Etude sur le potentiel d'injection photovoltaïque sur réseau BT rural

Etude de cas
Analyse des règles en vigueur et propositions d'évolution

OmégaWatt
144 chemin du Serre
26340 Aurel
T 09 52 48 69 90
contact@omegawatt.fr

Septembre 2022

SOMMAIRE

1 PRESENTATION DU PROJET 3

2 GLOSSAIRE 4

3 REMERCIEMENTS 4

4 ETUDE DE CAS 5

4.1 PRESENTATION DU SITE ETUDIE 5
4.2 PRESENTATION DU SITE DE REFERENCE 6
4.3 PREPARATION DES DONNEES 8
4.4 ANALYSE DE LA TENSION RESEAU 9
4.4.1 Estimation de la tension en sortie du poste HTA/BT Darce 9
4.4.2 Réglages des prises de transformation HTA/BT 10
4.4.3 Réglages du régleur en charge 11
4.5 ANALYSE DE LA PRODUCTION DE LA CENTRALE PV 21 KWC 11
4.6 POTENTIEL D'AUGMENTATION DE LA PUISSANCE INSTALLEE 12
4.6.1 Installation complémentaire dans le cadre de la convention de raccordement existante 12
4.6.2 Puissance effectivement injectable 12
4.6.1 Analyse de la tension réseau 13
4.6.1 Déséquilibre de tension 14

5 PROPOSITIONS DE MODIFICATION DES REGLES DE RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS BT A MISE EN ŒUVRE IMMEDIATE 15

5.1 REGLAGE PRISE TRANSFORMATEUR HTA/BT (PAGE 11, 5.1.3) : 16
5.2 CHUTE DE TENSION DANS LE BRANCHEMENT (PAGE 12, 5.1.3) 16
5.3 CONSIGNE DE REACTIF (PAGE 12, 5.1.3) 17
5.4 AVANTAGES CUMULES DES PROPOSITIONS DE MODIFICATION (PAGE 11-12, 5.1.3) : 17

6 OPTIMISATIONS COMPLEMENTAIRES DES REGLES DE RACCORDEMENT 18

6.1 DEPLOIEMENT D'EQUIPEMENTS PASSIFS SUR LE RESEAU BT POUR AMELIORER LA TENUE EN TENSION 18
6.2 EXEMPLE D'EVOLUTION ENVISAGEABLE SUR LE PLAN DE TENSION HTA 18
6.3 POUR UN ETAT DES LIEUX ET UNE ETUDE D'IMPACT DE SCENARII D'EVOLUTION DU PLAN DE TENSION 19

7 CONCLUSION 20

1 PRESENTATION DU PROJET

OmégaWatt apporte depuis 2018 son expertise réseau à plusieurs Centrales Villageoises en Auvergne-Rhône-Alpes afin d'optimiser les puissances raccordables au réseau public basse tension (BT) de leurs centrales photovoltaïques (PV) lorsque ces réseaux dépassent 200 m de longueur et que les règles de raccordement en vigueur bridents les puissances de raccordement.

La présente étude est basée sur :

- l'enregistrement détaillée Puissance/Tension sur une durée de 12 mois sur un réseau BT avec une centrale PV de 21 kWc raccordée en 2021. Elle a pour objet d'étudier l'état de la tension en fonction des actions de conduite du réseau et des charges/producteurs diffus.
- L'analyse des règles de dimensionnement des réseaux et des raccordements en vigueur pour les producteurs.

Elle a pour objet de :

- Proposer une maximisation de la puissance PV installée sur le site étudié
- De généraliser ces propositions et de proposer des évolutions des règles de raccordement pour maximiser la production photovoltaïque sur les réseaux BT tout en optimisant les coûts.

Avec cette étude, OmégaWatt souhaite contribuer à l'atteinte des objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) issue de la loi relative à l'énergie et au climat adoptée en novembre 2019, notamment :

- La sécurité d'approvisionnement
- Le développement de l'exploitation des énergies renouvelables
- Le développement équilibré des réseaux

2 GLOSSAIRE

BT : Basse Tension (230 V entre phase et neutre et 400 V entre phase en triphasé).
PV : photovoltaïque
HTA : moyenne tension 20 kV
HTB : haute tension > 63 kV
DTR : Documentation Technique de Référence
RTE : Réseau de Transporte de l'Electricité

3 REMERCIEMENTS

Nous remercions la SAS Centrales Villageoises de la Lance ainsi que la société ATTP de nous avoir autorisé à réaliser ces enregistrements Puissance/Tension sur leur disjoncteur d'abonné.

4 ETUDE DE CAS

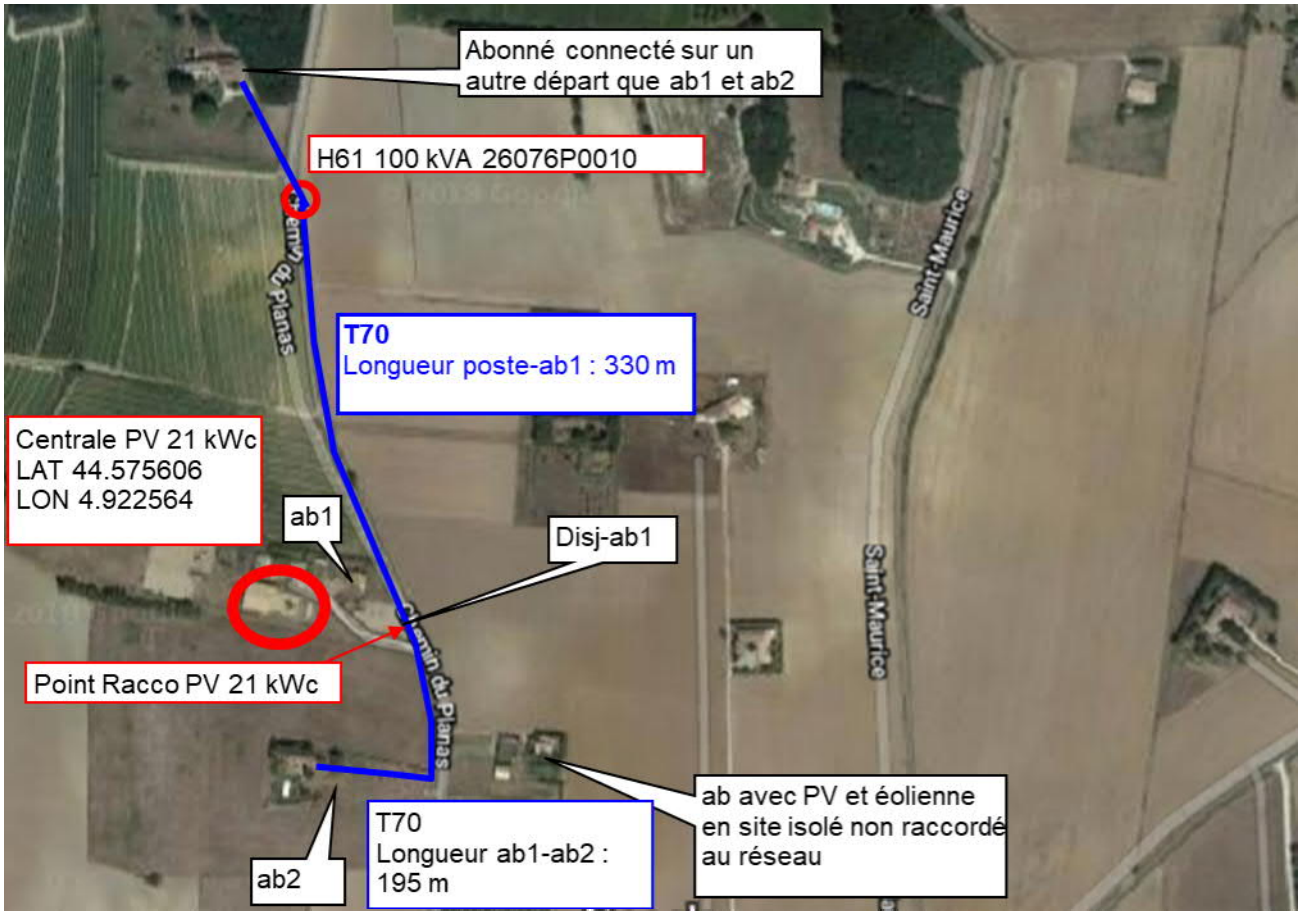
4.1 Présentation du site étudié

Le départ BT objet de l'étude est issue du poste HTA/BT Darce N° 26076P0010 de type H61 sur poteau 100 kW. Ce poste alimente deux départs :

- Le départ nord avec un seul abonné (non étudié)
- Les départ sud (étudié).

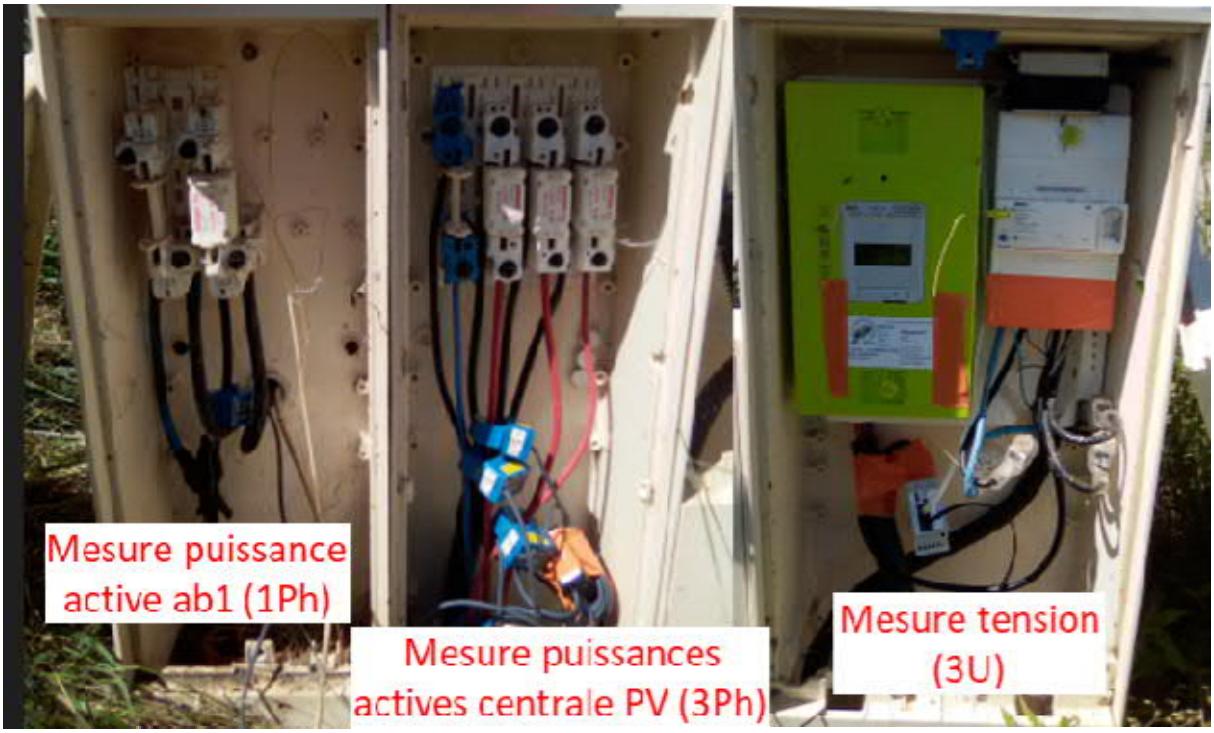
Le départ sud alimente 2 abonnés :

- Ab1 : 6 kVA mono (habitation principale) et centrale PV 21 kWc : Z_{PH+N}=0.34 Ohms, 330 m T70 depuis le poste, 15 m AL25 depuis le poteau.
- Ab2 : 6 kVA mono (habitation secondaire) : Z_{PH+N}=0.54 Ohms, 200 m T70 depuis poteau ab1, 15 m AL25 depuis le poteau.



Métrologie :

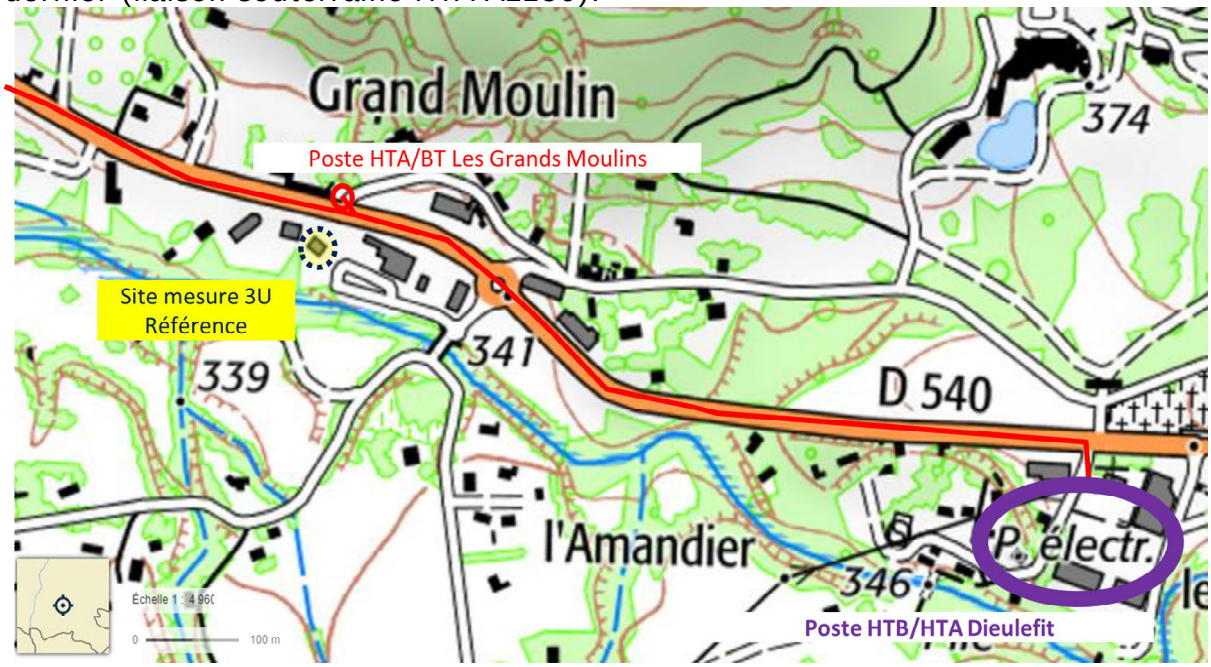
L'abonné ab1 et la centrale PV 21 kWc sont instrumentés avec un système Multivoies MV1 (http://mv.omegawatt.fr/).
Paramètres mesurés : tensions simples sur les 3 phases et puissances actives : 3 voies pour la centrale PV, 1 voie pour ab1 (sur phase 1).
Pas de mesure : moyenne 10 minutes (heure GMT+2).
Collecte : Collecte des données sur serveur ftp via GPRS.
Référence des phases : de gauche à droite sur le disjoncteur de la centrale PV.



Le poste HTA/BT Darce N° 26076P0010 dont est issu le départ étudié est alimenté par le départ HTA N° 2 « Poët Laval » en provenance du poste source HTB/HTA de Dieulefit.

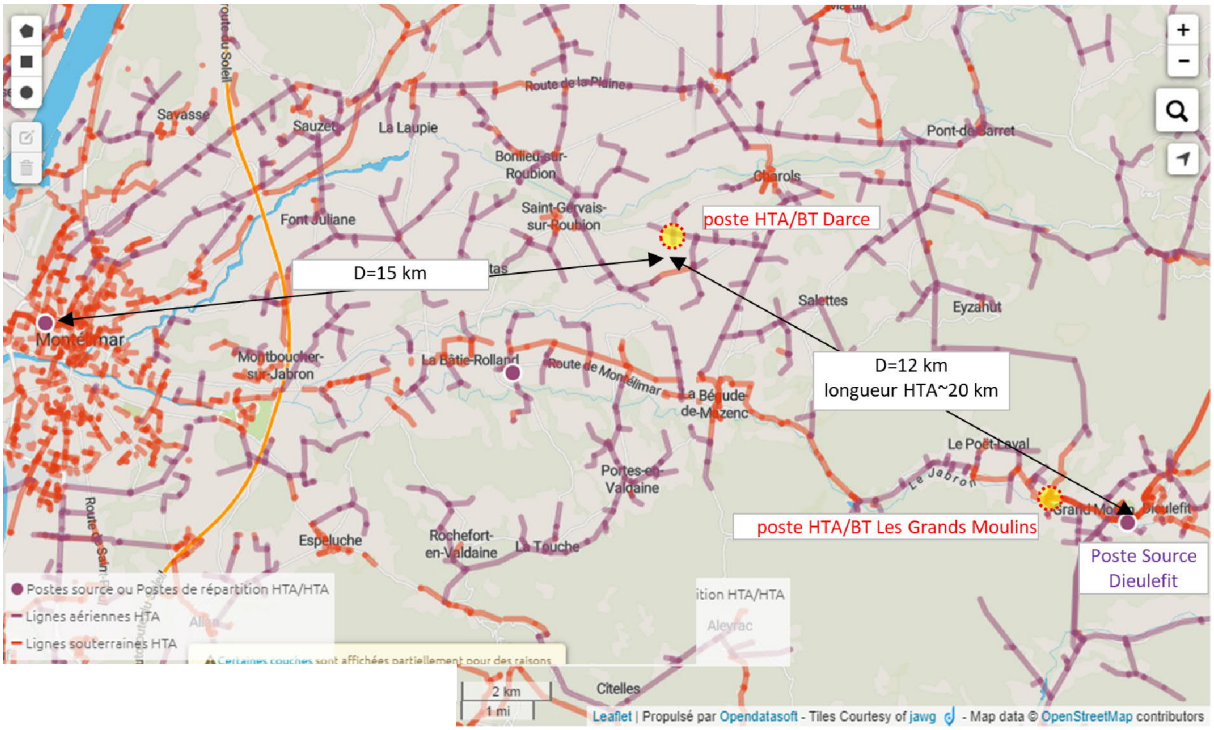
4.2 Présentation du SITE DE REFERENCE

Afin d'étudier l'impact sur la tension du régleur en charge situé au poste source HTB/HTA de Dieulefit, la tension BT a été mesurée à proximité du poste HTA/BT « Les Grands Moulins » N°26114P0003 qui se trouve à environ 1000 m de ce dernier (liaison souterraine HTA AL150).



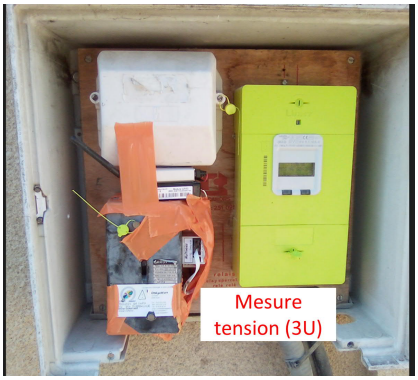
Le site de mesure est un hangar d'une entreprise de travaux publics (ATTP) avec un abonnement triphasé 12 kVA et très peu de consommation.

Le tracé (souterrain) BT n'est pas connu. L'impédance réseau est de $Z_{Ph+N}=0.5$ Ohms. Compte tenu du peu de variations de tension d'une phase par rapport à l'autre sur les relevés de mesure, on considèrera que la tension mesurée correspond à la tension en sortie du poste HTA/BT les Grands Moulins et qu'elle correspond au facteur de transformation près du poste HTA/BT à la tension en sortie du poste HTB/HTA de Dieulefit.

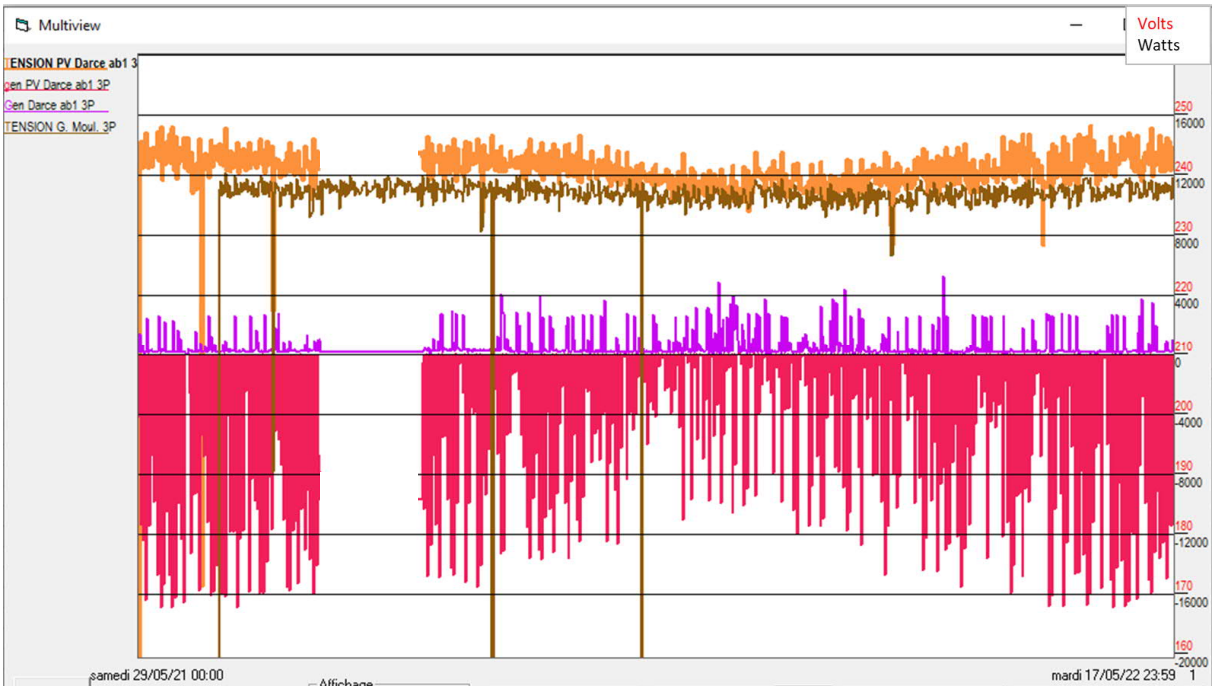


Métrologie :

L'instrumentation est réalisée avec un système Multivoies MV1 (http://mv.omegawatt.fr/).
Paramètres mesurés : tensions simples sur les 3 phases.
Pas de mesure : moyenne 10 minutes (heure GMT+2).
Collecte : Collecte des données sur serveur ftp via GPRS.
Référence des phases : de gauche à droite sur le disjoncteur.



4.3 PREPARATION DES DONNEES



Les mesures ont été réalisées sur la période du 29/05/2021 au 17/05/2022 afin de couvrir les deux saisons dimensionnant le raccordement des centrales de production PV :

- Hiver, production minimale (peu d'élévation de tension) et consommation maximale (chutes de tension maximales)
- Printemps / d'été : production PV maximale et consommation minimale.

Les périodes de mesures suivantes présentent des anomalies dont il faut tenir compte pour l'analyse des données :

Début	Fin	Raison
29/05/2021	25/06/2021	Site Grands Moulins non instrumenté
30/07/2021 00:00	02/09/2021 11:30	Surtension poste Darce - système de mesure HS
15/09/2021 20:10	15/09/2021 20:30	Coupure poste source Dieulefit
22/09/2021 08:30	23/09/2021 16:20	passage en réseau secouru avec décalage d'environ 2 heures pour les 2 postes HTA/BT.
26/09/2020 05:20	26/09/2020 06:20	Coupure poste source Dieulefit
26/09/2020 07:20	27/09/2020 06:50	Coupure BT sur point de mesure Grands Moulins
03/10/2021 19:20	03/10/2021 20:40	Coupure poste source Dieulefit
24/10/2021 15:20	24/10/2021 16:00	Coupure poste source Dieulefit
03/11/2021 08:30	04/11/2021 08:50	Coupure poste source Dieulefit
13/11/2021 08:40	13/11/2021 09:00	Coupure BT sur point de mesure proche Grands Moulins
16/11/2021 12:30	16/11/2021 12:50	Coupure BT sur point de mesure proche Grands Moulins
16/11/2021 08:50	16/11/2021 09:10	Coupure poste source Dieulefit
08/12/2021 09:50	08/12/2021 10:10	Coupure BT sur point de mesure proche Grands Moulins
09/12/2021 08:50	09/12/2021 09:10	Coupure poste source Dieulefit
24/12/2021 11:00	24/12/2021 18:20	Coupure BT ou HTA sur centralePV poste Darce
06/01/2022 11:30	06/01/2022 12:00	Coupure BT sur point de mesure proche Grands Moulins
09/02/2022 13:30	10/02/2022 08:30	Baisse brutale -8 volts et reprise brutale +13 volts au poste source Dieuelfit
14/02/2022 15:50	14/02/2022 16:10	Coupure BT sur point de mesure proche Grands Moulins
16/02/2011 17:40	16/02/2011 18:10	Coupure BT sur point de mesure proche Grands Moulins
02/04/2022 04:10	02/04/2022 04:30	Coupure poste source Dieulefit
02/04/2022 05:20	02/04/2022 05:40	Coupure poste source Dieulefit

4.4 Analyse de la tension réseau

4.4.1 Estimation de la tension en sortie du poste HTA/BT Darce

Afin d'évaluer l'influence de la tension HTA sur la tension BT sur le site d'étude, il est nécessaire d'analyser la tension en sortie de poste HTA/BT. Celle-ci peut être calculée à partir de la tension triphasée mesurée au niveau de la centrale PV à laquelle on retranche l'impact sur la tension des puissances consommées par ab1 et injectées par la centrale PV.

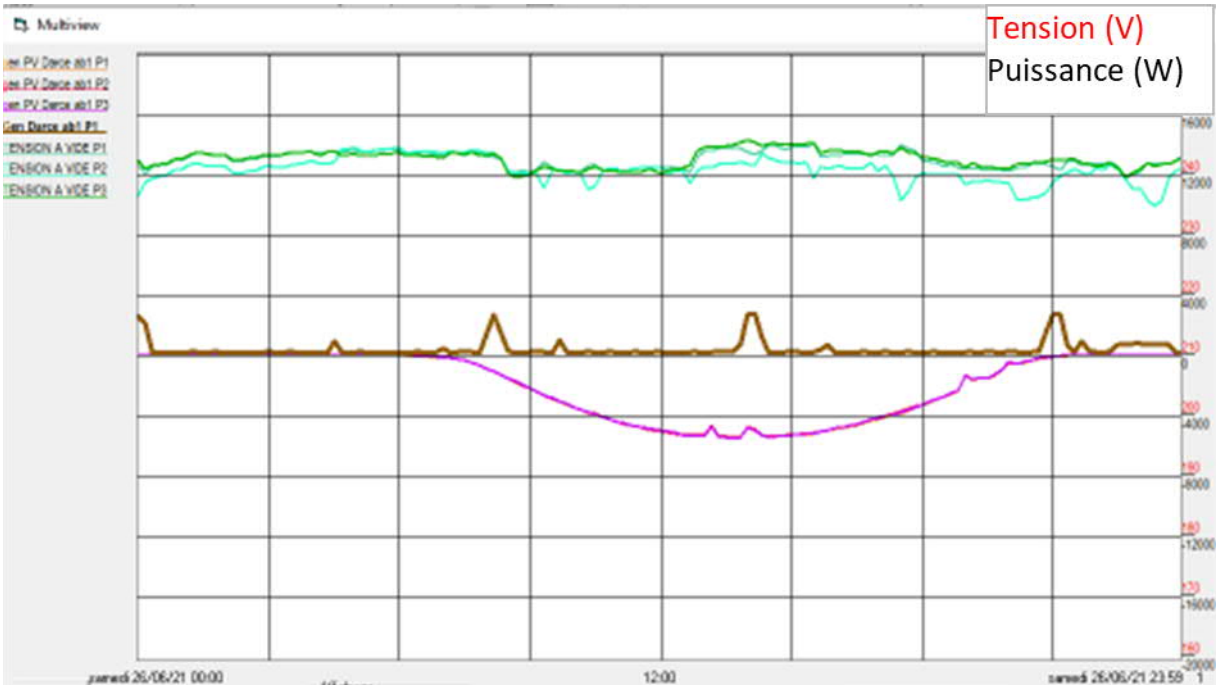
En négligeant l'énergie réactive consommée (les usages puissants d'ab1 sont résistifs) et injectée (la centrale PV injecte à cosphi=1), on peut évaluer la tension à vide du réseau sur la phase i:

$U_{vide\text{-}i} = U_{mesure\text{-}i} + (P_{ab1+centrale\ PV\ -\ i} \times R_{ab1+centrale\ PV\ –\ i} + 0.25 \times (P_{ab1+centrale\ PV\ -\ j} \times R_{ab1+centrale\ PV\ –\ j} + P_{ab1+centrale\ PV\ -\ k} \times R_{ab1+centrale\ PV\ –\ k})) / U_{mesure\text{-}i}$

(la partie 0.25x(..) est liée au déplacement du neutre lors de soutirage sur les autres phases que celle mesurée)

Avec
i, j, k : les 3 phases du réseau
$P_{ab1+centrale\ PV\ –\ i}$: puissance active cumulée de l'abonné ab1 et de la centrale PV sur la phase i (>0 : consommation et <0 : injection)
$R_{ab1+centrale\ PV\ –\ i}$: Résistance réseau Phase + Neutre sur la phase i au niveau du disjoncteur ab1-centrale PV.

Sur le graphique ci-dessous, on observe la tension dite « à vide » (cad hors contribution de ab1 et de la centrale PV).

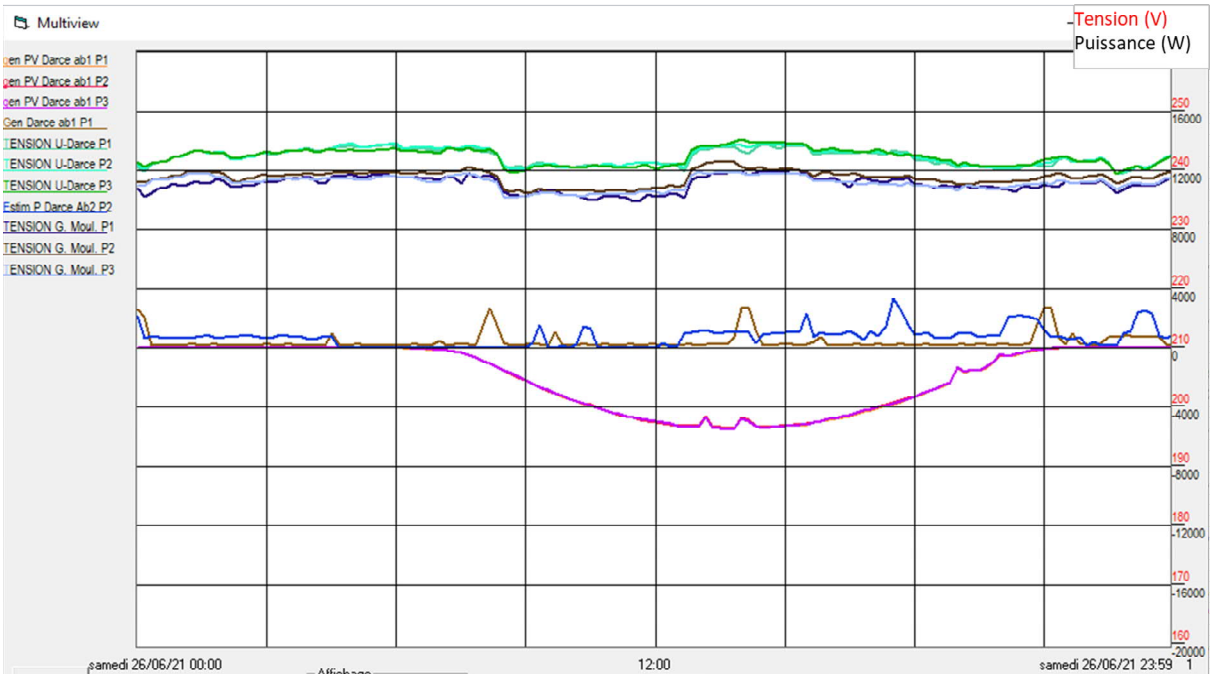


On observe que les tensions à vide sur les phases 1 et 3 sont très proches et qu'il y a régulièrement des chutes de tension sur la phase 2. Ces observations sont principalement faites les WE et lors des périodes de vacances. On en conclut

donc que l'abonné ab2 (résidence secondaire) est connecté sur la phase 2 et qu'il est à l'origine de ces baisses de tension. On recalcule ainsi la puissance appelée par l'abonné ab2 sur la base de la formule suivante :

P_{ab2} = Si(moyenne(U_{vide-1} ; U_{vide-3}) - U_{vide-2} > 0 ; (moyenne(U_{vide-1} ; U_{vide-3}) - U_{vide-2}) / 1.25 / R_{ab2-2} x U_{vide-2} ;0)

Puis, à partir de cette puissance calculée pour ab2, on peut alors calculer la tension en sortie de poste U_{Darce} en l'absence de consommation et de production sur le départ BT. Le graphique ci-dessous présente la tension observée sur les 3 phases en sortie des postes Darce et Grands Moulins et les puissances consommées et injectés par tous les abonnés du départ étudié. On vérifie bien que les tensions sur les 3 phases sont homogènes.



4.4.2 *Réglages des prises de transformation HTA/BT*

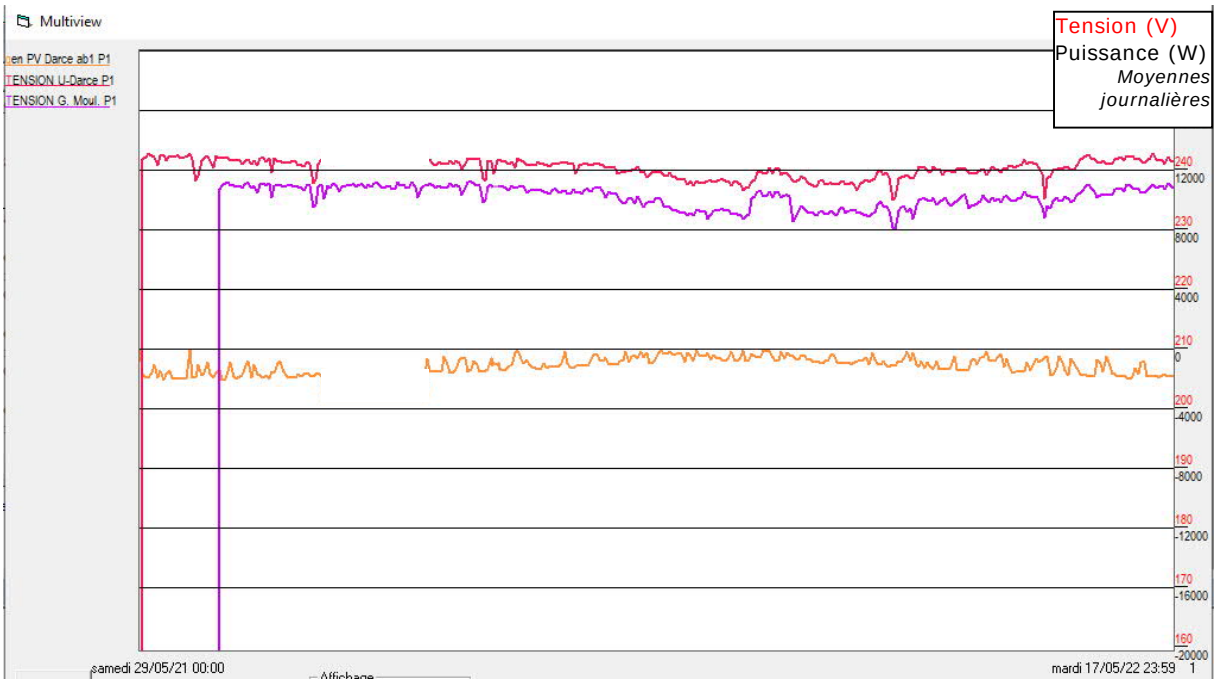
A partir des données illustrées par le graphique précédent (journée du 26/06/2021), on observe que le poste Darce est réglé sur une prise supérieure (+2.5%) à celle du poste Grands Moulins. Cet écart d'environ +1.7% à +2.0% est observé de manière régulière hors période de chauffage durant laquelle la tension au poste Darce est proche de celle des Grands Moulins. Cela s'explique alors par la chute de tension le long de la HTA (entre 15 et 20 kms depuis le poste source de Dieulefit jusqu'au poste HTA/BT Darce).

Le réglage des postes HTA/BT a été vérifié sur site par Enedis :

- Grands Moulins : Prise 1 correspondant à Un + 0%
- Darce : Prise 2 correspondant à Un + 2.5%.

4.4.3 Réglages du régleur en charge

Nous n'avons pas observé de loi de variation marquée de la tension en sortie du poste source de Dieulefit en particulier en période de faible consommation et de forte production PV.
Sur le graphique ci-dessus sont représentées les tensions moyennes journalières estimées au niveau des postes Darce et Grands Moulins sur toute la période de mesure :



Nous observons que la tension au poste source (Grands Moulins) est en moyenne de 236 Volts (Un+2.5%) en plein hiver (pic de consommation) et de 238 Volts (Un+3.5%) au printemps et l'été (pic de production photovoltaïque).
Par ailleurs, au pas de temps 10 minutes :

- nous observons au printemps et l'été (maximum de production photovoltaïque) que la tension varie peu entre le jour et la nuit. Elle est même généralement légèrement supérieure la nuit (+1 Volt environ, soit +0.5%).
- La différence de tension entre les postes Darce et Grands Moulins varie peu entre le jour et la nuit, bien que le poste Darce soit situé en bout de ligne HTA. La production raccordée sur cette ligne HTA n'est actuellement pas suffisante pour générer une élévation de tension HTA significative.

4.5 Analyse de la production de la centrale PV 21 kWc

La puissance installée de la centrale photovoltaïque est de 21 kWc avec un branchement triphasé. Le hangar se trouve à environ 100 m du point de livraison situé en bordure de route à environ 10 m du poteau. La convention de raccordement prévoit une puissance de raccordement de 21 kVA qui correspond à la puissance maximale autorisée pour ce site par le gestionnaire de réseau ENEDIS selon la DTR PRO-RES-43E en 2019. Pour mémoire, l'exploitant avait initialement fait une demande de branchement de 34 kVA correspondant à la puissance qui peut être installée sur la toiture sud du projet et pour réaliser son

projet, il a dû accepter, après discussion avec le gestionnaire de réseau, de réduire la puissance installée.

Les mesures de puissance active montrent que la puissance maximale injectée moyennée à 10 minutes sur la période de mesure est de -16.9 kW, soit 80.5% de la puissance crête installée et de la puissance de raccordement. Ce ratio dépend de la puissance crête installée mais également de la technologie de panneau installé, de l'orientation et de l'inclinaison de la centrale photovoltaïque, et il est généralement compris entre 80% et 95%.

Compte tenu des données disponibles (manque 34 jours de données du 30/07/21 au 02/09/21 et 11 jours du 18/05/22 au 28/05/22), nous avons reconstitué une année de production en dupliquant les données du 03/09/21 au 19/09/21 (11 jours) et du 29/05/21 au 08/06/21 et 13/07/21 au 29/07/21 (34 jours), qui sont des périodes similaires en terme d'ensoleillement par rapport aux données manquantes.

On aboutit ainsi à un productible annuel de 29.6 MWh, soit l'équivalent d'un fonctionnement de 1410 h à puissance crête, conforme au calcul prévisionnel et au relevé de production.

4.6 Potentiel d'augmentation de la puissance installée

4.6.1 Installation complémentaire dans le cadre de la convention de raccordement existante

Dans le cadre de la convention de raccordement (puissance de raccordement = 21 kVA), il est possible d'injecter 4.1 kVA supplémentaire, soit un gain de production attendue de +24.3% par rapport à l'installation existante (soit une production de 36.8 MWh/an). Comme on pourra l'observer au 4.6.2, cette augmentation de puissance n'entrainerait aucune anomalie sur la tension réseau.

4.6.2 Puissance effectivement injectable

A partir du calcul de la tension en sortie de poste (cf. U_{vide} au 4.4.1), on peut évaluer l'impact sur la tension qu'aurait eu une centrale 34 kWc (toiture complètement couverte) sur la tension réseau.

La tension avec la centrale 34 kWc est calculée ainsi :

$$U_{P=34kWc\text{-}i} = U_{mesure\text{-}i} - ((P_{centralePV\text{-}21kWc\text{-}i} - P_{centralePV\text{-}34kWc\text{-}i}) - 0.25 \times ((P_{centralePV\text{-}21kWc\text{-}j} - P_{centralePV\text{-}34kWc\text{-}j}) + (P_{centralePV\text{-}21kWc\text{-}k} - P_{centralePV\text{-}34kWc\text{-}k}))) \times R_{ab1+centralePV} / U_{P=34kW\text{-}i}$$

Avec
i, j, k : les 3 phases du réseau
$P_{centralePV\text{-}xxkW\text{-}i}$: puissance active de la centrale PV xx = 21 kWc ou 34 kWc sur la phase i (<0 : injection)
$R_{ab1+centrale\ PV}$: Résistance réseau Phase + Neutre au niveau du disjoncteur ab1-centrale PV.

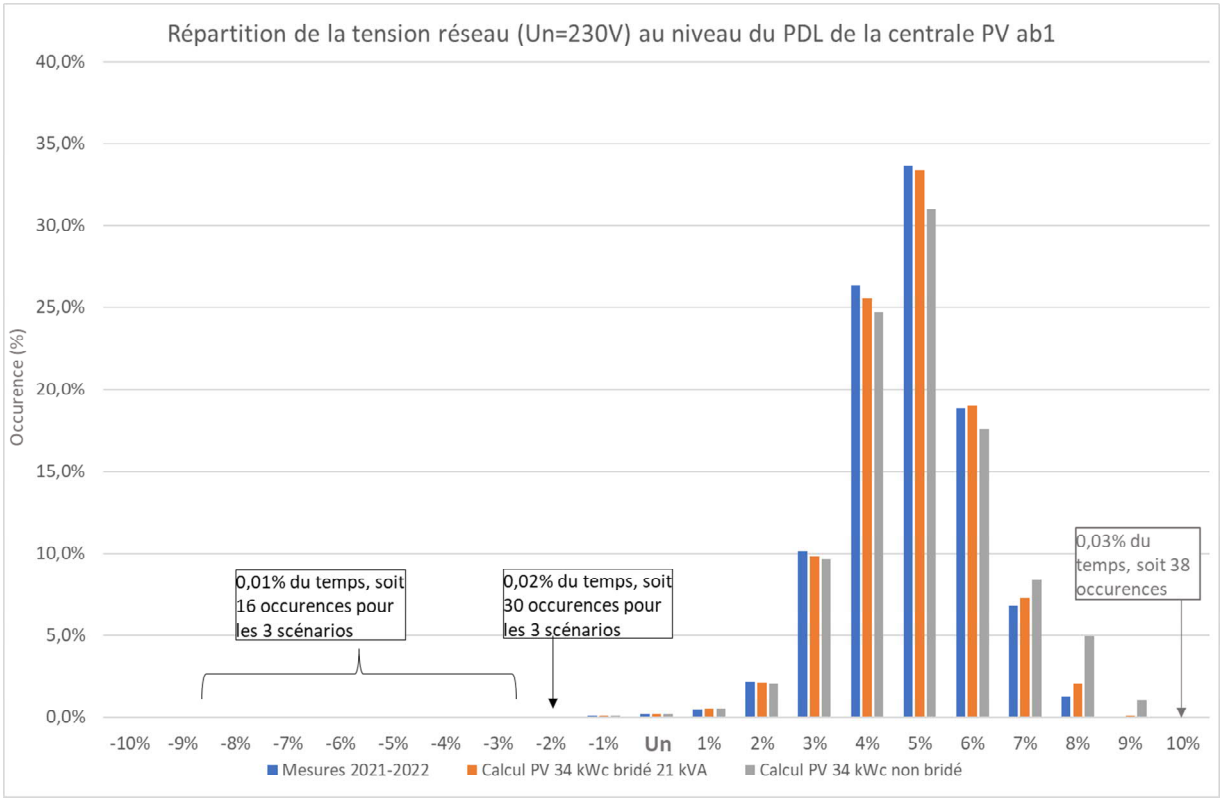
Le calcul est itératif car il doit tenir compte de la réduction d'intensité due à l'élévation de tension.

Une telle centrale 34 kWc non bridée aurait permis d'augmenter la production de +61 % (soit une production de 47.7 MWh/an) et n'aurait, dans les conditions de mesure observées durant une année subi aucun découplage pour surtension. La puissance injectée maximale aurait été de 27.4 kVA (80.5% de la puissance crête).

L'installation d'une centrale 34 kWc bridée à 21 kVA, aurait généré 4.9% de pertes par rapport à une installation non bridée.

4.6.1 Analyse de la tension réseau

Le graphique suivant présente la répartition des tension simples (U1, U2, U3) au niveau du point de livraison de la centrale PV ab1 pour les 3 configurations étudiées :



On observe que :

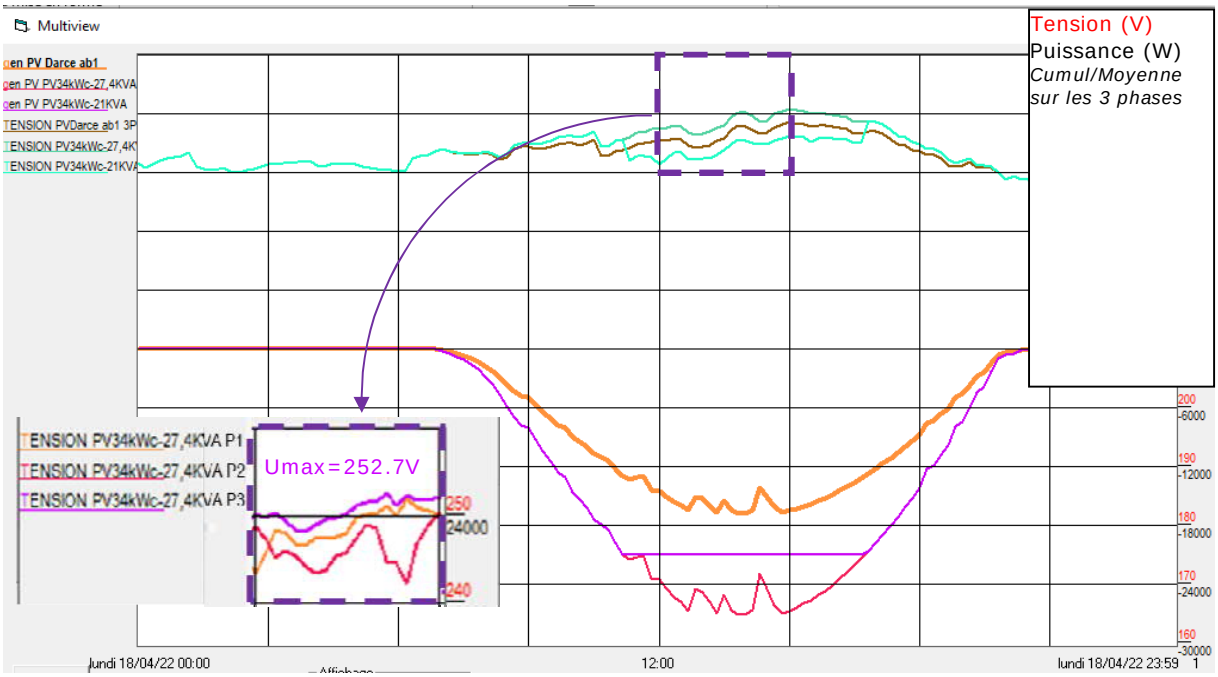
- Pour les 3 configurations :
  - la tension reste conforme à l'arrêté qualité (207 < Un < 253 volts)
  - 99.9% des tensions mesurées sont comprises entre Un-2% et Un+10% alors que les mesures intègrent une année complète de données (y compris les mois d'hiver sans production PV et consommation élevée d'électricité).

- Pour la configuration maximisant la production photovoltaïque (34 kWc installés pour Pmax injectée de 27.4 kVA), la tension moyennée 10

minutes atteindrait au maximum 252.7 Volts, le nombre d'occurrences situés entre 252.2 et 252.7 Volts étant inférieur à 0.03% du temps.

Une réduction de la tension de l'ordre de 2.5% (soit au niveau de la HTA, soit au niveau de la BT) ne génèrerait pour ce départ BT aucune réduction de la qualité de tension. Le cas échéant, de nouveaux consommateurs pourraient encore être raccordés en bout de ce réseau BT sans générer de contrainte. Leur nombre et puissance de consommation pourraient être augmentés moyennant l'emploi d'une solution dynamique et passive d'équilibrage des réseaux (équilibreur de réseau type EQUI8) présentée au 6.1.

Sur une journée type de fin de printemps avec production maximale, on peut visualiser sur le graphique ci-dessous les puissances et tensions maximales qui sont/auraient été atteintes en fonction de la puissance injectée par la centrale photovoltaïque. La journée du 18 avril 2022 représente le pire des cas observé avec une tension moyennée 10 minutes qui atteindrait 252.7 Volts sur la phase 3 pour 27.4 kVA injectés.

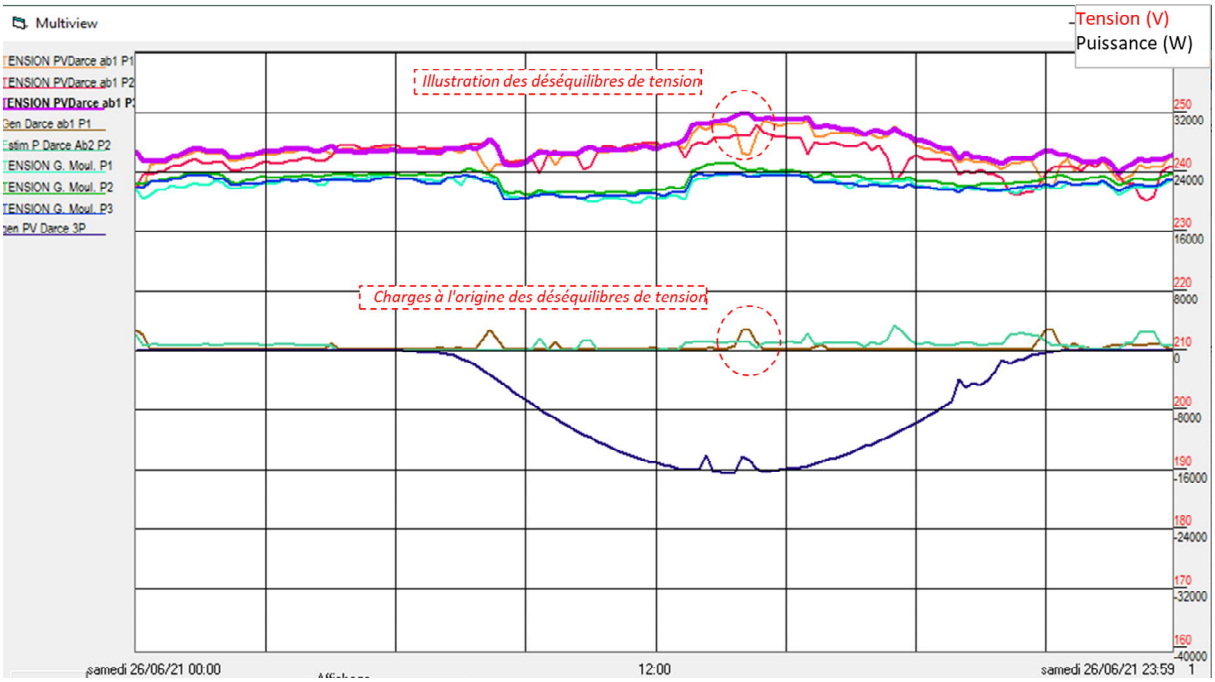


4.6.1 Déséquilibre de tension

On remarque que le déséquilibre des tensions contribue à limiter la capacité d'injection photovoltaïque sur les réseaux BT. C'est le cas dans l'exemple précédent ainsi que le 26/06/2021 à 14:00 (cf. graphique page suivante). On y observe chez ab1 :
U1= 243 V
U2 = 246 V
U3 = 250 V

Ce déséquilibre est essentiellement du aux appels de puissances chez ab1 (2.7 kW sur phase 1) et ab2 (estimé à 1.1 kW sur phase 2).

Dans cette configuration réseau et compte tenu que les onduleurs injectent généralement de manière équilibrée, l'élévation de tension admissible pour de la production supplémentaire est limitée à 3 Volts alors qu'en équilibrant la tension sur les 3 phases, la marge serait de 6.7 Volts, soit un potentiel d'injection deux fois plus élevé.



Un équilibrage des tensions permettrait d'accroître la capacité d'injection sur le réseau. A cet effet, l'équilibreur de réseau type EQUI8, solution dynamique et passive d'équilibrage des réseaux est présentée au 6.1.

5 PROPOSITIONS DE MODIFICATION DES REGLES DE RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS BT A MISE EN ŒUVRE IMMEDIATE

Dans l'étude de cas (cf. 4), nous avons pu illustrer que les règles de dimensionnement de raccordement des producteurs BT conduisent à sous-exploiter le réseau BT. Nous nous intéressons donc ici aux évolutions à envisager notamment sur les règles édictées par le principal gestionnaire des réseaux HTA en France : ENEDIS. Elles sont définies dans la DTR ENEDIS PRO-RES-43E. Dans ce document, les règles (5.1.3) appliquées aux producteurs génèrent des coûts de raccordement qui limitent la réalisation de ces projets et le développement de sites mixtes. En effet, la DTR n'autorise dans le cas général qu'une élévation de tension de +1% liée au raccordement du nouveau producteur BT contre -12.5% à -15% pour les consommateurs BT. Nous avons synthétisé ci-après 4 propositions qui peuvent être mise en œuvre sans délai pour répondre à cette problématique.

5.1 Réglage prise transformateur HTA/BT (Page 11, 5.1.3) :

L'étude de raccordement se fait en l'état présent des consommations et des productions raccordées et à raccorder. Or la rédaction actuelle favorise l'implantation à long terme de nouveaux consommateurs au détriment des raccordement immédiats de nouveaux producteurs. La proposition de rédaction suivante ne présente pas de risque de dégradation de la qualité d'alimentation car la chute de tension calculée reste inférieure à 10% ; il est proposé une réécriture de cet alinéa au même format que pour les cas comportant exclusivement soit des consommateurs, soit des producteurs, c'est à dire :

« si des clients producteurs ET des clients consommateurs sont raccordés sur les réseaux BT à l'aval du transformateur, alors la prise sera :
- à +2,5% si la chute de tension totale calculée avec la prise 0% est > 7.5 %
- à 0% si la chute de tension totale calculée avec la prise 0% est < 7.5 %, »

☞ *Par exemple, pour un raccordement photovoltaïque de 36 kVA, la réduction de la prise transformateur de +2.5% à 0% permettrait sans autre modification de la DTR de la connecter, sans adaptation de réseau, jusqu'à 345 m de distance d'un Poste HTA/BT sur un départ mixte (conso./prod.) en Torsadé aérien T70 contre 75 m avec les règles en vigueur.*

5.2 Chute de tension dans le branchement (Page 12, 5.1.3)

Le document ENEDIS PRO-RES-43E tient compte d'une élévation de tension de 1.5% dans le branchement sauf pour les départs dédiés depuis le poste HTA/BT. Il est proposé d'intégrer le calcul de la chute de tension effective dans le branchement pour tous les raccordements BT.

Cela permettrait ainsi de réduire le coût de raccordement. Le tableau suivant présente les chutes de tension calculées (en % de Un) pour différentes puissances de raccordement (résistivité de 0.037 ohm.mm²/m pour l'aluminium, soit 1.25x celle observée à 20°C selon l'article 5.4.3 de la norme NF-C 14-100) :

Type de centrale PV/Distance (m)	10	20	30	40	50
36 kWc triphasé en 35 mm² Alu	0,24%	0,48%	0,72%	0,96%	1,20%
60 kWc triphasé en 95 mm² alu	0,15%	0,29%	0,44%	0,59%	0,74%
100 kWc triphasé en 150 mm² alu	0,16%	0,31%	0,47%	0,62%	0,78%
250 kWc triphasé en 240 mm² alu	0,39%	0,78%	1,17%		

Il est donc fait une proposition de modification des modalités de calcul au dernier paragraphe du 5.1.3 : réécriture de « 1,5% d'élévation de tension dans le branchement ; » qui est remplacé par :

« L'élévation de tension dans le branchement calculée conformément aux dispositions de dimensionnement de l'article 5.5.3.2 de la norme NF-C 14-100 ;»

☞ *Ainsi, pour un raccordement photovoltaïque de 36 kVA en pied de poteau, l'élévation de tension dans le branchement est de 0.24%. Pour cet exemple, sans autre modification, le calcul de l'élévation de tension dans le branchement permettrait de réaliser le raccordement, sans adaptation de réseau,*

jusqu'à 170 m de distance d'un Poste HTA BT en Torsadé aérien T70 sur un départ mixte (conso./prod.) contre 75 m avec les règles en vigueur.

5.3 Consigne de réactif (Page 12, 5.1.3)

Suite à l'abrogation par l'arrêté du 09 juin 2020 de l'article 9 de l'arrêté du 23 avril 2008 qui stipulait que "Les installations de production raccordées en basse tension ne doivent pas absorber de puissance réactive », les producteurs BT devraient pouvoir proposer au gestionnaire de réseau de produire avec un réglage du réactif à cosphi=0.95 inductif afin de réduire l'élévation de tension et de compenser l'énergie réactive transitant sur les réseaux.

Cette solution a un impact modéré sur la réduction de tension, mais sa mise en œuvre est simple pour la production photovoltaïque car cette fonction est disponible sur les onduleurs.

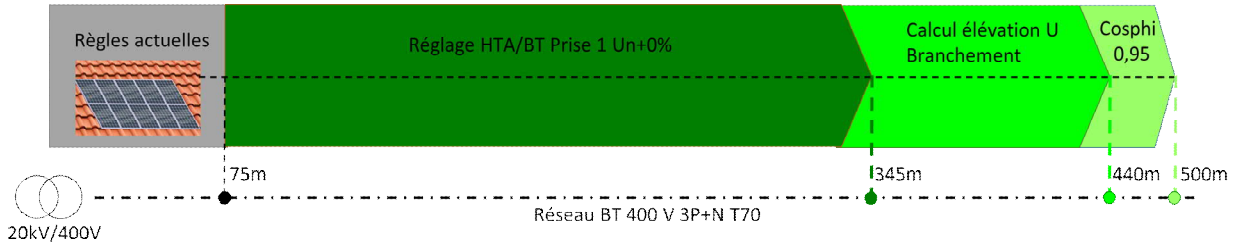
Il est donc fait une proposition de modification des modalités de calcul au dernier paragraphe du 5.1.3. Ajout du point suivant :

« le réglage du réactif à cosphi=0.95 inductif de toutes les installations BT concernées sur le départ HTA ».

☞ *Pour le cas exemple d'un raccordement photovoltaïque de 36 kVA, le réglage du réactif à cosphi=0.95 inductif permettrait sur un départ mixte (conso./prod.) de faire passer de 75 m selon les règles en vigueur à 115 m la distance maximale au poste HTA/BT (réactance poste 100 kVA = 0.056 Ohms) en Torsadé aérien T70 (réactance linéique = 0.08/kms).*

5.4 Avantages cumulés des propositions de modification (Page 11-12, 5.1.3) :

☞ *Pour le cas exemple d'un raccordement photovoltaïque de 36 kVA, le cumul des 3 modifications proposées (Réglage transformateur HTA/BT en prise 1 (Un+0%), calcul de l'élévation de tension effective dans le branchement, réglage du réactif à cosphi=0.95 inductif) permettrait sur un départ mixte (conso./prod.) de faire passer de 75 m selon les règles en vigueur à 500 m la distance maximale au poste HTA/BT en Torsadé aérien T70.*



Ainsi, on observe que la mise en œuvre de solutions simples permettrait de se passer de renforcement de réseau pour les producteurs < 36 kVA dans un très grand nombre de cas (jusqu'à 500 m de réseau BT en T70). Ces nouvelles règles réduiraient également les besoins de renforcement des producteurs BT supérieurs à 36 kVA.

6 OPTIMISATIONS COMPLEMENTAIRES DES REGLES DE RACCORDEMENT

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) vise 8,5 GW en 2023 et de 14,5 à 19 GW en 2028 de puissance photovoltaïque installée sur toitures contre 4,6 GW en service fin 2020. Compte tenu de ces objectifs ambitieux, les propositions précédentes seront utiles mais rapidement les règles de dimensionnement réseau redeviendront un frein au déploiement du PV. Il est donc proposé d'étudier sur des départements/sites pilotes les projets suivants :

6.1 Déploiement d'équipements passifs sur le réseau BT pour améliorer la tenue en tension

Nous avons suggéré au 5.1 la baisse de la prise des postes HTA/BT de +2.5% à 0% pour augmenter les capacités d'injection sur le réseau BT lorsque la chute de tension totale calculée avec la prise 0% est inférieure à 7.5 %. Cette possibilité pourrait être étendue à des départs BT avec des chutes de tension plus importantes moyennant la modélisation dans l'outil GDO-SIG d'Enedis d'une solution déjà autorisée d'emploi : l'équilibreur de réseau EQUI8*.

En effet, en équilibrant les charges sur les 3 phases du réseau (aussi bien lorsque le départ BT est en soutirage qu'en consommation), il réduit les déséquilibres de tension et donc les contraintes de tension (chute et élévation de tension). Le produit est déployé sur le réseau depuis 2010. Il serait toutefois nécessaire d'étendre son domaine d'emploi.

** : référence ENEDIS ERT40A / 49.46.060, cf. https://cmetransformateur.com/equi8/*

6.2 Exemple d'évolution envisageable sur le plan de tension HTA

Le document ENEDIS PRO-RES-43E tient compte d'une tension réglée à Un+4% au primaire du poste HTA/BT pour le raccordement des producteurs BT. Dans le présent cas d'étude, nous avons observé (cf. 4.4.3) un tel réglage malgré une faible élévation de tension HTA, cad que la tension atteint ce niveau « haut » dès le départ HTA au niveau du poste source.

Ce réglage « haut » réduit les possibilités d'injection en HTA et en BT. La DTR Enedis-PRO-RES_05E (cf. article 4.4) prévoit que la consigne du régleur en charge puisse être modulée entre Un+2% et Un+4% en fonction des productions raccordées en HTA (et implicitement en BT). Afin d'augmenter les possibilités d'injection photovoltaïque, pour le calcul du raccordement d'un producteur photovoltaïque BT, on pourrait fixer la tension en sortie de poste source à Un+2% et calculer l'élévation réelle sur le réseau HTA.

Par le calcul, on observe par exemple que sur un départ HTA mixte en aluminium 150 mm², l'élévation de tension liée à la production est de l'ordre de 0.05%/km/$MW_{injecté}$ (sans tenir compte du bénéfice lié à la chute de tension générée par les consommateurs). Si on applique ce résultat à un départ HTA de 15 kms de longueur pour lequel on estime que la densité de consommateurs (donc de producteurs potentiels) décroit avec la distance, on constate que l'on peut raccorder 7.5 MW de production répartie sur tout le départ :

Distance (km)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Total sur le
dU/U cumulé	0,05%	0,14%	0,27%	0,43%	0,61%	0,80%	1,00%	1,20%	1,39%	1,57%	1,73%	1,86%	1,95%	2,00%	2,00%	départ (kW)
P raccordée (kW)	1000	929	857	786	714	643	571	500	429	357	286	214	143	71	0	7500

Dans cet exemple, au niveau des postes HTA/BT situés à 7 kms de distance du poste source l'élévation de tension n'est que de +1%. Il serait donc possible, sans modification du plan de tension, d'optimiser la tension prise en compte au primaire du transformateur HTA/BT pour le calcul du raccordement de producteurs BT en fonction de la longueur de la HTA, soit Un+3% dans l'exemple précédent à 7 kms du poste source contre Un+4% avec les règles de calcul en vigueur.

Il est donc fait une proposition de modification des modalités de calcul au dernier paragraphe du 5.1.3 : réécriture de « la tension au primaire du transformateur HTA/BT à Un+4% » qui est remplacé par :

« La tension au primaire du transformateur HTA/BT calculée conformément aux dispositions définies aux articles 4.1 et 4.2 de la note Enedis-PRO-RES-05E avec le régleur en charge réglé à Un +2%. Les producteurs en file d'attente étant définis conformément aux dispositions des notes Enedis-PRO-RES-67E et Enedis-PRO-RES-20E. »

☞ *Ainsi, pour une installation 36 kWc, le calcul de la tension attendue au primaire du poste HTA/BT permettrait de la connecter, sans adaptation de réseau, jusqu'à 225 m de distance d'un Poste HTA/BT en Torsadé aérien T70 sur un départ mixte contre 75 m avec les règles en vigueur lorsque le poste HTA/BT se trouve à proximité immédiate du poste source HTB/HTA. Pour un poste situé à 7 kms selon l'exemple de départ HTA présenté dans le tableau précédent, cette distance de raccordement est estimée à 150 m.*

6.3 Pour un état des lieux et une étude d'impact de scénarii d'évolution du plan de tension

L'exemple précédent est révélateur des marges d'optimisation de la capacité de raccordement des producteurs décentralisés sur les départs HTA mixtes en BT et en HTA via la régulation des régleurs en charge HTB/HTA. Ce type de raccordement concerne la majorité des sites photovoltaïques sur bâtiments.

Il nous parait donc nécessaire de faire une étude de différents scénarii d'évolution du plan de tension et de règle de raccordement en évaluant notamment l'impact sur la qualité d'alimentation, la capacité de raccordement et de distribution d'énergie pour de nouveaux producteurs et consommateurs, les pertes de distribution. Afin d'alimenter cette réflexion, il est nécessaire de réaliser au préalable un état initial des pratiques actuelles de gestion de la tension. A cet effet, il est proposé de réaliser une étude en partenariat avec ENEDIS gestionnaire de réseau sur un poste source alimentant des départs HTA représentatifs (urbain, semi urbain, rural). Sur chacun des départs HTA sélectionné :

- un échantillon représentatif de postes HTA/BT le long de la HTA seront sélectionnés. Pour chacun seront fournis les calculs des chutes/élévations de tension HTA (calcul ERABLE). Si ces calculs n'étaient pas disponibles

sous forme de courbes de tension 10 minutes (voir horaires) à l'échelle d'une année moyenne (ou de la période des fichiers de tension des départs HTA), le gestionnaire de réseau fournira à minima la chute de tension HTA minimale ou l'élévation de tension HTA maximale calculée.

- Un échantillon d'abonnés BT sur chaque poste HTA/BT étudié seront sélectionnés afin de caractériser la tension en début et en fin de réseau BT. Les courbes de charge et de tension moyennes au pas de temps 10 minutes seront enregistrées via les compteurs Linky sur les 3 phases sur une durée minimale d'un an et mis à disposition de l'étude. Ces données viendront compléter les données d'excursion de tension enregistrées par défaut par les compteurs Linky et stockées par ENEDIS.
- Les courbes de charge et de tension moyennes au pas de temps 10 minutes au niveau des départs HTA (régleur en charge) seront enregistrées sur les 3 phases sur une durée minimal d'un an et mis à disposition de l'étude.
- Les lois de régulation des régleurs en charge HTB/HTA seront fournis.

7 CONCLUSION

Les mesures disponibles au niveau des postes sources et des compteurs communicants Linky permettent désormais l'étude précise de la réalité des variations de tension sur les réseaux. La présente étude, sur un cas très simple dont les données réseau ont été mesurées sur une année montre qu'il peut exister un facteur 2 entre la capacité d'injection photovoltaïque réellement disponible sans contrainte, et celle permise par les règles en vigueur.

Une optimisation des conditions techniques de raccordement des producteurs (ENEDIS PRO-RES-43E) est d'autant plus souhaitable pour le développement des productions décentralisées que l'importance des coûts de raccordement va croissant dans les projets récents.

Les préconisations d'évolution immédiate de la réglementation permettraient a minima de doubler la capacité de raccordement BT de production photovoltaïque et d'autoriser ces installations à une distance des postes HTA/BT 3 à 7 fois plus importante qu'aujourd'hui sans modification du plan de tension HTA en vigueur.

Enfin, il est urgent que les gestionnaires de réseau expérimentent de nouvelles règles de raccordement et de calage de la tension aux postes sources, et mettent de grands jeux de données réseau à disposition des chercheurs pour aller plus loin dans la connaissance et l'optimisation du plan de tension sur des bases réelles et transparentes.