

Filière Energie et techniques environnementales

Orientation Smart Grid

Travail de bachelor Diplôme 2016

Joël Germanier

*Nouvelles sources renouvelables réparties
dans un réseau de distribution*

-  Professeur
Davide Pavanello
-  Expert
Yannick Gillioz
-  Date de la remise du rapport
15.07.2016

TABLE DES MATIERES

1	Contexte	1
2	Introduction.....	2
3	Production photovoltaïque	3
3.1	<i>Profil de production</i>	3
3.2	<i>Installations distribuées</i>	4
4	Réseau de distribution	5
5	Impact de la production photovoltaïque distribuée sur les réseaux de distribution ...	6
5.1	<i>Flux de puissance</i>	6
5.2	<i>Elévation locale du niveau de tension</i>	6
5.3	<i>Déséquilibre de phases</i>	7
5.4	<i>Harmoniques</i>	8
5.5	<i>Courant de court-circuit</i>	9
5.6	<i>Influence sur les pertes du réseau</i>	9
5.7	<i>Injection de courant DC</i>	9
6	Impact du réseau de distribution sur les installations photovoltaïques	10
6.1	<i>Creux de tension</i>	10
6.2	<i>Harmoniques</i>	10
6.3	<i>Inter harmoniques</i>	10
7	Quartier modèle	11
7.1	<i>Commune d'Ardon</i>	11
7.2	<i>Choix du quartier</i>	12
7.3	<i>Mesure sur le terrain</i>	14
7.4	<i>Composition électrique du quartier</i>	12
8	Conception de l'Outil.....	15
8.1	<i>Cahier des charges</i>	15
8.2	<i>Structure</i>	16
8.3	<i>Paramètres de construction du réseau</i>	19
8.4	<i>Calculs</i>	20
8.5	<i>Validation installation et niveaux de tension</i>	23

9	Test de l'outil	23
9.1	<i>Méthode</i>	23
9.2	<i>Résultats</i>	24
10	Solutions pour limiter l'impact du photovoltaïque sur les réseaux de distribution ...	25
10.1	<i>Augmentation locale de la tension</i>	25
10.2	<i>Harmoniques</i>	26
11	Suite du projet	27
11.1	<i>Améliorer les paramètres de l'outil</i>	27
11.2	<i>Développer l'outil</i>	27
12	Conclusions	28
13	Date et signature	28
14	Remerciements	28
15	Bibliographie	29
16	Annexes	30
17	Table des figures	31

NOUVELLES SOURCES RENOUVELABLES REPARTIES DANS UN RESEAU DE DISTRIBUTION

1 CONTEXTE

Le projet présenté dans ce rapport est fortement lié au contexte énergétique défini par la stratégie 2050 du Conseil fédéral et du Parlement.

En effet, après l'accident nucléaire de Fukushima qui a eu lieu en mars 2011 au Japon des suites d'un séisme et d'un tsunami, le Conseil fédéral et le Parlement ont pris une décision de principe pour la sortie progressive de l'énergie nucléaire. Ainsi, le modèle d'approvisionnement en énergie de la Suisse nécessitant d'être redéfini, le Conseil fédéral et le Parlement ont rédigé en 2013 la stratégie énergétique 2050. Dans cette stratégie, il est défini notamment les objectifs à atteindre pour effectuer cette transition énergétique.

L'augmentation du nombre de sources de production d'électricité, notamment provenant du renouvelable est indispensable pour parvenir à terme à mettre hors service les centrales nucléaires sur territoire suisse, tout en garantissant l'approvisionnement en énergie électrique de la Suisse.

Parmi ces installations de production appelées nouvelles énergies renouvelables, en référence à la grande hydraulique qui fait aussi partie des énergies renouvelables, mais déjà bien implantée en Suisse, on trouve notamment les installations photovoltaïques, éoliennes, la petite hydraulique au fil de l'eau, la géothermie et la biomasse.

Plusieurs installations de tailles et de types différents sont nécessaires pour remplacer une centrale nucléaire. Ainsi, de la production centralisée, on passe à une production distribuée ou répartie jusque dans les réseaux de distribution à basse tension (400 Volts). Hors, ces réseaux dits de distribution ont à la base été conçus, hiérarchisés, dimensionnés pour distribuer l'énergie aux différents consommateurs et non pour absorber la production d'énergie.

2 INTRODUCTION

La croissance du nombre d'installations réparties de production d'énergie renouvelable telles que le photovoltaïque ou l'éolien, dont le profil de production est de nature variable, représente un défi majeur pour les gestionnaires de réseaux électriques dont l'une des missions est d'en garantir au quotidien la stabilité.

Pour le canton du Valais, de par son climat ensoleillé, il est évident qu'une des principales sources de renouvelable qui pourrait être exploitée sous la forme de petites installations réparties n'est autre que le photovoltaïque.

De ce fait, il est important pour un gestionnaire de réseau actif en Valais de savoir comment le réseau pourrait réagir à une intégration à large échelle de production photovoltaïque décentralisée sur celui-ci. Cela afin de connaître, si tel est le cas, les problèmes auxquels il risque d'être confronté au futur, et ainsi de pouvoir planifier les aménagements à apporter au réseau.

Ce projet est réalisé avec la collaboration et sous mandat du groupe SEIC Télédís. Ce gestionnaire de réseau est actif notamment dans le Valais central et le Bas-Valais.

L'objectif de ce projet est donc de développer un outil d'aide à la planification qui permette de favoriser la pénétration d'un maximum de sources de production photovoltaïque dans un réseau de distribution basse tension.

3 PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

Une installation photovoltaïque produit de l'énergie dite renouvelable, en effet ces installations produisent de l'énergie électrique, à partir du rayonnement solaire. Cette source est considérée comme infinie à l'échelle humaine et gratuite, en comparaison à une centrale à gaz qui doit acheter le gaz nécessaire à la production, le rayonnement solaire ne coûte rien. Cependant, il existe évidemment un coût d'investissement de l'installation et un coût d'exploitation dû à l'usure et l'entretien des panneaux photovoltaïques chargés de réceptionner les rayons solaires.

Ce type d'installation est facilement intégrable autant sur une nouvelle maison que sur une maison plus ancienne. En effet, il est facile de poser une série de panneaux photovoltaïques sur un toit existant. De ce fait, et en prenant en compte les différentes subventions telles que la rétribution unique, qui consiste à rembourser une partie des frais d'investissement pour une installation d'énergie renouvelable, ces installations sont de plus en plus mises en place chez les privés.

3.1 Profil de production

Le principal inconvénient des installations photovoltaïques est leur profil de production de caractère volatil, car entièrement dépendant de l'ensoleillement et donc des conditions météorologiques.

Ainsi, la production photovoltaïque ne ressemble pas du tout à de la production en ruban, qui signifie que la puissance reste stable durant toute la période de production. Pour les raisons citées plus haut, on comprend bien que le photovoltaïque produit uniquement le jour, qu'il produit plus vers midi, que la production peut changer grandement d'un jour à l'autre et que, selon les saisons, la production augmente ou diminue. Cependant, contrairement à ce qu'on pourrait penser, la production peut être plus importante en printemps qu'en été, cela notamment à cause du rendement qui diminue lorsque les panneaux surchauffent.

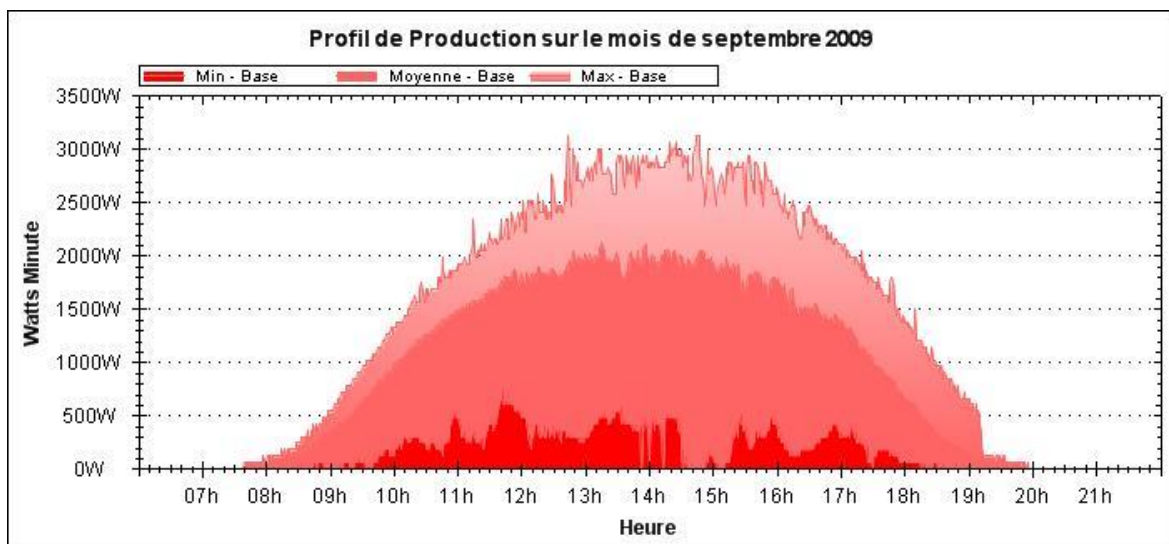


Figure 1: profil journalier sur un mois

3.2 Installations distribuées

Comme expliqué précédemment, de plus en plus d'installations photovoltaïques voient le jour chez les privés. A cause de leur profil de production volatile, sans une installation de stockage, il n'est pas encore possible pour les privés de se déconnecter du réseau afin d'être en ilotage, soit autonome en approvisionnement électrique. De plus, au vu du coût actuel de l'électricité, il n'est économiquement pas intéressant pour un privé d'être en ilotage, le prix de revient d'un kilowattheure électrique produit puis stocké étant largement supérieur au prix du kilowattheure acheté sur le réseau.

Ainsi, ces installations fonctionnent sur le principe d'autoconsommation / injection sur le réseau, c'est-à-dire que lorsque le privé consomme de l'énergie, si ses panneaux solaires produisent alors il consomme sa propre production, si ses panneaux ne produisent pas en suffisance alors il achète le manque au distributeur et lorsque sa production dépasse sa consommation, il injecte sur le réseau et revend au distributeur qui a l'obligation de lui racheter le surplus de sa production. De ce fait, chaque installation dispatchée un peu partout sur le réseau injecte de l'énergie par moment, c'est ce que l'on appelle la production décentralisée ou distribuée.

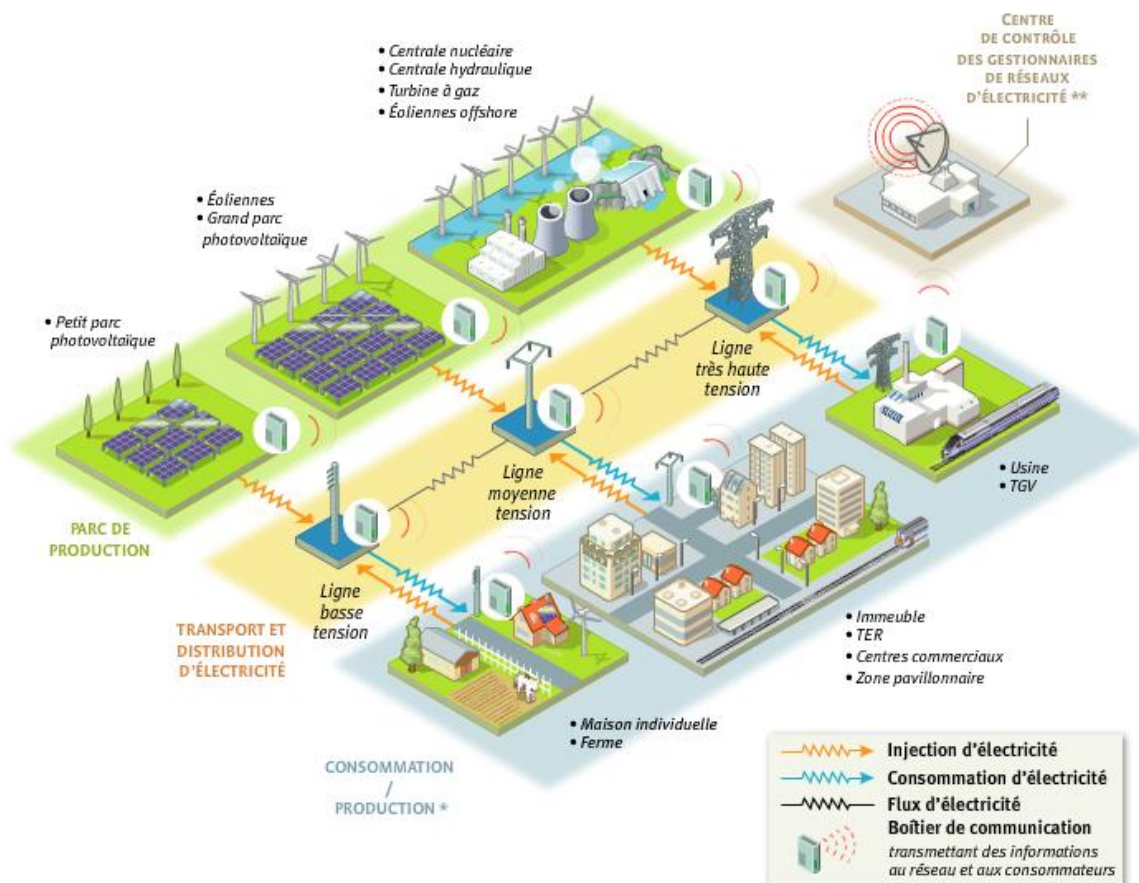


Figure 2: production distribuée

4 RESEAU DE DISTRIBUTION

Il existe deux types de réseaux en électricité. Premièrement, le réseau de transport, dont le rôle est de conduire l'énergie électrique d'un producteur centralisé vers les réseaux de distribution suprarégionaux ou d'un pays vers un autre. Deuxièmement, les réseaux de distribution dont le rôle est de répartir l'énergie d'un réseau de transport entre plusieurs consommateurs finaux. Ces réseaux de distribution sont sous-divisés en trois catégories, selon leur niveau de tension, soit suprarégional, régional ou local.

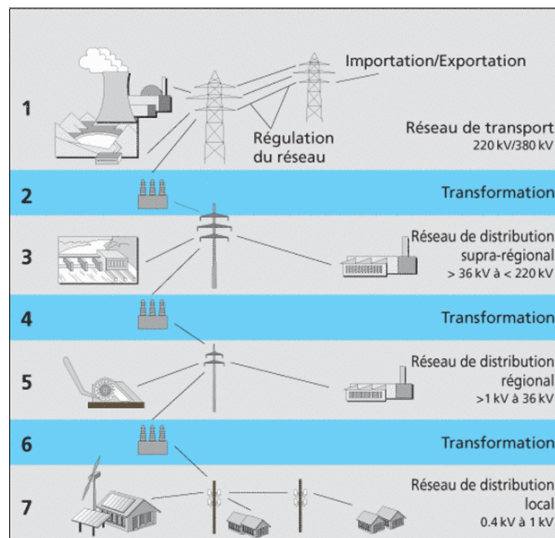


Figure 3: structure du réseau électrique

Ainsi, le réseau a été étudié pour fonctionner du haut vers le bas, soit pour distribuer l'énergie d'un producteur centralisé vers de multiples consommateurs répartis. Hors, avec l'avènement des nouvelles énergies renouvelables, le fonctionnement du réseau est appelé à changer, puisque dorénavant, de plus en plus de production se fait de manière décentralisée avec un point d'injection au niveau du réseau de distribution local, dit réseau à basse tension.

Ces réseaux à basse tension ont été construits selon une topologie en arborescence. Le réseau commence au poste de couplage et de transformation moyenne tension (16 kilovolts) / basse tension (400 volts). En aval de ce poste, les différentes cabines de distributions à basse tension ainsi que les consommateurs sont raccordés. Certaines cabines sont alimentées, au travers d'une ligne, directement par le poste de transformation, et d'autres par une autre cabine.

5 IMPACT DE LA PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE DISTRIBUEE SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

5.1 Flux de puissance

Avec une production centralisée, comme cela était le cas jusqu'à maintenant, le flux de puissance allait de la moyenne tension vers la basse tension en permanence. Ainsi l'exploitation du réseau a été étudiée pour un réseau avec un flux de puissance unidirectionnel. Hors, avec la mise en place des nouvelles productions d'énergie renouvelable réparties, raccordées au réseau basse tension, il arrive que par moment, la production soit supérieure à la consommation et par conséquent, le flux de puissance s'inverse et va de la basse tension vers la moyenne tension. Cette inversion de flux a pour première conséquence de modifier le niveau de tension au point d'injection et à tous les nœuds jusqu'au transformateur de quartier.

5.2 Elévation locale du niveau de tension

En se basant sur la formule de la loi d'Ohm¹ $\{U = Z * I\}$ et étant donné, qu'une ligne au vu de sa confection (matériaux, mode de pose) est caractérisée par une impédance (Z), il est évident que sur chaque ligne se produit une chute de tension lorsque celle-ci est traversée par un courant électrique. Cette chute de tension s'opère dans le même sens que le flux de puissance dont le sens est identique au sens conventionnel du courant. Ainsi, dans l'utilisation du réseau, avec une production centralisée, pour les clients éloignés du transformateur moyenne tension / basse tension, donc reliés au réseau par de longues lignes, il arrive que la chute de tension soit trop élevée et que par conséquent la tension au point de raccordement soit en dessous de la limite définie par la norme EN50160². La norme tolère une variation de $\pm 10\%$ de la tension nominale, soit $\pm 10\%$ de 400 volts en basse tension. Pour contrer ce problème, il est possible d'augmenter la tension au secondaire du transformateur et ainsi de garantir une tension dans les limites de la norme chez le consommateur.

Cependant, lorsqu'une production répartie, photovoltaïque par exemple, injecte sur le réseau, la tension au point de raccordement augmente pour que le flux de puissance puisse s'inverser et puisse aller de la basse tension vers la moyenne tension. Ainsi, si la tension au secondaire du transformateur a été augmentée comme expliqué plus haut, la tension au point d'injection risque de sortir à son tour des limites définies par la norme.

De plus, afin d'éviter les perturbations sur le réseau, l'ensemble des installations de production ne devrait, en aucun point, selon les règles définies par le DACHCZ³, créer une augmentation stationnaire de tension supérieure à 3% de la tension au secondaire du transformateur.

¹ https://fr.wikipedia.org/wiki/Loi_d%27Ohm, 05.05.2016

² <http://www.powertage.ch/~media/powertage/Documents/Referate/2012/franzoesisch/03-Expos-Patrick-Joye---Groupe-E.ashx>, 05.05.2016

³ Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux DACHCZ, 2007

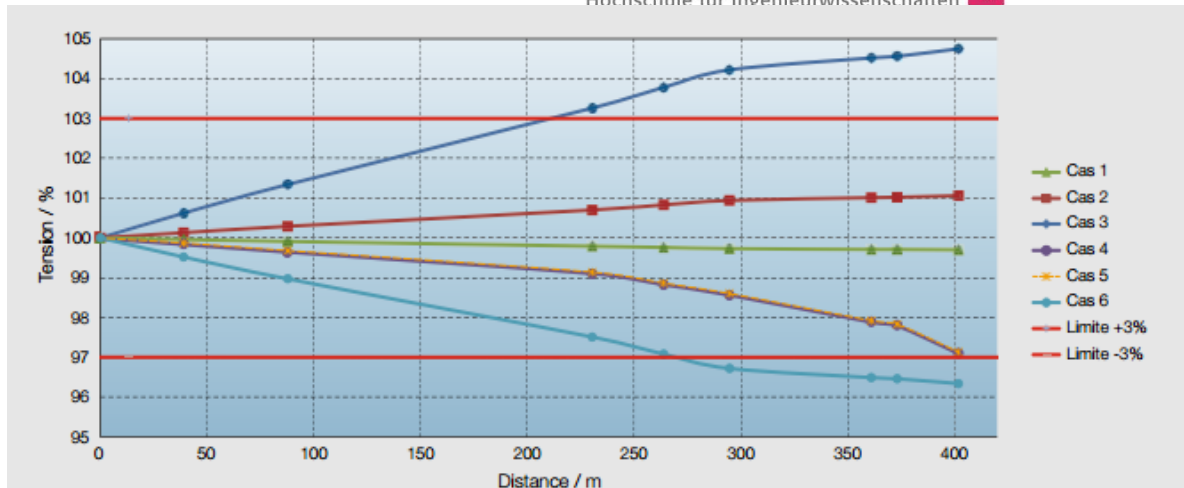


Figure 4: variation de la tension le long de la ligne et limite de tension selon le DACHCZ

5.3 Déséquilibre de phases

Pour des petites puissances de production photovoltaïque, il est fréquent d'installer un onduleur monophasé, hors si ces appareils sont mal répartis et installés sur la même phase, cela provoque un déséquilibre des puissances transportées sur chaque phase.

Avec ce déséquilibre de puissances survient un déséquilibre des tensions, ainsi la tension est plus élevée sur la phase où sont raccordés les onduleurs monophasés en plus grand nombre. Par conséquent, cela provoque un dysfonctionnement de certaines charges raccordées sur le réseau.

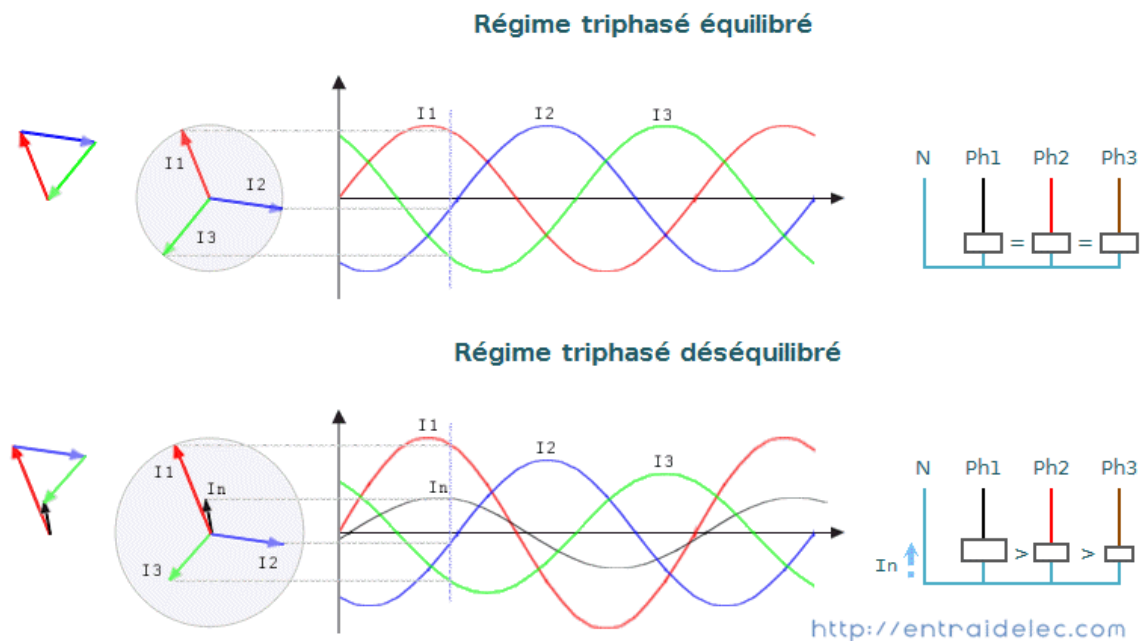


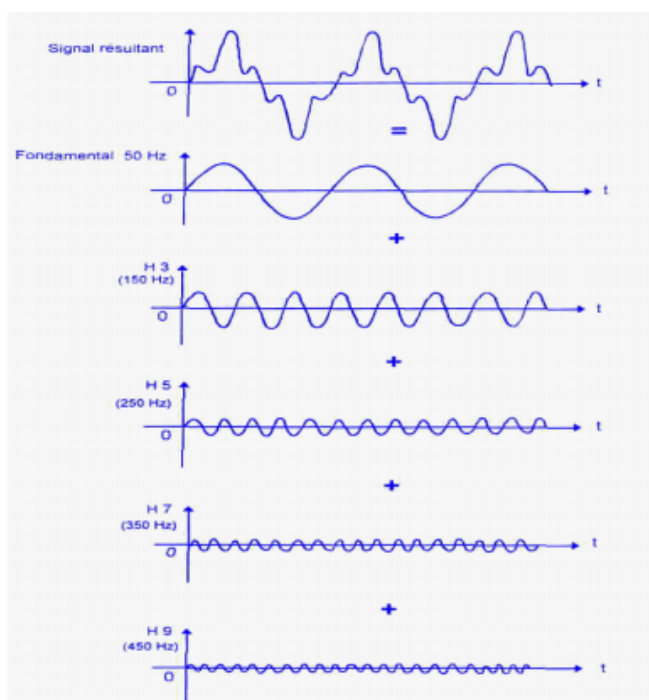
Figure 5 : démonstration d'un déséquilibre de phases

5.4 Harmoniques

Pour être connectées à un réseau électrique, les installations de production photovoltaïques ont besoin d'un onduleur, en effet cet appareil sert à convertir le courant continu des panneaux solaires en courant alternatif dont la fréquence est de 50 Hz en Europe. Cependant, ces appareils font partie des nombreuses sources de création d'harmoniques. En effet, les onduleurs, fonctionnant la majeure partie du temps en dessous de la puissance nominale, ne peuvent pas fournir une énergie aussi propre que s'ils fonctionnaient à pleine puissance. La régulation de l'onduleur, qui fait varier l'injection de courant en fonction de la tension du bus DC, est responsable de la création d'harmoniques à basses fréquences. De plus, le fonctionnement électromécanique de l'onduleur est, de par sa fréquence de commutation, responsable de l'émission d'harmoniques à hautes fréquences, soit plus grand ou égal à 2 kilohertz.

Si à faible taux, ces harmoniques sont tolérables pour un réseau de distribution et les appareils qui y sont connectés, elles déforment néanmoins le signal sur le réseau. Ainsi, l'installation à large échelle de ces onduleurs va contribuer à l'augmentation du taux d'harmoniques sur ces réseaux, ce qui pourrait causer plusieurs problèmes, notamment des pertes sur le réseau, la surchauffe de câbles, l'usure plus rapide de certains appareils comme les transformateurs, des perturbations dans les réseaux de télécommunications, ou encore le dysfonctionnement de certains appareils comme les moteurs.

Cependant, selon une étude réalisée au Danemark⁴, une série de mesures a démontré que les onduleurs n'étaient pas les principaux générateurs d'harmoniques. En effet, elles seraient principalement produites par les charges non-linéaires tels que les téléviseurs.



Un signal périodique non sinusoïdal peut se décomposer en série de Fourier en une suite de signaux sinusoïdaux à différentes fréquences :

- Un signal fondamental à la fréquence du réseau (50 hertz sur le réseau électrique français)
- Des signaux harmoniques, de fréquence multiple de la fréquence du fondamental
chaque harmonique a un rang bien défini, nombre correspondant au rapport de la fréquence de l'harmonique considérée à celle du fondamental

Figure 6: présentation harmonique

⁴ http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/ESPRIT_Raccordement_des_centrales_PV_au_RPD_BT_en_France.pdf, 11.07.2016

5.5 Courant de court-circuit

Les installations de production photovoltaïque au travers de leur onduleur, participent à la création du courant de court-circuit. Cela peut fausser les dispositifs de sécurité notamment la détection du lieu de défaut, principalement si les installations de production sont situées en bout de ligne.

Cependant, la participation au courant de court-circuit par les onduleurs serait limitée. En effet, le courant de court-circuit serait de 10 à 20 % supérieur au courant nominal.⁵

5.6 Influence sur les pertes du réseau

Selon une étude réalisée en France par EDF R&D, les grandes installations de production de plusieurs mégawatts ont tendance à augmenter les pertes sur le réseau, pertes dues au transport de cette énergie vers les consommateurs, alors que les petites installations réparties, proches des lieux de consommation ont tendance à réduire les pertes sur le réseau.⁶

5.7 Injection de courant DC

Voir explication au chapitre 6.2 Harmoniques.

⁵ http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/ESPRIT_Raccordement_des_centrales_PV_au_RPD_BT_en_France.pdf, 11.07.2016

⁶ Thi Minh Chau LE, Thèse : Couplage Onduleurs photovoltaïques et réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations, 25.01.2012

6 IMPACT DU RESEAU DE DISTRIBUTION SUR LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

6.1 Creux de tension

Lorsqu'un creux de tension survient sur le réseau, par exemple, à la suite d'un court-circuit sur un départ parallèle, ou sur le réseau amont, si le creux de tension est plus grand ou égal à 20%, après un temps qui varie, selon le modèle de l'onduleur, mais qui doit être inférieur à 200 millisecondes selon la norme DIN VDE 0126⁷, l'ensemble des installations de production photovoltaïques touché par ce creux de tension va se déconnecter du réseau. Ainsi, si la production est importante à ce moment-là, cela peut créer un fort déséquilibre entre production et consommation.

6.2 Harmoniques

En présence d'harmoniques paires dues par exemple à des charges non-linéaires raccordées sur le réseau, les onduleurs sont aussi responsables de l'injection sur le réseau de courant continu. Ces courants continus peuvent affecter le bon fonctionnement des systèmes de sécurité, ainsi que diminuer la durée de vie de certains composants du réseau. De plus, le courant continu impacte sur la distorsion harmonique.

6.3 Inter harmoniques

La présence sur le réseau d'inter harmoniques, dues à la variation rapide des charges et/ou à la surcharge des transformateurs, peut impacter sur les dispositifs de mesures de fréquences et d'impédance du réseau, ce qui peut provoquer le déclenchement intempestif d'installations de production et ainsi créer le même problème de déséquilibre que les creux de tension.

⁷ http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/ESPRIT_Raccordement_des_centrales_PV_au_RPD_BT_en_France.pdf, 11.07.2016

7 QUARTIER MODELE

Pour ce projet, c'est le réseau de distribution de la commune d'Ardon qui a été choisi comme modèle. Le réseau est considéré comme équilibré, c'est-à-dire que la charge est répartie uniformément sur les trois phases. Cette considération est tout à fait acceptable, étant donné qu'il s'agit d'un réseau résidentiel à basse tension.

7.1 Commune d'Ardon

La commune d'Ardon, dont la superficie est de 20 kilomètres carrés, se situe, en plaine, dans le canton du Valais. Elle appartient au district de Conthey et compte 2800 habitants.

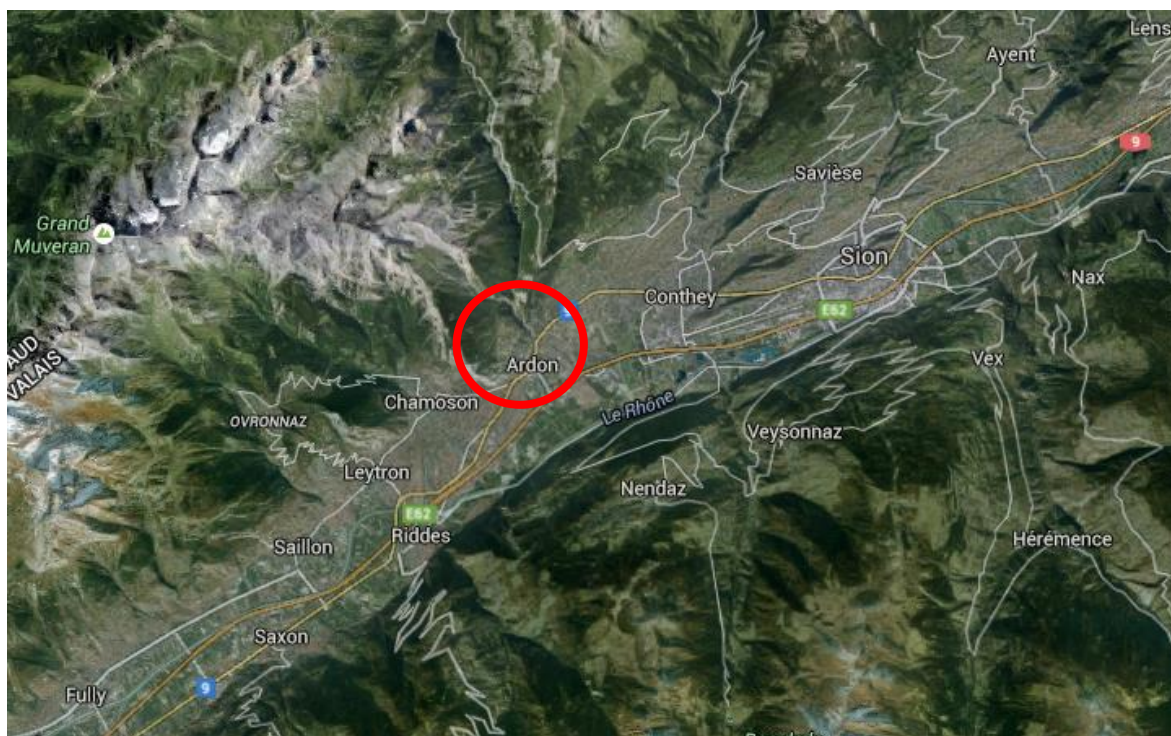


Figure 7: situation géographique

7.2 Choix du quartier

Le quartier a été choisi en collaboration avec le groupe SEIC Télédís, mandataire du projet. Il est uniquement résidentiel et a un large potentiel de production de renouvelables. Il pourrait servir de modèle pour d'autres quartiers semblables sur le réseau de distribution de SEIC Télédís.

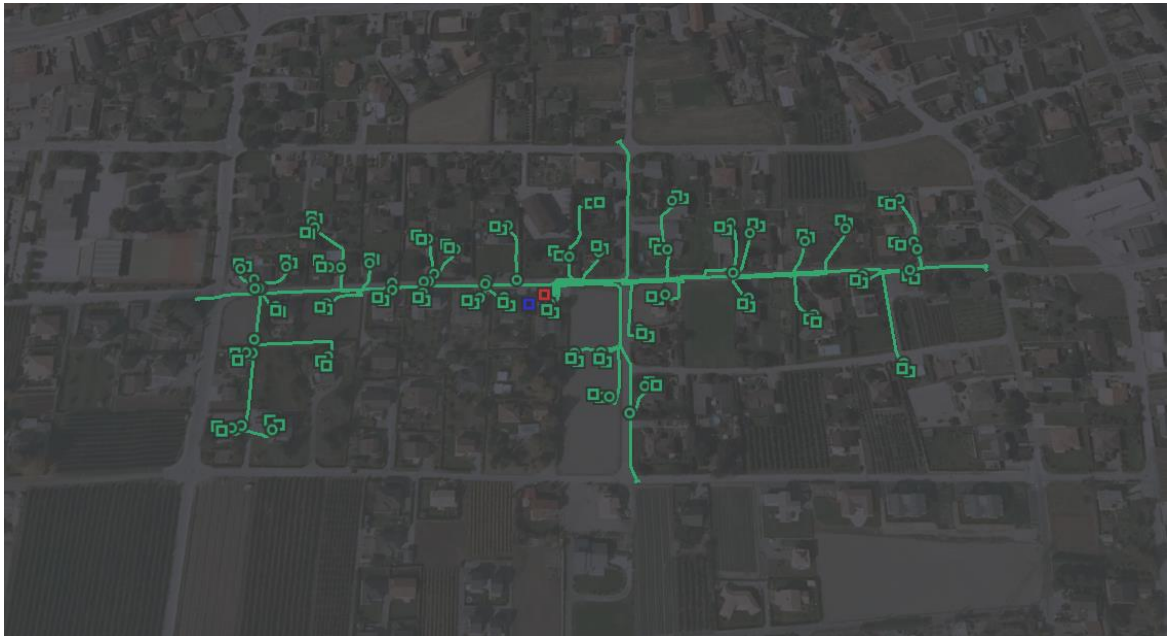


Figure 8: réseau de distribution du quartier

7.3 Composition électrique du quartier

L'annexe 1 est un récapitulatif de la composition électrique du quartier.

7.3.1 Postes et cabines

Le réseau de distribution du quartier contient notamment un poste de couplage et de transformation 16kVolts / 400 Volts ainsi que 10 cabines de distribution basse tension. A noter que le réseau est ouvert sur 4 de ces 10 cabines. Ces ouvertures de réseau donnent la topologie du réseau et servent à délimiter la zone alimentée par le poste de transformation.

7.3.2 Lignes

Le groupe SEIC Télédís ne disposant pas de fichier de mesures caractérisant les lignes du réseau de basse tension du village d'Ardon, les différentes lignes du quartier ont été définies à partir des informations suivantes :

- ◆ Le type de ligne, soit aérien ou souterrain
- ◆ Le matériau de la ligne, soit cuivre ou aluminium
- ◆ La longueur de la ligne

Ensuite, les caractéristiques de lignes suivantes ont été complétées en se basant sur le catalogue de câble de Nexans®.

- ♦ La résistance directe (R_1) en Ohm/kilomètre
- ♦ La réactance de phase directe à 50 Hertz (X_1) en Ohm/kilomètre
- ♦ La capacité nominale par phase (C_1) en microfarad / kilomètre
- ♦ La tension maximale en kilovolts
- ♦ Le courant maximal en ampère
- ♦ La température de service maximale en degrés Celsius
- ♦ La température maximale en court-circuit en degrés Celsius

Enfin, les caractéristiques du système homopolaire ont été calculées à partir des caractéristiques du système direct, selon le modèle suivant⁸ :

- ♦ La résistance : $R_o = R_1$
- ♦ La réactance : $X_o = 3 * X_1$
- ♦ La capacité : $C_o = C_1$

7.3.3 Charges

Le quartier compte 42 raccordements, donc 42 charges. Une charge représente un logement. En se référant à la section du câble de raccordement de la charge, celles raccordées par un câble dont la section est de 25 millimètres carrés, sont considérées comme des petits blocs locatifs de 4 appartements, ainsi leur puissance est équivalente à 4 charges.

Enfin, le quartier étant entièrement résidentiel, toutes les charges sont considérées avec un facteur de puissance de 0.97 inductif.

7.3.4 Productions

Le quartier ne dispose, pour l'heure actuelle, que d'une seule installation de production photovoltaïque d'une puissance nominale de 20 kVA.

Cependant, un cadastre solaire du réseau d'Ardon a été réalisé par le groupe SEIC Télédis, ainsi, le potentiel global de production est connu.

Le profil de production moyen fourni par SEIC Télédis tient compte de l'orientation des panneaux, donc du fait que chaque installation ne produit pas à puissance maximale au même moment et du rendement des panneaux. La puissance crête d'injection correspond au 70% de la puissance nominale de l'installation.

⁸Source : http://www.iufmrese.cict.fr/liste/Doctidie/Rappel_concernant_les_composantes_symetriques.pdf, 05.05.2016

7.4 Mesure sur le terrain

Dans le cadre de ce projet, des mesures, sur une durée d'une semaine, ont été réalisées dans le quartier choisi comme modèle. Les différentes mesures ont été faites au moyen de cinq appareils Chauvin Arnoux PEL 103 munis de capteurs flexibles de courant Mini-FLEX MA 193.

Les mesures ont été réalisées du mardi 07.06.2016 au mardi 14.06.2016.

L'annexe 2 présente les paramètres de mesure ainsi que les différents résultats obtenus.

7.4.1 Objectifs

La réalisation des mesures a deux objectifs principaux. Le premier est d'analyser la consommation du quartier soit les différents courants, ainsi que les puissances soutirées ou injectées et de pouvoir ainsi définir des paramètres tels que la puissance maximale représentant un logement, ou le niveau de tension au secondaire du transformateur de quartier. Ces paramètres sont utiles notamment pour la modélisation des réseaux.

Le deuxième but est d'observer la qualité de l'énergie distribuée dans le quartier, notamment les niveaux de tension et la déformation du signal au travers du facteur crête et des harmoniques.

7.4.2 Points de mesures

Pour ce faire, cinq points de mesures ont été sélectionnés, à savoir le secondaire du transformateur du quartier afin d'avoir une vue d'ensemble du quartier, trois départs alimentant chacun un secteur du quartier et enfin un raccordement client comportant une installation de production photovoltaïque de 20 kilowatts pics.

7.4.3 Analyse

La tension au secondaire du transformateur de quartier varie entre 396 et 417 Volts. La tension moyenne est de 405.8 Volt. La tension au point d'injection de l'installation photovoltaïque est semblable à celle du transformateur. On remarque que la tension est la plus élevée et dans les mêmes proportions, lorsque l'installation injecte sur le réseau ou lorsque le réseau est moins chargé.

La puissance maximale consommée par le quartier durant la semaine de mesures est de 59 kW, et la consommation moyenne est de 25 kW. Ce qui représente, à part égale, une puissance crête par logement de 1,230 kW et de 521 W en moyenne. Ces valeurs laissent suggérer que le quartier n'a pas beaucoup consommé durant les mesures. Cela peut s'expliquer avec la supposition et l'affirmation suivante :

- ♦ Le quartier étant uniquement résidentiel, certaines maisons sont inoccupées la journée et consomment donc très peu d'énergie.
- ♦ Durant cette semaine, qui fût une des premières semaines de température estivale dans la région, la température ayant varié entre 17 et 23 °C, aucun chauffage, ni aucune climatisation n'a fonctionné.

De plus, on constate que le raccordement où se situe l'installation de production injecte par moment de la puissance sur le réseau, 19.7 kW ainsi, le secteur où est raccordée l'installation voit son flux de puissance remonter vers le secondaire du transformateur. Cependant, la production étant inférieure à la charge, le flux du quartier ne va jamais de la basse tension vers la moyenne tension.

Enfin, les puissances moyennes par phase sont de 8.6 kW, 9.2 kW et 7.8 kW. On peut donc en déduire que le réseau est assez bien équilibré.

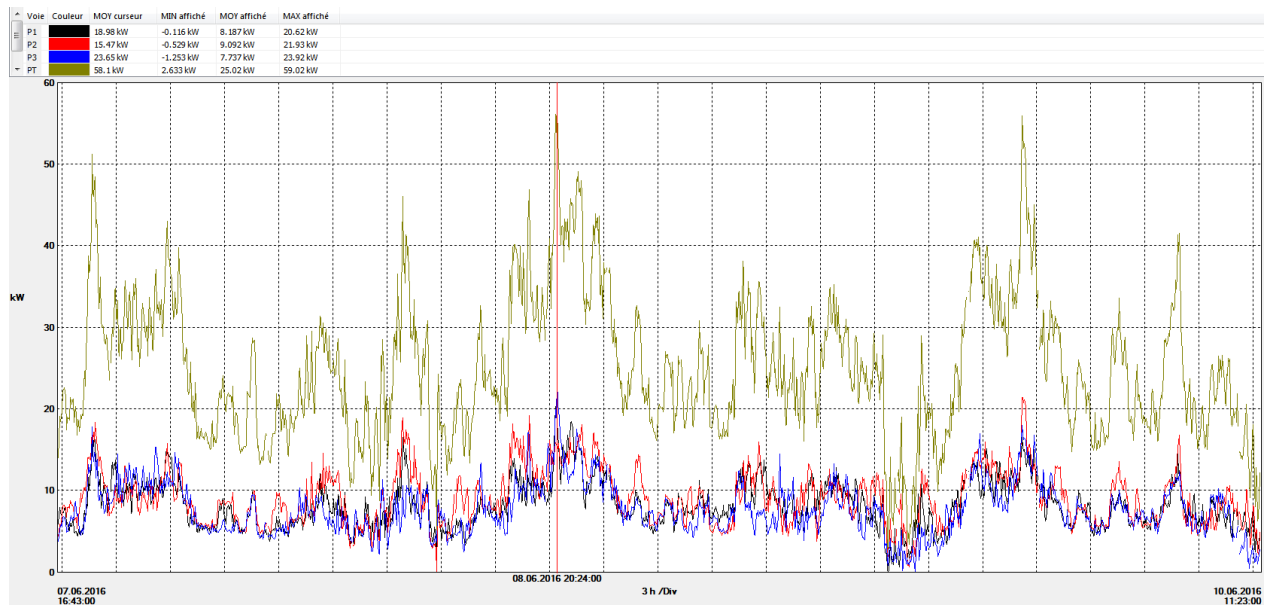


Figure 9 : graphique des puissances au secondaire du transformateur de quartier

Pour finir, le facteur crête du signal étant différent de $\sqrt{2}$, on peut affirmer que le signal n'est pas de forme purement sinusoïdale. Cela indique, que le signal est pollué par des harmoniques. Ainsi, les taux d'harmoniques moyens relevés au transformateur sont de 1,6 % en tension, de 18,1% en courant pour les phases et de 130.3% en courant pour le neutre. Les taux les plus élevés sont mesurés sur le départ du secteur où est raccordée l'installation de production, ainsi les harmoniques pourraient provenir en partie de celle-ci.

8 CONCEPTION DE L'OUTIL

8.1 Cahier des charges

Le but de cet outil est de fournir une aide à la planification qui permette de favoriser au maximum la pénétration de sources d'énergie photovoltaïque dans un réseau de distribution. Hors, comme vu dans les précédents chapitres, les points les plus critiques à évaluer pour l'approbation d'une nouvelle installation sont particulièrement le flux de puissance, la variation de tension, les limites du réseau avec notamment la charge des conducteurs et du transformateur de quartier ainsi que le taux d'harmoniques émis par l'installation.

L'outil, dans son utilisation standard, est conçu pour réaliser un calcul pour le réseau de distribution, c'est-à-dire au niveau du transformateur, des cabines et des câbles inter-cabines. Il n'a pas pour objectif de dimensionner les câbles pour de nouvelles installations.

Ainsi, l'outil calcule le niveau de tension aux cabines, les différents courants par tronçons, pour la « branche » du réseau à l'étude, l'impact de l'ajout d'une installation de production sur le réseau, ainsi que le taux d'harmoniques de courant tolérable pour un point de raccordement donné.

8.2 Structure

La structure de l'outil se divise en quatre parties distinctes. La première partie représente l'interface utilisateur, là où sont affichés les boutons de commandes, le réseau modélisé ainsi que les différents résultats principaux.

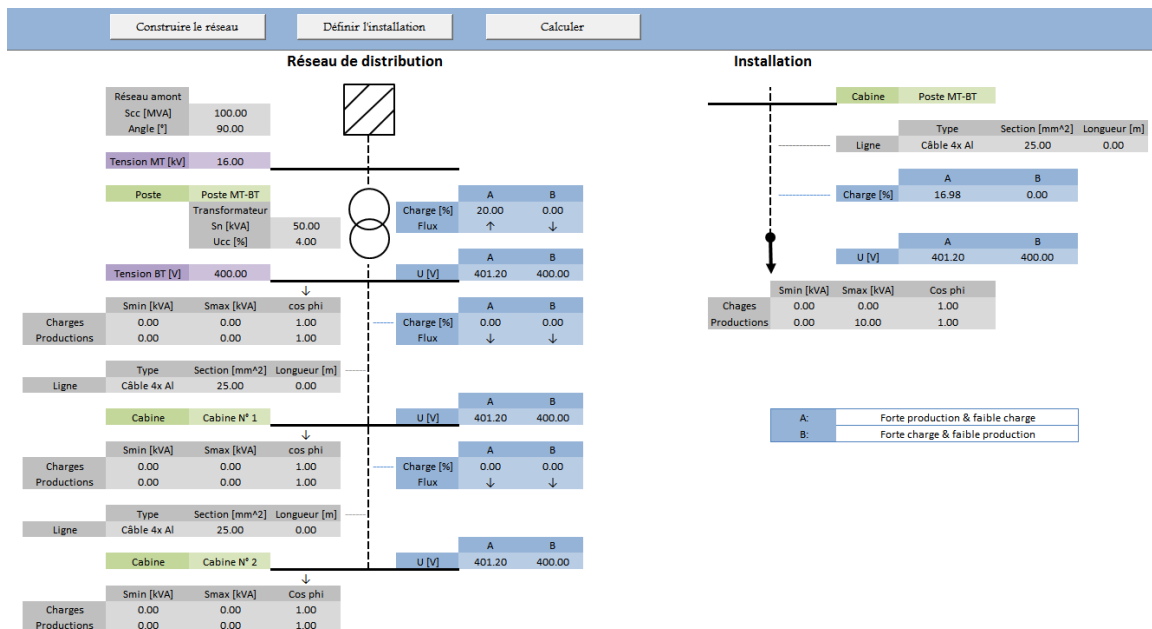


Figure 10 : capture d'écran de l'interface utilisateur

Ensuite, la deuxième partie contient les bases de données pour les câbles et pour les transformateurs. Ces bases de données contiennent les caractéristiques nécessaires aux différents calculs, notamment les impédances et les courants maximaux des câbles et l'impédance des transformateurs.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Lignes		Lignes - Câble 4x Al					Lignes - Câble 4x Cu				
2	Type		Section	r'	x'	I_max		Section	r'	x'	I_max	
3	[-]		[mm²]	[Ω/km]	[Ω/km]	[A]		[mm²]	[Ω/km]	[Ω/km]	[A]	
4	Câble 4x Al		25.00	1.20	0.08	85.00		10.00	1.83	0.08	69.00	
5	Câble 4x Cu		50.00	0.64	0.07	100.00		16.00	1.15	0.08	118.00	
6	Ligne aérienne aldre		95.00	0.32	0.07	155.00		25.00	0.73	0.08	151.00	
7	Ligne aérienne Cu		150.00	0.21	0.07	207.00		35.00	0.52	0.07		
8	Ligne aérienne (câble)		240.00	0.13	0.07	280.00		50.00	0.39	0.07	188.00	
9								95.00	0.19	0.07	316.00	
10								120.00	0.15	0.07		
11								150.00	0.12	0.07	378.00	
12								240.00	0.08	0.07	512.00	
13												
14												

Figure 11 : capture d'écran de la base de données des lignes

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Transformateurs		Transformateurs - 4%					Transformateurs - 6%				
2	u_k		S_n	R	X	Angle		S_n	R	X	Angle	
3	[%]		[kVA]	[Ω]	[Ω]	[rad]		[kVA]	[Ω]	[Ω]	[rad]	
4		4	50	0.048	0.119	1.1873956		250	0.009	0.037	1.332187	
5		6	75	0.032	0.079	1.18593268		315	0.007	0.03	1.34156439	
6			100	0.024	0.059	1.18445911		400	0.005	0.023	1.35673564	
7			125	0.019	0.047	1.18662696		500	0.004	0.019	1.3633001	
8			160	0.015	0.037	1.18563882		630	0.003	0.015	1.37340077	
9			200	0.011	0.03	1.21935153						
10			250	0.008	0.025	1.26109338						
11			315	0.006	0.019	1.26491746						
12			400	0.005	0.015	1.24904577						
13			500	0.004	0.012	1.24904577						
14			630	0.003	0.01	1.27933953						
15												
16												

Figure 12: capture d'écran de la base de données des transformateurs

La troisième partie contient les tableaux dans lesquels sont enregistrés les paramètres du réseau modélisés. Certains paramètres sont définis directement par l'utilisateur, d'autres tirés des bases de données et les derniers calculés en fonction des paramètres précédents.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	Réseau amont										Transformateur						BT	Poste	
2	S_cc	Angle	U	Z_cc	R	X	Z_cc_BT	R_BT	X_BT		S_n	u_k	Z	R	X		U		Nom
3	[MVA]	[rad]	[kV]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]		[kVA]	[%]	[Ω]	[Ω]	[Ω]		[V]		[-]
4	100.00	1.57	16.00	2.56	0.00	2.56	0.00	0.00	0.00		50.00	4.00	0.13	0.05	0.12		400.00		Poste MT-BT
5																			

Figure 13 : capture d'écran du tableau des paramètres du réseau amont et du transformateur

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Nœud								Ligne en amont du nœud						
2	Numero	Nœuds / Cabines	Z	R	X	Angle	Scc	Icc	Type	Section	Longueur	r'	x'		
3	[-]	[-]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[rad]	[MVA]	[A]	[-]	[mm²]	[m]	[Ω/km]	[Ω/km]		
4	1.00	Poste MT-BT	0.13	0.05	0.12	1.19	1.23	1779.18							
5	2.00	Cabine N° 1	0.13	0.05	0.12	1.19	1.23	1779.18	Câble 4x Al	25.00	0.00	1.20	0.08	0.0	
6	3.00	Cabine N° 2	0.13	0.05	0.12	1.19	1.23	1779.18	Câble 4x Al	25.00	0.00	1.20	0.08	0.0	
7															
8															
9	1.10	Point d'injection	0.13	0.05	0.12	1.19	1.23	1779.18	Câble 4x Al	25.00	0.00	1.20	0.08	0.0	
10															
11															

Figure 14 : capture d'écran des paramètres des éléments du réseau (cabines, lignes, charges et productions)

Enfin, la quatrième partie contient tous les résultats calculés à l'aide des différents paramètres.

Augmentation stationnaire de tension			Installation monophasée		Rapport de puissance	Harmoniques			
Transformateur [%]	Injection [%]	Limite puissance [kVA]	Injection [%]	Limite puissance [kVA]	Scc / Sn [-]	Scc / Sn < 300 [-]	THDia [%]	THDu [%]	Limite puissance [kVA]
0.30	0.30	PAS UTILE	PAS EVALUE	4.60	123.27	PAS OK	11.10	4.00	4.11
Problèmes et solutions de base									
Augmentation stationnaire de la tension <ul style="list-style-type: none"> Solutions applicables à l'installation de l'utilisateur réseau : <ul style="list-style-type: none"> o Limiter la puissance de l'installation de l'utilisateur réseau o Raccorder l'installation de production à un point de raccordement plus proche du transformateur o Stocker l'énergie lorsque la tension est trop élevée Solutions applicables du côté du réseau de distribution: <ul style="list-style-type: none"> o Limiter la puissance d'injection de l'installation selon le niveau de tension sur le réseau o Gérer la puissance réactive, soutirer de la puissance réactive en cas de tension haute et injecter de la puissance réactive en cas de tension basse) o Augmenter la section des lignes afin d'augmenter la puissance de court-circuit du réseau o Changer le transformateur MT/BT afin d'augmenter la puissance de court-circuit o Stocker l'énergie lorsque la tension est trop élevée 									
Taux d'harmonique <ul style="list-style-type: none"> Solutions applicables à l'installation de l'utilisateur réseau : <ul style="list-style-type: none"> o Limiter la puissance de l'installation de l'utilisateur réseau o Installer un circuit d'absorption soit un circuit résonant série composé d'inductances ou/et de condensateurs o Installer des filtres actifs soit une compensation active des harmoniques Solutions applicables du côté du réseau de distribution: <ul style="list-style-type: none"> o Limiter l'installation d'onduleurs de même modèle au même endroit, ou alors modifier la fréquence de hachage et la régulation des différents onduleurs o Augmenter la section des lignes afin d'augmenter la puissance de court-circuit du réseau o Changer le transformateur afin d'augmenter la puissance de court-circuit 									
Déséquilibre de phase <ul style="list-style-type: none"> Solutions applicables du côté du réseau de distribution : <ul style="list-style-type: none"> o Répartir la production de manière le plus équilibrée possible sur les trois phases 									

Figure 15 : capture d'écran des résultats de l'installation

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Nœud		Faible charge & Faible production				Faible charge & Forte	
2	Nœuds / Cabines		Tension	Delta U [%]	Validation		Tension	Delta U [%]
3	[-]		[V]	[%]	± 10%		[V]	[%]
4	Poste MT-BT		400.00	0.00	OK		401.20	0.30
5	Cabine N° 1		400.00	0.00	OK		401.20	0.30
6	Cabine N° 2		400.00	0.00	OK		401.20	0.30
7								
8								
9	Point d'injection		400.00	0.00	OK		401.20	0.30

Figure 16: capture d'écran des résultats aux nœuds

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Eléments		Faible charge & Faible production				Faible charge & Forte	
2	Transformateur / Lignes		Courant	Flux	Charge		Courant	Flux
3	[-]		[A]	[-]	[%]		[A]	[-]
4	Transformateur		0.00	↓	0.00		-14.43	↑
5	Tronçon Poste MT-BT à Cabine N° 1		0.00	↓	0.00		0.00	↓
6	Tronçon Cabine N° 1 à Cabine N° 2		0.00	↓	0.00		0.00	↓
7								
8								
9	Tronçon Poste MT-BT à Point d'injection		0.00	↓	0.00		-14.43	↑

Figure 17: capture d'écran des résultats des tronçons de lignes

Un mode d'emploi présentant l'outil est disponible à l'annexe 3.

8.3 Paramètres de construction du réseau

Pour paramétrer le réseau amont, la puissance de court-circuit au point de raccordement moyenne tension ainsi que l'angle de l'impédance du réseau doivent être définis. Ces valeurs sont normalement disponibles auprès de l'exploitant du réseau. Cependant, si l'angle est inconnu, pour un réseau à basse tension, il est conseillé d'utiliser la valeur de 90° afin de négliger la partie ohmique de l'impédance. De plus, si la puissance de court-circuit est elle aussi inconnue, en utilisant une valeur de 100MVA ou plus, la valeur de l'impédance du réseau amont devient négligeable par rapport à l'impédance du transformateur de quartier, ce qui est tout à fait admissible lors du calcul des puissances de court-circuit dans un réseau à basse tension.

Les valeurs des lignes et du transformateur proviennent de la base de données de l'outil. Ces bases de données ont été remplies à l'aide des paramètres provenant du DACHCZ pour les transformateurs et du DACHCZ et de Nexans® pour les lignes.

Transformateurs : paramètres et sources	
Puissance nominale en kilovoltampères	DACHCZ
Résistance en ohms	DACHCZ
Réactance en ohms	DACHCZ
Angle en radians	Calcul

Lignes : paramètres et sources	
Section en millimètres carrés	DACHCZ
Résistance en ohms par kilomètre	DACHCZ
Réactance en ohms par kilomètre	DACHCZ
Courant maximal dans la ligne en ampères	Nexans®

La puissance des charges a été définie à l'aide des mesures de puissance et de courant effectuées sur le quartier, sur la base des données de courbes de charges de dix maisons dispersées en Valais, ainsi que sur une simulation de 100 maisons à profil aléatoire.

Selon les mesures effectuées sur le quartier test, la puissance crête pour un logement est de 1.23 kW, cependant, comme expliqué précédemment, cette valeur ne représente pas le maximum annuel. Pour la base de données de courbes de charges de 10 maisons, la puissance crête moyenne par logement est calculée à 2.5 kilowatts. Aussi, la simulation sur les 100 profils aléatoires, démontre que la puissance crête moyenne d'un logement diminue et tend à se stabiliser autour d'une valeur lorsque leur nombre est supérieur à 10.

Ainsi, les charges sont modélisées avec une puissance minimale de 0.6 kilowatts par logement et une puissance maximale de 2 kilowatts ou 2.5 kilowatts par logement, en fonction de leur nombre, supérieur à 10 ou non. Le cosinus phi pour une charge résidentielle est de 0.97.

Les productions sont modélisées avec cosinus phi de 1 et une puissance maximale de 70% de la puissance installée. Cette valeur correspond au profil de production moyen fourni par SEIC Télédis. Si le nombre d'installations est faible dans le quartier, les productions sont modélisées avec une puissance maximale égale à la puissance nominale. La production de l'installation à tester est aussi modélisée avec une puissance maximale égale à la puissance nominale. La puissance minimale est à 0 car la production photovoltaïque ne possède pas de ruban.

8.4 Calculs

8.4.1 Calcul des paramètres

La première partie présente les différents calculs des paramètres du réseau qui servent au calcul des résultats. Ces paramètres sont notamment les impédances, les puissances de court-circuit et les courants de court-circuit.

Base de données :

Pour compléter la base de données des transformateurs, l'angle de l'impédance du transformateur est calculé à partir de sa réactance et de sa résistance.

Calcul de l'angle du transformateur [rad] :

$$\tan^{-1} \left(\frac{X_{\text{Transfo}} [\Omega]}{R_{\text{Transfo}} [\Omega]} \right)$$

Réseau amont :

Pour le calcul des puissances de court-circuit, il est nécessaire de connaître les résistances et réactances composants le réseau. Ainsi à partir de la puissance de court-circuit du réseau amont (S_{cc}) et de la tension de ce même réseau (U_{MT}), l'impédance du réseau est calculée.

Impédance de court-circuit du réseau [Ω] :

$$\frac{U_{MT} [V]^2}{S_{cc} [VA]}$$

A partir de l'impédance du réseau amont (Z_{amont}) et de l'angle du réseau (α), la résistance et la réactance sont définies, de plus elles sont rapportées au niveau de tension du réseau de distribution avec le rapport de transformation au carré. Le rapport de transformation se calcule en divisant la tension du réseau amont (U_{MT}) avec la tension du réseau de distribution (U_{BT}).

Résistance du réseau rapporté à la basse tension [Ω] :

$$Z_{amont} [\Omega] \times \cos \alpha \times \left(\frac{U_{BT} [V]}{U_{MT} [V]} \right)^2$$

Réactance du réseau rapporté à la basse tension [Ω] :

$$Z_{amont} [\Omega] \times \sin \alpha \times \left(\frac{U_{BT} [V]}{U_{MT} [V]} \right)^2$$

Eléments réseau

A chaque nœud du réseau, il faut définir l'impédance du réseau amont, qui est calculée à partir des résistances et des réactances de tous les éléments en amont.

Impédance du réseau [Ω] :

$$\sqrt{\left(\sum R_{amont} \right)^2 + \left(\sum X_{amont} \right)^2}$$

La puissance de court-circuit et le courant de court-circuit triphasé sont calculés avec l'impédance du réseau (Z_{amont}) ainsi que la tension (U_{BT})

Puissance de court-circuit [MVA] :

$$\frac{U_{BT} [V]^2}{Z_{\text{amont}} [\Omega]} \times \frac{1}{10^6}$$

Courant de court-circuit [kA] :

$$\frac{U_{BT} [V]^2}{\sqrt{3} \times Z_{\text{amont}} [\Omega]} \times \frac{1}{10^3}$$

8.4.2 Calcul des résultats

Ensuite, la seconde partie présente les calculs des différents résultats, soit les niveaux de tension, les variations de tension, les courants, les charges des éléments et les flux, ainsi que les résultats de l'installation tels que l'augmentation de tension ou le taux d'harmoniques. Les résultats sont calculés pour un réseau triphasé équilibré, avec des charges et des productions raccordées en triphasé. Cependant, à titre d'information, pour l'installation à tester, l'augmentation de tension au point d'injection est aussi calculée pour un raccordement en monophasé. Les formules mathématiques proviennent du DACHCZ⁹.

Résultats installation

L'augmentation de tension due à l'injection se calcule avec la puissance nominale de l'installation (S_A), l'angle de production de celle-ci (α_2), la puissance de court-circuit du nœud évalué (S_{cc}) et l'angle de l'impédance du réseau amont au nœud évalué (α_1).

Augmentation de tension due à l'injection [pu] :

$$\frac{S_A [kVA]}{S_{cc} [kVA]} \times \cos(\alpha_1 - \alpha_2)$$

Pour une installation en monophasé, l'augmentation de tension est environ 6 fois plus grande que pour la même installation en triphasé.

Le taux d'harmoniques en courant tolérable pour le réseau au vu de l'installation raccordée, dépend de la puissance de court-circuit au point de raccordement (S_{cc}) et de la puissance nominale de l'installation (S_A). De plus, un facteur $\frac{1}{2}$ est ajouté car les émissions tolérées pour une production sont égales à la moitié des émissions tolérées pour une charge.

Taux d'harmoniques en courant (THDia) [%] :

$$\frac{20}{1000} \times \sqrt{\frac{S_{cc} [kVA]}{S_A [kVA]}} \times \frac{1}{2} \times 100$$

⁹ Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux DACHCZ, 2007

Résultats nœuds

Les variations de tension à un nœud (k) dépendent de la puissance de court-circuit au nœud ($S_{cc\ k}$), de la puissance de court-circuit aux autres nœuds ($S_{cc\ i}$), des angles des impédances des nœuds du réseau ($\alpha_{1\ i}$), de la charge ($S_{ACH\ i}$) et de la production ($S_{AP\ i}$) qui sont raccordées au nœud ou en aval ($k < i < n$), avec leurs angles de production ou de consommation ($\alpha_{2\ i}$) et des variations de tension dues aux autres charges et production en amont ($i \leq k$).

Variations de tension au nœud considéré [pu] :

$$\sum_{i=1}^k \frac{S_{Ai} [kVA]}{S_{cc\ i} [kVA]} \times \cos(\alpha_{1i} - \alpha_{2i}) + \sum_{i>k}^n \frac{S_{Ai} [kVA]}{S_{cc\ k} [kVA]} \times \cos(\alpha_{1k} - \alpha_{2i})$$

Pour les variations de tension dues aux productions, S_{Ai} prend la valeur de $S_{AP\ i}$, et pour les variations de tension dues aux charges, S_{Ai} prend la valeur de $S_{ACH\ i}$.

La tension au nœud dépend de la tension au jeu de barre du transformateur (U_{BT}) ainsi que des variations de tension au nœud, soit des baisses de tension dues aux charges (ΔU_{Neg}) et des hausses de tension dues aux productions (ΔU_{Pos}).

Tension au nœud [V] :

$$U_{BT} [V] \times (1 - \Delta U_{Neg}) \times (1 + \Delta U_{Pos})$$

Résultats lignes

Pour chaque tronçon (i) de ligne, le courant est calculé en fonction de la tension du réseau de distribution (U_{BT}) et de la somme des charges ($P_{ch\ i}$; $Q_{ch\ i}$) et des productions ($P_{p\ i}$; $Q_{p\ i}$) raccordées en aval.

Courant dans le tronçon [A] :

$$\frac{\sqrt{(\sum_i^n P_{ch\ i} [W] - \sum_i^n P_{p\ i} [W])^2 + (\sum_i^n Q_{ch\ i} [var] - \sum_i^n Q_{p\ i} [var])^2}}{\sqrt{3} \times U_{BT} [V]}$$

La charge est définie selon le courant dans le tronçon (I) et le courant maximal toléré par l'élément, câbles ou transformateur (I_{MAX}).

Charge [%] :

$$\frac{I}{I_{MAX}} \times 100$$

Le flux de puissance est donné par différence entre la puissance active consommée et produite aux nœuds en aval.

8.5 Validation installation et niveaux de tension

Toutes les valeurs utilisées pour la validation de l'installation, ou pour indiquer les niveaux de variation de tension en pourcent sont tirées du DACHCZ¹⁰

Lors du calcul des résultats de l'installation, si l'augmentation de tension due à l'injection est inférieure à 3% de la tension au secondaire du transformateur, alors la limite de puissance est définie comme inutile. Dans le cas où l'augmentation de tension serait supérieure au 3%, alors une limite de tension est calculée selon la formule vue dans le chapitre précédent.

Limite de puissance [kVA] :

$$\frac{0.03 \times S_{cc} [kVA]}{\cos(\alpha_1 - \alpha_2)}$$

A titre informatif, le même calcul est effectué pour une installation raccordée en monophasé, pour autant que la puissance nominale de celle-ci soit inférieure ou égale à 4.6 kVA. Sinon, une limite de 4.6 kVA est indiquée.

Pour les harmoniques une première évaluation de base d'un potentiel risque de pollution consiste à calculer le rapport entre la puissance de court-circuit au point de raccordement de l'installation et la puissance nominale de l'installation. Si celui-ci est supérieur à 300 pour de la production sur un réseau basse tension, alors l'installation ne devrait pas poser de problème. Par contre, si ce rapport est plus petit que 300, alors l'installation pourrait poser problème et une étude plus approfondie devrait être menée afin de s'assurer si des mesures complémentaires sont à prendre ou pas. Ainsi, lorsque cela est le cas dans l'outil, à titre indicatif, une limite de puissance nominale égale à la puissance de court-circuit au point de raccordement divisée par 300 est proposée.

De plus, concernant les harmoniques, un taux d'harmoniques en tension THDu de 8 %, correspondant à la tolérance pour un réseau à basse tension, est affiché.

Enfin, concernant les niveaux de tension, deux validations sont calculées. La première ne considère que les installations de production sur le réseau, et indique si l'augmentation de tension due à l'injection de l'ensemble des installations est supérieure à 3% et à 5%, car pour un réseau basse tension, dans certaines conditions, en tenant compte d'une certaine simultanéité dans la production, une augmentation de 5% serait tolérable.

La seconde prend en considération la production et la charge et indique si la tension ne sort pas des limites tolérables pour un réseau basse tension de $\pm 10\%$ de la tension nominale soit 400V.

9 TEST DE L'OUTIL

Afin de garantir le bon fonctionnement de l'outil et de permettre son utilisation, une validation des résultats est nécessaire.

9.1 Méthode

Pour valider les résultats, la méthode choisie consiste à comparer les résultats obtenus par l'outil avec ceux obtenus par un autre logiciel de calcul. Le logiciel de calcul retenu

¹⁰ Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux DACHCZ, 2007

pour la comparaison est Neplan®. Si les résultats sont assez satisfaisants alors, l'outil peut être considéré comme fiable.

Pour ce faire le réseau du quartier modèle est modélisé une fois dans l'outil, et deux fois dans Neplan®. La première modélisation présente le quartier de manière radiale comme dans l'outil et la deuxième modélisation présente le réseau dans son état réel.

L'annexe 4 présente les paramètres et les résultats obtenus.

9.1.1 Neplan®

Neplan® est un outil d'analyse, de planification, de simulation et d'optimisation des réseaux électriques. Il est notamment utile pour un gestionnaire de réseau de distribution, car le logiciel permet de modéliser un réseau, de calculer les puissances de court-circuit et de réaliser des calculs de flux de puissance, niveau de tension aux différents nœuds du réseau, ou encore de prédire si le réseau risque d'être surchargé.

9.2 Résultats

Les résultats obtenus lors de la validation sont résumés dans les tableaux ci-dessous. Ceux-ci présentent les erreurs moyennes, maximales et relatives entre le calcul de l'outil et le modèle Neplan® correspondant. Les erreurs moyennes et maximales sont calculées en soustrayant à la valeur de l'outil, celle du modèle de test. Les erreurs relatives sont calculées en divisant l'erreur moyenne et maximale par la valeur calculée par l'outil.

Pour la modélisation de manière radiale :

Valeur	Moyenne	Maximale	Relative moyenne	Relative maximale
Sc _{cc} [MVA]	0.219	0.414	8.233 %	8.947 %
Tension [V]	0.124	0.466	0.031 %	0.118 %
Courant [A]	0.858	4.513	1.771 %	3.959 %
Charge [%]	0.396	1.490	1.734 %	3.983 %

Pour la modélisation réelle :

Valeur	Moyenne	Maximale	Relative moyenne	Relative maximale
Sc _{cc} [MVA]	0.330	0.459	14.669 %	20.760 %
Tension [V]	0.358	0.789	0.089 %	0.199 %
Courant [A]	1.319	9.177	2.483 %	9.270 %
Charge [%]	0.505	4.150	2.709 %	11.663 %

Enfin, la tendance montre que les calculs réalisés par l'outil se situent, en général, en dessous des résultats obtenus par la simulation réelle du quartier sur Neplan®.

10 SOLUTIONS POUR LIMITER L'IMPACT DU PHOTOVOLTAÏQUE SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Ce chapitre présente quelques solutions de base applicables, soit sur l'installation de production qui cause le problème, soit du côté du réseau de distribution afin de viser une correction globale, pour un ensemble de raccordements clients producteurs et/ou consommateurs

Les points les plus problématiques et dont la probabilité d'existence est la plus grande sont traités ci-dessous.

10.1 Augmentation locale de la tension

Solutions applicables à l'installation client :

- ◆ Limiter la puissance nominale de l'installation lors de la planification afin de diminuer la puissance injectée.
- ◆ Stocker l'énergie produite par l'installation lorsque la tension est trop élevée. Cela consiste à diminuer la puissance injectée mais sans limiter la production.

Solutions applicables du côté du réseau de distribution :

- ◆ Limiter la puissance injectée par une installation ou un ensemble d'installations en limitant la production lorsque la tension est trop élevée.
- ◆ Gérer la puissance réactive en variant le cosinus phi de l'onduleur ou d'un ensemble d'onduleurs. Produire à cosinus phi inductif si la tension est haute et à l'inverse, produire à cosinus phi capacitif si la tension est basse.
- ◆ Gérer de la demande en activant plusieurs consommateurs dans le voisinage de l'installation de production, afin de réduire l'injection de puissance dans le réseau.
- ◆ Augmenter la section des lignes amont afin de diminuer l'impédance du réseau amont.
- ◆ Changer le transformateur par un transformateur de puissance nominale plus élevée afin de diminuer l'impédance du réseau.

10.1.1 Stockage

Le stockage d'énergie dans les quartiers résidentiels a pour objectif de ne pas limiter la production et d'éviter des coûts de redimensionnement du réseau, tout en garantissant la stabilité de celui-ci, au niveau de la tension et de l'équilibre entre consommation et production. Cependant, tant que les centrales de production répartie fournissent moins d'énergie que celle qui est consommée sur le réseau, le stockage n'a pas d'intérêt. De plus, une utilisation unique du système de stockage telle que la limitation de la pointe de production, la limitation de la pointe de consommation ou la gestion du réactif ne suffit généralement pas à rentabiliser le système. Ainsi, la mutualisation des services est nécessaire, hors, selon un article de l'European Journal of Electrical Engineering¹¹, le cas le plus propice à la mutualisation des services serait de positionner le système de stockage au niveau de la moyenne tension, ce qui permettrait au système de fournir un service sur le réglage local de la tension et d'autres services tel que l'îlotage par exemple. Le stockage sur les réseaux à basse tension n'a donc que peu d'intérêt.

10.2 Harmoniques

Solutions applicables à l'installation client :

- ◆ Limiter la puissance nominale de l'installation lors de la planification afin de diminuer la puissance harmonique injectée et donc le taux d'harmoniques.
- ◆ Installer un circuit d'absorption, soit un circuit résonant série composé d'inductances ou/et de condensateurs.
- ◆ Installer des filtres actifs, soit une compensation active des harmoniques.

Solutions applicables du côté du réseau de distribution :

- ◆ Limiter l'installation d'onduleurs de même modèle au même endroit, ou alors modifier la fréquence de hachage et/ou la régulation des différents onduleurs.
- ◆ Augmenter la section des lignes afin de diminuer l'impédance du réseau amont.
- ◆ Changer le transformateur par un transformateur de puissance nominale plus élevée afin de diminuer l'impédance du réseau.

¹¹ EUROPEAN JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING, Vol. 12, No 5-6, Pp. 733-762, Septembre 2009

11 SUITE DU PROJET

Plusieurs pistes sont envisageables pour la poursuite du projet. Elles se divisent en deux axes principaux, soit viser une amélioration des paramètres de l'outil, soit chercher à le développer.

11.1 Améliorer les paramètres de l'outil

Tout d'abord, il est important de déterminer avec le plus de certitude possible la puissance minimale mais surtout maximale qui caractérise au mieux un quartier en fonction du nombre de logements. Pour ce projet, une semaine seulement de mesures ont pu être effectuées et dans un seul quartier. Il est donc difficile d'en tirer une règle générale fiable applicable à n'importe quel autre quartier résidentiel. Ainsi, plusieurs séries de mesures sont nécessaires, notamment dans le même quartier mais à d'autres saisons de l'année, ou encore sur d'autres quartiers.

Ensuite, les deux bases de données de l'outil peuvent être complétées. Il manque par exemple, plusieurs indications concernant les courants maximaux tolérables pour plusieurs câbles.

11.2 Développer l'outil

Pour le développement de l'outil, il serait envisageable d'ajouter plusieurs fonctionnalités. Premièrement, l'outil est conçu pour déterminer l'impact de l'injection photovoltaïque notamment au niveau de la tension, du flux et de la charge sur le réseau. Il serait intéressant d'y ajouter des modules permettant de définir l'impact de tous les systèmes de production et de différentes charges, en calculant d'autres paramètres tels que le papillotement ou les variations de tension dues aux manœuvres.

Enfin, il pourrait être intéressant d'y ajouter un module permettant de calculer les moyens à mettre en œuvre en cas de problèmes tels que la pollution harmonique par exemple.

12 CONCLUSIONS

L'ajout à large échelle de production répartie de type photovoltaïque dans un réseau de distribution peut être la cause de plusieurs problèmes pour la qualité de l'énergie fournie. Les principaux problèmes sont le niveau de tension, la surcharge du transformateur de quartier ou des lignes, ainsi que le taux d'harmoniques émis par les installations de production.

L'outil est conçu pour calculer le niveau de tension et le courant sur le réseau de distribution dans les deux cas les plus défavorables, soit lorsque la production est faible et la consommation forte et lorsque la consommation est faible et la production élevée, ainsi que le taux d'harmoniques tolérable pour un point de raccordement sur le réseau.

Afin de définir quelques paramètres de base lors de la modélisation du réseau dans l'outil, notamment les puissances de 0.6, 2 et 2.5 kilowatts pour caractériser un logement, ou encore le niveau de tension au côté basse tension du transformateur à 410 Volts, des mesures ont été réalisées dans le quartier test.

De plus, afin de valider l'outil, une modélisation d'un quartier réel a été réalisée à l'aide du logiciel Neplan®, ceci afin d'effectuer les calculs avec le modèle sur Neplan® et avec l'outil conçu. Les résultats sont satisfaisants. L'erreur moyenne entre l'outil et la modélisation réelle du quartier sur Neplan® est de 0.4 Volts et pour la tension 1.4 ampères pour le courant.

L'outil peut donc être qualifié de fiable, mais cependant des améliorations pourraient lui être apportées notamment au niveau des bases de données ou en lui ajoutant d'autres fonctionnalités comme la validation de tous les modes de production, des charges ou encore le calcul des moyens à mettre en place en cas de problème.

13 DATE ET SIGNATURE

Sion, le 15 juillet 2016

Joël Germanier

14 REMERCIEMENTS

Je remercie tout d'abord le groupe SEIC Télédis, notamment Monsieur Mottet David pour nous avoir proposé ce mandat et avoir mis à notre disposition toutes les informations nécessaires concernant leur réseau de distribution, Monsieur Gillioz Yannick pour le suivi durant ce projet et Monsieur Antonin Jérôme pour nous avoir transmis le profil de production photovoltaïque à appliquer pour la modélisation.

Ensuite, je tiens à remercier l'entreprise Neplan® et son collaborateur Monsieur Kleih Michael pour ses conseils et son aide dans l'importation des données du réseau de distribution sur leur logiciel Neplan®.

Monsieur Pavanello Davide, professeur à la HES-SO Valais, pour son suivi tout au long du projet.

Enfin, ma maman et ma sœur Katia Bourban pour la relecture du présent document.

15 BIBLIOGRAPHIE

Théorie

- ◆ Pierre Olivier Moix, Script_AuR_Sem6, 2015-2016
- ◆ Nicolas Jordan, Cours réseau, 2015-2016
- ◆ Davide Pavanello, Cours Réseau, 2015-2016
- ◆ Thi Minh Chau LE, Thèse : Couplage Onduleurs photovoltaïques et réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations, 25.01.2012
- ◆ Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux DACHCZ, 2007
- ◆ Alpstore, Principes directeurs pour décisionnaires régionaux, Janvier 2015
- ◆ Gauthier DELILLE, Bruno FRANÇOIS, Gilles MALARANGE, EUROPEAN JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING, Vol. 12, No 5-6, Pp. 733-762, Septembre 2009
- ◆ <http://www.nexans.ch/>, 05.05.2016
- ◆ <http://www.neplan.ch/neplanproduct/en-electricity/>, 05.05.2016
- ◆ https://www.electrosuisse.ch/fileadmin/user_upload_electrosuisse/Verband/ETG/ETG_Innovationspreis/04_Bulletin_article_09-13_Jaton.pdf, 05.05.2016
- ◆ https://fr.wikipedia.org/wiki/Loi_d%27Ohm, 05.05.2016
- ◆ <http://www.ardon.ch/commune/presentation-situation-acces-622.html>, 05.05.2016
- ◆ http://www.esti.admin.ch/files/aktuell/ESTI_219_1114_f.pdf, 11.07.2016
- ◆ <http://www.volta-electricite.info/articles.php?lng=fr&pg=11561>, 11.07.2016
- ◆ <http://www.strom.ch>, 11.07.2016
- ◆ <http://www.powertage.ch/~media/powertage/Documents/Referate/2012/franzoesisch/03-Expos-Patrick-Joye---Groupe-E.ashx>, 11.07.2016
- ◆ <http://www.powertage.ch/~media/powertage/Documents/Referate/2012/franzoesisch/02-Expos-Patrick-Pipet---Schneider-Electric.ashx>, 11.07.2016
- ◆ <http://www.vialis.tm.fr/sites/default/files/pdf/grd/harmoniques.pdf>, 11.07.2016
- ◆ http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=C10-19FR-RCP088.pdf&language_code=FRA, 11.07.2016
- ◆ <http://www2.schneider-electric.com/documents/technical-publications/fr/shared/electrotechnique/protections-contrôle/haute-tension-plus-1kv/ct192.pdf>, 11.07.2016
- ◆ <http://www2.schneider-electric.com/documents/technical-publications/fr/shared/electrotechnique/contraintes-electriques-environnement/connaissances-generales/ct199.pdf>, 11.07.2016
- ◆ <http://www2.schneider-electric.com/documents/technical-publications/fr/shared/electrotechnique/savoir-electrotechnique/basse-tension-moins-1kv/ct141.pdf>, 11.07.2016
- ◆ http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/ESPRIT_Raccordement_des_centrales_PV_au_RPD_BT_en_France.pdf, 12.07.2016

Imagerie

- ◆ <http://statistiques.consospy.fr/profil.php?key=939FA058A81850E3FBA4A2993188E0DE&a=2009&m=09&t=G>, 11.07.2016
- ◆ <http://www.projet-modelec.fr/le-projet/contexte/>, 05.05.2016
- ◆ Davide Pavanello, Cours Réseau, 2015-2016
- ◆ http://2.bp.blogspot.com/-q_TvUo3ReKs/VPQryf5HYPI/AAAAAAAAAB_s/HdWuzSRUDus/s1600/fresnel_regime_triphase.png, 12.07.2016
- ◆ <http://www.vialis.tm.fr/sites/default/files/pdf/grd/harmoniques.pdf>, 11.07.2016
- ◆ <https://www.google.ch/maps/@46.1970376,7.2333999,12856m/data=!3m1!1e3>, 11.07.2016

16 ANNEXES

1) Quartier modèle

- a) Schéma du quartier
- b) Plaque signalétique du transformateur MT/BT du quartier
- c) Liste des postes et cabines
- d) Récapitulatif des lignes avec leurs paramètres
- e) Profil de production solaire d'Ardon

2) Mesures

- a) Paramètres des mesures
- b) Résultats des mesures

3) Outil

- a) Mode d'emploi
- b) Profil de maison aléatoire
- c) Courbes de charges de différentes maisons

4) Schémas Neplan®

- a) Modélisation du quartier
- b) Modélisation de l'outil pour la validation

5) Validation de l'outil

- a) Paramètres du test
- b) Résultats du test

17 TABLE DES FIGURES

Figure 1: profil journalier sur un mois.....	3
Figure 2: production distribuée.....	4
Figure 3: structure du réseau électrique	5
Figure 4: variation de la tension le long de la ligne et limite de tension selon le DACHCZ	7
Figure 5 : démonstration d'un déséquilibre de phases	7
Figure 6: présentation harmonique	8
Figure 7: situation géographique	11
Figure 8: réseau de distribution du quartier.....	12
Figure 9 : graphique des puissances au secondaire du transformateur de quartier	15
Figure 10 : capture d'écran de l'interface utilisateur	16
Figure 11 : capture d'écran de la base de données des lignes	16
Figure 12: capture d'écran de la base de données des transformateurs.....	17
Figure 13 : capture d'écran du tableau des paramètres du réseau amont et du transformateur ...	17
Figure 14 : capture d'écran des paramètres des éléments du réseau (cabines, lignes, charges et productions).....	17
Figure 15 : capture d'écran des résultats de l'installation.....	18
Figure 16: capture d'écran des résultats aux nœuds	18
Figure 17: capture d'écran des résultats des tronçons de lignes	18



Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet : ARDON_MOGADOR

Site géographique Ardon_Mogador **Pays** Suisse

Situation Latitude 46.2°N Longitude 7.2°E
Temps défini comme Temps légal Fus. horaire TU+1 Altitude 488 m
Albédo 0.20

Données météo : Ardon_AD de PVGIS, Données horaires synthétiques

Variante de simulation : MOGADOR_JOEL_SUD

Date de la simulation 12/04/16 à 12h01

Paramètres de simulation

Orientation plan capteurs Inclinaison 10° Azimut -30°

Horizon Hauteur moyenne 11.9°

Ombrages proches Sans ombrages

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV	Si-mono	Modèle	TSM-270DC05A	
		Fabricant	Trina Solar Energy Co., Ltd	
Nombre de modules PV	En série	19 modules	En parallèle	2 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	38	Puissance unitaire	270 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	10.26 kWc	Aux cond. de fonct.	9.24 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	536 V	I mpp	17 A
Surface totale	Surface modules	62.2 m²		

Onduleur	Modèle	Symo 10.0-3-M		
	Fabricant	Fronius International		
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	200-800 V	Puissance unitaire	10.0 kW AC

Facteurs de perte du champ PV

Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
=> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m², Tamb=20°C, Vent=1m/s.)			NOCT	56 °C
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	524 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	0.0 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	2.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Paramètre bo	0.05

Besoins de l'utilisateur : Charge illimitée (réseau)



Système couplé au réseau: Définition de l'horizon

Projet : **ARDON_MOGADOR**

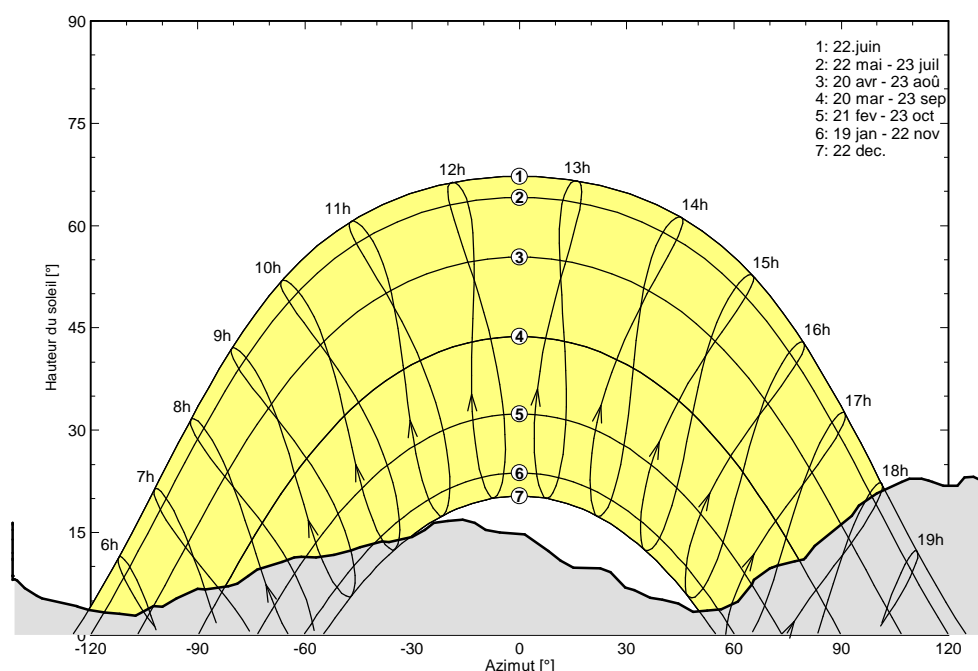
Variante de simulation : **MOGADOR_JOEL_SUD**

Principaux paramètres système	Type de système	Couplé au réseau
Horizon	Hauteur moyenne	11.9°
Orientation plan capteurs	inclinaison	10°
Modules PV	Modèle	TSM-270DC05A
Champ PV	Nombre de modules	38
Onduleur	Modèle	Symo 10.0-3-M
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)	
		azimut -30°
		Pnom 270 Wc
		Pnom total 10.26 kWc
		Pnom 10.00 kW ac

Horizon	Hauteur moyenne	11.9°	Facteur sur diffus	0.95
	Facteur sur albédo	100 %	Fraction d'albédo	0.38

Hauteur [°]	16.1	16.4	15.4	14.0	12.0	11.2	11.0	8.7	8.6	8.6	8.1	9.6	8.0
Azimut [°]	-180	-177	-174	-172	-168	-165	-162	-157	-155	-154	-152	-147	-141
Hauteur [°]	6.9	5.8	5.4	4.3	4.1	3.6	3.3	3.1	2.8	4.2	4.2	5.3	6.8
Azimut [°]	-139	-135	-134	-124	-123	-121	-116	-112	-108	-103	-100	-96	-90
Hauteur [°]	6.6	7.1	7.6	8.6	9.6	10.7	11.4	11.5	11.4	11.8	12.4	12.9	13.7
Azimut [°]	-88	-82	-79	-76	-74	-67	-63	-61	-57	-52	-47	-45	-39
Hauteur [°]	13.6	14.3	15.4	16.4	16.7	16.9	16.4	15.4	15.0	14.8	12.3	10.9	9.9
Azimut [°]	-37	-30	-27	-24	-20	-16	-13	-10	-6	2	8	12	15
Hauteur [°]	9.8	9.2	6.9	6.6	5.4	5.2	4.6	3.4	3.6	3.8	4.9	7.4	8.1
Azimut [°]	23	26	30	32	37	40	45	49	53	57	61	65	66
Hauteur [°]	9.8	9.9	10.2	10.8	11.0	11.4	13.1	17.4	19.0	20.7	22.5	22.9	22.9
Azimut [°]	70	71	72	77	80	80	83	93	95	100	107	109	113
Hauteur [°]	22.6	22.5	21.9	21.9	23.1	23.1	22.0	21.8	21.9	19.8	18.7	17.9	14.1
Azimut [°]	115	116	118	123	125	127	132	136	139	145	148	149	156
Hauteur [°]	14.0	14.0	14.0	14.7	14.5	14.5	14.3	14.2	15.2	16.1			
Azimut [°]	158	159	162	165	167	168	170	173	177	179			

Horizon from Carnaval, Lat=46.209°, Long=7.262°, Alt=490m





Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **ARDON_MOGADOR**

Variante de simulation : **MOGADOR_JOEL_SUD**

Principaux paramètres système

Horizon

Orientation plan capteurs

Modules PV

Champ PV

Onduleur

Besoins de l'utilisateur

Type de système

Hauteur moyenne

inclinaison

Modèle

Nombre de modules

Modèle

Charge illimitée (réseau)

Couplé au réseau

11.9°

10°

TSM-270DC05A

38

Symo 10.0-3-M

azimut -30°

Pnom 270 Wc

Pnom total **10.26 kWc**

Pnom 10.00 kW ac

Principaux résultats de la simulation

Production du système

Energie produite

11.01 MWh/an

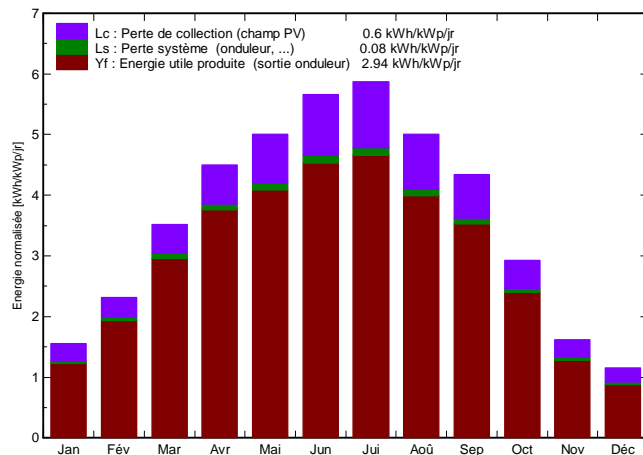
Productible

1073 kWh/kWc/an

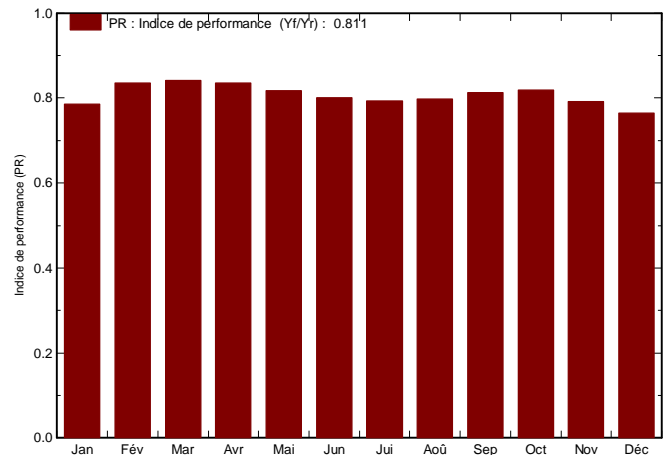
Indice de performance (PR)

81.1 %

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 10.26 kWc



Indice de performance (PR)



MOGADOR_JOEL_SUD Bilans et résultats principaux

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Janvier	39.7	1.00	48.3	41.4	0.404	0.389	13.46	12.96
Février	56.0	2.70	64.9	59.1	0.574	0.556	14.22	13.78
Mars	98.9	6.60	109.1	101.4	0.968	0.942	14.26	13.88
Avril	129.3	9.90	134.9	126.8	1.188	1.157	14.16	13.79
Mai	152.8	15.00	155.1	146.1	1.335	1.300	13.84	13.48
Juin	168.6	18.70	169.8	160.0	1.431	1.394	13.55	13.20
Juillet	179.2	20.30	181.8	171.9	1.520	1.481	13.44	13.09
Août	149.7	19.70	155.1	146.7	1.305	1.270	13.52	13.17
Septembre	120.3	15.70	130.2	122.2	1.115	1.086	13.77	13.41
Octobre	80.6	11.70	90.7	83.7	0.784	0.762	13.90	13.50
Novembre	41.1	5.30	48.6	43.0	0.410	0.395	13.56	13.06
Décembre	30.0	1.90	35.9	30.6	0.294	0.281	13.19	12.60
Année	1246.2	10.76	1324.5	1232.9	11.330	11.014	13.75	13.37

Légendes: GlobHor

Irradiation globale horizontale

EArray

Energie effective sortie champ

T Amb

Température ambiante

E_Grid

Energie injectée dans le réseau

GlobInc

Global incident plan capteurs

EffArrR

Effic. Eout champ / surf. brute

GlobEff

Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages

EffSysR

Effic. Eout système / surf. brute



Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : **ARDON_MOGADOR**Variante de simulation : **MOGADOR_JOEL_SUD**

Principaux paramètres système	Type de système	Couplé au réseau	
Horizon	Hauteur moyenne	11.9°	
Orientation plan capteurs	inclinaison	10°	azimut -30°
Modules PV	Modèle	TSM-270DC05A	Pnom 270 Wc
Champ PV	Nombre de modules	38	Pnom total 10.26 kWc
Onduleur	Modèle	Symo 10.0-3-M	Pnom 10.00 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

Diagramme des pertes sur l'année entière

