de son courant (I_k) et de sa tension (V_k) est donnée par l'équation (6) :

$$\begin{aligned} P_{spéc} - V_k^R * I_k^R - V_k^I * I_k^I &= f_L^R = 0 \\ Q_{spéc} - V_k^I * I_k^R + V_k^R * I_k^I &= f_L^I = 0 \end{aligned} \quad (6)$$

Les coefficients des sousmatrices J_{LV} et J_{LI} sont obtenues par la dérivation partielle de l'équation (6) par rapport à la partie réelle et imaginaire du courant I_k et de la tension V_k de la charge comme suit :

$$J_{LV} = \begin{bmatrix} -I_k^R(j) & -I_k^I(j) \\ I_k^I(j) & -I_k^R(j) \end{bmatrix} \text{ et } J_{LI} = \begin{bmatrix} -V_k^R(j) & -V_k^I(j) \\ -V_k^I(j) & V_k^R(j) \end{bmatrix} \quad (7)$$

La contrainte PQ des charges triphasées est la même que la contrainte PQ des charges monophasées en considérant les trois phases de la charge triphasée.

Les équations (6) et (7) sont celles des charges indépendantes de la tension. Cependant, certaines charges sont bien dépendantes de la tension, ce qui nous conduit à étudier les charges ZIP qui sont une combinaison d'impédance constante (Z), courant constant (I) et puissance constante (P). L'équation de la puissance active et réactive des charges ZIP est celle de l'équation (8) [5]:

$$\begin{aligned} P_{ZIP} &= P_0 [c_{ZP} (|V|)^2 + c_{IP} (|V|) + c_P] \\ Q_{ZIP} &= Q_0 [c_{ZQ} (|V|)^2 + c_{IQ} (|V|) + c_Q] \end{aligned} \quad (8)$$

P_0 et Q_0 sont la puissance active et réactive nominale de la charge et V est la tension du bus de raccordement de la charge.

c_{ZP} , c_{IP} et c_P sont les coefficients de la charge ZIP liés à la puissance active et c_{ZQ} , c_{IQ} et c_Q sont ceux liés à la puissance

¹ L'équation (1) peut être sous forme réelle (en scindant en partie réelle et imaginaire les équations) ou sous forme complexe dans l'étude de power flow.

réactive ; tous ces coefficients quantifient la sensibilité de la charge par rapport à la variation de la tension.

La contrainte PQ de la charge ZIP connectée sur un noeud k du réseau est donnée par l'équation (9) :

$$\begin{aligned} P_0 [C_{ZP}(|V_k|)^2 + C_{IP}(|V_k|) + C_P] - V_k^R * I_k^R - V_k^I \\ * I_k^I = f_L^R = 0 \\ Q_0 [C_{ZQ}(|V_k|)^2 + C_{IQ}(|V_k|) + C_Q] - V_k^I * I_k^R + V_k^R \\ * I_k^I = f_L^I = 0 \end{aligned} \quad (9)$$

Les coefficients des sous-matrices J_{LV} et J_{LI} de la Jacobienne (voir équation (5)) sont obtenues par la dérivation partielle de l'équation (9) par rapport à la partie réelle et imaginaire du courant I_k et de la tension V_k de la charge ZIP, ce qui donne :

$$J_{LV} = \begin{bmatrix} J_{LV_P}^{R(j)} & J_{LV_P}^{I(j)} \\ J_{LV_Q}^{R(j)} & J_{LV_Q}^{I(j)} \end{bmatrix}, J_{LI} = \begin{bmatrix} -V_k^R & -V_k^I \\ -V_k^I & V_k^R \end{bmatrix} \quad (10)$$

Les coefficients de la sous-matrice J_{LV} de l'équation (10) sont ceux de l'équation (11) :

$$\begin{aligned} J_{LV_P}^R &= 2P_0 C_{ZP} V_k^R + P_0 C_{IP} V_k^R ((V_k^R)^2 + (V_k^I)^2)^{-\frac{1}{2}} \\ &\quad - I_k^R \\ J_{LV_P}^I &= 2P_0 C_{ZP} V_k^I + P_0 C_{IP} V_k^I ((V_k^R)^2 + (V_k^I)^2)^{-\frac{1}{2}} \\ &\quad - I_k^I \\ J_{LV_Q}^R &= 2Q_0 C_{ZQ} V_k^R + Q_0 C_{IQ} V_k^R ((V_k^R)^2 + (V_k^I)^2)^{-\frac{1}{2}} \\ &\quad + I_k^I \\ J_{LV_Q}^I &= 2Q_0 C_{ZQ} V_k^I + Q_0 C_{IQ} V_k^I ((V_k^R)^2 + (V_k^I)^2)^{-\frac{1}{2}} \\ &\quad - I_k^R \end{aligned} \quad (11)$$

Les différentes équations liées à la contrainte PQ des charges indépendantes et dépendantes de la tension sont donc facilement intégrable dans la Jacobienne de l'équation (5) d'où l'avantage de la formulation MANA.

Les sous-matrices Y_G , B_{GI} et B_{GE} sont liées au modèle du générateur. Considérons un générateur connecté au noeud n du réseau, les coefficients Y_G , B_{GI} et B_{GE} sont ceux de l'équation (12) avec Y_G et E_G l'admittance et la tension interne du générateur respectivement et I_G est le courant du générateur. Pour un générateur monophasé, l'équation de contrainte de courant du générateur est celle de l'équation (12) et pour un générateur en triphasé, l'équation (12) est écrite pour les trois phases.

$$Y_G V_n - Y_G E_G - I_G = f_{GI} = 0 \quad (12)$$

En plus de l'équation du modèle de générateur, chaque générateur doit avoir en plus ses équations de contraintes de power flow pour les variables contrôlées (si c'est du PQ pour grid following, PV ou $V\theta$ pour grid forming).

Pour un générateur PQ, la contrainte est la même que celle des charges PQ indépendantes de la tension ; les coefficients J_{GPQ}

et J_{GPQI} (voir équation (5)) sont ceux du générateur PQ et sachant que la contrainte PQ des générateurs et des charges sont les mêmes, alors J_{GPQ} et J_{GPQI} sont égaux à J_{LV} et J_{LI} .

Pour un générateur PV connecté au noeud p du réseau, la ligne de la sous-matrice de la puissance réactive Q de la contrainte PQ des charges indépendantes (voir équation (6)) est remplacée par la contrainte sur le module de la tension :

$$|V_k| - \sqrt{(V_k^R)^2 + (V_k^I)^2} = f_{GPV} = 0 \quad (13)$$

La contrainte PV doit être écrite pour les trois phases lors d'une étude d'un réseau triphasé.

La sous-matrice J_{GPV} est donnée par :

$$\begin{bmatrix} -I_k^{R(j)} & -I_k^{I(j)} \\ V_k^R ((V_k^R)^2 + (V_k^I)^2)^{-\frac{1}{2}} & V_k^I ((V_k^R)^2 + (V_k^I)^2)^{-\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \quad (14)$$

Pour un générateur Slack ($V\theta$) connecté au nœud m du réseau, il y'a deux équations de contraintes, celle sur le module de la tension et une autre sur l'angle de la tension. Etant donné la Jacobienne de l'équation (5) est exprimée en coordonnées rectangulaires, on a la partie réelle et imaginaire comme suit pour la contrainte ($V\theta$) :

$$\begin{aligned} V_m^R - (V_m^R)^{Spéc} \\ V_m^I - (V_m^I)^{Spéc} \end{aligned} \quad (15)$$

Les coefficients de la sous-matrice J_{GSL} de la Jacobienne (5) sont :

$$J_{GSL} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (16)$$

2.2.2. Initialisation et étude de power flow avec la formulation MANA

La majorité des méthodes de power flow utilisent une initialisation de 1pu pour le module de la tension et 0° pour l'angle de la tension. Cependant, avec la formulation MANA, une étape d'initialisation est introduite permettant ainsi de déterminer les valeurs de départ et éviter des valeurs de départ qui pourraient être loin de la solution finale engendrant un nombre élevé d'itération. L'initialisation est réalisée en ramenant la Jacobienne (5) à sa version linéarisée qui est l'équation (1) en remplaçant [3] :

- Toutes les charges par des impédances équivalentes calculées à leurs tensions nominales
- Tous les générateurs par des sources idéales derrière leurs impédances

Tous les générateurs, qu'ils soient synchrones (avec la réactance interne) ou générateurs d'énergies renouvelables, la modélisation reste celle décrite à la section 2.2.1.

Les programmes d'étude de la formulation MANA monophasée et triphasée sont réalisés sur Matlab.

3. ÉTUDE DES RESEAUX ELECTRIQUES AVEC MANA

L'étude des réseaux électriques en monophasée et triphasée déséquilibrée avec la formulation MANA est abordée dans cette section. Les résultats de la formulation MANA en monophasée

sont comparés avec le power flow classique (avec Newton-Raphson) et ceux en triphasé déséquilibré avec la méthode Backward Forward Sweep (BFS).

3.1. Étude des réseaux électriques avec MANA en monophasé

Le Tableau 1 énumère les différents éléments composants les deux réseaux électriques d'étude en monophasé. Les deux générateurs du réseau de Baran et Wu [6] sont en PQ (puissance active et réactive constante). En revanche, sur les 12 générateurs du réseau PREDIS [7], 5 sont en PV (puissance active et module de la tension constante) et 7 sont en PQ (puissance active et réactive constante).

Baran et Wu [6]			PREDIS [7]	
Nombre de nœuds	33		13	
Nombre de transformateurs	-		3	
Charges	Nombre	Puissance totale (MW)	Nombre	Puissance totale (MW)
	32	3.715	9	21
Générateurs	Nombre	Puissance totale (MW)	Nombre	Puissance totale (MW)
	2	0.4	12	12

Tableau 1 : Les éléments composants les réseaux électriques d'études

Le réseau électrique équilibré de 33 nœuds de Baran et Wu [6] a été utilisé pour l'étude de power flow en monophasé avec la formulation MANA décrite à la section 2. Les résultats de la formulation MANA développée ont été comparés à ceux de la méthode classique de power flow (Newton-Raphson), provenant du logiciel Ikadips™. Comme on peut voir sur la Figure 2. Le Tableau 2 illustre une comparaison entre MANA et Ikadips par rapport au nombre d'itération et l'écart moyen entre le module de la tension de MANA et d'Ikadips. Le temps de calcul n'est pas comparable car Ikadips est un outil SaaS.

	MANA	Ikadips
Nombre d'itération	3	4
Ecart moyen entre le module de la tension de MANA et d'Ikadips (pu)	$4,9 \times 10^{-12}$	

Tableau 2 : Comparaison entre MANA et Ikadips sur le réseau de Baran et Wu

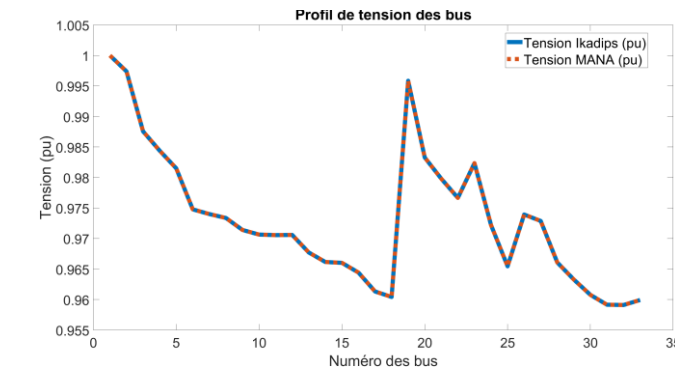


Figure 2 : Profil de tension des bus du réseau Baran et Wu

Le réseau de distribution PREDIS du laboratoire G2Elab qui représente à l'échelle de 1/1000^{ème} le comportement d'un réseau

réel de distribution [7] a été également testé avec la formulation MANA.

Le Tableau 3 énumère quelques points de comparaison entre la formulation MANA et le Power Flow Classique (PFC) du réseau PREDIS.

	MANA	PFC
Nombre d'itération	5	5
Temps de calcul (s)	0,3925	0,5424
Ecart moyen entre le module de la tension de MANA et de PFC (pu)	6.8×10^{-17}	

Tableau 3 : Comparaison entre MANA et PFC sur le réseau PREDIS

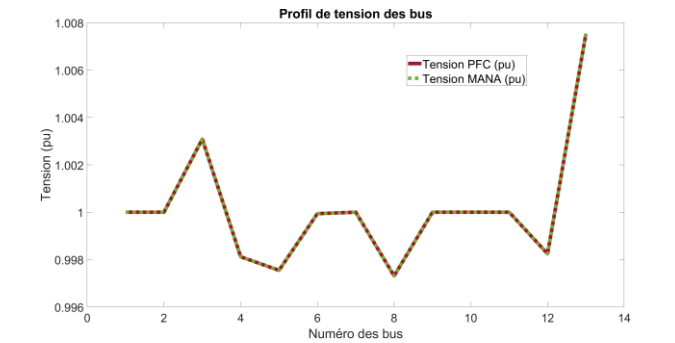


Figure 3 : Profil de tension des bus du réseau PREDIS

3.2. Time Series avec la formulation MANA

Le Time Series avec la formulation MANA permet d'analyser le réseau sur plusieurs points de fonctionnement notamment le profil tension de chaque bus et le taux de charge des lignes, etc. Le réseau d'étude de Time Series avec MANA est celui de l'article de Baran et Wu [6] auquel il a été ajouté deux générateurs d'énergie renouvelable de 0.2MW chacun et une batterie de 1MW respectivement aux bus 9, 33 et 3. Les profils sur une journée de la Figure 4 sont utilisés pour le Time Series avec la batterie qui se décharge de 00h à 07h et de 18h à 23h et qui se charge de 08h à 17h. Les coefficients normalisés décrivent un profil de consommation des charges résidentiels typiques ainsi qu'un profil de production typique de PV et aussi une production et consommation du BESS à partir d'un réseau électrique.

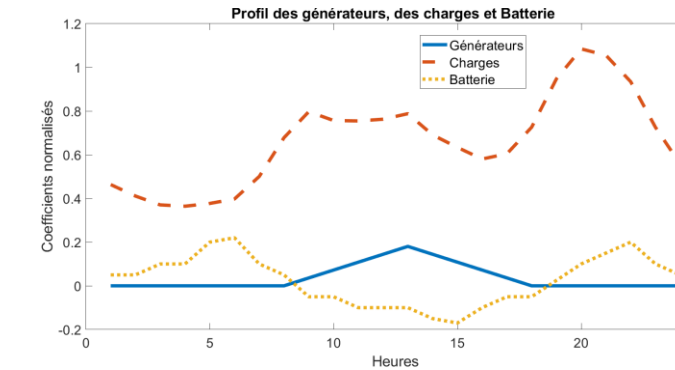


Figure 4 : Profil des générateurs, charges et Batterie

La Figure 5 illustre le profil de la puissance de la batterie (positive en décharge et négative en charge) et la variation du SOC (State Of Charge) en concordance avec la charge et la décharge du BESS. Le SOC varie entre 100% et 20%.

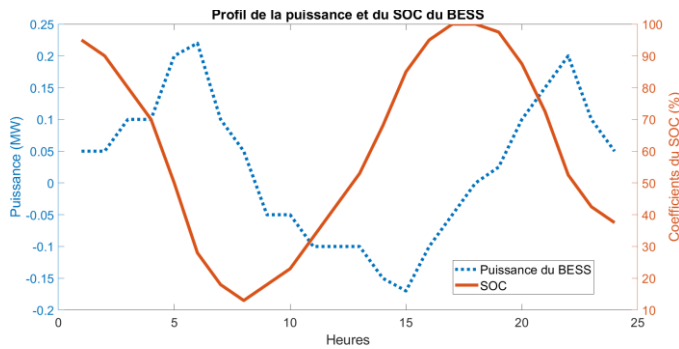


Figure 5 : Profil de la puissance et du SOC du BESS

3.3. Étude d'un réseau électrique triphasé avec MANA

On considère le réseau électrique français basse tension de 12 nœuds de la Figure 6² pour l'étude du réseau électrique avec des charges triphasées et monophasées.

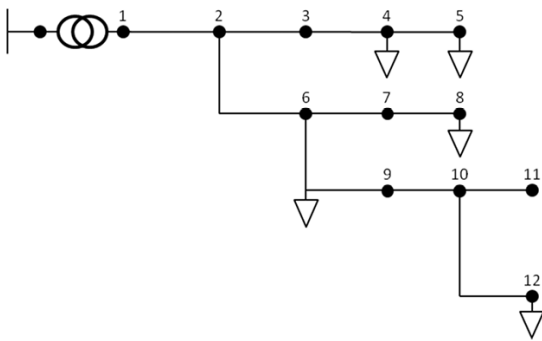


Figure 6 : Diagramme unifilaire du réseau basse tension de 12 nœuds

Le réseau électrique de la Figure 6 est composé :

- D'un réseau amont et d'un transformateur couplé en Dyn11.
- Des charges triphasées équilibrées (sur le nœud 4, 5, 6, 8 et 12)) et des charges monophasées (sur la phase A du nœud 5, phase B du nœud 5 et phase C du nœud 12).

Dans le cadre de cet article, les nœuds considérés sont ceux du secondaire du transformateur.

L'étude du réseau électrique basse tension est faite en triphasé 3 fils avec le neutre inclut dans les admittances propres et mutuelles par la réduction de Kron (voir le livre de W. H. Kersting [9]).

La formulation MANA est comparée avec la méthode *Backward Forward Sweep* (BFS) pour l'étude du réseau basse tension en triphasé déséquilibré (avec les charges triphasées équilibrées et les charges monophasées). La méthode BFS est basée sur l'utilisation de deux matrices dérivées à partir du réseau, la matrice BIBC (Bus Injection Branch Current) et la matrice BCBV (Branch Current Bus Voltage). Les principaux points de comparaison sont notamment l'écart entre le module des tensions de nœuds, le temps de calcul et le nombre total d'itération.

Comme illustre le Tableau 4, l'écart moyen sur le module de la tension entre les résultats de MANA et ceux de BFS est négligeable.

	MANA	BFS
Nombre d'itération	2	6
Temps de calcul (s)	0.0747	0.0807
Ecart moyen entre le module de la tension de MANA et du BFS (pu)	$2.2 * 10^{-13}$	

Tableau 4 : Comparaison entre MANA et BFS du réseau équilibré

La Figure 7 illustre le module des trois tensions de phases et on remarque bien le déséquilibre entraîné par le chargement d'une phase plus qu'une autre (les charges ne sont pas réparties de manière égale sur les trois phases).

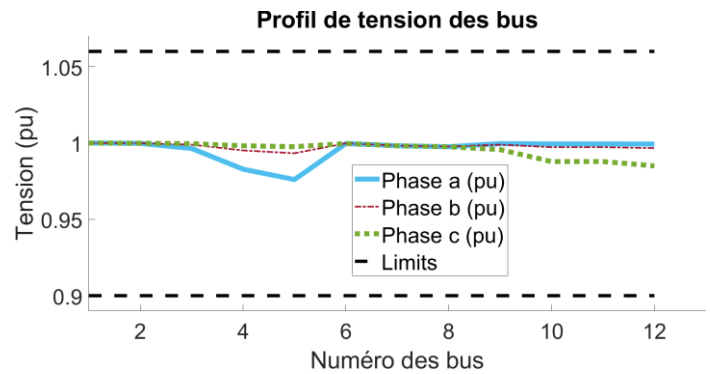


Figure 7 : Profil de tension des trois phases du réseau basse tension déséquilibré

Les charges ZIP sont aussi étudiées avec MANA. Toutes les charges du réseau triphasé déséquilibré ont le comportement suivant : 10% de courant constant, 40% impédance constante et 50% puissance constante. Le Tableau 5 illustre l'écart sur le module de la tension entre les résultats de MANA lorsque les charges sont considérées indépendantes de la tension (puissance constante) et lorsqu'elles ont un comportement ZIP. On remarque une sensibilité sur l'angle que le module de la tension.

Le courant total fourni par le générateur change également avec une différence de valeur par phase moyenne de 10^{-3} par rapport au cas où les charges sont indépendantes de la tension.

	Charges indépendantes de la tension	Charges dépendantes de la tension (ZIP)
Ecart moyen entre les modules de la tension (pu)	$3.5 * 10^{-5}$	
Ecart moyen entre les angles de la tension (degré)	$5.4 * 10^{-4}$	

Tableau 5 : Écart entre les résultats des charges indépendantes de la tension et les charges ZIP

² Le réseau provient de la thèse de E. Vanet [8]

4. CONCLUSIONS

Cet article adresse la formulation MANA avec l'introduction des nouveaux composants comme le BESS, les sources idéales de tensions et courants ainsi que les générateurs. Étant donné que certaines charges sont sensibles à la variation de la tension, les charges ZIP ont été considérées dans la formulation MANA. L'avantage majeur de cette formulation repose sur la formulation générique de la Jacobienne comme énumère l'équation (5). Cette Jacobienne est plutôt simple car les coefficients du système d'équation de base (voir équation (1)) ne change pas et pour l'étude de power flow, il suffit d'ajouter les équations de contraintes de power flow.

Les perspectives de l'article portent sur l'extension de la formulation MANA avec d'une part, l'intégration des charges de types ZIP, et d'autre part, l'étude des réseaux équilibrés et déséquilibrés ainsi qu'une analyse et comparaison complète sur le temps de calcul, le nombre d'itération. Et comme on a pu voir à travers les différents résultats, la formulation est plutôt avantageuse en termes de temps de calcul et nombre d'itération bien qu'elle regroupe plusieurs étapes (surtout l'initialisation et la modélisation des générateurs) comparé à la méthode BFS et le power flow classique (avec Newton-Raphson).

5. BIBLIOGRAPHIE

- [1] P. A. N. Garcia, J. L. R. Pereira, S. Carneiro, V. M. da Costa, et N. Martins, « Three-phase power flow calculations using the current injection method », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, n° 2, p. 508-514, mai 2000, doi: 10.1109/59.867133.
- [2] C. S. Cheng et D. Shirmohammadi, « A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, n° 2, p. 671-679, mai 1995, doi: 10.1109/59.387902.
- [3] I. Kocar, J. Mahseredjian, U. Karaagac, G. Soykan, et O. Saad, « Multiphase Load-Flow Solution for Large-Scale Distribution Systems Using MANA », *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, n° 2, p. 908-915, avr. 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2279218.
- [4] P. Xiao, D. C. Yu, et W. Yan, « A unified three-phase transformer model for distribution load flow calculations », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, n° 1, p. 153-159, févr. 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2005.857847.
- [5] M. S. Hossan, H. M. Mesbah Maruf, et B. Chowdhury, « Comparison of the ZIP load model and the exponential load model for CVR factor evaluation », in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, IL: IEEE, juill. 2017, p. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2017.8274490.
- [6] M. E. Baran et F. F. Wu, « Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing », *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, n° 2, p. 1401-1407, avr. 1989, doi: 10.1109/61.25627.
- [7] M. T. Loubinoux, « PREDIS », G2Elab. [En ligne]. Disponible sur: <https://g2elab.grenoble-inp.fr/fr/plateformes/plateforme-predis>
- [8] E. Vanet, « Distributed intelligence and heterarchical approach of distributed balancing markets in smart grids », 2016.
- [9] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. Boca Raton: CRC Press, 2001. doi: 10.1201/9781420041736.