

Modèle dynamique de parcs éoliens dans les études de stabilité du système électrique

Carmen CARDOZO, Adrien GUIRONNET, Quentin COSSART et Thibault PREVOST
RTE R&D, La Défense, France

RESUME – Cet article porte sur la modélisation des parcs non synchrones dans l'étude de la stabilité du système électrique. Il analyse les performances, les fonctionnalités et le domaine de validité des modèles de parcs et turbines éoliens proposés par la norme IEC 61400-27-1 : 2020. Deux contributions sont à souligner : 1) la publication open source de l'implémentation en langage Modelica dans le cadre de l'initiative Dynawo et 2) une analyse des performances dynamiques du modèle dans différentes conditions d'utilisation : taille de l'installation, modélisation du réseau environnant, paramétrage des régulateurs, et face à différents événements : suivi de consigne pour différents modes de contrôle (asservissement de la puissance réactive ou de la tension), ainsi que des perturbations type ouverture de ligne et défaut.

Mots-clés – réseaux électriques, éoliennes, modélisation, stabilité

1. INTRODUCTION

Des modèles génériques sont proposés pour représenter les sources interfacées au réseau par de l'électronique de puissance dans les études dynamiques de systèmes électriques à grande échelle. Par exemple, la norme IEC 61400-27-1 :2020 [1] s'applique aux parcs et turbines éoliens et des alternatives sont proposées par le *Western Electric Coordinating Council* (WECC) [2]. Ce dernier prévoit aussi des modèles pour les fermes photovoltaïques (PV) et le stockage de type batterie.

Ces différents modèles génériques sont disponibles dans une gamme d'outils de simulation temporelle. Typiquement, le modèle WECC a été implémenté et validé dans DIgSILENT PowerFactory [3], Siemens PTI PSS®E, GE PSLF™, PowerWorld Simulator, PowerTech Labs et plus récemment en langage Modelica [4]. Le modèle IEC est lui disponible dans DIgSILENT Power Factory et PSS®E, ainsi que dans Eurostag, Neplan et Nettomac, logiciels utilisés par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) européens.

Dans des travaux précédents, nous avons tout d'abord proposé une implémentation open-source en Modelica du modèle IEC 61400-27-1 :2020 pour les turbines et parcs éoliens de type 4 (connectés au réseau intégralement via un convertisseur de puissance) [5]. La réponse temporelle du modèle de la turbine sur différents événements (suivi de consigne, rejet de perturbation et défaut) a été étudiée sur un premier système de test qui inclut le raccordement et une représentation très simplifiée du système électrique (un équivalent de Thévenin composé d'un bus infini et d'une impédance de court-circuit) [6].

Dans cet article, nous proposons de compléter ces analyses avec une discussion sur le comportement du modèle pour différentes valeurs d'impédance du réseau afin de se rapprocher d'un fonctionnement en réseau dit faible.

Ensuite, la réponse dynamique de l'installation pour différents paramétrages du contrôleur du parc est instruite.

Enfin, l'impact sur le système de la dynamique de libération des services système, tel que la régulation de tension et de fréquence, est comparée par rapport à la réponse typique d'un générateur conventionnel sur un cas test plus réaliste. Il s'agit d'une adaptation du système IEEE 57 noeuds qui inclut plusieurs machines synchrones, interconnectées par un réseau maillé avec différents niveaux de tension.

La section 2 rappelle la structure globale du modèle IEC. La section 3 présente les résultats de simulation et la section 4 conclut cet article avec les messages clef à retenir et une discussion sur les pistes concernant les travaux futurs.

2. MODÉLISATION DU PARC ÉOLIEN

La Fig. 1 montre que le modèle de parc éolien (WPP), tel que proposé par la norme IEC 61400-27-1, est composé des modèles des turbines, d'un système de contrôle-commande, des équipements auxiliaires et d'un réseau collecteur. Il peut donc représenter de grandes centrales utilisant plusieurs modèles d'éoliennes agrégés qui reçoivent les mêmes signaux de référence.

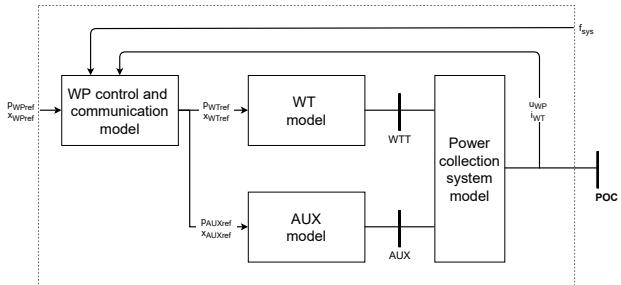


FIG. 1. Structure générale du modèle de parc éolien selon IEC 61400-27-1

La Fig. 2 montre que le modèle de la turbine est constitué des parties électrique, contrôle, protection et mesures. Il peut être inclus dans le modèle d'un parc ou considéré comme directement connecté au point de raccordement (PdR).

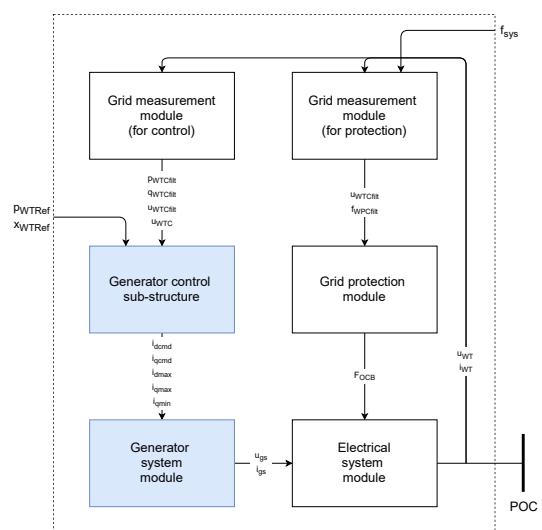


FIG. 2. Structure générale du modèle de la turbine éolienne IEC de type 4

La Fig. 3 montre le détail du modèle de contrôle au niveau de la turbine. Il inclut une boucle de contrôle de puissance active et réactive ainsi que des modules de limitation, notamment pour la consigne de réactif et la commande des courants actif (I_{pcmd}) et réactif (I_{qcmd}).

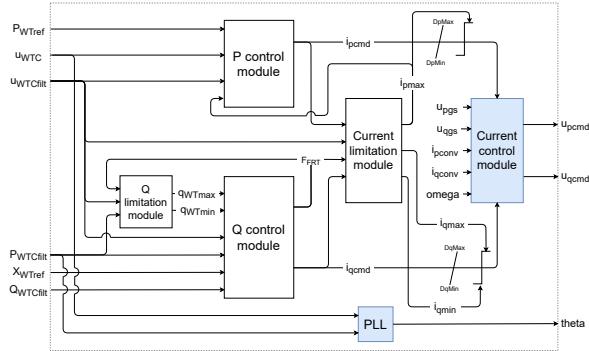


FIG. 3. Modèle du contrôle modifié

Les parties en bleu concernent des modifications proposées préalablement [5] pour construire une version sous forme de source de tension contrôlée en courant (CCVS, *current-controlled voltage source*). Cette adaptation du modèle permettrait d'inclure une représentation plus fine de la boucle de courant, de la boucle à verrouillage de phase et de la dynamique du filtre de sortie. La pertinence de ce choix est encore en cours d'instruction et pour cet article, nous nous limitons à la version source de courant préconisée par la norme IEC.

3. RÉSULTATS DE SIMULATION

Les simulations sont réalisées avec Dynawo, une suite d'outils de simulation hybride Modelica/C++ [7]. Les paramètres du modèle IEC du parc utilisé dans cet article sont repris de [5].

3.1. Cas Test Neplan

3.1.1. Description du système de test

Le système de test est représenté sur la Fig. 4 et se compose d'un parc éolien de 100 MW, de son transformateur élévateur, d'une ligne équivalente, du transformateur de connexion au réseau et de deux lignes en parallèle connectées à un réseau externe d'une puissance de court-circuit (PCC) de 2189,08 MVA [6]. Il est à noter que ce cas test ne considère pas les transformateurs élévateurs au niveau des turbines (à l'intérieur du parc), mais un transformateur équivalent 600 V/34.5 kV fait partie de la représentation du système de test. Dans ce cas, le terminal du parc est forcément défini au secondaire de ce transformateur. Les mesures côté réseau de ce terminal sont considérées comme non disponibles pour l'installation de production.



FIG. 4. Schéma unifilaire du système de test (de la Fig. 16 de [6])

Cependant, en pratique, le point de contrôle (PdC) du parc (où les grandeurs de commande sont asservies) est souvent défini au PdR avec le réseau (typiquement le noeud 4 dans la Fig. 4). Pour représenter cette situation, le cas test devrait être modifié afin de déplacer le modèle des transformateurs (élévateur et de connexion au réseau) ainsi que la ligne 1, à l'intérieur du modèle du parc (dans le module *power collection system model* représenté sur la Fig. 1). Les mesures au noeud 1 restent accessibles car il s'agit du terminal de la turbine.

Point de contrôle : dans cet article, le PdC est supposé au secondaire du transformateur (côté 600 V), afin de garder le cas test et modèle IEC 61400-27-1 inchangés.

Conditions initiales : le parc est initialement à tension nominale (600 V), à puissance active maximale (100 MW) et absorbe 21 Mvar de puissance réactive à son terminal.

Résultats de simulation : on s'intéresse principalement à la tension, la puissance active et réactive injectée aux bornes du parc. Lors des défauts, le courant injecté sera analysé. Ces grandeurs sont représentées en convention générateur et en per unit (base 600 V, 100 MVA).

3.1.2. Comportement en petits mouvements

Le comportement du modèle en réponse à des variations de consigne est tout d'abord analysé en considérant trois test :

1. un échelon sur la consigne de puissance active (-50 MW),
2. un échelon sur la consigne de puissance réactive (+21 Mvar) et
3. un échelon sur la consigne de tension (30 V, i.e. 5% de la tension nominale).

Enfin, le comportement du modèle sur une perturbation réseau, plus précisément, l'ouverture d'une ligne est aussi étudiée.

Modification de consigne de puissance active : la Fig. 5 montre la réponse de l'installation pour différents paramétrages du contrôleur de puissance active du parc. En bleu, les paramètres proposés dans [5] sont retenus. En rouge, les gains du correcteur proportionnel-intégral (PI) sont divisés par deux afin de ralentir la réponse. La variation de puissance active est rejetée comme une perturbation par le régulateur de puissance réactive.

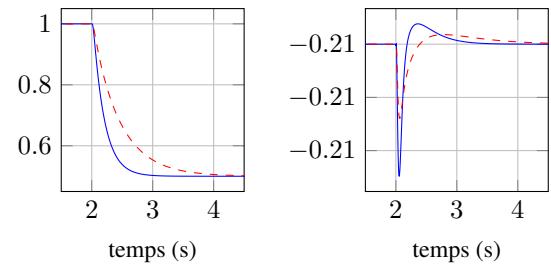


FIG. 5. Échelon de consigne de puissance active

Il est à noter qu'en pratique, les convertisseurs associés aux turbines éoliennes n'asservissent pas une puissance active mais plutôt une tension DC afin d'évacuer toute la puissance produite.

Modification de consigne de puissance réactive : la Fig. 6 montre que, de façon analogue, différentes dynamiques sur l'asservissement de la puissance réactive peuvent être obtenues selon le choix de paramètres du régulateur associé au niveau du parc. Comme attendu, l'arrêt de l'absorption de réactif se traduit par une augmentation de la tension.

Modification de consigne de tension : en France les unités de production raccordées au réseau de transport doivent contrôler la tension au PdR, et non pas le réactif.

Le temps de réponse du réglage de la tension doit être inférieur à 10 s, indépendamment de leur technologie (il s'agit des exigences concernant la dynamique du réglage primaire de tension). Des dynamiques plus ou moins rapides peuvent être requises dans des autres pays (1s - 60s) selon les contraintes locales ou pour des raisons historiques.

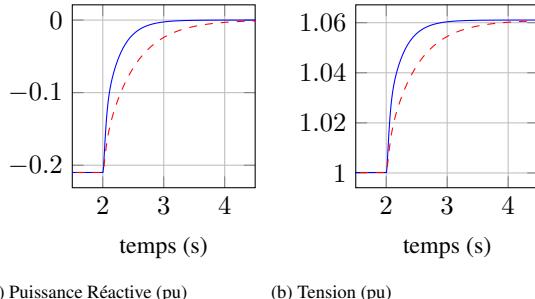


FIG. 6. Échelon de consigne de puissance réactive

La Fig. 7 montre que le modèle IEC permet aussi de simuler ce mode de contrôle. Il est à noter qu'en pratique, le temps de réponse global se compose, du temps d'acquisition de la mesure, du temps de transmission entre le contrôleur de parc et les turbines ainsi que de la constante de temps de la régulation. Un module de communication entre le contrôleur du parc et la turbine permet une représentation des retards de mesure et transmission par des structures *lead-lag*.

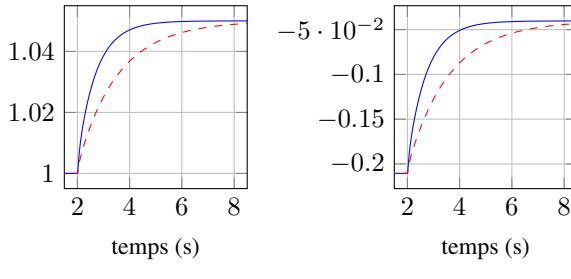


FIG. 7. Échelon de consigne de tension

Ouverture de la ligne 2A : lors d'une ouverture de ligne, plusieurs grandeurs (la tension en amplitude et phase, le courant...) subissent des variations instantanées dans une simulation phasor (dans laquelle les dynamiques électromagnétiques des lignes sont négligées). La Fig. 8 montre que le rétablissement des consignes (de réactif et non de tension dans ce test) au niveau de la turbine a lieu avec des dynamiques très rapides.

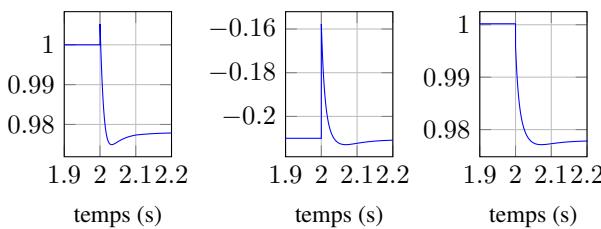


FIG. 8. Ouverture de la ligne 2A

Dans ce cas test, l'action plus lente du contrôleur du parc ne se voit pas car le terminal de la turbine et du parc sont confondus, i.e. il n'y a pas de pertes du réseau interne à compenser.

3.1.3. Comportement en défaut

La réponse de l'installation face à un défaut de 100 ms à ses bornes est illustrée en Fig. 9 en considérant 2 valeurs différentes sur l'impédance de court-circuit :

- en bleu, (C1), le réseau initial (PCC 2189,08 MVA),
- en rouge, un réseau plus faible, (C2)

Dans les deux cas, la priorité donnée au courant réactif pendant le défaut est constatée conformément aux paramètres choisis. Les pics observés à l'élimination de défaut sur la tension et la puissance réactive sont amplifiés dans le deuxième cas. Ils sont la conséquence des limites de validité du modèle. Une rampe caractérise typiquement le retour de la puissance active.

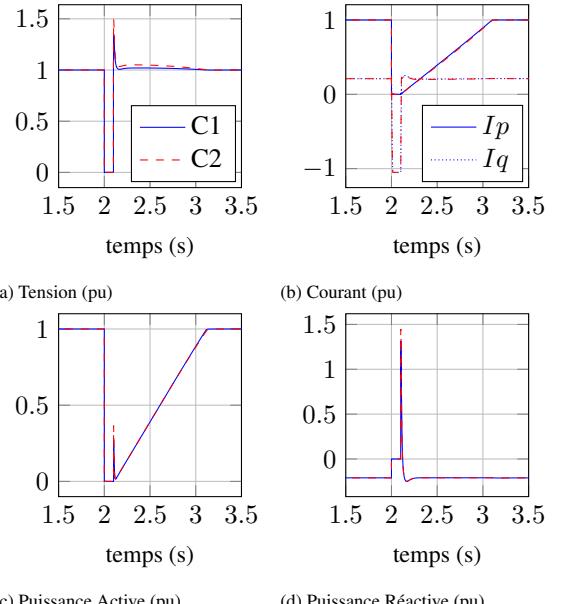


FIG. 9. Défaut aux bornes de l'installation

3.2. IEEE57

3.2.1. Description du système de test

Le système IEEE 57 noeuds, visible sur la Fig. 10 est un cas test standard dans la communauté des systèmes électriques. Il représente une approximation simple du système électrique américain (dans le Midwest) tel qu'il était au début des années 1960 [8]. Le cas test comprend 57 bus, 7 générateurs, 3 shunts, 16 transformateurs, 63 lignes et 42 charges, avec trois niveaux de tension : 69 kV, 18 kV et 13,8 kV. La partie extérieure du système, avec les générateurs, correspond au réseau 69 kV. La partie interne supérieure est la partie 18 kV et la partie interne inférieure est la partie 13,8 kV.

Pour faire une étude dynamique, des données supplémentaires, concernant les régulations de machines par exemple, sont nécessaires. Dans ce travail, un régulateur de tension et fréquence puissance proportionnel est utilisé sur 6 des 7 générateurs. Pour l'unité MS1, nous considérons un régulateur de type PI afin d'asservir la tension au PdR sans erreur statique.

En suite, nous considérons 2 scénarios :

1. S1 : cas de base décrit précédemment,
2. S2 : MS1 est remplacée par un WPP de puissance nominale (1710 MVA) et un point de fonctionnement (479 MW et 129 Mvar) équivalent au cas S1. Les paramètres dynamiques correspondent à ceux reportés en [5].

Pour une comparaison équitable, le transformateur de la MS1 est supprimé, i.e. on considère que la tension nominale du générateur est de 69 kV.

3.3. Comportement en petits mouvements

Dans cette section, des résultats de simulation pour une variation de charge au noeud 2 sont présentés. Tout d'abord on considère une augmentation de 100 MW, puis une variation de +50 Mvar.

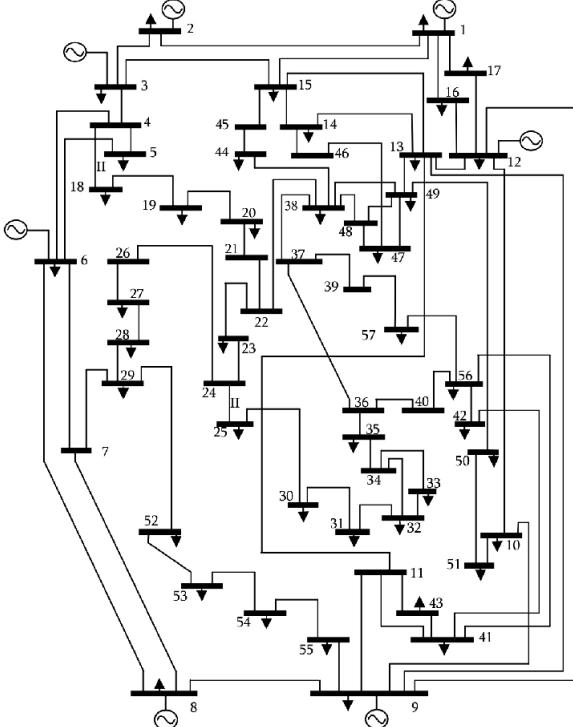


FIG. 10. Représentation du système IEEE57

Variation de puissance active sur la charge 2 : la Fig. 11 montre la réponse du régulateur primaire de fréquence dans les deux scénarios. Un statisme de 5% est considéré dans les 2 cas. Dans ce cas test, la dynamique de la fréquence est dominée par les machines synchrones. Pour la WPP, la "mesure" de la fréquence (filtrée avec une constante de temps de 100ms) est représentée, ce qui explique l'absence du pic initial.

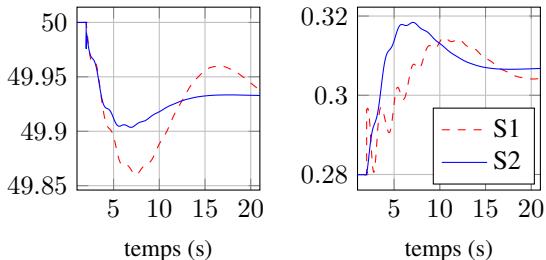


FIG. 11. Variation de puissance active de la charge en noeud 2

De plus, une montée de la puissance active plus rapide dans le scénario S2 est observée (c'est à dire de la WPP par rapport au générateur synchrone), liée aux paramètres choisis sur la boucle correspondant dans le modèle du parc (asservissement en moins d'une seconde, cf. Fig. 5). Ce comportement à pour effet de remonter le creux de fréquence ce qui est très favorable du point de vue du système.

Variation de puissance réactive sur la charge 2 : la Fig. 12 montre la chute de tension au noeud 1 produite par l'augmentation de la charge réactive au noeud 2. Dans les deux scénarios, le réglage primaire (en U mode) permet de rétablir la tension au PdR en quelques secondes. Cette fois-ci, c'est la MS qui permet de linter davantage le creux de tension grâce à une injection instantanée de puissance réactive (comportement type source de tension).

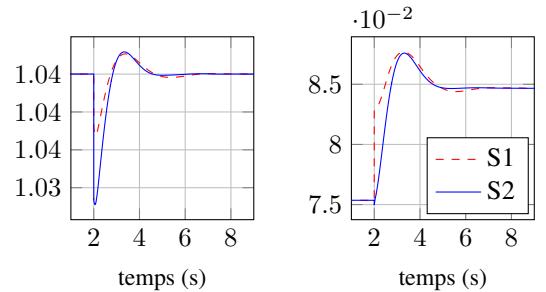


FIG. 12. Variation de puissance réactive de la charge en noeud 2

3.4. Comportement sur défaut

La Fig. 13 montre à nouveau la priorité donnée au courant réactif en défaut et le retour en rampe de la puissance active après l'élimination du défaut. Bien que l'amortissement du cas S1 (réponse du générateur synchrone) puisse être amélioré (nous n'avons pas considéré de boucles stabilisatrices, PSS, *Power System Stabiliser*), le modèle IEC de la WPP permet d'atteindre naturellement une réponse bien amortie. Les pics sur la puissance réactive et la tension doivent être ignorés.

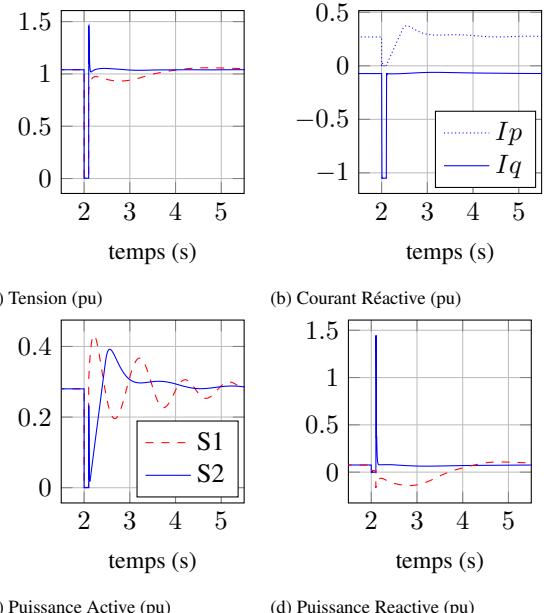


FIG. 13. Défaut

4. CONCLUSIONS

Les modèles IEC de parcs et turbines éoliens ont été implémentés en Modelica, mis en libre accès¹. De plus, les travaux sur les cas tests permettront de tester de nouvelles stratégies de contrôle des convertisseurs dans un cadre plus réaliste que celui considéré jusqu'à présent dans la plupart des publications qui négligent les différents modes de fonctionnement (limitations, priorité donnée au courant actif/réactif en défaut...). Enfin, les limites de ce modèle dans le cadre d'études de stabilité des grands réseaux électriques ont été discutées suite à une analyse approfondie de performances dynamiques.

Les travaux futurs incluent la validation du modèle par rapport à un outil EMT (transitoire électromagnétique) pour des projets réels, ainsi que des travaux complémentaires sur l'étude de la pertinence de la version CCVS pour l'analyse de stabilité dans les réseaux faibles.

1. <https://github.com/dynawo/dynawo>

De plus, une comparaison avec le modèle WECC, non seulement en termes de performances, mais aussi de fonctionnalités, de paramètres et de domaine de validité sera effectuée [9].

Enfin, les modèles génériques peuvent s'avérer particulièrement utiles dans le cadre d'études dynamiques prospectives. Dans ces cas, des jeux de paramètres par défaut permettant de reproduire le comportement demandé par le code de réseau français doivent être identifiés.

5. RÉFÉRENCES

- [1] International Electrotechnical Commission, *IEC 61400-27-1 WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS - Part 27-1 : Electrical simulation models – Generic models*, 2020.
- [2] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, *IWECC Wind Plant Dynamic Modeling Guidelines*, 2014.
- [3] G. Lammert, L. D. P. Ospina, P. Pourbeik, D. Fetzer and M. Braun, *Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DIgSILENT PowerFactory*, IEEE PESGM, 2016.
- [4] M. Nuschke1, S. Lohr1, A. Guironnet and M. Saugier, *Implementation and Validation of the Generic WECC Photovoltaics and Wind Turbine Generator Models in Modelica*, 14th International Modelica Conference, 2021.
- [5] B. Carbonell, C. Cardozo, Q. Cossart, T. Prevost, G. Torresan, E. Guiu, *An open source Modelica implementation of the IEC 61400-27-1 type 4 wind turbine model for power system stability assessment*, EPSR, 2023.
- [6] NEPLAN, *Wind Turbine Models IEC 61400-27-1*, 2015.
- [7] A. Guironnet, M. Saugier, S. Petitrenaud, F. Xavier, and P. Panciatici, *Towards an open-source solution using modelica for time-domain simulation of power systems*, IEEE PES ISGT-Europe, 2018.
- [8] ICSEG, *IEEE 57-Bus System*, <https://icseg.iti.illinois.edu/ieee-57-bus-system/> (accessed : 31.05.2023).
- [9] Göksu, Ö and Sorensen, Poul and Fortmann, Jens and Morales, A. and Weigel, S. and Pourbeik, Pouyan, *Compatibility of IEC 61400-27-1 Ed 1 and WECC 2nd Generation Wind Turbine Models*, 2016.