

太陽光発電システムのシミュレーション

Simulating Method for Photovoltaic System

瀬川 洋介* 藤田 嘉和**
 Yosuke SEGAWA Yoshikazu FUJITA
 木田 順三*** 石原 好之****
 Junzo KIDA Yoshiyuki ISHIIHARA
 戸高 敏之****
 Toshiyuki TODAKA

Abstract

Seasonal and temporal unbalanced demands of electric power are increasing year after year. While an even demand from the load must be maintained in order for the development of a typical solar power generation system for an ordinary usage in the near future, the most important aspect is to develop a low-cost system.

In this paper, the load pattern for a factory is chosen as the subject of the research, which has a lot of advantageous factors such as day-load and stability of the day to day load pattern. The two solar power generation systems which are shown below are investigated; one is connected with commercial power source and the other has equipment for charging the battery using low-cost night electric power. Both systems are simulated using meteorological data and are examined by the energy flow generated by photovoltaic panels and commercial power, and from an economic viewpoint based on current constructive cost, in addition to the influence of the arrangement of holiday load pattern on effective energy generated by photovoltaic panels.

Key Words : Photovoltaic cell, factory use, photovoltaic system, simulation method, energy flow, economical estimation

1. 緒言

季節、時間帯による電力需要量の変化を示す年負荷率（年間の最大需要電力に対する年平均需要電力の比）は、年々低下傾向にある。これは夏期昼間の冷房需要の増大、昼間操業型の業務用電力比率の増加などが原因で、現在約60%の負荷率が、将来さらに低下することが予想される。その対策として太陽光発電等一般向け発電システムの開発により負荷平準化が急がれる。最大の課題は低コストのシステム開発である。そのためには小規模で高効率の発電ならびに蓄電設備が必要となる。また太陽光発電システムの発電電力が気象変化の影響を受け不安定であるので、電力供給安定化をはかるためにこれらの要因を考慮した発電システムの設計が必要となる。

ここでは太陽光発電のシミュレーション開発を行い、これを従来から考えられている系統連系太陽光発電システムと、著者等が提案する夜間充電設備を持つ

太陽光発電システムについて適用し比較検討を行った。

2. 太陽電池特性と蓄電池特性の推定

2.1 太陽電池の電圧電流特性

太陽電池の基本構造はPN接合であり、一般に単結晶シリコン太陽電池の光照射状態での電圧-電流特性式は次式で表される。

-
- * 同志社大学大学院 工学研究科, 学生 (現 大阪ガス) Graduate School of Engineering, Doshisha University, Graduate Student.
 - ** 同志社大学工学部 電気工学科, 学生 (現 富士通テン) Faculty of Engineering, Doshisha University, Student.
 - *** 同志社大学工学部 電子工学科, 学生 (現 工学研究科) Faculty of Engineering, Doshisha University, Student.
 - ****同志社大学工学部, 教授 Faculty of Engineering, Doshisha University, Professor.

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \frac{q(V + R_s I)}{nkT} - 1 \right\} - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad [A] (1)$$

$$I_0 = C_0 T^3 \exp \left(- \frac{q E_g}{nkT} \right) \quad [A] (2)$$

I : 出力電流[A] C_0 : 飽和電流温度係数
 V : 出力電圧[V] E_g : エネルギーギャップ[eV]
 I_L : 光起電流[A] T : 素子絶対温度 [K]
 I_0 : 飽和電流[A] T_a : 気温 [°C]
 R_s : 直列抵抗[Ω] k : ボルツマン定数 [eV]
 R_{sh} : 並列抵抗[Ω] q : 電子の電荷量 [C]
 n : 接合定数 E_{TP} : パネル面入射日射量 [mW/cm²]

光起電流 I_L は、太陽電池パネル面入射日射量 E_{TP} に比例し、素子温度28 [°C]における短絡電流を基準に+0.1 [%/°C]の増加がみられるので⁽¹⁾、観測データに統計的処理を施した(3)式で算出できる。

$$I_L = 0.00546 E_{TP} [1 + 0.001 (T - 301)] \quad [A] (3)$$

太陽電池素子温度 T [K]と気温 T_a [°C]との温度差は、太陽電池パネル面入射日射量 E_{TP} と風速に左右されるが、ここでは風速の影響を無視し、太陽電池パネル面入射日射量が100 [mW/cm²]のとき気温より30 [°C]上昇するとして、素子温度を(4)式で推定する。

$$T = T_a + 273 + 0.3 E_{TP} \quad [K] (4)$$

非照射状態での太陽電池の電圧-電流特性式は、光照射状態での特性式より電流源 I_L を取り除いたものと等しい。すなわち非照射状態での太陽電池の特性は、

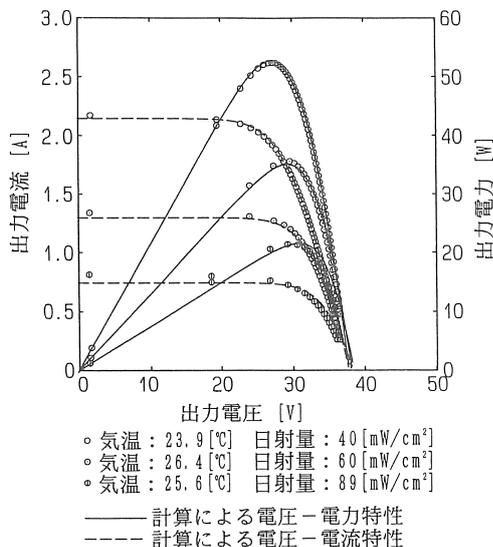


図1 照射状態における太陽電池の特性

単なるダイオードにバイアスを与えたときダイオードの接合部を通じて流れる注入電流と同じである⁽²⁾。

使用した太陽電池(ARCO SOLAR社製AR-401)のダイオードパラメータ(R_s, R_{sh}, n, C_0, E_g)を、非照射状態での電圧-電流特性の測定データから、最小自乗法により求めた結果は、 $R_s = 0.141$ [Ω], $R_{sh} = 2000$ [Ω], $n = 1.11$, $C_0 = 10$, $E_g = 1.13$ [eV]である。

照射状態における電圧-電流及び電圧-電力特性を(1)~(4)式を用いて計算した結果と測定値を図1に示す。図から明らかなように、特に最適動作点付近で良く一致しており、年間発電特性を計算するのに充分である。

2.2 蓄電池の充放電特性

シール鉛蓄電池を定電流で充電した場合、充電時において蓄電池のエネルギー保有率 ρ が0.8~1.0の範囲で蓄電池の内部抵抗が上昇し、放電時にはエネルギー保有率 ρ が0~0.2の範囲で内部抵抗が上昇することが実験より得られている⁽³⁾。従って蓄電池をエネルギー保有率 ρ が0.2~0.8の範囲で使用すれば、効率良く蓄電池を使用することができる。シール鉛蓄電池(65 [Ah])の定電流充放電特性の測定値に最小自乗法を適用し、端子電圧 V_{BT} は充放電電流 I_B とエネルギー保有率から、次式で推定できることがわかった。

$$V_{BT} = \begin{cases} 1.99\rho + 11.67 + 0.064 I_B & (I_B \geq 0 \cdots \text{充電}) \\ 1.52\rho + 11.45 + 0.034 I_B & (I_B < 0 \cdots \text{放電}) \end{cases} \quad (5)$$

3. 工場用太陽光発電システム運転シミュレーション

3.1 工場用太陽光発電システム

一般に工場が電力を使用する形態は、消費電力が多く昼間負荷であること、家庭用⁽⁴⁾⁽⁵⁾等と比べ負荷パターンが毎日ほぼ一定していることなど太陽光発電を利用するために有利な要因が多い。シミュレーションの対象とした負荷モデルは、季節等の変化を受けず一年間ほぼ一定のパターンを持つ工場で、その30分毎の負荷データを図2に示した。この工場負荷の需要形態が太陽光発電の発電電力と一致することに着目し、次に述べる二つのシステムについて、運転特性シミュレーション手法の開発を行った。

3.2 系統連系太陽光発電システム

システムの概略図を図3に示す。システムは、太陽電池の出力をDC-DCコンバータを用いて最適動作点

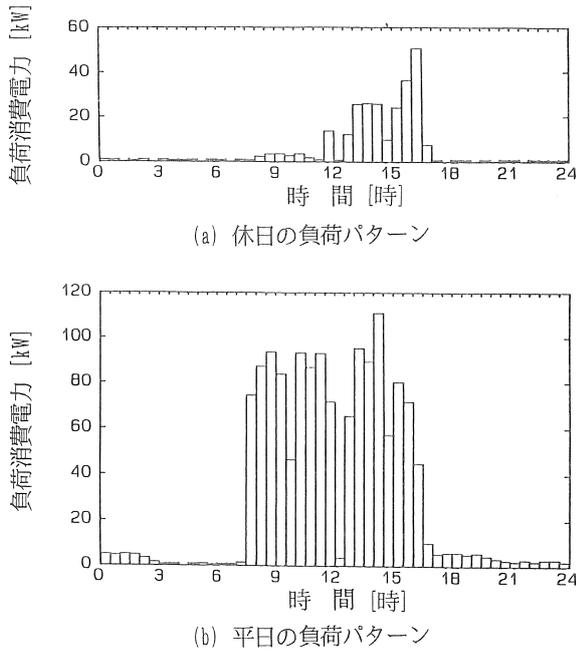


図2 工場の負荷モデル例

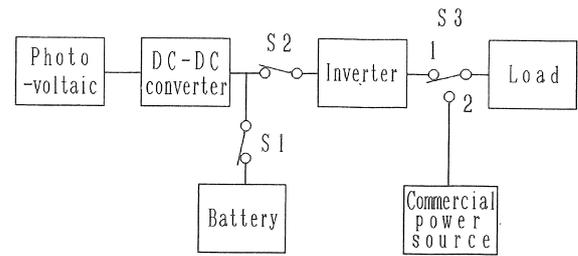


図3 系統連系太陽光発電システム

表1 系統連系設備を持つ太陽光発電システムの3モード

mode	switches			retentive energy rate ρ	generated power vs. load
	S1	S2	S3		
I	ON	ON	1	$\rho \leq 0.8$	$\eta_{CH} \eta_{IV} P_G \geq P_{LD}$
				$0.2 \leq \rho$	$\eta_{CH} \eta_{IV} P_G < P_{LD}$
II	OFF	ON	1	$0.8 < \rho$	$\eta_{CH} \eta_{IV} P_G \geq P_{LD}$
III	ON	OFF	2	$\rho < 0.2$	$\eta_{CH} \eta_{IV} P_G < P_{LD}$

η_{CH} :DC-DCコンバータ効率 η_{IV} :インバータ効率
 P_G :太陽電池発電電力量 P_{LD} :負荷消費電力量
 ρ :蓄電池エネルギー保有率

制御を行い、インバータ入力の手前に蓄電池を置くことにより、太陽電池発電量の不足分を負荷に捕い、太陽電池余剰電力の蓄電も行う。また太陽電池と蓄電池で負荷を賄えないときは、商用電源と連系し電力の供給を受ける。

系統連系太陽光発電システムでは、三つのスイッチを表1に示すように蓄電池エネルギー保有率 ρ 、太陽電池発電電力量 P_G 及び負荷需要量 P_{LD} の三つのパラメータにより3モードに切り換え、常に安定した電力を負荷に供給する。

(a) モードI (通常運転モード)

モードIは通常の運転モードで、太陽電池の発電電力は直接負荷に供給され、余りはすべて蓄電池の充電に使用されるので、システムにとって最も効率のよいモードである。蓄電池は、以下に示すように、発電電力と負荷の大小により充電または放電され、エネルギー保有率 ρ は蓄電池の容量を C_{BT} 、充電効率を η_{BT} 、モード切り換前のエネルギー保有率を ρ_0 とすると(6)、(7)式で算定される。

$$i) \eta_{CH} \eta_{IV} P_G \geq P_{LD} \cdots \text{充電}(I_{CH} \geq I_{IV})$$

$$\rho = \rho_0 + \frac{\eta_{BT}}{C_{BT}} (I_{CH} - I_{IV}) dt \quad (6)$$

$$ii) \eta_{CH} \eta_{IV} P_G < P_{LD} \cdots \text{放電}(I_{CH} < I_{IV})$$

$$\rho = \rho_0 + \frac{1}{C_{BT}} (I_{CH} - I_{IV}) dt \quad (7)$$

ただし、DC-DCコンバータ出力電流:

$$I_{CH} = \eta_{CH} P_G / V_{BT} \quad (8)$$

インバータ入力電流:

$$I_{IV} = P_{LD} / (\eta_{IV} V_{BT}) \quad (9)$$

蓄電池のエネルギー保有率が $0.2 \leq \rho \leq 0.8$ であれば、発電電力と負荷電力の関係にかかわらずこの運転モードとなるが、以下の2つの場合もこのモードとする。

$$iii) \rho < 0.2 \text{ and } \eta_{CH} \eta_{IV} P_G \geq P_{LD}$$

$$iv) \rho > 0.8 \text{ and } \eta_{CH} \eta_{IV} P_G \leq P_{LD}$$

なぜなら、iii)の場合は負荷へ電力を供給しても蓄電池を充電するだけの電力が残っているので、蓄電池のエネルギー保有率 ρ は充電により上昇し、またiv)の場合は負荷への電力供給のため蓄電池が放電するので、エネルギー保有率 ρ が低下するからである。iii)の場合のエネルギー保有率は(6)式で、iv)の場合は(7)式で計算する。

(b) モードII (過充電防止運転モード)

モードIIは過充電防止運転モードであり、蓄電池エネルギー保有率 ρ が $\rho > 0.8$ で、発電電力が負荷需要電力より大きいときである。このとき蓄電池はシステムから切り放し、太陽電池の発電電力は直接負荷だけに供給される。このため蓄電池のエネルギー保有率 ρ は変化せず、余剰電力量 P_D (発電電力量から負荷需要電力量と損失を差し引いた残りの電力量)が発生し、発電電力に無駄が生じる。余剰電力量 P_D は次式

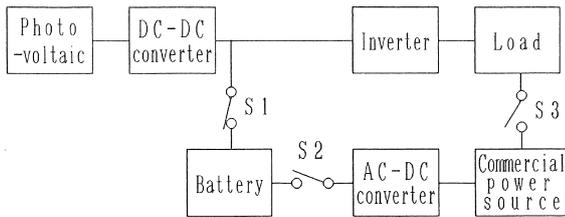


図4 夜間充電設備を持つ太陽光発電システム

で算定する。

$$P_D = P_G - \frac{P_{LD}}{\eta_{CH} \eta_{IV}} \quad (10)$$

(c) モードⅢ (過放電防止運転モード)

モードⅢは過放電防止運転モードであり、蓄電池エネルギー保有率 ρ が $\rho < 0.2$ で、太陽電池発電電力が負荷需要電力より小さいときである。このとき負荷はシステムから切り放し、電力は系統から供給される。また太陽電池の発電電力はすべて蓄電池充電だけに供給される。系統供給電力量 P_C は(11)式で、エネルギー保有率は(12)式で算定する。

$$P_C = P_{LD} \quad (11)$$

$$\rho = \rho_0 + \frac{\eta_{BT}}{C_{BT}} \int I_{CH} dt \quad (12)$$

3.3 夜間充電設備を持つ太陽光発電システム

システムの概略図を図4に示す。システム構成の違いは、深夜電力適用時間帯以外は系統から一切電力供給を受けないように、夜間に蓄電池を充電する点である。つまり、翌日の運転で、 $\rho < 0.2$ とならないように、深夜電力適用開始時の蓄電池エネルギー保有率から、翌日必要とする電力量に当たる蓄電池エネルギー保有率まで、その差に当たる不足分の電力量を計算し、系統からの安価な深夜電力を利用して蓄電池を充電するよう設計する。対象とした負荷のパターンは図2で示したように平日で786[kWh]必要とするので、悪天候による発電電力減少、表2に示すDC-DCコンバータとインバータの変換効率それに蓄電池の充放電損失等を考慮すると、少なくとも蓄電池設備容量は約1500[kWh]必要となる。また発電システムの保守・緊急時は、商用電源から電力供給を受ける。

システム中の三つのスイッチは、表3に示すように蓄電池エネルギー保有率、太陽電池発電電力、負荷需要量及び深夜電力適用時間帯の四つのパラメータにより4モードに切り換えられる。モードⅠとⅡは前述のシステムと条件、計算方法が同じであるが、モードⅢ

表2 各装置の効率

DC-DCコンバータ効率 η_{CH}	0.96
蓄電池充電効率 η_{BT}	0.95
インバータ効率 η_{IV}	0.90
AC-DCコンバータ効率 η_{CV}	0.97
負荷力率 $\cos \phi$	0.92

表3 夜間充電設備を持つ太陽光発電システムの4モード

mode	switches			retentive energy rate ρ	generated power vs. load
	S1	S2	S3		
Ⅰ	ON	OFF	OFF	$\rho \leq 0.8$ $0.2 \leq \rho$	$\eta_{CH} \eta_{IV} P_G \geq P_{LD}$ $\eta_{CH} \eta_{IV} P_G < P_{LD}$
Ⅱ	OFF	OFF	OFF	$0.8 < \rho$	$\eta_{CH} \eta_{IV} P_G \geq P_{LD}$
Ⅲ	ON	ON	OFF	夜間充電モード	
Ⅳ	OFF	OFF	ON	保守・緊急モード	

η_{CH} :DC-DCコンバータ効率 η_{IV} :インバータ効率
 P_G :太陽電池発電電力量 P_{LD} :負荷消費電力量
 ρ :蓄電池エネルギー保有率

の内容は異なり夜間充電モードとなる。またモードⅣは緊急用に設定したモードであり、負荷と商用電源の間に設けた連系線により電力を供給する。

以下にモードⅢ、Ⅳの条件、計算方法を述べる。

(a) モードⅢ (夜間充電運転モード)

モードⅢは夜間充電運転モードであり、午後11時から翌日の午前7時までの、深夜電力適用時間とする。夜間充電量は効率等を考慮し、充電終了時のエネルギー保有率が、翌日必要とする電力量になるように充電を行う。

夜間充電開始時間直前での蓄電池エネルギー保有率を ρ_{ON} (ただし、 $\rho_{ON} > 0.2$)、終了直後での保有率を ρ_N 、適用時間数を H 、1日に必要とする負荷需要電力量を P_{LD}' 、AC-DCコンバータの効率を η_{CV} とすると、深夜電力適用時間に供給する総電力量 P_{NC} は(13)式で表わされ、これを(14)式に代入すると充電電流 I_{NC} を表わす式が得られる。また夜間充電開始時間から t 時間後の蓄電池エネルギー保有率 ρ_N は、充電電流 I_{NC} を時間で積分することにより(15)式で表される。

$$P_{NC} = \frac{P_{LD}' - \eta_{IV} C_{BT} V_{BT} (\rho_{ON} - 0.2)}{\eta_{IV} \eta_{BT} \eta_{CV}} \quad (13)$$

$$I_{NC} = \frac{\eta_{BT} \eta_{CV} P_{NC}}{V_{BT} H} = \frac{P_{LD}' - \eta_{IV} C_{BT} V_{BT} (\rho_{ON} - 0.2)}{\eta_{IV} V_{BT} H} \quad (14)$$

$$\rho_N = \rho_{ON} + \frac{1}{C_{BT}} \int I_{NC} dt = \rho_{ON} + \left\{ \frac{P_{LD}'}{\eta_{IV} C_{BT} V_{BT}} - (\rho_{ON} - 0.2) \right\} \frac{t}{H} \quad (15)$$

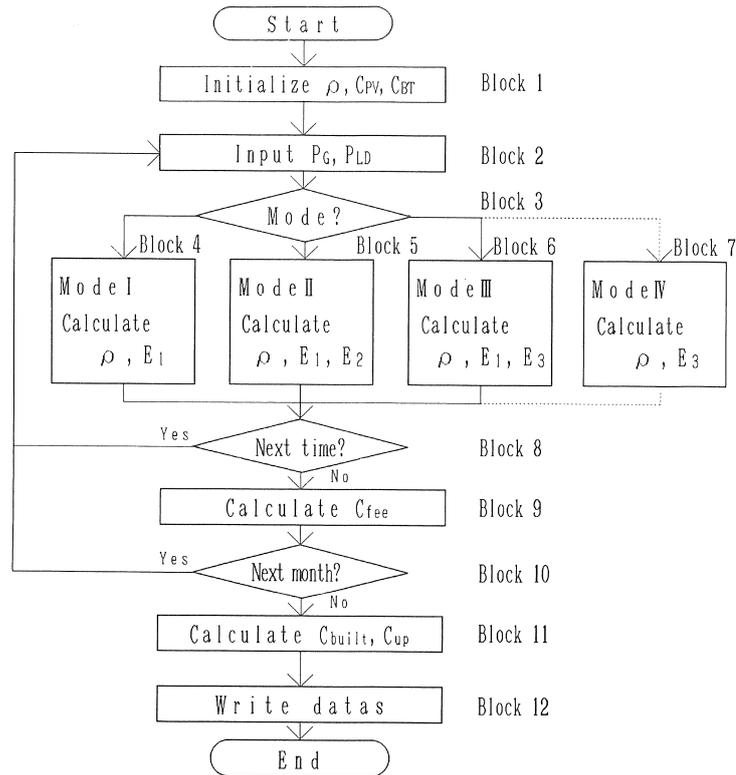


図5 太陽光発電システムの年間運転フローチャート

(b) モードIV (システム保守時運転モード)

モードIVは保守時等の運転モードであり、システムが故障したときや保守時にこのモードに入る。負荷は直接系統から電力を供給され、システム停止時も安定して電力が供給される。なお、ここで行った年間シミュレーションでは保守や故障を考慮していないので、このモードにはならない。

3.4 シミュレーションプログラム⁽⁵⁾

運転シミュレーションでは、DC-DCコンバータにより、太陽電池は蓄電池や負荷等の影響を全く受けず、常に最適動作点でシステムが運転されると仮定するので、年間運転シミュレーションを行う前にあらかじめ別プログラムにより、1年間の毎時刻発電電力量 P_G を計算しておくことが可能である。毎時刻発電電力量 P_G の計算手法を以下に説明する。

水平面全天日射量 E_{TH} 、水平面散乱日射量 E_{SH} 、気温 T_a の毎時刻データを入力し、傾斜面全天日射量推定式(HAYの式)に基づき、太陽電池パネル面入射日射量 E_{TP} を計算する。第2章で求めた1/4セル太陽電池固有定数を照射状態の太陽電池特性式((1)~(4)式)に代入し、パラメータである気温 T_a とパネル面入射日射量 E_{TP} を特性式に入力することにより毎時刻発電

電力量 P_G を計算する。次に発電電力量を1ユニット当りの発電電力量 P_G に換算する。

これらの計算を一年分行い、毎時刻発電電力量 P_G のファイルを作り、次に示すシステムの年間運転シミュレーションプログラムの入力データとして使用する。

図5は二つの太陽光発電システムの年間運転シミュレーションプログラムのフローチャートである。以下にフローチャートを概説する。

Block 1：初期設定を行う。蓄電池エネルギー保有率 ρ の初期値、太陽電池発電容量 C_{PV} 、蓄電池設備容量 C_{BT} を入力する。

Block 2：太陽電池発電電力量 P_G 、負荷需要電力量 P_{LD} のデータの読み込みを行う。

Block 3：運転モードの判断を行う。

Block 4：通常運転モード(モードI)であり、蓄電池エネルギー保有率 ρ を計算する。このとき発電電力量は負荷供給電力量か蓄電池充電電力量となるので、これを有効発電電力量 E_1 に加算する。

Block 5：過充電防止運転モード(モードII)である。蓄電池はシステムから切り放されるため、蓄電池エネルギー保有率 ρ は前時間のままとし、余剰電力量 P_D の計算を行う。このとき負荷供給電力量を有効発

電力量 E_1 に、余剰電力量 P_D を E_2 に加算する。

Block 6：系統連系システムでは過放電防止運転モード（モードⅢ）である。負荷需要電力量はすべて商用電源で補い、系統供給電力量 P_C を E_3 に加算する。太陽電池発電電力は蓄電池充電にあてられるため、これを有効発電電力量 E_1 に加算し、蓄電池エネルギー保有率 ρ を計算する。夜間充電システムでは、夜間充電モードで深夜電力によって蓄電池を充電する。夜間充電電力量 P_{NC} を E_3 に加算すると共に、蓄電池エネルギー保有率 ρ_N を計算する。

Block 7：夜間充電システムのシステム保守時運転モード（モードⅣ）である。

Block 8：モード判定は30分毎に行うので、Block 2に進み、次の時間の計算を行う。ただし、一ヶ月分の計算が終わればBlock 9へ進む。

Block 9：各月の終わりに一ヶ月間の系統供給電力量 E_3 と契約電力から、電気供給規定（1988年1月関西電力発行）に基づいて電気料金 C_{fee} を算定する。

Block 10：1年分の計算が終了したかどうかの判定を行う。

Block 11：各設備容量から一年間の償却費 C_{built} を算定する。次に発電エネルギー単価 C_{up} を計算する。計算方法については4.3の経済的評価の項で述べる。

Block 12：システム評価に必要な各データをファイルに書き込む。

上述の手順で1年分の計算を行い、その結果を用いてシステム評価を行う。

4. シミュレーションによるシステム評価⁽⁶⁾

4.1 システム評価

前述の2種類の太陽光発電システムについて、設備容量と設置場所（本稿では京都）の日射量・気温観測データ、図2に示した負荷データを基に様々な太陽電池発電容量と蓄電池設備容量の組合せで年間シミュレーションを行い、その地域の気候と負荷需要量に適した太陽電池発電容量と蓄電池設備容量の検討を行う。その評価基準としてエネルギー供給率からの評価と、経済的評価の2つの視点で考察を行う。

4.2 エネルギー供給率からの評価

図6、図7に年間シミュレーションから求めた両システムのエネルギー供給率を示す。一年間のエネルギー使用量に対して通常運転モードであるモードⅠの割合が多い程、システムとしての効率及び独立性が高い。両方のシステムとも、太陽電池発電容量が約200

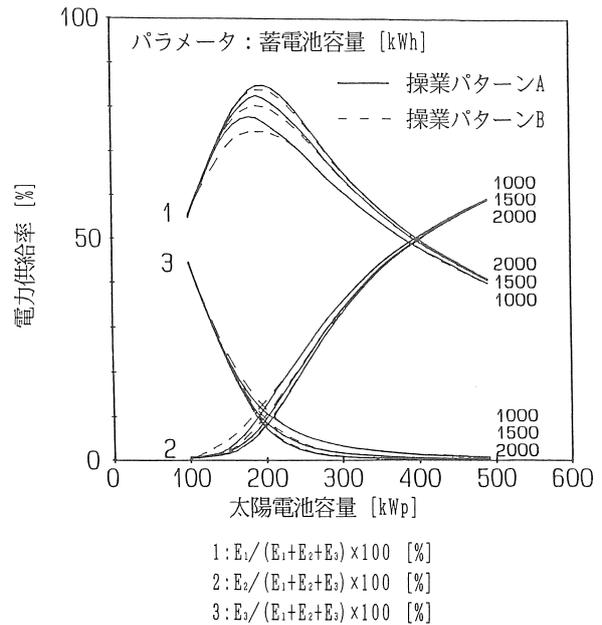


図6 系統連系太陽光発電システムにおける年間電力供給率

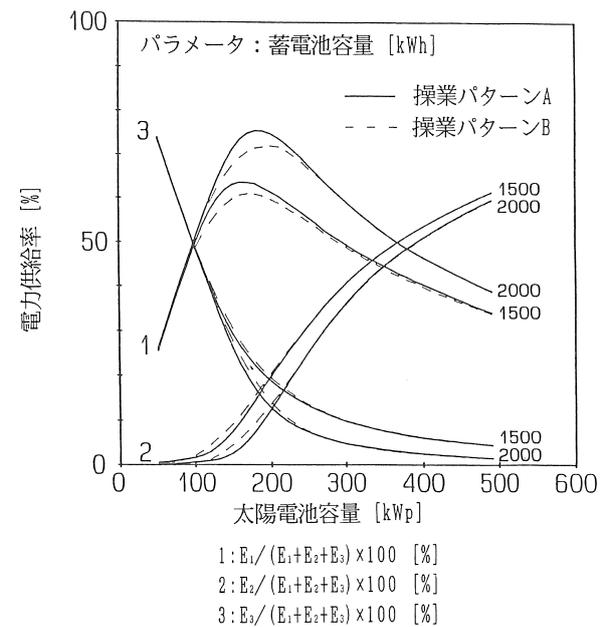


図7 夜間充電設備をもつ太陽光発電システムにおける年間電力供給率

[kWp]でモードⅠが最大となり、蓄電池容量が小さくなればモードⅠが最大になる太陽電池容量も小さくなる。モードⅠが最大になるときは、モードⅡ、モードⅢの割合も少なく適当と考えられる。

図6、7に破線で示す操業パターンBは、土、日曜日及び祭日を休日負荷として稼働する通常の操業パターンであり、実線で示す操業パターンAは、水、日曜日及び祭日を休日負荷として稼働する特別な操業パ

ターンとした。このように休日負荷の並びを変更させるだけで、両図中1で示す有効発電電力量を数%増加させ、2で示す余剰電力量を減少させることも出来る事がわかる。これは、休日負荷の総量が平日負荷の19%と小さく、天候が良ければ蓄電池充電モードとなるため、この状態を1週間に分散させるほうが余剰電力の発生を減少でき、より有効に太陽電池の発電電力を利用できるためである。

4.3 経済的評価

次に、両発電システムについて経済的観点から検討する。太陽電池の発電電力は、蓄電池充電電力、負荷供給電力または余剰電力のいずれかになるが、ここでは発電システムが一年間に発電する電力量のうち、有効分である蓄電池と負荷への供給電力量を1[kWh]発電するのに必要な投資、つまり有効発電電力量のエネルギー単価を次式で定義する。

$$C_{up} = \frac{C_{built} \times (1 + 0.08 + 0.05) + C_{fee}}{E_1} \quad \text{[yen/kWh]} \quad (16)$$

$$C_{built} = \sum (C_i / Y_i) (1 - \chi) \quad (17)$$

表4 設備費の内訳 (): 耐用年数

太陽電池パネル	900,000 [円/kWp]	(20年)
インバーター	80,000 [円/kVA]	(20年)
DC-DC コンバータ	10,000 [円/kVA]	(20年)
AC-DC コンバータ	10,000 [円/kVA]	(20年)
架台配置	90,000 [円/kW]	(20年)
建物、制御装置	270,000 [円/kVA]	(20年)
建設費	300,000 [円/kVA]	(20年)
バッテリー	50,000 [円/kWh]	(6年)
金利	総建設費の8%	
諸経費	総建設費の5%	

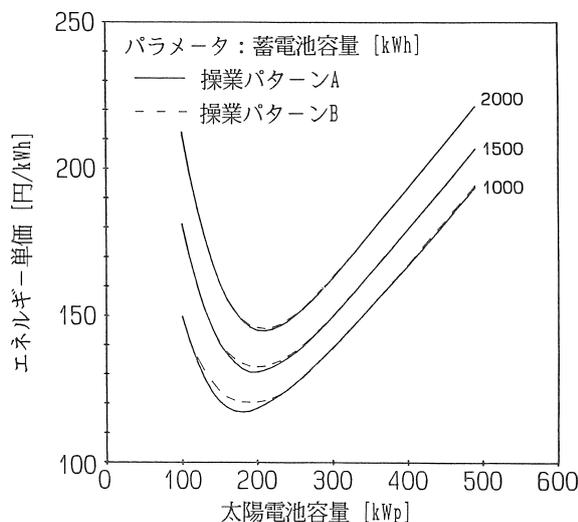


図8 系統連系太陽光発電システムにおけるエネルギー単価

上式において、

- C_{up} : 有効発電電力量のエネルギー単価
- C_{built} : 諸設備に対する一年間の償却額合計
- C_{fee} : 一年間の系統供給電力量に対する電気料金で、電気供給規定(1988年1月関西電力発行)に基づいて算定
- C_i : 諸設備に対する償却対象額
- Y_i : 諸設備に対する償却年数
- E_1 : 年間有効発電電力量
- χ : 残存価額(但し、蓄電池の残存価額は0%, 他は取得原価の10%)

また減価償却は定額法を用い、発電システムの償却年数を20年(但し、蓄電池は6年)、金利とその他の経費(例えばメンテナンス費など)を年間償却費のそれぞれ5%, 8%と見積り、表4で示す設備単価を用いて発電エネルギー単価を両システムについて計算する。

系統連系太陽光発電システムの発電エネルギー単価を図8に示す。蓄電池設備容量の増加に伴い発電エネルギー単価の最小値は増加し、そのときの太陽電池発電容量もわずかに増加する。しかし、このときどちらの容量を変化させてもモードⅢの状態が年間を通じて数回現れるため、系統に対し契約電力は、自家発電設備を持たないときと同じピーク電力で契約しなければならないことが、図10(a)の8/22の負荷への供給状態よりわかる。また現行の電気契約制度をこのシステムに適用すると、今回の解析範囲での電気料金は、そのほとんどが基本料金となり大変不経済であることもわかる。

夜間充電設備を持つ太陽光発電システムの発電エネ

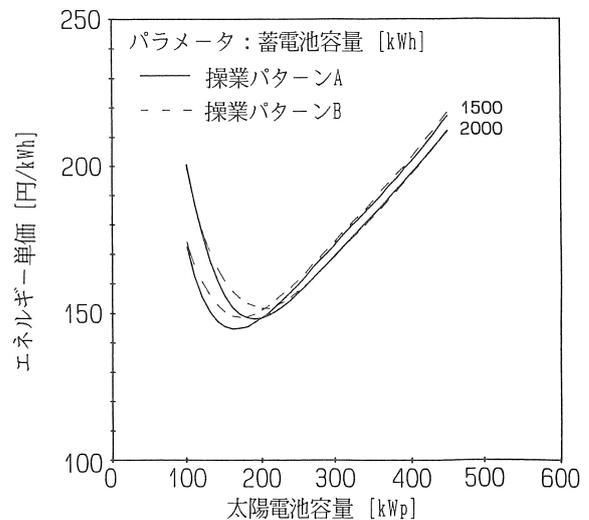


図9 夜間充電設備をもつ太陽光発電システムにおけるエネルギー単価

ルギー単価を図9に示す。このシステムで蓄電池設備容量の増加に伴うエネルギー単価の上昇が少ないのは、図7で示したモードIでのエネルギー供給率が、蓄電池設備容量に大きく依存するからである。また前述のシステムと比べ、系統からの供給電力量は増加するにもかかわらず、契約電力を20%程度削減できる。しかし、夜間充電を行えば、系統連系システムに比べ E_2 が多く、 E_1 が少なくなり、エネルギー単価の最小値は系統連系システムより大きくなる。

現行の電気料金体系に基づいた契約を行った場合について、太陽電池発電容量200[kWp]、蓄電池設備容量1500[kWh]の両システムを比較する。各設備容量に対する年間エネルギー供給量を表わす図6と図7を比べると、年間系統供給電力量は夜間充電設備を持つシステムの方が2.4倍多いにもかかわらず、年間電気料金は、系統連系太陽光発電システムに比べ約40%になる。このように深夜電力を使用することによりその年間系統供給電力量は多くなるが、電気料金に関しては大変経済的であることがわかる。しかも深夜電力のみを使用するので、電力需要量の負荷平準化にも役立つ。

5. 運転特性

週間運転特性の一例として、蓄電池設備容量が1500[kWh]での発電エネルギー単価が最小値に近い、太陽電池発電容量が200[kWp]のシステムについて、分散休日型操業パターンBにおいて太陽電池発電電力量、系統供給電力量及び蓄電池エネルギー保有率の推移を、シミュレーション結果から両太陽光発電システム

について述べる。

まず系統連系太陽光発電システムの週間運転特性の例を図10(a)に示す。22日は天候があまり良くなく蓄電池エネルギー保有率も0.2前後となり、数回系統からの電力供給を受けているが、次の23日が休日負荷であることから、エネルギー保有率の回復に役立っていることがわかる。また24日から3日間は平日負荷であり、太陽電池発電電力は負荷需要量をほぼ賄えていることから、エネルギー保有率の変化も少なくなっている。27日は再び休日負荷でありこの日も天候が良いため、エネルギー保有率の回復に役立っていることがわかる。このように天候さえ良ければ、太陽電池の発電電力で負荷需要電力を賄え、しかも蓄電池エネルギー保有率の変化も少ない理想的な発電が行なえる。またこの週の気象状態は、負荷需要量の少ない休日が晴天日であったため、蓄電池エネルギー保有率の回復に大変有効に働いていることがわかる。ここで連続休日型の操業パターンの年間シミュレーションでは、休日1日目の発電でエネルギー保有率が回復するため、休日2日目の発電電力の大部分は余剰電力となり、太陽光発電にとっては分散休日型の操業パターンが有効と考えられる。

次に、同じ一週間における夜間充電設備を持つ太陽光発電システムの運転特性を図10(b)に示す。

一週間を通じて前述のシステムと比較し、蓄電池エネルギー保有率の変化が少ないことがわかる。こういった蓄電池の使い方は、前述のシステムのように蓄電池エネルギー保有率が20%程度まで低くなるような状態が頻繁に起こらないため、蓄電池の寿命を縮める

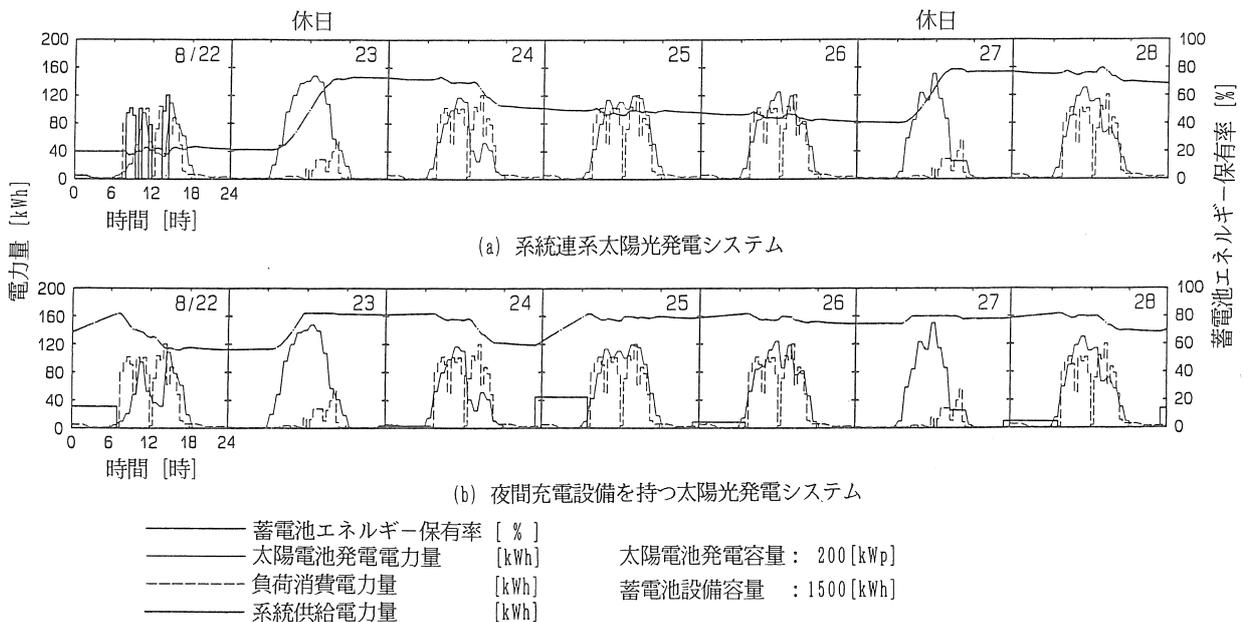


図10 太陽光発電システムの週間シミュレーション

原因にはならないと思われる。

6. 結 言

対象負荷に対する本システムの評価において、エネルギー供給率の観点から有効発電電力量の割合を最大にするようなシステム設計にすると、経済面からも発電エネルギー単価を最小にできる。また、蓄電池設備を持つ発電システムの場合、操業パターンの工夫が有効発電電力の増加につながることもわかった。系統連系太陽光発電システムでは、蓄電池設備容量を極端に大きくしない限り、系統とは負荷のピーク電力で契約しなければならず、現行の電気契約制度のもとで商用電源を太陽光発電の補助電源とするのは大変不経済である。夜間充電設備を持つ太陽光発電においては現在ピーク負荷の発生する昼間においては、原則として系統からの電力供給を受けないため、ピーク負荷の軽減に有効であると考えられる。又、夜間充電設備を持つシステムでは、系統連系システムに比較し、太陽電池からの供給電力が少ないため、本論文で定義したエネルギーコストは高くなるが、契約電力及び電気料金を低くできることを示した。

本研究で提案した発電システムの年間シミュレーションにより、システム内のエネルギーフロー及び発電エネルギー単価が計算でき、システム規模の決定に役立てることができる。

参 考 文 献

- (1) 電気学会太陽電池調査専門委員会編, 太陽電池ハンドブック (1985) .
- (2) K. Rajkanan and J. Shewchun, A BETTER APPROACH TO THE EVALUATION OF THE SERIES RESISTANCE OF SOLAR CELLS, *Solid State Electron*, 22, (1979) 193-197.
- (3) 電気学会編, 電気工学ハンドブック (1982) .
- (4) 瀬川洋介・本多文明・川上兼之・石原好之・戸高敏之, 最適動作点追尾方式による家庭用太陽光発電システムの評価, 昭和62年電気学会全国大会, No. 1199.
- (5) Y. Segawa, F. Honda, K. Kawakami, Y. Ishihara and T. Todaka, THE SIMULATING METHOD OF OPERATIONAL CHARACTERISTICS AT PHOTOVOLTAIC SYSTEM, *PESC '88 Record*, Vol. 2, IV D-7 (1988), 772-777, KYOTO.
- (6) 瀬川洋介・藤田嘉和・木田順三・石原好之・戸高敏之, 太陽光発電システムのシミュレーションによる評価, 日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会講演論文集, 10, (1988), 37-40, 熊本 (平成元年2月27日 原稿受理)