独立形太陽光／風力発電システムの最適発電量比

正員 西川省吾 (関電工)

Optimum Ratio of PV Output Energy in Stand-Alone PV and WG Hybrid System

Shogo Nishikawa, Member (Kandenko co.)

Though photovoltaic power generation (PV) and wind power generation (WG) have advantages that they are clean and infinite energies, they have a disadvantage that electrical output energy is unstable. The disadvantage causes them to need big energy storage device such as a battery and to increase their construction cost. A PV and WG hybrid system may be effective for stabilizing output energy in strong wind sites. However, since the stability may relate to a ratio of PV output energy fluctuation to WG output energy fluctuation, it is very important to clear an optimum ratio. In this paper, the optimum ratio at strong wind sites is described. Moreover, it is cleared that how load profile or quantities of surplus power affect the optimum ratio and capacity of battery.

キーワード：太陽光発電，風力発電，ハイブリッド，独立形システム，最適発電量比

1. まえがき

太陽エネルギーや風エネルギーは無尽蔵であり，それらを利用する太陽光発電（以下「PV」という）や風力発電（以下「WG」という）はクリーンな発電システムというメリットがある。その反面，日照，風速などの気象条件の変動に伴い出力が不安定であるというデメリットを持ち合わせている。このデメリットは，蓄電池などのエネルギー貯蔵設備が不可欠な独立形システムにおいて，貯蔵設備の容量を大型化し，コスト高の要因となる。

この問題の解決策として，強風地域においてはPVとWGによるハイブリッドシステムを構成し，システム出力をできるだけ安定化させることが考えられる。しかしながら，ハイブリッドシステムによる蓄電池容量の低減効果は，PV，WG両発電設備の容量比により大きく異なり，適切な比率にしないとハイブリッド化による効果が最大限得られない。筆者はこの問題について，これまでに発電量の季節変動の観点からシミュレーション検討し，各地におけるPVとWGの最適比などについて明らかにしている。⁽¹⁾

しかしながらシステム出力の変動は，季節変動によるものの他に，夜間のPV出力停止や天候の変動による出力変動といった数時間～数日程度の周期のものもあり，これらについても検討が必要である。本論文は，1時間毎の標準気象データを用い1年間にわたりシミュレーションを行い，PVの最適な年間発電量比と蓄電池容量の

低減効果について明らかにした結果を示す。また前回の報告では，負荷は固定，余剰なシステム出力は0という条件だけで検討したが，より汎用的な結論とするため，変動負荷や余剰出力の大きさの影響についても検討した結果を示す。

なお本論文中に示す「PV発電量比」とはハイブリッドシステム全体の年積算発電量に対する年積算PV発電量の割合，「最適PV発電量比」とは必要な蓄電池容量が最小となる時のPV発電量比をいう。

2. 検討方法

2.1 システム構成

図1 ハイブリッド発電システムの構成

Fig.1 Configuration of PV and WG hybrid system

システム構成は、PV、WG の出力を最大限引出せるように、図 1 に示すとおりとした。図中の P-CO と W-CO は、各々、PV 用コンバータと WG 用コンバータのことで、システムの発電性能を最大限にするため、何れも最大出力追従 (MPPT: Maximum Power Point Tracking) 制御機能を有するものとした。矢印は電力の向きを示し、全て直流である。

〈2.2〉 システム出力の計算方法 システム出力は PV 出力と WG 出力を個別に計算し、その単純和とした。また計算の便宜上、PV、WG とともに基本ユニットを仮定し、ユニット数を変えることにより発電量の比率を変化させた。PV 出力と WG 出力の計算式を式(1)～(4)に示す。

$$\begin{aligned} P_{PV} &= P_{PU} \cdot N_P \\ &= P_A \cdot \eta_c \cdot N_P \\ &= I \cdot S \cdot \eta_A \cdot \{1 + \varepsilon (t - 25)\} \cdot K_P \cdot \eta_c \cdot N_P \quad \cdots (1) \end{aligned}$$

ここに、 P_{PV} : PV 出力 (W), P_{PU} : PV 基本ユニット出力 (W), N_P : PV 基本ユニット数, P_A : PV 基本ユニットにおけるアレイ出力 (W), η_c : コンバータ効率 (図 2 参照), I : アレイ面日射強度 ($\text{kW} \cdot \text{m}^{-2}$), S : アレイ面積 (m^2) (基本ユニットは 10 と設定), η_A : 標準状態時の効率 (12% に設定), ε : アレイ最大出力の温度係数 ($-0.5\% \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$ に設定), t : 太陽電池温度 ($^\circ\text{C}$) (式(2)参照) (2), K_P : 補正係数 (0.95 に設定)

$$t = -6.71 \exp(-0.21V) + 42.2 \cdot I \cdot \exp(-0.14V) + T \quad \cdots (2)$$

ここに、 V : 風速 ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$), T : 気温 ($^\circ\text{C}$)

図 2 コンバータ効率特性
Fig.2 Conversion efficiency of converter

コンバータの仕様は市販品レベルとした。具体的には、既述のとおり PV 出力の MPPT 制御を行い、入力電力が定格容量の 7.5% 以上の時に運転するものとした。

$$\begin{aligned} P_{WG} &= P_{WU} \cdot N_W \\ &= P_{WA} \cdot K_W \cdot \eta_c \cdot N_W \quad \cdots (3) \end{aligned}$$

ここに、 P_{WG} : WG 出力 (W), P_{WU} : WG 基本

ユニット出力 (W), N_W : WG 基本ユニット数, P_{WA} : WG 本体出力 (W) (式(4)と図 3 参照), K_W : 補正係数 (0.9 に設定)

$$P_{WA} = \frac{-406.3 + 183V - 5.63V^2}{1000} \quad \cdots (4)$$

ただし、 $V < 2.5$ および $25 < V$ の場合は 0

図 3 風速-WG 出力特性
Fig.3 Relation between V and Pwa

ここで想定した WG は主に定格 1kW 程度の小規模のものである。この種の風車では、大型機で行われるようなブレードのピッチ制御は一般的には行われず、任意の風速以上になると過度の強風を避けるため、受風面は風向に対して左右または上下方向を向く。従って、図 3 に示すような出力特性になる。この特性は、10kW 以下程度まではほぼ同様である。

補正係数を PV の 0.95 に対し 0.9 と若干低く設定しているのは、コンバータの MPPT 効率の差を考慮した。これは PV の出力変動に比べ、WG の出力変動の方が激しいため正確な MPPT が困難なことによる。

〈2.3〉 蓄電池容量の計算方法 必要な蓄電池容量の計算式を式(5)に示す。なお計算条件として、蓄電池の充電効率を 90% 一定、放電深度を 0.6 と仮定した。

$$B = \frac{B_{\max} - B_{\min}}{B_d} \quad \cdots (5)$$

ここに、 B : 必要な蓄電池容量 (kWh), $B_{\max}$: 蓄電池残存容量の最大値 (kWh), $B_{\min}$: 蓄電池残存容量の最小値 (kWh), B_d : 放電深度

またシステム出力の余剰の大きさも検討パラメータとしているが、余剰率が 0%, すなわち全てのシステム出力が直接負荷で消費されるか、又はいったん蓄電池に充電された後に負荷で消費されるというケースの場合には、蓄電池残存容量の初期値(1月1日0時の値)が最終値(12月31日24時の値)と等しくなるものとした。

〈2.4〉 負荷パターン 以下の 2 通りを設定した。

①固定負荷：1kW 一定（年積算 8,760kWh）

②変動負荷：照明負荷を想定し、日射強度が $0.05\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$ 未満の場合に負荷が ON する。負荷容量は固定負荷時の蓄電池容量と比較するため、年積算が 8,760kWh になるように設定した。

〈2.5〉 余剰電力レベルと年積算電力余剰率 システム出力が余剰であるか否かは、蓄電池の残存容量で判断することとした。そして本検討では、（初期値+100kWh）を蓄電池残存容量の上限値（システム出力を停止するレベル、余剰電力レベル）とした。また年積算電力余剰率は、式(6)のとおり定義した。

$$\%Po = \frac{\sum Psdo}{\sum PL} \cdot 100 \quad \text{..... (6)}$$

ここに、

$\%Po$ ：年積算電力余剰率（%）

$\sum Psdo$ ：蓄電池残存容量が上限値を超える期間のシステム出力の年積算量（kWh）

$\sum PL$ ：年積算負荷電力量（=8,760kWh）

今回は、 $\%Po$ を 0（余剰電力無し）、10、20 及び 30% の 4 ケースについて検討した。

〈2.6〉 気象データと検討対象場所 今回使用した気象データは METPV⁽³⁾ で、検討対象場所は収録されている 150 地点の内、小型 WG の導入可能性が高いと思われる（地上高 10m 換算の）年平均風速が $4\text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ 以上となる次の 18 地点とした。

留萌、寿都、室蘭、江差、浦河、銚子、三宅島、大島、八丈島、御前崎、石廊崎、伊良湖、室戸岬、油津、沖永良部、種子島、宮古島、与那国島

〈2.7〉 検討手順 各計算は、1 月 1 日 0 時を初期値、12 月 31 日 24 時を最終値とし、1 時間毎に 1 年間分を行った。具体的な検討手順は以下のとおりである。

- ①余剰電力有りの場合には、年積算電力余剰率 $\%Po$ を設定する。
- ②PV 基本ユニットの数 N_P を 0（=PV 発電量比 0%）とし、WG 基本ユニットの数 N_W を変えて、蓄電池残存容量の最終値が初期値とほぼ等しくなる N_W （余剰電力無しの場合）、又は①で定めた $\%Po$ になる N_W （余剰電力有りの場合）を明らかにする。この時に求められた蓄電池容量が、PV 発電量比 0% における必要な蓄電池容量である。
- ③ N_P を少しずつ変化させ、その都度、②と同じ方法で各 N_P に対応する N_W を明らかにすると同時に、必要な蓄電池容量を求める。
- ④ N_W が 0（=PV 発電量比 100%）になるまで、③の計算を繰返す。
- ②～④で求めた蓄電池容量のうち、最小値が当該場所における「最小蓄電池容量」となる。この時の PV 発電量比が当該場所における「最適 PV 発電量比 $\%P_{Po}$ 」になる。

3. 検討結果

〈3.1〉 余剰電力が無い場合 余剰電力が無く全システム出力が（蓄電池損失を含む）負荷で消費される場合の結果を示す。

a. 固定負荷の場合

各地の最適 PV 発電量比 $\%P_{Po}$ と、その時の蓄電池容量 a を表 1 に示す。また参考として、PV だけのシステム（以下「PV 単独システム」という）における蓄電池容量 b と「蓄電池比」を示す。蓄電池比は、PV 単独システムの蓄電池容量 b に対する $\%P_{Po}$ における蓄電池容量 a の割合で、値が小さいほど PV 発電量比の最適化による蓄電池容量の低減効果が大きいことになる。

表 1 余剰電力無し・固定負荷時の $\%P_{Po}$ と蓄電池容量
Table 1 $\%P_{Po}$ and capacity of battery at no surplus power and fixed load

地 点	$\%P_{Po}$ (%)	蓄電池容量 (kWh)		蓄電池比 (a/b)×100
		最適比 a	PV 単独 b	
留 萌	50.5	435	2,747	15.8
寿 都	0.0	1,055	2,777	38.0
室 蘭	50.8	1,023	2,073	49.4
江 差	65.7	792	2,576	30.7
浦 河	64.3	820	1,597	51.3
銚 子	34.5	462	1,232	37.5
三 宅 島	45.1	389	1,479	26.3
大 島	56.3	651	1,331	49.0
八 丈 島	43.2	364	1,592	22.8
御 前 崎	82.0	607	776	78.2
石 廊 崎	58.6	566	1,006	56.3
伊 良 湖	90.4	758	912	83.1
室 戸 岬	58.1	419	768	54.6
油 津	53.2	420	950	44.2
沖永良部	21.9	552	2,054	26.9
種 子 島	47.5	480	1,340	35.8
宮 古 島	11.6	831	1,824	45.5
与那国島	46.4	515	2,088	24.7

表より $\%P_{Po}$ は、0（WG のみ）～90%と場所により大きく異なることが分かる。蓄電池比も同様に 15.8～83.1%と大きくばらついているが、全体の約 7 割の場所で PV 単独システムの半分以下まで低減できており、PV 発電量比の最適化が蓄電池容量の低減に有効といえる。

PV 発電量比が蓄電池容量に与える影響を示す例として、PV 単独システムに対する蓄電池容量の低減効果が大きい（留萌）、効果が小（石廊崎、伊良湖）の例を図 4 に示す。

留萌、石廊崎における蓄電池容量の低減効果は、PV 単独システム、WG 単独システムの場合の何れと比べてもほぼ等しい。一方、伊良湖の場合は PV 単独システムに対しては効果は小さいものの、WG 単独システムに対しては効果が大きいことが分かる。

図4 PV 発電量比と蓄電池容量の関係 (余剰電力無し)
Fig.4 Relation between ratio of PV output energy to system output energy and battery capacity

b. 変動負荷の場合

各地の%P_{PO}と、その時の蓄電池容量を表2に示す。

表2 余剰電力無し・変動負荷時の%P_{PO}と蓄電池容量
Table 2 %P_{PO} and capacity of battery at no surplus power and fluctuating load

地 点	%P _{PO} (%)	蓄電池容量 (kWh)		蓄電池比 (a/b)×100
		最適比 a	PV 単独 b	
留 萌	31.5	570	3,872	14.7
寿 都	0.0	1,711	3,895	43.9
室 蘭	32.4	1,137	2,801	40.6
江 差	50.9	1,057	3,603	29.4
浦 河	47.6	876	2,316	37.8
銚 子	0.0	916	1,969	46.5
三 宅 島	19.3	597	2,184	27.3
大 島	18.5	882	2,117	41.7
八 丈 島	24.0	504	2,260	22.3
御 前 崎	61.5	907	1,275	71.2
石 廊 崎	44.6	1,014	1,672	60.6
伊 良 湖	69.1	1,103	1,552	71.1
室 戸 岬	14.3	677	1,432	47.3
油 津	14.1	709	1,537	46.2
沖永良部	0.0	609	2,724	22.3
種子 島	23.9	752	1,957	38.4
宮 古 島	0.0	1,143	2,517	45.4
与那国島	34.6	631	2,719	23.2

表1と比べると、全地点の%P_{PO}が10~20%小さいことが分かる。また%P_{PO}が0%なのが表1では1地点だけであったが表2では4地点に増加している。

これは<2.4>で示したように、負荷に照明を想定したため、PV出力パターンと負荷パターンが全く反対になり、PV 発電量比が大きいと蓄電池への充放電量が大きく、

必要な蓄電池容量が大きくなるためである。

しかしながら蓄電池比は表1と表2で大きな違いはなく、負荷の種類には関係無く、PV 発電量比の最適化により蓄電池容量の低減効果のあることが分かる。

<3.2> 余剰電力が有る場合 電力余剰率が%P_{PO}や蓄電池容量に与える影響を、江差 (PV 発電量比に対する蓄電池容量の変化が大)、室戸岬 (PV 発電量比に対する蓄電池容量の変化が小)、与那国島 (PV 発電量比に対する蓄電池容量の変化が中) の3地点を例に示す。

a. 固定負荷の場合

電力余剰率と%P_{PO}の関係を図5、江差と室戸岬におけるPV 発電量比と蓄電池容量の関係を図6に示す。なお図6の凡例の数値は、電力余剰率である。

図5 電力余剰率と最適PV 発電量比の関係(固定負荷)
Fig.5 Relation between surplus power and %P_{PO} at fixed load

図6 PV 発電量比と蓄電池容量の関係 (固定負荷)
Fig.6 Relation between ratio of PV output energy to system output energy and battery capacity

図5から分かるとおり、何れの地点も電力余剰率の増加に伴い、 $\%P_{Po}$ が低下して風力発電のウェートが大きくなっている。しかしながら余剰率が0%の時と30%の時を比較すると、 $\%P_{Po}$ の変化は江差では10%程度なのに対し、室戸岬では40%もあり、変化の程度は地点により大きく異なる。

これは図6から分かるとおり、室戸岬では蓄電池容量が広範囲にわたりほとんど差が無く、 $\%P_{Po}$ の変化が大きくなりやすいためである。

次に、電力余剰率と蓄電池容量の関係を図7に示す。

図7 電力余剰率と蓄電池容量の関係(固定負荷)

Fig.7 Relation between surplus power and battery capacity at fixed load

これより、電力余剰率の増加に伴い蓄電池容量が低下することが分かる。特に余剰率が0%から10%にかけての低下が大きく、20%以上では低下の度合いは小さくなる。なお余剰率が0%の時には各地点の蓄電池容量が大きく異なるが、余剰率が増加すると何れの地点も約200kWhになり地域差が見られない。

b. 変動負荷の場合

電力余剰率と $\%P_{Po}$ の関係を図8に示す。

江差と与那国島では、電力余剰率の増加に伴い $\%P_{Po}$ が僅かに低下しているが、室戸岬では余剰率が10%の時にピークがあり他地点と異なる。これは固定負荷の時と同じく、室戸岬ではPV発電量比に対する蓄電池容量の変化が非常に小さいことが原因である。なお全地点とも固定負荷時に比べると、余剰率の変化に対する $\%P_{Po}$ の変化が小さい。

蓄電池容量は、固定負荷の場合と同じく何れの地点でも余剰電力が発生すると蓄電池容量が低下するが、余剰率が大きくなるほど低下率が小さくなる。また余剰率が30%の時には、地点による蓄電池容量の差はかなり小さくなる。

図8 電力余剰率と最適PV発電量比の関係(変動負荷)

Fig.8 Relation between surplus power and $\%P_{Po}$ at fluctuating load

なお年積算負荷電力量は全ての地点において固定負荷、変動負荷とも8,760kWhであるが、ハイブリッドシステムの年積算発電量は電力余剰率により変化する。具体的には固定負荷で余剰率0%（余剰電力無し）の場合は約9,100kWh、10%では10,100kWh、20%では11,000kWh及び30%では12,000kWhであり、変動負荷では各々200kWh程度増す。これは負荷パターンが異なると充放電パターンも異なり蓄電池による損失量が異なるためである。また地点間でも充放電パターンが違うため発電量は異なるが、その差は高々2%程度と非常に小さい。

<3.3> 蓄電池残存容量の経時特性 以上のことから、 $\%P_{Po}$ における蓄電池容量は、余剰電力が無い場合には地域差が大きいのにに対し、余剰電力が30%程度になると地域差が見られないことが分かった。この原因を明らかにするため、江差における固定負荷時を例として、電力余剰率が0%（余剰電力無し）と30%の場合の、蓄電池残存容量の経時特性を図9に示す。横軸は1月1日を原点とし、縦軸は残存容量の初期値を0としている。

必要な蓄電池容量は<2.3>に示すように残存容量の最大値と最小値の差により決定されるが、図9から余剰率が0%の場合には最小値が30日頃（1月下旬）、最大値が180~210日頃（7月）に発生しており、システム出力の季節変動の影響をまともに受けていることが分かる。これに対し余剰率30%の場合には、最小値が初期値の0kWhであるのに対し、最大値は設定した電力余剰レベルの100kWhで年間を通じ頻繁に発生している。これより蓄電池の残存容量は、システム出力の季節変動の影響よりも天候変動の影響を受けているといえる。季節変動は地域により大きく異なるが、天候変動は季節変動に比べ地域差が小さいため、必要な蓄電池容量は余剰電力が無い場合には地域により大きくばらつくのに対し、余剰電力がある場合には地域差が小さくなると考えられる。

図9 蓄電池残存容量の経時特性(江差/固定負荷)
Fig.9 Profile of state of charge (Esashi/fixed load)

＜3.4＞ 蓄電池コストの割合 電力余剰率が大きくなると蓄電池容量が小さくなるが、損失が大きくなるため、必要な太陽電池、風力発電、コンバータなどの容量は大きくなる。電力余剰率が、「蓄電池の全建設コストに占める割合」に対し与える影響の例として、表3のとおりシステム構成要素のコスト（各々、工事費を含む）を想定し、江差における固定負荷の場合の結果を図10に示す。

表3 システム構成要素のコスト

Table.3 Cost of system component

構成要素	単価
太陽電池アレイ	500 円/W
風力発電装置	500 円/W
コンバータ	100 円/W
蓄電池	100 円/Wh

図10 蓄電池の全コストに占める割合(江差/固定負荷)
Fig.10 Ratio of battery cost to total system cost (Esashi/fixed load)

これより電力余剰率の増加とともに、蓄電池コストの割合が低下していることが分かる。特に蓄電池容量が最

小となる%P_{PO}付近での低下が大きく、余剰率が0%の時には蓄電池コストの割合が90%以上もあるのに対し、余剰率が30%の場合には70%を下回っている。しかしながら、余剰率30%においても蓄電池コストが半分以上の割合を占めており、システムの経済性を上げるためには、システムの高効率維持よりも蓄電池容量の低減が重要であることが明らかである。

4. まとめ

独立形太陽光/風力発電システムについて、コスト高の原因である蓄電池の最小化できるPVの最適発電量比と蓄電池容量の低減効果について、シミュレーション検討を行った。その結果、以下の事項が明らかになった。

- (1) システム出力に余剰が無い場合、固定負荷が変動（照明）負荷に係らず、最適PV発電量比、蓄電池容量とも地点により大きく異なる。
 - (2) 電力余剰率の増加に伴い、最適PV発電量比は減少する傾向にある。この傾向は固定負荷の場合が、変動負荷よりも大きい。
 - (3) 電力余剰率の増加に伴い、蓄電池容量は低減するが余剰率が20%を超えると低減率は小さい。
 - (4) 余剰率30%では、地点による蓄電池容量の差が非常に小さくなった。これは余剰が無い場合には、蓄電池容量は季節変動の影響を受けるのに対し、余剰率が大きくなると比較的周期の短い天候変動の影響が大きくなるためである。
 - (5) 余剰率30%でも、蓄電池が全コストに占める割合は70%弱と大きいことから、システムの経済性を向上させるには、システムの高効率維持よりも蓄電池容量の低減が重要である。
- (平成11年8月23日受付、平成11年11月26日再受付)

文 献

- (1) 西川：「独立形太陽光/風力発電システムの最適容量比に関する検討 - 発電量の季節変動の安定化 -」電学論B, 117, 731~736 (平9-5)
- (2) 西川：「スタンドオフ方式アレイの太陽電池温度特性と空冷効果」, 太陽エネルギーVol.23, No.1, 52~59P 1997
- (3) 板垣, 飯田：「太陽光発電システムのシミュレーション用データ METPV の整備」, 平8 太陽/風力エネルギー学会合同研究発表会, No.64

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)関電工入社。現在、技術研究所所属。主に太陽光発電システムの研究に従事。平成10年日本太陽エネルギー学会論文賞受賞。国際太陽エネルギー学会会員。