

Module R5.EME.13

Photovoltaïque connecté réseau

Sommaire

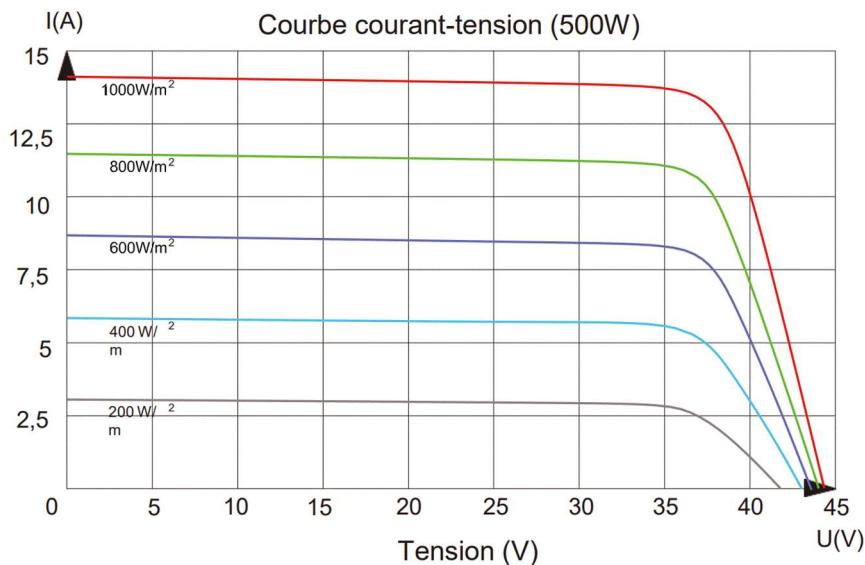


TD1 Etude d'une documentation de panneau solaire	2
1. Caractéristique tension courant puissance d'un panneau solaire. ...	2
2. Association panneau série parallèle	3
3. Utilité des diodes de bypass	3
TD2 Etude d'une documentation d'onduleur	5
1. Fonctionnement d'un onduleur	5
2. Etude de la documentation de l'onduleur SMA Sunny boy 3.0	7
3. Association sunny boy 3.6 et panneaux DM500M10RT-B60HBT ?	7
4. Association sunny boy 3.6 et panneaux 250W	9
Association sunny boy 6.0 et panneaux DM500M10RT-B60HBT ?	9
TD3 Calepinage et dimensionnement de câbles	11
TD4 Protection des biens et des personnes	23
TD5 Parafoudre et règles de câblage.	31
Norme 15-712-1	41

TD1 Etude d'une documentation de panneau solaire

1. Caractéristique tension courant puissance d'un panneau solaire.

- Q1. Expliquer ce que signifient STC et NMOT ?
- Q2. Tracer l'allure de la courbe $I=f(V)$ d'un panneau solaire dans les conditions STC et expliquez ce que signifie I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , et V_{mpp} .
- Q3. Tracer l'allure de la courbe $I=f(P)$ d'un panneau solaire dans les conditions STC et expliquer ce que signifie P_{max} ou P_c (puissance crête), en les plaçant sur la courbe.
- Q4. Expliquer pourquoi il y a 4 gammes de puissance assez proches pour une catégorie de panneau solaire ?
- Q5. Pour les DM500M10RT-B60HBT (doc technique donnée plus loin), les courbes $I_{pv} = F(V_{pv})$ en fonction de l'éclairement sont données ci-dessous. Pour les conditions STC :
- Identifier la zone où le panneau se comporte comme une source de courant, et où le panneau se comporte comme une source de tension.
 - Indiquer clairement où se trouve le point MPP en notant ses valeurs sur les axes.



- Q6. Reporter ci-dessus le MPP pour chaque niveau d'éclairement.
- Q7. Conclure sur comment évoluent les grandeurs électriques d'un panneau en fonction de l'ensoleillement. (quelle grandeur est indépendante de l'éclairement, et quelle grandeur est proportionnelle ?)
- Q8. Calculer V_{oc} pour un Rayonnement de $1\,000\,W/m^2$, Température en hiver du module $-20\,^{\circ}C$, $AM = 1,5$. Utiliser le coefficient de température de V_{oc} ($\%/^{\circ}C$).
- Q9. Calculer V_{oc} pour un Rayonnement de $1\,000\,W/m^2$, Température en hiver du module $+70\,^{\circ}C$, $AM = 1,5$.

- Q10. Expliquer pourquoi il est important de prendre en compte le coefficient de température de V_{oc} ($\%/^{\circ}\text{C}$) pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque.
- Q11. La variation de courant en fonction de la température doit-elle être prise en compte lors d'un dimensionnement ? Justifier.
- Q12. Etude du rendement du module en condition STC :
Recalculer le rendement du module dans les conditions STC à l'aide de des dimensions du module et de la puissance de sortie STC.

2. Association panneau série parallèle

- Q13. On met 2 panneaux en série, tracer $I_{2pvs} = F(V_{2pvs})$, donner $V_{2pvs MPP}$, $I_{2pvs MPP}$, calculer $P_{2pvs MPP}$ en condition STC.
- Q14. On met 2 panneaux en série avec 2 panneaux en parallèles, tracer $I_{2s 2p} = F(V_{2s 2p})$ donner $V_{2s 2p MPP}$, $I_{2s 2p MPP}$, calculer $P_{2s 2p MPP}$ en condition STC.

3. Utilité des diodes de bypass

On considère ici que les panneaux ne sont pas équipés de diodes de bypass :

- Q15. On met 10 panneaux en série, et on considère que 8 panneaux sont en plein soleil 1000 W/m^2 et 2 sont ombragés et reçoivent 200 W/m^2 . Tracer $I_{8s 2omb} = F(V_{8s 2omb})$.
- Q16. **Déterminer la puissance à chaque « coude » de la courbe et identifier le MPP.** Et déterminer le courant de fonctionnement qui sera imposé par le MPPT de l'onduleur.
- Pour les panneaux en plein soleil tracer $I_{sol} = F(V_{sol})$ et identifier le point de fonctionnement.
 - Pour les panneaux à l'ombre tracer $I_{omb} = F(V_{omb})$ et identifier le point de fonctionnement. Expliquer la problématique et les risques encourus.

On considère que les panneaux sont équipés de diode de bypass :

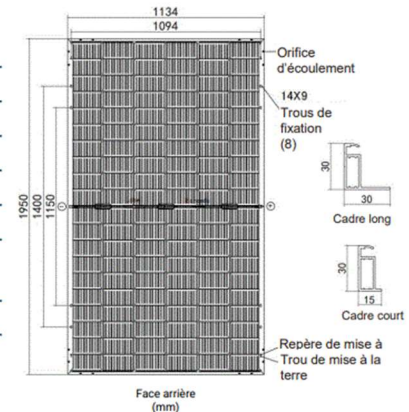
- Q17. Lire sur la documentation le nombre de diode de bypass que possède le panneau.
- Q18. Faire le schéma électrique équivalent d'un Panneau solaire. Et tracer le parcours du courant (I_{pv} et I_{diode})

DMxxxM10RT-B60HBT



Caractéristiques du module

Type de cellule	Type N monocristallin, 120 (6 × 20)
Dimensions (mm)	1 950 × 1 134 × 30
Poids (kg)	27,1
Face avant	Verre durci de 2mm avec traitement antireflet
Face arrière	Verre durci de 2mm
Boîte de jonction	3 diodes, IP68 selon la norme IEC 62790
Câbles	4 mm ² /Portrait : 350 mm (+)/250 mm (-) Paysage : 1 300 mm (+)/1 300 mm (-) La longueur peut être personnalisée
Type de connecteur	PV-ZH202B ou MC4-EVO 2A (1500 V)



Caractéristiques électriques¹

Type de module	DM485M10RT-B60HBT		DM490M10RT-B60HBT		DM495M10RT-B60HBT		DM500M10RT-B60HBT	
Conditions d'essai	STC ²	NMOT ³	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Puissance maximale (Pmax/W)	485	365	490	369	495	373	500	376
Intensité au point de puissance maximale (Imp/A)	13,38	10,80	13,44	10,85	13,50	10,90	13,56	10,95
Tension au point de puissance maximale (Vmp/V)	36,27	33,88	36,47	34,07	36,67	34,25	36,87	34,44
Courant de court-circuit (Isc/A)	13,86	11,16	13,92	11,21	13,98	11,26	14,04	11,31
Tension à vide (Voc/V)	43,62	41,28	43,82	41,47	44,02	41,65	44,22	41,84
STC de rendement du module (%)	21,9		22,2		22,4		22,6	

¹ Mesures conformes à la norme IEC 60904-3, Tolérance de mesure : ISC : ±4 %, VOC : ±3 %, Bifacialité : 80 % ±5 %

² STC (Conditions d'essai normalisées) : Rayonnement 1 000 W/m², Température du module 25 °C, AM = 1,5

³ NMOT : Rayonnement 800 W/m², Température ambiante 20 °C, AM = 1,5, Vitesse du vent 1 m/s

SORTIE BIFACIALE - GAIN EN PUISSANCE FACE ARRIÈRE

10 %	Pmax (STC)	534	539	545	550
20 %	Pmax (STC)	582	588	594	600
30 %	Pmax (STC)	631	637	644	650

Certifications et garantie

Certifications	IEC 61215, IEC 61730
	Test de corrosion par ammoniac : IEC 62716
	Test de corrosion par brouillard salin : IEC 61701
	PID (IEC TS 62804) ; LeTID (IEC TS 63342)
Numéro d'enregistrement DEEE	Poussière et sable (IEC 60068)
	DE 50188598
	Garantie produit
	25 ans
Garantie de puissance de crête	Garantie linéaire de 30 ans

1.) Première année : min. 99 %. 2.) À partir de la 2^e année : max. 0,4 % de dégradation par an. 3.) min. 87,4 % au cours de la 30^e année.

Caractéristiques de température

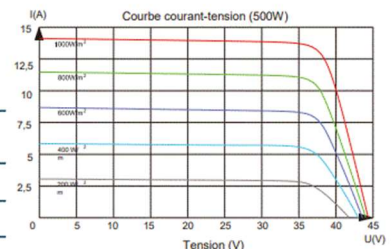
Température nominale de fonctionnement du module (NMOT)	42 ± 2°C
Coefficient de température de Pmax (%/°C)	-0,29
Coefficient de température de Voc (%/°C)	-0,25
Coefficient de température de I _{sc} (%/°C)	+0,048

Conditionnement

Conteneur	40'HQ
Dimensions de palette (mm)	2 000 × 1 140 × 1 250
Pièces par palette	36
Pièces par conteneur	792

Conditions de fonctionnement

Température de fonctionnement (°C)	-40 à +85
Tension maximale du système (V)	1500 V _{cc} (IEC)
Protection contre les surintensités (A)	30
Tolérance de performance de puissance (%)	0 / +3
Classe de protection	II
Charge de test max., traction/poussée (Pa)	Neige 5400 / Vent 2400
Charge de conception max., traction/poussée (Pa)	3600 / 1600



Déclaration : les consignes d'installation et les conditions de garantie doivent être respectées. Les caractéristiques du produit seront adaptées en fonction des progrès technologiques réalisés. Lors de la signature du contrat, les données les plus récentes de l'entreprise prévaudront.



Hengdian Group DMEGC Magnetics Co., Ltd.
Hengdian Industrial Zone, Dongyang City Zhejiang Province,
Chine 322118
Tél. : 0086-579-8658-8825 Fax : 0086-579-8655-4845
E-mail : solar@dmegc.com.cn, Site Web :
www.dmegcsolar.com

Toutes les informations contenues dans cette fiche technique sont conformes à la norme EN 50380, sous réserve de modifications et d'erreurs.

État : 12/2023, Document : EN_DS-M10RT-B60HBT-202312_2

Copyright © 2023 Hengdian Group DMEGC Magnetics.
Tous droits réservés.

TD2 Etude d'une documentation d'onduleur

1. Fonctionnement d'un onduleur

Exemple de structure d'électronique de puissance :

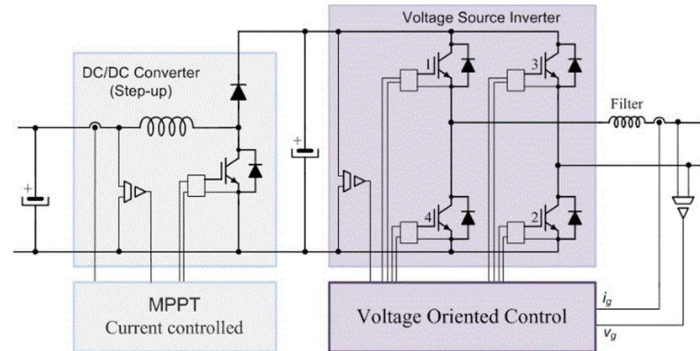
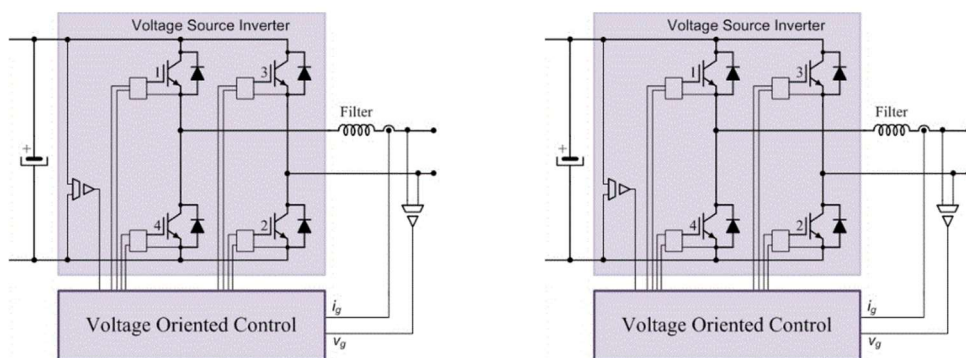


Figure 5. Typical power topology of PV string inverters used in the laboratory.

Q1. Identifier ci-dessus :

- Le hacheur boost qui permet de contrôler le point de fonctionnement des panneaux solaires.
- La capacité de bus continu
- L'onduleur
- Reporter ci-dessus les PV et le réseau

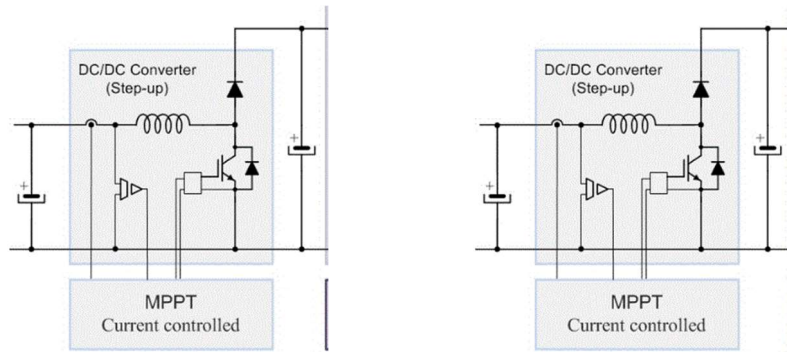
Q2. On considère que l'onduleur est piloté en +E -E : Reporter ci-dessous les 2 phases de fonctionnement de l'onduleur et tracer l'allure des grandeurs électrique :



Q3. Tracer l'allure de la MLI. Expliquer comment l'onduleur peut injecter dans le réseau ? Faire le schéma en ajoutant la ligne et le transformateur de livraison.

Q4. Au vu de la structure du hacheur, quelle doit être la tension minimale du bus ?

Q5. Reporter ci-dessous les 2 phase de fonctionnement du hacheur :



Q6. Justifier la relation de commande : $V_{BUS} = \frac{V_{PV}}{(1-\alpha)}$

Q7. On considère une tension de BUS égale à 400V. On met 10 panneaux DM500M10RT-B60HBT en série:

Déterminer pour un ensoleillement de 1000 (W/m²) :

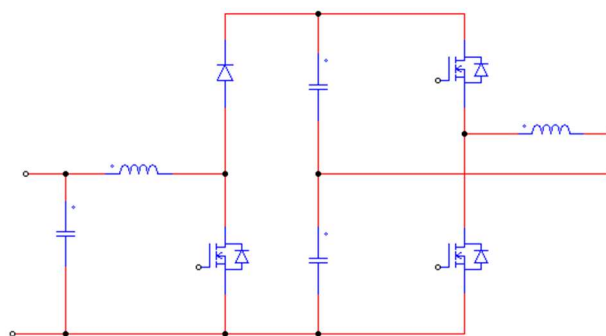
- Le MPP et le α permettant d'imposer ce point de fonctionnement.
- Quel courant sera injecté sur le réseau dans ces conditions.

Déterminer pour un ensoleillement de 200 (W/m²) :

- Déterminer I_{PV} et le α permettant d'imposer ce point de fonctionnement (le MPP se trouve pour une tension de 330V).
- Quel courant sera injecté sur le réseau dans ces conditions.

2. Etude de la documentation de l'onduleur SMA Sunny boy 3.0

La structure de l'onduleur SMA est la suivante :



Q8. Justifier qu'elle doit être au minimum la tension du bus continu pour pouvoir injecter sur le réseau 230V ?

Q9. Lecture des informations de la documentation pour le MPPT :

- Que signifie puissance max du générateur photovoltaïque ?
- Que signifie W_p (ou W_c) ?
- Que signifie tension d'entrée max ?

- Que signifie plage de tension MPP ?
- Que signifie tension d'entrée assignée ?
- Que signifie tension minimum de démarrage ?
- Courant d'entrée max utilisable ?
- Courant d'entrée max par string ?
- Nombre de MPPT ?
- Quelle grandeur utiliser pour retrouver W_p ?

Q10. Lecture des informations pour la partie AC :

- Que signifie puissance assignée ?
- Que signifie Puissance apparente max ?
- Courant de sortie max ?
- Facteur de puissance assignée ?
- Facteur de déphasage réglable ?
- Phase injection/ phase raccordement ?

3. Association sunny boy 3.6 et panneaux DM500M10RT-B60HBT ?

Contrainte 1 : puissance max

Q11. Quel que soit le lieu de votre installation, déterminer le nombre maximum de panneaux que vous pouvez installer ?

Contrainte 2 : tension max

Q12. Nombre max de panneau solaire que l'on peut mettre en série en fonction de la situation :

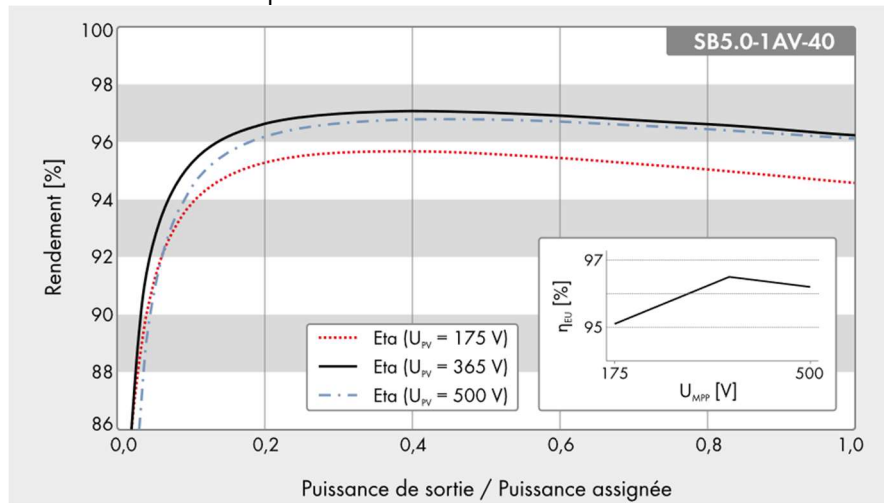
Situation 1 : Votre installation est en France et n'avez pas d'idée claire sur la température minimale en hiver, vous décidez d'utiliser les préconisations de la norme (annexe fin de polycopié de TD). A partir de la documentation des panneaux déterminer $U_{OCmax\ hiver}$ et déduire le nombre de modules maximal qu'il est possible de raccorder en série ?

Situation 2 : Votre installation est en Islande en montagne sur un refuge à 2000 m d'altitude. Les relevés météo indiquent une température minimale en hiver de -50°C . A partir de la documentation des panneaux déterminer $U_{OCmax\ hiver-50^{\circ}\text{C}}$ et déduire le nombre de modules maximal qu'il est possible de raccorder en série ?

Situation 3 : Votre installation est située aux Canaries, dans une île au climat tempéré. Les relevés météo indiquent une température minimale en hiver de -5°C . A partir de la documentation des panneaux déterminer $U_{OCmax\ hiver-5^{\circ}\text{C}}$ et déduire le nombre de modules maximal qu'il est possible de raccorder en série ?

Q13. On choisit un calepinage de 11 Panneaux DM500M10RT-B60HBT en série sur un seul MPPT.

Information complémentaire :



Etude d'un 1^{er} point de fonctionnement :

- Vous mesurez une puissance d'injection réseau de 1kW. Déterminer l réseau.
- Vous mesurez une tension de 365V DC sur l'entrée MMPT. Au vu des courbes de rendement de l'onduleur, déterminer P_{PV} .
- Déterminer le courant I_{PV} .
- Estimer l'ensoleillements en W/m^2 .

Etude d'un 2^{eme} point de fonctionnement :

- Vous mesurez une puissance d'injection réseau de 3,6kW. Déterminer l réseau.
- Vous mesurez une tension de 365V DC sur l'entrée MMPT. Au vu des courbes de rendement de l'onduleur, déterminer P_{PV} , le courant I_{PV} et le rapport cyclique α .
- Il fait grand beau, vous mesurez un ensoleillement de 1000W/m². Quelle est le potentiel de production du champ solaire ? Déterminer P_{mpp} , I_{mpp} et V_{mpp} et expliquez pourquoi on est limité en puissance ?

Q14. On a une toiture orientée est/ouest, et on vous demande de lisser la production sur la journée ? proposer une solution.

Q15. Vous prenez ici un rendement d'onduleur global de 95%. Vous mesurez sur le MPPT1 : (300V 5A et sur le MPPT 2 : 400V 2 A) Déterminer le courant de sortie AC ?

4. Association sunny boy 3.6 et panneaux 250W

Tous les panneaux sont placés sur une toiture avec la même orientation.

Caractéristiques des
panneaux en Condition STC

Pmax	250 W
Impp	8,2 A
Vmpp	30,48 V
Isc	10,5 A
Voc	35,9V

Q1. Proposer un calepinage permettant d'installer 5000 Wc de PV ? (Vous n'avez pas connaissance du coef de température. Il s'agit d'une installation placée à Grenoble)

Q2. On a un ensoleillement de 1000 W/m².

A. Déterminer la puissance injecter en AC ?

B. La puissance PV étant limitée dans ce cas de figure, l'algorithme du régulateur MPPT peut chercher le point de fonctionnement qui a le meilleur rendement. Indiquer quelle tension et quelle courant vous devriez mesurer sur la ou les chaine PV. (Tous les PV sont orientés de manière identique.)

Association sunny boy 6.0 et panneaux DM500M10RT-B60HBT ?

On considère que la température en hiver est de -25°C

Q3. Proposer une solution ?



● Équipement de série ○ Équipement en option – Non disponible ▲ Selon la disponibilité Données en conditions nominales Version: 10/2023

2) Enregistrement de l'appareil via la page d'accueil de l'enregistrement de produit SMA (sma-service.com). Les conditions de la garantie constructeur SMA s'appliquent. Vous trouverez de plus amples informations sur SMA-Solar.com

TD3 Calepinage et dimensionnement de câbles

Installation d'un SUN 2000 10 KTL MO et calepinage

- Q1. Noter les informations importantes de cet onduleur
- Q2. Ci-dessous les caractéristiques de plusieurs panneaux. Compléter le tableau pour déterminer le nombre max de panneau que l'on peut installer par MPPT ?

	en toiture de l'IUT		
	SOLAR WORLD	CONERGY	DMEGC 375W
Pmax	150	214	375
Voc	24,9	35,53	41,89
Vmpp	19,8	28,77	34,1
Isc	8,13	8,04	11,43
Imp	7,59	7,56	11,01
Nb max pv série			
P 1mppt			
Vmp			

- Q3. Proposer un calepinage en suivant les recommandations de puissance max du fabricant d'onduleur. (Toiture avec une seule orientation, pas de problème de surface)

Détermination de la section des câbles de la partie DC :

Pour déterminer la section d'un câbles DC, il y a 2 étapes :

- Le courant permanent
- La chute de tension

Le courant permanent

- Q4. Noter pour quelles conditions sont données les contraintes pour le courant permanent d'un câble dans la normes. (Température ambiante et mode de pose...)
- Q5. Vous êtes chez un particulier, est ce que le mode de pose vous semble adapté. (Faire un dessin)
- Q6. A vue de la documentation page suivante, quelles conditions devez-vous prendre ? Déterminer la section minimale à installer.

La chute de tension

- Q7. Noter :
- Les limites de tension imposée par la norme.
 - Les conditions de calcul de cette chute de tension.

- Noter la valeur de la résistivité du cuivre prise pour les calculs de la norme.

Q8. La distance de câble pour une chaîne est de 12,5 m. (25m = Aller retour). Déterminer la section des câbles pour respecter la norme.

Q9. On souhaite se limiter à 1% de chute de tension pour optimiser la production. Déterminer la section. Discuter de l'intérêt d'un tel choix, pourquoi ? Rentabilité, temps de retour sur investissement.

Extrait de la norme :

11.3 Installation à courant alternatif

Pour les installations PV directement connectées au réseau public de distribution BT, la chute de tension maximale autorisée entre les bornes a.c. de l'onduleur et le point de livraison (NF C 14-100) est de 3 % à puissance nominale du ou des onduleurs. Il est recommandé de limiter cette chute de tension à 1 % de façon à limiter d'une part les pertes d'énergie, et d'autre part les découplages momentanés de l'onduleur en préservant une marge entre la tension moyenne de fonctionnement de l'onduleur, et le réglage de sa protection à maximum de tension.

Pour les installations PV connectées au réseau public de distribution HTA par l'intermédiaire d'un transformateur HTA/BT, les mêmes recommandations s'appliquent sur la partie basse tension.

Référence Reference	Dimensions n x mm ² Dimension n x mm ²	Ø extérieur mm Outer Ø mm	Poids de cuivre kg/km Copper weight kg/km	Poids kg/km Weight kg/km
Z2Z2K4	1 X 4	5.5	38	62
Z2Z2K6	1 X 6	6.2	58	86
Z2Z2K10	1 X 10	7.4	96	132

Etude d'un point de fonctionnement :

Q10. Faire un schéma permettant d'indiquer : Psolaire, PcableDC, Pentrée DC, Psortie AC.

- On considère qu'on a installé des câbles de 4mm² et qu'on est dans les conditions STC. Déterminer Psolaire dans ces conditions.
- Vmpp au niveau des panneaux solaire.
- Déterminer les pertes dans les câbles.
- Déterminer Pdc en entrée de l'onduleur.
- A l'aide des courbes de rendement. Déterminer Pac.
- Calculer Iac.

Q11. Reprendre la question précédente. On considère que l'on a installé des câbles de 4mm² et que l'on est à 500 W/m² d'éclairement. On considère que pour ces conditions le Impp est à 5,2A.

Installation d'un SUN 2000 33 KTL A.

Q12. Proposer un calepinage avec des DMEGC 375W. Une seule orientation de toiture, on vous demande de dimensionner un champ pour avoir une Puissance crête côté DC de 140% de la puissance AC. L'idée ici est d'optimiser le rendement de l'onduleur.

Q13. On choisit d'installer 6 chaines de 18 panneaux. On considère que l'on a installé des câbles de 4mm^2 et que l'on est à 500 W/m^2 d'éclairement. On considère que pour ces conditions le I_{mpp} est à $11,2\text{A}$.

- Déterminer $P_{solaire}$ dans ces conditions.
- V_{mpp} au niveau des panneaux solaire.
- Déterminer Les perte dans les câbles.
- Déterminer P_{dc} en entrée de l'onduleur.
- A l'aide des courbes de rendement. Déterminer P_{ac} .
- Calculer I_{ac} .

H1Z2Z2-K

Câble photovoltaïques EN50618
Solar cable EN50618

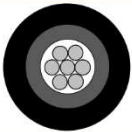
FT 5 18/10/2018 FR

Application

Ces câbles d'énergie sont utilisés dans les installations électriques photovoltaïques. Ils sont posés de préférence sous panneau, en intérieur et en extérieur. Ils peuvent être également immergés en eau douce

Application

Power cable for use photovoltaic power supply installation. Use predominantly for laying under photovoltaic panels, indoor and outdoor use. Can be put in sweet water



Remarques

- conforme au RoHS
- résistant à l'ozone et UV
- câble double isolation (classe 2)
- Immersion possible (AD8)

Remarks

- conform to RoHS
- ozone and UV resistant
- cable with two insulation (class 2)
- Immersion possible (AD8)

Construction

Matériau du conducteur	Cuivre étamé
Classe du conducteur	selon IEC 60228 cl. 5
Isolant conducteur	XL-HFFR
Couleur	Noir ou blanc
Gaine extérieure	XL-HFFR
Couleur de la gaine	Noir, Rouge

Données techniques

Tension nominale Uo/U	1/1 kV ac 1.5/1.5 kV dc
Tension maxi Um	1.8kV dc
Tension d'essai	6 500 Vac
Résistance du conducteur	conforme à IEC 60228 classe 5
Rayon courbure min fixe	8 x d
Temp. service min/max mouv.	-40°C / +90°C
Temp. max. sur âme	+120°C
Temp. court circuit (5s)	+250°C
Comportement au feu	Non propagateur de la flamme IEC 60332-1 Eca selon EN50575
Sans halogène	IEC 60754-1 & -2
Norme	EN 50618:2014 H1Z2Z2-K

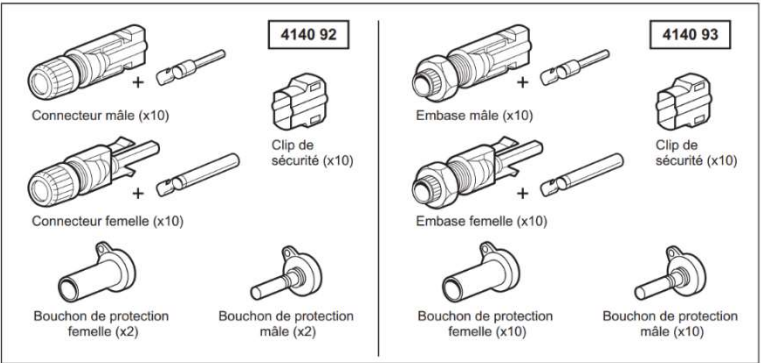
Structure

conductor material	tinned copper strand
conductor class	acc.to IEC 60228 cl. 5
core insulation	XL-HFFR
colour	black or white
outer sheath	XL-HFFR
sheath colour	black, red

Specification

rated voltage Uo/U	1/1 kV ac 1.5/1.5 kV dc
Max voltage Um	1.8 kV dc
testing voltage	6 500 Vac
conductor resistance	conform to IEC 60228 class 5
min. bending radius fixed	8 x d
operat. temp. moved min/max	-40°C / +90°C
max temp on core	+120°C
temp. short-circuit (5s)	+250°C
burning behaviour	flame retardant IEC 60332-1 Eca selon EN50575
halogen free	IEC 60754-1 & -2
standard	EN 50618:2014 H1Z2Z2-K

Connecteurs et embases type MC4 4140 92/93



Caractéristiques techniques

Section de raccordement	4 à 6 mm²
Tension maxi	1000 V ~
Intensité maxi	30 A ~
Température d'utilisation (°C)	- 40°C → +90°C
Indice de protection	
connecté	IP 67
déconnecté	IP 2X
déconnecté avec bouchons	IP 67

Smart PV Controller



Sécurité active

Protection active contre les arcs
boosté par IA



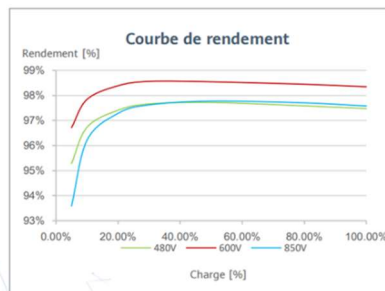
Des rendements plus élevés

Jusqu'à 30% d'énergie en plus avec optimiseur¹

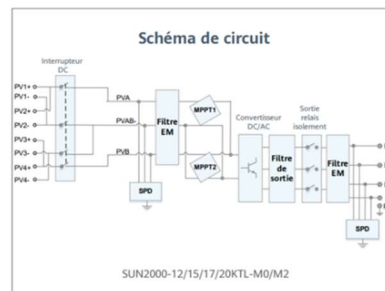


Une communication flexible

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication prise en charge



¹ Applicable uniquement à l'onduleur SUN2000-12/15/17/20KTL-M2.



SUN2000-12/15/17/20KTL-M0/M2

SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 Spécifications Techniques

Spécifications techniques	SUN2000 -3KTL-M0	SUN2000 -4KTL-M0	SUN2000 -5KTL-M0	SUN2000 -6KTL-M0	SUN2000 -8KTL-M0	SUN2000 -10KTL-M0
Rendement						
Rendement max.	98.2%	98.3%	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%
Rendement énergétique européen pondéré	96.7%	97.1%	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%
Entrée						
Puissance DC max. recommandée	6,000 Wp	8,000 Wp	10,000 Wp	12,000 Wp	14,880 Wp	14,880 Wp
Tension d'entrée max. ¹	1,100 V					
Plage de tension de fonctionnement ²	140 V ~ 980 V					
Tension de démarrage	200 V					
Plage de tension MPPT à pleine puissance	140 V ~ 850 V	190 V ~ 850 V	240 V ~ 850 V	285 V ~ 850 V	380 V ~ 850 V	470 V ~ 850 V
Tension nominale d'entrée	600 V					
Courant d'entrée max. par MPPT	11 A					
Courant de court-circuit max par MPPT	15 A					
Nombre de trackers MPP	2					
Nombre max. d'entrées par MPPT	1					
Sortie						
Connexion au réseau	Triphasé					
Puissance nominale	3,000 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Puissance apparente maximale	3,300 VA	4,400 VA	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA ³
Tension nominale de sortie	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE					
Fréquence nominale AC	50 Hz / 60 Hz					
Courant de sortie maximal	5.1 A	6.8 A	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Facteur de puissance réglable	0.8 capacitif ... 0.8 inductif					
Distorsion harmonique max.	≤ 3 %					
Caractéristiques et protections						
Dispositif de déconnexion DC	Oui					
Protection anti-îlotage	Oui					
Protection contre l'inversion de polarité DC	Oui					
Contrôle d'isolement	Oui					
Dispositif parafoudre DC ⁴	Oui					
Dispositif parafoudre AC ⁴	Oui					
Surveillance du courant résiduel	Oui					
Protection contre la surintensité AC	Oui					
Protection contre les courts-circuits AC	Oui					
Protection contre la surtension AC	Oui					
Protection contre les arcs de défaut	Oui					
Récepteur de contrôle d'ondulation (Ripple control)	Oui					
Communication DC MBUS avec optimiseur	Non					
Données générales						
Plage de température de fonctionnement	-25 ~ + 60 °C (Déclassement au-dessus de 45°C à la puissance de sortie nominale)					
Humidité relative de fonctionnement	0 %RH ~ 100 %RH					
Altitude de fonctionnement	0 - 4,000 m (déclassement au-dessus de 3,000 m)					
Refroidissement	Convection naturelle					
Interface	Voyants LED; WLAN intégré + FusionSolar App					
Communication	RS485; WLAN / Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (en option)					
Poids (support de montage compris)	17 kg					
Dimension (support de montage compris)	525 x 470 x 166 mm					
Degré de protection	IP65					
Consommation nocturne	< 5.5 W					
Conformité aux normes (plus disponible sur demande)						
Sécurité	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2					
Normes de connexion au réseau	G98, G99, EN 50438, 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116, DEWA					

¹ La tension d'entrée maximale est la limite supérieure de la tension continue. Toute tension CC d'entrée plus élevée endommagerait probablement l'onduleur.

² Toute tension d'entrée CC en dehors de la plage de tension de fonctionnement peut entraîner un dysfonctionnement de l'onduleur.

³ C10 / 11: 10,000 VA

⁴ Classe de protection compatible TYPE II selon EN / IEC 61643-11.

SUN2000-33KTL-A
Smart PV Controller



Intelligent

Surveillance intelligente à 8 chaînes PV



Efficace

Rendement maximum 98.6%



Sûr

Conception sans fusible



Fiable

Parafoudres de type II pour DC & AC

Courbe de rendement

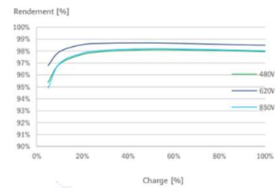
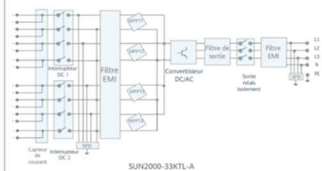


Schéma de circuit



SUN2000-33KTL-A
Spécifications Techniques

Spécifications techniques	SUN2000-33KTL-A
Rendement	
Rendement max.	98.6%
Rendement énergétique européen pondéré	98.4%
Entrée	
Tension d'entrée max. ¹	1,100 V
Courant d'entrée max. par MPPT	22 A
Courant de court-circuit max. par MPPT	30 A
Tension de démarrage	250 V
MPPT Tension de fonctionnement ²	200 V ~ 1,000 V
Tension nominale d'entrée	620 V
Nombre d'entrées	8
Nombre de trackers MPP	4
Sortie	
Puissance active AC nominale	30,000 W
Max. Puissance apparente AC	33,000 VA
Max. Puissance active AC	30,000 W
Tension de sortie nominale	230 V / 400 V, 3W + N + PE;
Fréquence nominale réseau AC	50 Hz / 60 Hz
Courant nominal de sortie	43.3 A
Courant max de sortie	48 A
Facteur de puissance réglable	0.8 capacitif ... 0.8 inductif
Distorsion totale d'harmonique max.	< 3%
Protection	
Dispositif de déconnexion côté entrée	Oui
Protection anti-îlotage	Oui
Protection contre la surintensité AC	Oui
Protection contre l'inversion de polarité DC	Oui
Surveillance des défauts de la chaîne PV	Oui
Parafoudre DC	Type II
Parafoudre AC	Type II
Détection de résistance d'isolement DC	Oui
Surveillance du courant résiduel	Oui
Communication	
Écran	Voyants LED; Bluetooth/WLAN + APP
RS485	Oui
USB	Oui
BUS de surveillance (MBUS)	Oui (isolement galvanique requis)
Données générales	
Dimensions (L x H x P)	930 x 550 x 283 mm
Poids (support de montage compris)	62 kg
Plage de température de	-25 °C ~ 60 °C
Refroidissement	Convection naturelle
Max. Altitude de fonctionnement	4,000 m
Humidité relative de fonctionnement	0 ~ 100%
Connecteur DC	Amphenol Helios H4
Connecteur AC	Terminal PG étanche + connecteur OT
Indice de protection	IP65
Topologie	Sans transformateur
Consommation nocturne	< 2.5 W
Conformité aux normes (plus disponible sur demande)	
Sécurité	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116
Normes de connexion au réseau	IEC 61727, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, C10/11, EN 50438-Turkey, ABNT

¹ La tension d'entrée maximale est la limite supérieure de la tension continue. Toute tension CC d'entrée plus élevée endommagerait probablement l'onduleur.

² Toute tension d'entrée CC en dehors de la plage de tension de fonctionnement peut entraîner un dysfonctionnement de l'onduleur.

TD4 protection des biens et des personnes

Extrait de la norme :

6.3 Mise à la terre des masses et éléments conducteurs

6.3.1 Partie courant continu

Pour minimiser les effets dus à des surtensions induites, les structures métalliques des modules et les structures métalliques support (y compris les chemins de câbles métalliques) doivent être reliées à une liaison équipotentielle elle-même reliée à la terre. Ces structures métalliques étant généralement en aluminium, il convient d'utiliser des dispositifs de connexion adaptés. Les conducteurs en cuivre nu ne doivent pas cheminer au contact de parties en aluminium. La mise en œuvre de la mise à la terre des modules PV est réalisée conformément aux prescriptions du fabricant.

Note : conformément à l'article 8.1 de la NF EN 61730-2, un module avec des parties conductrices accessibles qui forment l'armature du périmètre ou le système de montage, ou qui a une surface conductrice supérieure à 10 cm² accessible après l'installation doit avoir des dispositions pour la mise à la terre.

Ces masses et éléments conducteurs d'une installation PV doivent être connectés à la même prise de terre.

Les conducteurs de mise à la terre (isolés ou nus) ont une section minimale de 6 mm² cuivre ou équivalent. Les conducteurs isolés doivent être repérés par la double coloration vert-et-jaune.

6.3.2 Partie courant alternatif

L'ensemble des masses coté a.c. doit être relié à la terre par un conducteur de protection conformément au paragraphe 411.3.1.2 et à la partie 5-54 de la NF C 15-100.

Lorsqu'un transformateur est installé à l'extérieur de l'onduleur (transformateur BT/BT ou HT/BT) une liaison équipotentielle est requise entre ces équipements.

6.3.3 Onduleur

La masse de l'onduleur doit être reliée à la liaison équipotentielle par un conducteur de section minimale égale à 6 mm² Cu ou équivalent, et au conducteur de protection de la partie a.c.

Q1. Faire un schéma permettant de rendre explicite les informations ci-dessus.

Extrait de la norme :

9 Protection de découplage

Cette protection est destinée à la déconnexion des générateurs en cas de :

- défaut sur le réseau public de distribution ;
- disparition de l'alimentation par le réseau public de distribution ;
- variations de la tension ou de la fréquence supérieures à celles spécifiées par le distributeur.

Cette protection de découplage est conforme aux dispositions du guide UTE C 15-400. Elle est du type B.1 pour les installations présentant une puissance totale maximale d'onduleur n'excédant pas 250 kVA et de type H pour les installations d'une puissance supérieure.

Dans les installations présentant une puissance totale d'onduleur n'excédant pas 250 kVA, la protection de découplage peut être intégrée aux onduleurs. Elle doit alors être conforme à la prénorme DIN VDE 0126-1-1.

Q2. Expliquer à quel problème fait référence la notion de découplage ?

Q3. Est-ce que l'onduleur SMA valide cette fonction demandée ? (Voir dans les certifications DIN VDE 0126-1-1)

Q4. Est-ce que les onduleur Huawei valide cette fonction demandée ? (Voir dans les certifications DIN VDE 0126-1-1)

Extrait de la norme :

7.3 Protection contre les contacts indirects

7.3.1 Généralités

Les règles de protection contre les contacts indirects sont celles énoncées dans la partie 4-41 de la NF C 15-100.

Les circuits visés par le 411.3.3 de la NF C 15-100 et notamment les circuits des locaux d'habitation doivent être protégés par dispositif différentiel de sensibilité inférieure ou égale à 30 mA.

Cette partie s'attache à décrire les différents modes de protection des personnes contre les contacts indirects dans une installation photovoltaïque en fonction des dispositions mises en œuvre côté d.c. et de la présence ou non d'une séparation galvanique par transformateur entre les parties d.c. et a.c.

7.3.2 Partie courant continu

Pour la partie courant continu (modules PV, boîtes de jonction, câbles de chaînes, câbles de groupes, coffrets ou armoires de regroupement ...), la protection contre les contacts indirects doit être réalisée par au moins une des mesures suivantes :

- protection par TBTS ou TBTP ;
- protection par isolation double ou renforcée.

Dans le cas d'installation d'armoires dans un local ou emplacement de service électrique avec accès réservé à du personnel qualifié, cette armoire peut être de classe I.

7.3.2.1 Protection par TBTS ou TBTP

Les exigences de l'article 414 de la NF C 15-100 doivent être appliquées. La tension U_{OCMAX} ne doit pas dépasser 120V.

Une isolation galvanique doit être assurée entre la partie courant continu et la partie courant alternatif conformément à 414.3 de la NF C 15-100.

7.3.2.2 Protection par isolation double ou renforcée

Les prescriptions de l'article 412 de la NF C 15-100 doivent être appliquées.

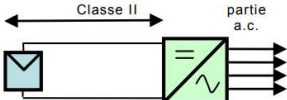
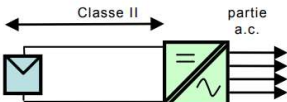
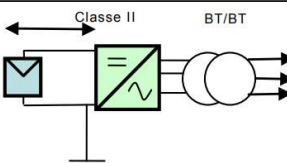
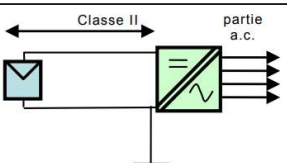
La protection contre les contacts directs est assurée par une isolation principale et la protection contre les contacts indirects est assurée par une isolation supplémentaire, ou

La protection contre les contacts directs et contre les contacts indirects est assurée par une isolation renforcée entre les parties actives et les parties accessibles.

Q5. Vérifier dans la documentation sur les câbles et le connectique MC4, (TD précédent) que les conditions sont remplies pour respecter la norme.

Extrait de la norme :

Tableau 3 – Synthèse protection contre les contacts indirects

Côté d.c.		Schéma de principe	Côté a.c.	Remarques
U_{dc}	Principe de protection contre les contacts indirects		Principe de protection contre les contacts indirects	
>120 V	Classe II		<u>En schéma TN ou IT :</u> 411.3.2 NF C 15-100 <u>En schéma TT :</u> DDR type a.c. ou A	Les mesures de protection sont identiques que l'onduleur soit avec ou sans séparation galvanique
			dans les locaux d'habitation : un DDR 30 mA à immunité renforcée	
			<u>En schéma TN ou IT :</u> 411.3.2 NF C 15-100 <u>En schéma TT :</u> DDR type a.c.	La mise à la terre côté d.c. est une mise à la terre fonctionnelle. Dans ce cas le suivi du niveau d'isolement intégré aux onduleurs conformes à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 doit être adapté.
			dans les locaux d'habitation : un DDR 30 mA à immunité renforcée	
Symboles utilisés :				
 Modules PV  Onduleur avec séparation galvanique  Onduleur sans séparation galvanique				

Q6. Expliquer clairement la différence entre un onduleur avec séparation galvanique et sans séparation galvanique ?

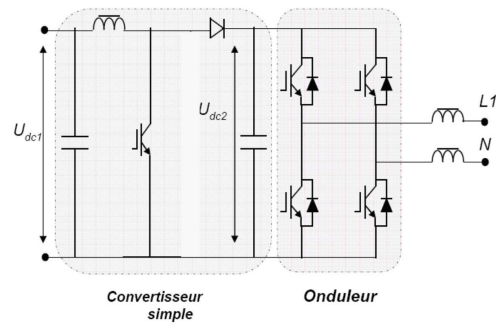
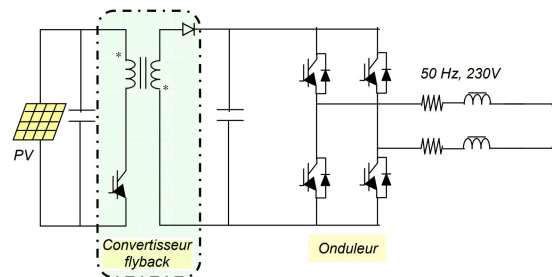
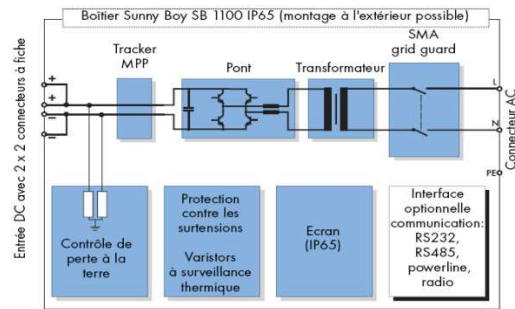
Q7. Identifier sur la page suivante les 3 structures d'onduleurs qu'on peut rencontrer :

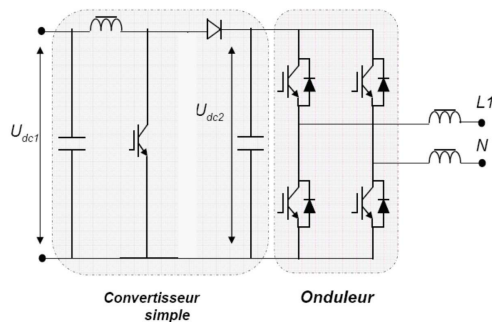
- Transformateur BF
- Transformateur HF
- Pas de transformateur

Q8. Pour chacun des cas, dessiner page suivante :

- La carcasse de l'onduleur reliée à la terre de l'installation,
- Les PV et leurs structures de fixation raccordée à la carcasse de l'installation.
- Le transformateur de livraison HT (20kV/400V), dont le neutre est raccordé à la terre.
- En cas de présence d'un défaut d'isolement sur la partie PV, dessiner le parcours de circulation du courant de défaut DC. (Si celui-ci peut circuler !)

Q9. Expliquer en quoi la présence d'une isolation galvanique influe sur la protection des personnes en cas de défaut ?





Q10. Faire un croquis permettant de dessiner le parcours du courant de défaut, et mettre en évidence comment on peut détecter un défaut d'isolement sur la partie DC des PV ?

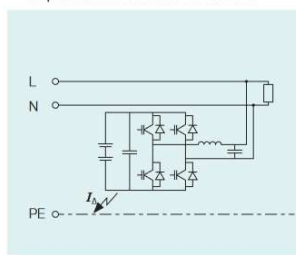
Q11. Quelle précaution doit-on prendre sur le choix du dispositif différentiel ? (CF ci-dessous)

Disjoncteurs différentiels 1P+N "départs"



largeur	calibre	iDD40K - 4,5 kA - courbe C		iDD40T - 6 kA - courbe C		Type Asi
		Type AC	300 mA	Type AC	300 mA	
4 pas de 9 mm	10 A	A9DK1610	A9DK5610	A9DA2610	A9DA6610	A9DB2610
	16 A	A9DK1616	A9DK5616	A9DA2616	A9DA6616	A9DB2616
	20 A	A9DK1620	A9DK5620	A9DA2620	A9DA6620	A9DB2620
	25 A	A9DK1625	A9DK5625	-	-	-
	32 A	A9DK1632	A9DK5632	-	-	-
	40 A	A9DK1640	A9DK5640	-	-	-

- Circuits containing continuous voltage generators with no separation from a.c. network



Cas 4 - Champ PV sans polarité reliée intentionnellement à la terre et sans séparation galvanique

- Dispositif
 - Dispositif à courant différentiel résiduel avec capacité à détecter une composante continue.
 - Le dispositif est placé du côté a.c. Pour le choix du type, il conviendra de se rapprocher du constructeur de l'onduleur.
 - Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1, le dispositif intégré de surveillance des courants de fuite est accepté pour répondre à cette mesure.
- Actions
 - Déconnexion immédiate de l'onduleur, côté a.c.
 - Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle

Note :

Une surveillance quotidienne de l'isolement de la partie d.c. par rapport à la terre est recommandée.

Le test de l'isolement de la partie d.c. est réalisé avec l'onduleur non connecté à la partie a.c. Il déclenche une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du contrôleur d'isolement et interdit à l'onduleur de se connecter au réseau a.c.

Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1, le dispositif intégré de contrôle de l'isolement réalise cette fonction.

Extrait de la norme :

13.1.1 Principes de protection

13.1.1.1 Protection par équipotentialité

Comme décrit par la partie 6.3, un conducteur d'équipotentialité doit relier toutes les structures métalliques des modules et les structures métalliques des supports de l'installation PV (y compris les chemins de câbles métalliques) en présence ou non de parafoudres. Ce conducteur doit être relié à la terre.

13.1.1.2 Protection par parafoudres

Les conditions d'installations des parafoudres sont décrites en 13.2.

13.2 Conditions d'installation des parafoudres

13.2.1 Condition d'installation de parafoudre côté a.c.

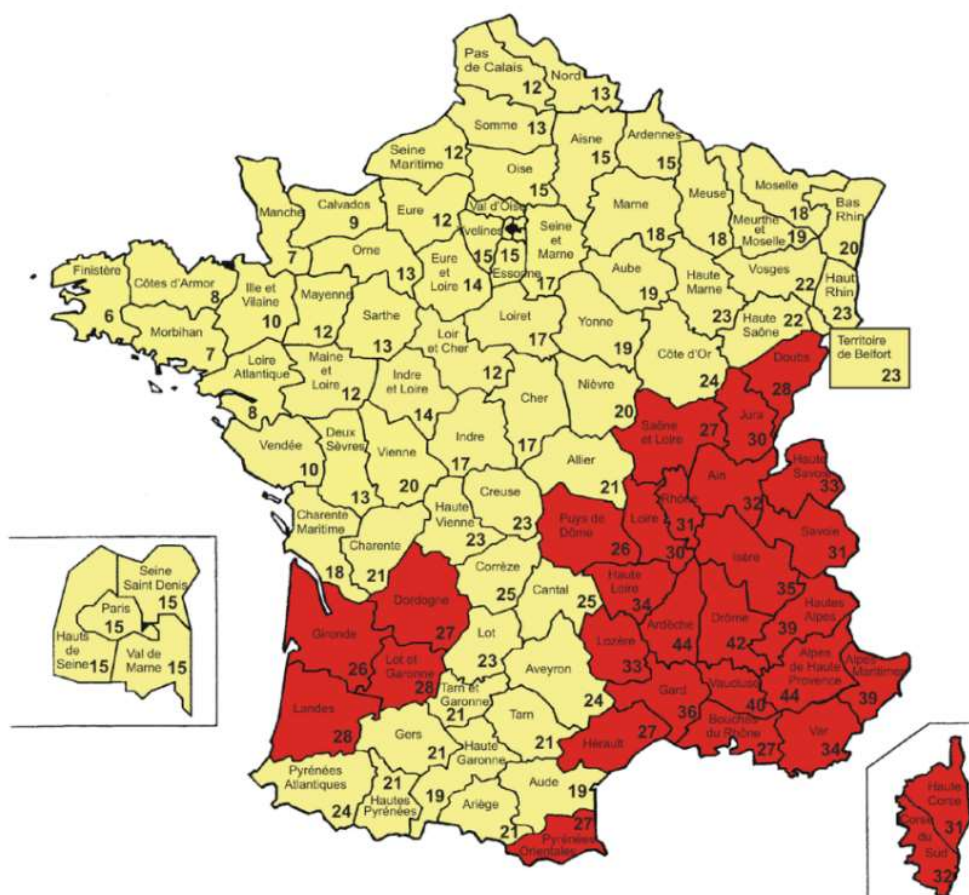
Basé sur le guide UTE C 61-740-52, la protection par parafoudre est obligatoire en présence de paratonnerre ou lorsque la densité de foudroiement (N_g) est supérieure à 2,5.

La carte indiquant les densités de foudroiement (N_g) en France est jointe en Annexe C.

Annexe C

Niveaux kérauniques en France et dans les DOM

Note - Pour obtenir la densité de foudroiement correspondante (N_g), il suffit de diviser N_k par 10



Réunion : $N_k = 20$
 Guyane/Martinique/Guadeloupe : $N_k = 40$
 Saint-Pierre et Miquelon : $N_k = 1$

■ >25 (AQ2)
■ ≤ 25 (AQ1)

Tableau 10 – Conditions d'installation des parafoudres côté d.c.

Type d'installation	Locaux d'habitation individuelle	Centrale de production au sol	Bâtiments Tertiaires/Industriels/Agricoles
L_{crit} (en m)	$115/N_g$	$200/N_g$	$450/N_g$
$L \geq L_{crit}$	Parafoudre(s) obligatoire(s) côté d.c. ⁽¹⁾		
$L < L_{crit}$	Parafoudre(s) non obligatoire(s) côté d.c. ⁽²⁾		

⁽¹⁾ La mise en œuvre de parafoudres peut ne pas être indispensable dans le cas où tous les câbles d.c. sont protégés par des enveloppes métalliques assurant un écran réduisant les effets électromagnétiques.

⁽²⁾ L'utilisation de parafoudres peut également être nécessaire pour la protection d'installations photovoltaïques dont le coût et l'indisponibilité peuvent être critiques.

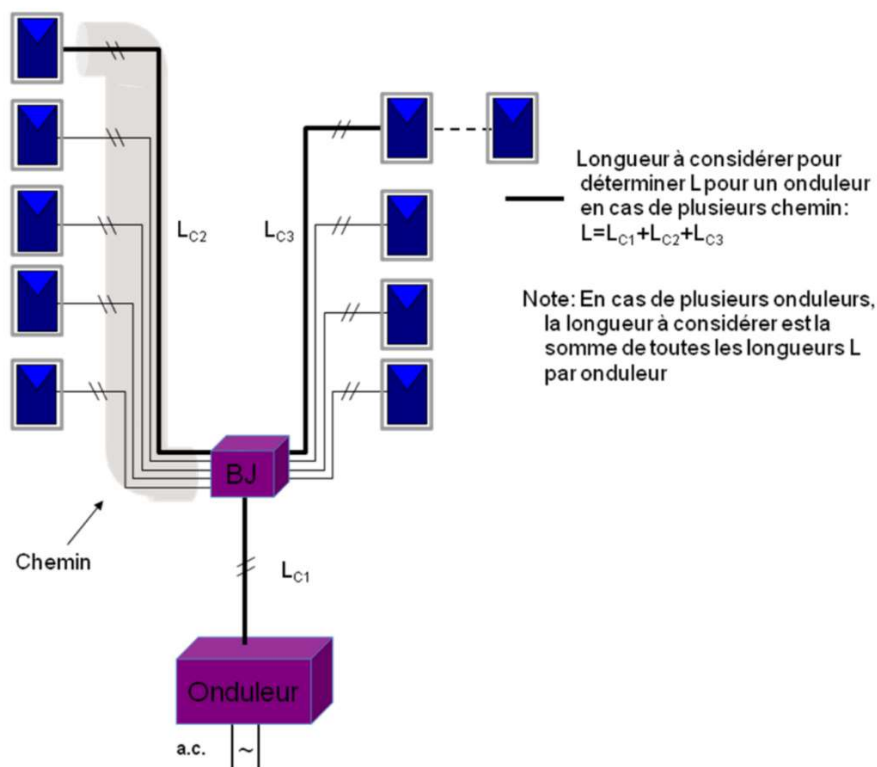
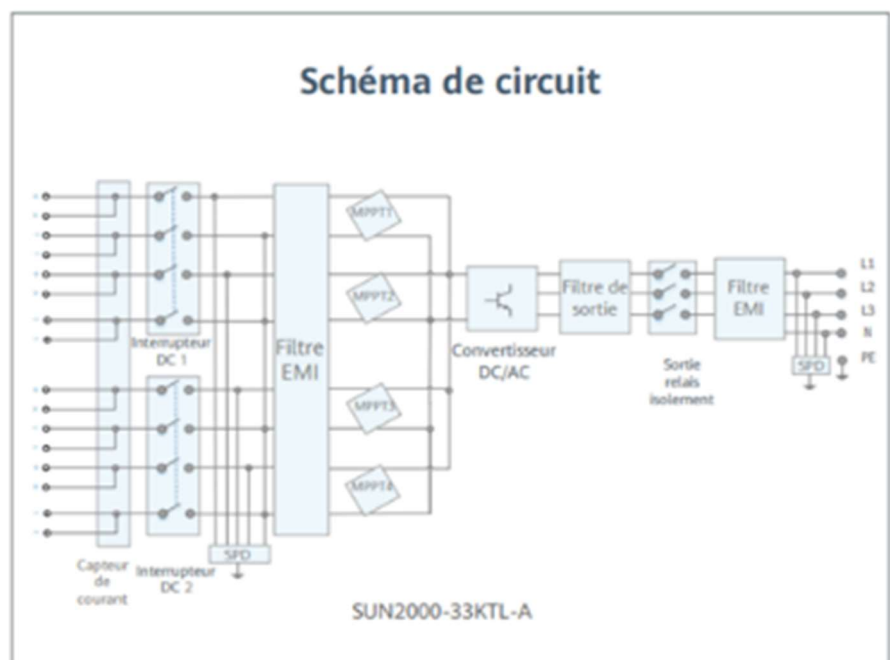


Figure 7 – Principe de calcul de la longueur L

- Q12. A Grenoble, doit-t-on placer une protection contre la foudre coté AC ?
- Q13. Si on reprend les installations vues précédemment, la longueur des câbles DC était de 12,5m. Doit-t-on mettre des parafoudres ?
- Q14. Est-ce que les Sunny boy SMA intègrent des parafoudre coté AC ? Coté DC ?

Identifier chacun des éléments des onduleurs Huawei sur le synoptique ci-dessous :



TD5 Parafoudre et règle de câblage.

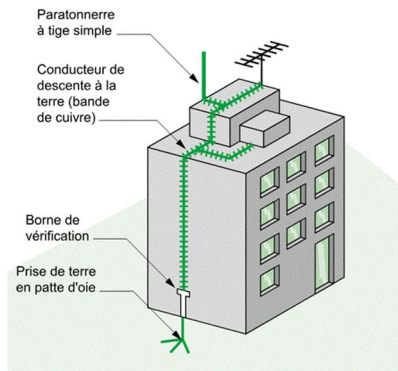
Comprendre les différents phénomènes :

Q1. Discuter du Coup de foudre direct, et de l'influence du paratonnerre ?

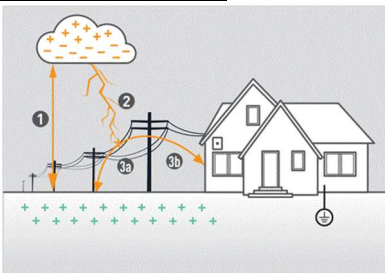
Coup de foudre



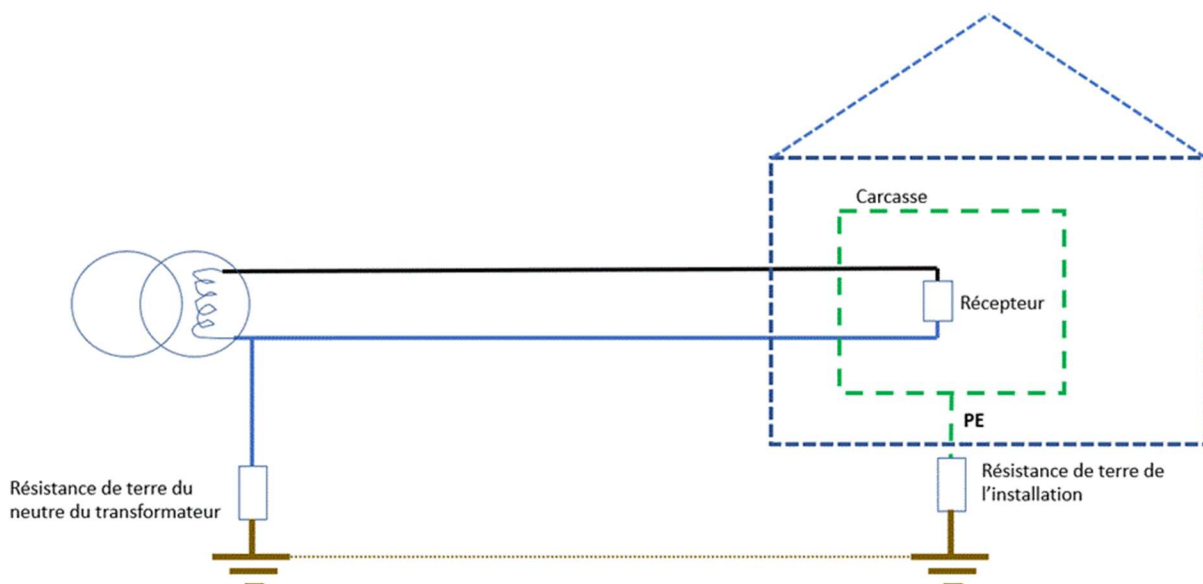
Paratonnerre



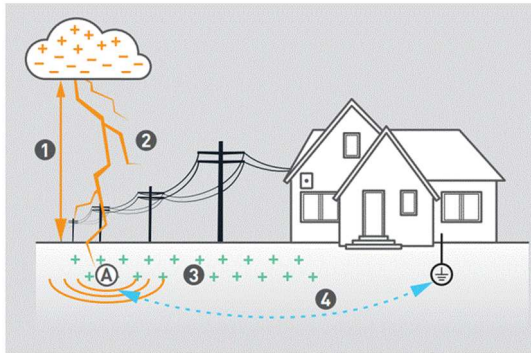
Conduction :



Q2. Reporter ci-dessous les phénomènes électriques qui peuvent arriver ? (Ou apparait la surtension, Lieux du claquage possible des isolants, circulation du courant)

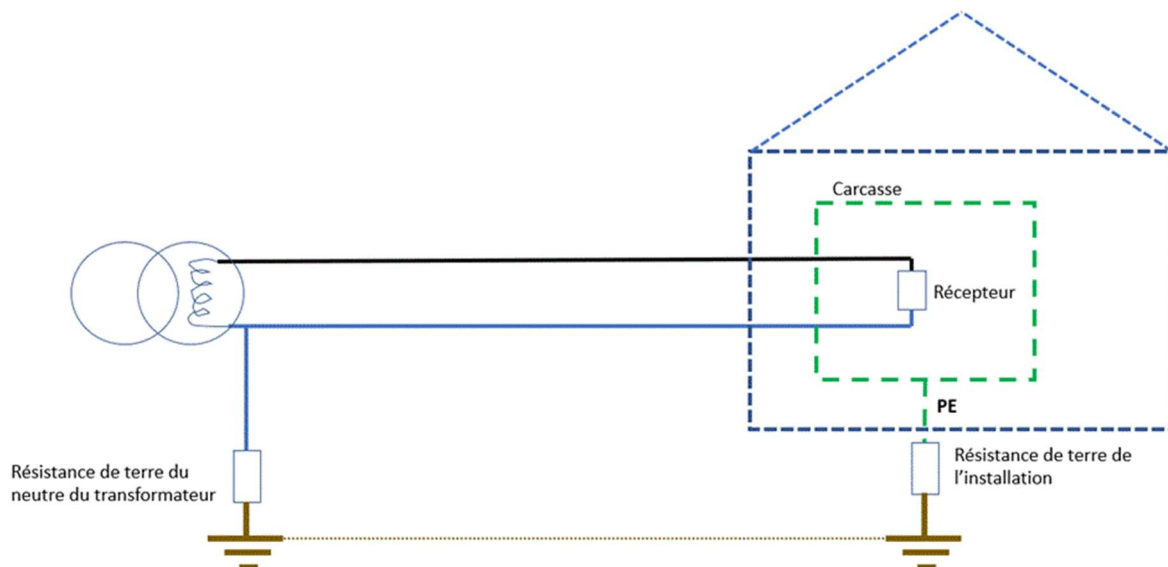
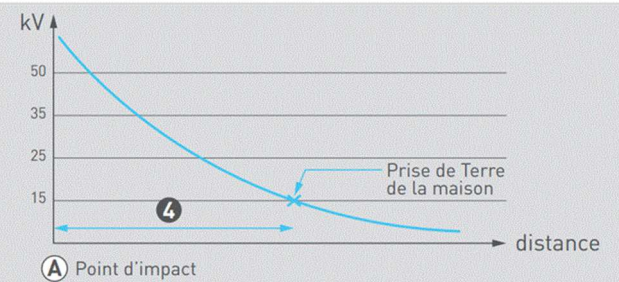


Remontée de terre :

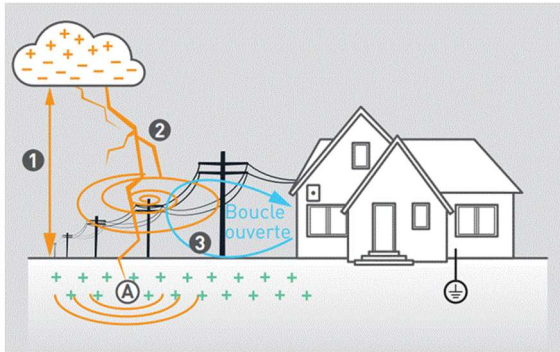


Q3. Reporter ci-dessous les phénomènes électriques qui peuvent arriver ?

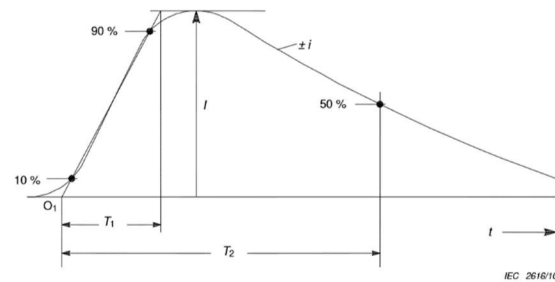
- ① Il y a une forte différence de tension entre nuage et terre (dizaines de kV).
- ② L'éclair cherche à rejoindre la terre, le courant de foudre se traduit sous forme d'arc électrique, et atteint le sol ou un élément physique (poteau, arbre ...) en un point (A).
- ③ Le courant se diffuse dans le sol, mais l'impédance de celui-ci n'étant pas nulle, l'écoulement du courant de foudre génère alors une montée de potentiel au point d'impact (A) (plusieurs dizaines de kV).
- ④ Selon la distance entre le point d'impact (A) et la prise de terre du bâtiment, une surtension peut apparaître entre la prise de terre et les câbles d'alimentation Phases et Neutre (230V).



Surtension induite par effet de boucle.



Définition d'une onde de foudre (Norme ...)

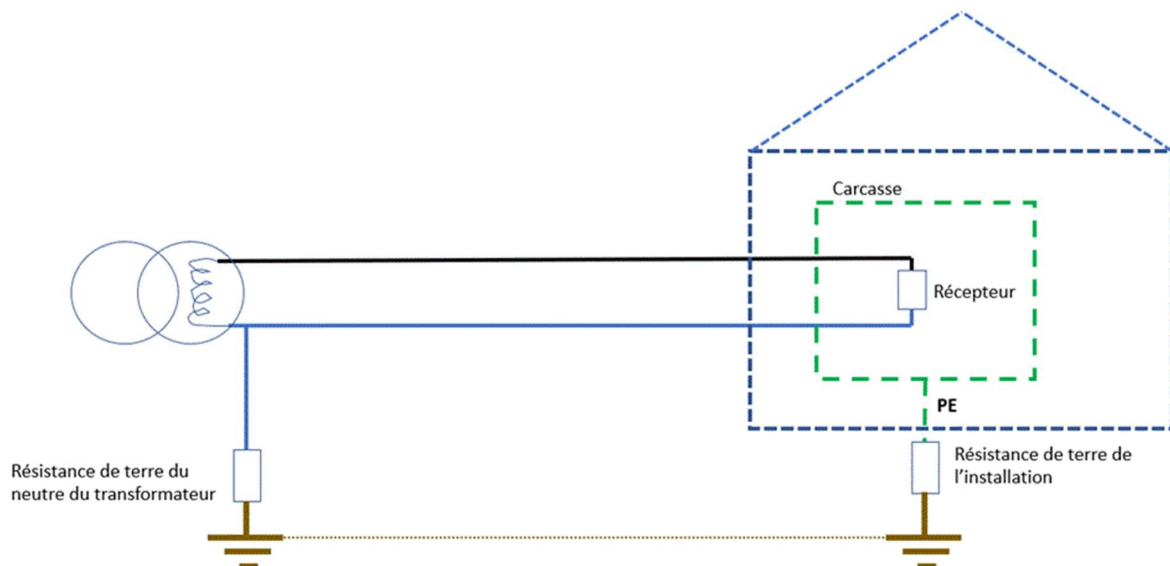


Légende

- O_1 origine virtuelle
- I courant de crête
- T_1 temps de montée
- T_2 temps jusqu'à mi-valeur

Figure A.1 – Définition des paramètres de courant de choc (généralement $T_2 < 2$ ms)

Q4. Identifier sur le schéma la boucle d'induction (Phase terre)



Q5. On considère que le transformateur est à 200 mètres de la maison, que la hauteur des câbles est de 5m, que l'onde de foudre génère un champ magnétique uniforme sur l'ensemble de la boucle de 1,2 mT et que son temps de montée est de 1,2 μ s.

- Rappeler les équations de base d'électromagnétique vue en 1ere année.
- Reporter sur le schéma ou va apparaître la tension induite.
- Calculer la valeur max tension apparaissant induite

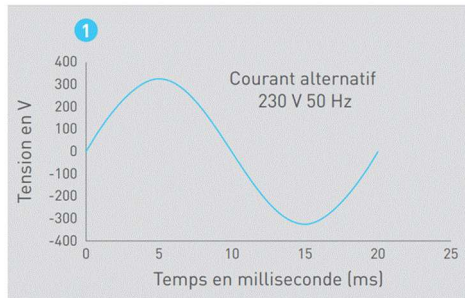
Q6. Identifier sur le schéma la boucle d'induction (Phase neutre), on considère les câbles de phase et neutre espacé de 50cm.

- Reporter sur le schéma ou va apparaître la tension induite.
- Calculer la valeur max tension apparaissant induite

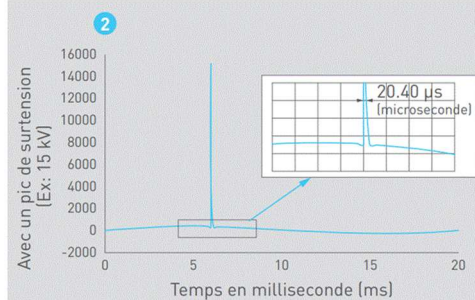
Q7. Si les ligne sont enterrées, quelle influence cela a sur les risques ?

Quelle est la fonction d'un parafoudre :

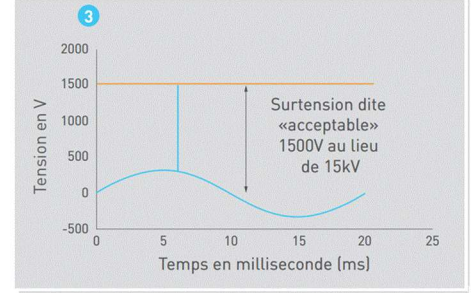
Tension réseau



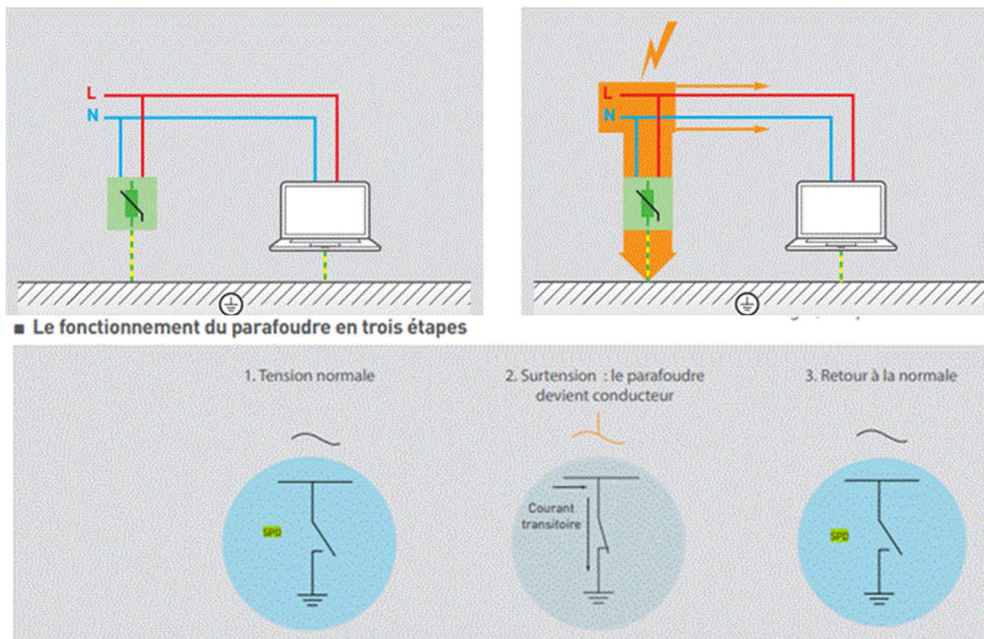
Apparition d'une surtension



Limitation de la surtension



Fonctionnement d'un parafoudre :



Les différentes technologies de parafoudre :

Eclateur à gaz : Eclateur Amorçage μs Eclateur à air Eclateur à air encapsulé Eclateur à gaz	Les varistances : Varistance 2 Ecréage μs Varistance	Transil : Les composants silicium (diodes Zener, thyristor...) Diode Zener 3 (grande fragilité) Ecréage μs Diode d'écréage
--	--	--

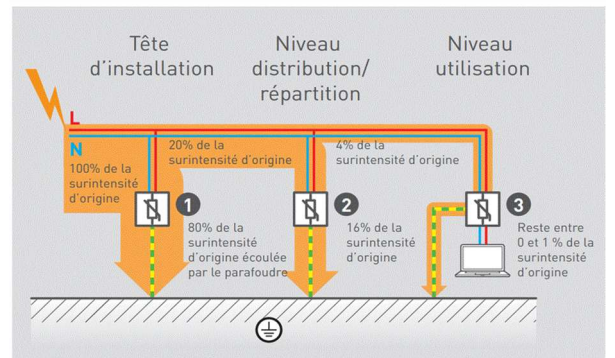
	Eclateur	Varistances	Transil
Temps de réaction	Dizaines de μ s à ms	Dizaines à centaine de ns	Quelques ns
Energie écoulee	Elevée	Moyenne	Faible
Courant de fuite	Aucun	Faible	Faible

Usage	Réseau BT (TGBT)	Distribution BT	Electronique sensible
-------	------------------	-----------------	-----------------------

Les différents types de parafoudres

Les parafoudres permettent de réaliser la protection de tête pour certains, ou la protection fine, et se classent de la façon suivante :

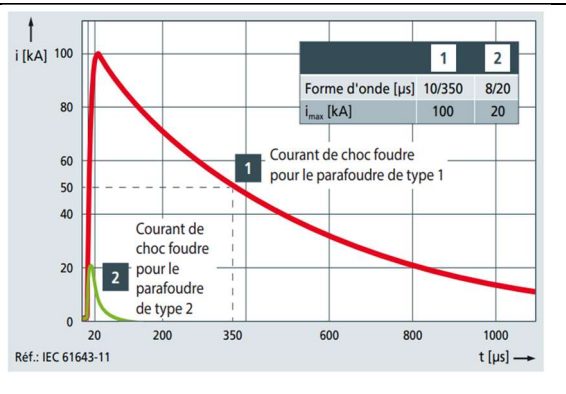
- **les parafoudres de type 1** : avec une très forte capacité d'écoulement, ils sont destinés à la protection de tête des bâtiments équipés de paratonnerres,
- **les parafoudres de type 2** : avec une forte capacité d'écoulement, ils servent pour la protection de tête en l'absence de paratonnerre,
- **les parafoudres de type 3** : ils sont exclusivement réservés à la protection fine des récepteurs et s'installent derrière un type 1 ou un type 2.



Comparaison d'un parafoudre de type 1 100 kA 10/350 et un type 2 20 kA 8/20 :

Rappel : 10/350 (temps de montée : 10µs et temps de descente à 50% 350 10µs)

Niveau de protection inférieur ou égale à 1,5kV.

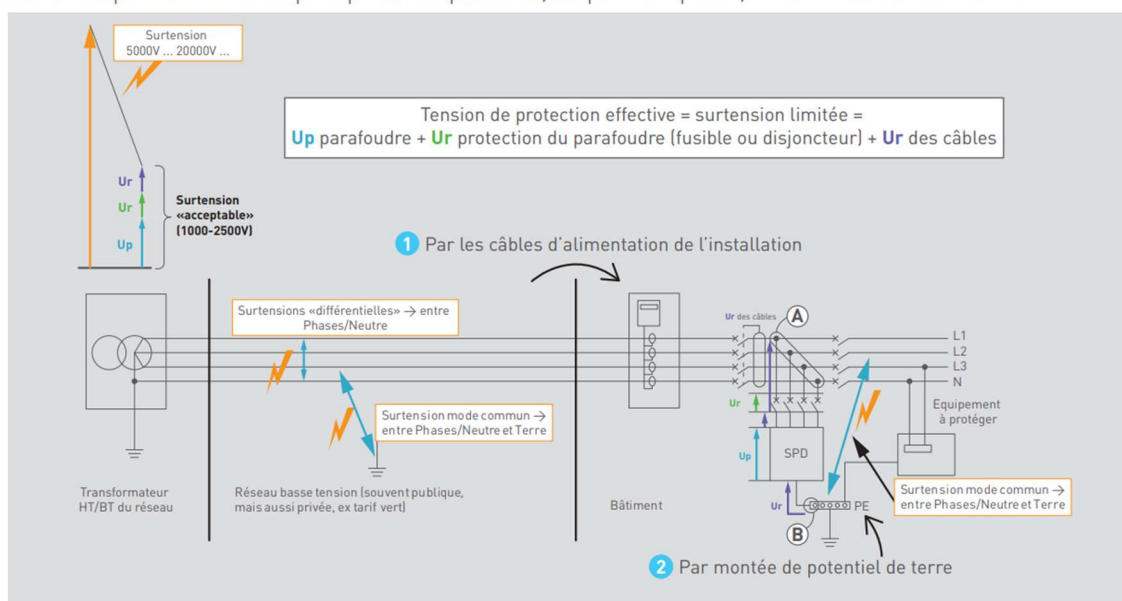


Q8. Comparer les courbes en amplitude :

Q9. Comparer les courbes en énergie. Approximer le courbe a des triangles pour les comparer.

■ Up parafoudre :

La tension Up est une caractéristique importante du parafoudre, indiquée sur le produit, ou dans les documents associés.



Q10. Interpréter les explications présentes ci-dessus, et expliquer comment apparaissent les différentes tensions.

Règles de câblage :



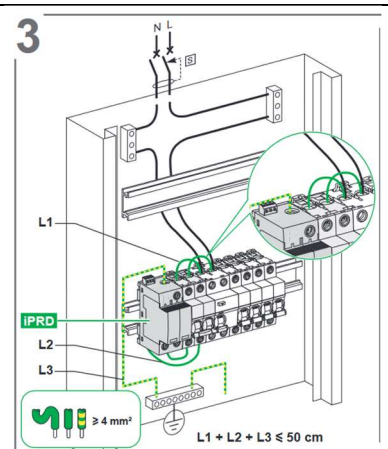
On considère une réactance linéique du câble de $0,4\mu\text{H}/\text{m}$.

La résistivité du cuivre est de $0,23 \left(\frac{\text{m}\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right)$

Vous êtes en charge de raccorder un parafoudre de type 2 disjoncteur, pour limiter les surtensions à 1,5kV.

Pour respecter les consignes d'installation du constructeur dans cette armoire vous avez beaucoup de matériel à déplacer. Pour gagner de temps sur votre intervention vous faite le choix d'installer comme vous pouvez le parafoudre et son équipement de protection. La longueur totale des câbles est de 2m en 4mm^2 .

Q11. Faire le schéma électrique équivalent montrant les phénomènes lorsque le parafoudre écoule une onde de courant 20 kA 8/20.

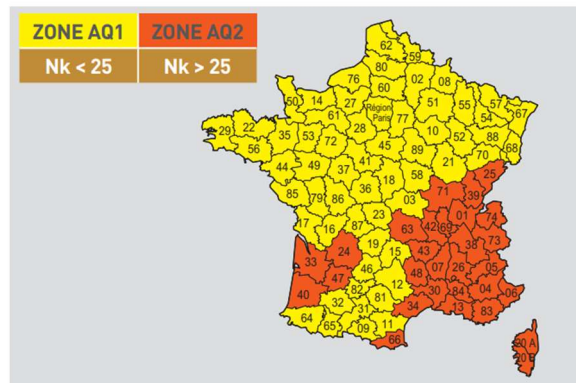


Q12. Calculer la tension dû à la résistance des câbles et à l'inductance des câbles. Conclure sur l'utilité de votre intervention ?

Q13. Recalculer la tension si vous respectez les consignes de longueur.

Q14. Justifier l'utilisation d'un parafoudre en sur la partie AC à l'IUT en Isère.

La norme d'installation NF C 15-100 fait référence à une carte des niveaux kénauriques (Nk) en distinguant 2 zones AQ1 et AQ2.



Selon ces zones, et en fonction du type de l'installation, le parafoudre peut s'avérer obligatoire (voir page 14).

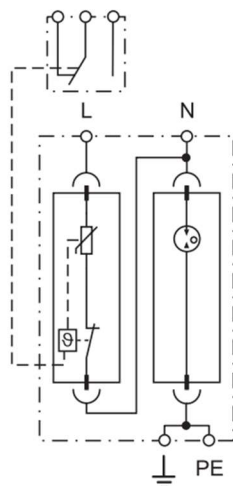
Le niveau kéraunique peut aussi être utilisé dans le cas d'une analyse de risque plus complète, décrite dans le guide UTE C15-443, pour s'assurer du caractère obligatoire ou non.

■ La norme d'installation NF C 15-100 et le guide UTE C 15-443

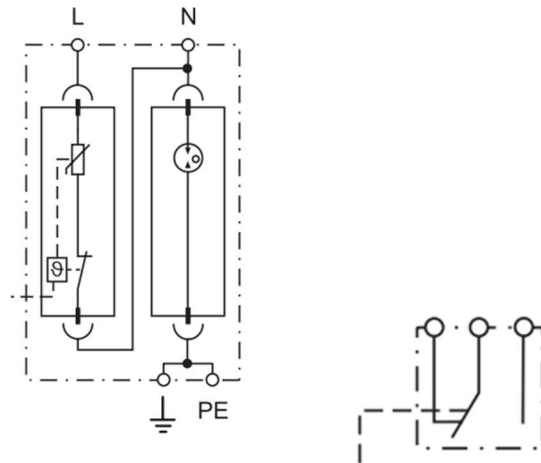
Voici un résumé des critères et des situations obligatoires à prendre en compte pour analyser le besoin de parafoudre sans dérouler une analyse de risque.

Caractéristiques	Présence parafoudre	
	Zone AQ1	Zone AQ2
Paratonnerre	Obligatoire min. T1 limp 12,5 kA	Obligatoire min. T1 limp 12,5 kA
Ligne du réseau en partie ou totalement aérienne	Recommandé	Obligatoire min. T2 In 5 kA
Bâtiment public ou personnes médicalisées	Recommandé	Obligatoire min. T2 In 5 kA
Le bâtiment est isolé	Recommandé	Recommandé
Le bâtiment est équipé de matériels coûteux	Recommandé	Recommandé
La continuité de service doit être maximale	Recommandé	Recommandé

Q15. Identifier chacun des éléments du parafoudre :



Q16. Compléter ci-dessous, pour raccorder ce parafoudre dans un tableau.
L'état du parafoudre doit remonter dans une supervision qui utilise de Smarlink.



Q17. Expliquez ce qu'il se passe en cas de défaut qui induit une surtension :

- a. LN
- b. LPE
- c. NPE

Q18. Relever les principales différences entre les 2 référence page suivant. :

SPD Parafoudres Type 2 pour systèmes monophasés / triphasés et DC

- Parafoudres pour réseaux 230V pour la protection contre les surtensions induites et de manœuvre
- A installer en limite des zones LPZ 1 et LPZ 2
- Indication visuelle de l'état du varistor : bon / à remplacer
- Contact pour contrôle à distance de l'état du varistor. Connecteur (07P.01) fourni avec l'appareil (selon les versions)
- Modules varistor et éclateurs interchangeables
- Conforme EN 61643-11:2012
- Montage sur rail 35 mm (EN 60715), largeur 17.5mm par module

7P.21.8.075.1015 Parafoudre type 2 unipolaire utilisé pour les applications DC ou systèmes monophasés AC basse tension

- Protection par varistor +/- ou L/N (TERRE); +/- ou TERRE/(L/N)

- Module varistor débrochable

7P.21.8.130.1015 Parafoudre type 2 unipolaire utilisé pour les applications DC ou systèmes monophasés AC basse tension

- Protection par varistor +/- ou L/N (TERRE); +/- ou TERRE/(L/N)

- Module varistor débrochable

7P.21.8.275.x020 Parafoudre type 2 unipolaire utilisé pour les applications monophasées et triphasées (230/400V AC)

- Protection par varistor L/N (TERRE) - TERRE/L/N

- Module varistor débrochable

7P.21.8.440.x020 SPD type 2 unipolaire pour systèmes triphasés avec tension nominale 400V AC

- Protection par varistor L-N + protection éclateur N-PE

- Modules varistor et éclateur débrochables

7P.27.8.275.x020

7P.27.8.150.x015 : Parafoudre type 2 pour systèmes monophasés avec neutre

- Protection par varistor L, N-PE

- Modules varistors débrochables

Pour le schéma d'encombrement voir page 22

Spécifications parafoudre

		L-N	N-PE	L, N-PE 275.x020	L, N-PE 150.x015
Tension nominale (U_n)	V AC/DC	230/—	—	230/—	120/—
Tension maximale de service (U_c)	V AC/DC	275/—	255/—	275/—	150/—
Courant nominal de décharge (8/20 μ s) (I_n)	kA	20	20	20	15
Courant maximal de décharge (8/20 μ s) (I_{max})	kA	40	40	40	40
Niveau de protection à 5 kA (U_{p5})	kV	0.9	—	0.9	0.6
Niveau de protection à $I_n(U_p)$	kV	1.35	1.5	1.35	0.74
I_{PE}	μ A	< 4		< 400	—
TOV 120 min L-N	V AC	440	—	440	—
TOV 5 s L-N	V AC	335	—	335	—
TOV 200 ms N-PE	V AC	—	1200	—	—
Temps de réponse (t_a)	ns	25	100	25	25
Tenue au court-circuit avec protection maximale contre les surintensités - I_{SSCR}	kA _{rms}	50	—	50	50
Protection maximale contre les surintensités fusible type gL/gG	A	160	—	160	160
Code cartouche de remplacement		7P20.8.275.0020	7P20.1.000.0020	7P20.8.275.0020	7P20.8.150.0015

Autres données techniques

Température ambiante °C -40...+80

Indice de protection IP 20

Dimensions maximales des câbles

	stranded cable
mm ²	1 x 1...1 x 25
AWG	1 x 17...1 x 4

Longueur de câble à dénuder mm 12

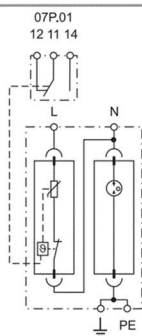
Couple de serrage Nm 3

Caractéristiques du contact de contrôle à distance

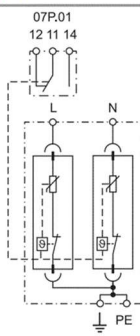
Configuration du contact	1 CO (SPDT)		
Courant nominal A AC/DC	0.5/0.1		
Tension nominale V AC/DC	250/30		
Dimension max du câble (07P.01)	souple	fil rigide	fil souple
mm ²	1.5	1.5	1.5
AWG	16	16	16

7P.22.8.275.x020

- Parafoudre type 2 (1 varistor + 1 éclateur)
- Modules varistor et éclateur interchangeables
- Contrôle visuel et sortie pour contrôle à distance de l'état du varistor en option

**7P.27.8.xxx.x0xx**

- Parafoudre type 2 (2 varistors)
- Modules varistor débrochables
- Contrôle visuel et sortie pour contrôle à distance de l'état du varistor en option



Norme 15-712-1

1. Extrait de la norme: A1 Calcul de U_{ocmax}

A.1 Calcul de U_{ocmax}

U_{ocmax} est la tension maximale aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV, ou du générateur PV non chargé (circuit ouvert). Elle se calcule avec la formule :

$$U_{ocmax} = K_U U_{ocSTC}$$

Le facteur de correction K_U prend en compte l'augmentation de la tension en circuit ouvert des modules, en considérant la température ambiante minimale **Tmin** du site d'installation PV et le coefficient de variation de la tension du module en température αU_{oc} (information fournie par le constructeur du module PV) :

$$K_U = 1 + (\alpha U_{oc} / 100) \times (Tmin - 25)$$

- αU_{oc} coefficient de variation de la tension du module en température, en %/°C
- Tmin température ambiante minimale du site d'installation, en °C

Sans connaissance de la température minimale du site ou du coefficient de variation de la tension en température, U_{ocmax} doit être choisi au minimum égal à 1,2 U_{ocSTC} .

Si la température minimale est connue, pour une technologie de modules au silicium monocristallin et multicristallin, le Tableau ci-dessous peut être utilisé.

Tableau A1 – Facteur de correction k pour les modules au silicium monocristallin et multicristallin

Température ambiante minimale °C	Facteur de correction (k)
24 à 20	1,02
19 à 15	1,04
14 à 10	1,06
9 à 5	1,08
4 à 0	1,10
-1 à -5	1,12
-6 à -10	1,14
-11 à -15	1,16
-16 à -20	1,18
-21 à -25	1, 20
-26 à -30	1,21
-31 à -35	1,23
-36 à -40	1,25

Ce coefficient peut être différent pour d'autres technologies (voir les indications du constructeur).

5. Extrait Norme : Courant permanent dans un câble :

Courant admissible

Les valeurs des courants admissibles sont données dans les tableaux B1 et B3 pour une température ambiante d'utilisation de 70 °C et une température maximale à l'âme de 90 °C et 120 °C.

Pour une température ambiante différente, les facteurs de correction à appliquer sont donnés dans les Tableaux B2 et B4.

Afin de mieux guider le choix de la section du conducteur, le Tableau B5 précise les pertes en fonction de l'intensité à transiter.

Tableau B1 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques pour une température maximale à l'âme de 90 °C

Section mm ²	Intensité en A
	Type de pose Deux câbles adjacents sur paroi
1,5	14
2,5	19
4	26
6	33
10	46
16	62
25	82
35	102

Note : Les calculs ont été effectués selon la norme CEI 60364-5-52.

Tableau B2 – Facteur de correction pour une température maximale à l'âme de 90 °C

Température ambiante en °C	Facteur de conversion
≤ 60	1,22
70	1
80	0,71

Facteur de correction à appliquer conformément à la CEI 60364-5-52, Tableau B.52-17

Tableau B3 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques pour une température maximale à l'âme de 120 °C

Section mm ²	Intensité en A
	Type de pose Deux câbles adjacents sur paroi
1,5	22
2,5	30
4	40
6	52
10	72
16	97
25	129
35	160

Note : Les calculs ont été effectués selon la norme CEI 60364-5-52.

Tableau B4 – Facteurs de correction pour une température maximale à l'âme de 120 °C

Température ambiante en °C	Facteur de conversion
≤ 60	1,08
70	1
80	0,91
90	0,82
100	0,71
110	0,58

6. Chute de tension

11 Chute de tension

11.1 Généralités

L'optimisation technico-économique conduit à réduire au maximum les chutes de tension.

11.2 Installation à courant continu

La chute de tension maximale autorisée dans la partie courant continu de l'installation est de 3 % à I_{mppSTC} (STC : conditions d'essais normalisées).

Le calcul de cette chute de tension est effectué dans les conditions suivantes :

- la résistivité du câble est celle correspondant à la température maximale de l'âme en service normal ($\rho = 1,25 \times \rho_0$ tel que défini par la partie 5-52 de la NF C 15-100) ;
- la tension de référence à prendre en compte pour la chute de tension est la tension U_{mppSTC} ;
- le courant à prendre en compte pour la chute de tension est le courant I_{mppSTC} (STC : conditions d'essais normalisées) ;
- la chute de tension doit être calculée pour chaque câble de chaîne PV, chaque câble de groupe PV, et pour le câble principal PV. On calcule ensuite le cumul des chutes de tension des câbles compris entre chaque chaîne et l'onduleur, et on retient le cumul le plus important.

G VALEURS DE RESISTIVITE ET DE REACTANCE DES CONDUCTEURS

G.1 Résistivité des conducteurs (UTE C 15-500, Tableau 4a)

Les valeurs de résistivité à prendre en considération dans les différents cas sont indiquées dans le tableau GA. Ces valeurs sont dérivées du guide UTE C 15-500.

Tableau GA – Valeurs de la résistivité des conducteurs

Règle	Résistivité	Valeur de la résistivité ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)		Conducteurs concernés	Références (articles de UTE C 15-105)
		Cuivre	Aluminium		
Courant de court-circuit maximal	$\rho_0 = \rho$	0,01851	0,0294	PH-N	C.2.1 – C.2.2
Courant de court-circuit minimal	fusible $\rho_2 = 1,5 \rho_0$	0,028	0,044	PH-N	C.2.1 – C.2.3
	disjoncteur $\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,023	0,037	PH-N	C.2.1 – C.2.3
Courant de défaut dans les schémas TN et IT	$\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,023	0,037	PH-N (*) PE-PEN	D.2.5
Chute de tension	$\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,023	0,037	PH-N	F
Courant de surintensité pour la vérification des contraintes thermiques des conducteurs de protection	$\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,023	0,037	Phase PE et PEN	E2
(*) N si la section du conducteur neutre est inférieure à celle des conducteurs de phase ; ρ_0 Résistivité des conducteurs à 20 °C = 0,01851 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre et 0,02941 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour l'aluminium ; ⇒ Dans les différents calculs, la section de 50 mm ² doit être remplacée par sa valeur réelle égale à 47,5 mm ² .					

7.3 Protection contre les contacts indirects

7.3.1 Généralités

Les règles de protection contre les contacts indirects sont celles énoncées dans la partie 4-41 de la NF C 15-100.

Les circuits visés par le 411.3.3 de la NF C 15-100 et notamment les circuits des locaux d'habitation doivent être protégés par dispositif différentiel de sensibilité inférieure ou égale à 30 mA.

Cette partie s'attache à décrire les différents modes de protection des personnes contre les contacts indirects dans une installation photovoltaïque en fonction des dispositions mises en œuvre coté d.c. et de la présence ou non d'une séparation galvanique par transformateur entre les parties d.c. et a.c.

7.3.2 Partie courant continu

Pour la partie courant continu (modules PV, boîtes de jonction, câbles de chaînes, câbles de groupes, coffrets ou armoires de regroupement ...), la protection contre les contacts indirects doit être réalisée par au moins une des mesures suivantes :

- protection par TBTS ou TBTP ;
- protection par isolation double ou renforcée.

Dans le cas d'installation d'armoires dans un local ou emplacement de service électrique avec accès réservé à du personnel qualifié, cette armoire peut être de classe I.

7.3.2.2 Protection par isolation double ou renforcée

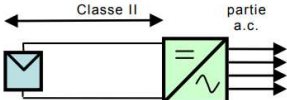
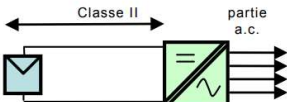
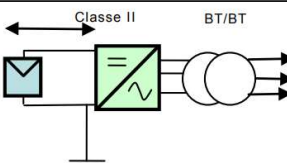
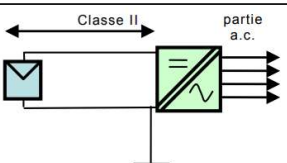
Les prescriptions de l'article 412 de la NF C 15-100 doivent être appliquées.

La protection contre les contacts directs est assurée par une isolation principale et la protection contre les contacts indirects est assurée par une isolation supplémentaire, ou

La protection contre les contacts directs et contre les contacts indirects est assurée par une isolation renforcée entre les parties actives et les parties accessibles.

Extrait de la norme :

Tableau 3 – Synthèse protection contre les contacts indirects

Côté d.c.		Schéma de principe	Côté a.c.	Remarques	
U_{dc}	Principe de protection contre les contacts indirects		Principe de protection contre les contacts indirects		
>120 V	Classe II		<u>En schéma TN ou IT :</u> 411.3.2 NF C 15-100 <u>En schéma TT :</u> DDR type a.c. ou A dans les locaux d'habitation : un DDR 30 mA à immunité renforcée	Les mesures de protection sont identiques que l'onduleur soit avec ou sans séparation galvanique	
					
			<u>En schéma TN ou IT :</u> 411.3.2 NF C 15-100 <u>En schéma TT :</u> DDR type a.c. dans les locaux d'habitation : un DDR 30 mA à immunité renforcée	La mise à la terre côté d.c. est une mise à la terre fonctionnelle. Dans ce cas le suivi du niveau d'isolement intégré aux onduleurs conformes à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 doit être adapté.	
					
Symboles utilisés :					
	Modules PV		Onduleur avec séparation galvanique		Onduleur sans séparation galvanique

Cas 4 - Champ PV sans polarité reliée intentionnellement à la terre et sans séparation galvanique

- Dispositif
 - Dispositif à courant différentiel résiduel avec capacité à détecter une composante continue.
 - Le dispositif est placé du côté a.c. Pour le choix du type, il conviendra de se rapprocher du constructeur de l'onduleur.
 - Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1, le dispositif intégré de surveillance des courants de fuite est accepté pour répondre à cette mesure.
- Actions
 - Déconnexion immédiate de l'onduleur, côté a.c.
 - Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle

Note :

Une surveillance quotidienne de l'isolement de la partie d.c. par rapport à la terre est recommandée.

Le test de l'isolement de la partie d.c. est réalisé avec l'onduleur non connecté à la partie a.c. Il déclenche une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du contrôleur d'isolement et interdit à l'onduleur de se connecter au réseau a.c.

Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1, le dispositif intégré de contrôle de l'isolement réalise cette fonction.

Extrait de la norme :

9 Protection de découplage

Cette protection est destinée à la déconnexion des générateurs en cas de :

- défaut sur le réseau public de distribution ;
- disparition de l'alimentation par le réseau public de distribution ;
- variations de la tension ou de la fréquence supérieures à celles spécifiées par le distributeur.

Cette protection de découplage est conforme aux dispositions du guide UTE C 15-400. Elle est du type B.1 pour les installations présentant une puissance totale maximale d'onduleur n'excédant pas 250 kVA et de type H pour les installations d'une puissance supérieure.

Dans les installations présentant une puissance totale d'onduleur n'excédant pas 250 kVA, la protection de découplage peut être intégrée aux onduleurs. Elle doit alors être conforme à la prénorme DIN VDE 0126-1-1.

12 Dispositif de sectionnement et de coupure

12.1 Généralités

Lors du choix et de la mise en œuvre des dispositifs de coupure et de sectionnement entre l'installation PV et le réseau public de distribution, ce réseau doit être considéré comme la source et l'installation PV comme la charge.

De même, coté d.c. l'onduleur est considéré comme la charge et le champ PV comme la source d.c.

12.2 Dispositifs de sectionnement

Pour permettre la maintenance des onduleurs PV, des moyens de sectionnement doivent être prévus par onduleur, à proximité, tant du côté continu que du côté alternatif.

Extrait de la norme :

13.1.1 Principes de protection

13.1.1.1 Protection par équipotentialité

Comme décrit par la partie 6.3, un conducteur d'équipotentialité doit relier toutes les structures métalliques des modules et les structures métalliques des supports de l'installation PV (y compris les chemins de câbles métalliques) en présence ou non de parafoudres. Ce conducteur doit être relié à la terre.

13.1.1.2 Protection par parafoudres

Les conditions d'installations des parafoudres sont décrites en 13.2.

13.2 Conditions d'installation des parafoudres

13.2.1 Condition d'installation de parafoudre côté a.c.

Basé sur le guide UTE C 61-740-52, la protection par parafoudre est obligatoire en présence de paratonnerre ou lorsque la densité de foudroiement (N_g) est supérieure à 2,5.

La carte indiquant les densités de foudroiement (N_g) en France est jointe en Annexe C.

Tableau 10 – Conditions d'installation des parafoudres côté d.c.

Type d'installation	Locaux d'habitation individuelle	Centrale de production au sol	Bâtiments Tertiaires/Industriels/Agricoles
L_{crit} (en m)	$115/N_g$	$200/N_g$	$450/N_g$
$L \geq L_{crit}$	Parafoudre(s) obligatoire(s) côté d.c. ⁽¹⁾		
$L < L_{crit}$	Parafoudre(s) non obligatoire(s) côté d.c. ⁽²⁾		
⁽¹⁾ La mise en œuvre de parafoudres peut ne pas être indispensable dans le cas où tous les câbles d.c. sont protégés par des enveloppes métalliques assurant un écran réduisant les effets électromagnétiques.			
⁽²⁾ L'utilisation de parafoudres peut également être nécessaire pour la protection d'installations photovoltaïques dont le coût et l'indisponibilité peuvent être critiques.			

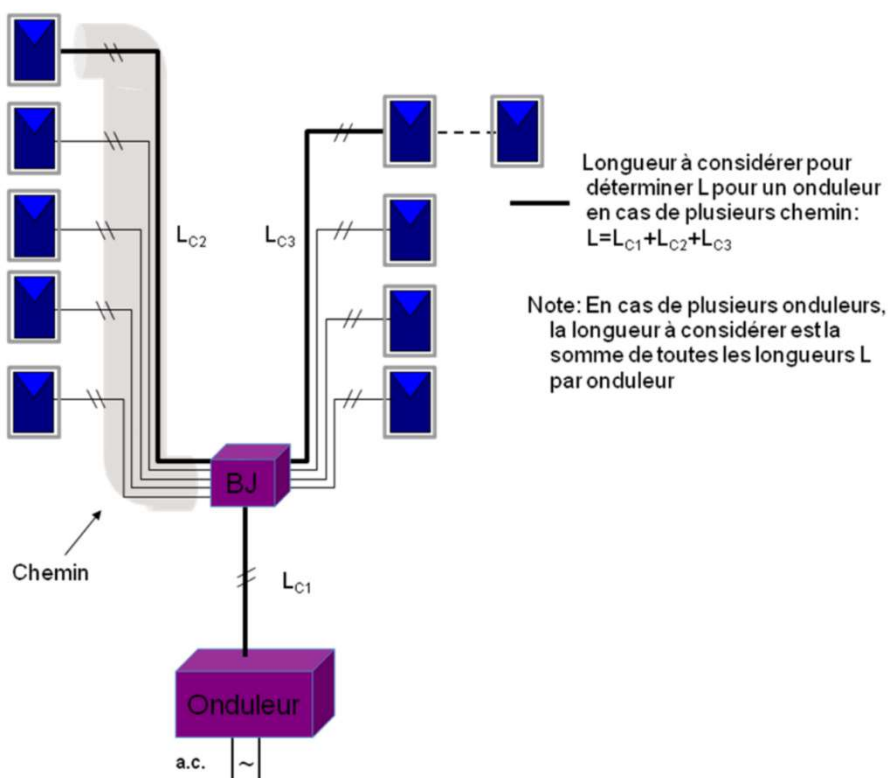


Figure 7 – Principe de calcul de la longueur L

14.2.2 Mise en œuvre

Les connexions et les câbles doivent être mis en œuvre de manière à éviter toute détérioration due aux influences externes. Voir dispositions dans le guide pratique UTE C 15-520.

Dans le cas de câbles enterrés reliant deux bâtiments, ils sont mis en œuvre conformément à 529.5 de la NF C15-100.

Pour minimiser les tensions induites dues à la foudre, la surface de l'ensemble des boucles doit être aussi faible que possible, en particulier pour le câblage des chaînes PV. Les câbles d.c. et le conducteur d'équipotentialité doivent cheminer côte à côte.

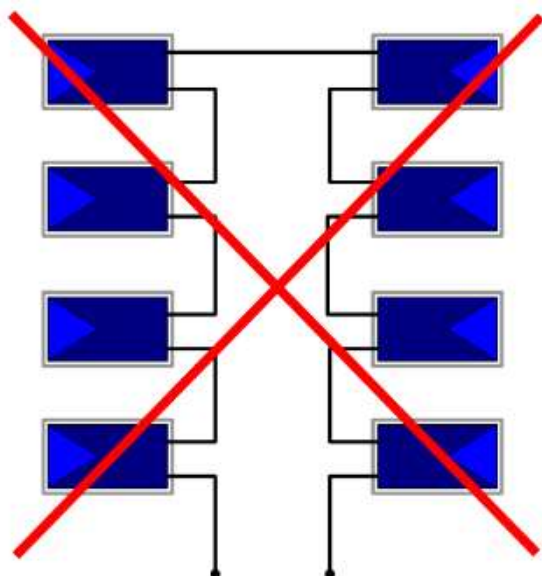


Figure 8 – Exemple de mauvais câblage : boucle induite entre polarités

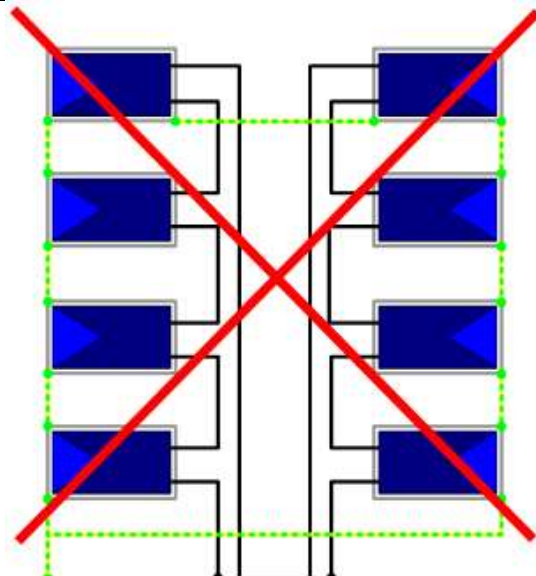


Figure 9 – Exemple de mauvais câblage : boucle induite entre une polarité et la masse

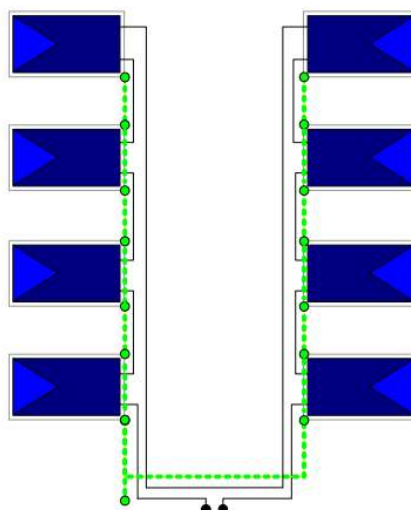


Figure 10 – Exemple de bon câblage : limitation des aires de boucles induites

Tableau B5 – Guide pour le choix de la section du conducteur en fonction de l'intensité transitée et des pertes pour une température maximale de l'âme de 90 °C et 120 °C

I_n	90 °C		120 °C	
	Section	Pertes	Section	Pertes
A	mm ²	W/m	mm ²	W/m
17	1,5	4,9	1,5	5,4
24	2,5	5,9		10,7
27	4	4,6		13,5
32		6,5	2,5	11,4
37	6	5,8		15,2
41		7,1	4	11,6
50	10	6,1		17,2
57		7,9	6	14,9
64	16	6,3		18,8
77		9,1	10	15,8
89	25	7,9		21,1
102		10,3	16	17,5
120	35	10,2		24,3
126		11,2	25	17,2
160	50	12,6		27,8
198	50	19,5	35	30,3