Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 82 (1991)

Heft: 10

Artikel: L'impact des caractéristiques d'onduleurs sur la production d'énergie par des installations photovoltaïques

Autor: Leidner, J. R. / Linton, W.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902964

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 13.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

L'impact des caractéristiques d'onduleurs sur la production d'énergie par des installations photovoltaïques

J.R. Leidner und W. Linton

Les onduleurs électriques associés avec une installation photovoltaïque doivent pouvoir inverser le courant dans une plage très étendue de puissances. Le rendement de la conversion électrique des onduleurs disponibles sur le marché varie avec la puissance électrique transférée à l'instant. L'article apporte une réponse à la question, dans quelle domaine des puissances est-il préférable d'apporter une amélioration aux rendements de l'onduleur afin d'améliorer le rendement dans son ensemble? L'étude montre qu'il est préférable de porter ses efforts sur le domaine des puissances élevées.

Wechselrichter für photovoltaische Anlagen sollen in der Lage sein, die Leistung der Solarzellen innerhalb eines grossen Leistungsbereiches umzusetzen. Innerhalb dieses Bereiches schwankt aber der Wirkungsgrad der Energieumsetzung beträchtlich. Der Artikel beantwortet die Frage, in welchem Teil des Leistungsbereiches Verbesserungen des Wirkungsgrades angestrebt werden sollen, um die Effizienz der gesamten Anlage zu erhöhen. Die Analyse der eingestrahlten Sonnenenergie zeigt klar, dass eine Verbesserung des Wirkungsgrades im Bereich hoher Leistung den grössten Nutzen erzielt.

Adresses des auteurs
Jean-René Leidner, Chef des projets, Departement des énergies alternatives, Electrowatt Ingénieurs-Conseils S.A., Bellerivestr. 36, 8034 Zurich
William Linton, directeur, Lintech, Chalet La Godille, 1885 Chesières

Avant-propos

Le convertisseur de courant, ou onduleur, est un composant essentiel de toute installation photovoltaïque couplée à un réseau de puissance ou de distribution d'énergie électrique. Etant donné que les générateurs photovoltaïques ne produisent que du courant continu, l'onduleur fait également partie intégrante des systèmes électriques qui sont isolés d'un réseau de distribution et dont les utilisateurs d'énergie requièrent toutefois aussi du courant alternatif.

Or, les installations photovoltaïques de production d'énergie électrique sont de jour en jour plus répandues, tant en Suisse que dans les pays en développement, que ce soient des installations de type résidentiel ou de véritables centrales de production d'énergie. Dans tous ces cas d'application, l'onduleur est un composant indispensable, dont le développement dans le cas de l'application photovoltaïque est plutôt récent.

Le principe de fonctionnement de l'onduleur est connu pour d'autres cas d'application, notamment pour la commande de moteurs électriques ou pour des alimentations non-interruptibles. En plus d'onduleurs basés sur des circuits connus, certains développements propres à l'application photovoltaïque ont également été entrepris (voir p. ex.: [1], [2] et [3]).

Dans tous les cas, les onduleurs présentent un rendement qui varie avec la charge appliquée. La charge appliquée varie tant avec la puissance requise à la sortie qu'avec la puissance disponible à l'entrée. Lorsqu'un onduleur est connecté à un réseau «fort», la charge à laquelle est soumis un onduleur dépend alors en premier lieu de la puissance fournie à son entrée, c'est-à-dire du niveau d'ensoleillement instantané sur les panneaux photovoltaïques. Habituellement, on estime qu'il est important d'assurer un bon rendement des onduleurs à charge réduite, étant donné que les conditions météorologiques prévalant en Europe centrale ne permettent que rarement d'atteindre un niveau d'ensoleillement maximum, équivalent à un niveau de charge élevé pour l'onduleur.

La caractéristique d'un onduleur, soit l'évolution de son rendement avec la puissance fournie, se présente généralement sous la forme d'une courbe partant de 0 (le rendement est nul pour une puissance nulle du générateur photovoltaïque). La courbe peut ensuite être décomposée, pour les besoins de la description, en deux parties. Dans la première, le rendement croît plus ou moins rapidement jusqu'à des valeurs proches de 90% pour des valeurs de charge correspondant à 40% de la charge nominale. Dans la deuxième partie (soit, à partir de 40% environ), cette valeur reste plus ou moins constante jusqu'aux valeurs maximales de puissance. Suivant le type d'onduleur, il se peut même que le rendement diminue à nouveau à des niveaux de puissance voisins de la charge nominale de l'onduleur. La croissance plus ou moins rapide du rendement, la valeur maximale atteinte ainsi que l'évolution jusqu'à la puissance nominale de l'onduleur et au-delà de celle-ci sont influencées par la technologie et les types de circuits utilisés pour la fabrication de l'onduleur.

Cet article a pour objet de présenter les résultats d'une étude réalisée sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie. Cette étude devait justement permettre de déterminer la région de la courbe caractéristique où il serait opportun de vouloir optimiser les performances. L'étude a été réalisée pour trois types de climat: celui du plateau Suisse, caractérisé par les données météorologiques de Kloten, celui des Alpes, caractérisé par les données météorologiques de Davos, et finalement celui du

sud des Alpes, sur la base des données de Locarno.

L'étude se base sur des calculs effectués à l'aide d'un modèle de simulation d'installations photovoltaïques «Photosim». Les paramètres requis par le modèle sont les données météorologiques d'un site de référence, d'une part, et les caractéristiques techniques de l'installation, d'autre part. Bien que les calculs aient été effectués pour une installation de 2 kW, les résultats peuvent néanmoins être étendus à une installation de tout autre dimension.

Caractéristiques des circuits d'onduleurs

Concernant les convertisseurs traditionnels, on connaît principalement deux types de circuits d'onduleurs: les circuits asservis au réseau ainsi que les circuits à commutation propre.

Les circuits asservis au réseau font appel au courant du réseau pour la commutation d'un pont de thyristors. Du fait même que le courant pour la commutation est pris sur le réseau, la puissance fournie par ces onduleurs est inductive. (L'angle φ dans l'expression $P = U \cdot I \cdot |\cos\varphi|$ vaut entre 150 et 130 degrés, ce qui entraîne pour $|\cos\varphi|$ des valeurs comprises entre 0,87 et 0,65).

Etant donné que ces circuits présentent une inductance à l'entrée pour stabiliser le courant, on dit que ces onduleurs représentent une source de courant (le réseau voit l'installation photovoltaïque comme une source de courant [4]). Les avantages et inconvénients de ces onduleurs sont résumés brièvement ci-dessous

avantages:
- robustes, simples
  éléments de base (thyristors) bons marchés
- mise hors circuit immédiate lors d'une coupure du réseau

inconvénients:
- ne peuvent fonctionner sur un système isolé (nécessité d'un réseau pour la commutation)
- puissance réactive
- présence d'harmoniques de courant d'ordre k = 1, 5, 7, etc. d'amplitude 1/k.

Le deuxième type de convertisseur, soit l'onduleur à commutation propre, comprend un circuit de commande pour la commutation d'un pont de transistors. Dans ce cas, étant donné que la commutation provient d'un circuit propre de commande, la valeur de $|\cos\varphi|$ est proche de 1, l'angle φ peut même être gradué à volonté entre des puissances légèrement inductives et des puissances légèrement capacitives.

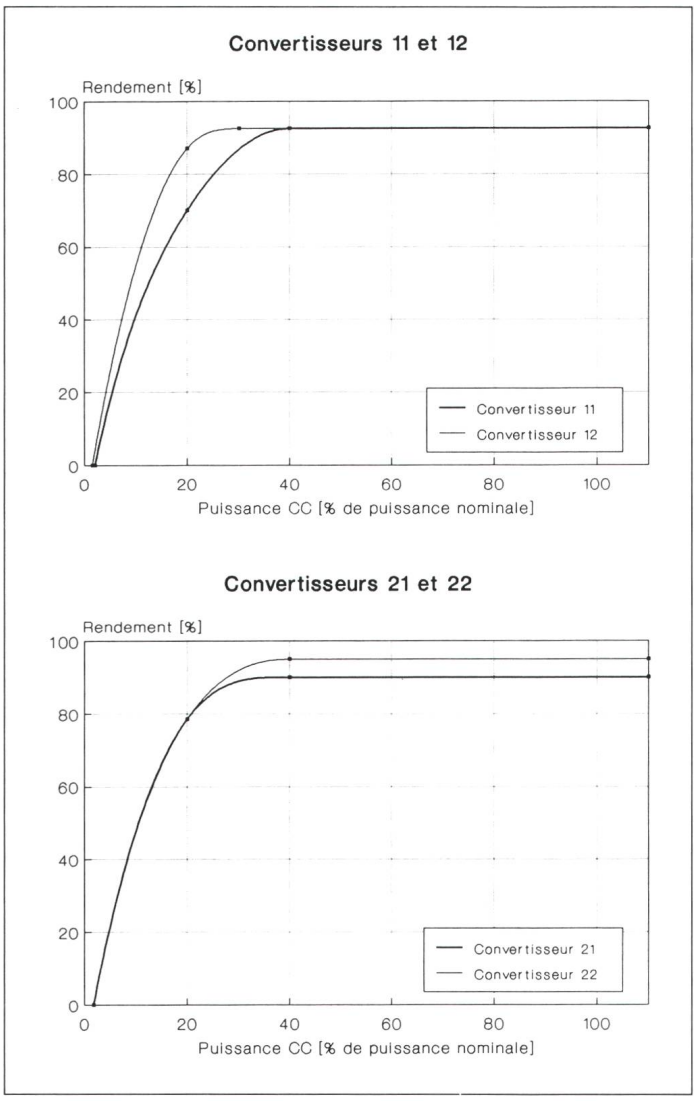
Ici, l'onduleur est muni d'une capacité à l'entrée qui stabilise la tension. De ce fait, le réseau voit le générateur photovoltaïque comme une source de tension. Afin de rapprocher la tension alternative rectangulaire produite par l'onduleur d'une forme sinusoïdale, il est possible de moduler la tension par des impulsions à largeur variable (PWM) et de filtrer ensuite la série des impulsions pour obtenir une forme sinusoïdale.

Les avantages et inconvénients sont à nouveau:

avantages:
- contrôle des harmoniques
- $|\cos\varphi \cong 1|$

inconvénients:
- circuit plus complexe et coûteux
- transistors plus délicats
- ne réagit pas à priori à la mise hors service du réseau.

Figur 1
Caractéristiques d'onduleurs



Ces deux circuits de base font l'objet d'améliorations avec divers circuits annexes, notamment pour maintenir la tension de l'installation au point de puissance maximale, pour la séparer du réseau de puissance de manière galvanique au moyen d'un transformateur à haute fréquence, pour réduire les harmoniques de courant dans le cas d'onduleurs asservis, etc.

D'autres développements propres au domaine photovoltaïque ne se basent pas sur des circuits dits «traditionnels». Nous citerons juste à titre d'exemple le circuit développé au Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Freiburg im Breisgau), avec lequel on commute des séries de panneaux pour faire alterner la tension [5].

Pour revenir aux circuits «traditionnels», plusieurs caractéristiques d'onduleurs «typiques» ont été définies pour les fins de cette étude, ces onduleurs «typiques» se rapprochant le plus possible de convertisseurs existant sur le marché. La figure 1 illustre les 4 convertisseurs considérés.

Dans la figure 1, nous ne considérons pas le rendement de l'onduleur en fonction de sa puissance à la sortie, mais de la puissance CC à l'entrée. Cette modification est rendue nécessaire pour les besoins ultérieurs de l'étude. La courbe ne part alors plus de 0, mais de la puissance minimale que doit fournir le générateur photovoltaïque avant que l'onduleur puisse entrer en service. Aussi, la courbe est étendue à 110% de la charge nominale puisqu'une puissance supérieure à l'entrée est requise pour obtenir la puissance nominale à la sortie, les rendements étant voisins de 90% dans cette région de la courbe. (Il se peut même que l'onduleur soit appelé à supporter des charges encore plus élevées pendant de courtes durées sous des conditions extrêmes de rayonnement et de température.) Du reste, l'aspect général de la courbe n'est pas grandement altéré par ce changement d'axe.

Le premier couple de convertisseurs «typiques», dénommés convertisseurs 11 et 12, ont un même rendement (92,5%) dans la partie supérieure de la courbe (à partir de 40% de la puissance nominale). Cependant, dans la première partie de la courbe, le convertisseur 12 «amélioré» présente un rendement supérieur par rapport au convertisseur 11 «de base».

Les convertisseurs «typiques» 21 et 22 du deuxième couple ont une même pente dans la première partie de la courbe, toutefois le rendement dans la deuxième partie de la courbe est différent (90% pour l'onduleur 21 «de base» et 95% pour l'onduleur 22 «amélioré»).

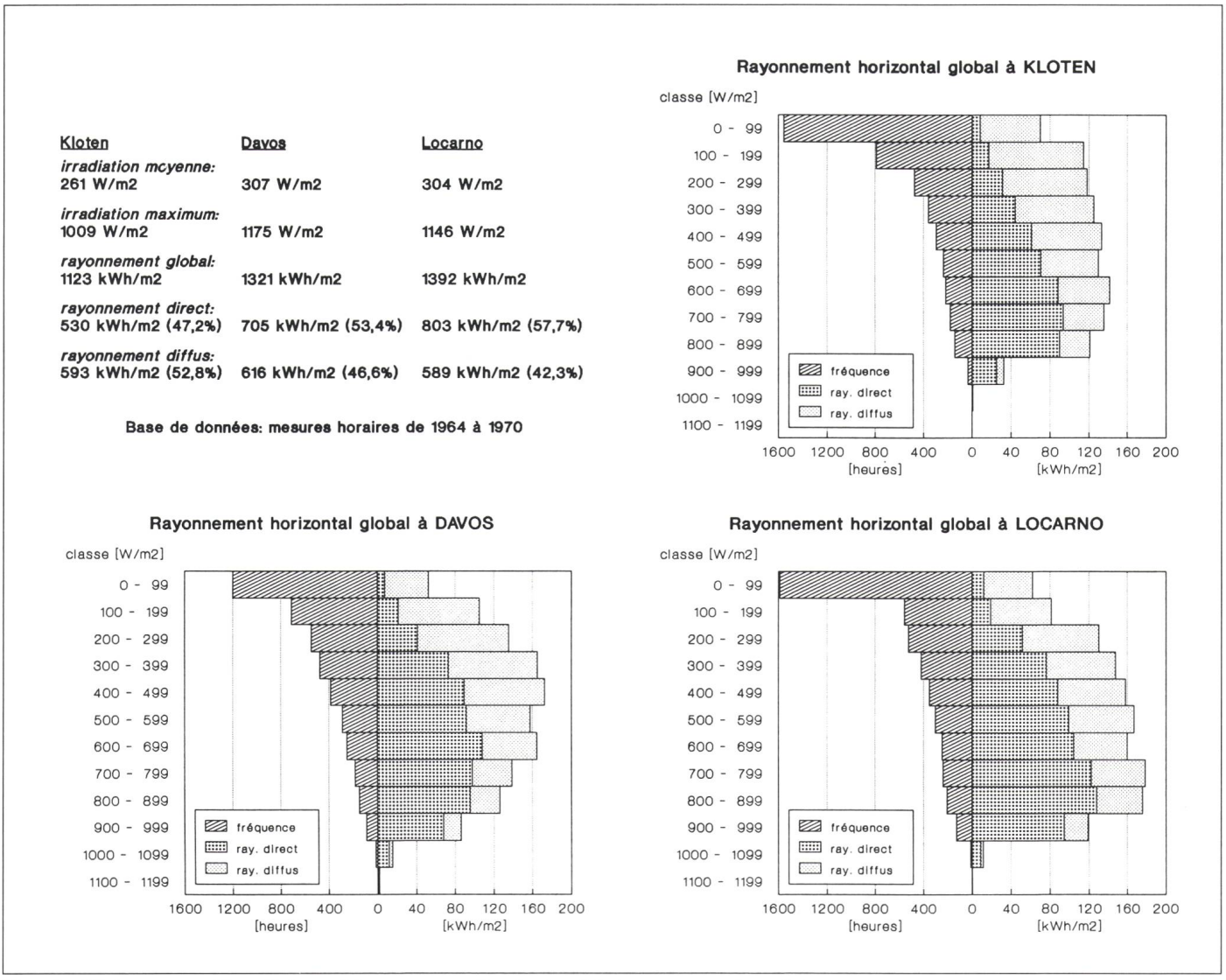
Afin de permettre des comparaisons entre ces onduleurs, les courbes caractéristiques ont été choisies de telle sorte que le rendement moyen de 0 à 110% de la charge nominale soit le même pour les onduleurs «de base» 11 et 21, soit 81,0%, ainsi que pour les onduleurs «améliorés» 12 et 22, soit 84,6%.

Données météorologiques

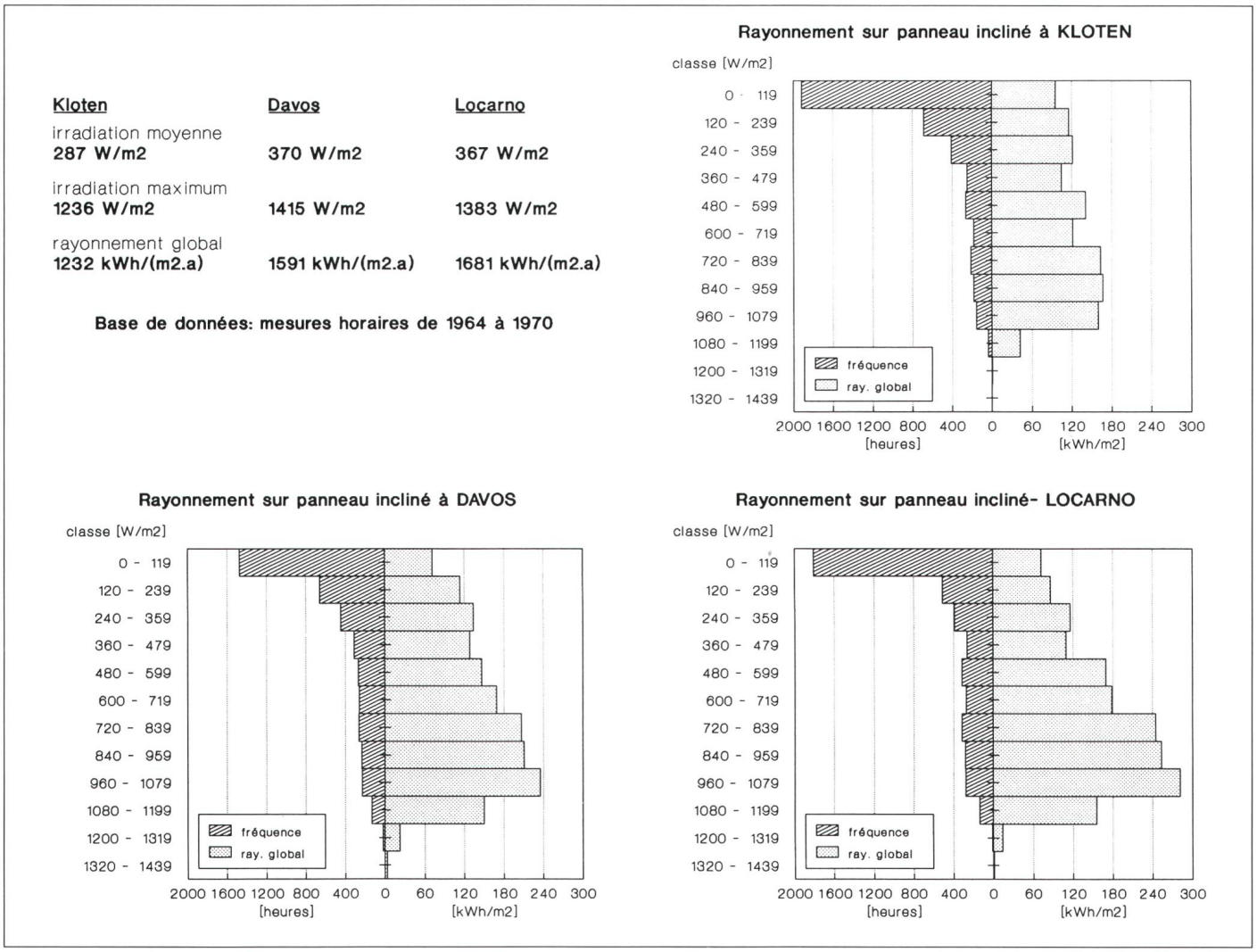
Les données météorologiques utilisées pour cette étude ont été mises à disposition par l'Institut Suisse de Météorologie à Zurich, et comprennent les moyennes horaires sur 7 ans (de 1964 à 1970 inclus) des mesures énumérées ci-dessous pour les stations de Kloten, Davos et Locarno:

- rayonnement solaire global sur plan horizontal (kWh/m^2)
- rayonnement solaire diffus sur plan horizontal (kWh/m^2)
- température de l'air (degrés Cent).

La figure 2 illustre les histogrammes établis sur la base de ces données. La largeur des classes est de 100 W/m^2. La valeur de chaque classe a été divisée par 7 afin d'obtenir l'histogramme de l'année moyenne sur les 7 ans.



Figur 2 Histogrammes d'irradiation solaire sur une surface horizontale (moyenne sur 1 année)



Figur 3 Histogrammes d'irradiation solaire sur une surface inclinée à 45 degrès (moyenne annuelle)

La partie gauche de chaque diagramme correspond à l'histogramme classique des fréquences d'occurrence de l'évènement (soit la somme dans chaque classe du nombre d'heures où la valeur du rayonnement se trouve dans la classe). C'est sur la base de cet histogramme que le calcul de l'irradiation moyenne de chaque lieu a été effectué, en divisant la somme du rayonnement sur 7 ans par le nombre d'heures enregistrées.

La partie droite de chaque diagramme est l'histogramme des rayonnements sur plan horizontal, où chaque barre est la somme énergétique des rayonnements (en kWh/m^2), pour autant que la puissance de l'irradiation se trouve dans la classe correspondante. Ainsi, la surface sous-tendue par l'ensemble des barres représente le rayonnement global sur une année. Comme les diagrammes des trois lieux sont établis sur la même échelle, les surfaces respectives des trois diagrammes sont comparables et illustrent l'énergie du rayonnement solaire à chaque station de mesure, selon la puissance de l'irradiation. Le rayonnement global horizontal annuel moyen est de 1123 kWh/m^2 à Kloten, 1321 kWh/m^2 à Davos et 1392 kWh/m^2 à Locarno.

Chaque barre a en outre été décomposée en deux parties: le rayonnement direct et le rayonnement diffus (la classification ayant été faite selon le rayonnement global). On remarque que le rayonnement diffus domine aux faibles intensités, par contre le direct est prépondérant aux intensités plus élevées. Sur les trois stations, c'est Locarno qui jouit de la plus grande proportion de rayonnement direct et Kloten qui a le plus de rayonnement diffus.

Transposition du rayonnement global sur le plan incliné

Le modèle de calcul «Photosim» est à même de transposer les données météorologiques d'un site de référence à tout autre site en Suisse en utilisant l'algorithme développé dans Météonorm [6]. Pour les besoins de l'étude toutefois, nous avons simulé des installations photovoltaïques aux endroits mêmes des sites de référence.

Le modèle permet ensuite de transposer l'irradiation solaire parvenant sur un plan horizontal (c'est celle-ci qui est habituellement mesurée) à celle qui parviendrait sur un plan d'orientation quelconque, en utilisant des algorithmes géométriques pour la composante directe et l'algorithme développé par Perez [7] pour la composante diffuse. La figure 3 illustre justement l'effet de la transposition des mesures horaires sur un plan incliné à 45 degrés et orienté au sud, placé aux latitudes respectives de Kloten, Davos et Locarno.

On a montré dans un autre article [8] l'effet de la transposition lorsqu'on ne tient compte que du rayonnement direct (en fait, du rayonnement solaire en l'absence d'atmosphère). On y remarque un déplacement du contenu éner-

gétique vers les valeurs élevées de l'irradiation incidente lorsqu'on élève un panneau de la position horizontale à une position inclinée voisine de la latitude du lieu, pour une orientation au sud (dans l'hémisphère nord) du panneau.

Cet effet est visible dans la figure 3. Plus le rayonnement direct est prépondérant (cas de Davos et encore plus de Locarno) et plus le contenu énergétique se déplace vers les hautes puissances d'irradiation. Cette constatation aura un effet direct sur le rendement global d'une installation photovoltaïque, selon la caractéristique de l'onduleur choisi.

Estimation de l'énergie électrique produite par une installation photovoltaïque

Estimation de l'énergie électrique en courant continu

Le modèle de simulation «Photosim» reprend le registre des valeurs horaires sur 7 ans de l'irradiation solaire sur un panneau incliné ainsi que de la température et, connaissant les caractéristiques des cellules utilisées, calcule l'énergie électrique en courant continu produite par un générateur photovoltaïque. Pour les besoins de l'étude, nous avons considéré le cas concret de 36 panneaux Arco M 55 assemblés en série par 3 douzaines, équivalant à un générateur de 2 kW opérant à 200 V.

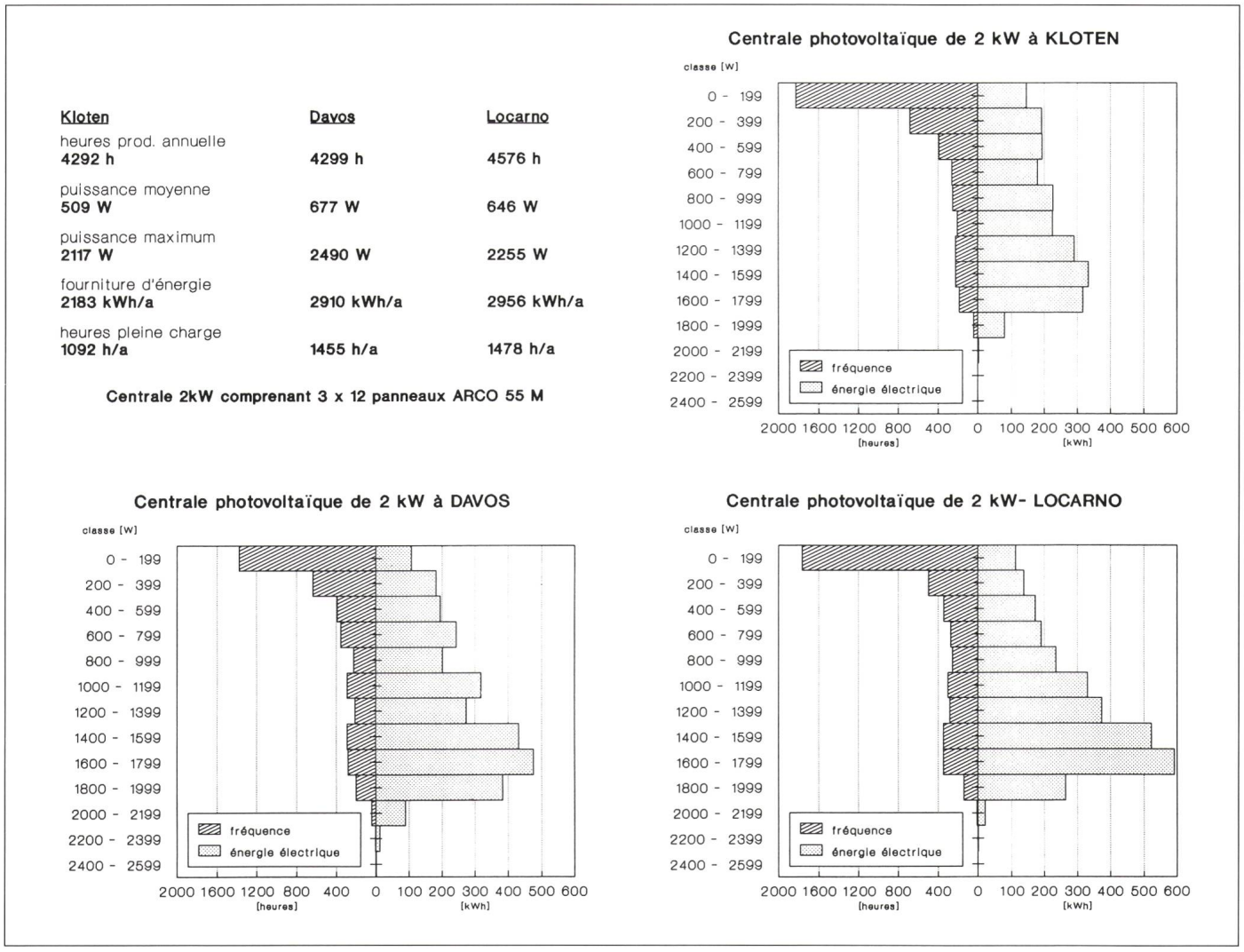
Les paramètres fournis au modèle de calcul sont donc

latitude du lieu:	47° 27' pour Kloten 46° 48' pour Davos 46° 10' pour Locarno
inclinaison des panneaux:	45°
azimut:	0°
horizon:	5° sur toute la circonférence
albédo:	0,2 pour tous les mois de l'année
algorithme de calcul:	MPP (point de puissance maximale)
panneaux:	Arco M 55, 3 rangées, chacune avec 12 panneaux en série
résistances:	valeurs habituelles pour fils de cuivre, diodes et contacts

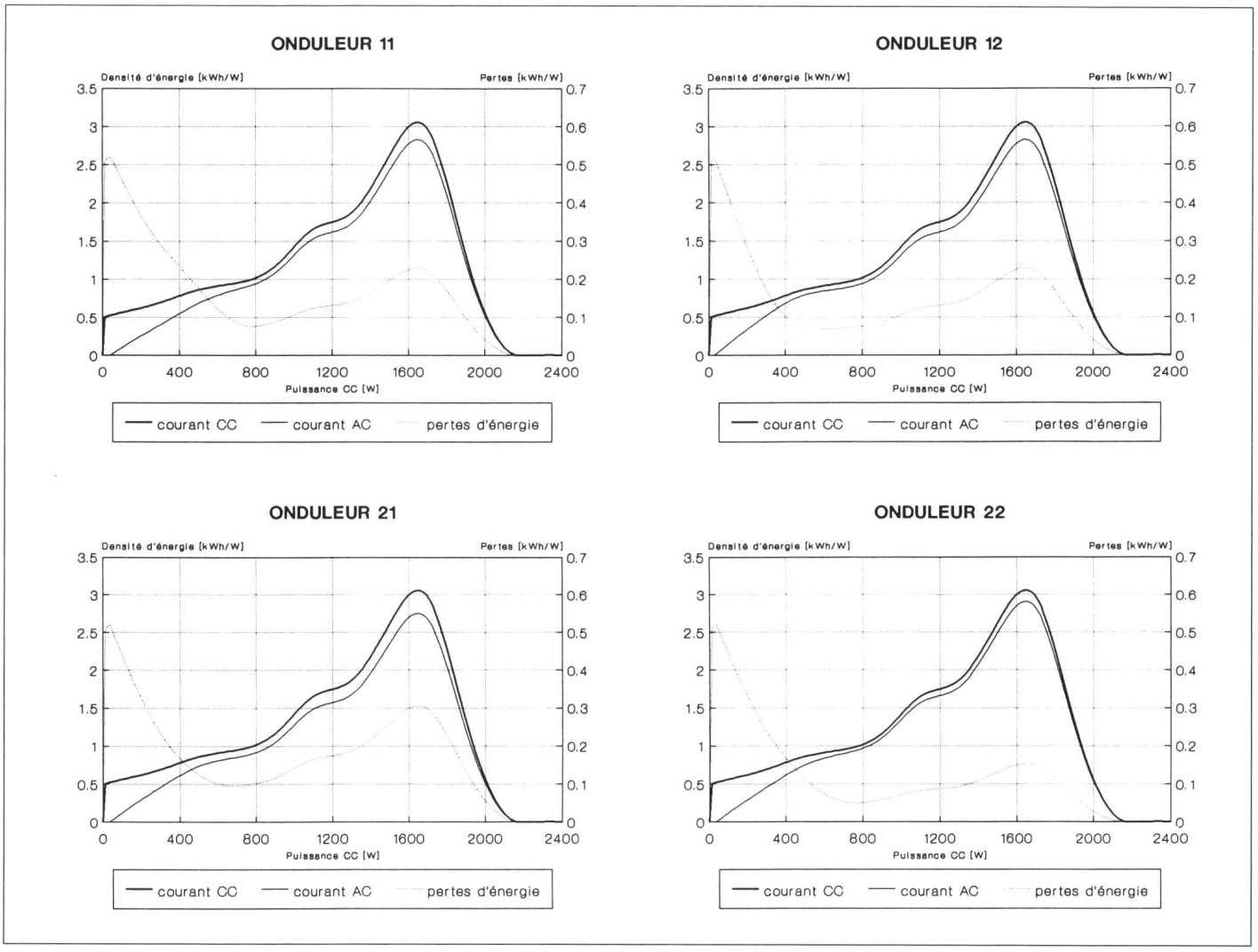
Le modèle calcule ensuite heure par heure la production d'énergie électrique du générateur, tout en tenant compte de la température ambiante (et par là-même de la température des cellules). Sur la base du registre des valeurs de l'énergie électrique produite [en kWh par heure], il est à nouveau possible d'obtenir l'histogramme de ces valeurs énergétiques, classées par classes de puissance fournie par le générateur. Pour l'installation de 2 kW, la largeur des classes choisies a été de 200 W. L'histogramme pour Kloten est illustré en figure 4.

Les calculs ultérieurs comprennent les pas suivants:

1. Chaque barre du diagramme des barres a été divisée par la largeur de la classe correspondante. L'histogramme résultant est donc celui de la densité d'énergie, en kWh/W. La surface sous-tendue par l'histogramme



Figur 4 Histogramme de la production d'énergie électrique (courant continu) d'une centrale PV



Figur 5 Performance de 4 onduleurs à Locarno

représente alors réellement l'énergie fournie par le générateur (ordonnée [kWh/W] · abscisse [W]).

2. Cet histogramme a été approximé par une courbe continue au moyen de la méthode dite des segments cubiques (en anglais: «free cubic splines»). Cette courbe continue représente la densité de distribution énergétique du générateur photovoltaïque à l'entrée de l'onduleur, soit avant les pertes provoquées par celui-ci.

La courbe en trait fort de la figure 5 représente justement cette densité de distribution.

Estimation de l'énergie électrique en courant alternatif

Afin de calculer l'énergie à la sortie de l'onduleur, il suffit de multiplier point par point la courbe de la densité de distribution de l'énergie électrique disponible en courant continu, par la courbe du rendement de l'onduleur. L'axe des abscisses de ces deux courbes doit représenter la même grandeur, soit, dans notre cas, la puissance CC (en W).

Les courbes des onduleurs de la figure 1 ont aussi été établies au moyen de l'algorithme des segments cubiques. Il est alors possible d'effectuer la multiplication point par point des deux courbes, soit de la densité de distribution énergétique par le rendement de l'onduleur. La courbe résultante est illustrée en trait fin dans les diagrammes de la figure 5. La résultante est bien entendu la densité de distribution énergétique de l'installation photovoltaïque à la sortie de l'onduleur.

La différence entre les deux densités de distribution énergétique de part et d'autre de l'onduleur représente les pertes de l'onduleur. La courbe des pertes apparaît également dans la figure 5 en traits pointillés. (Cette dernière courbe se rapporte à l'échelle de droite sur le diagramme.)

Finalement, l'intégrale de 0 à la puissance maximale de la densité de distribution énergétique à la sortie de l'onduleur est l'énergie annuelle en courant alternatif fournie par l'installation photovoltaïque (en kWh). La comparaison de ces différentes valeurs des intégrales nous permettra de quantifier les effets des différents convertisseurs de courant sur la production totale d'un même assemblage de panneaux photovoltaïques.

Discussion sur les rendements globaux des divers types d'onduleurs

Evaluation technique

Les résultats numériques de la figure 5 sont reproduits en tableau I. Bien que les calculs aient été entrepris sur la base d'un exemple concret de 2 kW, nous présentons les résultats pour le cas général (en % de l'énergie disponible en courant continu). En effet, le rendement global atteint par l'onduleur résulte de la pondération de la caractéristique de

	(l)	Kloten	Davos	Locarno
rendement de l'onduleur 11	81,0	83,2	86,7	87,2
rendement de l'onduleur 12	84,6	86,4	88,9	89,0
différence	3,6	3,2	2,3	1,9
amélioration (%)	4,4	3,8	2,6	2,2
rendement de l'onduleur 21	81,0	82,9	85,8	86,0
rendement de l'onduleur 22	84,6	86,7	89,9	90,3
différence	3,6	3,8	4,2	4,3
amélioration (%)	4,4	4,6	4,9	5,0

Tableau I Rendements énergétiques atteints par les différents types de convertisseurs de courant considérés, en % de l'énergie électrique en courant continu disponible à l'entrée de ceux-ci. Dans la colonne (l) sont indiquées les valeurs moyennes non pondérées de chaque onduleur, telles que présentées en section 2.

l'onduleur par la courbe de densité de distribution de l'énergie en courant continu. Or, cette dernière ne dépend pas de la puissance installée du générateur mais en premier lieu des conditions de rayonnement sur le panneau.

Dans les trois sites considérés, nous constatons une amélioration supérieure du rendement en partant de l'onduleur 21 et en le perfectionnant pour arriver à l'onduleur 22, qu'en partant de l'onduleur 11 pour atteindre l'onduleur 12. Pour une amélioration non-pondérée équivalente, il est donc préférable de tâcher d'améliorer un onduleur dans la deuxième partie de la courbe, vers les hautes puissances électriques, que dans la première partie.

Cette conclusion est une déduction directe du fait que les densités d'énergie (solaire/électrique) sont plus élevées aux valeurs élevées des puissances (solaires/électriques) qu'aux basses valeurs de puissance. Malgré le nombre prépondérant d'heures d'ensoleillement aux faibles puissances, l'énergie solaire reçue sur les panneaux photovoltaïques à ces puissances est plus faible qu'aux puissances plus élevées (voir figure 3).

Aussi avons-nous traité dans cette étude que le cas le plus fréquent rencontre dans la pratique, soit celui où les panneaux sont fixés avec une inclinaison optimale (l'angle de cette inclinaison est légèrement inférieur à celui de la latitude du lieu). Or, comme nous l'avons constaté ailleurs [8] et déjà rappelé en section 4, le spectre de la densité d'énergie solaire incidente sur un panneau varie avec l'inclinaison de celui-ci. Plus son inclinaison se rapproche de l'inclinaison optimale, plus les densités d'énergie du rayonnement se rapprochent des puissances élevées de l'irradiation.

Ce phénomène est d'autant plus marqué que le site jouit d'une plus forte proportion de rayonnement direct. La plus grande partie de l'énergie se concentre alors davantage sur les fortes puissances d'irradiation.

Ainsi, il est donc plus intéressant de porter ses efforts sur une amélioration aux puissances élevées plutôt que de chercher à améliorer le rendement d'un onduleur aux basses valeurs de puissance. Ceci peut se faire entre autres en améliorant la qualité des circuits et de leurs composants et par un choix d'éléments minimisant les pertes aux commutations. Afin d'évaluer quel effort peut être consenti pour cette amélioration, nous allons procéder à une évaluation économique selon deux points de vue extrêmes.

Evaluation économique

L'évaluation économique sera entreprise selon deux méthodes. La première méthode déterminera les montants qui peuvent être libérés pour l'amélioration de l'onduleur en ne tenant compte que de critères commerciaux. La deuxième méthode, par contre, établira la plus-value que peut admettre un onduleur sans pour autant renchérir le courant produit par une installation photovoltaïque, en tenant compte du surcroît de courant produit grâce à l'amélioration apportée à l'onduleur.

Selon la première méthode, nous examinerons quelle est la plus-value que peut admettre un onduleur, sachant que le courant produit par l'installation photovoltaïque est repris par le réseau au prix de 0,12 fr./kWh. Ce tarif correspond à un tarif des heures de pointe (la photoélectricité est en effet produite essentiellement aux heures de pointe). Le revenu additionnel sur plusieurs années provenant de l'onduleur amélioré peut être ramené à la valeur d'un certain capital à ce jour. Par exemple, le capital équivalant à un revenu annuel constant sur 20 ans escompté à 7% correspond à ce revenu multiplié par 10,59.

Nous examinerons l'effet de l'amélioration d'onduleurs pour des onduleurs de puissance nominale de 3, 10 et 100 kW. Ces onduleurs peuvent être obtenus sur le marché au prix de:

3 kW	6 300.– fr.
10 kW	26 000.– fr.
100 kW	230 000.– fr.

D'après la figure 4, nous savons que les heures équivalentes à pleine charge sont de 1092 h pour Kloten, 1455 h pour Davos et 1478 pour Locarno. Nous savons dès lors quelle est l'énergie électrique produite par des installations de chacune des trois dimensions ci-dessus à chaque endroit (i.e. multiplication de la puissance installée par le nombre d'heures à pleine charge). On peut alors calculer quelle est l'énergie additionnelle obtenue par l'amélioration considérée en utilisant les chiffres du tableau I, quel est le revenu additionnel (à 12 centimes/kWh) et à quel montant actuel il correspond. Un acheteur ne devrait alors pas être disposé à dépenser

Plus-value des onduleurs	puiss. nom. (kW)	Kloten		Davos		Locarno	
		fr.	%	fr.	%	fr.	%
amélioration	3	133	2,1	127	2,0	106	1,7
du type 11	10	442	1,7	423	1,6	353	1,4
au type 12	100	4424	1,9	4233	1,8	3532	1,5
amélioration	3	158	2,5	231	3,7	242	3,9
du type 21	10	527	2,0	771	3,0	808	3,1
au type 22	100	5270	2,3	7708	3,4	8080	3,5

Tableau II Plus-value que peuvent prendre des onduleurs selon les améliorations qui leur sont apportées et selon le site prévu de leur implantation, tout en gardant 12 centimes pour chaque kWh additionnel. Les valeurs en % se rapportent au prix de revient d'onduleurs de la taille correspondante, selon les chiffres indiqués au paragraphe précédent.

Plus-value des onduleurs	puiss. nom. (kW)	Kloten		Davos		Locarno	
		fr.	%	fr.	%	fr.	%
amélioration	3	1436	22,8	1031	16,4	846	13,4
du type 11	10	4785	18,4	3435	13,2	2820	10,9
au type 12	100	47850	20,8	34350	14,9	28200	12,3
amélioration	3	1710	27,1	1877	29,8	1935	30,7
du type 21	10	5700	21,9	6255	24,1	6450	24,8
au type 22	100	57000	24,8	62550	27,2	64500	28,0

Tableau 3 Plus-value que peuvent prendre des onduleurs selon les améliorations qui leur sont apportées et selon le site prévu de leur implantation, tout en maintenant les coûts de production du kWh au même niveau. Les valeurs en % se rapportent au prix de revient d'onduleurs de la taille correspondante.

plus que cette plus-value pour un onduleur amélioré, à moins d'être disposé à subir des pertes. De même, un fabricant ne devrait pas consacrer plus d'argent que la plus-value, à moins d'être disposé à sacrifier sur ses marges.

Les montants des plus-values sont illustrés dans le tableau II.

En résumé, un onduleur ne peut voir son prix augmenter que de 2% à Kloten et 4% à Locarno pour qu'un acheteur informé soit toujours disposé à l'échanger contre le modèle de base.

Selon la deuxième méthode d'évaluation, nous examinerons la plus-value d'un onduleur par rapport au coût global d'une installation photovoltaïque. Sachant que le prix du marché actuel des cellules photovoltaïques est de 7.– fr./W et que, selon l'importance de l'installation, ce poste à lui tout seul représente les 35 à 50% de l'investissement dans une installation photovoltaïque, on peut estimer le coût d'installations photovoltaïques complètes à 15000 fr./kW installé. Si le courant produit devait être maintenu au même coût de production, tout pourcentage d'accroissement de la production peut tout au plus être accompagné du même pourcentage d'accroissement du coût d'installation (on néglige en première approximation tous les autres frais d'opération et d'entretien). Ceci nous amène au tableau suivant pour la plus-value qui peut être accordée aux onduleurs, tout en maintenant les coûts de production électrique au même niveau (voir tableau III).

Selon le point de vue considéré, la plus-value d'un onduleur de 3 kW placé à Locarno se situe entre 242 et 1935 fr. Sans entrer dans les arguments détaillés, il y a toutefois lieu de remarquer que le courant électrique produit par une installation photovoltaïque a une valeur intrinsèque supérieure aux 12 centimes reconnus commercialement. D'un autre côté, force est de constater que les coûts d'une installation photovoltaïque ont un grand potentiel de réduction. La plus-value d'onduleurs améliorés se situe donc bien entre ces deux extrêmes.

En conclusion, il s'avère qu'il est plus justifié de tenter une amélioration des rendements de convertisseurs dans la région des puissances élevées que dans la région des faibles puissances. Aussi, les efforts financiers qui peuvent être consentis pour cette amélioration sont relativement limités.

Références

[1] *F. Jenni, M. Meyer* und *Th. Weber*: Der Hybridwechselrichter – ein Konzept für hohen Wirkungsgrad bei geringen Netzrückwirkungen. Bulletin SEV/VSE 80(1989)16, 19 août.

[2] *P. Toggweiler:* Neuer Wechselrichter für dezentrale Solarzellenanlagen im Netzverbund. Bulletin SEV/VSE 80(1989)16, 19 août.

[3] *Rolf Hotopp:* Photovoltaikspezifische Eigenschaften von Wechselrichtern. Erste Messergebnisse von der Photovoltaikanlage Kobern-Gondorf, Bundesrepublik Deutschland. SOFAS Fachtagung, 20. Januar 1990, ETH Zürich.

[4] *E.T. Schönholzer:* Wechselrichter für Photovoltaikanlagen mit Netzverbund. Bulletin SEV/VSE 79(1988)23, 3 décembre.

[5] *Jürgen Schmid*: Photovoltaisches Wechselstromsystem für die Energieversorgung. Elektrotechnische Zeitschrift etz, Bd. 108 (1987) H. 22, S. 1076...1079, vde-Verlag GmbH.

[6] Meteonorm, Theorie für den Solarplaner. Office fédéral de l'énergie, 1985.

[7] *Richard Perez, Robert Seals, Pierre Ineichen, Ronald Stewart, David Menicucci*: A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. Solar Energy, Vol. 39, No. 3, pp 221...231, 1987.

[8] *Jean-René Leidner:* Considérations sur l'ensoleillement d'une surface inclinée fixe. SSES Sonnenenergie/Energie solaire, avril 1990.