

Information technique

Courants de fuite capacitifs

Indications pour le dimensionnement d'onduleurs sans transformateur
Sunny Boy, Sunny Mini Central et Sunny Tripower



Tous les panneaux photovoltaïques présentent, en raison de leurs propriétés physiques fondamentales, une capacité électrique à leur environnement. Cette capacité provient essentiellement de la structure mécanique des panneaux ou de leur montage mais n'est pas nécessaire au fonctionnement du générateur photovoltaïque. Elle est, pour cette raison, aussi appelée capacité « parasite ». Elle est particulièrement renforcée par les surfaces conductrices présentes dans le générateur photovoltaïque. Un champ photovoltaïque dont la surface et le rendement sont importants présente donc une capacité parasite en conséquence. Cette dernière sera d'autant renforcée par la présence d'une surface humide (pluie, rosée).

Ce phénomène n'a aucun impact sur l'isolation des panneaux photovoltaïques. La protection des personnes est donc toujours garantie. La capacité parasite est néanmoins susceptible de perturber le fonctionnement de l'onduleur. En cas d'utilisation d'onduleurs sans transformateurs (TL), des courants de déplacement peuvent survenir qui déclenchent alors l'unité de surveillance des courants de défaut voire le câble d'injection. Cela entraîne dans le premier cas la déconnexion momentanée de l'onduleur du réseau électrique public qui se remet ensuite automatiquement en mode d'injection. Dans le deuxième cas, l'injection réseau est interrompue jusqu'à ce que le dispositif à courant différentiel résiduel (DDR) du câble d'injection soit réactivé manuellement.

Une planification d'installation photovoltaïque réalisée avec soin et dans les règles permet d'éviter en grande partie de telles coupures d'injection réseau. Ci-après sont donc mentionnées les caractéristiques techniques à observer lors de la planification d'une installation photovoltaïque ainsi que lors de son installation et de sa première mise en service.

Cette information technique s'adresse à deux groupes de lecteurs : aux fabricants des panneaux photovoltaïques mentionnés ci-dessus, avec prière de transmettre les informations à leurs clients, mais également aux personnes qualifiées en électricité et aux planificateurs d'installations.

1 Comment est calculée la capacité d'un générateur photovoltaïque par rapport à la terre ?

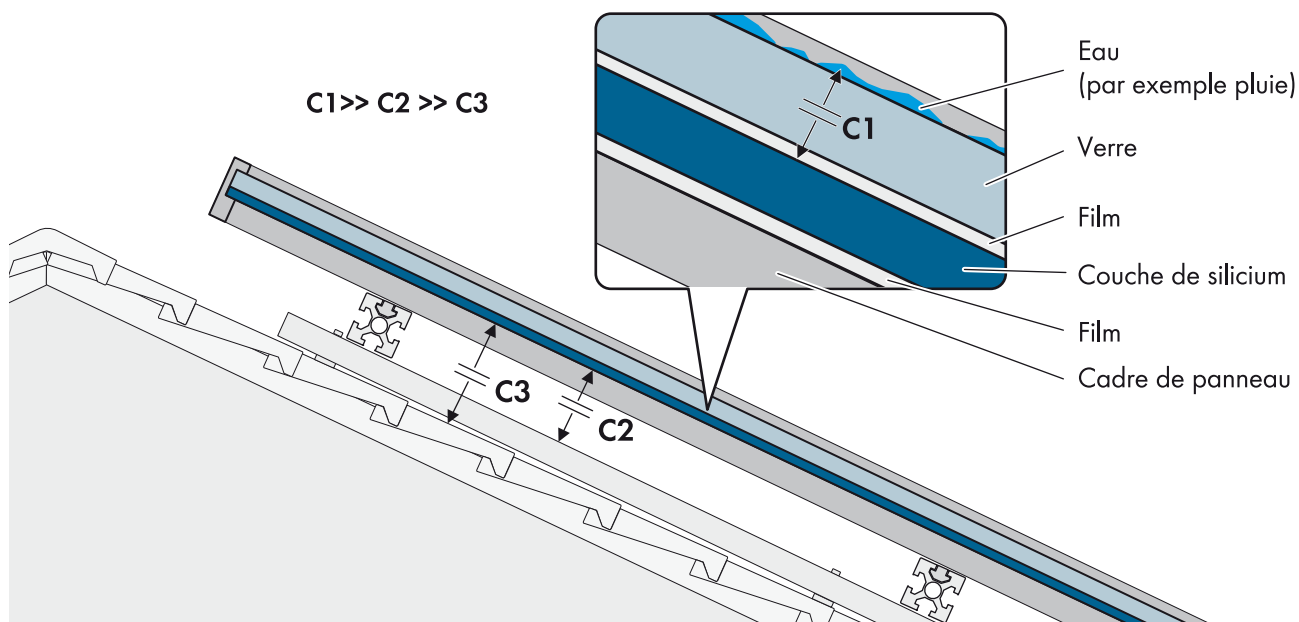


Figure 1 : Représentation d'un panneau photovoltaïque en montage de toit et représentation schématique « Capacités parasites »

| | |
|----|--|
| C1 | Capacité parasite due à un film d'eau sur le verre |
| C2 | Capacité parasite due à l'armature mise à la terre |
| C3 | Capacité parasite due à la surface du toit |

Un panneau photovoltaïque présente une surface électriquement conductible placée face à une armature mise à la terre. Un tel positionnement, qui permet d'accumuler une charge lorsqu'une tension est appliquée, s'appelle un condensateur. Sa capacité est généralement désignée par « C ». Dans la mesure où cette capacité apparaît ici sous la forme d'un effet secondaire indésirable, on parle de « capacité parasite » C_{PE} qui résulte de la somme de toutes les capacités individuelles :

$$C_{PE} = C1 + C2 + C3$$

La capacité se calcule d'après la formule suivante et dépend de quatre facteurs :

$$C = \epsilon_0 \epsilon_r \cdot A/d$$

Signification des facteurs :

ϵ_0 : Permittivité, constante naturelle ($8,85 \cdot 10^{-12}$ As/Vm)

ϵ_r : Permittivité relative, en fonction du matériau : ($\epsilon_{r_{air}} = 1$; $\epsilon_{r_{verre}} \approx 5-10$)

A : Surface efficace électriquement du condensateur

d : Distance entre les plaques de condensateur

Que représentent la surface « A » et la distance « d » ? La réponse n'est pas toujours simple, car il est indispensable de tenir compte à la fois des données des panneaux photovoltaïques et du type de montage. Pour cette raison, la fiche technique ne contient, en règle générale, aucune indication à ce sujet. Les deux exemples ci-après permettent d'expliquer comment une estimation peut toutefois être réalisée (pour le verre utilisé, une valeur respective de $\epsilon_r = 6$ est supposée).

En ce qui concerne la taille de la capacité parasite dans la figure 1, le rapport suivant est valable en cas de pluie et d'humidité :

C1 >> C2 >> C3

Il apparaît qu'en cas de pluie et d'humidité, seule la capacité de C1 a une influence sur la capacité totale C_{PE} et que C2 et C3 ne doivent pas être prises en compte lors de l'examen ultérieur. En revanche, en cas de sécheresse, C1 est si faible que les autres capacités parasites doivent aussi être prises en compte. La capacité totale C_{PE} demeure néanmoins si faible que son influence sur le fonctionnement de l'installation photovoltaïque est négligeable. C'est pourquoi nous allons examiner la taille de C1 en cas de pluie et d'humidité dans ce qui suit.

Exemples d'évaluation des capacités parasites C_{PE} pour différents types de panneaux dans l'hypothèse d'une humidification continue de la surface vitrée avec de l'eau

Exemple 1 : panneau courant à silice cristalline (monocristallin, polycristallin)

- Rendement typique : 15 % à 20 %
 - Épaisseur de verre : 3 mm à 4 mm
 - Le panneau présente une capacité de 12 nF à 17 nF par m² de surface de panneau
 - L'installation possède 60 nF à 110 nF par kW de puissance DC installée
 - Pour une installation de 5 kW, cela donnerait une valeur de 330 nF à 550 nF pour C_{PE}
-

Exemple 2 : Panneau à couche mince, par exemple CdTe

- Rendement typique : 10 % à 15 %
 - Épaisseur de verre : 3,2 mm
 - Le panneau présente une capacité de 16 nF par m² de surface de panneau
 - L'installation possède 100 nF à 160 nF par kW de puissance DC installée
 - Pour une installation de 5 kW, cela donnerait une valeur de 500 nF à 800 nF pour C_{PE}
-

2 Comment se forme un courant de fuite capacitif ?

En service, le panneau photovoltaïque est relié via l'onduleur au réseau à courant alternatif. Selon le type d'appareil, une partie de l'amplitude de la tension alternative alimente le panneau photovoltaïque. Le générateur photovoltaïque complet oscille alors avec une tension alternative vis-à-vis de son environnement. Deux cas de figure sont à différencier (voir également le graphique) :

Onduleurs sans transformateur

Pour la plupart des onduleurs **monophasés** sans transformateur, la moitié de l'amplitude de réseau est transmise au panneau photovoltaïque pour des raisons de fonctionnement. Dans de nombreux réseaux électriques publics utilisant 230 V/50 Hz, la disposition oscille par exemple avec 115 V/50 Hz. Cela vaut pour les onduleurs Sunny Boy et Sunny Mini Central dont les noms de produits comprennent l'attribut « TL ».

Dans le cas d'onduleurs **triphésés** sans transformateur, les oscillations présentent des amplitudes nettement moins importantes et produisent donc des courants de fuite plus faibles. La transmission de la tension AC au panneau photovoltaïque est fortement restreinte. Cela s'applique pour tous les Sunny Tripower.

Onduleurs avec transformateur

Pour les onduleurs avec transformateur, la tension du panneau photovoltaïque oscille seulement autour d'un « ripple » (ondulation) de quelques volts. Cela entraîne aussi une faible tension alternative vis-à-vis de l'environnement (désigné électriquement par « terre ») qui n'est néanmoins pas identique pour tout le générateur photovoltaïque.

La tension oscillante modifie en permanence l'état de charge du condensateur photovoltaïque parasite décrit au chapitre précédent. Un courant de déplacement proportionnel à la capacité ainsi qu'à l'amplitude de la tension y est associé. Le circuit électrique de ce courant de déplacement est tout d'abord raccordé par le biais du point de mise à la terre des panneaux photovoltaïques et de la barre de terre au niveau du raccordement particulier. C'est pourquoi ce courant électrique est également nommé courant de fuite (capacitif).

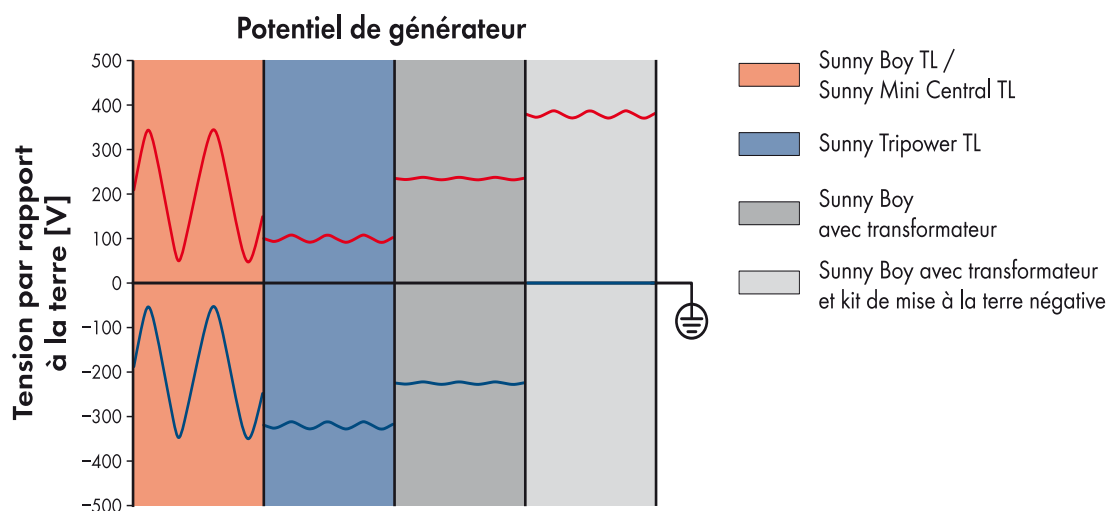


Figure 2 : Le potentiel du panneau photovoltaïque inférieur (bleu) ou supérieur (rouge) d'une chaîne dépend de l'onduleur utilisé et de la mise à la terre éventuelle d'un pôle du générateur photovoltaïque. Exemple pour une tension MPP de 400 V.

Pour les experts : les propriétés physiques du courant de déplacement I (valeur efficace) peuvent se décrire comme suit :

$$I = \frac{\Delta Q}{\Delta t} = C \cdot \frac{\Delta U}{\Delta t} = C \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot U$$

où $f = 50$ Hz correspond à la fréquence du réseau et U à la valeur efficace de la tension alternative au niveau du générateur photovoltaïque (115 V sur les onduleurs monophasés sans transformateur). Ce courant de fuite est un courant réactif dont le conducteur de ligne est décalé de 90° par rapport à la tension du réseau. A priori, il est sans perte.

3 Comment le courant de fuite influence-t-il la détection du courant de défaut ?

Le courant de fuite capacitif décrit au paragraphe 2 est un courant réactif (sans perte).

Si, en revanche, suite à une erreur, par exemple une isolation défectueuse, un câble conducteur entre en contact avec une personne reliée à la terre (voir figure 3), un courant supplémentaire se constitue à la terre. Ce courant involontaire provoque des pertes et est désigné en tant que courant de défaut. La somme de ces deux courants (courant de fuite et courant de défaut) résulte en un courant différentiel résiduel.

$$\text{Courant différentiel résiduel} = \text{courant de fuite} + \text{courant de défaut}$$

Des courants de défaut AC supérieurs à 30 mA représentent un risque mortel pour les personnes.

En complément de la protection par l'isolation et afin d'assurer une protection supplémentaire pour les personnes pour le générateur photovoltaïque, les onduleurs sans transformateur doivent donc être déconnectés du réseau électrique public au plus tard lorsque le courant de défaut atteint 30 mA (norme allemande DIN VDE 0126-1-1). À cet effet, le courant différentiel résiduel (courant de fuite + courant de défaut) est mesuré par le biais d'une unité de surveillance du courant de défaut sensible à tous les courants (Residual Current Monitoring Unit) pendant le mode d'injection. Cette unité peut néanmoins seulement mesurer le courant différentiel résiduel (courant de fuite + courant de défaut). Calculer le courant de défaut n'est possible que dans certaines conditions et devient plus difficile lorsque le courant de fuite augmente. À partir d'une valeur d'environ 50 mA, les oscillations occasionnelles dans le courant de fuite deviennent tellement importantes qu'elles risquent d'être interprétées comme un courant de défaut subit d'une valeur supérieure à 30 mA. Dans un tel cas, l'onduleur se déconnecte automatiquement du réseau électrique public par mesure de sécurité.

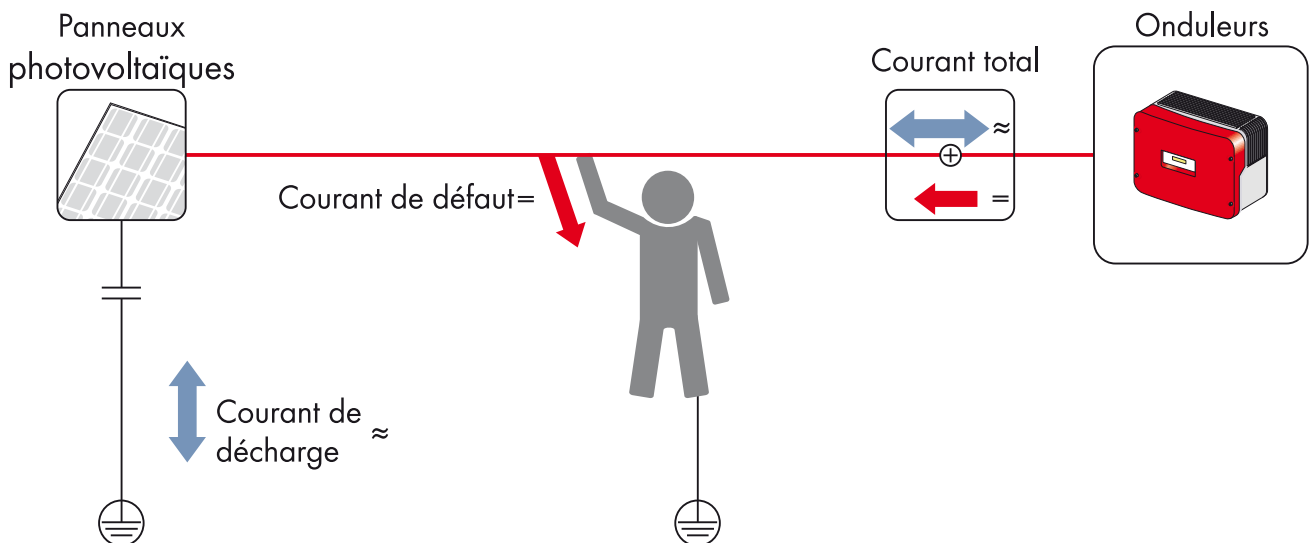


Figure 3 : Création d'un courant de défaut suite à un contact entre une personne reliée à la terre et un câble conducteur

4 Quand les problèmes peuvent-ils survenir ?

Capacité limite

Comme mentionné précédemment, afin de garantir le fonctionnement de l'unité de surveillance des courants de défaut du générateur photovoltaïque, les courants de fuite supérieurs à 50 mA sont à éviter.

Étant donné que le courant de fuite dépend directement de la capacité du panneau photovoltaïque par rapport à la terre, il est possible de spécifier une capacité limite pour chaque tension du réseau à partir de laquelle il faut s'attendre à un fonctionnement sensible aux perturbations.

Pour tous les onduleurs monophasés sans transformateur, la formule mentionnée ci-dessus :

$I = C \cdot 2\pi \cdot f \cdot U$ (avec $I = 50 \text{ mA}$, $f = 50 \text{ Hz}$ et $U = 115 \text{ V}$) permet de calculer une capacité limite d'environ $1\,400 \text{ nF}$. Pour le Sunny Tripower, la capacité limite est de $2\,560 \text{ nF}$.

Les capacités précitées ne sont cependant que rarement atteintes dans la pratique. Une étude approfondie sur le terrain a démontré que, pour la plupart des panneaux verre/verre, les valeurs de la formule empirique décrite ci-dessous correspondaient à des valeurs de crête ne pouvant être atteintes qu'en cas de très forte pluie. En cas de condensation matinale, les valeurs sont également élevées, tandis qu'en période de rendement optimal (ensoleillement), les valeurs sont très basses. Le schéma suivant permet de déceler la réaction du courant de fuite d'un générateur photovoltaïque lors de ce genre d'événements.

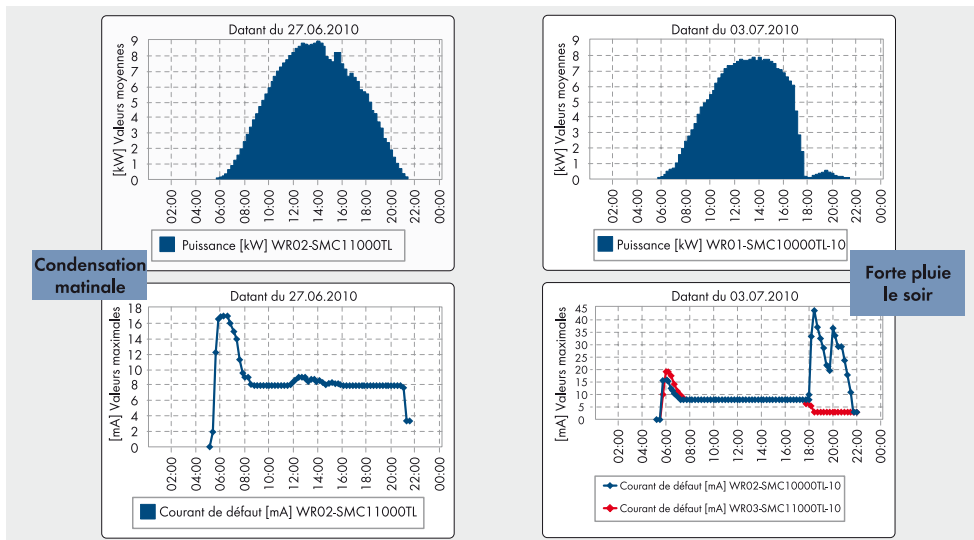


Figure 4 : Déroulement d'un courant de fuite en tant que réaction par rapport à la modification de la capacité parasite du générateur de panneaux verre/verre en cas de condensation et de forte pluie

Pour les experts : règle générale pour la capacité d'un panneau photovoltaïque

Si la formule mentionnée ci-dessus pour la capacité est utilisée avec les valeurs suivantes :

$$\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12} \text{ As / Vm}$$

$$\epsilon_{r\text{Verre}} = 6$$

$$\text{Alors } C = \epsilon_0 \epsilon_r \cdot A / d \rightarrow C [\text{nF}] \approx 50 \cdot A [\text{m}^2] / d [\text{mm}].$$

La formule d'approximation suivante est valable :

$$C [\text{nF}] \approx 50 \cdot A [\text{m}^2] / d [\text{mm}]$$

5 Utilisation d'un dispositif à courant différentiel avec Sunny Tripower

L'injection triphasée symétrique est reliée à un courant de fuite très faible dans le cas d'un réseau électrique public sans dérangement. De plus, les onduleurs STP 5000TL-20, STP 6000TL-20, STP 7000TL-20, STP 8000TL-20, STP 9000TL-20, STP 10000TL-20 et STP 12000TL-20 peuvent être mis en marche avec un procédé de réglage spécial qui réduit le courant de fuite dû au service.

Chaque onduleur doit être raccordé au réseau électrique public par le biais d'un dispositif à courant différentiel résiduel externe (Residual Current Device) qui lui est propre.

En cas d'utilisation d'un dispositif à courant différentiel résiduel externe de 30 mA, le seuil de déclenchement de la surveillance du courant de défaut de l'onduleur doit être réglé via les paramètres sur 30 mA au maximum (voir documentation de l'onduleur sous www.SMA-Solar.com). Ceci permet de garantir que la surveillance du courant de défaut interne de l'onduleur réagisse avant le dispositif à courant différentiel résiduel en cas de dysfonctionnement.

6 Compensation de courants de fuite capacitifs

La situation décrite dans les chapitres précédents en ce qui concerne la surveillance de courant différentiel résiduel dans l'onduleur est également applicable pour les surveillances de courant de défaut dans le câble d'injection. Les directives en vigueur sur le lieu de la mise en service peuvent éventuellement prescrire l'installation d'un dispositif à courant différentiel résiduel pour le réseau électrique public/le câble d'injection de l'installation photovoltaïque. En cas de mauvaises conditions climatiques, par exemple en cas de fortes pluies, la capacité de fuite du générateur photovoltaïque peut augmenter de telle sorte que le courant de fuite capacitif en résultant peut entraîner le déclenchement du dispositif à courant différentiel résiduel, même en l'absence de courant de défaut. Cela se produit très fréquemment avec des dispositifs à courant différentiel résiduel qui se déclenchent en cas de courant de défaut faible (par exemple de 30 mA).

Si le dispositif à courant différentiel résiduel est déclenché en raison d'un courant de fuite capacitif et n'est pas réactivé rapidement, cela peut entraîner une perte de rendement considérable.

En cas d'injection monophasée, l'utilisation d'un dispositif à courant différentiel résiduel à 4 pôles au lieu d'un dispositif à courant alternatif habituel à 2 pôles peut contribuer à améliorer considérablement cette situation par le biais d'un raccordement d'un condensateur externe. Le condensateur externe produit alors un courant de compensation qui réduit le courant de fuite capacitif d'un montant constant. Cela permet d'éviter un déclenchement précoce du dispositif à courant différentiel résiduel en raison des courants de fuite capacitifs et le rapport suivant se présente :

$$\text{Courant différentiel résiduel} = \text{courant de fuite} + \text{courant de défaut} - \text{courant de compensation}$$

Comportement de déclenchement d'un dispositif à courant différentiel résiduel

Les dispositifs à courant différentiel résiduel se rapportent toujours à un courant de défaut nominal. Une fois celui-ci atteint, ils doivent se déclencher.

Le seuil de réaction et la tolérance dépendent entre autres du type de dispositif à courant différentiel résiduel.

On différencie entre les types A, B et AC en fonction du courant de fonctionnement attendu.

Le seuil de réaction d'un dispositif à courant différentiel résiduel de type A possède généralement une plage de tolérance de +0 % /-50 %. Cela signifie que, par exemple, un dispositif à courant différentiel résiduel de $I_{\text{NOM}} = 30 \text{ mA}$ doit absolument réagir à partir d'un courant différentiel résiduel de 30 mA, mais qu'il ne doit pas réagir en dessous de 15 mA. Dans la pratique, il se déclenche donc toujours dans une plage située entre 15 mA et 30 mA.

Comportement de déclenchement avec courant de compensation

Le courant de compensation influe sur le comportement de déclenchement du dispositif à courant différentiel résiduel, comme cela est illustré à l'aide d'un exemple.

Exemple : dans le cas d'une installation photovoltaïque équipée d'un dispositif à courant différentiel résiduel du côté AC qui se déclenche à 30 mA, un courant de fuite capacitif de $I_k = 24 \text{ mA}$ est déclenché en cas de fortes pluies. Ce courant pourrait déclencher le dispositif à courant différentiel résiduel en cas normal.

À l'aide d'un courant de compensation de $I_{\text{comp}} = 13 \text{ mA}$, le courant différentiel résiduel efficace présent dans le dispositif à courant différentiel résiduel peut être réduit de ce montant et le courant de fuite en résultant comporte alors encore

$I_{\text{cap net}} = 24 \text{ mA} - 13 \text{ mA} = 11 \text{ mA}$. Cela permet d'empêcher un déclenchement du dispositif à courant différentiel résiduel en cas de courant de fuite dû à la pluie.

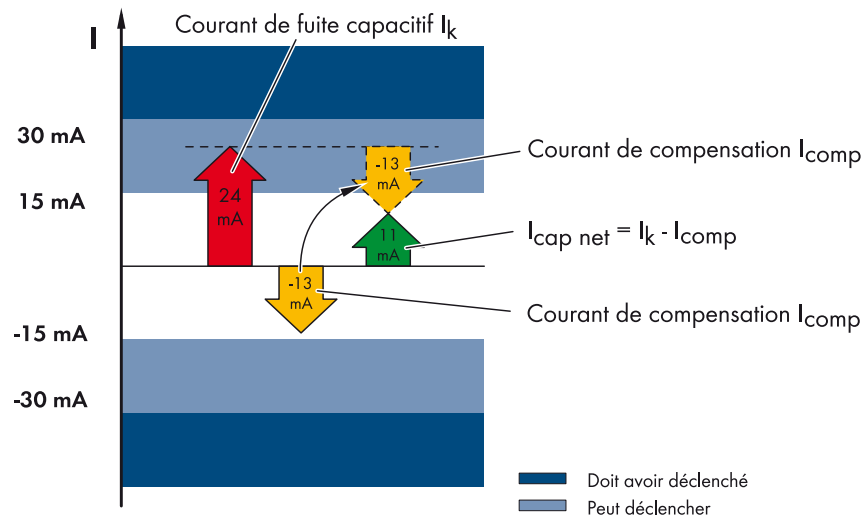


Figure 5 : Schéma comportement de déclenchement avec courant de compensation

Dimensionnement d'un condensateur de compensation

Lors du dimensionnement du condensateur, veillez à ce que le courant de compensation reste plus faible que le seuil de réaction inférieur, étant donné que le courant de compensation lui-même pourrait déclencher le dispositif à courant différentiel résiduel.

La capacité C_{comp} du condensateur de compensation est déterminée comme suit :

$$C_{\text{comp}} = I_{\text{comp}} / (U_{\text{réseau}} \times 2 \pi f)$$

avec

$$U_{\text{réseau}} = 230 \text{ V}$$

$$f = 50 \text{ Hz}$$

I_{comp} = courant de compensation souhaité

Si $I_{\text{comp}} < 15 \text{ mA}$ résulte en un condensateur avec une capacité maximum de $C_{\text{comp}} < 208 \text{ nF}$

La valeur standard la plus petite est utilisée ici avec $C_{\text{comp}} = 150 \text{ nF}$ (+/- 20 %) et un courant de compensation réel de $I_{\text{comp}} = 11 \text{ mA}$ (+/- 20 %)

Autres caractéristiques du condensateur :

- Type : classe X2
- Tension de crête d'impulsion en service $\geq 2,5 \text{ kV}$
- Tension nominale : au moins 230 V AC

Tableau de dimensionnement :

En cas de dispositifs à courant différentiel résiduel présentant des courants nominaux plus importants, il est aussi possible d'augmenter le courant de compensation en conséquence pour obtenir un écart encore plus important par rapport à un déclenchement involontaire par le biais de courants de fuite capacitifs.

| Dispositif à courant différentiel résiduel courant nominal | Seuil de réponse inférieur (-50 % Inom) | Capacité recommandée | Courant de compensation |
|--|---|----------------------|-------------------------|
| 30 mA | 15 mA | 150 nF | 11 mA |
| 50 mA | 25 mA | 330 nF | 24 mA |

i Efficacité du dispositif à courant différentiel résiduel

L'efficacité du dispositif à courant différentiel résiduel en cas d'apparition d'un courant de défaut réel est également garantie lors de l'application de ces mesures de compensation des courants de fuite.

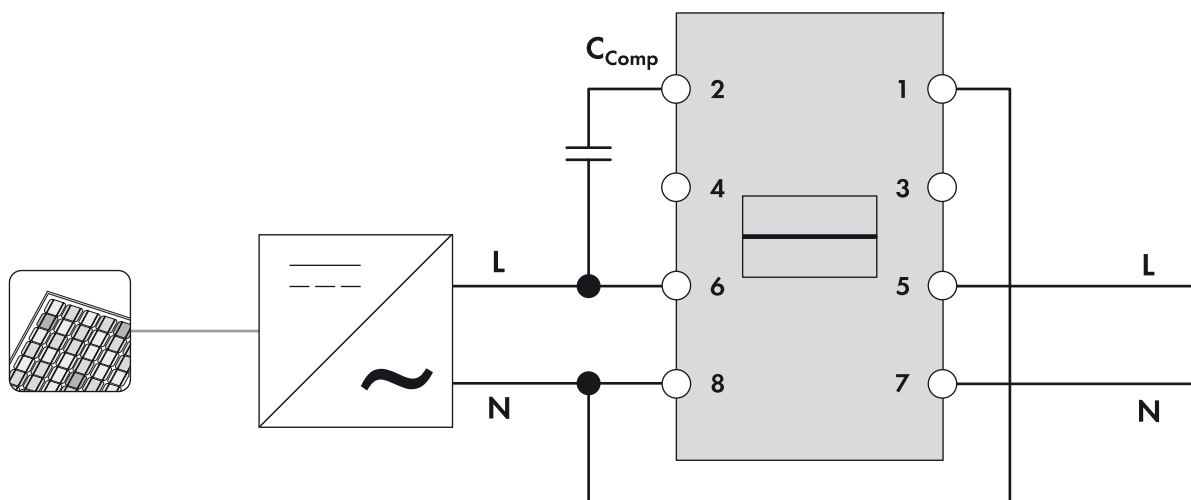
Raccordement du condensateur de courant de compensation au dispositif à courant différentiel résiduel

Figure 6 : Représentation schématique du raccordement d'un condensateur de courant de compensation au dispositif à courant différentiel résiduel

Conclusion

La compensation de courants de fuite selon la méthode décrite ci-dessus peut résoudre les problèmes de manière efficace pour les installations dans lesquelles un déclenchement d'un dispositif à courant différentiel résiduel peut survenir en cas de mauvaises conditions climatiques occasionnelles (par exemple fortes pluies) et réduire la fréquence des déclenchements, voire les éliminer complètement.

7 Liste de contrôle

Chaque installation photovoltaïque doit être contrôlée dès la phase de planification pour savoir si elle répond aux exigences mentionnées dans les chapitres précédents. En complément, nous vous recommandons les points de contrôle suivants :

Point de contrôle 1

Le panneau photovoltaïque concerné présente, en raison de ses propriétés physiques fondamentales, une capacité électrique élevée à la terre C_{PE} (laminé, face arrière en métal intégrée) ou une interruption de l'injection réseau en cas de pluie /condensation doit absolument être évitée. Mesurez la capacité critique à la terre :

1. Calculez la surface totale A d'un panneau photovoltaïque raccordé à un onduleur.
2. Identifiez la plus petite distance d entre les cellules photovoltaïques et une surface conductrice.
La surface conductrice peut, le cas échéant, ne l'être que temporairement (en cas de pluie ou de condensation par ex.). Pour la distance d, ce sont donc l'épaisseur de la couverture en verre en cas de pluie et l'épaisseur de l'isolation de la face arrière en cas de condensation matinale qui sont à prendre en compte.
3. Utilisez la formule de calcul avec ces valeurs (voir chapitre 1 « Comment est calculée la capacité d'un générateur photovoltaïque par rapport à la terre ? », page 2) et calculez la capacité

ou

4. Servez-vous du diagramme ci-dessous afin de contrôler si le point de fonctionnement identifié à partir de la surface A du panneau photovoltaïque et de la distance d à cette surface se situe au-dessus du seuil indiqué pour le type d'onduleur concerné.

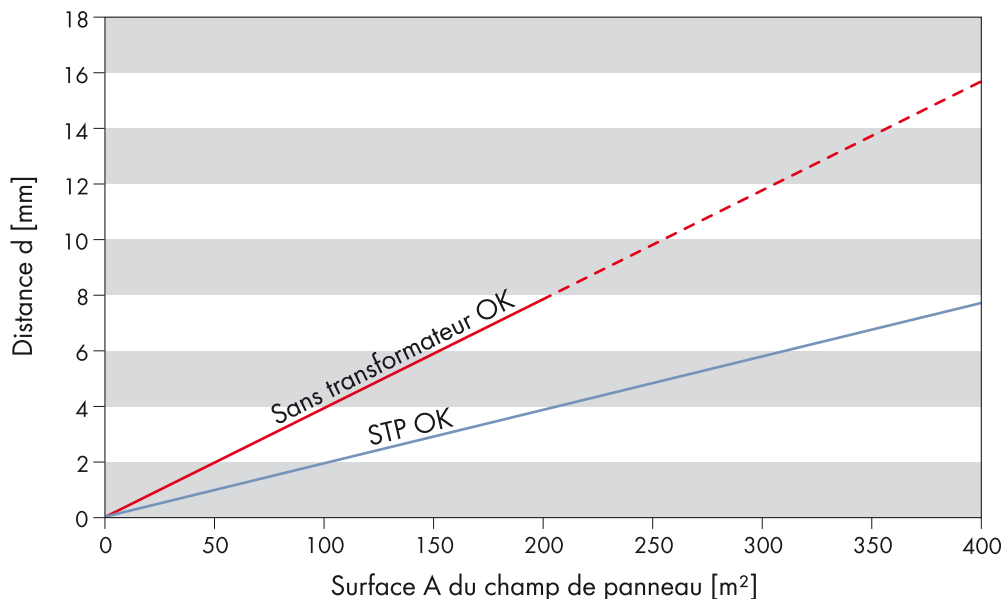


Figure 7 : Distance minimale des cellules photovoltaïques aux surfaces mises à la terre pour les onduleurs sans transformateur monophasés et triphasés. Le point de fonctionnement d'une installation photovoltaïque doit toujours être au-dessus du seuil limite indiqué.

Point de contrôle 2

Si la capacité à la terre C_{PE} atteint une valeur critique (Sunny Boy > 1 400 nF ; Sunny Tripower > 2 560 nF ou point de fonctionnement situé en dessous du seuil limite indiqué dans le diagramme), des mesures doivent être envisagées afin d'éviter les interruptions d'injection réseau :

- Compensation du dispositif à courant différentiel résiduel pour les installations à injection monophasée
- Utilisation d'un dispositif à courant différentiel résiduel externe à courant de fonctionnement plus élevé
- Utilisation d'un Sunny Tripower au lieu d'un Sunny Boy
- Répartition du générateur photovoltaïque en strings partiels plus petits
- Utilisation d'un onduleur avec transformateur

Point de contrôle 3

Veillez consulter le fabricant de panneaux photovoltaïques. Est-ce que des problèmes avec la capacité parasite sont déjà survenus ?

En cas de doute, il est vivement recommandé d'impliquer le fabricant de panneaux photovoltaïques dans le processus de conception. Ceci est en particulier valable lorsqu'un type de panneau photovoltaïque doit être exploité pour la première fois avec un onduleur sans transformateur.

Contact

www.SMA.de/en/Service

Tél. : +33 472 09 04 40