

Avec le soutien de



Manuel, 30.11.2023

# Photovoltaïque bifacial vertical



source : <https://doi.org/10.24451/arbor.21130> | downloaded : 3.5.2024

**Auteurs**

Matthias Hùgi, Berner Fachhochschule BFH

Christof Bucher, Berner Fachhochschule BFH

Source d'images :

© Flims Electric AG, REECH AG GEMINUS.90°

La présente étude a été élaborée pour le compte de SuisseEnergie.

La responsabilité du contenu incombe exclusivement aux auteurs.

# Table des matières

1	Table des abréviations	3
2	Introduction	4
3	Principes de base	4
	3.1 Modules bifaciaux verticaux	4
	3.2 Orientation et horizon	5
	3.3 Angle d'ombrage / distance entre les rangées	5
	3.4 Albedo	6
	3.5 Rendement spécifique	7
	3.6 Rendement par surface	7
	3.7 Période d'observation	7
	3.8 Rapport de dimensionnement	7
	3.9 Graphiques de dimensionnement	8
4	Graphiques de dimensionnement	9
	4.1 Déroulement de la production d'énergie	10
	4.1.1 Installation sur le Plateau	10
	4.1.2 Installation alpine	11
	4.2 Rendement spécifique	12
	4.2.1 Installation sur le Plateau	12
	4.2.2 Installation alpine	13
	4.3 Rendement par surface	14
	4.3.1 Installation sur le Plateau	14
	4.3.2 Installation alpine	15
	4.4 Rendement spécifique vs rendement par surface	16
	4.4.1 Installation sur le Plateau	16
	4.4.2 Installation alpine	17
	4.5 Perte due à la limitation de puissance	18
	4.5.1 Installation sur le Plateau	18
	4.5.2 Installation alpine	19
	4.6 Évolution des pertes dues à la limitation de puissance	20
	4.6.1 Installation sur le Plateau	20
	4.6.2 Alpin	22
5	Conclusion	24
6	Table des illustrations	26
7	Liste des tableaux	26
8	Annexe	27
	8.1 Hypothèses / définitions	27
	8.1.1 Installation	27
	8.1.2 Site	27
	8.1.3 Module	31
	8.1.4 Surface de sol	32
	8.2 Méthodologie	33
	8.2.1 Création des graphiques de dimensionnement	33
	8.3 Autres graphiques relatifs à l'installation alpine	34
	8.3.1 Enseignements en matière de production d'énergie	34
	8.3.2 Rendement spécifique	35
	8.3.3 Rendement par surface	36
	8.3.4 Rendement spécifique vs rendement par surface	37
	8.3.5 Perte due à la limitation de puissance	38
	8.4 Autres graphiques relatifs à l'installation sur le Plateau	39
	8.4.1 Déroulement de la production d'énergie	39

8.4.2 Rendement spécifique	40
8.4.3 Rendement par surface	41
8.4.4 Rendement spécifique vs rendement par surface	42
8.4.5 Perte due à la limitation de puissance	43
9 Contrôle de version	44

# 1 Table des abréviations

Abréviation	Explication
AC	Alternating Current (courant alternatif)
RD	Rapport de dimensionnement
STC	Standard Test Conditions (conditions d'essai standard)
DC	Direct Current (courant continu)
PERC	Passivated Emitter and Rear Cell
LEne	Loi sur l'énergie

Caractère de la formule	Explication
$A_{PVA}$	Surface au sol de l'installation PV en $m^2$
$E_{AC}$	Production d'énergie AC de l'installation
$E_{surface}$	Rendement par surface en $kWh/m^2$
$E_{spéc}$	Production spécifique d'énergie en $kWh/kWp$
$P_{DC,STC}$	Puissance de module normalisée sous STC (puissance DC) en W. Seule la puissance de module de la face avant est prise en compte.
$P_{ond,nom}$	Puissance nominale de l'onduleur (puissance AC) en VA
$b$	Largeur des modules en m
$d$	Distance entre les rangées de modules en m
$l$	Longueur des modules en m
$\beta$	Inclinaison du module en degrés
$\gamma$	Angle d'ombrage en degrés
$kWp$	Unité de langage courant pour $P_{DC,STC}$ . Pour faciliter la compréhension, cette unité est utilisée.

## 2 Introduction

Depuis quelques années, on trouve de plus en plus de modules photovoltaïques (modules PV) bifaciaux sur le marché. Ceux-ci peuvent, selon la Figure 1, convertir la lumière en électricité à l'avant et à l'arrière. Pour permettre des applications spécifiques (notamment l'électricité hivernale sur les toits plats ou en montagne), ces modules peuvent être installés verticalement. Cependant, on ignore souvent les distances et les orientations requises par ces modules verticaux. Ces valeurs doivent donc être calculées pour chaque projet à l'aide de simulations complexes. L'influence des facteurs locaux sur l'installation (par exemple la neige, la réflexion du sol ou le brouillard hivernal) n'est généralement pas connue et doit également être déterminée à l'aide de simulations ou sur une base empirique. Ce guide a pour but de fournir une aide à la conception et au dimensionnement des installations PV verticales bifaciales en Suisse, tant sur le Plateau suisse qu'en montagne.

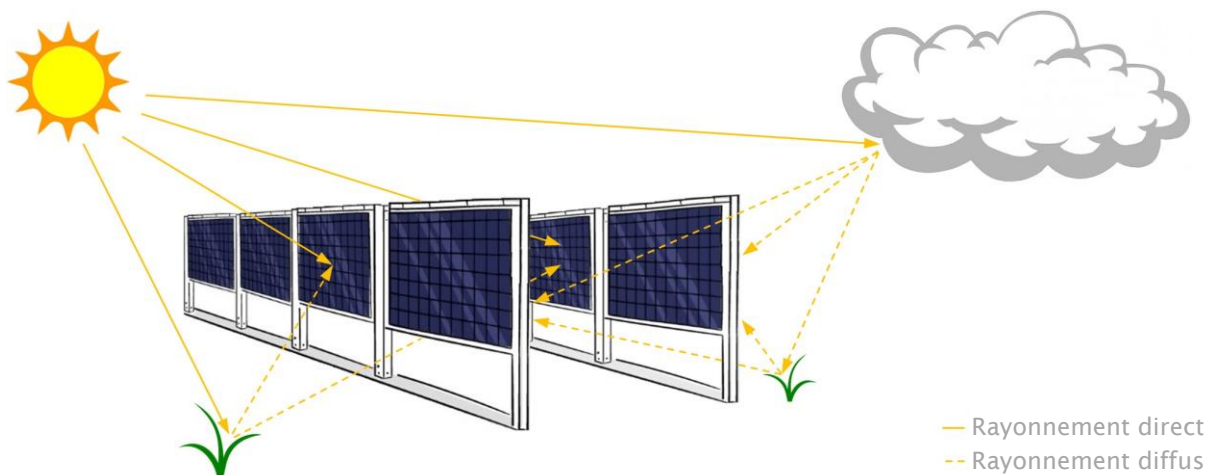


Figure 1 : Rayonnement sur des modules bifaciaux (source : Solarzaun GmbH)

## 3 Principes de base

### 3.1 Modules bifaciaux verticaux

Les modules bifaciaux transforment non seulement le rayonnement sur la face avant, mais aussi la lumière sur la face arrière en énergie électrique. Cela s'explique par l'utilisation de PERC ou d'autres cellules solaires modernes sur une surface arrière en verre, qui par surcroît n'a pas besoin d'être couverte en totalité par des contacts en aluminium. Ces caractéristiques permettent d'obtenir un rendement énergétique global supérieur à celui des modules verre-film. Les coûts supplémentaires des modules bifaciaux sont aujourd'hui faibles, raison pour laquelle ils sont parfois utilisés même lorsque le rayonnement arrière attendu est négligeable (par exemple pour les installations PV parallèles au toit).

L'angle d'inclinaison  $\beta$  des modules est toujours de  $90^\circ$  pour les installations bifaciales verticales.



#### Avantages

- Rendement hivernal élevé OU rendement élevé matin-soir
- Faible salissement
- Convient pour les toits végétalisés
- Efficaces en cas d'enneigement important
- Sans neige en hiver

#### Désavantages



- Surface plus importante requise en raison de la grande distance entre les rangées
- Exposition accrue au vent
- Peu esthétiques

### 3.2 Orientation et horizon

L'orientation des modules a pour conséquence que leur face arrière est plus ou moins exposée au rayonnement. Dans le cas d'une orientation vers le sud, c'est surtout une lumière diffuse qui atteint la face arrière ; dans le cas d'une autre orientation, le rayonnement est direct.

En cas d'orientation vers le sud, la course du soleil au cours de la journée est presque symétrique. L'horizon peut faire en sorte que le rayonnement du matin et celui du soir divergent. C'est le cas, par exemple, lorsqu'une chaîne de montagnes ou un bâtiment se trouve à l'est de l'installation. Afin de fournir des informations de dimensionnement qui soient indépendantes du lieu d'installation, les simulations du présent document ne prennent pas en considération le facteur horizon. Si l'on tenait compte de l'horizon, le rendement des premières heures de la matinée et des dernières heures de la soirée serait légèrement moindre.

### 3.3 Angle d'ombrage / distance entre les rangées

L'angle d'ombrage  $\gamma$  est une fonction de la distance entre les rangées  $d$  et de la hauteur du module. Si les modules sont placés horizontalement comme dans l'illustration ci-dessous, la hauteur des modules correspond à la largeur  $b$  des modules. Si les modules sont placés verticalement, la hauteur des modules correspond à la longueur  $l$  des modules. Plus les rangées de modules sont éloignées les unes des autres, plus l'angle d'ombrage est faible.

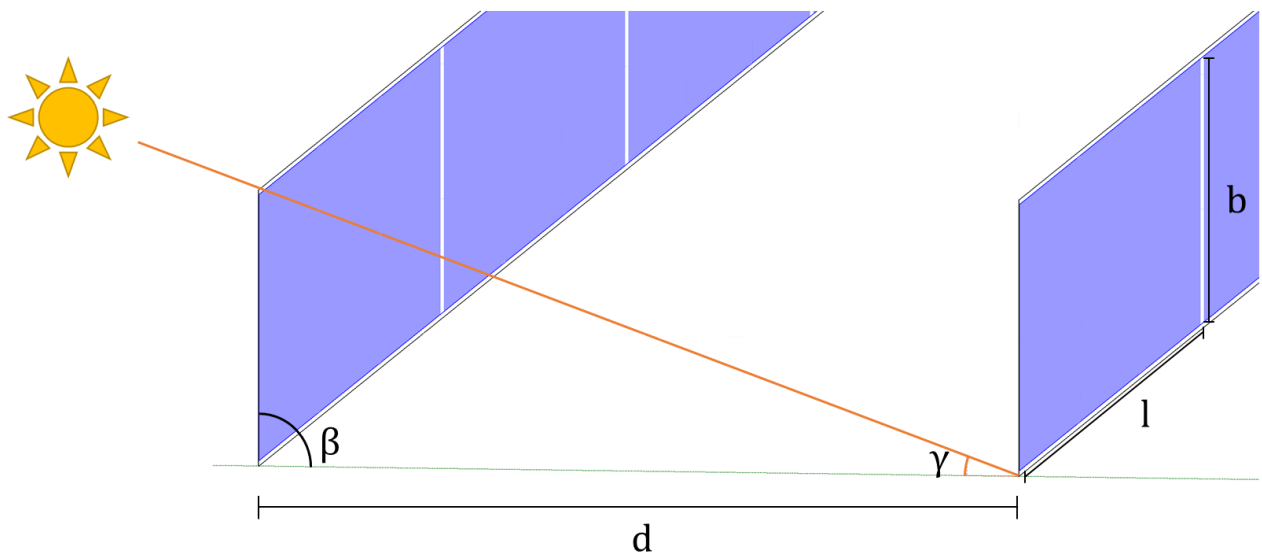


Figure 2 : Représentation graphique de l'angle d'ombrage / de la distance entre les rangées

Le calcul de l'angle d'ombrage repose sur la formule suivante :

$$\gamma = \text{atan}\left(\frac{b}{d}\right)$$

En conséquence, la distance entre les rangées se calcule comme suit :

$$d = \frac{b}{\tan(\gamma)}$$

Le Tableau 1 présente le calcul de la distance entre les rangées en fonction de l'angle d'ombrage.

Exemple : pour une hauteur de module de 1 m et un angle d'ombrage de 20°, la formule ci-dessus donne une distance entre les rangées de 2,75 m.

Angle d'ombrage en °	Distance entre les rangées en m	Angle d'ombrage en °	Distance entre les rangées en m
5	11,43	16	3,49
6	9,51	17	3,27
7	8,14	18	3,08
8	7,12	19	2,90
9	6,31	20	2,75
10	5,67	21	2,61
11	5,14	22	2,48
12	4,70	23	2,36
13	4,33	24	2,25
14	4,01	25	2,14
15	3,73		

Tableau 1 : Distance entre les rangées pour un angle d'ombrage donné et une hauteur de module de 1 m.

### 3.4 Albedo

L'albédo est la capacité de réflexion de surfaces non lumineuses et à réflexion diffuse telles que la neige ou l'herbe. Sa valeur varie entre 0 et 1. Le Tableau 2 présente des valeurs albédo typiques.

Matériau	Albedo
Herbe, gazon	0,15 - 0,25
Cultures agricoles	0,15 - 0,30
Forêts	0,05 - 0,20
Terrain de bruyère	0,10 - 0,25
Asphalte	0,15
Béton, propre	0,30
Béton, altéré	0,20
Manteau neigeux, nouveau	0,80 - 0,90
Manteau neigeux, vieux	0,45 - 0,70
Plan d'eau, angle d'incidence raide (>30°)	0,05 - 0,10
Plan d'eau, angle d'incidence plat (>10°)	0,10 - 0,20
Plan d'eau, angle d'incidence très plat (<10°)	0,20 - 0,80

Tableau 2 : Valeurs albédo typiques (source : Christof Bucher, Photovoltaikanlagen, Faktor Verlag, 2021).

Pour le Plateau, on admet dans les considérations qui suivent un albédo de 0,2 pour l'année entière. Dans les régions alpines, la valeur est portée à 0,8 pendant le semestre d'hiver. Pour les calculs spécifiques aux projets, il est recommandé de recourir aux valeurs mensuelles de l'albédo.



### 3.5 Rendement spécifique

Le rendement spécifique  $E_{spéc}$  se calcule à partir du rendement énergétique AC  $E_{AC}$  de l'installation en kWh et de la puissance normalisée du module sous STC (puissance DC,  $P_{DC,STC}$ ) en kWp.

$$E_{spéc} = \frac{E_{AC} (kWh)}{P_{DC,STC} (kWp)}$$

Le rendement spécifique est de l'ordre de 1000 kWh/kWp pour le Plateau. Dans les Alpes, cette valeur est de l'ordre de 1500 kWh/kWp en raison du rayonnement et de la réflexion plus élevés. La valeur dépend fortement de l'orientation, de l'inclinaison et éventuellement de l'ombrage des modules.

### 3.6 Rendement par surface

Le rendement par surface  $E_{surface}$  se calcule à partir du rendement énergétique AC  $E_{AC}$  de l'installation en kWh et de la surface au sol nécessaire pour une disposition donnée des modules en m<sup>2</sup>.

$$E_{surface} = \frac{E_{AC}(kWh)}{A_{PVA}(m^2)}$$

### 3.7 Période d'observation

Une installation verticale bifaciale orientée sud présente un rendement énergétique élevé, surtout pendant les mois d'hiver. C'est pourquoi, pour étudier l'orientation optimale d'une installation, on distingue l'année, le semestre d'été, le semestre d'hiver et les mois d'hiver. Le Tableau 3 énumère les mois qui font partie de chaque période d'observation.

Période d'observation	Mois
Année	janv. à déc.
Semestre d'été	avr. à sept.
Semestre d'hiver	oct. à mars
Hiver	janv., fév., déc.

Tableau 3 : Périodes d'observation

Pour la planification d'une installation selon l'article 71a de la loi sur l'énergie LEné, la période d'observation pertinente est le semestre d'hiver.

### 3.8 Rapport de dimensionnement

Le rapport de dimensionnement RD décrit le rapport entre la puissance de l'onduleur (puissance AC) en kVA et la puissance normalisée du module sous STC (puissance DC,  $P_{DC,STC}$ ) en kWp.

$$RD = \frac{P_{ond,nom} (kVA)}{P_{DC,STC} (kW)}$$

Il est utilisé pour exprimer un surdimensionnement ou un sous-dimensionnement de l'onduleur.

### 3.9 Graphiques de dimensionnement

Dans ce manuel, des résultats génériques sont précalculés pour un site du Plateau et un site alpin (voir annexe). Ces résultats sont présentés au chapitre 4. Ils comprennent :

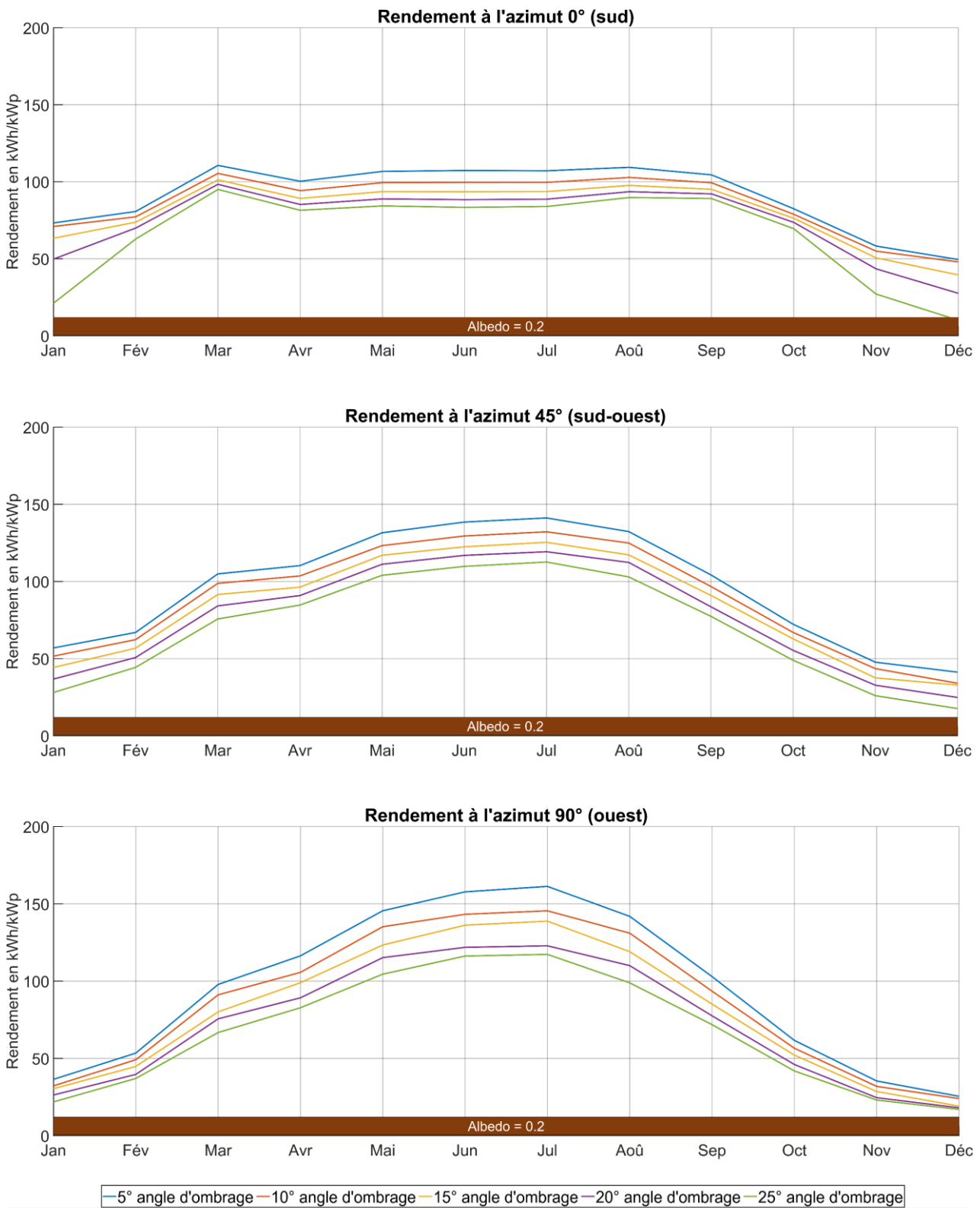
- le rendement énergétique mensuel en fonction de l'orientation et de l'espacement des rangées de modules PV ;
- le rendement, aussi bien spécifiquement par kWp que par surface ;
- les pertes mensuelles dues au surdimensionnement des modules PV (sous-dimensionnement de l'onduleur) en fonction de l'espacement des rangées et de l'orientation.

Pour une présentation plus claire, seuls les graphiques les plus importants sont illustrés dans le chapitre 4. Les graphiques relatifs aux orientations  $-45^\circ$  et  $-90^\circ$  sont présentés en annexe.

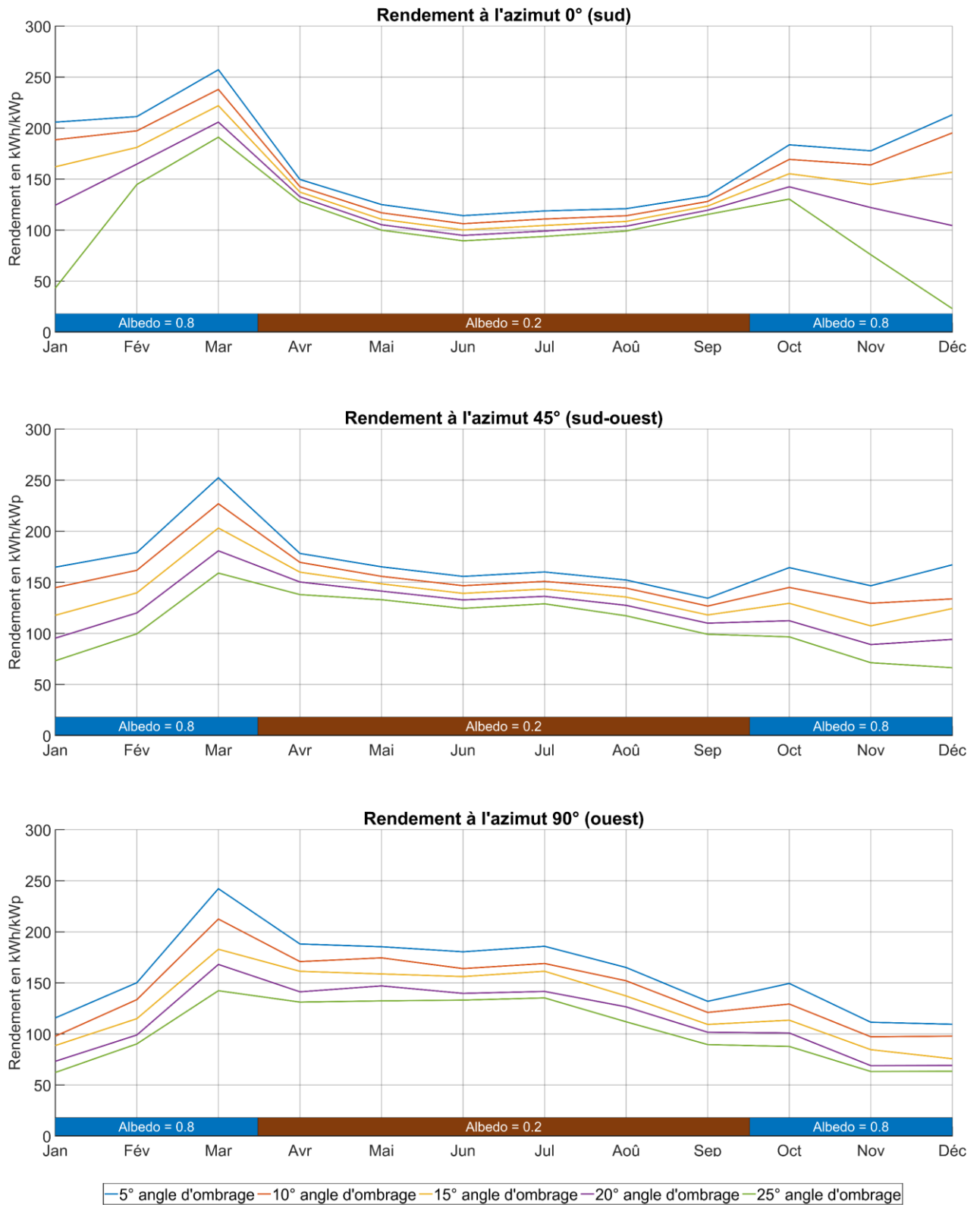
## 4 Graphiques de dimensionnement

## 4.1 Déroulement de la production d'énergie

### 4.1.1 Installation sur le Plateau



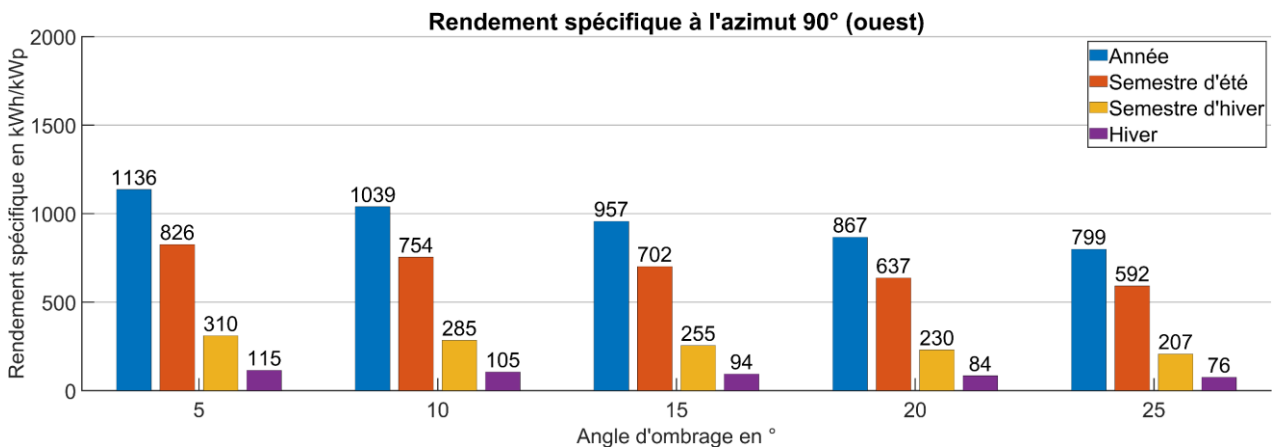
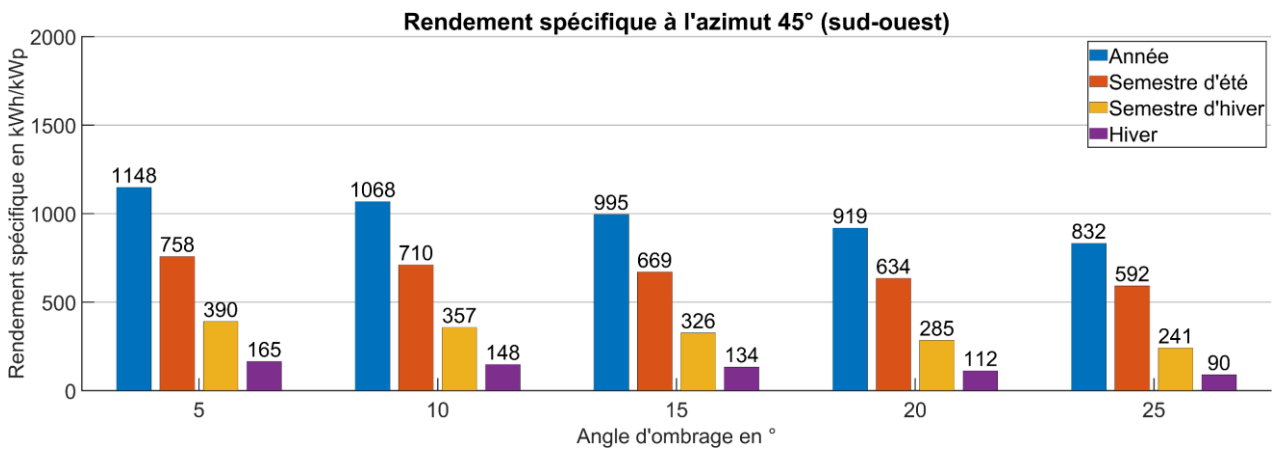
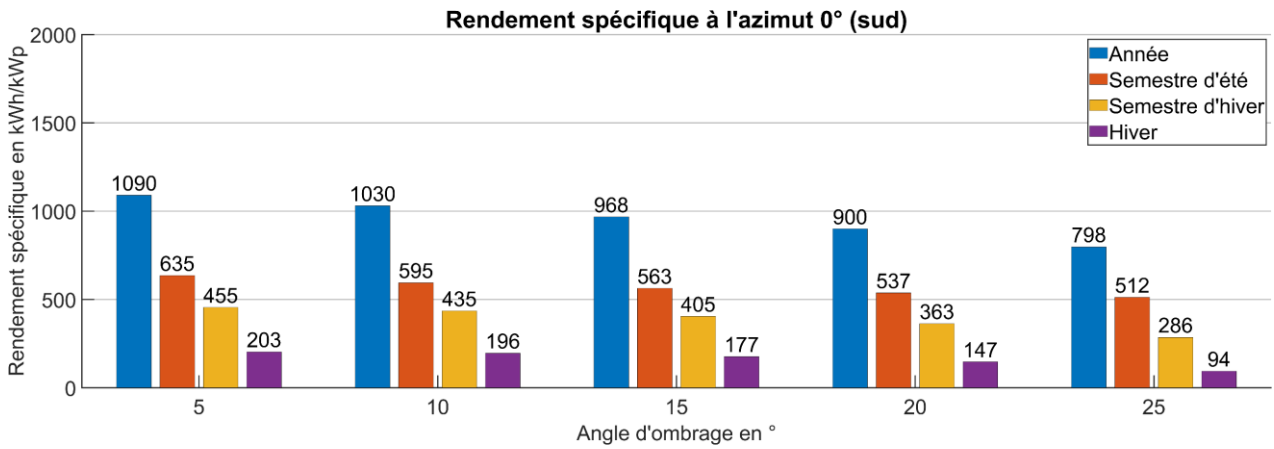
#### 4.1.2 Installation alpine



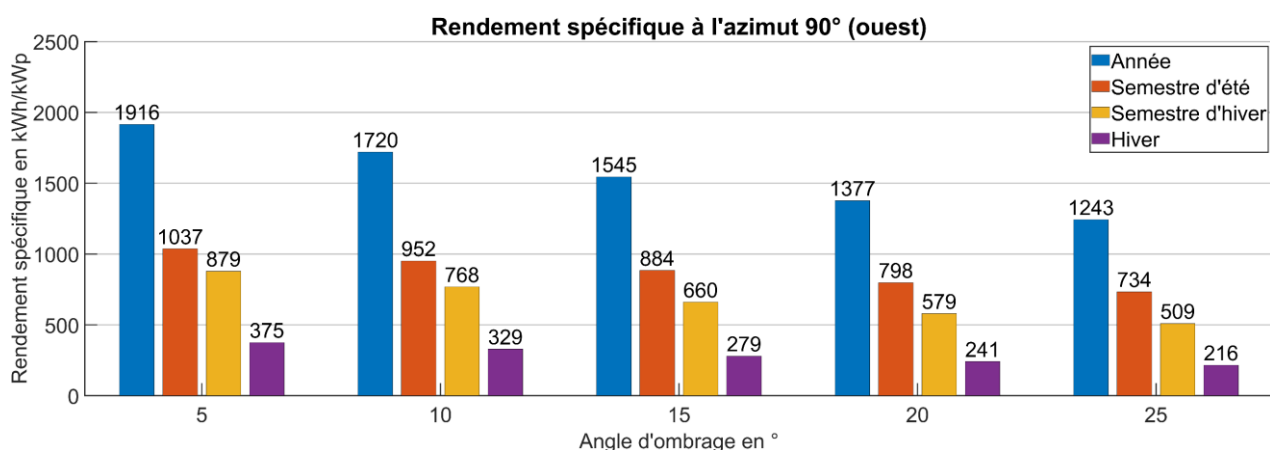
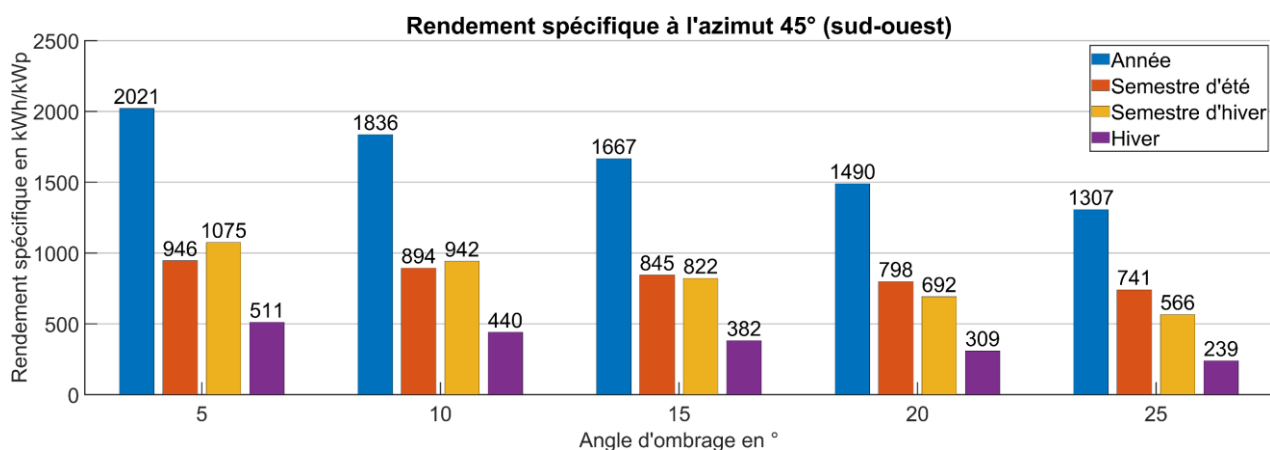
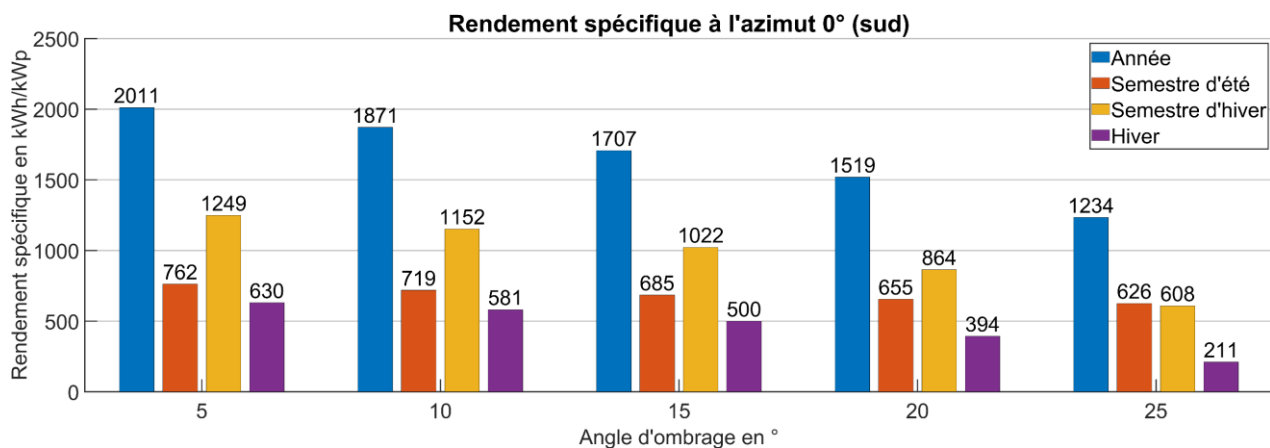
Avec un azimut de 0° (modules orientés vers le sud) et un angle d'ombrage de 20°, un rendement spécifique de 125 kWh/kWp peut être atteint en janvier. Si l'angle d'ombrage était réduit à 15°, le rendement passerait à environ 160 kWh/kWp.

## 4.2 Rendement spécifique

### 4.2.1 Installation sur le Plateau



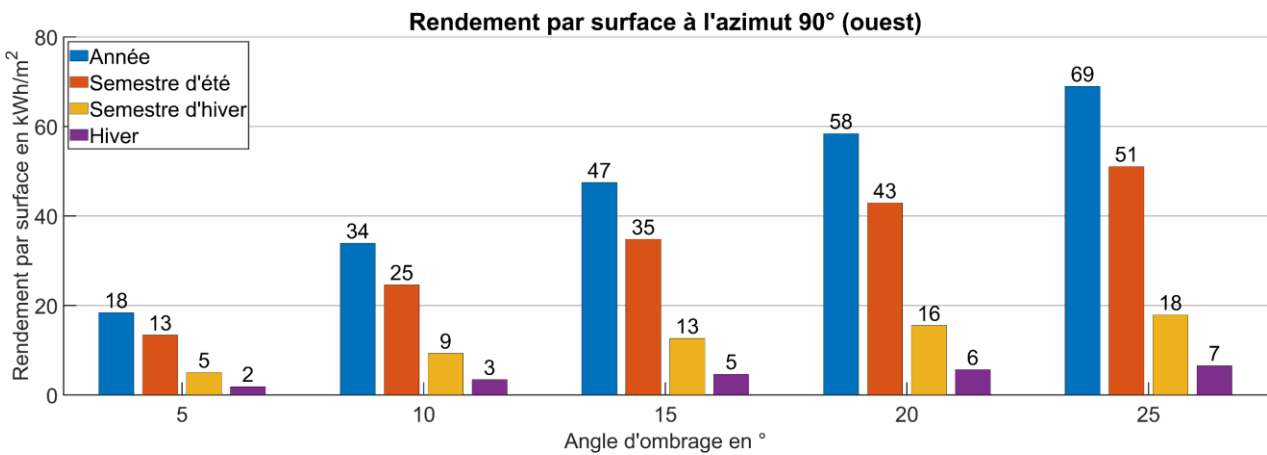
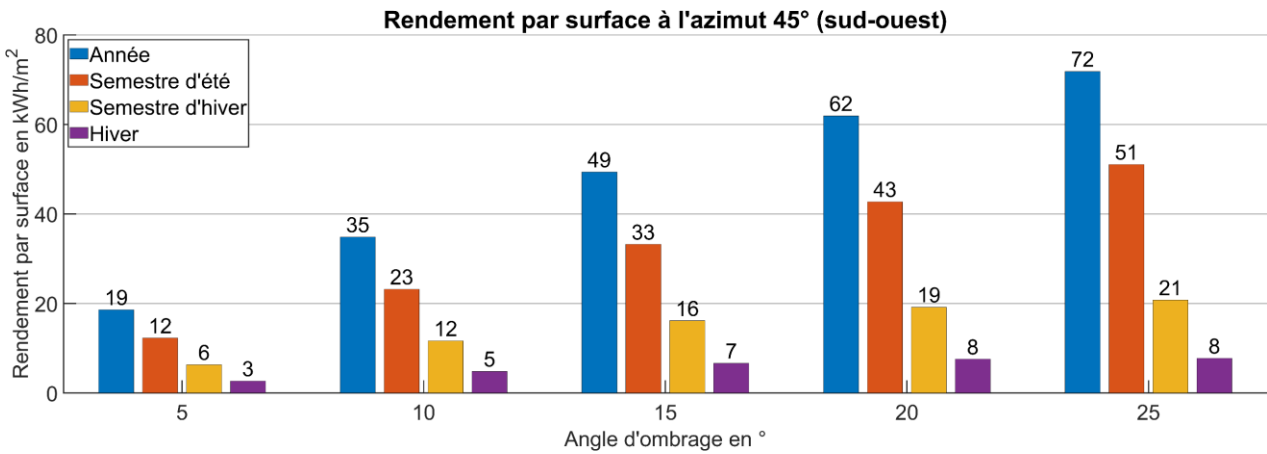
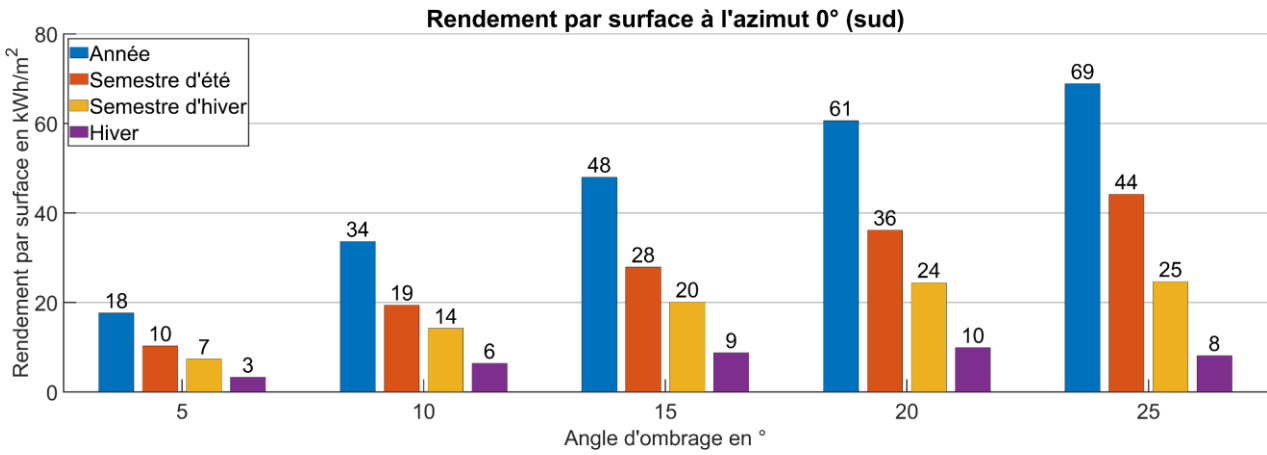
## 4.2.2 Installation alpine



Pour un azimut de 0° (modules orientés vers le sud) et un angle d'ombrage croissant, c'est surtout le rendement du semestre d'hiver qui diminue. En revanche, le rendement du semestre d'été ne change que très peu.

### 4.3 Rendement par surface

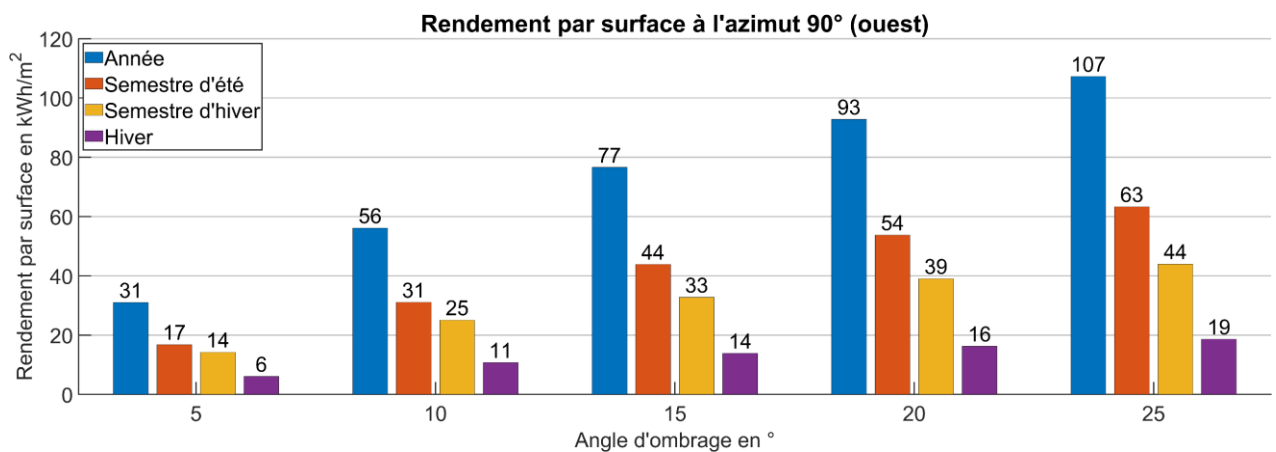
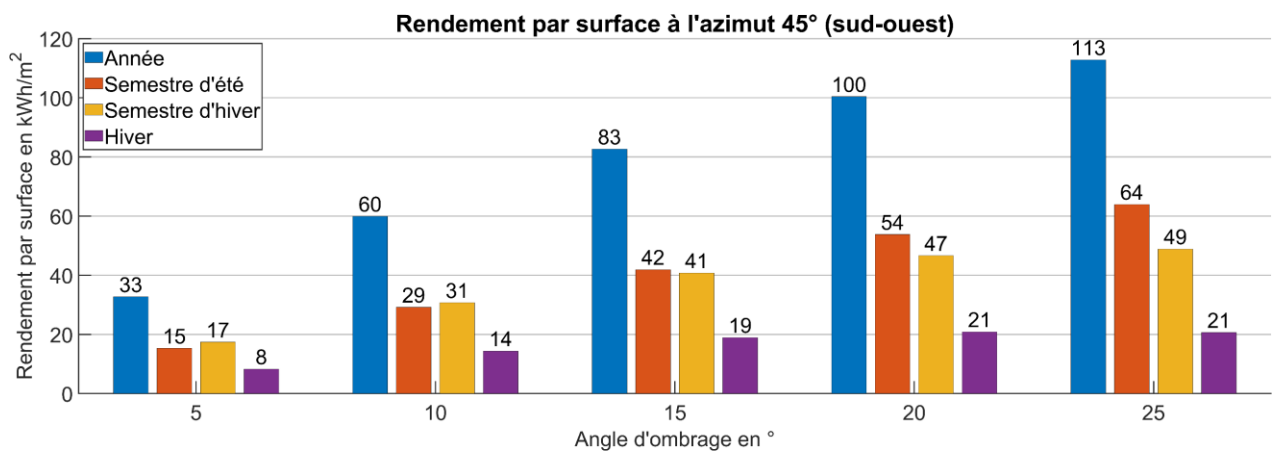
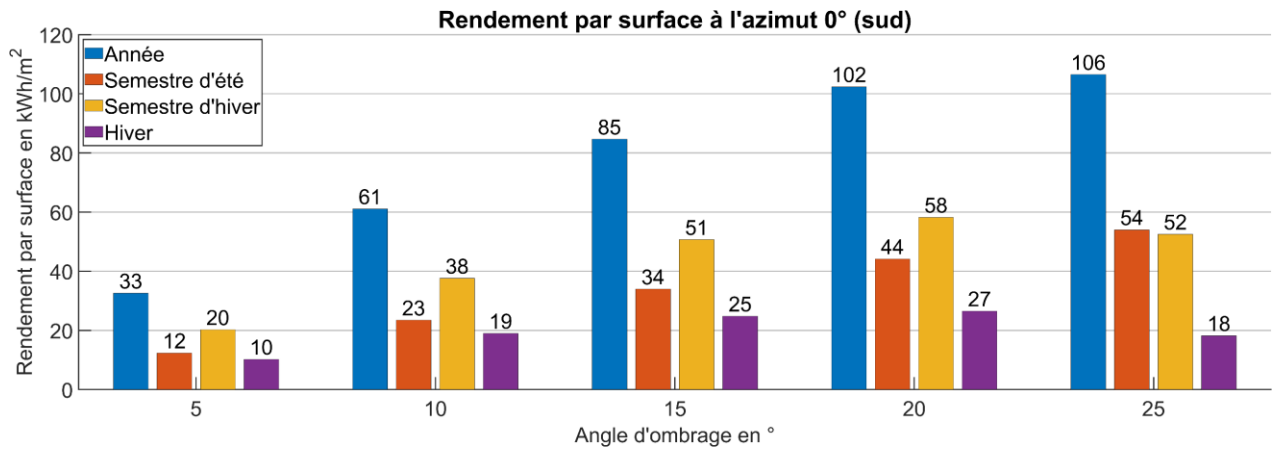
#### 4.3.1 Installation sur le Plateau



Plus les modules PV sont rapprochés, plus le rendement par surface augmente. Mais cela ne vaut pas pour le rendement hivernal d'une installation verticale orientée vers le sud : si l'angle d'ombrage choisi est supérieur à 20°, le rendement diminue non seulement par puissance, mais aussi par surface.



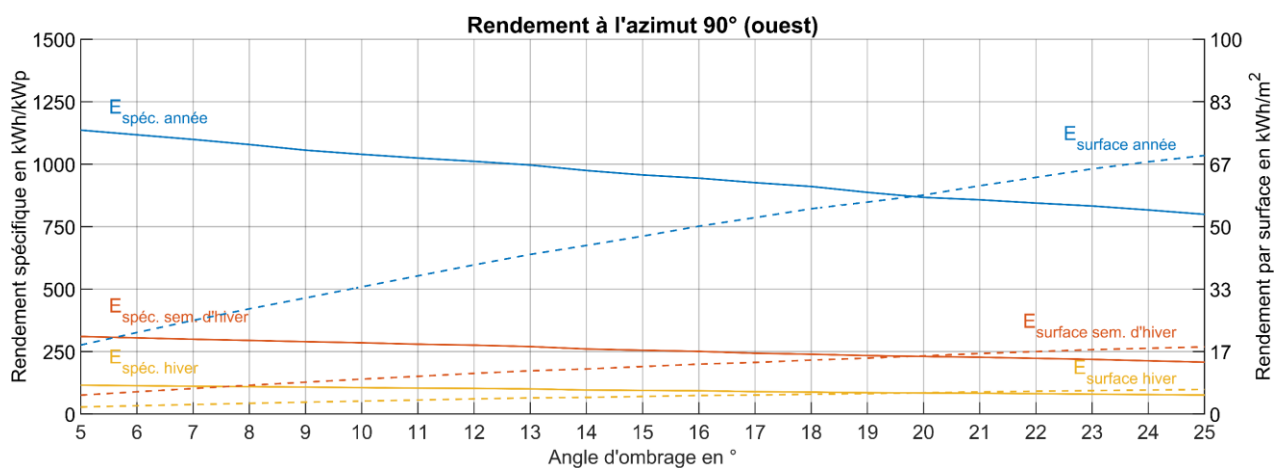
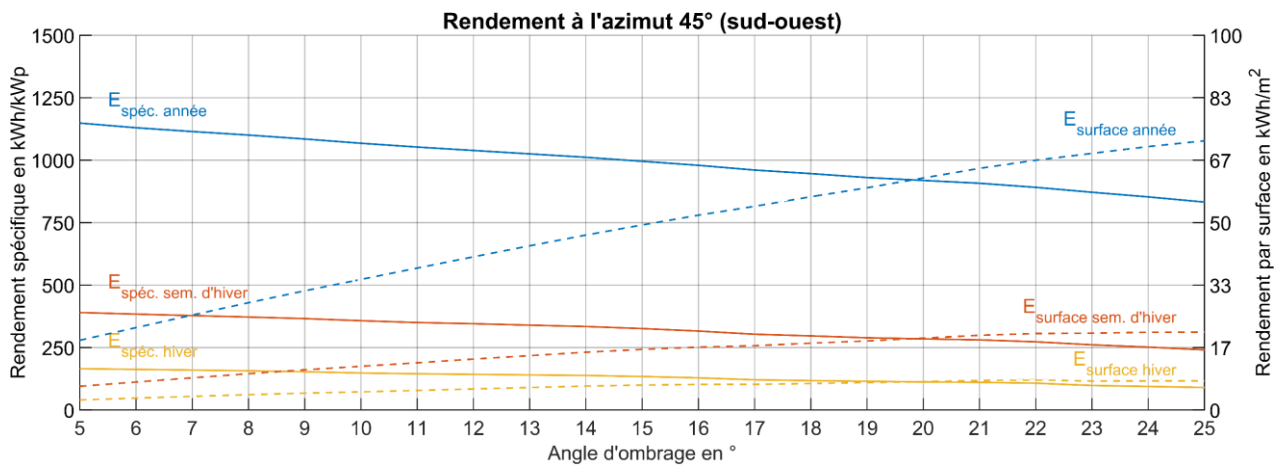
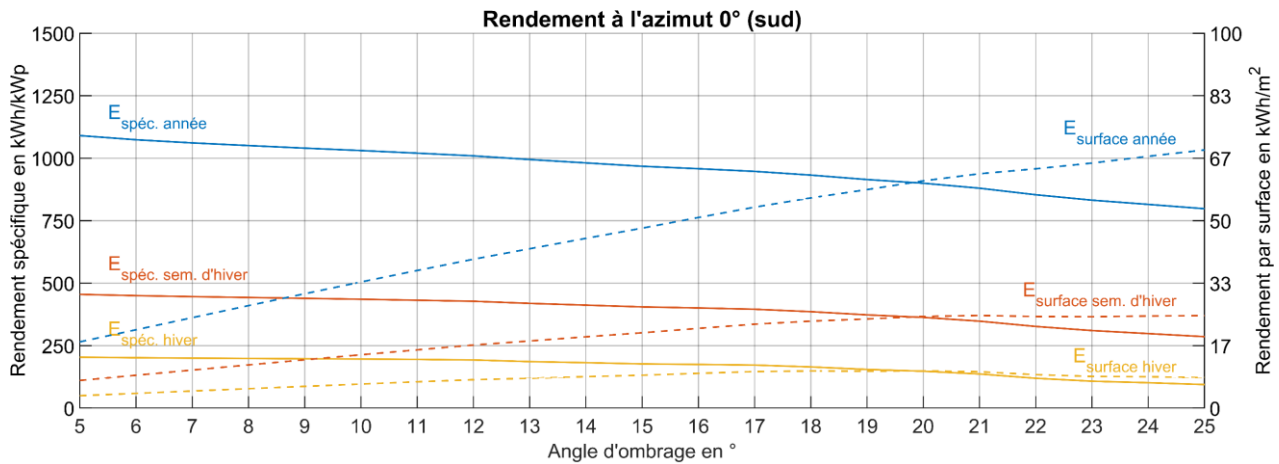
### 4.3.2 Installation alpine



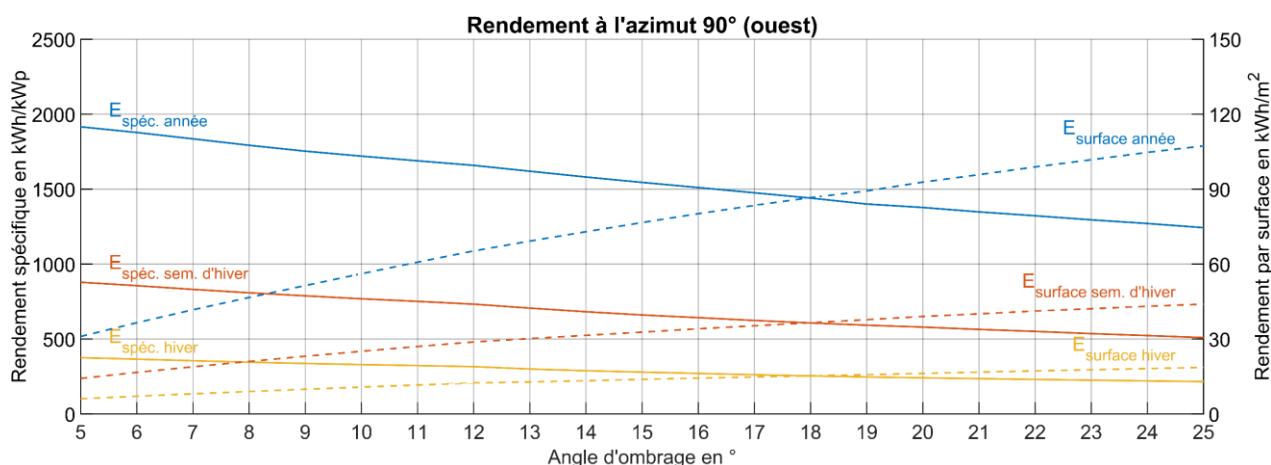
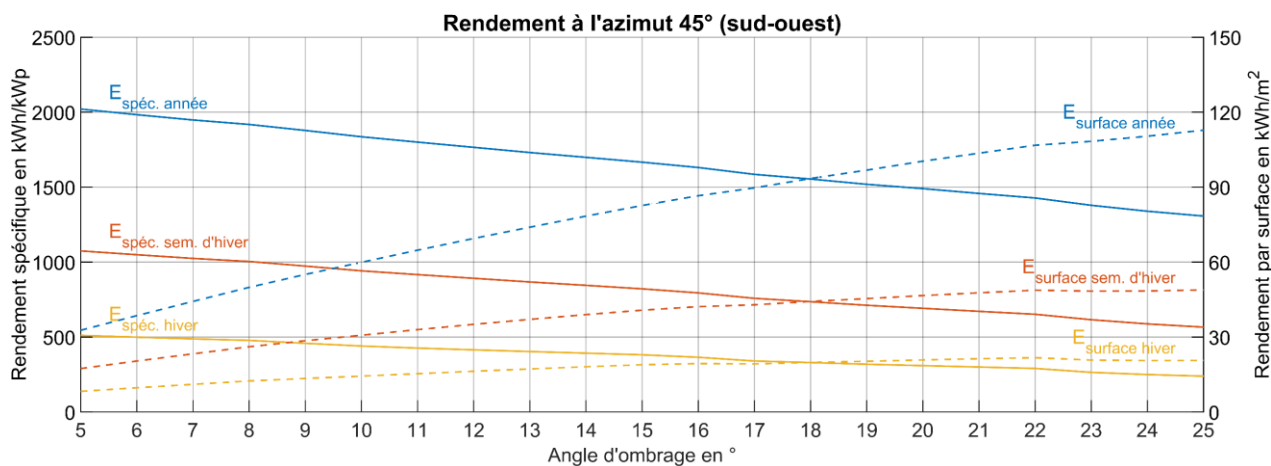
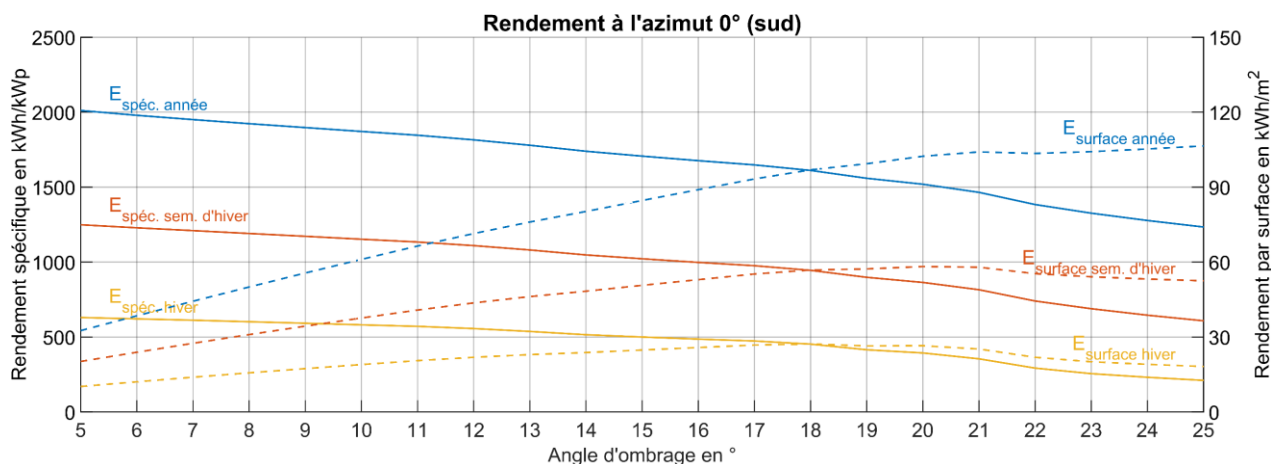
Pour un azimut de 0° (modules orientés vers le sud) et un angle d'ombrage croissant, le rendement par surface augmente tout au long de l'année. Cependant, pendant le semestre d'hiver, le rendement par surface est le plus élevé avec un angle d'ombrage de 20°.

## 4.4 Rendement spécifique vs rendement par surface

### 4.4.1 Installation sur le Plateau



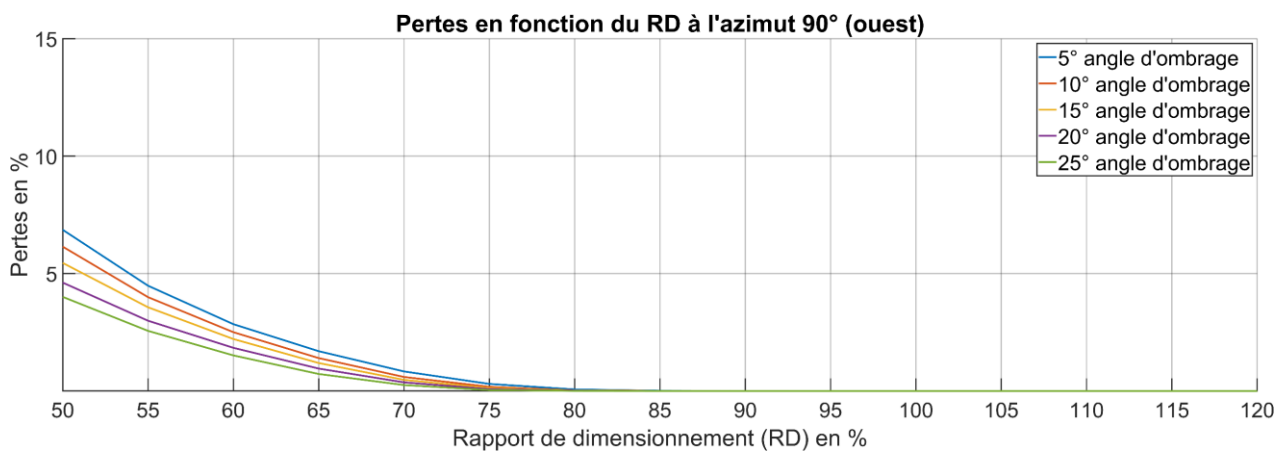
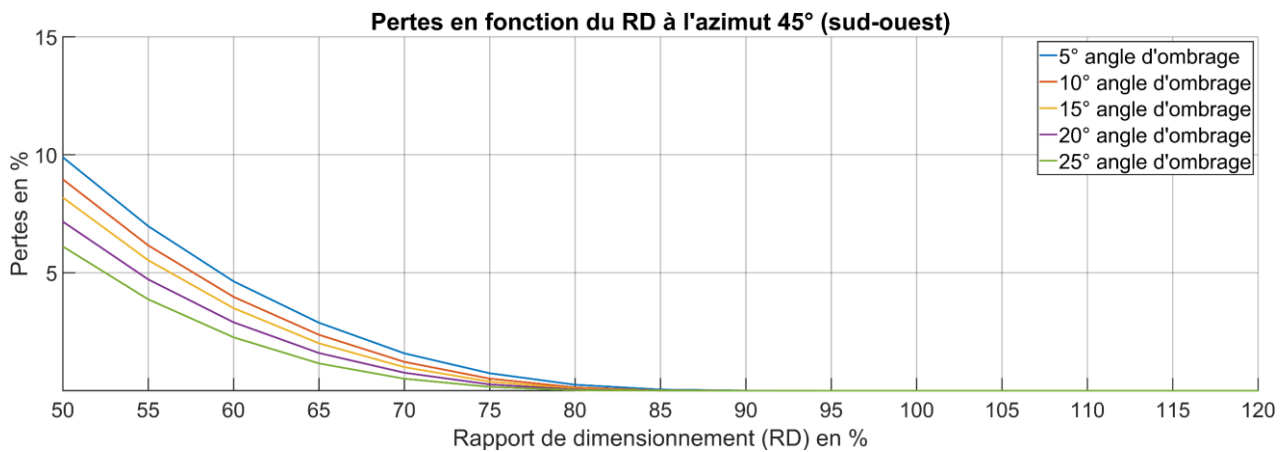
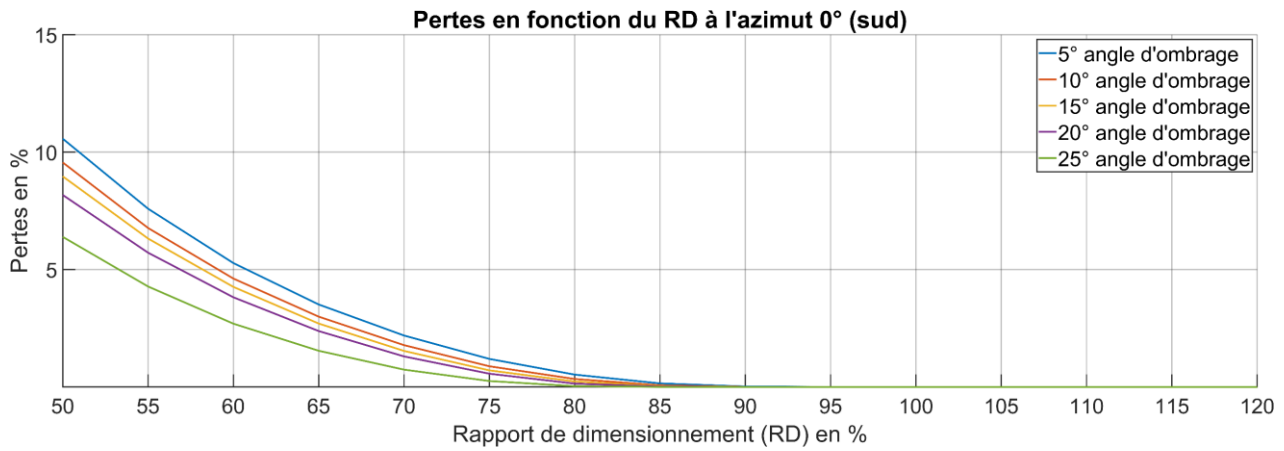
#### 4.4.2 Installation alpine



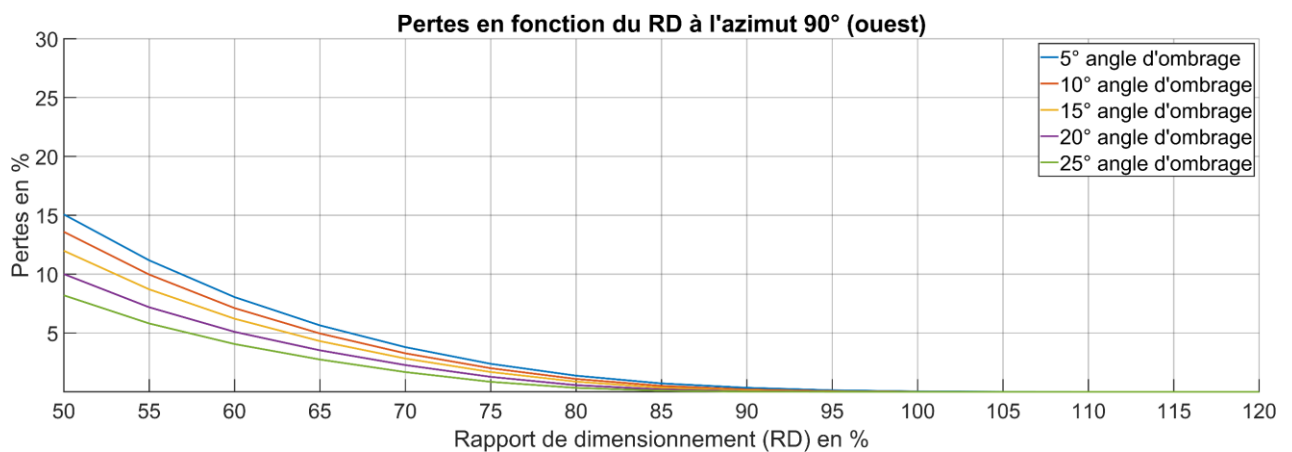
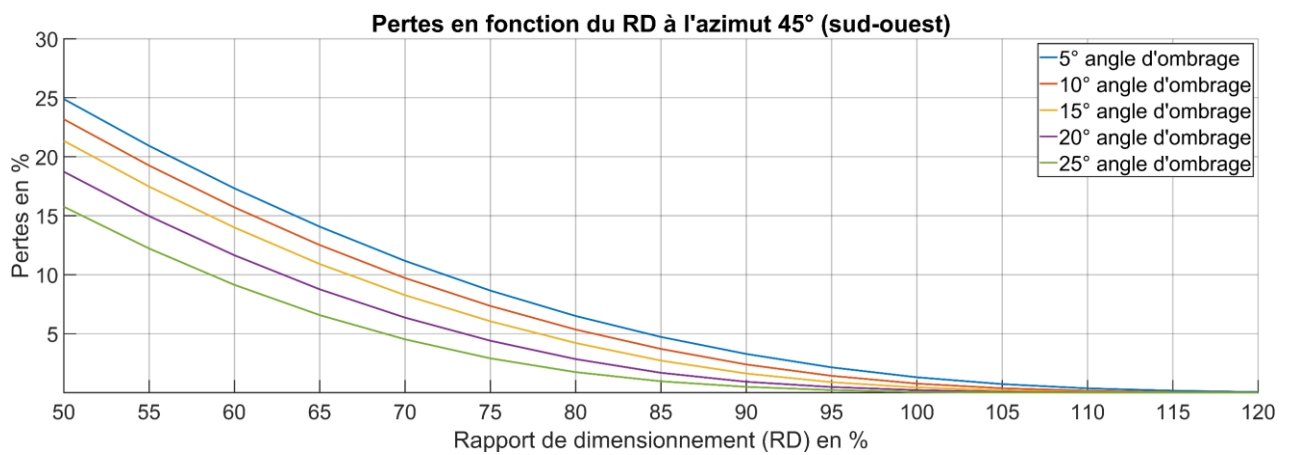
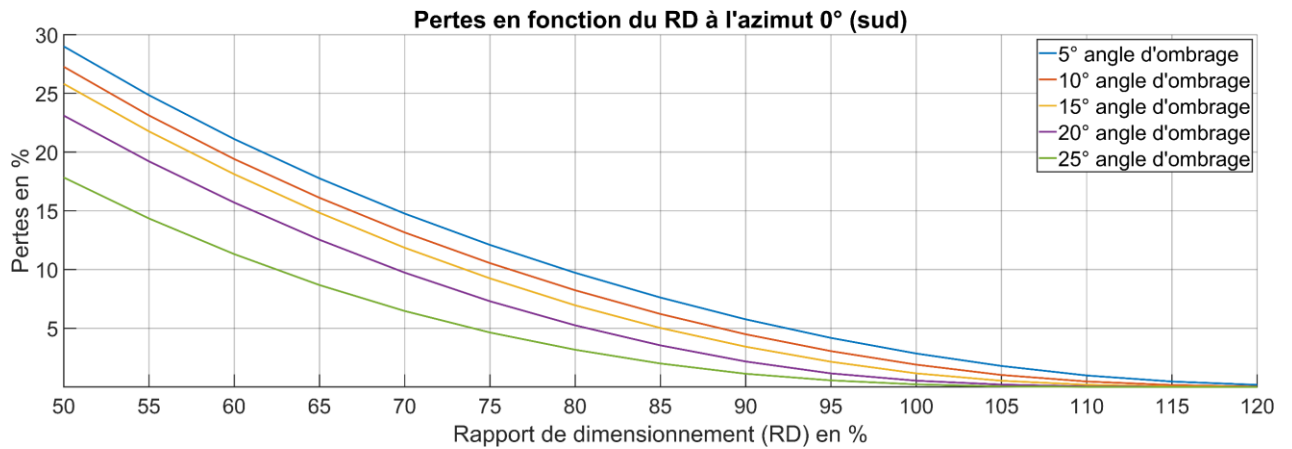
Pour un azimut de 0° (modules orientés vers le sud) et un angle d'ombre de 15°, le rendement annuel spécifique est de 1700 kWh/kWp et le rendement par surface de 85 kWh/m². Si l'angle d'ombre est de 20°, le rendement spécifique tombe à 1500 kWh/kWp, mais le rendement par surface augmente à 100 kWh/m².

## 4.5 Perte due à la limitation de puissance

### 4.5.1 Installation sur le Plateau



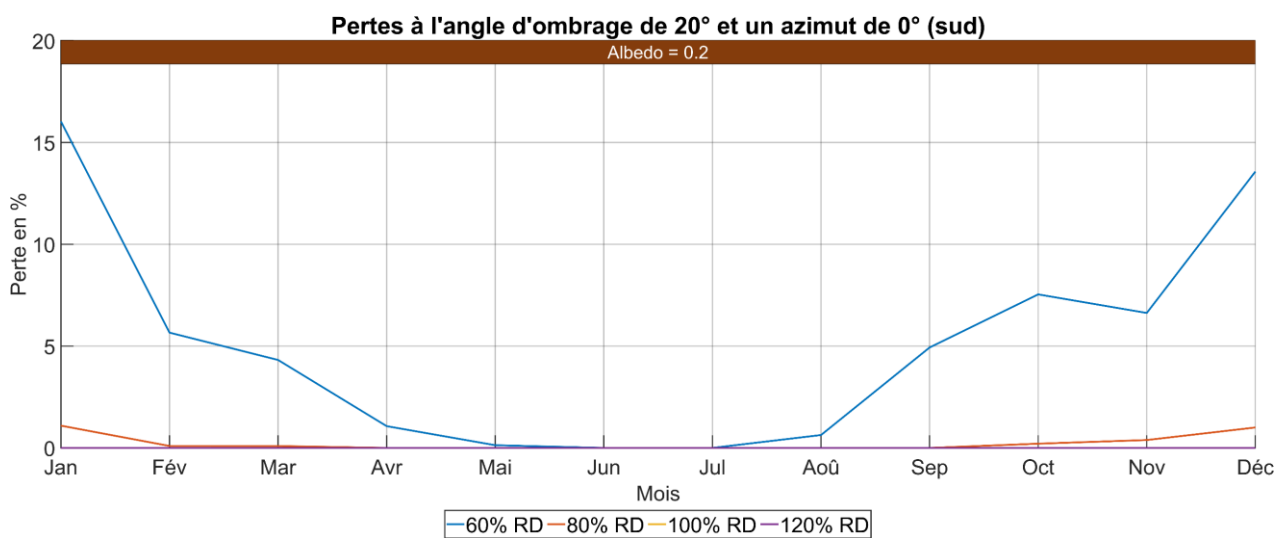
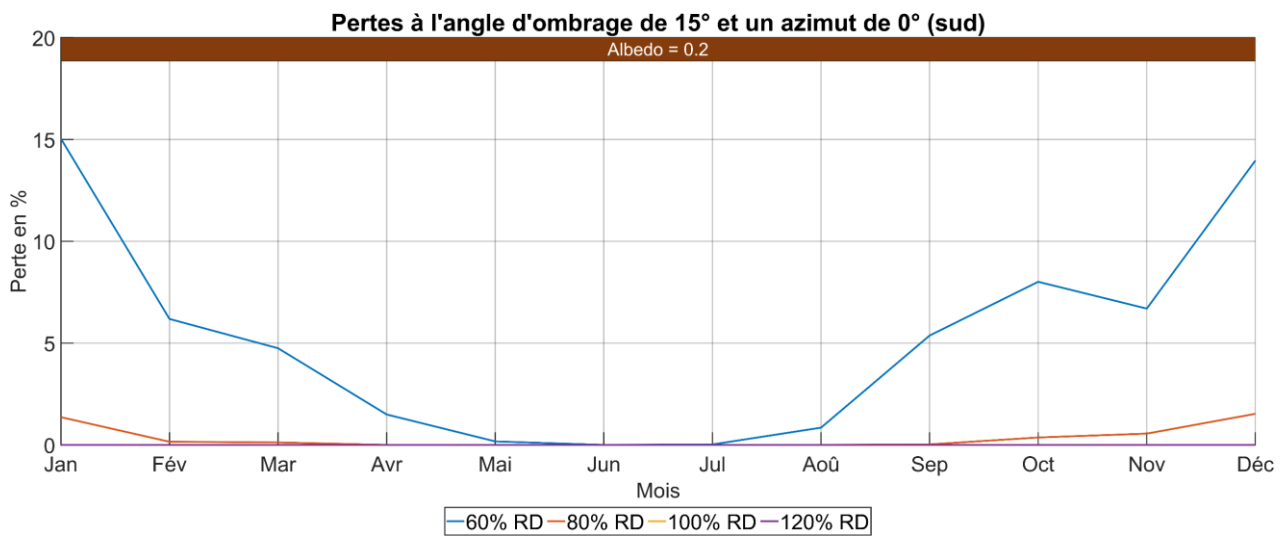
#### 4.5.2 Installation alpine



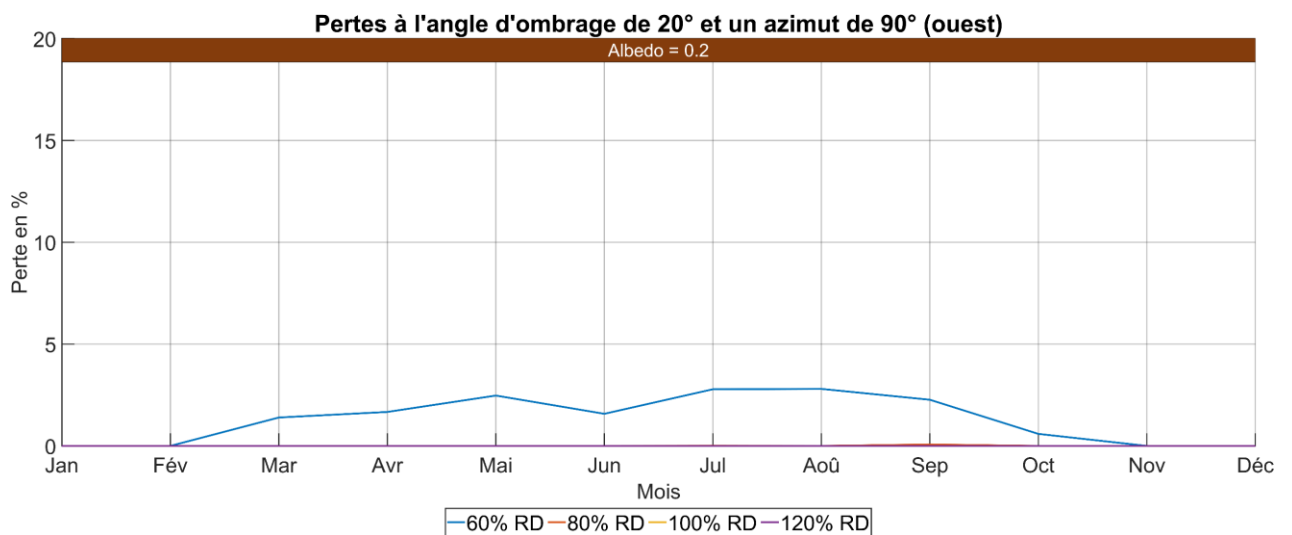
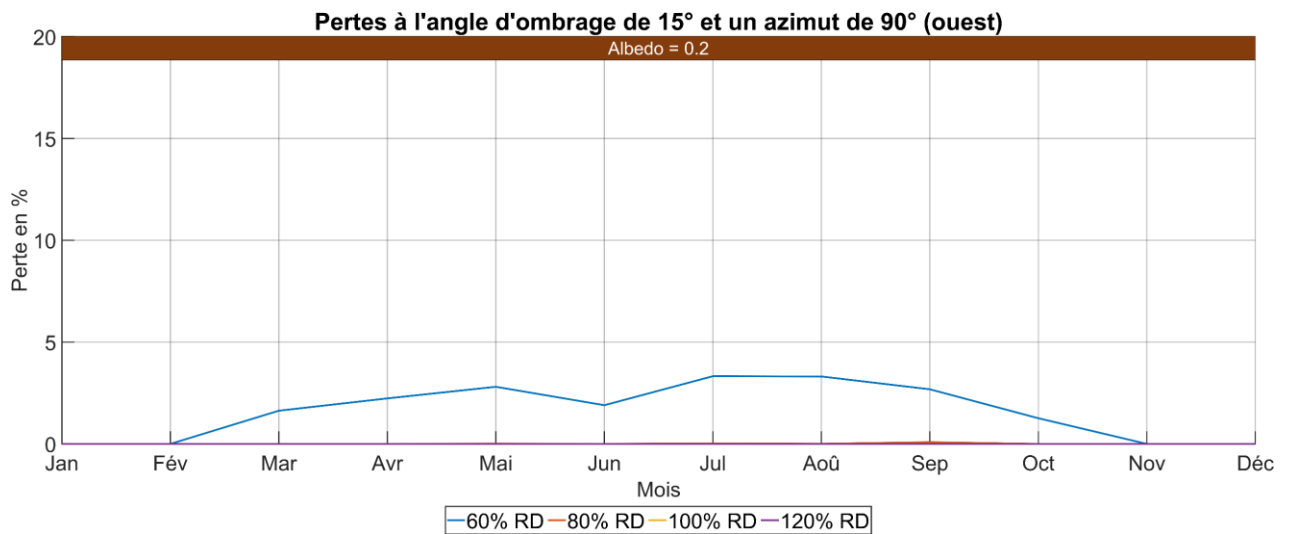
Pour un azimut de 0° (modules orientés vers le sud) et un angle d'ombrage croissant (l'écart entre les rangées de modules diminue), les pertes dues à la régulation de puissance diminuent.

## 4.6 Évolution des pertes dues à la limitation de puissance

### 4.6.1 Installation sur le Plateau

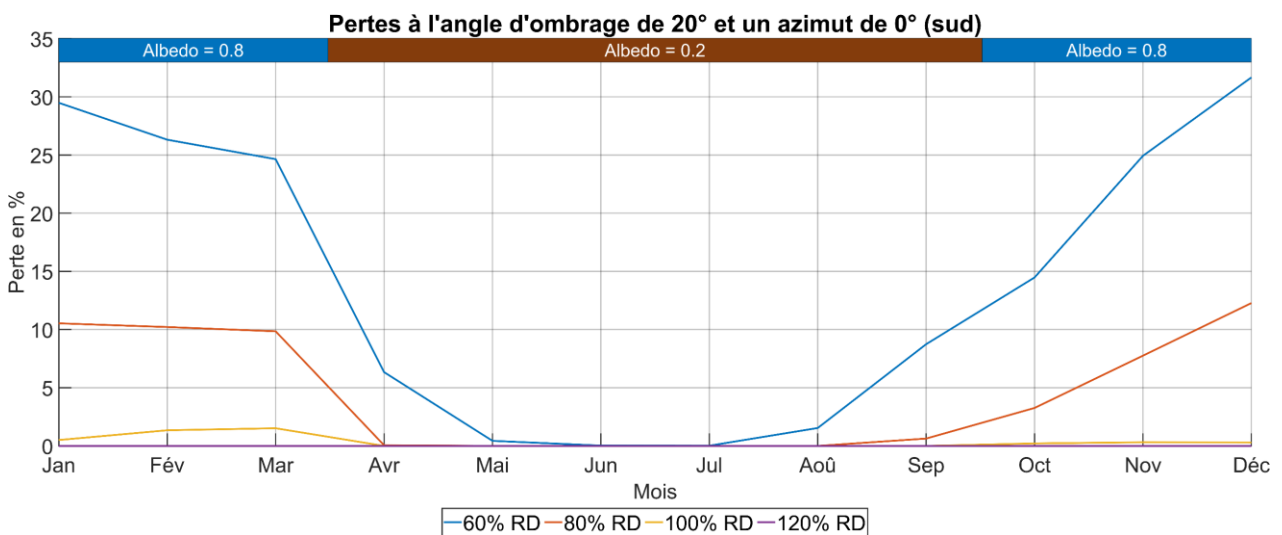
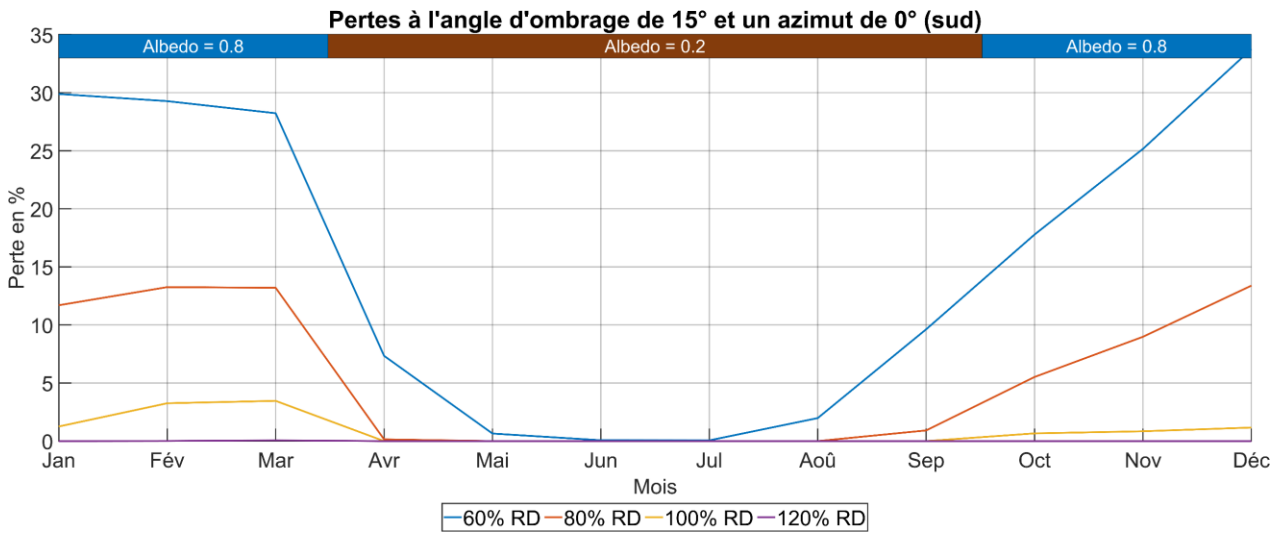



Pour un angle d'ombrage de 15° et un azimut de 0° (modules orientés vers le sud), les pertes dues à la limitation de l'onduleur se produisent surtout lorsque le rapport de dimensionnement est inférieur à 80 % et pendant le semestre d'hiver.



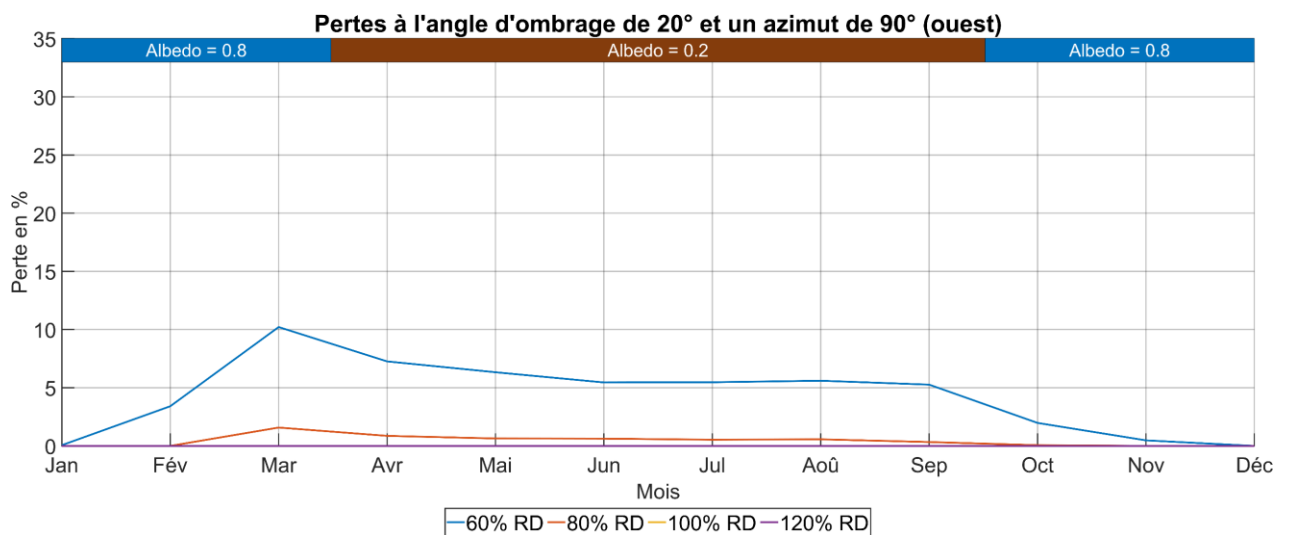
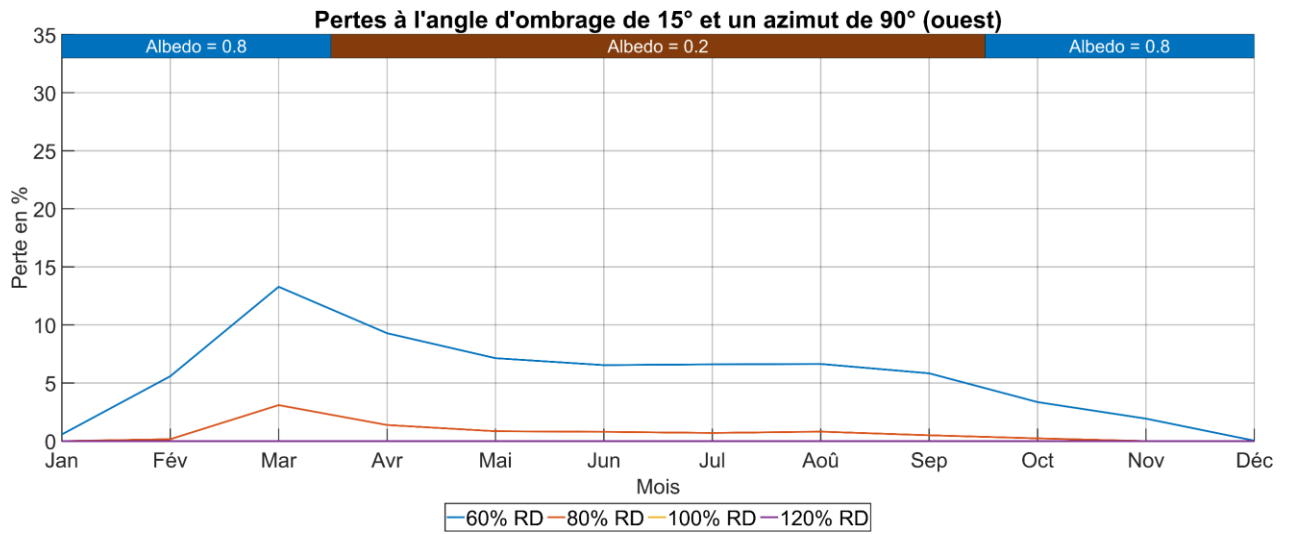
Pour un angle d'ombrage de 15° et un azimut de 90° (modules orientés vers l'ouest), les pertes dues à la limitation de l'onduleur se produisent surtout lorsque le rapport de dimensionnement est inférieur à 60 % et pendant le semestre d'été.

#### 4.6.2 Alpin




 Avec un angle d'ombrage de 15° et un azimut de 0° (modules orientés vers le sud), il n'y a pratiquement pas de pertes en été en raison de la limitation de l'onduleur. En février, la comparaison des deux rapports de dimensionnement 100 % et 60 % multiplie les pertes par dix.





Pour un angle d'ombrage de 15° et un azimut de 90° (modules orientés vers l'ouest), les pertes dues à la limitation de l'onduleur apparaissent surtout à partir d'un rapport de dimensionnement de 80 %.

## 5 Conclusion

Les conclusions du chapitre 4 sont résumées ci-dessous.

Enseignements en matière de production d'énergie :

- En raison de l'albédo, c'est en mars que les installations photovoltaïques alpines produisent le plus d'énergie, indépendamment de l'angle d'ombrage.
- En cas d'angle d'ombrage de 20° et surtout de 25° et d'orientation vers le sud, le rendement s'effondre pendant les mois d'hiver malgré un albédo élevé.
- En hiver, le rendement des installations du Plateau est environ deux fois moins élevé que celui des installations alpines.

Enseignements en matière de rendement spécifique :

- Plus l'angle d'ombrage est grand pendant le semestre d'hiver, plus le rendement spécifique diminue, indépendamment de l'orientation. Durant le semestre d'été, la valeur ne diminue que très peu, mais en hiver, les pertes sont importantes.
- Les installations PV alpines verticales bifaciales orientées vers le sud ont un rendement nettement plus élevé pendant le semestre d'hiver que pendant le semestre d'été.
- En cas d'orientation vers le sud, le rendement spécifique de l'installation alpine pendant le semestre d'été est toujours inférieur au rendement spécifique pendant le semestre d'hiver. Pour une orientation à 90°, c'est l'inverse, et pour une orientation à 45°, cela dépend de l'angle d'ombrage.

Enseignements en matière de rendement par surface :

- Sur l'année, indépendamment de l'orientation, le rendement par surface est d'autant plus grand que l'angle d'ombrage est important. C'est également le cas pour le semestre d'été.
- Pendant le semestre d'hiver et l'hiver, le rendement par surface est le plus élevé en cas d'orientation vers le sud et d'angle d'ombrage de 20°.

Enseignements en matière de rendement spécifique vs rendement par surface :

- Le rendement spécifique diminue avec l'augmentation de l'angle d'ombrage, mais le rendement par surface augmente.

Enseignements en matière de perte due à la limitation de puissance :

- Plus l'angle d'ombrage est grand, plus les pertes dues à la limitation de l'onduleur sont faibles.
- Sur le Plateau, les pertes augmentent de manière exponentielle à partir d'un rapport de dimensionnement inférieur à 80-85 %.
- Dans les régions alpines, les pertes dépendent davantage de l'orientation. En cas d'orientation vers le sud, les pertes augmentent déjà à partir d'un rapport de dimensionnement de 115 % (en fonction de l'angle d'ombrage). En cas d'orientation vers l'ouest, elles augmentent dès que le rapport de dimensionnement est inférieur à 90 %.

Enseignements en matière d'évolution des pertes dues à la limitation de puissance :

- Sur le Plateau, en cas d'orientation vers le sud et de rapport de dimensionnement inférieur à 80 %, les pertes se produisent surtout pendant les mois d'hiver. En cas d'orientation vers l'ouest et de rapport de dimensionnement inférieur à 80 %, les pertes se produisent surtout en été.
- Dans les régions alpines, des pertes notables apparaissent déjà à partir d'un rapport de dimensionnement de 100 %. Pendant les mois d'hiver et avec un rapport de dimensionnement de 60 %, ces pertes peuvent même être décuplées. Comme sur le Plateau, les pertes se produisent surtout en hiver en cas d'orientation vers le sud, et surtout en été en cas d'orientation vers l'ouest.



## 6 Table des illustrations

Figure 1 : Rayonnement sur des modules bifaciaux (source : Solarzaun GmbH)	4
Figure 2 : Représentation graphique de l'angle d'ombrage / de la distance entre les rangées	5
Figure 3 : Emplacement des sites	27
Figure 4 : Site de Gütsch	28
Figure 5 : Valeurs météorologiques mensuelles du Gütsch	28
Figure 6 : Hauteur de neige (médiane) au Gütsch	28
Figure 7 : Site de Berthoud	29
Figure 8 : Valeurs météorologiques mensuelles de Berthoud	29
Figure 9 : Hauteur de neige (médiane) à Berthoud	29
Figure 10 : Course du soleil, horizon du Gütsch inclus	30
Figure 11 : Course du soleil, horizon de Berthoud inclus	30

## 7 Liste des tableaux

Tableau 1 : Distance entre les rangées pour un angle d'ombrage donné et une hauteur de module de 1 m.	6
Tableau 2 : Valeurs albédo typiques (source : Christof Bucher, Photovoltaikanlagen, Faktor Verlag, 2021).	6
Tableau 3 : Périodes d'observation	7
Tableau 4 : Détails des installations	27
Tableau 5 : Détails du site de Gütsch	28
Tableau 6 : Détails du site de Berthoud	29
Tableau 7 : Détails du module	31
Tableau 8 : Distance entre les rangées – Surface au sol	32

## 8 Annexe

### 8.1 Hypothèses / définitions

Pour le manuel, des études ont été menées sur deux sites différents. L'un est situé sur le Gütisch (site alpin) et l'autre à Berthoud (Plateau suisse). Une installation verticale bifaciale de 2,3 MWp a été simulée pour les deux sites à l'aide du programme de simulation PVsyst V7.4. La taille de l'installation a été choisie afin de réduire au maximum les effets de bord. Divers réglages tels que l'orientation, l'angle d'ombrage ou encore la puissance d'alimentation ont été modifiés. L'horizon n'a pas été pris en compte (voir chapitre 3.2). Les rendements résultant de la simulation (du champ de modules ainsi que de l'onduleur) ont été traités avec Matlab et des graphiques de dimensionnement ont été créés.

#### 8.1.1 Installation

Les détails de l'installation simulée sont présentés ci-dessous.

<b>Puissance totale de l'installation <math>P_{DC,STC}</math></b>	2310 kWp
<b>Inclinaison des modules</b>	90°
<b>Nombre de rangées de l'installation</b>	60
<b>Largeur des rangées</b>	202 m (100 modules)

Tableau 4 : Détails des installations

#### 8.1.2 Site

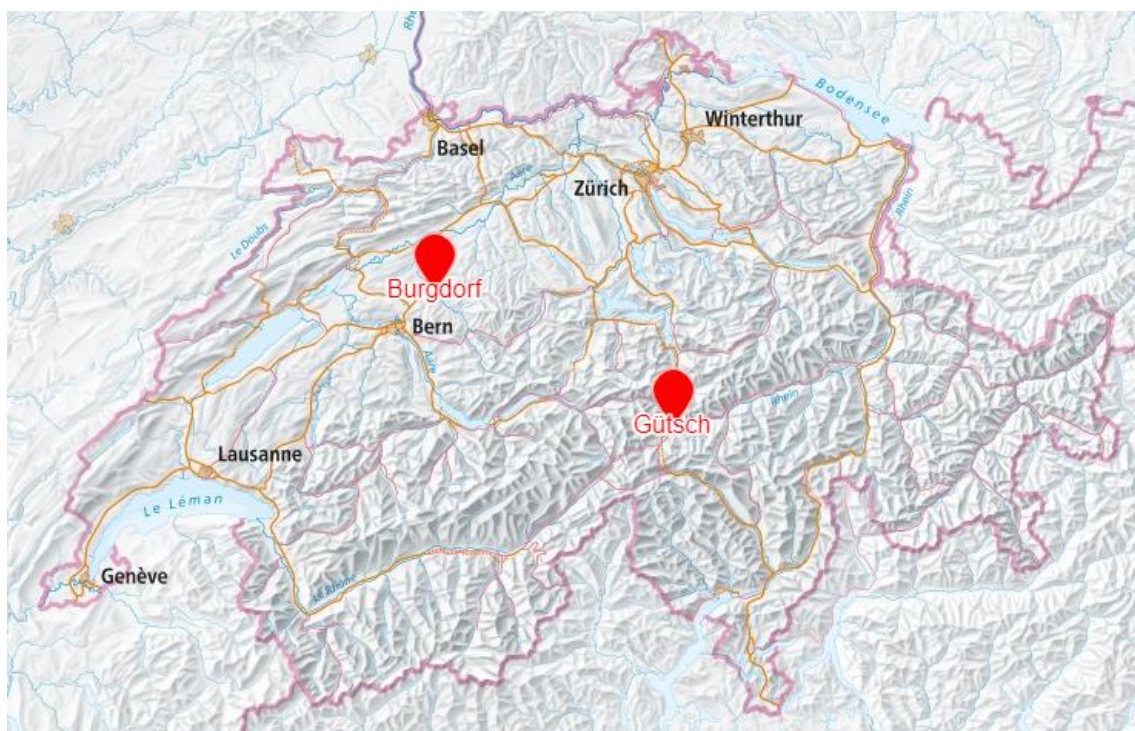


Figure 3 : Emplacement des sites

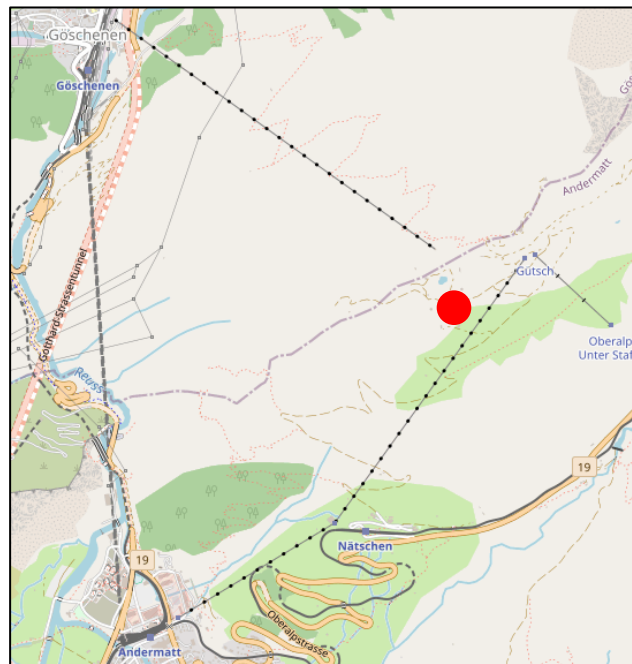


Figure 4 : Site de Güttsch

Installation alpine :

Site	Güttsch (UR) près d'Andermatt
Hauteur de l'installation en m au-dessus du niveau de la mer	2 325
Rayonnement horizontal global $G_h$ en kWh/m <sup>2</sup>	1 549

Tableau 5 : Détails du site de Güttsch

Quelle: Meteonorm 8.1 (1996-2015)

**Monatliche Wetterwerte**

	Jan.	Feb.	März.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jahr	
Global horizontal	64.2	86.1	146.0	177.4	188.8	189.5	189.7	163.9	128.6	91.0	63.1	60.6	1548.9	kWh/m <sup>2</sup>
Horizontal diffus	17.1	21.0	35.5	47.7	75.7	70.8	77.1	71.7	46.4	36.6	19.3	16.1	535.0	kWh/m <sup>2</sup>
Extraterrestrisch	97.2	132.6	210.4	273.2	335.5	347.8	349.2	305.8	231.9	169.4	107.2	83.8	2644.1	kWh/m <sup>2</sup>
Clearness Index	0.660	0.649	0.694	0.649	0.563	0.545	0.543	0.536	0.555	0.537	0.589	0.723	0.586	Verhältnis
Umgebungs-Temp.	-6.0	-6.4	-4.0	-1.4	2.4	7.1	9.0	9.0	5.4	2.8	-2.2	-4.4	1.0	°C
Windgeschwindigkeit	6.8	6.6	6.6	6.8	6.3	5.2	5.1	5.1	5.2	6.4	7.0	6.7	6.1	m/s

Figure 5 : Valeurs météorologiques mensuelles du Güttsch

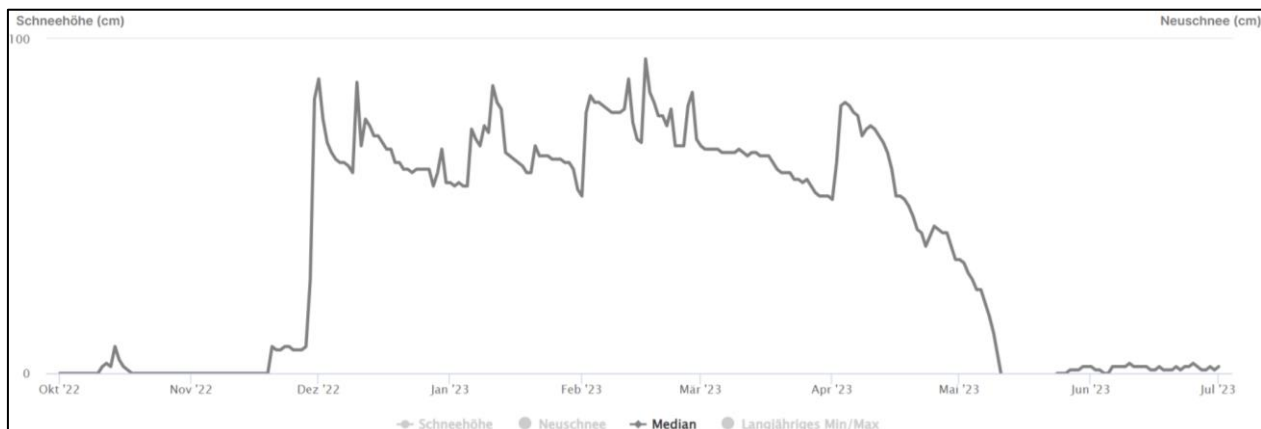


Figure 6 : Hauteur de neige (médiane) au Güttsch

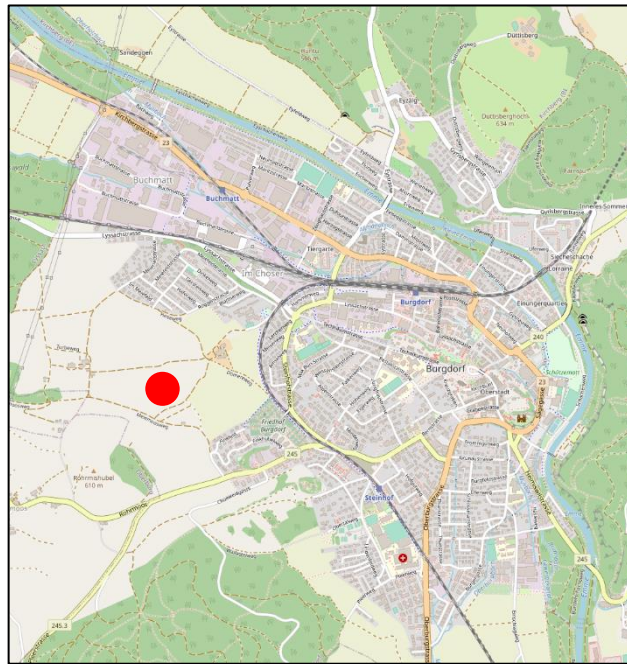


Figure 7 : Site de Berthoud

Installation sur le Plateau :

<b>Site</b>	Berthoud
<b>Hauteur de l'installation en m au-dessus du niveau de la mer</b>	556
<b>Rayonnement horizontal global <math>G_h</math> en kWh/m<sup>2</sup></b>	1 197

Tableau 6 : Détails du site de Berthoud

Quelle: **Meteororm 8.1 (1992-2005)**

**Monatliche Wetterwerte**

	Jan.	Feb.	März.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jahr	
Global horizontal	32.7	51.8	97.5	122.5	161.3	177.7	176.3	153.1	104.5	62.6	33.2	23.9	1197.0	kWh/m <sup>2</sup>
Horizontal diffus	21.0	25.7	53.0	69.5	74.9	84.5	69.9	68.2	52.8	35.9	21.3	15.1	591.9	kWh/m <sup>2</sup>
Extraterrestrisch	95.1	130.7	208.7	272.1	335.0	347.7	348.9	305.0	230.4	167.5	105.2	81.7	2628.1	kWh/m <sup>2</sup>
Clearness Index	0.344	0.396	0.467	0.450	0.481	0.511	0.505	0.502	0.453	0.374	0.316	0.292	0.455	Verhältnis
Umgebungs-Temp.	0.2	1.1	5.3	9.2	13.5	17.9	19.8	19.0	14.2	9.9	4.5	1.0	9.6	°C
Windgeschwindigkeit	2.6	2.7	2.9	2.8	2.7	2.7	2.6	2.4	2.3	2.3	2.3	2.5	2.6	m/s

Figure 8 : Valeurs météorologiques mensuelles de Berthoud



Figure 9 : Hauteur de neige (médiane) à Berthoud



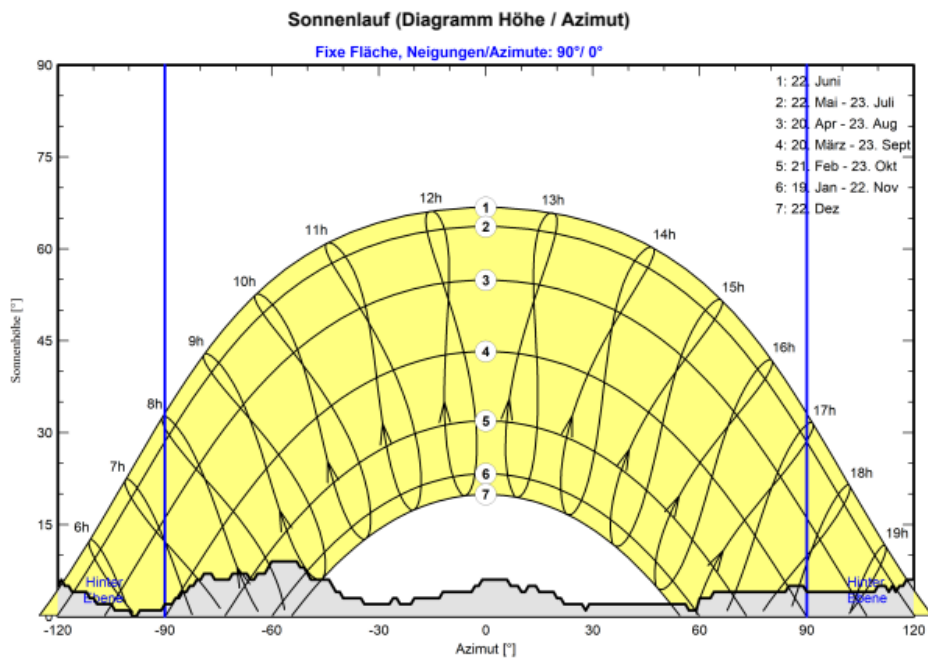


Figure 10 : Course du soleil, horizon du Gütsch inclus

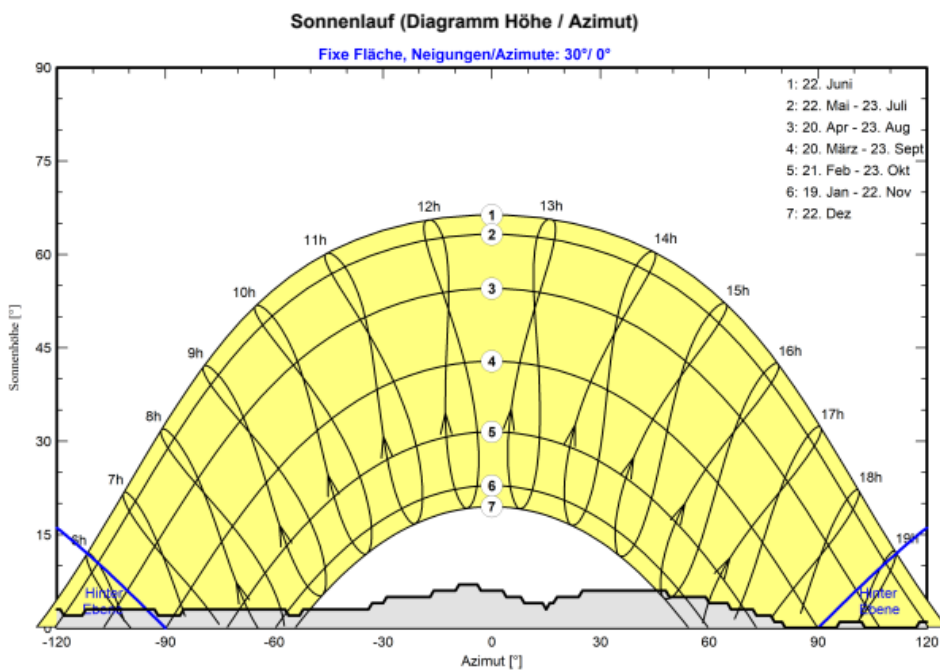


Figure 11 : Course du soleil, horizon de Berthoud inclus



### 8.1.3 Module

Toutes les indications suivantes sous STC.

<b>Type</b>	Module PERC monocristallin bifacial
<b>Nombre de cellules</b>	6x12 = 72
<b>Puissance nominale maximale <math>P_{max}</math> en W</b>	385
<b>Tension en circuit ouvert (<math>V_{oc}</math>) en V</b>	49,11
<b>Tension nominale maximale (<math>V_{mpp}</math>) en V</b>	40,33
<b>Courant de court-circuit (<math>I_{sc}</math>) en A</b>	10,09
<b>Courant nominal maximal en A</b>	9,55
<b>Efficacité du module en %</b>	19,4
<b>Tolérance de puissance</b>	0 - env. +5 %
<b>Coefficient de température pour <math>I_{sc}</math></b>	+0,060 %/°C
<b>Coefficient de température pour <math>V_{oc}</math></b>	-0,300 %/°C
<b>Coefficient de température pour <math>P_{max}</math></b>	-0,370 %/°C
<b>Bifacialité</b>	70 % +/- 5 %
<b>Dimensions</b>	1998 mm x 994 mm x 6 mm

Tableau 7 : Détails du module

#### 8.1.4 Surface de sol

L'espacement défini entre les rangées et l'hypothèse que les modules sont disposés transversalement et qu'un seul est superposé donnent lieu à une surface au sol nécessaire. Celle-ci se calcule à l'aide de la formule suivante :

$$A_{pVA} = \text{nombre de rangées} * \text{espacement des rangées} * \text{largeur des rangées}$$

La simulation effectuée dans PVsyst se fonde sur 60 rangées de 100 modules. La largeur des rangées pour 100 modules est supposée être de 202 m.

Angle d'ombrage en °	Surface de sol en m <sup>2</sup>	Angle d'ombrage en °	Surface de sol en m <sup>2</sup>
5	138 531,6	16	42 298,8
6	115 261,2	17	39 632,4
7	98 656,8	18	37 329,6
8	86 294,4	19	35 148,0
9	76 477,2	20	33 330,0
10	68 720,4	21	31 633,2
11	62 296,8	22	30 057,6
12	56 964,0	23	28 603,2
13	52 479,6	24	27 270,0
14	48 601,2	25	25 936,8
15	45 207,6		

Tableau 8 : Distance entre les rangées – Surface au sol

## 8.2 Méthodologie

### 8.2.1 Création des graphiques de dimensionnement

Les points énumérés ci-dessous illustrent la procédure de création des graphiques de dimensionnement.

1. Installation définie
  - 60 rangées / 100 modules côte à côte (6 000 modules au total)
  - 20 onduleurs pour l'ensemble de l'installation
  - modules placés à 0,5 m du sol
2. Installation modélisée dans PVsyst
  - Horizon non pris en compte
  - Albédo été 20 %, hiver 80 % pour les Alpes ; 20 % pour le Plateau
  - Facteur d'ombrage structurel bifacialité : 5 % (standard dans PVsyst)
  - Perte de mésappariement bifacialité : 10 % (standard dans PVsyst)

Procédure d'évaluation du champ de modules :

3. Démarrer le mode batch (105 simulations) en faisant varier les éléments suivants
  - Orientation (azimut  $-90^\circ$ ,  $-45^\circ$ ,  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ )
  - Angle d'ombrage ou distance entre les rangées ( $5^\circ$  à  $25^\circ$ )
4. Lire les fichiers d'exportation (variable EArray avec production du champ de module) dans Matlab
5. Regroupement des données importées par orientation
6. Répartition des données par période d'observation (année, semestre d'été, semestre d'hiver, hiver)
7. Calcul du rendement spécifique sur la base de l'énergie et de la puissance du champ de modules
8. Calcul du rendement par surface à l'aide de l'énergie du champ de modules et de la surface de base occupée par les modules
9. Créer un graphique linéaire montrant l'évolution de la production d'énergie des différentes périodes d'observation sur les mois
10. Créer un diagramme à barres avec le rendement spécifique et le rendement par surface en fonction de différents angles d'ombrage
11. Créer un diagramme linéaire comparant le rendement spécifique et le rendement par surface pour différents angles d'ombrage

Procédure de calcul des pertes en cas de limitation de la puissance de l'onduleur :

3. Démarrer le mode batch (375 simulations) en faisant varier les éléments suivants
  - a. Orientation (azimut  $-90^\circ$ ,  $-45^\circ$ ,  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ )
  - b. Angle d'ombrage ou distance entre les rangées ( $5^\circ$  à  $25^\circ$ )
  - c. Limitation de l'alimentation (rapport de dimensionnement 50 % à 120 %)
4. Lire les fichiers d'exportation (variables E\_Grid et EGrdLim avec l'injection dans le réseau et les pertes dues à la limitation de l'injection) dans Matlab
5. Calcul de la perte de rendement en % due à la limitation de l'alimentation
6. Regroupement des données lues selon l'orientation et l'espacement des rangées
7. Créer un graphique linéaire avec la perte sur différents rapports de dimensionnement

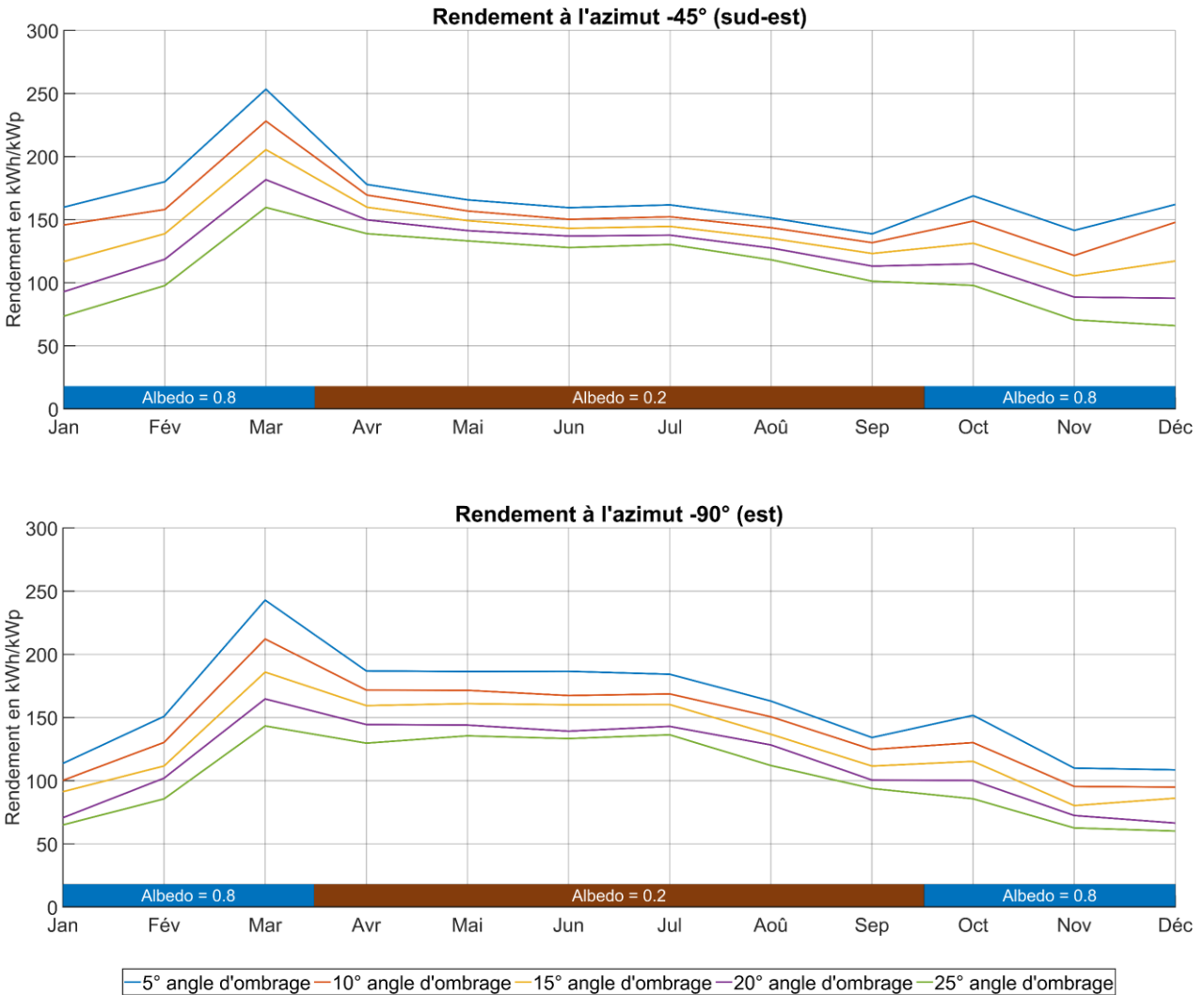
Procédure de calcul de l'évolution des pertes en cas de limitation de la puissance de l'onduleur :

3. Démarrer le mode batch (16 simulations) en faisant varier les éléments suivants
  - a. Orientation (azimut  $0^\circ$ ,  $90^\circ$ )
  - b. Angle d'ombrage ou distance entre les rangées ( $15^\circ$ ,  $20^\circ$ )
  - c. Limitation de l'alimentation (rapport de dimensionnement 60 %, 80 %, 100 %, 120 %)
4. Lire les fichiers d'exportation (variables E\_Grid et EGrdLim avec l'injection dans le réseau et les pertes dues à la limitation de l'injection) dans Matlab
5. Calcul de la perte de rendement en % due à la limitation de l'alimentation
6. Regroupement des données lues selon l'orientation et l'espacement des rangées
7. Création d'un graphique linéaire montrant les pertes sur différents rapports de dimensionnement et différents mois

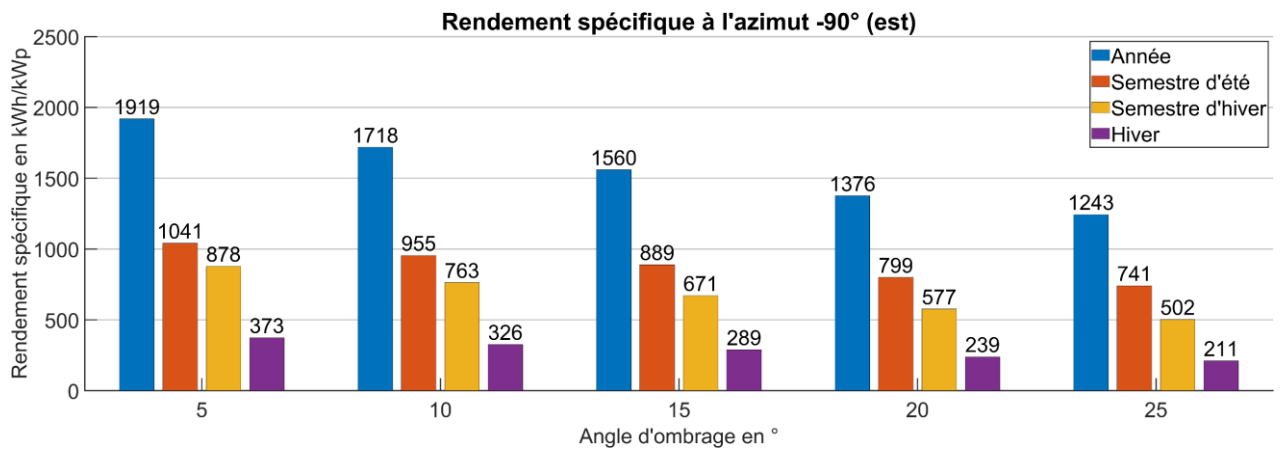
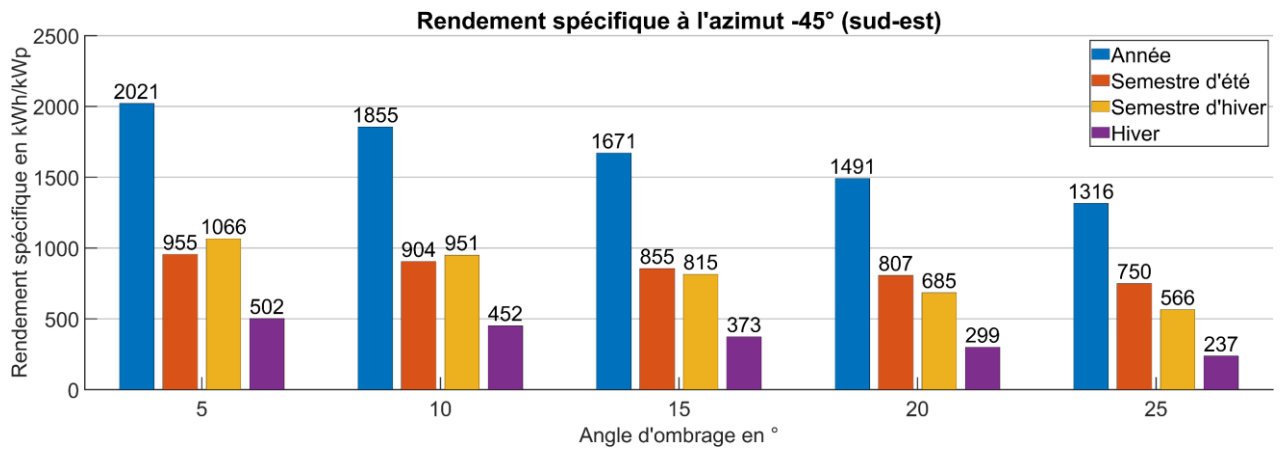
### 8.3 Autres graphiques relatifs à l'installation alpine

Les graphiques de dimensionnement alpin pour les orientations  $-45^\circ$  et  $-90^\circ$  sont présentés ci-dessous.

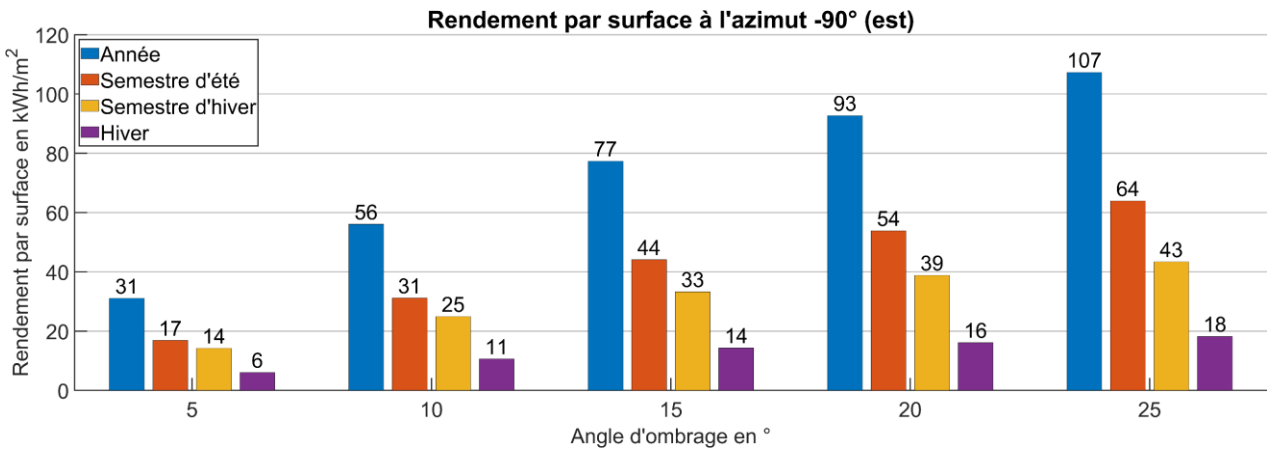
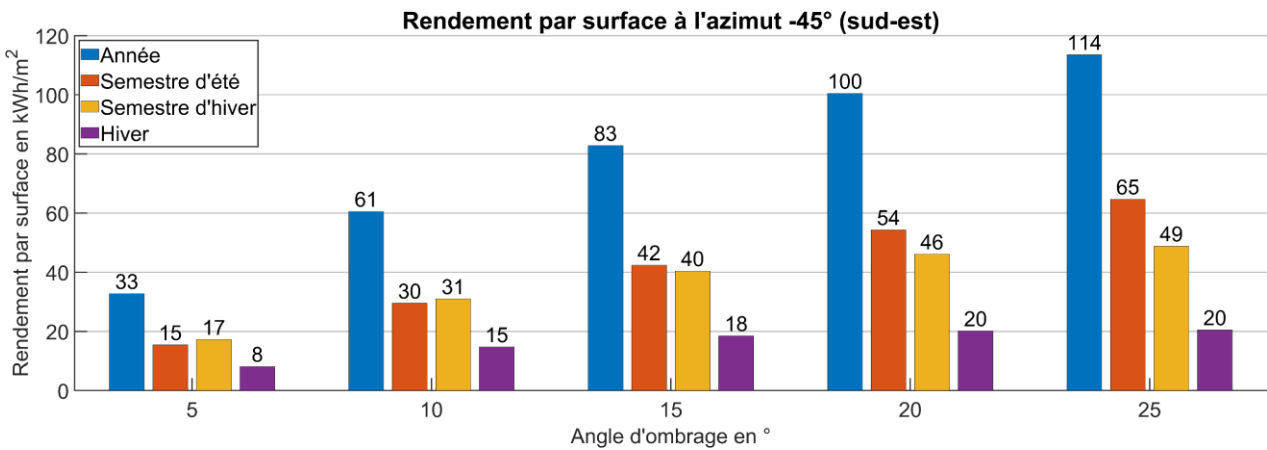
#### 8.3.1 Enseignements en matière de production d'énergie



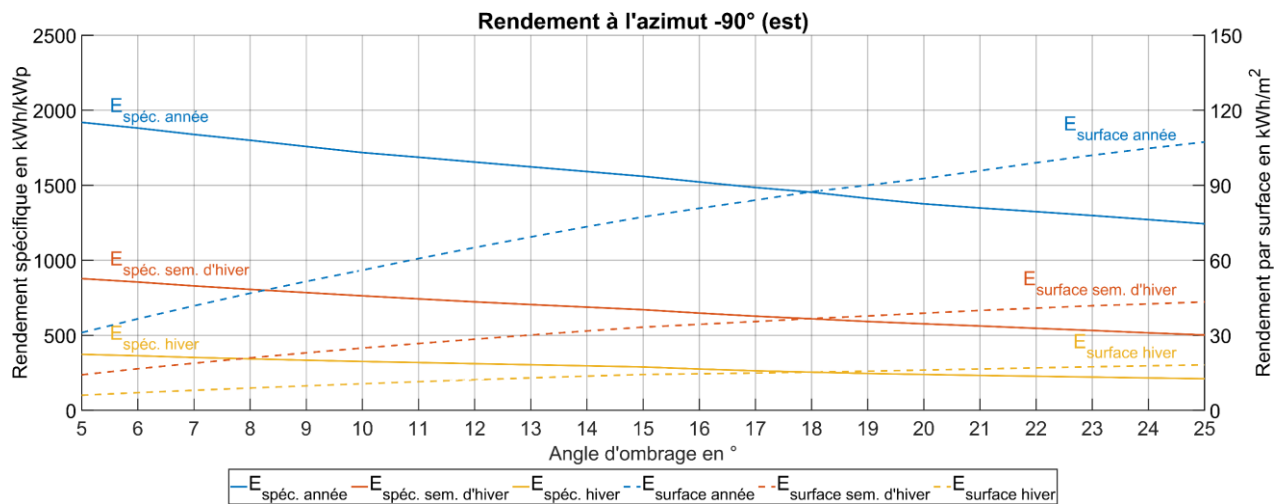
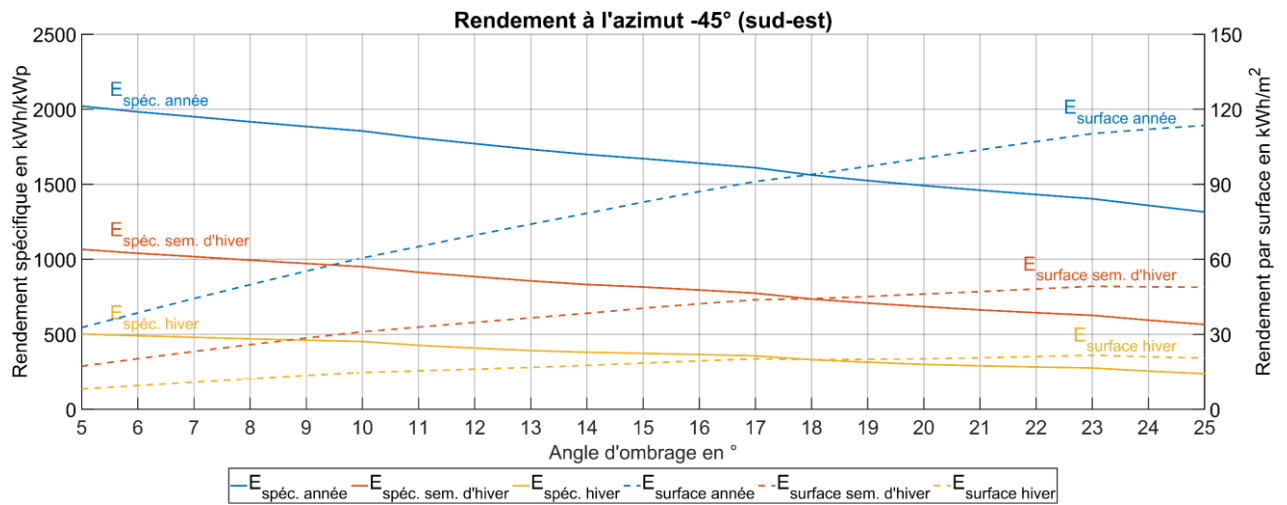
### 8.3.2 Rendement spécifique



### 8.3.3 Rendement par surface

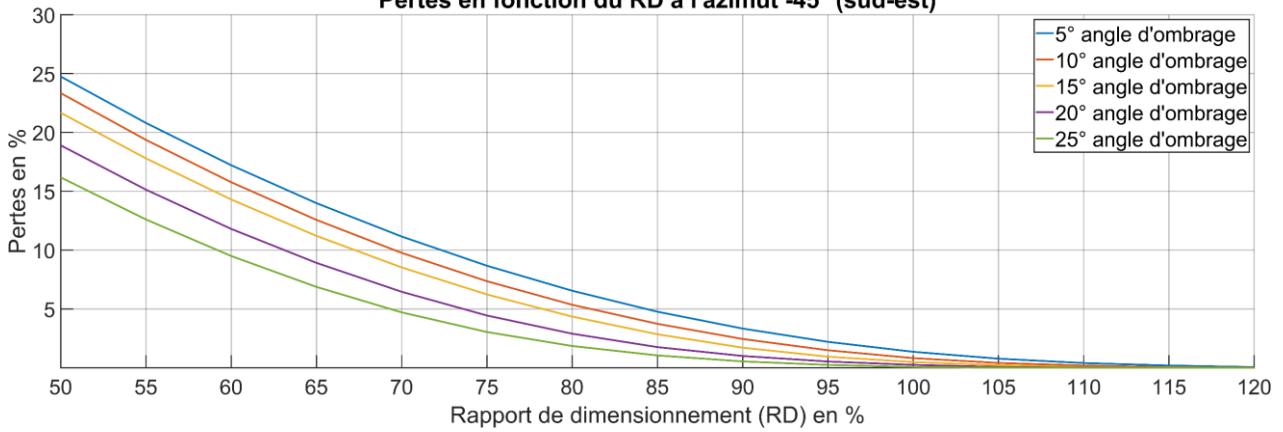


### 8.3.4 Rendement spécifique vs rendement par surface

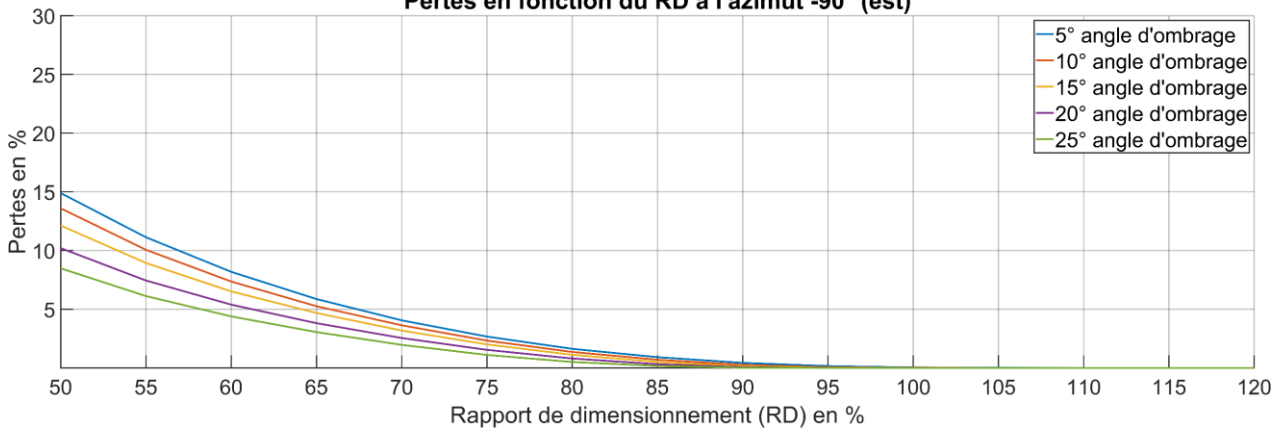


### 8.3.5 Perte due à la limitation de puissance

Pertes en fonction du RD à l'azimut  $-45^\circ$  (sud-est)



Pertes en fonction du RD à l'azimut  $-90^\circ$  (est)

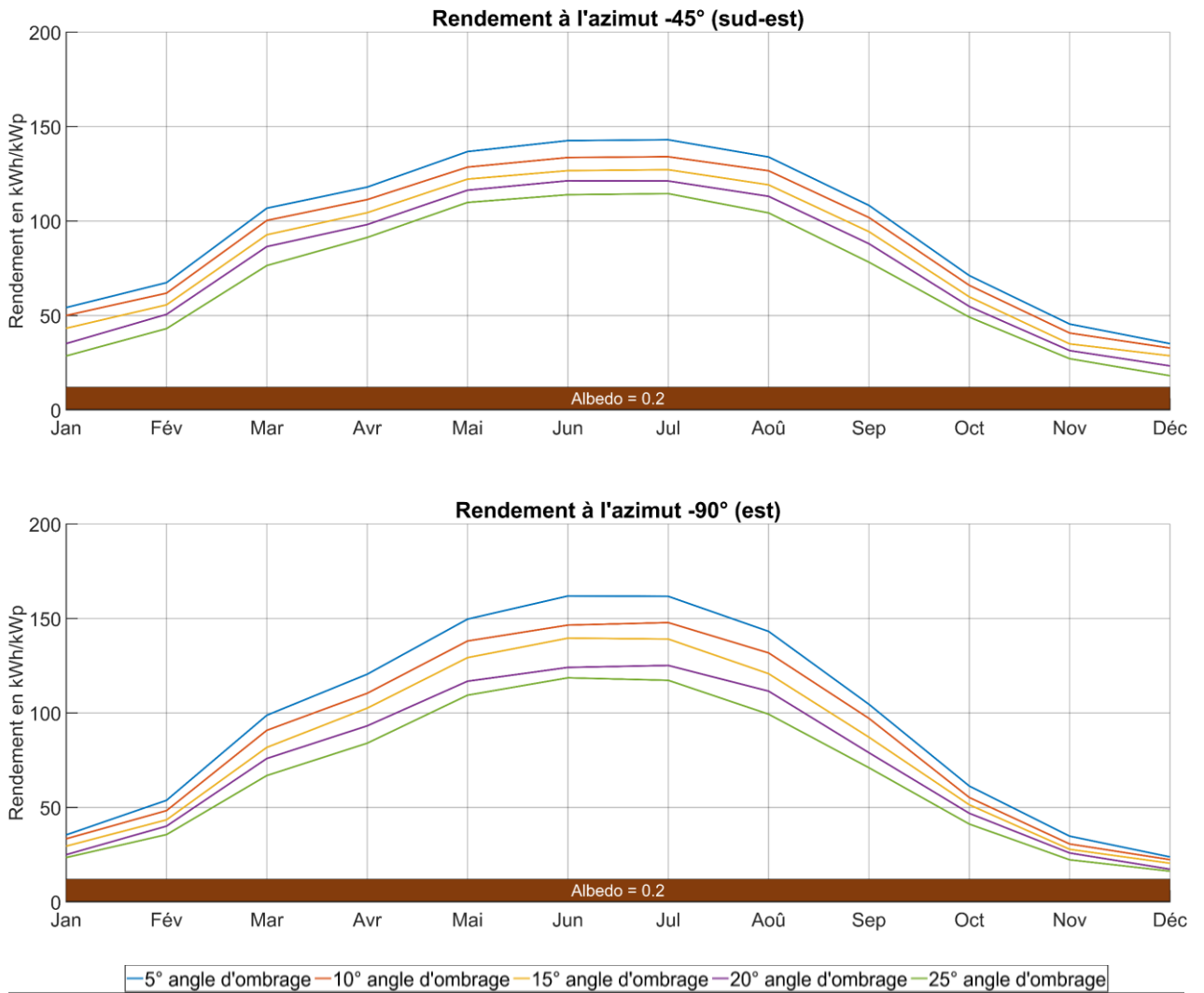




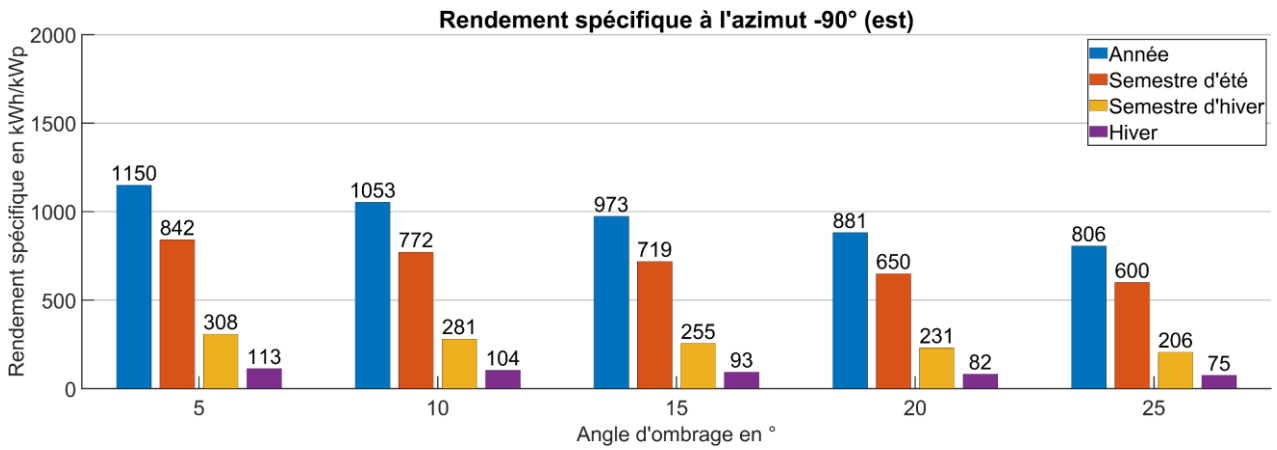
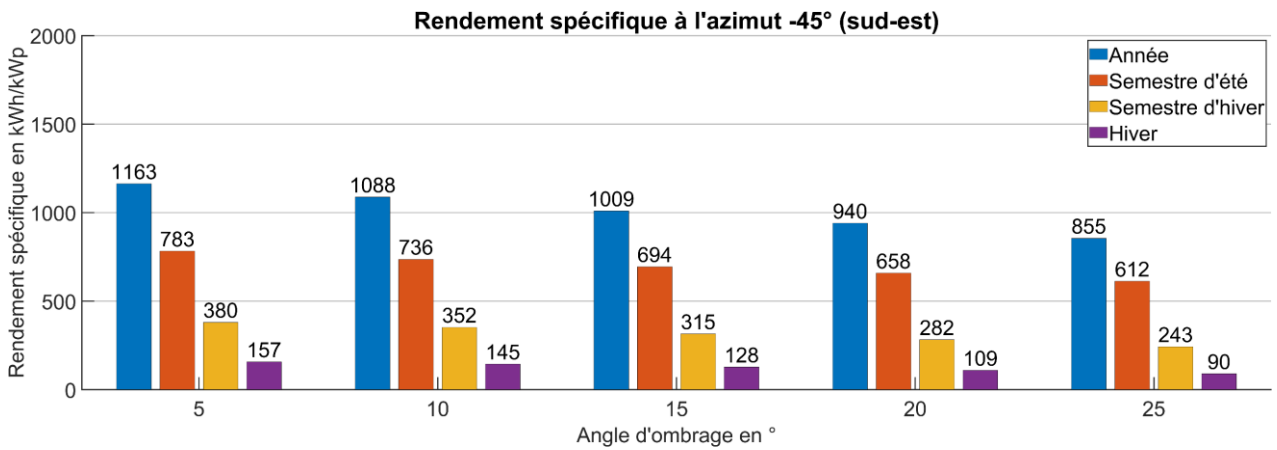
## 8.4 Autres graphiques relatifs à l'installation sur le Plateau

Les graphiques de dimensionnement sur le Plateau pour les orientations  $-45^\circ$  et  $-90^\circ$  sont visibles ci-dessous.

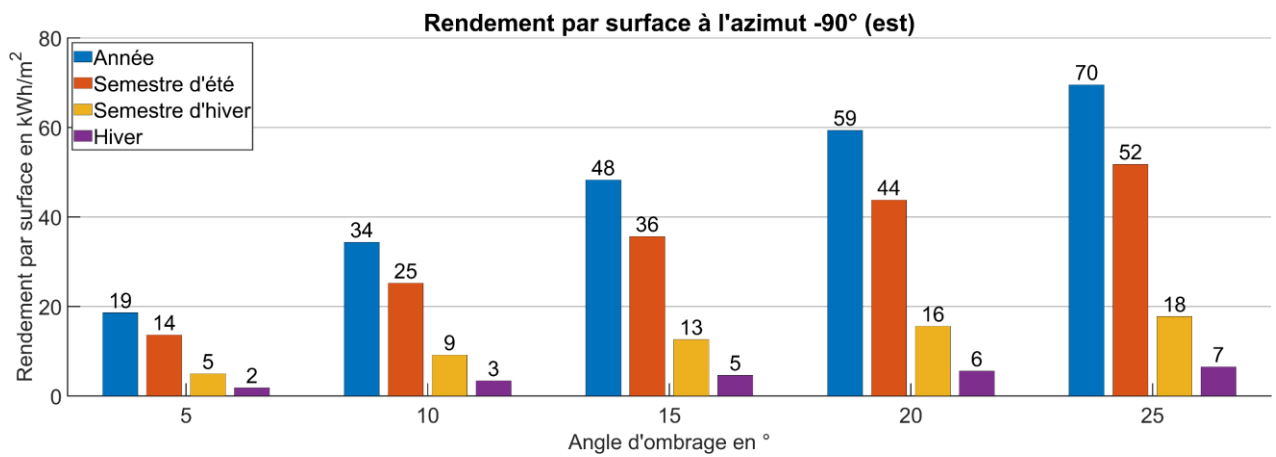
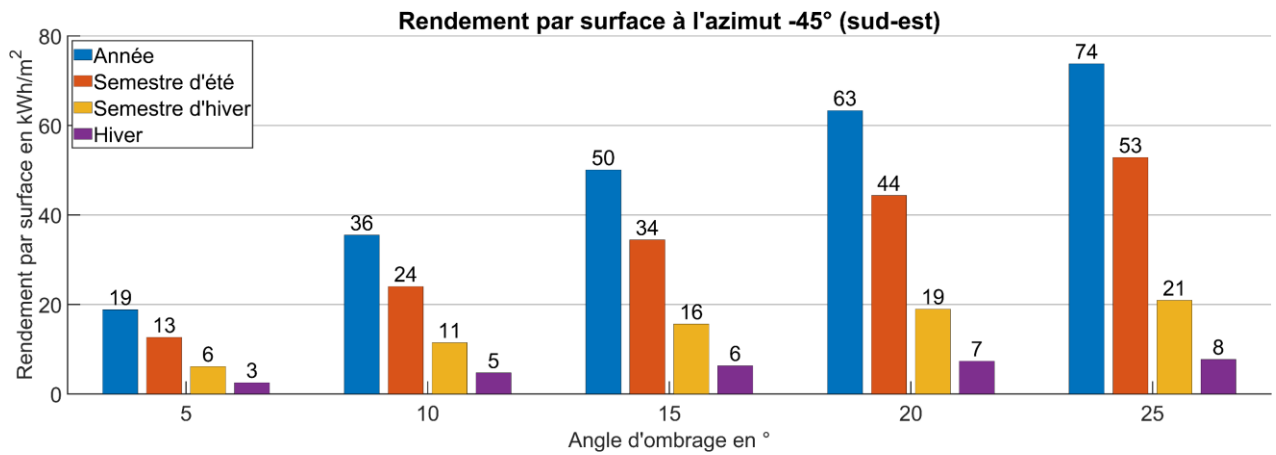
### 8.4.1 Déroulement de la production d'énergie



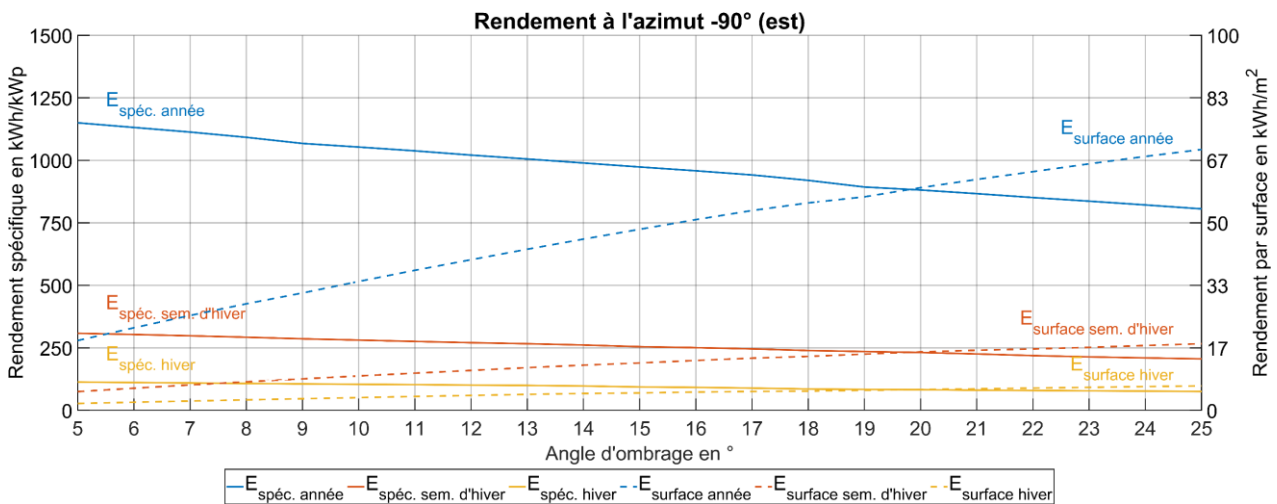
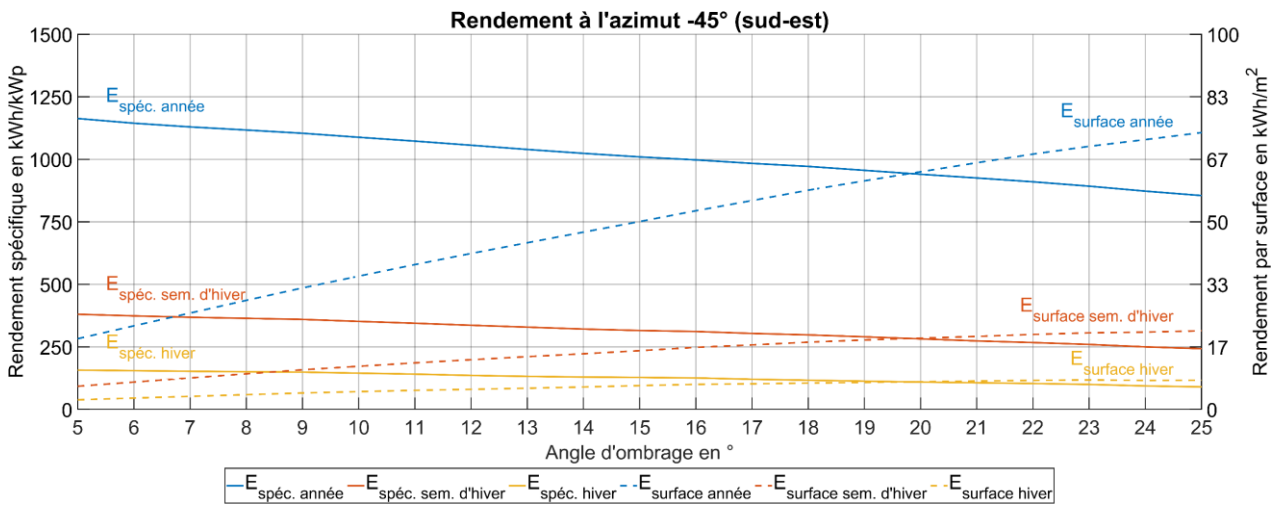
### 8.4.2 Rendement spécifique



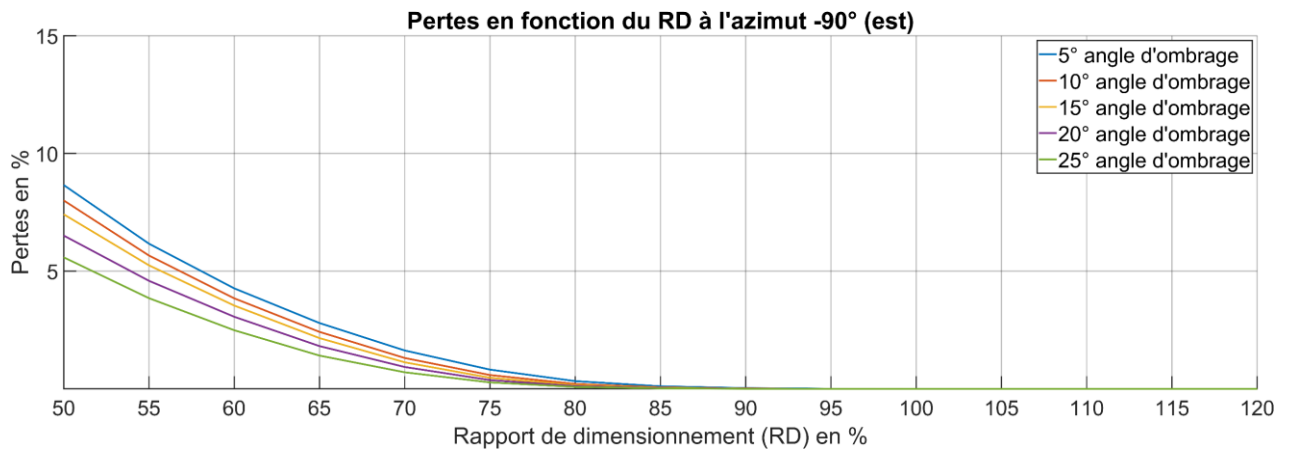
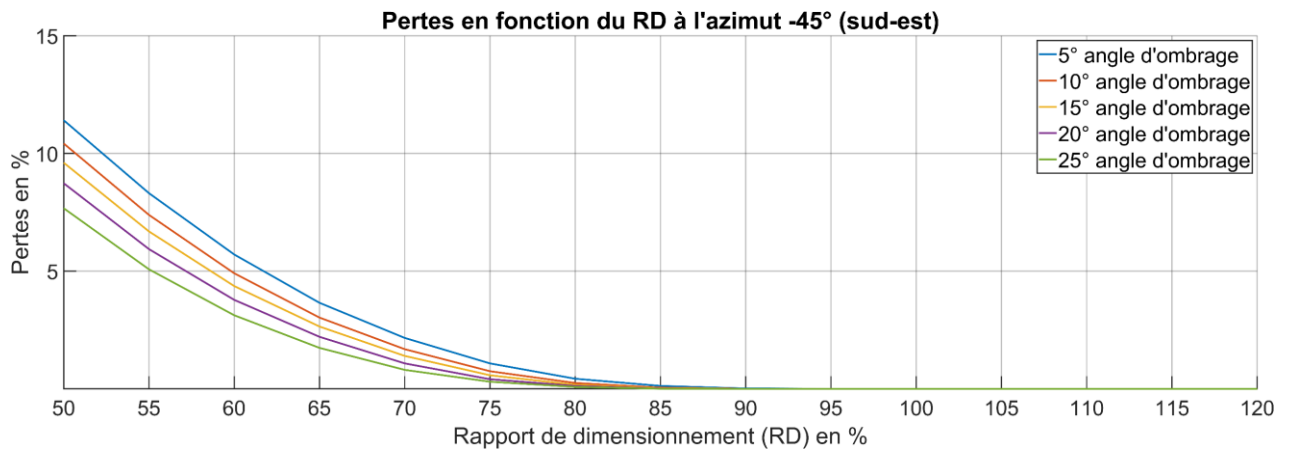
### 8.4.3 Rendement par surface



### 8.4.4 Rendement spécifique vs rendement par surface



#### 8.4.5 Perte due à la limitation de puissance



## 9 Contrôle de version

Version	Date	Description	Auteur
0,4	11.10.2023	Tirage provisoire créé	Matthias Hügi
1,0	30.11.2023	Version définitive créée	Matthias Hügi