地上設置形太陽電池アレイの 最適傾斜角度に関する検討

正員 西川 省吾 (株式会社 関電工)

Research on Optimum Tilt Angle of A Grounded Solar PV Array
Shogo Nishikawa, Member (Kandenko Co., Ltd.)

In a specified condition, I studied an optimum tilt angle of a grounded solar photovoltaic array that made a electrical energy cost cheapest, before. However, when we decide a system configuration, we have to consider a land cost and shadow of front photovoltaic arrays, and other conditions.

To solve these problems, I studied effects of cost of sysytem components, a land cost, shadow of front phtovoltaic arrays for the optimum tilt angle and made them clear. And I made sure that the optimum tilt angle decreases according to increase of system production. And when a space between two photovoltaic arrays is fixed, the optimum tilt angle increases to reduce needed land area according to increase of land cost.

I also made sure that the best configuration of photovoltaic array for minimizing the electrical energy cost besides them.

キーワード ; 太陽電池アレイ, 地上設置形, 最適傾斜角度, 発電コスト, アレイ配置

1. まえがき

地上設置形太陽電池アレイの傾斜角度は、アレイ面への日射量の他に、アレイ用支持物（架台、基礎）のコスト、及びアレイフィールドの大きさに関連する工事コストに影響するため、低コストなシステムを構築するためには、これらを考慮する必要がある。

筆者はこれまでに、発電コストが最小となる傾斜角度を「最適傾斜角度」と仮定し、多雪地帯を除く全国10箇所の地点の最適傾斜角度について、特定のシステム仕様を基に基本的検討を行った。そしてアレイ面への年間積算日射量が最大となる値よりも、15°以上小さな値になることを明らかにした。⁽¹⁾

しかしながらシステム構成要素のコストが変わると、それに伴い最適傾斜角度が変化することが予想される。またこれまでの検討では、土地代を含まず、かつ利用可能な土地面積が十分にあり、前列アレイの影が出力に影響を及ぼさないアレイ配置ができることを前提としているが、国土の狭い我が国では土地代、日影といった諸条件も考慮した方が、実用面に適用させやすい。

そこで筆者は新たに、東京における発電特性と設計風速及び緯度（建設コストに影響）をモデルとし、上記の各種条件が最適傾斜角度に及ぼす影響について検討し、明らか

にした。

またその結果から、発電コストを最小化できるアレイ配置についても明らかにした。

2. 検討対象のシステム仕様

コスト試算の検討対象としたシステム仕様（但し、年間システム生産量を除く）は、前報⁽¹⁾と同一とした。その内、主要なものを抜粋して表1に示す。

表1 システム仕様（抜粋）
Table 1. Main Specifications of PV System

項 目	仕 様
①アレイ形状	図1のとおり
②アレイの大きさ	H : 50cm, L : 2.5m (図1参照)
③アレイの方位	真南
④モジュール寸法	1200×400mm程度 (出力60W程度)
⑤架台の材料	亜鉛めっきを施した鉄 (SS400)
⑥準拠基準	太陽電池アレイ用支持物設計標準 (案)
⑦システム出力	数十kW程度。但しアレイ容量 (標準状態) とインバータ定格容量 (=システム定格容量) の比は1.2 : 1。
⑧設置環境	平地、堅固な地盤、塩害無し、工事を行う上での障害物無しなど。

図1 アレイの形状・寸法と必要な土地面積の定義
Fig 1. Definition of specifications related to array

3. 発電コストと最適傾斜角度の計算方法

<3.1> 発電コストの計算方法 発電コストECの計算方法については、前報と同じく新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)で定めた以下の方法に準じた。

$$EC(\text{円/kWh}) = \frac{\text{年間経費} K(\text{円})}{\text{年間総発電量} A_s(\text{kWh})} \quad \dots (1)$$

$$K = \sum C_i \times [(1-Z) \times D(n) + rZ] + P_e \cdot r + F \times (\sum 0.55 C_i + P_e) + O + M + N + S \quad \dots (2)$$

ここに、 C_i : 装置iの建設費

$D(n)$: 資本回収係数

$$r(1+r)^n / \{(1+r)^n - 1\}$$

n : 装置iの耐用年数

r : 金利

Z : 残存価格比率

F : 固定資産税率

P_e : 土地購入費

O : 人件費(= ϕK)

ϕ : 人件費率

M : 修繕費(= γC)

γ : 修繕費率, C : 総建設費

N : 用地借用費

S : 一般管理費(= $0.05(O + M + N)$)

なお、今回の検討では以下の2つの前提条件を設けた。

①土地は購入する(従って $N = 0$)。

②全装置の耐用年数を等しいものとする。

この条件により、(2)式は(3)式のとおりになる。

$$K = C \times [(1-Z) \times D(n) + rZ] + P_e \cdot r + F \times (0.55 C + P_e) + O + M + 0.05 \times (O + M) \quad \dots (3)$$

ここに、 C : 全装置の合計建設費(= $\sum C_i$)

(3)式を更にまとめると(4)式になる。

$$K = \frac{G_1 C + G_2 P_e}{G_3} \quad \dots (4)$$

ここに、 G_1 : $B + 0.55F + 1.05\gamma$

$$B = (1-Z) \times D(n) + rZ$$

$$G_2 : r + F$$

$$G_3 : 1 - 1.05\phi$$

システムの年間総発電量 A_s (kWh) の計算方法は、前報と同じく(5)式に示す簡易式を適用した。

$$A_s = \sum_{n=1}^{12} \{I(n) \times \eta_A(n)\} \times \eta_I \times S_A$$

$$= A \times S_A \quad \dots (5)$$

ここに $I(n)$: 月間積算傾斜面日射量 (kWh/m²)

$\eta_A(n)$: 各月のアレイ効率 (%)

電池温度25℃時の効率を12%、温度係数を-0.5%/℃と仮定

η_I : インバータ実効変換効率 (0.85)

S_A : アレイ面積 (m²)

A : アレイ面積1m²当たりのシステム年間総発電量 (kWh/m²)

A は、前報の結果に基づき(6)式で表すこととした。

$$A = A_0 + A_1 \theta + A_2 \theta^2 \quad \dots (6)$$

ここに θ : アレイ傾斜角度 (degree)

A_0, A_1, A_2 : 任意の定数

システム容量1kW ($S_A = 10\text{m}^2$ ⁽¹⁾) 当たりの、東京での A_0, A_1, A_2 は、各々119.2, 1.02, -0.0156である。⁽¹⁾

<3.2> 土地購入費 P_e の計算方法 システム容量1kWに相当するアレイ(表1のより1.2kW。以下「1kW相当アレイ」という)に必要な土地購入費 P_e は(7)式で求める。

$$P_e = C_L \times S_L \quad \dots (7)$$

ここに、 C_L : 土地単価 (円/m²)

S_L : 1kW相当アレイに必要な土地面積 (m²)

S_L の計算方法は、アレイ間隔 d の決定方法により以下の2通りになる(図1参照)。

(1) d を θ の関数とする場合 これは前報と同じ方法で、前列アレイの影の長さに合わせて d を決定する。影の長さは θ により変化するので、 d も θ の関数となる。なお前報では前列アレイの影が出力に影響を及ぼさないよう、冬至の9時(または15時)の影の長さと同しくした。

ここで1kW相当アレイの面積 S_A は10m²で、システム仕様より L は2.5mであることから、1kW相当アレイの幅寸法(紙面に垂直な方向の寸法)は4mとなる。従って1kW相当アレイに必要な土地面積 S_L は以下のとおりになる。

$$S_L = 4 \times L_s = 4(L_{s0} + L_{s1}\theta) \quad \dots (8)$$

ここに、 L_s : 1kW相当アレイに必要な土地の長さ

L_{s0} : L_s の内、 θ の影響を受けない定数項

L_{s1} : L_s の内、 θ の影響を受ける項の係数

$$L_{s0} + L_{s1}\theta = LC \cos \theta + d$$

$$= LC \cos \theta + L_1 + L_2 \theta \quad \dots (9)$$

ここに、 L : アレイ面の長さ (= 2.5m)

L_1 : d の内、 θ の影響を受けない定数項

L_2 : d の内、 θ の影響を受ける項の係数

従って(7)式、(8)式より1kW相当アレイの土地購入費 P_e は(10)式になる。

$$P_e = 4 C_L (L_{s0} + L_{s1}\theta) \quad \dots (10)$$

(2) d を任意に決定する場合 我国のように国土の狭

いところでは(1)の方法でdを決定できないケースも多数想定できる。この場合には、dを θ とは無関係に任意に設定する必要があり、(11)式のとおりになる。

$$P_e \div 4C_L (L \cos \theta + d) \dots (11)$$

<3.3> システム建設コストCの計算方法 生産量を一定とした場合、建設コストCは、工事仕様、設置場所(気象条件・緯度)を決めると θ だけが独立変数となる。

$$C = C_P + C_M + C_S + C_R \dots (12)$$

ここに、 C_P : 太陽電池コスト

C_M : インバータ、連系保護装置及び制御装置の合計コスト

C_S : 架台と基礎の合計コスト
($= a_0 + a_1 \theta + a_2 \theta^2$)⁽¹⁾

$a_0 \sim a_2$ は気象条件により決まる定数

C_R : その他工事コスト($= e_0 + e_1 \theta$)⁽¹⁾

e_0, e_1 は緯度により決まる定数

θ が変わるとアレイに加わる外部荷重が変化し、架台・基礎の大きさ、コスト C_S も変化する。 C_R にはアレイ間の電気配線などを含んでおり、アレイの影の長さに合わせてアレイ間隔を変化させる場合には、それに伴い配線に係わる工事費が変わることから、 C_R も θ の関数になる。従って、(12)式は(13)式に書き換えることができる。

$$C = C_0 + C_1 \theta + C_2 \theta^2 \dots (13)$$

ここに、 $C_0 := C_P + C_M + a_0 + e_0$

$C_1 := a_1 + e_1$

$C_2 := a_2$

dが任意に決められた場合は、前列アレイの影の長さの影響が無視されるため、 C_R は θ ではなくdの関数になり、 C_R の成分を含む C_0 と C_1 が異なってくる。

<3.4> 発電コストの計算式

(1)dを θ の関数とする場合 この場合には、システム出力には前列アレイの影の影響は出ない。そして、システム1kW当たりの年間経費K(円/kW)は、(4)式に(10)式と(13)式を代入して、(14)式のとおりになる。

$$K = K_0 + K_1 \theta + K_2 \theta^2 \dots (14)$$

ここに、 $K_0 = (G_1 C_0 + 4 C_L G_2 L s_0) / G_3$

$K_1 = (G_1 C_1 + 4 C_L G_2 L s_1) / G_3$

$K_2 = G_1 C_2 / G_3$

以上のことよりECは(15)式で表すことができる。

$$EC = \frac{K}{A_s} = \frac{K}{S_A A} = \frac{K_0 + K_1 \theta + K_2 \theta^2}{10 (A_0 + A_1 \theta + A_2 \theta^2)} \dots (15)$$

(2)dを任意に決定する場合 この場合には、前列アレイの日影の影響を考慮し、(16)式のとおりになる。

$$EC = \frac{K}{S_A A_P A} \dots (16)$$

ここで、分子のKに(4)式、(11)式及び $L=2.5(m)$ を代入すると、(17)式のとおりになる。

$$EC = \frac{G_1 C + 10 G_2 C_L (\cos \theta + d/2.5)}{10 A_P A G_3} \dots (17)$$

ここに、 A_P : 日影補正係数

A_P については、図2のとおり、傾斜角度をパラメータとし、東京における(アレイ間隔d/アレイ面長L)との関係が計算されており、その結果を引用した。⁽²⁾

図2 (アレイ間隔/アレイ面長)と日影補正係数の関係(抜粋)

Fig 2. Relation between d/L and A_P

ここで(d/L)を決定すると、 A_P は θ だけの関数となり(18)式で表すことができる。

$$A_P \div A_{P0} + A_{P1} \theta + A_{P2} \theta^2 \dots (18)$$

ここに、 A_{P0}, A_{P1}, A_{P2} は(d/L)により決まる任意の定数(表2参照)

表2 日影補正のための係数
Table 2. Coefficient of A_P

d/L	A_{P0}	A_{P1}	A_{P2}
0.1	1.0144	-1.9519	0.01421
0.3	1.0996	-1.2700	0.00400
0.5	1.0636	-0.5824	-0.00364
1.0	0.9712	0.4053	-0.01207
1.2	0.9586	0.4689	-0.01071
1.5	0.9886	0.1249	-0.00271

(18)式及び表2より A_P を計算すると図3のとおりになる。

図3 アレイ傾斜角度と日影補正係数の関係

Fig 3. Relation between tilt angle and A_P

これより、(d/L)が1.5ではアレイ傾斜角度が50°でも

日影による出力低下はほとんど無く、逆に、 (d/L) が0.1ではアレイがかなり水平に近くても、10%以上の出力低下があり、緯度に等しい傾斜角度では約半分にも低下することが分かる。なお、前報における d (θ の関数として計算)と A_p (1として計算)の関係を、図3と比較するとほぼ同じ値を示しており、この結果を適用することは問題無いことを確認している。

以上より日影補正係数を考慮した場合の出力 $A_p A$ は(19)式のとおりになる。

$$\begin{aligned} A_p A &= (A_{p0} + A_{p1}\theta + A_{p2}\theta^2) \\ &\quad \times (A_0 + A_1\theta + A_2\theta^2) \\ &= A_{q0} + A_{q1}\theta + A_{q2}\theta^2 + A_{q3}\theta^3 + A_{q4}\theta^4 \quad \dots (19) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ここに、} A_{q0} &= A_0 A_{p0} \\ A_{q1} &= A_0 A_{p1} + A_1 A_{p0} \\ A_{q2} &= A_0 A_{p2} + A_1 A_{p1} + A_2 A_{p0} \\ A_{q3} &= A_1 A_{p2} + A_2 A_{p1} \\ A_{q4} &= A_2 A_{p2} \end{aligned}$$

$$(13)\text{式と}(19)\text{式を}(17)\text{式に代入すると共に、}\cos\theta\text{を}$$

$$\cos\theta \approx J_0 + J_1\theta + J_2\theta^2 \quad \dots (20)$$

$$\text{ここに、} J_0 = 1, J_1 = -0.00042, J_2 = -0.00014$$

$$50^\circ \geq \theta \text{ の範囲で適用}$$

で置き換えると(21)式となる。

$$\begin{aligned} EC &= [G_1 \times (C_0 + C_1\theta + C_2\theta^2) + 10G_2 C_L \\ &\quad \times (J_0 + J_1\theta + J_2\theta^2 + d/2.5)] / \\ &\quad [10G_3 \times (A_{q0} + A_{q1}\theta + A_{q2}\theta^2 + A_{q3}\theta^3 \\ &\quad + A_{q4}\theta^4)] \\ &= (M_0 + M_1\theta + M_2\theta^2) / [10G_3 \times (A_{q0} + \\ &\quad A_{q1}\theta + A_{q2}\theta^2 + A_{q3}\theta^3 + A_{q4}\theta^4)] \quad \dots (21) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ここに、} M_0 &= G_1 C_0 + 10G_2 C_L \times (J_0 + d/2.5) \\ M_1 &= G_1 C_1 + 10G_2 C_L J_1 \\ M_2 &= G_1 C_2 + 10G_2 C_L J_2 \end{aligned}$$

<3.5> 最適傾斜角度の計算式 EC が最低となる最適傾斜角度 θ_0 は(22)式が成立する値である。

$$\frac{d(EC)}{d\theta} = 0 \quad \dots (22)$$

但し、 $\theta_0 \geq 0^\circ$

(1) d を θ の関数とする場合

$$\theta_0 = \frac{-H_2 \pm \sqrt{H_2^2 - H_1 H_3}}{H_3} \quad \dots (23)$$

$$\text{ここに、} H_1 = K_1 A_0 - K_0 A_1$$

$$H_2 = K_2 A_0 - K_0 A_2$$

$$H_3 = K_2 A_1 - K_1 A_2$$

(2) d を任意に決定する場合 θ_0 は(24)式が成立する場合の θ である。

$$R_0 + R_1\theta + R_2\theta^2 + R_3\theta^3 + R_4\theta^4 + R_5\theta^5 = 0 \quad \dots (24)$$

$$\text{ここに、} R_0 = M_1 A_{q0} - M_0 A_{q1}$$

$$R_1 = 2(M_2 A_{q0} - M_0 A_{q2})$$

$$R_2 = M_2 A_{q1} - 3M_0 A_{q3} - M_1 A_{q2}$$

$$R_3 = -2(2M_0 A_{q4} - M_1 A_{q3})$$

$$R_4 = -3(M_1 A_{q4} - M_2 A_{q3})$$

$$R_5 = -2M_2 A_{q4}$$

4. 検討内容

以下の3項目をパラメータに最適傾斜角度を検討した。

①生産量(システム構成要素のコスト)

生産量が異なるとシステム構成要素のコスト比率が変化するため、最適傾斜角度に影響を及ぼす。前報ではシステムの年間生産量を、10 (MW) のみについて検討したが、ここでは1 (MW) と100 (MW) についても検討を行った。表3に各生産量毎のコストを示す。これらは、何れも文献(3)に示されている値に30%の経費を加えたものである。

表3 システム構成要素のコスト
Table 3. Cost of system component

システム構成要素 (将来技術を考慮)	コスト (円/W)		
	1 MW	10 MW	100 MW
太陽電池(多結晶)	686	480	269
インバータ	118	51	22
連系保護装置	11	8.5	6.5
制御装置	56	23	10

これに対し、架台・基礎コスト C_s 及びその他の工事コスト C_r は、MWオーダーの生産量では、変化は非常に小さい。また、ここでは前報と同じく、アレイ間隔 d を傾斜角度 θ の関数になるように決めたので、何れの生産量においても(25)式、(26)式が適用できる。なお、単位は何れも(千円/kW)である。

$$C_s = 170.697 - 0.347\theta + 0.097\theta^2 \quad (1) \quad \dots (25)$$

$$C_r = 122.4 + 1.7\theta \quad (1) \quad \dots (26)$$

生産量別のシステムコスト C は、(12)式に表3の値と、(25)式、(26)式を代入すれば求められる(表4参照)。なお太陽電池は、既述のとおり、インバータ容量1に対し1.2の割合で組み合わせるため、表3の値を1.2倍している。

表4 生産量別システムコストC
Table 4. Cost of total system

生産量	システムコストC (千円/kW)
1 MW	$1301.297 + 1.353\theta + 0.097\theta^2$
10 MW	$951.597 + 1.353\theta + 0.097\theta^2$
100 MW	$654.397 + 1.353\theta + 0.097\theta^2$

②土地代 C_L

土地代(円/m²)は0, 1,000, 2,000, 5,000, 10,000, 20,000, 50,000, 及び100,000の8ケースを想定した。

③前列アレイとの間隔 d (θ とは独立)

d (m) は、0.25, 0.75, 1.25, 2.0, 2.5, 3.0, 3.75

の7ケースを想定した。なお以下の説明においては、全てアレイ面長 L (2.5m) に対する比 (d/L) で表すものとし、この場合は各々、0.1, 0.3, 0.5, 0.8, 1.0, 1.2及び1.5となる。但し生産量は10MW/年のみとした。また(3)式の各定数は前報と同じ表5のとおり設定した。

表5 パラメータの設定値
Table 5. The value of parameter

項 目	設 定 値
①システム耐用年数	20 (年)
②金利	6 (%)
③残存価格比率	10 (%)
④人件費率	5 (%)
⑤固定資産税率	1.4 (%)
⑥修繕費率	1 (%)
⑦間接費率	5 (%)

5. 検討結果

<5.1>生産量と土地代の影響 生産量と土地代 C_L が、最適傾斜角度に与える影響を図4に示す。但し、 d は前報と同じく θ の関数となるように決め、土地購入費 P_e の算出には(10)式を適用し、表4の値を(4)式に代入して、各生産量毎の年間経費 K を求めた。そして、この場合には前列アレイの影の影響は無いので、最適傾斜角度は(15)式で求まる。

図4 生産量・土地代と最適傾斜角度の関係

Fig 4. Relation among production, land cost and the optimum tilt angle

図4から分かるとおり、生産量が増加するにつれ最適傾斜角度が小さくなり、100 (MW) の場合には1 (MW) の場合よりも約6°小さい。これは生産量が少ない場合には、太陽電池コストのシステム全体に占める割合が大きく、太陽電池の性能が重要となり、日射量が最大になる角度に近づくためである。

また生産量に関係無く土地代が1,000 (円/㎡) 程度までは、最適傾斜角度はほとんど変化しない。そして1,000 (円/㎡) を超えると、最適傾斜角度は急激に小さくなる。これは、傾斜角度が大きくなるとアレイの影が長くなり、必要な土地面積が広くなり、土地代が高い場合には発電コストの上昇の要因となることから、土地代が高くなるほど

最適傾斜角度は土地代を抑制する傾斜角度、すなわち緩やかな傾斜角度になるためである。

<5.2> 前列アレイとの間隔の影響 (d/L) がパラメータの、土地代と最適傾斜角度の関係を図5に示す。

図5 アレイ間隔/アレイ長の影響

Fig 5. Effect of d/L on the optimum tilt angle

図中の「free」は前報でのアレイ間隔の決定方法で、影の長さに応じてアレイ間隔が変わるものである。

これよりfreeを除く全ての (d/L) について、土地代が2,000 (円/㎡) 程度までは最適傾斜角度は変化無く、5,000 (円/㎡) を超えると、急激に角度が大きくなっていることが分かる。この理由は以下のとおりである。

前報で述べているとおり、架台・基礎コストは傾斜角度が大きくなるとアレイに加わる風荷重が大きくなるためコスト高になる。これに対し土地購入費は、アレイ傾斜角度が小さい時にアレイの地面への投影面積 (図1の $L \cos \theta$ に相当する部分) が大きいため、必要土地面積が大きく、コスト高になる。

そして他の要素 (太陽電池など) は、傾斜角度とは無関係であるため、最適傾斜角度は架台・基礎コストと土地購入費の比率で決まる。このため1㎡当たりの土地代が高くなると、土地購入費の比率が大きくなるため、これが安価になるように、最適傾斜角度は急勾配の方にシフトする。更に、発電量のピークが30°付近にあることも、要因の一つである。

また、図5でfreeだけが、土地代の上昇につれて最適傾斜角度が低下している。これはfreeの場合、傾斜角度の変化に応じてアレイ間隔が変化し、単位面積当たりの土地代が高い時には、 d が小さくなる (土地面積が少なくなる) ように、最適傾斜角度が小さくなるためである。

なお (d/L) が0.3以下では、最適傾斜角度は計算上は0° (水平) 以下となる。しかしながら、傾斜が5°未満になると雨がモジュール面に溜まり、表面反射により出力が大きく低下すると共に、既述の出力の計算式が成り立たなくなる。従って、ここでは5°を実用の限界角度と考え、これを最適傾斜角度と仮定した。

<5.3> 発電コストの最小化 実際に発電コストを最小化するためには、アレイ配置 (d または d/L) も最適化

する必要がある。各 (d/L) 毎に最小発電コスト (最適傾斜角度における発電コスト) を計算し、それが土地代により、どのように変化するか検討した結果を図6に示す。

図6 各 (d/L) における最小発電コスト
Fig 6. Minimum electrical energy cost

これより発電コストが最も高いのは、土地代が10,000 (円/㎡) までは (d/L) = 0.1の場合、10,000 (円/㎡) を超えると (d/L) = 1.5の場合である。これは土地代が安価な時には、図3から分かるとおり、(d/L) = 0.1の場合、前列アレイの影による出力低下が大きいことが要因で、逆に土地代が高くなると、(d/L) = 1.5の場合の土地購入費が大きな負担となるためである。

最小発電コストが最も安いのは、土地代が20,000 (円/㎡) までは (d/L) = 0.3, 次にfreeの場合となるが、その差は1 (円/kWh) 前後と小さい。なお土地代が20,000 (円/㎡) を超えると、freeの場合が最も安くなる。

ここで、土地代が5,000 (円/㎡) の時の、アレイ傾斜角度と発電コストの関係を図7に示す。

傾斜角度が約8°以上では、freeの場合が最も安価であるが、それ以下の傾斜角度では (d/L) = 0.3 の方が安価になる。

従って発電コストを最小にするには、(d/L) を0.3程度にし、傾斜角度を5°強にすることが最適といえる。

図7 傾斜角度と発電コストの関係 (土地代5,000円/㎡)
Fig 7. Relation between the tilt angle and electrical energy cost

6. むすび

図1に示すような比較的標準的な形状・規模 (アレイ面長 $L = 2.5\text{m}$) の地上設置形アレイについて、東京の発電特性と設計風速、緯度をモデルにし、システム生産量、土地代などの影響が、最適傾斜角度 θ_0 に対し与える影響について検討を行った。その結果、以下の事項が明らかとなった。

- ①生産量が多くなると、太陽電池の全体コストに占める割合が小さくなるため、 θ_0 は小さくなる。
- ②前列アレイの影が、後列アレイの出力に影響を及ぼさないようにアレイ間隔を定める場合には、土地代が2,000 (円/㎡) 以上になると θ_0 への影響が顕著に表れ、土地代の上昇と共に θ_0 は小さくなる。
- ③アレイ間隔 d が独立に定まる場合には、土地代が2,000 (円/㎡) 以上になると、土地購入費の全コストに示す比重が大きくなるため、 θ_0 は大きくなり必要土地面積が少なくなる方向にシフトする。
- ④発電コストを最小化するためには、土地代が安価な場合 (20,000 (円/㎡) 以下) には、(d/L) = 0.3 程度とし、アレイ傾斜角度はアレイ面に雨が溜まらないよう5°強に設定する。

但し、実際にシステムを設置する場合には、(アレイの形状・大きさ、太陽電池とインバータの容量比など) 本検討で考慮しきれていない条件・状態に出会うことも多々ある。このため本報告の計算結果を、そのまま適用することは困難であるが、前報と併せ考えることにより、太陽電池アレイの傾斜角度を、何度程度にすれば低コストなシステムになるか、目安がついたと思う。

(平成7年12月22日受付, 同8年3月28日再受付)

文 献

- (1)西川:「地上設置形太陽電池アレイの最適傾斜角度に関する基本的検討」, 電学論B, Vol.116, 346~351 (平8-3)
- (2)Y.Ishihara, etc. 「OPTIMIZATION OF SETTING ARRAYS CONSIDERING THE INFLUENCE OF FRONT ARRAY'S SHADOW」, 1st WCPEC
- (3)滝川:「コスト評価と普及予測」, 太陽エネルギー No.1 1994

西川 省吾

(正員) 1959年8月9日生。1982年3月

日本大学理工学部電気工学科卒業。同年(株)関電入社。現在、同社技術開発総室技術研究所所属。主に太陽光発電システム、特に太陽電池アレイの研究に従事。