

系統連系型太陽光発電システム運転特性の高度解析と 蓄電池導入効果の検証

学正員 植田 譲* 正員 黒川 浩助*
 正員 伊藤 孝充** 正員 北村 清之**
 非会員 赤沼 克己*** 非会員 横田 昌治***
 正員 杉原 裕征*** 正員 森本 篤史****

Advanced Analysis of Grid-connected PV system's Performance and Effect of Battery

Yuzuru Ueda*, Student member, Kosuke Kurokawa*, Member, Takamitsu Itou**, Member,
 Kiyoyuki Kitamura**, Member, Katsumi Akanuma***, Non-member, Masaharu Yokota***, Non-member,
 Hiroyuki Sugihara***, Member, Atsushi Morimoto****, Member

An advanced analysis method for grid connected PV systems is developed in this research. To investigate the issues which may happen in the clustered PV systems, "Demonstrative research on clustered PV systems" is being conducted from December, 2002, in Oota, Japan. More than 500 residential PV systems will be installed in the demonstrative research area, battery integrated PV systems are developed to avoid the restriction of output power due to the raising of grid voltage. Annual performance of commercial PV systems without battery is analyzed and resulted in around 80% of performance ratio on the average. Over voltage of power distribution line and snow are two major factors of very low performance ratio on daily basis. Effects of batteries are also analyzed, the results indicate that there will be some improvement for the energy loss due to the grid voltage but PCS's efficiency will be around 8% worse than that of the commercial PV systems. It is also found that the non-optimized operation of battery sometimes results in the fully-charged situation during the noontime and maximum reverse power flow may not be minimized in this situation.

キーワード：太陽光発電システム，評価，蓄電池，出力抑制，電圧上昇

Keywords : Photovoltaic System, Evaluation, Battery, Output restriction, Over voltage

1. はじめに

地球温暖化と世界的な気候変動が懸念される中，温室効

果ガス排出量の削減に向け再生可能エネルギーへの期待と需要はますます高まってきている。中でも，太陽光発電(PV)はその発電過程で一切の排出ガスを発生しない事，入力エネルギーである太陽からの日射量が膨大である事などから，環境持続性を持った次世代エネルギーシステムの根幹を担うべき電源の一つとして期待されている。しかし，日本国内において順調な普及が進む住宅用 PV システムにおいては，今後，既存配電システムの末端部分への数百件規模での局所的な集中連系が行われる事が予想され，このような場合 PV システムからの余剰電力の逆流による配電システムの電圧上昇が個別連系されたシステムよりも多く発生してしまうことが懸念される。配電システムの過度な電圧上昇を防止するため，現在日本において市販されている PV システム用パワーコンディショナ(PCS)には配電システムの電圧上昇を防ぐための出力抑制機能が搭載されているが，この機能は系

* 東京農工大学

〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16
 Tokyo University of Agriculture and Technology,
 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588

** 株式会社 明電舎

〒103-8515 東京都中央区日本橋箱崎町 36-2 リバーサイドビル
 MEIDENSHA CORPORATION,
 Riverside Building, 36-2, Nihonbashi Hakozaicho, Chuo-Ku,
 Tokyo 103-8515

*** 株式会社 関電工

〒108-8533 東京都港区芝浦 4-8-33
 Kandenko Co., Ltd.,

4-8-33 Shibaura Minato-ku, Tokyo 108-8533

**** 松下エコシステムズ株式会社

〒486-8522 愛知県春日井市鷹来町字下仲田 4017 番
 Matsushita Ecology Systems Co., Ltd.,
 4017 Shimonakata, Takaki-cho, Kasugai-city, Aichi 486-8522

統の電圧上昇時には十分な日射がある場合においても発電量を抑制してしまうため、PV システムのシステム効率を低下させる可能性のある事が確認されている。⁽¹⁾

この出力抑制を回避する技術の一つとして蓄電池付き PV システムがあげられる。平成 14 年度から行われている独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構による「集中連系型太陽光発電システム実証研究」は、この蓄電池付き PV システムを出力抑制回避技術の一例として用いる事により、実証実験サイトに数百台規模で集中的に連系された PV システムの運転特性の評価及び出力抑制回避技術の効果等を検証するなど、汎用的な対策技術を開発し、その有効性を一般的な実配電系統において実証すると共に、PV システムの集中連系に関する応用シミュレーション手法を開発することを目的としている⁽²⁾。本論文では、この実証研究から得られたデータを用いて、PV システムの運転特性と蓄電池導入効果を発電電力量の面から解析する事を目的としている。

2. 蓄電池付き太陽光発電システム

〈2・1〉 蓄電池付き太陽光発電システム概要 「集中連系型太陽光発電システム実証研究」では、出力抑制回避技術として蓄電池付き PV システムを開発し、その有効性や課題に対する実証研究を行っている。実際の配電系統に連系された PV システムに取付ける蓄電池には鉛蓄電池を用い、1 システムあたりの設置容量は 49[Ah]の蓄電池 96 セル(6 セル×16 個)直列接続を基本としている。⁽²⁾ チャージコントローラは PV システム用 PCS との組み合わせにより一体型と別置型を開発した。一体型は PV システム用 PCS の機能とチャージコントローラの機能の両方を備えた PCS であり、別置型は市販 PV システムの PCS 出力側に接続されるチャージコントローラとなる。

〈2・2〉 一体型 PCS 概要 今回の解析では、蓄電池付きシステムとして、2005 年 1 月から本格的な設置が始まった一体型 PCS の結果を用いた。一体型 PCS は Fig.1 に示すようにアレイからの DC 出力昇圧用 D/D コンバータ、チャージコントローラ用 D/D コンバータ、及びインバータで構成される。電力系統からの蓄電池充電は行わず、蓄電池から系統への逆潮流を防止するため、放電は受電点に 150[W]以上の順潮流がある時のみ家庭内負荷に供給する形で行っている。蓄電池の充放電制御は逆潮流抑制運転⁽³⁾に設定した。この制御方式では、PV システムからの発電電力を優先

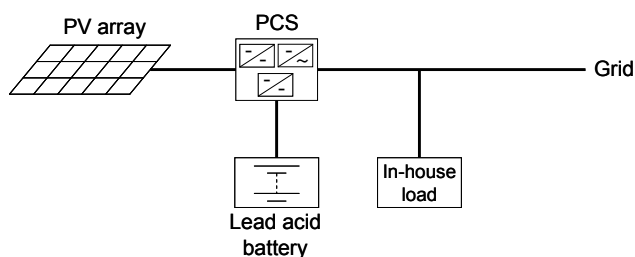


Fig. 1. Schematic view of battery-integrated PCS

的に家庭内負荷に供給し、余剰電力は蓄電池へと充電される。系統への逆潮流は日中に蓄電池が満充電になった場合や、蓄電池充電電流制御範囲を超えて発電量がある場合にのみ行われる。蓄電池の放電は、PV システムの発電電力が無い夜間に、家庭内負荷に対して行われる。

3. 損失要因と分離手法

〈3・1〉 システム運転特性評価指標と損失の定義 PV システムの性能評価指標として、本研究ではシステム出力係数を用いている。システム出力係数とは、等価日システム運転時間を等価日太陽日照時間で除した値として定義され、[%]で表わしている。これは、ある評価期間内に太陽電池アレイ面に入射した日射量を基準とし、全ての日射量が基準太陽光で供給されたとして、PV システムが常に定格状態で運転した場合に得られると考えられる発電量に対して、実際に発電された電力量の割合を示す値である。損失に関しても発電量と同様に、日射量から算出される理想的な出力電力量に対して、発電できなかった電力量の割合を損失要因毎に定量化した。解析に使用したデータは 1 秒周期で計測されたデータの 1 分平均値であり、個々の 1 分値の計測された時刻におけるアレイ面日射強度から期待される発電電力を算出し、実際の発電電力と比較する事により、システム出力係数と損失割合を求めた。解析期間は 30 日を基本としており、これは、解析期間中にある程度の快晴日、種々の損失が極小である状態のデータが必要だからである。なお、個々の 1 分値に対してその時の日射強度から期待される出力電力は、厳密には日射強度だけでなく分光放射照度分布も考慮する必要があるが、本研究では分光放射照度分布を計測していないため、太陽電池モジュールの分光感度特性に対して入射光の分光放射照度分布のずれが及ぼす影響に関しては、その他の損失、またはゲインとして扱っている。

〈3・2〉 定量化した損失要因と定義 筆者らは先の論文⁽¹⁾にて、日陰の影響を受けない太陽光発電システムに対して、以下に示す要因により発生する発電電力の損失を分離、定量化する手法を開発し、出力抑制機能動作時の現象把握と、損失量の定量化を行った結果を報告した。

- PCS オフ状態による損失
- PCS 容量不足による損失
- 出力抑制機能による損失
- アレイ温度上昇による損失
- 変動による損失
- PCS での損失
- 定格ばらつき、汚れ、劣化等

本稿では、これらの損失要因に加え、以下の項目を新たに分離可能とし、解析を行った。

- 入射角による損失
- 直流回路抵抗による損失
- 日陰による損失

- MPP ミスマッチ高電圧側による損失
- 蓄電池システムによる損失

既に報告済みの損失要因の定義に関しては、本節に簡単な説明と式のみを示すが、本稿において新しく分離可能とした損失量算出時の表記に統一性を持たせるため、記号と呼称に若干の変更を加えている。

また、本節で説明する、計測データの損失要因毎の特徴を用いた分類の流れを Fig.2 にフローチャートとして示した。本手法では、以下に示す(2)から(6)までの方法により各計測データを分類した後、どの条件にも当てはまらなかった、損失が極小と思われるデータのみを用いて(7)にて定格ばらつき、汚れ、劣化等の損失量を算出した後、3.3, 3.4, 3.5 において説明する手法で入射角による損失、直流回路抵抗による損失、日陰損失を算出している。

(1) アレイ標準出力電力量 太陽電池アレイ面に入射している日射(量)が基準太陽光であったとして、PV システムが常に定格状態で運転した場合に得られると考えられる発電電力量(量)。

$$E_{AS} = P_{ACap} \cdot \frac{H_{Ag}}{G_S} \dots\dots\dots(1)$$

$$P_{AS} = P_{ACap} \cdot \frac{G_{Ag}}{G_S} \dots\dots\dots(2)$$

ここで、

E_{AS} : アレイ標準出力電力量 [kWh]

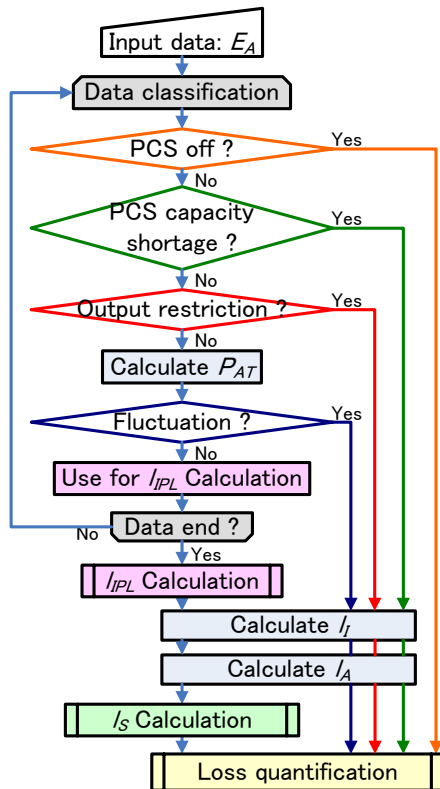


Fig. 2. Flow chart of data classification

- P_{AS} : アレイ標準出力電力 [kW]
- P_{ACap} : 定格アレイ容量 [kW]
- H_{Ag} : アレイ面日射量 [kWh/m²]
- G_{Ag} : アレイ面日射強度 [kW/m²]
- G_S : 標準試験条件での日射強度 =1 [kW/m²], 分光放射照度分布=基準太陽光

(2) PCS-OFF の判定 日射があるにもかかわらず PCS が停止状態にある場合を以下の式で判定する。メンテナンス目的での停止も含む。

$$ACIa_{PCS1} < 0.1 [A] \text{ or } ACIa_{PCS2} < 0.1 [A] \dots\dots\dots(3)$$

ここで、

$ACIa_{PCS1}$: 交流電流実効値 PCS 1 相 [A]

$ACIa_{PCS2}$: 交流電流実効値 PCS 2 相 [A]

(3) PCS 容量不足状態の判定

$$P_{AS} > P_{PCS} \times C_{PCS} \text{ and } P_A > P_{PCS} \dots\dots\dots(4)$$

ここで、

P_A : アレイ出力電力 [kW]

P_{PCS} : PCS 定格出力 [kW]

C_{PCS} : PCS 定格出力に対する入力許容電力の比

(4) 出力抑制機能動作有無の判定 アレイ出力電圧を

縦軸(Y)に、アレイ温度を横軸(X)にとった散布図上の直線(5)式、及び、アレイ出力電流を縦軸(Y)に、アレイ面日射強度を横軸(X)にとった散布図上の直線(6)式を用い、出力電圧が最大出力動作電圧よりも開放電圧側にあり、かつ、出力電流が最大出力動作電流よりも少ない状態で、PCS 出力端電圧が 107[V]を超えているデータを出力抑制状態にあるデータとして分類する。なお、以下に示す式に含まれる定数のうち、(5)式中の電圧を判定する閾値に用いる C_V には1を(定数による補正無し)、(6)式中の傾きを決める定数 C_{loss} には0.95を、幅を決める定数 C_{range} にはそれぞれのアレイの定格出力電流の5%を用いた。これらの値はアレイ出力電圧とアレイ温度の関係やアレイ出力電流とアレイ面日射強度の関係が、温度測定誤差やアレイストリング構成などの影響により理論的な値とは完全には一致しない場合に生じる誤差を補正するために導入した値である。厳密には個々のシステムに対して設定すべきであるが、今回の解析では、全てのシステムの解析結果から、最も精度良く抑制状態を判定可能であった値としてこれらの定数の値を決定した。

$$Y = V_{Pmax} \times N_{series} \times C_V + \beta_{Pmax} \times N_{series} \times (X - 25) \dots\dots(5)$$

ここで、

Y : アレイ出力電圧 [V]

X : アレイ温度 [°C]

V_{Pmax} : モジュールの最大出力動作電圧 [V]

N_{series} : 直列接続されたモジュール数

β_{Pmax} : モジュール最大出力動作電圧の温度補正係数 [V/°C]

C_V : 定数

$$Y = I_{P_{max}} \times N_{parallel} \times C_{loss} \times X \pm C_{range} \dots\dots\dots(6)$$

ここで、

- Y : アレイ出力電流 [A]
- X : アレイ面日射強度 [kW/m²]
- I_{Pmax} : モジュール最大出力動作電流 [A]
- N_{parallel} : 並列接続されたモジュール数
- C_{loss} : 定数
- C_{range} : 最大出力動作電流の幅を決める定数 [A]

なお、一体型 PCS に関しては研究目的にて出力抑制機能動作フラグが取得できるため、この情報を用いることにより更に確実な判定が可能である。

(5) アレイ出力温度補正

$$P_{AT} = \frac{P_A}{1 + (\alpha_{P_{max}} \cdot (T_C - 25))} \dots\dots\dots(7)$$

ここで、

- P_{AT} : 標準試験条件に温度補正後のアレイ出力電力 [kW]
- α_{Pmax} : モジュール最大出力温度係数 [1/°C]
- T_C : モジュール温度 [°C]

(6) 変動状態の判定 日射計測場所と PV システムアレイ面に若干の距離がある事から生じる計測誤差と、わずかではあるが、日射、または負荷急変動時の MPPT ずれが発生している可能性のあるデータを以下の基準にて分類する。

- 毎分のアレイ出力の変動量がアレイ容量の 3% [kW] 以上
- 毎分の全天日射強度の変動量が 0.03 [kW/m²] 以上

さらに、変動状態であっても損失が無い事も考えられるため、(6)式を用い、アレイ出力電流が最大出力動作電流の軌跡の範囲外にある時のみ、変動状態と分類し、出力が範囲内の場合には、変動損失は無いものとした。

(7) 定格ばらつき、汚れ、劣化等の損失量の算出 (2) から(6)の手順で、様々な損失が存在すると考えられる計測データを除外した後、以下の手順で Ideal performance line の作成を行い、得られた傾きから評価期間中常に一定の割合で存在した損失量として I_{IPL} を得る。

1. 各種損失が極小なデータの抽出
2. 抽出したデータを標準試験条件(25°C)に温度補正した後、入射角特性の影響を除外(3.3 参照)
3. アレイ面日射強度 0.4 [kW/m²] 以上のデータのみ抽出
4. 抽出データを、縦軸アレイ出力電力、横軸アレイ面日射強度で散布図にプロット
5. 原点を通り、プロットした全データの上位 3% を通るように直線を引く

$$I_{IPL} = \sum (P_{AS} - P_{IPL}) = E_{AS} - E_{IPL} \dots\dots\dots(8)$$

ここで、

- I_{IPL} : 定格ばらつき、汚れ、劣化損失 [kWh]
- E_{IPL} : Ideal performance line 上の出力電力量 [kWh]
- P_{IPL} : Ideal performance line 上の出力電力 [kW]

〈3・3〉入射角による損失の算出方法 入力エネルギー

である日射強度は日射計で計測しており、使用している日射計の入射角特性は 3% 以下である。一方、太陽電池モジュールはモジュール表面が平面であるため、入射角依存性により入射光の一部はモジュール表面のカバーガラス等で反射してしまいモジュール内太陽電池セルの発電層にまで到達しない。⁽⁴⁾ 本手法では、太陽電池モジュールのカバーガラスからセルに至るまでの各層の屈折率を実効屈折率という一つの屈折率の値で表わし、幾何光学的手法を用いて反射により失われる日射強度を算出し、発電電力の損失を定量化した。⁽⁵⁾ そのモデル式を以下に示す。今、Fig.3 のように異なる屈折率 n₁、n₂ を持った二つの媒質の境界を通過する光の屈折角 θ₂ は Snell の法則より、入射角 θ₁ を用いて以下のように表される。

$$n_1 \cdot \sin \theta_1 = n_2 \cdot \sin \theta_2 \dots\dots\dots(9)$$

また、この時の反射率 r は入射光強度 I_i と反射光強度 I_r の比となり、

$$r = \frac{I_r}{I_i} = \frac{1}{2}(r_{\perp} + r_{\parallel}) \dots\dots\dots(10)$$

ここで、

$$r_{\perp} = \frac{\sin^2(\theta_2 - \theta_1)}{\sin^2(\theta_2 + \theta_1)} \dots\dots\dots(11)$$

$$r_{\parallel} = \frac{\tan^2(\theta_2 - \theta_1)}{\tan^2(\theta_2 + \theta_1)} \dots\dots\dots(12)$$

太陽電池モジュールに入射する光の場合、n₁ は空気の屈折率であるため約 1 となり、n₂ は実験より求めた値⁽⁵⁾として 1.80 を用いた。アレイ面に入射する直達成分、散乱成分、反射成分のそれぞれに対して反射率を算出し、最終的に得られた全成分に対する反射率 r_{All} から、次式を用いて透過率 τ_{All} を得る。

$$\tau_{All} = 1 - r_{All} \dots\dots\dots(13)$$

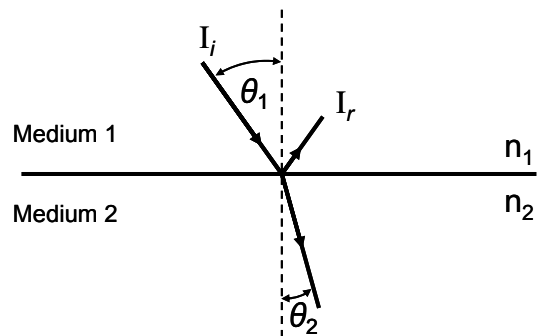


Fig. 3. Angle of incidence and refraction

この値を定格出力測定時の透過率(入射角=0 度と仮定)で割ることにより、入射光の反射による損失係数 K_I を算出する。 K_I を用いて入射角損失 l_I は以下ようになる。

$$l_I = (1 - K_I) \cdot E_{IPL} \dots\dots\dots (14)$$

ここで、

l_I : 入射角による損失 [kWh]

〈3・4〉 直流回路抵抗による損失の算出方法 太陽電池アレイの各ストリング間に接続されるブロッキングダイオードの順方向電圧降下と、アレイから接続箱までの配線抵抗等により、直流電圧降下による損失が生じる。文献⁽⁷⁾を参考にこの損失 l_A を表わすモデル式として、以下の式を用いた。

$$l_A = \sum (0.6 \times DCI + 0.2 \times DCI^2) \times \frac{1}{1000} \dots\dots (15)$$

ここで、

l_A : 直流回路抵抗による損失 [kWh]

DCI : アレイ出力電流 [A]

この式は直流出力電流に対する 1 次項として(ブロッキングダイオードによる電圧降下分)0.6[V]、2 次項としてケーブルの抵抗値 0.2[Ω]を用いて直流回路抵抗による損失を算出している。なお、ケーブルの抵抗値は一般的な直流配線に用いられている CV ケーブル(2mm²)の抵抗値(9.24[Ω/km])を参考にし、ケーブル長は実証研究地域に設置された PV システムの最頻値として約 20[m]を用いた。

〈3・5〉 日陰損失の算出方法 日陰の影響に関しては、移動する雲やその他非定常的な日陰は考慮せず、屋根の形状による自己陰、近隣の建築物や樹木による陰など、評価期間中に定常的に PV アレイ面にかかる日陰の影響のみを考慮する事とし、PV システムから見た天空を太陽の方位角、高度角に対して 5 度刻みでメッシュ状に区切り、分割した領域毎に日陰損失係数 K_S を算出した。 K_S の値には、基本概念としては以下の式を用いた。

$$K_S = \frac{P_{AT}}{P_{IPL} - (1 - K_I) \cdot P_{IPL}} \dots\dots\dots (16)$$

これは、評価期間中の各領域での P_{AT} (標準試験条件に温度補正後のアレイ出力電力)の最大値をその時の日射強度から期待される出力電力から定格ばらつき、汚れ、劣化等の損失と入射角特性による損失を引いた値で除した値である。ただし、各領域での最大出力には、移動する雲の影響等によるエッジ効果による偶発的な強い日射を取り除くため、3.2(6)の判定条件より変動状態にあると判断されたデータを除外した後、最大値から 2 番目と 3 番目の出力の平均値を最大出力として用いた。また、システムによっては直流回路抵抗による損失が大きい場合があるため、この場合には直流回路抵抗による損失の影響も(16)式の分母より除外した。さらに、上記方法で各領域の日陰損失係数を算出した

後、方位角±15 度の領域での日陰損失係数の平均値でさらに全領域の日陰損失係数を除する事とした。これは、モジュール温度計測誤差やその他誤差要因により日陰損失係数にかかる偏差が、割合としてはわずかであっても、日射量が豊富で発電量も豊富な南中時刻付近では無視できない量となってしまうからである。全 100 システム、1 年間を通じた方位角±15 度の領域での補正前の日陰損失係数の平均値は 0.96 程度であった。これは、補正すべき誤差が 4%程度であったことを意味する。なお、この補正方法では南中時刻付近に日陰のかかるシステムの場合には誤った補正をしてしまう事になるが、解析対象とした PV システムには、そのようなシステムは無い事を確認している。また、3.2(7)において P_{IPL} を求める際にも日陰の影響を受けたデータを用いているが、複数の快晴日を含む、ある程度の期間(本稿では 30 日)のデータを用いて P_{IPL} を算出する場合には、その影響は軽微であると考えられる。これは、同じ太陽の位置においても大気状態等の違いにより日射強度は日々異なる値を示すからであり、ある太陽位置において日陰により受け取ることが出来なかった日射強度を、異なる太陽位置のデータが補う可能性が高い為である。本研究では、 P_{IPL} の算出に用いる 0.4[kW/m²]以上のアレイ面日射強度が期待できる範囲に、広範囲にわたり極端な日陰要因が存在するシステムが無いことを確認しているため、 P_{IPL} の算出に日陰の影響は含まれないものとした。

補正後の最終的な日陰損失係数 K_S を用いて、日陰による損失は以下ようになる。

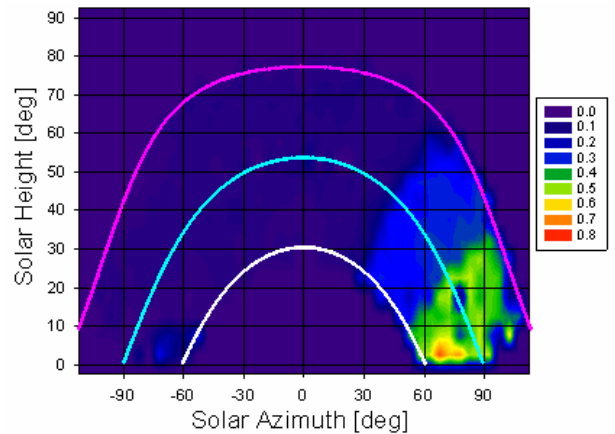


Fig. 4. Shading analysis result

$$I_s = (E_{AS} - I_{PL} - I_l - I_A) \cdot (1 - K_S) \dots\dots\dots (17)$$

ここで、

I_s : 日陰による損失 [kWh]

Fig.4 には、本手法を用いて 2004 年 5 月から 1 年間の天空の各領域での日陰損失率(=1- K_S)を算出した結果の一例と、このシステムの写真を示す。グラフ中の方角は真南が 0 度、真西が+90 度であり、3 本の円弧は上からそれぞれ夏至、春分、冬至の日の太陽の軌道を表わしている。このシステムの方角角は南であり、結果から太陽が西にある時に段付き屋根による自己陰が生じ、特に太陽高度が低い冬季において大きな損失が発生している事が分る。

〈3-6〉 最大出力動作点ミスマッチ損失の取扱い 今回新たに定義した最大出力動作点(Maximum Power Point: MPP)ミスマッチ高電圧側による損失は、先の論文⁽¹⁾では出力抑制機能による損失のうち系統電圧が 107[V]以下の時の損失として分類しており、これには PCS 内部の温度上昇による出力電流抑制などが含まれていたが、本稿では、日陰が生じているシステムや不均一なストリング構成を持つシステム等も解析対象に加えるにあたり、分類名と定義を変更した。これは、PV アレイ面の部分陰や不均一ストリング等による段付き I-V カーブの影響で動作点が開放電圧側にずれる事があるためであり(Fig.5 参照)、このような場合には出力抑制時と同様、動作点電圧は V_{Pmax} より高く、電流は I_{Pmax} より少ない状態として計測されるが、この情報だけでは PCS の出力抑制が原因なのか段付き I-V カーブが原因であるのかの判断ができないからである。アレイ出力電圧・電流から MPP ミスマッチとして判断される日陰損失に関しては、太陽の位置に依存して発生するという日陰損失の特徴を用いて 3.5 で述べた手法により別途定量化が可能であるため、解析結果としては MPP ミスマッチ高電圧側による

損失には含まれず日陰損失として定量化される事になるが、日陰以外の要因(不均一なストリング構成など)により生じる段付き I-V カーブ等による「出力抑制」ではない MPP ミスマッチ損失はこの損失に含まれる事になるため、名称を変更することとした。

一方で、動作点電圧が V_{Pmax} よりも低い側にずれる事により生じる MPP ミスマッチ損失も存在し、この時の動作点電流は I_{Pmax} よりも大きくなると考えられる。これには、日射強度が低い場合などに PCS が MPPT 制御を行わず、定電圧制御を行っている場合等が該当する。しかし、この場合の損失量が月積算発電電力量に対して占める割合を検討するため、定電圧制御を行う可能性のある日射強度を 0.1[kW/m²]以下の日射強度とし、この時の発電量が全体に占める割合を算出した結果、4[%]程度であった。つまり、仮にそこに 1 割程度の損失が発生したとしても、その損失が全体に占める割合はわずかであると考えられ、また、このような低日射時には多くの誤差要因の影響が割合として大きくなる傾向がある事から、今回は MPP ミスマッチ低電圧側による損失はその他の損失として扱っている。

また、3.2(6)で述べたように日射や負荷の急変動時に MPPT 制御が追いつかない事により生じる損失も考えられるが、これに関しては今まで通り、変動状態を閾値により判断した後、変動による損失として分類した。

〈3-7〉 各種損失量の定量化 以上の方法により、ある日射量における PV システムの理想的な発電電力量 E_{AS} と、すべての発電状態にあるデータに存在する「定格ばらつき、汚れ、劣化等の損失」、「入射角による損失」、「直流回路抵抗による損失」、「日陰損失」が算出された。これらの損失のうち、「入射角による損失」、「直流回路抵抗による損失」は、その損失要因に対するモデル式から個々のデータに対して直接算出したものであり、「定格ばらつき、汚れ、劣化等の損失」、「日陰損失」はそれ以外の損失が極小であると考えられるデータのみを用いて、それぞれの損失量を算出するモデルにあてはめる事により求めた値である。

これら以外の損失要因による損失量の定量化には、3.2 に示した手順にて損失要因毎に分類されたデータを用いる。本手法では以下に示す(1)から(6)の損失要因は排他的に発生すると仮定し、Fig.6 に示した流れで定量化を行っている。各損失量の算出式を、その時の日射量から算出されるアレイ標準出力電力量 E_{AS} に対して発電量、損失量がどのように分離されたかを表わす形で要因毎に以下に示す。

(1) PCS-OFF による損失 PCS が停止状態にあると判定されたデータでは、その時の日射量から発電可能な全電力量が PCS 停止状態により失われたと考え、以下の式を用いて定量化する。

$$I_{PCO} = E_{IPL} = E_{AS} - I_{PL} \dots\dots\dots (18)$$

ここで、

I_{PCO} : PCS-OFF 損失 [kWh]

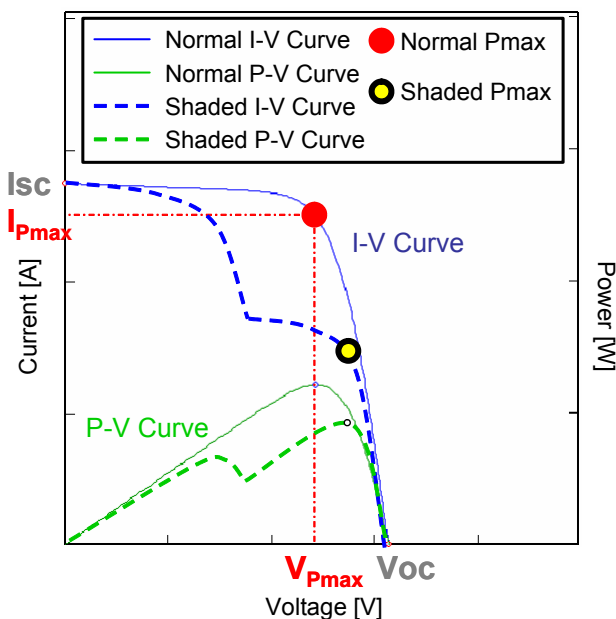


Fig. 5. Example of normal and stepped I-V curve

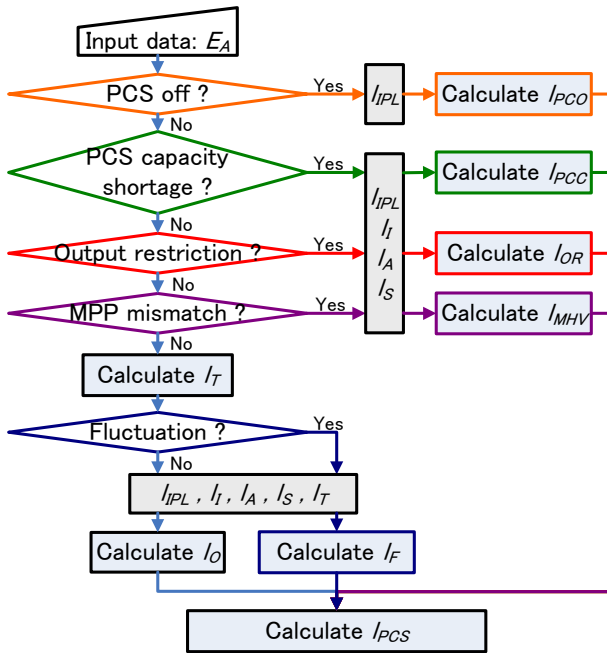


Fig. 6. Flow chart of loss quantification

(2) PCS 容量不足による損失 P_{AS} が PCS の入力範囲を超える場合、アレイからの出力電力が制限され、損失が発生する。アレイからの出力電圧・電流のみを見た場合、現象としては MPP ミスマッチであるが、原因は PCS の容量不足にあることから分けて考えている。モジュール温度によらず出力電力により制限を受けるため、温度損失は考慮していない。なお、温度補正後の出力が PCS の入力範囲を超える場合の容量不足損失は、今回の解析目的では分離不要であったため、温度損失として取り扱っている。

$$l_{PCC} = E_{AS} - l_{IPL} - l_I - l_A - l_S - E_A \dots\dots\dots (19)$$

ここで、

l_{PCC} : PCS 容量不足損失 [kWh]
 E_A : アレイ出力電力量 [kWh]

(3) システム電圧上昇回避のための出力抑制による損失 PCS 出力端電圧が 107[V]以上であり、動作点から出力抑制状態にあると判断されたデータを用い、以下の式から損失量を算出する。 l_{PCC} と同じ理由により、温度損失は考慮していない。

$$l_{OR} = E_{AS} - l_{IPL} - l_I - l_A - l_S - E_A \dots\dots\dots (20)$$

ここで、

l_{OR} : 出力抑制損失 [kWh]

(4) MPP ミスマッチ高電圧側による損失 3.6 で述べたように厳密には出力抑制では無い場合の MPP ミスマッチ損失も含まれるが、ここでは基本的に電圧上昇回避以外の出力抑制制御として以下の式より損失量を算出する。

$$l_{MHV} = E_{AS} - l_{IPL} - l_I - l_A - l_S - E_A \dots\dots\dots (21)$$

ここで、

l_{MHV} : MPP ミスマッチ高電圧側による損失 [kWh]

(5) 変動による損失 変動による損失は、実際には日射計測位置と PV システムの位置が離れていることによる計測誤差がほとんどである。温度損失を考慮し、以下の式によって損失量を算出する。

$$E_{AT} = \frac{E_A}{1 + (\alpha_{p_{max}} \cdot (T_C - 25))} \dots\dots\dots (22)$$

$$l_T = E_{AT} - E_A \dots\dots\dots (23)$$

$$l_F = E_{AS} - l_{IPL} - l_I - l_A - l_S - l_T - E_A \dots\dots\dots (24)$$

ここで、

l_T : 温度損失 [kWh]

l_F : 変動による損失 [kWh]

E_{AT} : 標準試験条件に温度補正後のアレイ出力電力量 [kWh]

(6) その他損失 3.2 に示した方法でデータを損失要因毎に分類したとき、どの損失要因の特徴も持たなかったデータに含まれる損失をここで算出する。システムに明らかな損失要因が無い場合、ほとんどのデータはここに含まれる。

$$l_O = E_{AS} - l_{IPL} - l_I - l_A - l_S - l_T - E_A \dots\dots\dots (25)$$

ここで、

l_O : その他損失

(7) PCS での損失 アレイから出力された直流電力は PCS にて交流に変換される。この過程で生じる損失を以下の式で算出する。

$$l_{PCS} = E_A - E_{PCS} \dots\dots\dots (26)$$

ここで、

l_{PCS} : PCS での損失 [kWh]

E_{PCS} : システム出力電力量 [kWh]

〈3・8〉システム出力係数と損失率の計算 以上の方法により求めた各値により、システム出力係数と各損失要因の損失率を求める。システム出力係数(Performance Ratio: P.R.)は

$$P.R. = E_{PCS} / E_{AS} \dots\dots\dots (27)$$

となり、各損失率は P.R.同様、損失量を E_{AS} で除することにより求まる。

〈3・9〉一体型 PCS における蓄電池充放電損失 今回から解析対象とした一体型 PCS における蓄電池充放電損失は、チャージコントローラ交流側・直流側での電力量の計測値が現時点で利用できなかったため、チャージコントローラによる損失・蓄電池の自己放電を含む充放電損失を、直交変換時の損失や PCS の消費電力と合わせて一体型 PCS による損失として扱った。PV アレイの出力は入力としての

日射があるときのみ計算しているが、一体型 PCS の交流側出力電力量は評価期間中 24 時間積算する事により求めている。これは、現在の蓄電池制御方式では系統からの充電を行っていない為、24 時間積算においても PCS からの出力は全て PV アレイ出力から得られた電力となるからである。

また、今回の解析では、評価開始・終了時刻は蓄電池の有無に関わらず 0 時としている。蓄電池の残存電力量を考慮すると、このような積算方法では、評価開始時の蓄電池の容量と充電状態が評価終了時のそれと同じでないときには、蓄電池残存電力量の差による誤差が生じる事になる。しかし、先に述べたように現時点では蓄電池の直流側入出力の計測値が利用できず、任意の時間における蓄電池の充電状態を高精度に把握することができなかったため、このような取扱いとした。ここで、評価開始・終了時刻を 0 時とした事による解析誤差について簡単にまとめる。30 日毎の平均的な等価システム運転時間を 100 時間とすると、平均的なシステム容量 4[kW] のシステム発電電力量は 400[kWh] となる。一方、蓄電池容量は約 9[kWh] であり、放電深度 70% で制限をかけて利用した場合の蓄電池残存電力の最大誤差は 6.3[kWh] となる。システム出力係数を 80% とすると、蓄電池残存容量の誤差が損失率に与える最大誤差は約 1.3% 程度となる。

4. 結果および考察

〈4・1〉 PV システムの連系状況 今回の解析では、2004 年 10 月から 2005 年 9 月までの約 1 年間の計測結果を用いている。PV システムの導入数はこの期間中も順次増加しており、2005 年 9 月の時点で総連系システム数は約 300 軒、PV システム容量は 1[MW] を超え、月間の総発電量は最大で 100[MWh] 程度であった。柱上変圧器毎に見た場合の連系割合は最大で 100% であり、これは柱上変圧器以下の全住宅に PV システムが設置された状態を意味する。文献⁽⁸⁾によれば、2030 年の日本国内の太陽光発電システム導入量 102[GW] を実現するに辺り、PV システム設置可能な戸建住宅への普及率を約 50% と想定している。このような大量普及時代には、本実証研究地域のように、柱上変圧器以下に 100% PV システムが導入され、さらに地域一帯が同一配電線に連系される状態が多く発生すると考えられる。

〈4・2〉 市販 PV システムの出力特性 2004 年 10 月から 2005 年 9 月までの間に計測された約 1 年分のデータを用いて蓄電池を持たない市販 PV システムの運転特性を解析した。解析対象は期間中に順次系統連系された全 300 軒以上の中から、解析に必要なデータがそろっているシステムのみ 100 軒程度とし、解析の基本期間は 30 日とした。ただし、上記解析期間においては様々な要因により意図的に解列状態にあったシステムが多く、連続した約 30 日の解析期間のうちに解列状態にある日を含んでいる場合が多いため、後に示す日別の結果においては、一日の発電可能電力量のうち解列状態にあった割合が 5% 以下の日のデータのみを用

いている。Fig.7 に、全システムの年間の運転特性の平均値を示した。P.R. は約 80% と良好であり、PCS による損失、温度損失、入射角損失などある程度避けられない損失以外に目立った損失は発生していない事が分る。

今回の解析期間では、懸念されていた系統電圧上昇による出力抑制も、全体の結果では 0.3% と無視できる範囲に収まっている。出力抑制による損失は PCS 出力端電圧が抑制開

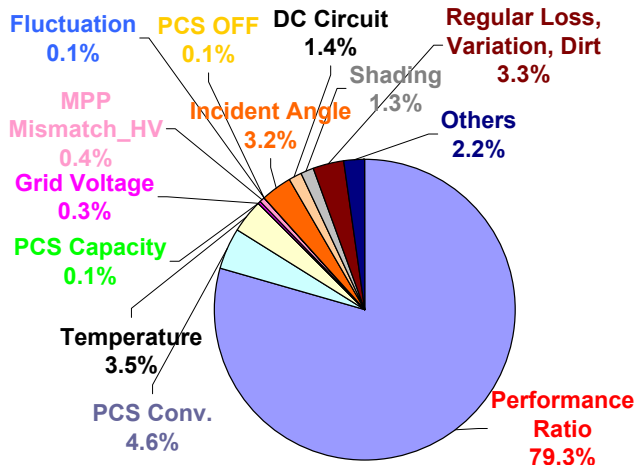
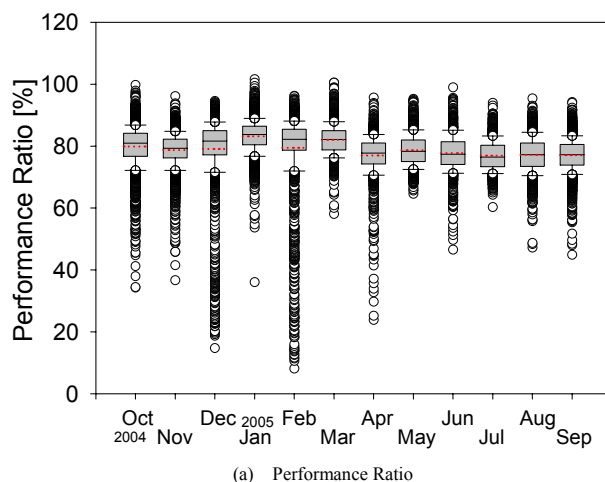
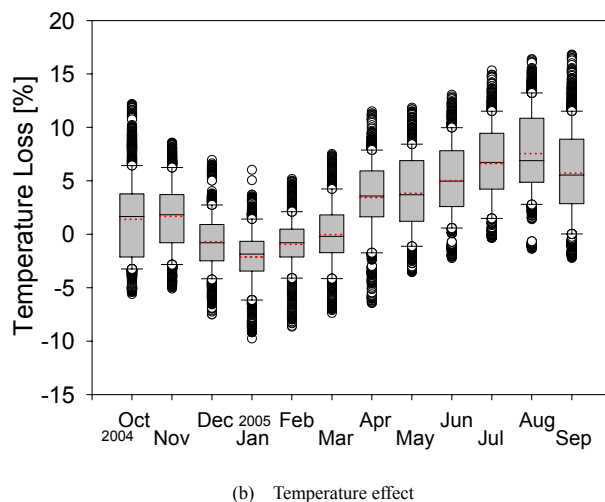


Fig. 7. Annual result of commercial PV systems



(a) Performance Ratio



(b) Temperature effect

Fig. 8. Box chart of commercial PV system's results

始電圧(107[V]程度)以上になった場合に発生するが、PCS 出力端電圧は PV システムからの逆潮流電力や連系された線路のインピーダンス等により決まる電圧上昇幅(ΔV [V])だけでなく、変電所からの送出電圧やタップ調整により決まる上位側の連系点電圧に強く依存する。文献⁽⁹⁾では住宅地域配電線モデルケースとして、バンク容量 20[MVA]・フィーダ数 8 回線・線路容量 2500[kVA]を想定しており、このケースに当てはめて考えると解析期間の配電線容量に対する PV システムの連系容量は 40[%]程度となることから、相当量の出力抑制が予想される状態にある。実証研究から得られたデータより、逆潮流電力による電圧上昇幅はほぼ事前予想の範囲内にある⁽¹⁰⁾事から、今回の 0.3%という値は、住宅地域から見た上位側系統の電圧管理により電圧上昇が抑えられた結果であると推測される。

次に、30 日毎の評価期間中の 1 システム・1 日の結果を一つのデータ点として、月別に箱ひげ図にまとめた結果を Fig.8 に示す。約 100 システム・30 日の結果であるため、月ごとに最大で約 3000 点のデータが存在していることになる。箱の中の実線が中央値、破線が平均値であり、箱の大きさは中央値に対して上下 25%のデータが含まれる範囲、ひげに相当する線は 90%、10%をそれぞれ示している。この範囲を超えたデータについては個別にプロットしているた

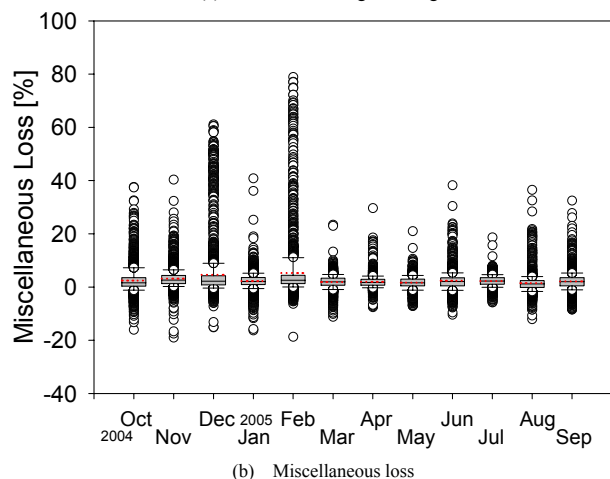
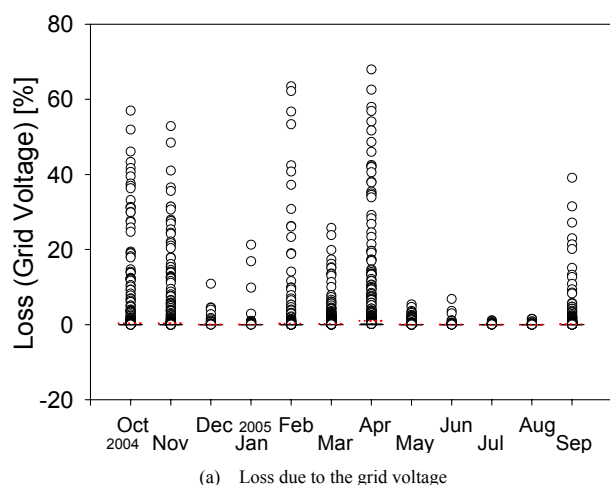


Fig. 9. Box chart of commercial PV system's Loss

め、箱ひげ図により、平均値の推移だけでなく、大まかな発生頻度や最大値、最小値なども同時に示す事ができる。結果から P.R.の平均値は冬季に最大となり、夏季に向かって低下していく。これは、Fig.8(b)に示したように、主にモジュール温度上昇による損失の影響であると考えられ、温度上昇による損失は冬季にはモジュール温度低下によりゲインとなっているが、夏季には 10%近い損失を記録しているシステムが多く見られる。本実証研究で使われているモジュールは Si 結晶系であり、 $-0.3 \sim -0.5$ [%/°C]と負の温度係数を持っている為このような結果となった。一方で P.R.が大きく低下しているデータに目を向けると、頻度は低いものの 2004 年 10 月、11 月 12 月、2005 年 2 月、4 月に 40%以下の P.R.が記録されている。解析の結果、これらの極端に低い P.R.の原因は系統電圧上昇回避のための出力抑制と積雪であった。Fig.9(a)に電圧上昇による損失の結果を、Fig.9(b)にその他の要因による損失の結果を示す。2004 年 10 月、11 月、2005 年 2 月、4 月に 50%を超える出力抑制による損失を記録しており、極端に低い P.R.のデータと一致している。また、2004 年 12 月、2005 年 2 月のその他の損失に極端に大きいデータがあるのは積雪の影響であり、これは、現地調査により確認済である。本研究では PV システムへの入力エネルギーである日射量を実証研究地域内 6 カ所に設置された環境計測システムにて、精密日射計を用いて計測しているが、雪の降った翌日に日射計に積もった雪が溶け日射が有りと計測されている時間帯に、多くの太陽電池モジュールは雪に覆われたままになっていることから生じた損失である。現象としては日陰損失とも考えられるが、本手法で対象とする日陰損失は評価期間中定常的にかかる日陰としているため、その他の損失として分類した。また、これら以外の要因により発生している損失に関しても、出力抑制、積雪(その他の損失)による損失同様、箱ひげ図により確認した結果、極端な P.R.の低下要因とはならず、ある程度予想可能な範囲内でのみ推移していた。以上より、系統連系型太陽光発電システムにおいては、系統電圧上昇回避のための出力抑制が、著しくシステムの発電性能を低下させる原因として最も注意すべきものであることが分る。出力抑制の発生確率は、先に述べたように PV システムが連系された配電線のインピーダンスや同一配電線に連系された負荷量等により決まる電圧上昇幅 ΔV の他、系統側の送出電圧等によって決定される連系点電圧に大きく依存するため、PV システムからの逆潮流電力量だけでは一概には判断できないが、電力品質の悪化を防ぎ、連系状態の違いによる抑制量の違いなど、設置者側の不公平感を無くすためにも、更なるデータ収集と解析を続けていく予定である。

〈4・3〉蓄電池付き PV システムの出力特性 2005 年 2 月から 2005 年 10 月までの間に計測された 9 ヶ月分のデータを用いて、蓄電池付きシステムの運転特性を解析した (Fig.10 参照)。対象としたシステム数は最終的に 50 システム程度であるが、評価期間中に順次導入されているため、

2005 年 2 月のシステム数は 14, 3 月は 36 である。蓄電池充放電, インバータ部分を含めた一体型 PCS の総合的な損失率は 12.7% であり, 蓄電池無し市販 PCS の平均値である 4.6% に比べて約 8% 余分な損失が発生した事になる(ただしこの値には 3.9 で述べたように, 蓄電池による損失の他, 実証研究の為の制御系, 計測系での消費電力も含まれている為, 単純に一体型 PCS の効率を表わすものではない)。温度損失が蓄電池無し市販 PV システムの年間結果に比べて高いのは, 導入軒数の関係で多くのデータが夏季に取得された為であり, 月別に見ると大きな差は見られなかった。また, 系統電圧上昇回避のための出力抑制はほぼ 0% であった。出力抑制回避効果の定量化には, 蓄電池無し市販 PV システムとの連系状況の違い等を考慮し, より多くのデータを用いて解析を行う必要があるが, 同時期に計測された蓄電池無し市販 PV システムでは出力抑制による損失が発生している事から, 出力抑制回避に対してはある程度の効果が期待できると考えられる。個別に見た結果(Fig.11)においても, 出力抑制による極端な損失は発生していない事が分る。しかし, 今回の結果のみを比較すると, 出力抑制を回避することにより得られた電力量に対して, 出力抑制回避装置(蓄電池)を導入することにより新たに発生した損失の方が多く, 設置者側の蓄電池を導入するメリットが明確では無い

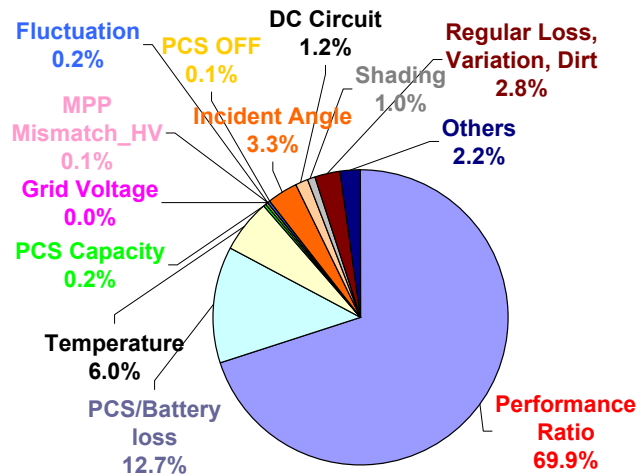


Fig. 10. Result of battery-integrated PV systems.

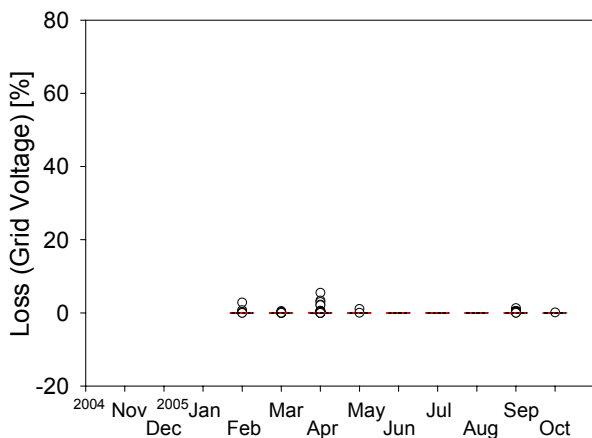
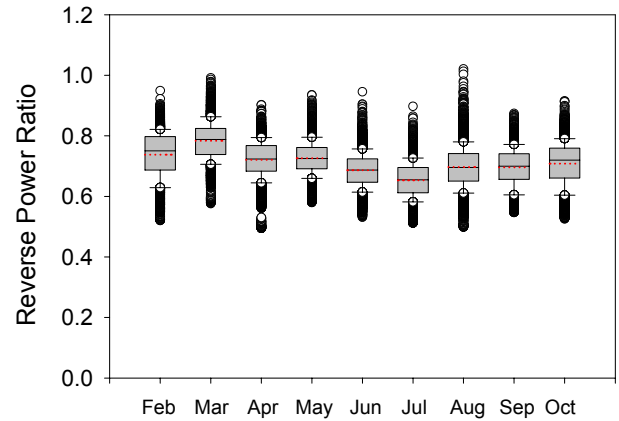


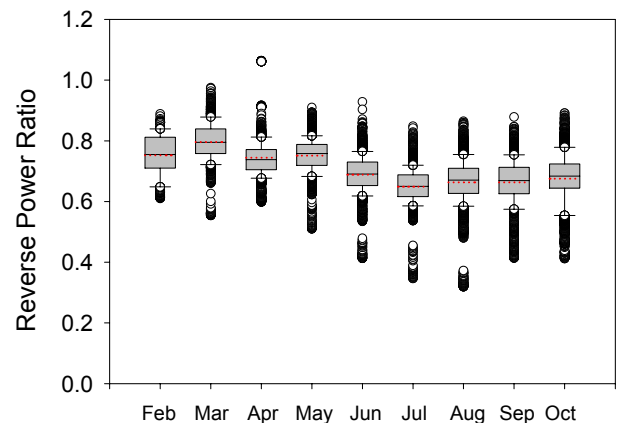
Fig. 11. Box chart of loss due to the grid voltage

結果となっている。これは, 4.2 で述べたように, 出力抑制による損失量が PV システムの連系状態だけでなく, 系統側の電圧調整の影響を強く受けるからであり, 今後の大量普及時代を考慮すると, 既存の配電系統において全ての PV システム導入地域の電圧を本実証研究地域と同等に制御することは難しいと考えられる事から, 導入規模の拡大に伴う出力抑制による損失量の増加とともに, 蓄電池導入メリットも拡大していくと考えられる。

一方, PV システムが系統に与える影響の一つとして, シ



(a) Commercial PV systems



(b) Battery-integrated PV systems

Fig. 12. Maximum reverse power flow

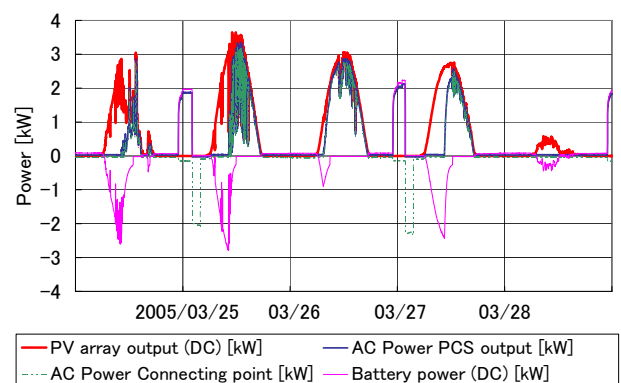


Fig. 13. Power flow of PV array, PCS, Connecting point and battery

システム毎の PV アレイ容量 1[kW]あたりの逆潮流電力量の割合を縦軸とし、月別の最大値 1 時間分をまとめたのが Fig.12 である。この結果から、蓄電池付きシステムではひげの上側にあたる最大値が若干なくなっているものの、平均値では市販 PV システムと大きな違いは無いことが分る。この原因を調べるため、最も大きな逆潮流電力量を記録した 2005 年 3 月 25 日前後のアレイ発電電力、PCS 出力電力、蓄電池充放電電力、受電点電力をグラフにまとめた。(Fig.13) いずれの計測値も PV システムから出力される側をプラスとしており、蓄電池電力のマイナスは充電を、受電点電力のマイナスは系統からの買電を意味している。結果から、前日の放電が十分ではない場合や、午前中の発電量が多い時には正午前に蓄電池が満充電になっており、それ以降の PV アレイからの発電電力はそのまま系統に送られていることが分る。今回解析した期間は蓄電池設備の導入期間であり、蓄電池運用方式は先に述べたように逆潮流抑制運転に固定されていたため、このようなケースが見られたと思われる。

5. まとめ

本論文では、系統連系型太陽光発電システムの高度解析手法を提案し、その解析結果として「集中連系型太陽光発電システム実証研究」から得られたデータを用い、一般的な太陽光発電システムの運転特性の他、特に集中連系時に問題になるであろうと懸念される系統電圧上昇回避のための出力抑制による損失についても解析を行い、現状では発生頻度は低いものの、著しく PV システムの発電能力を低下させる原因になりうることを示した。また、新たに開発された蓄電池付き PV システムに関しては、一体型 PCS の導入段階での性能を分析し、一定の出力抑制回避効果がありそうな事、また、蓄電池の運用方式によっては必要なときに充電ができず、結果として逆潮流電力量の抑制効果が少なくなってしまう事を示した。今後も、様々な蓄電池運用方式に関してデータを収集し、解析を行っていく予定である。

なお、本研究は、「集中連系型太陽光発電システム実証研究」の一環として行っている。このような機会を与えていただいた(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構、及び様々なご協力をいただいた関係者各位に、この場を借りて感謝の意を表す。

文 献

- (1) Y.Ueda, T.Oozeki, K.Kurokawa, T.Itou, K.Kitamura, Y.Miyamoto, M.Yokota, H.Sugihara : “Quantitative Analysis Method of Output Loss due to Restriction for Grid-connected PV Systems” IEE Japan Vol.125-B, No.12, pp.1317-1326 (2005-12)(in Japanese)
植田, 大関, 黒川, 伊藤, 北村, 宮本, 横田, 杉原: 「系統連系型太陽光発電システムにおける出力抑制による発電量損失の定量化手法」, 電学論 B, Vol.125, No.12 pp.1317-1326 (2005-12)

- (2) ㈱関電工: 平成 14 年度 NEDO 委託業務成果報告書「集中連系型太陽光発電システム実証研究」(2003)
- (3) Y Miyamoto, M Yokota, H Sugihara T Tanabe, K Kitamura, I Shimoura, Y Matumura, S Nishikawa : “MANAGEMENT OF SYSTEM TO AVOID RESTRICTION OF PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEM OUTPUT”, 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.2717-2719 (2005)
- (4) T Yamada!, H Nakamura!, T Sugiura!, K Sakuta, K Kurokawa : “Reflection loss analysis by optical modeling of PV module” Solar Energy Materials & Solar Cells Vol.67 pp.405-413 (2001)
- (5) Y Ueda, T Oozeki, K Kurokawa : “Outdoor measurement and analysis of incident angle effect of PV module” Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference pp51-54 (2005)
植田, 大関, 黒川: 「太陽電池モジュール入射角特性の屋外測定と解析」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, pp51-54 (2005)
- (6) Y.Ueda, T.Oozeki, K.Kurokawa, T.Itou, K.Kitamura, Y.Miyamoto, M.Yokota, H.Sugihara : “Advanced analysis of shading effect using minutely based measured data for PV systems” 15th International Photovoltaic Science and Engineering Conference TECHNICAL DIGEST pp.444-445 (2005)
- (7) 財団法人 日本品質保証機構: 「太陽光発電システム評価技術の研究開発」, 平成 6 年度 新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書 (1995)
- (8) 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構: 「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ」 (2004)
- (9) 財団法人 エネルギー総合工学研究所, 財団法人 電力中央研究所, 日本電池株式会社: 「大量導入に向けた共通基盤技術の研究開発及び調査」, 平成 13 年度 新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書 (2002)
- (10) Y.Ueda, T.Oozeki, K.Kurokawa, T.Itou, K.Kitamura, Y.Miyamoto, M.Yokota, H.Sugihara, S.Nishikawa : “DETAILED PERFORMANCE ANALYSES RESULTS OF GRID-CONNECTED CLUSTERED PV SYSTEMS IN JAPAN –FIRST 200 SYSTEMS RESULTS OF DEMONSTRATIVE RESEARCH ON CLUSTERED PV SYSTEMS” 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference Proceedings pp.2466-2469 (2005)