
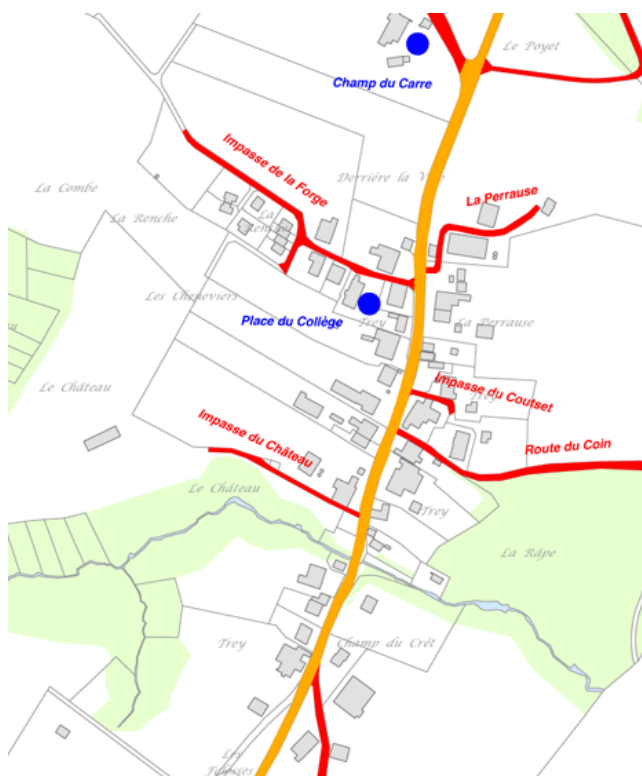
	Mini projet : Modélisation d'un réseau BT – Trey		 BJ - ResoHT
	ResoHT - Labos	VERSION : 01	
	RESP. DU DOC. : M. Buchser, M. Joye NOM DU DOC. : Rendu_Mini_projet_Buchser_Joye.docx		

Mini projet : Modélisation d'un réseau BT - Trey TIN-ResoHT

D'après le travail du semestre n°1 de l'année 2024-25



Micael Buchser
Matthieu Joye

micael.buchser @heig-vd.ch
matthieu.joye@heig-vd.ch

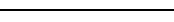


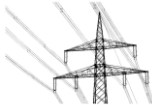
	Mini projet : Modélisation d'un réseau BT – Trey		 BJ - ResoHT
	ResoHT - Labos	VERSION : 01	
	RESP. DU DOC. : M. Buchser, M. Joye NOM DU DOC. : Rendu_Mini_projet_Buchser_Joye.docx		

Table des matières

1.	Introduction et description du laboratoire	1
2.	Donnée.....	2
2.1.	Modélisation du réseau Trey	3
2.1.1.	Modélisation du réseau électrique	3
2.1.2.	Identification et modélisation des consommateurs	4
2.1.3.	Identification et modélisation des producteurs locaux	11
2.2.	Simulation du Load Flow	13
2.3.	Étude afin de limiter la surtension et les surcharges.....	14
2.3.1.	Ajout de deux productions solaires à la simulation	14
2.3.2.	Problèmes associés à cette installation.....	14
2.3.3.	Puissance injectée et aspects financiers	16
2.3.4.	Bridage de la production solaire.....	16
2.3.5.	Modification du $\cos(\phi)$	18
2.3.6.	Remplacement de la ligne et coûts.....	18
2.3.7.	Modification de la valeur du gradin du transformateur	19
3.	Conclusion	20
4.	Bibliographie	21
5.	Tables des illustrations	21
5.1.	Figures.....	21
5.2.	Tableaux.....	22

	Mini projet : Modélisation d'un réseau BT – Trey		 BJ - ResoHT
	ResoHT - Labos	VERSION : 01	
	RESP. DU DOC. : M. Buchser, M. Joye NOM DU DOC. : Rendu_Mini_projet_Buchser_Joye.docx		

1. Introduction et description du laboratoire

Jusqu'à récemment, la production d'électricité était assurée par de grandes entreprises via des infrastructures centralisées comme les barrages hydroélectriques, les centrales nucléaires ou les centrales à charbon. Cependant, depuis une quinzaine d'années, la production d'électricité s'est progressivement ouverte aux particuliers, notamment grâce aux installations photovoltaïques. Cette évolution soulève de nouvelles questions, notamment pour le réseau de distribution basse tension, qui doit désormais intégrer et gérer ces flux d'énergie décentralisés. Comment cette production locale influence-t-elle la stabilité du réseau ? Et quelles solutions peuvent être mises en œuvre pour gérer efficacement les flux d'énergie sur le réseau basse tension ?

L'objectif principal de ce mini-projet est de modéliser un réseau de distribution basse tension, en s'appuyant sur la carte d'un réseau existant dans le village de Trey. Il s'agira de concevoir un réseau basse tension en tenant compte d'hypothèses de production et de consommation. Pour simuler et développer ce réseau, nous utiliserons la bibliothèque Python « pandapower », abordée lors des premiers tutoriels.

2. Donnée

Le nœud bilan (réseau externe) a les caractéristiques suivantes :

- Puissance court-circuit : $S_k = 150 \text{ MVA}$
- Impédance de ligne : $Z_{(1)} = c \cdot \frac{U^2}{S_k}$ et $Z_{(0)} = 1 - 3 \cdot Z_{(1)}$
- Tension du réseau BT : 400 V
- Tension du réseau MT : 18 kV
- Puissance du transformateur MT/BT : 400 kVA

La Figure 1 présente le modèle simplifié du poste de transformation MT/BT qui alimente le réseau basse tension du village de Trey.

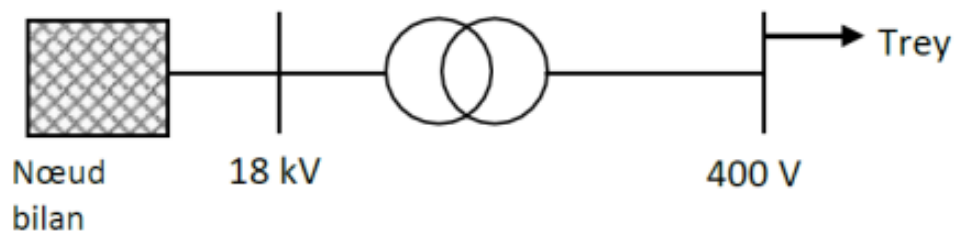


Figure 1 Illustration simplifiée du départ MT/BT, réseau Trey.

2.1. Modélisation du réseau Trey

2.1.1. Modélisation du réseau électrique

À partir des cartes, ainsi que les datasheets fournies, le fichier « `trey_power_network.xlsx` » qui était déjà prérempli, a été complété. En y ajoutant les paramètres de lignes, le réseau a été modélisé, et est représenté sur la figure ci-dessous.

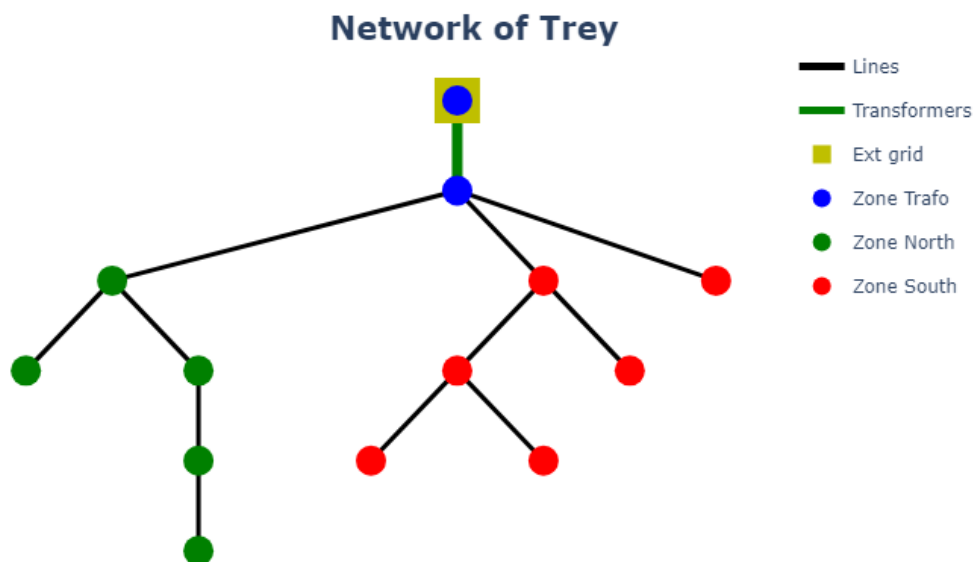


Figure 2 Réseau modélisé

Avec des puissances constantes de l'ordre de quelques dizaines de kilowatts par cabinet, le flux de puissance peut être testé et contrôlé selon l'image suivante :

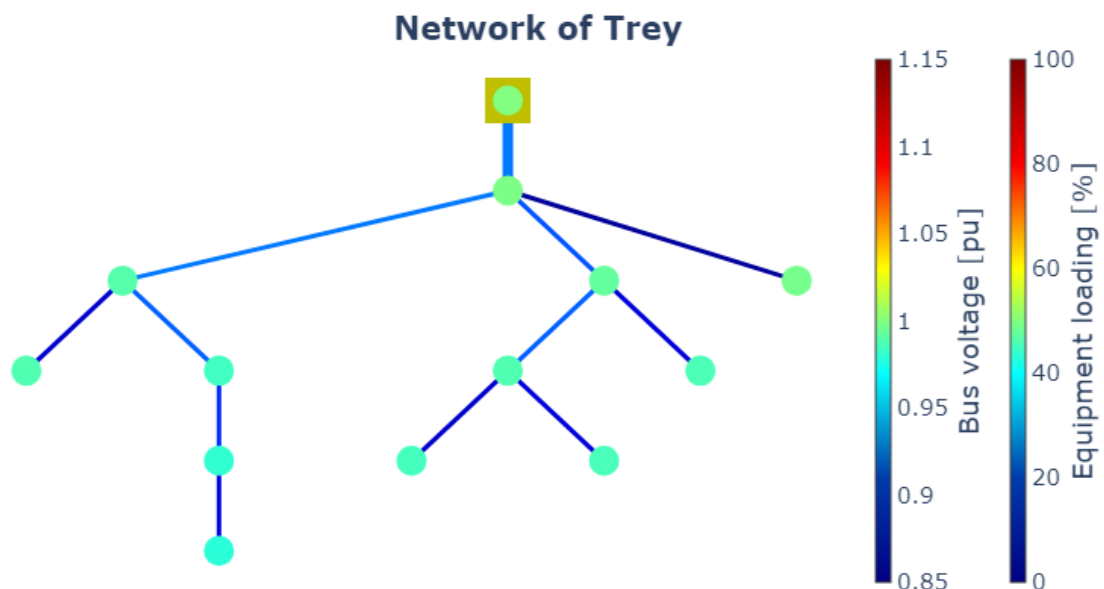


Figure 3 Flux à puissance constante

Cela confirme la bonne modélisation du réseau.

2.1.2. Identification et modélisation des consommateurs

Dans ce chapitre, tous les consommateurs vont être pris en compte, ils sont listés dans le fichier « liste_des_batiments_vf.csv ». Certaines hypothèses ont ensuite été émises afin d'obtenir des courbes de consommation au quart d'heure, par bâtiment puis par cabinet.

2.1.2.1. Identification des consommateurs

Depuis le fichier « csv », toutes les informations concernant les bâtiments ont été chargées. Les informations qui vont être utilisées par la suite sont les suivantes :

- L'empreinte au sol [m^2]
- Le cabinet auquel le bâtiment est raccordé
- La classe de bâtiment (habitation, industrie, ferme, ...)
- La source de chauffage de l'air (électrique ou non)
- La source de chauffage de l'eau sanitaire (électrique ou non)

Ces différentes données pourront donc être utilisées pour la suite de la modélisation.

2.1.2.2. Estimation de la consommation annuelle

La manière la plus simple d'obtenir une estimation est de prendre en compte l'empreinte au sol des bâtiments. La norme SIA en annexe fournit, en pages 40 et 41, des valeurs standard de demande d'énergie par surface de plancher, en fonction de la classe de bâtiment.

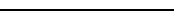

Un travail de correspondance a donc été réalisé afin de croiser les types de bâtiment présents dans la liste de bâtiments avec les valeurs standards de la norme :

Type de bâtiment (réel)	Valeurs standards de base	Énergie électrique [kWh/m^2]			Énergie thermique [kWh/m^2]		
		Appareils E_A	Process E_{Ps}	Éclairage E_L	Refroidissement Q_c	Chauffage Q_H	Eau chaude Q_w
Habitation simple	Habitation individuel	17.8	0	4.20	2.3	23.4	13.5
Habitation multiple	Habitation collectif	21.6	0	4.20	5.4	14.2	16.9
Ferme	Entrepôt	6.30	0	10.5	0.0	11.5	0.90
Église	Salle de spectacle	4.60	0	20.9	15.1	6.40	7.30
Industrie	Production (travaux lourds)	16.8	50	28.9	9.0	10.7	2.40

Tableau 1 Consommations surfaciques standards selon la norme SIA 2024

La liste ne contient pas de consommations surfaciques pour tous les bâtiments, alors les choix suivants ont été fait :

- Ferme : une ferme est un grand espace, servant à stocker des récoltes ou abriter des animaux ; l'hypothèse a été faite que sa consommation ressemble à un entrepôt
- Église : une église permet à une foule de se rassembler quelques fois dans la semaine, de la même manière qu'une salle de spectacle
- Industrie : les travaux lourds ont été choisis afin d'obtenir la plus grande consommation et ainsi simuler le cas de figure le plus problématique

	Mini projet : Modélisation d'un réseau BT – Trey		 BJ - ResoHT
	ResoHT - Labos	VERSION : 01	
	RESP. DU DOC. : M. Buchser, M. Joye NOM DU DOC. : Rendu_Mini_projet_Buchser_Joye.docx		

L'énergie électrique nécessaire a donc été séparé en cinq catégories :

- Énergie électrique standard (appareil, process et éclairage)
- Énergie électrique de chauffage ambiant
- Énergie électrique de chauffage de l'eau
- Énergie électrique de chauffage ambiant spécial (pompe à chaleur et industrie)
- Énergie électrique de chauffage de l'eau spécial (pompe à chaleur et industrie)

La première catégorie sera toujours présente, les deuxième et troisième seront présentes si le chauffage est fait par un chauffage électrique et les quatrième et cinquième sont estimés selon les hypothèses suivantes :

- Si un bâtiment non industriel est chauffé par une pompe à chaleur, l'énergie thermique sera divisée par 4, correspondant au COP approximatif d'une pompe à chaleur résidentielle
- La source de chauffage des industries n'est pas renseignée mais le chauffage et le refroidissement est généralement fait par des pompes à chaleur (ou machine de froid), la valeur sera également divisée par 4

Type de bâtiment (réel)	Valeurs standard de base	Standard [kWh/m²]	Chauffage [kWh/m²]	Eau chaude [kWh/m²]	Chauffage spécial [kWh/m²]	Eau chaude spéciale [kWh/m²]
Habitation simple	Habitation individuel	22.0	23.4	13.5	5.85	3.38
Habitation multiple	Habitation collectif	25.8	14.2	16.9	3.55	4.23
Ferme	Entrepôt	16.8	11.5	0.90	2.88	0.23
Église	Salle de spectacle	25.5	6.40	7.30	1.60	1.83
Industrie	Production (travaux lourds)	95.7	-	-	4.93	0.60

Tableau 2 Consommations surfaciques standards retravaillés

Les différentes valeurs du tableau ci-dessus ont été obtenue de la manière suivante :

- Énergie électrique standard : $E_{tot} = E_A + E_{Ps} + E_L$
- Énergie électrique de chauffage ambiant : $Q_H = Q_H$
- Énergie électrique de chauffage de l'eau : $Q_W = Q_W$
- Énergie électrique de chauffage ambiant spécial :
 - o Industries : $Q_{c,PAC} = (Q_H + Q_c)/COP$
 - o Autres bâtiments : $Q_{c,PAC} = Q_H/COP$
- Énergie électrique de chauffage de l'eau spécial : $Q_{W,PAC} = Q_W/COP$

Avec $COP = 4$

Grâce à ces valeurs de consommation surfacique, une estimation de la consommation peut être faite en fonction de l'empreinte au sol de chaque bâtiment.

2.1.2.3. Définition de deux courbes de charge typiques

Afin d'obtenir deux courbes de charge pertinentes, le choix a été fait d'en définir une pour l'été et une pour l'hiver afin de marquer les différences entre ces deux saisons, en particulier concernant les chauffages électriques qui ne fonctionnent que durant l'hiver, période où la production photovoltaïque est nettement moindre.

Le fichier choisi en tant que modèle se trouve en annexe et s'appelle « VDEW-normlastprofile.xls » et contient des courbes de charges pour toutes sortes de bâtiments, de manière normalisée afin que ces courbes représentent 1000 [kWh] de consommation par année. Les courbes sont définies pour les jours de semaine, les samedis et dimanches ; ces trois jours sont définis pour l'été, l'hiver et en moyenne sur l'année.

Chaque courbe a été étudiée et les choix se sont portés sur les courbes de consommation présentant les valeurs maximales, mais en faisant attention de rester cohérent.

Le choix des autres courbes de charge a été basé sur l'observation ; les deux plus grandes crêtes de consommation se situent aux alentours de 12h et entre 19h et 20h, alors les autres courbes de charges ont été choisies afin d'accentuer ces crêtes de consommation.

Voici les courbes de charges choisies dans le fichier, en commençant par les habitations :

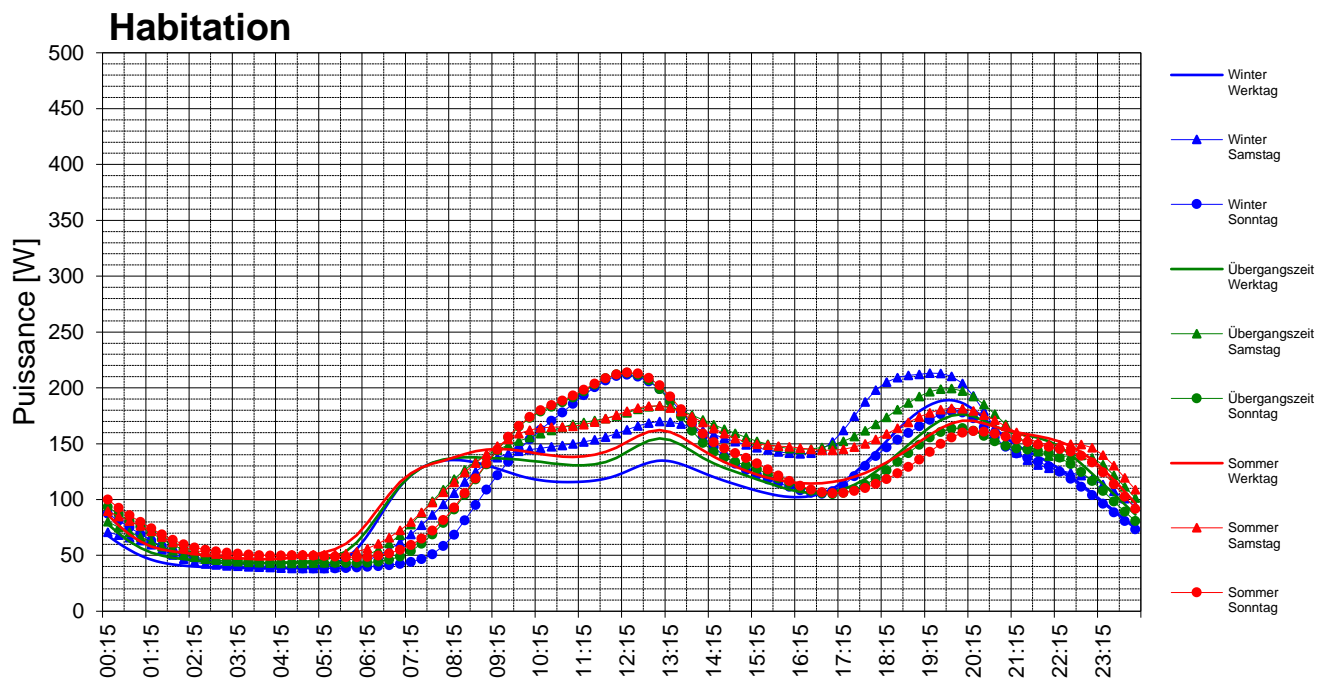


Figure 4 Courbes de charge normalisées d'une habitation

Les habitations étant le type de bâtiment le plus présent, les choix ont été basés sur les courbes les plus problématiques de la figure ci-dessus. Les autres courbes découleront de ces choix. Les mêmes courbes ont été définies pour les habitations simples et multiples.

Pour l'été, la courbe représentant le dimanche a été choisie car elle présente la plus grande crête de consommation.

Pour l'hiver, le samedi a été sélectionné, car la crête de 19h est légèrement plus importante que celle du dimanche à 12h.

Ensuite, les courbes de charge des différentes fermes ont été étudiées et la préférence s'est portée sur la catégorie suivante :

Exploitations agricoles avec élevage laitier

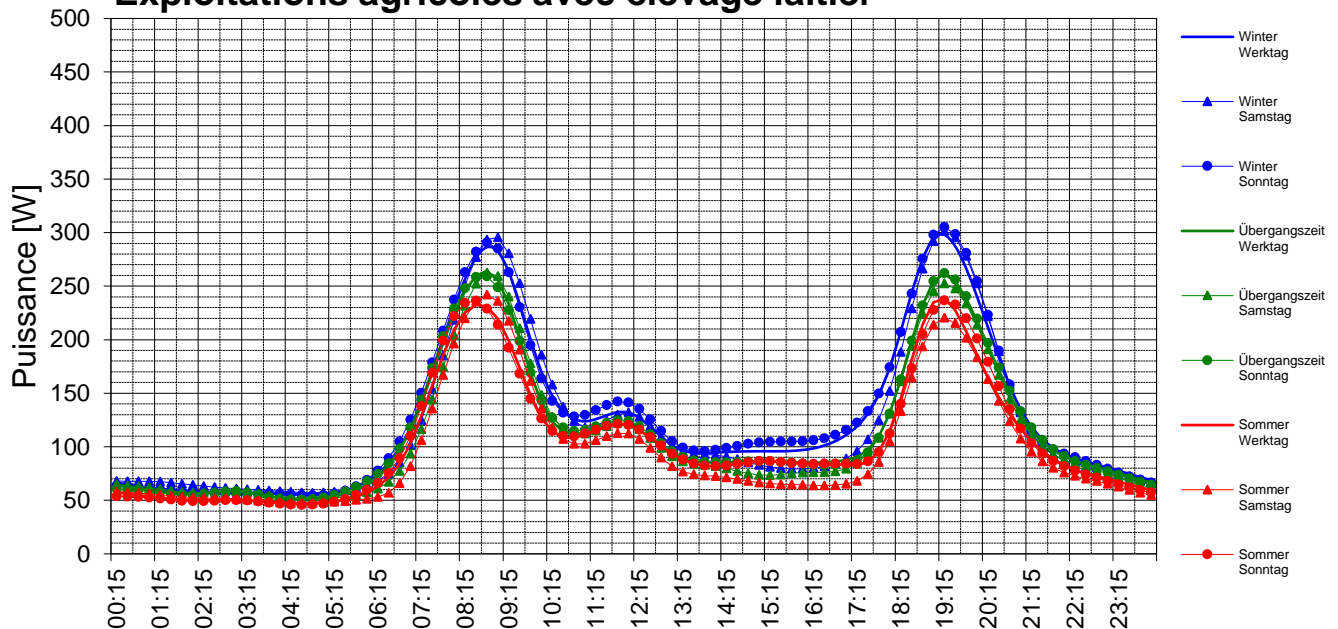


Figure 5 Courbes de charge normalisées d'une ferme

Pour représenter les fermes, le choix s'est porté sur la courbe de charge présentant les crêtes les plus marquées dont une aux alentours de 19h (en même temps que les habitations), qui est celle d'une exploitation agricole avec élevage de bovins. Les crêtes de consommation sont certainement dues aux traites des vaches laitières.

Afin de rester cohérent avec les courbes choisies pour les alimentations, la courbe du dimanche est prise pour l'été et de la même manière, la courbe du samedi est choisie pour l'hiver.

Concernant les courbes pour les églises :

Services de weekend

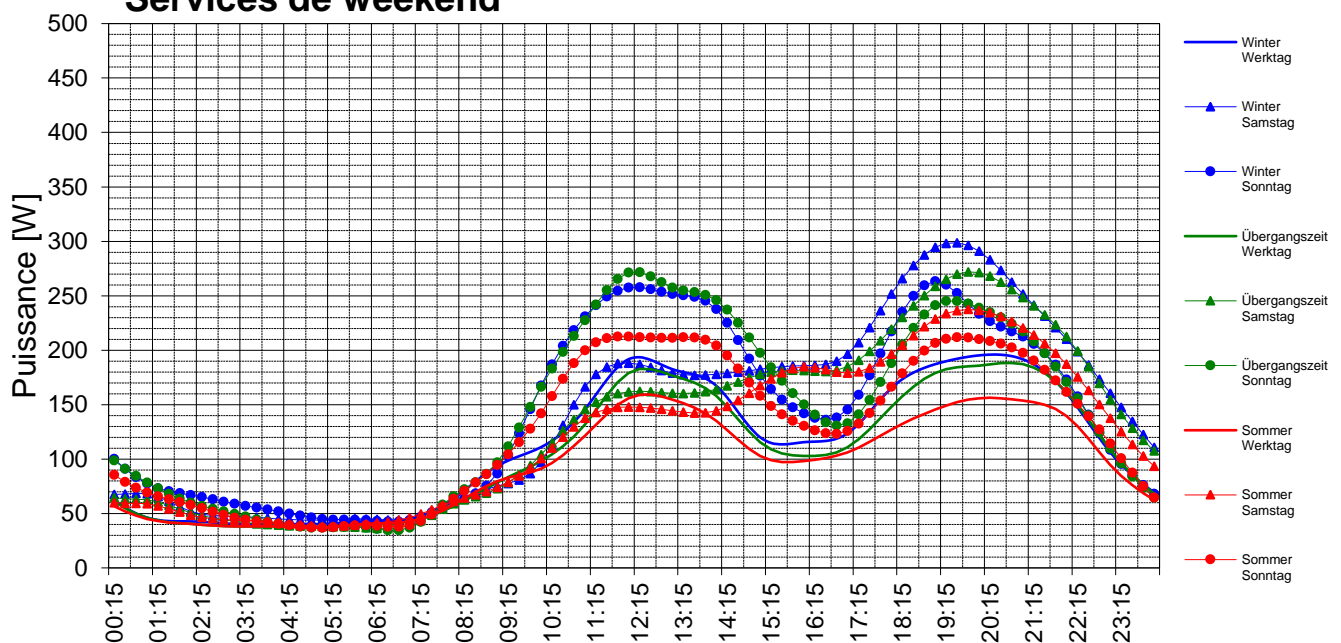
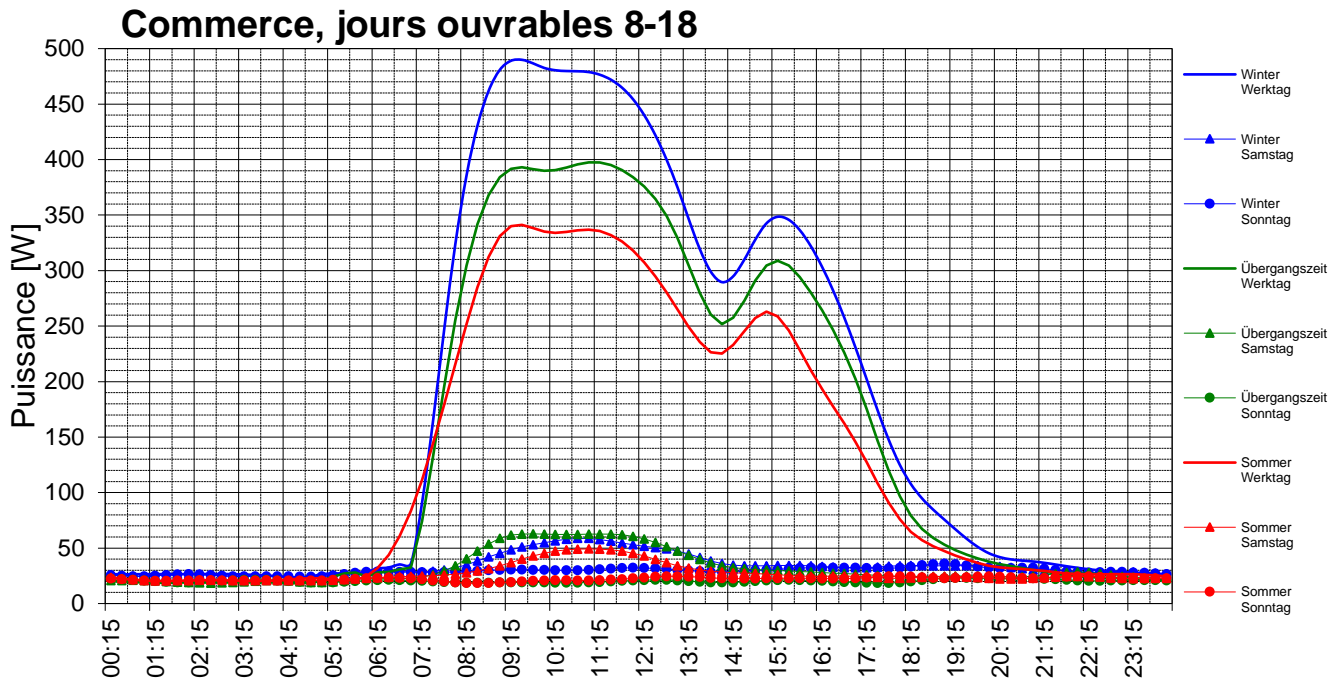


Figure 6 Courbes de charge normalisée d'un bâtiment de services de weekend

À nouveau par soucis de cohérence, les courbes retenues sont le dimanche pour l'été et le samedi pour l'hiver. Ce type de bâtiment représente aussi des crêtes de consommation aux mêmes périodes que les habitations et pourra ainsi participer à simuler les cas les plus problématiques en matière de consommation électrique.

Finalement, voici les courbes pour l'industrie :



Cette dernière courbe ne représente pas la courbe d'industrie mais se veut réaliste. Les courbes définies seront les mêmes, c'est-à-dire le dimanche pour l'été et le samedi pour l'hiver.

Cette alternative a été retenue de cette manière car le village de Trey n'est occupé que par deux petites industries, représentant un plus faible impact par rapport à la majorité composée d'habitations. Si la zone étudiée était dominée par l'industrie, les courbes choisies auraient été des jours de semaine.

Voici les courbes obtenues pour l'hiver :

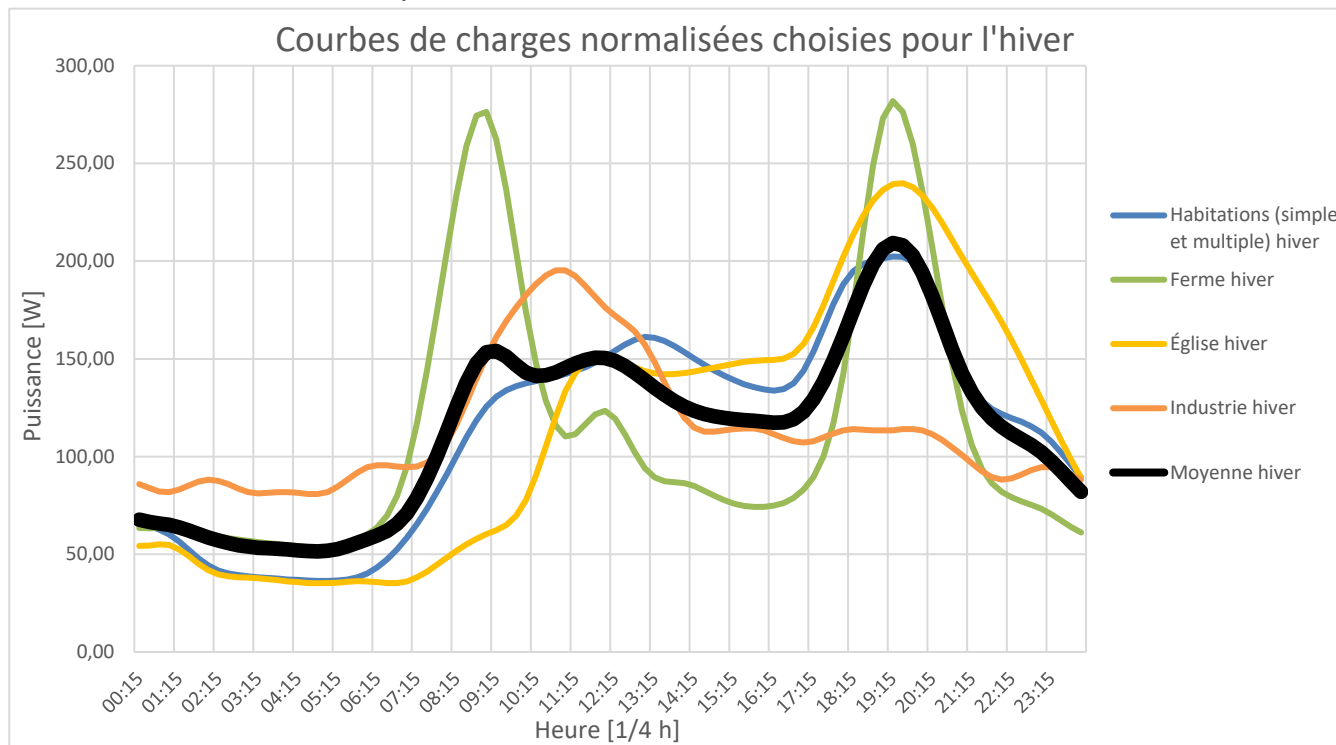


Figure 8 Courbes de charge normalisées choisies pour l'hiver

La moyenne n'est pas très pertinente puisque les différents types de bâtiment ne sont pas représentés équitablement mais cette courbe moyenne permet tout de même de constater que l'heure la plus problématique de ce scénario sera certainement entre 19h et 20h.

Ensuite, les mêmes courbes pour l'été sont représentées sur le graphique ci-dessous :

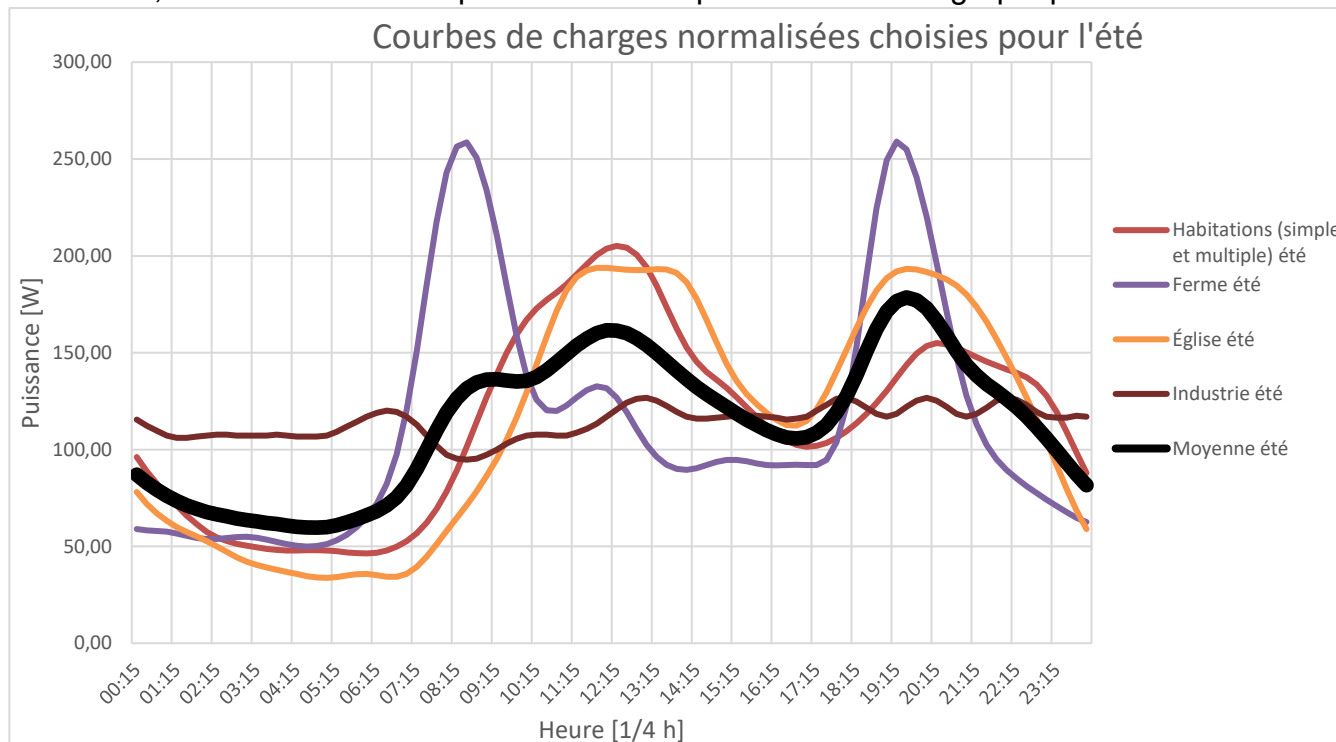


Figure 9 Courbes de charge normalisées choisies pour l'été

L'été, les consommations sont plus lissées et présenteront certainement un scénario moins problématique d'un point de vue de consommation car la plus grande crête (se situant au même endroit qu'avec le scénario d'hiver) est d'une amplitude plus faible.

Ces observations ne prennent pas en compte la production de photovoltaïque. Cette production réduira les crêtes de consommation en milieu de journée et pourraient devenir problématique qu'à condition d'être une très grande installation qui pourrait surcharger les cabinets concernés en puissance fournie.

Toutes les courbes ont été normalisées de manière précise afin de correspondre à une consommation de 1'000 [kWh/an].

2.1.2.4. Pondération des consommateurs et courbes par cabinet

Avec les estimations de consommation par bâtiment et les courbes de charges choisies, un facteur de pondération peut maintenant être calculé :

$$k_{pond} = \frac{E_{conso,bâtiment}}{1000}$$

Équation 1 Facteur de pondération par bâtiment

Ce facteur multipliera la courbe correspondant au type de bâtiment analysé et fournira ainsi une courbe de charge appropriée pour ce bâtiment.

L'étape suivante est simplement d'additionner les différentes courbes de charge des bâtiments pris en compte sur le même cabinet afin d'obtenir les courbes par cabinet. En voici quelques-unes en exemple :

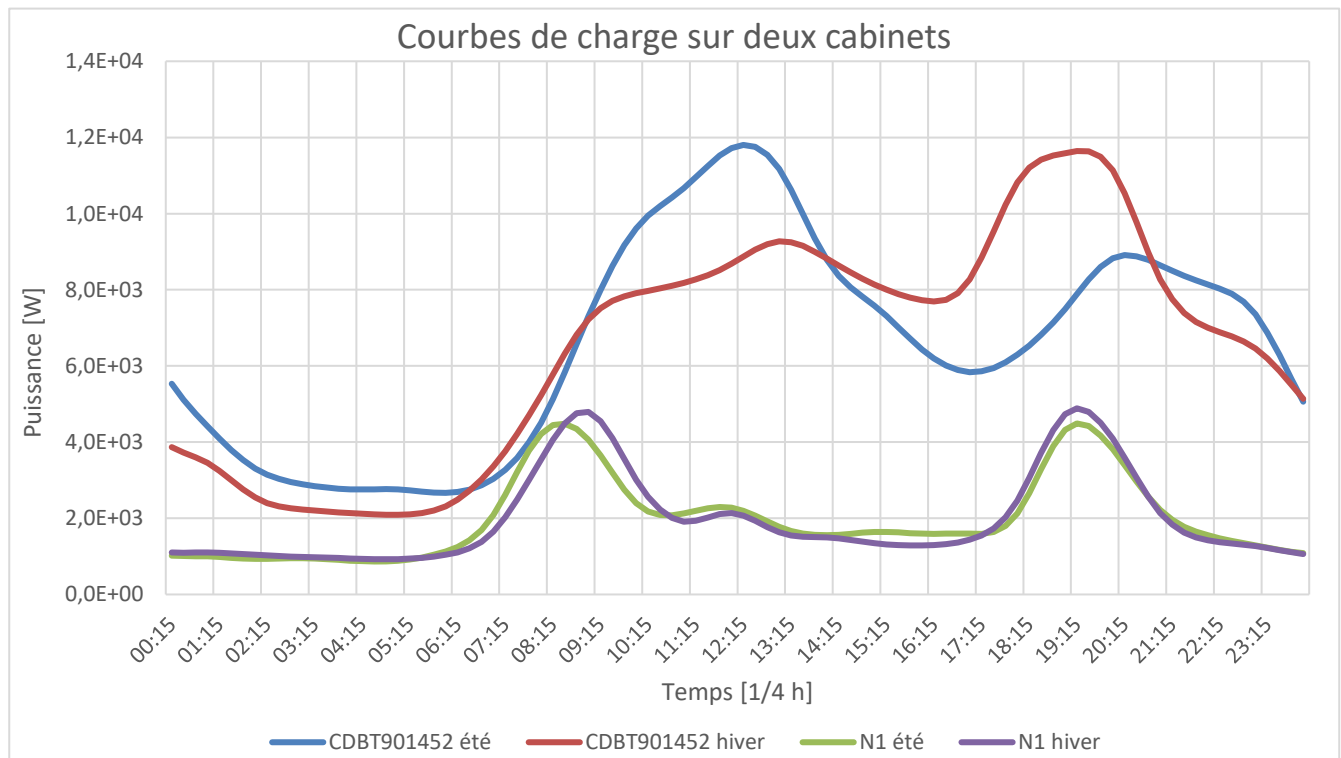


Figure 10 Courbes de charge sur les cabinets CDBT901452 et N1

La courbe de charge sur le cabinet CDBT901452 ressemble fortement aux courbes des habitations, ce cabinet alimente donc des consommateurs composés principalement d'habitations et de la même manière, le cabinet N1 alimente une ferme.

2.1.3. Identification et modélisation des producteurs locaux

Les deux fermes considérées en tant que producteurs locaux sont : au nord le nœud 60437, et au sud le nœud N1. À partir des données de www.map.geo.admin.ch, l'inclinaison et les surface des toitures pour les 2 bâtiments ont été estimés, avec une marge de 5 [%] d'incertitudes pour les surfaces. Les valeurs utilisées sont répertoriées ci-dessous :

Emplacement	Nœud	Surface sud [m ²]	Inclinaison [°]	Surface nord [m ²]	Inclinaison [°]
Nord	60437	830	14	597	16
Sud	N1	875	17	446	18

Tableau 3 Surfaces des producteurs locaux

Pour la simulation dans PVsyst, les toitures ont été équipées des modules Axitec Energy de 450 [W] chacun. Les deux fermes ont les puissances crêtes qui sont récapitulées ci-après :

Emplacement	Puissance face sud [kWc]	Puissance face nord [kWc]	Puissance totale [kWc]
Nord	145	122	267
Sud	178	92	270

Tableau 4 Puissances PV utilisées pour la simulation

Ces valeurs ont été implémentées dans PVsyst afin de générer les courbes de production PV été/hiver.

Pour la ferme au nord :

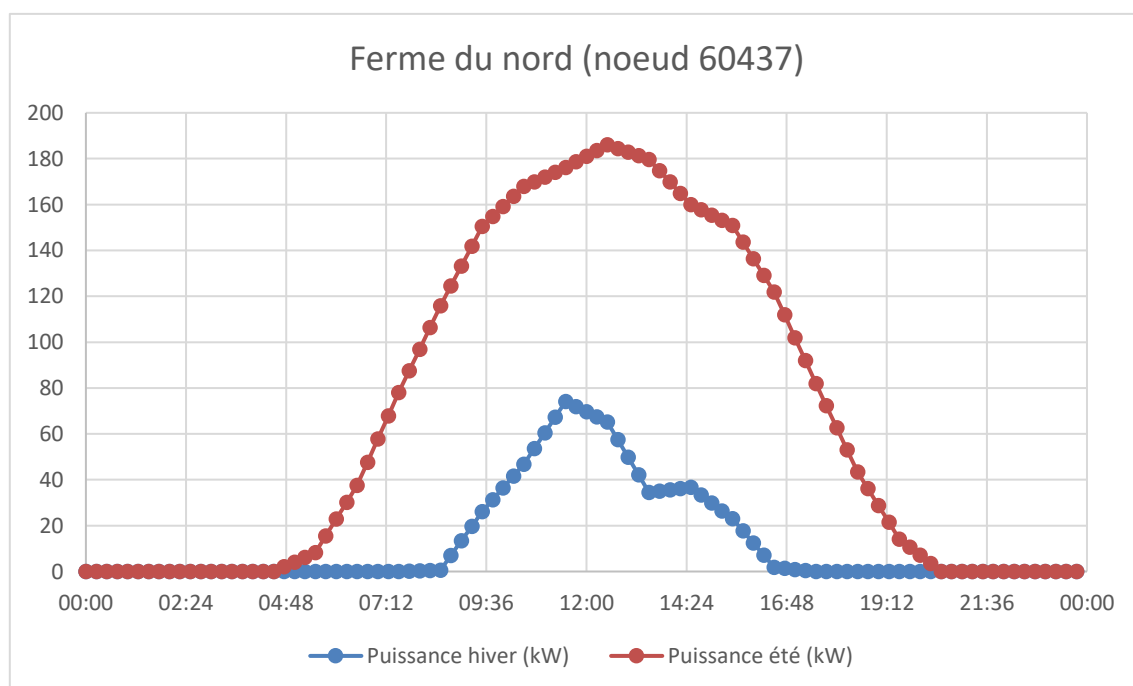


Figure 11 Courbes PV été/hiver, ferme du nord

Pour la ferme au sud :

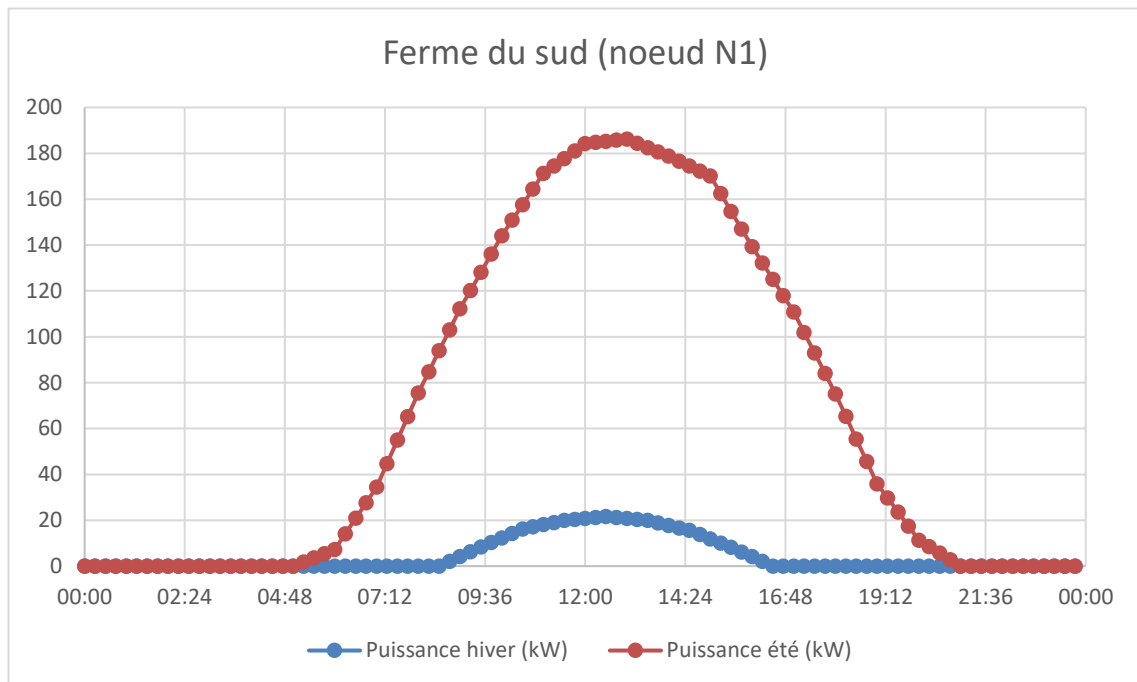


Figure 12 Courbes PV été/hiver, ferme du sud

Ces différentes courbes de production seront utilisées dans un second temps afin de contrôler l'impact du photovoltaïque sur le réseau.

2.2. Simulation du Load Flow

Cette première étape de la simulation consiste à vérifier l'évolution des tensions dans les nœuds ainsi que l'état de charge des lignes en présence uniquement des consommateurs, sans production solaire.

Les deux profils de consommations seront étudiés, c'est-à-dire en été et en hiver. Pour commencer, les charges sur les lignes sont étudiées :

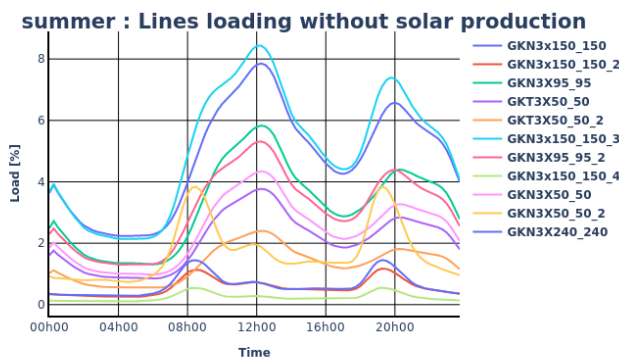


Figure 13 Charge sur les lignes en été, sans production solaire

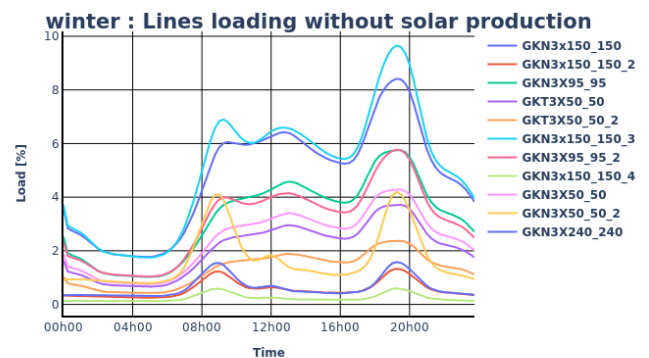


Figure 14 Charge sur les lignes en hiver, sans production solaire

Avec les hypothèses faites durant la réalisation des courbes de charges, la ligne « GKN3x150_150_3 », reliant le cabinet « 60437 » atteint un maximum de 9.65 [%] à 19h15. Cette même ligne est aussi la plus chargée en été avec un maximum de 8.44 [%] mais cette fois à 12h15. Ces charges sont donc assez faibles et laisse de la marge pour une future augmentation de la consommation, sans prendre en compte la production solaire.

Ensuite, les tensions sur les cabinets ont été tracées de la même manière :

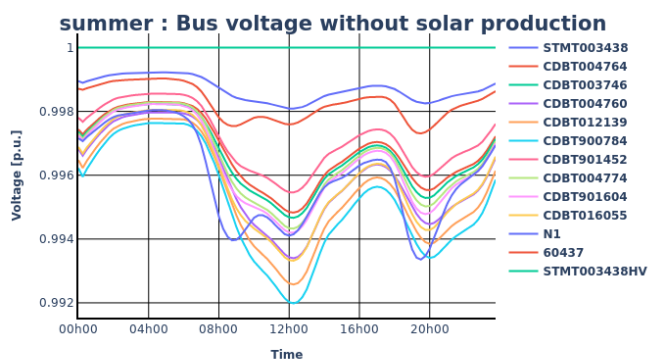


Figure 15 Tension sur les cabinets en été, sans production solaire

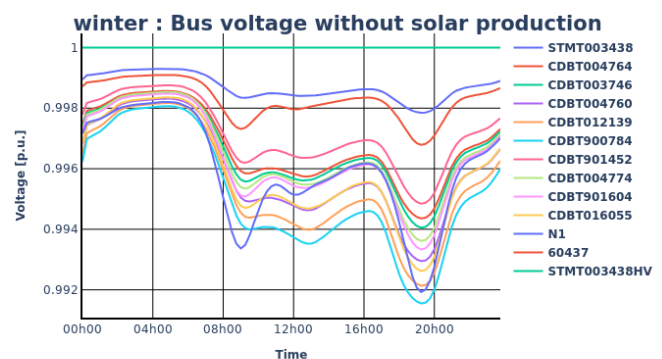


Figure 16 Tension sur les cabinets en hiver, sans production solaire

Logiquement, les tensions sont abaissées proportionnellement à la charge sur le réseau. Une augmentation de 9.65 [%] de consommation correspond à un abaissement de 0.85 [%]. La limite garantie par les gestionnaires de réseau est généralement de ± 10 [%] autour de la valeur de 400 [V] ; l'abaissement est donc acceptable. Le transformateur est réglé à 420 [V], la tension la plus faible dans ce réseau est donc de :

$$U_{min} = U_{nom} \cdot u_{min}^{[p.u.]} = 420 \cdot 0.9915 = 416.4 \text{ [V]}$$

Afin d'obtenir une vue plus représentative du réseau complet, voici les résultats du « powerflow » pour les deux simulations :

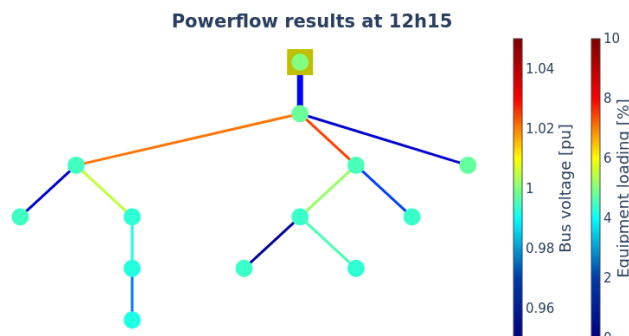


Figure 17 Powerflow en été, sans production solaire

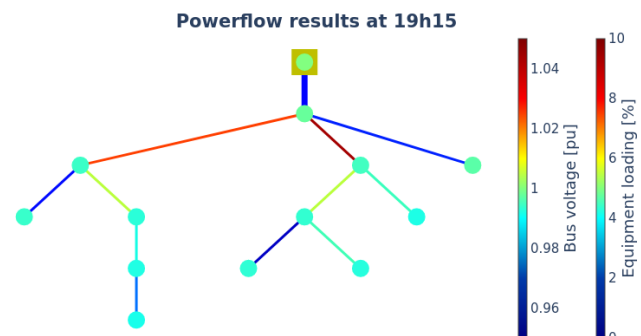


Figure 18 Powerflow en hiver, sans production solaire

Les lignes les plus chargées sont celles qui se situent au plus proche du transformateur. Ces lignes alimentent le reste du village, autant la partie nord que la partie sud.

2.3. Étude afin de limiter la surtension et les surcharges

2.3.1. Ajout de deux productions solaires à la simulation

De la même manière qu'au chapitre précédent, le réseau est simulé et les mêmes graphiques peuvent être affichés. Les problèmes seront étudiés au point suivant.

2.3.2. Problèmes associés à cette installation

Premièrement, les charges sur les lignes sont affichées :

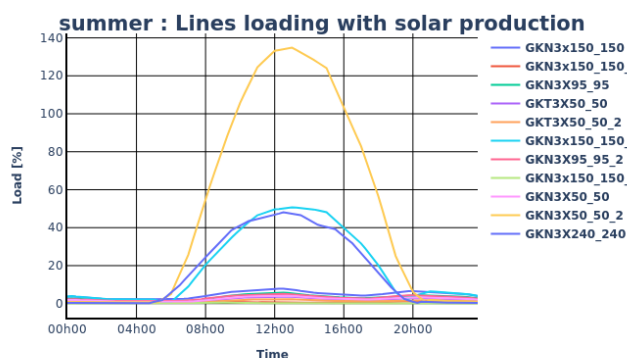


Figure 19 Charge sur les lignes en été, avec production solaire

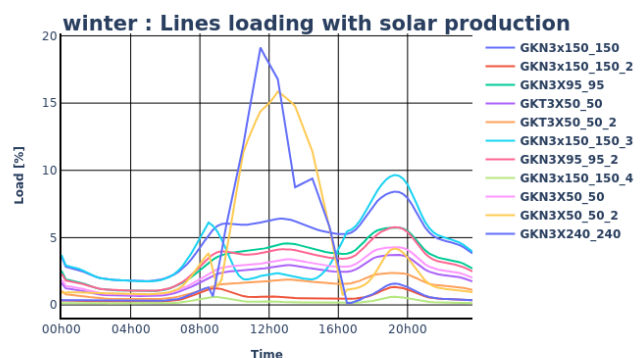


Figure 20 Charge sur les lignes en hiver, avec production solaire

La production en hiver étant relativement faible, les lignes ne sont pas trop chargées. En revanche, en été, la production est beaucoup trop importante pour la ligne « GKN3X50_50_2 », atteignant 134.9 [%] de la charge maximale autorisée. Ce dépassement est problématique car il pourrait faire surchauffer la ligne et la détruire. Il est donc impératif de limiter la production comme il sera fait dans la suite de ce rapport.

Les tensions de cabinet sont ensuite représentées sur les figures suivantes :

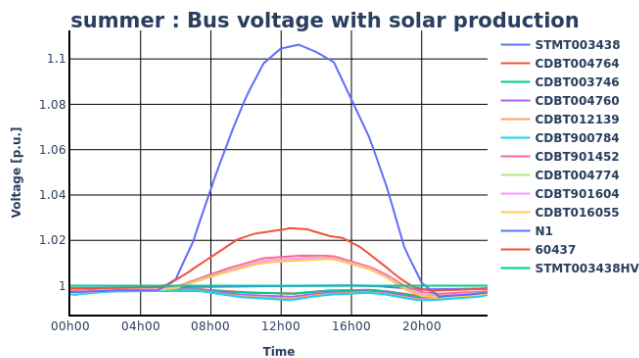


Figure 21 Tension sur les cabinets en été, avec production solaire

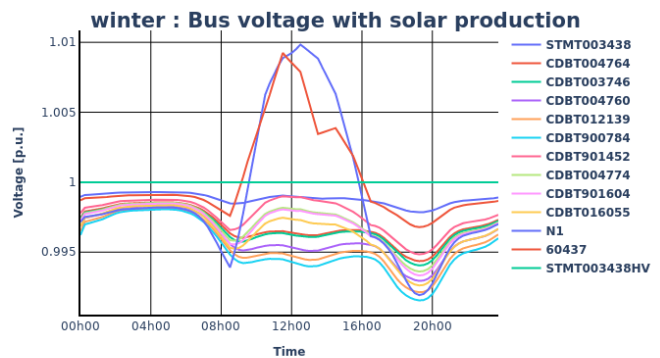


Figure 22 Tension sur les cabinets en hiver, avec production solaire

Comme au chapitre précédent, les tensions sont inversement proportionnelles à la charge (en faisant attention au sens de la charge qui est négatif dans le cas d'une production). La situation en hiver n'est pas problématique, contrairement à l'été où la tension atteint une valeur de 1.11 [p.u.] à 13h15. La tension à cette heure est donc de :

$$U_{max} = U_{nom} \cdot u_{max}^{[p.u.]} = 420 \cdot 1.114 = 467.9 \text{ [V]}$$

Cette tension est donc largement supérieure au 10 [%] de marge par rapport à 400 [V]. Cela représente donc un dépassement de 16.97 [%] de la tension du réseau, en dehors de la tolérance.

Voici la représentation de « powerflow » de cette situation avec production solaire :

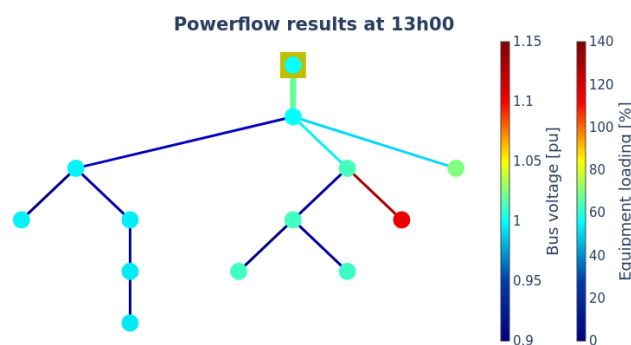


Figure 23 Powerflow en été, avec production solaire

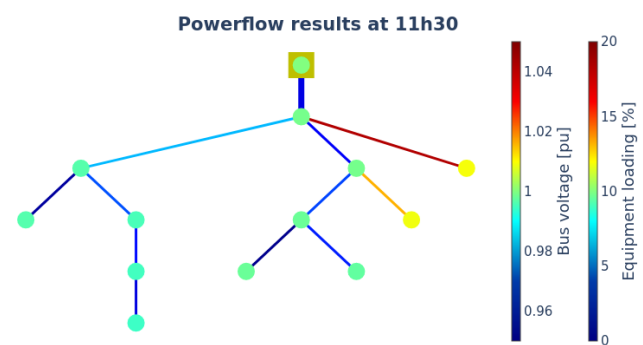


Figure 24 Powerflow en hiver, avec production solaire

La ligne reliant le cabinet est donc surchargée et doit être remplacée pour absorber la production solaire sur ce cabinet en été.

2.3.3. Puissance injectée et aspects financiers

L'installation solaire, précédemment dimensionnée, est raccordée au réseau. Cela représente une production de près de 185 [kWc], qui est ajoutée au cabinet N1, ce qui correspond approximativement à une puissance de 176 [kW] injectable sur le réseau. Cette modification impacte la tension du réseau, en l'augmentant significativement dans l'environnement proche de ce cabinet. Lors de production estivale, cela représenterait une surtension et une surcharge pour lesquelles le réseau n'était pas prévu à l'origine.

Avec la ligne existante de section de 50 [mm²] et de courant admissible de 170 [A], la puissance maximale produite par le photovoltaïque se calcule et vaut :

$$P_{max} = 3 \cdot U_{ph} \cdot I_{ph} = 3 \cdot 400/\sqrt{3} \cdot 170 = 118 \text{ [kW]}$$

En journée estivale, sur le nœud N1 on admet une consommation moyenne de 3 [kW], la production serait donc bridée en retranchant des 176 [kW], les 118 [kW] admis et les 3 [kW] consommés, ce qui représente 55 [kW].

La période où la production est limitée, est estimée pour les mois de grande production. En plein été, de mai à août, la production devrait être bridée durant près de 8 [h/jour]. Au printemps et en automne, cela représente environ 4 [h/jour] et en hiver il n'y pas suffisamment de production, donc il n'y a aucune limitation lors de cette période. En moyennant sur une année, on estime à près de 1'300 [h/an] de production limitée en raison d'un fort ensoleillement

Ces données amènent donc à un manque à gagner annuel de près de 6'900 [CHF].

Les calculs étant réalisés avec le tarif de reprise en vigueur de romande énergie pour Trey en 2025 (source : <https://www.romande-energie.ch/solaire/prix-de-reprise>) qui est actuellement de 9.65 [ct/kWh].

2.3.4. Bridage de la production solaire

Avec la valeur de 118 [kW] maximale calculée ci-dessus, la production a été limitée à cette valeur pour le cabinet N1. Voici la charge obtenue :

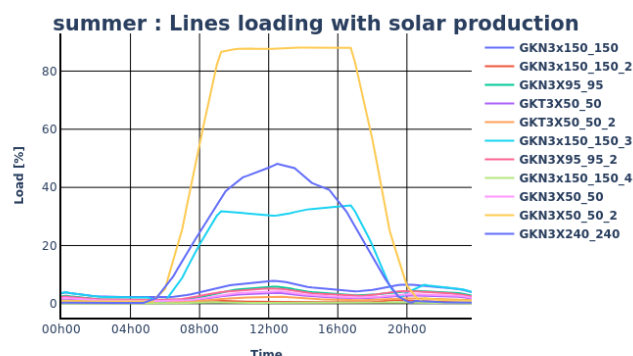


Figure 25 Charge sur les lignes avec limitation de production

Avec cette limitation, la charge maximale de la ligne est de 88.07 [%] à 13h15. La charge n'est pas de 100 [%] car la valeur maximale a été calculée de manière juste, c'est-à-dire avec la tension nominale du réseau à 400 [V]. Cependant, le réseau est simulé à 420 [V] et une augmentation de tension est générée par la production solaire comme l'indique la figure suivante :

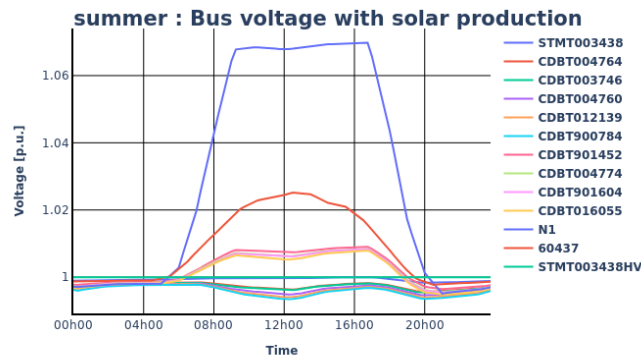


Figure 26 Tension par cabinet avec limitation

Cette augmentation de tension permet à un courant plus faible de circuler pour fournir une même puissance. Dans la réalité, la production solaire pourrait être limitée à une valeur supérieure aux 118 [kW] calculés mais il convient de garder un peu de marge.

La tension maximale de cette situation est mesurée à 16h45 et vaut 1.075 [p.u.], ce qui représente une tension de :

$$U_{max} = U_{nom} \cdot u_{max}^{[p.u.]} = 420 \cdot 1.075 = 451.5 [V]$$

Cette tension est supérieure au 440 [V] assurée par le gestionnaire de réseau. La tension du secondaire du transformateur devrait donc être revue à la baisse pour éviter cette situation.

Le « powerflow » à 13h15 pour cette situation est le suivant :

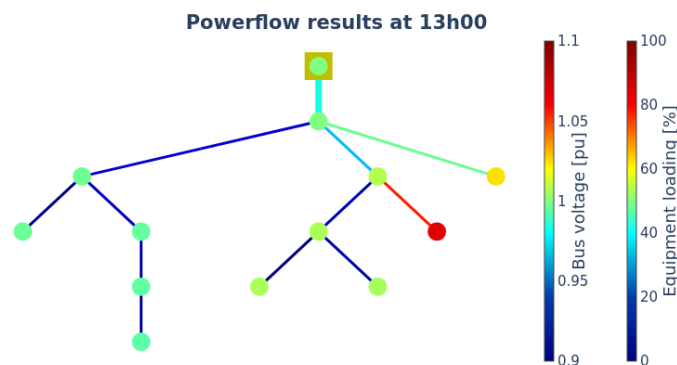


Figure 27 Powerflow avec limitation

La ligne reliant le cabinet N1 n'est donc plus surchargée et ne risque plus de chauffer excessivement. En revanche la tension de ce cabinet est légèrement trop élevée durant les journées ensoleillées d'été.

2.3.5. Modification du $\cos(\phi)$

Afin de démontrer l'importance d'un $\cos(\phi)$ proche de 1, la puissance active a été maintenue aux mêmes valeurs qu'aux points précédents. En revanche, le $\cos(\phi)$ a été modifié à 0.8 et calculé à partir de la puissance active de la manière suivante :

$$Q_{ch} = P_{ch} \cdot \tan(\cos^{-1}(\cos(\phi))) = P_{ch} \cdot \tan(\cos^{-1}(0.8))$$

Les charges sur les lignes, pour le scénario d'été, sont étudiées, avec et sans production solaire :

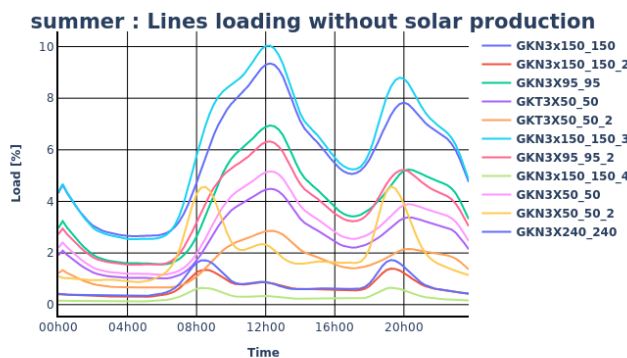


Figure 28 Charge sur les lignes sans production solaire, $\cos(\phi) = 0.8$

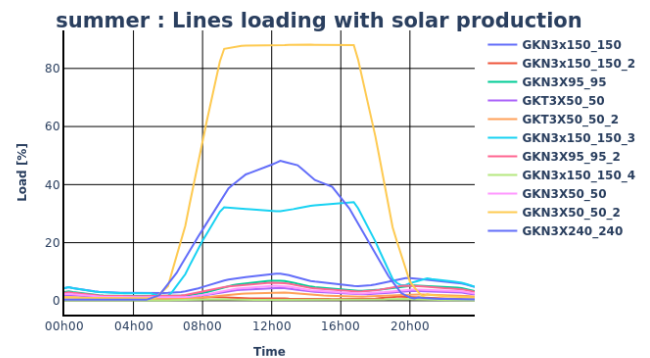


Figure 29 Charge sur les lignes avec production solaire, $\cos(\phi) = 0.8$

La modification du $\cos(\phi)$ impacte la charge sur les lignes qui est relevée à 10.04 [%] contre 9.65 [%] auparavant, ce qui est logique puisque la puissance réactive doit aussi être transportée au travers des lignes et augmente ainsi le courant.

La différence de résultat sur la figure avec production solaire n'est pas facilement distinguable mais la valeur maximale est aussi supérieure à 88.21 [%] contre 88.07 [%] durant la simulation précédente. Contre-intuitivement, la charge est aussi augmentée avec cette augmentation de puissance réactive alors qu'elle aurait été diminuée avec un ajout de puissance active. Ce comportement s'explique par le fait que la production solaire ne fournit que de la puissance active dans ce scénario et pourrait être modifiée afin de produire aussi du réactif afin de compenser au mieux cette charge ; de cette manière, la partie étant limitée pourrait être revalorisée en partie par une compensation de $\cos(\phi)$.

2.3.6. Remplacement de la ligne et coûts

La ligne qui alimente le cabinet N1 doit être remplacée afin d'absorber l'entièreté de la production photovoltaïque. Le câble GKN3X50 est donc changé par un câble GKN3X150. Cette correction permet au propriétaire de produire à sa puissance maximale et de l'injecter totalement sur le réseau.

Selon le cours RE02, dans les annexes de la page 27, les coûts pour une ligne est d'environ 100'000 [CHF/km]. Dans notre cas, la ligne fait 255 [m]. Cela représente un coût approximatif de 25'500 [CHF], couvrant les frais du génie civil, du câble et de son raccordement.

En considérant les pertes annuelles liées au bridage de 6'900 [CHF], et si le changement était à la charge du propriétaire, il y aurait un retour sur investissement en 3 ans et 8 mois.

Avec cette nouvelle ligne, voici la charge sur les lignes avec le scénario d'été :

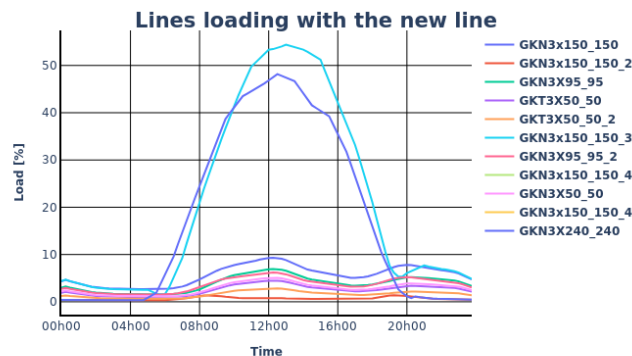


Figure 30 Charge sur les lignes après le remplacement

La charge a donc été largement diminuée sur la ligne reliant le cabinet N1, passant d'un maximum de 134.9 [%] précédemment à 54.14 [%].

2.3.7. Modification de la valeur du gradin du transformateur

Dans le cadre des surtensions, il serait judicieux de diminuer la tension secondaire du transformateur. En abaissant la tension de 420 [V] à 410 [V] par exemple, la tension lors de forte production solaire serait réduite et ne dépassera pas la tension maximale. Cette modification n'est pas forcément nécessaire avec l'hypothèse du changement de ligne :

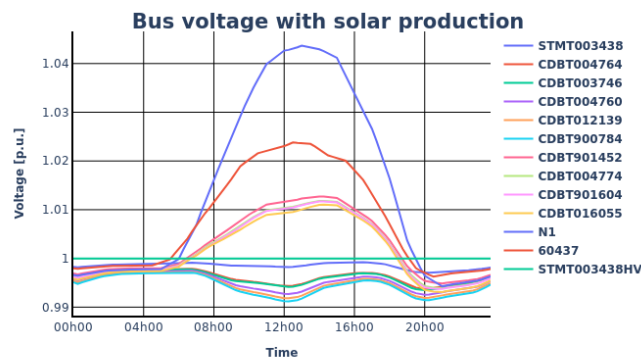

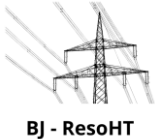


Figure 31 Tensions par cabinets avec la nouvelle ligne

La nouvelle tension maximale est maintenant de :

$$U_{max} = U_{nom} \cdot u_{max}^{[p.u.]} = 420 \cdot 1.047 = 439.7 [V]$$

Cette tension est dans la tolérance du réseau ; dans un cas pratique, il ne faudrait pas remplacer le transformateur mais le gradin pourrait tout de même être légèrement abaissé si le transformateur actuel le permet.

	Mini projet : Modélisation d'un réseau BT – Trey		
	ResoHT - Labos	VERSION : 01	
	RESP. DU DOC. : M. Buchser, M. Joye NOM DU DOC. : Rendu_Mini_projet_Buchser_Joye.docx		

3. Conclusion

Avec le travail effectué, nous avons bien compris la théorie concernant la modélisation et la simulation de flux de puissance dans les lignes. En réalisant successivement les étapes demandées, les différents résultats ont pu être analysés et explicités.

Toutes nos hypothèses et nos considérations sont annotées et justifiées. L'ensemble de ce travail est basé sur celles-ci et les différentes sources ou données ont été citées.

Les questions ont été traitées et répondues selon nos propres appréciations et le temps à disposition. Les différents code Python ont été développés selon nos connaissances fortement limitée dans ce langage de programmation.

Nous avons pu observer l'influence qu'a une production photovoltaïque sur le réseau électrique. L'injection d'énergie photovoltaïque affecte la tension du réseau. Une injection excessive peut provoquer une élévation importante de la tension.

Dans la finalité, nous sommes satisfaits du rapport rendu. Ce projet est un bon aperçu de l'étude des réseaux électriques BT et du dimensionnement des lignes électriques.

4. Bibliographie

a) Image de titre : <https://www.trey.ch/portrait/ruesTrey.png>

5. Tables des illustrations

5.1. Figures

Figure 1 Illustration simplifiée du départ MT/BT, réseau Trey.	2
Figure 2 Réseau modélisé	3
Figure 3 Flux à puissance constante.....	3
Figure 4 Courbes de charge normalisées d'une habitation	6
Figure 5 Courbes de charge normalisées d'une ferme	7
Figure 6 Courbes de charge normalisée d'un bâtiment de services de weekend.....	7
Figure 7 Courbes de charge normalisée choisie pour l'industrie.....	8
Figure 8 Courbes de charge normalisées choisies pour l'hiver	9
Figure 9 Courbes de charge normalisées choisies pour l'été.....	9
Figure 10 Courbes de charge sur les cabinets CDBT901452 et N1	10
Figure 11 Courbes PV été/hiver, ferme du nord	11
Figure 12 Courbes PV été/hiver, ferme du sud	12
Figure 13 Charge sur les lignes en été, sans production solaire	13
Figure 14 Charge sur les lignes en hiver, sans production solaire	13
Figure 15 Tension sur les cabinets en été, sans production solaire.....	13
Figure 16 Tension sur les cabinets en hiver, sans production solaire	13
Figure 17 Powerflow en été, sans production solaire	14
Figure 18 Powerflow en hiver, sans production solaire.....	14
Figure 19 Charge sur les lignes en été, avec production solaire.....	14
Figure 20 Charge sur les lignes en hiver, avec production solaire	14
Figure 21 Tension sur les cabinets en été, avec production solaire	15

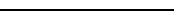

	Mini projet : Modélisation d'un réseau BT – Trey		 BJ - ResoHT
	ResoHT - Labos	VERSION : 01	
	RESP. DU DOC. : M. Buchser, M. Joye NOM DU DOC. : Rendu_Mini_projet_Buchser_Joye.docx		

Figure 22 Tension sur les cabinets en hiver, avec production solaire	15
Figure 23 Powerflow en été, avec production solaire	15
Figure 24 Powerflow en hiver, avec production solaire	15
Figure 25 Charge sur les lignes avec limitation de production	16
Figure 26 Tension par cabinet avec limitation	17
Figure 27 Powerflow avec limitation	17
Figure 28 Charge sur les lignes sans production solaire, $\cos(\phi) = 0.8$	18
Figure 29 Charge sur les lignes avec production solaire, $\cos(\phi) = 0.8$	18
Figure 30 Charge sur les lignes après le remplacement	19
Figure 31 Tensions par cabinets avec la nouvelle ligne.....	19

5.2. Tableaux

Tableau 1 Consommations surfaciques standards selon la norme SIA 2024	4
Tableau 2 Consommations surfaciques standards retravaillés.....	5
Tableau 4 Surfaces des producteurs locaux	11
Tableau 5 Puissances PV utilisées pour la simulation	11