



IESE

Institut d'Énergie
et Systèmes
électriques

Hes·SO

Haute Ecole Spécialisée
de Suisse occidentale
Fachhochschule Westschweiz
University of Applied Sciences and Arts
Western Switzerland

Projet Trey

Réseaux électriques et haute tension

Département : Technologies industrielles (TIN)

Auteurs : Michael Vieira Rebelo & Karim Bergoug & Danny dos Santos
Professeur : Mokhtar Bozorg
Assistant : Thierry Fracheboud
Date : 26 janvier 2025

Table des matières

1	Introduction	1
1.1	Objectifs	1
2	Modélisation du réseau Trey	1
2.1	Réseau Trey	1
2.1.1	Simulation de Load Flow rapide	2
2.2	Identification et modélisation des courbes de charge des différents consommateurs	3
2.2.1	Traitement de chaque consommateur en fonction de l'affectation	3
2.2.2	Courbes de charge	7
2.3	Simulation sans production solaire	8
3	Ajout de la production solaire	10
3.1	Hypothèses et justificatifs de la production solaire	10
3.2	Simulations avec production solaire	11
3.3	Simulation après modification du transformateur	13
3.4	Simulation après changement de ligne	15
4	Conclusion	17

Liste des figures

1	Réseau électrique de Trey	1
2	Résultats de la simulation	2
3	Courbe de charge CDBT901452	7
4	Tensions aux nœuds	8
5	Puissance aux nœuds	8
6	Charge sur les lignes	9
7	Courbes solaires	10
8	Tension aux nœuds avec solaire	11
9	Puissance aux nœuds avec solaire	11
10	Charge sur les lignes avec solaire	12
11	Réseaux à midi avec solaire	12
12	Tension aux nœuds avec nouveau transfo	14
13	Charge sur les lignes avec nouveau transfo	14
14	Réseaux à midi avec nouveau transfo	15
15	Tension aux nœuds avec ligne modifiée	15
16	Charge sur les lignes avec ligne modifiée	16
17	Réseaux à midi avec ligne modifiée	16

1 Introduction

1.1 Objectifs

Ce miniprojet a pour but de modéliser un réseau basse tension, à partir des données qui nous ont été fournies, pour le village de Trey. La tâche qui nous est demandée est de construire ce réseau et de simuler son état de fonctionnement au travers de différentes hypothèses et calculs, et de la création de courbes de charges. Après cela, il nous est demandé de simuler une production solaire que l'on vient ajouter à celui-ci puis d'en observer les conséquences et problèmes. Enfin, il faudra proposer quelles solutions peuvent être proposées, et en appliquer une. Après quoi, nous vérifierons si cette solution résout les problèmes apparus.

Les différentes valeurs, paramètres et datasheets nous ont été fournis, et seront présents dans le dossier de rendu final. Pour chaque hypothèse ou justification en lien avec ces données, ou avec des sources externes, une justification (source) est précisée dans ce rapport.

Afin de procéder à ses simulations et différents calculs, nous utiliserons la librairie Python "Pandapower".

2 Modélisation du réseau Trey

2.1 Réseau Trey

Voici ci-dessous le plan du réseau électrique de Trey, comme montré dans les exemples, vu avec l'assistant.

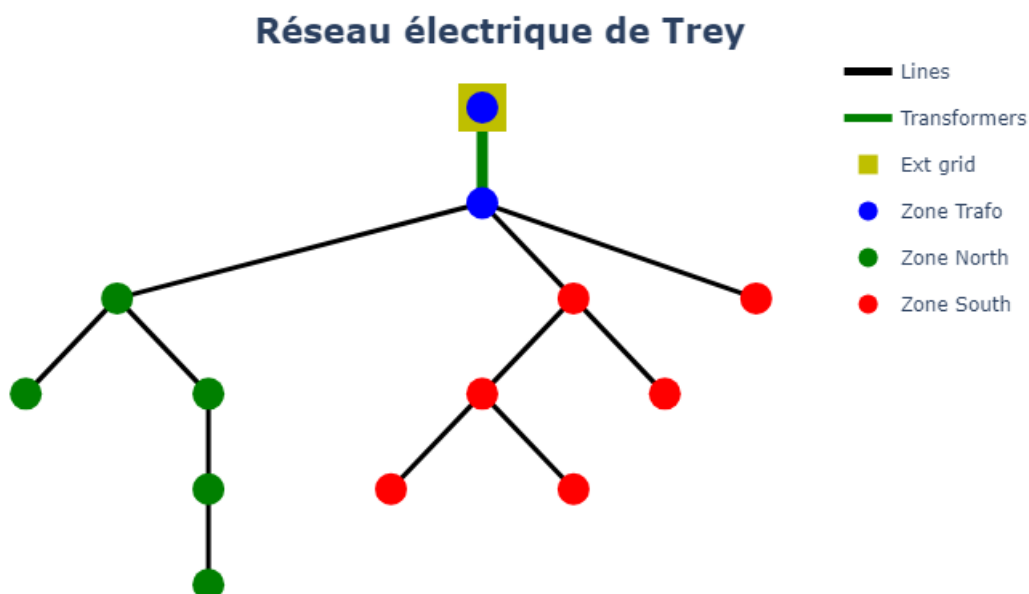


FIGURE 1 – Réseau électrique de Trey

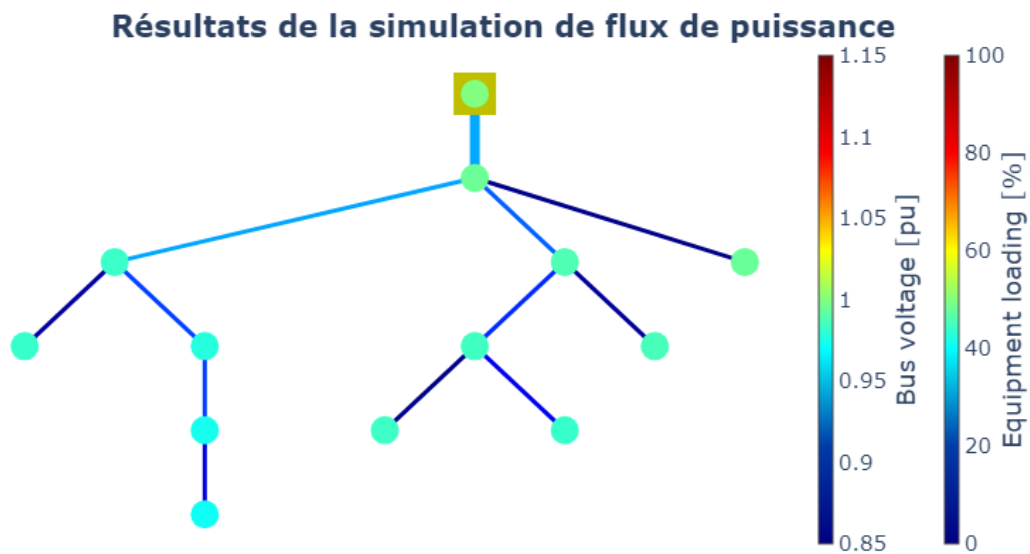


FIGURE 2 – Résultats de la simulation

2.1.1 Simulation de Load Flow rapide

Pour vérifier la configuration du réseau, une simulation rapide a été réalisée avec pandapower et les charges fixes du fichier Excel fourni. La figure 2 montre que les tensions aux nœuds restent inférieures à 1 pu, respectant ainsi les limites du transformateur.

Pour réaliser cette simulation, on a attribué des charges fixes aux nœuds en utilisant les valeurs de puissance active et réactive au fichier Excel fourni. Ces valeurs ont été déterminées en fonction du type de consommateur à chaque bus. on a ensuite modélisé le réseau avec pandapower, en intégrant les paramètres du transformateur et des lignes. La simulation de flux de puissance a permis de vérifier la répartition des tensions et le chargement des équipements, validant ainsi la configuration initiale du réseau.

2.2 Identification et modélisation des courbes de charge des différents consommateurs

2.2.1 Traitement de chaque consommateur en fonction de l'affectation

Nous allons ici chercher à savoir qu'elle la puissance nécessaire pour chaque consommateur, en fonction de l'heure de la journée. En effet, chaque consommateur, selon son statut ou "affectation", pour reprendre le terme utilisé dans le code et les fichiers fournis, a une consommation et une nécessité de puissance différente.

Pour commencer, la première étape est de savoir quels sont les paramètres et facteurs à utiliser pour calculer les puissances, comme requises dans les fichiers Excels. Après avoir cherché en ligne et observé les ressources à disposition, la solution s'est portée sur l'utilisation de la norme "SIA 2024". Celle-ci, publiée par la "sia", soit la "Société suisse des ingénieurs et des architectes".

Dans un premier temps, le choix a été fait de faire une approche en utilisant les puissances, et non énergies. Cela, car si la donnée nous demande de calculer les énergies, pour les fichiers Excels, il est requis de travailler en utilisant les puissances. Il en va de même pour les courbes de charges.

Depuis les données fournies, nous avons pu extraire tous les consommateurs. Le but, depuis ce point, est de pouvoir obtenir les puissances maximales nécessaires pour chaque consommateur. Pour commencer, le premier élément à citer est la liste des valeurs utilisées pour nos calculs. La norme nous propose 3 types de valeurs, les valeurs standard, les valeurs cibles, et les valeurs existantes.

Les valeurs cibles sont les valeurs de planifications optimales pour des nouvelles constructions et rénovations totales. Ces valeurs sont celles visées dans des nouvelles planifications.

Les valeurs Existantes sont les paramètres utilisés pour représenter des bâtiments existants construits avant 1980 et non rénovés sur le plan énergétique.

La colonne des valeurs standards contient des paramètres "standards" comme son nom l'indique. De plus, comme dit dans la SIA, "Ces valeurs doivent être utilisées dans la planification si d'autres données plus précises ne sont pas disponibles."

En nous basant sur ces descriptifs, nous avons décidé d'utiliser les valeurs standards, et ce, pour plusieurs raisons. En effet, la première est que, nos consommateurs ne sont pas des futures constructions, il n'est donc pas judicieux de prendre ces valeurs.

Le fichier qui nous est fourni nous indique que, d'après la colonne "housing year", tout Trey aurait été construit en 1999 (pour les consommateurs où ce champ n'est pas laissé vide). Il est clair que l'année de 1999 est sûrement les premières années de recensement avec ce genre de fichier, et donc, rien n'est affiché pour les années d'avant. Cependant, cela nous réconforte dans le fait que les valeurs cible, au vu de l'âge des constructions.

Enfin, comme il n'est pas possible de savoir si les constructions datent d'avant 1980, il reste à ce niveau deux possibilités, les valeurs standards ou celles "Existantes". Après analyse des données, nous avons pu observer que la plupart des consommateurs avaient subi au moins une rénovation. En effet, la plupart des sources de chauffage et des chauffe-eau semblent dater de 2001 ou après.

C'est pourquoi, au vu de ces éléments, ce sont les paramètres "standards" que nous avons décidé de garder.

Observons maintenant les paramètres que cette norme nous donne :

- p_a en $[W/m^2]$; puissance électrique pour les appareils.
- p_{ps} en $[W/m^2]$: puissance électrique pour les installations de process.
- p_L en $[W/m^2]$: puissance électrique pour l'éclairage.
- ϕ_c en $[W/m^2]$: puissance thermique pour le refroidissement.
- ϕ_{HL} en $[W/m^2]$: puissance thermique pour le chauffage.

Après analyse de la SIA, un détail est apparu. Il est marqué dans celle-ci que :

"Le besoin de froid pour le refroidissement s'applique aux locaux sans aération par les fenêtres. Lorsqu'une aération efficace par les fenêtres est possible de jour et de nuit, on peut en général réduire substantiellement le besoin de froid pour le refroidissement."

Voici un autre élément indiqué dans la SIA "Par conséquent, on ne procède pas à une évaluation de la nécessité du refroidissement pour les bâtiments existants et les catégories habitation". Ce paramètre ne sera donc pas utilisé pour les calculs.

Ensuite, concernant le paramètre de chauffage, celui-ci est utilisé pour les consommateurs dont le combustible de chauffage n'est pas spécifié comme étant du gaz, du bois ou mazout. Nous utiliserons ce paramètre lorsque nous considérons que celui-ci est chauffé électriquement.

Dans un deuxième temps, il y a deux colonnes de surface proposées. "Empreinte au sol $[m^2]$ " et "housing area". Dans un premier temps, nous pensions que "housing area" serait plus judicieux, mais ce paramètre n'est pas connu pour tous les consommateurs. De plus, utiliser "Empreinte au sol $[m^2]$ " nous permet une meilleure marge de sécurité pour les calculs, ce paramètre étant toujours supérieur à "housing area". Si nos valeurs venaient à être utilisées dans un dimensionnement pour un transformateur, ou des lignes, autant que l'installation soit un peu surdimensionnée que sous-dimensionnée.

Il a ensuite fallu approcher chaque affectation donnée par une affectation se trouvant dans la SIA. Par exemple, "habitation et rural" n'existe pas dans la SIA. Observons donc quel "local type" de la SIA sont utilisés pour remplacer les affectations de base.

Pour ce faire, nous avons parfois cherché la définition de certains termes en ligne, ou grâce au numéro "esid". Nous avons pu trouver des informations supplémentaires sur les consommateurs pour savoir quel "local" type convenait à un type d'affectation. En plus de cela, la page 34 de la SIA propose des exemples d'utilisation des paramètres de local type.

Ainsi, les affectations des habitations prennent les paramètres du local type "habitation". Concernant les bâtiments agricoles, nous les avons considérés comme des entrepôts. C'était ce qui semblait le plus logique dans notre liste. Bâtiments de grande surface, mal isolés, avec peu voir pas de chauffage. Les bâtiments à affectation mixte seront traités comme des habitations. En effet, ces bâtiments sont pour certains en majorité de leur surface une habitation et la surface autre est inférieure. Tout considérer comme une surface commerciale, par exemple, semble moins logique. Pour l'affectation "bâtiments habitation et rural", décision a été faite d'attribuer les valeurs d'habitations. La partie habitation étant "majoritaire" et avec les plus grands facteurs, c'est celle-ci que nous avons choisi afin de ne pas sous-dimensionner de potentielles consommations/puissance nécessaire.

Pour l'affectation "habitation et garage", la recherche par numéro esid nous a permis de trouver qu'il n'y a qu'une seule fois cette affectation, et surtout, que la surface de garage est bien inférieure à la surface habitation. Nous avons donc décidé d'appliquer les facteurs d'habitation à celle-ci. De plus, de nos jours, les garages ne sont plus des surfaces extérieures uniquement pour y garer sa voiture, mais les gens les utilisent de plus en plus pour y entreposer du matériel, poser des consommateurs tels que des congélateurs ou réfrigérateurs. De plus, certains de ces garages sont maintenant chauffés afin de conserver et entretenir leur contenu. Enfin, la nouvelle tendance étant aux voitures électriques, les bornes de recharge étant donc dans le garage, considérer un garage comme une surface d'habitation nous semble justifié.

Les bâtiments ecclésiastiques seront traités comme des surfaces de dégagement. Selon la définition de "surface de dégagement" trouvée en ligne, il s'agit d'espace aéré sans chauffage. Les consommateurs "dépendance, bâtiment" prennent les valeurs d'entrepôts. Cette décision a été prise après une recherche en utilisant le numéro esid. Finalement, la dernière affectation "bâtiment industriel" prend les valeurs de "Production (travail fin)". En effet, les bâtiments industriels sont des surfaces de travail, et selon ce que propose-la "SIA", c'est le choix le plus logique. Nous hésitions avec "Production (travail lourd)", mais au vu de la localisation et du numéro esid, il est ressorti que ce n'était pas du travail dit "lourd" mais "fin".

Maintenant, une fois les réaffectations, faites, nous avons pu calculer la puissance maximale en fonction de la surface. En additionnant les paramètres nécessaires, multipliés à la surface, nous avons obtenu les valeurs désirées pour chaque consommateur. Pour certains consommateurs, ces valeurs semblent hautes. Cependant, il faut noter qu'un consommateur ne signifie pas un foyer, mais parfois plusieurs appartements. En recherchant avec le numéro esid, nous avons noté que certains consommateurs ont plusieurs habitations. De plus, diviser ces valeurs par deux ou une autre grandeur arbitraire n'aurait pas du sens, et ne serait pas justifiable.

Observons maintenant le point suivant demandé, soit la consommation électrique annuelle de chaque consommateur. Vu que les puissances calculées sont un peu hautes, nous nous attendons à ce que les consommations d'énergie soient un peu élevées aussi. Pour pouvoir obtenir ces valeurs, nous multiplions la puissance par un facteur qui représente le nombre d'heures par jour à pleine puissance. Pour trouver ces paramètres, je suis allé sur le site [sia.ch](https://cms.sia.ch), plus précisément à l'adresse :

" <https://cms.sia.ch/de/api/getMedia/944> "

Ce qui permet de télécharger le fichier Excel, "Raumdattenblätter". Dans celui-ci, à la page "Resultate Standard", nous pouvons y trouver à la colonne "Volllaststunden pro Tag", soit les heures de pleine utilisation par jour. En multipliant ce paramètre, qui change pour chaque type (affectation) de consommateur, on obtient l'énergie consommée par jour. Une année étant composée de 365 jours, nous multiplions ensuite cette énergie par 365. Une fois encore, nous observons que les valeurs semblent être hautes, écart ayant déjà été observé pour les puissances. Je remarque que, il y a un paramètre qui n'a pas été pris en compte, qui est le nombre de jours d'utilisation par année. En effet, au lieu de multiplier par 365 les énergies quotidiennes, il aurait fallu utiliser ce paramètre. Cependant, nous notons aussi que pour les habitations, ce paramètre est de 365, et comme la plupart de nos consommateurs sont des habitations, l'impact de cet écart n'est pas si grand.

En observant l'énergie annuelle consommée par chaque consommateur, de voir un consommateur avec une consommation de 10'000 [kWh] est un peu surprenant au premier abord. Cependant, si 'on reprend les statistiques Suisses, un ménage consomme en moyenne 5000 [kWh] par an selon l'Office fédéral de l'énergie OFEN, dans leur fiche d'information datée d'août 2021. Et comme une fois encore, un consommateur ne signifie pas une habitation, mais parfois plusieurs, les valeurs semblent peut-être élevées, mais non aberrantes.

2.2.2 Courbes de charge

Pour réaliser les courbes de charge, nous avons utilisé les puissances maximales (P_{max}) définies lors d'une étape précédente, représentant les consommations maximales instantanées de chaque type de consommateur (habitations, bâtiments agricoles, industriels). À partir d'un fichier Excel contenant des courbes de charge typiques issues de données de production allemande, nous avons extrait des coefficients horaires spécifiques à chaque type de consommateur. Ces coefficients traduisent la variation relative de consommation au cours d'une journée typique. En multipliant les P_{max} de chaque consommateur par ces coefficients horaires, nous avons obtenu les valeurs horaires de consommation pour une journée de 24 heures. Les courbes ainsi générées ont ensuite été tracées pour visualiser les variations de charge et identifier les périodes de pointe. Voici ci-dessous un exemple de courbe de charge, pour ce faire nous avons pris celui du cabinet CDBT901452, qui contient 6 habitations.

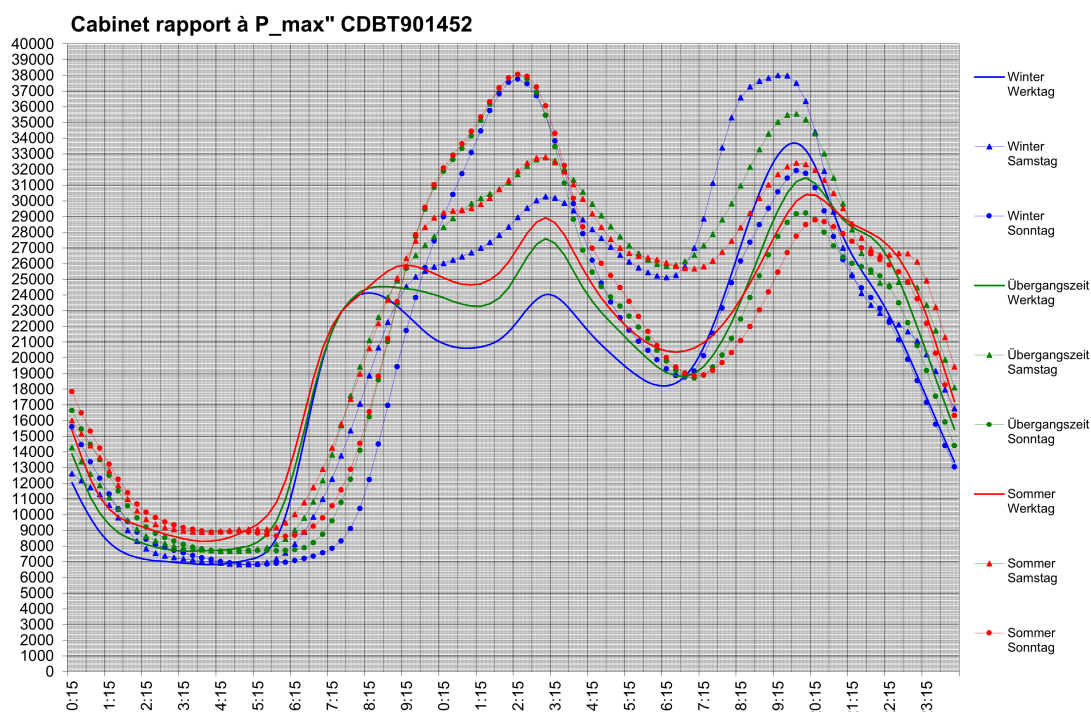


FIGURE 3 – Courbe de charge CDBT901452

Toutes les courbes de charge de chaque cabinet, bien que non présentées ici, figurent dans le fichier Excel "Courbes de charge.xls". Après cela, nous avons pris les valeurs les plus hautes des courbes de charge pour chaque cabinet, par tranche horaire, afin de n'obtenir plus qu'une seule courbe et de simuler le cas le plus critique, où le réseau est le plus chargé. Une fois cette étape faite pour tous les cabinets, nous avons pu procéder à la suite du traitement des données et simulations.

2.3 Simulation sans production solaire

Les figures suivantes montrent les tensions et les puissances actives sur les différents nœuds et la charge sur les lignes.

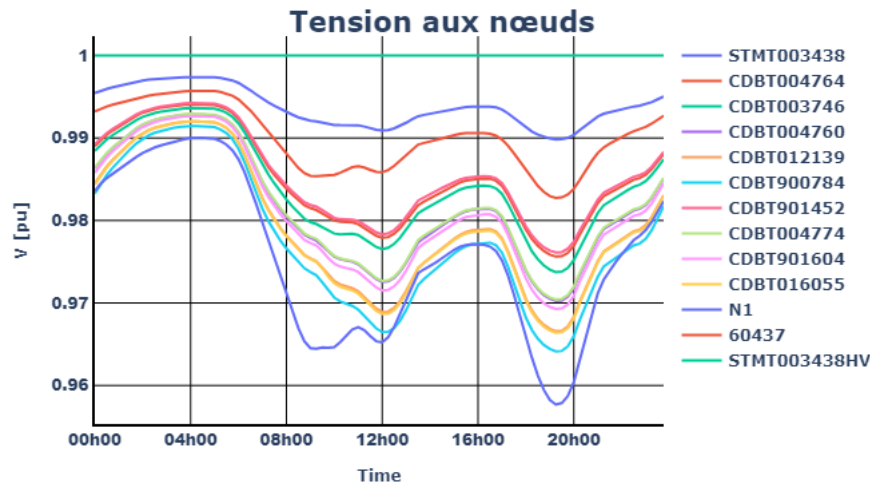


FIGURE 4 – Tensions aux nœuds

On constate que nos valeurs de tension pour les différents cabinets sont inférieures à 1[pu], aux vu des valeurs obtenues lors des calculs plus haut, il n'est pas surprenant que les valeurs de tension en pu soient proches de la valeur limite.

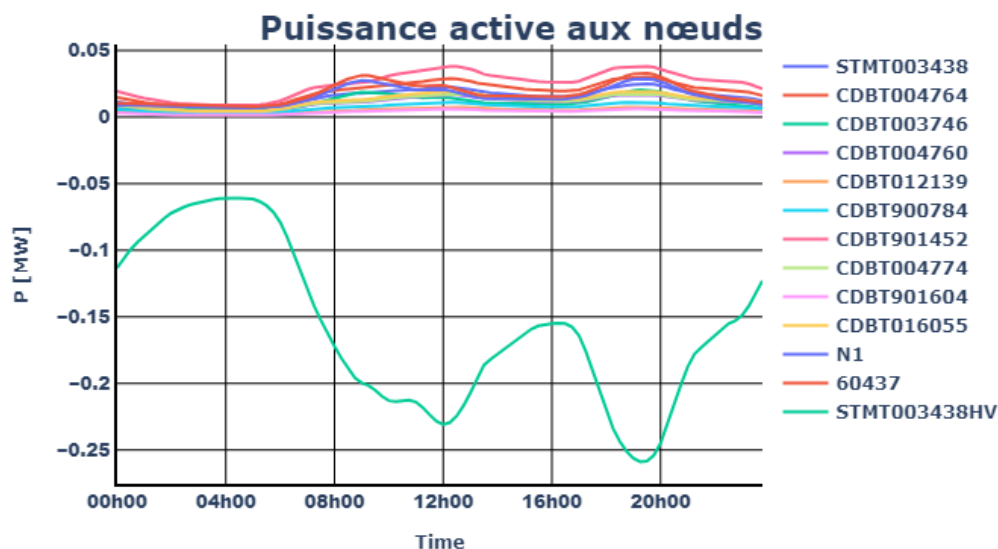


FIGURE 5 – Puissance aux nœuds

On observe ici que, les cabinets représentant les consommateurs ont une allure et des valeurs proches. Concernant le transformateur, celui-ci devant alimenter tout le réseau, il fournit une puissance négative, avec deux pics aux alentours de midi et 19 :30, heures où la consommation électrique est maximale, sans surprise.

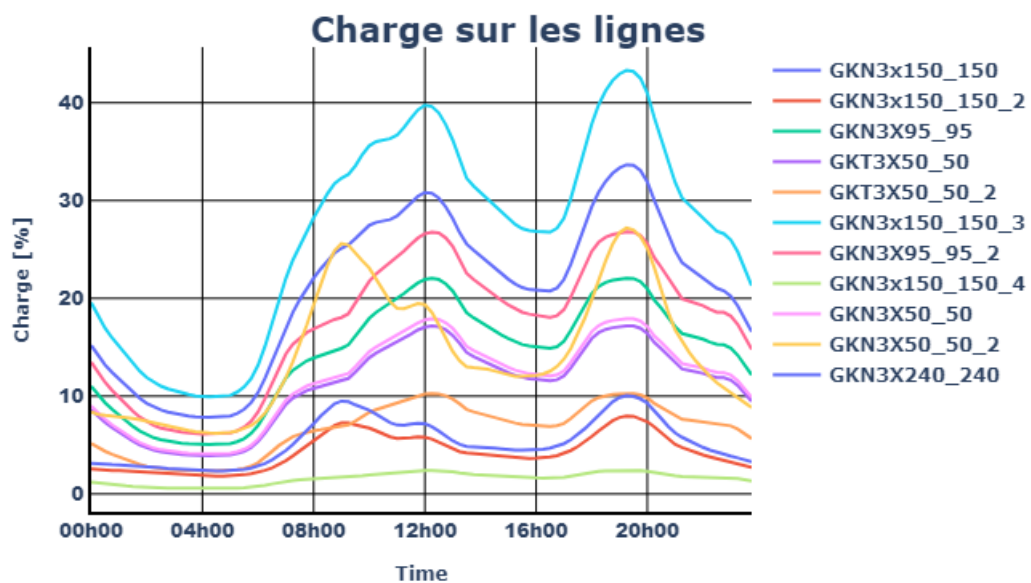


FIGURE 6 – Charge sur les lignes

La figure ci-dessus illustre la charge en pourcent des lignes sur le réseau. On constate que nos charges vont jusqu'à des valeurs de 40% des valeurs maximales de ligne. Selon ce qui nous a été présenté en théorie, ces valeurs semblent plausibles, sachant que pour les cas que nous avons étudiées, les lignes étaient chargées à environ 30% de leur capacité. Ayant pris pour nos hypothèses les valeurs maximales critiques, avoir quelques

3 Ajout de la production solaire

3.1 Hypothèses et justificatifs de la production solaire

Dans cette partie, nous devons estimer la production locale pour les nœuds N1 et 60437. Nous avons posé plusieurs hypothèses concernant la production.

La première hypothèse est que les panneaux photovoltaïques ne produise que de la puissance active et pas de réactive. Les panneaux PV convertissent directement l'énergie solaire en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque. Cette conversion produit une tension et un courant en courant continu (DC). Par nature, en courant continu, seule la puissance active existe, car il n'y a ni fréquence ni composante réactive (la puissance réactive n'existe qu'en courant alternatif, AC). Une autre justification est le fait que les onduleurs triphasés injecte sur le réseau avec un cosphi très proche de 1, que nous estimerons à 1.

Notre seconde hypothèse est le fait que les panneaux ont une inclinaison optimale et une orientation sud. Cette hypothèse implique que les panneaux produisent de l'énergie à leur plein potentiel. En pratique, cela dépend de plusieurs facteurs qui sont compliqués à modéliser. Une autre prévision est que nous sommes parties du principe que seulement 80 % de la surface nécessaire disponible est exploitable. Laissant de la place pour une cheminée par exemple.

La dernière conjecture est que le rendement des panneaux vaut 20 % est celui de l'onduleur est de 95 %.

Pour tracer nos courbes, nous avons utilisé les sites "ToitSolaire" et "GeoAdmin". Nous fournissant les dimensions des toits et leurs potentiels solaires.

Enfin, la production est nulle lors des heures de nuit, soit entre 19 :00 et minuit.

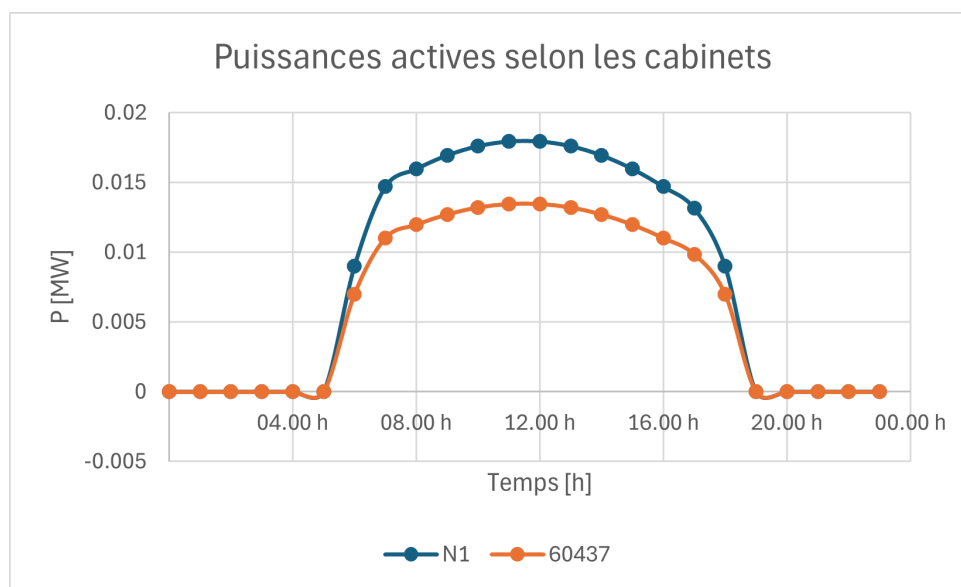


FIGURE 7 – Courbes solaires

3.2 Simulations avec production solaire

Pour les prochaines simulations, la production solaire proposée au dessus sera multipliée par 10, afin d'avoisiner les 200 [kW] demandés dans la consigne.

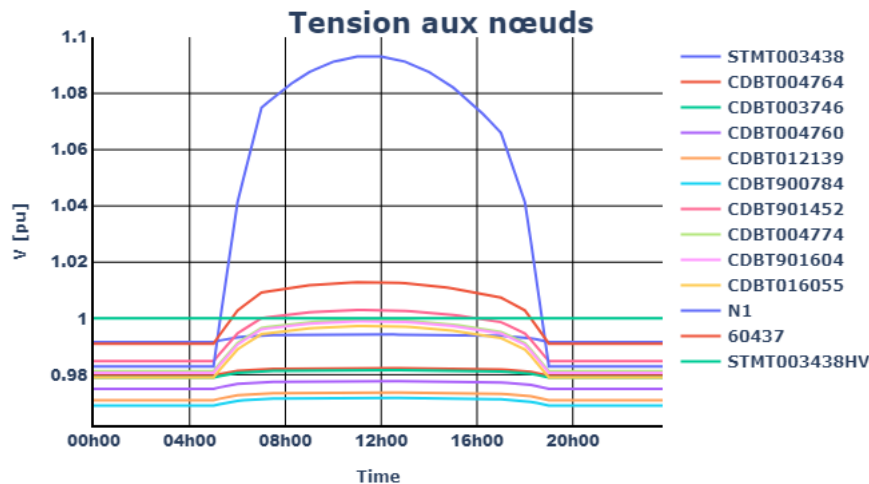


FIGURE 8 – Tension aux nœuds avec solaire

La figure du dessus nous montre que l'ajout de la production solaire a un effet d'augmentation de la tension de plusieurs cabinets. Les cabinets les plus proches des points d'ajouts de la production solaire voient leur tension dépasser la valeur nominale, donc supérieure à 1 [pu].

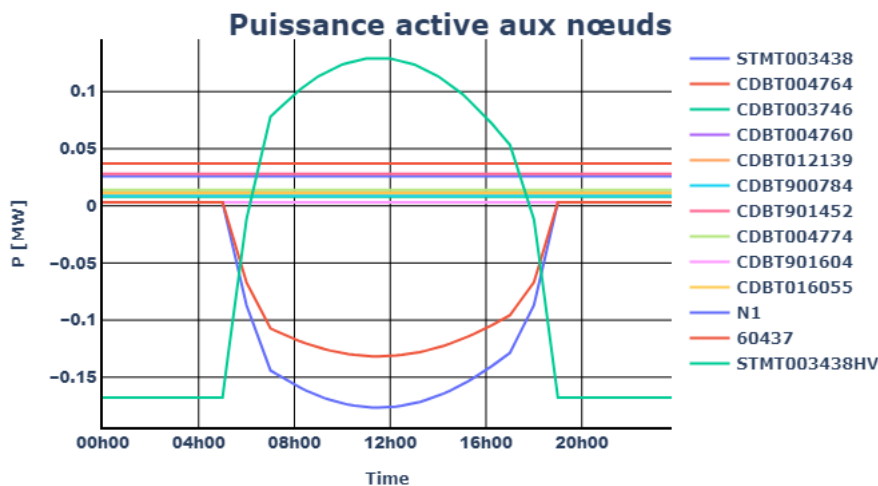


FIGURE 9 – Puissance aux nœuds avec solaire

On constate la production de puissance active sur les cabinets N1 et 60437, lieu où l'on a ajouté les points de production solaire. De plus nous observons que cela influence le comportement du transformateur en vers le réseau HT. Au lieu d'avoir une puissance consommée du réseau, on va fournir au réseau.

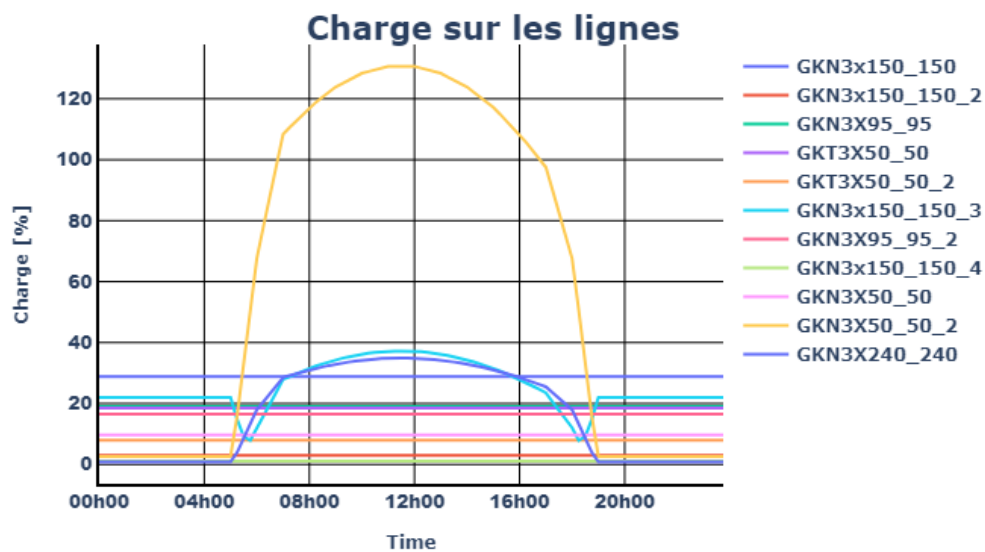


FIGURE 10 – Charge sur les lignes avec solaire

Il apparait clairement ici que, la charge sur la ligne reliant le point de production N1 au reste du réseau dépasse la valeur limite. C'est donc le second point problématique que l'on peut observer après l'ajout de la production solaire.

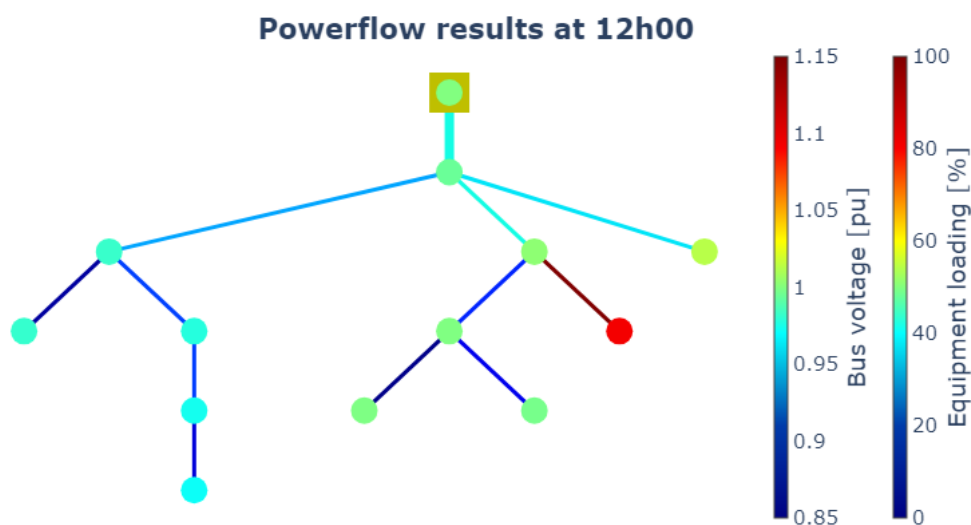


FIGURE 11 – Réseaux à midi avec solaire

La figure 11 nous montre que, comme observé plus haut, la ligne reliant N1 au reste du réseau est surchargée, et que certains cabinets voient leur tension dépasser la valeur nominale, spécialement le cabinet N1, atteignant 1.093 [pu].

3.3 Simulation après modification du transformateur

Afin de palier aux problèmes cités plus haut, plusieurs solutions se proposent à nous. Avec le transformateur actuel, si celui-ci est équipé d'un Tap Changer, nous pourrions régler les prises afin d'abaisser la tension secondaire. Ensuite, nous pourrions aussi installer un régulateur de tension en sortie de l'installation solaire. Ainsi, nous éviterions les problèmes de surtension. Une autre solution serait d'utiliser un système de stockage, afin de stocker l'énergie produite et de la redistribuer le soir, quand les installations photovoltaïques ne produisent plus. Si des gros travaux sont à prévoir, retravailler le réseau est aussi une possibilité. Par exemple, si la production solaire était répartie sur plusieurs cabinets, au lieu de tout concentrer en un point, ou bien de doubler les lignes afin de réduire la charge sur chacune. Le doublage de ligne corrigerait le problème de surcharge sur celle-ci, mais non le problème de surtension au niveau du cabinet N1. Enfin, une dernière proposition est de changer le transformateur, avec un modèle dont la puissance nominale est supérieure, afin d'en observer les conséquences.

C'est d'ailleurs la première modification que nous allons appliquer, en prenant un transformateur dont la puissance nominale est supérieure, et dont la tension d'entrée MT est supérieure aussi. Nous avons donc remplacé les valeurs du transformateur dans le fichier Excel et procédé à de nouvelles simulations pour voir si cela résolvait certains de nos problèmes.

Le lien avec les informations concernant le transformateur choisi peuvent être trouvés au lien suivant :

<http://fr.scotech-electrical.com/transformer/dry-type-transformer/1250-kva-22kv-epoxy-resin-cast-dry-type.html>

En observant les données de celui-ci, vous verrez que la tension MT est désormais passée à 22 [kV], mais la tension BT de notre réseau reste la même. La puissance nominale est supérieure aussi. Son couplage reste le même, et il est bien fait pour travailler à 50 [Hz].

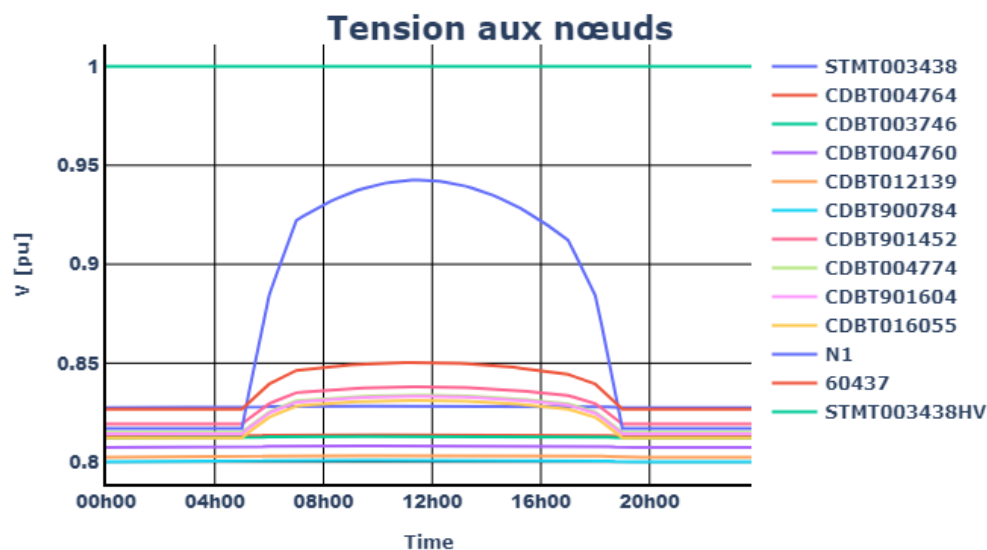


FIGURE 12 – Tension aux nœuds avec nouveau transfo

La Figure 12 nous montre que, le problème de surtension au niveau des différents cabinets a été réglé, les tensions de chaque cabinet étant désormais inférieures à 1 [pu].

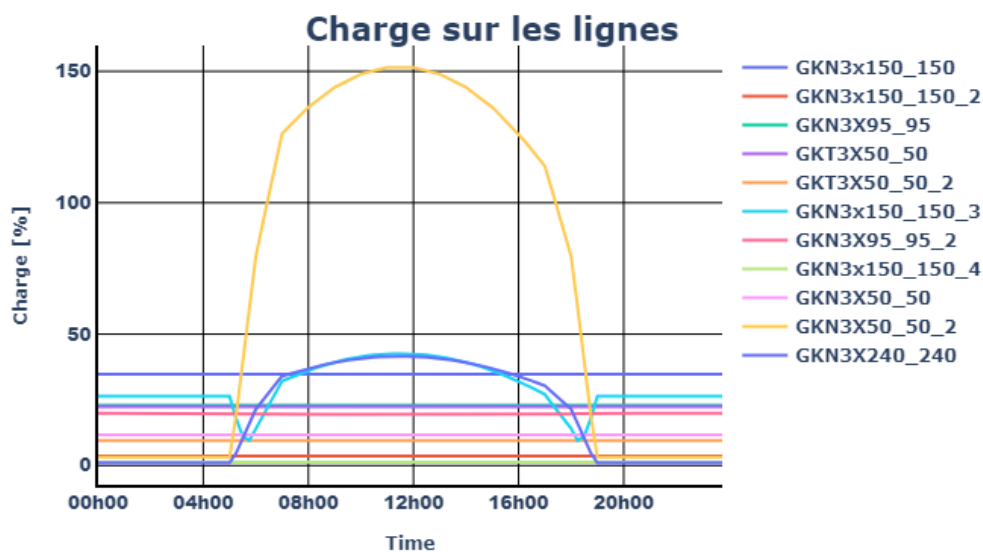


FIGURE 13 – Charge sur les lignes avec nouveau transfo

Malheureusement, il semblerait que la charge sur les lignes, elle, ne se soit pas améliorée. Bien au contraire, elle a encore augmenté. Il va donc falloir trouver une solution pour la ligne reliant N1 au reste du réseau, puisque c'est celle-ci qui reste problématique. Les deux possibilités auxquelles nous pensons sont, soit de doubler la ligne, soit de modifier celle-ci pour une ligne ayant une capacité de charge supérieure.

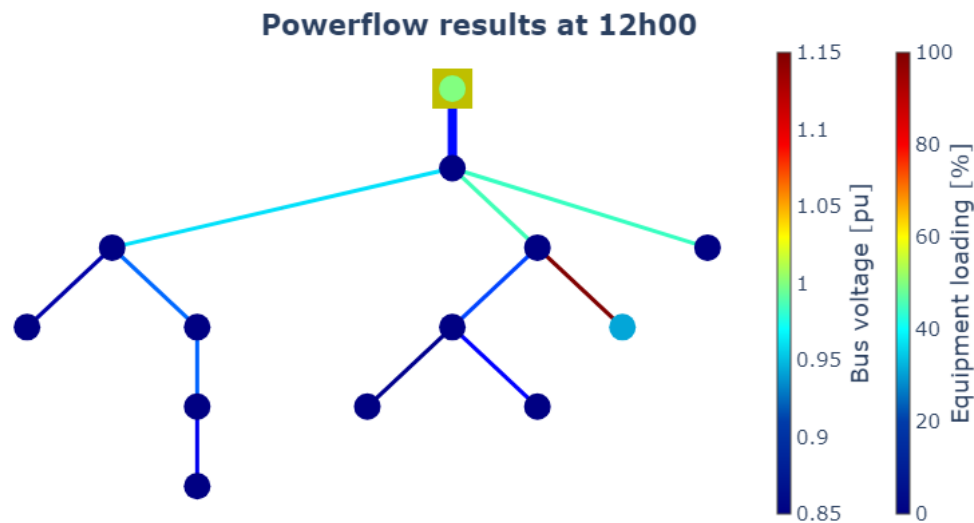


FIGURE 14 – Réseaux à midi avec nouveau transfo

Le net affiché ici montre bien que pour le cabinet N1, le problème de surtension est corrigé, mais la charge sur la ligne elle, n'en est que plus haute.

3.4 Simulation après changement de ligne

Pour régler ce problème sur la ligne GKN3X50_50_2 qui mène au cabinet N1, nous proposons de changer la ligne avec une autre qui permet de supporter une plus grande charge. Pour cela nous avons pris une section plus grande telle que 150 mm².

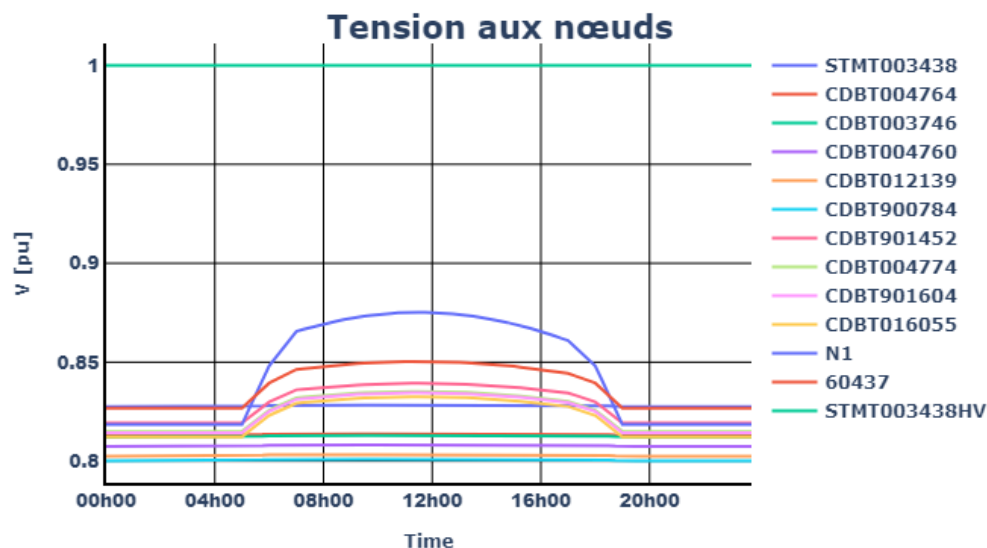


FIGURE 15 – Tension aux nœuds avec ligne modifiée

Nous observons sur la figure ci-dessus que la tension sur le cabinet N1 a diminué après le changement de ligne. Bien que ce n'était plus un problème, nous disposons maintenant d'une plus grosse marge d'erreur, étant passés sous la barre des 0.9 [pu].

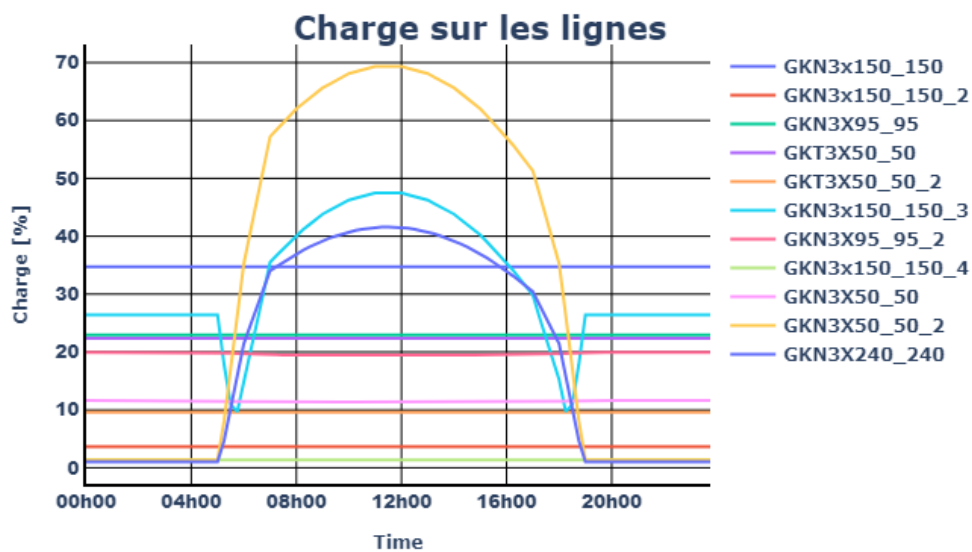


FIGURE 16 – Charge sur les lignes avec ligne modifiée

Cette fois-ci, nous constatons que la charge sur la ligne menant à N1 est inférieure à 100%, se situant aux alentours de 70%. Cela confirme la pertinence du choix de modifier la section de la ligne, permettant ainsi d'améliorer la répartition des charges et de garantir un fonctionnement optimal du réseau.

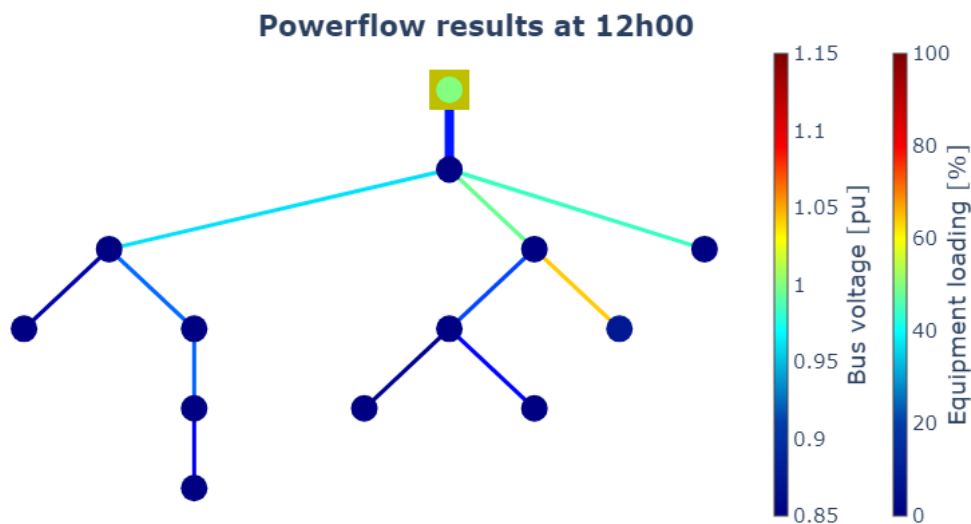


FIGURE 17 – Réseaux à midi avec ligne modifiée

Pour cette figure, nous constatons que les tensions aux nœuds sont mieux réparties et ne présentent plus de valeurs critiques comme observé précédemment. La modification de la section de la ligne a permis d'améliorer significativement la répartition des charges, réduisant ainsi les risques de surcharge. L'ensemble du réseau fonctionne désormais dans des conditions plus sûres, avec des niveaux de tension respectant les limites opérationnelles.

4 Conclusion

Lors de ce laboratoire, nous avons pu appliquer les notions de théorie vues en cours, et simuler un réseau basse tension pour le village de Trey. L'utilisation de Pandapower s'est avérée assez ardue, mais permet des résultats graphiques clairs. Nous n'avons bien sûr pas utilisé le plein potentiel de cette librairie Python, mais sommes satisfaits de l'utilisation que nous en avons fait.

Pour récapituler les différentes étapes et points importants pour accomplir la tâche demandée, la première étape a été de récupérer les paramètres des différents éléments composant notre réseau. Il s'agit des paramètres des composants électriques, tels que lignes et transformateurs. Puis, il a fallu caractériser chaque consommateur en fonction de son empreinte au sol, et créer les courbes de charges de ceux-ci. Au vu des résultats obtenus, les valeurs semblaient un peu élevées, mais non aberrantes, le réseau alors présenté n'étant pas surchargé. Après cela, nous avons utilisé des données trouvées sur internet afin de simuler une production solaire. Une fois celle-ci implémentée dans notre réseau, des problèmes ont été identifiés, et une solution a été proposée. Enfin, une nouvelle simulation est effectuée, avec la solution proposée.

La problématique posée par l'ajout de la production solaire est une problématique actuelle, car comme vu dans différents articles, ainsi que lors de la visite des "SIL", le réseau électrique actuel n'a pas été dimensionné pour de telles productions solaires, et se retrouve parfois surchargé. Si la production solaire était totalement auto-consommée directement par chaque producteur individuel, ce problème ne serait pas. Mais, ce n'est pas le cas, la surproduction étant renvoyée au réseau, on assiste à ce genre de situation.

Date : 26/01/2025

Signatures

