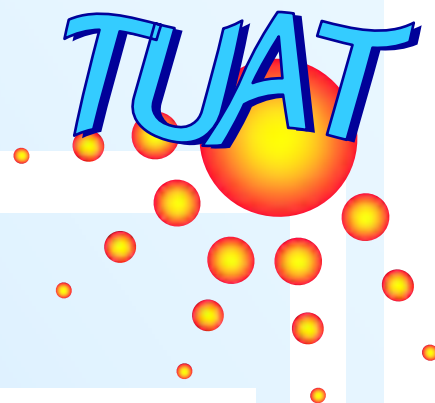


The 6th TUAT PVSC
Photovoltaic Student Conference



第6回
東京農工大学 工学部 電気電子工学科
太陽光発電システム研究発表会
論文集

2004年3月27日(土)

主催： 東京農工大学 黒川浩助研究室

東京農工大学 工学部電気電子工学科
太陽光発電システム研究発表会
予稿集

開催日時

平成16年3月27日（土）13時～17時30分

開催場所

東京農工大学 小金井キャンパス

新1号館 1階 講堂

太陽光発電システム研究発表会 プログラム

平成 16 年 3 月 27 日 (土) 13 時～17 時 30 分
東京農工大学 小金井キャンパス 新 1 号館 1 階 講堂

| | | |
|---------------------------------------|---------|-------------|
| I. 始めに(挨拶) | (黒川浩助) | 13:00～13:05 |
| II. 研究発表 | | |
| 1. 黒川研究室における太陽光発電システム研究の概要 | (黒川浩助) | 13:05～13:30 |
| (1) SV 法による太田プロジェクトの計測評価 | (D2 大関) | 13:30～14:00 |
| (2) 太陽光発電システム変動特性の評価 | (B4 川崎) | 14:00～14:20 |
| (3) LED 光源波長分散型ソーラーシミュレータ | (M2 公楽) | 14:20～14:40 |
| 休憩 (コーヒーブレイク・ポスタータイム) | | 14:40～15:20 |
| 2. 太陽光発電システム用インバータ研究 | (小泉裕孝) | 15:20～15:40 |
| (1) PV インバータの MPPT 制御に関する研究 | (M2 皆藤) | 15:40～16:00 |
| (2) 電力集配電システムにおける ループ・メッシュ形態に関する研究 | (D2 岡田) | 16:00～16:20 |
| 3. COE 研究：太陽光発電を取り入れた砂漠における農業開発 | | 16:20～16:40 |
| (西村 拓：農学研究科国際環境農学専攻助教授) | | |
| (1) COE 研究：新エネルギー・物質代謝と生存科学 | (D1 伊藤) | 16:40～17:00 |
| (2) リモートセンシングによる 太陽光発電システム資源量の推定 | (M1 榊原) | 17:00～17:20 |
| III. 終わりに | (黒川浩助) | 17:20～17:25 |
| IV. 懇親会 | | 18:00～ |
| 研究発表会終了後、生協 2 階ホールにて懇親会を行います。(参加費無料) | | |

◎休憩(コーヒーブレイク)中に、以下のポスタープレゼンテーションを行う予定です。

- ・ 太陽光発電システムシミュレーション (D2 松川)
- ・ 太陽光発電の運転特性の高度評価 (B4 四日市)
- ・ 写真測量法による日射障害特性の推定 (M1 池)
- ・ 新型日射計の開発 (M2 井上)
- ・ 新型太陽電池の新測定法の研究 (B4 津野)
- ・ 超縮小型系統機能等価試験装置 (M2 竹内)
- ・ 新型 AC モジュール用単独運転防止方式の研究 (M2 水野)
- ・ 系統故障時における BTB 式ループコントローラの特性解析 (M1 市川)
- ・ 蓄電池あり系統連系太陽光発電システム (M1 嶋田)
- ・ デジタル・アンプ用 IC を用いた PWM インバータの開発 (B4 林)
- ・ モンゴルにおける太陽光発電システム設計研究 (D1 アマル)
- ・ 太陽光発電システムポテンシャルの推定 (B4 田口)
- ・ 太陽電池モジュールの電磁波反射・吸収特性に関する研究 (M1 多田)

SV法による太田プロジェクトの計測評価

大関 崇 (D2)

1. はじめに

太陽光発電(PV)は、いよいよ導入期から普及期への遷移する段階となっているが、そのポテンシャルを考えると、まだまだ乳児期から幼児期に差し掛かったところである。今後のさらなる大量普及には、技術開発によるシステムコストの大幅な削減と同時に、系統連系による売買取金の制度設計によるところが大きいと考えられる。しかしながら、ある地域に大規模集中的にPVシステムが導入された場合、系統連系への弊害が懸念されており、普及への足かせになる可能性がある。特にPVシステムの配電系統への集中連系による系統電圧の上昇、高調波の冗長、単独運転の誤動作などが懸念事項として挙げられており、平成14年度から新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO 開発機構)では、「集中連系型太陽光発電システムの実証研究」が開始された。この実証研究では、数百件のPVシステムを実系統に集中的に連系させ、系統への影響を緩和する技術開発が目的とされている。その中には、電圧上昇抑制制御による出力抑制回避技術の一つとして、蓄電池付きPVシステムが提案されている。蓄電池付きPVシステムは、逆潮流などにより、系統電圧が上昇し、パワーコンディショナのもつ電圧上昇抑制制御による抑制電力分を蓄電池に蓄えることにより、損失を抑えることができると考えられている。他にも停電時のバックアップ電源への利用や、出力変動の抑制などにも効果があるとされており、今後蓄電池付きPVシステムは、普及する可能性を秘めている。図1に実証地区の概観図を示す。今年度末までに約150軒のPVシステムを設置し、最終的に600軒規模まで連系予定である。



図1: 城西の杜概観図

2. 目的

本研究室では、評価結果のフィードバックを利用して設置・施工に利用でき、また運用管理する上で最も重要な故障診断方法として活用することができる評価手法の開発を目指している。”PVシステムの損失を分離・評価”することを主目的として、PVシステムの計測データを用いた、簡易的な損失分離可能な評価方法として、SV(sophisticated Verification)法を開発してきた。本報告では、実証研究における、SV法による計測評価についての紹介を行う。また、本プロジェクトにおける目的の一つでもある、蓄電池付きPVシステムの評価方法への拡充手法の検討をおこなったので、併せて報告する。

3. SV法

3.1 SV法の概要

SV法は、システムの基礎情報(緯度・経度・傾斜角など)をもとに、比較的簡単に計測可能である4つのデータを用いて、8種類のシステム損失割合を抽出することのできる評価方法である。必要計測データ・損失過程は以下の通りである。また、前処理として必要データを推定補間・計測日射量データの品質を診断することができる。

～計測データ～

- ①傾斜面日射量 : H_A [kWh/m²]
- ②アレイ出力電力量 : E_A [kWh]
- ③システム出力電力量 : E_P [kWh]
- ④モジュール温度 : T_C [°C]

～損失過程～

- ①日陰による損失
- ②入射角依存性による損失
- ③温度の影響による損失

- ④負荷整合による損失
- ⑤直流回路による損失
- ⑥汚れ・劣化・定格容量誤差などによる損失
- ⑦パワーコンディショナスタンバイ損失
- ⑧インバータによる損失

3.2 SV 法解析

SV 法では、経験にもとづく妥当な仮定により作成したモデルを導入することにより、損失を分離可能としている。各モデルとサイトごとの計測データを用いて、1ヶ月間の各損失量算出モデルを構築することがSV法の本質である。1ヶ月の損失算出モデルを用いて、1時間値データの損失量を求めていく。日陰・入射角依存性以外の損失に関しては、1時間値ごとに損失算出モデルがあるため、前者の損失率とあわせ損失を分離していく。図2は、NEDO 開発機構でのフィールドテストにおける計測データを解析した結果例である。

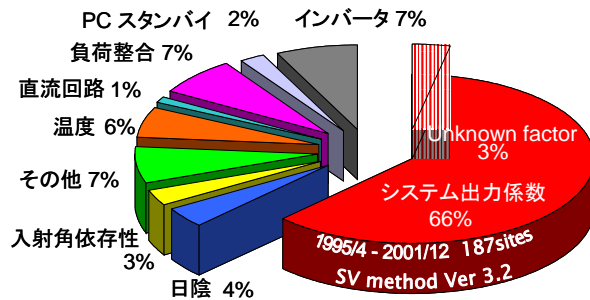


図2: SV法の適用例 NEDO フィールドテスト

4. 集中連系型太陽光発電システムの実証研究

実証研究では、前述のように、系統連系形蓄電池付きPVシステムについての研究開発についても行っている。市販のシステムのアドオンとして、AC側でリンクする別置型、また蓄電池を含めたシステムとしてDC側でリンクする一体型について検討を行っている。図3, 4にそれぞれの構成および、実証研究内での計測点を示す。それぞれ、インバータ前後、蓄電池手前、および受電点での電流、電圧の測定を行い、基本として1秒サンプリングで収集する。また、日射強度および、風向風速外気温に関しては、図5に示すように周囲環境計測にて、代表点で

の計測とする。日射強度は、水平面全天および、直達日射強度の計測に加えて、傾斜面日射強度を6箇所にて東西南の方位に向けて推定精度の確認を行えるようにしている。また、計測が1秒ということも踏まえ、シリコンセンサにて、日射強度のばらつきなどを考慮して、第一期設置分約200軒に対して等分布となるように20軒の設置を予定している。モジュール温度に関しては、設置角度が同様に大別して、角度、方位、および陸屋根と屋根置型（建材一体型は実証地区内には無い）にて代表3~5箇所程度を選定して代表温度とした。

以上のような計測項目をもとに、集中連系時のPVシステムの運転性能評価および、蓄電池導入後のPVシステムの評価を行っていく。



図5: 周囲環境計測計測箇所

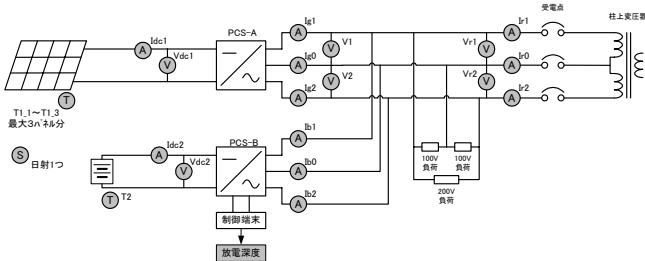


図3: 別置型計測点

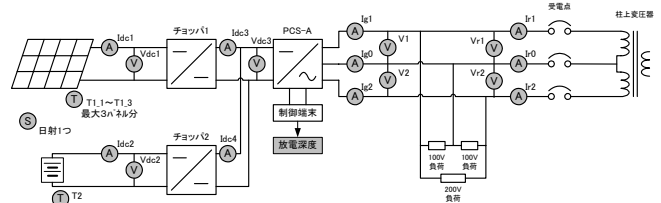


図4: 一体型計測点

5. 蓄電池付き PV システムへのSV法の拡充

ここからは、蓄電池付き PV システムの評価手法の検討について述べる。SV 法では、4 点の計測項目から損失を分離することがメリットとなっているため、計測項目を増加させない状態での評価方法が求められる。そこで、従来の SV 法を拡充するため、4 つの計測個目から、評価可能な手法の検討を行った。特に蓄電池直後の電力量の測定がないため、蓄電池の充放電電力量 (E_B) の推定方法が重要となる。

5.1 蓄電池付き PV システムの運転モード

蓄電池付き PV システムは、蓄電池の充放電を行うために、PV と系統との関係により、運転モードが多彩となる。図 6 のようなシステム構成を考えると、主な運転モードを表 1 に示す。また、それぞれの運転モードにおける、SV 法での計測点のうち主に、日射量 (H_{Ag})、アレイ出力電力量 (E_A) とシステム出力電力量 (E_P) の極性の組み合わせも同時に示した。 H_{Ag} と E_A の関係は、蓄電池無しシステムでも同様な関係であるため、従来の SV 法と同様に扱うことができる。また、 E_A と E_P のみでの判断の場合、「①PV のみから供給」、「③PV から充電と供給」、および、「④PV と蓄電池から供給」が同じ状態となる。ここで、供給とは、インバータ回路への入力を示す。 E_A と E_P が共に正となる 3 つの状態での、 E_A と E_P との比 ($\eta_{AP} = E_P / E_A$) に着目すると、①の場合は、通常の運転状態と同様であるため、通常のインバータ効率程度の値となる。③の場合は、PV が充電と供給を行うため、実質インバータに与えられるのは、PV が発電したものより少なくなる。そのため η_{AP} は、インバータ効率カーブより小さくなると予想される。同様に④は、PV と別途蓄電池からの供給があるため、インバータには E_A に上乗せされたバッテリー出力電力量 (E_B) があるため、 η_{AP} は、通常のインバータ効率よりも大きな値を示す。この特性を用いて、 η_{AP} にしきい値を設定し、 E_A 、 E_P の特性が重複した運転モードを推定する。他のモードに関しては、 E_A 、 E_P の極性及び関連性から把握が可能である。

表 1: 運転モードと計測データの関係

| 運転モード | 日射強度 | アレイ出力 | システム出力 |
|-------------|----------|-------|--------|
| | H_{Ag} | E_A | E_P |
| ①PVのみ供給 | 必須 | + | + |
| ②PVのみから充電 | 必須 | + | 0 |
| ③PVから充電供給 | 必須 | + | + |
| ④PVと蓄電池から供給 | 必須 | + | + |
| ⑤蓄電池から供給 | なし | 0 | + |
| ⑥系統から充電 | なし | 0 | - |
| ⑦PVと系統から充電 | 必須 | + | - |

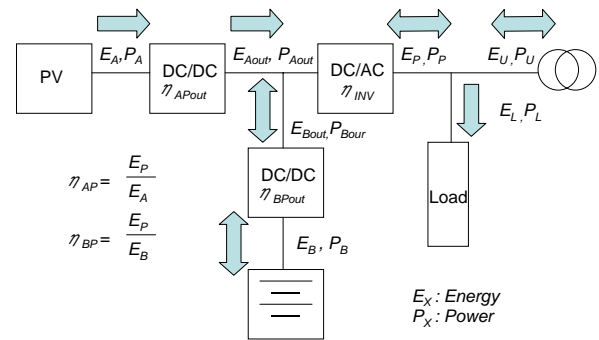


図 6: エネルギーフローの概略図

5.2 運転モードの推定方法概要

ここでは、代表的な 4 つの運転モードに関して検討を行った。それぞれの条件は、式 1~4 の通りである。 $\eta_{AP} = E_P / E_A$ による分離には、しきい値が必要となる。「①PV のみの供給」の場合は、通常運転なので、インバータ効率カーブ以上にはならないため、効率曲線ごとに最大値とすれば、間違いない。しかしながら、「④PV と蓄電池からの供給」もその出力の関係により η_{AP} は、①と η_{AP} のバンド幅が重複する。ここが、2 点の計測箇所では、識別できない不感帯となり存在する。④の条件を式 5~8 に示す。それぞれの η_x は、負荷率 (出力/定格出力) で、各々決定されるため、PV、バッテリー手前の DC/DC コンバータの定格、及びインバータ定格と瞬時の出力に依存することが分かる。定格は、固定値であるが、瞬時の出力と効率曲線の関係は、その負荷率の頻度分布に大きく依存する。また、式 7 より、前半の項は、 E_A のみがインバータに入力された時の効率を表している。後半は、蓄電池からのみの入力時の効率を表しており、 E_A に対する E_B の出力比が効率のある点を上回る条件となっている。効率曲線は、負荷率により、0%~96% と振れ幅があり、 α を固定値した場合は、不感帯を除くことが出来ないことが分かる。そのため、全サイトに共通な最適値 α を一元的に決定することは困難である。

そこで、負荷率ごとの効率曲線にあわせたしきい値を利用することが望まれる。 E_A 、 E_P のデータを利用して、PV のみ運転時の $\eta_{AP} = E_P / E_A$ を推定する方法の検討を行った。固定しきい値で抽出したデータ群を用いて、式 9 の最小自乗法により近似を行うことができる。これにより、ダイナミックなしきい値の変更が可能となる。

以上を踏まえ、推定手法のフローチャートを図 7 にまとめる。

- ① PV のみ供給

$$E_A > 0, E_P > 0, < \eta_{AP} < \alpha$$

式 1

- ② PV と蓄電池から供給

$$E_A > 0, E_P > 0, \eta_{AP} \geq \alpha$$

式 2

- ③ PV と蓄電池から供給

$E_A = 0, E_P > 0$
 ④ 系統から充電
 $E_A = 0, E_P < 0$

式 3

$$\frac{E_P}{E_A} = \eta_{AP} \geq \alpha$$

式 5

$$E_P = (E_{Aout} + E_{Bout}) \cdot \eta_{INV}$$

式 6

$$\eta_{APout} \cdot \eta_{INV} + \frac{E_B}{E_A} \cdot \eta_{BPout} \cdot \eta_{INV} \geq \alpha$$

式 7

$$\frac{E_B}{E_A} \cdot \eta_{BPout} \cdot \eta_{INV} \geq (\alpha - \eta_{APout} \cdot \eta_{INV})$$

式 8

$$\eta_{APout} \cdot \eta_{INV} = \frac{E_P}{E_A} (PVのみ) = \frac{x}{A \cdot x^2 + B \cdot x + C}$$

式 9

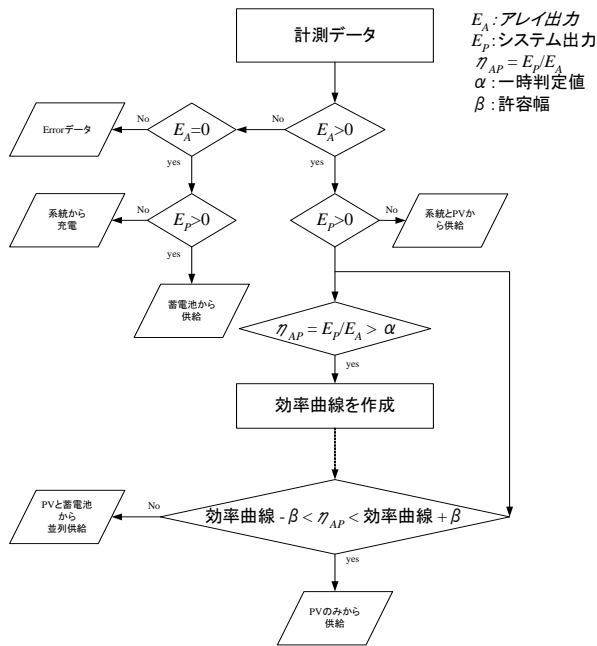


図 7 推定手法のフローチャート

6. シミュレーションデータによる検討

運転モードの推定手法について、シミュレーションデータを用い、しきい値を変更して検討を行った。表 2 には、システムの主要諸元を、図 8 には、データトレンド例を示す。

7. 推定結果

効率曲線を用いた手法により、運転モードの推定を行った。 $\eta_{AP} = E_P/E_A$ の値が効率曲線付近のデータを PV のみ運転とみなすために、許容幅の設定必要となる。許容幅を $\pm 0.1\% \sim 20\%$ 、 0.1% 刻みで検討を行った。図 9 には、各固定しきい値から推定した効率曲線と許容値 $1\% \sim 2.5\%$ の条件における、推定モード(PV から供給)の理論値と回数の誤差を示す。1%以下の場合、感度が強く、誤差が大きくなった。また、0 付近が良く推定出来ているが、効率曲線の値によって、幅の検討が必要である。約 2000 回のうちの

数回程度の誤差に抑えることが可能となる。

表 2: シミュレータの諸元

| 定格 | rating | remark |
|---------|---------|-----------|
| PV 容量 | 3.7kW | 模擬電源 |
| インバータ定格 | 4.5kW | - |
| 蓄電池容量 | 8.96kWh | 出力 2kW 最大 |

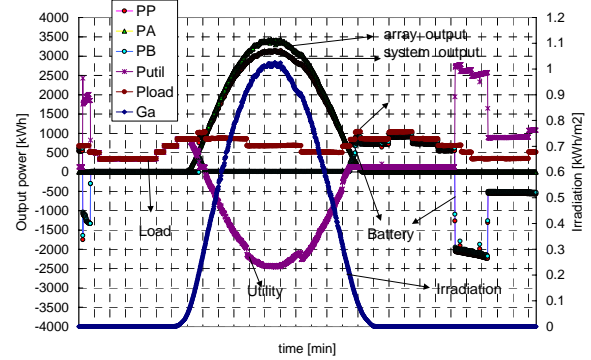


図 8: シミュレーション例

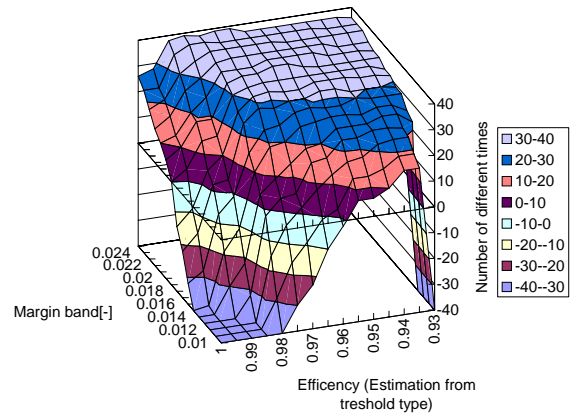


図 9: 固定しきい値及び、許容幅と推定精度の関係

8. まとめ

太田市における集中連系型太陽光発電システムの実証研究において、SV法に関する計測項目および、プロジェクト概要の紹介を行った。また、SV法の蓄電池付きPVシステム評価手法への拡充として、 E_A と E_B のデータから、運転モードの推定および、 E_B の推定方法の検討を行った。運転モードの E_A 、 E_P の時系列の極性により大きな分類および、効率曲線を推定する方法の組み合わせにより、1%程度で運転モードの推定を可能とした。今回は、シミュレーションによる1分瞬時値データによる検討であったが、実際は、1時間値など積算量を利用するため、積算ベースでの運転モードの混在など考慮した手法を開発し、蓄電池付きPVシステムに対応したSV法の完成を目指す。また、実証研究での計測データを用いて、手法の妥当性を確認し、SV法による評価を行う。来年度より計測データが集まり本格的な評価開始となる。

太陽光発電システム変動特性の評価

川崎 憲広 (B4)

1. はじめに

太陽光発電 (PV) システムの普及拡大により系統連系形 PV システムが増えることが期待される一方で、PV の発電出力が気象条件等の影響で不安定であるために、電圧変動や周波数変動などの系統に与える影響が懸念されている。しかし、PV システムが大規模に普及し、その設置場所が面的に広がると発電出力のトータルとしては変動が平滑化される「ならし効果」が得られることが知られている [1]。この効果を含めた PV システムの発電特性は電力系統に与える影響を軽減でき、電力系統内における PV システムの kW 値 (設備価値) の向上につながると期待されており、ならし効果を定量的に把握することは PV システムをさらに普及させるために非常に重要である。そこで、本研究では、ならし効果を定量的に評価する手法を開発し、実測データを用いて特性を把握する事を目的とする。また、本研究は、NEDO 技術開発機構の「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。

2. 評価手法

変動が電力系統に与える影響として問題になるのは、変動の速さとその大きさのような安定供給の妨げとなる要因である。これらを定量的に示すことが可能な評価法かもとめられていることから、2つの周波数解析法を用いた。1つはフーリエ変換で、1日全体の変動の周波数分布、つまり変動速度の分布を解析した。もう1つはウェーブレット変換で、周波数帯毎の特徴的な変動パターンから最も変動の大きい個所を抽出した。これらの変動特性の算出過程は図1のフローチャートに示す。

今回用いたデータは、茨城県つくば市の9地点(図2)で計測されたの日射強度の1分値(図3)である。

2.1 フーリエ解析

変動の速さを詳細に解析する手法としてフーリエ変換がある。しかし変換結果は、解析可能な周波数領域を全て把握できるので、定量化するには工夫が必要になる。そこで今回は、周波数帯を限定し、その範囲のパワースペクトルを平均することで、ある変動の速度の成分を定量化した。これを「平均スペクトル」と定義して、変動特性の縦軸の値とする。また、今回注目し

た領域は、1[mHz]以上である。これは系統側が負荷周波数制御をする際、変動を吸収する設備の導入が必要とする領域であるため、1つの例として選んだ。同様に、ウェーブレット解析においてもこれに対応する領域で解析している。

2.2 ウェーブレット解析

ウェーブレット変換は、周波数特性の時間変化を見ることが出来る時間-周波数解析であり、信号の特徴点抽出などに使われることがある。この特徴を利用し、日射変動における周波数帯毎のピークを抽出した。

ウェーブレット解析の手順は、変換後、パワースペクトルを求め、特定の周波数帯毎のピークを抽出し、それに対応する時刻の日射変動の幅を算出した。周波数帯は Level 1~4 を対象としたので、4つの日射変動の幅が求まり、そのうちの最大値を「変動幅」と定義した。これにより、ある特定の周波数領域における瞬間的な変動の最大値が把握できると考えられる。

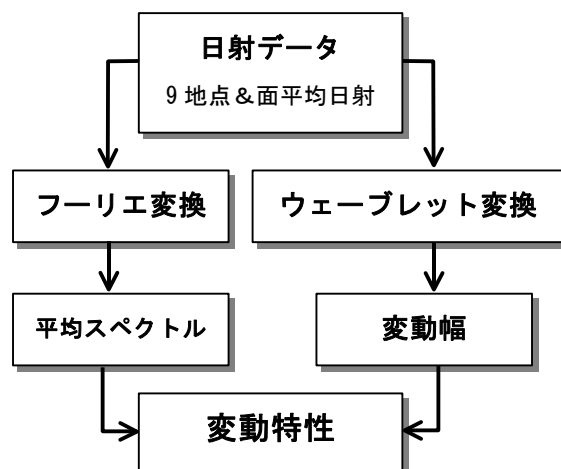


図1. 変動特性評価のフローチャート

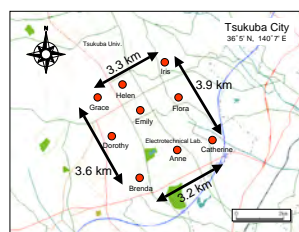


図2. 日射計測地点 [1]

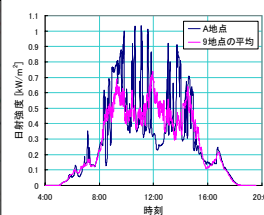


図3. 日射データの例 (97/8/19)

3. 結果

典型的な4つの天気において、平均スペクトルを縦軸、変動幅を横軸にとった変動特性の結果を図4に示す。10個のプロットは、9地点および面平均日射の変動特性を示している。

まず、図4(a)において、各地点の変動特性は平均スペクトルおよび変動幅がそれぞれ 8.35×10^3 , $0.615[\text{kW}/\text{m}^2]$ が最大になる範囲に分布した。これらの特性の値から変動が激しい日と分類できると考えられる。また、この日の面平均日射(9地点の平均日射)は平均スペクトル、変動幅はそれぞれ最大値の約1/14および約1/3に変動が抑制されたので、ならし効果が得られているといえる。次に、図4(b)では(a)に比べ平均スペクトルが1/5以下と小さく、変動幅がより集中していることから、変動が小さいことが顕著に表れている。面平均日射は平均スペクトル、変動幅はそれぞれ最大値の約1/10および約1/2に変動が抑制されており、ならし効果が確認できた。図4(c)と(d)は各地点の日射の変動特性が原点付近に集中していることから、今回限定した領域における影響は非常に小さいことがわかる。しかし、(c)は(a)や(b)の日射強度の大きさと類似しているが、それらと比べると(d)は非常に小さくなっていった。この違いを明確に評価するためには、周波数領域を限定せずに評価できる手法に拡張する必要があると考えている。

4. まとめ

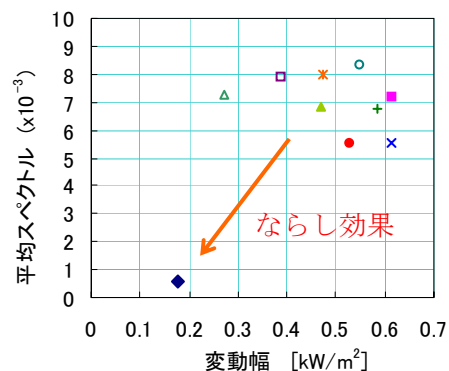
PVシステムの入力となる日射データに関して、変動特性の評価法を提案し、評価を行った。その結果、前述のような特定の周波数領域における変動特性を定量的に示し、各地点の変動特性が大きいときほど、ならし効果が得られやすいことがわかった。今後は、周波数領域を限定せずに評価できる手法に改良していく予定である。

【参考文献】

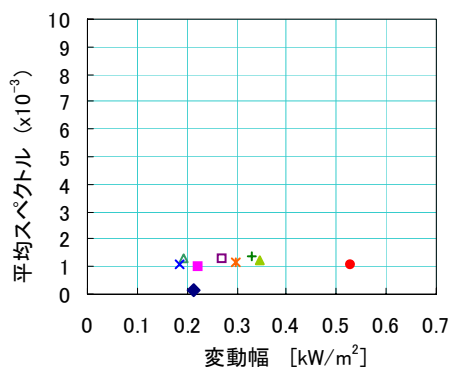
[1] 箕輪純也, 「太陽光発電システムの日射面特性に関する研究」, 学位論文, 1999.2

【発表実績】

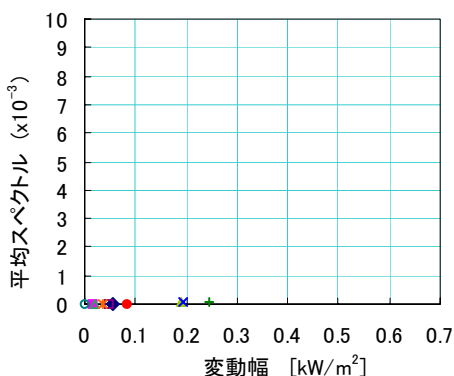
14th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, January 27-30, 2004, Bangkok, Thailand (Poster Award)



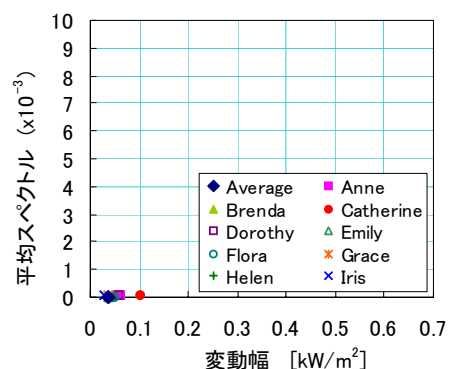
(a) 晴時々曇 (97/8/19)



(b) 薄曇 (97/7/4)



(c) 快晴 (97/8/10)



(d) 雨 (97/7/10)

図4. 変動特性

※Average は面平均日射を意味する

離散波長型 LED ソーラシミュレータの原理実験

公楽省吾 (M2)

1. 始めに

太陽電池の評価とは、実際の自然太陽光にさらされた太陽電池がどれだけ発電するのか、ということである。同じ光を照射した場合、発電量の多い太陽電池の方がより価値があることになる。太陽電池測定はこうした価格決定に限らず、研究開発や劣化試験など、いわば太陽電池の健康管理として欠かすことができない。

出力評価には、国際的に定められた基準太陽光分光放射照度分布を持つ光を照射し、その出力を比較する方法が一般的であり、基準太陽光を人工的に模擬したソーラシミュレータを用いて測定が行われている。これらの装置の測定精度は高いが、非常に大型であることや消費電力が多いこと、光源に使用しているキセノンランプなどの寿命が短い、といった諸問題により測定コストのかかる測定方法となっているため、高精度な測定は限られた場所で行われていない。太陽電池の製造現場では、高精度条件で測定された基準セルを用いて簡易光源による比較測定を行うことで太陽電池評価を行っている、というのが現状である。これらの過程によって測定誤差が生じる可能性があり、PV システムの更なる信頼性の向上においても正確な性能評価法の確立が必要となる。本研究では近年、技術発達の目覚ましい発光ダイオード (LED) を用いた太陽電池測定法の確立を目的としており、その評価手順や試作機による実証試験を行った。

2. LED を用いた太陽電池測定方法

LED は輝線光を放射するため、基準太陽光とは分光特性が大きく異なる(図 1)。現在、紫外から近赤外域までの波長を持つ数十種類の LED が市販されているが、現存する LED は基準太陽光を再現するのに必要となる発光波長帯全ては網羅していないことや、光源種類が増えることにより均一な照射が難しくなることから、照射均一度が保たれる範囲で、複数波長の LED を用いた測定法が必要となる。

2.1 分光感度特性の推定

太陽電池には波長に応じて発電量が異なる分光感度特性が存在し、LED のような単色光を照射した場合には同じエネルギーであっても得られる電流値は異なる。そのため、輝線光を照射す

る場合、分光感度を正確に把握しておく必要がある。そこで、輝線光を用いて離散分光感度を測定し、補完を行うことで分光感度曲線全体を推定する方法を提案した。非線形最小二乗法を用いて、光電流の理論式にフィッティングさせることにより、分光感度曲線全体を推定した。

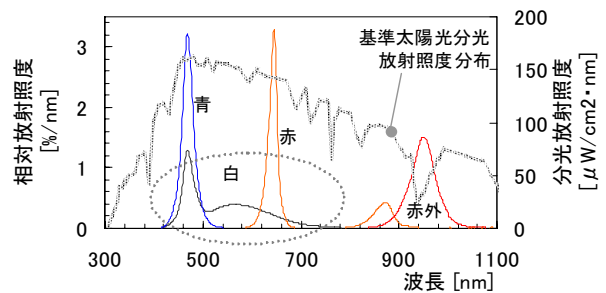


図 1 LED のスペクトル特性と基準太陽光分光分布

2.2 電流電圧特性の推定

JIS においては、測定時温度や照射光分光特性など、規定された基準状態における電流電圧特性 (I-V 特性) を測定するよう定められている。これらは照射光強度に依存するため、LED 光によって得られた I-V 特性を補正することにより基準状態への換算を行った[1]。補正式は、

$$V_2 = V_1 (= V_3)$$

$$I_2 = I_1 + (E_2 - E_1) \cdot \frac{I_3 - I_1}{E_3 - E_1} \quad \dots(1)$$

とした。ここで、 E_1, V_1, I_1 および E_3, V_3, I_3 は既知の I-V 特性の放射照度、電圧および電流であり、 E_2, V_2, I_2 は未知の I-V 特性の放射照度、電圧および電流である。 E_2 は 2.1 により推定した分光感度を用いて基準太陽光照射時の短絡電流を $I_{sc,1-Sun}$ とし、以下の式(2)により定義した。

$$E_2 = E_1 + (I_{sc,1-Sun} - I_{sc1}) \cdot \frac{E_3 - E_1}{I_{sc3} - I_{sc1}} \quad \dots(2)$$

3. LED ソーラシミュレータの設計

LED を光源とした太陽電池測定は他に例を見ないため、LED ソーラシミュレータを試作し、実測によりその評価法の有意性を確認する必要がある。設計にあたっては、分光感度の推定に適した LED (青, 赤, 赤外, 白) を使用し、照度計算をすることでその照度分布を調べ、最適な配置となるように設計した[2]。LED ソーラシミュレータ試作機を図 2 に、仕様を表 1 に示す。

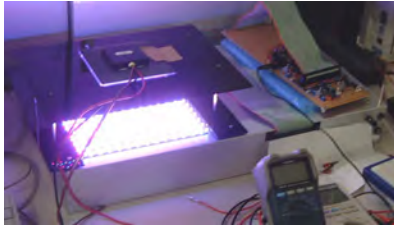


図2 LEDソーラシミュレータ試作機

表1 LEDソーラシミュレータ試作機の仕様

| | | |
|----------|---------|--------------------|
| 測定対象面積 | 100*100 | [mm ²] |
| 光源部面積 | 204*204 | [mm ²] |
| 光源間隔 | 15.24 | [mm] |
| 光源間隔(同色) | 7.62 | [mm] |
| 使用LED数 | 196 | [個/一色] |

照度計算により照度むらが1.5%以内になるように設計したが、実測には平均5%程度の照度むらがあることが分かった。照度むらの改善方法として、照度にばらつきがあった場合のシミュレーションを行った。光源面積は420*420[mm²]とした。光源に±10%,±20%のばらつきが存在した場合の照度むら変化を表2に示す。

表2 光度ばらつきを考慮した照度むら

| 照射高さ [mm] | 放射照度ばらつき | 指向角度 30[deg] | | | |
|-----------|----------|--------------|------|------|------|
| | | 70 | 80 | 90 | 100 |
| 照度むら | ±0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ±10 | 1.54 | 1.34 | 1.17 | 1.03 |
| | ±20 | 4.53 | 4.05 | 3.62 | 3.24 |

| 照射高さ [mm] | 放射照度ばらつき | 指向角度 120[deg] | | | | | |
|-----------|----------|---------------|------|------|------|------|------|
| | | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 |
| 照度むら | ±0 | 0.59 | 0.29 | 0.43 | 0.59 | 0.74 | 0.92 |
| | ±10 | 1.77 | 0.93 | 0.70 | 0.65 | 0.71 | 0.83 |
| | ±20 | 3.79 | 2.69 | 2.01 | 1.58 | 1.36 | 1.45 |

狭指向角場合、理想的には照度むらは0%に等しいが、個々のばらつきが大きいと約3-5%の照度むらが存在したままである。一方、広指向角の照射により、光度ばらつきが±20%存在する場合にも照度むらを2%以内にする事ができたが、これはJIS基準では等級Aにあたる。広指向特性を持つLEDにより光度ばらつきの打ち消し効果があることが確認できた。

4. 太陽電池の実測

単結晶Si太陽電池を用いて分光感度、I-V特性の実測を行った。

4.1 分光感度測定

単色モノクロ法により離散分光感度を測定し、理論曲線へフィッティングさせて分光感度曲線全体を算出した(図3)。産業総合技術研究所で測定された相対分光感度を細線で示す。裾の波長帯において誤差が見られるが、3点の離散分光感度から曲線全体を推定することができた。

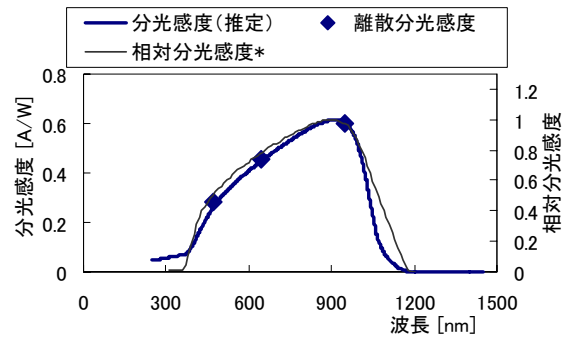


図3 分光感度推定結果

ここで得られた分光感度曲線から、基準太陽光照射時の短絡電流を算出したところ、約3.14[A]の電流が得られる結果となった。ソーラシミュレータの測定結果においては約3.76[A]であった。

4.2 I-V特性測定

I-V特性を離散的に測定し、太陽電池等価回路の式にフィッティングさせ、(1)式により基準状態への換算を行った(図4)。

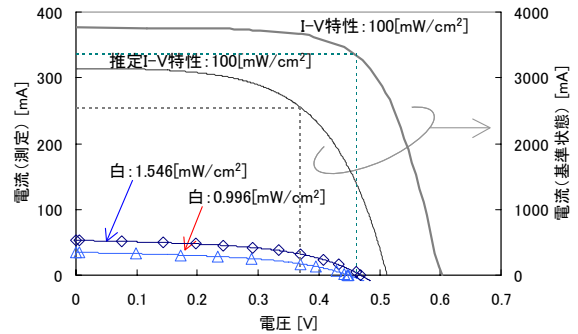


図4 I-V特性の推定結果

短絡電流については分光感度の絶対値による影響を受けるため、分光感度測定の精度向上により改善できるものと考えられる。開放電圧については、測定系での直列抵抗の影響を受けるため、これらの改善が必要となる。異なる2つの放射照度で測定したI-V特性より基準状態でのI-V特性を推定したが、用いた白色LED光の放射照度は約0.9,1.5[mW/cm²]であり、太陽光の1/100程度である。LEDの微弱光を用いて基準状態のI-V特性をおおまかに推定できていることが確認できた事は、試作機による実測の大きな成果である。

5. 参考文献

- [1] 菱川, 井村他 “結晶Si太陽電池のIV特性における照度依存性および照度補正”平成12年電学全国大会講演論文集(1992)
- [2] 公衆, 黒川 “LEDソーラシミュレータによる太陽電池新測定法”平成15年電学全国大会講演論文集(2003)

PV インバータの MPPT 制御に関する研究

皆藤貴志(M2)

1. はじめに

太陽電池は日射強度、アレイ温度などの変動により発電量が変化するという特性を持つために、多くの太陽光発電用インバータには常時最大電力を得るために最大電力追従制御機能 (Maximum Power Point Tracking:MPPT) が付加されている。従来の市販インバータのMPPT制御の多くはアナログ的に回路にて構成されており、高効率な手法・プログラムが開発されたとしても、制御系の再構成が容易には行えない。

本研究では、アルゴリズムの再考が容易に行えるデジタル制御に注目し、出力100W程度の電流制御型インバータと制御ボードから成る太陽光発電用インバータについて、従来のMPPTアルゴリズムであるIncremental Conductance Algorithm^[1]により最大電力点電圧を求める最適電圧決定部分と出力交流電流を調節する電流定数調整部分から成るMPPT制御プログラムの提案及び太陽電池模擬電源(PV模擬電源)、模擬配電システムを用いての各種性能試験の検討・提案及び試験を行った。各種性能試験の結果より本研究にて提案するMPPT制御プログラムの有効性を確認した。

2. MPPT 制御プログラム

2.1 制御原理

図1に本研究で用いたデジタル制御型インバータ(PVPCインバータ)の構成を示す。制御ボードは当研究室と(株)山下電子設計の共同開発により作成されたものである。MPPT制御はインバータ本体から直流電圧、直流電流を入力データとして取り込み、制御ボードのMPPT制御部において直流電力が増加するようにインバータ運転指令値である出力電流定数(電流定数)の増減演算を行いインバータ本体へ出力する。今回使用したインバータは力率1.0制御なので出力交流電流の調節により直流電流の制御が可能であり、結果として直流電圧を調整することができる。MPPT制御の原理を説明すると、インバータ出力交流電流を i_{ac} は電流定数を k とすると以下の(1)式を満たす。

$$i_{ac} = i_{ac_max} \cdot k \quad \dots(1)$$

ここで、 i_{ac_max} :インバータ定格出力電流とする。(1)式より、 k の調整により交流出力電流が変化し、その結果直流入力電圧、電流の調整が可能であるので上記関係式によりMPPT制御プログラムの作成を行う。

2.2 MPPT制御プログラム

作成したMPPT制御プログラムのフローチャートを図2に示す。インバータから直流入力電圧、電流を入力データとして取り込む。ノイズ対策としてHigh-Passフィルタを通してから商用周波毎に平均値を計算し、各々動作電圧、動作電流とする。

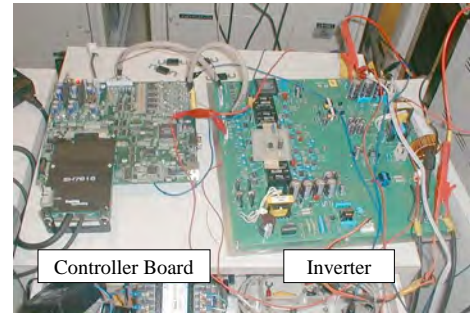


図1 PVPCインバータシステム構成図

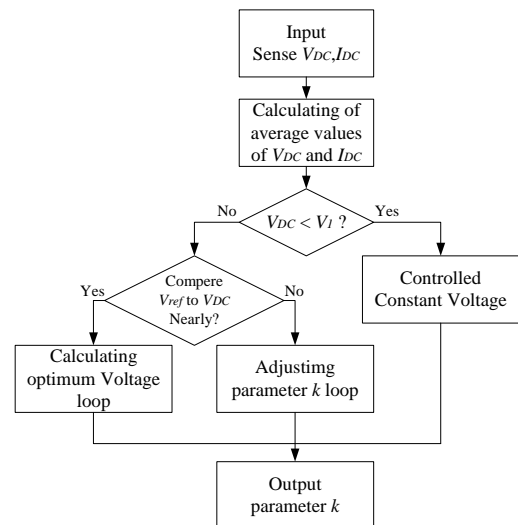


図2 MPPT 制御プログラムのフローチャート

次に動作電圧の大きさから定電圧制御を行うかどうかの判断を行う。定電圧制御を行わない場合(通常制御)には目標電圧と動作電圧の電圧偏差を求めて、電圧偏差が大きい場合には電流定数調整部分において電圧偏差が小さくなるように電流定数を調整する。電圧偏差が小さい場合には最適電圧決定部分において次サイクル以降の目標電圧の演算を行う。最適電圧演算部分においては以下の(2)式、

$$(1/V) \cdot dP/dV = 1/V + dI/dV \quad \dots(2)$$

により太陽電池出力電力の最大電力点電圧を求めるIncremental Conductance Algorithm:IncCond^[1]により最適電圧を求めている。

2.3 MPPT制御プログラム付属機能

太陽光発電用の電流制御型インバータにおいて、日射急変などによる太陽電池電流電圧特性の急変は電流定数と出力可能な交流電流の間にミスマッチを生じる可能性がある。このミスマッチが生じると、出力可能電流以上の電流定数の指示により動作点が短絡電流点へ移行する現象が生じインバータが停止する。そこで、この現象が生じた場合、本MPPT制御では現象の繰り返しを防ぎ速やかにMPPT制御が行えるように一定期間にわたり定電圧制御を行う事とした。

3. MPPT性能試験

本研究で提案・作成したMPPTプログラムについて性能試験を行った。システム構成は入力側にPV模擬電源を接続し、出力側には純抵抗 (120[Ω]) を並列に接続し、さらに模擬配電系統 (単相2線式 100[V], 50[Hz]) を接続したものである。

3.1 日射急変試験

図3は、動作点が P_{MAX} 近傍に安定した後に日射変動を与えた場合の試験結果である。図中の 20W 急減及び急増の部分では 10W 相当の日射変動を数秒間隔で 2 回行い合計 20W 程度の変動を与えた。電流制御型インバータでは指示値と出力可能電流間にミスマッチが生じると、太陽電池からより多く電流を出力させようとするために動作点が短絡側へ移行してしまう現象が生じるが、応答波形より電流定数に変動に追従して調整され動作点を短絡点へ移行させることなく MPPT 制御が行えた事が分かる。

3.2 P_{MAX} -FF 特性試験

様々な使用状況を想定し、PV模擬電源の設定値である P_{MAX} 及び曲線因子(Fill Factor : FF)を変更させて特性試験を行った。結果であるMPPT効率を表1に示す。同表より、 P_{MAX} については30W以上について90%以上を達成し、30W以下でも70%~80%程度の効率を得ることができた。さらに、FF について0.4~0.9の範囲にてMPPT制御が行えた事が確認された。現在、国内での市販太陽電池のFFが0.7強であるので、本研究において作成したMPPT制御プログラムにて市販太陽電池に対して最大電力が得られる事を確認した。

3.3 定電圧制御法の有効性

本研究にて提案する動作点短絡電流点移行時に実行する定電圧制御について、その有無の場合について積算電力の点から有効性を検証した。検証試験として、日射急変が連続する場合を仮定した。CV制御有の場合をTypeA、無の場合をTypeBとする。図4にPV模擬電源理論出力電力とTypeA、TypeBの電力応答を示す。表2に各場合の積算電力量及びPV模擬電源理論積算電力量により標準化した値を示す。図4より、定電圧制御を実施した場合の方が安定して動作が行えている事が確認された。また、表2より、TypeBと比較してTypeAの方が電力を得られている事が分かる。以上より、簡易的な試験であるが、積算電力の点から見て本定電圧制御法の有効性が確認された。

4. まとめ

本研究ではアルゴリズム・プログラムの再構成が容易に行えるデジタル制御に注目し、MPPT制御プログラムの提案・作成及び性能試験を行った。一連の動作試験結果より静特性におけるMPPT制御、低日射時・動作点短絡電流移行時に使用する定電圧制御の動作確認・有効性の検証、さらに数W~数十W程度に相当する日射変動に対応できる

ことが確認された。また、FF0.4~0.9の太陽電池の出力に対応が可能であることも確認した。以上の結果より、本研究により提案・作成したMPPT制御が的確に行えている事が確認された。

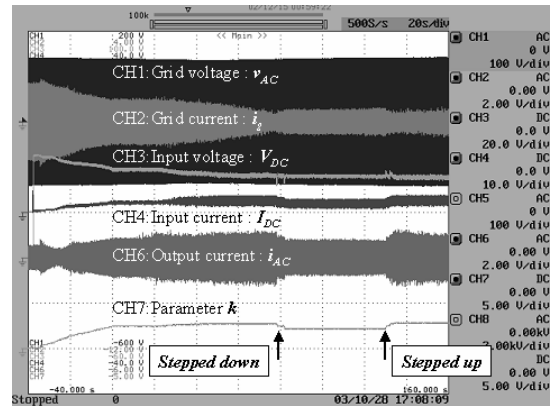


図3 日射急変時における計測波形の振幅変化

表1 様々な P_{MAX} , FF による MPPT 効率

| | Fill Factor | | | | | | | |
|---------------|-------------|-----|-----|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 0.4 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.8 | 0.85 | 0.9 | |
| P_{MAX} [W] | 10 | 83% | 86% | 54~67% | 56~75% | 65~77% | 60~75% | 46~75% |
| | 20 | 84% | 85% | 84% | 85% | 83% | 70~86% | 75~86% |
| | 30 | 94% | 92% | 93% | 88% | 87% | 88% | 81% |
| | 40 | 97% | 95% | 95% | 92% | 90% | 88% | 87% |
| | 50 | 94% | 95% | 95% | 94% | 95% | 93% | 92% |
| | 60 | 94% | 95% | 93% | 95% | 95% | 95% | 95% |
| | 70 | 96% | 96% | 96% | 95% | 96% | 96% | 96% |
| | 80 | 95% | 96% | 96% | 97% | 97% | 96% | 97% |
| | 90 | * | 97% | 97% | 98% | 97% | 97% | 98% |
| | 100 | * | 97% | 98% | 98% | 98% | 97% | 98% |

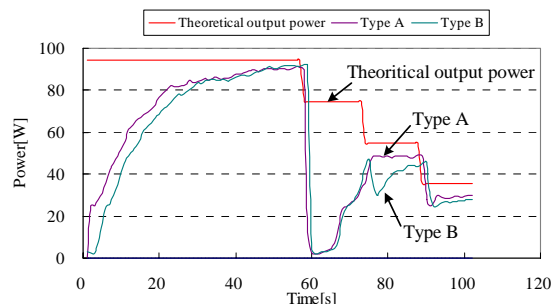


図4 定電圧制御有無の各場合の電力応答

表2 理論積算電力と定電圧制御の有無の各場合における積算電力

| | Theoretical output power | Type A | Type B |
|-------------------------|--------------------------|--------|--------|
| Total output power [Wh] | 7898 | 5648 | 5309 |
| Normalized output power | 1.00 | 0.72 | 0.67 |

~参考文献~

[1]. K.H.Hussein,I.Muta, "Maximum Photovoltaic Power Tracking: An Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions",IEEE Proceedings on Generation, Transmission, and Distribution, Vol.142, No.1,pp.59-64,January 1995.

電力集配電システムにおけるループ・メッシュ形態に関する研究

岡田 有功 (D2)

1. はじめに

電中研では、設備の有効活用と分散型電源の連系をスムーズに行うため、樹枝状配電システムの常開点にループコントローラ (LPC) を設置し、ループ・メッシュ運用を行うことを提案している。

LPCの制御では、系統情報を活用し配電システムを最適な状態に運用する機能、電力品質の点から瞬間的な変動に対する即応性および故障区間の局限化などの系統故障時における耐性が求められる。

本報告では、即応性と故障耐性に優れた分散制御方式の開発を目的として、分散制御方式と最適制御方式のシミュレーション解析結果の比較と基本制御機能のデモンストラクション結果を示す。

2. LPC によるループ・メッシュ化のコンセプト

現状の配電システムは、変電所を中心に樹枝状の系統が構築されている(図1)。回線は、他の変圧器あるいは他の変電所から伸びる他回線に連系できる常開点を持っている。ループ・メッシュ化(以下ループ化と呼ぶ)はこの点を閉じることで原理的に可能となる。

しかし、配電システムの保護は、樹枝状の系統に対して構築しているため、単純に閉じることにはできない。

従って、ループ化を行うためには、(A)保護方式をループ化に適した方法に変更する、

(B)常開点に現状の保護方式に適応する機能を追加する、などの方法が考えられる。

本研究では、樹枝状回線とループ回線で保護方式を変更する煩雑さを避けるため、(B)を検討の出発点とし、常開点に機能を追加する装置をループコントローラ (LPC) と呼ぶ。

LPCに求められる機能は、(1)回線間で分散型電源の発電および需要を均等化し電圧の適正化を図るための潮流・無効電力制御、(2)ループ化による系統故障時の影響範囲の拡大を防ぐため地絡故障では零相回路の絶縁、(3)短絡故障では短絡容量の増加防止である。そこで、図2に示すAC/DC/ACコンバータと連系変圧器の構成をベースに検討を行っている。

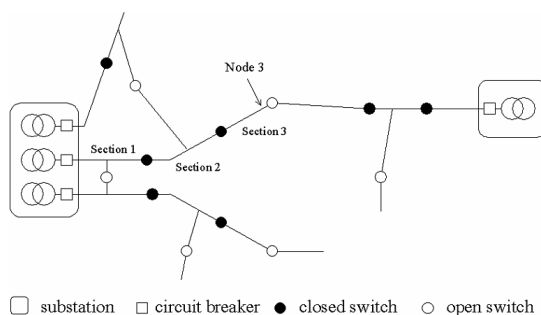


図1 樹枝状配電系統

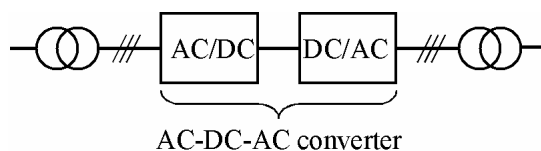


図2 AC/DC/AC コンバータによる LPC の構成

3. LPC 制御方式の解析

LPCによるループシステムの制御特性を比較する。まず、図1左の変電所の中央回線に着目し、この回線の常開点3地点にLPCを設置する。

分散制御方式(PQ制御)の効果を樹枝状、LPCの分散制御および全情報を用いた最適制御について電圧上昇、電圧変動と送電損失をシミュレーション解析により比較した。分散制御方式(PQ制御)の電圧上昇と電圧変動は樹枝状の1/3に抑制されている。また、分散制御方式(PQ制御)の結果は、最適制御と比較すると、線路損失の低減効果は若干劣るが、電圧上昇と変動の抑制効果は同程度の結果となった(図3)。

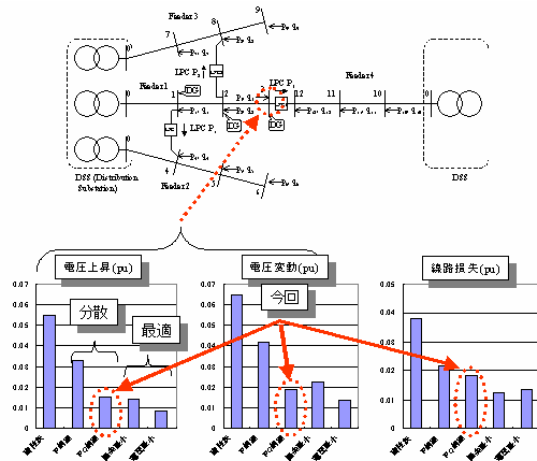


図3 分散型電源連系時のLPC制御方式の解析

4. 分散制御機能の実証

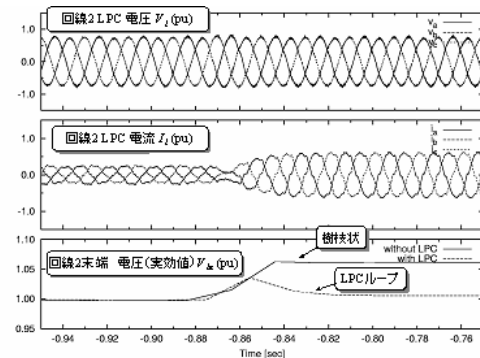
4.1 潮流制御機能

分散制御による基本機能を赤城試験センター実験用配電設備で実証した。LPCは、逆潮流増加・需要増加に対し樹枝状システムで発生する4%の電圧変動を1%以内に抑制した。また、急峻な発電変化に対して、LPCは2サイクル程度(図4(a)下破線)で応答

し、分散型電源の逆潮流により発生する電圧上昇(図4(a)下実線)を抑制できることを確認した。

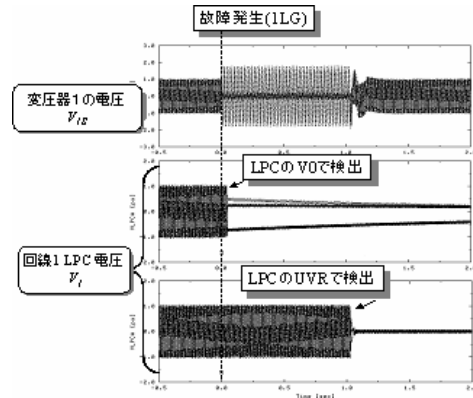
4.2 局限化機能

ループ運用時に必要となる故障区間の局限化機能について、零相電圧(V_0)検出による場合と不足電圧継電器(UVR)による場合の基本機能を確認した(図4(b))。



潮流制御機能

(a)潮流制御



故障区間の局限化機能

(b)局限化

図4 分散制御による基本機能の実証

(2004年3月27日)

COE 研究：新エネルギー・物質代謝と生存科学の構築

伊藤 雅一 (D1) 指導教官 黒川 浩助

1. 農工大 21 世紀 COE：新エネルギー・物質代謝と生存科学の構築について

本プログラムの目的は、農工両研究科からの研究者の参加を得て、これまで当該研究科で開拓してきた「生存科学」の概念をさらに展開し、「科学技術文明を長期生存可能な形に進化させていくこと」を目標にして、再生可能エネルギーを中心とした「新エネルギー」の視点から「生存につながる物質代謝（含：リサイクル）システム」の構築を図ることである。この視点は、これまでのリサイクル関連法やゼロエミッション研究プロジェクト等がなお物質循環に偏重し、エネルギー論を欠如させてきたことへの、批判・反省に基づくものであり、「生存」に向けて、21 世紀の課題を直視した俯瞰的かつ詳細な学術融合を行い、世界に通用する厳しい現実的アプローチを構築することの必要性に答えるものである。（堀尾 談）

2. 農工大が世界に提案する砂漠利用法「太陽光発電システムを用いた砂漠地域の緑化・農業開発によるコミュニティ形成」

本研究は、日射量が豊富かつ広大な、砂漠等の未利用地への設置を想定し、人口増加による食糧危機への対応、多種多様性の維持のための緑化・農業開発、そしてエネルギー問題解決のための太陽光発電システム開発と、それぞれに必要な雨量、日射、環境図等の整備、さらに砂漠等未利用地域における太陽光発電システム技術、緑化・農業開発技術の集合を行う。各技術の各地域における適用を行い、経済性・エネ

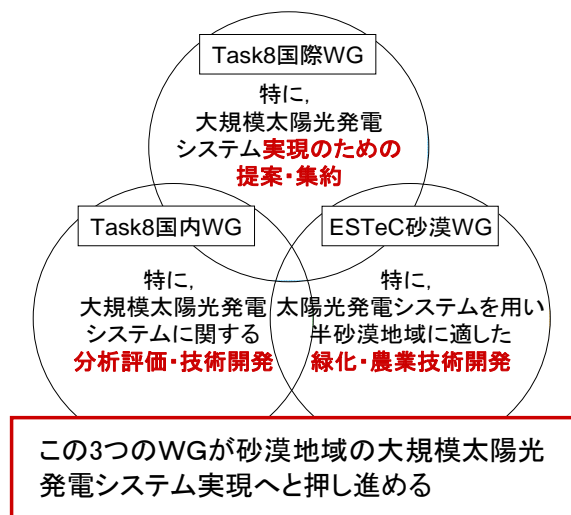


図1 砂漠開発：3つのWGのコラボレーション

ギー性・廃棄物性・実現性・地域性に有利なコミュニティの提案、そして改善点を示す。

本研究は国際エネルギー機関（IEA）のもと、PVPS 部門の大規模太陽光発電システムの可能性評価を行う Task8 国際ワーキンググループ（WG）を中心とし、Task8 の国内 WG，そして農工大 COE “ESTeC” の砂漠 WG の3つの WG が重なり合ってプロジェクトの達成を目指す。

2. 1 研究背景

2. 1. 1 地球問題

地球規模で起きている環境問題を今一度整理をすると次のような項目があげられる。①エネルギー問題、②農業と食糧危機（人口問題）、③工業と廃棄物、④生物種の激減・森林の消失、⑤水環境問題・土壌汚染。そしてそれらの原因となったのが⑥産業革命である。本研究では砂漠を利用することから特に①と②に着目するが、研究をさらに深めれば④と⑤の解決にも繋がっていく可能性を秘めている。

2. 1. 2 砂漠化

砂漠化を引き起こす原因は様々で小さなインパクトを一つ一つ特定することは難しい。ただし、一旦気候が乾燥化した土地において人為的要因によって砂漠化の進行を急速に早める効果があることは明らかである。事実、砂漠化した世界の45の地域について国連砂漠防止委員会が調査した結果、異常気象が原因で砂漠化が拡大した事例は13%に過ぎず、残りの87%は何らかの人為的要因、過剰人口・過耕作・過伐採・過放牧・焼き畑・塩類化によって砂漠化が拡大した。元来この土地は木や草を育てる能力を持っており、きっかけを与えれば再び緑は戻ってくると予測される。

2. 1. 3 砂漠のポテンシャル

世界に広がる砂漠には、高い日射量と広大な未利用地がある。例えば、日本における東京と中国における内モンゴルのゴビ砂漠の年間積算全天日射量を比較すると、東京は $1,268\text{kWh}/\text{m}^2/\text{年}$ であるが、ゴビ砂漠は東京よりも高緯度に位置するにも関わらず $1,701\text{kWh}/\text{m}^2/\text{年}$ と日射量が非常に多い。さらに、赤道付近のサハラ砂漠を例に取れば、 $2,685\text{kWh}/\text{m}^2/\text{年}$ という東京の約2倍の日射量が存在する。理論的には、システム効率10%の太陽光発電システムをゴビ砂漠へ50%の面積率で設置を行うと仮定した場合、約381EJの発電量が見込め、これは2000年の世界

の1次エネルギーの消費量である384EJとほぼ等しい。

2.2 目的

今までに行ってきた太陽光発電システムの研究に「農」を加えることにより現実的に、より具体的に、実現への大きな一歩を踏み出す。大規模に太陽光発電システムと緑化・農業地帯を日射量の非常に高い砂漠へ設置し、電力基幹系統へ送電する事を想定し、実際に実証試験を行う前段階としてのプラントの概念設計を行い、経済的な視点、環境的な視点からの評価を行うことを目的とする。また、安価に太陽光発電システムが設置できるのか、砂漠の自然条件に設備が長期間耐えられるのか、また広い面積に設置した発電設備が気象や地域社会に悪影響を及ぼさないかなどの諸問題を解明し、砂漠地域における持続可能な緑化・農業開発の可能性を明

らかにし、世界のエネルギーと環境問題を早期に貢献できる可能性を示し、さらに太陽光発電と砂漠緑化・農業開発の大規模実用化を促進する為の開発シナリオを提案する。この様に、本研究は東京農工大学の特徴を存分に生かした農工の融合によって解決を目指す物である。

2.3 アプローチ

(1) Stage1：基礎技術の開発

緑化・農業技術においては、砂漠等未利用地域における雨量、日射量、土の分布から、持続可能な緑化に適した植物、菌等の分類表を作成、持続可能な農業技術を開発し、それぞれに対してLCAを行い、データを整備する。太陽光発電システム技術に関しては、砂漠地域に適した平板型、追尾型、集光型等の太陽光発電システム技術を開発し、それぞれのLCAを行い、データを整備する。また、環境データをリモートセンシングを用いて作成する。

(2) Stage2：技術の集約

- ① 複数の緑化・農業開発技術のLCA
- ② 複数の太陽光発電システム技術のLCA
- ③ リモートセンシングにより示された①・②に適した複数の砂漠等未利用地域の分類。
- ④ ③によって分けられたそれぞれのカテゴリーに適したコミュニティ（太陽光発電システムと緑地・農場、地域との組み合わせ）の提案。

- ⑤ ④の提案には系統に接続するのか、バッテリーは利用するのか、太陽光発電以外のエネルギー源を用いるのか、発電したエネルギーの需要はどこか、その地域の特色を生かせないか等、様々な案を検討する。また、各地域における社会の問題点、エネルギー利用状況、また予測を考慮する。

それぞれのコミュニティの詳細なLCA評価により、砂漠等未利用地域における最適な、かつ目的に合致したコミュニティを提案する。また、このコミュニティは人口の増加による食糧危機への対応、多種多様性の維持、エネルギー問題の解決、地球温暖化の緩和となる。



これら提案されたコミュニティが地球問題の解決を担う

図2 砂漠 WG のアプローチ

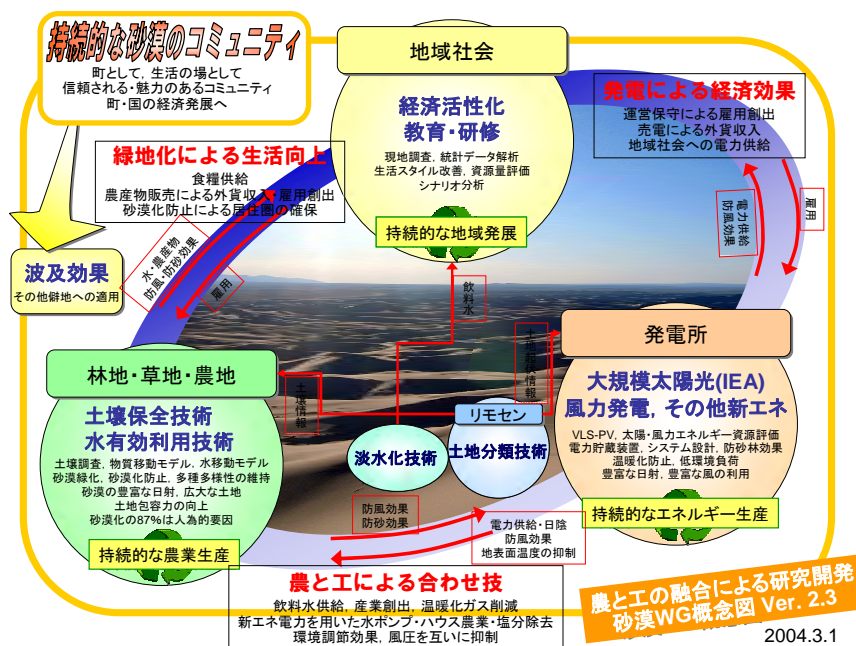


図3 砂漠 WG が目指すコミュニティの在り方

リモートセンシングによる太陽光発電資源量の推定

榊原 幸一郎 (M1)

1. はじめに

近年、世界のエネルギー需要の増大に伴い、地球温暖化・砂漠化といった環境問題はますます悪化する一路をたどっている。しかし、大規模太陽光発電は発電時に二酸化炭素を排出せず、かつ、メンテナンスフリーであるといった点から、今後の長期エネルギービジョンで重役を担っていくエネルギー生産技術である。現在、IEAのタスク8にて、砂漠など未利用地を利用した大規模太陽光発電計画が進行中である。その中で、大規模太陽光発電施設が建設可能な地域を特定することが必要とされている。

2. 研究目的

私は、IEAのタスク8にて、砂漠など未利用地を利用した大規模太陽光発電計画の一環として、砂漠という広大な土地から衛星画像を解析することで、大規模太陽光発電施設が建設可能な地域を推定し、世界の砂漠がどの程度太陽光発電ポテンシャルを持っているのか示すことが研究目的である。

3. 研究内容

本研究の対象地域はモンゴル・中国に位置するゴビ砂漠全域を調査対象とする(図1)。

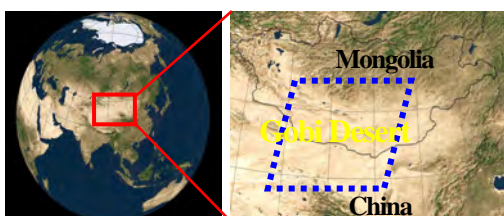


図1 研究対象地域(ゴビ砂漠)

本研究に用いる衛星画像は日本が1992年に打ち上げたJERS-1(ふよう1号)の画像を解析対象とした。画像の解像度は18.3m×24.2mである。

大規模太陽光発電施設の設置可能地域(適地)を考えるにあたり、地表面の植生状態を考慮する必要がある。まず衛星画像に対して土壌調節正規化植生指標MSAVIを算出し、適地として判断する植生指標値を3タイプに分類した。その際、本研究で解析する衛星画像は一枚一枚の取得年月日が違うために季節ごとの植生変動を予測し、衛星画像1枚1枚に対して同様の処理を行った。次に、ゴビ砂漠の地表面被覆状態を6タイプに分類した。分類手法には最尤法を用いた。最尤法により、解析可能な土地を抜き出した。次に、衛星画像中の起伏地である砂丘・

山脈等のエッジ(稜線)をフィルタリングを施すことで抽出した。最後にこれらの画像を統合して大規模太陽光発電施設が建設可能な地域を推定した。これにより、大規模太陽光発電施設が建設可能な地域の推定アルゴリズムの開発と太陽光発電ポテンシャルを持っているのか示した。

4. 研究結果

4.1 植生指標の算出

ゴビ砂漠は、砂丘のような激しい砂漠から、草原までの乾燥・半乾燥地域まで多岐にわたり、太陽光発電システムの設置に適した植生の無いゴビ地帯を特定するには植生の程度を知ることができれば、大いに解析に貢献できる。植生の程度は衛星画像から、植生指数によって定量的に数値化できる。本研究では土壌調節正規化植生指標(MSAVI: Modified Soil Adjusted Vegetation Index)

$$MSAVI = \frac{2NIR+1-\sqrt{(2NIR+1)^2-8(NIR-RED)}}{2} \dots (1)$$

RED: 赤外域
NIR: 近赤外域

により算出した。また、適地として判断する植生指標値を3タイプに分類し、季節変動も同時に考慮した^[1]。

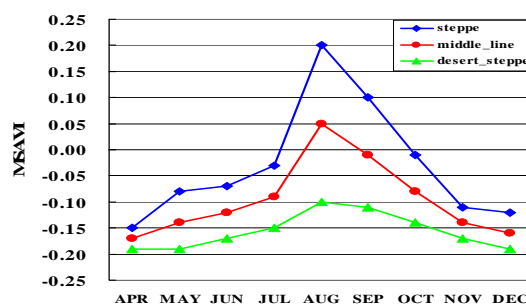


図2 季節変動を考慮した適地植生ライン

4.2 地表面分類

最尤法(maximum likelihood classifier)は、地表面被覆の分類を行う手法である。具体的には、誤分類したときの損失の期待値を最小にし、分類クラスcに対する分類単位xの尤度(likelihood) L(x,c)を類似度として扱い、尤度が最大となる分類クラスにxを対応づける方法である。尤度 L(x,c)は次式で表される。

$$L(x,c) = \frac{1}{(2\pi)^{K/2} |cV|^{1/2}} \exp\left\{-\frac{1}{2} d^2_M(x,c)\right\} \dots (2)$$

4.3 フィルタリングによる稜線の抽出

衛星画像中の起伏地である砂丘・山脈等のエッジ(稜線)の抽出は衛星画像のフィルタリングを行うことで可能となる。本研究ではラプラシアンフィルタの有効性を示し、band 3 画像のエッジ検出画像に閾値を与えることで、エッジ抽出画像を作成し、さらに膨張・収縮処理を施すことでエッジ付近を均一に塗りつぶすことで、砂丘・山脈等の起伏の抽出に成功した。



band 3 画像 稜線抽出結果 砂丘拡大図
図3 衛星画像より稜線を抽出した結果

4.4 解析画像統合による最適地推定

季節変動を考慮した MSAVI 適地ラインによって抽出された適地画像とフィルタリングによって抽出された起伏地画像、そして最尤法によって分類された解析可能地域を統合して、太陽光発電システムの導入に最も適している土地を推定した。

緑色メッシュ部分が、大規模太陽光発電施設建設可能地域と推定された地域である。今回調査を行った地域は縦約 1,000km、横約 1,000km の範囲、面積にして 88224.6km² を調査し、そのうち約 40% の面積率で大規模太陽光発電施設建設可能地域と推定された。これより、ゴビ砂漠が持っている発電エネルギーポテンシャルは非常に大きなものであることが実証された。

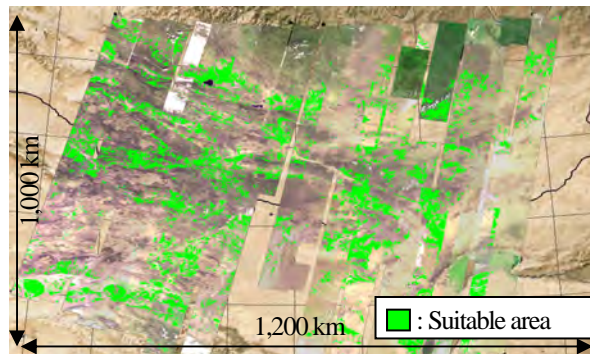


図4 大規模太陽光発電施設建設可能地域

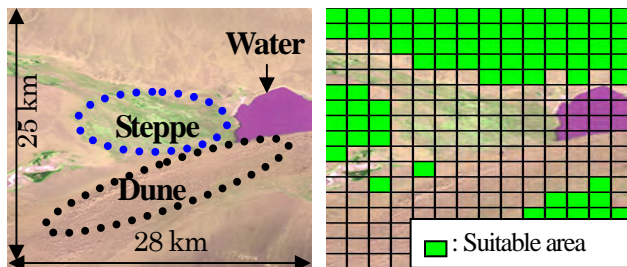


図5 解析結果例 拡大図

4.5 グラントゥールス作業

4.4 にて大規模太陽光発電施設建設可能地域と推定された地域が実際どのような地表面であるか現地情報と精度確認する作業(グラントゥールス)を行った。使用したデータは2003年9月にモンゴル・ダランザドガドにて取得された各時刻ごとのGPSデータであり、撮影された写真の撮影時刻とを照らし合わせることでグラントゥールス作業をすることが可能となる。図6(左図)が実際に移動した軌跡を表し(赤線)、緑番号が図6(右図)の写真番号と連動している。図6(左図)では最適地表示はしていないが、図6(右図)で不適地と判断された地域は図6(左図)でも不適地と判断され、同じく図6(右図)で適地と判断された地域は図6(左図)でも適地と判断された。これより、本研究での手法による大規模太陽光発電施設建設可能地域の推定アルゴリズムの信頼性は高いと評価できる。しかし、多少の誤判読も確認された。これは本研究にて用いているアルゴリズムの閾値が高めに設定されていることと、画像上のラインを稜線として捉えてしまうことに起因すると考えられる。

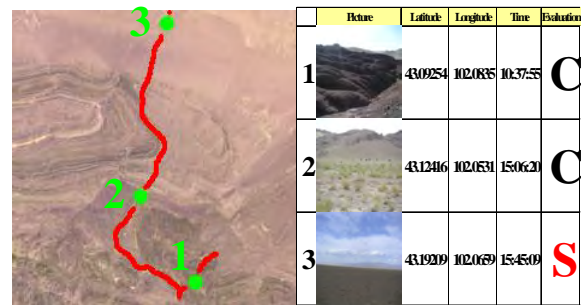


図6 グラントゥールス作業

5. 総括

季節変動を考慮した適地植生ラインによる適地判別画像と最尤法によって抽出された解析可能地域画像、そしてフィルタリングによって抽出された起伏地画像を統合することで最適地を推定し、ゴビ砂漠が持っている発電エネルギーポテンシャルを示した。図4からも明らかであるが最適地はゴビ砂漠に広く点在し、このことから砂漠の地表面状態は複雑に入り組んでいることが予測される。このことから衛星画像を利用した広域調査の有効性を示すことができたと考える。今後はグラントゥールスによる精度検証を引き続き行い、他砂漠への適応も順次行っていく予定である。

6. 参考文献

- [1] 邵明・朴鐘杰・安田嘉純、MODIS データによる東アジア地域の地表面温度変化、東京情報大学
- [2] 砂漠化の状況—タクラマカン砂漠・地表面状態の短期変動の調査、土屋清・小黒剛成、砂漠化気候の解明に関する国際共同研究

太陽光発電システムシミュレーション

松川 洋 (D2)

1. はじめに

これまで、太陽光発電シミュレーションツールの開発に取り組んできたが、本年度は、シミュレーションの一環で温度変動に焦点を当てた研究を進めてきた。一般的に、太陽電池モジュール温度は出力電圧に、日射変動は出力電流に影響を与えることが知られている。日射が急変した場合は、その変動に比例して遅延無く出力電流が変動する。しかし、温度変動については、太陽電池モジュールの熱容量や周囲温度、伝熱による時間遅れなども影響し、短時間における温度変動については、その影響が定量化されていなかった。そのため、短時間における温度変化の影響を様々な観点から検証する必要性が生じていたことから、実験と解析に取り組んだ。

2. 実験手法及び結果

図1に実験装置の概要を示す。日射強度、モジュール裏面温度、風向・風速、周囲温度を1秒間隔で測定している。

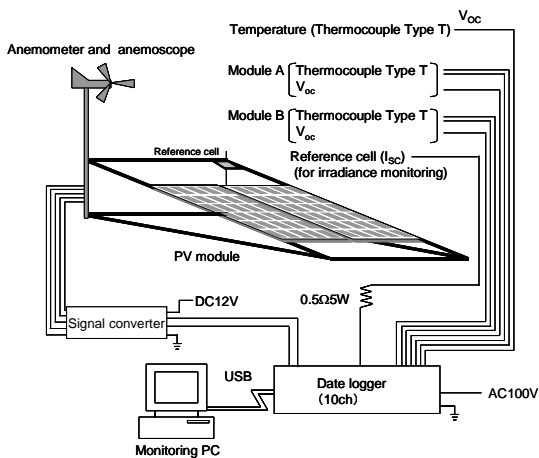


図1 モジュール温度変動実験システム

実験結果を図2に示す。図から、日射強度の変化に追従して開放電圧が変動し、この結果から以下のことが言える。

- ① 短時間の温度変化に大きな影響を与えるのは、風速や気温などの周囲の変化よりも日射強度である。つまり、熱伝達や熱伝導よりも放射伝熱の方がセル温度に与える影響は大きい。
- ② 短い時間間隔の場合、モジュールの電圧に対し、大きな影響を与えるのは、温度ではなく放射照度である。
- ③ 温度変化の速度は、この場合で $0.06^{\circ}\text{C}/\text{秒}$ 程度である。

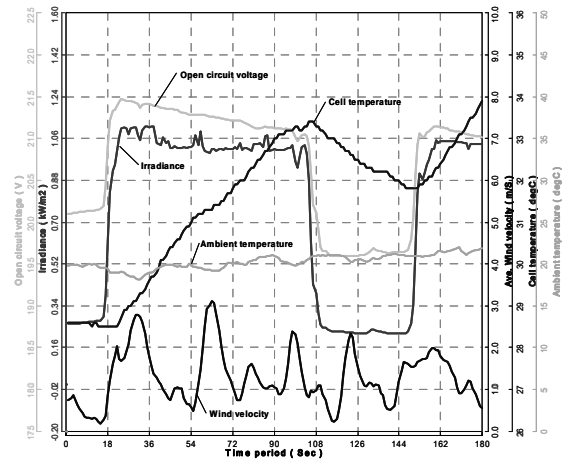


図2 日射強度の変化が激しい日のモジュール温度の変動 (2003年10月9日10:11:34~10:13:57)

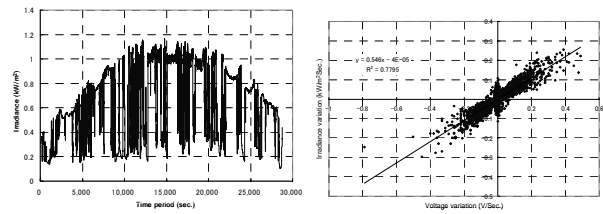


図3 日射強度の変化が激しい日の日射強度のトレンド図 (左) 及び電圧変動と日射強度変動の相関 (右) (2003年10月9日)

図3右では、日射強度の変化が激しい日における1秒あたりの電圧変動と日射強度変動の相関を取った。短時間の電圧変動は、温度ではなく日射に依存していることが分かる。

3. シミュレーション

図2の状況をシミュレーションにより再現した。非定常熱伝導問題の解法には、集中熱容量法を用いた。シミュレーションモデル及び推定結果を図4に示す。その結果、比較的高い精度で推定ができた。

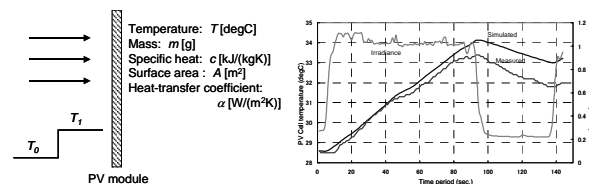


図4 シミュレーションモデル (左) 及び推定結果 (右)

4. まとめ

本年度は、シミュレーションの一環として、太陽電池のモジュール温度を中心に実験と解析を行った。今後は、さらに精度の高いシミュレーションを目指すことを検討している。

太陽光発電システムの運転性能の高度評価技術

四日市 淳平 (B4)

1. 背景・目的

太陽光発電 (PV) システムが大量普及する中、システムの管理・メンテナンス技術のニーズも高まり、システム評価法の開発が求められている。本研究でも、その1つとして Sophisticated Verification 法を開発した。しかしながら、評価に必要な4つの計測データ(日射量, 発電量, モジュール温度)が計器のコストから、得ることができないシステムも多く存在するため、推定補完を用いた、簡易的な評価手法の開発も行っている。その中でも、日射量推定方法が最も重要な要素を占めており、開発を続けてきた。これまでは、アメダスや地上気象官署(JMA)のデータを利用した方法で、1ヶ月積算値としてPVシステムの評価手法に応用できうる精度の確認ができていた。しかしながら、最寄りのアメダスと対象とされる場所との日照時間が等しいことが前提条件のため、距離と推定精度の確認が十分ではない。また、詳細な評価を可能とするには、1時間値での精度が必要となる。そこで、本研究では、PVシステムの評価法に応用できる、任意地点での日射推定方法の開発を目的としている。今回は、手始めとして、距離と推定精度の関係、推定手法の問題点抽出を主眼とした。

2. 従来の推定方法

2.1 アメダスおよび、JMA データ

全国に日射量を実測している気象官署が64ヶ所、日照時間を実測しているアメダスが845ヶ所が、約21キロ間隔で設置されている。

2.2 推定方法

アメダスのデータから時刻別水平面日射量推定として、併用法を用いる。このモデルは赤坂・二宮らのモデルと板垣らのモデルの2つの手法を、エアマスで場合分けを行い、精度の良い方の手法を採用するという推定法である。

3. 距離と推定誤差の検討

距離と推定誤差の関係について月積算・日積算について検討を行った。今回の誤差の確認には、茨城県のJMA(館野)の実測日射量と、その周辺のアメダス4地点(長峰[館野と併設], 土浦[館野より北東に約8km], 龍ヶ崎[南南東に約20km], 下妻[北西に約20km])のデータを用いて行った。解析期間は1997年1, 2, 3, 10, 11, 12月の6ヶ月間行った。

3.1 月積算日射量の誤差

月積算と距離との関係を図1に示した。JMAと比較した相対誤差は、最大10%程度、平均で4.3%であり、4地点ではほぼ同じ日射量であるといえる。約20kmの範囲では月積算日射量は補完を行っても、

距離による誤差はないことが確認された。

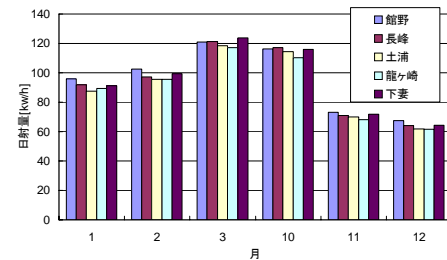


図1: 4地点における月積算日射量

3.2 日積算日射量の誤差

日積算日射量については、天候別に同様に考察した。天候は日射量の変動大きさを表す移動変動の度合いによりの4つに分けた。日射量を実測している館野の日射量と各アメダス地点との絶対誤差の結果を図2に示す。図より日積算日射量については、変動のない日には距離による誤差はあまり見られことから、推定精度に問題がないと考えられる。しかしながら、それ以外の天候では、曇天<微変動<変動の順で日射量の外れる値が大きくなっている。また、その天候の順に添って日射量の推定精度も悪くなっている。日照時間が、場所や時間ごとに異なることが予想される。

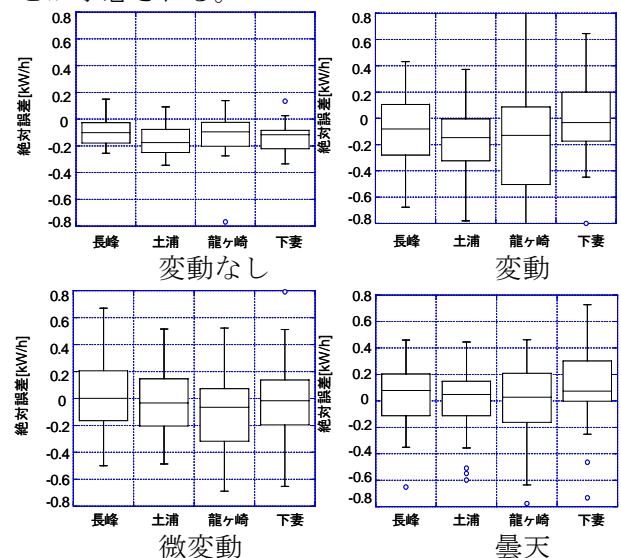


図2: 天候別日積算日射量の絶対誤差

4. まとめ

推定した日射量の月積算値においては、約20kmの範囲では距離による誤差はあまり見られないことから日射量の補完が可能であることが確認できた。

日積算日射量については、快晴日には推定精度、距離による誤差などあまり見られないが、それ以外の天候には推定精度が悪くなり、距離による誤差も見られることが確認された。

写真測量法による太陽光発電システムの日照障害特性の推定

池 さつき(M1)

1. はじめに

太陽光発電（以下PV）アレイの設置場所は、日射が障害物でさえぎられないことが望ましい。しかし、実際はそのような理想的な場所に設置できるのはごくわずかであり、建物や木などの影がかかる場所に設置することがほとんどである。設置予定のPVアレイの出力を予測するためにも、影の影響を調べることは大変重要である。

本研究では写真測量により容易にPVアレイと障害物の位置関係を把握する手法の検討を行う。位置関係を把握することにより、アレイにかかる影を予測でき、影により低下する日射量の推定、PVの発電量の予測が可能となる。さらに適切なモジュール配置の事前検討ツールに発展させることが可能である。

2. 写真による障害物の測量方法⁽¹⁾

本研究では、アレイと障害物との位置を測量する方法として、同一の被写体を2箇所の異なる位置から撮影し、得られた写真2枚一組を用いて三次元計測を行う立体写真測量を用いる。注目点Pの位置を求めるために図1のような空間を考える。左右のカメラを距離dだけ離して平行に並べる。ただしこのレンズの焦点距離をfとする。左画像中の点P_L、右画像中の点P_Rが、注目点Pに対応している。ここから以下の式が導出される。

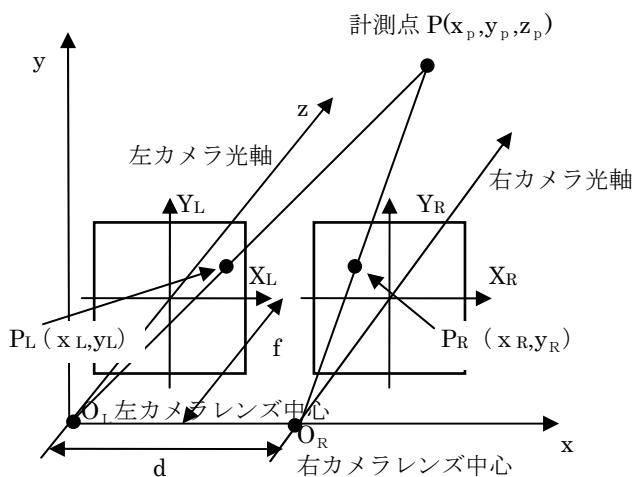


図1 三角測量の原理による座標の計算

$$x_p = \frac{d \cdot x_L}{x_L - x_R}, y_p = \frac{d \cdot y_L}{x_L - x_R}, z_p = \frac{d \cdot f}{x_L - x_R} \quad (1)$$

3. 基礎実験

初めに、障害物を簡易化したモデルにおいて、カメラの向きを図1のように平行に揃え左右画像を撮影し、測量の評価を行った。その結果、誤差が生じ、測量に影響を与えることを確認した。また、その誤差が実験を重ねても定量であることから、カメラの光軸中心が画像中心と一致していないと推定される。

次に、カメラを水平に保ちながら、向きを変えて左右画像を撮影した（以下カメラ回転画像）。カメラ回転画像からカメラ平行画像への変換手法に逆回転変換と平行移動変換を提案し、両手法を比較評価した。

逆回転変換とはカメラ平行画像上とカメラ回転画像上の基準点のずれより、カメラの回転角を算出し、逆回転をカメラ回転画像に掛けるものである。一方、平行移動変換とは、カメラ平行画像上の基準点に合わせてカメラ回転画像を移動させる手法である。

図2に両手法で変換したy座標の測量誤差を示す。逆回転変換の誤差は、上述した光軸中心のずれを考慮せず、画像中心にあるとして回転角を計算したためと考えられる。一方、平行移動変換では光軸中心のずれも補正できることを確認した。

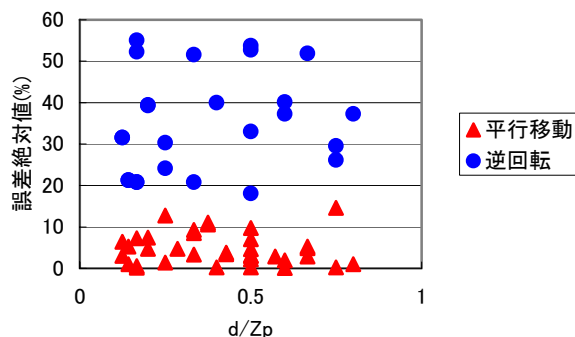


図2 カメラ回転画像におけるy座標の測量誤差

そこで、カメラ平行画像にも応用できるのではないかと考え、平行移動変換を適用した。その結果、光軸中心のずれが直り、誤差の小さい画像に補正できることを確認した。図3に変換前と平行移動変換後のカメラ平行画像におけるy座標の測量誤差を示す。

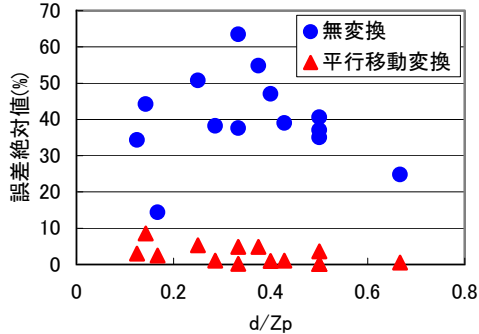


図3 カメラ平行画像におけるy座標の測量誤差

4. 測量ソフト

3. の実験結果を踏まえ、画像変換手法に平行移動変換を採用し、写真測量ソフトをC++ Builderを用いて作製した。ソフトの外観を図4に、ソフトの流れを図5に示す。



(a)変換係数算出画面



(b)画像変換・三次元算出画面

図4 写真測量ソフト

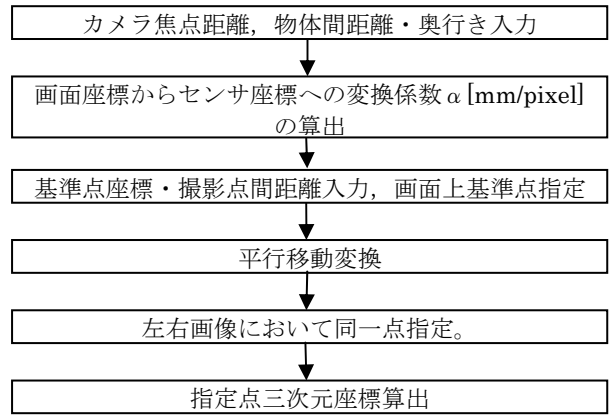
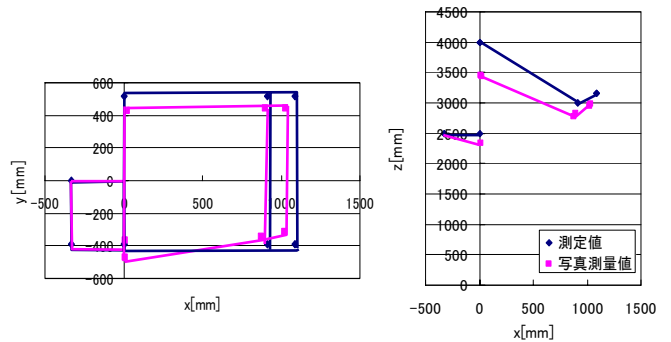


図5 写真測量の流れ

5. 測量ソフトによる写真測量結果

写真撮影を実際の障害物測量に近い条件である屋外で行い、測量ソフトを用いてカメラ回転画像による障害物測量の評価を行った。測量結果を図6に示す。誤差が生じるものの、障害物の形状を再現していることを確認した。



(a) xy 平面

(b) xz 平面

図6 カメラ回転画像による測量結果

6. まとめ

カメラの向きを平行に揃えずとも、基準点を一点用いることで写真測量が行えることを確認した。作製した写真測量ソフトを用いることで、専門の器具や技術を用いることなしに、容易に障害物の測量を行なうことを可能にした。

現在の測量ソフトではカメラを水平に保つため、三脚等に固定する必要があるが、今後は自由な方向から撮影した写真で測量できるよう改良する。さらに測量精度を高めるために焦点距離等は公称値を近似値として与え、最小二乗法を用いて値の算出を行う。さらにレンズディストーションも考慮に入れる予定である。

文献

(1)安居院猛・長尾智晴, C言語による画像処理入門, 昭晃堂, 2000.

デュアルセンサ型日射計の開発

井上佳則(M2)

1. 背景・目的

太陽光発電(PV)システムの発電量推定や評価などを正確に行うためには、日射量データは非常に重要な要素の一つである。日射量を厳密に測定するには、一般に普及している熱電対型の精密日射計を用いることが考えられる。しかしながら、高価であることや、屋外暴露による感度劣化の問題などから、長期計測や大量設置には不向きであると考えられる。今後、PVシステムの大量導入と共に、多傾斜・他方位など多様化が進むことが予想され、そのシステム個別に、必要数の精密日射計を設置するの極めて困難である。その代替方法として、安価でかつ安定した感度を持つ、シリコン(Si)センサを用いた簡易型日射計(以後、Si日射計)を用いる方法が考えられる。しかし、センサ部のSiの分光感度には、波長選択性があるため、精密日射計のような、正確な日射量が把握出来ていないと言えない。

このような現状から、本研究では安価で安定な感度を持ち、かつ高精度の新型日射計を開発することを目的としている。本研究では、安価で長期暴露にも安定した出力の得られる、Siセンサなどの半導体素子を用いて、その弱点である分光感度の波長選択性を複数の異なる感度帯を持つ素子を用いることにより、より高精度に計測する方法を提案してきた。これまでに、Siセンサに感度の異なるカットオフ・フィルタを用いた二素子式の日射計を提案してきた。本研究では、短波長域に分光感度のあるSiセンサと、比較的長波長域に分光感度のピークがあるインジウム・ガリウム・ヒ素(InGaAs)を用いた、二種類のデバイスとしたデュアルセンサ型日射計の開発を目的としている。本報告では、シリコンセンサの問題点をもとにデュアルセンサ型日射計(以後、Dual日射計)の精度検証を行った。

2. シリコンセンサ簡易型日射計の問題点

市販されているSi日射計は、その感度定数を決定する際には、精密日射計など基準となる日射計とSi日射計の出力電圧を比較して、線形での回帰式を用いて感度を決定する。しかし、Si日射計は、センサの感度が300nmから1100nmまでの波長選択性がある。そこで、分光器を用いて、快晴日や曇天日の分光放射照度を測定した。図1は、SiセンサとInGaAsセンサの相対分光感度および快晴・曇天の分光放射照度分布である。測定した分光放射照度は天候により日射強度が異なるため、日射強度が基準太陽光スペクトルと同じレベルの1kW/m²になるよう規格化し比較した。(図2)この結果、快晴と曇天では分光放射照度分布に異なる傾向を持つことが分かる。したがって、シリコンセンサの感度定数を算出する際、基準太陽光を用いてその値を設定すると、天候の変動による分光放射照度分布の変化の影響、特にシリコンセンサの感度が存在していない、日射の長波長領域の変動は考慮されず、感度が存在する波長域のみの変動が出力として与えられる。そのため、曇天日のように短波長領域が大きく長波長領域が小さいような場合、Si日射計から得られる日射強度は実際よりも大きく出力されると予想される。そこで、天候によりどの程度の差が生じるかを確認した。図3は精密日射計とSi日射計それぞれの出力の関係を天候ごとに示したものの

である。図3より、曇天の場合には精密日射計とSi日射計の出力には線形性が認められるが、快晴の場合には線形性は認められない。しかし、実際にはこれら全ての天候に当てはまるような、線形での回帰を用い感度定数を設定している。したがってこのような方法で値付けを行っている限り、常にある程度の誤差が含まれてしまうため、Si日射計では正しく日射を測定できているとはいえないといえる。しかしながら、天候・季節・地域別に感度を設定することは、実用上汎用的とはいえず、一つのセンサに一つの感度が決定されることが望ましい。

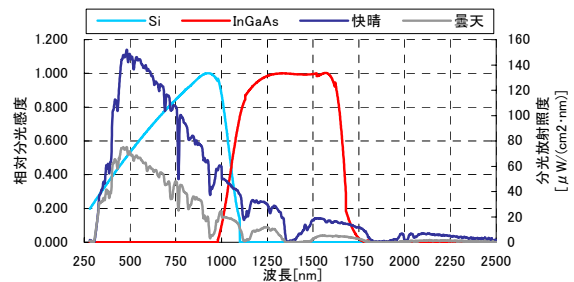


図1 相対分光感度と分光放射照度

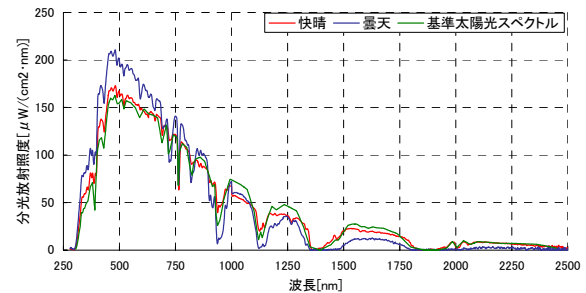


図2 規格化した分光放射照度分布

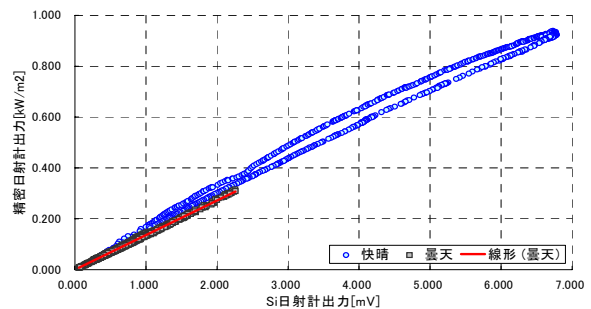


図3 Si日射計-精密日射計天候別相関

3. デュアルセンサ型日射計

そこで、Si日射計でカバーできない感度帯をもつセンサを用いて、相互の出力の関係から精密に日射量を測定できることが期待される。提案するDual日射計では、長波長域に分光感度を持つInGaAsを選定した。図1よりInGaAsセンサは980nmから1800nmまでと比較的長波長に感度が存在している。ここで、図4にDual日射計の構造図を示す。

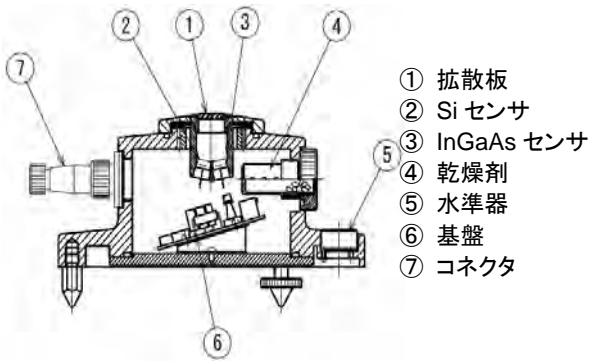


図4 Dual日射計構造図

4. Dual日射計の感度定数決定方法

Si センサ, InGaAs センサが各々の感度を分担していると想定して, それぞれの出力の値を用いた2変数の最小二乗法により, 精密日射計との値付けを行った。計測データは, 本学校舎屋上に設置されている Dual 日射計に搭載されている Si センサ, InGaAs センサで測定した実測値, および精密日射計(MS-801)を用いた。Si, InGaAs それぞれの感度定数を A, B とし, 回帰式には, (1), (2)を用いた(式(3)~(5)参照)。この時, 陰の影響がないように太陽高度 10° 以上のデータを対象とし, 測定データに欠測がある日についても除外した。また, 比較する Si 日射計についても最適な感度に補正するために感度定数 α を式(6)(7)により再定義した。感度定数の単位は $[\text{kWm}^{-2}/\text{mV}]$ である。

$$G_{dual} = A \times E_{Si} + B \times E_{InGaAs} \quad \dots(1)$$

$$G' = \alpha \times E \quad \dots(2)$$

$$\varepsilon^2 = \sum_{i=1}^n [G_{dual,i} - \{A \times E_{Si,i} + B \times E_{InGaAs,i}\}]^2 \quad \dots(3)$$

(3)式をそれぞれ感度定数 A, B について偏微分し, これが0となるように解く。

$$A = \frac{\left(\sum_{i=1}^n G_{dual,i} E_{Si} \times \sum_{i=1}^n E_{InGaAs}^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^n G_{dual,i} E_{InGaAs} \times \sum_{i=1}^n E_{Si} E_{InGaAs} \right)}{\left(\sum_{i=1}^n E_{Si}^2 \times \sum_{i=1}^n E_{InGaAs}^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^n E_{Si} E_{InGaAs} \right)^2} \quad \dots(4)$$

$$B = \frac{\left(\sum_{i=1}^n G_{dual,i} E_{Si} \times \sum_{i=1}^n E_{Si} E_{InGaAs} \right) - \left(\sum_{i=1}^n G_{dual,i} E_{InGaAs} \times \sum_{i=1}^n E_{Si}^2 \right)}{\left(\sum_{i=1}^n E_{Si} E_{InGaAs} \right)^2 - \left(\sum_{i=1}^n E_{Si}^2 \times \sum_{i=1}^n E_{InGaAs}^2 \right)} \quad \dots(5)$$

同様に Si 日射計の感度定数も求めた(式(6), (7) 参照)。

$$e^2 = \sum_{i=1}^n (G'_i - \alpha E)^2 \quad \dots(6)$$

$$\alpha = \frac{\sum_{i=1}^n G'_i E}{\sum_{i=1}^n E^2} \quad \dots(7)$$

G_{dual} : Dual 日射計で測定した全天日射強度 $[\text{kW}/\text{m}^2]$

E_{Si}, E_{InGaAs} : センサ出力 $[\text{mV}]$

G' : Si 日射計からの全天日射強度 $[\text{kW}/\text{m}^2]$

E : Si 日射計出力 $[\text{mV}]$

5. 結果と考察

まず, 分光器で測定した分光放射照度を全波長について積分することで理論的な全天日射強度とし, これを「快晴」・「曇天」・「薄曇り」・「変動」の4つの天候に分類し, 精密日射計との関係を明らかにした。その結果, 天候によりばらつきが見られ, 特に「変動」でその傾向が強かった。これらのばらつきを取り除くため, データを抽出した。抽出データと実測データから精密日射計を基準に感度定数を算出した。算出したの感度定数から全天日射強度を算出し, 次の評価指数を用いて精度を評価した。ここで, 算出値 G_s には G_{dual} , G' を, 基準値には全天日射強度 G を代入する。 N はデータ数である。評価指数は, 値が大きいほど誤差は大きく, 一方, 小さい値となれば誤差が小さいことを示す。MBE, RMSE ともに単位は $[\text{kWm}^{-2}]$ である。

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (G_s - G) \quad (8)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (G_s - G)^2} \quad (9)$$

その結果, センサ出力から感度定数を算出した場合が最も精度が高かった。そこで, データ解析の対象を2003年の1~12月までとし Dual 日射計のセンサ出力から感度定数を算出した。図4に2003年の月ごとの RMSE を示す。

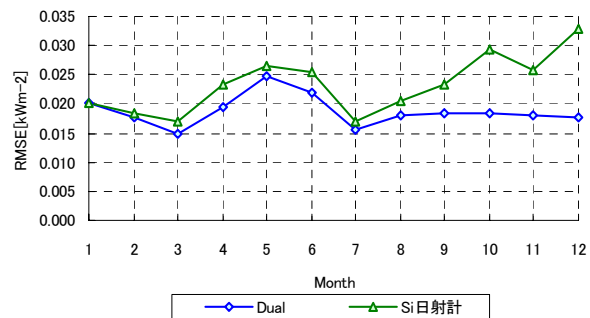


図4 月別 RMSE 評価(2003年1~12月)

表1 各日射計の感度定数(2003/1~12)

| | | 感度定数 |
|----------|--------|--------|
| Dual 日射計 | Si | 0.7729 |
| | InGaAs | 0.0199 |
| Si 日射計 | | 0.1471 |

表2 各日射計の評価指数(2003/1~12)

| | MBE | RMSE |
|----------|---------|--------|
| Dual 日射計 | -0.0018 | 0.0191 |
| Si 日射計 | -0.0002 | 0.0237 |

この結果, Si 日射計の MBE が小さいがこれは平均値からのずれが小さい事を示している。一方で, RMSE は Dual 日射計のほうが小さい。したがって, Dual 日射計は Si 日射計よりも精度が高いということが分かる。

6. まとめ

本研究では, 分光放射照度が天候によって分布に異なる傾向が存在する事から, Si 日射計の感度定数を全ての天候に当てはまるような, 線形での回帰で設定している限り, 常にある一定の誤差が含まれてしまい, 正しく日射を測定できていないとはいえない。そこで, 日射スペクトルの長波長域にピークのあるインジウム・ガリウム・ヒ素センサを持つ, デュアルセンサ型日射計の精度検証を行った。その結果, Si 日射計よりも精度の向上がみられ, Dual 日射計の有用性が確認された。

多接合型太陽電池の性能評価法に関する研究

津野 裕紀 (B4)

1. はじめに

現在開発されている新型太陽電池のほとんどにおいて評価方法の統一基準が確立されておらず、統一基準の早期の確立とそのため技術開発が望まれている。

本研究では独立行政法人産業技術総合研究所での技術研修を通して新型太陽電池の一つである多接合型太陽電池の評価方法について検討する。

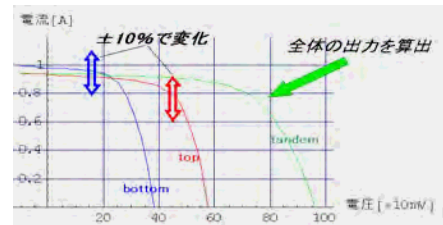


図1 I-V特性のシフト

2. 多接合型太陽電池の測定における諸問題

多接合型太陽電池は、基準太陽光とソーラシミュレータ (SS) の分光放射照度の違いにより、出力の低い層に律速されてしまうため標準試験状態への補正が困難である。そこで補正式を考察するために、ソーラシミュレータの分光放射照度により変動する I-V 特性を仮定し、各層の出力の変化によって標準試験状態からどの程度変化するか解析した。

3. 解析条件

① 多接合型太陽電池のモデル

多接合型太陽電池のモデルとして a-Si/薄膜 p-Si のタンデム (二層) 型太陽電池を用いた。I-V 特性が基準太陽光と SS の分光放射照度の違いなどにより出力に誤差が発生したとし、top、bottom 二つの I-V 特性をそれぞれ ±10% の範囲でシフトさせ、二つの I-V 特性を直列接続させたときの Isc (短絡電流)、FF (曲線因子)、Voc (開放電圧)、Pmax (最大電力) の値の変化を調べた。

② I-V 特性のシフト方法

I-V 特性のシフトには(1)式を用いた。この式は a-Si 型太陽電池の I-V 特性の補正に採用されている式である (JIS C 8934,8935)。各変数は、求めたい状態の電流値を I_2 、放射照度を E_2 、 I_1 と I_3 、 E_1 と E_3 は二つの異なった照度で測定した電流値と放射照度である。

$$I_2 = I_1 + \frac{E_2 - E_1}{E_1 - E_3} \cdot (I_1 - I_3) \dots (1)$$

4. 結果と考察

多接合型太陽電池の各層の電流バランスによる各パラメータの変化の解析結果を図1に示す。Isc、Pmax においては各層の出力電流による変化が大きく、律速の影響も大きいことがわかる。逆に Voc は変化が少ないことがわかる。FF は変化が複雑であることがわかった。

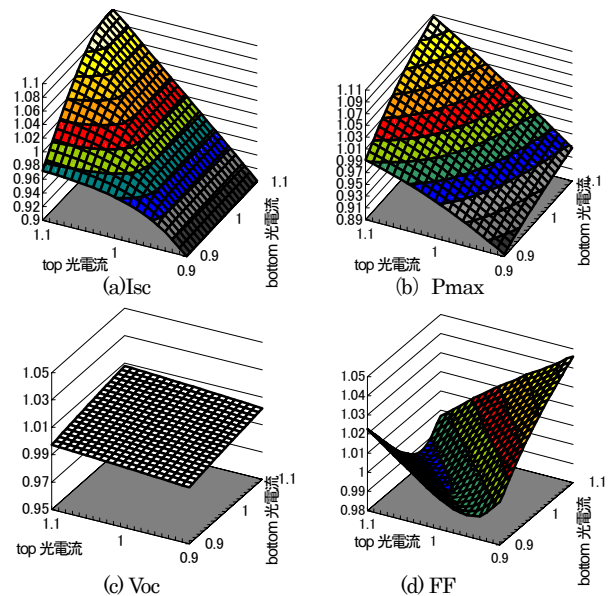


図2 各パラメータの変化

5. まとめと今後の予定

多接合型太陽電池の標準試験状態への補正方法を検討するために各層の電流バランスの変化による各パラメータの変化を解析した。今後は補正式の検討を行う。

1. 背景と目的

近年、地球環境問題に対する関心の高まりを背景に、一般家庭の屋根に設置する太陽光発電(以下、PV)システムが急速に普及しており、今後も増え続けることが予想される。PVシステムを電力系統に接続する場合、設置前に単独運転防止機能や電力系統保護機能などを試験する必要がある。当研究室において、PVインバータの機能は実系統を縮小して作成される縮小模擬配電系統シミュレータを用い試験されてきたが、スペースを有し、コストも高かった。さらに今後のPVシステムの普及状況を考慮するとPVシステムの多数台連系試験や複数台連系による系統内相互干渉試験を行う必要があり、さらにシミュレータの大型化が予想される。

そこで本研究は大きさやコストにメリットがある新しい配電系統シミュレータを開発することを目的とする。

本稿において、提案された超縮小模擬配電系統シミュレータの構成について述べる。また、超縮小模擬配電系統シミュレータの開発の第一段階として、柱上変圧器以下の単相2線式低圧配電系統をモデルとした装置が開発された。開発された超縮小模擬配電系統シミュレータに接続されたPVインバータの動作を確認したので報告する。

2. 超縮小模擬配電系統シミュレータの構成

提案されたシミュレータの構成を図1に示す。提案されたシミュレータは電子回路で作成された電子化縮小模擬配電系統シミュレータとAPIから構成され、APIの片端にPVインバータが接続される構成とした。

提案された配電系統モデルを図2に示す。これは日本の一般的な家庭エリアがモデル化された。配電用変電所の主変圧器(容量10MVA)から引き出された容量3,000kVA、6.6kV三相3線式高圧配電線1回線を基本とし、以下に柱上変圧器を介して100/200V単相3線式低圧系統が連なっているモデルとした。また実際の配電系統において、無効電力調整源として広く用いられている力率改善用コンデンサも考慮した。これら電子化縮小模擬配電系統シミュレータを構成する要素、特にインダクタンスをBergeron法^[2]によりOP ampなどの電子回路にて作成した。PVインバータはAPIを介して電子化縮小模擬

配電系統シミュレータに接続された^[3]。APIのブロック図を図3に示す。APIは端子1側の電流、電圧を忠実に M, N 倍させた電流、電圧を端子2側の電流、電圧とし、これと同時に端子2側の電流、電圧を忠実に $1/M, 1/N$ 倍した電流、電圧を端子1側の電流、電圧とした。

また、PVインバータの多数台連系試験や複数台連系による系統内の相互干渉の試験を行う場合、PVインバータの出力を縮小容量比で縮小し、模擬PVインバータとして多数の理想電流源を超縮小模擬配電系統シミュレータに接続し、PVインバータの多数台連系状態を模擬した。

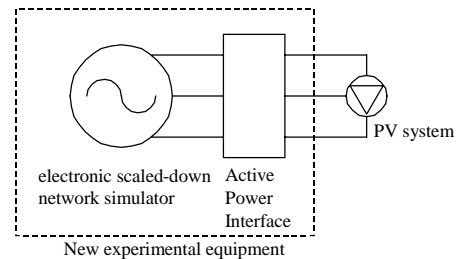


図1 超縮小模擬配電系統シミュレータの基本構成

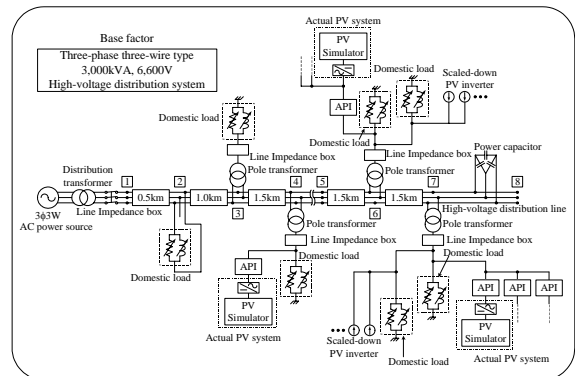


図2 超縮小模擬配電系統シミュレータのモデル

3. 試験装置の基本動作の検討

超縮小模擬配電系統シミュレータの開発の第一段階として、柱上変圧器以下の単相2線式低圧配電系統をモデルとした装置が開発された。これは柱上変圧器、低圧配電線路、引込み線、家庭負荷が模擬されており、作成された回路構成を図4に示す。

APIの電力変換能力と電子回路の動作電圧レベルにより、柱上変圧器の容量が20kVAから10VAへ、電圧が100Vから2Vへ縮小された。このスケーリングファクターを基に線路インピーダンスや家庭負荷が変換された。柱上変圧器はファンクションジェネレータにより模擬された。線路インピーダンスは柱上変圧器、100mの

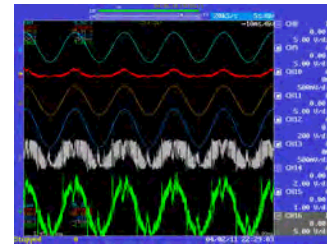
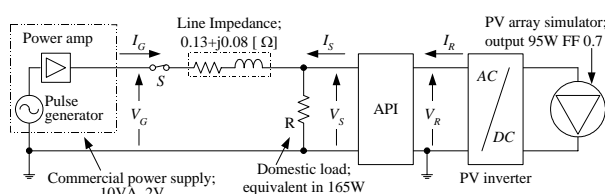
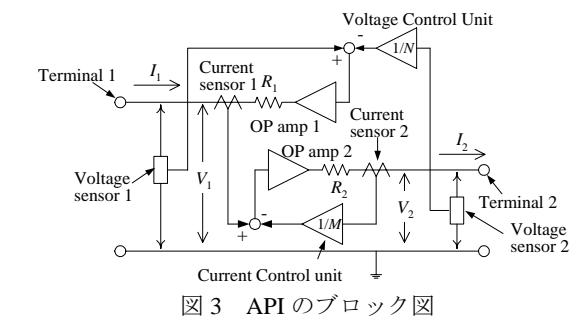
低圧配電線路, 20m の引込み線のインピーダンスが含まれており, $0.150 + j0.100 [\Omega]$ を, p.u.法により $0.13 + j0.08 [\Omega]$ に縮小換算された。家庭負荷には 165W の抵抗負荷が想定され, 縮小容量比により 82.5mW に変換された。PV インバータは当研究室で開発された 100W 程度出力できる AC モジュール用インバータが接続された^[4]。また, PV アレイシミュレータにより 95W, FF0.7 を出力する太陽電池アレイを模擬し, PV インバータを動作させた。API 両端の電圧比, 電流比は $V_R : V_S = 50 : 1$, $I_R : I_S = 40 : 1$ とした。

このとき, 定常状態における系統電圧 V_G , 系統電流 I_G , API 両端の電圧 V_R, V_S , 電流 I_R, I_S を測定した。また, 当研究室で開発された API のない従来の配電系統シミュレータで同条件の試験をし, 系統電圧, 系統電流, インバータ電流を測定した。その結果を図 5 に示す。

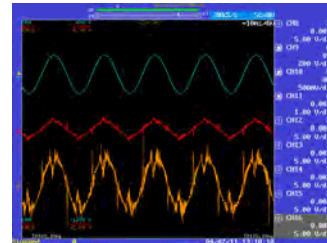
図 5(a)より提案された API を用いた配電系統シミュレータで PV インバータを動作できることが示された。API 両端の電圧 V_R, V_S は常に API の設定値どおり $V_R : V_S = 50 : 1$ に制御された。一方, API 両端の電流は設定値どおりに制御されなかった。これは API 内部のフィードバックループのゲインが十分大きくないためであり, フィードバックゲインを大きくすると API を構成する OP アンプが発振するためである。しかし, I_R と I_S の波形だけに着目すると, I_S は微小な値なため, ノイズが加わっているが移動平均し, ノイズの影響を除去すれば I_R と I_S の形はほぼ一致した。

また, 図 5(a)の I_R と図 5(b)のインバータ電流を比較した。どちらのシミュレータに PV インバータを接続しても同様な PV インバータの出力特性が得られた。

以上の結果より, 提案された超縮小模擬配電系統シミュレータの動作が定性的に明らかにされた。



上から Ch9: V_G , Ch10: I_G , Ch11: V_S , Ch12: V_R , Ch13: I_S , Ch15: I_R
(a)API を用いたシミュレータの実験結果



上から Ch9:系統電圧, Ch10:系統電流, Ch11:インバータ電流
(b)従来のシミュレータを用いたときの実験結果

図 5 縮小模擬配電系統シミュレータを用いた実験結果

4. まとめ

本研究において, 電子回路による新しい縮小模擬配電系統シミュレータが開発された。提案されたシミュレータは電子化縮小模擬配電系統シミュレータと API から構成された。

超縮小模擬配電系統シミュレータの開発の第一段階として, 柱上変圧器以下の単相 2 線式低圧配電系統をモデルとした装置を開発した。提案されたシミュレータと従来のシミュレータにより PV インバータの動作を確認したところ, どちらのシミュレータで PV インバータを動作させても同様の結果が得られ, 提案されたシミュレータの動作が定性的に明らかにされた。

今後の課題としては, 定量的に提案されたシミュレータの評価を行うことである。

参考文献

- [1]Y. Noda, T. Mizuno, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa: "The deployment of a scaled-down simulator for distribution grid and its application for verifying interference behavior among a number of module integrated converters (MIC)", 29th IEEE PVSC, pp.1545-1548, May 2002.
- [2]R.Kuffel, R.P.Wierckx, P.Forsyth, H.Duchen, M.Lagerkvist, P.Holmberg and X.Wang, "Expanding an Analogue HVDC Simulator's Modelling Capability Using a Real-Time Digital Simulator (RTDS)", International Conference on Digital Power System Simulators, Proc. pp. 199-204,1995.
- [3]K. Takeuchi, H. Koizumi, H. Nagayoshi, and K. Kurokawa, "A new type of scaled-down network simulator composed of power electronics", WCPEC-3, 2038-2041, May 2003.
- [4]H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, N. Goshima, M. Kawasaki, Y. Yamashita, and A.Hashimoto, "Interconnecting micro controller for PV systems in Japan", WCPEC-3, 2031-2038, May 2003.

新型 AC モジュール用単独運転検出方式の研究

水野環樹(M2)

1. 背景

近年の環境問題、電力エネルギー問題への関心の高まりから、太陽光発電システムが注目を浴びている。その中で、設置自由度の高い AC モジュールは将来の発電システムとして期待されている。AC モジュールとは、太陽電池裏面に小型インバータを収容したものである。その特徴は、小容量化による導入費用低減や、設置場所の拡大可能等である。しかし、AC モジュールを従来と同様に用いる場合、集中連系される可能性が高く、相互干渉問題等の単独運転問題が挙げられている。また、海外では日本とは単独運転に関する規格が異なっているため、海外製インバータの単独運転検出機能は十分な機能を併せ持っておらず、日本への普及の妨げとなっている。

そこで、本研究では新開発 AC モジュール用インバータ（以下 PVPC）が単独運転時に安全かつ確実に系統と解列できる単独運転検出方式を作成し、PVPC を用いた実機試験により有効性を検証した。本研究は地域コンソーシアム計画の一環として行なわれた。

2. 新型 AC モジュール用単独運転検出方式

2.1 単独運転検出方式

単独運転とは、発電設備（単数または複数台数）が連系している電力系統が事故等によって系統電源と切り離された状態において、連系している発電設備の運転だけで発電を継続し、局所的に線路負荷に電力供給している状態のことである。系統連系ガイドラインでは、逆潮流有り連系の場合、単独運転を検出する方法として受動方式、能動方式の 2 種類の方式をそれぞれ一方式以上含むことを推奨している。受動方式は系統の状態を常時監視し、系統の変化を捉えて検出する方法で、検出感度を上げれば検出は容易になるが、不要検出が増えるという欠点を併せ持っている。能動方式はインバータの出力に能動的な制御を加える方式で、大きな変動を与えれば検出は容易になるが、系統へ擾乱を与え過ぎることになる。また、他のインバータとの相互干渉により検出感度が低下する可能性も併せ持っている。

2.2 新開発インバータ

PVPC は定格出力 100[W] の AC モジュール用インバータであり、設置する場合には多数台並列連系、又は、既存の発電設備に追加設置されることが想定されている。そのため、特に多数台並列連系による単独運転時の相互干渉問題が懸念されている。よって、PVPC 用単独運転検出方式は、相互干渉に強く、不要動作の少ない方式かつ、ガイドラインの規格を満たす方法が最適である。

本研究では、受動・能動シリーズ方式を参考にその骨子部分を用いて「簡易型受動・能動シリーズ方式」を作成した。この方式は、2 段の受動方式（高感度、低感度）と 1 種の能動方式（出力電流変化）を用いており、上記の条件を満たした方式である。本方式の制御フローを図 1 に示す。本方式の特徴を以下に示す。

- ・従来のシリーズ方式に比べ簡易な制御を実現しマイコンへの搭載を可能とした
- ・能動方式に出力電流低下方式を採用し、能動方式による相互干渉を防止
- ・能動方式であるインバータの出力電流低下は、MPPT 制御による出力電流低下で達成し回路を単純化
- ・低感度検出から数十[ms]以内はインバータを停止しない方式を用いて低感度検出の誤検出や瞬時電圧低下を回避

本方式の動作概要を説明する。まず、系統電圧瞬時値のサンプリングを行う。系統電圧瞬時値サンプリング方式は、系統電圧波形と非同期で行い系統電圧波形に依存しない方式を用いた。サンプリングしたデータから、実効値、周波数、3 次高調波、周波数変化率、3 次高調波変化率を算出する。算出した値を元に低感度検出、高感度検出のチェックを行う。低感度検出閾値を超えた場合かつ、単独運転検出時限を越えた場合はインバータを停止する。低感度検出閾値を超えない場合または、単独運転検出時限を越えない場合は高感度検出に移行する。そして、高感度検出閾値を超えた場合は、出力電流を低下させる。系統状態が正常であれば MPPT 制御を行い、出力電流指示値（電流定数）をインバータに返すことでインバータの出力電流を制御している。

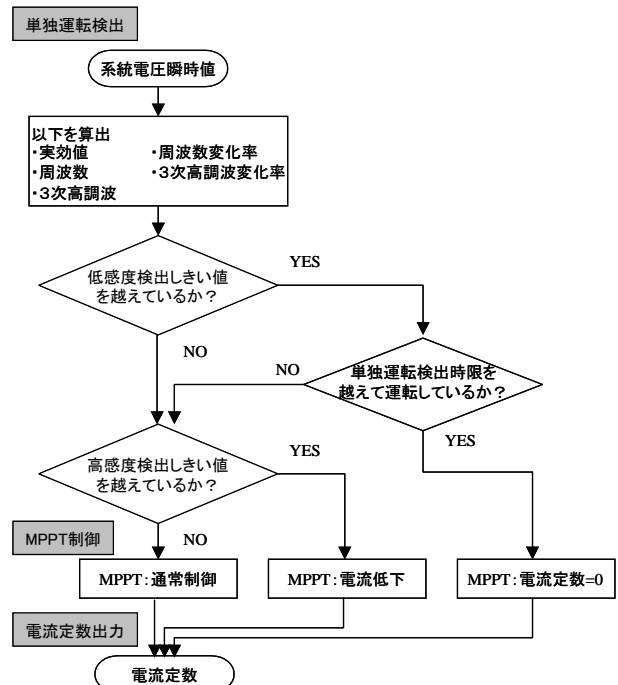


図 1 簡易型受動・能動シリーズ方式制御フロー

3. 単独運転試験

試験回路は R, C, モータを並列に接続し、試験は、平衡状態を中心に有効電力、無効電力を ±10[%] 刻みで変

化させ、PVPC の定格出力状態で行った。各試験は 5 回ずつ行った。単機, 多数台試験の回路構成を図 2 に示す。

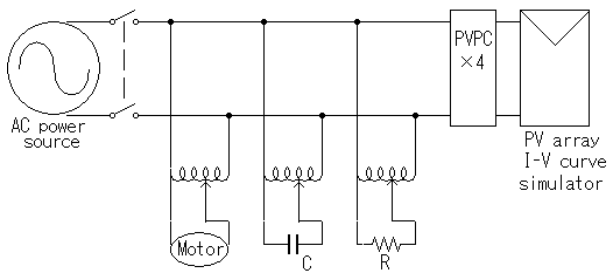


図 2 単機, 多数台単独運転試験回路

3.1 単機試験

PVPC 単体での単独運転検出機能の有効性を検証するため、各条件での単独運転試験を行った。まず、単独運転検出機能をマスクした状態で単独運転試験を行い、次に単独運転検出機能を生かして、出力変動値を $[\times 0.85]$ と $[\times 0.5]$ の二通りで行った。結果を図 3~5 に示す。

試験結果より、単独運転検出機能がマスクされた場合に単独運転を検出できない条件においても、単独運転検出機能によって規定時間以内に単独運転を検出することが確認された。また、出力変動値の違いによる検出時間の大きな差は見られないが、変動後の単独運転検出要因に差が見られた。以上より、PVPC 単機での単独運転検出機能の有効性が確認された。

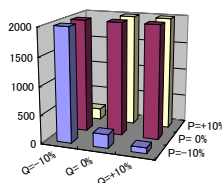


図 3 単独運転検出機能マスク

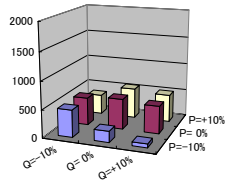


図 4 出力変動 $[\times 0.85]$

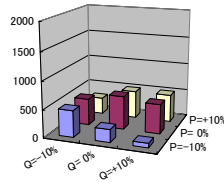


図 5 出力変動 $[\times 0.5]$

3.2 多数台並列運転試験

単体試験の結果から、出力 $[\times 0.85]$ の場合について多数台単独運転試験(3~4 台)を行った。試験結果を図 6 に示す。

試験結果より、単機試験ではインバータの動作電圧が足りずに停止していた $P=-10, Q=10$ の場合では、お互いに電力を補うことで運転を継続しているが、単独運転検出機能により最大約 0.5[s]で停止している。

以上より、PVPC が多数台並列運転を行った場合においても、各インバータが単独運転を検出し、インバータを規定時間以内に停止することを確認した。

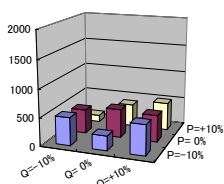


図 6 多数台単独運転試験

3.3 家庭用インバータとの並列試験

AC モジュールが発電出力の大きい分散型電源と並列運転している場合、AC モジュールは付加的な発電設備として運転を行うことも考えられる。特に、単独運転状態で分散型電源が単独運転を継続した場合には、AC モジュールは通常制御では分散型電源の単独運転に引きずられて運転してしまう可能性が高い。その場合には、検出閾値は通常制御と同じ値を用いて、単独運転検出時限を早め、検出から数サイクル後に停止する方式(瞬時停止制御)が有効だと考えられる。これにより、微小な系統の擾乱に対しては運転を継続し、数サイクルにわたる系統の擾乱は低感度検出により検出可能となる瞬時停止制御を実現した。この方式を検証するため、家庭用インバータ 1 台(出力 2[kW])と PVPC2 台(計 200[W])を並列に連系し単独運転試験を行った。試験は、解列点の有効電力、無効電力の平衡状態で行った。図 7 に試験回路を示す。通常制御の試験結果を図 8、瞬時停止制御の試験結果を図 9 に示す。

試験結果より、家庭用インバータの出力電力が PVPC に対して格段に大きいため、通常制御では単独運転を規定時間以内に検出できないことが確認された。また、瞬時停止制御を行った場合には、家庭用インバータは単独運転しているにもかかわらず 200[ms]以内に単独運転を検出し、インバータを停止できることを確認した。

以上より、瞬時停止制御の有効性が確認された。

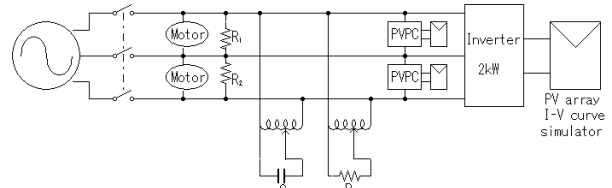


図 7 家庭用インバータと PVPC の並列運転試験回路

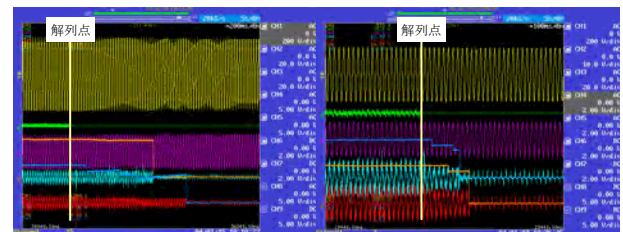


図 8 通常制御

図 9 瞬時停止制御

4. まとめ

本研究では、AC モジュール用単独運転検出方式の開発を目的とし、連系保護方式や、データ算出方式等様々な検討を行った。そして、開発した単独運転検出方式を PVPC に用いて単独運転試験を行った。

単機試験の結果、単独運転検出機能がマスクされ、単独運転を検出できない条件においても、単独運転検出機能によって規定時間内に単独運転を検出することが確認された。また、多数台試験の結果、規定時間内に単独運転を検出できたことから、相互干渉に強い方式であることが確認された。さらに、家庭用インバータとの並列試験では、瞬時停止制御を用いることで家庭用インバータが単独運転状態であっても単独運転を検出できることが確認された。

以上の結果より、本方式が AC モジュール用単独運転検出方式として有効であることが確認された。

系統故障時のループコントローラと分散型電源の協調動作に関する研究

市川 雅英 (M1)

1. まえがき

エネルギー・環境問題対策など社会的ニーズから、需要地域における分散型電源の普及が予想される。配電系統では、変電所から需要家への電力供給に対して最適な設計が行われているため、分散型電源の系統連系により新たに発生する電圧・潮流問題の解決や、配電設備の有効利用技術が求められている。電中研では、現在放射状に形成されている配電系統をループ・メッシュ化し、時間的・面的な設備利用率の向上と潮流の均等化による問題の解決を検討している。しかし、単純なスイッチでループ・メッシュ化する運用では現状の保護方式の適用が困難になることが予想されるため、ループ点に半導体電力変換技術を適用したループ・メッシュ形態を提案している。

本稿では、配電系統のループ・メッシュ化に半導体電力変換技術を用いたループコントローラ (LPC) を導入した場合の系統故障時における LPC と分散型電源の特性解析結果を報告する。

2. EMTP シミュレーションモデル

LPC によるループ・メッシュ化に伴い、地絡および短絡故障などの系統故障時における分散型電源の単独運転時の特性がどのようなものであるかを検討するため、EMTP によるシミュレーションを行った。今回は解析に用いた分散型電源モデルのうち、太陽光発電システムについて述べる。

文献調査の結果、「単独運転防止性能の解析評価に的を絞れば、必ずしも主回路、スイッチング制御回路まで丹念にシミュレートする必要はない」^[1]ということで、主回路とスイッチング制御回路を単純な定電流源に置き換えたモデルが示されていたので、それを参考にした。そのモデルの構成を図 1 に示す。

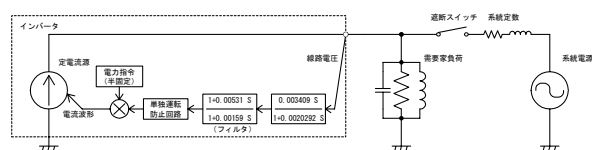


図 1 太陽光発電システムモデルと模擬系統

このモデルはインバータ出力点の電圧を入力とし、波高値を電力指令値に比例して変化させ、同じ波形の電流を出力するものである。

3. シミュレーションモデルの検討

このモデルについて、単独運転時の挙動に注目しモデル式を考え検証した。具体的には、遮断点における潮流の状態と単独運転後の電圧・周波数の関係についての解析式を導いた。

また同時に、実機による単独運転試験を行った。インバータは市販インバータの単独運転検出機能をマスクして使用し、太陽電池の代わりとして太陽電池模擬電源を使用した。試験は、太陽電池模擬電源によりある一定の状態で開催しているインバータに対し、遮断点における潮流の条件を操作・監視しながら単独運転を発生させ、その前後の運転状態を記録し解析した。試験結果を図 2 に示す。

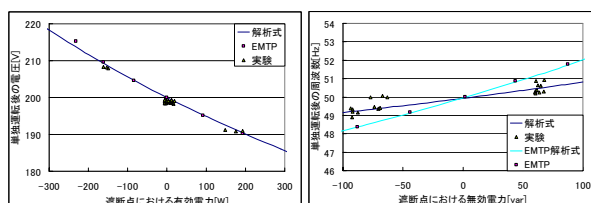


図 2 シミュレーション結果および試験結果

図 2 から、有効電力の不均衡は単独運転後の電圧の値に、無効電力の不均衡は周波数の値に影響を及ぼしていることが確認でき、このシミュレーションモデルの基本的な動作が実際のインバータの動作と近いことが確認できた。

ただし、無効電力と周波数の関係についてはモデルと実機試験の結果に相違があった。しかし、それらの動特性についても解析式のパラメータの変更により上手くフィッティングさせることが出来、理論的に裏付けることが出来た。

4. 今後の課題

EMTP 上に構成した各分散型電源モデルを、ループコントローラを含めた配電系統に接続し単独運転に関するシミュレーションを行う。

分散型電源の単独運転防止機能との協調性を高めたループコントローラの制御方式を開発する。

参考文献

- [1] 平成 11 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 太陽光発電システム実用化技術開発「太陽光発電システムの実証研究」(高密度連系技術の研究) 平成 12 年 3 月

蓄電池あり系統連系太陽光発電システム

嶋田 尊衛 (M1)

1. 研究背景

近年、加速度的に普及し始めた住宅用の太陽光発電システムは、大部分が系統連系型である。通常このシステムは蓄電設備を備えておらず、発電電力と使用電力の差は、配電系統との融通によって処理している。したがって、このシステムが高密度に配電系統に連系した場合、日射急変や大量逆潮流の際にかかる負担が配電系統の処理能力を上回り、種々の問題が発生する危険性が指摘されている。また、太陽電池の発電量は日射強度に依存するため、停電時に日射がなければ電気を使用することができない。これらの現状に着目し、本研究では蓄電池を付加した系統連系太陽光発電システムを検討している。

今回は、集中連系状態における対策として、逆潮流なしのシステムについて検討した。翌日の日射予測と需要予測を蓄電池制御に利用したシステムを提案し、シミュレーションを行った結果、その有効性が確認されたので報告する。

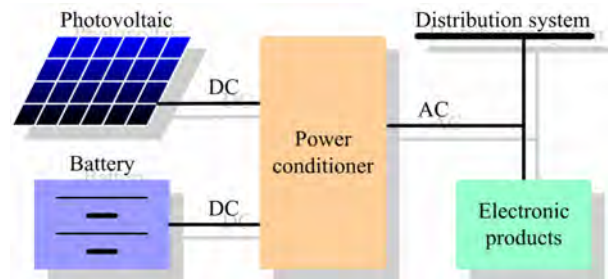


図 1. 蓄電池あり系統連系 PV システムの構成

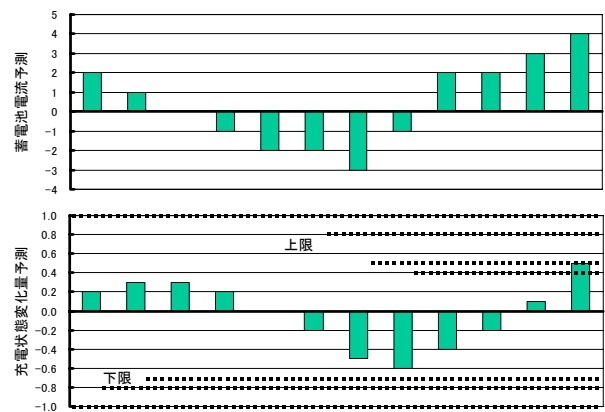


図 2. 夜間充電量の決定方法 (横軸: 時間)

2. システム動作

想定しているシステムの構成を図1に示す。時間帯別に次の通り動作するが、一日を通して逆潮流を一切しないシステムを検討した。

2.1 昼間時間帯 (7:00 ~ 23:00)

- ・家庭負荷には PV と蓄電池から供給する。
- ・PV 出力が余れば蓄電池に充電。蓄電池が満充電であれば PV 出力は抑制される。
- ・PV 出力が足りなければ蓄電池から放電。蓄電池が放電下限なら不足分を系統から受電。

2.2 夜間時間帯 (23:00 ~ 翌 7:00)

- ・23:00, 翌日の日射予測と需要予測から最適と算出された SOC まで蓄電池を充電する。
- ・家庭負荷には PV と系統から供給する。
- ・蓄電池は放電しない。

3. 夜間充電量の決定方法

逆潮流なしのシステムでは、昼間の余剰 PV 出力を充電することで環境に貢献し、経済性も確保する。したがって、安価な夜間電力をどこ

まで充電しておくかが重要なポイントとなる。翌日の日射予測と需要予測から、最適な充電量を算出する方法を開発した。

まず、日射予測から計算した PV 出力予測と需要予測から蓄電池電力を予測し、さらに蓄電池電流を予測する。

図2は、蓄電池電流予測から夜間充電量を決定する方法を示している。電流予測から SOC の変化量を計算し、同図を描いていく。このとき、SOC 変化量と、その上限、下限である点線は 1.0 以上離れることができないとし、必要に応じて上限と下限を更新していく。SOC の変化量が、上限か下限を貫いた時点で夜間充電量が決定する。図では上限を貫き、SOC を 0.4 まで充電しておくことが決定している。下限を貫いた場合には、1.0 を足した値となる。最後まで貫かなかった場合には、上限と下限から計算される充電量を平均して決定する。

4. シミュレーション条件

4.1 シミュレーションモデル

太陽電池、蓄電池、パワーコンディショナ損失の各モデルについては、文献[1]と同一である。

太陽電池は約 3.2 kW、蓄電池は 128 V、70 Ah、放電深度 70% を想定している。

4.2 入力データ

今回のシミュレーションでは、時刻、日射強度、家庭負荷電力からシステム内の電力潮流を計算する。また、これらの予測値から夜間充電量を決定する。

自然エネルギー推進市民フォーラムにより計測されたデータから 4 人家族のサイトを選定し、2001 年 3 月 21 日（水）0 時 10 分から 9 日間、10 分間隔で記録されたデータを利用した。今回は、正確な予測値を得られる場合を想定し、同一のデータから夜間充電量を決定している。

また、比較のために予測を用いず固定の SOC まで充電するシステムのシミュレーションを行った。このときの SOC は、1.00（満充電）、0.65（半分）、0.30（充電せず）、0.53（予測システムが最適と判断した値の平均）の 4 通りとした。

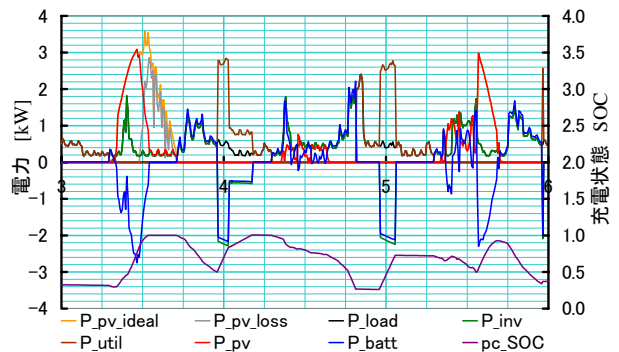
5. シミュレーション結果と考察

中心の 3 日間について、予測を利用した結果を図 3 (a) に、固定の SOC 0.65 まで充電した結果を図 3 (b) にそれぞれ示す。

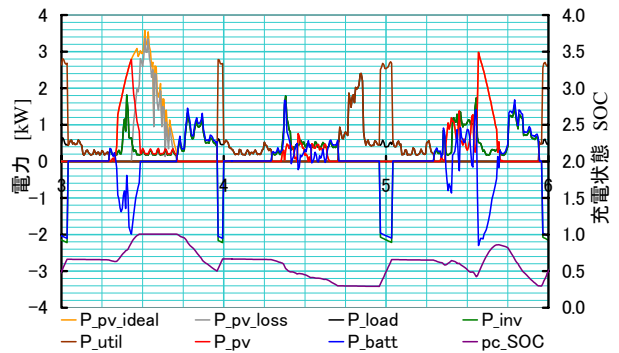
初日は PV 出力が家庭負荷を大きく上回っているが、予測利用システムでは夜間にほとんど充電せず、より多くの PV 出力を有効利用している。2 日目は PV 出力が見込めないため、夜間に満充電しておき、料金の高い昼間電力の受電量を削減している。3 日目は SOC 0.72 まで充電しておいたことで、PV 出力を全て利用し、昼間電力も受電なしを実現している。

図 4 はシステム内の電力を方向別に積算した電力量と料金を示している。ただし、東京電力の「おトクなナイト 8」の契約を想定している。同図において、PV 出力の有効利用率に関しては、理論上最高の利用率が得られる SOC 0.3 の結果と同等である。また、電力料金の高い昼間の受電電力量は、理論上最低の SOC 1.00 の結果と肩を並べている。このように予測を利用したシステムは、それぞれのケースの長所を合わせ持っており、その結果が他のケースと比較して抜群に低い電力量料金に反映されている。

P_pv_ideal：抑制されなければ発電できた電力
 P_pv_loss：抑制されて取り出せなかった電力
 P_pv：実際の PV 出力
 P_load：家庭負荷
 P_inv：パワコン交流側出力
 P_util：受電電力
 P_batt：蓄電池放電電力
 pc_SOC：充電状態



(a) 予測を利用したシステム



(b) 固定の SOC 0.65 まで充電するシステム

図 3. シミュレーション結果（中心 3 日間）

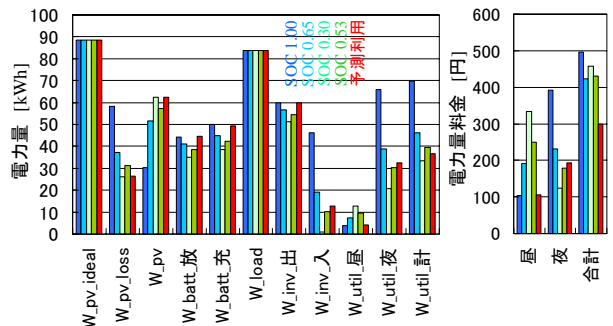


図 4. 一週間に各部を通過した電力量と料金

6. 展望

日射と需要の予測を蓄電池制御に利用しない手はない。家庭負荷電力のならば効果と予測に注目し、新しい形のコミュニティの提案も視野に入れ、将来の太陽光発電システムの理想的な姿を追求していく。

文献

[1] T. Shimada, K. Kurokawa, T. Yoshioka, 「Grid-connected Photovoltaic System with Battery」, STORE, 2003.

デジタル・アンプ用 IC を用いた PWM インバータの開発

林 健太郎 (B4)

1. 研究背景と目的

近年の太陽電池の普及の足止めとなるコスト問題。その問題の対応として「新たな技術開発」に注目した。そして、その新たな技術開発をインバータのコストダウン対策に向けた。また、「他分野で開発されたパワー IC の利用」を開発の拠点とし、その中でも近年オーディオ分野で“省エネ”、“機器の小型化”に向けて開発された「デジタル・アンプ用 IC」をピックアップした。このことにより、本研究ではインバータの制御回路の一部に安価なデジタル・アンプ用 IC を適用した小型 PV インバータの開発を行う。

2. デジタル・アンプ用 IC について

図 1 にデジタル・アンプの基本的なブロック図を示す。市販の主なデジタル・アンプ用 IC^[1]は大きく分けて、

- PWM 信号生成回路 (B) をパッケージ化した PWM プロセッサ (ドライブ IC)
- パワー MOSFET (F) 駆動用のゲート・ドライブ回路 (C) をパッケージ化したゲート・ドライブ IC
- ゲート・ドライブ回路 (C)、パワー MOSFET (F) を含む D 級出力段 (D) をパッケージ化した D 級出力段 IC
- 変調回路から負荷電流を ON/OFF 制御するパワー・スイッチング回路である D 級出力段までを一まとめ (A) にしてパッケージ化した All in one 型 IC に分類できる。

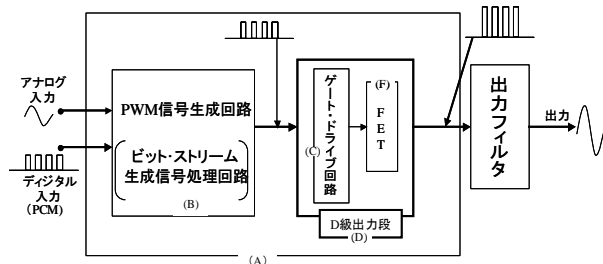


図 1. デジタル・アンプのブロック図

そこで本研究では、All in one 型 IC に注目し、回路構成的には PWM インバータと変わらないデジタル・アンプ回路を新に組み立てる必要性がないという利点を利用して、系統連系した PV インバータに必要な制御を行う。

3. IC を用いたインバータの制御試験

インバータを系統と連系するには、系統から

の電圧、電流波形を用いてインバータからの出力電圧、出力電流を制御する必要がある^{[2][3]}。そこで第 1 段階として、太陽電池には直流安定化電源、系統からの基準信号にはファンクションジェネレータを用いて、理想的な PV システムを想定してアナログ回路で設計したフィードバック制御試験を行った。インバータ部は 5W クラスのオール・イン・ワン型 IC を使用したフルブリッジ型デジタル・アンプにより構成している。本研究ではインバータ (デジタル・アンプ) の負荷は純抵抗の変動に対する制御試験を行った。

4. 結果

試験結果から、純抵抗負荷時においては、電圧、電流ともに一定値に抑える制御が行えた事が確認できた。しかし、今回の制御では、CAD 画面上で簡単に操作を行ったシミュレーション結果に基づいた設計による試験であったため、制御システムの特性に基づく設計ではなかった。そのために、最適な設計が行えていたかという事に対しては疑問点が残っており、今後解決していく必要がある。

5. まとめ

PV システム用インバータのコストダウン要素技術として、他分野で開発された (小容量) パワー IC を流用し、近年大量生産され安価である、デジタル・アンプ用 IC に的を絞って、インバータを構成し、PV システム上で必要となる制御試験をアナログ回路により行った。その結果、純抵抗負荷の変動に対しての制御は、ほぼ設計通りの結果が得られた。今後は系統連系に必要な更なる制御を行う。

【参考文献】

- [1] 「トランジスタ技術 2003 年 8 月号」P128～P205
- [2] 安部可治「パワーエレクトロニクスとシステム制御」
- [3] 岡士千尋「分散型電源におけるインバータ及び系統連系技術」(分散型電源システムの最近動向と将来展望)

モンゴルにおける太陽光発電システム設計研究 ～地方村落の電力供給におけるハイブリッドシステムの技術・経済評価～

アマルバヤル・アジヤバト (D1)

ABSTRACT

Hybrid systems based on renewable energy are an effective option to solve electrification for isolated areas from the national grids. This paper presents techno-economic analysis of hybrid systems for rural villages in Mongolia. Various type of hybrid systems are compared quantitatively on the basis of net present cost and cost of electricity by each case of load pattern in Gobi region villages. As a result, existing diesel generation system is top-ranked even in high fuel cost in all cases load pattern. But, the great increase of diesel fuel consumption lead to fuel transfer and storage problems. The electricity cost of optimum hybrid systems decreases with increasing of power demand. The PV module cost is indicated approximately 50% of the optimized total hybrid system cost. It is necessary an additional allocation budget for deficit covering the electricity cost in the village, due to current hybrid system cost more than doubled diesel generation electricity cost.

1. 研究背景

モンゴル全国の314村落の約190村落は電力系統網が未整備であり、電力供給は独立したディーゼル発電機で行っている。ディーゼル発電機の燃料輸送にコストが掛かるため発電コストが高くなってしまふ。また、石油はロシア及び中国からの輸入に100%依存しているため、燃料の安定確保も困難であり電力供給時間が制限され、夜3-5時間だけという村落が多いのが現状である。

また、地方村落から都市部への人口移動が顕著であり、村落の生活水準の向上、Uターン移動対策が不可欠になっている。

一方、モンゴルは再生可能エネルギー資源が豊かな国で、平均高度が1500mと高く、また一年中で晴天日が多いため、特に太陽エネルギー資源が豊富である。

2. 研究目的

地方村落の長期持続可能な生存・発展に適する、再生可能エネルギー資源を有効に活用した電源供給システムを技術・経済の両面から分析する。中でも、地方村落の電力需要と気象・自然条件に適する太陽光発電システム

の導入可能性を評価し、ディーゼル発電機とのハイブリッド運転によって安定な電力需給する分散電源システムの最適構成、その普及拡大のモデルを検討する。

3. ハイブリッドシステムの技術・経済評価

系統に接続されていない遠方地方村落における様々なハイブリッドシステムの技術・経済評価を検討した。前提条件はディーゼル燃料価格：0.5US\$/L、年平均水平面日射量：4.62 kWh/m²/day（ゴビ砂漠地域を対象に）、平均風速：4.05 m/s、寿命期間：25年間、利子：8%である。NRELによって開発されたHOMER2シミュレーションツールを使用し、1時間間隔の1年間のディーゼル、ディーゼル/太陽光発、ディーゼル/風力発電、ディーゼル/太陽光発/風力発電などの蓄電池付ハイブリッドシステム構成（図1）で電力需給シミュレーションを行った。負荷パターン（図2）は現状の夕方5時間、BHN12時間、24時間供給、昼間供給という4つのケースでNPV法（正味現在価値法）によって各種システムのライフサイクルコスト、発電コストを算出した。

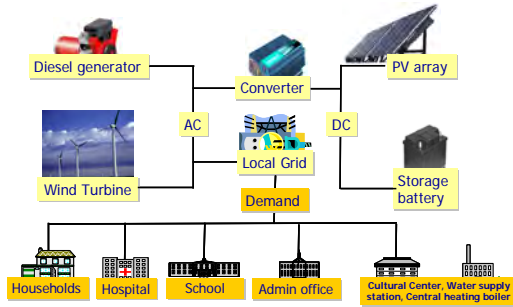


図 1：モンゴル村落の電源構成・系統・主需要家

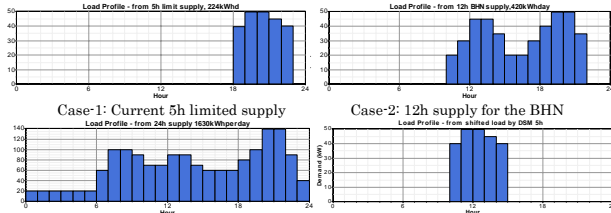


図 2：各ケースの負荷曲線パターン

4. 解析結果

現状の夕方 5 時間電力供給を想定したシミュレーションからは、ディーゼル発電機のみでの NPC 正味価値は風力および太陽光発電システムとディーゼルとのハイブリッドシステムの正味価値より約 3 倍安い値を示している (表 1)。電力需要量が増加すると最適化されたハイブリッドシステムの発電コストが減少する傾向にあることが図 3 から分かる。しかし、電力需要の増加に対する最適システムの規模も大きくなるため、総合現在正味価値が増加してしまう。

5. 考察と今後の予定

単に経済的比較すれば、現状の高い燃料価格でもディーゼル発電だけのシステムが上位にランキングされる結果となった。電力需要量が増加しても発電コスト 0.25-0.35 US\$/kWh の間に変動し比較的一定であった。しかし、需要量が増加すると燃料消費が膨らみ、燃料の調達、輸送、備蓄も問題が顕著となる。

今後は砂漠地域の村落における生活基準の改善と持続可能な経済活動の指針を明確

にするため、ケーススタディによる現状把握と問題抽出、そして大規模太陽光発電システムの導入を想定した産業・雇用の構成を最適化する分析モデルを構築する。現状の生活スタイルの改善案また安定的経済活動の提案検討を予定している。

表 1：各種ハイブリッドシステムの正味現在価値法によるコスト比較ランキング

| Rank No | PV (kW) | Wind Turb 20kW | Diesel (kW) | Battery 6V 1156Ah | Converter (kW) | Total capital | Total Net Present Cost (US\$) | Cost of Electricity (\$/kWh) | Renew fraction |
|---------|---------|----------------|-------------|-------------------|----------------|---------------|-------------------------------|------------------------------|----------------|
| 1 | | | 60 | | | \$54,000 | \$254,698 | 0.292 | 0 |
| 2 | 2 | | 60 | | | \$139,000 | \$353,153 | 0.405 | 0.45 |
| 3 | 4 | | 60 | 80 | 80 | \$411,000 | \$701,206 | 0.803 | 0.68 |
| 4 | 40 | 2 | 40 | 80 | 60 | \$558,000 | \$716,334 | 0.821 | 0.87 |
| 5 | 40 | | 60 | 100 | 60 | \$513,000 | \$769,633 | 0.882 | 0.58 |
| 6 | 80 | 4 | | 120 | 80 | \$939,000 | \$1,123,514 | 1.305 | 1 |

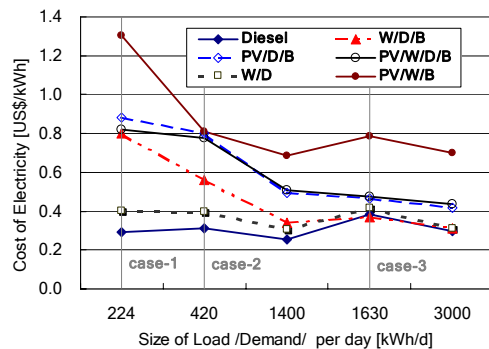


図 3. 電力需要量と最適化されたハイブリッドシステムの発電コストとの関係

6. 参考文献

[1] Japan International Cooperation Agency, Summary of the master plan study for rural power supply by renewable energy in Mongolia, 2001.

[2] Mongolian Statistical Yearbook 2002, 211 p.

[3] NREL, Hybrid Optimization Model for Electric Renewables HOMER v2.03, the optimization model for distributed power, URL: www.nrel.gov/homer

[4] Dave Turcotte, Photovoltaic Hybrid System Sizing and Simulation Tools: Status and Needs, PV Horizon, Sept 2001.

空中写真を用いた都市地域の太陽光発電システムポテンシャルの推定

田口 晋也 (B4)

1. 研究背景・目的

地域における太陽光発電 (PV) システムの導入可能量および導入により期待される発電量の推定を行うことで、太陽光発電の可能性を多くの人に認知してもらい、さらに自治体などのシステム導入に対する助成策への指針を示すことで、PV システムの普及拡大につながることを期待されている。そこで本研究では空中写真を用いて PV システムの設置ポテンシャルの推定を行うことを目的とする。

2. 研究概要

PV システム導入可能量の推定のため、容易に入手が可能であり、かつ解像度の高い空中写真に着目した。空中写真から PV システムに適した設置場所を抽出し、PV システムポテンシャルを示す。これまでに空中写真画像から得られる地物が持つ色の特徴に着目して地物の半別を試みた。

・ 画像処理とトレーニングデータの選定

PV の導入領域抽出に向けて、空中写真画像の画素値の補正を行い、半別に用いるトレーニングデータを選定した。

・ 特徴量の算出と値域の設定

トレーニングデータからフィルタを用いて画素値の平均を求め、項目別の値域を設定した。

・ 地物半別方法の検討

トレーニングデータに対して、設定した値域より 1 画素単位と 25 画素単位での半別を行った。

3. 画像処理とトレーニングデータの選定

顕色系は色相色の種類・彩度(色の濃さ)・輝度(明るさ)の3つの独立した要素で色を表現する表色系である。画像から得られる色情報は R, G, B の各値であり、これらの値を H, S, I の値に変換する。変換する際に線形変換による濃度変換と、太陽光による影響を比演算処理を応用した RGB 値の色補正により低減した。

トレーニングデータの選定は、目視半別により写真画像中から建物の屋上部の色別に 8 項目を選び、さらに建物以外の領域として 4 項目を設定し画像を切り出した。トレーニングデータのサイズは解像度を考慮して 50pixel × 50pixel (1 辺が約 2.5m) とした。

4. 特徴量の算出と値域の設定

地物の半別に用いる特徴量として、各トレーニングデータ中の H, S, I の平均値を求めた。平均値の算出には 7 pixel × 7 pixel のフィルタを使用して、フィルタ内の画素値の平均値を注目画素の値とした。トレーニングデータの項目ごとに H, S, I の各平均値についてヒストグラムを求めて、小さい側から積算することで累積分布グラフを作成した。累積分布の傾きを近似した直線から、項目別に特徴量の値域を設定した (表 1)。

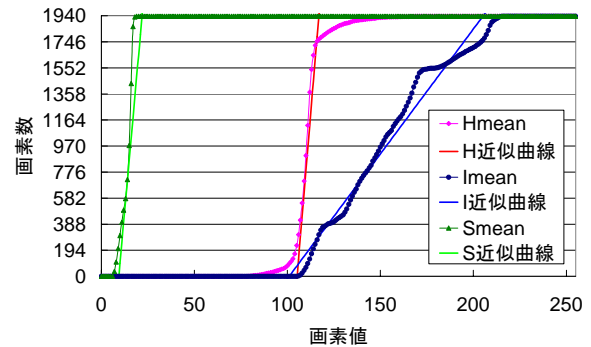


図1. 累積グラフ

表 1. トレーニングデータから設定した特徴量の値域

| | Hmean | Smean | Imean |
|---------|---------|-------|---------|
| 赤屋根 | 48-97 | 13-26 | 63-159 |
| 青屋根 | 231-236 | 7-55 | 20-173 |
| 灰色屋根 | 166-244 | 5-17 | 66-185 |
| 橙色屋根 | 94-104 | 20-23 | 154-198 |
| 白屋根 | 99-177 | 4-9 | 220-255 |
| 緑屋根 | 158-226 | 8-17 | 88-212 |
| クリーム色屋根 | 126-141 | 6-13 | 177-214 |
| 黒屋根 | 219-235 | 19-52 | 7-85 |
| 道路 | 170-243 | 4-19 | 77-173 |
| 植生 | 163-250 | 1-53 | 9-137 |
| 畑地 | 205-228 | 14-31 | 53-101 |
| 土壌 | 104-116 | 8-21 | 99-205 |

5. 地物半別方法の検討

設定した値域より、トレーニングデータ画像の半別を試みた。1pixel の画素値ごとに半別する方法と、25pixel の平均値より半別する方法の2つの方式を用いた。結果を比較すると、25pixel の平均値を用いるほうが半別の的中率が高くなる傾向があった。

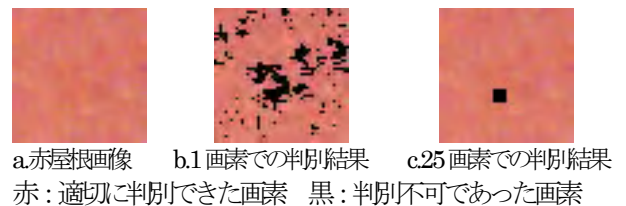


図2. トレーニングデータ画像と半別結果例

6. まとめ

半別の結果、屋上部の色が赤やオレンジ、白などの屋根については 80% 以上の割合で抽出が可能であった。しかし、青や灰色、黒系の屋根については、道路のアスファルトや植生と重複して半別されてしまうことがわかった。正しく半別できなかった色の屋上部に関して、その他の領域との半別を可能とするには、HSI 値以外に特徴量の検討をする必要がある。今後は、新しい特徴量の検討と、画像から得られる地物が有する形状の情報を用いた領域の認識を行う。

太陽電池モジュールの電磁波反射・吸収に関する研究

多田隼人 (M1)

1. 研究背景・目的

電波塔からの直接波と、ビル等の建造物の壁面にて反射された後に到来する遅延波によって、テレビ映像が乱れてしまう“ゴースト現象”は、高層ビルが立ち並ぶ今日において、無視しがたい問題である。一方で、環境問題に対する関心の高まりとその意匠性から、ビルの壁材として太陽電池を設置するケースが年々増加している。本研究は、この全く異なる2つの事象を「ビルの壁面」という共通点に着目し、発電を目的とする太陽電池モジュールで電磁波を吸収する事により、遅延波の発生を防ぎ、電波障害を抑制するという太陽電池の付加価値的応用を研究課題とするものであり、太陽電池の普及促進につながる事が期待される。

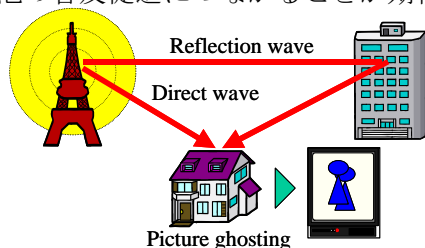


図1 ゴースト現象

2. 研究内容 (電磁波吸収方法)

対象とする電波の波長と同じ長さのループを形成する場合に、大きな利得を得るループアンテナの特徴を利用し、高周波領域で導電体の役割をする太陽電池セルをループ状に配線した、新しい太陽電池モジュール (CL モジュール: Cell Loop Module) を作成する。図2に試作第一号を示す。セル8枚を利用し、ループを作成している。

CL モジュールは電磁波を受信する可能性を秘めている。よって出力には、太陽電池セルによって発電された直流成分とループによって受信された交流成分が混在する。出力部には直流成分と交流成分を分岐し、かつ交流成分のみを熱消費させる回路あるいは伝送線路が必要になってくる。

本研究の研究内容としては、①CL モジュールの最適な設計及び②出力部における直流及び交流成分の分岐システムの設計、この2つに集約される。



図2 CL モジュール試作第一号

3. CL モジュールの最適設計

図3に設計されたCL モジュールを示す。セル7枚によってループが形成されている。また、給電部は効率的な電磁波の伝送のため、セル幅から段階的に細くする工夫が施されている。対象とする周波数帯はUHF帯の470~770MHzであるため、UHF帯の波長が内側と外側のループ長に含まれるようセル枚数や配線方法を工夫した。図4に入力インピーダンスの結果を示す。結果を見てみると、レジスタンスは200Ω付近をキープし、通常のアンテナに比べ受信能力が大きいアンテナとなっている。また、リアクタンスは-34.0~-32.9Ωという狭い範囲で変動している。広帯域のアンテナの条件であるインピーダンスが一定という条件を満たしている事から、UHF帯におけるアンテナとしては十分な結果となった。よって、これらの結果とモジュール面積における発電効率等を考慮し、図3のCL モジュールを採用する事とする。

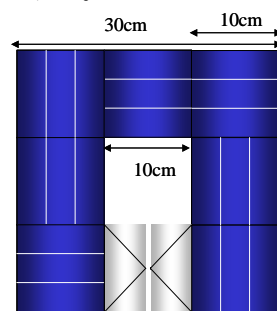


図3 最適設計されたCL アンテナ

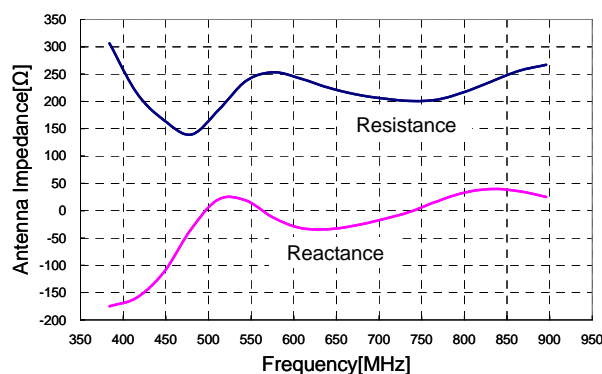


図4 インピーダンス結果 (UHF 帯)

4. まとめ

UHF 帯全域を対象とする、CL アンテナの最適な設計を行った。今後は、直流成分及び交流成分の分岐回路の設計を進めて行き、電磁波の熱消費を含めたCL モジュールシステムとしての可能性を検討して行く。

<参考文献> 築地武彦 (2002) 『電波・アンテナ工学入門』 総合電子出版 pp.170-190

東京農工大学 工学部 電気電子工学科
黒川浩助 研究室 論文リスト[2000年～2004年]

<2000年>

- (1) 黒川：太陽光発電の現状と展望，計測と制御，Vol.39, No.1, pp.8-13, 2000.
- (2) 黒川：太陽光発電の課題と将来展望，エネルギー変換懇話会，日本科学技術振興財団，2000.1.31.
- (3) 黒川：太陽光発電システムの動向，日本電気工業会第27回新エネルギー講演会，2000.2.10.
- (4) 大谷，作田，加藤，杉浦，内田，山口，黒川：住宅用太陽光発電システムの運転特性評価，電気学会新エネルギー環境研究会「再生可能エネルギー」2000.3.15.
- (5) 野崎，秋山，川口，黒川：EDLC 併用型独立型太陽光発電システムに用いるコンバータの設計方法と効率特性，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (6) 川口，黒川，野崎：独立型太陽光発電システムの出力係数に関する検討，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (7) 登守，大谷，作田，黒川：写真測量による日陰推定誤差の検討，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (8) 石川，黒川，岡田，滝川：太陽光発電システム複数連系時における運転特性－電圧上昇抑制特性のモデル化，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (9) 山口，内田，黒川：S V法による太陽光発電システムの損失因子の詳細化，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (10) 黒川：エネルギー創出時代，住まいの文化誌別巻「地球環境」，ミサワホーム総合研究所刊（著書），2000
- (11) 黒川：太陽光発電システム技術動向，シーエムシー，（著書）
- (12) 黒川：太陽光発電地域発電特性に関する基礎的問題の解明，第12回太陽光発電連絡会，虎ノ門，2000.4.17（口頭発表）
- (13) K. Kurokawa: PV systems in urban environment, Solar Energy Materials and Solar Cells, 2000. ?.
- (14) K. Kurokawa, O. Ikki: The Japanese experiences with national PV system Programme, Solar Energy, Topical Issue on Grid Connected Photovoltaics, 2000. ?.
- (15) K. Kurokawa, D. Uchida, A. Yamaguchi: Intensive introduction of residential PV systems and their monitoring by citizen-oriented efforts in Japan, 16th EU-PVSEC, Glasgow, May 1-5 2000.
- (16) K. Kurokawa, P. Menna, F. Paletta, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, S. Yamamoto, J. Song, W. Rijssenbeek, P. Van der Vleuten, J. Garcia Martin, A de Julian Palero, G. Andersson, R. Minder, M. Sami Zannoun, M. Aly Helal: A preliminary analysis of very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems, 16th EU-PVSEC, Glasgow, May 1-5 2000.
- (17) H. Nagayoshi, K. Kurokawa, T. Ohashi, H. Nishita, T. Deguchi: Feasibility study of peak-power reduction system using 100kW PV and battery combined system at Shonan Institute of Technology, 16th EU-PSEC, Glasgow, May 1-5 2000.
- (18) K. Kurokawa : Realistic PV Performance Values Obtained by a Number Grid-Connected Systems in Japan, World Renewable Energy Congress, Brighton, July 1-7, 2000（国際会議）
- (19) 黒川：太陽光発電システムの開発動向，第17回太陽光発電システムシンポジウム，発明会館，2000.6.14-16（口頭発表）
- (20) 黒川：太陽光発電の課題と将来展望，第8回高効率太陽電池および太陽光発電システムワークショップ，福井フェニックスプラザ，2000.7.20-21（招待講演）
- (21) 桜井，黒川：太陽電池アレイ分布定数回路シミュレーション～アレイ等価回路の提案～，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (22) 川口，黒川，野崎：電気二重層キャパシタを組み込んだ独立型太陽光発電システム，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (23) 輿石，黒川：太陽光発電における最大電力点追従制御システムの評価，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (24) 石川，黒川，岡田，滝川：太陽光発電システムの複数台連系時における運転特性評価，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (25) 山口，黒川，都筑，大谷：太陽光発電システムの評価に関する検討～アメダスデータ等を用いた日射量の推定方法～，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (26) 谷口，大谷，黒川：衛星雲画像を利用した雲アルベドの動的分析，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (27) H.Taniguchi, K.Otani, K.Kurokawa: The motional analysis of cloud albedo patterns by using GMS images, 28th IEEE PVSC, Alaska September 15-22 2000
- (28) T.Tomori, K.Otani, K.Sakuta, K.Kurokawa: On-site BIPV array shading evaluation tool using stereo-fisheye photographs, 28th IEEE PVSC, Alaska September 15-22 2000
- (29) H.Matsukawa, M.Shioya, K.Kurokawa: Study on simple assessment of BIPV power generation for architects, 28th IEEE PVSC, Alaska September 15-22 2000
- (30) 黒川：エネルギー・環境問題と太陽光発電システムへの期待，NEDO フォーラム2000，東京ビッグサイト，2000.9.26-28（講演）
- (31) 松川，塩谷，黒川，杉浦：太陽光発電システムの建築的利用に関する研究（その1）部分日陰が発電特性に及ぼす影響評価，日本建築学会，日本大学，2000.9
- (32) 塩谷，松川，黒川：太陽光発電システムの建築的利用に関する研究（その2）異傾斜角・異方位角の混在が発電特性に及ぼす影響評価，日本建築学会，日本大学，2000.9
- (33) 塩谷，伊藤，松川，黒川，杉浦：建物条件の不均一が太陽光発電システムの発電特性に及ぼす影響評価，日本建築学会，日本大学，2000.9
- (34) K. Kurokawa: Solar RD&D in Japan, IEAOCERT Expert Workshop, Paris, France, Oct. 27, 2000（口頭発表）
- (35) 石川，黒川，岡田，滝川：太陽光発電システム複数台連系時における運転特性評価－電圧上昇抑制機能の検討－，日本太陽エネルギー学会，No.12，金沢工業大学，2000.11.8-9
- (36) 大関，井澤，山口，大谷，黒川：太陽光発電システムの経年特性，日本太陽エネルギー学会，No.14，金沢工業大学，2000.11.8-9
- (37) 加藤，大谷，作田，杉浦，黒川：導入地域の広がりを考慮した太陽光発電システムのkW 価値の検討，日本太陽エネルギー学会，No.15，金沢工業大学，2000.11.8-9

- (38) 山下, 黒川: P Vインバータのデジタル制御～ワンチップマイコンによる制御技術～, 日本太陽エネルギー学会, No.22, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (39) 奥石, 黒川: 太陽光発電システムにおける最大電力点追従制御の評価, 日本太陽エネルギー学会, No.25, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (40) 高宮, 黒川: 台形公式による P Vインバータの動作解析-P Vインバータの適正な入力容量のための解析-, 日本太陽エネルギー学会, No.26, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (41) 大谷, 加藤, 作田, 杉浦, 黒川: パラメータ分析法を基にした太陽光発電システム・シミュレーションの住宅用システムによる検証, 日本太陽エネルギー学会, No.31, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (42) 桜井, 黒川: 太陽光発電アレイ分布定数回路シミュレーション～シミュレーション手法の検討～, 日本太陽エネルギー学会, No.81, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (43) 山田, 梅谷, 中村, 杉浦, 大谷, 作田, 黒川: モジュール直並列合成 I Vカーブを利用した日陰損失シミュレーション技術の開発, 日本太陽エネルギー学会, No.92, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (44) 田村, 黒川, 大谷: 観測日射量の瞬時直散分離に関する研究, 日本太陽エネルギー学会, No.126, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (45) 川口, 黒川, 野崎, 谷内: EDLC を組み込んだ独立型太陽光発電システムのシミュレーション, 電子通信エネルギー研究会, 機械振興会館, 2000.11.17
- (46) 黒川: 太陽光発電の課題と将来展望, 政策総合研究所, エネルギーの有効利用と環境保全, 2000.12.10. (執筆原稿)

<2001 年>

- (1) 黒川: 21 世紀に羽ばたく太陽光発電, 太陽光発電協会「太陽光発電」誌寄稿, 2001.1
- (2) 谷口, 大谷, 黒川: 衛星雲画像を用いた雲アルベドの動的分析, 電気学会論文誌 B, Vol.121-B, No.2, 2001.2
- (3) 石川, 黒川, 岡田, 滝川: 太陽光発電システム複数台連系時における運転特性評価, 電気学会新エネルギー・環境研究会, FTE-01-4, 2001.2.21
- (4) 井澤, 大関, 大谷, 都筑, 黒川: , 電気学会全国大会, 名古屋大学, 2001.3.21-23
- (5) 高宮, 黒川: P Vインバータの適正な入力容量の決定方法に関する研究, 電気学会全国大会, 名古屋大学, 2001.3.21-23
- (6) 奥石, 黒川, 濱田, 劉: 太陽電池模擬電源による最大電力追従制御の評価, 電気学会全国大会, 名古屋大学, 2001.3.21-23
- (7) Kosuke Kurokawa: PV systems in urban environment, Solar Energy Materials & Solar Cells Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001,
- (8) T.Doï, I.Tsuda, H.Unagida, A.Murata, K.Sakuta, K.Kurokawa: Experimental study on PV module recycling with organic solvent method, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001) , Nos.1-4, March 2001
- (9) H.Unozawa, K.Otani, K.Kurokawa: A simplified estimating method for in-plane irradiation using minute horizontal irradiation, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001) , Nos.1-4, March 2001
- (10) H.Taniguchi, K.Otani, K.Kurokawa: Hourly forecast of global irradiation using GMS staellite images, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001) , Nos.1-4, March 2001
- (11) D.Uchida, K.Otani, K.Kurokawa: Evaluation of effective shading factor by fitting a clear-day pattern obtained from hourly maximum irradiance data, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001
- (12) M.Kusakawa, H.Nagayoshi, K.kamisako,K.Kurokawa: Further improvement of a transformerless, voltage-boosting inverter for AC modules, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001) , Nos.1-4, March 2001
- (13) 黒川: 明日の世界を支える太陽光発電エネルギー, 春期応用物理学関係連合講演会シンポジウム「太陽光発電-現在から未来へ-」, 明治大学, 2001.3.28-31
- (14) 黒川: 都市地域における太陽光発電地域特性に関する基礎的問題の解明, H12 年度 NEDO 委託業務成果報告書, 2001.3.
- (15) 黒川: 太陽光発電用分散型パワーコンディショナの研究開発, NEDO 地域コンソーシアム研究開発委託業務成果報告書, 2001.3.
- (16) 黒川: 太陽光発電と分散電源, 名古屋大学大学院集中講義, 2001.05.17.
- (17) K.Kurokawa, O.Ikki: The Japanese experiences with national PV system Programmes, Solar Energy, Vol.70, No.6 (Topical Issue on Grid Connected Photovoltaics), June 2001
- (18) 黒川: 太陽光発電システムの開発動向, 18 回太陽光発電システムシンポジウム, イイノホール, 2001.6.5-7.
- (19) Kosuke Kurokawa: TOWARD LARGE-SCALE PV POWE GENERATION, 12th PVSEC, JEJU,June 11-15 2001
- (20) M.Ito, K.Kato, H.Sugihara, T.Kichimi, J.Song, K.Kurokawa: A Preliminary Study on Potential for Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) System on the Gobi Desert from Economic and Environmental Viewpoints, 12th PVSEC, JEJU,June 11-15 2001
- (21) P.Menna, U.Ciorba, F.Pauli, K.Komoto, K.Kato, J.Song, K.Kurokawa: Analysis of the Impacts of Transferring a Photovoltaic Module Manufacturing Facility, 12th PVSEC, JEJU,June 11-15 2001
- (22) T.Ishikawa, K.Kurokawa, N.Okada, K.Takigawa: EVALUATION OF OPERATION CHARACTERISTICS IN MULTIPLE INTERCONNECTION OF PV SYSTEMS, 12th PVSEC, JEJU,June 11-15 2001
- (23) H.Matsukawa, K.Koshiishi, H.Koizumi, K.Kurokawa, M.Hamada, L.Bo: Dynamic Evaluation of Maximum Power Point Tracking Operation with PV array Simulator, 12th PVSEC, JEJU,June 11-15 2001
- (24) J.Tamura, K.Kurokawa, K.Otani: A study of measuring estimating for in-plane irradiation using minute horizontal Global Irradiation, 12th PVSEC, JEJU,June 11-15 2001
- (25) A.Yamaguchi, K.Kurokawa, T.Uno, M.Takahashi: Reflection and Absorption Characteristics of Electromagnetic Waves for PV Modules, 12th PVSEC, JEJU,June 11-15 2001
- (26) K.Otani, K.Sakuta, T.Tomori, K.Kurokawa: Shading loss analysis of PV systems in urban area, 12th PVSEC, JEJU,June 11-15 2001
- (27) T.Oozeki, T.Izawa, K.Otani, K.Kurokawa: The Evaluation Method of PV Systems, 12th PVSEC, JEJU,June 11-15 2001
- (28) T.Sugiura, T.Yamada, H.Nakamura, M.Umeya, K.Sakuta, K.Kurokawa: Measurements, Analysis and Evaluation of Residential PV Systems by Japanese Monitoring Program, 12th PVSEC, JEJU,June 11-15 2001
- (29) J.Song, K.Kurokawa, P.Menna, K.Kato, N.Enebish, D.Collier, S.C.Shin: International Symposium on “Potential of Very Large Scale Power Generation System on Desert, 12th PVSEC, JEJU,June 11-15 2001
- (30) Y.Nozaaki, K.Akiyama, T.Yachi, H.Kawaguchi, K.Kurokawa: Operating characteristics of an EDLC-battery hybrid stand-alone photovoltaic system, IECE Tans Communications, E84B (7), July 2001
- (31) K.Kurokawa: The state-of-the-art in Photovoltaic, 1st MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001

- (32) K.Otani: Solar Energy Mapping for Eastern Asia by Satellite Images, 1st MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001
- (33) M.Ito, Kazuhiko Kato, Hiroyuki Sugihara, Tetsuo Kichimi, Jinsoo Song, Kosuke Kurokawa: A life-cycle analysis of Very Large Scale Photovoltaic (VLS-PV) System in the Gobi desert, 1st MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001
- (34) A.Amarbayar, K.Kurokawa: Performance analysis of Portable photovoltaic power generation systems based on measured data in Mongolia, 1st MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001
- (35) 黒川：日本における太陽光発電の現状と今後の動向，関電工太陽光発電国際シンポジウム「太陽光発電は地球を救えるか」，品川コクヨホール，2001.9.18
- (36) 黒川：太陽光発電にかける夢，NEDO フォーラム-パネル太陽技術分科会，ホテルニューオータニ，2001.9.20
- (37) K.Otani, K.Sakuta, T.Sugiura, K.Kurokawa: Performance analysis and simulation on 100 Japanese residential grid-connected PV systems based on four years' experience, 17th EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (38) M.Ito, K.Kato, H.Sugihara, T.Kichimi, J.Song, K.Kurokawa: A Preliminary Study on Potential for Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation System (VLS-PV) on the World Desert, 17th EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (39) J.Tamura, K.Kurokawa, K.Otani: Measuring and estimating for In-plane Irradiation, 17th EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (40) A.Yamaguchi, K.Kurokawa, T.Uno, M.Takahashi: A New Added Value of Photovoltaic Module ~Absorption Characteristics of Electromagnetic wave~, 17th EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (41) H.Koizumi, T.Kaito, Y.Noda, K.Kurokawa, M.Hamada, L.Bo: Dynamic Response of Maximum Power Point Tracking Function for Irradiance and Temperature Fluctuation in Commercial PV Inverters, 17th EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (42) 黒川：最近の太陽光発電研究・成果と今後の動向，田友会，学士会館，2001.11.09
- (43) 野田，水野，小泉，黒川：太陽光発電が連系した配電系統のシミュレータの開発，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (44) 山下，小泉，黒川，名島，川崎：PV インバータのデジタル制御，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (45) 登守，大谷，作田，大野，飯田，黒川：都市環境における太陽光発電システムの日陰評価法，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (46) 中村，杉浦，高橋，黒川：複数面設置された住宅用太陽光発電システムの発電量推定について，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (47) アマルバヤル，黒川：モンゴルにおける携帯型発電システム実証研究のデータ解析・システム評価，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (48) 井澤，大関，大谷，都築，黒川：太陽光発電システム計測データの品質診断法，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (49) 大関，井澤，大谷，黒川：太陽光発電システムの計測データを用いた評価方法，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (50) 竹内，金井，黒川：太陽電池単セルによる充電回路，電子情報通信学会電子通信エネルギー技術研究会，信学技報 EE 2001-33(2001-11)
- (51) 黒川：太陽光発電の課題と将来展望，新政策（政策総合研究所），2001.11
- (52) 黒川：太陽光発電技術の現状と将来動向，横浜市工業技術支援センター，2001.12.11

<2002 年>

- (1) 黒川：太陽光発電システムの新展開，光協会成果報告書，2002.3
- (2) 黒川：21 世紀世界の主役「太陽光発電」，JPEA 誌「光発電」，2002.2
- (3) 黒川：私の学生時代，グリーンキャンパス，2002.3
- (4) 黒川：世界へ向けた長期的な産業戦略が望まれる，PVTEC ニュース，2002.3
- (5) 竹内，金井，黒川：太陽電池単セル昇圧回路への MPPT 制御の適用，日本機械学会情報・知能・精密機械部門，東京工業大学，2002.3.26
- (6) 高橋，谷口，大谷，黒川：衛星雲画像の空間周波数を用いた日射量予測法の研究，電気学会全国大会，工学院大学，2002.3.26-29
- (7) 大関，井澤，大谷，中村，高橋，杉浦，黒川：電圧上昇抑制運転状態の実例と SV 法解析結果との比較検討，電気学会全国大会，工学院大学，2002.3.26-29
- (8) Paulo Sergio Pimentel, H. Matsukawa, T. Oozeki, T. Tomori, K. Kurokawa: PV System Integrated Evaluation Software, 29th IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (9) A. Amarbayar, K. Kurokawa: PERFORMANCE ANALYSIS OF PORTABLE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEMS BASED ON MEASURED DATA IN MONGOLIA, 29th IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (10) Y. Noda, T. Mizuno, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa: THE DEVELOPMENT OF A SCALED-DOWN SIMULATOR FOR DISTRIBUTION GRIDS AND ITS APPLICATION FOR VERIFYING INTERFERENCE BEHAVIOR AMONG A NUMBER OF MODULE INTEGRATED CONVERTERS (MIC), 29th IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (11) K. Kurokawa, K. Kato, M. Ito, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara: A COST ANALYSIS OF VERY LARGE SCALE PV (VLS-PV) SYSTEM ON THE WORLD DESERTS, 29th IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (12) A. Amarbayar, K. Kurokawa: PERFORMANCE ANALYSIS OF PORTABLE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEMS BASED ON MEASURED DATA IN MONGOLIA, WREC-7, Warszawa, June 29 - July 5 2002
- (13) 水野，野田，小泉，黒川：商用 PV インバータの単独運転検出要因の推定，電気学会部門大会，福井大学，2002.8.7-9
- (14) 皆藤，五島，川崎，小泉，黒川：デジタルインバータにおける MPPT 制御の検討，電気学会部門大会，福井大学，2002.8.7-9
- (15) 谷口，高橋，大谷，黒川：AC モデルを用いた衛星雲画像による日射量予測の検討，電気学会部門大会，福井大学，2002.8.7-9
- (16) H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, N. Goshima, M. Kawasaki, Y. Yamashita, A. Hashimoto: DEVELOPMENT OF INTERCONNECTING MICRO CONTROLLER FOR PV SYSTEMS IN JAPAN, PV in Europe Conference and Exhibition From PV Technology to Energy Solutions, Rome, October 6-11 2002
- (17) T. Mizuno, T. Ishikawa, Y. Noda, H. Koizumi, K. Kurokawa, Y. Arai, N. Goshima, M. Kawasaki, H. Kobayashi: THE ISLANDING DETECTION ALGORITHM OF A NEW AC MODULE FOR THE GRID CONNECTION IN

- JAPAN, PV in Europe Conference and Exhibition From PV Technology to Energy Solutions, Rome, October 6-11 2002
- (18) 井澤, 大関, 黒川, 大谷, 都筑: 太陽光発電システムの簡易評価, 日本太陽エネルギー学会, 仙台国際センター, 2002.11.7-8
 - (19) 田村, 大谷, 黒川: 多傾斜面日射量の測定と評価に関する研究, 日本太陽エネルギー学会, 仙台国際センター, 2002.11.7-8
 - (20) 伊藤, 加藤, 河本, 杉原, 吉見, 黒川: ゴビ砂漠における大規模太陽光発電システムのライフサイクル評価, 日本太陽エネルギー学会, 仙台国際センター, 2002.11.7-8

<2003 年>

- (1) 伊藤, 加藤, 河本, 杉原, 吉見, 黒川: 世界の砂漠における 100MW 大規模太陽光発電システム(VLS-PV)のライフサイクル評価, 第 19 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 虎ノ門パストラル, 2003.1.30-31
- (2) パウロ, 松川, 大関, 黒川: 太陽光発電システム発電特性の統合評価ソフトウェア (PVI)の住宅用システムによる検証, 電気学会全国大会, 東北学院大学, 2003.3.17-19
- (3) 高橋, 谷口, 黒川, 大谷: 衛星雲画像の空間周波数分析を用いた日射予測, 電気学会全国大会, 東北学院大学, 2003.3.17-19
- (4) 皆藤, 小泉, 黒川, 五島, 川崎: 太陽光発電用インバータ向けデジタル MPPT 法の開発, 電気学会全国大会, 東北学院大学, 2003.3.17-19
- (5) 公楽, 黒川: LED ソーラーシミュレータによる太陽電池新測定法, 電気学会全国大会, 東北学院大学, 2003.3.17-19
- (6) 黒川: アジアにおける PV 技術開発/導入普及の現状と今後の課題, 第 2 回 アジアに於ける PV 技術開発/導入普及の現状と将来展望, 東京国際交流館, PVTEC/JEMA, 2003.2.14
- (7) 黒川: 太陽光発電のトピックス~WCPEC-3 へ向けて, 2003 年春季 50 回応物学会, 神奈川大 2003.3.27-30
- (8) 黒川: わが家の エネルギー・太陽光発電, 国立科学博物館, 2003.3.29
- (9) 黒川: 太陽光発電システムの新展開, 光協会成果報告書, 2003.3.
- (10) K. Kurokawa, editor.: Energy from the Desert, James & James Ltd., May, 2003(単行本)
- (11) ○M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa: An analysis of variation of very large-scale PV (VLS-PV) systems in the world deserts, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (12) ○T. OZEKI, T. IZAWA, H. KOIZUMI, K. OTANI, K. KUROKAWA: An evaluation result of PV system field test program for industry use by means of the SV method, WCPEC-3, Osaka, May 11-18, 2003
- (13) ○H. Matsukawa, Paulo Sergio Pimentel, T. Izawa, S. Ike, H. Koizumi, K. Kurokawa: An Integrated design software for photovoltaic systems, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (14) ○S. Kohraku, K. Kurokawa: New methods for solar cell measurement by LED solar simulator, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (15) ○H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, N. Goshima, M. Kawasaki, Y. Yamashita, A. Hashimoto: Interconnecting micro controller for PV systems in Japan, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (16) ○K. Takeuchi, H. Koizumi, K. Kurokawa: A new type of scaled-down network simulator composed of power electronics, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (17) ○T. Mizuno, Y. Noda, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, H. Kobayashi: The experimental results of islanding detection method for Japanese AC modules, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (18) Batsukh, D. Ochirvaani, Ch. Lkhagvajav, N. Enebish, Ts. Baatarchuluun, K. Otani, Koichi Sakuta, A. Amarbayar, K. Kurokawa: Evaluation of solar energy potentials in Gobi desert area of Mongolia, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (19) Junsetsu Tamura, Hiroyuki Nakamura, Yoshinori Inoue, Kenji Otani, Kosuke Kurokawa: A new method of calculating in-plane irradiation by one-minute local solar irradiance, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (20) ○A. Adiyabat, K. Kurokawa: An Optimal design and use of solar home system in Mongolia, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (21) ○N. Okada, H. Kobayashi, K. Takigawa, M. Ichikawa, K. Kurokawa: Loop power flow control and voltage characteristics of distribution system for distributed generation including PV system, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (22) ○N. Okada, T. Nanahara, K. Kurokawa: Estimation of distribution system load characteristics with time series data of PV system output, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (23) Namjil Enebish, M. Battushig, M. Altanbagana, K. Otani, K. Sakuta, A. Adiyabat, K. Kurokawa: Performance monitoring of PV modules for VLS-PV systems in Gobi desert of Mongolia, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (24) ○K. Sakakibara M. Ito, K. Kurokawa: A resource analysis on solar photovoltaic generation by a remote sensing approach., WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (25) 黒川: 太陽光発電システムの普及とその可能性, 太陽光発電所ネットワーク設立記念シンポジウム, 国連大学会議場, 2003.5.24
- (26) 黒川: シンポジウム 20 年の歩み, 第 20 回太陽光発電システムシンポジウム, 2003.7.1-3
- (27) 黒川: 太陽光発電システムの研究開発の方向性, 第 20 回太陽光発電システムシンポジウム, 2003.7.1-3
- (28) ○松川, 山田, 塩谷, 黒川: 多面アレイ構造太陽光発電システムに対応したシミュレーション・ツールの開発, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 東京電機大学, 2003.8.6-8
- (29) ○嶋田, 黒川, 吉岡: 蓄電池あり系統連系太陽光発電システム, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 東京電機大学, 2003.8.6-8
- (30) ○市川, 岡田, 黒川: 系統故障時における BTB 式ループコントローラの特長解析, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 東京電機大学, 2003.8.6-8
- (31) ○井上, 黒川, 三宅, 中村, 加藤: デュアルセンサ型日射計の開発, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 東京電機大学, 2003.8.6-8
- (32) ○M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara, K. Kurokawa: An analysis of very Large-scale tracking PV (VLS-PV) systems in the world deserts, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (33) A. Adiyabat, K. Kurokawa: An optimal design and use of solar home system in Mongolia, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (34) K. Kurokawa: The State-of-art in Photovoltaic Research and Development, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (35) K. Komoto, K. Kato, K. Kurokawa: Scenario Study on Very Large Scale Photovoltaic (VLS-PV) Power Generation System for the Sustainable Growth, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (36) K. Kato, K. Otani, K. Komoto, M. Ito, K. Kurokawa, J. Song, D. Faiman, Peter van der Fleuten, L. Verhoef, D.

- Collier and N. Enebish: Study on Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation System on Deserts Extended Activity of IEA/PVPS Task 8 from 2003 to 2005 -,2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (37) K. Kato, K. Otani, K. Komoto, M. Ito and K. Kurokawa: Cost estimation of Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation System on World Deserts, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (38) M.Battushig, N.Enebish, M.Altanbagana, Ch.Lkhagvajav, K. Otani, K. Sakuta, K. Kurokawa, A.Amarbayar: Performance monitoring of PV modules for VLS-PV systems in Gobi desert of Mongolia, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (39) A. Adiyabat, K. Kurokawa: Techno-economics analysis of PV /Wind/ Diesel Hybrid systems in Villages of Mongolia, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (40) K. Kurokawa: Very Large-Scale PV (VLS-PV) System: Its background and concept, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (41) ○T. Shimada, K. Kurokawa, T. Yoshioka : Grid-connected Photovoltaic System with Battery, STORE, Aix en Provence, 2003.10.20-21
- (42) ○M. Ito, T. Nishimura, K. Kurokawa: A Preliminary Study on Utilization of Desert with Agricultural Development and Photovoltaic Technology - Potential of Very Large-scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) systems -,Desert Technology 7, 2003.11.9-14
- (43) K. Kato, K. Otani, K. Komoto, M. Ito, K. Kurokawa, J. Song, D. Faiman, Peter van der Fleuten, L. Verhoef, P.Menna, D. Collier, N. Enebish: 'Energy from the Desert' - Feasibility Study on Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation System on Desert Areas -, Desert Technology 7, 2003.11.9-14
- (44) ○K. Sakakibara, M. Ito, K. Kurokawa: A Resource Analysis on Solar Photovoltaic Generation System on the Gobi Desert by a Remote Sensing Approach, Desert Technology 7, 2003.11.9-14
- (45) K. Kurokawa: Considerations on technological standardization in solar photovoltaics, 1st Renewable Energy Forum in North-East Asia, Nov. 10-11, 2003
- (46) ○大関, 小泉, 黒川, 大谷 : 蓄電池付き太陽光発電システムの評価方法の開発, 日本太陽エネルギー学会, 足利工業大学, 2003.11.6-7.
- (47) ○公榮, 黒川 : 離散光波長型LEDソーラーシミュレータの原理実験, 日本太陽エネルギー学会, 足利工業大学, 2003.11.6-7.
- (48) ○竹内, 小泉, 黒川 : 超縮小規模配電システムを用いたPVインバータ試験装置の基本原理解, 日本太陽エネルギー学会, 足利工業大学, 2003.11.6-7.
- (49) 黒川 : 市民のエネルギー・太陽光発電システム, 小金井市民講座, 2003.11.15.
- (50) 黒川 : 100年先から見てみよう-新エネルギー・物質代謝と生存科学の構築, 産総研 LCA 研究センター : 地域施策への LCA の新たな展開, 2003.11.21.
- (51) 黒川 : 21世紀を担うエネルギー・太陽光発電, 月刊オプトロニクス 2004年1月号, 2004.1

<2004年>

- (1) ○松川, 山田, 塩谷, 黒川 : 多面アレイ構造太陽光発電システムに対応したシミュレーション・ツールの開発, 電気学会論文誌 B, 2004
- (2) ○M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara, K. Kurokawa: An Analysis of Very Large-Scale PV (VLS-PV) Systems Using Amorphous Silicon Solar Cells in the Gobi Desert, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (3) ○K. Sakakibara, M. Ito, K. Kurokawa: A Resource Analysis on Solar Photovoltaic Generation System in the Gobi Desert by a Remote Sensing Approach, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (4) ○T. Oozeki, T. Izawa, H. Koizumi, K. Otani, K. Tsuzuku, T. Koike, K. Kurokawa: A Performance Evaluation by Only One Monitoring Data Item for Citizens' PV House Project, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (5) ○K. Takeuchi, T. Kaito, T. Mizuno, T. Oozeki, H. Koizumi and K. Kurokawa: Development of Ultra-Small-Scaled-Down Network Simulator for Testing PV Inverter Functions, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (6) ○H. Tada, K. Kurokawa, T. Uno, M.Takahashi, S. Yatabe: Reflection and Absorption Characteristics of Electromagnetic Waves by PV Modules, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (7) ○S. Kohraku, K. Kurokawa: A fundamental experiment for discrete-wavelength LED solar simulator, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (8) ○N. Okada, M. Ichikawa, K. Kurokawa: Experiment and Evaluation of Loop Power Flow Control for Distribution System Adaptable to a Large Number of Distributed PV Systems, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (9) ○N. Kawasaki, T. Oozeki, K. Otani, K. Kurokawa: An Evaluation Method of the Fluctuation Characteristics of Photovoltaic Systems by Using Frequency Analysis, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (10) ○A. Adiyabat, K. Kurokawa: Photovoltaic Systems for Village Electrification in Mongolia: Techno-Economic Analysis of Hybrid System in Rural Community Centers, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (11) ○T. Kaito, H. Koizumi, N. Goshima, M.Kawasaki, K. Kurokawa: Development of MPPT Algorithm for a Digital Controlled PV Inverter, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (12) ○H. Matsukawa, H. Koizumi, K. Kurokawa: A Thermal Analysis for Photovoltaic Systems at Short Time Interval, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (13) K. Kurokawa: Recent Advances in Solar PV System Engineering, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (14) G. Yu, K. S. Lee, Y.S. Jung, J. So, J.H. Choi, K. Kim, K. Kurokawa: PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (15) K. Kurokawa: The state-of-art of photovoltaics in Asia, 3rd PVTEC Asia Seminar, Kasumigaseki Bldg. Feb. 9, 2004.
- (16) ○黒川 : PV開発の方向性, JPEA 誌「光発電」, No.27, 2004.3.
- (17) ○池, 黒川 : 写真測量法による太陽光発電システムの日射障害物の推定, 電気学会全国大会, 青山学院大学, 2004.3.17-3.19
- (18) ○井上, 黒川, 三宅, 中村, 加藤 : デュアルセンサ型日射計の開発, 電気学会全国大会, 青山学院大学, 2004.3.17-3.19
- (19) ○黒川 : 太陽光発電システムの新展開, 光協会成果報告書, 2004.2.修正

○ : 主要論文別刷りに掲載

東京農工大学 工学部

電気電子工学科

黒川浩助 研究室

主要論文別刷り[2003年～2004年]

AN ANALYSIS OF VARIATION OF VERY LARGE-SCALE PV (VLS-PV) SYSTEMS IN THE WORLD DESERTS

Masakazu Ito¹, Kazuhiko Kato², Keiichi Komoto³, Tetsuo Kichimi⁴, Hiroyuki Sugihara⁵, Kosuke Kurokawa¹

¹ Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan

² National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST),

3-1-1 Higashi-Ikebukuro, Toshima-ku, Tokyo, 170-6028, Japan

³ Fuji Research Institute Corp. (FRIC), 2-3 Nishiki-cho, Kanda, Chiyoda-ku, Tokyo, Japan

⁴ Resources Total System (RTS), Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo, 104-0033, Japan

⁵ Kandenko Co. Ltd., Chiyoda-machi, Niihari, Ibaraki, 315-0052, Japan

ABSTRACT

When you consider the future of our planet, energy problem and environmental problem will appear. The authors propose its solution, which is utilization of deserts for power plant by PV technology. 100 MW VLS-PV systems which are fixed flat plate system in the world deserts and sun-tracking system in the Gobi desert are assumed and evaluated in detail by using Life Cycle Assessment. It means that the VLS-PV systems are evaluated in terms of its input and output from cradle to grave.

As a result, 5.4 Cent/kWh cost, 1.6 years energy payback time, and 12 g-C/kWh CO₂ emission rate for Sun tracking system are obtained in the Gobi desert case. Of cause, fixed flat plate systems get the low cost and low energy requirement. The Very Large-Scale sun tracking Photovoltaic power generation system is very promising for the energy resource saving and environmental issue..

1. INTRODUCTION

1.1 Background

Fortunately, PV system needs are expanding. Unfortunately, its reasons in large part are world problems. Nowadays, world energy demand has been rapidly expanding due to the world economic growth and population increase, especially in developing countries. According to IEA's outlook, total CO₂ emissions and total primary energy supply in the world will be twice as 2000.

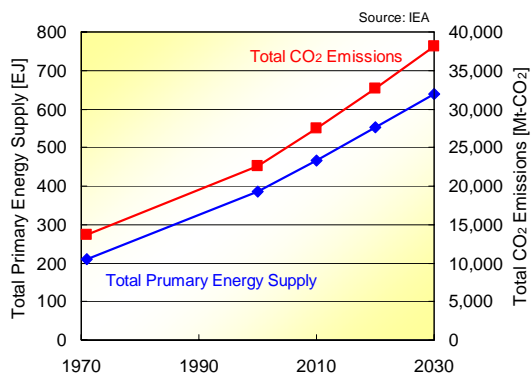


Fig. 1 World primary energy supply and CO₂ emissions^[1]

Figure 1 shows it in detail. If world energy demands continue to increase, the primary energy will dry up in this century. In addition, too much energy consumption causes a variety of serious environmental problem such as global warming, acid rain and so on. But, renewable energies are expected to resolve both the energy problem and the environmental problem. Photovoltaic power generation system is one of promising renewables. Because it need no fuel, no maintenance and no emission when it's generating. On the other hand, the solar energy have a weak point, which is its low density by nature. So, to generate large power such as nuclear power plant, a PV power plant must be very large scale system. It cause cost increase. Although, unutilized desert has a large potential, and resolve these problems.

1.2 Desert Potential

High irradiation and very large unutilized land areas are in world deserts. For example, even the Gobi desert that locates on high latitude has higher irradiation (4.7kWh/m²/d) than Tokyo (3.5kWh/m²/d). Furthermore, the Sahara desert has more irradiation as 7.4kWh/m²/d. Theoretically, PV systems installed in the Gobi desert with 50% space factor, has potential to generate energy as much as the recent world energy supply (384 EJ in 2000).

Table 1 Global irradiation in the world deserts^[2]

| Major deserts | Global irradiation [kWh/m ² /year] |
|-------------------------|---|
| Sahara (Mauritania) | 7.36 |
| Negev (Israel) | 5.31 |
| Thar (India) | 5.96 |
| Sonoran (Mexico) | 5.47 |
| Great Sandy (Australia) | 8.92 |
| Gobi (China) | 4.67 |
| Tokyo (Japan) | 3.47 |

1.3 Kinds of Desert

When you image a desert, your picture may be sand desert. But a desert is not only sand desert, but also rock desert, gravel desert and so on. Sand desert is one fifth of total desert area. Even in the biggest Sahara desert, sand desert is one third of total area. Table 2 shows brief of deserts. Gravel desert is the best area to install Very large-scale PV systems, because lowest sand dune and sand storm cause minimum damage. Therefore the authors have been investigating very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems in deserts.

Table 2 Kinds of deserts

| | |
|---------------|--|
| Rock desert | Low animals, low grass, a few pines grow in a little water area |
| Gravel desert | Consist of small rocks, a few plants exist |
| Dirt desert | A grain is very small, rainwater don't seep into the ground, be sometime dubbed yellow ocher |
| Sand desert | Sand dune change wind and become larger, and tuck plans |
| Salt desert | Too much irrigation cause salt injury. |

2. OBJECTIVE

The purpose of this study is to evaluate the VLS-PV systems in world deserts, and to investigate feasibility of the system such as fixed flat plate system, tracking system and so on from economic and environmental view points. As indices taken up for the evaluation, cost, energy requirement, CO₂ emission of large-scale installing, toughness on hard desert condition, elucidated effect on climate and local, etc. are enumerated, and the possibility of solution to world energy and environmental problems is discussed.

This paper presents feasibilities of fixed flat plate and tracking PV systems from analysis of cost, CO₂ emissions and energy requirement.

3. METHODOLOGY OF EVALUATION

3.1 Life-Cycle Assessment

A methodology of "Life-Cycle Assessment (LCA)" is the best way to evaluate the potential of VLS-PV systems in detail, because, a purpose of this methodology is to evaluate its input and output from cradle to grave. In this study, generation cost, energy payback time (EPT) and CO₂ emission rate of the VLS-PV system are calculated with this method. They are defined by following equations.

$$\text{EPT [year]} = \frac{\text{Total primary energy requirement throughout its lifecycle [kWh]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}}$$

$$\text{CO}_2 \text{ emission rate [g-C/kWh]} = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emission on life-cycle [g-C]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]} \times \text{Lifetime [year]}}$$

$$\text{Generation Cost [cent/kWh]} = \frac{\text{Annual expense of the PV system [cent/year]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}}$$

EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. CO₂ emission rate is a useful index to know how much the PV system is effective for the global warming.

3.2 Case Studies

This study is divided into detailed case studies and

economic case studies. One is a fixed flat plate and a one axis tracking PV system simulations from economic and environmental view points by using three indices in the Gobi desert. Other is a fixed flat plate PV system simulation from economic view point by cost evaluation in the world deserts which are Sahara, Negev, Thar, Sonoran, Great Sandy and .Gobi desert. Table 3 is a list of these case studies and Fig. 2 shows assumed deserts in the world.

Table 3 Case studies list

| | Detailed study | Economic study |
|-----------------|--|--|
| Array type | Fixed flat plate, one axis tracking | Fixed flat plate |
| Evaluation type | Economic, environment | Economic |
| Index | Cost, EPT, CO ₂ emission rate | Cost |
| Desert area | Gobi (China) | Sahara, Negev, Thar, Sonoran, Gobi Great Sandy |

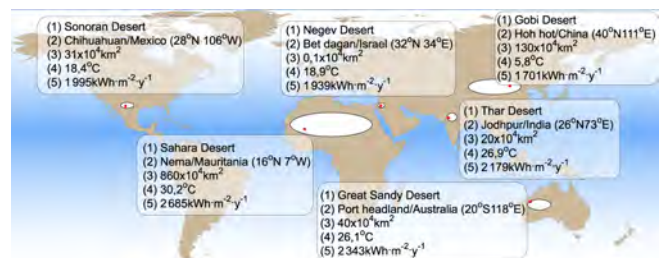
4. SYSTEM PLANNING

All parts of a 100MW VLS-PV system are designed based on concept of LCA. The designing assumptions are explained as follows.

4.1 Installation Area

Six deserts which are Sahara, Negev, Thar, Sonoran, Great Sandy and Gobi are elected for installing VLS-PV system. A desert area is suitable for PV system in view of irradiation and land area. Gravel desert is elected for installing the system. Because it consists of small rocks, and it is more flat and firm than sand or rock desert. Sand problems such as sand storm are seemed to be small.

Both irradiation and ambient temperature data referred from World Irradiation Data Book^[2] used for system designs, as shown in Table 4. If the installation sites have no direct and diffuse irradiation data, which are estimated from grovel irradiation data by using Liu-Jordan model^[3]. In-plain irradiation data is calculated by using r_b model, Hey model^[4] and isotropic model^[5]. Irradiation of tracking system is obtained to calculate a method which is referred to JSES^[5], and is changed a part of above method.

**Fig. 2** World deserts used in this case study

(1) Desert, (2) reference point, (3) Dimension, (4) Annual average ambient temperature, (5) Annual horizontal global irradiation

Table 4 Geographic information for world deserts

| Desert | Sahara | Negev | Thar | Sonoran | Great Sandy | Gobi | |
|---------------------------------|--------------------|-------------------------|------------------------|----------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| Location | Nema (16°N 7°W) | Bet dagan (32°N 34°) | Jodhpur (26°N 73°E) | Chihuahuan (28°N 106°W) | Port headland (20°S 118°E) | Hoh hot (40°N 111°E) | |
| Performance ratio (PR) | 0.69 | 0.73 | 0.70 | 0.73 | 0.70 | 0.78 | |
| Ambient temperature [°C] | 30.2 | 18.9 | 26.9 | 18.4 | 26.1 | 5.8 | |
| In-plane irradiation | Tilt angle=10° | 2,756 | 2,062 | 2,314 | 2,106 | 2,431 | 1,854 |
| | Tilt angle=20° | 2,774 | 2,128 | 2,394 | 2,175 | 2,464 | 1,964 |
| | Tilt angle=30° | 2,716 | 2,139 | 2,420 | 2,190 | 2,435 | 2,026 |
| | Tilt angle=40° | 2,559 | 2,099 | 2,387 | 2,143 | 2,347 | 2,037 |
| Irradiation on one axis tracker | | | | | | 2,579 | [kWh/m ² /yr.] |

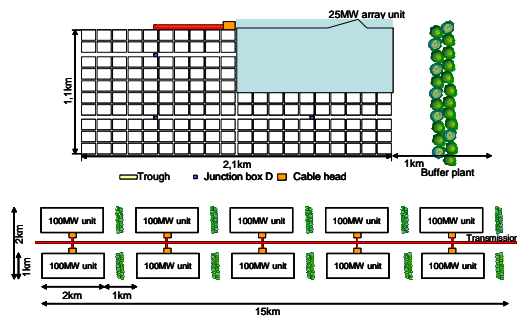


Fig. 3 Concept of 1GW PV array layout

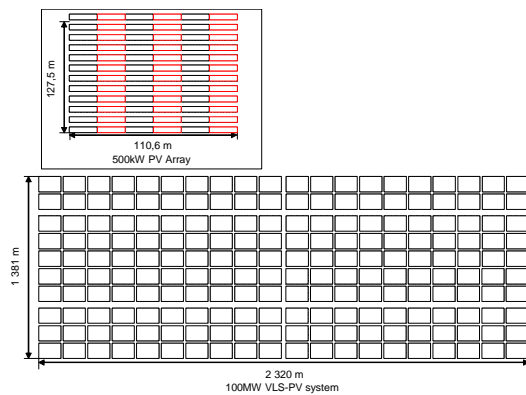


Fig. 4 Array layout for tracking system

4.2 System Assumptions

A target of this study is sustainable development with one GW VLS-PV system as shown in Fig 3. Both fixed flat plate and one axis tracking VLS-PV systems are designed based on the following assumptions.

- 1) Total capacity is about 100MW, which consists of four sets of 25MW unit field. A 25MW unit consists of 50 sets of 500kW unit system. A 500kW unit system has 4200 or 3888 PV modules. The total PV modules in 100MW system are 840,000 pieces for fixed flat plate system, and 777,600 pieces for tracking system. Layouts for tracking system are shown in Fig. 4.
- 2) South-faced fixed flat array structure, one axis E-W tracking array structure and foundation are designed. Wind pressure and earthquake are also taken into

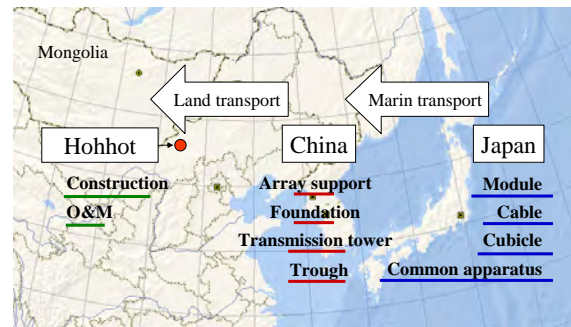


Fig. 5 Image of transportation (China case)

account.

- 3) Polycrystalline silicon PV module with 12.8% efficiency is employed. It is referred to Kyocera 120S.
- 4) System performance ratio is assumed considering operating temperature, degradation, load matching factor, efficiency factor, inverter officiating and so on, as shown in Table 4.
- 5) The system lifetime assumed to be 30 years.
- 6) Module and inverter price, and array tilt angle are given as valuable parameters. The four levels of module price are assumed as 1, 2, 3, 4 US\$/W. Inverter unit price of 500kW is also set to 0.136, 0.159, 0.181, 0.204 million US\$ for each module price. Interest rate is 3% (typical), 2% (supposing soft loan), and 6% (from ordinary financial institution). This paper show the results based on 3% interest rate.
- 7) Land preparation is considered.

4.3 Transport

Array support and foundation are produced in the country where the VLS-PV system is installed, and other system components such as modules, cables and inverters are manufactured in advanced country, Japan, USA or Australia. All the components are transported to the installation site by marine and land transport as shown in Fig. 5.

4.4 Operation and Maintenance

- 1) The method of operation and maintenance are calculated in view of experience of real PV system model, PV-USA project [6].

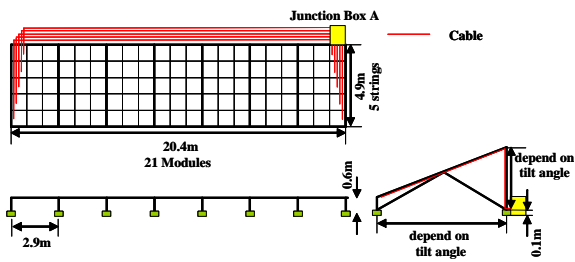


Fig. 6 Basic array structure of fixed flat plate PV system

- 2) Three shifts of three operator team work in 100MW PV station. One team works in maintenance, and the other teams operate for alternation.
- 3) Concerning labor cost, different labor requirement for system construction was estimated by considering local conditions of each country, and unit labor cost was referred from ILO statistics [7] etc. Furthermore a supervisory charge is added to the cost for the installation of certain apparatus.
- 4) Decommission stage is not included in this study stage now.

5. DESIGNING VLS-PV SYSTEMS

The authors assumed and designed the VLS-PV systems which are fixed flat plate and sun-tracking system in the major deserts in detail. These case studies show characteristics of systems, and they show the best performance system configuration.

5.1 Fixed Flat Plate System

The very large scale fixed flat plate PV systems as shown in Fig. 6 are evaluated in previous papers [8][9]. They show that the VLS-PV system is very promising for economic and environmental view points. In this paper, the very large scale sun-tracking PV systems are assumed, evaluated and compare these systems.

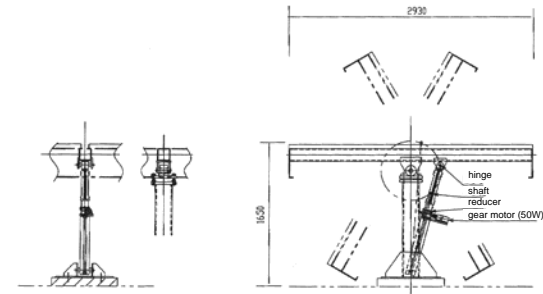
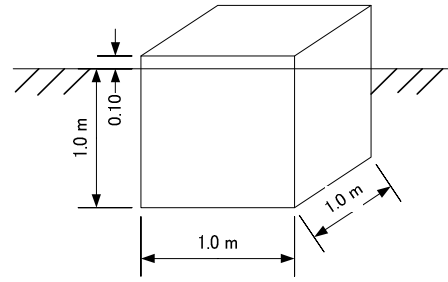
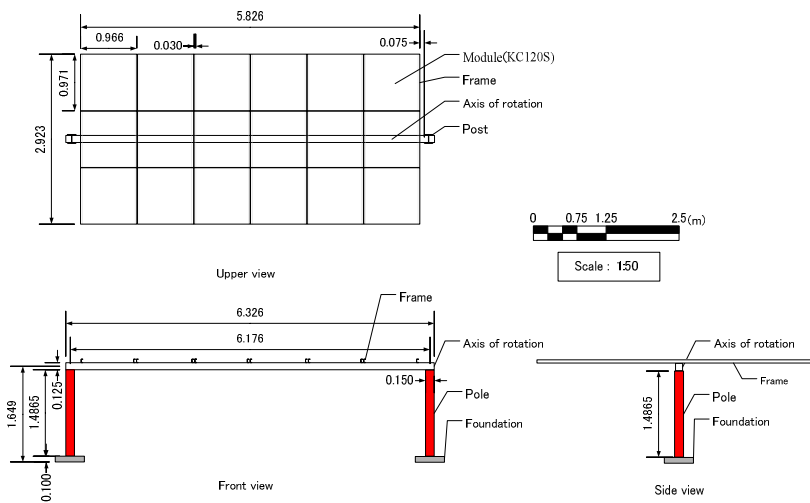


Fig. 9 Tracking design

5.2 One Axis Sun Tracking Design

The simplest one axis sun tracking PV systems consists of PV module mounted on horizontal axis that rotate from east to west in synchronization with the sun's position in the sky.

5.2.1 Array support structure and foundation

Fig. 7 shows the basic structure of array support. Foundation height over the ground is 0.1 m and lower height of array support is 0.2 m from the ground. It is assumed that array support is made of zinc-plated stainless steel (SS 400), and thickness of several types of steel material are chosen according to stress analysis assuming that the wind velocity is 42m/s (based upon the Design standard of structure steel [10] by the Japanese Society of Architecture).

A cubicle foundation made of concrete as in Fig. 8 was used. Its rectangular solid is 1.0 m each considering the design standard of support structure for power transmission by the Institute of Electrical Engineering in Japan. Material composition of the concrete is determined in order to obtain 240 kg/cm² of concrete strength; 347 kg/m³, 603 kg/m³ sand, 11,180 kg/m³ gravel and 170 l/m³ water.

5.2.2 Tracking system

Worm gear pair is assumed to follow the sun as shown Fig. 9, because required energy to move it is lower than

typical system which move axis of rotation directly. In addition, this structure with worm gear pair is stabilized.

5.2.2 Wiring

The shorter and simple wiring is designed in order to prevent miss wiring. The current capacity of cable is selected to make voltage drop less than 4 %. It is determined from Japan Industrial Standards-JIS.

5.2.3 Transmission

Electric transmission system is assumed 100 km, 2 channels and 110 kV. It consists of steel towers, foundations, cables and ground wires. They are considered wind velocity 42m/s. After calculations, cables and ground wires are decided TACSR 410 sq and AC 70 sq, 22.0 ton steel towers and 22.1 m³ foundations are required 334 towers with foundations for 100 km transmission.

6. EVALUATION RESULTS

By using the results of the system design and operation and maintenance, a life-cycle of the sun tracking 100MW VLS-PV systems in the world deserts are evaluated in terms of life-cycle cost, energy and CO₂ emission.

6.1 System Component

The 100MW sun tracking VLS-PV systems on the Gobi deserts are designed on the basis of the above assumptions. This system required 3.6 km² land area which is larger than fixed flat plate system. Array support requirement ranged 11 thousand ton steel, and foundation needed 105 thousand ton concrete. Land requirement is considered due to spacing between PV arrays.

6.2 Cost Estimation

In this study, both investment cost and O&M cost of 100MW PV system for each installation site were estimated to obtain generation cost of the PV system. Total investment cost includes labor cost for system construction as well as system component cost. But worm gear price is not considered. Fig.10 represents example of the annual cost in Gobi desert for deferent PV module prices by each cost component. Even though 1.0 USD/W PV module is assumed, it is first majority of the total

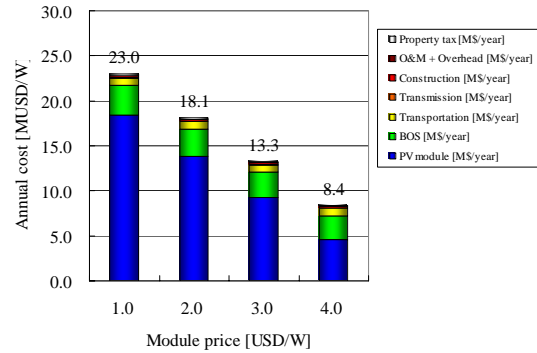


Fig. 10 Annual cost for a 100 MW tracking VLS-PV system

investment cost. A majority of construction cost is labor cost, which had big difference between countries. For example about one third of the total investment cost is construction even at 1.0 USD/W in Great Sandy. On the other hand, the least investment cost was estimated at both Sahara and Gobi mainly due to low labor cost. It was no more than 2% of the total at 1.0 USD/W.

The generation cost of fixed flat plate and sun tracking VLS-PV system for different tilt angles and different PV module prices are assumed 30 years lifetime and 3% of annual interest rate in the world deserts. Annual power generation and generation cost are given in Table 5. Optimal array tilt angle depended on both annual cost and annual power generation. The most annual power generation is the case of Sahara because of its most irradiation. The least generation cost of the Gobi case is obtained at 30°-tilt angle because of its high latitude. But in case of tracking system, annual power generation in Gobi desert is same as Sahara desert case. And other systems installed on middle latitude deserts such as Sahara, Negev, Thar, Sonora and Great sandy give the lowest generation cost at 20° array tilt angle, which are different from that for the most annual power generation. In the Gobi desert tracking system case, though the generation cost with 4.0 USD/W module price corresponded to 15 cent/kWh, it was reduced to about 6 cent/kWh with 1.0 USD/W module price.

Table 5 Annual power generation and Generation cost for 100 MW fixed flat plate and sun tracking PV system

| | | Unit | Sahara (Mauritania) | Negev (Middle-east) | Thar (India) | Sonora (Mexico) | Great Sandy (Australia) | Gobi (China) | Gobi (China) |
|---|--------------------|----------|------------------------|------------------------|-----------------|--------------------|----------------------------|-----------------|-----------------|
| Fixed flat plate system | | | | | | | | | |
| Annual power generation | Tilt angle= | | | | | | | | |
| | 10° | GWh/yr. | 193 | 153 | 165 | 157 | 174 | 147 | |
| | 20° | GWh/yr. | 194 | 158 | 171 | 162 | 176 | 156 | 190 |
| | 30° | GWh/yr. | 190 | 159 | 172 | 163 | 174 | 161 | |
| | 40° | GWh/yr. | 179 | 156 | 170 | 160 | 168 | 162 | |
| Generation cost (at optimum tilt angle) | Module price=1\$/W | Cent/kWh | 5.2 | 8.4 | 6.4 | 6.5 | 8.4 | 6.2 | 5.2 |
| | 2\$/W | Cent/kWh | 8.4 | 12.3 | 10.0 | 10.3 | 11.9 | 10.0 | 8.3 |
| | 3\$/W | Cent/kWh | 11.5 | 16.1 | 13.6 | 14.1 | 15.4 | 13.8 | 11.4 |
| | 4\$/W | Cent/kWh | 14.7 | 20.0 | 17.2 | 17.9 | 18.8 | 17.6 | 14.5 |
| Tracking | | | | | | | | | |

6.3 Energy and CO₂ Emission Analysis on Gobi desert

Table 6 represents the results of total primary energy requirements and Energy Payback Time (EPT). EPT is estimated assuming electricity from the PV system would replace utility power in China where recent conversion efficiency is around 33%.

Required energy for tracking systems with worm gear is included. Transportation also uses a certain amount of energy. Nevertheless, the EPT is still a low level. This suggests that the total energy requirement for introduction of a 100MW PV system to the Gobi desert in China can be recovered in less than two years.

Table 6 is also results of life-cycle CO₂ emissions and life-cycle CO₂ emission rate of the tracking 100MW PV system, assuming a 30-year operation period. Discussion of these results is the same as the total primary energy requirement and the EPT. Considering CO₂ emission rate of existing coal-fired power plants, about three hundred g-C/kWh, the life-cycle CO₂ emission rate of a 100MW tracking PV system is much lower.

Table 6 Energy requirement and CO₂ emissions for 100MW sun tracking PV system

| | Energy requirement | | CO ₂ emission | |
|------------------------------|--------------------|---------------|--------------------------|----------------|
| | Fixed (30°) [GJ] | Tracking [GJ] | Fixed (30°) [t-C] | Tracking [t-C] |
| Total | 3300 | 3400 | 61600 | 64600 |
| PV module | 1700 | 1500 | 26100 | 24200 |
| Array support (and tracking) | 900 | 1000 | 22800 | 25276 |
| Foundation and trough | 160 | 160 | 4000 | 3900 |
| Cable | 30 | 40 | 500 | 600 |
| Transportation | 300 | 270 | 5200 | 5000 |
| Transmission | 200 | 180 | 2300 | 2300 |
| Other | 20 | 20 | 500 | 500 |
| Value | 1.8 [yr.] | 1.6 [yr.] | 12.8 [g-C/kWh] | 11.7 [g-C/kWh] |

7 CONCLUSION

A 100MW Very Large-Scale sun tracking power generation system installed in the Gobi desert and fixed flat plate system in the world desert is designed and its potential is evaluated from an economic and environmental viewpoint. Assuming 1.0 USD/W of PV module price and 3% of annual interest rate, generation cost of the VLS sun tracking PV system is estimated 5.2 ¢/kWh in Gobi desert.

Fig.11 that is a summary of generation cost of VLS-PV in the deserts suggests that the VLS-PV system is economically feasible for all the sites if the module price reduces to 2.0 USD/W or 1.0 USD/W. In addition, these large-scale projects make a lot of employments. One of case study needs 1500 labors in every year to construct it. This employment may look forward economic development in the area. Therefore VLS-PV systems in desert areas will be economically feasible in the near future.

The feasibility of very large-scale tracking system

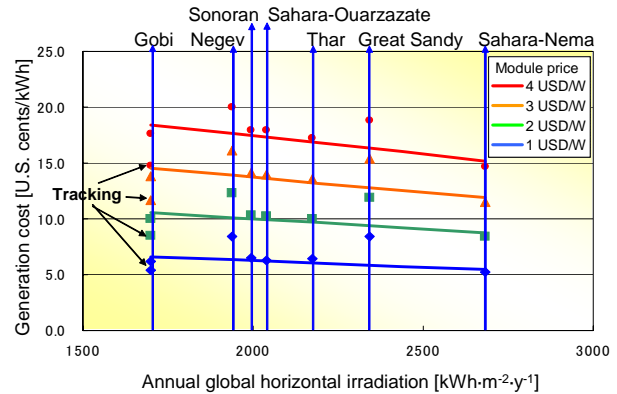


Fig. 11 Best estimates of generation cost for each the deserts as a function of annual global horizontal irradiation

installed in the Gobi desert in China is evaluated in depth from a life-cycle viewpoint by using three indices, i.e., life-cycle cost; energy payback time (EPT) and life-cycle CO₂ emissions. This study suggests that the total energy requirement throughout the life-cycle of the PV system considering production and transportation of system components, system construction, operation and maintenance can be recovered in a short period much less than its lifetime. Therefore VLS-PV system is useful for energy resource saving. The much lower CO₂ emission rate of VLS-PV than that of existing coal-fired power plants means that it is a very effective energy technology for preventing global warming. The same conclusion must be given for the other desert areas.

REFERENCES

- [1] IEA, *World Energy Outlook 2002* (2002)
- [2] Japan Weather Association, *World Irradiation Data Book, FY1991 NEDO Contract Report*
- [3] B. Y. Liu and R. C. Jordan, The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation, *Solar Energy*, 4-3 (1960), 1-19
- [4] J. E. Hay, A Study of Shortwave Radiation on Non – horizontal Surfaces. *Report No. 79-12, Atmospheric Environment Service, Downsview, Ontario* (1979), 140pp
- [5] Japan Solar Energy Society, *Japan Solar Energy Utilization Handbook (2000)*, 26pp
- [6] C.Jennings, A.B.Reyes & K.P.O', Brien PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, *WCPEC-1, Dec, 5-9, 1994, Hawaii*.
- [7] ILO, *Year Book of Labour Statistics 1999*
- [8] K. Kurokawa, K. Kato, M. Ito, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara, A Cost Analysis of Very Large Scale PV (VLS-PV) System on the World Deserts, *Proceedings of 29th IEEE PV Specialists Conference* (2002), 1672pp
- [9] M. Ito, K. Kato, H. Sugihara, T. Kichimi, J. Song, K. Kurokawa, A preliminary study on potential for very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system in the Gobi desert from economic and environmental viewpoints, *Solar Energy Materials & Solar Cells* 75 (2003) 507-517pp
- [10] Design Standard on Structures for Transmissions, *JEC-127, Standards of The Japanese Electrotechnical Committee*

AN EVALUATION RESULT OF PV SYSTEM FIELD TEST PROGRAM FOR INDUSTRY USE BY MEANS OF THE SV METHOD

Takashi OOZEKI¹, Toshiyasu IZAWA¹, Hiroataka KOIZUMI¹,
Kenji OTANI², and Kosuke KUROKAWA¹

1. Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)

2. National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST)

Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

E-mail: oozeeki@cc.tuat.ac.jp (Takashi OOZEKI), kurochan@cc.tuat.ac.jp (Kosuke KUROKAWA)

ABSTRACT

The authors have been developing an evaluation method, the Sophisticated Verification method (the SV method), for analyzing monitored data, which are observed at PV systems in Field Test sites. This paper is aimed at grasping the standard of a performance and a characteristic for PV systems due to the result evaluated monitored data, "PV system field test program for industry use", by the SV method, and which is compared with examples of field investigation reported by Resources Total System co., Ltd.

1. Introduction

In Japan, new energy sub committee under Agency for Natural Resources and Energy, Ministry of Economy Trade and Industry (METI), formulated the goal to be established the total of photovoltaic systems - 48,200,000 kWp in 2010. Consequently, photovoltaic systems intend to be a main generation of renewable energy, and a large number of PV systems installed in Japan has been the top of the world. Technologies of the PV system, in contract, are considered to be still scant and are deemed necessary to improve more in tandem with penetration of PV. Especially technologies for reliability of operation seem to be the most important because somewhat troubles or effect have been informed from existing PV systems such as a system rate issue, maintenances, and system failures

For the reliability demonstration of PV systems, Field Test project (FT) has become operative since New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) commenced the 1st stage of it that promote to install PV systems for public buildings at FY1992. Although this stage was completed supporting the introduction at FY 1997, the 2nd stage of the project, "PV system FT Project for industrial use", commenced again at FY 1998.

2. Object

Even though they are known as the maintenance free generation, PV systems have to be monitored and evaluated their output energy since certain troubles have been reported that PV systems could not generate energy as much as they are expected; for instance, effect shading around buildings and trees, problem the failure of system rating, the repression of

output energy by over voltage control, and the failure of construction, and so on. Moreover, the output energy is more important than PV system rate if environmental issue is focused. As of now, output energy from PV systems is not clear due to that it is difficult to characterize actual performance of PV systems. As a result, an evaluation method for PV systems seems to be necessary because evaluations is useful and helpful for the management of PV systems operation as well as output energy.

The authors have been developing an original evaluation method, the SV method, for analyzing monitored data, which are observed at PV systems in Field Test sites [1][2]. The latest version of the SV method can identify eight kinds of losses in PV systems. The evaluation result affords to determine characteristics of PV and applies to be management technique for operation of PV systems [2].

This paper is aimed at grasping the standard of a performance and a characteristic for PV systems due to the evaluation result of monitoring data in the 2nd FT project, and the result is compared with examples of field investigation reported by Resources Total System co., Ltd (RTS) [3] so that this method can be as management technique for reliability of PV system operating.

2. Field Test program in Japan

Since FY 1992 NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) has supported the installation of 186 sites, which are 187 systems – one of them has two systems – and the total capacity of 4,900 kWp, as of FY 1997 under the scheme for the 1st stage of FT project, "PV system FT Program for Public facilities". Although the 1st stage was completed supporting the introduction at the end of FY 1997 – the project had continued to collect performance data until FY 2001, the 2nd stage of the project, "PV system FT project for industrial use", commenced to install 73 sites (1,940 kWp) at FY 1998, and has already introduced 315 sites, which include 93 sites (2,790 kWp) in FY 1999 and 149 sites (3,680 kWp) in FY 2000. The total capacity has been 8,410 kWp for 3 years. As for this stage, the project has invited public participate of installable systems as a standardization promotion type and a new format utilization type. The objective of the project was originally to introduce PV technology to industrial applications and reducing costs. Additionally, the standardization promotion facilitates to be the simplification of the way to PV systems' application and

familiarize for construction of them according to standardizing the PV system as 10 kWp. For the purpose of the new format utilization type, Building Integrate of PV (BIPV) systems and systems composed thin film modules are able to afford diffusion on the market. All of the systems, moreover, carry their monitoring equipments, and those data are obtainable for evaluating the performance. Annual data (from January to December in 1999 and 2000) have been collected for systems which were installed from 1998 to 2000, and the fundamental evaluation was reported the current status installation and operations of the industrial PV systems as well as investigating its characteristics and issues by RTS.

3. The SV method

The SV method has been developed as an evaluation method, which is using monitored data. During converting input energy into output energy, the PV system has numerous kinds of losses, which seem not to be measured. The SV method, however, can estimate system losses from irradiation energy (optical energy) to system electricity output power (AC power). Evaluating needs typical four monitored data such as in-plane irradiation data, cell junction temperature - which can be estimable from ambient temperature, array output power, and system output power, so that the system losses are allocated the part of the total system loss. For the latest version of the SV method, classifiable characteristics of PV systems are eight factors: shading losses, optical losses, losses by load mismatching, temperature effect on module efficiency, power conditioner standby losses, power conditioner efficiency, DC circuit losses, and the other losses which reduce the fundamental system performance, for instance; soil on modules, depleted modules, and the erroneous system rate. **Fig 2** gives the schematic diagram of the SV method, and the principle of the SV method is show in **Fig 1**. The method has two basic models, monthly and hourly, are illustrated in **Fig 1** [2]. As of hourly model, this method adopts ordinary formulas in order to classify those characteristics, performance ratio, power conditioner efficiency, and temperature effect on efficiency. The essence of the method, in addition, is to draw the performance lines which are based on certain assumptions from experience according to real monitored data in the

principle of monthly. **Fig 3** is illustrated an example for estimated monthly shading rate on PV systems. In this case, the trend of output power on clear day is not the same as a theoretical pattern by shading effect during a specific month. Shading is expected to be over the PV array at same time every day in specific month, and array output at certain time is dropped from theoretical pattern. As a result, shading loss can estimate due to compare the pattern of monitoring data developed with theoretical pattern. The SV method can identify base on those assumptions and experiment of relation between monitoring data and effect of losses. This kind of pattern is useful for estimating loss power. Other examples, **Fig 4** intends to be correlation diagram between irradiation and output power monitored in the month and performance lines. Three performance lines and one additional line are defined as show in **Fig 4**. Performance line indicates boundary line of performance. Standard Performance line is rated output corresponding with certain irradiation data. Ideal Performance line and Best Performance line is drawn and fit by considering maximum output as much as possible in specific site and month. Those performance every irradiation indicate boundary performances; for example, between Best performance line and array output monitored is consisted of losses, shading, load mismatch, and effect of incident angle. Consequently, losses can be identified by using performance ratio and loss rate models. To develop an individual evaluation model of losses for a specific month and a specific site to improve to identify losses, which are difficult to measure on site; *i.e.*, shading effect, load mismatch, incident-angle optical losses, and DC circuit losses, by using the SV method.

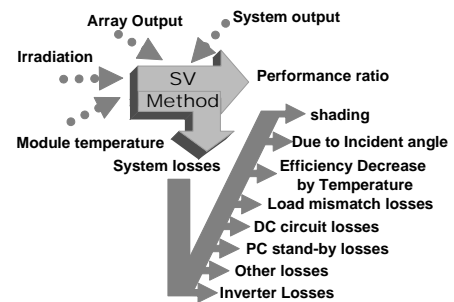


Fig 2. The schematic diagram of the SV method.

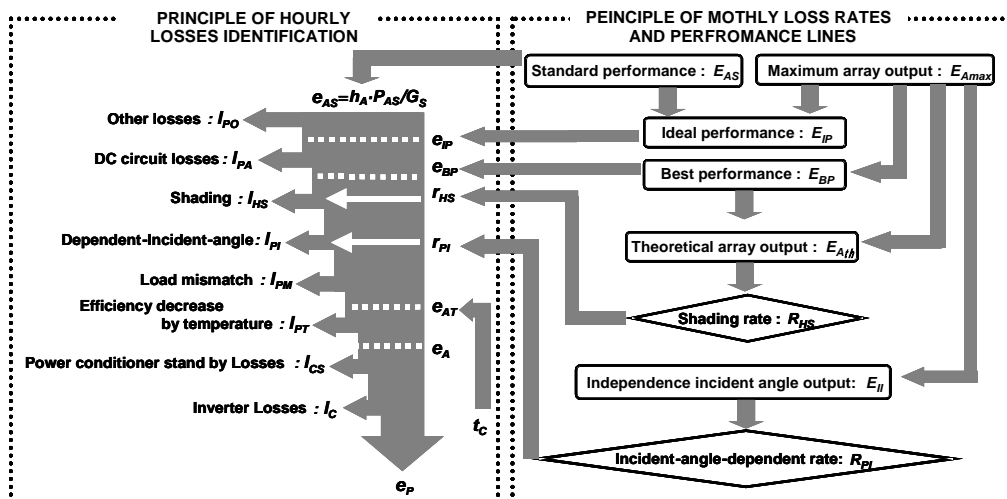


Fig 1. The principle of analysis via the SV method.

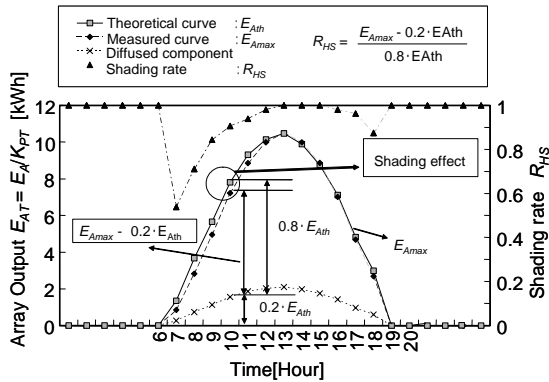


Fig 3. Model of identifying monthly shading rate.

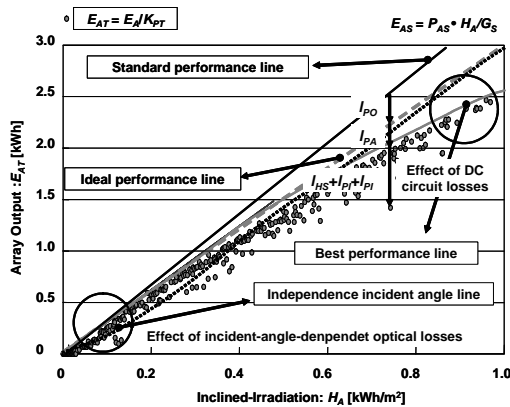


Fig 4. Performance lines of monthly model.

3. An example of report for trouble

According to report by RTS [3], the number of troubles in systems installed in FY 1998 were 244 cases, that of in FY 1999 were 180 cases and that of FY 2000 were 293 cases respectively, 717 cases in total. Out of 717 cases 170 system-related troubles were reported accounting for 23.7 %, unidentified caused troubles were many accounting for 2.2 %, and the rest of the troubles were all measurement-related troubles. Overwhelming majority of system-related troubles was caused by abnormal temperature rise of inverters, and operation of grounding relay. Major causes of measurement-related troubles are computer freeze, wrong operation and missing data measurement due to careless cut-off of computer power source. Table 1 shows the report of trouble for PV systems in FT. Actual two examples of the trouble are illustrated from Fig 5 to Fig 7. In this specific site and month, two kinds of reported trouble are about the inverter suspended. One of case is caused by abnormal temperature rise of inverters at May 5, 2000 (case 1). Fig 5 shows the scattering plots between system output and irradiation monitored in this case. The inverter was stopped completely in clear day at that time, and it is easy to detect the trouble by means of monitoring only system output. In the other case, one of inverters is suspended on the system, which is consisted of multiple inverters, from 2000 4/20 to 4/26 (case 2). Fig 6 shows the scattering plot under the condition of that. The straight-line illustrates rated system output corresponding to

irradiation, and plots of circle illustrated monitoring data. Especially plots of christcross show monitoring data under the condition of reported trouble from 4/20 to 4/26, and plots of triangle are data after repaired automatically from 4/27 to 4/30, 2000. In the figure, the system output under the trouble case is indicated to be in proportion to system output of the faire condition because the data constellation of trouble case is straight-line corresponding to irradiation as well as the faire condition. It makes the detection of system failure be very complicated since system output is not 0 and is not able to compared with irradiation data, which is not correction in normal PV systems such as residential. Fig 7 shows daily data of system output and performance ratio, and demonstrates that system output in the trouble is same as low output like cloudy day, and performance ratio is decreased in this case. Therefore, the failure is generally detected by monitored performance ratio. Performance ratio, however, cannot identify the reasons of reduced the performance of the system due to the fact that performance ratio is included effect of loss factors, shading, load mismatch, Temperature, and so on.

Table1. The report of trouble for PV systems in FT

| Year | | 1998 | 1999 | 2000 | Total |
|-------------------|---------------------------|------|------|------|-------|
| system | inverter failure | 52 | 9 | 43 | 104 |
| | Operating grounding relay | 39 | 4 | 22 | 65 |
| | other | 0 | 0 | 1 | 1 |
| | total | 91 | 13 | 66 | 170 |
| monitoring system | computer freeze | 73 | 9 | 137 | 219 |
| | Wrong | 15 | 14 | 26 | 55 |
| | other | 59 | 144 | 54 | 257 |
| | total | 147 | 167 | 217 | 531 |

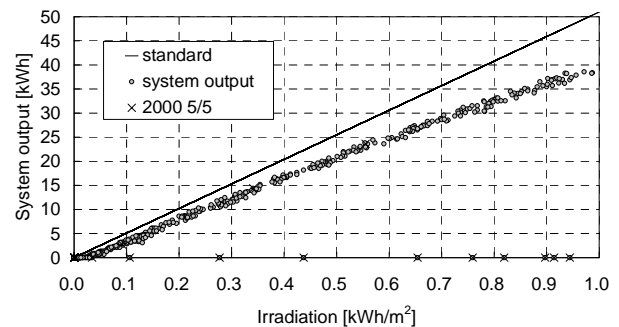


Fig5. The scattering plots between system output and irradiation monitored under the condition of trouble case 1.

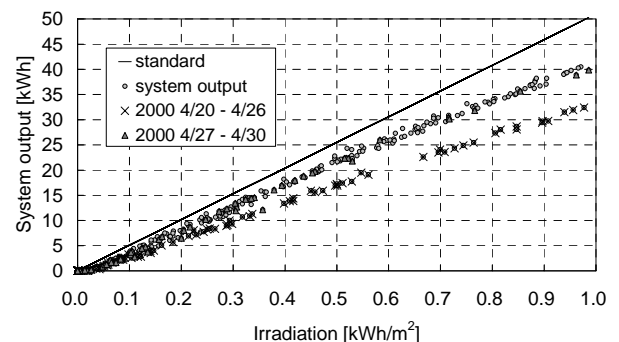


Fig 6. The scattering plots between system output and irradiation monitored under the condition of trouble case 2.

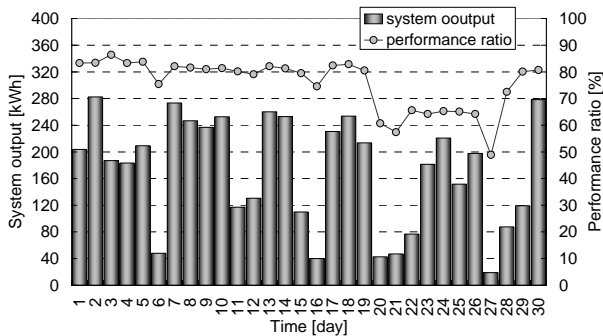


Fig 7. Daily system output and performance ratio under the condition of trouble case 2.

4. Evaluation results by the SV method

Fig 8 shows the evaluation results of **case 2** by the SV method. Legend shows the percentage of losses is referred to **Fig 1**. In this figure, daily losses are identified by the method, and parts of months have load mismatch loss greater than the other days. Those days is corresponding with trouble reported in **case 2**; therefore, the evaluation result is useful to detect the factor of failure and to quantify the loss of its.

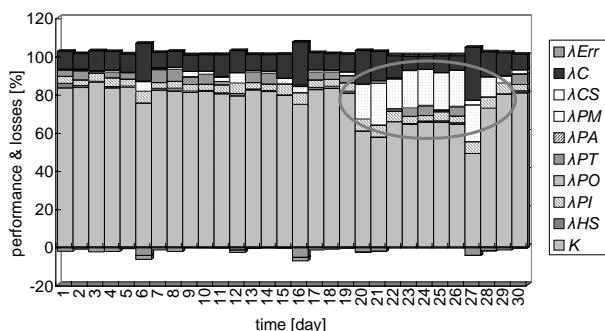


Fig 8. The evaluation result of **case 2** by the SV method

Moreover, **Fig 5** reveals the percentage of losses and shows an example of the evaluation result for 137 PV systems under the 'PV FT program for industrial use' by using the SV method - the total of 166 systems from 1999/1 to 1999/12. 137 systems were allowed to evaluate. Those PV systems are established in FY 1998 and FY 1999 under the project. The result can be the standard performance of PV system and apply to design factors.

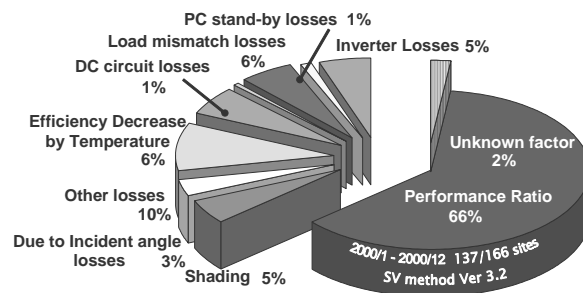


Fig. 9 The evaluation result for “PV FT program for industrial use” systems by using the SV method (2000/1-2000/12)

5. Conclusion

The evaluation method is very useful and helpful for management and operation of PV systems for life because it is usually difficult to clarify the performance of PV systems in the field. In this paper, one of evaluation method, the SV method, is demonstrated to be very available. According to comparison between evaluation results with actual examples, the trouble can be detected with factor, and losses are quantified. As a result, the SV method can be management tool with monitoring data.

We, additionally, intend to determine the standard of a performance and a characteristic for PV systems from average evaluation results of PV systems in field test project. The result should be feed back to design factors, and improve to estimate output energy.

In conclusion, reliability of the system will be secured accordingly by means of the SV method.

ACKNOWLEDGE

This study is very much concerned with the activities of both the Field Test Project and New Sunshine Program conducted by NEDO. Under the R & D contract of NEDO, monitored data are collected by RTS. Finally, the authors appreciate people in the both programs for their hearty supports.

REFERENCES

- [1] Kosuke Kurokawa, Takashi OOZEKI, Toshiyasu IZAWA (2001), Realistic PV performance values obtained by a number of grid-connected systems in Japan, World Energy Congress VII
- [2] Takashi OOZEKI, Toshiyasu IZAWA, Kenji OTANI, Kosuke Kurokawa. (2001), “The Evaluation Method of PV systems, PVSEC-12th, JEJU, KOREA, 11-15 June 2001
- [3] RTS, Annual achievement report of NEDO’s project, 2001

AN INTEGRATED DESIGN SOFTWARE FOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Hiroshi Matsukawa¹, Paulo Sergio Pimentel, Toshiyasu Izawa,
Satsuki Ike, Hirotaka Koizumi, Kosuke Kurokawa
Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588, Japan
Tel & Fax: 042-388-7445, E-mail: hmatsu@cc.tuat.ac.jp
(¹: also belongs to the Resources Total System Co., Ltd)

ABSTRACT

This paper describes the features of the PV system integrated evaluation software (PVI) developed by the authors. "PVI" was developed to assist in the design of grid-connected PV system applications and consists of a main tool and three optional tools. The main tool is the basic design tool. This tool is used to determine the PV system output energy based on the loss percentage of the PV system. The proportion of losses is based on development data calculated by the evaluation method developed at our Lab., "the Sophisticated Verification (SV) method". This method allows the user to feedback the performance of existing systems performance and loss pattern information to new PV system design projects.

"PVI" has also three optional tools. The main optional tool is a PV array simulation tool. This tool is available for estimating annual, monthly or daily output power of PV arrays with different azimuth and orientation for the maximum of four surfaces at the same time. This simulation model calculates output power from I-V characteristic, considering effects of irradiance, ambient temperature, module rating, and so on. The other optional tool is for shading analysis that evaluates shading problems based on fish-eye lens pictures. This tool enables the user to determine the shading losses at the PV system under complex conditions. Additionally, PVI is able to input the database of SV method. The database includes the total design factor, which is analyzed data of existing PV systems.

1. BACKGROUND

The wide spread of PV systems has led to as well development of tools to estimate the output energy characteristics of new systems, and the models based on parametric analysis have been widely used for this purpose, especially because of its simplicity. However, because of the complexity of PV system's characteristics, as well as the increasing of arrays facing partly shading problems and various installation modes which have different tilts and azimuth angles, a detailed and integrated analysis of the design parameters involved in the analysis is necessary. Therefore, it is necessary to develop computerized tools able to determine the potential energy output characteristics and operating performance of PV systems under such complex conditions.

2. PVI SOFTWARE STRUCTURE AND FEATURES

The PV system integrated evaluation software is the unique tool developed by Kosuke Kurokawa Lab. team at Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT) to assist in the design of grid connected PV system applications. The software consists of a basic design tool and three optional tools, representing the laboratory know-how on evaluation and design of PV systems. Basic design tool allows the user to determine system output energy and system losses percentage based on a detailed parametric analysis^[1]. "PVI" also provides the user with optional tools for PV applications under complex conditions, such as shading problems, and arrays installed due to different slopes or azimuth angles. Optional tools include the determination tool for shading correction factor from fisheye lens pictures^[2] and array simulation tool^[3], as well as interface to statistical data from Sophisticated Verification Method^[4]. Fig.1. shows the outline of "PVI" software. The PVI's feature are all follows:

- a) It is a Windows Multiple Document Interface (MDI) that permits the use of six projects at once, making possible the comparison between different installation modes, weather conditions and electrical configurations
- b) Covers wide range of geographical areas all over the world. Japanese MEteorological Test data for PhotoVoltaic system (METPV), and the worldwide Meteororm V4.0 hourly weather data can be imported to PVI. User's actual data also can be used in PVI simulations
- c) Estimates to both the basic design (analysis of the loss parameters) and the array simulation (based on the I-V characteristic simulation)
- d) Includes models to determine cell temperature, and in-plane radiation onto fixed and tracking (1axia or 2) arrays
- e) Includes approximate curves for important parameters such as inverter efficiency and incident angle dependence, allowing the user to adjust the expression parameters
- f) High accuracy estimation because of I-V characteristic
- g) Available for estimating output power of the PV array

with different azimuth and orientation for the maximum of four surfaces

- h) Provide report function to preview, save, and print the analysis results
- i) SV Method Database table with sorting function is available to give the user a feedback of existing PV system loss parameters characteristics to new PVI projects
- j) Includes PV module database to determine arrays I-V curve used in the array simulation tool
- k) Includes help function
- l) Japanese and English versions are available

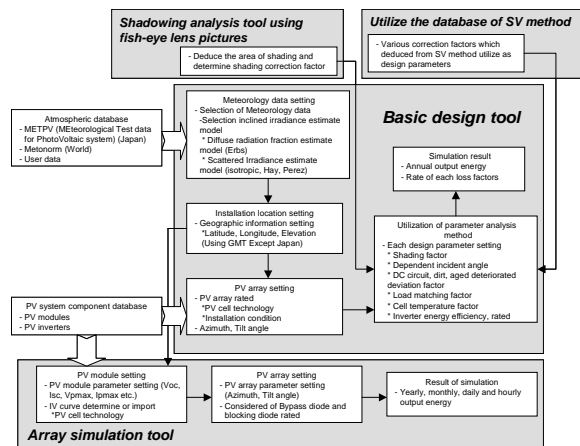


Fig.1. Outline of “PVI” software

3. Details of “PVI” software

In this chapter details of “PVI” software are explained.

3.1 Basic Design Tool

The basic design tool is the core of PVI software. The annual output energy and loss pattern of Grid-connected system can be determined from a few input parameters, by using a detailed parametric analysis.

Important design parameters, such as temperature correction coefficient and shading correction factor are calculated in an hourly basis. Inverter efficiency and incident angle dependence are calculated from approximate curves, and the expression parameters can be adjusted to fit the user needs.

For systems under complex conditions, detailed values for the parameters obtained by analysis can be integrated to the basic design tool by using the optional tools. For example, shading loss data can be acquired from the shading analysis tool, and other system parameters can be acquired from SV Method database.

Fig.2 shows system performance and loss pattern result for a site in Tokyo. Hourly data from METPV was used. Fig.3 shows annual system yield simulation result for a site in China is shown in Fig.3. Hourly data from

Meteonorm V4.0 was used in the analysis.

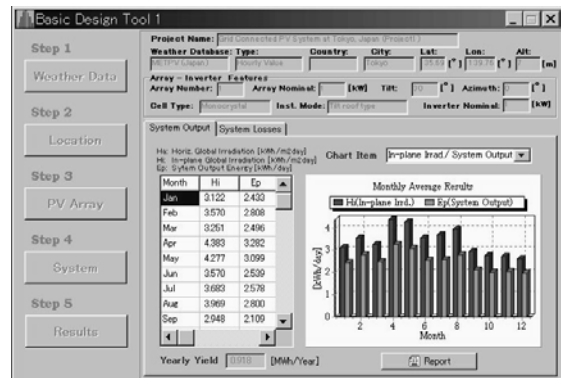


Fig.2. Basic design tool results for a site in Tokyo (Annual in-plane irradiation versus system output)

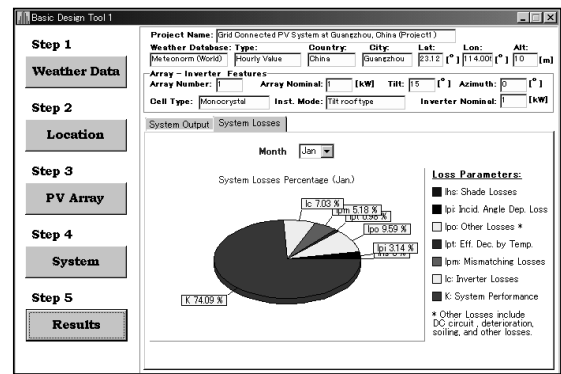


Fig.3. Basic design tool results for a site in China (Monthly system performance and system loss pattern).

3.2 Optional Tools

“PVI” consists of three optional tools. Basic design tool is used to simulate broad and monthly PV system output energy by using statistic parameters derived from the SV method. However, the output energy can be analyzed in more details by using the optional tools.

3.2.1 Array Simulation tool

Array simulation tool is used for systems with modules of different technologies, installed due to different orientations, or having partial shading problems.

Here, a detailed data setting is required. After determining the module I-V curve from the “PVI” modules database, the user set the array orientation and wiring configuration data for four arrays or less (if the arrays are connected in series or parallel, and if they include bypass, with or without blocking diodes).

The analysis is based on simplified I-V curve interpolation, considering the characteristics of each module in the array. The shortest interval time of calculation is one second. Although the result of the simulation does not seem to need one-second dynamic variation data as for analysis of PV system yields, the

one-second data is very important to the dynamic evaluation of maximum power point tracking operation of the PV inverter^[5].

Excellent results for this simulation method have been already confirmed^[3]. Fig.4. shows the results of annual yield for the PV system in Tokyo containing two modules connected in parallel, and facing different orientations.

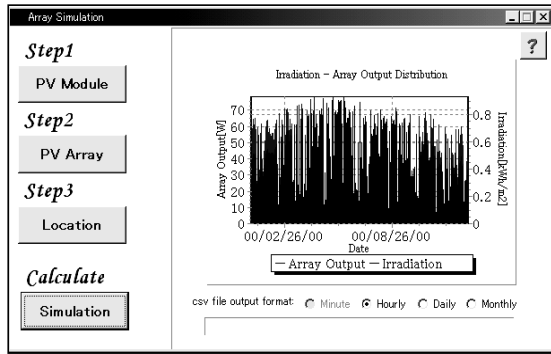


Fig.4. Array simulation result for a site in Tokyo (annual energy output).

3.2.2 Array shading evaluation tool using fisheye lens pictures

A detailed analysis for PV systems facing shading problems can be performed by using the array shading evaluation tool from fisheye lens pictures. The shading correction factor is calculated from on-site pictures, giving an important feedback of the system shading losses. The shading factor derived from the shading coverage area is integrated to the parametric analysis, giving accurate and realistic estimates of system output energy.

3.2.3 Sophisticated Verification (SV) Method feedback

The SV Method, which was also developed by us, is a simple evaluation method to identify eight kinds of system loss rates by using the existing system basic information; latitude, longitude, rated system power, etc. and simple four monitored data: in-plane irradiation, array output energy, system out-put energy, and module temperature.

| Mod Type | Mod Technol | K | kha | kpl | kpo | kpt | kpa | kpm | kcs | K |
|-----------|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|
| KC120S | Polycrystal | 0.75 | 0.98 | 0.97 | 0.98 | 0.91 | 0.99 | 0.94 | 1.00 | 0.1 |
| LA721G108 | Polycrystal | 0.75 | 0.98 | 0.96 | 0.98 | 0.91 | 1.00 | 0.95 | 0.99 | 0.1 |
| KC120S | Polycrystal | 0.75 | 0.98 | 0.97 | 0.99 | 0.91 | 1.00 | 0.94 | 0.99 | 0.1 |
| CCP-A836 | Monocrystal | 0.75 | 0.97 | 0.96 | 1.00 | 0.92 | 0.94 | 0.88 | 0.99 | 0.1 |
| LA961K51S | Polycrystal | 0.75 | 0.98 | 0.97 | 0.99 | 0.95 | 0.98 | 0.95 | 1.00 | 0.1 |
| LA961K51S | Polycrystal | 0.75 | 0.98 | 0.97 | 0.99 | 0.98 | 0.97 | 0.92 | 0.99 | 0.1 |
| LA721G108 | Polycrystal | 0.76 | 0.98 | 0.98 | 0.98 | 0.90 | 1.00 | 0.94 | 0.99 | 0.1 |
| LA721G102 | Polycrystal | 0.76 | 0.99 | 0.97 | 1.00 | 0.91 | 1.00 | 0.95 | 0.99 | 0.1 |
| CCP-A836 | Monocrystal | 0.76 | 0.99 | 0.97 | 0.93 | 0.91 | 1.00 | 0.95 | 0.99 | 0.1 |
| GT148/TN1 | Monocrystal | 0.76 | 0.99 | 0.97 | 1.00 | 0.94 | 0.98 | 0.95 | 1.00 | 0.1 |
| GL144N | Monocrystal | 0.76 | 0.97 | 0.97 | 0.99 | 0.95 | 0.99 | 0.95 | 1.00 | 0.1 |
| LA721CT10 | Polycrystal | 0.76 | 0.99 | 0.97 | 1.00 | 0.89 | 1.00 | 0.95 | 0.98 | 0.1 |
| NT181DN | Monocrystal | 0.76 | 0.88 | 0.98 | 0.96 | 0.95 | 0.98 | 0.93 | 0.97 | 0.1 |
| H5510 | Monocrystal | 0.77 | 0.97 | 0.97 | 1.00 | 0.97 | 1.00 | 0.93 | 0.99 | 0.1 |
| GL144N | Monocrystal | 0.77 | 0.98 | 0.97 | 1.00 | 0.94 | 1.00 | 0.92 | 0.98 | 0.1 |

Fig.5. SV Method statistical data table.

The results obtained from SV method evaluation can be grouped considering regional aspects, makers, and so on, providing the PVI user with an important feed-back of the existing PV system loss parameters characteristics to the design of new systems.

Fig.5. shows the PVI interface for SV Method statistical data from 1995 to 2000 for sites in Japan.

4. Evaluation of simulation tools

We evaluated the simulation model in "PVI" by using measurement data.

4.1 Evaluation of basic simulation tool

In order to evaluate the system annual output energy estimation accuracy of the Basic design tool in "PVI", actual data from the New Energy Development Organization (NEDO) "Operation Data Measuring and Evaluation Project" for 100 Dwelling Systems in Japan was used^[6]. We selected 22 sites data from the actual data and compared to PVI results. The actual data used for verification was one-year data from April 2000 to March 2001 and minute data of horizontal global irradiation; in-plane irradiation, ambient temperature, module temperature, array output energy and system output energy were used. Basic design tool allows the user to select between "Isotropic", "Hay" and "Perez" model for estimating the in-plane irradiation. The error ratio was applied as the barometer of prediction error. Additionally we utilized the SV database. With regard to the SV database, cell temperature factor and inverter loss factor calculated from hourly in-plane irradiation and temperature, which is the default value of "PVI". The average value of 209 sites from the "NEDO Field Test Project for Public Facility Use" data was applied for another correction factors. Table1 shows each predicted in-plane irradiation model and average error rate.

Table 1 "PVI" Yearly Yield Prediction Error Rate

| | Isotropic | Hay | Perez | Estimate from actual in-plane irradiation | SV Database Using |
|-------------|-----------|-------|-------|---|-------------------|
| Error Rate* | 0.089 | 0.088 | 0.084 | 0.072 | 0.057 |

$$\text{Error Rate}^* = |(\text{Actual data} - \text{Estimate}) / \text{Actual data}|$$

Concerning the system annual output energy estimation accuracy, average error rate in the order of 8.4% when using Perez model, and 7.2% when using the actual in-plane irradiation was verified. Also, by applying the SV database to the PVI simulation, estimation error rate within 6% was verified. These results prove that PV system electric characteristics can be simulated with a high accuracy by the "PVI" software.

4.2 Verification of the array simulation tool

The Array Simulation Tool has the feature to estimate PV systems which have different tilts and azimuth angles. Therefore the authors used a PV system that has arrays in all directions selected from residence PV system project site mentioned before, in order to verify the simulation model. Perez model was used to estimate in-plane irradiation. Table 2 shows the outline of the system, which used to the evaluation. Additionally, Table 3 and Fig.6 show the results of the evaluation.

Table 2 Outline of residence PV system

| | |
|-----------------------|---|
| Location | Moriyama-city Shiga pref. Japan (Lat. 35.0[deg] N, long. 136.0[deg] E) |
| Installed capacity | 3,360W |
| Modules configuration | 6 series, 4 parallels |
| Inverter | GS LBSC-4.5S3C DC-IN118V AC-OUT202V 4,500kVA |
| Array tilt angle | 21.8[deg] |
| Array azimuth angle | 48, 138, 228, 318[deg] (north : 0[deg], east plus) |
| Pyrheliometer | Horizontal and Inclined (azimuth: 228[deg], tilt: 21.8[deg]) |
| Module | Single crystal silicon, GS AP-140G*16 modules, AP-70GD*16 modules |

Table 3 Measured and simulated array output

| | Measured | Estimated | Error rate |
|-----------------------|---------------|---------------|------------|
| Array output (Yearly) | 3,172.3 [kWh] | 3,266.4 [kWh] | 2.9[%] |

$$\text{Error Rate}^* = |(\text{Actual data} - \text{Estimate}) / \text{Actual data}| * 100[\%]$$

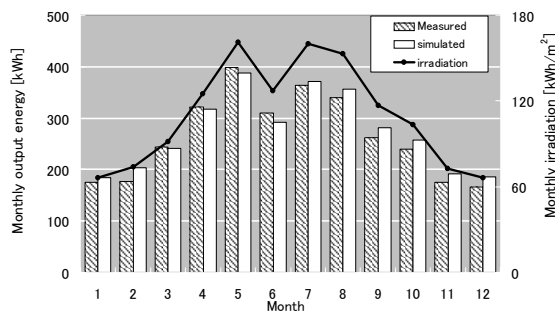


Fig.6. Measured and simulated output energy

Comparing the measured and estimated array output by using the array simulation tool, the error rate is 2.9% in annual output energy and it is a good accuracy. Concerning the comparison of each month, the result of February showed the highest error rate.

5. Results and future tasks

This paper shows that the main structure of the PV

System Integrated Software described and the accuracy of basic design tool and array simulation tool were verified. Future developments of this project involve improvements on estimates accuracy and usability of the user interface.

ACKNOWLEDGMENT

The authors wish to thank Mr. Takao Yamada, Japan Quality Assurance Organization (JQA), for his valuable insights, technical skills, and assistance.

REFERENCES

- [1] T. Sugiura, T. Yamada, H. Nakamura, M. Umeya, K. Sakuta, and K. Kurokawa, "Measurements, Analysis and Evaluation of Residential PV Systems By Japanese Monitoring Program", 12th International PVSEC, Jeju, Korea, 2001, p.771
- [2] T. Tomori, K. Otani, K. Sakuta, and K. Kurokawa, "On-Site BIPV Array Shading Evaluation Tool Using Stereo-Fisheye Photographs", 28th IEEE Photo-voltaic Specialists Conference, 2000, Anchorage, AK, p.1599
- [3] H. Matsukawa, M. Shioya, K. Kurokawa, "Study on Simple Assesment Method of BIPV Power Gen-eration for Architects", 28th IEEE Photovoltaic Spe-cialists Conference, 2000, Anchorage, AK, p.1648
- [4] T. Oozeki, T. Izawa, K. Otani, and K. Kurokawa, "The Evaluation Method of PV Systems", 12th Inter-national PVSEC, Jeju, Korea, 2001, p.741
- [5] Hiroshi Matsukawa, Koukichi Koshiishi, Hirotaka Koizumi, Kosuke Kurokawa, Masayasu Hamada and Liu Bo, "Dynamic Evaluation of Maximum Power Point Tracking Operation with PV Array Simulator", 12th Inter-national PVSEC, Jeju, Korea, 2001
- [6] Japan Quality Assurance Organization (JQA) : "Research and development of photovoltaic system evaluation technology" FY 1999 New Energy Development Organization (NEDO) commissioned affair accomplishment report (in Japanese).

NEW METHODS FOR SOLAR CELLS MEASUREMENT BY LED SOLAR SIMULATOR

Shogo Kohraku, Kosuke Kurokawa
Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan
E-Mail: kohraku@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

A solar simulator for solar cells is an important tool to measure their performance. At present, xenon and halogen lamp is used at most laboratories. It is considerably accurate, but the facility is so large and so expensive. Therefore, a solar simulator using LED (light-emitting diode) lamps is proposed, that is low-cost and portable, and was invented to its capability. Its capability was preliminarily evaluated by examining an illuminance distribution using simulation. Although a light inhomogeneity is one of the problems to be solved, it was shown that an unevenness of illumination is about 3%. Secondly, in terms of spectral property, absolute spectral responses by plural usage of different LEDs were also estimated. An overall measurement concept and procedure by the LED simulator are discussed and proposed.

1. INTRODUCTION

It is necessary to measure the photocurrent of solar cells for determining the price and the PV system design. Although a solar simulator with xenon and halogen lamps measures solar cells in doors, at present, one must resolve a number of issues, including those related to unevenness, measurement error at manufactory and cost. A solar simulator with lamps is considerably accurate, however, cost and size problems of the facility prevent us from using it anyplace. Since the facility is so large, the application of Reference Cell Method causes the measurement error by the several calibration. Additionally, the assessment of the established PV modules has not been measured.

The standard of the irradiation spectrum by each kind of cells is ruled for raising the precision of measurements. However, by nature, the application of Reference Cell Method causes errors.

Recently, LED lamp has widely been used for a traffic signal and an illuminator because of their longer operating life and high energy efficiency. The technique developed in the present work establishes the evaluation method with LED

equipment for solar cells measurement. This paper is intended to report the results of examining the capability of evaluating methods with the equipment using LED for solar cells measurement. The tests have been calculated using simulation.

2. METHOD AND MATERIALS

2.1 Outline of the illuminant simulation

The equipment with LED for solar cell measurement must satisfy the following conditions; use LED of plural colors (4 or 6 colors used in this paper), arrange all LED on the same plane like display. The reason is for illuminating with plural colors because of the bright line spectrum of LED, and for manufacturing small equipment. The schematic illustration of the equipment is shown in Fig.1. The traditional solar simulator condenses their lights with an integrator lens, in contrast the equipment with LED illuminates an object directly.

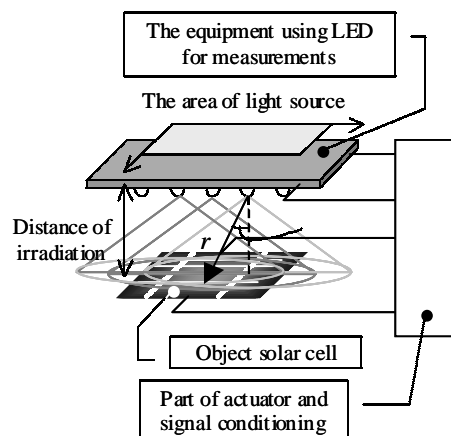


Fig.1 A schematic diagram of the measuring equipment

In solar cell measurements the incident light requires illuminating the whole object as flat as possible. In the case of using plural LED, especially the light tend to be lacking in uniformity, their unevenness was calculated by the illuminant simulation. The equipment has 4 or 6 different wavelength

chip-type LED, that colors are blue, red, IR (infrared radiation), white and so on. We assumed that these LEDs are put in matrix at even intervals (if it uses LED of 6 colors, arranges to the hexagon as a unit), and the distance between the same colors is 8 mm (and is 12 mm with 6 LEDs.) and that between each LED is 4 mm. The examples of LED arrangement is shown in Fig.2(a),(b). The equations used in a illuminant simulation are as follows:

$$I(x, y) = \sum_{i=1}^n \frac{I_{ls,i}(\theta_i)}{r_i^2} \cos \theta_i$$

where $I(x,y)$ is the irradiance at the measurement point, n is a number of LED, I_{ls} is the irradiance of LED, θ and r are the angle and the distance from the light source to the measurement point, shown in Fig.1.

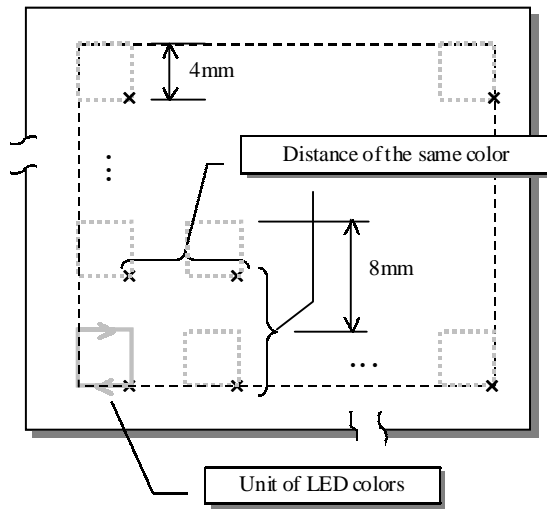


Fig.2(a) The examples of LED arrangement (using LED of 4 colors)

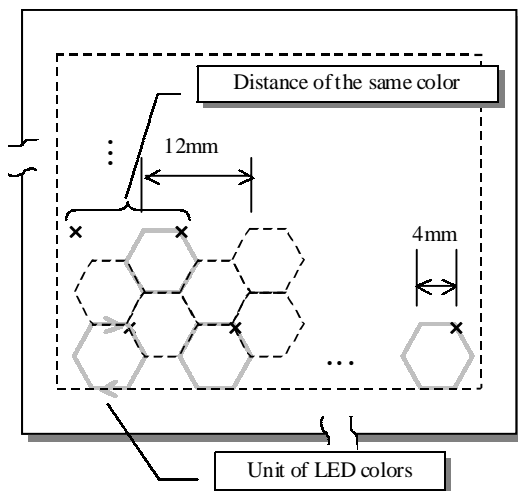


Fig.2(b) The examples of LED arrangement (using LED of 6 colors)

2.2 Measurement method of photoresponse with LED

Photovoltaic current is determined by the light-source spectral irradiance and the spectral response of the solar cell. The present solar simulator with lamps can recreate the reference solar spectral irradiance distribution approximately, however, LED is not good enough to reproduce the radiant intensity and the width of the spectrum. Therefore, we proposed the method of estimating spectral response using LED. And the photocurrent I_{sc} , under the circumstances irradiated by the reference sunlight, can be written by the expression;

$$I_{sc} = \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} I_s(\lambda) \cdot F(\lambda) d\lambda$$

where λ_1 and λ_2 are the shortest and longest wavelength, $I_s(\lambda)$ is the absolute spectral response, and $F(\lambda)$ is the number of photon of the incident radiation by the wavelength.

A measuring procedure of spectral response for solar cell with LED is proposed. At first, the part of the signal conditioning measures the photocurrent among illuminating the solar cell under test with a monochromatic light that is modulated; that is the absolute spectral response at the wavelength of the irradiation. The rest of colors is operated, in the same way. The way of measuring spectral response is equal to the traditional one, approximately. The calculating flow is schematically shown in Fig.3. Secondly, the signal conditioner calculates for fitting the theoretical photocurrent formula into the discrete absolute spectral responses by the nonlinear least square method^[11].

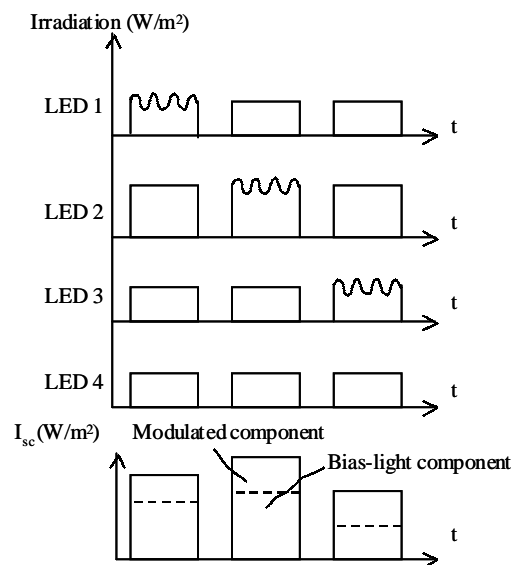


Fig.3 The calculating flow of spectral response using LED

3. RESULTS AND DISCUSSION

3.1 Light unevenness

Figure 4(a) shows the results of calculating the unevenness of the irradiation as a function of the light-source area and the distance between the solar cell and the light source when LED of 4 colors is used. And Figure 4(b) shows the unevenness when LED of 6 colors is used. The values used in the illuminance simulation are given in Table.1, and the distribution map of the unevenness are given in Fig.4(a-1,2)-Fig.4(b-1,2). The illuminated area is square 100 mm on a side, the angle of beam spread is 120 degrees. The unevenness decreases as the intervals between the light-source and the cell increases, before the minimum value is obtained. However, the unevenness increases reversely when the distance is larger than the minimum value. In the case of the close-in illumination, The difference in an irradiance between just below LED and except is shown in Fig.4(a-1). On the other hand, in the case of illumination apart from the object, the center of the cell is illuminated with the highest irradiance, shown in Fig.4(a-2).

Table 1. Illuminant simulation conditions

| Arrangement type | Square | Hexagon | |
|-----------------------------|-----------|-----------|--------------------|
| Figure | Fig. 2(a) | Fig. 2(b) | |
| A number of LED colors | 4 | 6 | |
| Distances of each LED | 4 | | (mm) |
| Distances of the same color | 8 | 12 | (mm) |
| Angle of beam spread | 120 | | (deg) |
| Illuminated area | 100*100 | | (mm ²) |

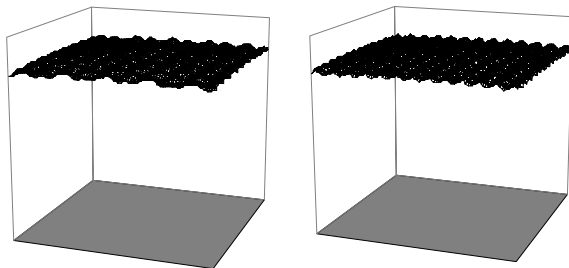


Fig.4(a-1) the unevenness using 4 colors
S:160*160(mm²),D:8 and 10(mm)

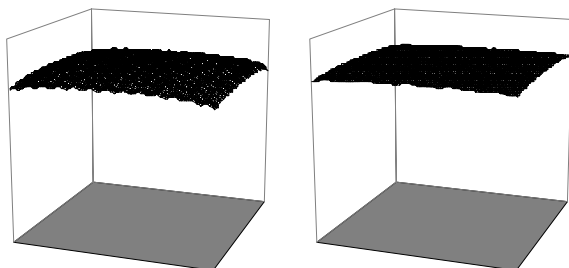


Fig.4(b-1) the unevenness using 6 colors
S:170*170(mm²), D:11 and 14(mm)

In the illuminant area, as the area widens, the evenness is reduced. It shows that, if set up the optimum illuminant area and the distance of the light-source and solar cell, the equipment can illuminate an object on the order of a 3% unevenness.

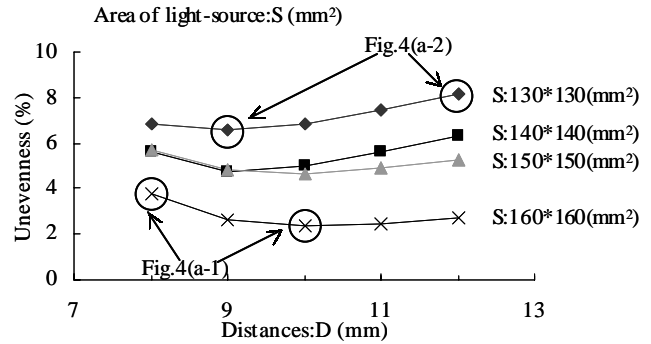


Fig.4(a) The unevenness using LED of 4 colors

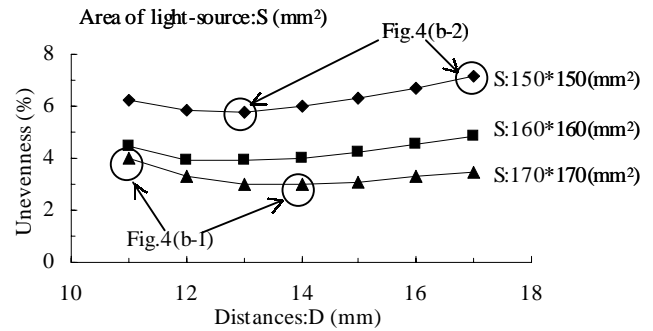


Fig.4(b) The unevenness using LED of 6 colors

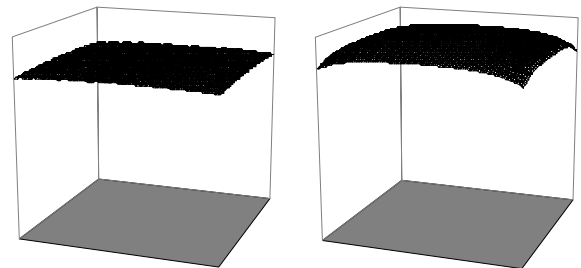


Fig.4(a-2) the unevenness using 4 colors
S:130*130(mm²),D:9 and 12(mm)

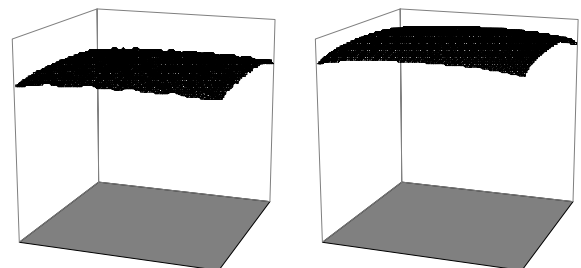


Fig.4(b-2) the unevenness using 6 colors
S:150*150(mm²), D:13 and 17(mm)

3.2 Estimating of the absolute spectral response

The above procedure calculates the curve of the absolute spectral response. Fig.5(a) shows the discrete response with modulated light, and Fig.5(b) shows the spectral response curve after fitting the theoretical photocurrent formula of spectral response. The photocurrent of solar cells is estimated with bright line spectrum. Note, however, that the warrants future work on the care about the spectral response shift affected by incident intensity of irradiation.

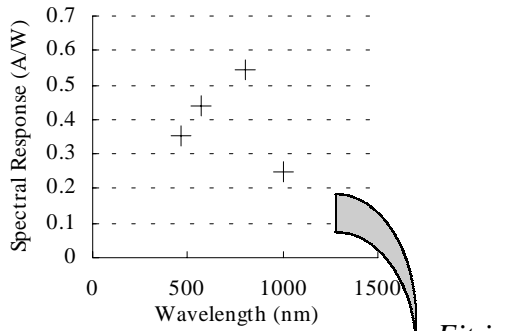


Fig.5(a) the discrete spectral response

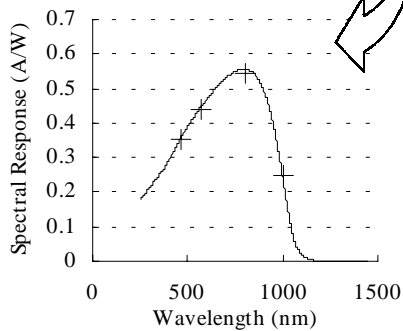


Fig.5(b) the fit spectral response curve

4.CONCLUSION

In the present work, the capability of the equipment using LED for solar cell measurements is examined. As a first step, the unevenness of the irradiation was calculated. In result, that can illuminate an object evenly. A target of the equipment is set to measuring the solar cell spectral response, and the measuring method with LED bright line spectrum and the process to calculate the spectral response illuminated with the reference solar irradiation are confirmed. The issues that the LED light intensity is not enough to measure a solar cell are remained, and the way to resolve is in review. The development of LED solar simulator will make the measurement, for example the evaluation of PV system put on a roof and the quality management at the manufacturing premise, easy.

ACKNOWLEDGEMENT

The authors express appreciation for fruitful discussions with Dr. Y. Hishikawa at National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), and T. Sekimoto and K. Morita, both at Japan Electrical Safety and Environment Technology Laboratories (JET).

REFERENCES

- [1] H. J. Hovel, *Semiconductors and Semi-metals* vol.11, 8-37 (Academic Press, 1975)

INTERCONNECTING MICRO CONTROLLER FOR PV SYSTEMS IN JAPAN

Hiroataka Koizumi¹, Ken Nagasaka¹, Kosuke Kurokawa¹, Norio Goshima²,
Manabu Kawasaki², Yasushi Yamashita², Akihisa Hashimoto³

1. Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, Japan 184-8588

2. YEM Inc., 1-3-33 Okata, Atsugi-shi, Kanagawa 243-0021 Japan

3. Yokogawa Research Institute Corporation, 2-9-32 Naka-cho, Musashino-shi, Tokyo, 180-8750 Japan

ABSTRACT

Roof top system, which is the most popular PV system for residential use, has been growing all over the world. In Japan, almost all of the roof top systems have a power conditioner corresponding with the 3 to 4 kW of PV modules. These systems generate their maximum power under the ideal conditions, thus facing to one unified direction with adequate mount angle and without shadow. Generally residential area is bristling with buildings, which cast their shadows on PV arrays each other, and roofs of residences have various figures. Under these conditions, it is said that AC module that tracks each the maximum power operating point by a PV module is effective.

This study, a part of "Regional Consortium R&D Program", is focusing on the development of a 100 W class AC module that is suitable for the Japanese grid connection guideline. Our working group WG 2 has developed its controller part. This paper is a final report about the three years' activity of WG 2. A new controller and experimental results are introduced. The final conclusion and future view are also presented.

1. INTRODUCTION

Many kinds of residential PV systems have been developed, mounted and increasing on a lot of houses. These systems are generally classified into two types, one of them has DC (direct current) wiring and one inverter, the other one called AC module has AC (alternative current) wiring and a module integrated converter (MIC) behind each PV module. In Japan, almost all of the roof top systems belong to the former one. In this type, DC wires of PV modules are connected in series and/or in parallel to a power conditioner with 3 kW to 4 kW capacities. It is known that partially shaded modules perform as resistance component, which reduce the total output power of the series/parallel connected modules. The same is applied to another case in which several PV modules have different characteristics by means of the difference of irradiation and so on. Residential areas are usually bristling with buildings and plants, which often cast their shadows on roof mounted PV arrays. Furthermore, roofs of residential houses are in various shapes and sizes, therefore the generated power from each PV module is different by the part on a roof. Against these problems, it is said that AC module is effective, which tracks the maximum power operating point

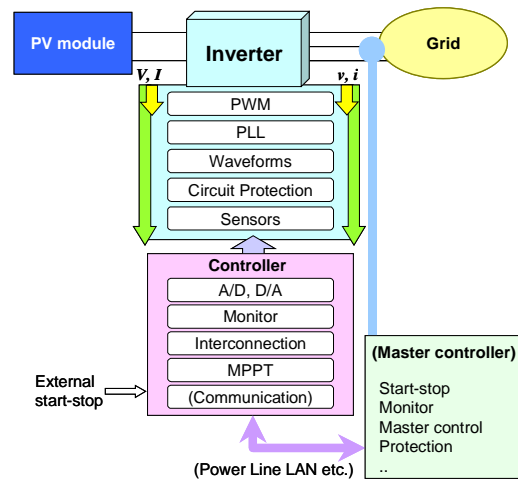


Figure 1: A system model of the proposed system.

by each PV module.

This study, a part of the "Regional Consortium R&D Program", is focusing on the development of a new AC module that is suitable for the Japanese grid connection guideline [1]. Our working group WG 2 has developed the interconnecting controller part under the program. This paper presents the final achievements of the WG 2 for three years. Three types of controller boards, the algorithm, the experimental results are shown. Then the activities of WG 2 under the research and development program are summarized.

2. SYSTEM CONFIGURATION

2.1 System Model

A system model with the controller is shown in Fig. 1. An inverter exists between a PV module and a grid. The developed AC module system is composed of two parts. One of them called inverter board has basic functions as a dc/ac power source including circuit protection. Sensors to sense its input and output voltage and current are also mounted on the board. The other one called controller board has functions to control the system as an inverter for grid connected PV system. The monitored values with the sensors on the inverter board are continuously given to the controller board through isolated operational amplifiers. The isolated operational amplifiers have been installed after

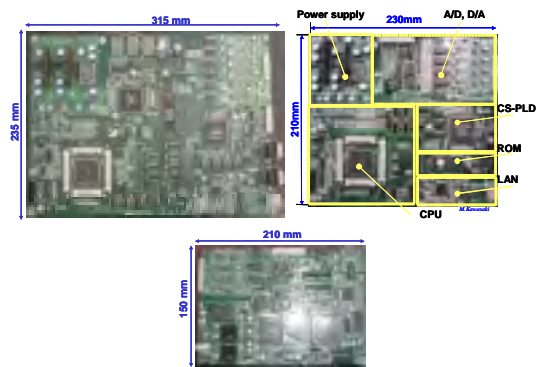


Figure 2: Controller boards, prototype (left), the second version (right), and the third version (bottom).

the second version to reduce the switching noise from the inverter board. Measured AC and DC waveforms are changed into digital data and stored in buffers on the controller board. Their root mean square (rms) values or average values and harmonic components are calculated with the CPU. Based on these data the controller monitors the condition of the system. The output power of the AC module is calculated and indicated to the inverter board as a parameter to control its output current. The functions of interconnecting protection and maximum power point tracking (MPPT) are included in the program.

Several functions which can be integrated into one common unit in a group of AC modules using communication system are shown in a square of the master controller in Fig. 1. These functions are still installed into each controller board at the present stage.

2.2 Controller Boards

The controller boards have been developed on main three steps. Figure 2 shows pictures of the controller boards manufactured by YEM Inc. The second version, as an example, consists of a microcomputer (SH7615 HITACHI [2]), CS-PLD, I/O ports, A/D and D/A converters, communication ports, and power supplies for ICs. All the functions mentioned in the previous subsection are covered. The other two boards have also the same function units on the board. The prototype was built in December 2001, which was 315 mm x 235 mm. It had been improved on the noise protection and the integration. The second version had been developed by August 2002, which was reported in 'PV in Europe' in October 2002 [3]. The final version was completed in December 2002. Its size has been reduced to 150 mm x 210 mm with four layers.

2.3 Discussion about Total System

As a group system, several models composed of some AC modules are expected. Some functions installed into the controller board are able to be separated and shared in the group. A master controller is composed of these functions as shown in Fig. 1. Figure 3 shows three models of total system. The Japanese grid connection guideline requires an interconnection circuit breaker (CB) between the

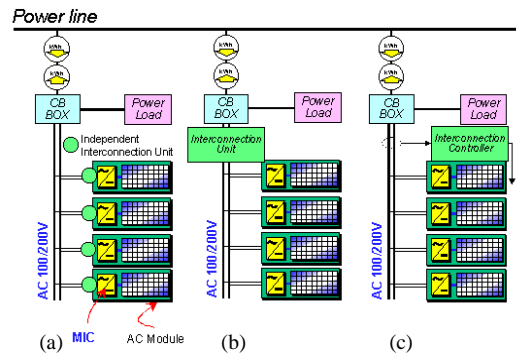


Figure 3: Total system configurations.

- (a) Independent interconnection,
- (b) concentrated interconnection,
- (c) monitoring interconnection.

generation systems and the grid system including the inner wires. Therefore CB box is drawn in all the three models. As shown in Fig. 3(a), conventional AC modules have all the functions as a power conditioner. From small systems composed of a few modules to larger ones, this type is equally adopted. However, in roof top system, several functions can be collectable in an extra controller as shown in Fig. 1, for example start/stop, monitoring, islanding detection and protection, and system protection. A system configuration shown in Fig. 3(b) has a concentrated interconnection unit in or by the CB. If the communication is available between the concentrated interconnection unit and AC modules, the functions can be divided to them, for example monitoring, detecting, and communicating are set in the unit and operating, protecting, and communicating are in each the module. This model is shown in Fig. 3(c). It was also discussed about the MPPT function. If a high-speed communication system with high reliability was available in low price, it could be realized with cost advantage, however we agreed that MPPT function should not be shared in the present stage.

The proposed controller is built as the all in one, therefore it is adaptable to an AC module, a CB as an interconnection unit, and a master controller.

3. BASIC ALGORITHM

A fundamental flow of the controller, assuming an all in one system, is shown in Fig. 4. The system operation is started by a start command. During the operation, the controller continues monitoring the system condition from the data of input and output voltage and current. When the grid voltage, that is equal to the output voltage, is within the standard voltage range, the controller permits the system to be the standby position. Then, the PV side condition is checked. If the open circuit voltage is in the normal range, the controller permits the system to start. The rms/average value, the grid frequency, and the third harmonic component are calculated based on the stored

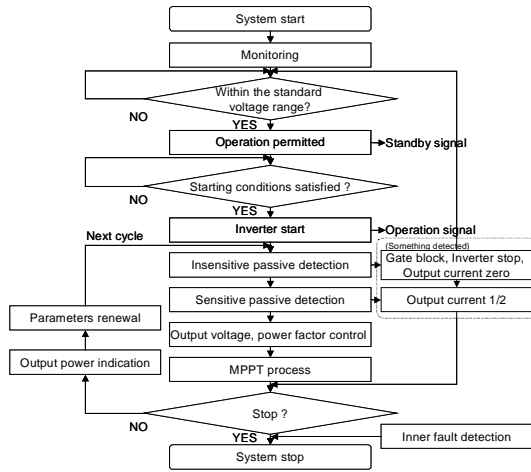


Figure 4: Flow chart.

data. No sooner than a remarkable change is detected with the insensitive-passive detection algorithm, the inverter operation is stopped, which means a serious fault is occurred in a grid. The insensitive passive detection continuously checks the rms value of AC voltage and the third harmonic component, frequency, and phase shift with the thresholds. This function operates also as a low speed circuit protection system. Small deviation with possibility of islanding is detected with the sensitive passive detection algorithm. It checks the changing ratio of the grid frequency and the third harmonic component. Even if only one parameter goes over the threshold, the controller orders the inverter to reduce the output current to the half of the present value. If the inverter is in islanding phenomenon, the power decrease amplifies the fluctuation, which should be detected by the insensitive detection. This function operates as an active detecting function required in the guideline [1]. The combination method is proposed as the active-passive series method [4]. The algorithm used in the proposed controller is simplified with comparing to the original [5]. Unless any matters are detected, usual operation is continued.

The MPPT function is based on the algorithm which consists of Incremental conductance method (IncCond) and constant voltage (CV) method [6]. In our program, the present operating position on the I-V curve is found with the DC input voltage and current values by a cycle. Comparing to the present values and the last ones, a target value is calculated following the IncCond method and given as a DC target voltage. The output current is controlled to make the input voltage close to the objective. When the monitored DC voltage comes close to the aim, the program renews the data and calculates the next target voltage. When it is difficult to keep the maximum power point by means of rapid changing of irradiation, or when the monitored input voltage is less than 24 V, the algorithm is changed to CV method. In this mode, the target voltage is kept to the 85 % of the open circuit voltage for a while.

The system stops, if a trouble is found in the controller

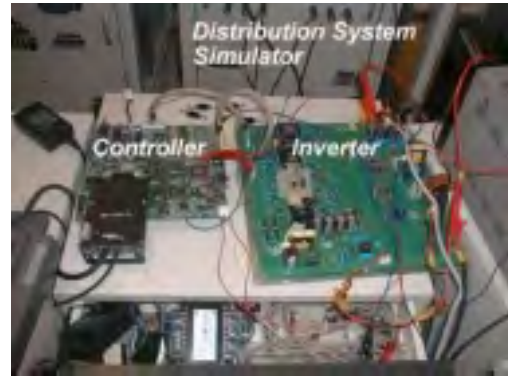


Figure 5: Experimental system with the second version controller and a fly-back inverter.

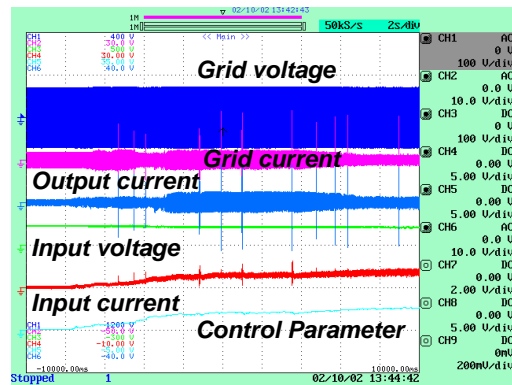


Figure 6: Observed waveforms in the second version system.

or the inverter, or if stop command is given. At first the above process was synchronized to each the grid cycle however it was impossible to keep its stable operation during islanding phenomenon. Then it has been improved to synchronize with the inner clock.

4. EXPERIMENTAL RESULTS

The proposed controllers have been tested. At first the prototype controller with a fly-back inverter was tested in December 2001. The operation as a system was observed however it was difficult to test each the function because of the noise. Mainly the experiments have been carried out with the system composed of the second version controller and a fly-back inverter shown in Fig. 5. This system was connected to an reduced scale distribution system simulator [7] at the AC side and connected to a PV module simulator at the DC side. Basic operations following the algorithm have been confirmed and tuned the levels of the amplifier's gain between the inverter and controller. Figure 6 shows observed waveforms in an interconnecting test. In this time, the I-V curve simulator was set and fixed at the fill factor 0.8 with the maximum out put power of 94 W. The

observed pulse noise was caused by the inverter operation and it has become better and disappeared by improvement of the elements. The MPPT operation is observed in the waveforms. The control parameter was raised to the maximum power point and tracked around it. Against rapid 10 W down and up of irradiation parameter, the MPPT function was able to adapt them. The MPPT operation tests have been repeated and tuned under many kinds of I-V curves with various fill factors from 0.4 to 0.85. The islanding detection and protection have been also tested and confirmed under different conditions for example with resistance load, reactive load, and capacitive load and/or with additional PV inverters. Furthermore, four copies of the second version system were connected in parallel to the grid simulator and tested. The proposed system has been well detected the islanding phenomena and stopped within 0.1 second in all cases. Especially, even if one proposed system was connected in parallel to the grid simulator with a conventional PV inverter with masked islanding detection, the proposed one stopped within 0.1 second. The details about the series of test results are reported in 6P-D5-15.

The third version was also tested at the final term of the project. About the controller, all the functions are the same to the second one. Figure 7 shows a system composed of the third version controller, an inverter and an interface board. Each the inverter and the controller have been improved in the size. The interface is a part of the fly-back inverter shown in Fig. 5. The interface exists only for noise protection therefore it is to be removed by the choice of inverter application or improvement of the board. Figure 8 shows observed waveform in this system under a fixed I-V curve condition with 0.7 fill factor and 95W maximum power. Compared to Fig. 6, the pulse noise has disappeared. The other performance is similar to the last one. This system was tested to confirm the operation as the final trial product.

5. SUMMARY

An interconnecting micro controller for Japanese PV system has been developed with a 50 MHz class microcomputer and simple interfaces. Trial models as an AC module have been built and tested. Basic functions as an AC module including MPPT and islanding protection have been confirmed with the trial models. Islanding tests with a distribution system simulator have been carried out. The proposed system shows excellent performance in islanding protection. Total system configuration and application of the controller have been discussed. The proposed controller is adaptable to an AC module controller, a master controller, or an independent interconnecting equipment. Application to these systems and development of control methods as a group system of AC modules are subjects in the future study.

This development has been carried out as a part of the "Regional Consortium R&D Program", funded by the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) from FY2000 to FY2001 and by the

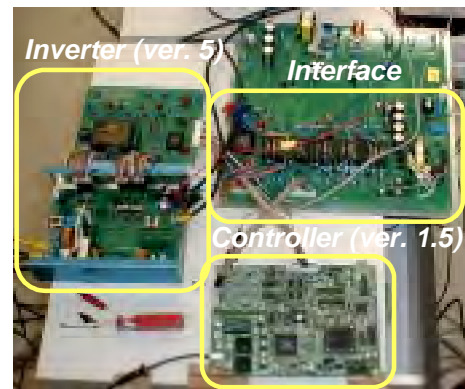


Figure 7: Experimental system with the third version controller and a fly-back inverter.

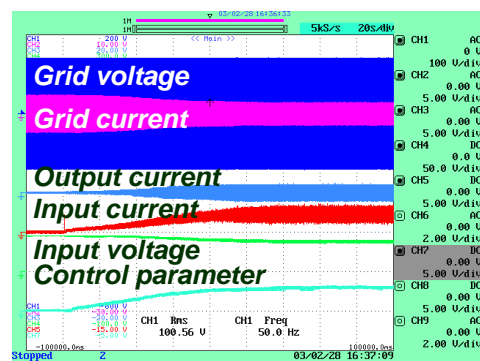


Figure 8: Observed waveforms in the third version system.

Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) in FY2002.

REFERENCES

- [1] Agency of natural resources and energy, "Guideline to regulate utility-connection technology '98", Denryoku shinpo-sha, 1998 (in Japanese).
- [2] <http://global.hitachi.com/New/cnews/E/1999/991206B.html>.
- [3] H. Koizumi et al. "Development of interconnecting micro controller for PV systems in Japan", *Proc. PV in Europe From PV Technology to Energy Solutions Conf. and Exhibit.*, pp. 683-686, Oct. 2002.
- [4] H. Kobayashi et al. "Method for preventing islanding phenomenon on utility grid with a number of small scale PV systems", *Proc. The 22nd IEEE PVSC*, pp. 695-700, Oct. 1991.
- [5] T. Mizuno et al. "The islanding detection algorithm of a new AC module for grid connection in Japan", *Proc. PV in Europe From PV Technology to Energy Solutions Conf. and Exhibit.*, pp. 703-706, Oct. 2002.
- [6] T. Kaito et al. "Development of digital MPPT algorithm for a PV inverter", *Proc. 2003 National Convention IEEJ*, No. 7-131, pp. 201-202, Mar. 2003 (in Japanese).
- [7] Y. Noda et al. "The development of a scaled down simulator for distribution grids and its application for verifying interference behavior among a number of module integrated converters (MIC)", *Proc. The 29th IEEE PVSC*, pp. 1545-1548, New Orleans, May 2002.

A NEW TYPE OF SCALED - DOWN NETWORK SIMULATOR COMPOSED OF POWER ELECTRONICS

Kazuhira Takeuchi¹, Hirotaka Koizumi¹, Hiroshi Nagayoshi² and Kosuke Kurokawa¹

1. Tokyo University of Agriculture and Technology, 2. Tokyo National College of Technology
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
Tel & Fax: 042-388-7445, E-mail: ippei@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

This paper describes a new type of scaled-down simulator for distribution grid. The most significant component in this proposal is an active interface for connecting actual size power conditioners with a scaled-down network simulator. The fundamental function of the interface is to transfer electrical properties: voltage and current at a terminal of the network side are transferred to another terminal of the power conditioner side by multiplying factors of n and m respectively. At the same time, the conditional side current and voltage have to be transferred to the network side by multiplying $1/n$ and $1/m$, and vice versa. This principle has been demonstrated by an OP Amp circuit in this time. Other practical issues to realize this entirely new idea are also discussed.

1. INTRODUCTION

Recently, the number of grid-connected PV systems has been rapidly increasing in Japan. In order to connect PV systems to the grid, it is necessary to test its functions which are islanding protection, grid protection, circuit protection, THD and so on. To test their functions directly, a distribution grid of actual scale is needed. In fact, it is impossible to test PV systems in actual scale distribution system except grid companies. While in a computer simulation, it is difficult to connect actual PV systems. A scaled-down Simulator [1] has been used as a method of examination with actual PV systems, which is composed of inductance, capacitance and resistance components. Such a simulator is far smaller than actual distribution system, however it still requires large space. To expand the system scale with a lot of dispersed power sources, wide place and recourses are needed. In near future, it must be required to test such a system including many dispersed power sources about their mutual interference of islanding detection or voltage arising. The purpose of this study is to develop a

new scaled-down network simulator which has advantages of size and cost.

This paper describes a new type of scaled-down simulator for distribution grid.

2. COMPOSITION OF THE NEW TYPE OF SIMULATOR

2.1 Composition of the new type of simulator

The scaled-down simulator has been large size because inductance and resistance components required actual power sources. A small scaled-down simulator which is composed of electronic circuit could be small size, and it is easy to expand it. However, the electronic circuit indicates to be broken if it is connected to actual power sources directly. Equivalent test method of function of the actual power source is presented; the conditions observed in the small scaled-down simulator are made to feed back to actual source when power energy is reduced from actual to electronic circuit scale.

A composition of the proposed simulator is shown in Fig. 1. It is consisted of power sources such as the power conditioner, the small scaled-down simulator composed of electronic circuit, and the interface. The most significant component in this proposal is an active interface to connect actual size power sources to small scaled-down simulators.

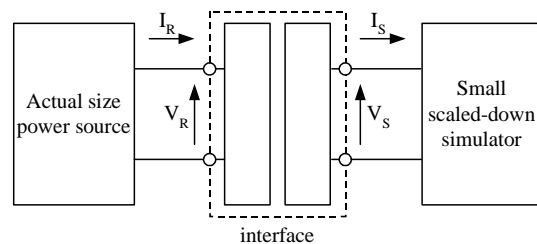


Fig. 1 Composition of the new type of simulator

2.2 Principle of operation of the interface

A fundamental function of the interface is to transfer electrical properties: voltage and current at a terminal of the simulator side are transferred to another terminal of the power source side by multiplying factors of n and m respectively. At the same time, the source side current and voltage have to be transferred to the simulator side by multiplying $1/n$ and $1/m$, vice versa. Therefore, the interface is able to be applied to any combinations of voltage source and / or current source. That makes possible to test all of grid conditions.

2.3 Design of the interface

The block diagram of interface which is shown in Fig. 2 is studied based on a principle of operation of the interface. It is composed of a Voltage control unit and a Current control unit. The voltages (V_R and V_S shown in Fig. 2) at both terminals of the interface is controlled in the ratio of n to 1 by the Voltage control unit all the time. The current sensor 1 detects I_R at the source side terminal, and the current sensor 2 detects I_S at the simulator side terminal. In order that I_R is made to correspond to I_S , comparative results of I_R and I_S are made to feed back to the Current control unit. Therefore, the currents (I_R and I_S) at both terminals of the interface are controlled in the ratio of m to 1. Circuit diagram is shown Fig. 3.

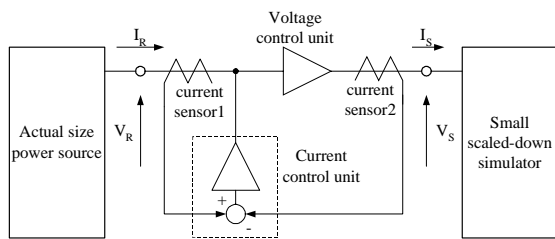


Fig. 2 Block diagram of the interface

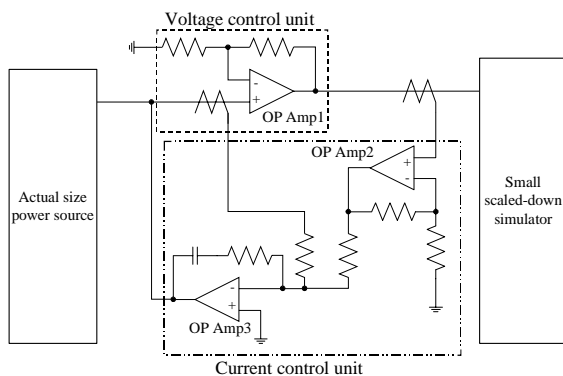


Fig. 3 Circuit diagram of the interface

In this paper, the Voltage control unit and the Current control unit is composed of OP amp circuit. The voltage proportion, n , at both terminals is made a choice at random if the gain of Amp1 in the Voltage control unit is controlled. The current proportion, m , is also been made a choice at random if the gain of amp2 in the Current control unit is controlled.

2.4 Simulation

In order to test functions of the interface, it was simulated by the circuit shown in Fig. 4 (a). As shown in Fig. 4 (a), the actual size power source in Fig. 2 was exchanged with DC voltage source and resistance. The small scaled-down simulator was also exchanged with capacitance and resistance. It was considered that AC wave could be controlled if transient response was controlled. In order to test the function of the interface easily, n and m were fixed to 1. In this case, Fig. 4 (b) was interchanged with Fig. 4 (a) because the voltage and the current at the terminal of the simulator side was equal to the voltage and the current at the other terminal of the power source side. By the simulation, characteristic of the V shown in Fig. 4 (b) was compared with characteristics of the V_R and V_S shown in Fig. 4 (a). Then DC voltage source input 5V with step in the circuit when time was zero. Characteristics of V_{in} , V_R , V_S , and V was shown in Fig. 5. As shown in Fig. 5, characteristics of V_R and V_S corresponded with characteristics of V .

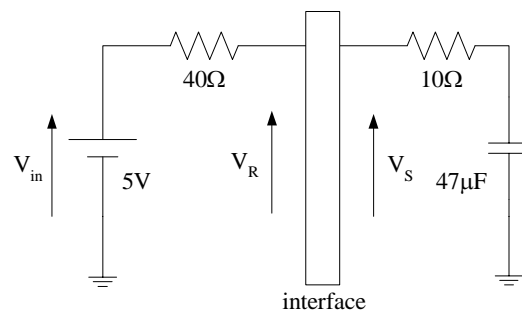


Fig. 4 (a) Circuit for tested the interface

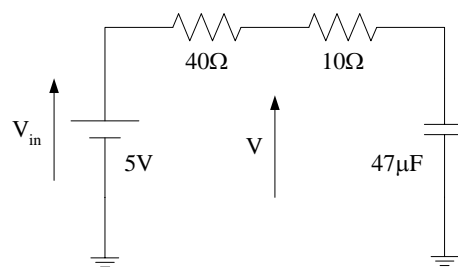


Fig. 4 (b) Equivalent circuit of Fig.4 (a) when n and m were fixed to 1

3. EXPERIMENT

3.1 DC Characteristics

The circuit shown in Fig. 4 (a) was composed of using circuit diagram shown in Fig. 3. First, in order to compare with the simulation, actual characteristic was observed in the same condition as the simulation. Characteristics of the voltage which were observed by an oscilloscope were

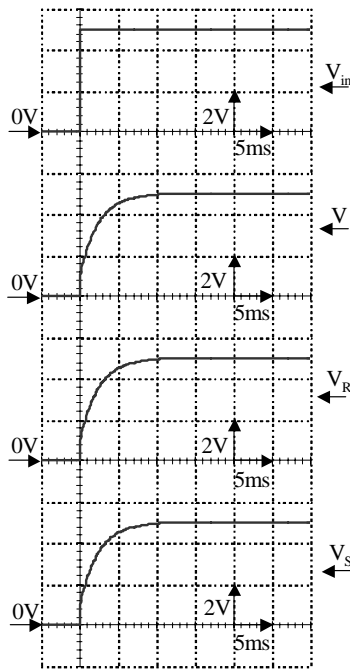


Fig. 5 Characteristics of the voltage at both terminals of the interface shown by simulation.

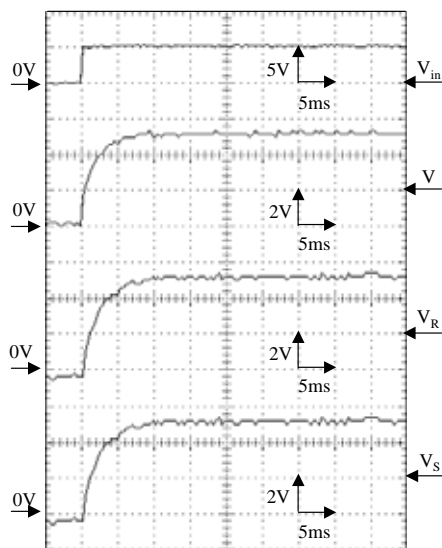


Fig. 6 Characteristics of the voltage measured at both terminals of the interface.

shown in Fig. 6. As the result of experiment and simulation, it was considered that characteristics of V_{in} , V , V_R , and V_S shown in Fig. 6 almost corresponded to them shown in Fig. 5. As these results, the interface would be able to fulfill the proposed functions because transient response by resistance and capacitance was correctly controlled.

Second, it was tested with different power level whether voltage and current at both terminals of interface were controlled. Power level at both terminals were controlled in the ratio of 4 to 1. Therefore, n and m was fixed to 2. Characteristics of V_R , V_S , I_R , and I_S were observed. Characteristics of V_R and V_S were shown in Fig. 7(a). As shown in Fig. 7(a), it was considered that V_R and V_S were always controlled; the ratio, $V_R : V_S$, was 2: 1, and turn on time of V_R was equal to it of V_S . Characteristics of I_R and I_S were shown in Fig. 7(b). As shown in Fig. 7(b), it was considered that I_R and I_S were always controlled; the ratio, $I_R : I_S$, was 2: 1, and turn on time of I_R was equal to it of I_S . From these results, it was considered that the interface was controlled if power level at both terminals was different.

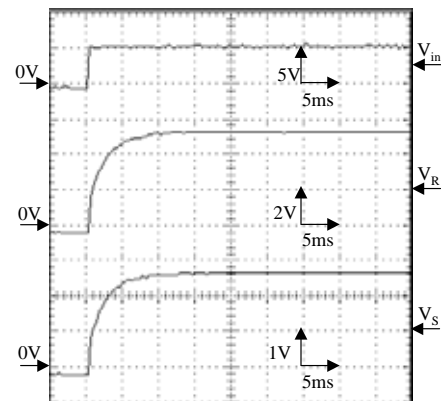


Fig. 7 (a) Characteristics of the voltage measured at both terminals of the interface when n and m were fixed to 2.

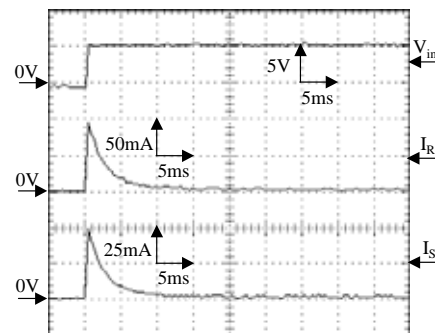


Fig. 7 (b) Characteristics of the current measured at both terminals of the interface when n and m were fixed to 2.

3.2 AC Characteristics

The interface also was tested under the condition of AC voltage input. The DC voltage source in Fig. 4 (a) was exchanged with AC voltage source. Then AC voltage source input sine wave of 5V and 50Hz. In the same condition as section 3.1, n and m were fixed to 2. Voltage and current at both terminals were shown in Fig. 8 (a) and (b). As shown in Fig. 8 (a) and (b), voltage and current at both terminals were controlled in the ratio of 2 to 1 all the time. Therefore, it was considered that the interface was controlled under condition of AC Voltage input.

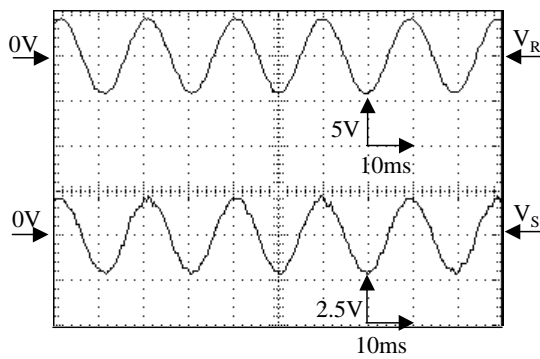


Fig. 8 (a) Characteristics of the voltage measured at both terminals of the interface when AC voltage was input in Fig. 4 (a), and n and m were fixed to 2 under the condition of AC voltage input.

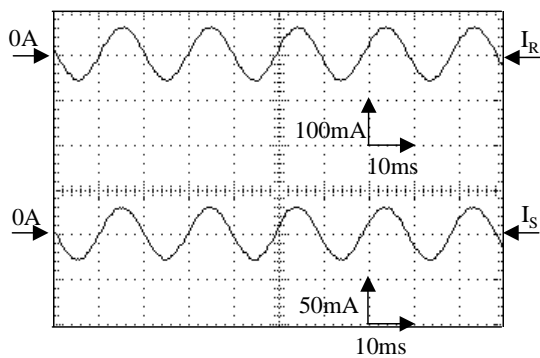


Fig.8 (b) Characteristics of the current measured at both terminals of the interface when AC voltage was input in Fig. 4 (a), and n and m were fixed to 2 under the condition of AC voltage input.

4. CONCLUSION

This paper described a new type of scaled-down simulator for distribution grid. This simulator was a small scaled-down simulator composed of electrical circuit and interface. Function of the interface was to connect actual size power source to the small scaled-down simulator. As a result of simulations, the interface was shown basic characteristics and the result of experiments were shown DC and AC characteristics. Therefore, The new concept of the interface was very valuable. Moreover, the actual power source such as PV system would be examined by a small scaled-down simulator although power level at actual power source side of interface was low in this paper.

It is considered that this study would be fulfilled a major role for not only the study of PV system but also all study of power electronics.

REFERENCE

- [1] Y. Noda, T. Mizuno, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa: "The deployment of a scaled-down simulator for distribution grid and its application for verifying interference behavior among a number of module integrated converters (MIC)", 29th IEEEPVSC, pp.1545-1548, May 2002.

THE EXPERIMENTAL RESULTS OF AN ISLANDING DETECTION METHOD FOR JAPANESE AC MODULES

T. Mizuno*, Y. Noda*, H. Koizumi*, K. Nagasaka*, K. Kurokawa*
H. Kobayashi**

*Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan
Phone: +81-42-388-7132, Fax: +81-42-385-6729, E-mail: mizutama@cc.tuat.ac.jp

** Central Research Institute of Electric Power Industry, Komae Research Laboratory, 2-11-1 Iwadokita, Komae, Tokyo, 201-8511, Japan

ABSTRACT

Recently, AC modules are familiarized in Europe and US. However, there are still several problems, which need to be dealt with, for instance islanding that is one of major requirements for grid connection of solar modules in Japan. In this study, an islanding detection algorithm has been newly developed according to a sequential approach and its basic operation has been confirmed. The purpose of this study is to find the optimum detecting thresholds by different experiments, that means by single and multiple operations. Here, several developed inverters together with newly developed ones with the algorithm were examined regarding islanding detections. In this paper, the results including test methods, conditions, observed waveforms are presented. This paper proposes an islanding detecting function for Japanese AC module from comparison of usual MIC and PVPC point of view.

1. INTRODUCTION

Photovoltaic (PV) system has been developed as a pioneer of renewable energy. Recently, AC modules, which typically consist of 1 square meter solar panels and a module-integrated converter (MIC) with control board, are familiarized in EU and US. The reason is that AC module has several advantages, for instance, it is more cost-effective in some cases and can be installed more easily than usual PV system. However it should be noted that AC module still has some problems. Although usual AC modules are installed in high density, in such a case, the inverters' control may affect other inverters and sometimes force other inverters to stop due to a misdetection issue. Although it becomes popular in Europe and US, however it doesn't spread in Japan. One of the reasons is the existence of the Japanese grid connection guideline [1] that requires different conditions from European or American codes. Furthermore the present Japanese guideline requires equipping a complete islanding protection in all inverters type including AC module because the latter is not yet specified anywhere. Therefore, both passive and active method should be provided. Based on the above-mentioned requirements, it is hoped to have an islanding detection method for AC module.

Islanding detection method for new developed inverter (PVPC) that had developed in the Regional Consortium Project [2] needs the following functions.

- To detect islanding safety and certainly.
- Not to affect another inverters in high-density institution.
- To satisfy the Japanese guideline.

This paper presents the experimental results of the islanding test of usual MIC and PVPC. Moreover, it presents the availability of islanding detection method of PVPC.

2. METHOD OF ISLANDING TEST

This islanding test investigates two usual MIC (inverter X, inverter Y) and a PVPC using scaled-down distribution network. For this purpose, a simulator had been developed by the authors [3]. Fig.1 shows a test circuit. Then, the islanding detection functions were tested under the following conditions:

- The load condition has two patterns, a RCL (resistance (R), capacitance (C), inductance (L)) and a RCM (R, C and induction motor (M)).
- Active power and reactive power are changed in steps of 10% at focusing on the balancing point among inverter output and load consumption.
- PV array I-V curve simulator imitates the PV array that its output is fixed to a rated output.
- All conditions are tested five times.

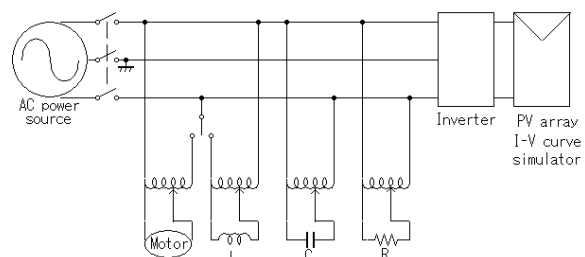


Fig.1 The experimental circuit

3. USUAL MIC IN EUROPE AND US

3.1 Performances of usual MIC

At present, AC modules are popular in Europe and US. These MICs have very high performances. For instance, efficiency of Maximum Power Point Tracking (MPPT) almost reaches over 90% at an explanatory note. In addition, they contain anti-islanding system that only observes grid voltage and frequency. However, this is not enough to detect islanding in Japanese guideline. Because the present Japanese guideline requires that all types of inverters including AC module equip a complete islanding protection. They should provide both passive and active methods.

Consequently, in this paper, it needs to confirm the

availability of islanding detection method for usual MIC single, parallel and multiple operations.

3.2 Examination of a single operation for usual MIC

Firstly, islanding detection function of a single operation was tested. Figs.2-5 shows the test results respectively.

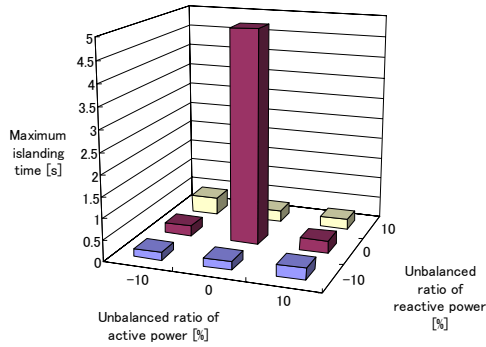


Fig.2 Test result of inverter X operation. (Load RCM)

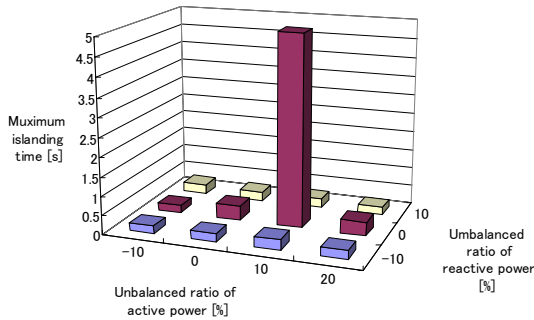


Fig.3 Test result of inverter X operation. (Load RCL)

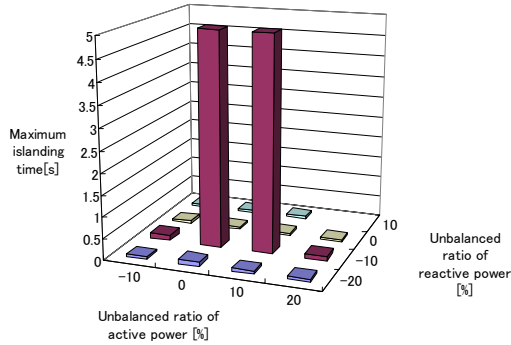


Fig.4 Test result of inverter Y operation. (Load RCM)

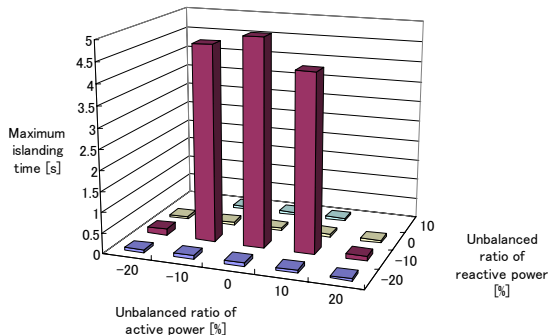


Fig.5 Test result of inverter Y operation. (Load RCL)

From these results, inverters X and Y have several islanding occurrence conditions in the worst-case. Especially, reactive power in near zero or -10% may easily occur an islanding phenomenon.

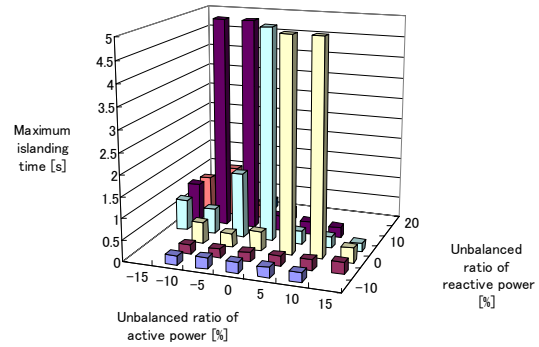


Fig.6 Test result of multiple operations. (Load RCM)

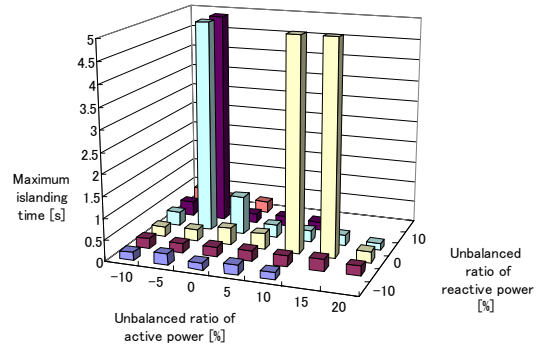


Fig.7 Test result of multiple operations. (Load RCL)

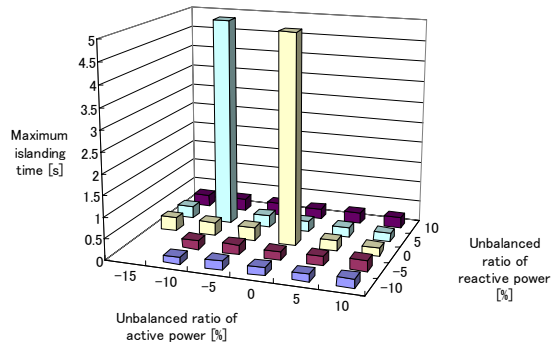


Fig.8 Test result of parallel operation. (Load: RCM)

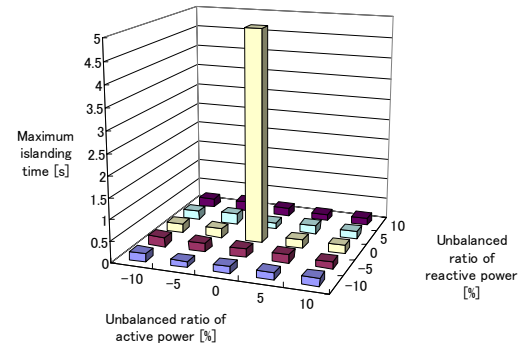


Fig.9 Test result of parallel operation. (Load: RCL)

3.3 Examination of multiple operations for usual MIC

As AC modules are almost connected to the grid through inverters, then, it becomes rather difficult to detect the islanding phenomena. Thus, four X inverters multiple operations were tested to pretend the worst case. Furthermore, different inverter parallel operations (inverters X and Y) were tested with the same distribution line. Figs. 6, 7 show the results of these multiple operations. Figs. 8, 9 shows the results of parallel operations with RCM and RCL load respectively.

From the results of multiple operations, the islanding conditions of four X inverters multiple operations increased as compare with the single operation. Because of this, it is considered that output power of each inverter makes interference with another inverters. Moreover, if dozens of MICs connected to the same distribution line, then the islanding occurrence condition will increase.

From the results of parallel islanding tests, as well as previous results, it is hard to detect the islanding phenomena by MIC's islanding protection.

According to usual MIC islanding tests, it shows that usual MIC connected single/parallel or multiple inverters have prospects of islanding.

4. NEW AC MODULE IN JAPAN

4.1 Performance of PVPC

The authors had developed an algorithm for a new AC module inverter that is suitable for the Japanese guideline. It consists of an inverter and a control board. The control board includes the total algorithm such as islanding protection and MPPT. The functions of the control board are to run the total algorithm and to output the current indication value.

Figure 10 shows the islanding detection algorithm flowchart. One of main feature of this algorithm is to simplify the Active/Passive Series Method [4], to combine a two-step passive detection and control the current of the inverter. The function of the two-step passive detection is to suppress the misdetection and mutual intervention.

The first-step of the passive detection is a low sensitive detection including effective voltage, grid frequency and 3rd harmonic distortion. The second-step of the passive detection is a high sensitive detection including the rate of change of grid frequency and 3rd harmonic distortion.

When the low sensitive detects an islanding phenomenon, the inverter backs to the waiting mode. The waiting mode means to stop the inverter operation. When the low sensitive doesn't detect anything and only the high sensitive detects an islanding phenomenon, the inverter output current decreases to half. Then, if grid voltage exists, there will be no influence on the system voltage waveform. If grid voltage doesn't exist, the change of the inverter output current distorts the system voltage waveform. This distortion is detected by the low sensitive, then the inverter changes to the waiting mode. If the inverter doesn't detect anything, both the low sensitive and the high sensitive, MPPT algorithm outputs a suitable current indication for the grid condition.

At present, accuracy of each detection method has confirmed in a simulation [5]. Additionally it was examined in basic islanding tests. From these basic islanding tests, the proposed algorithm exactly detected the small disturbance of the grid voltage and the grid frequency.

Table1 shows a threshold of each detection method. The low sensitive threshold is defined along the Japanese guideline. The high sensitive threshold is simulated by [5].

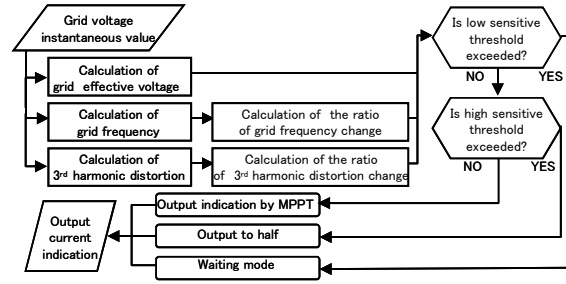


Fig. 10 The islanding detection algorithm flowchart.

Table 1. The threshold of each detection method.

| Detection method | Threshold |
|--|---------------|
| Effective voltage level | 90~110[V] |
| Grid frequency level | 48.5~51.0[Hz] |
| 3 rd harmonic distortion | 3[%] |
| Rate of grid frequency change | 0.1[%] |
| Rate of 3 rd harmonic distortion change | 0.5[%] |

4.2 Examination of a single operation for PVPC

In order to verify the islanding detection method for PVPC, a single islanding behavior was tested. The load conditions were taken similar to the usual MIC tests.

Then, at the single islanding test, PVPC tested without the high sensitive of islanding detection method. From this test, a PVPC islanding occurred due to maintain the grid system voltage and frequency. Fig11 shows the PVPC islanding phenomena without the high sensitive.

Figs.12, 13 show the test results with RCM and RCL loads, respectively. Based on the obtained results, it is confirmed that PVPC is exactly able to detect the islanding phenomena with worst-case load condition within 100 ms and the threshold of each detection method is propriety to detect islanding.

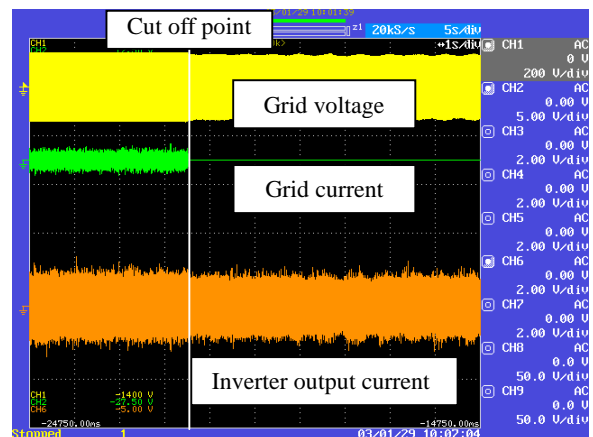


Fig. 11 Test result of PVPC without the high sensitive.

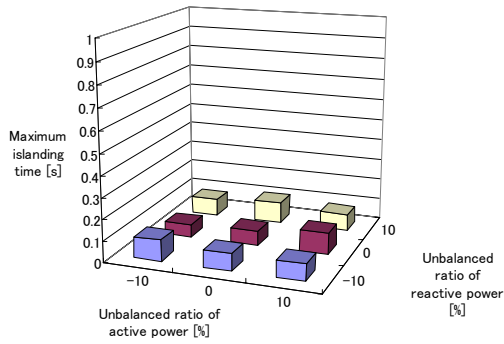


Fig.12 Test result of PVPC single operation.
(Load RCM)

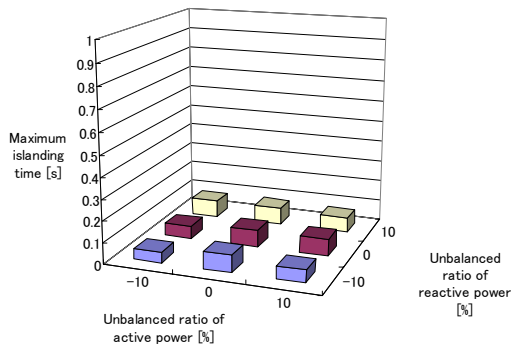


Fig.13 Test result of PVPC single operation.
(Load RCL)

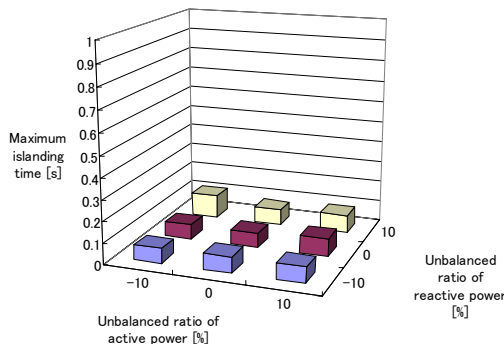


Fig.14 Test result of PVPC parallel operation.
(Load RCM)

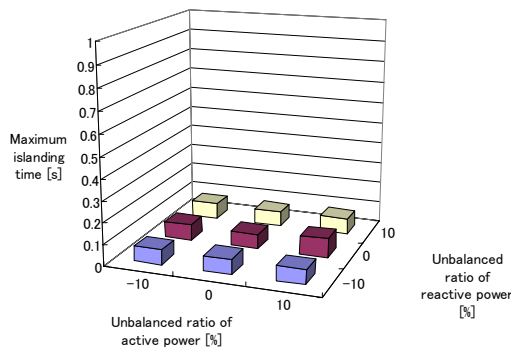


Fig.15 Test result of PVPC parallel operation.
(Load RCL)

4.3 Examination of multiple operations for PVPC

As mentioned earlier, most serious problem of PV inverters is to cause islanding phenomena, especially, multiple operations are easy to cause islanding phenomena. Consequently, four PVPC were tested with the same conditions. Figs.14, 15 show the islanding test results of the multiple operations for PVPC.

From these results, it is obvious that there is no effect on interference of each output power, load condition and cut off point. All tested islanding phenomena were detected by PVPC within 100 ms.

According to PVPC islanding tests, it shows that PVPC connected single or multiple inverters are able to detect islanding phenomena.

5. CONCLUSION

In this paper, the experimental results of usual MICs and PVPC were presented. From the obtaining results, it is confirmed that in worst-case condition usual MIC can not detect the islanding phenomena in case of single and multiple operations. However, in the other hand, PVPC can overcome this shortage and detect the islanding phenomena in case of single and multiple operations. Consequently, it was clarified that developed islanding detection method for AC module is able to detect the islanding.

Ultimately, there are still some rooms for the future development of the present study. For instance, how to deal with the situation, when dozens of different AC modules have to be connected to the same distribution line, they may occur the islanding phenomena. Therefore, perfect optimal inverters suitable for preventing these phenomena are desired.

REFERENCES

- [1] Agency of Natural Resources and Energy "Guideline to Regulate Utility-connection Technology", July 1998.
- [2] H.Koizumi, K.Nagasaka, K.Kurokawa, N.Goshima, M.Kawasaki, Y.Yamashita, A.Hashimoto, "Development of Micro Controller for PV System In Japan", *Proceeding of PV IN EUROPE*, pp.683-686 Oct. 2002.
- [3] Y.Noda, T.Mizuno, H.Koizumi, K.Nagasaka and K.Kurokawa, "Development of a scaled-down simulator for distribution grids and its application for verifying interference behavior among a number of module integrated converters (mic)", *Proceeding of the 29th IEEE PVSC*, pp.1545-1548, May 2002.
- [4] H.Kobayashi, K.Takigawa, E.Hashimoto, "Method for Preventing Islanding Phenomenon on Utility Grid with a Number of Small Scale PV Systems", *Proceedings of the 22nd IEEE PVSC*, pp.695-700 (1991-10).
- [5] T. Mizuno, Y.Noda, H.Koizumi, K.Kurokawa, "Interference of Islanding detecting factor in commercial PV inverters", *Proceedings of 13th Annual Conference of Power & Energy Society IEE-J*, vol. A, No.191, pp. 597-598, Aug. 2002 (in Japanese).
- [6] T.Mizuo, T.ishikawa, Y.Noda, H.Koizumi, K.Kurokawa, Y.Arai, N.Goshima, M.Kawasaki, H.Kobayashi, "The islanding detection algorithm of a new AC module for grid connection in Japan", *Proceeding of PV IN EUROPE*, pp. 703-706, Oct. 2002.

AN OPTIMAL DESIGN AND USE OF SOLAR HOME SYSTEM IN MONGOLIA

Amarbayar Adiyabat* and Kosuke Kurokawa*

*Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)
Naka-cho 2-24-16, Koganei, Tokyo 184-8588, Japan, Fax: +81-423-85-6729
E-mail: amar@cc.tuat.ac.jp, kurochan@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

This paper presents the results of study related into optimal design and use of Solar Home System (SHS) in Mongolia.

Over recent years, SHS becomes widely used by nomadic households in Mongolia. In the other hand, there exists an increasing problem of system component failure, low battery lifetime and users' dissatisfaction.

To overcome the present problem, a user training manual and demand-side load management seems to be necessary for enhance lifetime and minimize failures of SHS.

The time-serial simulation results shows possibilities to gain more performance ratio of SHS, which sized design parameter method. The optimal load table to support DSM for user proposed in the case of Mongolian central area.

Keywords: Solar Home System (SHS), optimal sizing, Demand-side-Management (DSM)

1. INTRODUCTION

Solar Home System (SHS) is the best way for sustainable surviving and development in rural area of developing countries.

Over recent years SHS becomes widely used by nomadic households in rural areas, it is based on the implementation influence of "100,000 Solar Ger" National program and demonstrative research project of portable PV systems by NEDO of Japan. It is expected that spread progresses from now on.

On the other hand, there exists an increasing problem of system component failure. Problems like fusing of light bulbs, inadequate charging of batteries, low battery life and need for continuous maintenance have been some of technical problems with SHS. From authors' detailed performance analysis [1], many functional failures of the batteries and the increase in battery loss, array capture loss, and high load mismatch losses, user's bad managements of load were observed.

2. WHAT IS A PROBLEM OF SHS

From the purchasing ability and electricity demand, the solar home system get into to small size in the developing country. An array capacity determined to fixed size at commercial PV module rate, like one module 55W or 75W. Therefore, SHS designing become an issue to calculate the capacity balance of a storage battery and load consumption under consideration of an installation environments and user's electricity demand.

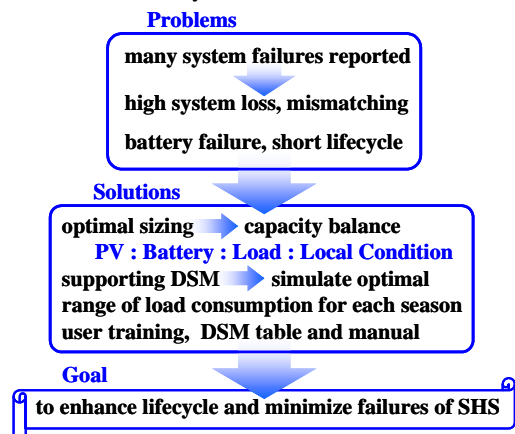


Fig.1: The problem and solution of this study

A charge cycle of SHS will stretch as time go on by lack of solar irradiation causing different installation conditions and high exceed electricity consumptions. This leads to low battery SOC (State-of-Charge), frequent disconnections and brings early degradation of storage battery.

It is not desirable for a SHS that it is also less too much as well as demand exceeding from designed energy consumption load.

An overcharge protect function of charge regulator frequently operates at the low consumption. It is reported that the battery efficiency near the top-of-SOC was low [4]. From field test data, the electrolyte of the batteries decreased very much due to effects of gassing, a result of the oscillation of the

charge controller which serves as an over charge protection.

To overcome the present problem, a user training manual and demand-side load management are indispensable to enhance lifecycle and minimize failures of SHS.

This paper presents the results of study related into optimal design and use of SHS in Mongolia.

3. METHODOLOGY

3.1 DESIGN PARAMETER METHOD FOR SHS

The PV system sizing tasks usually start from the definition of daily consumption load. In the designing of small-scale stand-alone PV systems, the capacity of storage battery (6) and the available load consumption (4) calculated from the local irradiation data and the fixed array capacity (1 or 2 module), based on the energy balance equations (1) [2].

In sizing tasks, there have to tend constant daily consumption all along the year. In order to calculating the optimum balance of battery capacity and an available load at each season or month, system performance ratio K (5) was introduced to following equations (1)-(7).

$$H_A \cdot A \cdot \eta_{PS} \cdot K = E_L \cdot D \cdot R \quad (1)$$

$$\eta_{PS} = P_{AS} / (G_S \cdot A) \quad (2)$$

$$D = (N_d + N_{rc}) / N_{rc} \quad (3)$$

$$E_L = P_{AS} \cdot (H_A / G_S) \cdot K / (R \cdot D) \quad (4) \text{ from (1), (2)}$$

$$K = K_H \cdot K_P \cdot K_B \cdot K_C \quad (5)$$

$$B_{kWh} = E_{LBd} \cdot N_d \cdot R_B / (C_{BD} \cdot U_B \cdot \delta_{BD}) \quad (6)$$

$$E_{LBd} = \frac{\eta_{BA} \gamma_{BA}}{(1 + \eta_{BA} \gamma_{BA} - \gamma_{BA})} \cdot E_L \quad (7)$$

H_A : in-plane irradiation [kWh/m²/period]

A : array area [m²]

η_{PS} : PV efficiency under STC

K : performance ratio

E_L : load energy consumption [kWh/period]

D : solar energy dependence, in the case of SHS

$D = (N_d + N_{rc}) / N_{rc}$

N_d : assumed non-sunshine days [d]

N_{rc} : recovery days of battery state of charge [d]

R : design redundancy

P_{AS} : PV array maximum power under STC [kW]

G_S : irradiance at STC [kWh/m²]

B_{kWh} : battery capacity [kWh]

E_{LBd} : load of dependency on battery [kWh/d]

R_B : battery design redundancy

C_{BD} : factor of battery capacity reduction

U_B : depth-of-discharge / DOD

δ_{BD} : decreasing rate of voltage dropping at discharge

γ_{BA} : dependency of load on battery

η_{BA} : battery efficiency

3.2 SYSTEM LOSS FACTORS

Operation characteristic parameters and performance indices of SHS are expressed in equations from (1)-(12).

Some of the major factors (as shown **Fig.2**) to reduce the performance ratio are the loss caused array capture, the loss caused by mismatching and the loss caused by lowered efficiency of degraded battery.

In the calculation, the values of parameters are taken as the average value from the authors' detailed performance analysis on demonstrative research project of portable PV systems by NEDO[1].

The array losses are possible to minimize by careful installation. Therefore, orientation, shadow, dust factors calculated in the default value 1.

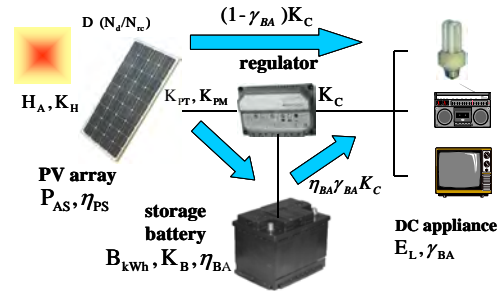


Fig.2: Relationship of the major parameters for SHS designing

$$K_H = K_{HD} \cdot K_{HS} \cdot K_{HCTr} \quad (8)$$

K_H : irradiation modification factor

K_{HD} : irradiation movement factor

K_{HS} : shading factor 1.0

K_{HCTr} : gain factor of tracking 1.0-1.22: if tracking by hand

$$K_P = K_{PD} \cdot K_{PT} \cdot K_{PA} \cdot K_{PM} \quad (9)$$

K_P : PV conversion efficiency factor

K_{PD} : deterioration factor with age

K_{PDS} : soiling factor 1.0

K_{PDD} : degradation factor

K_{PT} : temperature factor 1.0 in winter, 0.93 in summer

K_{PA} : array circuit factor 1.0

K_{PM} : load mismatch factor 0.85 (control of regulator based on a battery voltage)

$$K_B = (1 - \gamma_{BA}) \cdot \eta_{BD} + \gamma_{BA} \cdot \eta_{BA} \quad (10)$$

$$\eta_{BA} = K_{B,OP} \cdot \eta_{BTS} \quad (11)$$

$$K_{B,OP} = K_{B,sd} \cdot K_{B,ur} \cdot K_{B,au} \cdot \eta_{BC} \quad (12)$$

K_B : battery efficiency modification factor
 η_{BD} : bypass energy efficiency
 $K_{B,OP}$: modification factor of operation efficiency
 η_{BTS} : stack test efficiency of battery
 $K_{B,sd}$: self-discharge loss factor
 $K_{B,ur}$: unbalance factor of battery cell
 η_{BC} : efficiency of charge regulator

3.3 SIMULATION FOR DSM SUPPORT

Demand Side Management (DSM) is playing important role in the maximizing lifecycle of SHS. There is need a support for user implementing DSM at SHS.

We developed the simulation program that to calculate the available consumption load by each month, to support DSM for SHS user. The simple battery model (13)-(15) based on state of charge (SOC) added in to simulation program, which was used in the performance analysis [1].

$$V_{bat,i+1} = 12.51 - 0.72 \cdot (1 - SOC_i) - \frac{I_{bat,i}}{C_{rate}} \cdot \left[\frac{24.0}{1 + I_{bat,i}^{1.3}} + \frac{1.62}{SOC_i^{1.2}} + 0.12 \right] \quad (13)$$

$$V_{bat,i+1} = V_{bat,i} + 0.76 \cdot (1.57 + \sin^{-1} \left(\frac{SOC_i - 0.5 \cdot SOC_0 - 0.5}{0.5 - 0.5 \cdot SOC_0} \right)) \quad (14)$$

$$SOC_{i+1} = SOC_i \pm I_{bat,i} \cdot T_{step} / C_{rate} \quad (15)$$

In this simulation, the maximum available load has calculated from maintain rate of SOC in every settled loads. This is allowing to determinate seasonal optimum load range. Also, the sensibility simulation of maintain rate performed at various depth-of-discharge.

4. RESULT AND DISCUSSION

The results calculated by design parameter method shown in **table 1** and **2**. The optimum (cost-effective) balance of fixed array vs. various battery capacity calculated at $N_d/N_{rc} = 2/3$ (see table 1). The battery capacity is less than common design value, caused by few no sunshine days.

The average seasonal load consumption values at the optimum balance of fixed array and battery capacity are indicated in **table 2**. The load value of summer is approximately two-fold than winter available load.

The maximum available load from the time-serial simulation in case of the NEDO portable SHS[1], indicated at 600Wh/day (see **Fig. 3**). This value is 1.8 times larger than the value of design parameter method.

The **Fig. 4** shows the seasonal optimum load range from the simulation of SOC maintain rate. Also, the sensibility of seasonal optimum load range at degraded battery efficiency (**Fig. 5**).

There is necessary additional function in charge regulator, to supporting DSM, like signaling about a SOC, auto-calculating I/O energy or interface for reservation future demand.

Table 1:The optimum (Cost-effective) balance of fixed array vs. battery capacity calculated by the design parameter method

| PV array [W _p] | VRLA/Deep-cycle Battery [Ah] 20HR | | | Vehicle SLI Battery * [Ah] 5HR | | | |
|----------------------------|-----------------------------------|------|------|--------------------------------|------|------|------|
| | N_d/N_{rc} ** | 3/3 | 2/3 | 1/2 | 3/3 | 2/3 | 1/2 |
| 12.0 | 3/3 | 10.9 | 8.7 | 4.8 | 14.5 | 11.6 | 12.9 |
| 22.0 | 3/3 | 19.9 | 15.9 | 8.9 | 26.6 | 21.3 | 23.6 |
| 50.0 | 3/3 | 45.3 | 36.2 | 20.1 | 60.4 | 48.3 | 53.7 |
| 55.0 | 3/3 | 49.8 | 39.9 | 22.1 | 66.4 | 53.1 | 59.0 |
| 75.0 | 3/3 | 67.9 | 54.3 | 30.2 | 91 | 72.5 | 80.5 |
| 102 | 3/3 | 92 | 73.9 | 41.1 | 123 | 99 | 109 |
| 204 | 3/3 | 185 | 148 | 82.1 | 246 | 197 | 219 |

* max depth-of-discharge DoD U_B : VRLA=60%, SLI=30%

** N_d/N_{rc} : no sun day/recovery day

Table 2: The average seasonal load consumption at the optimum balance of fixed array and battery capacity for $N_d/N_{rc} = 2/3$

| PV array [W _p] | Vehicle SLI Battery [Ah] 5 HR | Average Load [Wh /d] at seasonal reference yield [h] | | |
|----------------------------|-------------------------------|--|-------------|-------------|
| | | Summer 6h | Spring 4.8h | Winter 3.2h |
| 12.0 | 11.6 | 24.5 | 19.6 | 13.1 |
| 22.0 | 21.3 | 44.9 | 35.9 | 23.9 |
| 50.0 | 48.3 | 102.0 | 81.6 | 54.4 |
| 55.0 | 53.1 | 112.2 | 89.8 | 59.8 |
| 75.0 | 72.5 | 153.0 | 122.4 | 81.6 |
| 102 | 98.5 | 208.1 | 166.5 | 111.0 |
| 204 _{with Inv.} | 197.1 | 333.0 | 213.1 | 142.1 |

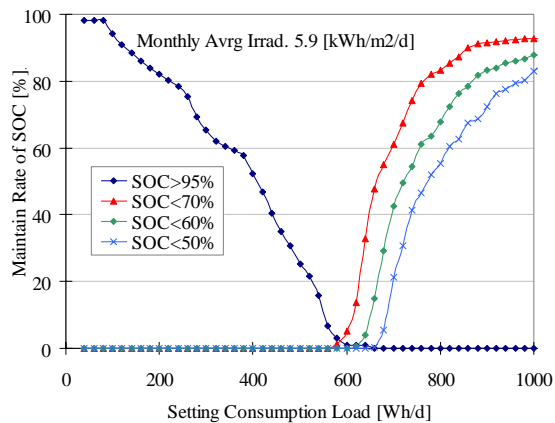


Fig. 3: Sensibility simulation of SOC Maintain Rate vs. Setting Loads at reference yield $Y_r=5.9$ h

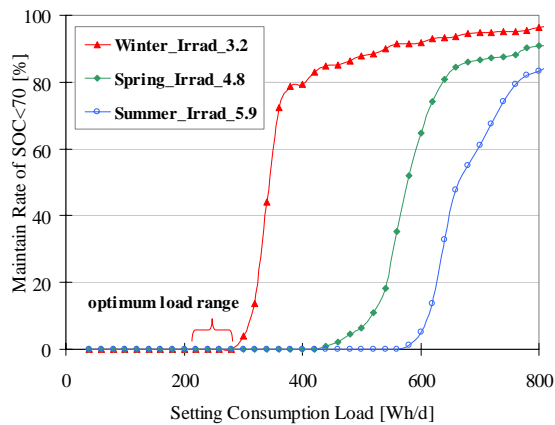


Fig. 4: Determination of seasonal optimum load range from time-serial simulation of SOC maintain rate

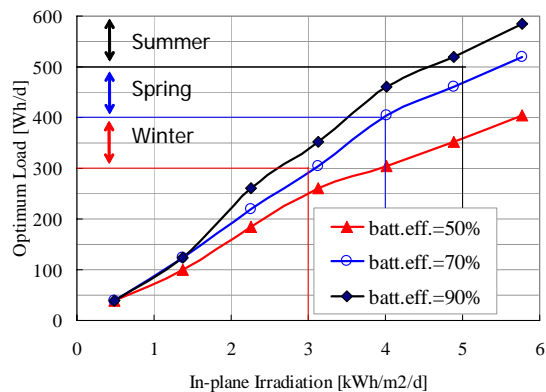


Fig. 5: Sensibility simulation of seasonal optimum load range at degraded battery efficiency

5. CONCLUSION

- The detailed design parameter sizing method for SHS improved with feedback experimental loss parameters from field data.
- The simulation model developed, to calculate available maximum consumption value from the typical commercial PV module and battery capacity at install environments.
- The time-serial simulation results shows possibilities to gain more performance ratio of SHS, which sized design parameter method.
- The optimal load table to support DSM for user proposed in the case of Mongolian central area.

6. REFERENCE

- [1] Amarbayar Adiyabat, Kosuke Kurokawa, Performance Analysis of Portable PV Systems based on measured data in Mongolia, 29th IEEE PVSC in New Orleans, May 2002.
- [2] NEDO (The New Energy and Industrial Technology Development Organization of Japan), Research and Development of the PV System Evaluation Technology, Research Report, JQA, 2001
- [3] F.D.J. Nieuwenhout, J.W. Martens and others, Life-Cycle Analysis and optimization of Solar Home Systems, ECN-C--01-057, August 2001.
- [4] John W. Stevens and Garth P. Corey, A Study of Lead-Acid Battery Efficiency Near Top-of-Charge and the Impact on PV System Design, 25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1996

LOOP POWER FLOW CONTROL AND VOLTAGE CHARACTERISTICS OF DISTRIBUTION SYSTEM FOR DISTRIBUTED GENERATION INCLUDING PV SYSTEM

Naotaka Okada¹, Hiromu Kobayashi¹, Kiyoshi Takigawa¹, Masahide Ichikawa² and Kosuke Kurokawa²

1. Central Research Institute of Electric Power Industry, 2-11-1, Iwadokita, Komae, Tokyo, Japan,

2. Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho Koganei-city Tokyo, Japan

ABSTRACT

When distributed generation (e.g., PV) is installed for feeder imbalance, it is difficult to maintain a proper voltage range. In such cases, a loop distribution system has an advantage at voltage fluctuation. A loop power flow controller (LPC) may be expected to control loop distribution systems without any increase in short-circuit current. In this paper, we describe the relationship between loop power flow control and voltage characteristics for distributed generation, and propose a simple control method using local voltage information. The result of our simulation shows that the proposed control method for the LPC balances the power flow and regulates the voltage with stable operation.

1. INTRODUCTION

Renewable energy such as the PV system and the utilization of co-generation systems are expected to improve the efficiency of energy applications. Therefore a lot of distributed generations (DG) will be connected to distribution systems. When the DGs are installed for feeder imbalance, it is difficult to maintain a proper voltage range. In such cases, it is known that loop or mesh distribution systems balance the power flow and regulate the voltage. However, the short-circuit current in the distribution system will increase, and a method for detecting the location of faults in loop distribution systems has not yet been established.

A loop power flow controller (LPC) using a back to back (BTB) should control loop distribution systems without any increase in short-circuit current. Therefore, we anticipated applying a LPC to radial distribution systems with the present protection method.

In this paper, we describe the basic considerations for installation points and the application capacity of the LPC. The control method for the LPC is also important. We propose a simple control method using local voltage information. Evaluation of the proposed control method for loop power flow was estimated by power flow calculation using the Monte-Carlo method.

2. STRUCTURE OF LOOP DISTRIBUTION SYSTEM WITH LPC

2.1 Basic Concept and Structure of LPC

The basic concept of the loop distribution system using the LPC we propose is as follows [1].

- A) Aims for free access to a distributed power supply.
- B) System responds flexibly to unbalanced load between feeders, and makes effective use of equipment.
- C) To enable this, the system is constructed in the shape of a loop from a radial.
- D) A loop distribution system is provided without altering existing systems such as the protection system, except for loop points.

In achieve all this, we used the BTB shown in Fig. 1 as the LPC.

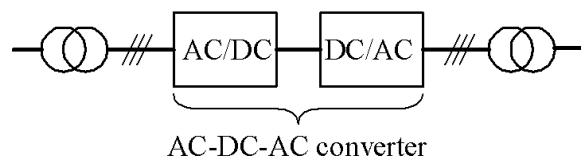


Fig. 1 Structure of LPC

Because the equipment is miniaturized, the abbreviation of the transformers is considered [2]. This involves, the control of a steady state zero phase sequence current and the block of zero phase sequence current and voltage during faults.

2.2 Installation points

6.6kV overhead distribution systems are currently constructed in Japan as radial networks. Fig. 2 shows a radial distribution line route from a distribution substation. A feeder is broken into sections by circuit breakers, closed switches and open switches. The open switches give flexibility at fault condition. Under stable conditions, distribution systems are operated as a radial network.

A loop system can be easily constructed by closing an open switch. Therefore, we considered the installation points of the LPC to be the open switches shown in Fig. 2.

The feeders shown in Fig. 2 are divided into three sections by the switches. If we assume the sections will be connected to other feeders, the same capacity as the load of the section is required for the switch. In this case, as for the switch, 1/3 of the capacity

of the feeder is needed. Therefore, we targeted 1/3 of the capacity of the feeder as the standard for the LPC.

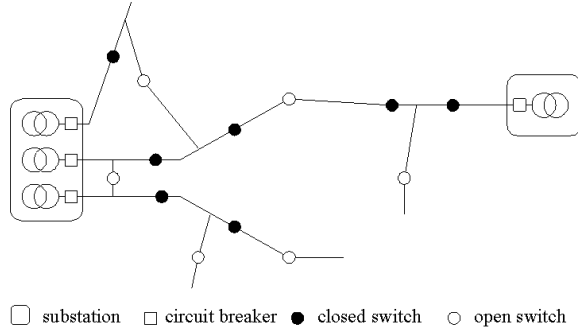


Fig. 2 Radial distribution line route from substation

3. PROPOSED CONTROL APPLICATION OF LOCAL VOLTAGE

3.1 Power Flow Control using Local Voltage

One idea is to use local voltage for loop power flow control and voltage regulation. Theoretically, the voltage of the power system is controlled by reactive power. Here however we would like to focus on the line resistance (R) close to the line inductive reactance (X) in Japanese 6.6kV distribution lines.

Fig. 3 shows the terminal voltage of the LPC and controlled power flow direction.

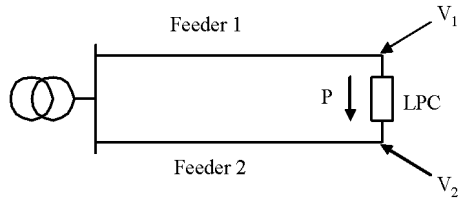


Fig. 3 Terminal voltage of LPC and controlled power flow direction

A simple rule of power flow control by terminal voltages is shown by the following [1]:

$$P = G_p (V_1 - V_2) \quad (1)$$

where, V_1 and V_2 are the terminal voltages shown in Fig. 3. G_p is the loop power flow gain by the voltage difference.

3.2 Power Flow Control using Line Voltage Drop

In equation (1) the feeders connected at the same bank transformer. However, when the feeders are connected to two different bank transformers, the sending voltages of the feeders differ. In this case, we consider the voltage drops of two feeders, as shown in Fig. 4.

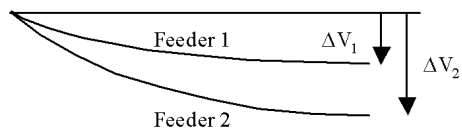


Fig. 4 Voltage drops of two feeders

This assumes that the sending voltage of the two feeders is the same. Equation (1) is shown as follows using voltage drops ΔV_1 and ΔV_2

$$P = G_p (\Delta V_1 - \Delta V_2) \quad (2)$$

where, ΔV_1 and ΔV_2 are the voltage drops of feeder 1 and feeder 2 in Fig. 4. G_p was set to 40 pu, in this paper. The relation between G_p and voltage characteristics was shown in reference [3].

Therefore, when the sending voltage of the feeders differs, it can be treated like equation (1) by using equation (2). When using voltage drops, measurements are needed for the sending voltage of feeders.

3.3 Reactive Power Control using Line Voltage Drop

This paper considers the effect of adding reactive-power control to equation (1). We use the following simple rule of reactive power flow control by line voltage drop:

$$\begin{aligned} Q_1 &= G_q \cdot \Delta V_1 \\ Q_2 &= G_q \cdot \Delta V_2 \end{aligned} \quad (3)$$

where, ΔV_1 and ΔV_2 are the voltage drops of feeder 1 and feeder 2 in Fig. 4. Q_1 and Q_2 are injected reactive power at node 1 and 2, respectively. G_q is injected reactive power gain by line voltage drops. G_q was set to 40 pu, in this paper.

4. SIMULATION CONDITIONS

4.1 Power Flow Calculation using Monte-Carlo Method

If we assume load in power systems changes at random over the course of the day, month, and year, then there exist time sections of various patterns. Stochastic load flow is a technique for calculating the frequency distributions of the voltage of each node [4]. Var allocation [5] and improvement of voltage [6] are applications of this technique.

In this paper, we used the Monte-Carlo method in order to take into consideration the current restrictions caused by the conversion capacity of the LPC.

Normal random numbers are generated by the Box Muller.

$$N_j = \sqrt{-2 \cdot \log U_{1j}} \cdot \sin(2\pi \cdot U_{2j}) \quad (4)$$

where, U_{1j} and U_{2j} are two sets of uniform random numbers.

Power p_i and reactive power q_i of a node are given by the following equation using the normal random numbers.

$$\begin{aligned} p_i &= N_{2i} \cdot ps_i + pe_i, \\ q_i &= N_{2i+1} \cdot qs_i + qe_i, \quad (i = 1 \sim 12) \end{aligned} \quad (5)$$

where, pe_i and qe_i are expected values (EV) and ps_i and qs_i are standard deviations (SD).

The simulation model created based on the composition of Fig. 1 is shown in Fig. 5. The pe_i and qe_i are given by equation (5). The LPC is placed in the position of the open switch of Fig. 2. LPCp1, LPCp2 and LPCp3 are power flow controlled by the LPC.

If equation (2) is used for control of the LPC, the sending voltage of each feeder can be regarded as the same. Four feeders are connected to the same node 0 in the simulation model. Line parameters in Fig. 5 were based on a power base of 10MVA and voltage base of 6.6kV.

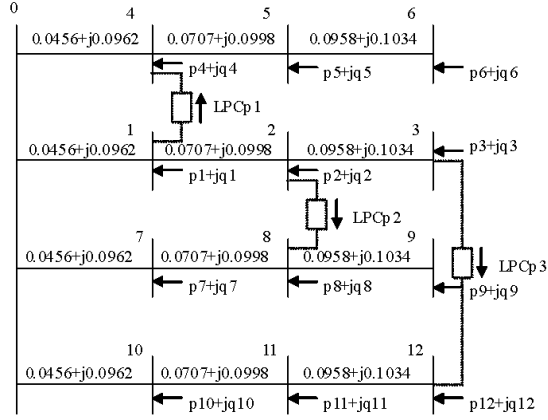


Fig. 5 Distribution system model for simulation

4.2 Radial Distribution System

Basic characteristics of the radial distribution system were simulated using the load conditions in Table 1. Here, pe is the EV (expected value) of node power, ps is the SD (standard deviation) of node power, qe is the EV of node reactive power and qs is the SD of node reactive power. We assumed the EV of demand to be the halves of the feeder capacity. In this model, since three nodes are in one feeder, the EV of the demand of one node is set to 1/6 of the feeder capacity. On the other hand, ps is set to 1/3 of pe . qe is given as inductive power factor 0.9. qs uses the same value as ps .

The feeder capacity is taken as 0.3 pu. The numerical values in Table 1 are based on feeder capacity of 0.3 pu.

Table 1: Load conditions

| Node | pe | ps | qe | qs |
|------|---------|---------|----------|---------|
| 1~12 | -0.1667 | 0.05556 | -0.08073 | 0.05556 |

(pe : EV of node power, ps : SD of node power, qe : EV of node reactive power, qs : SD of node reactive power, with numerical values based on feeder capacity of 0.3 pu)

4.3 Connection of DG (Distributed Generation)

We investigated the characteristics of power lines by the interconnection of a DG, making the interconnection position of the DG node 3. The following equation is used for node 3 instead of the equation (5).

$$\begin{aligned} p_3 &= N_6 \cdot ps_3 + pe_3 + N_{26} \cdot dps + dpe \\ q_3 &= N_7 \cdot qs_3 + qe_3 + N_{27} \cdot dqs + dqe \end{aligned} \quad (6)$$

where, dpe is the EV and dps is the SD of the DG generation.

In this paper we connected DG to nodes 1, 2 and 3. The conditions of DG used for this simulation are shown in Table 2.

Table 2: DG conditions

| Node | dpe | dps | dqe | dqs |
|-------|-------|---------|-------|-------|
| 1 ~ 3 | dpe | $dpe/3$ | 0 | 0 |

(dpe : EV of DG power, dps : SD of DG power, dqe : EV of DG reactive power, dqs : SD of DG reactive power)

4.4 Evaluation Based on Optimum Conditions

Optimum power flow calculations were carried out to compare with the proposed control. We prepared two comparative targets. One condition minimizes line loss, shown by following:

$$\begin{aligned} &\text{minimize } f(x) = \sum \text{line loss} \\ &\text{subject to } h(x) = 0 \\ &\quad -1 \leq \text{LPC } P_i \leq 1 \\ &\quad -1 \leq \text{LPC } Q_j \leq 1 \end{aligned} \quad (7)$$

where, $h(x)$ are power flow equations. LPC P_i is the power flow of LPC i . LPC Q_j is the injected reactive power at node j by LPC.

The second condition minimizes the square of the voltage error as shown by following:

$$\begin{aligned} &\text{minimize } f(x) = \sum (V_j - V_{ref})^2 \\ &\text{subject to } h(x) = 0 \\ &\quad -1 \leq \text{LPC } P_i \leq 1 \\ &\quad -1 \leq \text{LPC } Q_j \leq 1 \end{aligned} \quad (8)$$

where, V_j is voltage of node j . And V_{ref} is the reference node voltage. V_{ref} is set to 1 pu.

5. CHARACTERISTICS OF LOOP SYSTEM

5.1 Voltage Profile of Radial Distribution System

Fig. 6 shows the voltage profile of a radial distribution system [3]. In this Figure, ve shows the EV of node voltage 0~3, and vs shows the SD of node voltage. The number of repetitions of the Monte-Carlo method is 10000. Compared with the sending voltage, the ve declines 3.4% at the end of the feeder. The vs increases 0.8% at the end of feeder. From the characteristics of normal distribution, 68.3% of the state is included between $ve+vs$ and $ve-vs$.

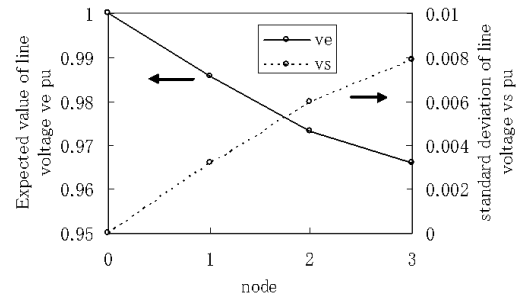


Fig. 6 Voltage profile of radial distribution system

5.2 Evaluation of Voltage on LPC Loop System

Fig. 7 shows voltage characteristics at node 3 for the DG

connections of nodes 1, 2 and 3. The total value dpe of the DG is based on feeder capacity of 0.3 pu. The increase in the EV of DG power generation causes the EV of the node 3 voltage to rise almost linearly at radial and P control curves.

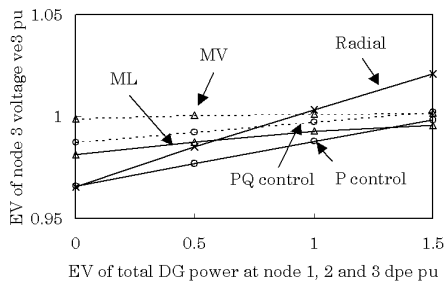


Fig. 7 Voltage characteristics of node 3 for DG connections

Table 3: Voltage fluctuation on node 3 (compare dpe=0 pu with 1.5 pu)

| Item | Ve3(at 1.5pu) - Ve3(at 0pu) |
|-----------------|-----------------------------|
| Radial | 0.055 |
| P control | 0.033 |
| P and Q control | 0.015 |
| ML | 0.014 |
| MV | Almost flat |

Fig. 8 shows the SD of node 3 for EV of DG output power. The increase in the EV of DG output increases the change in the SD of the node 3. The SD of P control is 69% of the SD of the radial. The SD of PQ control is 31% of the SD of the radial. The characteristic of the PQ control curve is similar to the ML (minimize line loss) curve.

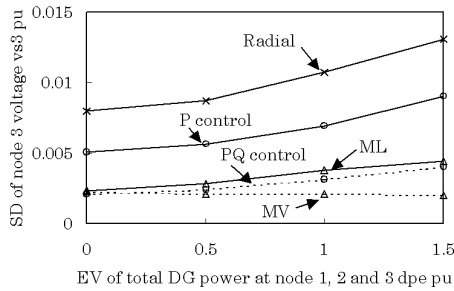


Fig. 8 Standard deviation of node 3 for DG connections

5.3 Line Loss of Loop System

Fig. 9 shows total line loss for DG connections. In the case of the radial, the loss decreasing with the increase in DG up to 0.5 pu. The loss also increases with a DG connection of more than 0.5 pu. In the case of PQ control, the loss decreases with DG connections up to 1 pu. The loss of PQ control has the advantage of radial and MV (minimize square of voltage error). Up to dpe=1 pu, the loss of PQ control is smaller than P control.

Fig. 10 shows the sum of the square of the feeder current. Fig. 10 is similar to Fig.9, therefore to minimize line loss

shows equivalent distribution of feeder current.

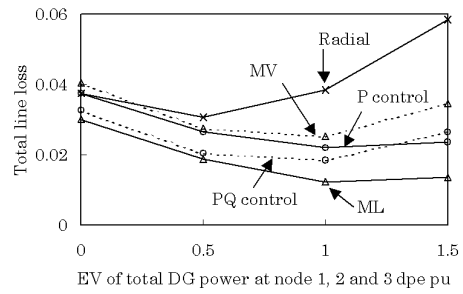


Fig. 9 Total line loss for DG connections

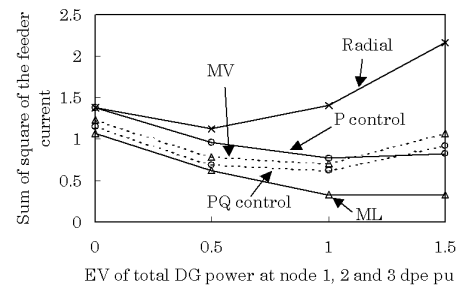


Fig. 10 Sum of square of the feeder current

6. CONCLUSION

We describe here the relationship between loop power flow control and voltage characteristics for distributed generation, and propose a simple loop power flow and reactive power control method using local voltage information. The result of our simulation shows that the proposed control method for the LPC balances the power flow, minimizes line loss and regulates the voltage with stable operation.

REFERENCES

- [1] N. Okada, Autonomous Loop Power Flow Control for Distribution System, 7th International Conference on AC and DC Power Transmission, IEE, No. 485, 2001, pp 150-155
- [2] F. Yoshii, System Configuration and Control of a Transformerless BTB Converter for Power Distribution System, IEEJ, SPC-02-22, 2002, pp 35-40
- [3] N. Okada, "Basic study on installation and control method for loop power flow controller in distribution system", the 14th Conference of the Electric Power Supply Industry, 2002, pp 46-51
- [4] O. A. Klitin, STOCHASTIC LOAD FLOWS, IEEE Trans. PAS-94, no2, March/April 1975, pp 299-309
- [5] H. Mori, Var Allocation Using Stochastic Load Flow, T. IEEJ Vol. 105-B, No.9, 1985, pp 779-785
- [6] F. Yamamoto, A Study on Improvement of Voltage Characteristic in Distribution Systems Interconnected with Distributed Generation System -A Stochastic Approach -, T. IEEJ, Vol. 120-B, No.10, 2000, pp 1239-1247

ESTIMATION OF DISTRIBUTION SYSTEM LOAD CHARACTERISTICS WITH TIME SERIES DATA OF PV SYSTEM OUTPUT

Naotaka Okada¹, Toshiya Nanahara² and Kosuke Kurokawa³

1. Central Research Institute of Electric Power Industry, 2-11-1, Iwadokita, Komae, Tokyo, Japan,
2. Tokyo Institute of Technology, CRIEPI, 2-12-1, O-okayama, Meguro-ku, Tokyo, Japan,
3. Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho Koganei-city Tokyo, Japan

ABSTRACT

Estimating load characteristics is very important from the viewpoints of voltage control of a distribution system with dispersed generators such as PV systems. This paper presents an identification method of distribution system characteristics with time series data. While one of the authors has proposed a system identification method that uses output of interruptible generators as an external disturbance, its target was load frequency control of a power system. This paper discusses the application of the method to the estimation of distribution load characteristics using time series data of both PV output and line voltage. Basic characteristics of the method were studied based on simulation data; estimated power spectra of load fluctuation prove to closely agree with that of input load.

1. INTRODUCTION

Renewable energy such as the PV system and the utilization of co-generation systems are expected to improve the efficiency of energy applications. Therefore a lot of distributed generations (DG) will be connected to distribution systems. When the DGs are installed for feeder imbalance, it is difficult to maintain a proper voltage range.

Estimating and understanding load characteristics is very important from the viewpoints of voltage control using local information of a distribution system. It is thought that power generation of PV system in a small area is calculable from information of local irradiance data. Therefore, we try the fluctuation characteristic of load is estimated from the output of PV system and the voltage of distribution line in this paper.

2. ESTIMATION METHOD

One of the authors has proposed a system identification method that uses output of interruptible generators as an external disturbance, its target was load frequency control of a power system [1]. The fundamental point of view is shown in the following.

Fig. 1 shows a target distribution system; here, $p(t)$ is PV outputs, $n(t)$ is demand fluctuation and $v(t)$ is voltage

fluctuation of distribution line. Fig. 2 shows a block diagram of the target system from target distribution system model shown in Fig. 1. $G(\omega)$ is relation between $i(t)$ and $v(t)$.

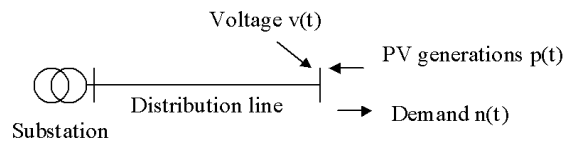


Fig. 1 Target distribution model

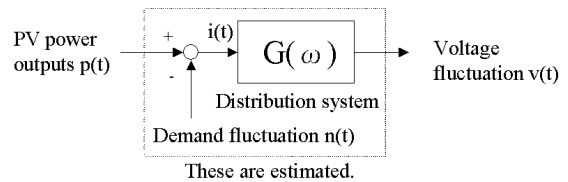


Fig. 2 Block diagram of target system

The voltage ($v(t)$) is an output when inputting total output ($i(t)$) into the distribution system ($G(\omega)$). Relation of the both power spectral density is shown following:

$$S_{vv}(\omega) = |G(\omega)|^2 S_{ii}(\omega) \quad (1)$$

where, $S_{vv}(\omega)$ is power spectral density of distribution voltage. $S_{ii}(\omega)$ is total input to distribution system. Total fluctuation input, fluctuation of PV system output, and fluctuation of demand have following relation.

$$i(t) = p(t) - n(t) \quad (2)$$

The following equation will stand up if it assumes that fluctuation of PV system output ($p(t)$) and fluctuation of demand ($n(t)$) are independent.

$$S_{ii}(\omega) = S_{pp}(\omega) + S_{nn}(\omega) \quad (3)$$

The following equation is obtained from equation (1) and equation (3).

$$S_{vv}(\omega) = |G(\omega)|^2 \{S_{pp}(\omega) + S_{nn}(\omega)\} \quad (4)$$

Cross spectral density is calculated from fluctuation of PV system output ($p(t)$) and fluctuation of distribution voltage ($v(t)$). If it assumes that $p(t)$ and $n(t)$ are independent, cross spectral density is shown following:

$$S_{pv}(\omega) = G(\omega)S_{pp}(\omega), \quad (5)$$

Coherence of fluctuation of PV and fluctuation voltage is defined by the following equation.

$$\gamma = \frac{|S_{pv}(\omega)|}{\sqrt{S_{pp}(\omega)S_{vv}(\omega)}} \quad (6)$$

Equation (6) is as follows from equation (4) and equation (5).

$$\gamma = \sqrt{\frac{S_{pp}(\omega)}{S_{pp}(\omega) + S_{nn}(\omega)}} \quad (7)$$

Equation (7) is rewritten and the following equation is obtained.

$$S_{nn}(\omega) = \left\{ \frac{1}{\gamma^2} - 1 \right\} S_{pp}(\omega) \quad (8)$$

where suffixes p and n show PV outputs and demand fluctuation, and function S and γ show power spectral density and coherence between demand fluctuation $n(t)$ and voltage $v(t)$ in the case of $p(t)$ and $n(t)$ are independent. Therefore, power spectral density of distribution system load can be estimated with the equation (8).

3. SIMULATION AND RESULT

3.1 Simulation Conditions

Basic characteristics were studied, using a simulation as the first step. Fig. 3 shows assumed demand and PV outputs data. The maximum demand was considered to 2MW supposing the capacity of 3 MW of distribution power line. The total power generation of PV systems is provided so that it may become equal to load in the daytime. Power generation of PV was given to multiply the surveyed irradiance data by the coefficient.

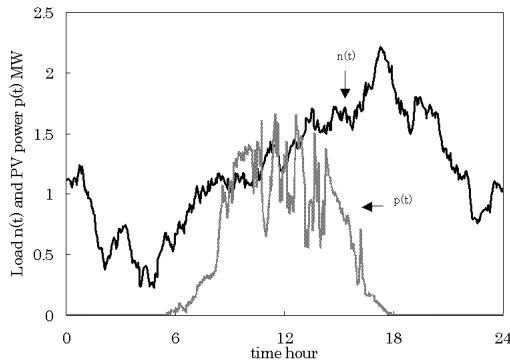


Fig. 3 Assumed total demand and total PV outputs

Fig. 4 shows node voltages obtained by the load flow calculation. The distribution model was shown in Fig. 1. The impedance of distribution line set to $0.9+j1.2 \Omega$ that based on OC60 3km line. The power factor of the total load set to 0.9 lag. And the power factor of the total PV power generation set to 1.

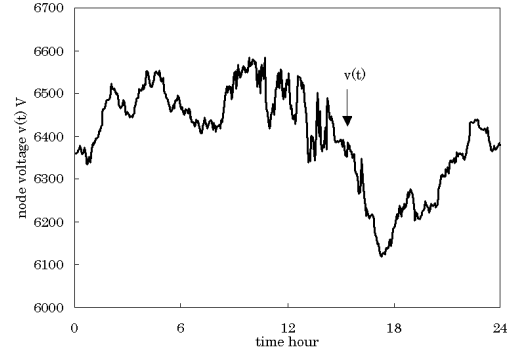


Fig. 4 Simulated node voltage by load flow calculation

3.2 Result

Fig. 5 shows the estimated power spectral density (S_{nn} : estimated) of load that was calculated by equation (8) and the input power spectral density of load. The input power spectral density (S_{nn} : input) was obtained by load curve shown in Fig. 3. The both power spectral density curves show marked resemblances.

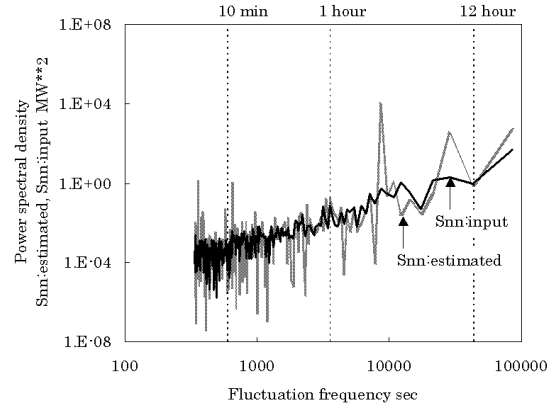


Fig. 5 Power spectral density of input and estimated demand characteristics

4. CONCLUSION

This paper discussed the application of the system identification method to the estimation of distribution load characteristics using time series data of both PV output and line voltage. Basic characteristics of the method were studied based on simulation data; estimated power spectra of load fluctuation proved to closely agree with that of input load.

REFERENCES

- [1] T. Nanahara, Identification of System Characteristics of a Power System with Time Series Data, IEEJ, National Convention Record, Sendai, Mar., 2003, No. 6, pp 151-152

A RESOURCE ANALYSIS ON SOLAR PHOTOVOLTAIC GENERATION BY A REMOTE SENSING APPROACH

Kouichiro Sakakibara, Masakazu Ito, Kosuke Kurokawa
Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16,Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

ABSTRACT

A planning of large-scale PV system installed in a desert has been studied. This study has defined the conditions of estimation for suitable land in order to set up large-scale photovoltaic with remote sensing. Basis requirements for the land selection of PV systems are considered that the land surface should be flat and rigid and should not move like sand dune, mountain and river basin are also excluded. Authors show the identified examples of a flat ground, a sand dune and mountain by the combination of types of processed images, i.e. the image which is presumed as conglomerate desert, the image which is presumed as desert steppe, and the image which is extracted as an edge line by using various filters. So far, we could indicate that a detail classification algorithm for right land is developed. It is concluded that this proposed method can provide sufficient information for the planning of PV system installations.

1.INTRODUCTION

In late years, the energy demand in the world is continuing the increase with the economic growth in the world, and the increase in population. It is certain that the primary energy in the world is drained by an increasing number of energy demands in the world. Additionally, various environmental problems, such as global warming, desertification, and acid-rain issue will also increase in connection with it. In the inside of such a world background, PV systems are treated as important from the point which does not discharge carbon dioxide at the time of power generation. In order to save the energy problems, a planning of large-scale PV system installed in a desert has been studied, and has been a focus of constant attention. Irradiation in a desert is very strong, it is a suitable land area for large-scale photovoltaic. Therefore former project is thought that play an important role in a future energy source. However very unstable land like a sand dune is not suitable for installation of PV system. The area which is suitable for PV system is not a sand desert but a conglomerate desert. The conglomerate desert consists of flat land and no vegetation area. Consequently, estimation for suitable land is needed. The desert has been analyzed from the remote sensing which is suitable for investigating a wide area, and the land that is suitable for installation was selected. In addition, Authors established the method of selecting the land which can install a PV system. Authors demonstrated an efficacy of technique for investigating the suitable area of PV system installations by using remote sensing.

2.MATERIALS AND METHODS

2.1 Test Site

Gobi desert is very vast, first, the test site was located in Gobi desert, in Mongolian southern part as in Fig.1. The approximate geographic coordinates are 40° 30' N, 102°30' E. Since the information on a spot existed, this area was made into the test zone. In fact, Gobi desert has many types of land surface as in Fig.2. Table 1 shows a optical sensor images of JERS-1 launched in 1992 (Table1). JERS-1, an earth observing satellite that provides global coverage, is used for national land surveys, agriculture and forestry assessment, environmental protection, disaster prevention, and coastal monitoring, with a focus on resource management. Fig.3 shows these images. Forest zone and removing area such as a sand dune zone is not most suitable zone, it is the priority matter of this study.

Table 1. Main Characteristics of JERS-1

| JERS-1 Optical Sensor (OPS) | |
|-----------------------------|---|
| Spectral Band | |
| Visible and Near-Infrared | band 1 0.52 to 0.60 μm band 2 0.63 to 0.69 μm band 3 0.76 to 0.86 μm |
| Ground Resolution | 18.3m×24.2m |
| Swath Width | 75 km |



Fig.1 Area for research



Fig.2 Land surface of Gobi desert

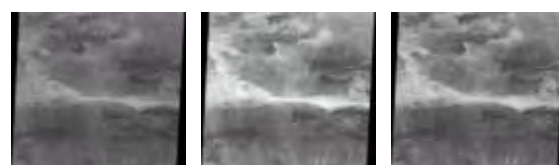


Fig.3 Three channels images of JERS-1^[1]

2.2 Vegetation Index

First, Authors calculated a Modified Soil Adjusted Vegetation Index (MSAVI) in order to get to know more about vegetation state of whole test zone. MSAVI was calculated using reflectance values from two channels (NIR:860nm, RED:672nm). The MSAVI comprises density and quantity of vegetation. In more depth, when the vegetation cover has a low density, normally the soil reflectance increases in both the red and infrared channels. To describe more adequately this soil-vegetation system, other indices were proposed. To minimize the effect of bare soil, the Modified Soil Adjusted Vegetation Index was developed by Qi et al^[2].

$$MSAVI = \frac{2NIR+1 - \sqrt{(2NIR+1)^2 - 8(NIR-RED)}}{2} \quad (1)$$

2.3 Training area

Secondly, authors classified the surface of Gobi desert into six patterns from satellite image according to Visual Evaluation Standard of Natural Color. Natural Color image is a composed image with blue and red filters applied on in two visible bands and a green filter on in a near-infrared band. Forests and grasslands displayed in bright green and city areas, in magenta. It is different from actual color. At this point, six patterns are a dune, conglomerate desert, desert steppe, forest, and water area. Authors identified the areas as training areas. Visual evaluation standard is displayed in Table 2. Authors calculated MSAVI against training areas and demonstrated an efficacy of technique for surface estimation by visual evaluation standard.

Table 2. Classification of Gobi desert

| Color of satellite images | Surface of Gobi desert |
|---------------------------|------------------------|
| Green | Forest , Steppe |
| Yellow | Desert Steppe |
| Magenta | Conglomerate Desert |
| Black line | Dune |
| Black | Water |

2.4 Maximum Likelihood Classifier

Thirdly, authors classed surface of Gobi desert into six patterns with the use of Maximum Likelihood Classifier (MLC). MLC is known as a classification technique.

$$L(x, c) = \frac{1}{(2\pi)^{K/2} |cV|^{1/2}} \exp \left\{ -\frac{1}{2} d^2_M(x, c) \right\} \quad (2)$$

C : classification class

$L(x, c)$: likelihood

$d^2_M(x, c)$: Maharanobis distance

cV : covariance matrix

When $L(x, c)$ becomes maximum, unit of images is classified into the class C . Authors decided parameters of MLC. And these parameters are a reflection level of band1, reflection level of band1+2+3, and MSAVI.

2.5 filtering of satellite images

Suitable areas for PV system installation must be a flat surface. And so Edge lines were detected from satellite images with the use of Laplacian filter. Edge lines indicate mountains and undulating plain from satellite images. These undulating plains were extracted with the use of this filters. Hereby, flat areas were

extracted. In a continuing series, authors dealt with image that is extracted edge lines through process of dilatation and constriction. Herewith, authors painted the circumference of the neighborhood where the edge line was extracted all white.

2.6 Integration of analysis images

Finally, authors integrated three processed images into one image and estimated areas with no vegetation, a little vegetation, flat, not water basin. Hereby, Suitable areas for PV system installation were obtained.



Fig.4 Informational integration

3. RESULTS AND DISCUSSION

3.1 Calculation results from MSAVI method

MSAVI of the test site was calculated, the results of analysis of MSAVI are displayed in Fig.5. When the results are shown graphically with respect to the data, the relation is seen most clearly. What is evident from the Fig.5 is devoid of vegetation. Dune areas indicated -0.15. However forest areas indicated the high region of 0.4-0.8.

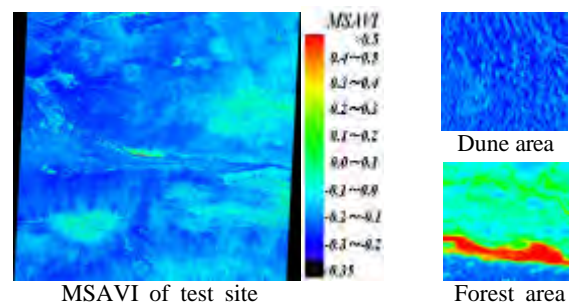


Fig.5 Vegetation level of Gobi desert

3.2 Decision of training area

6 types of ground level were decided by Visual Evaluation Standard(VES). Fig.6 shows this representative example of results. Additionally, the results of MSAVI of training areas are shown in Fig.7. The strongest correlation was observed between method of deciding training area by VES and MSAVI. Herewith, The efficacy of VES was demonstrated.

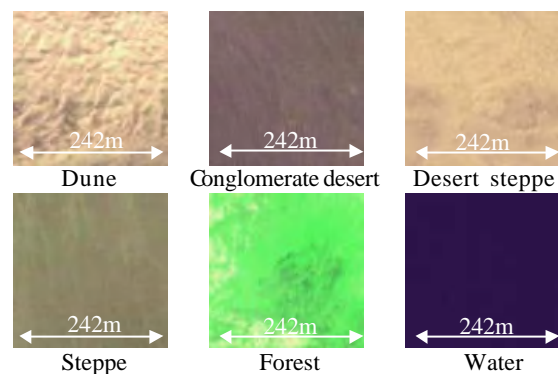


Fig.6 6 types of training areas

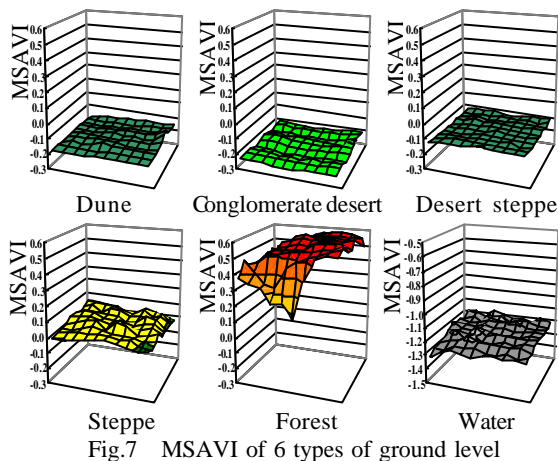


Fig.7 MSAVI of 6 types of ground level

3.3 Gobi desert Classification

Parameters of MLC were set up as reflection level of band1, reflection level of band1+2+3, and MSAVI (table.3). The results of classification based on MLC are displayed in Fig.8. The results were obtained agreed approximately with those expected. Additionally, as these data suggest, it was shown that Gobi desert of ground level is various and turned out that sand dune, a forest, and a water area were very few. From this result, it is able to forecast that PV system installation for right land is very large and have big potential possibilities of electric power generation. Unfortunately, this classification include some problems, for example, the problems lie in misclassification caused by relief shading. Relief shading make a shadow, have a weak reflex. The solution for the problem will be described later. In addition, this algorithm can't adapt to the all satellite images of Gobi desert because the color of these images is unstructured. Sun's altitude causes difference of reflection level, it is difficult to adapt same algorithm. The following point, it is necessary to consider effects of sun's altitude.

Table 3. Parameters of MLC

| | Parameter 1 band1 | Parameter 2 band1+2+3 | Parameter 3 MSAVI |
|---------------------|----------------------|--------------------------|----------------------|
| Dune | 150.6 | 559.5 | -0.165 |
| Conglomerate desert | 102.0 | 335.0 | -0.207 |
| Desert steppe | 124.8 | 474.7 | -0.152 |
| Steppe | 96.1 | 339.8 | -0.014 |
| Forest | 141.1 | 532.4 | 0.260 |
| Water | 75.1 | 141.6 | -1.216 |

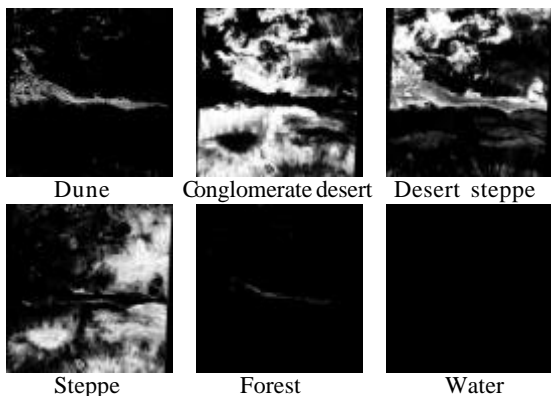


Fig.8 The results of Gobi desert Classification

3.4 Edge lines extraction

Edge lines of mountain, river, and undulating plains were extracted with the use of Laplacian filter for band3. In addition, the processed image was divided into white and black color by threshold level. Threshold level is decided by number of pixels from either end of histogram for processed images. Authors set the number of pixels at 20 percent of the all number of pixels. The area shown white as in Fig.9 exist edge, and the area shown black don't exist edge. Secondly, the image was painted the circumference of the neighborhood where the edge line was extracted all white. Fig.9 shows these results. Herewith, these methods were useful in solving above misclassification problem that was caused by relief shading. However, several problems arise along with these methods. Process of dilatation paints the circumference of the neighborhood where the edge line is extracted, but enlarges noise together. Process of constriction reduces noise, but reduces important information of ground level. This algorithm depends in good part on ground resolution, and authors estimate that the more ground resolution is higher, the more fine edge line can be extracted. The ground resolution that authors applied is approximately 24.2m. As before, surface feature as a boom hoisting and a construction smaller than it can't been recognized. If this algorithm is applied to higher resolution images, it is considered that appreciation accuracy of ups and downs is improved dramatically. These generalizations must be evaluated with caution, lengthy and careful consider should be given to these countermeasures.



Fig.9 The results of edge lines extraction

3.5 Informational integration

Estimation of the PV system installation for right land was extrapolated by consolidating three Processed images into one as in Fig. 10. These three images are a image extracted as Conglomerate desert, a image extracted as Desert steppe, and a image as edge lines. White areas as in Fig. 11 show the PV system installation for right land. In the next breath, Green areas as in Fig.12 show the right land. Green areas are shown by extracting areas expected to be devoid of vegetation and extracting edge lines. With these methods, the PV system installation for right land can be estimated. In addition, from these percentages, it is considered that the potential possibilities of electric power generation is huge. The detail classification algorithm is displayed in Fig.13.



Fig.10 Integration of the three processed images



Fig.11 Monochrome display of the PV system installation for right land

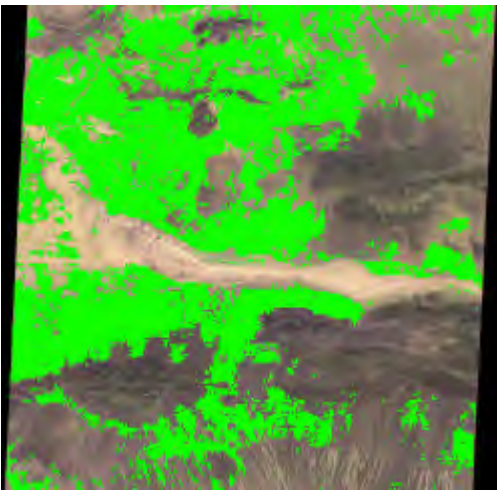


Fig.12 Color display of the PV system installation for right land (Green Color)

4. CONCLUSION

This study has explored the PV system installation for right land. To summarize our interpretation of the results, we can indicate that the detail classification algorithm for right land is developed. From the aforementioned point of view, although small portion of Gobi desert, the classification algorithm for suitable land was developed and the right land was estimated. However, the following points are left as future problems. Firstly, one difficulty with this method is in selection of the training area. Ambiguity will be produced because training area is selected by VES. Secondly, distinction error of ground level will be produced because the difference in the concentration of a image arises by date of satellite images. It is necessary to continue developing the algorithm of estimation of the PV system installation for suitable land. The investigation on estimation of Gobi desert is summarized above and it is evident that more work using different approaches is necessary. At the end, the author would like to express his sincere gratitude to Mr. Amar, who provided related data.

ACKNOWLEDGEMENT

This work was supported by the Sumitomo Foundation. The author would like to thank the Sumitomo Foundation.

REFERENCES

- [1] MITI/NASDA retains ownership of JERS-1 data
- [2] Qi, J., Chehbouni, A., Huete, A. R. and Kerr, Y. H., "Modified Soil Adjusted Vegetation Index (MSAVI)", *Remote Sensing of Environment*, 48, 119-126, 1994.
- [3] Michael Burkart, Sibylle Itzerott, Marc Zebisch, "Classification of Vegetation by Chronosequences Of NDVI from Remote Sensing and Field Data: the Example of Uvs Nuur Basin"

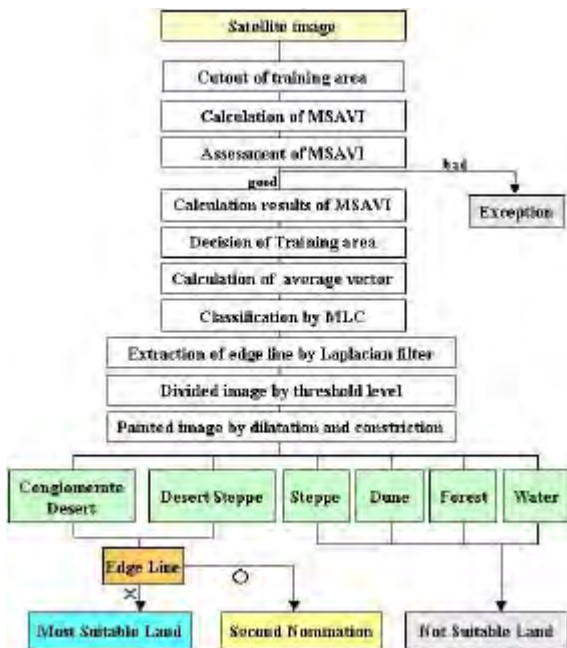


Fig.13 Classification Flowchart

多面アレイ構造太陽光発電システムに対応したシミュレーション・ツールの開発

学生員 松川 洋*† 非会員 山田 隆夫**
非会員 塩谷 正樹*** 正員 黒川 浩助*

Development of simulation tool for photovoltaic systems with several surface arrays

Hiroshi Matsukawa*, student member, Takao Yamada**, member, Masaki Shioya***, Non-member, Kosuke Kurokawa*, member

This paper will principally describe about the PV array simulation tool. This PV array simulation tool is available to estimate the output power of the PV array with difference azimuth and orientation for the maximum of four surfaces. This tool analyses the daily, monthly or annual output power with high accuracy because of using the I-V characteristic. The analysis is based on simplified I-V curve interpolation considering the characteristics of each module in the PV array. The shortest interval time of calculation is one second.

キーワード：太陽光発電システム，シミュレーション

Keywords：photovoltaic system, simulation

1. はじめに

近年の太陽光発電（PV）システムの導入数増加に伴い、複数の屋根面を利用した住宅用 PV システムが増加している。今後もより複雑な設置面に対する導入の要望があることは間違いない。複数の面に PV アレイを設置した場合、各面の入射日射量の違いから面ごとの発電量が異なり、 mismatch 損失を生じ、最大電力点追尾制御（MPPT）も困難になる恐れがある。PV システムを導入する事前に最適な設置形態を把握することが重要である。そのために、様々な設置形態に対応し、年間発電量の推定が可能なシミュレーション・ツールの開発が不可欠である。しかし、現状では、平易なシステムにおける手法は確立しているものの^{[1][2]}、異方位、異傾斜面の混在したシステムや、日陰に関する詳細な解析が行えるシミュレーションは殆ど見あたらない。また、計算精度だけでなく太陽光発電システムの設計時に多

くの人が利用できるユーザ・インターフェイスまで兼ね備えた設計ツールは少ない。

本論文では、縮小モデルによる検証実験によりシミュレーション・モデルの有効性を確認した上で、複数の PV アレイを持つ住宅用システムについて、実測データを用いた実証評価を行った。本手法は、それぞれの PV モジュールの電流電圧特性（I-V 特性）を模擬し、詳細な解析を行っているため精度も高く、将来的には日陰やコンバータによる損失も詳細に解析が可能であり拡張性が非常に高い。

2. シミュレーション手法

本手法は、システム内に存在する全てのモジュール 1 枚ごとの I-V 特性を算出しているため、複数の設置面を持ち方位角や傾斜角の混在するシステムであっても、その出力特性を求めることが可能である。また、システム全体の I-V 特性も推定できるため、インバータ等の周辺機器の影響も考慮することが可能である^[3]。さらに、日陰のかかる位置が求められれば、その損失を求めることも容易となる。

本手法におけるシミュレーション・ツールのフローチャートを図 1 に示す。各モジュールの I-V 特性を日射強度とモジュール温度から算出し、モジュールの配線構成に応じてアレイ出力を求める。なお、このシミュレーション・ツールでは 4 つの異なる設置面の混在するシステムに対応している。モジュールごとの変動パラメータは、日射強度、モジュール温度となり、時系列の日射強度・モジュール温度

* 東京農工大学 工学研究科 電子情報工学専攻
〒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

** 日本品質保証機構
〒107-0052 東京都港区赤坂 1-9-15
Japan Quality Assurance Organization
1-9-15, Akasaka, Minato-ku, Tokyo, 107-0052

*** 鹿島建設株式会社 技術研究所
〒182-0036 東京都調布市飛田給 2-19-1
Kajima Technical Research Institute
2-19-1, Tobitakyu, Chofu, Tokyo, 182-0036

† 株式会社資源総合システムにも所属する

データに対してそれぞれ I-V 特性の算出を行い、アレイ出力を求めることができる。これらのデータを積算することで、時積算、日積算、月積算、年積算の各値が推定できる。

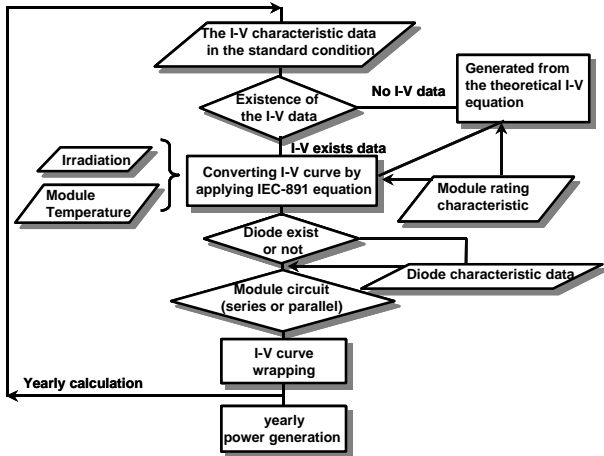


図 1 シミュレーション・モデルのフローチャート

Fig.1 The flowchart of the simulation model

2.1 特性式による I-V 特性の算出 最初に標準状態におけるモジュールの I-V 特性を必要とするが、データがない場合には、モジュールの定格パラメータを用いて 1 ダイオードモデルの太陽電池の基本式 (式(1)) から生成することも可能である^[4]。

$$I = I_{ph} - I_0 \times \left[\exp \left\{ q \left(\frac{V + R_s \cdot I}{m n k T} \right) \right\} - 1 \right] - \frac{(V + R_s \cdot I)}{R_{sh}} \dots\dots\dots (1)$$

ここで、

- I : 出力電流 [A]
- V : 出力電圧 [V]
- I_{ph} : 光起電流 [A]
- I_0 : ダイオード飽和電流 [V]
- R_s : 内部直列抵抗 [W]
- k : ボルツマン定数 (= 1.38×10^{-23}) [J]
- q : 電子の電荷量 (= 1.60×10^{-19}) [C]
- n : ダイオード因子
- T : セル温度 [K]
- R_{sh} : 並列抵抗 [W]
- m : セル枚数 [枚]

式(1)より、ニュートンラプソン法による収束計算を行うことで、任意の I-V 特性を算出することが可能となる。

これらの太陽電池特性式の各係数は、式(2)～式(5)に示すとおり温度依存性を持つ^[5]。

$$I_{ph} = I_{ph0} \left\{ 1 + 7.9736 \times 10^{-4} \cdot (T_c - 25) \right\} \times [0.94Ga + 0.06\{1 - \exp(-8Ga)\}] \dots\dots\dots (2)$$

$$I_0 = I_{00} \cdot \exp\{0.14132 \cdot (T_c - 25)\} \dots\dots\dots (3)$$

$$R_s = R_{s0} \left\{ \begin{array}{l} 1 + 3.4158 \times 10^{-3} \cdot (T_c - 25) \\ + 2.5324 \times 10^{-5} \cdot (T_c - 25)^2 \end{array} \right\} \dots\dots\dots (4)$$

$$R_{sh} = R_{sh0} / \left\{ \begin{array}{l} 1 + 4.4490 \times 10^{-2} \cdot (T_c - 25) \\ - 8.0575 \times 10^{-4} \cdot (T_c - 25)^2 \end{array} \right\} \dots\dots\dots (5)$$

ここで、

- Ga : 日射強度 [kW/m²]
- I_{ph0} : 基準状態におけるモジュールの光起電流 [A]
- I_{00} : 基準状態におけるモジュールの飽和電流 [A]
- R_{s0} : 基準状態によるモジュールの直列抵抗 [A]
- R_{sh0} : 基準状態におけるモジュールの並列抵抗 [A]
- T_c : モジュール温度 []

2.2 JISC 8913 換算式による I-V 特性推定法 外部

から数値データとして取り込まれたもしくは特性式から発生させた I-V 特性データを“基準状態”データとして、これを基に各モジュール温度・日射状態における I-V 特性を推定する。その推定には、以下の式を用いた。この換算式は、IEC 規格 (International Electrotechnical Commission : 国際電気標準機関) 及び JIS (日本工業規格) に制定されている^[6]。

電流 :

$$I_2 = I_1 + I_{sc} \left(\frac{E_2}{E_1} - 1 \right) + a(T_2 - T_1) \dots\dots\dots (6)$$

電圧 :

$$V_2 = V_1 + b(T_2 - T_1) - R_s(I_1 - I_2) - K \cdot I_2(T_2 - T_1) \dots\dots\dots (7)$$

- V_{oc} : 開放電圧 [V]
- I_{sc} : 短絡電流 [A]
- a : 電流の温度係数 [A/]
- b : 電圧の温度係数 [V/]
- K : 曲線補正因子 [Ω/]

この手法は、電流は日射強度に依存し、電圧はモジュール温度に依存することを前提に求められた式である。日射強度 700[W/m²]以下における規格においては、計算精度は保証されていないが、最終的に年間出力を推定することを目的としているため、年間である程度均されることを想定し、全ての日射強度領域において上記の式を用いた。なお、日射強度 100[W/m²]以下はインバータが停止していると仮定している。

2.3 I-V 特性の合成法 本シミュレーションでは、

モジュール 1 枚ごとの I-V カーブが算出されることを前提としている。それらの I-V カーブを、回路構成に従って作図的に合成する。ここでは、この手法を“ I-V カーブの重ね合わせ法 ”と呼ぶ^[7]。

システム全体の出力特性を知るために、各モジュールの I-V 特性を合成する方法について述べる。太陽光発電システムの回路内には、逆電圧防止や逆流防止のためにブロッキングダイオードやバイパスダイオードが挿入される。本シミュレーション・モデルでは、これらのダイオードの特性も考慮に入れ模擬することが可能である。I-V カーブを合成していく過程では、回路の構成に従って作図的に I-V カーブ

を重ね合わせていくことで求めることが可能である。この手法では、単純に回路構成に従った I-V カーブの重ね合わせを行うため、比較的正確かつ高速に計算できることが特徴である。図 2 は 2 枚のモジュールを直列に接続し、バイパスダイオードを挿入していない場合である。電圧軸方向に加算していく。計算する際に第 2 象限まで考慮する必要があることが特徴的である。また、電流軸方向で損失が出ているのが分かる。図 3 は同様に 2 枚のモジュールを直列に接続し、バイパスダイオードを挿入した場合である。段差のある I-V カーブとなる。配列に接続した場合も、電流軸方向で同様な考え方をする。シミュレーションでは同様の計算を繰り返す。

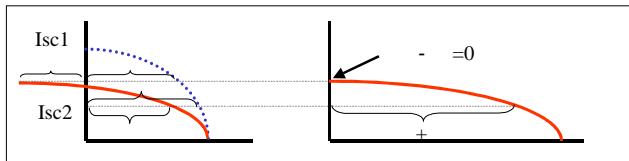


図 2 バイパスダイオードがない場合
Fig.2 Case of not exist bypass diode

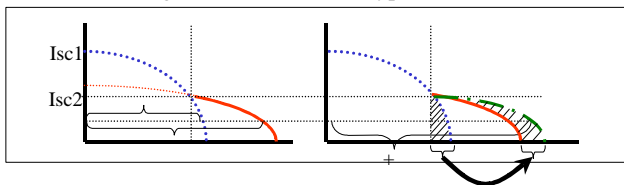


図 3 バイパスダイオードのある場合
Fig.3 Case of exist bypass diode

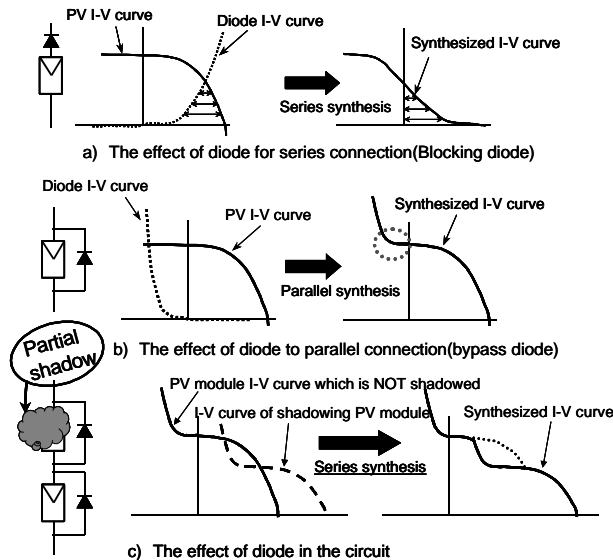


図 4 ダイオードの影響
Fig.4 The influence on diodes for 2cell module

2.4 ダイオードの影響 モジュールの出力が低電圧・小電流領域では、ダイオードの影響が生じる。通常システムでは、ダイオードの影響はきわめて小さいので無

視されることが多いが、実際は図 4 に示すように出力特性に対して影響を与えていると考えられるため、ここではこれらの影響も考慮した。図 4 はバイパスダイオードとブロッキングダイオードの影響である。

ダイオードをモジュールと直列に接続した場合つまりブロッキングダイオードの場合、ダイオードの I-V 特性の影響で、太陽電池の I-V 特性が潰れた形となり、大きな損失を与える(図 4.a)。一方、ダイオードをモジュールと並列に接続した場合つまりバイパスダイオードとして用いた場合、電圧が負の領域にダイオード特性が現れる(図 4.b)。さらに、バイパスダイオードの挿入されているモジュールを直列に接続した場合、ダイオードの順方向電圧が影響して損失を生じる可能性がある(図 4.c)。

通常のモジュールの出力と比べるとダイオードの影響は相対的には小さいが、大規模のシステムの場合多くのダイオードが組み込まれていることが考えられ、その損失は無視できない量となることが考えられる。

2.5 I-Vカーブ合成ロジック シミュレーション上での I-V カーブ合成の際に用いられる場合分けを表 1 に示す。表 1 のようにダイオードの有無によって場合分けをする。そのため、ダイオードの合成ルーチンは以下の 4 パターンとなる。

- 直列合成
 - ・バイパスダイオード有り直列合成
 - ・バイパスダイオード無し直列合成
- 並列合成
 - ・ブロッキングダイオード有り並列合成
 - ・ブロッキングダイオード無し並列合成

表1 ダイオードによる場合分け

| | Bypass diode | Blocking diode |
|--------|--------------|----------------|
| Case 1 | none | none |
| Case 2 | exist | none |
| Case 3 | none | exist |
| Case 4 | exist | exist |

2.6 モジュール温度推定 日射量と同時にモジュール温度や気温を測定しているとは限らず、日射量からモジュール温度を推定する必要が生じる。また、本シミュレーションソフトは気象データベースである「全国 150 地点における時積算傾斜面日射量データ」(METPV)^[8]に対応しているが、このような気象データベースを利用する場合も、モジュールの温度の推定が必要となる。モジュール温度の推定には式(8)及び式(9)に示す Roof 型アレイの温度上昇推定を用いた^[9]。METPV からは、日射強度、周辺温度、風速の各パラメータを利用した。

$$T_{CR} = T_A + \Delta T \dots\dots\dots (8)$$

$$\Delta T = (-6.036 + 0.274 \cdot W + 0.071 \cdot W^2) + H \cdot (45.63 - 5.91 \cdot W + 0.333 \cdot W^2) \quad \dots\dots (9)$$

T_{CR} : モジュール温度 []
 T_A : 周辺温度 (気温) []
 DT : モジュール温度上昇 []
 W : 風速 [m/s]
 H : 全天日射量 [kW/m²]

2.7 傾斜面日射量の推定 実測データを用いる場合、水平面全天日射量のみしか測定されていない場合が多い。また、設置面が複数混在するシステムを扱う場合、全ての面の傾斜面日射量が測定されているとは限らない。そこで、Erbs らの手法^[10]を用いて水平面全天日射量から傾斜面日射量を推定する。Erbs らの手法を以下に示す。

全天日射量は、直達成分と散乱成分の和であり、これらをそれぞれの成分に分離 (直散分離) し、傾斜面分を推定して合成する。

$$H = H_d + H_b = H_d + I \sin h_s \quad \dots\dots (10)$$

$H/H_0 < 0.22$ のとき

$$\frac{H_d}{H} = 1.0 - 0.09 \frac{H}{H_0} \quad \dots\dots (11)$$

$0.22 < H/H_0 < 0.80$ のとき

$$\frac{H_d}{H} = 0.9511 - 0.1604 \frac{H}{H_0} + 4.388 \left(\frac{H}{H_0}\right)^2 - 16.638 \left(\frac{H}{H_0}\right)^3 + 12.366 \left(\frac{H}{H_0}\right)^4 \quad \dots\dots (12)$$

$H/H_0 > 0.80$ のとき

$$\frac{H_d}{H} = 0.165 \quad \dots\dots (13)$$

H_0 : 大気外水平面日射量 [kW/m²]
 H_d : 水平面散乱日射量 [kW/m²]
 H_b : 水平面直達日射量 [kW/m²]
 I : 法線面直達日射量 [kW/m²]
 h_s : 太陽高度 [rad]

式(14)~(17)より、直達・反射および散乱成分の傾斜面日射量を求められる^[10]。

$$h_b : \text{傾斜面直達日射量} = H_b \times \frac{\cos q}{\cos q_z} \quad \dots\dots (14)$$

$$h_r : \text{傾斜面反射日射量} = H \times p \times \frac{1 - \cos q_a}{2} \quad \dots\dots (15)$$

$$h_d : \text{傾斜面散乱日射量} = H_d \times \frac{1 + \cos q_a}{2} \quad \dots\dots (16)$$

q_a : アレイの傾斜角 [rad]
 p : アルベド [%]
 q_z : 天頂角 [rad]
 q : 入射角 [rad]

従って、傾斜面日射量 h [kWh/m²]は、

$$h = h_b + h_r + h_d \quad \dots\dots (17)$$

となる。

3. 縮小モデルによる検証

ここでは、実システムと電氣的に等価な縮小モデル実験により、“I-V カーブの重ね合わせ法”を用いたシミュレーションの精度検証と、太陽電池アレイに生じる部分日陰が発電特性に及ぼす影響を評価した^[7]。

3.1 縮小モデル実験の概要 太陽光発電システムの出力特性を把握するには、実際のシステムを利用して測定するのが最も妥当であると思われる。しかし、日陰などの影響による特性の測定、あるいは配線による影響を評価するには、実在するシステムでは困難な点が多い事に加え、再現性が非常に乏しい。そこで、本稿では、アレイの縮小モデルを想定し、小型のモジュール(以下“2分割セルモジュール”と呼ぶ)を用いて数多くのパターンの実験を試みた。本手法の特徴は、以下に挙げられる。

- ・実験が極めて簡便である
 - ・回路の組み替え(直並列配線やダイオード挿入など)が容易である
 - ・陰の模擬が容易である
 - ・あらゆる設置形態を想定した模擬が容易となる
 - ・ソーラシミュレータを使った屋内実験が可能である
- なお実験は、鹿島建設技術研究所西調布実験場で行った。

図5にその実験回路を示す。

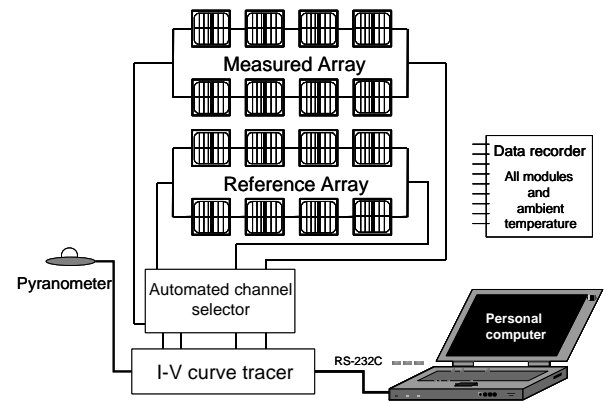


図5 実験回路

Fig.5 Experimental circuit

アレイの基本構成は、モジュール4直列2並列とした。各モジュールには熱電対が装着されており、マルチレコーダで全ての2分割セルモジュールの温度及び、大気温度を測定することが可能である。また、セル測定用の電子荷重式I-Vカーブトレーサを用い、各アレイの出力特性を測定できる。日射強度は、サーモパイル型日射計(EKO MS-801)で計測した。I-Vカーブトレーサの制御はパソコンにて行っている。さらに、配線の変更やバイパスダイオード(BPD)、ブロッキングダイオード(BLD)の挿入も容易にできる構

造になっている。



図 6 実験装置と 2 分割セルモジュール
Fig.6 Experimental device and Mini-module consisting of two-cells

図 6 に実験装置と実験に用いた 2 分割セルモジュールを示す。図 6 に示すようにカバーでセルを覆うことで、数々のパターンの日陰パターンを模擬している。

実験に用いた 2 分割セルモジュールは、1 枚のセルを 2 つに割り、直列接続させたモジュールを用いた。これは、単セル面積で 2 倍の電圧を得るためである。電圧が低いと、相対的にダイオードの損失が大きくなるため、少しでも高い電圧が必要となる。表 2 に 2 分割セルモジュールの定格を示す。

表 2 2 分割セルモジュールの定格

Table 2 Rated values of PV module

| Parameters | Rated Value |
|------------|-------------|
| V_{oc} | 1.20 [V] |
| I_{sc} | 1.95 [A] |
| P_{max} | 1.65 [W] |
| V_{Pmax} | 0.95 [V] |
| I_{Pmax} | 1.75 [A] |
| R_s | 0.08 [] |
| K | 0.001[/] |
| | 0.001[A/] |
| | 0.004[V/] |

また、測定回路内に入れるダイオードには、順方向電圧降下の少ない、ショットキーバリア・ダイオードを用いた。

3.2 ダイオードの影響評価実験 今回実験に用いたような縮小モデル実験の場合、ストリングの電圧が低くなり、相対的にダイオードの順方向電圧降下の占める割合が大きくなる。そのため、ダイオードの及ぼす影響を定量的に評価する必要がある。そこで、普通の整流用シリコンダイオードと、今回実験に用いたショットキーバリア・ダイオードに関して、接続する太陽電池の枚数を変動させ実験を行った。結果を図 7 に示す。ここで、最大電力量を P_{max} とした時の出力比及び順方向電圧降下率を式(18)に定義する。

$$\begin{aligned} \text{出力比 (Output ratio)} &= \frac{\text{ダイオードが挿入されている場合の } P_{max}}{\text{ダイオードが無い場合の } P_{max}} \dots (18) \\ \text{順方向電圧降下率 (Forward voltage drop ratio)} &= \frac{\text{ダイオードの順方向電圧降下}}{\text{ダイオードに接続されたモジュールの定格最大出力}} = \frac{V_{FD}}{SV_{Pmax}} \end{aligned}$$

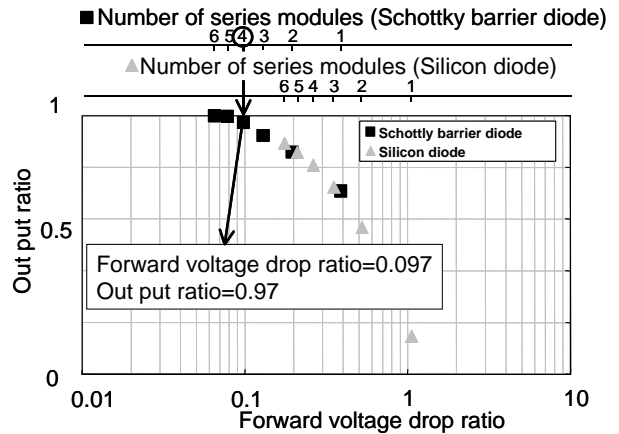


図 7 ダイオードの影響評価実験

Fig.7 Experimental result of diode influence

図 7 から、直列ストリングの電圧に占めるダイオードの順方向電圧降下の割合が下がるに従って、ダイオードの影響が殆どなくなっていることが分かる。順方向電圧降下率 9.7% のとき、出力比は 97% を越えている。実験に使用した 2 分割セルモジュールとショットキーバリア・ダイオードの場合、4 枚直列に接続した場合に相当する。よって、順方向電圧降下率が 10% 程度以下である限り、ダイオードの影響はほぼ無視できると考えられ、先に述べたアレイの縮小化モデルを用いて実験しても、電気的特性上の問題はないと言える。つまり、ショットキーバリアを用いた場合は 2 分割セルモジュールを 4 枚直列、シリコンダイオードであれば 11 枚直列に接続した場合、ブロッキングダイオードの影響を考慮する必要がない。そのため本実験で用いたダイオードは、全てショットキーバリア・ダイオードとした。

また、この縮小モデル実験においてバイパスダイオードとしてもショットキーバリア・ダイオードを用いることに問題がないことを確認した。

3.3 シミュレーションの精度検証 図 8 に実測値とシミュレーションの比較及び、その測定回路を示す。

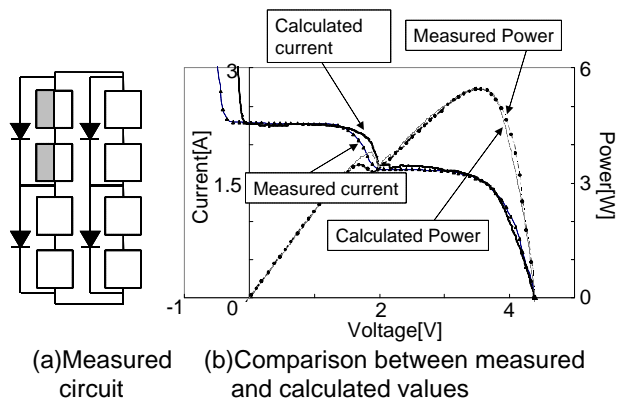


図 8 シミュレーション結果と実験値の比較

Fig.8 Comparing of simulated and measured data

測定回路は、図 8 に示すように 2 分割セルモジュールのうち 2 枚をそれぞれ半分陰としたものである。なお、陰は

全陰で 2 分割セルモジュール内にある 2 枚のセルを横断する形でかけたものである。グラフからも分かるが、最大電力点における誤差率がわずか 0.3%程度であり、極めて精度の高いシミュレーションであると言える。

3・4 理論式による数値解法との比較 実測との比較の他に、異なるシミュレーション手法である「理論式による数値解法」とも比較を行った。この手法は、式(1)に示す太陽電池における等価回路の基本式を使い、各係数を求め、非線形の連立方程式を解くことで解析的に求めていくものであり、理論的な値を算出することができる。

この手法は、解析的に厳密な計算が可能であるが、規模が大きくなるにつれて計算量が増加するため、計算速度の点に問題が残る。

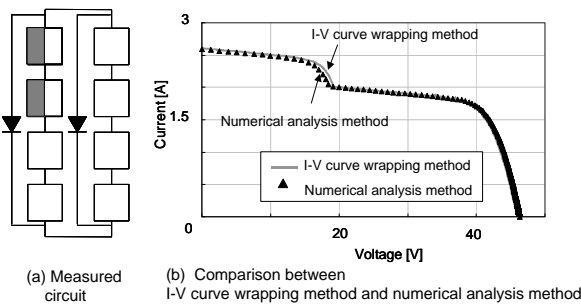


図 9 「I-V カーブの重ね合わせ法」と「理論式による数値解法」の比較

Fig.9 Comparison between “I-V curve wrapping method” and numerical analysis method

図 9 に「I-V カーブの重ね合わせ法」と「理論式による数値解法」それぞれのシミュレーション手法による比較を示す。図 9 から「理論式による数値計算法」と比較しても非常に精度が良いことが分かる。「I-V カーブの重ね合わせ法」であっても、計算が簡易的であるにもかかわらず、十分な精度が得られる。つまり、I-V カーブ直並列重ね合わせによる基本モデルは非線形回路モデルの数値解法と同様の精度を持つが、さらに計算数等小さく、解収束上の問題もないことから、大規模アレイ回路網には今回モデルのみが適用可能であると言える。

4. シミュレーション・ツール

これまで述べてきた推定手法を用いて、GUI に対応した実用レベルのツール開発を行った。その概要を述べる。

4・1 ソフトウェアの概要 開発したシミュレーション・ツールは、モジュールごとの出力を推定するため、複数の方位や傾斜面にアレイが設置されたシステムの推定が可能で、日陰の影響なども模擬できる。

最初に、モジュール定格のパラメータ及び基準となる I-V カーブを入力する。基準 I-V カーブの数値データが存在しない場合、式(1)を用いて入力パラメータから生成することが可能である。最大 4 面までの傾斜角・方位角の異なるアレイが指定可能で、それぞれの傾斜角・方位角・モジュール

枚数を指定することができる。アレイの直列枚数と並列枚数および、バイパスダイオードブロッキングダイオードの有無を設定する。ブロッキングダイオードは、1 モジュールあたり 1 個、バイパスダイオードは 1 スtring あたり 1 個、挿入されることとなる。モジュールの合計は、10 直列 × 10 並列で 99 枚まで指定できる。気象データとして、METPV 及び実測データの利用が可能である。計算結果は、最大で 1 分値を 1 年分出力することが可能である。また、1 秒値の出力も可能である。ソフトウェア画面の一例を図 10 に示す。



図 10 ソフトウェアの画面の例

Fig.10 Example of software window

5. 住宅用 PV システムによる検証

シミュレーション・ソフトウェアの検証のために、「住宅用太陽光発電システム(全国 100 箇所)の運転データ収集・評価プロジェクト」として定常的にデータ収集を行っているサイトのデータを用いた。その中で、東西南北の 4 面にアレイを持つ滋賀県守山市の ST013 サイトを選択し、検証に用いた。

5・1 住宅用 PV システムの概要 設置環境は、閑静な住宅街の中にあり周囲に高い建物はなく影による発電量の低下は考えられない。傾斜角は 21.8°でありモジュール面の汚れは雨水で充分洗い流される角度である。アレイの配置は寄せ棟の 4 面とも同様である。モジュールの設置方位角は、北を 0°・東をプラスとして、48°、138°、228°、318°である。日射計及び温度計は、方位角 228°(南西)に設置している。各方位のアレイは、接続箱で並列に接続され 4.5kW のインバータを通して、商用系統に連系されている。寄せ棟屋根の外観上の考慮から、1 面あたりの構成は 140W の方形モジュール 4 枚と 70W の多角形モジュール 4 枚の配置となっている。ここでは、多角形モジュール 2 枚で 140W 方形モジュール 1 枚とみなし、1 面あたり 140W モジュール 6 直列、4 面で 4 並列の構成として計算している。インバータは 4.50kW で十分な容量を持っている。システム仕様を表 3 に示す。多角形モジュールの仕様は方形モジュールのほぼ半分となっており、多角形モジュール 2 枚を方

形モジュールとみなしても計算上はほぼ問題ないと考えられる。

表 3 システム概要

Table 3 Outline of housing PV system

| | |
|--------------------------|--|
| Locate | 滋賀県守山市 (Moriyama-city Shiga pref.) (Lat. 35.0 ° N, long. 136.0 ° E) |
| Installed capacity | 3,360W |
| Configuration of modules | 6 series, 4 parallels |
| Inverter | GS LBSC-4.5S3C DC-IN118V AC-OUT202V 4,500kVA |
| Array tilt angle | 21.8 ° |
| Array azimuth angle | 48 °, 138 °, 228 °, 318 ° (north : 0 °, east plus) |
| Pyrheliometer | Horizontal and Inclined (azimuth: 228 ° tilt: 21.8 °) |
| Modules | Single crystal silicon, GS AP-140G × 16 and AP-70GD × 16 |

5・2 シミュレーションの検証結果 ここでは、シミュレーション・ツールにより求めた推定値と、住宅用フィールドテストデータの測定値との検証結果について述べる。アレイ出力の推定には、これまで述べてきたように、まず各面の傾斜面日射量を求め各モジュールの日射量を定義し、それをもとに I-V カーブの合成計算を行う。表 4 に年積算における推定値と実測値の比較を示す。1 年間の積算により、誤差率は 2.9% と良い精度を示している。

表 4 アレイ出力の実測値と推定値の比較

Table 4 Measured and simulated array output

| | Measured | Simulated | Error rate |
|-----------------------|---------------|---------------|------------|
| Array output (yearly) | 3,172.3 [kWh] | 3,266.4 [kWh] | 2.9[%] |

図 11 に月積算におけるアレイ出力の実測と推定の比較を示す。最も推定精度の悪い 2 月でも 13% の誤差率で、比較的良い精度で推定可能である。

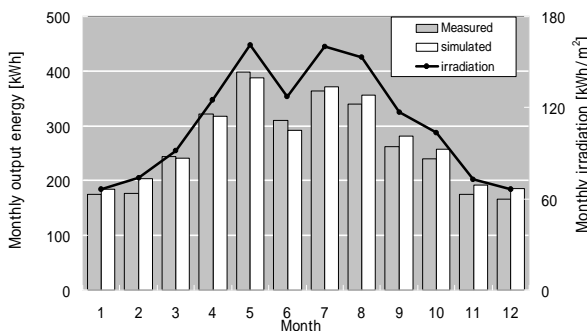


図 11 実測とシミュレーションの比較

Fig.11 Measured and simulated output energy

図 11 に示すように月によって推定精度がばらつく原因は、まず前述の通り、この地方は冬に比較的多くの雪が降るため降雪の際に、アレイの一部を雪が被覆しているが日射計は雪に覆われていないケースが想定できる。その場合、アレイ出力は低下する。また、このシステムではモジュール

温度は方位角 228 ° (南西)のみ測定しており、他の面は日射量から推定していることから、この温度推定の誤差も考えられる。

6.まとめ

本研究では、I-V 特性を利用した、詳細かつ簡易的で操作性も高いシミュレーション・ツールを開発し、高い精度で推定ができることを確認した。得られた結果を以下に示す。

- (1) 太陽光発電システムの回路内に直並列に挿入されるダイオードと太陽電池の出力特性の相互関係を明確にしたことにより、ダイオードにより生じる損失を明らかにした。
- (2) 太陽光発電システムの縮小モデル実験システムを構築し、ダイオードの影響を考慮した上で、実際のシステムと等価であることを確認した。この実験システムを用いて各種の実験を行い、部分日陰や異方位、異傾斜角の混在する条件での太陽電池の出力特性を明らかにした。また、シミュレーション・モデルの検証を行い、精度の高い推定が可能であることを確認した。
- (3) ユーザ・インターフェイスに優れた太陽光発電システム・シミュレーション・ツールを作成した。このツールは、太陽電池やダイオードの I-V 特性の取り込みが可能で最大 4 面までの多面アレイに対応でき、任意の気象データの取得も可能で高精度の推定が可能である。
- (4) 住宅用太陽光発電システムの実測データと比較検証し、精度の高いシミュレーションが可能であることを確認した。

以上の結果から、より精度及び汎用性の高いシミュレーション・ツールが構築できたと考える。

(平成 13 年 1 月 1 日受付,平成 14 年 1 月 1 日再受付)

文 献

- (1) 山本, 伊賀, 石原, 三田, 鈴木:「I-V カーブ作成法を用いた太陽光発電シミュレーションプログラムの開発」, 電学論 D, 115 巻 6 号 (1995)
- (2) 石原好之:「太陽光発電システムの運転シミュレーション」, 電学論 C, 115 巻 1 号 (1995)
- (3) 興石浩吉, 松川洋, 黒川浩助, 濱田正泰, 劉波:「太陽電池模擬電源による最大電力点追従制御の評価」, 平成 13 年電気学会全国大会講演論文集, p.7-151 (2001)
- (4) 黒川・若松:「太陽光発電システム設計ガイドブック」, オーム社 .p.55 (1994)
- (5) 渡辺耕一郎, 廣瀬雅己, 原田和郎, 石原好之, 戸高敏之:「日陰を考慮した発電推定法に関する検討」, 太陽/風力エネルギー講演論文集 (1998)
- (6) JIS C 8913:1998「結晶系太陽電池セルの出力測定方法」, 日本工業標準調査会 (1998)
- (7) 松川, 塩谷, 山田, 杉浦, 黒川:「建築設計のための太陽電池アレイシミュレーション手法に関する検討」, 太陽/風力エネルギー講演論文集 (1999)
- (8) 板垣, 岡本, 服部, 山田, 飯田:「全国 150 地点における時積算傾斜面日射量データ(METPV)の整備」, 太陽/風力エネルギー講演論文集 (1998)
- (9) 西川:「スタンドオフ型アレイの太陽電池温度特性」, 太陽/風力エネルギー講演論文集 (1995)
- (10) 日本太陽エネルギー学会刊:「新太陽エネルギー利用ハンドブック」, p.21-30

蓄電池あり系統連系太陽光発電システム

学生員 嶋田 尊衛* (東京農工大学) 正員 黒川 浩助 (東京農工大学)
 非会員 吉岡 俊樹 (日本電池株式会社)

Grid-connected photovoltaic system with battery

Takae Shimada*, Student-member, (Tokyo University of Agriculture and Technology)

Kosuke Kurokawa, Member, (Tokyo University of Agriculture and Technology)

Toshiki Yoshioka, Non-member, (Japan Storage Battery Co., Ltd)

1. はじめに

近年、加速度的に普及し始めた住宅用の太陽光発電システムは、大部分が系統連系型である。通常このシステムは蓄電設備を備えておらず、発電電力と使用電力の差は、配電系統との融通によって処理している。したがって、このシステムが高密度に配電系統に連系した場合、日射急変や大量逆潮流の際にかかる負担が配電系統の処理能力を上回り、種々の問題が発生する危険性が指摘されている。また、太陽電池の発電量は日射強度に依存するため、停電時に日射がなければ電気を使用することができない。これらの現状に着目し、本研究では蓄電池を付加した系統連系太陽光発電システムを検討している。

今回は、新しいシステムを提案し最適化するために必要となる、住宅用の蓄電池あり系統連系太陽光発電システムのシミュレーションプログラムを開発した。まず、独自の手法によって鉛蓄電池をモデリングし、次にシステム内の各部の電力潮流をシミュレーションするプログラムを開発した。さらに実証試験を行った結果、高いシミュレーション精度が確認されたので報告する。

2. モデルの検討

本研究では、図 1 に示すような構成のシステムを想定している。以下、要素ごとにモデルを概説する。

2.1 太陽電池モデル 太陽電池の等価回路から導かれる基礎式^[1]によって基準 I-V カーブを作り、任意の日射強度とセル温度の条件に換算^[2]している。セル温度は、気温 15℃、風速 1 m/s、ルーフ型アレイを想定して、日射強度から計算している。

2.2 鉛蓄電池モデル 鉛蓄電池には従来から太陽光発電の分野で広く用いられているモデルが存在する^[1]。このモデルは 図 2 に示す等価回路に基づいているが、充放電特性を測定した結果、充放電中に電流値が大きく変化した場合に推定精度が低下してしまうことが判明した。そこで本研究において、内部抵抗の電流に対する依存性を考慮した

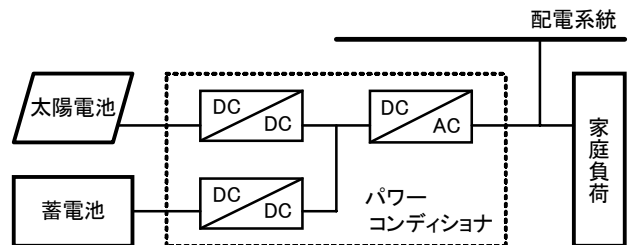


図 1. システム構成

Fig.1 System configuration

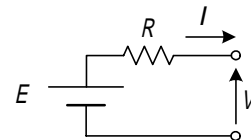


図 2. 鉛蓄電池の等価回路

Fig.2 Equivalent circuit of lead-acid battery

$$V = E - RI$$

$$E = E_0 + k_e \ln \left(1 - \frac{Q}{C_T} \right) + E_d \cdot u(-I)$$

$$E_0 = E_{00} + E_{01} T$$

$$k_e = k_{e0} + k_{e1} T$$

$$E_d = E_{d0} - E_{d1} \exp \left\{ -E_{d2} \left(1 - \frac{Q}{C_T} \right) \right\}$$

$$C_T = C_{T0} - C_{T1} e^{-C_{T2} T}$$

$$R = R_T \left(R_0 + R_1 e^{-\frac{U}{R_2}} + R_g G \right)$$

$$R_T = R_{T0} + R_{T1} e^{-\frac{T}{R_{T2}}}$$

$$R_0 = (R_{00} - R_{01} Q) \cdot u(I) + (R_{c00} + R_{c01} e^{-R_{c02} Q}) \cdot u(-I)$$

$$R_1 = (R_{10} - R_{11} Q) \cdot u(I) + (R_{c10} - R_{c11} Q) \cdot u(-I)$$

$$R_2 = (R_{20} + R_{21} Q) \cdot u(I) + (R_{c20} + R_{c21} Q) \cdot u(-I)$$

$$Q(t) = Q(t_0) + (1 - G) \int_{t_0}^t I(t) dt$$

$$G = G_0 e^{-G_1 Q} \cdot u(-I)$$

図 3. 鉛蓄電池の新モデル

Fig.3 New model of lead-acid battery

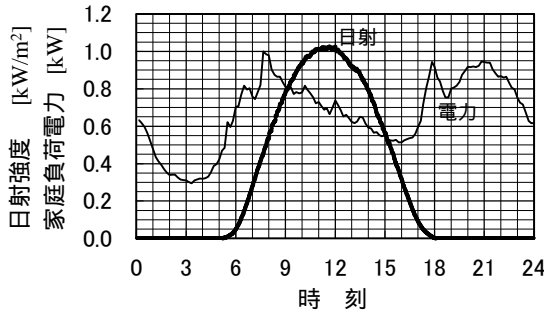


図 4. 快晴日の日射データと住宅の平均負荷データ
Fig.4 Irradiance data and domestic power consumption data

新モデル(図 3 参照)を提案し, 推定精度を向上した。ここで, T は蓄電池温度, Q は満充電を基準とした放電電流量, t は時刻である。また, $u(\cdot)$ は単位ステップ関数である。その他の記号は蓄電池の特性を表すパラメータであり, 実測データに最小二乗法を適用して決定した。

2・3 パワーコンディショナモデル 図 1 に示した 3 つの変換器で発生する損失を, それぞれの出力の 2 次式で表し, 各係数を実測データから最小二乗法で決定した。

3. シミュレーション

システム全体のシミュレーションプログラムを開発し, 一般家庭に設置した場合を想定して 10 日間のシミュレーションを行った。日射条件は, 筑波において観測された快晴日の実測データを用いている。また住宅の負荷データは, 自然エネルギー推進市民フォーラムにより計測された一般 5 家庭の実測データを利用した。2001 年の 1 月 9 日から 3 月 31 日までの 82 日間データを 10 分ごとに平均している。これらのデータを 図 4 に示す。ただし, 精度確認用としては実証試験で観測された負荷データを入力として与えた。

4. 実証試験

本研究ではシミュレーション精度を確認するために実証試験を行っている。パワーコンディショナ「LSS-4.5-S3C」および鉛蓄電池「SLC70」(128 V, 70 Ah) は, 日本電池製「パワーソーラーシステム」の標準装備を使用している。また, 太陽電池としてはマイウェイ技研製の太陽電池模擬電源を, 住宅負荷は筆者が試作したプログラマブル家庭模擬負荷装置を使用することで, 実験の再現性を確保している。シミュレーションと同一の条件を設定して計測した。

5. 結果

図 5 にシミュレーション結果を示すが, 実測結果は 図 5 と良く一致しており区別がつかないので省略する。また, システム内の各部を 1 日に通過する電力量を方向別に積算し 図 6 で比較する。誤差率の高い項目で $\pm 1.0\%$, 全体では 0.65% である。この誤差電力量は実証試験における計測系のフルスケールと比較すると 0.1% であり, 期待される計測誤差を下回っている。したがって, 十分に精度の高いシミュレーション結果を得ることができたと考えられる。

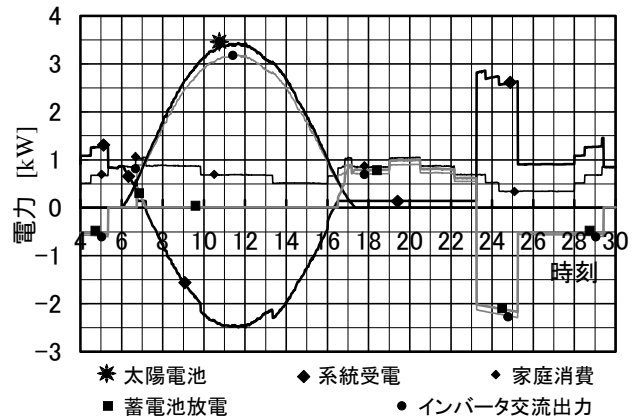


図 5. シミュレーション結果
Fig.5 Simulation result

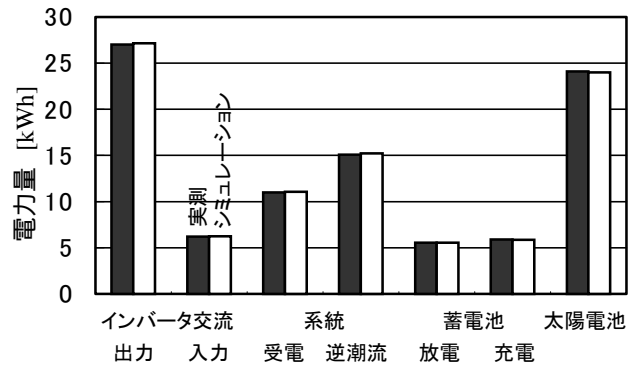


図 6. 1 日に通過する電力量
Fig.6 Passed electric energy per day

6. まとめ

鉛蓄電池シミュレーションに関して, 従来の手法にとらわれずにモデリングすることで, 精度を大幅に向上できる可能性を示した。システム全体についても高精度なシミュレーションが可能となり, 今後の研究の足場を固めた。

7. 展望

鉛蓄電池モデルについては今後も検討する。過度応答や充電状態がバラつく現象, 発熱による温度上昇, さらには休止時間を考慮した履歴現象も推定できればおもしろい。

日射予測と需要予測を制御に生かしたシステムや, 人と意志を疎通できるシステムなど, 新しいシステムを提案し, 経済性, 社会性, 地球環境問題など, 多様な視点から検討を重ね, 蓄電池あり系統連系太陽光発電システムの可能性を追求していく。

文 献

- [1] 黒川浩助・若松清司, 「太陽光発電システム設計ガイドブック」, (1994)
- [2] 日本工業規格, 「結晶系太陽電池セル出力測定方法」, JIS C 8913, (1998)

系統故障時における BTB 式ループコントローラの特性解析

学生員 市川 雅英* (農工大) 正員 岡田 有功 (電中研) 正員 黒川 浩助 (農工大)

Simulation analysis of loop power flow controller in fault condition

Masahide Ichikawa*, Student Member, (TUAT), Naotaka Okada, Member, (CRIEPI), Kosuke Kurokawa, Member, (TUAT)

1. まえがき

エネルギー・環境問題対策など社会的ニーズから、需要地域における分散型電源の普及が予想される。配電系統では、変電所から需要家への電力供給に対して最適な設計が行われているため、分散型電源の系統連系により新たに発生する電圧・潮流問題の解決や、配電設備の有効利用技術が求められている。電中研では、現在放射状に形成されている配電系統をループ・メッシュ化し、時間的・面的な設備利用率の向上と潮流の均等化による問題の解決を検討している。しかし、単純なスイッチでループ・メッシュ化する運用では現状の保護方式の適用が困難になることが予想されるため、ループ点に半導体電力変換技術を適用したループ・メッシュ形態を提案している。

本稿では、配電系統のループ・メッシュ化に半導体電力変換技術を用いたループコントローラ (LPC) を導入した場合の系統故障時における LPC の特性解析結果を報告する。

2. ループコントローラ (LPC) の構造

図 1 に BTB 式ループコントローラ (LPC) の構成を示す。一方の高圧配電線の三相交流を変圧器と PWM AC/DC コンバータにより一度直流に変換し、再び PWM AC/DC コンバータと変圧器により交流に戻し他方から出力する。この交直・直交変換時の制御により、LPC を通じて流す潮流や各回線の無効電力を任意にコントロールすることができる。これらの制御により電圧の適正化、潮流の均等化および設備の有効活用をねらう⁽¹⁾⁽²⁾。

3. シミュレーションモデルの検討

LPC によるループ・メッシュ化に伴い、地絡および短絡故障などの系統故障時の特性がどのように変化するか検討



図 1. BTB 式ループコントローラの構成

Fig. 1. Schematic of BTB loop power flow controller

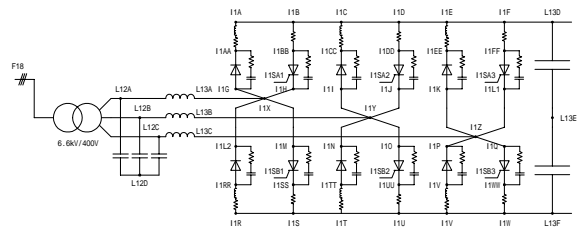


図 2. ループコントローラの EMTP モデル (片側)

Fig. 2. EMTP model of LPC (left converter)

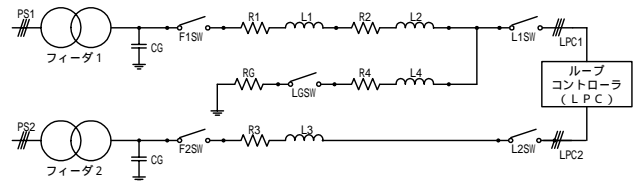


図 3. 小規模ループ配電システムモデル

Fig. 3. Scale down model of loop distribution system

表 1. 実験回路の条件

Table 1. Condition of test circuit

| 項目 | 値 | 項目 | 値 |
|----|--------|----|--------|
| R1 | 0.200Ω | L3 | 4.23mH |
| L1 | 3.71mH | R4 | 0.284Ω |
| R2 | 0.268Ω | L4 | 4.21mH |
| L2 | 3.82mH | CG | 7.6μF |
| R3 | 0.311Ω | RG | 10Ω |

するため、EMTP によるシミュレーションを行った。解析に用いた LPC モデルは三相 PWM スイッチ部分を TACS 制御スイッチとダイオードにより模擬した。片側の交直変換器のモデルを図 2 に示す。LPC モデルと配電システムモデルの検証のため小規模実験を行った。小規模実験の回路を図 3 に示し、実験回路における条件を表 1 に示す。

小規模実験による結果とシミュレーションの結果を図 4 に示す。図 4 はフィーダ 2 側からフィーダ 1 側へ LPC を通じて 5[kW]の潮流を送る条件下の結果で、(a)は、一線地絡故障、(b)は三線短絡地絡故障の結果の一例である。小規模実験とシミュレーションはほぼ一致している。

4. 実規模システムモデルによる解析結果

実規模システムは、配電用変電所から引き出された 2 つのフィーダの末端を LPC によりループ化するシステムモデルを想定した(図 5 参照)。フィーダ 2 側からフィーダ 1 側へ LPC を通じて 1[MW]の潮流を送る条件下で、システム故障を図 5 中の F22 点もしくは F26 点で発生させた。また同時に、現状の放射状配電系統および、ループコントローラを用いずに単純なスイッチを使用してループ化した配電系統についても、シミュレーションを行い、結果を比較する。

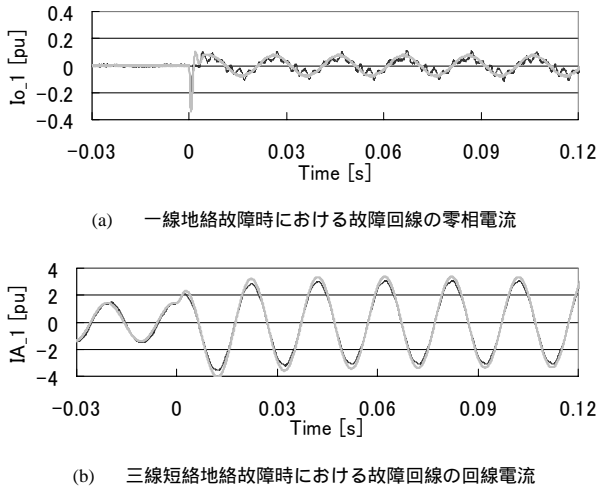


図 4. 小規模実験およびシミュレーションの結果

Fig. 4. Result of test and simulation

(黒色細線: 実験 Ibase:14.4A 灰色太線: シミュレーション Ibase:87.5A)

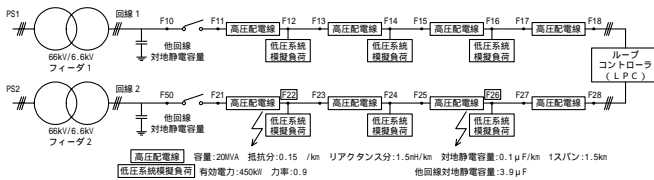


図 5. 実規模ループ配電システムモデル

Fig. 5. Actual scale loop distribution network model

実規模システムのシミュレーションを行った結果の一例として、一線地絡故障時のシミュレーション結果を表 2 に示す。表 2 から、単純なスイッチを用いてループ化したモデルでは、健全な回線にも零相電圧および零相電流が出ていることなどから、現状の放射状配電系統と比較した場合システム故障の範囲が拡大していることがわかる。一方、LPC を用いてループ化した配電系統は、零相電圧(回線 1: 0V, 回線 2: 3800V)、零相電流(回線 1: 0A, 回線 2: 15A)と、故障点を流れる地絡電流(17A)が、現状の放射状配電系統の故障時の特性とほぼ同じであることがわかった。

三線短絡地絡故障時におけるシミュレーション結果を表 3 に示す。故障回線を流れる故障電流は、LPC ループ、放射状および単純ループで、それぞれ、4240A, 4180A, 3910A でほぼ同一である。一方、健全回線の電流は、73A, 130A, 740A で、単純ループでは故障電流が健全回線からも供給されるのに対し LPC ループでは放射状系統と同じになる。

これらから、LPC によって接続された 2 つのシステムの一方で発生したシステム故障の影響が、他方のシステムに拡大することはないと考える。また、LPC が一線地絡故障により停止することなく、故障発生前と同様な運転を継続できることがわかった。

5. まとめ

システム故障時における BTB 式ループコントローラの特性解析を行った。その結果、ループコントローラを用いたループ配電系統の特性は、現状の放射状配電系統の特性に近く、現状のシステム故障保護方式が適用できる可能性が高いと考えられる。

文 献

- (1) 岡田, 「需要地系統におけるループコントローラの開発 制御方式の提案と実験装置の試作」, 電力中央研究所報告, T99075 (2000)
- (2) 岡田, 「需要地系統におけるループコントローラの開発 移行過程における自律制御方式」, 電力中央研究所報告, T00045 (2001)

表 2. 一線地絡故障時におけるシミュレーション結果 (故障点: F22)

Table 2. Simulation result under single-line-to-ground fault.

| | 健全な回線 (回線 1) | | システム故障が起きた回線 (回線 2) | | 故障点に流れる地絡電流[A] |
|-----------|--------------|----------|---------------------|----------|----------------|
| | 零相電圧[V] | 零相電流[A] | 零相電圧[V] | 零相電流[A] | |
| ループコントローラ | 0 | 0 | 3800 (5070) | 15 (244) | 17 (236) |
| 放射状配電系統 | 0 | 0 | 3800 (5200) | 14 (183) | 15 (258) |
| 単純なループ | 3730 (5700) | 13 (159) | 3800 (4930) | 12 (151) | 31 (264) |

表中の値は、故障後に定常的に続く値の実効値。括弧中の値は、故障直後の過渡的な変化のピーク値。

表 3. 三線短絡地絡故障時におけるシミュレーション結果 (故障点: F22)

Table 3. Simulation result under three-phase-short circuit.

| | 故障点における故障電流[A] | 故障点における線間電圧[V] | 健全な回線の回線電流[A] | 故障回線の回線電流[A] |
|-----------|----------------|----------------|---------------|--------------|
| ループコントローラ | 4000 | 3460 | 73 | 4240 |
| 放射状配電系統 | 4120 | 3560 | 130 | 4180 |
| 単純なループ | 4460 | 3860 | 740 | 3910 |

デュアルセンサ型日射計の開発

井上 佳則^{*}, 黒川 浩助 (東京農工大学)
三宅 行美, 中村 幸三, 加藤 正 (英弘精機株式会社)

Development of a dual sensor type pyranometer

Yoshinori Inoue, Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and technology)

Yukiharu Miyake, Kouzou Nakamura, Tadashi Kato (EKO Instruments Trading Co., Ltd.)

1. 背景・目的

太陽光発電システムの発電量などを正確に得るためには、日射量を正確に計測しなければならない。現在、一般に普及している精密日射計はセンサに熱電対を用いているため高価であり、多様化が進むシステム個別に必要な数の精密日射計を設置するのはコスト的に困難である。そこで、シリコンセンサ型簡易型日射計を代用する方法があるが、シリコンの分光感度には波長選択性があるため、正確な日射量が把握出来ているとは言えない。従って、安価で高精度の日射計が求められている。

本研究では安価で、安定かつ高精度の新型日射計を開発することを目的としている。本研究室では、以前にシリコンダイオードにカットオフ・フィルタを用いた二素子型の日射計を提案した。本研究では、このフィルタを装着したセンサをシリコン(Si)と比較的長波長域に分光感度のピークがあるインジウム・ガリウム・ヒ素(InGaAs)を追加し、二種類のデバイスとしたデュアルセンサ型日射計を提案する。本稿では、基礎研究としてシリコンセンサの問題点について報告する。

2. 研究手法

まず、本研究にて提案するデュアルセンサ型日射計に搭載されているセンサは2種類の半導体センサが用いられている。それぞれの半導体センサが分光感度を持つ波長域はSiが300~1100nm, InGaAsが980~1800nmである。

また、図1は分光放射照度分布と用いられている二つの素子の相対分光感度を示したものである。従来のシリコンセンサ型簡易日射計では日射スペクトルの一部しか計測が出来ないことが分かる。

そして、実際にそれぞれのセンサ出力がどの程度かを予測するために、多目的分光放射計を用いて分光放射照度

を計測した。次に、基準太陽光スペクトルとの誤差を以下に示す式(1)を用いて算出する。また、計測した分光放射照度と各センサの相対分光感度から各センサの出力を予測するため式(2)を用いた。

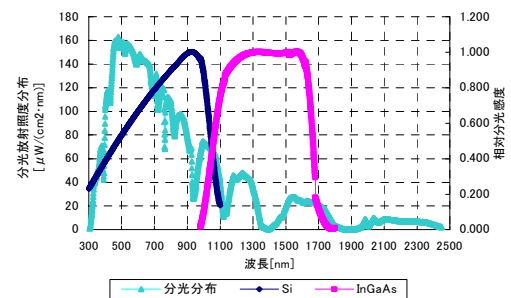


図1 分光放射照度分布と各素子相対分光感度

$$I_{\lambda} - I_{\lambda \text{ ref.}} \quad \cdots (1)$$

$$E = K \times I_{\lambda} \quad \cdots (2)$$

上式において、 I を補正した分光放射照度、 $I_{\text{ref.}}$ を基準太陽光スペクトル、 E を出力、 K を相対分光感度とする。

3. 結果と考察

上記の式(1),(2)を用い天候による太陽光スペクトルの傾向とデュアルセンサ型日射計に搭載されている二つのセンサ出力を予測した。ここで、日射強度が天候により異なるため、基準太陽光スペクトルと同様の条件に補正し比較をした。基準太陽光は放射強度が 1 kWm^{-2} であるから基準とした。図2は、補正した分光放射照度と基準太陽光スペクトルとの誤差を式(1)から算出し、その分布を示したものである。また、図3はそれぞれの天候時の分光放射照度分布を、基準太陽光スペクトルを水準として補正し、表示したものである。また、式(2)から予測した各センサ出力を表1に示す。

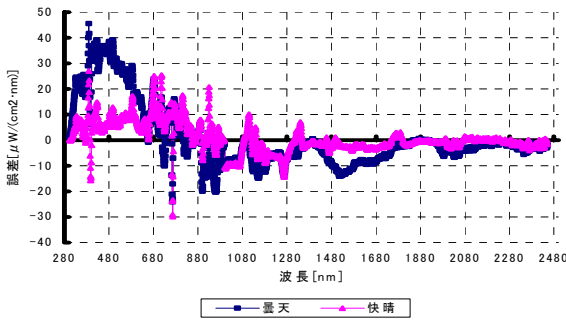


図 2 天候別誤差分布

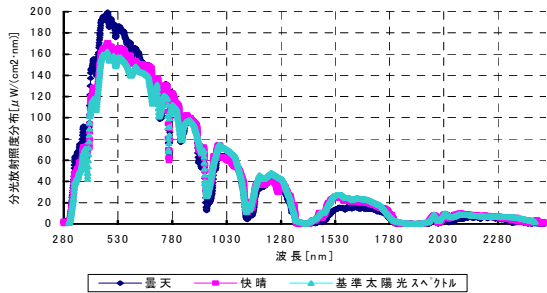


図 3 天候別分光放射照度分布

表 1 センサ出力予測結果

| | Si | InGaAs |
|------------|-------|--------|
| 快晴日 | 0.563 | 0.140 |
| 曇天日 | 0.575 | 0.114 |
| 基準太陽光スペクトル | 0.538 | 0.156 |

これらの結果から、曇天日には Si センサの感度が存在する短波長域の誤差が大きくなり、逆に InGaAs センサの感度が存在する長波長領域の誤差が小さくなっていることが分かる。一方、快晴日は基準太陽光スペクトルとほぼ同じ形状であることが分かる。従って、シリコンセンサの感度定数を基準太陽光スペクトルで決定した場合には、長波長域の分光分布の変動は考慮されずないために日射強度は大きく見積もられることが予想される。

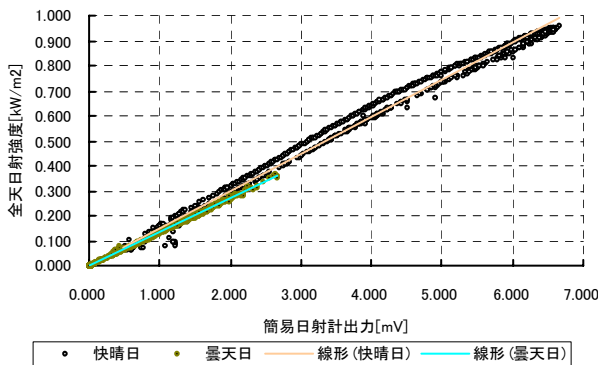


図 3 天候別相関図

次に、実測データを検討した。図 3 は全天日射強度と簡易日射計出力の天候別相関図である。図より快晴日では

明らかに線形性が認められないが、曇天日では線形性が認められる。シリコンセンサで直線回帰をする限りは、感度定数の変更によってある程度の誤差の改善は期待される。しかしながら、これらのデータの平均を通るような感度定数の値付けでは、これ以上の物理的改善に限界があることが分かる。従って、長波長域と短波長域の特性を独立で把握することにより、精密日射計に近い特性を得ることが出来ると考えられる。

4. まとめ

本稿では、日射スペクトルのうち短波長域に分光感度のあるシリコンセンサと長波長域にピークのあるインジウム・ガリウム・ヒ素センサを持つ、デュアルセンサ型日射計を提案し、基礎研究としてシリコンセンサ型簡易日射計の問題点を示した。また、快晴日と曇天日では分光放射照度分布に異なる傾向があることを基準太陽光スペクトルとの誤差を用いて確認した。さらに、実測データを用いて分光放射照度から予測した結果との比較・検討を行った。実測データからは、シリコンセンサのみの直線回帰に限界があることを確認した。そこで、Si と InGaAs の二素子を搭載したデュアルセンサ型日射計の開発を目指す。

参考文献

- 1) 「太陽エネルギー利用ハンドブック」太陽エネルギー利用ハンドブック編集委員会編，日本太陽エネルギー学会，p.1-10,2000.11
- 2) 「太陽エネルギー利用のための分光日射量の測定と整理(第2報，ランク分けした分光日射スペクトルの規格化による整理)」馬場，金山，遠藤，金澤，日本機化学会論文集(B編)63巻 605号(1997-1)，299～305

AN ANALYSIS OF VERY LARGE-SCALE TRACKING PV (VLS-PV) SYSTEMS IN THE GOBI DESERT

Masakazu Ito¹, Kazuhiko Kato², Keiichi Komoto³, Tetsuo Kichimi⁴, Hiroyuki Sugihara⁵, Kosuke Kurokawa¹

¹ Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan, TEL: +81-42-388-7445, E-mail: itomasa@cc.tuat.ac.jp

² National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), 1-1-1, Umezono, Tsukuba-shi, Ibaraki, 305-8568, Japan, TEL: +29-861-5197, E-mail: kazuhiko.kato@aist.go.jp

³ Fuji Research Institute Corp. (FRIC), 2-3 Nishiki-cho, Kanda, Chiyoda-ku, Tokyo, Japan, TEL: +81-3-5281-5286, E-mail: komoto@cyg.fuji-ric.co.jp

⁴ Resources Total System (RTS), Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo, 104-0033, Japan, TEL: +81-3-3551-6345, E-mail: kichit@rts-pv.com

⁵ Kandenko Co. Ltd., Chiyoda-machi, Niihari, Ibaraki, 315-0052, Japan, TEL: +81-3-4431-3486, E-mail: sugihara-h01@kandenko.co.jp

ABSTRACT

The authors propose utilization of deserts for power plant by PV technology. 100 MW VLS-PV systems which are fixed flat plate system in the world deserts and sun-tracking system in the Gobi desert are assumed and evaluated in detail by using Life Cycle Assessment. It means that the VLS-PV systems are evaluated in terms of its input and output from cradle to grave.

As a result, 5.2 Cent/kWh cost, 1.6 years energy payback time, and 12 g-C/kWh CO₂ emission rate for Sun tracking system are obtained in the Gobi desert case. Of course, fixed flat plate systems get the low cost and low energy requirement. The Very Large-Scale sun tracking Photovoltaic power generation system is very promising for the energy resource saving and environmental issue.

1. INTRODUCTION

1.1 Background

Fortunately, PV system needs are expanding. Unfortunately, its reasons in large part are world problems. Nowadays, world energy demand has been rapidly expanding due to the world economic growth and population increase, especially in developing countries. According to IEA's outlook, total CO₂ emissions and total primary energy supply in the world will be twice as 2000. Figure 1 shows it in detail. If world energy demands continue to increase, the primary energy will dry up in this century. In addition, too much energy consumption causes a variety of serious environmental problem such as global warming, acid rain and so on. But, renewable energies are expected to resolve both the energy problem and the environmental problem. Photovoltaic power generation system is one of promising renewables. Because it need no fuel, no maintenance and no emission when it's generating. On the other hand, the solar energy have a weak point, which is its low density by nature. So, to generate large power such as nuclear power plant, a PV power plant must be very large scale system. It cause cost increase. Although, unutilized desert has a large potential, and resolve these problems.

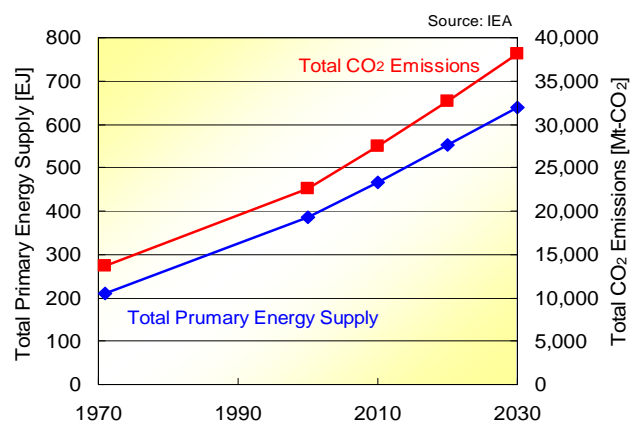


Fig. 1 World primary energy supply and CO₂ emissions ^[1]

1.2 Desert Potential

High irradiation and very large unutilized land areas are in world deserts. For example, even the Gobi desert that locates on high latitude has higher irradiation (4.7kWh/m²/d) than Tokyo (3.5kWh/m²/d). Furthermore, the Sahara desert has more irradiation as 7.4kWh/m²/d. Theoretically, PV systems installed in the Gobi desert with 50% space factor, has potential to generate energy as much as the recent world energy supply (384 EJ in 2000).

Table 1 Global irradiation in the Gobi deserts ^[2]

| Major deserts | Global irradiation [kWh/m ² /year] |
|-------------------------|---|
| Sahara (Mauritania) | 7.36 |
| Negev (Israel) | 5.31 |
| Thar (India) | 5.96 |
| Sonoran (Mexico) | 5.47 |
| Great Sandy (Australia) | 8.92 |
| Gobi (China) | 4.67 |
| Tokyo (Japan) | 3.47 |

1.3 Kinds of Desert

When you image a desert, your picture may be sand desert. But a desert is not only sand desert, but also rock desert, gravel desert and so on. Sand desert is one fifth of total desert area. Even in the biggest Sahara desert, sand desert is one third of total area. Table 2 shows brief of deserts. Gravel desert is the best area to install Very large-scale PV systems, because lowest sand dune and sand storm cause minimum damage. Therefore the authors have been investigating very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems in deserts.

Table 2 Kinds of deserts

| Name | Characteristic |
|---------------|--|
| Rock desert | Low animals, low grass, a few pines grow in a little water area |
| Gravel desert | Consist of small rocks, a few plants exist |
| Dirt desert | A grain is very small, rainwater don't seep into the ground, be sometime dubbed yellow ocher |
| Sand desert | Sand dune change wind and become larger, and tuck plans |
| Salt desert | Too much irrigation cause salt injury. |

2. OBJECTIVE

The purpose of this study is to evaluate the VLS-PV systems in world deserts, and to investigate feasibility of the system such as fixed flat plate system, tracking system and so on from economic and environmental view points. As indices taken up for the evaluation, cost, energy requirement, CO₂ emission of large-scale installing, toughness on hard desert condition, elucidated effect on climate and local, etc. are enumerated, and the possibility of solution to world energy and environmental problems is discussed.

This paper presents feasibilities of fixed flat plate and tracking PV systems from analysis of cost, CO₂ emissions and energy requirement.

3. METHODOLOGY OF EVALUATION

3.1 Life-Cycle Assessment

A methodology of "Life-Cycle Assessment (LCA)" is the best way to evaluate the potential of VLS-PV systems in detail, because, a purpose of this methodology is to evaluate its input and output from cradle to grave. In this study, generation cost, energy payback time (EPT) and CO₂ emission rate of the VLS-PV system are calculated with this method. They are defined by following equations.

$$\text{Generation cost (cent/kWh)} = \frac{\text{Annual expence of the PV system [cent/year]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}} \quad \text{---- (1)}$$

$$\text{EPT (Year)} = \frac{\text{Total primary energy requirement throughout its lifecycle [kWh]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}} \quad \text{---- (2)}$$

$$\text{CO}_2 \text{ emission rate (g - C/kWh)} = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emission on life - cycle (g - C)}}{\text{Annual power generation [kWh/year]} \times \text{Lifetime [year]}} \quad \text{---- (3)}$$

EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. CO₂ emission rate is a useful index to know how much the PV system is effective for the global warming.

3.2 Case Studies

This study is divided into detailed case studies and economic case studies. One is a fixed flat plate and a one axis tracking PV system simulations from economic and environmental view points by using three indices. Other is a fixed flat plate PV system simulation from economic view point by cost evaluation. Table 3 is a list of these case studies. Both case studies are assumed that VLS-PV system is installed in Gobi desert.

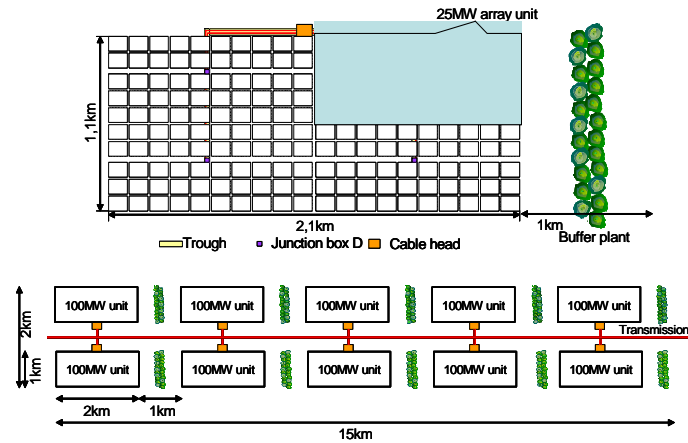


Fig. 2 Concept of 1GW PV array layout

Table 3 Case studies list

| | Detailed study | Economic study |
|-----------------|--|--|
| Array type | Fixed flat plate, one axis tracking | Fixed flat plate |
| Evaluation type | Economic, environment | Economic |
| Index | Cost, EPT, CO ₂ emission rate | Cost |
| Desert area | Gobi (China) | Sahara, Negev, Thar, Sonoran, Gobi Great Sandy |

4. SYSTEM PLANNING

All parts of a 100MW VLS-PV system are designed based on concept of LCA. The designing assumptions are explained as follows.

4.1 Installation Area

Gobi desert is elected for installing VLS-PV system. A desert area is suitable for PV system in view of irradiation and land area. Gravel desert is elected for installing the system. Because it consists of small rocks,

Table 4 Geographic information for world deserts

| Desert | | Gobi |
|---------------------------------|----------------|---------------------------------|
| Location | | Hoh hot (40°N 111°E) |
| Performance ratio (PR) | | 0.78 |
| Ambient temperature [°C] | | 5.8 |
| In-plane irradiation | Tilt angle=10° | 1,854 |
| | Tilt angle=20° | 1,964 |
| | Tilt angle=30° | 2,026 |
| | Tilt angle=40° | 2,037 |
| Irradiation on one axis tracker | | 2,579 [kWh/m ² /yr.] |

and it is more flat and firm than sand or rock desert. Sand problems such as sand storm are seemed to be small.

Both irradiation and ambient temperature data referred from World Irradiation Data Book^[2] used for system designs, as shown in Table 4. If the installation sites have no direct and diffuse irradiation data, which are estimated from grovel irradiation data by using Liu-Jordan model^[3]. In-plain irradiation data is calculated by using r_p model, Hey model^[4] and isotropic model^[5]. Irradiation of tracking system is obtained to calculate a method which is referred to JSES^[5], and is changed a part of above method.

4.2 System Assumptions

A target of this study is sustainable development with one GW VLS-PV system as shown in Fig 2. Both fixed

flat plate and one axis tracking VLS-PV systems are designed based on the following assumptions.

- 1) Total capacity is about 100MW, which consists of four sets of 25MW unit field. A 25MW unit consists of 50 sets of 500kW unit system. A 500kW unit system has 4200 or 3888 PV modules. The total PV modules in 100MW system are 840,000 pieces for fixed flat plate system, and 777,600 pieces for tracking system. Layouts for tracking system are shown in Fig. 3.
- 2) South-faced fixed flat array structure, one axis E-W tracking array structure and foundation are designed. Wind pressure and earthquake are also taken into account.
- 3) Polycrystalline silicon PV module with 12.8% efficiency is employed. It is referred to Kyocera 120S.
- 4) System performance ratio is assumed considering operating temperature, degradation, load matching factor, efficiency factor, inverter officiating and so on, as shown in Table 4.
- 5) The system lifetime assumed to be 30 years.
- 6) Module and inverter price, and array tilt angle are given as valuable parameters. The four levels of module price are assumed as 1, 2, 3, 4 US\$/W. Inverter unit price of 500kW is also set to 0.136, 0.159, 0.181, 0.204 million US\$ for each module price. Interest rate is 3% (typical), 2% (supposing soft loan), and 6% (from ordinary financial institution). This paper show the results based on 3% interest rate.
- 7) Land preparation is considered.

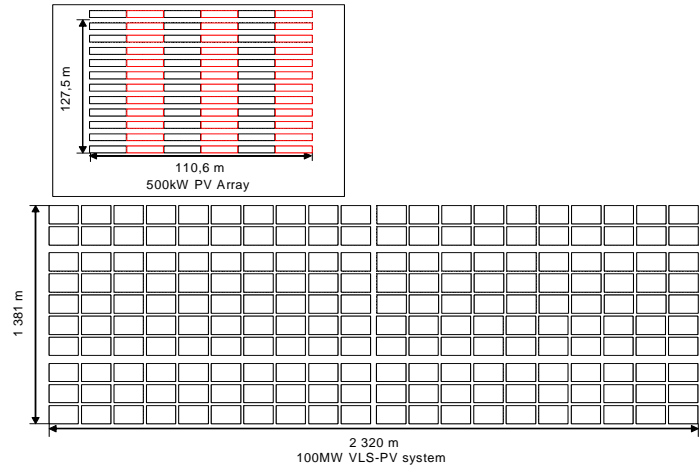


Fig. 3 Array layout for tracking system

4.3 Transport

Array support and foundation are produced in the country where the VLS-PV system is installed, and other system components such as modules, cables and inverters are manufactured in advanced country, Japan, USA or Australia. All the components are transported to the installation site by marine and land transport as shown in Fig. 4.

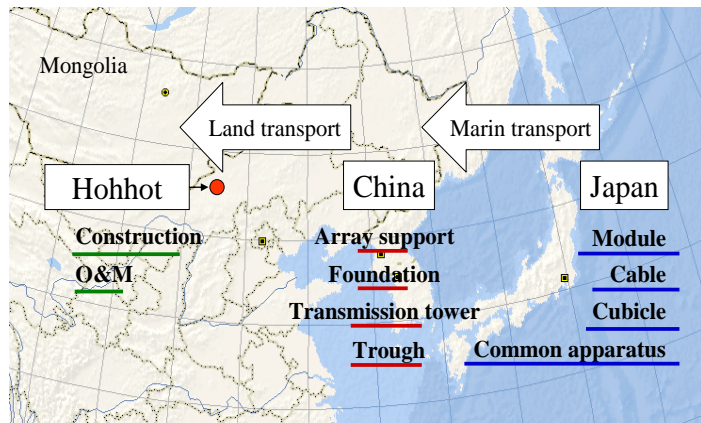


Fig. 4 Image of transportation

4.4 Operation and Maintenance

- 1) The method of operation and maintenance are calculated in view of experience of real PV system model, PV-USA project [6].
- 2) Three shifts of three operator team work in 100MW PV station. One team works in maintenance, and the other teams operate for alternation.
- 3) Concerning labor cost, different labor requirement for system construction was estimated by considering local conditions of each country, and unit labor cost was referred from ILO statistics [7] etc. Furthermore a supervisory charge is added to the cost for the installation of certain apparatus.
- 4) Decommission stage is not included in this study stage now.

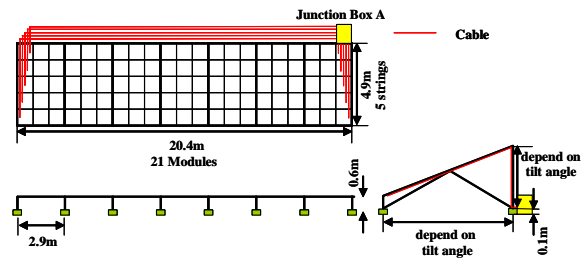


Fig. 5 Basic array structure of fixed flat plate PV system

5. DESIGNING VLS-PV SYSTEMS

The authors assumed and designed the VLS-PV systems which are fixed flat plate and sun-tracking system in the major deserts in detail. These case studies show characteristics of systems, and they show the best performance system configuration.

5.1 Fixed Flat Plate System

The very large scale fixed flat plate PV systems as shown in Fig. 5 are evaluated in previous papers [8][9]. They show that the VLS-PV system is very promising for economic and environmental view points. In this paper, the very large scale sun-tracking PV systems are assumed, evaluated and compare these systems.

5.2 One Axis Sun Tracking Design

The simplest one axis sun tracking PV systems consists of PV module mounted on horizontal axis that rotate from east to west in synchronization with the sun's position in the sky.

5.2.1 Array support structure and foundation

Fig. 6 shows the basic structure of array support. Foundation height over the ground is 0.1 m and lower height of array support is 0.2 m from the ground. It is assumed that array support is made of zinc-plated stainless steel (SS 400), and thickness of several types of steel material are chosen according to stress analysis assuming that the wind velocity is 42m/s (based upon the Design standard of structure steel [10] by the Japanese Society of Architecture).

A cubicle foundation made of concrete as in Fig. 7 was used. Its rectangular solid is 1.0 m each considering the design standard of support structure for power transmission by the Institute of Electrical Engineering in Japan. Material composition of the concrete is determined in order to obtain 240 kg/cm² of concrete strength;

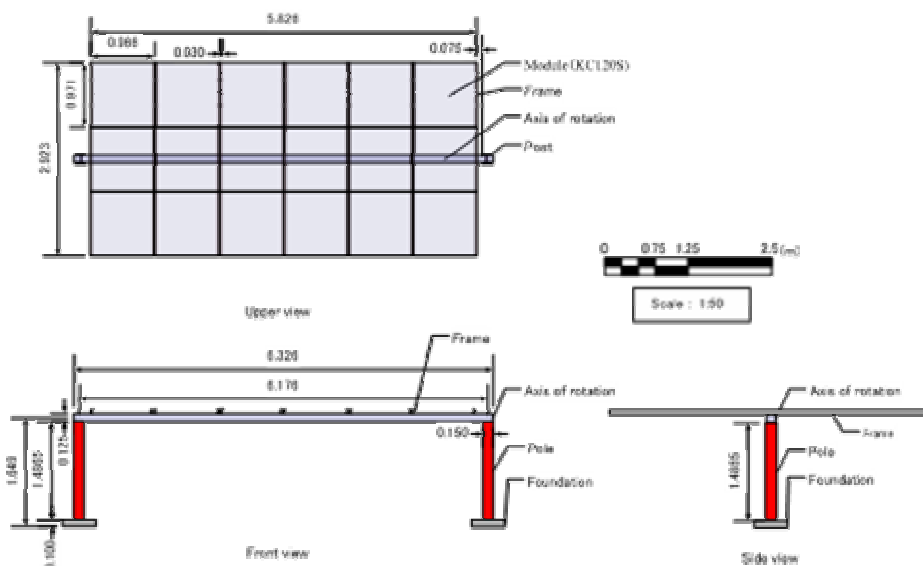


Fig. 6 Design drawing of one axis sun tracking PV system structure

347 kg/m³, 603 kg/m³ sand, 11,180 kg/m³ gravel and 170 l/m³ water.

5.2.2 Tracking system

Worm gear pair is assumed to furrow the sun as shown Fig. 8, because required energy to move it is lower than typical system which move axis of rotation directly. In addition, this structure with worm gear pair is stabilized.

5.2.2 Wiring

The shorter and simple wiring is designed in order to prevent miss wiring. The current capacity of cable is selected to make voltage drop less than 4 %. It is determined from Japan Industrial Standards-JIS.

5.2.3 Transmission

Electric transmission system is assumed 100 km, 2 channels and 110 kV. It consists of steel towers, foundations, cables and grand wires. They are considered wind velocity 42m/s. After calculations, cables and ground wires are decided TACSR 410 sq and AC 70 sq, 22.0 ton steel towers and 22.1 m³ foundations are required 334 towers with foundations for 100 km transmission.

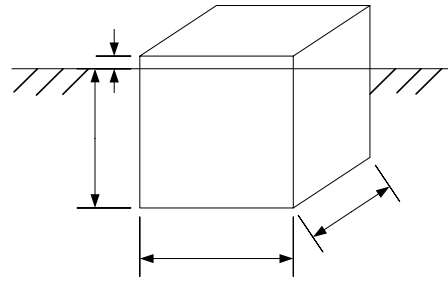


Fig. 7 Design drawing of foundation for tracking system

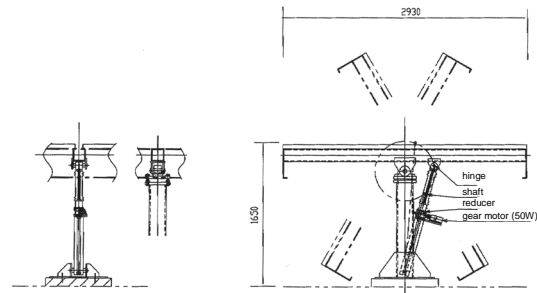


Fig. 8 Tracking design

6. EVALUATION RESULTS

By using the results of the system design and operation and maintenance, a life-cycle of the sun tracking 100MW VLS-PV systems in the world deserts are evaluated in terms of life-cycle cost, energy and CO₂ emission.

6.1 System Component

The 100MW sun tracking VLS-PV systems on the Gobi deserts are designed on the basis of the above assumptions. This system required 4.0 km² land area which is larger than fixed flat plate system. Array support requirement ranged 11 thousand ton steel, and foundation needed 105 thousand ton concrete. Land requirement is considered due to spacing between PV arrays.

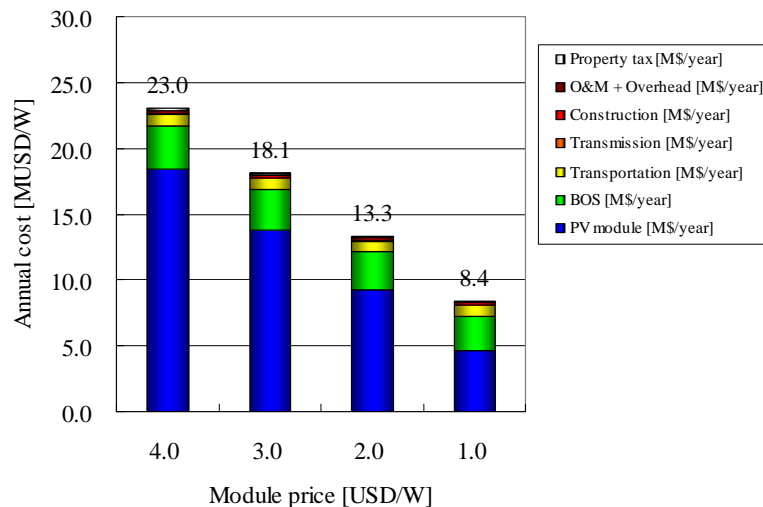


Fig. 9 Annual cost for a 100 MW tracking VLS-PV system

6.2 Cost Estimation

In this study, both investment cost and O&M cost of 100MW PV system for each installation site were estimated to obtain generation cost of the PV system. Total investment cost includes labor cost for system construction as well as system component cost. But worm gear price is not considered. Fig.9 represents example of the annual cost in Gobi desert for deferent PV module prices by each cost component. Even though 1.0 USD/W PV module is assumed, it is first majority of the total investment cost. A majority of construction cost is labor cost, which had big difference between countries. For example about one third of the total investment cost is construction even at 1.0 USD/W in Great Sandy. On the other hand, the least investment cost was estimated at both Sahara and Gobi mainly due to low labor cost. It was no more than 2% of the total at 1.0 USD/W.

The generation cost of fixed flat plate and sun tracking VLS-PV system for different tilt angles and different PV module prices are assumed 30 years lifetime and 3% of annual interest rate in the world deserts. Annual power generation and generation cost are given in Table 5. Optimal array tilt angle depended on both annual cost and annual power generation. The least generation cost of the Gobi case is obtained at 30°-tilt angle. In case of tracking system, annual power generation in Gobi desert is 20% lower than fixed flat plate case. In the Gobi desert tracking system case, though the generation cost with 4.0 USD/W module price corresponded to 15 cent/kWh, it was reduced to about 6 cent/kWh with 1.0 USD/W module price.

Table 5 Annual power generation and Generation cost for 100 MW fixed flat plate and sun tracking PV system

| | | Unit | Gobi (China) | Gobi (China) |
|---|--------------------|----------|-------------------------|--------------|
| | | | Fixed flat plate system | Tracking |
| Annual power generation | Tilt angle= | | | |
| | 10° | GWh/yr. | 147 | |
| | 20° | GWh/yr. | 156 | 190 |
| | 30° | GWh/yr. | 161 | |
| | 40° | GWh/yr. | 162 | |
| Generation cost (at optimum tilt angle) | Module price=1\$/W | Cent/kWh | 6.2 | 5.2 |
| | 2\$/W | Cent/kWh | 10.0 | 8.3 |
| | 3\$/W | Cent/kWh | 13.8 | 11.4 |
| | 4\$/W | Cent/kWh | 17.6 | 14.5 |

6.3 Energy and CO₂ Emission Analysis in Gobi desert

Table 6 represents the results of total primary energy requirements and Energy Payback Time (EPT). EPT is estimated assuming electricity from the PV system would replace utility power in China where recent conversion efficiency is around 33%.

Required energy for tracking systems with worm gear is included. Transportation also uses a certain amount of energy. Nevertheless, the EPT is still a low level. This suggests that the total energy requirement for introduction of a 100MW PV system to the Gobi desert in China can be recovered in less than two years.

Table 6 is also results of life-cycle CO₂ emissions and life-cycle CO₂ emission rate of the tracking 100MW PV system, assuming a 30-year operation period. Discussion of these results is the same as the total primary energy requirement and the EPT. Considering CO₂ emission rate of existing coal-fired power plants, about three hundred g-C/kWh, the life-cycle CO₂ emission rate of a 100MW tracking PV system is much lower.

Table 6 Energy requirement and CO₂ emissions for 100MW sun tracking PV system

| | Energy requirement | | CO ₂ emission | |
|------------------------------|--------------------|---------------|--------------------------|----------------|
| | Fixed (30°) [GJ] | Tracking [GJ] | Fixed (30°) [t-C] | Tracking [t-C] |
| Total | 3300 | 3400 | 61600 | 64600 |
| PV module | 1700 | 1500 | 26100 | 24200 |
| Array support (and tracking) | 900 | 1000 | 22800 | 25276 |
| Foundation and trough | 160 | 160 | 4000 | 3900 |
| Cable | 30 | 40 | 500 | 600 |
| Transportation | 300 | 270 | 5200 | 5000 |
| Transmission | 200 | 180 | 2300 | 2300 |
| Other | 20 | 20 | 500 | 500 |
| Value | 1.8 [yr.] | 1.6 [yr.] | 12.8 [g-C/kWh] | 11.7 [g-C/kWh] |

7 CONCLUSION

A 100MW Very Large-Scale sun tracking power generation system and fixed flat plate system in the Gobi desert is designed, and its potential is evaluated from an economic and environmental viewpoint. Assuming 1.0 USD/W of PV module price and 3% of annual interest rate, generation cost of the VLS sun tracking PV system is estimated 5.2 ¢/kWh in Gobi desert. In addition, these large-scale projects make a lot of employments. One of case study needs 1500 labors in every year to construct it. This employment may look forward economic development in the country. Therefore VLS-PV systems in desert areas will be economically feasible in the near future.

The feasibility of very large-scale tracking system installed in the Gobi desert in China is evaluated in depth from a life-cycle viewpoint by using three indices, i.e., life-cycle cost; energy payback time (EPT) and life-cycle CO₂ emissions. This study suggests that the total energy requirement throughout the life-cycle of the PV system considering production and transportation of system components, system construction, operation and maintenance can be recovered in a short period much less than its lifetime. Therefore VLS-PV system is useful for energy resource saving. The much lower CO₂ emission rate of VLS-PV than that of existing coal-fired power plants means that it is a very effective energy technology for preventing global warming. The same conclusion must be given for the other desert areas.

REFERENCES

- [1] IEA, *World Energy Outlook 2002* (2002)
- [2] Japan Weather Association, *World Irradiation Data Book, FY1991 NEDO Contract Report*
- [3] B. Y. Liu and R. C. Jordan, The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation, *Solar Energy*, 4-3 (1960), 1-19
- [4] J. E. Hay, A Study of Shortwave Radiation on Non – horizontal Surfaces. *Report No. 79-12, Atmospheric Environment Service, Downsview, Ontario* (1979), 140pp
- [5] Japan Solar Energy Society, *Japan Solar Energy Utilization Handbook (2000)*, 26pp
- [6] C.Jennings, A.B.Reyes & K.P.O', Brien PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, *WCPEC-1, Dec, 5-9, 1994, Hawaii*.
- [7] ILO, *Year Book of Labour Statistics 1999*
- [8] K. Kurokawa, K. Kato, M. Ito, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara, A Cost Analysis of Very Large Scale PV (VLS-PV) System on the World Deserts, *Proceedings of 29th IEEE PV Specialists Conference (2002)*, 1672pp
- [9] M. Ito, K. Kato, H. Sugihara, T. Kichimi, J. Song, K. Kurokawa, A preliminary study on potential for very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system in the Gobi desert from economic and environmental viewpoints, *Solar Energy Materials & Solar Cells* 75 (2003) 507-517pp
- [10] Design Standard on Structures for Transmissions, *JEC-127, Standards of The Japanese Electrotechnical Committee*

GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH BATTERY

T. Shimada*, K. Kurokawa*, T. Yoshioka**

*K.Kurokawa Lab., Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, JAPAN

** Japan Storage Battery Co., Ltd. Inobaba-cho, Nishinosho, Kisshoin, Minami-ku, Kyoto, 601-8520, JAPAN

ABSTRACT: In order to solve the problems which are considered to become the hindrance of further spread of photovoltaic systems, and in order to pursue added value, we are studying the grid-connected photovoltaic system which added the storage battery. This time, the simulation program of the grid-connected photovoltaic system for residences with battery was developed since it was necessary in order to propose and optimize new systems. First, a lead-acid battery was modeled by the original method. Next, the program which simulates the electric power flow of each part in the system was developed. Furthermore, as a result of an actual proof examination, since high simulation accuracy was checked, it is reported.

Keywords: 1: Modeling, 2: Simulation, 3: Accuracy.

1. INTRODUCTION

Most of the photovoltaic system for residences, which began to spread at an increasing tempo in recent years, is a grid-connected type. Usually, since this system has no electric storage, the difference between generated and used electric power is processed according to the electric power flow of the distribution system. Therefore, when this system connects to distribution system with high density, the burden of a sudden change of irradiance or a heavy reverse power flow exceeds the throughput of the power distribution system, and the danger that various problems will occur is pointed out. Moreover, since it depends for generated electric power of solar cells on irradiance, if there is no solar radiation at the time of a power failure, residents cannot use electricity. Paying attention to these present conditions, this research is examining the grid-connected photovoltaic system which added the storage battery.

2. MODELING

In this research, the system configuration as shown in Fig.1 is assumed. Here, simulation models are outlined for every element.

2.1 Solar cell model

A standard I-V curve is made by the fundamental equation [1] derived from the equivalent circuit of a solar cell, and the curve is converted into the conditions of arbitrary irradiance and cell temperature [2]. The model is shown in Formulas 1. They are known well and so their explanations are omitted.

2.2 Lead-acid battery model

There is a lead-acid battery model which is widely used in the field of photovoltaics [1]. This model bases on the equivalent circuit shown in Fig.2. As a result of measuring the charge and discharge characteristic, when a charging and discharging current changed a lot, it became clear that accuracy of estimated terminal voltage falls. Then, in this research, it was proposed that the new model (refer to Formulas 2) considers the dependence of internal resistance on the current, and so estimation accuracy was improved. Here, $u(\)$ is a unit step function to combine charge and discharge. A detailed modeling method is described in Chapter 3.

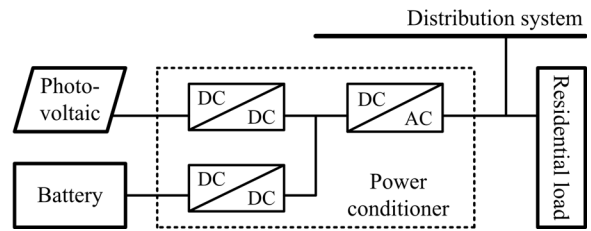


Fig.1: System configuration

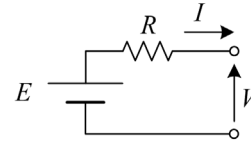


Fig.2: Equivalent circuit of lead-acid battery

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

$$I_2 = I_1 + I_{sc} \left(\frac{E_2}{E_1} - 1 \right) + \alpha (T_2 - T_1)$$

$$V_2 = V_1 + \beta (T_2 - T_1) - R_s (I_2 - I_1) - K \cdot I_2 (T_2 - T_1)$$

Formulas 1: Solar cell model

$$V = E - RI$$

$$E = E_0 + k_e \ln \left(1 - \frac{Q}{C_T} \right) + E_d \cdot u(-I)$$

$$E_0 = E_{00} + E_{01} T$$

$$k_e = k_{e0} + k_{e1} T$$

$$E_d = E_{d0} - E_{d1} \exp \left\{ -E_{d2} \left(1 - \frac{Q}{C_T} \right) \right\}$$

$$C_T = C_{T0} - C_{T1} e^{-C_{T2} T}$$

$$R = R_T \left(R_0 + R_1 e^{-\frac{I|I|}{R_2}} + R_g G \right)$$

$$R_T = R_{T0} + R_{T1} e^{-\frac{T}{R_{T2}}}$$

$$R_0 = (R_{00} - R_{01} Q) \cdot u(I) + (R_{c00} + R_{c01} e^{-R_{c02} Q}) \cdot u(-I)$$

$$R_1 = (R_{10} - R_{11} Q) \cdot u(I) + (R_{c10} - R_{c11} Q) \cdot u(-I)$$

$$R_2 = (R_{20} + R_{21} Q) \cdot u(I) + (R_{c20} + R_{c21} Q) \cdot u(-I)$$

$$Q(t) = Q(t_0) + (1 - G) \int_{t_0}^t I(t) dt$$

$$G = G_0 e^{-G_1 Q} \cdot u(-I)$$

Formulas 2: New model of lead-acid battery

2.3 Power conditioner model

Electric power is lost with three converters shown in Fig.1. These losses were expressed with the quadratic function of each output power according to direction. These 15 coefficients in 5 formulas were determined by the least-squares method from measured data.

3. DETAILED METHOD OF BATTERY MODELING

Procedure for modeling of a lead-acid battery is described in this chapter. And results of the battery simulations are also shown. As the battery, special long life for cycle, 70 Ah VRLA battery [SLC70] made by Japan Storage Battery Co., Ltd. was selected.

3.1 Electromotive force during discharge

Measured discharge characteristic of the battery is shown in Fig.3.1. Expressing this characteristic in the equivalent circuit shown in Fig.2 is considered. In Fig.3.1, although discharging current is changed by half, the amount of change of terminal voltage is not changed by half. This means that internal resistance is not constant and depends on discharging current at that time.

Fig.3.1 is data measured for every second. The integral discharging current Q in each time t is calculated by the following formula.

$$Q(t) = Q(t_0) + \int_{t_0}^t I(t) dt \quad 3.1$$

The relations between terminal voltage and discharging current are read from Fig.3.1, and they are plotted on Fig.3.2. The following formula is fitted to 7 groups of the plots as making A , B , C and D into arbitrary constants by the least-squares method.

$$V = A - (B + C e^{-D I}) I \quad 3.2$$

Fitting results are shown with curves in the same figure. Converged A are made into the electromotive force at that discharge state, and are plotted on Fig.3.3. The dependence of electromotive force on the discharge state is expressed with the following formula which considered the Nernst equation.

$$E = E_0 + k_e \ln \left(1 - \frac{Q}{C_T} \right) \quad 3.3$$

C_T is the capacity when discharging with very small current, and is usually about 1.5 times of rated capacity. The result which determined E_0 and k_e by the least-squares method is shown with a curve in the same figure. Then electromotive force during discharge examination is estimated as shown in Fig.3.4.

3.2 Internal resistance during discharge

Internal resistance R is calculated from Fig.3.4 and current at that time by the following formula.

$$R = \frac{E - V}{I} \quad 3.4$$

They are plotted on Fig.3.5. It shows that internal resistance decreases with the increase in current but is saturated. Then, the following formula is fitted to 7 groups of these plots by the least-squares method, and the dependence of arbitrary constants in the formula on the discharge state is examined.

$$(R) = R_0 + R_1 e^{-\frac{I}{R_2}} \quad 3.5$$

Consequently, it is thought appropriate that internal resistance is expressed with the following formulas.

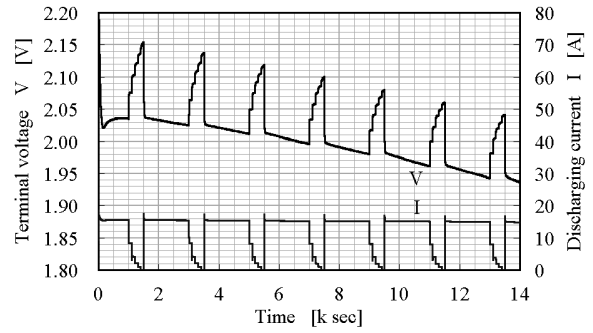


Fig.3.1: Measured discharge characteristic of the battery

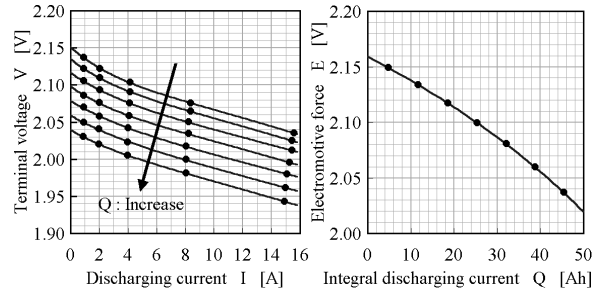


Fig.3.2: Calculating E

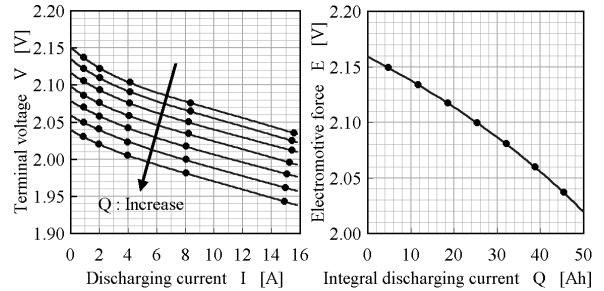


Fig.3.3: Estimated E

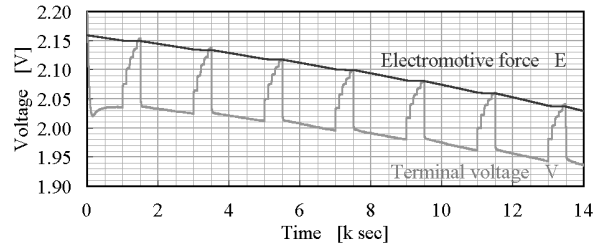


Fig.3.4: Estimated E during discharge examination

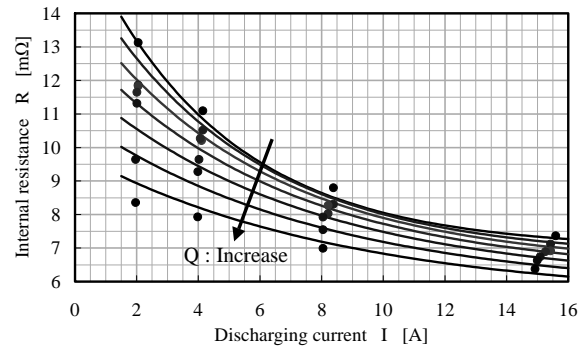


Fig.3.5: Dependence of internal resistance on I and Q

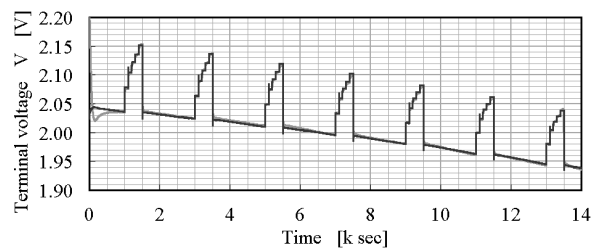


Fig.3.6: Simulated discharge characteristic of the battery

$$R = R_T \left(R_0 + R_1 e^{-\frac{I}{R_2}} \right) \quad 3.6$$

$$R_T = R_{T_0} + R_{T_1} e^{-\frac{T}{R_{T_2}}} \quad 3.7$$

$$R_0 = R_{0_0} - R_{0_1} Q \quad 3.8$$

$$R_1 = R_{1_0} - R_{1_1} Q \quad 3.9$$

$$R_2 = R_{2_0} + R_{2_1} Q \quad 3.10$$

R_T is a function to rectify change by battery temperature T . R_{T_0} , R_{T_1} and R_{T_2} are determined by other methods so that R_T may be set to 1 at 25 deg C of battery temperature. The result which determined other coefficients by the least-squares method is shown with curves in Fig.3.5.

Then terminal voltage during discharge examination can be simulated, and be shown in Fig.3.6. Even when current is small, it corresponds to the measurement result well and improvement in accuracy is accepted.

3.3 Electromotive force during charge

The relations between terminal voltage and charging current are obtained from charge characteristic shown in Fig.3.7 and are plotted on Fig.3.8, as a case of discharge. Since it is thought that a group of plots near full charge state is affected by electrolysis, it is ignored. Electromotive force is calculated from the 5 remaining groups by the same method as discharge, and is plotted on Fig.3.9.

It shows that electromotive force during charge is higher than one during discharge, and so difference of both is defined as E_d by the following formula.

$$E_d = E_{d_0} - E_{d_1} \exp \left\{ -E_{d_2} \left(1 - \frac{Q}{C_T} \right) \right\} \quad 3.11$$

E_{d_0} , E_{d_1} and E_{d_2} are determined by the least-squares method, thereby electromotive force during charge can be estimated in all discharge state.

3.4 Internal resistance during charge

Internal resistance is calculated by the formula 3.4, and is plotted on Fig.3.10. The dependence of it on the discharge state is examined by the same method as discharge. Consequently, it is thought appropriate that it is expressed with the following formulas.

$$R = R_T \left(Rc_0 + Rc_1 e^{-\frac{I}{Rc_2}} \right) \quad 3.12$$

$$Rc_0 = Rc_{0_0} + Rc_{0_1} e^{-Rc_{0_2} Q} \quad 3.13$$

$$Rc_1 = Rc_{1_0} - Rc_{1_1} Q \quad 3.14$$

$$Rc_2 = Rc_{2_0} + Rc_{2_1} Q \quad 3.15$$

In a state near to full charge, terminal voltage rises suddenly. This is considered that the increase in internal resistance by the gas generation by electrolysis is the cause, and so gas generation function increasing exponentially is defined as G by the following formula.

$$G = G_0 e^{-G_1 Q} \quad 3.16$$

And then the method of integrating discharging current and the method of calculating internal resistance are renewed.

$$Q(t) = Q(t_0) + (1 - G) \int_{t_0}^t I(t) dt \quad 3.17$$

$$R = R_T \left(Rc_0 + Rc_1 e^{-\frac{I}{Rc_2}} + R_g G \right) \quad 3.18$$

A formula 3.17 is considering loss of the charge since charging current is used for electrolysis, and a formula 3.18 is calculating the increase in internal resistance by gas generation. They are fitted to a measured curve in Fig.3.11.

In Fig.3.12, the error is remaining at a state near full charge although electrolytic effect is being considered. It is thought that this cause is relating to quiescent time. The characteristic changes by the existence of quiescent time of

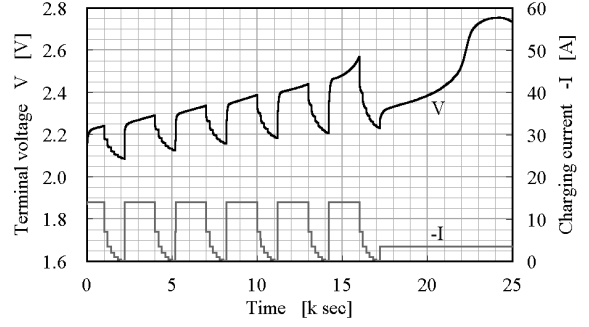


Fig.3.7: Measured charge characteristic of the battery

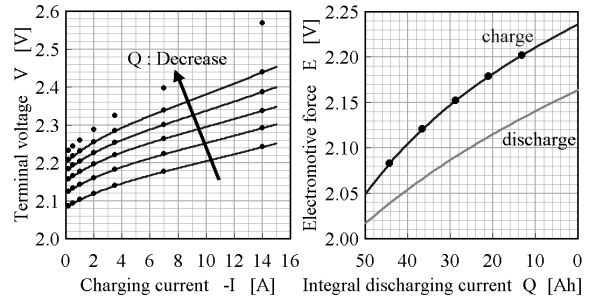


Fig.3.8: Calculating E

Fig.3.9: Estimated E

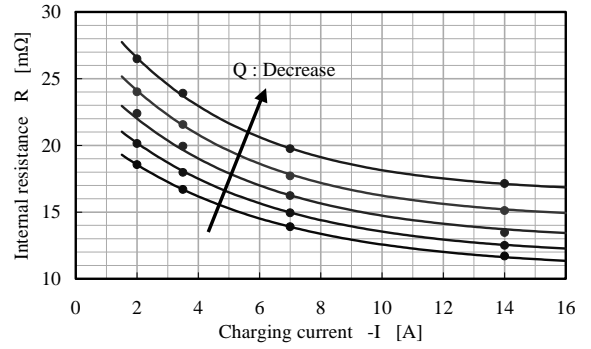


Fig.3.10: Dependence of internal resistance on I and Q

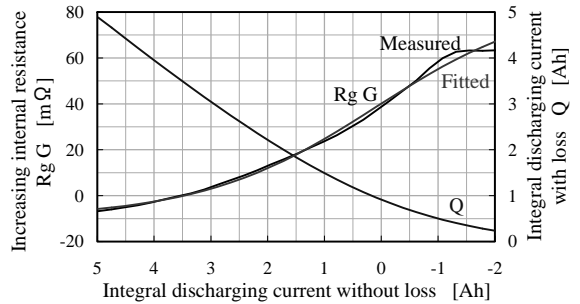


Fig.3.11: Estimation of electrolytic effect

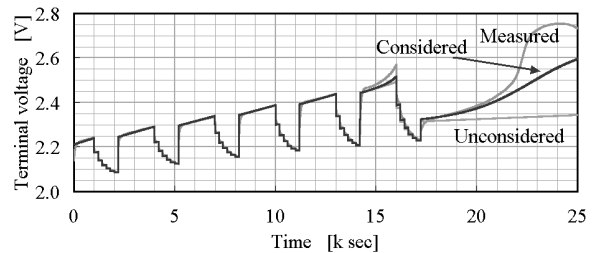


Fig.3.12: Simulated charge characteristic about electrolysis

even less than 1 hour. Therefore, if higher accuracy is searched for, it is thought that the battery model has to consider the effect of quiescent time.

4. SIMULATION

The simulation program of the whole system was developed, and it made the simulation for 10 days supposing the case where it installs in a ordinary residence. For the irradiance condition, the measured data of the fine weather day observed in Tsukuba (in Ibaraki JAPAN) was used. As the load data of a residence, the data which was measured in ordinary 5 residences for 82 days from January 9 to March 31, 2001 by Renewable Energy Promoting People's Forum was averaged every 10 minutes, and used. These data is shown in Fig.4. However, to check the simulation accuracy, the load data observed by the actual proof examination was given to the model input.

5. ACTUAL PROOF EXAMINATION

In this research, in order to check the simulation accuracy, the actual proof examination is being carried out. The power conditioner [LSS-4.5-S3C] and lead-acid batteries [SLC70] (128 V, 70 Ah) which we are using are standard equipments of Power Solar System made by Japan Storage Battery Co., Ltd. In order to secure the reproducibility of the experimental result, the photovoltaic array simulator made by Myway Labs Co., Ltd. and the residential load simulator made by author are being used. The same conditions were set up and measured.

6. RESULT

The simulation result is shown in Fig.5. Since the experimental result is almost the same as Fig.5, and is omitted. Electric energy which passes each part in the system per day is integrated according to direction, and both results are compared in Fig.6. The relative error is 1.0 % in a high item, 0.65 % on the whole. This error is 0.1 % as compared with the full scale of a measurement system. Therefore, it is thought that the simulation result with fully high accuracy was able to be obtained.

7. SUMMARY

About a lead-acid battery simulation, a possibility that accuracy could be vastly improved by modeling, being preprocessed without the conventional method was shown. Also the whole system can be simulated now with high precision, and can be used for designing new systems.

8. PROSPECTS

The lead-acid battery model continues to be considered. It is interesting if a transient response, the variation in the state of charge between batteries, the temperature rise by self-heating, and also the hysteresis in consideration of quiescent time can be estimated.

New systems, such as a system which utilizes solar radiation forecasting and demand forecasting for control, and can communicate with residents, are proposed, and are examined repeatedly from various viewpoints, such as economical efficiency, sociality, and global environmental problems, and the potential of the grid-connected photovoltaic system with battery is pursued.

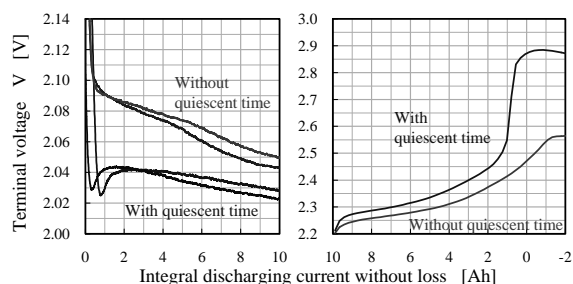


Fig.3.13: Dependence of characteristic on quiescent time

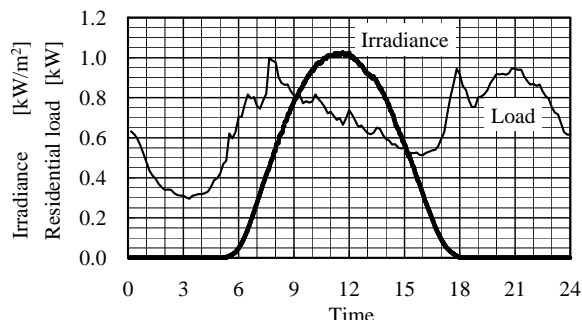


Fig.4: Irradiance data and residential load data

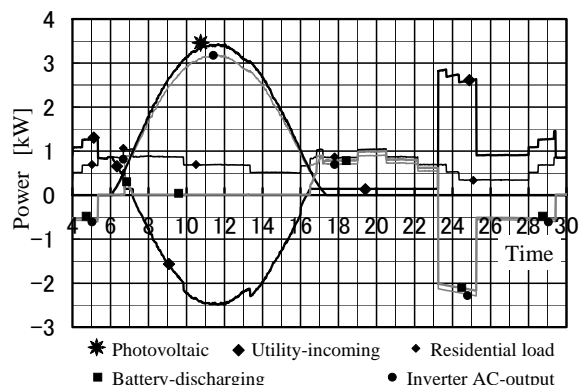


Fig.5: Simulation result

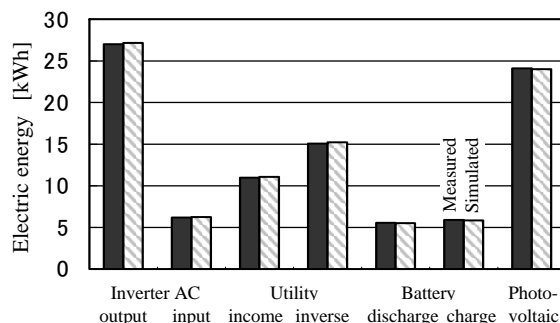


Fig.6: Passed electric energy per day

REFERENCES

- [1] K. Kurokawa, S. Wakamatsu, Photovoltaic system design guidebook, Ohmsha, Ltd., ISBN 4-274-94065-9, 1994.
- [2] Japanese industrial standards committee, Measuring method of output power for crystalline solar cells, JIS C 8913, 1998.

A Preliminary Study on Utilization of Desert with Agricultural Development and Photovoltaic Technology — Potential of Very Large-scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) systems —

Masakazu Ito*, Taku Nishimura*, Kosuke Kurokawa*

Abstract – The authors propose solution of energy problem and environmental problem. It is utilization of deserts for power plant by PV technology and agricultural development. 100 MW VLS-PV systems in the world deserts are assumed and evaluated in detail by using Life Cycle Assessment. As a result, 6 Cent/kWh cost, 2 years energy payback time, and 12 g-C/kWh CO₂ emission rate are obtained in the Gobi desert case. The Very Large-Scale Photovoltaic power generation system is very promising for the energy resource saving and environmental issue.

Key words: Photovoltaic power generation system, agriculture, desert, Life cycle assessment

1. Introduction

Due to the world economic growth and population increase, world energy demand has been rapidly expanding, and food crises and reduction of species and forest are appeared. Inter national Energy Agency says, world energy demand will be twice as 2000 in 2030. United Nations says, population will be nine billion peoples as medium variant case in 2050. The authors propose a sustainable development of desert by agricultural development using Very Large-scale Photovoltaic power generation technology. This proposal solves some world issues such as energy problem, food crisis and reduction of species. To solve energy problem, utilizing desert has big possibility because it has high irradiation, and huge land area. For example, even the Gobi desert that locates on high latitude has higher irradiation (4.7kWh/m²/d) than Tokyo (3.5kWh/m²/d). Furthermore, the Sahara desert has more irradiation as 7.4kWh/m²/d. Anyway, agricultural development for desert is very important to resolve food crisis, desertification and reduction of forest. 87 % of desertification reasons are caused by human from United Nations' opinion. Therefore, if man-caused reasons are solved, 87 % of desertification can be stopped, and it is easy to afforest if the areas were forest in past days. In these areas in desert, people can get foreign currency, and increase employment if the areas are added agricultural technology. These things cause increase of food production in the area.

The purpose of this study is to design the sustainable community in the desert area. The community has kinds of developed technologies which are aimed at utilizing in desert. The technologies are photovoltaic power generation system, agricultural technology, and remote sensing technology. Kinds of sustainable communities with these technologies are made of afforestation, farm, Photovoltaic system and people. The authors propose high potential community, which are high possible, low energy required, low emissions and economical communities. These communities can be resolve world problems. This paper presents its possibility from photovoltaic experts.

2. Methodology of Evaluation

A methodology of "Life-Cycle Assessment (LCA)" is the best way to evaluate the potential of VLS-PV systems in detail, because, a purpose of this methodology is to evaluate its input and output from cradle to grave. In this study, generation cost, energy payback time (EPT) and CO₂ emission rate of the VLS-PV system are calculated with this method. They are defined by following equations. EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. CO₂ emission rate is a useful index to know how much the PV system is effective for the global warming.

$$\text{EPT}[\text{year}] = \frac{\text{Total primary energy requirement throughout its lifecycle}[\text{kWh}]}{\text{Annual power generation}[\text{kWh/year}]} \text{-----} (1)$$

$$\text{CO}_2 \text{ emission rate}[\text{g - C/kWh}] = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emission on life - cycle}[\text{g - C}]}{\text{Annual power generation}[\text{kWh/year}] \times \text{Lifetime}[\text{year}]} \text{-----} (2)$$

$$\text{Generation Cost}[\text{cent/kWh}] = \frac{\text{Annual expense of the PV system}[\text{cent/year}]}{\text{Annual power generation}[\text{kWh/year}]} \text{-----} (3)$$

* Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan, TEL/FAX: +81-42-388-7445, E-mail: itomasa@cc.tuat.ac.jp

calculated in view of experience of real PV system model, PV-USA project [4].

- 10) Concerning labor cost, different labor requirement for system construction is estimated by considering local conditions of each country, and unit labor cost is referred from ILO statistics etc. Furthermore a supervisory charge is added to the cost for the installation of certain apparatus. Three shifts of three operator team work in 100MW PV station. One team works in maintenance, and the other teams operate for alternation.
- 11) Decommission stage is not included in this study stage now.

5. Designing VLS-PV Systems

The authors assumed and designed the VLS-PV systems in the major deserts in detail. These case studies show characteristics of systems, and they show the best performance system configuration.

1. Array support structure: Fig. 3 shows the basic structure of array support. Foundation height over the ground is 0.1 m and lower height of array support is 0.2 m from the ground. It is assumed that array support is made of zinc-plated stainless steel (SS 400), and thickness of several types of steel material are chosen according to stress analysis assuming that the wind velocity is 42m/s.
2. Foundation: A cubicle foundation made of concrete is employed. Its rectangular solid is 0.8 m each considering the design standard of support structure for power transmission by the Institute of Electrical Engineering in Japan.
3. Wiring: The shorter and simple wiring is designed in order to prevent miss wiring. The current capacity of cable is selected to make voltage drop less than 4 %. It is determined from Japan Industrial Standards.
4. Transmission: Electric transmission system is assumed 100 km, 2 channels and 110 kV. It consists of steel towers, foundations, cables and grand wires. They are considered wind velocity 42m/s. After calculations, cables and ground wires are decided TACSR 410 sq and AC 70 sq, 22.0 ton steel towers and 22.1 m³ foundations are required 334 towers with foundations for 100 km transmission.

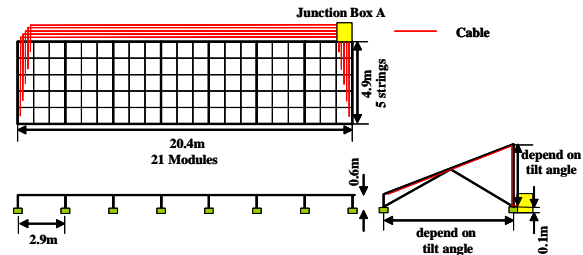


Fig. 3 Basic array structure for fixed flat plate

6. Evaluation Results

6.1 Cost Estimation: In this study, both investment cost and O&M cost of 100MW PV systems for each installation site were estimated to obtain generation cost of the PV system. Total investment cost includes labor cost for system construction as well as system component cost. Even though 1.0 USD/W PV module is assumed, it is first majority of the total investment cost. A majority of construction cost is labor cost, which had big difference between countries. For example about one third of the total investment cost is construction even at 1.0 USD/W in Great Sandy. On the other hand, the least investment cost was estimated at both Sahara and Gobi mainly due to low labor cost. It was no more than 2% of the total at 1.0 USD/W. The generation cost of 100MW VLS-PV system for different tilt angles and different PV module prices are assumed 30 years lifetime and 3% of annual interest rate in the world deserts. Annual power generation and generation cost are given in Table 2. Optimal array tilt angle depended on both annual cost and annual power generation. The most annual power generation is the case of Sahara because of its highest irradiation. The least generation cost of the Gobi case is obtained at 30°-tilt angle because of its high latitude. And other

Table 2 Annual power generation and Generation cost for 100 MW PV system

| | | Unit | Sahara (Mauritania) | Negev (Middle-east) | Thar (India) | Sonora (Mexico) | Great Sandy (Australia) | Gobi (China) |
|--|--------------------|----------|------------------------|------------------------|-----------------|--------------------|----------------------------|-----------------|
| Annual power generation | Tilt angle= 10° | GWh/yr. | 193 | 153 | 165 | 157 | 174 | 147 |
| | 20° | GWh/yr. | 194 | 158 | 171 | 162 | 176 | 156 |
| | 30° | GWh/yr. | 190 | 159 | 172 | 163 | 174 | 161 |
| | 40° | GWh/yr. | 179 | 156 | 170 | 160 | 168 | 162 |
| Generation cost (at optimum tilt angle) | Module price=1\$/W | Cent/kWh | 5.2 | 8.4 | 6.4 | 6.5 | 8.4 | 6.2 |
| | 2\$/W | Cent/kWh | 8.4 | 12.3 | 10.0 | 10.3 | 11.9 | 10.0 |
| | 3\$/W | Cent/kWh | 11.5 | 16.1 | 13.6 | 14.1 | 15.4 | 13.8 |
| | 4\$/W | Cent/kWh | 14.7 | 20.0 | 17.2 | 17.9 | 18.8 | 17.6 |

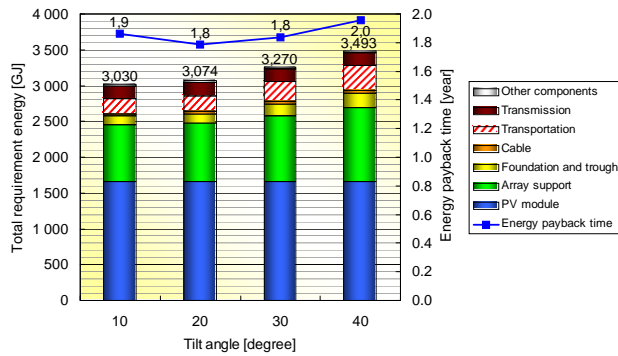


Fig. 4 Total Energy Requirement and EPT

systems installed on middle latitude deserts such as Sahara, Negev, Thar, Sonora and Great sandy give the lowest generation cost at 20° array tilt angle, which are different from that for the most annual power generation. In the Gobi desert case, the generation cost with 4.0 USD/W module price corresponded to 18 cent/kWh, it was reduced to about 6 cent/kWh with 1.0 USD/W module price.

6.2 Energy and CO2 Emission Analysis in Gobi desert:

Fig. 4 represents the results of total primary energy requirements and Energy Payback Time (EPT). EPT is estimated assuming electricity from the PV system would replace utility power in China where recent conversion efficiency is around 33%. Transportation also uses a certain amount of energy. Nevertheless, the EPT is still a low level. This suggests that the total energy requirement for introduction of a 100MW PV system to the Gobi desert in China can be recovered in less than two years. Fig. 5 is results of life-cycle CO2 emissions and life-cycle CO2 emission rate. Discussion of these results is the same as the total primary energy requirement and the EPT. Considering CO2 emission rate of existing coal-fired power plants, about 300 g-C/kWh, the life-cycle CO2 emission rate of a 100MW PV system is much lower.

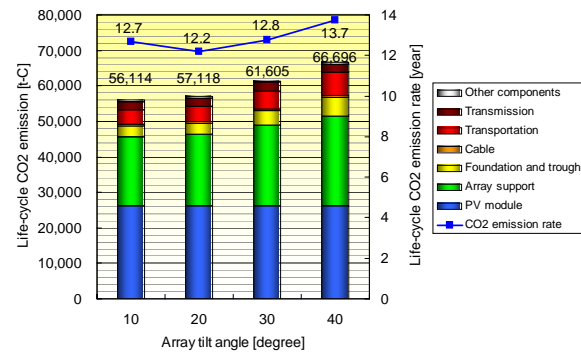


Fig. 5 Total CO2 emissions and CO2 emissions rate

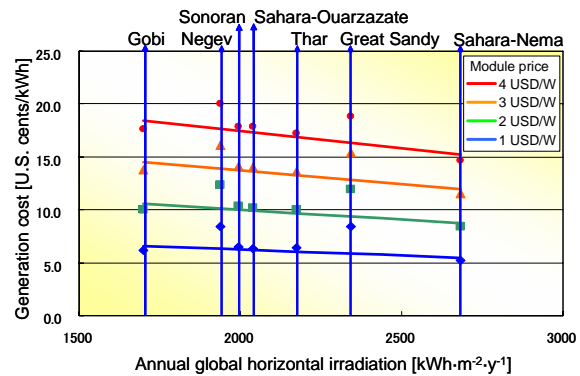


Fig. 6 Best estimates of generation cost for each deserts as a function of global horizontal irradiation

7 CONCLUSION

A 100MW Very Large-Scale photovoltaic power generation system installed in the Gobi desert in the world desert is designed and its potential is evaluated from an economic and environmental viewpoint. Assuming 1.0 USD/W of PV module price and 3% of annual interest rate, generation cost of the VLS-PV system is estimated 6.2 cent/kWh in Gobi desert. Fig. 6 that is a summary of generation cost of VLS-PV in the deserts suggests that the VLS-PV system is economically feasible for all the sites if the module price reduces to 2.0 USD/W or 1.0 USD/W. The feasibility of very large-scale photovoltaic power generation system installed in the Gobi desert in China is evaluated in depth from a life-cycle viewpoint by using three indices, i.e., life-cycle cost; energy payback time (EPT) and life-cycle CO2 emissions. This study suggests that the total energy requirement throughout the life-cycle of the PV system can be recovered in a short period much less than its lifetime. The much lower CO2 emission rate of VLS-PV than that of existing coal-fired power plants means that it is a very effective energy technology for preventing global warming.

Acknowledgment

Authors wish to thank the Sumitomo Foundation. The support makes our study more interesting.

References

- [1] IEA, World Energy Outlook 2002 (2002)
- [2] Japan Weather Association, World Irradiation Data Book, FY1991 NEDO Contract Report
- [3] Japan Solar Energy Society, Japan Solar Energy Utilization Handbook (2000), 26pp
- [4] C.Jennings, A.B.Reyes & K.P.O' Brien PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, WCPEC-1, Dec, 5-9, 1994, Hawaii.

A Resource Analysis on Solar Photovoltaic Generation System on the Gobi Desert by a Remote Sensing Approach

KOUCIHIRO SAKAKIBARA*, MASAKAZU ITO*, KOSUKE KUROKAWA*

Abstract - A project of very large-scale photovoltaic generation system(VLS-PV system) in a desert has been studied in order to resolve the energy problems. This has defined conditions for suitable land for installing large-scale PV. Basic requirements for the land selection are considered that surface should be flat and rigid as well as not moving like sand dune. Gobi desert has researched as the object of this study by using remote sensing. We could indicate that a detail classification algorithm to find suitable land. It is concluded that this proposed method can provide sufficient information for the planning of PV system installations. Additionally, a resource of solar photovoltaic generation in the Gobi desert have evaluated about all of Gobi desert.

Key Words: Photovoltaic power generation system, Remote sensing, Satellite image, Gobi desert

1. Introduction

In late years, the energy demand in the world is continuing the increase with the economic growth in the world, and the increase in population. It is certain that the primary energy in the world is drained by an increasing number of energy demands in the world. Additionally, various environmental problems, such as global warming, desertification, and acid-rain issue will also increase in connection with it. In the inside of such a world background, photovoltaic generation systems (PV systems) are treated as important from the point which does not discharge carbon dioxide at the time of power generation. In order to save the energy problems, a planning of large-scale PV system installed in a desert has been studied. Irradiation in a desert is very strong, it is a suitable land area for large-scale PV system. Therefore former project is thought that play an important role in a future energy source. However very unstable land like a sand dune is not suitable for installation of PV system. The area which is suitable for PV system is not a sand desert but a conglomerate desert. The conglomerate desert consists of flat land and arid area. Consequently, estimation for suitable land is needed. The desert has been analyzed from the remote sensing which is suitable for investigating a wide area, and the land that is suitable for installation was selected. In addition, Authors established the method of selecting the land which can install a VLS-PV system. Authors demonstrated an efficacy of technique for investigating the suitable area of PV system installations by using remote sensing. Additionally, a potential of solar photovoltaic generation system in the Gobi desert have evaluated about all of the Gobi desert.

2. Materials and Method

2.1 Subject Area and Remote Sensing

Subject area for this study has located in the Gobi desert. Gobi desert is very vast. In addition, Gobi desert has many types of land surface as in Fig.2. Table 1 shows a optical sensor images of JERS-1 launched in 1992 (Table1). JERS-1, an earth observing satellite that provides global coverage, is used for national land surveys, agriculture and forestry assessment, environmental protection, disaster prevention, and coastal monitoring, with a focus on resource management. Forest zone and removing area such as a sand dune zone is not most suitable zone, it is the priority matter of this study.

Table 1. Main Characteristics of JERS-1

| JERS-1 Optical Sensor (OPS) | |
|-----------------------------|---------------------|
| Spectral Band | |
| Visible and Near-Infrared | band 1 0.52 to 0.60 |
| | band 2 0.63 to 0.69 |
| | band 3 0.76 to 0.86 |
| Ground Resolution | 18.3m 24.2m |
| Swath Width | 75 km |

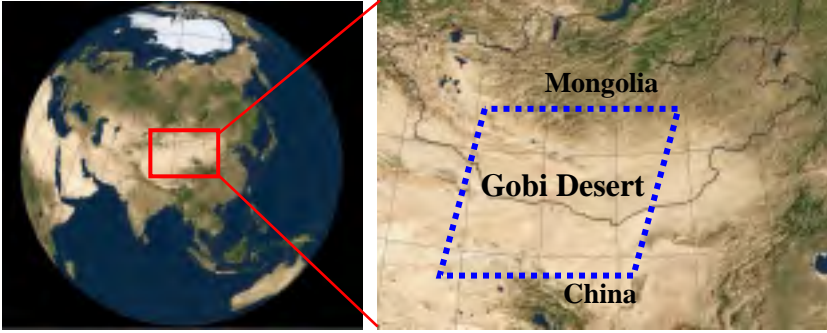


Illustration of the Earth Enlarged illustration of the Gobi desert
 Fig.1 Subject area for research



Gobi Mountain
 Dune River basin
 Fig.2 Land surface of Gobi desert

2.2 Vegetation Index

First, Authors calculated a Modified Soil Adjusted Vegetation Index (MSAVI) in order to get to know more about vegetation state of whole test zone. MSAVI was calculated using reflectance values from two channels (NIR:860nm, RED:672nm). The MSAVI comprises density and quantity of vegetation. In more depth, when the vegetation cover has a low density, normally the soil reflectance increases in both the red and infrared channels. To describe more adequately this soil-vegetation system, other indices were proposed. To minimize the effect of bare soil, the Modified Soil Adjusted Vegetation Index was developed by Qi et al^[21].

$$MSAVI = \frac{2NIR + 1 - \sqrt{(2NIR + 1)^2 - 8(NIR - RED)}}{2} \quad (1)$$

We list the necessary care to be taken and problems encountered on applying MSAVI. The problems lie in variation in MSAVI by the difference in date of satellite images. In order to correct the defect, authors estimated a season variation of MSAVI. Season variation of MSAVI was estimated by consideration of three images which are same area but difference in date.

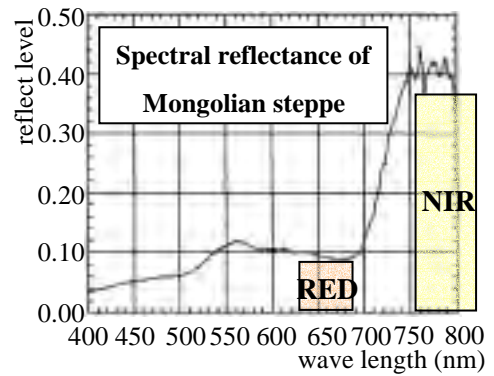


Fig.3 Spectral reflectance of Mongolian steppe

2.3 Classification of the Gobi Desert

Secondly, authors classified the surface of Gobi desert into six patterns from satellite image according to Visual Evaluation Standard (VES) of Natural Color. Natural Color image is a composed image with blue and red filters applied on in two visible bands and a green filter on in a near-infrared band. Forests and grasslands displayed in bright green and city areas, in magenta. It is different from actual color. At this point, six patterns are shown below.

- | | |
|-----------------------------|-----------------------|
| 1 : conglomerate desert | 4 : forest |
| 2 : dune or desert steppe | 5 : snow or cloud |
| 3 : desert steppe or steppe | 6 : a water or shadow |

authors classed surface of Gobi desert into six patterns with the use of Maximum Likelihood Classifier (MLC). MLC is known as a classification technique.

$$L(x, c) = \frac{1}{(2\pi)^{K/2} |cV|^{1/2}} \exp \left\{ -\frac{1}{2} d_M^2(x, c) \right\} \quad (2)$$

C : classification class
L(x, c) : likelihood
d_M²(x, c) : Maharanobis distance
cV : covariance matrix

When *L(x, c)* becomes maximum, unit of images is classified into the class *C*. Authors decided parameters of MLC. And these parameters were decided to be band1/band2, band2/3 and band1/3.

2.4 Filtering of Satellite Image

Suitable areas for PV system installation must be a flat surface. And so Edge lines were detected from satellite images with the use of Laplacian filter and morphology filter. Edge lines indicate mountains and undulating plain from satellite images. These undulating plains were extracted with the use of these filters.

2.5 Integration of analysis images

Finally, authors integrated three processed images into one image and estimated suitable area for PV system installations. Integration of analysis images provides sufficient information for the planning of PV system installations.

3. Results and Discussion

3.1 Result of Vegetation Index

Authors estimated a season variation of MSAVI. Season variation of MSAVI was estimated by three images which are same area but difference in date. The results of estimation among these images are depicted in Fig.4 and Fig.5. Because only three sample data are existed, all year variation in MSAVI as basic data is quoted from Mei et al. With these parameters, authors created three pattern images by threshold lines as in Fig.5. This suggests that the images shown as suitable area were created for three patterns.

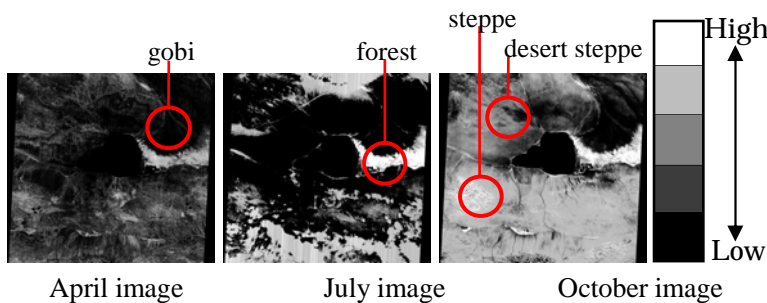


Fig.4. season variation of MSAVI

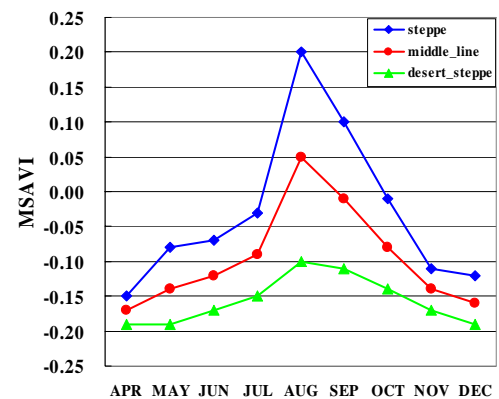


Fig.5 Season variation of MSAVI

3.2 Gobi Desert classification

Parameters of MLC were set up as reflection level of band1/band2, reflection level of band2/3, reflection level of band1/3 (table.2). The Gobi desert classification by MLC played an important role in excepting areas that is water basin, cloud, snow, shade. This classification provided an available area to analyze.

Table 2. Parameters of MLC

| | band1/band2 | band2/band3 | band1/band3 |
|------------------------|-------------|-------------|-------------|
| dune_or_desertsteppe | 0.78 | 1.12 | 0.87 |
| gobi | 0.82 | 1.26 | 1.04 |
| desertsteppe_or_steppe | 0.74 | 1.03 | 0.76 |
| forest | 0.90 | 0.65 | 0.57 |
| snow_or_cloud | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| shadow | 1.02 | 1.40 | 1.43 |
| water | 1.43 | 2.45 | 3.54 |

3.3 Edge Lines Extraction

Edge lines of mountain, river, and undulating plains were extracted with the use of Laplacian filter for band3. In addition, the processed image was divided into white and black color by threshold level and morphology filter. Morphology filter includes dilation and erosion. Threshold level is decided by number of pixels from either end of histogram for processed images. Authors set the number of pixels at 10 percent of the all number of pixels. The area shown white as in Fig.6 exist edge, and the area shown black indicate flat areas. This algorithm depends in good part on ground resolution, and authors estimate that the more ground resolution is higher, the more fine edge line can be extracted.

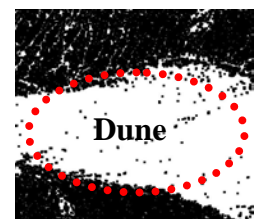


Fig.6 Edge line of dune

3.4 A Resource Evaluation of PV System Potential on the Gobi Desert

Estimation of the PV system installation for suitable land was evaluated by integrating with three processed images, i.e. the image which was presumed as suitable land by MSAVI, the image which was presumed as not suitable land by MLC, and the image which was suitable land by edge lines extraction. Green areas as in Fig.8 show the suitable land of the PV system installation. With these methods, the area percentage for suitable land was estimated at 40 percent. From this result, it is able to forecast that PV system installation for suitable land is very large and have big potential possibilities of electric power generation.

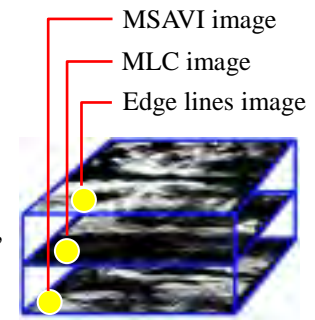


Fig.7 Integration of the three processed images

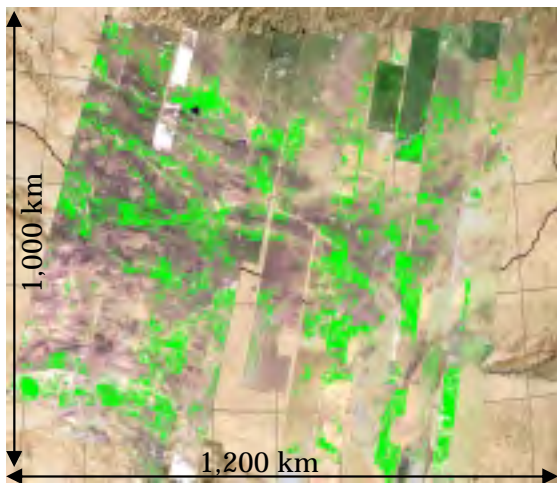


Fig.8 The suitable areas for PV system

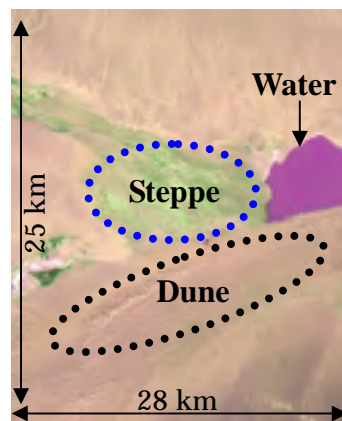
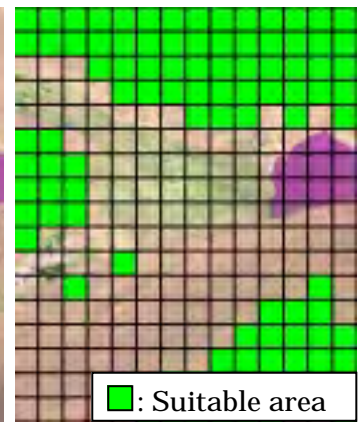


Fig.9 An enlarged example of the Fig.8



4. Conclusion

This study has explored the PV system installation for suitable land. To summarize our interpretation of the results, we can indicate that the detail classification algorithm for right land is developed. From the aforementioned point of view, the classification algorithm for suitable land was developed and the right land was estimated about all area of Gobi desert,. However, the following points are left as future problems. Firstly, one difficulty with this method is in selection of the training area. Ambiguity will be produced because training area is selected by VES. Secondly, distinction error of ground level will be produced because the difference in the concentration of a image arises by date of satellite images. It is necessary to continue developing the algorithm of estimation of the PV system installation for suitable land. The investigation on estimation of Gobi desert is summarized above and it is evident that more work using different approaches is necessary. Especially, It is considered necessary to compare analysis result with actual ground truth. At the end, the author would like to express his sincere gratitude to Mr. Amar, who provided related data.

References

- [1] MITI/NASDA retains ownership of JERS-1 data
- [2] Qi, J., Chehbouni, A., Huete, A. R. and Kerr, Y. H., "Modified Soil Adjusted Vegetation Index (MSAVI)", Remote Sensing of Environment, 48, 119-126, 1994.
- [3] Michael Burkart, Sibylle Itzerott, Marc Zebisch, "Classification of Vegetation by Chronosequences Of NDVI from Remote Sensing and Field Data: the Example of Uvs Nuur Basin"

Acknowledgements

This work was supported by the Sumitomo Foundation. The author would like to thank the Sumitomo Foundation.

蓄電池付き太陽光発電システムの評価方法の開発

学生員 大関 崇 (東京農工大学)
 会員 大谷 謙仁 (産業技術総合研究所)

小泉 裕孝 (東京農工大学)
 会員 黒川 浩助 (東京農工大学)

An Evaluation Method of Grid connected Photovoltaic with battery Systems

Takashi OOZEKI*, Hirotaka KOIZUMI*,
 Kenji OTANI**, and Kosuke KUROKAWA*

*Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)
 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
 E-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp,
 Phone: +81-42-388-7132, Fax: +81-42-385-6729

** National Institute of Advanced Industrial Science and
 Technology (AIST)
 AIST Tsukuba Central 2, 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki
 305-8568 Japan

ABSTRACT

The Authors have already developed a Sophisticated Verification Method (SV method) for PV systems, which is a simple evaluation method to identify eight kinds of system loss rates using basic information and simple four monitored data. In this paper, operation statuses of the grid connected PV with battery system can be estimated by using monitoring data, which are system output and array output.

キーワード : 太陽光発電システム, 評価, SV 法,
 蓄電池付き太陽光発電システム, 蓄電池
 Keywords : Photovoltaic Systems, Evaluation,
 the SV method, the Battery PV system, Battery

1. はじめに

21 世紀, PV はポテンシャルを考えると, まだまだ乳児期から幼児期に差し掛かったところではあるが, 導入期から普及期への遷移する段階である。今後のさらなる大量普及には, 技術開発によるシステムコストの大幅な削減と同時に, 系統連系による売買電の制度設計によるところが大きいと考えられる。しかしながら, ある地域に大規模集中的に PV システムが導入された場合, 系統連系への弊害が懸念されており, 普及への足かせになる可能性がある。特に PV システムの配電系統への集中連系による系統電圧の上昇, 高調波の冗長, 単独運転の誤動作などが懸案事項として挙げられており, 平成 14 年度から新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)では, 「集中連系型太陽光発電システムの実証研究」が開始された。この実証研究では, 数百件の PV システムを実系統に集中的に連系させ, 系統への影響を緩和する技術開発が目的とされている。その中には, 電圧上昇抑制制御による出力抑制回避技術の一つとして, 蓄電池付き PV システムが提案されている。蓄電池付き PV システムは, 逆潮流などにより, 系統電圧が上昇し, パワーコンディショナのもつ電圧上昇抑制制御による抑制電力分を蓄電池に蓄えることにより, 損失を抑えることができると考えられている。他に

も停電時のバックアップ電源への利用や, 出力変動の抑制などにも効果があるとされており, 今後蓄電池付き PV システムは, 普及する可能性を秘めている。

2. 目的

本研究では, 評価結果のフィードバックを利用して設置・施工に利用でき, また運用管理する上で最も重要な故障診断方法として活用することができる, "PV システムの損失を分離・評価"することを主目的としており, PV システムの計測データを用いた, 簡易的な損失分離可能な評価方法として, SV(sophisticated Verification)法を開発してきた。本報告では, 今後普及が見込まれる, 蓄電池付き PV システムの評価方法として, SV 法の拡充を目的とした。模擬電源を用いた蓄電池付き PV システムの実測および, シミュレーション[1]を利用して, アレイ出力電力量および, システム出力電力量を主体とした, 運転データより, システムの運転モードを分離する方法の検討を行った。

3. SV 法の概要

SV 法は, システムの基礎情報(緯度・経度・傾斜角など)をもとに, 比較的簡単に計測可能である 4 つのデータを用いて, 8 種類のシステム損失割合を抽出することのできる評価方法である。必要計測データ・損失過程は以下の通りである。また, 前処理として必要データを推定補間・計測日射量データの品質を診断することができる。

～計測データ～

| | |
|-----------|-------------------------------|
| 傾斜面日射量 | : H_A [kWh/m ²] |
| アレイ出力電力量 | : E_A [kWh] |
| システム出力電力量 | : E_P [kWh] |
| モジュール温度 | : T_C [] |

～損失過程～

日陰による損失
 入射角依存性による損失
 温度の影響による損失
 負荷整合による損失
 直流回路による損失
 汚れ・劣化・定格容量誤差などによる損失
 パワーコンディショナスタンバイ損失
 インバータによる損失

4. SV 法解析

SV 法では, 経験にもとづく妥当な仮定により作成したモデルを導入することにより, 損失を分離可能としている。各モデルとサイトごとの計測データを用いて, 1 ヶ月間の各損失量算出モデルを構築することが SV 法の本質である。1 ヶ月の損失算出モデルを用いて, 1 時間値データの損失量を求めていく。日陰・入射角依存性以外の損失に

関しては、1 時間値ごとに損失算出モデルがあるため、前者の損失率とあわせ損失を分離していく。

5. 蓄電池付き PV システムへの拡充

SV法の蓄電池付きPVシステムへの拡充の検討を行った。SV法では、4 点の計測項目から損失を分離することがメリットとなっているため、計測項目を増加させない状態での評価方法を検討した。特に蓄電池直後の電力量の測定がないため、蓄電池の充放電電力量(E_B)の推定方法が重要となる。

5.1 シミュレーションによる検討

本研究室では、PV 模擬電源による蓄電池付き PV システムを利用して、シミュレーション手法を開発している[1]。このシミュレーションを利用して、運転モードの判別を行った。シミュレーションの日射量データは、千葉県にて 6 秒サンプリングで実測している水平面日射量データを 1 分値積算して用いた。また、負荷データには、JQA (JET が継続)/AIST での全国住宅 100 件モニタリングデータをそれぞれランダムに 6 日間選び出した。Figure 2 に代表的な日にちのシミュレーション結果を示す。Figure 1 には、シミュレーションを行ったシステムの構成図を示す。

5.1.1 運転モードの推定

蓄電池付きPVシステムは、蓄電池の充放電を行うために、PVと系統との関係により、運転モードが多彩となる。主な運転モードをTable 1 に示す。また、それぞれの運転モードにおける、SV法での計測点のうち主に、日射量(H_{Ag})、アレイ出力電力量(E_A)とシステム出力電力量(E_P)の極性の組み合わせも同時に示した。 H_{Ag} と E_A の関係は、蓄電池無しシステムでも同様な関係であるため、従来のSV法と同様に扱うことができる。また、 E_A と E_P のみでの判断の場合、「PVのみから供給」、「PVから充電と供給」、および、「PVと蓄電池から供給」が同じ状態となる。ここで、供給とは、インバータ回路への入力を示す。 E_A と E_P が共に正となる3つの状態での、 E_A と E_P との比($\eta_{AP} = E_P / E_A$)に着目すると、この場合は、通常の運転状態と同様であるため、通常のインバータ効率程度の値となる。この場合は、PVが充電と供給を行うため、実質インバータに与えられるのは、PVが発電したものより少なくなる。そのため η_{AP} は、インバータ効率カーブより小さくすると予想される。同様に、PVと別途蓄電池からの供給があるため、インバータには E_A に上乗せされたバッテリー出力電力量(E_B)があるため、 η_{AP} は、通常のインバータ効率よりも大きな値を示す。この特性を用いて、 η_{AP} にしきい値を設定し、 E_A 、 E_P の特性が重複した運

転モードを推定する。他のモードに関しては、 E_A 、 E_P の極性及び関連性から把握が可能である。

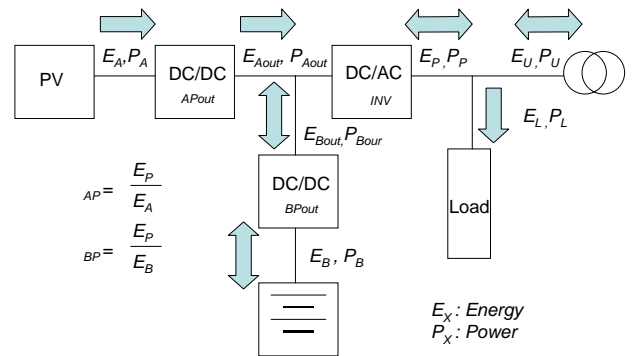


Figure 1: Schematic diagram of the system and energy flow

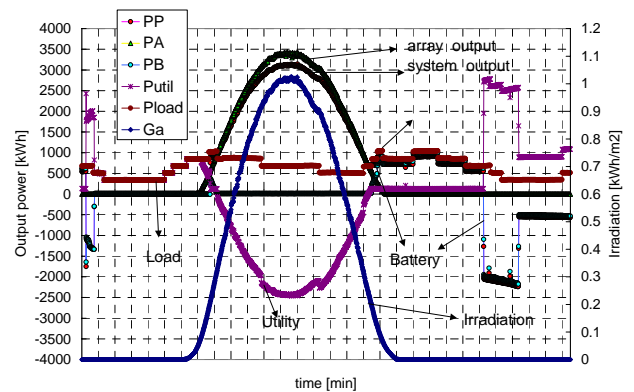


Figure 2: Example of simulation result

5.1.2 運転モードの推定条件

今回用いた蓄電池付きPVシステム仕様には、制御上、Table 1 内に示す網掛けの運転状態しかないため、4つの運転モードに関して検討を行った。それぞれの条件は、equation 1~4の通りである。ここで、 $\eta_{AP} = E_P / E_A$ による分離には、しきい値が必要となる。「PVのみの供給」の場合は、通常運転なので、インバータ効率カーブ以上にはならないため、効率曲線ごとに最大値とすれば、間違いはない。しかしながら、「PVと蓄電池からの供給」もその出力の関係により η_{AP} は、 η_{AP} のバンド幅が重複する。ここが、2 点の計測箇所では、識別できない不感帯となることが分かる。この条件をequation 5~equation 8 に示す。それぞれの η_x は、負荷率 (出力/定格出力)で、各々決定されるため、PV、バッテリー手前のDC/DCコンバータの定格、及びインバータ定格と瞬時の出力に依存することが分かる。定格は、固定値であるが、瞬時の出力と効率曲線の関係は、その負荷率の頻度分布に大きく依存する。また、equation 7 より、前半の項は、 E_A のみがインバータに入力された時の効率を表している。後半は、蓄電池からのみの入力時の効率を表しており、 E_A に対する E_B の出力比が効率のある点を上回る条件となっている。効率曲線は、負荷率により、0%~96%と振幅があり、 α を固定値した場合は、不感帯を除くことが出来ないことが分かる(Figure 3)。そのため、全サイトに共通な最適値 α を一元的に決定することは困難である。Figure 5 には、

Table 1: Operation statuses of the grid connected PV with Battery system

| operation status | Irradiation | Array output | system output | Ratio between array output and system output |
|----------------------------|-------------|--------------|---------------|--|
| number | H_{Ag} | E_A | E_P | η_{AP} |
| Supplied by PV | + | + | + | same as normal value |
| Charged by PV | + | + | 0 | $E_P = 0$ |
| Supplied and charged by PV | + | + | + | Low value |
| Supplied by PV and battery | + | + | + | high value |
| Supplied by battery | 0 | 0 | + | $E_A = 0$ |
| Charged by utility | 0 | 0 | - | $E_A = 0$ |
| Charged by PV and utility | + | + | - | E_P is minus |

equation 7 より, PV側のDCDCコンバータの負荷率と, バッテリー側のDC/DCコンバータの負荷率を変更して, しきい値 $\alpha = 1.0$ における η_{AP} を計算したものである。条件より, この図内のマイナスになる領域が不感帯になることを示している。

PVのみ供給
 $E_A > 0, E_P > 0, \beta < \eta_{AP} < \alpha$ equation 1

PVと蓄電池から供給
 $E_A > 0, E_P > 0, \eta_{AP} \geq \alpha$ equation 2

PVと蓄電池から供給
 $E_A = 0, E_P > 0$ equation 3

系統から充電
 $E_A = 0, E_P < 0$ equation 4

$\frac{E_P}{E_A} = \eta_{AP} \geq \alpha$ equation 5

$E_P = (E_{Aout} + E_{Bout}) \cdot \eta_{INV}$ equation 6

$\eta_{APout} \cdot \eta_{INV} + \frac{E_B}{E_A} \cdot \eta_{BPout} \cdot \eta_{INV} \geq \alpha$ equation 7

$\frac{E_B}{E_A} \cdot \eta_{BPout} \cdot \eta_{INV} \geq (\alpha - \eta_{APout} \cdot \eta_{INV})$ equation 8

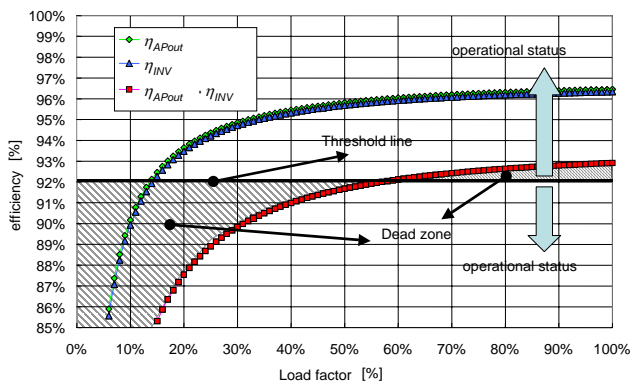


Figure 3: Schematic diagram of the relation between operation status and threshold value and efficiency curve

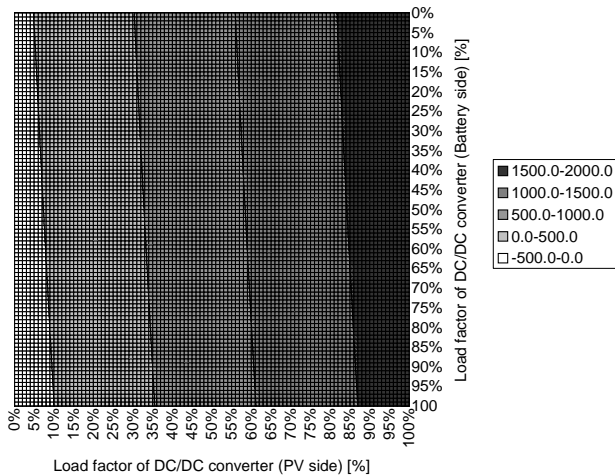


Figure 4: Relation between η_{AP} with load factor at threshold line (α) 1.0

5.1.3 シミュレーションデータによる検討

運転モードの推定手法について, シミュレーションデータを用い, しきい値を変更して検討を行った。Table 2 には, システムの主要諸元を, Figure 5 には, シミュレーションに組み込まれているそれぞれの変換機器の効率曲線を示す。Figure 6 は, しきい値を変数に推定した運転モードの回数(1分サンプリング)を理論と比較した結果である。Figure 7, それぞれの積算エネルギー量で示したものである。効率曲線がフラットになる場所が存在するため, 最適値前後で大きく変動していること分かる。最適値以上は, 蓄電池との並列運転回数に依存するが, 緩やかな変化になった。Figure 6 ~ 7 より, 今回のケースにおける固定しきい値は, 0.935 が最適値となり, 理論値との差は, 回数にして, 3 / 2073 回, 積算エネルギー量では, $E_A = 103/52107$ [Wh], $E_P = 92/48440$ [Wh], $E_B = 23/415$ [Wh]であった。

Table 2: Specification of system simulation

| facility | rating | remark |
|------------------|---------|---------------------|
| PV rate | 3.7kW | I-V curve simulator |
| Inverter rate | 4.5kW | - |
| Battery capacity | 8.96kWh | 2kW max output |

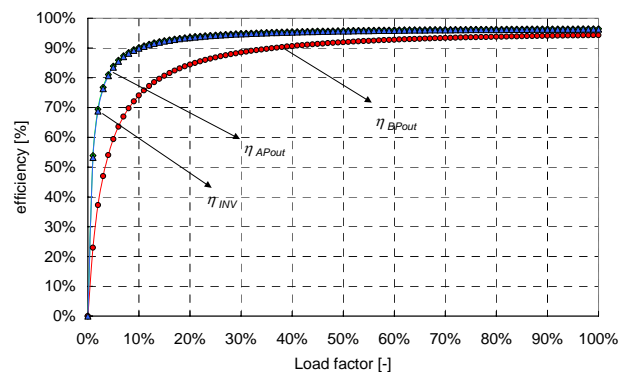


Figure 5: Efficiency curve of DC/DC converter and Inverter in the simulation

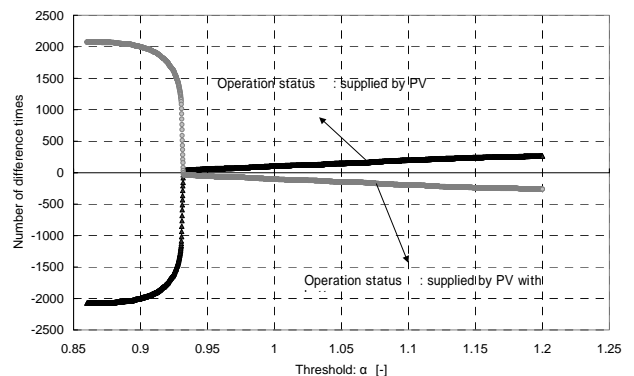


Figure 6: Number of difference times every threshold.

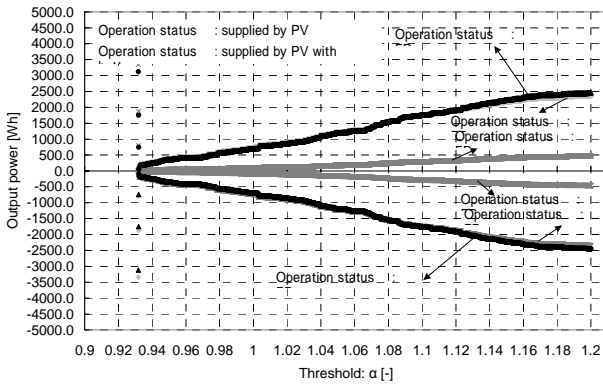


Figure 7: Difference of output power between theoretical data and estimated data

5.1.4 効率曲線を用いた運転モード推定

5.1.4.1 効率曲線の推定

しきい値は固定値のままでは、限界があり、最適値前後での高感度な精度変化があるため判定も困難となる。負荷率ごとの効率曲線にあわせてしきい値を利用することが望まれる。そこで、 E_A 、 E_P のデータを利用して、PVのみ運転時の $\eta_{AP} = E_P / E_A$ を推定する方法の検討を行った。固定しきい値で抽出したデータ群を用いて、equation 9の最小自乗法により近似を行った。しきい値には、0.93~1.0 (0.01 刻み)を用いた。負荷率 0.1~0.5 における実測と推定の効率曲線の絶対誤差の結果をFigure 8に示す。しきい値 0.930は特性が異なるが、固定しきい値での運転モード推定による誤差の関係でデータ数が他と比べて小さいことが影響している。一般性を持たせるために、固定しきい値には、1.00を用いても、効率にして、絶対誤差で0.002~0.008程度で抑えることができた。

$$\eta_{APout} \cdot \eta_{INV} = \frac{E_P (PVのみ)}{E_A} = \frac{x}{A \cdot x^2 + B \cdot x + C} \quad \text{equation 9}$$

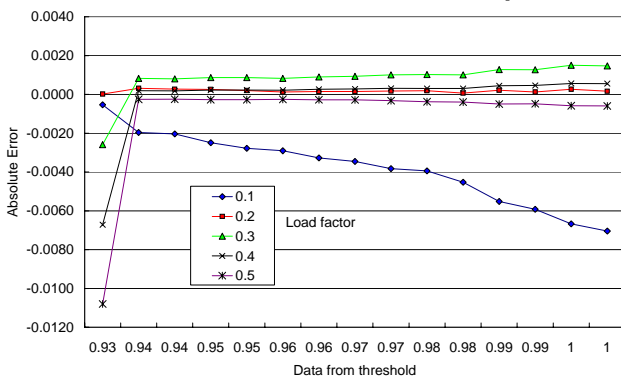


Figure 8: Absolute error for efficiency power conditioner every load factors

5.1.4.2 効率曲線の推定

推定した効率曲線をしきい値として、運転モードの推定を行った。 $\eta_{AP} = E_P / E_A$ の値が効率曲線付近のデータをPVのみ運転とみなすために、許容幅の設定必要となる。許容幅を±0.1%~20%、0.1%刻みで検討を行った。Figure 9には、各固定しきい値から推定した効率曲線と許容値1%~2.5%の条件における、推定モード(PVから供給)の理論値と回数の誤差を示す。

1%以下の場合には、感度が強く、誤差が大きくなった。また、0付近が良く推定出来ているが、効率曲線の値によって、幅の検討が必要である。約2000回のうちの数回程度の誤差に抑えることが可能となる。

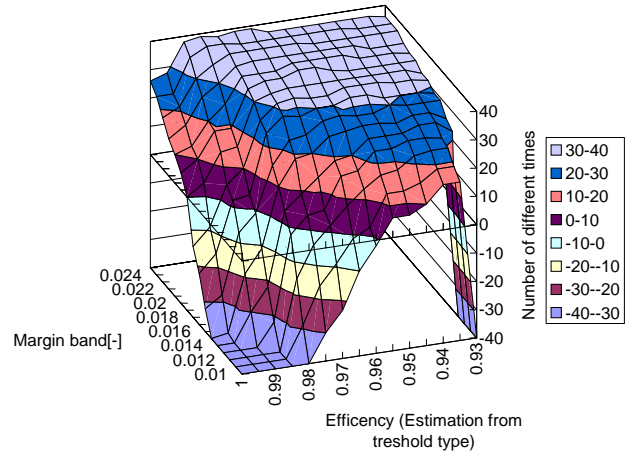


Figure 9: Number of difference times between theoretical data and estimated data by using efficiency curve

5.2 蓄電池出力の推定

SV法による損失分離を行うためには、運転モードの推定と併せて、蓄電池出力電力量(E_B)の推定が必要となる。そこで、 E_A と E_P の値から、 E_B の推定を行った。 E_A から E_P への効率曲線の推定値を利用して、equation 10, 11にデータの関係を示す。equation 11より E_B 直接ではないが、 E_P に含まれる E_B 分の分離を可能とした。蓄電池回路側の効率曲線が分かれば推定が可能となる。

$$E_P = (E_A \cdot \eta_{APout} + E_B \cdot \eta_{BPout}) \cdot \eta_{INV} \quad \text{equation 10}$$

$$E_B \cdot \eta_{BPout} \cdot \eta_{INV} = E_P - E_A \cdot \eta_{APout} \cdot \eta_{INV} \quad \text{equation 11}$$

6. まとめ

本研究室で開発してきたSV法の蓄電池付きPVシステムの評価手法の拡充として、 E_A と E_B のデータから、運転モードの推定および、 E_B の推定方法の検討を行った。運転モードの E_A 、 E_P の時系列の極性により大きな分類および、 E_P / E_A の値のしきい値設定による方法を提案した。また、効率曲線を推定する方法の組み合わせにより、1%程度で運転モードの推定を可能とした。今回は、シミュレーションによる1分瞬時値データによる検討であったが、実際は、1時間値など積算量を利用するため、積算ベースでの運転モードの混在など考慮した手法を開発し、蓄電池付きPVシステムに対応したSV法の完成を目指す。また、NEDOの委託研究における「集中連系型太陽光発電システムの実証研究」での太田市における実測データを利用して、手法の妥当性を確認し、SV法による評価を行う。

謝辞

本研究は、NEDOの委託研究「集中連系型太陽光発電システムの実証研究」の一環として実施している。関係者各位に感謝する。

参考文献

[1] 嶋田,黒川他「蓄電池あり系統連系太陽光発電システム」,平成15年度電気学会B部門大会

離散光波長型 LED ソーラシミュレータの原理実験

学生員 公楽省吾 (東京農工大学)

会員 黒川浩助 (東京農工大学)

A method for solar cell measurement using LED and results of the measurement of mono-crystalline Si solar cell

Shogo KOHRAKU and Kosuke KUROKAWA

Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588, JAPAN
Tel & Fax: +81-42-388-7445, E-mail: kohraku@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

A method for solar cell is important for R. & D., pricing and PV system maintenance and so on. At present, in measuring solar cells, a solar simulator with Xenon and Halogen lamps is used at most laboratories, but the facility is so large and so expensive. Therefore, a measuring device using LED lamps is proposed. That has the advantage of small, low-cost and portable. The main objective of this study is to evaluate the capability of LED's measuring device by experiment.

キーワード: 太陽電池, 測定法, 発光ダイオード

Keywords: Solar Cell, Measuring Method, LED(Light Emitting Diode)

1. はじめに

太陽電池の性能評価は、太陽電池セルの研究開発だけでなく価格決定や太陽光発電システムの保守管理においても重要である。現在は、キセノンランプやハロゲンランプを使って自然太陽光を模擬したソーラシミュレータでの測定が一般的だが、これらはランプ寿命が短いことや消費電力が多いことで測定コストがかかってしまう。また、光学系や放熱対策が必要となるために設備全体が大きくなることにより測定できる場所が限られてしまう、といった問題がある。

本研究では、近年、照明用や信号機などにも使われるようになってきた発光ダイオード(LED)を用いた太陽電池測定方法の提案を行っている。LEDを光源として用いることで、発光効率が高く省エネルギーであることや、測定装置の小型化により場所を選ばずに測定が可能となること、寿命が長くコストの低い簡易な測定装置として利用できることが期待される。また、LEDの技術発達が目覚ましく、年々高輝度のLEDが開発されていくと考えられるため、今後、ソーラシミュレータに代わる基準測定器としての可能性についても検討をしていく。今回は、測定方法の概要と試作器による実測結果について報告を行う。

2. 研究概要

太陽電池の性能評価は、基準状態(AM1.5全天放射スペクトル(AM1.5G), 100[mW/cm²], 25[])において測定が行われるのが一般的であり、ソーラシミュレータでは自然太陽光スペクトルに近い特性を持つキセノンランプやハロゲンランプを組み合わせることにより、基準状態を再現するような設計が成されている。これらのランプと比べ、LEDは放射照度が十分小さいことや、発光波長幅が狭い輝線スペクトルを持つため、AM1.5Gの再現ではない別の太陽電池評価方法を提案する。

太陽電池の発電には照射光の分光放射照度特性と測定セル側の分光感度特性が関わっている。通常の測定においては自然太陽光に十分近い分光放射照度分布を持ったソーラシミュレータで照射を行うため、分光感度について考慮する必要がなく、得られた出力の良し悪しそのまま太陽電池の評価となる。そこで、LEDが単色光発光であることを活かし、分光感度を推定することにより太陽電池の発電量評価を行うこととした。

3. LED測定器の概要

3.1 使用するLEDの選別

LEDを用いた測定装置では分光感度の推定を行うために異なる波長のLEDを複数備えることとした。また、バイアス光として白色LEDを用いるものとする。波長の異なるLEDを同一面上に並べて照射を行う場合、どの波長においても照度むらがないように照射面積や照射距離、LED設置間隔を決定する必要がある。照度シミュレーションにより⁽¹⁾最適なLEDの配置を算出した。種類は4色(青(ピーク波長: $\lambda_p=470$ [nm]), 赤($\lambda_p=646$ [nm]), 赤外($\lambda_p=950$ [nm]), 白)とし、指向角度が30~35[deg]の砲弾型LEDを用いた。白色LEDのみ3のものを使用し、その他のLEDは5を使用した。測定装置全体を図1に示す。

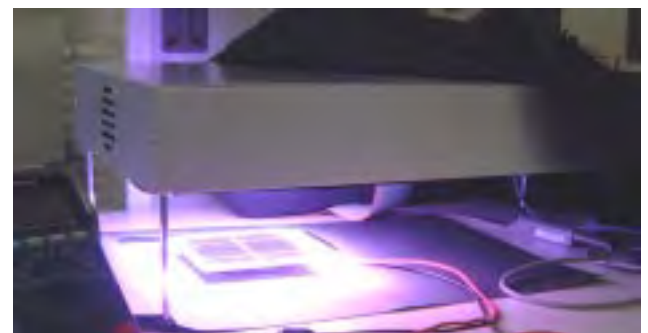


Fig.1 Measuring device using LED

3.2 測定器の仕様

測定器の設計においては面積 100×100 [mm²]の太陽電池を対象とした。各色LEDを7.62 [mm]間隔で正方形に配置したものを1単位としてそれぞれ15.24 [mm]間隔になるようにし、どの色についても等間隔に配置した。光源の総面積は約 205×205 [mm²]となり、LEDの使用数は一色あたり196個、合計784個となった。配置図を図2に示す。照射高さはスペーサを用いて調節するものとする。

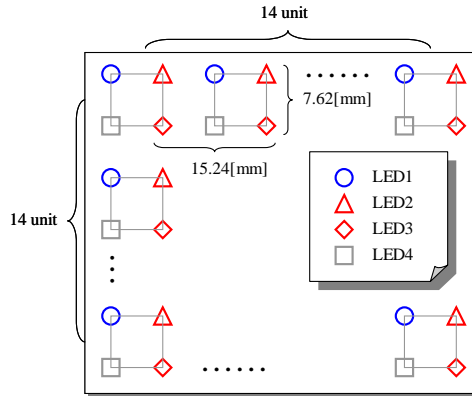


Fig.2 Arrangement of LED

4. LED測定器の性能評価

試作した測定器の照射特性を把握するため、各色ごとの照度むらと、入力に対する放射照度を分光器を用いて測定した。

4.1 照度むらの測定

太陽電池の測定においては、測定面全体に対して均一に光を照射させる必要があることから、JISによっても照度むらの規定がされている。試作光源についても、照度シミュレーションにより十分ばらつきが少ない照射が行えるように設計したが、測定を行う前に実際の光源における照度むらを把握する必要がある。測定面を25点に分割し、照度計を用いて各点での放射照度を測定した。LEDの各波長ごとの照度むらと照射高さを変化させた時の関係を図3～図6に、照度むらの算出結果を表1に示す。

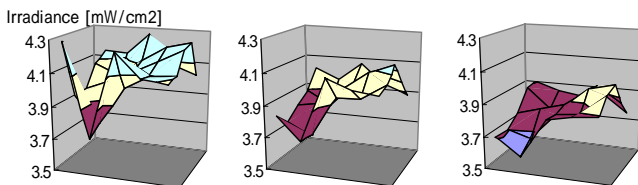


Fig.3 Irradiation unevenness of Blue LED (Irradiation height=64,79,94 [mm] from the left)

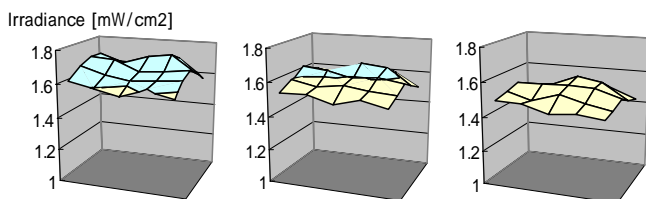


Fig.4 Irradiation unevenness of Red LED (Irradiation height=64,79,94 [mm] from the left)

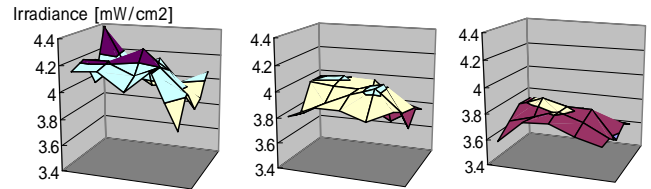


Fig.5 Irradiation unevenness of Infrared LED (Irradiation height=64,79,94 [mm] from the left)

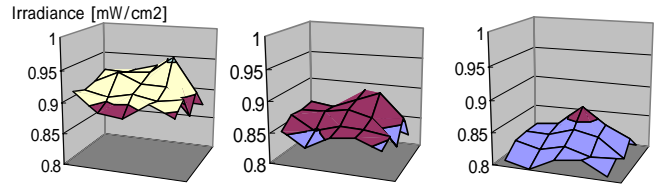


Fig.6 Irradiation unevenness of White LED (Irradiation height=64,79,94 [mm] from the left)

Table 1 Irradiation unevenness by each color of LED

| Irradiation height [mm] | 64 | 79 | 94 |
|-------------------------|-------|-------|-------|
| Blue | 7.14% | 5.71% | 5.35% |
| Red | 5.17% | 4.86% | 5.08% |
| Infrared | 7.26% | 4.57% | 4.67% |
| White | 4.70% | 4.67% | 4.58% |

それぞれの波長ごとに照射高さに因らない照度むらが見られたが、これらはLEDの個体差や設置の際の光軸のずれなどが原因であると考えられる。今後、光源作製の際にはLEDを光度別に選別する必要がある。照度むらは約5%程度存在し、JISにおけるソーラシミュレータ基準では等級Cを満たしている。

4.2 LED順電流と放射照度

太陽電池は照射する放射照度の強度、波長によって発電量が異なる分光感度特性を持っている。光源がどれだけの放射照度で太陽電池を照射しているかを把握するため、LED順電流に対する放射照度を分光器を用いて測定を行った(図7～図10)。いずれのLEDにおいても入力電圧に比例した放射照度であることから、これらの関係を一次関数に近似し、以後の放射照度算出に用いた。LEDの放射照度は、順電流以外にもケース温度による依存性を持っている。発光による温度上昇を防ぐため、長時間の照射は行わず、短い点灯時間で測定を行った。

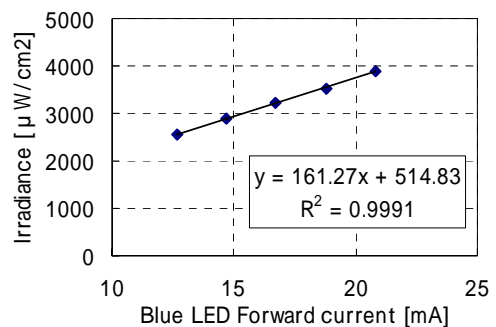


Fig.7 Function of Blue LED I_f and Irradiance

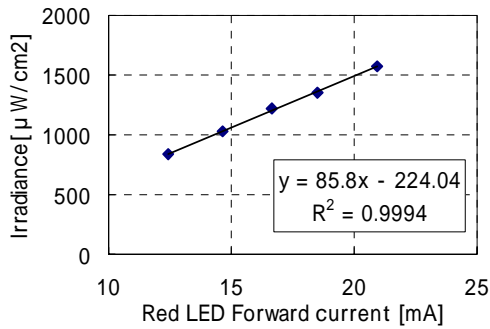


Fig.8 Function of Red LED I_F and Irradiance

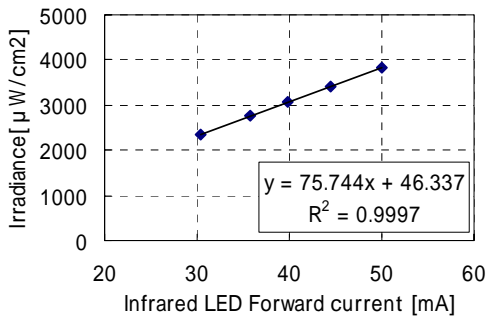


Fig.9 Function of Infrared LED I_F and Irradiance

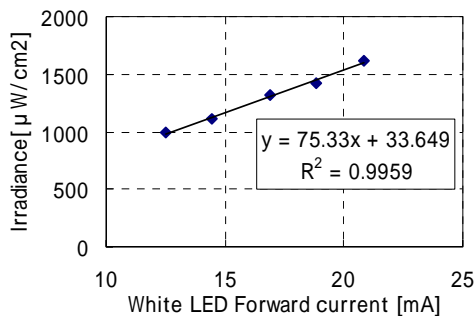


Fig.10 Function of White LED I_F and Irradiance

5. 単結晶Si 太陽電池の測定

セル面積 100×50 [mm²] が2直列の単結晶Si 太陽電池を用いて、IV特性ならびに分光感度特性の測定を行った。照射高さは84 [mm] とした。

5.1 IV特性の測定

単結晶Si 太陽電池においては照射光波長の依存性がないものとし、放射照度を変化させた時のIV特性の測定を行った。青色LEDの放射照度を変化させた時のIV特性を図11に示す。

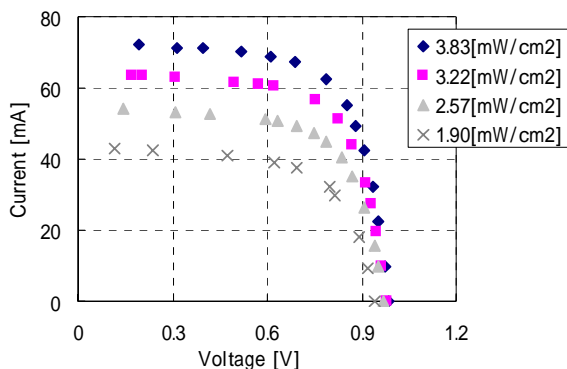


Fig.11 IV characteristics of a crystalline Si solar cell by Blue LED

5.2 分光感度の測定

太陽電池は照射光波長によって発生する光電流が異なる分光感度特性を持っており、LEDが固有の輝線スペクトルを持つ光源であることを利用し、分光感度を推定した。

5.2.1 離散分光感度の測定

始めに、白色光を照射した時の短絡電流 $I_{sc,w}$ を測定し、任意の単色光を重畳した時の $I_{sc,w+color}$ との差を照射単色光によって発生した光電流とする。得られた光電流を入射した単色光の放射照度で除することにより、照射光波長における絶対分光感度を算出するものとする(式(1))。ここで、LEDの波長特性は半値幅が約20~50 [nm]であったが、今回はピーク波長における分光感度とした。放射照度を変化させた時の分光感度の実測結果を図12に示す。測定時のLEDの放射照度は0.9~6.0 [mW/cm²] の範囲であった。

単色光とバイアス光強度を変化させた場合も、ほぼ等しい結果となった。単結晶Siでは分光感度の照射光強度依存性がほとんどないため、LEDのような微弱光によっても分光感度を算出することができた。

分光感度: $SR(\lambda)$ [A/W]

$$= \frac{(\text{単色} + \text{バイアス光照射時の } I_{sc} [\text{mA}]) - (\text{バイアス光のみ照射時の } I_{sc} [\text{mA}])}{\text{単色光の放射照度} [\text{mW} / \text{cm}^2] * \text{照射面積} [\text{cm}^2]} \dots (1)$$

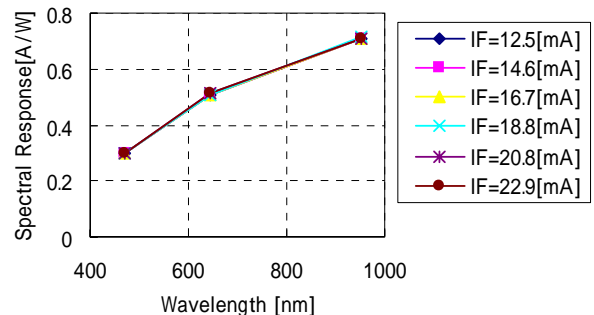


Fig.12 Discrete spectral response of a crystalline Si solar cell by several I_F

5.2.2 分光感度曲線の推定

5.2.1より得られた離散分光感度を用いて分光感度曲線全体の推定を行う。少数キャリア連続の方程式⁽²⁾より導出される光電流の式と実験値をフィッティングさせることにより、離散点間の分光感度の補完を行った。推定した分光感度曲線を図13に示す。

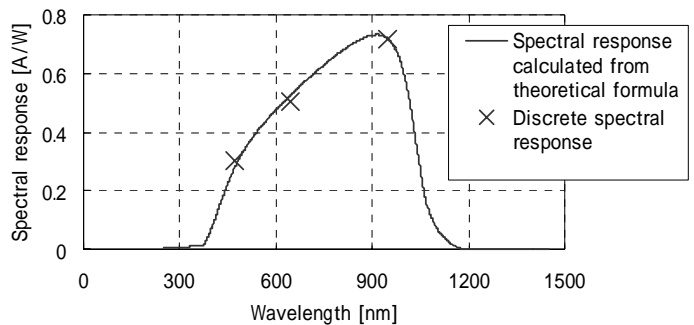


Fig.13 Discrete spectral response and spectral response calculated from theoretical formula

5.3 基準太陽光照射時の IV 特性補正

以上の手順により得られた IV 特性と分光感度特性を用いて、基準太陽光照射下における IV 曲線の推定を行う。LED の照射光強度は基準太陽光と比べて 1/10 と弱いので、照度補正を行った⁽³⁾。補正の式は、

$$V_2 = V_1 (= V_3)$$

$$I_2 = I_1 + (E_2 - E_1) \cdot \frac{I_3 - I_1}{E_3 - E_1} \dots (2)$$

ただし、 E_1, V_1, I_1 および E_3, V_3, I_3 は既知の IV 特性の放射照度、電圧および電流であり、 E_2, V_2, I_2 は未知の IV 特性の放射照度、電圧および電流である。なお、LED の放射照度 E_1, E_3 で測定を行った IV 特性から、基準太陽光分光放射照度 E_{sun} で照射を行った場合の IV 特性を推定するため、次の式 (3) を満たすような E_2 を導出したうえで照度補正を行った。

$$\int_0^{1200} E_{sun}(\lambda) \cdot SR(\lambda) d\lambda = \int_{\lambda_2}^{\lambda_1} A \cdot E_{R,LED}(\lambda) \cdot SR(\lambda) d\lambda = I_{sc,1-Sun}$$

$$A \cdot \int_{\lambda_2}^{\lambda_1} E_{R,LED}(\lambda) d\lambda = E_2 \dots (3)$$

ただし、 $E_{sun}(\lambda)$ 、 $E_{R,LED}(\lambda)$ 、 $SR(\lambda)$ 、 A 、 $I_{sc,1-Sun}$ はそれぞれ基準太陽光分光放射照度分布、LED の相対分光放射照度分布、5.2.2 で推定した分光感度、LED 放射照度係数、基準太陽光照射下での短絡電流とし、 λ_1, λ_2 は照射単色光の最大、最小波長とする。なお、単結晶 Si 太陽電池においては、放射光の波長・強度依存性はないものとした。

次に、実験で得られた IV 特性を太陽電池の等価回路⁽⁴⁾による IV 特性式 (4) にフィッティングさせ、式 (2) を用いて補正を行った。

$$I = I_{sc} - I_0 \left\{ \exp\left(\frac{qV}{nk_B T}\right) - 1 \right\}$$

$$I_0 = \frac{I_{sc}}{\left\{ \exp\left(\frac{qV_{oc}}{nk_B T}\right) - 1 \right\}} \dots (4)$$

ただし、 I_{sc}, I_0, V_{oc} はそれぞれ太陽電池セル短絡電流、ダイオード飽和電流、太陽電池セル開放電圧、 q, k_B, T は電子の電荷量 ($=1.6 \cdot 10^{-19}$ [C])、ボルツマン定数 ($=1.38 \cdot 10^{-23}$ [J/K])、セル温度 [K] とし、 n を変数としてフィッティングを行った。基準太陽光照射時の IV 特性の補正結果を図 14 に示す。

推定した分光感度曲線を用いて、基準太陽光照射下の IV 特性 (太線) を予測することができた。測定セルの定格と補正による値を表 2 に示す。定格値と比べて低い推定値となったが、LED の微弱光を利用した照度補正による IV 特性推定方法を示すことができた。

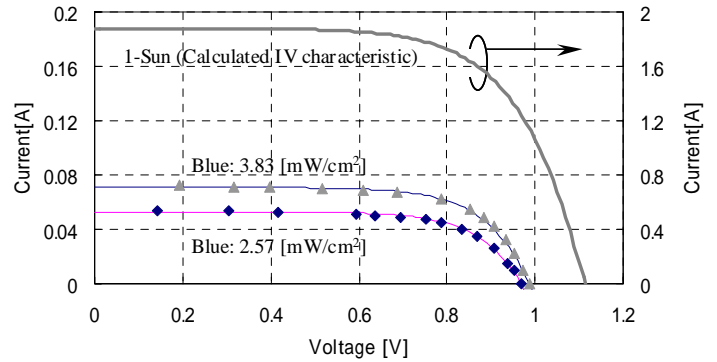


Fig.14 Results of experimental and calculated under 1-Sun IV characteristics

Table 2 Rated and calculated value

| | Rated value | Calculated value |
|---------|-------------|------------------|
| Isc [A] | 1.95 | 1.88 |
| Voc [V] | 1.20 | 1.11 |
| F.F. | | 0.67 |

6. 結論

4 つの異なる波長を持つ LED を用いて、太陽電池の IV 特性、分光感度特性の測定を行い、太陽電池測定の手順、測定精度について検討した。従来のような自然太陽光を模擬した測定法ではなく、LED の輝線スペクトル特性を利用した手法により、1/10-Sun 程度の微弱光照射下においても太陽電池出力の評価が行えることが明らかになった。

謝辞

本研究において、産業総合技術研究所の菱川善博博士にアドバイスを頂いた。ここに謝意を表す。

参考文献

- (1) 公衆：「LED ソーラシミュレータによる太陽電池新測定法」平成 15 年電気学会全国大会 (2003) 227
- (2) 小長井：『半導体物性』倍風館 (1992) 239
- (3) 菱川、井村、大城：「結晶 Si 太陽電池の IV 特性における照度依存性および照度補正」平成 12 年電気学会全国大会 (2000) 3440
- (4) 浜川、桑野：『太陽エネルギー工学』倍風館 (1994) 26

超縮小模擬配電システムを用いた PV インバータ試験装置の基本原理の実証

学生会員 竹内 一平 (東京農工大学)
黒川 浩助 (東京農工大学)

小泉 裕孝 (東京農工大学)

Verification on fundamental operation of ultra small scaled-down network simulator for testing PV inverter functions

Kazuhira TAKEUCHI*, Hirotaka KOIZUMI*
and Kosuke KUROKAWA*

* Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
Phone: +81-42-388-7445, fax: +81-42-388-7445
E-mail: ippei@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

This paper describes a new experiment equipment of PV inverters. It is composed of the ultra small scaled-down network simulator with electronic circuit and active power interface (API). For the first step of development, a scaled-down low voltage distribution system of single-phase two-wire system is developed. It has been tested in case when an ideal current source instead of a PV inverter is connected. By the experimental results, fundamental operations of proposed equipment have been verified.

キーワード: 配電システムシミュレータ, 電子回路,
PVインバータ

Keyword: distribution grid simulator, electronic circuit,
PV inverter

1. はじめに

近年 地球環境問題に対する関心の高まりを背景に, 一般家庭の屋根に設置する太陽光発電(以下, PV)システムが急速に普及しており, 今後も普及しつづけることが予想される。PVシステムを電力システムに接続する場合 設置前に単独運転防止機能, 電力システム保護機能やTHD機能等に対する試験を行う必要がある。直接的な試験方法としては実規模の独立した模擬配電システムを用いればよいが, これは規模的に電力会社など一部の法人のみ可能であり, 一般的には利用することはできない。また, コンピュータシミュレーションでは機器を実際に接続して試験することは不可能である。このため, 当研究室では配電システムを等価回路に置き換え, 抵抗やインダクタで構成される配電システムシミュレータを作成し, PVインバータを試験してきた⁽¹⁾。しかし, この試験装置は実規模の配電システムと比べて小さいがまだ大きなスペースを必要とし, コストも高い。さらに, 今後のPVシステムの普及状況を考慮し PVシステムの多数台

連系試験や複数台連系によるシステム内相互干渉試験を行うにはある程度の規模が必要とされ, 試験装置を大型化しなければならない。そのため, 本研究では大きさやコストにメリットのある新しい配電システムシミュレータを開発することを目的としており, 配電システムを電子回路で作成した超縮小模擬配電システムを用いた試験装置の構成について検討してきた⁽²⁾。

本論文において, 試験装置全体の構成を検討し, PVインバータの試験方法について検討する。また, 本試験装置を作成する準備段階として, 柱上変圧器以下の低圧配電線を縮小し, 単相2線式で模擬した模擬低圧配電システムを作成し, PVインバータの代わりに3W程度出力することができる電流源を模擬PVインバータとして接続し, 本試験装置の基本原理を実証した。

2. 試験装置の構成

従来の試験装置は負荷が実規模の電源を直接接続できる抵抗やインダクタンスから構成されているためサイズが大きく, 規模や拡張や負荷の変更が困難であった。そこで, 本研究で提案された試験装置は小スペース, 低コストで, 電力システムの規模の規模の拡張や負荷の変更を容易に行える構成とするため, 抵抗やインダクタンスが電子回路で作成される超縮小模擬配電システムを検討した。しかし, PVインバータのような電力システムに接続される電源を直接, 超縮小模擬配電システムに接続した場合, 電子回路の動作電圧が系統電圧に比べ小さいためPVインバータを連系できなかつたり, 電子回路が破壊されるなどの問題がある。このため, 図1に示すように本試験装置は超縮小模擬配電システムと実規模の電源との間にAPI (Active Power Interface)⁽²⁾を挿入した。APIにより電子回路で作成した超縮小模擬配電システムの動作電圧を系統電圧に増幅することで等価的に両者を接続できる構成とした。

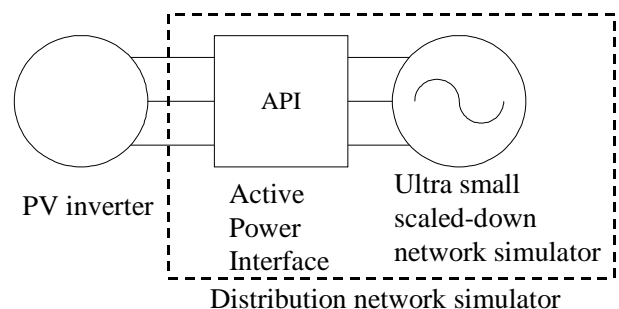


Fig. 1 Composition of a new type of distribution network simulator for testing PV inverters

3. API の動作と構成

APIの機能は一方の端子の電圧、電流を忠実に縮小、または増幅した電圧、電流をもう一方の端子から出力させることで、パワーレベルの異なる機器同士を等価的に接続することである。また、基本原理はAPI両端子の電圧と電流の関係がそれぞれ常に $m:n$ 、 $M:N$ となるように制御することである。次にAPIの動作について説明する。APIのブロック図を図2に示す。APIは端子1の電圧 V_R 、電流 I_R を電圧センサ1、電流センサ1により常に測定していて、測定された電圧 V_R 、電流 I_R をそれぞれ n/m 倍、 N/M 倍した電圧 $(n/m)V_R$ 、電流 $(N/M)I_R$ が端子2の電圧 V_S 、電流 I_S となるように電圧制御ユニットが制御している。それと同時に端子2の電圧 V_S 、電

流 I_S も常に電圧センサ2、電流センサ2により測定していて、測定された電圧 V_S 、電流 I_S がそれぞれ m/n 倍、 M/N 倍された電圧 $(m/n)V_S$ 、電流 $(M/N)I_S$ が端子1の電圧 V_R 、電流 I_R となるように電流制御ユニットが制御している。そのため、API両端子の電圧、電流の関係がそれぞれ常に $m:n$ 、 $M:N$ になるように制御される。これにより電子回路で作成した超縮小模擬配電システムと実PVインバータを等価的に接続することが可能である。

4. 超縮小模擬配電システムシミュレータの設計

作成する超縮小模擬配電システムは日本における平均的な配電線の線路定数等の配電線データを使用し、配電用変圧器から低圧需要家までのモデル化を想定した。想定される配電線は配電用変電所の主変圧器（容量：10MVA）から引き出された容量3,000kVA、6.6kV三相3線式高圧配電線1回線を基本とし、以下に柱上変圧器を介して100/200V単相3線式低圧配電システムが連なっているモデルとした。また、実際の配電システムにおいて、無効電力調整源である力率改善用コンデンサも考慮した。

本研究で検討している超縮小模擬配電システムの構成を図3に示す。作成される模擬システムは配電用変圧器、高圧配電線の線路インピーダンス、高圧負荷、柱上変圧器、低圧配電線路の線路インピーダンス、低圧負荷から構成される。

作成する模擬システムの諸量は(3)を参考にする。高圧、低圧配電線の線路インピーダンス、家庭負荷、変圧器が

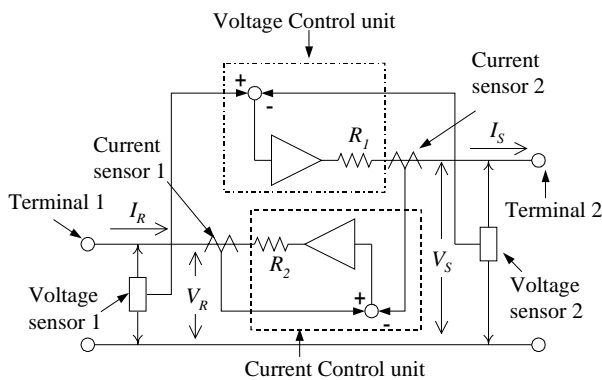


Fig. 2 Composition of the API

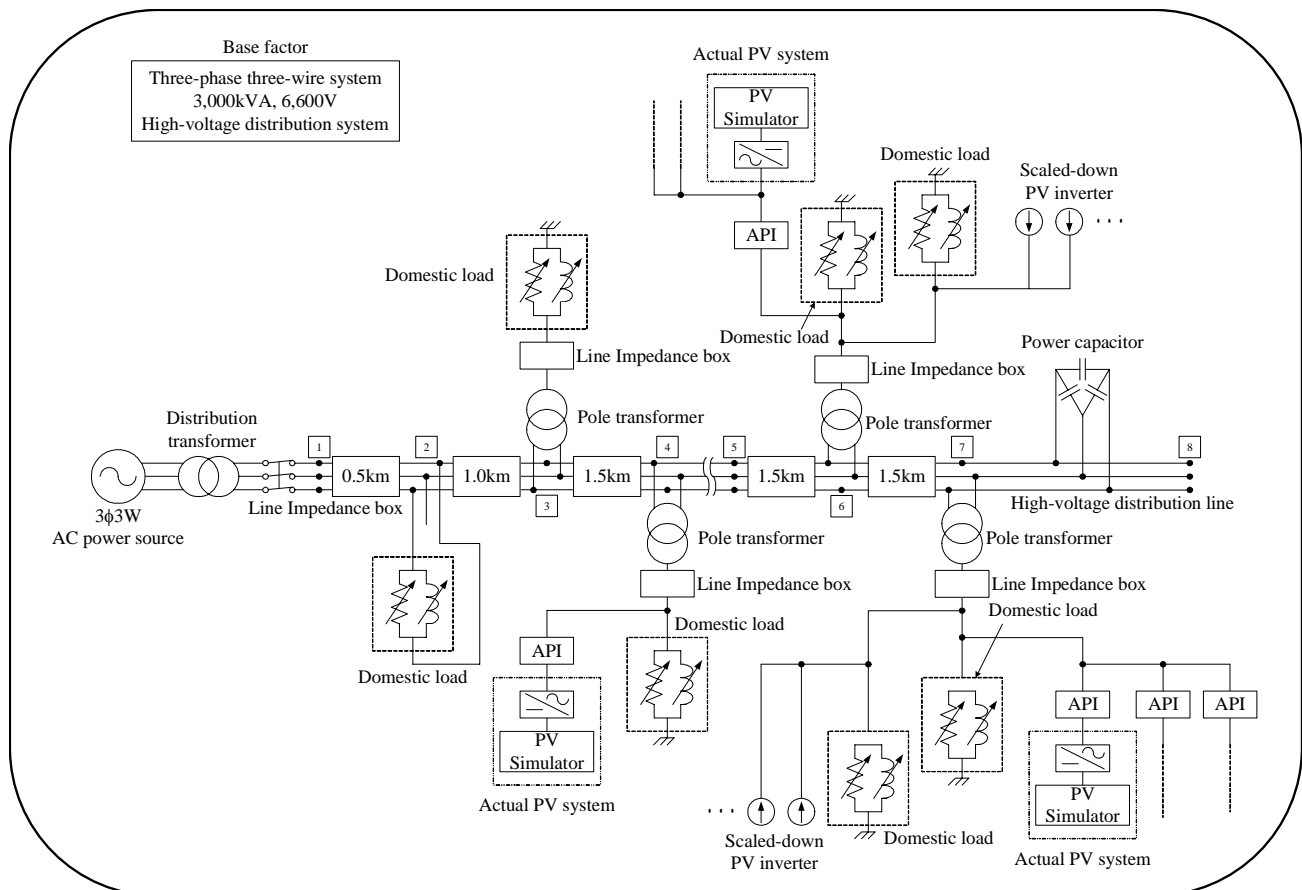


Fig. 3 Composition of the ultra scaled-down network simulator

電子回路で作成されることとAPIの電力変換能力を考慮し, 高圧配電線, 低圧配電線の容量, 電圧を設定し, スケールダウンする。このスケールリングファクターを基に高圧配電線の線路インピーダンス, 高圧, 低圧負荷, 変圧器容量の換算やPVシステム容量の設定を行う。

高圧配電線は 1km あたりの線路インピーダンス $0.313+j0.377[\Omega]$ ⁽³⁾ を基準とし, p.u.法にて縮小換算する。

低圧配電線において, ACモジュールの多数台運転, PVシステムの高密度連系時の縮小試験を行う。PVインバータを試験するには低圧側にAPIを介してPVインバータを接続する。また, 多数台連系や複数台連系による系統内の相互干渉の試験を行う際にはPVインバータを多数台APIを介して接続するか, 数台のPVインバータとPVインバータを縮小し, 模擬PVインバータとした電流源を多数台接続することで試験を行う。PVシステムの容量はACモジュールの出力を考慮し, 最低100Wとし, これと縮小容量比で負荷及び模擬PVインバータの容量が決定される。図3が示すように低圧配電線は4区間に分割し, 4つの模擬柱上変圧器を配置した。模擬柱上変圧器の容量は縮小容量比により縮小し, 変圧器のインピーダンスはスケールリングファクターを基にp.u.法により換算する。また, 変圧器は電子回路にて作成される⁽⁴⁾。

負荷容量は配電線データを縮小容量比で変換することにより設定する。負荷は抵抗負荷, 誘導性負荷, 容量性負荷より構成され, 有効電力と無効電力を任意に設定できる。また, 抵抗負荷と容量性負荷は一般的な素子を用いて構成し, 誘導性負荷は電子回路にて作成する。

PVシステムの容量は住宅地区の低圧需要家の戸数1850戸における普及率で決定する。一戸あたりのPVシステムの出力を3kWとし, 縮小容量比により変換する。また, 実験の再現性を考慮して, 太陽電池の代わりにPVシミュレータ⁽⁵⁾を用いる。

API両端子の電力比は縮小容量比と同様である。電圧比は模擬低圧系統の電圧と実規模のPVシステムの動作電圧100Vとの比となる。API両端子の電力比, 電圧比より電流比を決定し, APIを調節する。また, 複数のPVインバータと超縮小模擬配電系統をAPIを介して接続する方法は2種類考えられる。第一に, 図3中の区間6に低圧配電線接続されているように一台のAPIに対して複数のPVインバータを接続する方法である。これはPVインバータの出力が比較的小出力であり, APIの容量が一台のPVインバータの出力と比較して十分大きい場合である。第二に図3中の区間7の低圧配電線に接続されているように一つのPVインバータに対して一台のAPIを接続する方法がある。これはAPIの容量とPVシステムの出力がほぼ等しい場合である。複数のPVインバータをAPIを介して超縮小模擬配電系統に接続する方法はAPIの容量とPVインバータの出力関係により決定される。

5. 試験装置の動作試験

本試験装置作成の準備段階として, 単相2線式の模擬低圧配電系統を作成した。模擬低圧配電系統は低圧配電線における柱上変圧器, 低圧配電線路, 引込み線, 家庭負荷を想定し, APIを介してPVインバータが接続さ

れる構成とした。現時点でのAPIの電力変換能力と電子回路の出力電圧の関係より, 一般的な20kVAの柱上変圧器を10VAに, 単相3線式100/200Vを2/4Vに縮小した。このスケールリングファクターを基に線路インピーダンスや負荷容量を変換し, 単相3線のうち1線を用い, 単相2線式模擬低圧配電系統を作成した。

作成した模擬低圧配電系統を図4に示す。柱上変圧器の低圧配電線側の出力はパルスジェネレータより正弦波を発生させ, それをパワーアンプにより10VA, 2Vを出力させることにより商用電源として模擬した。線路インピーダンス模擬装置は単相3線式の低圧配電線における柱上変圧器, 需要家間の低圧配電線路(100m程度), 引込み線(20m程度)を経て受電点に至る低圧配電線路全体のインピーダンスを想定しており, $0.150+j0.100[\Omega]$ ⁽⁶⁾ を基準として, p.u.法により縮小換算した。その結果, 線路インピーダンスは $0.12+j0.08[\Omega]$ に変換された。この値を用いて単相2線式の低圧模擬配電系統の線路インピーダンス模擬装置を作成した。このうち抵抗分は抵抗素子より作成し, リアクタンス分は電子回路により作成した⁽⁴⁾。模擬家庭負荷は誘導性から容量性まであらゆる負荷状態を模擬できるように, 抵抗, インダクタンス, コンデンサの並列回路で構成した。このうち, インダクタンスは電子回路で作成した。PVインバータは縮小し, 電流源で模擬した。APIは両端子の V_R と V_S の関係が3:1に I_R と I_S の関係が5:1となるように調節した。

次に作成した試験装置の動作を検証するため, 実験を行った。電流源は1kWのPVインバータの1/100にスケールダウンされたPVインバータを模擬し, 約3W, 500mA出力させた。また, 周波数を50Hzとし, 家庭負荷として10 $[\Omega]$ の抵抗を接続した。このとき, 定常状態における V_R , V_S , I_R , I_S を測定した。また, 定常状態時においてパワーアンプから出力される電源を切断し, 系統の停電状態を模擬し, 電圧切断時における V_R , V_S を測定した。電流は図2のAPI内部にある抵抗 R_1 , R_2 の電圧降下を測定することにより, 電圧値として電流を測定した。

図5(a)は定常状態における V_R , V_S の波形, 図5(b)は I_R , I_S の波形を示す。図5(a)はCh1の V_R は一目盛り6V/div, Ch2の V_S は2V/divであり, これら二つの波形を重ね合わせたとこ一致することがわかった。これより, 電圧は常に3:1となるように制御されていること

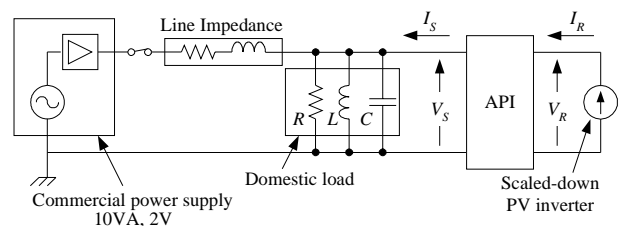
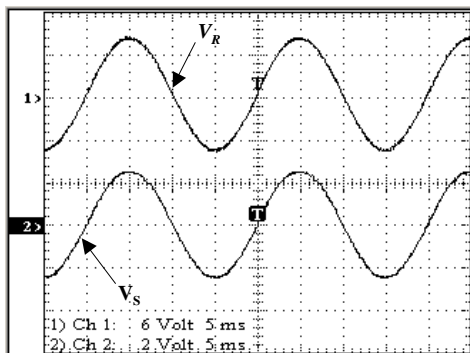


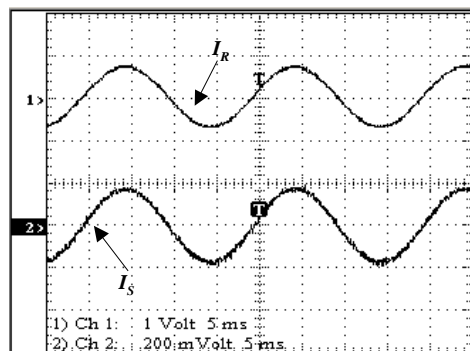
Fig4 Scaled-down low voltage distribution system of single-phase two-wire system

がわかる。図 5(b)はCh1の I_R は一目盛り1A/div, Ch2の I_S は一目盛り200mA/divであり, これら二つの波形を重ね合わせたところ, 一致することがわかり, 電流もAPIの設定値どおり常に5:1に制御されていることがわかる。

図 6は系統が停電した瞬間の v_R と v_S の波形である。PVインバータを模擬した電流源には単独運転防止機能は付加されていないため, 系統の電圧が切断されても電流源は電流を出力し続けている。注目すべき点は模擬低圧配電系統の電圧 v_S が系統の電圧が切断されたときに変化しているが, その変化に追従して v_R も変化していることがわかる。

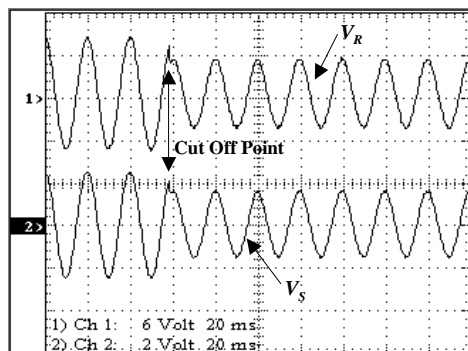


Ch1: 6V/div 5ms/div, Ch2: 2V/div 5ms
(a) Waveforms of V_R (Ch1) and V_S (Ch2)



Ch1: 1A/div 5ms/div Ch2: 200mA/div 5ms/div
(b) Waveforms of I_R (Ch1) and I_S (Ch2)

Fig.5 Waveforms of voltage and Current at both terminals of API



Ch1: 6V/div 50ms/div, Ch2: 2V/div 50ms/div

Fig. 6 Waveforms of V_R and V_S after power interruption

これらの結果より, 電流源から出力された3Wの電力がAPIにより200mWに縮小されて模擬低圧配電システムに入力されていることがわかった。また, 模擬低圧配電システムで生じた電圧の変化がAPIにより増幅され, 電流源にフィードバックされていることがわかった。これより, 本試験装置の基本的原理が実証された。

7. まとめ

本論文において, 新しいPVインバータ試験装置を用いたPVインバータの試験方法を検討した。本試験装置を用いることでPVインバータの多数台連系や複数台連系による相互干渉などを試験できる。

また, 試験装置作成の準備段階として, 単相2線式の模擬低圧配電システムを作成し, PVインバータを模擬した電流源を接続し実験を行い, APIで両端における電圧, 電流を測定した。この結果, 電流源から出力される電力が忠実に縮小されていることがわかった。また, 系統の停電状態を模擬したときの電圧波形を測定し, 模擬低圧系統で生じた電圧の変化が電流源にフィードバックされていることがわかった。これより, 試験装置の縮小モデルにおいて, 電圧, 電流のスケールが異なるPVインバータを模擬した電流源と模擬低圧配電系統が等価的に接続できることがわかり, 本試験装置の基本原理が実証された。APIの電力変換能力を向上させ, 試験装置の規模を大きくすることにより実際のPVインバータを接続でき, 単独運転防止機能等のPVインバータの機能を試験できる。

今後はPVインバータを試験装置に接続できるようにAPIの電力変換能力を向上させる。それに伴い超縮小模擬配電システムの容量, 電圧の設定を行い, 試験装置を作成する。さらに, 作成された試験装置にPVインバータを接続し, 多数台連系試験や単独運転防止機能等の試験を行う。

参考文献

- (1)Y. Noda, T. Mizuno, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa: "The deployment of a scaled-down simulator for distribution grid and its application for verifying interference behavior among a number of module integrated converters (MIC)", 29 th IEEE PVSC, pp.1545-1548, May 2002
- (2)K. Takeuchi, H. Koizumi, H. Nagayoshi, K. Kurokawa: "A new type of scaled-down network simulator composed of power electronics", WCPEC-3, May 2003
- (3)平成9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「太陽光発電システム実用化技術開発(高密度連系技術の研究)」(1998)
- (4)藤田秀紀, 紅林久之, 後藤益雄, 野原哈夫: "系統解析シミュレータ用電子化送電線モデル及び変圧器モデル", 電気学会全国大会, vol.9 pp.216-217, 1990
- (5)H.Matsukawa, K.Koshiishi, H.Koizumi, K.Kurokawa, M.Hamada, and L.Bo, "Dynamic Evaluation of Maximum Power Point Tracking Operation with PV Array Simulator", in Proc. 12th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, pp.415-416, June 2001
- (6)平成10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「太陽光発電システム実用化技術開発(高密度連系技術の研究)」(1999)

多面アレイ構造太陽光発電システムに対応したシミュレーション・ツールの開発

学生員 松川 洋*† 非会員 山田 隆夫**
非会員 塩谷 正樹*** 正員 黒川 浩助*

Development of simulation tool for photovoltaic systems with several surface arrays

Hiroshi Matsukawa*, Student Member, Takao Yamada**, Non-member, Masaki Shioya***, Non-member, Kosuke Kurokawa*, Member

This paper will principally describe about the PV array simulation tool. This PV array simulation tool is available to estimate the output power of the PV array with difference azimuth and orientation for the maximum of four surfaces. This tool analyses the daily, monthly or annual output power with high accuracy because of using the I-V characteristic. The analysis is based on simplified I-V curve interpolation considering the characteristics of each module in the PV array. The shortest interval time of calculation is one second.

キーワード：太陽光発電システム，シミュレーション

Keywords : photovoltaic system, simulation

1. はじめに

近年の太陽光発電（PV）システムの導入数増加に伴い、複数の屋根面を利用した住宅用 PV システムが増加している。今後もより複雑な設置面に対する導入の要望があることは間違いない。複数の面に PV アレイを設置した場合、各面の入射日射量の違いから面ごとの発電量が異なり、 mismatch 損失を生じ、最大電力点追尾制御（MPPT）も困難になる恐れがある。PV システムを導入する事前に最適な設置形態を把握することが重要である。そのために、様々な設置形態に対応し、年間発電量の推定が可能なシミュレーション・ツールの開発が不可欠である。しかし、現状では、平易なシステムにおける手法は確立しているものの^{[1][2]}、異方位、異傾斜面の混在したシステムや、日陰に関する詳細な解析が行えるシミュレーションは殆ど見あたらない。また、計算精度だけでなく太陽光発電システムの設計時に多

くの人が利用できるユーザ・インターフェイスまで兼ね備えた設計ツールは少ない。

本論文では、縮小モデルによる検証実験によりシミュレーション・モデルの有効性を確認した上で、複数の PV アレイを持つ住宅用システムについて、実測データを用いた実証評価を行った。本手法は、それぞれの PV モジュールの電流電圧特性（I-V 特性）を模擬し、詳細な解析を行っているため精度も高く、将来的には日陰やコンバータによる損失も詳細に解析が可能であり拡張性が非常に高い。

2. シミュレーション手法

本手法は、システム内に存在する全てのモジュール 1 枚ごとの I-V 特性を算出しているため、複数の設置面を持ち方位角や傾斜角の混在するシステムであっても、その出力特性を求めることが可能である。また、システム全体の I-V 特性も推定できるため、インバータ等の周辺機器の影響も考慮することが可能である^[3]。さらに、日陰のかかる位置が求められれば、その損失を求めることも容易となる。

本手法におけるシミュレーション・ツールのフローチャートを図 1 に示す。各モジュールの I-V 特性を日射強度とモジュール温度から算出し、モジュールの配線構成に応じてアレイ出力を求める。なお、このシミュレーション・ツールでは 4 つの異なる設置面の混在するシステムに対応している。モジュールごとの変動パラメータは、日射強度、モジュール温度となり、時系列の日射強度・モジュール温度

* 東京農工大学 工学研究科 電子情報工学専攻
〒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

** 日本品質保証機構
〒107-0052 東京都港区赤坂 1-9-15
Japan Quality Assurance Organization
1-9-15, Akasaka, Minato-ku, Tokyo, 107-0052

*** 鹿島建設株式会社 技術研究所
〒182-0036 東京都調布市飛田給 2-19-1
Kajima Technical Research Institute
2-19-1, Tobitakyu, Chofu, Tokyo, 182-0036

† 株式会社資源総合システムにも所属する

データに対してそれぞれ I-V 特性の算出を行い、アレイ出力を求めることができる。これらのデータを積算することで、時積算、日積算、月積算、年積算の各値が推定できる。

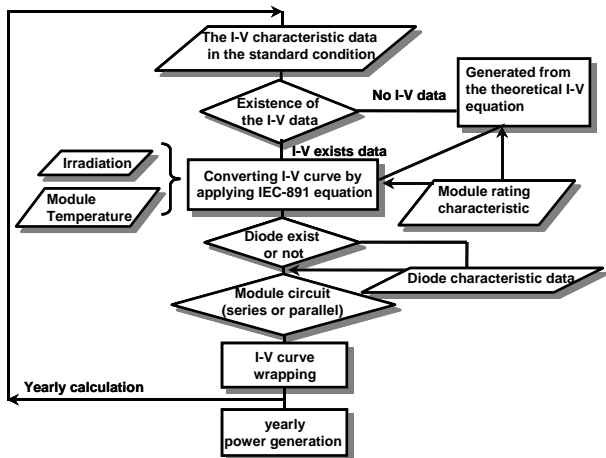


図1 シミュレーション・モデルのフローチャート

Fig.1 The flowchart of the simulation model

〈2・1〉 特性式による I-V 特性の算出 最初に標準状態におけるモジュールの I-V 特性を必要とするが、データがない場合には、モジュールの定格パラメータを用いて 1 ダイオードモデルの太陽電池の基本式 (式(1)) から生成することも可能である^[4]。

$$I = I_{ph} - I_0 \times \left[\exp \left\{ q \left(\frac{V + R_s \cdot I}{m n k T} \right) \right\} - 1 \right] - \frac{(V + R_s \cdot I)}{R_{sh}} \dots\dots\dots (1)$$

ここで、

- I : 出力電流 [A]
- V : 出力電圧 [V]
- I_{ph} : 光起電流 [A]
- I_0 : ダイオード飽和電流 [V]
- R_s : 内部直列抵抗 [W]
- k : ボルツマン定数 (= 1.38×10^{-23}) [J]
- q : 電子の電荷量 (= 1.60×10^{-19}) [C]
- n : ダイオード因子
- T : セル温度 [K]
- R_{sh} : 並列抵抗 [W]
- m : セル枚数 [枚]

式(1)より、ニュートンラプソン法による収束計算を行うことで、任意の I-V 特性を算出することが可能となる。

これらの太陽電池特性式の各係数は、式(2)～式(5)に示すとおり温度依存性を持つ^[5]。

$$I_{ph} = I_{ph0} \left\{ 1 + 7.9736 \times 10^{-4} \cdot (T_c - 25) \right\} \times [0.94Ga + 0.06\{1 - \exp(-8Ga)\}] \dots\dots\dots (2)$$

$$I_0 = I_{00} \cdot \exp\{0.14132 \cdot (T_c - 25)\} \dots\dots\dots (3)$$

$$R_s = R_{s0} \left\{ \begin{array}{l} 1 + 3.4158 \times 10^{-3} \cdot (T_c - 25) \\ + 2.5324 \times 10^{-5} \cdot (T_c - 25)^2 \end{array} \right\} \dots\dots\dots (4)$$

$$R_{sh} = R_{sh0} \left\{ \begin{array}{l} 1 + 4.4490 \times 10^{-2} \cdot (T_c - 25) \\ - 8.0575 \times 10^{-4} \cdot (T_c - 25)^2 \end{array} \right\} \dots\dots\dots (5)$$

ここで、

- Ga : 日射強度 [kW/m²]
- I_{ph0} : 基準状態におけるモジュールの光起電流 [A]
- I_{00} : 基準状態におけるモジュールの飽和電流 [A]
- R_{s0} : 基準状態によるモジュールの直列抵抗 [A]
- R_{sh0} : 基準状態におけるモジュールの並列抵抗 [A]
- T_c : モジュール温度 [°C]

〈2・2〉 JISC 8913 換算式による I-V 特性推定法 外部

から数値データとして取り込まれたもしくは特性式から発生させた I-V 特性データを“基準状態”データとして、これを基に各モジュール温度・日射状態における I-V 特性を推定する。その推定には、以下の式を用いた。この換算式は、IEC 規格 (International Electrotechnical Commission : 国際電気標準機関) 及び JIS (日本工業規格) に制定されている^[6]。

電流 :

$$I_2 = I_1 + I_{sc} \left(\frac{E_2}{E_1} - 1 \right) + \alpha(T_2 - T_1) \dots\dots\dots (6)$$

電圧 :

$$V_2 = V_1 + \beta(T_2 - T_1) - R_s(I_1 - I_2) - K \cdot I_2(T_2 - T_1) \dots\dots\dots (7)$$

- V_{oc} : 開放電圧 [V]
- I_{sc} : 短絡電流 [A]
- α : 電流の温度係数 [A/°C]
- β : 電圧の温度係数 [V/°C]
- K : 曲線補正因子 [Ω/°C]

この手法は、電流は日射強度に依存し、電圧はモジュール温度に依存することを前提に求められた式である。日射強度 700[W/m²]以下における規格においては、計算精度は保証されていないが、最終的に年間出力を推定することを目的としているため、年間である程度均されることを想定し、全ての日射強度領域において上記の式を用いた。なお、日射強度 100[W/m²]以下はインバータが停止していると仮定している。

〈2・3〉 I-V 特性の合成法 本シミュレーションでは、

モジュール1枚ごとの I-V カーブが算出されることを前提としている。それらの I-V カーブを、回路構成に従って作図的に合成する。ここでは、この手法を“I-V カーブの重ね合わせ法”と呼ぶ^[7]。

システム全体の出力特性を知るために、各モジュールの I-V 特性を合成する方法について述べる。太陽光発電システムの回路内には、逆電圧防止や逆流防止のためにブロッキングダイオードやバイパスダイオードが挿入される。本シミュレーション・モデルでは、これらのダイオードの特性も考慮に入れ模擬することが可能である。I-V カーブを合成していく過程では、回路の構成に従って作図的に I-V カーブ

を重ね合わせていくことで求めることが可能である。この手法では、単純に回路構成に従った I-V カーブの重ね合わせを行うため、比較的正確かつ高速に計算できることが特徴である。図 2 は 2 枚のモジュールを直列に接続し、バイパスダイオードを挿入していない場合である。電圧軸方向に加算していく。計算する際に第 2 象限まで考慮する必要があることが特徴的である。また、電流が減少していることが分かる。図 3 は同様に 2 枚のモジュールを直列に接続し、バイパスダイオードを挿入した場合である。段差のある I-V カーブとなる。並列に接続した場合も、電流軸方向で同様な考え方をする。シミュレーションでは同様の計算を繰り返す。

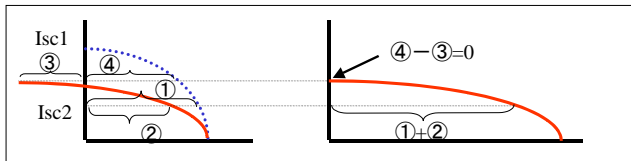


図 2 バイパスダイオードがない場合
Fig.2 Case of not exist bypass diode

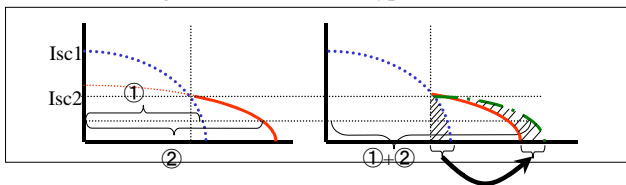


図 3 バイパスダイオードのある場合
Fig.3 Case of exist bypass diode

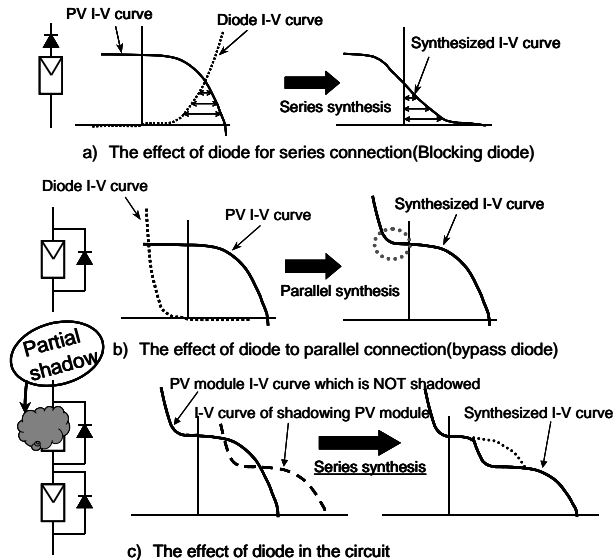


図 4 ダイオードの影響
Fig.4 The influence on diodes for 2cell module

〈2・4〉 ダイオードの影響 モジュールの出力が低電圧・小電流領域では、ダイオードの影響が生じる。通常のシステムでは、ダイオードの影響はさわめて小さいので無

視されることが多いが、実際は図 4 に示すように出力特性に対して影響を与えていると考えられるため、ここではこれらの影響も考慮した。図 4 はバイパスダイオードとブロッキングダイオードの影響である。

ダイオードをモジュールと直列に接続した場合つまりブロッキングダイオードの場合、ダイオードの I-V 特性の影響で、太陽電池の I-V 特性が潰れた形となり、大きな損失を与える (図 4.a)。一方、ダイオードをモジュールと並列に接続した場合つまりバイパスダイオードとして用いた場合、電圧が負の領域にダイオード特性が現れる (図 4.b)。さらに、バイパスダイオードの挿入されているモジュールを直列に接続した場合、ダイオードの順方向電圧が影響して損失を生じる可能性がある (図 4.c)。

通常のモジュールの出力と比べるとダイオードの影響は相対的には小さいが、大規模のシステムの場合多くのダイオードが組み込まれていることが考えられ、その損失は無視できない量となることが考えられる。

〈2・5〉 I-Vカーブ合成ロジック シミュレーション上での I-V カーブ合成の際に用いられる場合分けを表 1 に示す。表 1 のようにダイオードの有無によって場合分けをする。そのため、ダイオードの合成ルーチンは以下の 4 パターンとなる。

直列合成

- ・バイパスダイオード有り直列合成
- ・バイパスダイオード無し直列合成

並列合成

- ・ブロッキングダイオード有り並列合成
- ・ブロッキングダイオード無し並列合成

表1 ダイオードによる場合分け

| | Bypass diode | Blocking diode |
|--------|--------------|----------------|
| Case 1 | none | none |
| Case 2 | exist | none |
| Case 3 | none | exist |
| Case 4 | exist | exist |

〈2・6〉 モジュール温度推定 日射量と同時にモジュール温度や気温を測定しているとは限らず、日射量からモジュール温度を推定する必要が生じる。また、本シミュレーションソフトは気象データベースである「全国 150 地点における時積算傾斜面日射量データ」(METPV) [8]に対応しているが、このような気象データベースを利用する場合も、モジュールの温度の推定が必要となる。モジュール温度の推定には式(8)及び式(9)に示す Roof 型アレイの温度上昇推定を用いた[9]。METPV からは、日射強度、周辺温度、風速の各パラメータを利用した。

$$T_{CR} = T_A + \Delta T \dots\dots\dots(8)$$

$$\Delta T = (-6.036 + 0.274 \cdot W + 0.071 \cdot W^2) + H \cdot (45.63 - 5.91 \cdot W + 0.333 \cdot W^2) \quad \dots (9)$$

T_{CR} : モジュール温度 [°C]
 T_A : 周辺温度 (気温) [°C]
 ΔT : モジュール温度上昇 [°C]
 W : 風速 [m/s]
 H : 全日射量 [kW/m²]

〈2・7〉 傾斜面日射量の推定 実測データを用いる場合、水平面全日射量のみしか測定されていない場合が多い。また、設置面が複数混在するシステムを扱う場合、全ての面の傾斜面日射量が測定されているとは限らない。そこで、Erbs らの手法^[10]を用いて水平面全日射量から傾斜面日射量を推定する。Erbs らの手法を以下に示す。

全日射量は、直達成分と散乱成分の和であり、これらをそれぞれの成分に分離 (直散分離) し、傾斜面分を推定して合成する。

$$H = H_d + H_b = H_d + I \sin h_s \quad \dots (10)$$

$H/H_0 < 0.22$ のとき

$$\frac{H_d}{H} = 1.0 - 0.09 \frac{H}{H_0} \quad \dots (11)$$

$0.22 < H/H_0 \leq 0.80$ のとき

$$\frac{H_d}{H} = 0.9511 - 0.1604 \frac{H}{H_0} + 4.388 \left(\frac{H}{H_0}\right)^2 - 16.638 \left(\frac{H}{H_0}\right)^3 + 12.366 \left(\frac{H}{H_0}\right)^4 \quad \dots (12)$$

$H/H_0 > 0.80$ のとき

$$\frac{H_d}{H} = 0.165 \quad \dots (13)$$

H_0 : 大気外水平面日射量 [kW/m²]
 H_d : 水平面散乱日射量 [kW/m²]
 H_b : 水平面直達日射量 [kW/m²]
 I : 法線面直達日射量 [kW/m²]
 h_s : 太陽高度 [rad]

式(14)~(17)より、直達・反射および散乱成分の傾斜面日射量を求められる^[10]。

$$h_b : \text{傾斜面直達日射量} = H_b \times \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad \dots (14)$$

$$h_r : \text{傾斜面反射日射量} = H \times p \times \frac{1 - \cos \theta_a}{2} \quad \dots (15)$$

$$h_d : \text{傾斜面散乱日射量} = H_d \times \frac{1 + \cos \theta_a}{2} \quad \dots (16)$$

θ_a : アレイの傾斜角 [rad]
 p : アルベド [%]
 θ_z : 天頂角 [rad]
 θ : 入射角 [rad]

従って、傾斜面日射量 h [kWh/m²] は、

$$h = h_b + h_r + h_d \quad \dots (17)$$

となる。

3. 縮小モデルによる検証

ここでは、実システムと電氣的に等価な縮小モデル実験により、“I-V カーブの重ね合わせ法”を用いたシミュレーションの精度検証と、太陽電池アレイに生じる部分日陰が発電特性に及ぼす影響を評価した^[7]。

〈3・1〉 縮小モデル実験の概要 太陽光発電システムの出力特性を把握するには、実際のシステムを利用して測定するのが最も妥当であると思われる。しかし、日陰などの影響による特性の測定あるいは配線による影響を評価するには、実在するシステムでは困難な点が多い事に加え再現性が非常に乏しい。そこで、本稿では、アレイの縮小モデルを想定し、小型のモジュール (以下“2分割セルモジュール”と呼ぶ) を用いて数多くのパターンの実験を試みた。

本手法の特徴は、以下に挙げられる。

- ・実験が極めて簡便である
 - ・回路の組み替え (直並列配線やダイオード挿入など) が容易である
 - ・陰の模擬が容易である
 - ・あらゆる設置形態を想定した模擬が容易となる
 - ・ソーラシミュレータを使った屋内実験が可能である
- なお実験は、鹿島建設技術研究所西調布実験場で行った。

図5にその実験回路を示す。

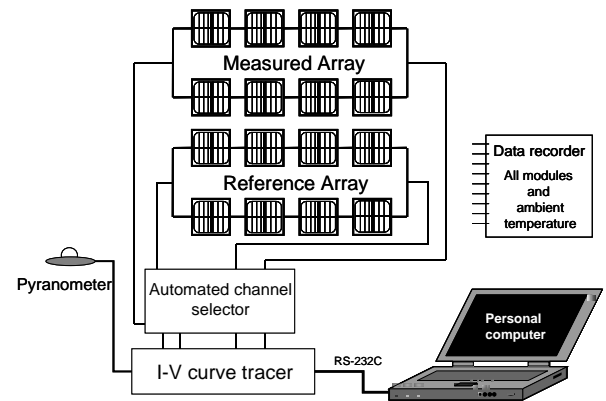


図5 実験回路

Fig.5 Experimental circuit

アレイの基本構成は、モジュール4直列2並列とした。各モジュールには熱電対が装着されており、マルチレコーダで全ての2分割セルモジュールの温度及び、大気温度を測定することが可能である。また、セル測定用の電子負荷式I-Vカーブトレーサを用い、各アレイの出力特性を測定できる。日射強度は、サーモパイル型日射計 (EKO MS-801) で計測した。I-Vカーブトレーサの制御はパソコンにて行っている。さらに、配線の変更やバイパスダイオード (BPD)、ブロッキングダイオード (BLD) の挿入も容易にできる構

造になっている。



図 6 実験装置と 2 分割セルモジュール
Fig.6 Experimental device and Mini-module consisting of two-cells

図 6 に実験装置と実験に用いた 2 分割セルモジュールを示す。図 6 に示すようにカバーでセルを覆うことで、数々のパターンの日陰パターンを模擬している。

実験に用いた 2 分割セルモジュールは、1 枚のセルを 2 つに割り、直列接続させたモジュールを用いた。これは、単セル面積で 2 倍の電圧を得るためである。電圧が低いと、相対的にダイオードの損失が大きくなるため、少しでも高い電圧が必要となる。表 2 に 2 分割セルモジュールの定格を示す。

表 2 2 分割セルモジュールの定格

| Parameters | Rated Value |
|------------|----------------------------------|
| V_{oc} | 1.20 [V] |
| I_{sc} | 1.95 [A] |
| P_{max} | 1.65 [W] |
| V_{Pmax} | 0.95 [V] |
| I_{Pmax} | 1.75 [A] |
| R_s | 0.08 [Ω] |
| K | 0.001[$\Omega/^\circ\text{C}$] |
| α | 0.001[A/ $^\circ\text{C}$] |
| β | 0.004[V/ $^\circ\text{C}$] |

また、測定回路内に入れるダイオードには、順方向電圧降下の少ない、ショットキーバリア・ダイオードを用いた。

〈3・2〉ダイオードの影響評価実験 今回実験に用いたような縮小モデル実験の場合、ストリングの電圧が低くなり、相対的にダイオードの順方向電圧降下の占める割合が大きくなる。そのため、ダイオードの及ぼす影響を定量的に評価する必要がある。そこで、普通の整流用シリコンダイオードと、今回実験に用いたショットキーバリア・ダイオードに関して、接続する太陽電池の枚数を変動させ実験を行った。結果を図 7 に示す。ここで、最大電力量を P_{max} とした時の出力比及び順方向電圧降下率を式(18)に定義する。

$$\begin{aligned} \text{※出力比 (Output ratio)} &= \frac{\text{ダイオードが挿入されている場合の } P_{max}}{\text{ダイオードが無い場合の } P_{max}} \\ \text{※順方向電圧降下率 (Forward voltage drop ratio)} &= \frac{\text{ダイオードの順方向電圧降下}}{\text{ダイオードに接続されたモジュールの定格最大出力}} = V_{FM} / 2V_{Pmax} \end{aligned} \quad \dots(18)$$

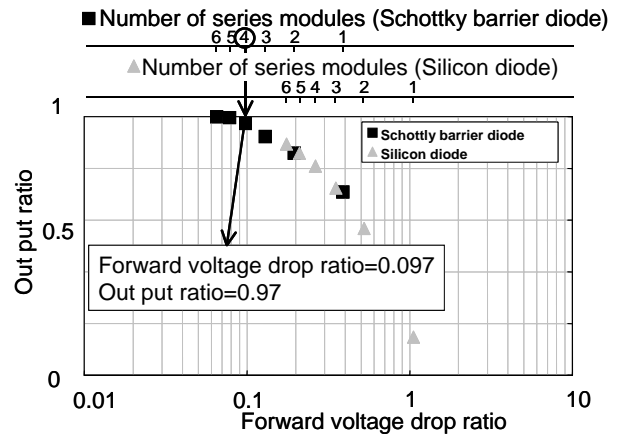


図 7 ダイオードの影響評価実験
Fig.7 Experimental result of diode influence

図 7 から、直列ストリングの電圧に占めるダイオードの順方向電圧降下の割合が下がるに従って、ダイオードの影響が殆どなくなっていることが分かる。順方向電圧降下率 9.7% のとき、出力比は 97% を越えている。実験に使用した 2 分割セルモジュールとショットキーバリア・ダイオードの場合、4 枚直列に接続した場合に相当する。よって、順方向電圧降下率が 10% 程度以下である限り、ダイオードの影響はほぼ無視できると考えられ、先に述べたアレイの縮小化モデルを用いて実験しても、電気的特性上の問題はないと言える。つまり、ショットキーバリアを用いた場合は 2 分割セルモジュールを 4 枚直列、シリコンダイオードであれば 11 枚直列に接続した場合、ブロッキングダイオードの影響を考慮する必要がない。そのため本実験で用いたダイオードは、全てショットキーバリア・ダイオードとした。

また、この縮小モデル実験においてバイパスダイオードとしてもショットキーバリア・ダイオードを用いることに問題がないことを確認した。

〈3・3〉シミュレーションの精度検証 図 8 に実測値とシミュレーションの比較及び、その測定回路を示す。

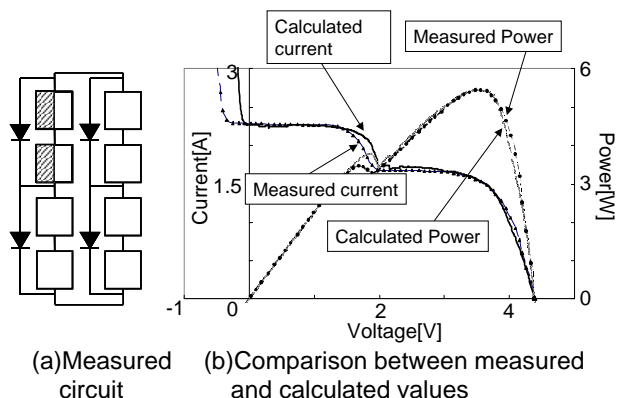


図 8 シミュレーション結果と実験値の比較
Fig.8 Comparing of simulated and measured data

測定回路は、図 8 に示すように 2 分割セルモジュールのうち 2 枚をそれぞれ半分陰としたものである。なお、陰は

全陰で 2 分割セルモジュール内にある 2 枚のセルを横断する形でかけたものである。グラフからも分かるが、最大電力点における誤差率がわずか 0.3%程度であり、極めて精度の高いシミュレーションであると言える。

また、異方位角、異傾斜角のモジュール混在するケースにおいても実験を行い、シミュレーションとの精度検証でも同様の成果が得られた。

〈3・4〉 理論式による数値解法との比較 実測との比較の他に、異なるシミュレーション手法である「理論式による数値解法」とも比較を行った。この手法は、式(1)に示す太陽電池における等価回路の基本式を使い、各係数を求め、非線形の連立方程式を数値解法により求めるため、理論的な値を算出することができる。

この手法は、比較的厳密な計算が可能であるが、規模が大きくなるにつれて計算量が増加するため、計算速度の点に問題が残る。

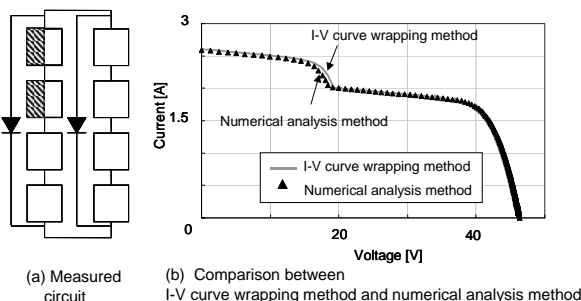


図 9 「I-V カーブの重ね合わせ法」と「理論式による数値解法」の比較

Fig.9 Comparison between “I-V curve wrapping method” and “numerical analysis method”

図 9 に「I-V カーブの重ね合わせ法」と「理論式による数値解法」それぞれのシミュレーション手法による比較を示す。図 9 から「理論式による数値計算法」と比較しても非常に精度が良いことが分かる。「I-V カーブの重ね合わせ法」であっても、計算が簡易的であるにもかかわらず、十分な精度が得られる。つまり、I-V カーブ直並列重ね合わせによる基本モデルは非線形回路モデルの数値解法と同様の精度を持つが、さらに計算数等小さく、解収束上の問題もないことから、大規模アレイ回路網には今回モデルのみが適用可能であると言える。

4. シミュレーション・ツール

これまで述べてきた推定手法を用いて、GUI に対応した実用レベルのツール開発を行った。その概要を述べる。

〈4・1〉 ソフトウェアの概要 開発したシミュレーション・ツールは、モジュールごとの出力を推定するため、複数の方位や傾斜面にアレイが設置されたシステムの推定が可能で、日陰の影響なども模擬できる。

最初に、モジュール定格のパラメータ及び基準となる I-V カーブを入力する。基準 I-V カーブの数値データが存在しない

場合、式(1)を用いて入力パラメータから生成することが可能である。最大 4 面までの傾斜角・方位角の異なるアレイが指定可能で、それぞれの傾斜角・方位角・モジュール枚数を指定することができる。アレイの直列枚数と並列枚数および、バイパスダイオードブロッキングダイオードの有無を設定する。ブロッキングダイオードは、1 モジュールあたり 1 個、バイパスダイオードは 1 スtring あたり 1 個、挿入されることとなる。モジュールの合計は、10 直列×10 並列で 99 枚まで指定できる。気象データとして、METPV 及び実測データの利用が可能である。計算結果は、最大で 1 分値を 1 年分出力することが可能である。また、1 秒値の出力も可能である。ソフトウェア画面の一例を図 10 に示す。



図 10 ソフトウェアの画面の例
Fig.10 Example of software window

5. 住宅用 PV システムによる検証

シミュレーション・ソフトウェアの検証のために、「住宅用太陽光発電システム (全国 100 箇所) の運転データ収集・評価プロジェクト」として定常的にデータ収集を行っているサイトのデータを用いた。その中で、東西南北の 4 面にアレイを持つ滋賀県守山市の ST013 サイトを選択し、検証に用いた。

〈5・1〉 住宅用 PV システムの概要 設置環境は、閑静な住宅街の中にあり周囲に高い建物はなく影による発電量の低下は考えられない。傾斜角は 21.8° でありモジュール面の汚れは雨水で充分洗い流される角度である。アレイの配置は寄せ棟の 4 面とも同様である。モジュールの設置方位角は、北を 0°・東をプラスとして、48°、138°、228°、318° である。日射計及び温度計は、方位角 228° (南西) に設置している。各方位のアレイは、接続箱で並列に接続され 4.5kW のインバータを通して、商用系統に連系されている。寄せ棟屋根の外観上の考慮から、1 面あたりの構成は 140W の方形モジュール 4 枚と 70W の多角形モジュール 4 枚の配置となっている。ここでは、多角形モジュール 2 枚で 140W 方形モジュール 1 枚とみなし、1 面あたり 140W モジュール 6 直列、4 面で 4 並列の構成として計算している。

インバータは 4.50kW で十分な容量を持っている。システム仕様を表 3 に示す。多角形モジュールの仕様は方形モジュールのほぼ半分となっており、多角形モジュール 2 枚を方形モジュールとみなしても計算上はほぼ問題ないと考えられる。

表 3 システム概要

Table 3 Outline of housing PV system

| | |
|--------------------------|--|
| Locate | 滋賀県守山市 (Moriyama-city Shiga pref.) (Lat. 35.0° N, long. 136.0° E) |
| Installed capacity | 3,360W |
| Configuration of modules | 6 series, 4 parallels |
| Inverter | GS LBSC-4.5S3C DC-IN118V AC-OUT202V 4,500kVA |
| Array tilt angle | 21.8° |
| Array azimuth angle | 48°, 138°, 228°, 318° (north: 0°, east plus) |
| Pyrheliometer | Horizontal and Inclined (azimuth: 228° tilt: 21.8°) |
| Modules | Single crystal silicon, GS AP-140G×16 and AP-70GD×16 |

〈5・2〉 シミュレーションの検証結果 ここでは、シミュレーション・ツールにより求めた推定値と、住宅用フィールドテストデータの測定値との検証結果について述べる。アレイ出力の推定には、これまで述べてきたように、まず各面の傾斜面日射量を求め各モジュールの日射量を定義し、それをもとに I-V カーブの合成計算を行う。表 4 に年積算における推定値と実測値の比較を示す。1 年間の積算により、誤差率は 2.9% と良い精度を示している。

表 4 アレイ出力の実測値と推定値の比較

Table 4 Measured and simulated array output

| Array output (yearly) | Measured | Simulated | Error rate |
|-----------------------|---------------|---------------|------------|
| | 3,172.3 [kWh] | 3,266.4 [kWh] | 2.9[%] |

図 11 に月積算におけるアレイ出力の実測と推定の比較を示す。最も推定精度の悪い 2 月でも 13% の誤差率で、比較的良い精度で推定可能である。

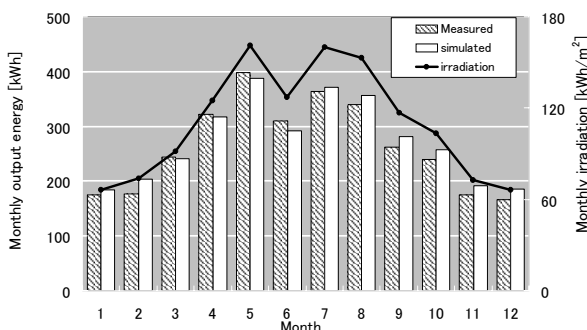


図 11 実測とシミュレーションの比較

Fig.11 Measured and simulated output energy

図 11 に示すように月によって推定精度がばらつく原因は、まず前述の通り、この地方は冬に比較的多くの雪が降

ため降雪の際に、アレイの一部を雪が被覆しているが日射計は雪に覆われていないケースが想定できる。その場合、アレイ出力は低下する。また、このシステムではモジュール温度は方位角 228° (南西) のみ測定しており、他の面は日射量から推定していることから、この温度推定の誤差も考えられる。

6.まとめ

本研究では、I-V 特性を利用した、詳細かつ簡易的で操作性も高いシミュレーション・ツールを開発し、高い精度で推定ができることを確認した。得られた結果を以下に示す。

- (1) 太陽光発電システムの回路内に直並列に挿入されるダイオードと太陽電池の出力特性の相互関係を明確にしたことにより、ダイオードにより生じる損失を明らかにした。
- (2) 太陽光発電システムの縮小モデル実験システムを構築し、ダイオードの影響を考慮した上で、実際のシステムと等価であることを確認した。この実験システムを用いて各種の実験を行い、部分日陰や異方位、異傾斜角の混在する条件での太陽電池の出力特性を明らかにした。また、シミュレーション・モデルの検証を行い、精度の高い推定が可能であることを確認した。
- (3) ユーザ・インターフェイスに優れた太陽光発電システム・シミュレーション・ツールを作成した。このツールは、太陽電池やダイオードの I-V 特性の取り込みが可能で最大 4 面までの多面アレイに対応でき、任意の気象データの取得も可能で高精度の推定が可能である。
- (4) 住宅用太陽光発電システムの実測データと比較検証し、精度の高いシミュレーションが可能であることを確認した。

以上の結果から、より精度及び汎用性の高いシミュレーション・ツールが構築できたと考える。

(平成 15 年 2 月 24 日受付, 平成 15 年 9 月 22 日再受付)

文 献

- (1) H. Yamamoto, A. Iga, K. Ishihara, Y. Mita, H. Suzuki: "Development of Simulation Program of Electric Power Generated by PV System Using New I-V Curve Method", *T. IEE Japan*, Vol.115-D, No.6, pp.702-711 (1995) (in Japanese)
山本博隆・伊賀淳・石原薫・三田裕一・鈴木博久: 「I-V カーブ作成法を用いた太陽光発電シミュレーションプログラムの開発」, 電学論 D, 115 巻 6 号 pp.702-711 (1995)
- (2) Y. Ishihara, "The Present Condition and the Future of Photovoltaic Generating Systems. IV. Valuation of Photovoltaic Generating System. -I- Simulating Method of Photovoltaic Generating Systems.", *T. IEE Japan*, Vol.115-C, No.1, pp.52-56 (1995) (in Japanese)
石原好之: 「太陽光発電システムの現状と将来 IV. 太陽光発電システムの評価 -I- 太陽光発電システムの運転シミュレーション」, 電学論 C, 115 巻 1 号 (1995)
- (3) K. Koshiisi, H. Matsukawa, K. Kurokawa, M. Hamada, L. Bo, "Test of Maximum Power Point Tracking Operation with PV Array I-V Curve Simulator", *2001 National Convention Record IEE Japan*, No.7-151 (2001) (in Japanese)

奥石浩吉, 松川 洋, 黒川浩助, 濱田正泰, 劉波:「太陽電池模擬電源による最大電力点追従制御の評価」, 平成 13 年電気学会全国大会講演論文集, No.7-151 (2001)

- (4) 黒川浩助・若松清司:「太陽光発電システム設計ガイドブック」, オーム社, p.55 (1994)
- (5) K. watanabe, M. Hirose, K. Harada, Y. Ishihara, T. Todaka, “A study of the technique of the power estimation considering the shadow”, *Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference*, No. 9, pp.33-36 (1998) (in Japanese)
渡辺耕一郎・廣瀬雅己・原田和郎・石原好之・戸高敏之:「日陰を考慮した発電推定法に関する検討」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, No. 9, pp.33-36 (1998)
- (6) “Measuring method of output power for crystalline solar cells”, JIS C 8913:1998, *Japan Industrial Standard*, Japanese standards Association (1998) (in Japanese)
「結晶系太陽電池セルの出力測定方法」, JIS C 8913:1998, 日本工業標準調査会 (1998)
- (7) H. Matsukawa, M. Shioya, T. Yamada, T. Sugiura, K. Kurokawa, “Investigation of Photovoltaic Array Simulation Method for Architecture”, *Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference*, No.16, pp.57-60 (1999) (in Japanese)
松川洋・塩谷正樹・山田隆夫・杉浦忠敏・黒川浩助:「建築設計のための太陽電池アレイシミュレーション手法に関する検討 ~I-V カーブ合成法の検討と単セルモジュールを用いたアレイ実験による日影損失分析~」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, No.16, pp.57-60 (1999)
- (8) A. Itagaki, H. Okamura, K. Hattori, M. Yamada, H. Iida, “Preparation of Hourly Solar radiation Data on Inclined Surface Named METPV at 150 Meteorological stations Throughout Japan”, *Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference*, No.27, pp.105-108 (1998) (in Japanese)
板垣昭彦, 岡村晴美, 服部順子, 山田雅信, 飯田秀重:「全国 150 地点における時積算傾斜面日射量データ (METPV) の整備」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, No.27, pp.105-108 (1998)
- (9) S. Nishikawa, “Characteristics of PV Cell Temperature and Cooling Effect on A Stand-Off Type Array”, *Journal of JSES*, Vol.23, No.1, pp.52-59 (1997) (in Japanese)
西川省吾:「スタンドオフ型アレイの太陽電池温度特性」, 太陽/風力エネルギー講演論文集 (1997)
- (10) Japan Solar Energy Society (JSES): “New Solar Energy Utilization Handbook”, pp.21-30 (2000) (in Japanese)
日本太陽エネルギー学会編:「新太陽エネルギー利用ハンドブック」, p.21-30

松川 洋



(学生員) 1977 年 3 月 25 日生まれ。2001 年 3 月東京農工大学大学院工学研究科電子情報工学専攻博士前期課程修了。同年 4 月株式会社資源総合システム入社。2002 年 4 月, 東京農工大学大学院工学研究科電子情報工学専攻博士後期課程に在職のまま入学。現在, 太陽光発電事業支援部研究員。また, 同課程において太陽光発電システムの運転解析および最適設計の研究に従事。日本太陽エネルギー学会会員, 日本建築学会会員。

山田 隆夫



(非会員) 1960 年 6 月 28 日生まれ。1982 年 3 月日本大学理工学部電子工学科卒業。1992 年 1 月財団法人機械電子検査協定協会浜松ソーラーエネルギー研究所入所 (現日本品質保証機構) 1992 年 7 月太陽光発電システム研究課に所属, 太陽光発電システムの評価技術の研究開発に従事。2001 年 7 月財団法人電気安全環境研究所研究部太陽光発電システムグループに転向,

現在に至る。

塩谷 正樹 (非会員) 1957 年 2 月 14

日生まれ。1982 年 3 月早稲田大学大学院理工学研究科建設工学専攻修了。同年 4 月鹿島建設株式会社入社。現在, 同技術研究所建築技術研究部居住環境グループ主管研究員。博士 (工学), 技術士 (衛生工学部門), 一級建築士, 建築設備士。日本建築学会会員, 空気調和衛生工学会会員。お茶の水女子大学非常勤講師。



黒川 浩助

(正員) 1942 年 8 月 16 日生まれ。1965 年 3 月早稲田大学第一理工学部電子工学科卒業。同年 4 月通産省工業技術院電気試験所 (現産業技術総合研究所) 入所。電子技術総合研究所エネルギー情報技術研究室長などを経て 1996 年 4 月東京農工大学工学部教授, 現在に至る。工学博士。日本太陽エネルギー学会理事, 国際太陽エネルギー学会会員。



Technical Digest of the International PVSEC-14, Bangkok, Thailand, 2004

An Analysis of Very Large-Scale PV (VLS-PV) Systems Using Amorphous Silicon Solar Cells in the Gobi Desert

Masakazu Ito¹, Kazuhiko Kato², Keiichi Komoto³, Tetsuo Kichimi⁴, Hiroyuki Sugihara⁵, Kosuke Kurokawa¹

¹ Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan
Tel/Fax: +81-42-388-7445, E-mail: itomasa@cc.tuat.ac.jp

² National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST),
Tsukuba Central 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305-8568, Japan

³ Fuji Research Institute Corp. (FRIC), 2-3 Nishiki-cho, Kanda, Chiyoda-ku, Tokyo, Japan

⁴ Resources Total System (RTS), Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo, 104-0033, Japan

⁵ Kandenko Co. Ltd., Chiyoda-machi, Niihari, Ibaraki, 315-0052, Japan

ABSTRACT

Thin-film silicon solar cells including amorphous silicon (a-Si) solar cells are expected to be environment-friendly due to their less energy requirement. Then a Very Large-Scale Power Generation (VLS-PV) system for the Gobi desert is designed in detail by assuming that the thin-film solar cells were used.

As a result, 19 cent/kWh generation cost, 2.6-year energy payback time (EPT), and 18 g-C/kWh CO₂ emission rate were obtained based on present thin-film technology. They are a little higher than poly crystalline Si case. On the other hand, another case in which technological progress was supposed in near future indicated 6.5 cent/kWh generation cost, 1.6-year EPT, and 11 g-C/kWh CO₂ emission rate.

1. INTRODUCTION

1.1 Background

We are at the beginning of stage which we make. As you know there are many world problems such as energy problem, food crisis, reduction of biodiversity and forest, and so on. It depends on your choice; save world or not.

In this stage, we focused on energy problem and global warming. World energy demand has been

rapidly expanding due to the world economic growth and population increase, especially in developing countries. According to an IEA report, total CO₂ emissions and total primary energy supply in 2030 in the world will be twice as much as in 2000, as shown in Figure 1. If world energy demands continue to increase, the primary energy may dry up in this century. In addition, too much energy consumption causes a variety of serious environmental problems such as global warming, acid rain and so on. But, renewable energies are expected to resolve both the energy problem and the environmental problems. Photovoltaic power generation system (PV system) is one of promising renewables. Because the PV system need no fuel, no emission and very low maintenance at the operation stage. However, the solar energy has a disadvantage, that is, its low energy density by nature. Therefore, to generate large power such as nuclear power plant, the PV system must be introduced at very large-scale.

1.2 Desert Potential

High irradiation and very large unutilized land areas exist in world deserts. For example, even the Gobi desert that locates on high latitude has higher irradiation (4.7kWh/m²/d) than Tokyo (3.5kWh/m²/d). Furthermore, the Sahara desert has more irradiation, or 7.4kWh/m²/d. Theoretically, PV systems installed in the Gobi desert with 50% space factor, has potential to generate energy as much as the recent world energy supply (384 EJ in 2000).

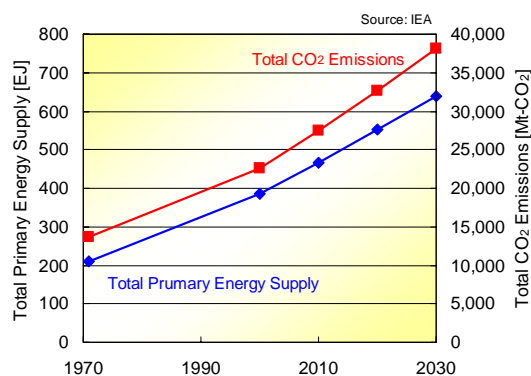


Fig. 1 Outlook of world primary energy supply and CO₂ emissions

Table 1 Global irradiation in the world deserts ^[1]

| Major deserts | Global irradiation |
|-------------------------|---------------------------------|
| Sahara (Mauritania) | 7.36 [kWh/m ² /year] |
| Negev (Israel) | 5.31 |
| Thar (India) | 5.96 |
| Sonoran (Mexico) | 5.47 |
| Great Sandy (Australia) | 8.92 |
| Gobi (China) | 4.67 |
| Tokyo (Japan) | 3.47 |

2. OBJECTIVE

VLS-PV systems using poly crystalline Si solar cells were already designed and they showed that the system might produce much more energy with low life-cycle CO₂ emissions than energy requirement for its life-cycle even if it is located at high latitude desert such as Gobi desert.^{[3][4]} The purpose of this study is to obtain a possibility of VLS-PV system using thin-film Si solar cells including amorphous Si (a-Si) solar cells, because it requires lower energy to produce than poly crystalline Si solar cells. In addition, thin-film silicon solar module is advanced very rapidly and expected to be higher efficiency in near future. So, we assumed it would be twelve percent efficiency in near future. And VLS-PV system using this kind of module is evaluated from economic and environmental view points.

3. METHODOLOGY OF EVALUATION

3.1 Life-Cycle Assessment

A methodology of “Life-Cycle Assessment (LCA)” is a appropriate measure to evaluate the potential of VLS-PV systems in detail, because a purpose of this methodology is to evaluate its input and output from cradle to grave. In this study, generation cost, energy payback time (EPT) and CO₂ emission rate of the VLS-PV system were calculated with this method. These indices are defined by following equations.

$$\text{EPT [year]} = \frac{\text{Total primary energy requirement throughout its lifecycle [kWh]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}}$$

$$\text{CO}_2 \text{ emission rate [g-C/kWh]} = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emission on life-cycle [g-C]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]} \times \text{Lifetime [year]}}$$

$$\text{Generation Cost [cent/kWh]} = \frac{\text{Annual expense of the PV system [cent/year]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}}$$

EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. CO₂ emission rate is a useful index to know how much the PV system is effective for the global warming.

3.2 Case Studies

Case studies were assumed for three cases. The first case was using a commercial poly-crystalline silicon solar cell module. The second case was a commercial a-Si solar cell module. The last case was thin-film silicon solar cell module with twelve percent efficiency, which is being developed. For this calculation, material data is referred from a NEDO report^[5]. The module specifications used in this study are shown in Table 2, 3.

Table 2 Case studies list

| Module | Kyocera KC 120S (Reference) | Kaneka LSU | Near future case |
|-----------------|--|--------------|------------------|
| Cell type | Poly Crystalline Si | Amorphous Si | Thin-film Si |
| Efficiency | 12.8 % | 6.9 % | 12.0 % |
| Array type | Fixed flat plate system | | |
| Evaluation type | Economic, environment | | |
| Index | Cost, EPT, CO ₂ emission rate | | |
| Site | Gobi (China) | | |

Table 3 Kaneka LSU module specification

| | |
|------------------------|----------------|
| Nominal power | 58 W |
| Efficiency of module | 6.9 % |
| Height, Width | 920 mm, 920 mm |
| Weight | 12.5 kg |
| Voltage MPP | 63.0 V |
| Current MPP | 0.92A |
| Voltage open circuit | 85.0 V |
| Current short circuit | 1.12 A |
| Coefficient of voltage | -243.0 mV/°C |
| Coefficient of current | +0.80 mA/°C |
| Coefficient of power | -0.22 %/°C |

Ref: Photon int'l magazine

4. SYSTEM PLANNING

All parts of a 100MW VLS-PV system were designed based on concept of LCA. The design assumptions are explained as follows.

4.1 Installation Area

Major desert, Gobi was chosen for installing VLS-PV system. A desert area is suitable for PV system in view of irradiation and land capacity.

Both irradiation and ambient temperature data referred from World Irradiation Data Book^[1] were used for system designs, as shown in Table 4. When the installation sites have no direct and diffuse irradiation data, the direct and diffuse irradiation data were estimated from global irradiation data by using Liu-Jordan model. Finally in-plain irradiation data was obtained by using rb model, Hey model and isotropic model.

4.2 System Assumptions

VLS-PV systems were designed based on the following assumptions.

Table 4 Geographic information for Gobi desert

| Location | Hohhot (40°N 111°E) | |
|--------------------------|---------------------|-------|
| Performance ratio (PR) | 0.78 | |
| Ambient temperature [°C] | 5.8 | |
| In-plane irradiation | Tilt angle=10° | 1,854 |
| | Tilt angle=20° | 1,964 |
| | Tilt angle=30° | 2,026 |
| | Tilt angle=40° | 2,037 |

- 1) Total capacity is about 100MW, which consists of four sets of 25MW unit field. A 25MW unit consists of 50 sets of 500kW unit system.
- 2) South-faced fixed flat array structure, one axis E-W tracking array structure and foundation are designed. Wind pressure and earthquake are also taken into account.
- 3) System performance ratio, as shown in Table 4, is assumed considering operating temperature, degradation, load matching factor, efficiency factor, inverter officiating and so on.
- 4) The system lifetime is assumed to be 30 years.
- 5) Module price is fixed. Modules in practical use are assumed 4.0 USD/W. Thin-film module price in near future is supposed at 1.0 USD/W.
- 6) Inverter price and array tilt angle are given as valuable parameters. The four levels of inverter unit price of 500kW is also set to 0.136 [million USD] for module price 4.0 USD/W, 0.159 for 3.0, 0.181 for 2.0, 0.204 for 1.0. Interest rate is assumed to be 3%/year. And
- 7) Land preparation is considered.

4.3 Transport

Array support and foundation are produced in China, and other system components such as modules, cables and inverters are manufactured in Japan. All the components are transported to the installation site by marine and land transport.

4.4 Operation and Maintenance

- 1) The method of operation and maintenance are calculated in view of experience of real PV system model, or PV-USA project^[2].
- 2) Three shifts of three operator team work in 100MW PV station. One team works in maintenance, and the other teams operate for alternation.
- 3) Concerning labor cost, different labor requirement for system construction was estimated by considering local conditions of each country, and unit labor cost was referred from ILO statistics etc. Furthermore a supervisory charge is added to the cost for the installation of certain apparatus.
- 4) Decommission stage is not included in this study.

5. DESIGNING VLS-PV SYSTEMS

5.1 Array support structure and foundation

Fig.2 shows the basic structure of array support for 30 degree tilt angle. Top of foundation form ground is 0.1 m and the lowest position of module is 0.2 m from the ground. It is assumed that array support is made of zinc-plated stainless steel (SS 400), and thickness of several types of steel material are chosen according to stress analysis assuming that the wind velocity is 42m/s (based upon the Design standard of structure steel^[10] by the Japanese Society of Architecture).

Cubicle foundations made of concrete are applied. Its rectangular solid is about 0.8 m each considering the design standard of support structure for power transmission by the Institute of Electrical

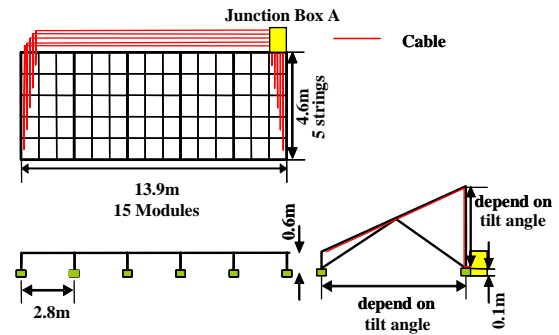


Fig.2 Array support design for amorphous Si cells

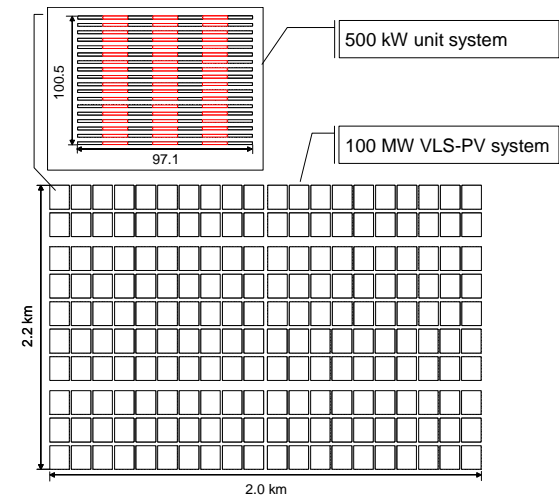


Fig.3 Unit layout for 100 MW system for amorphous Si solar cells

Engineering in Japan. Material composition of the concrete is determined in order to obtain 240 kg/cm² of concrete strength; 347 kg/m³, 603 kg/m³ sand, 11,180 kg/m³ gravel and 170 l/m³ water. Fig.3 shows layout of array unit which is shown as Fig.2. It is based on “assumption 1”).

5.2 Wiring

The shorter and simple wiring is designed in order to prevent miss wiring. The current capacity of cable is selected to make voltage drop less than 4 %. It is determined from Japan Industrial Standards-JIS.

5.3 Transmission

Electric transmission system is assumed 100 km, 2 channels and 110 kV for connecting to existing transmission. It consists of steel towers, foundations, cables and ground wires. They are considered wind velocity 42 m/s. After calculations, cables and ground wires are decided TACSR 410 sq and AC 70 sq, 22.0 ton steel towers and 22.1 m³ foundations are required 334 towers with foundations for 100 km transmission.

6. EVALUATION RESULTS

By using the results of the system design and operation and maintenance, a life-cycle of amorphous-Si and thin-film-Si 100MW VLS-PV systems in the world deserts were evaluated in terms of life-cycle cost, energy and CO₂ emission. Summary of results are shown in Table 5.

6.1 System Component

The 100MW VLS-PV systems using amorphous module in the Gobi deserts are designed on the basis of the above assumptions. Table 5 shows example of result. This system required 4.4 km² land area which is twice as much as poly crystalline case. Array support requirement is 19 thousand ton steel, and foundation needed 252 thousand ton concrete. Land requirement is considered due to spacing between PV arrays. If thin-film module efficiency reaches twelve percent, these items are reduced drastically. Land requirement is 2.5 km², Array support is 11 thousand ton steel, and foundation is 140 kton.

6.2 Cost Estimation

In this study, both investment cost and O&M cost of 100MW PV system for each installation systems were estimated to obtain generation cost. Total investment cost includes labor cost for system construction as well as system component cost. Amorphous module system is a little higher than poly crystalline case, but its difference is very small. When thin-film modules are developed in near future, the generation cost of 1 USD/W module price reaches 6.5 cent/kWh.

6.3 Energy and CO₂ Emission Analysis in Gobi desert

Energy Payback Times (EPT) for each system were estimated by using LCA. In case of poly crystalline silicon solar module, EPT is 1.8 years, and 2.6 year of EPT is obtained for amorphous silicon solar modules. With developed thin-film silicon solar module, EPT should be obtained 1.6 years. These are difference between EPTs. However, if these EPTs are compared from its life-time, their values are very small. These systems must be said they can produce much energy than its required energy in its life-cycle.

Three kinds of modules are assumed for 100 MW VLS-PV systems, and their CO₂ emissions are estimated. It is 12.8 g-C/kWh for poly crystalline silicon case, 17.8 for amorphous silicon case, and 10.5 for new thin-film technology.

Table 5 System components (30 degree case)

| Module | KC120S (Kyocera) | LSU (Kaneka) | Thin-film module in near future |
|---|---------------------|-----------------|---------------------------------------|
| Assumed module price | 4.0 USD/W | 4.0 USD/W | 1.0 USD/W |
| Module [10 ³] | 840 | 1,890 | 1,050 |
| Area [km ²] | 2.2 | 4.4 | 2.5 |
| Array support [ton] | 9,658 | 19,063 | 10,590 |
| Foundation [kton] | 136 | 252 | 140 |
| Cost [U.S.Cent/kWh] | 17.7 | 18.8 | 6.5 |
| EPT [year] | 1.8 | 2.6 | 1.6 |
| CO ₂ emissions rate [g-C/kWh] | 12.8 | 17.8 | 10.5 |

7 CONCLUSION

100MW Very Large-Scale power generation systems installed in the Gobi desert was designed and its potential was evaluated from economic and environmental viewpoints. Assuming 4.0 USD/W of amorphous PV module price and 3% of annual interest rate, generation cost was estimated 18.8 U.S.Cent/kWh in Gobi desert. From an environmental view point, Energy Payback Time was obtained 2.6 years, and CO₂ emissions rate was also obtained 17.8 g-C/kWh. Amorphous silicon solar module requires lower energy than crystalline module to produce. But in case of VLS-PV systems for desert area, total energy requirement of amorphous silicon module was higher than poly crystalline silicon module because of its efficiency. However, thin-film silicon module is now being developing very much, and it will be more developed in near future. So we assumed thin-film silicon module with twelve percent efficiency, and evaluated it from the same method, LCA. 6.5 U.S.cent/kWh generation cost, 1.6-year EPT, and 10.5 g-C/kWh CO₂ emissions rate were obtained.

These results suggest that the total energy requirement throughout the life-cycle of all VLS-PV systems considering production and transportation of system components, system construction, operation and maintenance can be recovered in a short period much less than its lifetime. Therefore VLS-PV system is useful for energy resource saving. The much lower CO₂ emission rate of VLS-PV than that of existing coal-fired power plants means that it is a very effective energy technology for preventing global warming.

ACKNOWLEDGEMENT

This work is supported in part by Sumitomo Foundation. Authors thank them.

REFERENCES

- [1] Japan Weather Association, World Irradiation Data Book, FY1991 NEDO Contract Report
- [2] C.Jennings, A.B.Reyes & K.P.O', Brien PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, WCPEC-1, Dec, 5-9, 1994, Hawaii.
- [3] K. Kurokawa, K. Kato, M. Ito, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara, A Cost Analysis of Very Large Scale PV (VLS-PV) System on the World Deserts, Proceedings of 29th IEEE PV Specialists Conference (2002), 1672pp
- [4] M. Ito, K. Kato, H. Sugihara, T. Kichimi, J. Song, K. Kurokawa, A preliminary study on potential for very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system in the Gobi desert from economic and environmental viewpoints, Solar Energy Materials & Solar Cells 75 (2003) 507-517pp
- [5] Development of Technology Commercializing Photovoltaic Power Generation System, Research and Development of Photovoltaic Power Generation Application System and Peripheral Technologies, Survey and Research on the Evaluation of Photovoltaic Power Generation (2000), NEDO 45 pp

An Analysis of Very Large-Scale PV (VLS-PV) Systems Using Amorphous Silicon Solar Cells in the Gobi Desert

Masakazu Ito¹, Kazuhiko Kato², Keiichi Komoto³, Tetsuo Kichimi⁴, Hiroyuki Sugihara⁵, Kosuke Kurokawa¹

¹ Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan, Tel/Fax: +81-42-388-7445, E-mail: itomasa@cc.tuat.ac.jp

² National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), Tsukuba Central 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305-8568, Japan

³ Fuji Research Institute Corp. (FRIC), 2-3 Nishiki-cho, Kanda, Chiyoda-ku, Tokyo, Japan

⁴ Resources Total System (RTS), Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo, 104-0033, Japan

⁵ Kandenko Co. Ltd., Chiyoda-machi, Niihari, Ibaraki, 315-0052, Japan

ABSTRACT

Thin-film silicon solar cells including amorphous silicon (a-Si) solar cells are expected to be environment-friendly due to their less energy requirement. Then a Very Large-Scale Power Generation (VLS-PV) system for the Gobi desert is designed in detail by assuming that the thin-film solar cells were used.

As a result, 19 cent/kWh generation cost, 2.6-year energy payback time (EPT), and 18 g-C/kWh CO₂ emission rate were obtained based on present thin-film technology. They are a little higher than poly crystalline Si case. On the other hand, another case in which technological progress was supposed in near future indicated 6.5 cent/kWh generation cost, 1.6-year EPT, and 11 g-C/kWh CO₂ emission rate.

KEYWORDS

VLS-PV, amorphous silicon, LCA, Energy Payback Time, CO₂ emission rate, Desert

1. INTRODUCTION

1.1 Background

We are at the beginning of stage which we make. As you know there are many world problems such as energy problem, food crisis, reduction of biodiversity and forest, and so on. It depends on your choice; save world or not.

In this stage, we focused on energy problem and global warming. World energy demand has been rapidly expanding due to the world economic growth and population increase, especially in developing countries. According to an IEA report, total CO₂ emissions and total primary energy supply in 2030 in the world will be twice as much as in 2000, as shown in Figure 1. If world energy demands continue to increase, the primary energy may dry up in this century. In addition,

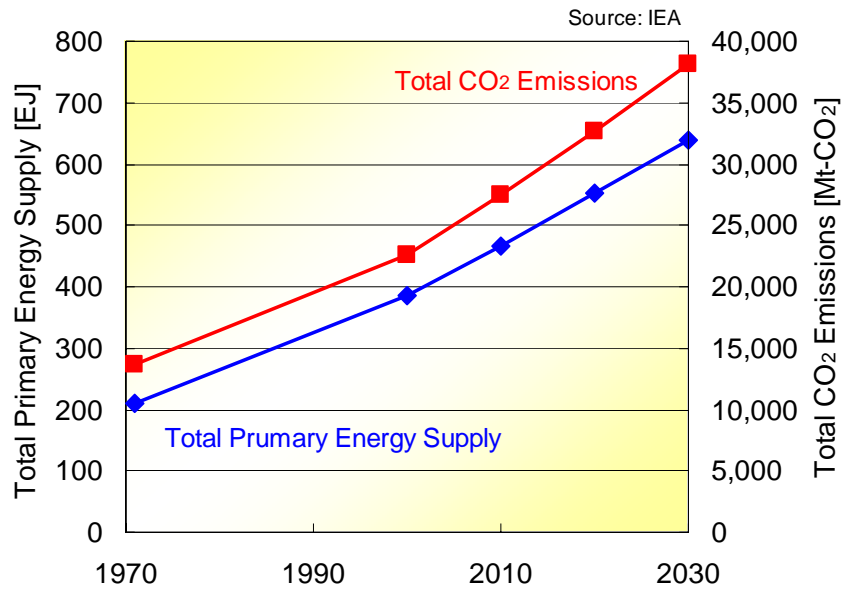


Fig. 1 Outlook of world primary energy supply and CO₂ emissions

too much energy consumption causes a variety of serious environmental problems such as global warming, acid rain and so on. But, renewable energies are expected to resolve both the energy problem and the environmental problems. Photovoltaic power generation system (PV system) is one of promising renewables. Because the PV system need no fuel, no emission and very low maintenance at the operation stage. However, the solar energy has a disadvantage, that is, its low energy density by nature. Therefore, to generate large power such as nuclear power plant, the PV system must be introduced at very large-scale.

1.2 DESERT POTENTIAL

High irradiation and very large unutilized land areas exist in world deserts. For example, even the Gobi desert that locates on high latitude has higher irradiation (4.7kWh/m²/d) than Tokyo (3.5kWh/m²/d). Furthermore, the Sahara desert has more irradiation, or 7.4kWh/m²/d. Theoretically, PV systems installed in the Gobi desert with 50% space factor, has potential to generate energy as much as the recent world energy supply (384 EJ in 2000).

Table 1 Global irradiation in the world deserts ^[1]

| Major deserts | Country | Global irradiation [kWh/m ² /year] |
|-------------------|------------|---|
| Sahara | Mauritania | 7.36 |
| Negev | Israel | 5.31 |
| Thar | India | 5.96 |
| Sonoran | Mexico | 5.47 |
| Great Sandy | Australia | 8.92 |
| Gobi | China | 4.67 |
| Tokyo (Reference) | Japan | 3.47 |

2. OBJECTIVE

VLS-PV systems using poly crystalline Si solar cells were already designed and they showed that the system might produce much more energy with low life-cycle CO₂ emissions than energy requirement for its life-cycle even if it is located at high latitude desert such as Gobi desert.^{[3][4]} The purpose of this study is to obtain a possibility of VLS-PV system using thin-film Si solar cells including amorphous Si (a-Si) solar cells, because it requires lower energy to produce than poly crystalline Si solar cells. In addition, thin-film silicon solar module is advanced very rapidly and expected to be higher efficiency in near future. So, we assumed it would be twelve percent efficiency in near future. And VLS-PV system using this kind of module is evaluated from economic and environmental view points.

3. METHODOLOGY OF EVALUATION

3.1 Life-Cycle Assessment

A methodology of “Life-Cycle Assessment (LCA)” is a appropriate measure to evaluate the potential of VLS-PV systems in detail, because a purpose of this methodology is to evaluate its input and output from cradle to grave. In this study, generation cost, energy payback time (EPT) and CO₂ emission rate of the VLS-PV system were calculated with this method. These indices are defined by following equations.

$$\text{EPT (Year)} = \frac{\text{Total primary energy requirement of the PV system throughout its life - cycle [kWh]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}}$$

$$\text{CO}_2 \text{ Emission rate (g - C/kWh)} = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emission on life - cycle (g - C)}}{\text{Annual power generation [kWh/year]} \times \text{Lifetime [year]}}$$

$$\text{Generation Cost (Cent/kWh)} = \frac{\text{Annual expence of the PV system [Cent/year]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}}$$

EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. CO₂ emission rate is a useful index to know how much the PV system is effective for the global warming.

3.2 Case Studies

Case studies were assumed for three cases. The first case was using a commercial poly-crystalline silicon solar cell module. The second case was a commercial a-Si solar cell module. The last case was thin-film silicon solar cell module with twelve percent efficiency, which is being developed. For this calculation, material data is referred from a NEDO report^[5]. The module specifications used in this study are shown in Table 2, 3.

Table 2 Case studies list

| | | | |
|-----------------|--|--------------|------------------|
| Module | Kyocera KC 120S (Reference) | Kaneka LSU | Near future case |
| Cell type | Poly Crystalline Si | Amorphous Si | Thin-film Si |
| Efficiency | 12.8 % | 6.9 % | 12.0 % |
| Array type | Fixed flat plate system | | |
| Evaluation type | Economic, environment | | |
| Index | Cost, EPT, CO ₂ emission rate | | |
| Site | Gobi (China) | | |

Table 3 Kaneka LSU module specification

| | |
|------------------------|----------------|
| Nominal power | 58 W |
| Efficiency of module | 6.9 % |
| Height, Width | 920 mm, 920 mm |
| Weight | 12.5 kg |
| Voltage MPP | 63.0 V |
| Current MPP | 0.92A |
| Voltage open circuit | 85.0 V |
| Current short circuit | 1.12 A |
| Coefficient of voltage | -243.0 mV/°C |
| Coefficient of current | +0.80 mA/°C |
| Coefficient of power | -0.22 %/°C |

Ref: Photon int'l magazine

4. SYSTEM PLANNING

All parts of a 100MW VLS-PV system were designed based on concept of LCA. The design assumptions are explained as follows.

4.1 Installation Area

Major desert, Gobi was chosen for installing VLS-PV system. A desert area is suitable for PV system in view of irradiation and land capacity.

Both irradiation and ambient temperature data referred from World Irradiation Data Book^[1] were used for system designs, as shown in Table 4. When the installation sites have no direct and diffuse irradiation data, the direct and diffuse irradiation data were estimated from global irradiation data by using Liu-Jordan model. Finally in-plane irradiation data was obtained by using rb model, Hey model and isotropic model.

4.2 System Assumptions

VLS-PV systems were designed based on the following assumptions.

- 1) Total capacity is about 100MW, which consists of four sets of 25MW unit field. A 25MW unit consists of 50 sets of 500kW unit system.
- 2) South-faced fixed flat array structure, one axis E-W tracking array structure and foundation are designed. Wind pressure and earthquake are also taken into account.
- 3) System performance ratio, as shown in Table 4, is assumed considering operating temperature, degradation, load matching factor, efficiency factor, inverter officiating and so on.
- 4) The system lifetime is assumed to be 30 years.
- 5) Module price is fixed. Modules in practical use are assumed 4.0 USD/W. Thin-film module price in near future is supposed at 1.0 USD/W.
- 6) Inverter price and array tilt angle are given as valuable parameters. The four levels of inverter

Table 4 Geographic information for Gobi desert

| | | |
|--------------------------|---------------------|-------|
| Location | Hohhot (40°N 111°E) | |
| Performance ratio (PR) | 0.78 | |
| Ambient temperature [°C] | 5.8 | |
| In-plane irradiation | Tilt angle=10° | 1,854 |
| | Tilt angle=20° | 1,964 |
| | Tilt angle=30° | 2,026 |
| | Tilt angle=40° | 2,037 |

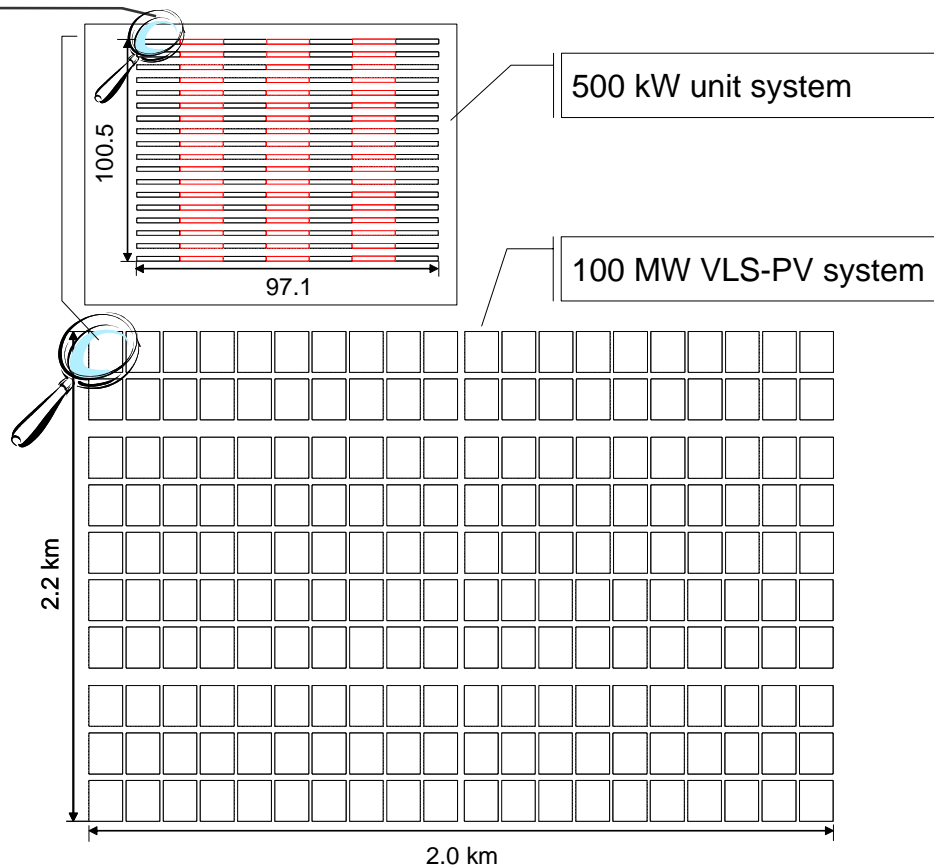
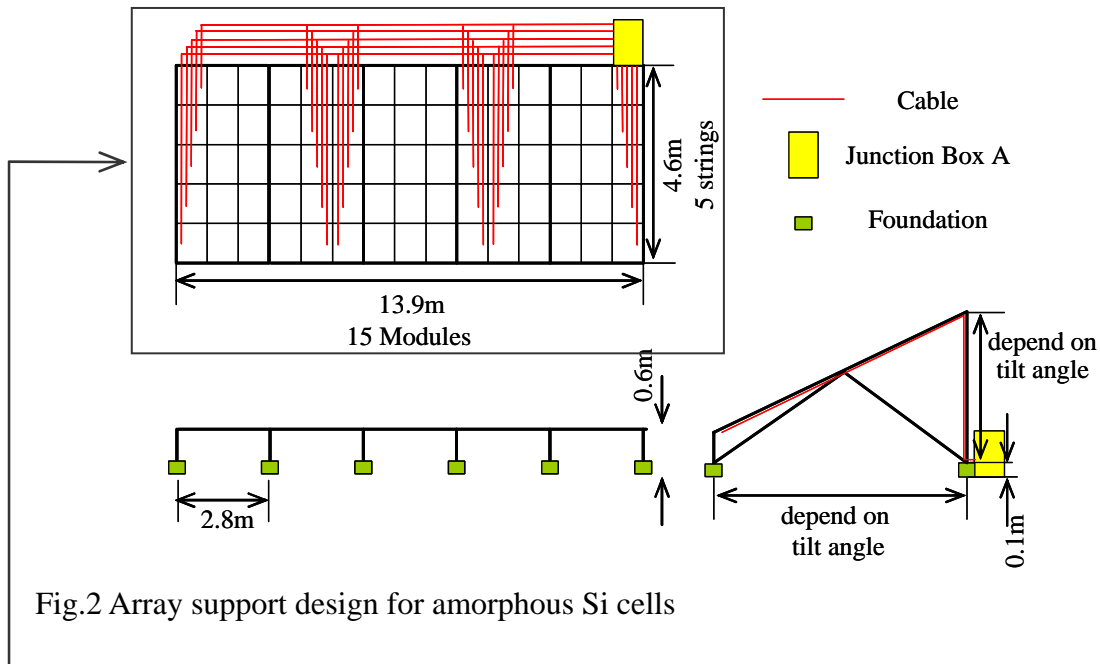


Fig.3 Unit layout for 100 MW system for amorphous Si solar cells

unit price of 500kW is also set to 0.136 [million USD] for module price 4.0 USD/W, 0.159 for 3.0, 0.181 for 2.0, 0.204 for 1.0. Interest rate is assumed to be 3%/year. And

7) Land preparation is considered.

4.3 Transport

Array support and foundation are produced in China, and other system components such as modules, cables and inverters are manufactured in Japan. All the components are transported to the installation site by marine and land transport.

4.4 Operation and Maintenance

- 1) The method of operation and maintenance are calculated in view of experience of real PV system model, or PV-USA project [2].
- 2) Three shifts of three operator team work in 100MW PV station. One team works in maintenance, and the other teams operate for alternation.
- 3) Concerning labor cost, different labor requirement for system construction was estimated by considering local conditions of each country, and unit labor cost was referred from ILO statistics etc. Furthermore a supervisory charge is added to the cost for the installation of certain apparatus.
- 4) Decommission stage is not included in this study.

5. DESIGNING VLS-PV SYSTEMS

5.1 Array support structure and foundation

Fig.2 shows the basic structure of array support for 30 degree tilt angle. Top of foundation from ground is 0.1 m and the lowest position of module is 0.2 m from the ground. It is assumed that array support is made of zinc-plated stainless steel (SS 400), and thickness of several types of steel material are chosen according to stress analysis assuming that the wind velocity is 42m/s (based upon the Design standard of structure steel [10] by the Japanese Society of Architecture).

Cubicle foundations made of concrete are applied. Its rectangular solid is about 0.8 m each considering the design standard of support structure for power transmission by the Institute of Electrical Engineering in Japan. Material composition of the concrete is determined in order to obtain 240 kg/cm² of concrete strength; 347 kg/m³, 603 kg/m³ sand, 11,180 kg/m³ gravel and 170 l/m³ water. Fig.3 shows layout of array unit which is shown as Fig.2. It is based on “assumption 1”.

5.2 Wiring

The shorter and simple wiring is designed in order to prevent miss wiring. The current capacity of cable is selected to make voltage drop less than 4 %. It is determined from Japan Industrial Standards-JIS.

5.3 Transmission

Electric transmission system is assumed 100 km, 2 channels and 110 kV for connecting to existing transmission. It consists of steel towers, foundations, cables and ground wires. They are considered wind velocity 42 m/s. After calculations, cables and ground wires are decided TACSR 410 sq and AC 70 sq, 22.0 ton steel towers and 22.1 m³ foundations are required 334 towers with foundations for 100 km transmission.

6. EVALUATION RESULTS

By using the results of the system design and operation and maintenance, a life-cycle of amorphous-Si and thin-film-Si 100MW VLS-PV systems in the world deserts were evaluated in terms of life-cycle cost, energy and CO₂ emission. Summary of results are shown in Table 5. Table 6 shows annual power generation and system capacity of each system.

6.1 System Component

The 100MW VLS-PV systems using amorphous module in the Gobi deserts are designed on the basis of the above assumptions. Table 5 shows example of result. This system required 4.4 km² land area which is twice as much as poly crystalline case. Array support requirement is 19 thousand ton steel, and foundation needed 252 thousand ton concrete. Land requirement is

Table 5 System components (30 degree case)

| Module | Unit | KC120S (Kyocera) | LSU (Kaneka) | Thin-film module in near future |
|----------------------|-----------------|---------------------|--------------|---------------------------------------|
| Assumed module price | USD/W | 4.0 | 4.0 | 1.0 |
| Module | 10 ³ | 840 | 1,890 | 1,050 |
| Area | km ² | 2.2 | 4.4 | 2.5 |
| Array support | ton | 9,658 | 19,063 | 10,590 |
| Foundation | kton | 136 | 252 | 140 |
| Cost | U.S.Cent/kWh | 17.7 | 18.8 | 6.5 |
| EPT | year | 1.8 | 2.6 | 1.6 |
| CO2 emissions rate | g-C/kWh | 12.8 | 17.8 | 10.5 |

Table 6 Estimated annual power generation and system capacity

| Tilt angle= | Annual power generation [GJ] | | | | System capacity [MW] |
|---------------------------------|------------------------------|-----|-----|-----|----------------------|
| | 10 | 20 | 30 | 40 | |
| Poly-Si | 147 | 156 | 161 | 162 | 100.8 |
| a-Si | 158 | 168 | 173 | 174 | 109.6 |
| Thin-film module in near future | 154 | 163 | 168 | 169 | 106.6 |

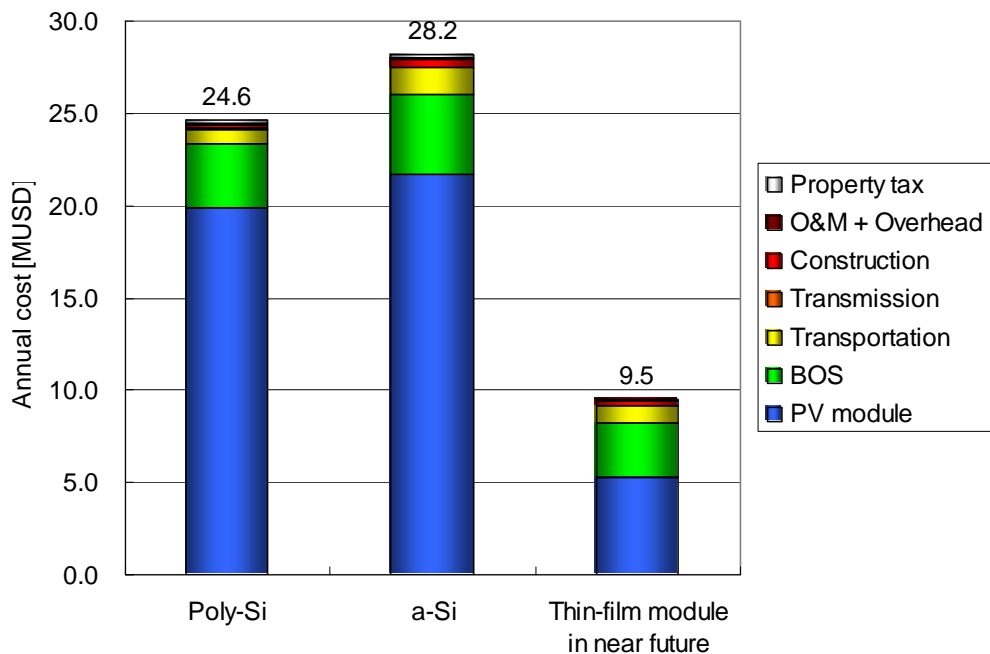


Fig .4 Annual cost for a-Si case (30 degree case)

considered due to spacing between PV arrays. If thin-film module efficiency reaches twelve percent, these items are reduced drastically. Land requirement is 2.5 km², Array support is 11 thousand ton steel, and foundation is 140 kton.

6.2 Cost Estimation

In this study, both investment cost and O&M cost of 100MW PV system for each installation systems were estimated to obtain generation cost. Total investment cost includes labor cost for system construction as well as system component cost. Fig.4 shows annual cost for current a-Si module and developed a-Si module in near future. Majority of both annual cost is PV module, and

second majority is BOS. In other words, if the module price reduces one USD/W, module cost is still majority. There are much differences of BOS and transportations between both systems. Because higher efficiency of developed module reduce requirement of modules, arrays, foundations and so on. Amorphous module system is a little higher than poly crystalline case, but its difference is very small. When thin-film modules are developed in near future, the generation cost of 1 USD/W module price reaches 6.5 cent/kWh.

6.3 Energy and CO2 Emission Analysis in Gobi desert

Fig.5 shows required energy and energy payback time of each system. Energy Payback Times (EPT) for each system were estimated by using LCA. In case of poly crystalline silicon solar

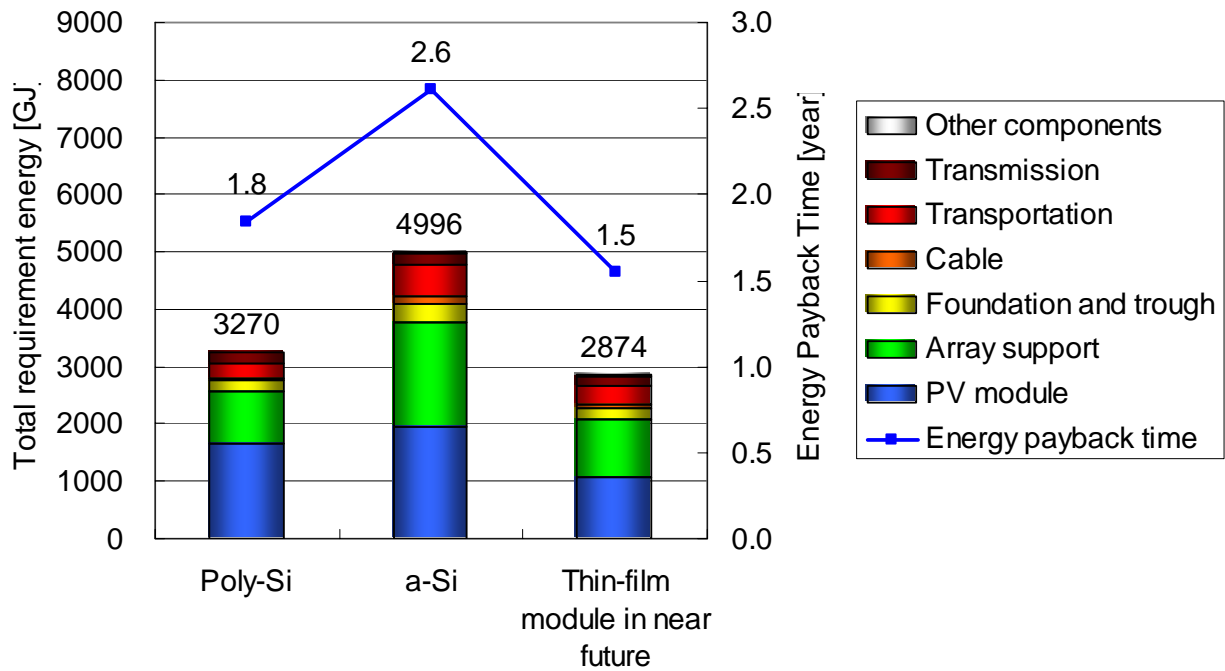


Fig.5 Total energy requirement and Energy payback time (30 degree case)

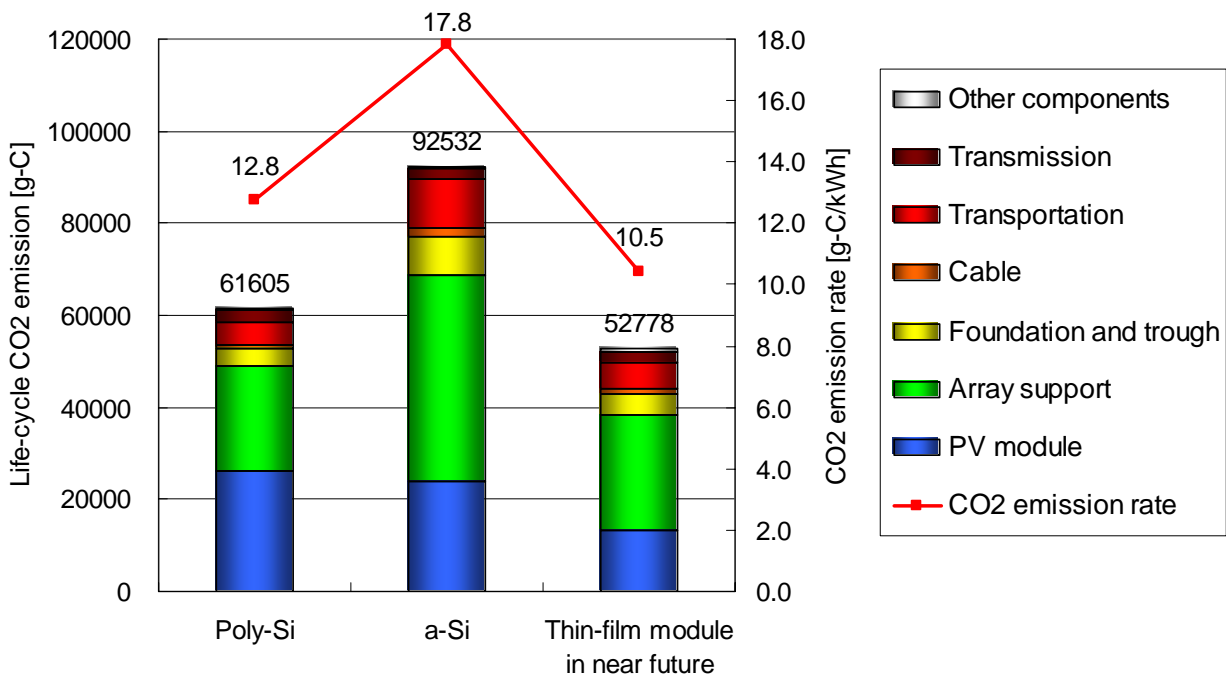


Fig.6 Life-cycle CO2 emission and CO2 emission rate (30 degree case)

module, EPT is 1.8 years, and 2.6 year of EPT is obtained for amorphous silicon solar modules. With developed thin-film silicon solar module, EPT should be obtained 1.6 years. These are difference between EPTs. However, if these EPTs are compared from its life-time, their values are very small. These systems must be said they can produce much energy than its required energy in its life-cycle. Majority is Array support in a-Si case and thin-film case, and second majority is PV module, because of its efficiency.

Three kinds of modules are assumed for 100 MW VLS-PV systems, and their CO₂ emissions are estimated. It is 12.8 g-C/kWh for poly crystalline silicon case, 17.8 for amorphous silicon case, and 10.5 for new thin-film technology. Majority of all systems is array support. In case of a-Si, CO₂ emissions of array support is very high if compare poly crystalline case. However, if thin-film-technology is developed more, total CO₂ emission will be decrease drastically.

7 CONCLUSION

100MW Very Large-Scale power generation systems installed in the Gobi desert was designed and its potential was evaluated from economic and environmental viewpoints. Assuming 4.0 USD/W of amorphous PV module price and 3% of annual interest rate, generation cost was estimated 18.8 U.S.Cent/kWh in Gobi desert. From an environmental view point, Energy Payback Time was obtained 2.6 years, and CO₂ emissions rate was also obtained 17.8 g-C/kWh. Amorphous silicon solar module requires lower energy than crystalline module to produce. But in case of VLS-PV systems for desert area, total energy requirement of amorphous silicon module was higher than poly crystalline silicon module because of its efficiency. However, thin-film silicon module is now being developing very much, and it will be more developed in near future. So we assumed thin-film silicon module with twelve percent efficiency, and evaluated it from the same method, LCA. 6.5 U.S.cent/kWh generation cost, 1.6-year EPT, and 10.5 g-C/kWh CO₂ emissions rate were obtained.

These results suggest that the total energy requirement throughout the life-cycle of all VLS-PV systems considering production and transportation of system components, system construction, operation and maintenance can be recovered in a short period much less than its lifetime. Therefore VLS-PV system is useful for energy resource saving. The much lower CO₂ emission rate of VLS-PV than that of existing coal-fired power plants means that it is a very effective energy technology for preventing global warming.

Anyway, new thin-film technology is now developing drastically. Especially, Kaneka hybrid module is remarkable. Thin-film technology is expected for energy resource reduction and cost reduction. We hope expected thin-film module comes in very near future.

ACKNOWLEDGEMENT

This work is supported in part by Sumitomo Foundation. Authors thank them very much.

REFERENCES

- [1] Japan Weather Association, World Irradiation Data Book, FY1991 NEDO Contract Report
- [2] C.Jennings, A.B.Reyes & K.P.O', Brien PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, WCPEC-1, Dec, 5-9, 1994, Hawaii.
- [3] K. Kurokawa, K. Kato, M. Ito, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara, A Cost Analysis of Very Large Scale PV (VLS-PV) System on the World Deserts, Proceedings of 29th IEEE PV Specialists Conference (2002), 1672pp
- [4] M. Ito, K. Kato, H. Sugihara, T. Kichimi, J. Song, K. Kurokawa, A preliminary study on potential for very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system in the Gobi desert from economic and environmental viewpoints, Solar Energy Materials & Solar Cells 75 (2003) 507-517pp
- [5] Development of Technology Commercializing Photovoltaic Power Generation System, Research and Development of Photovoltaic Power Generation Application System and Peripheral Technologies, Survey and Research on the Evaluation of Photovoltaic Power Generation (2000), NEDO 45 pp

A Modified Resource Analysis of Very Large Scale PV (VLS-PV) System on the Gobi Desert by a Remote Sensing Approach

Kouichiro Sakakibara, Masakazu Ito, Kosuke Kurokawa

Tokyo University of Agriculture and Technology,
2-24-16, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan.
FAX: +81-42-388-7445, TEL: +81-42-388-7445, E-mail: sanbara@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

A desert has a large unused land that is available for very large-scale photovoltaic generation system (VLS-PV system). Additionally, from a point that the desert has a strong solar irradiation, the desert is so much the better for VLS-PV system. VLS-PV-system has been studied in order to resolve the world energy problems. This study has defined conditions for suitable land for installing VLS-PV system as part of a project of VLS-PV system. Basic requirements for the land selection are considered that surface should be flat and rigid. This work has indicate that a detail classification algorithm to find suitable land by using remote sensing approach. Gobi desert has researched as the object of this study. Authors investigated all of the Gobi desert by analyzing satellite images. In addition, the analyzed results have modified by actual ground truth. It is concluded that the Gobi desert has a big potential of a resource for VLS-PV system.

1. Introduction

The energy demand in the world is continuing to increase with the economic growth in the world, and the increase in population. In addition, various environmental problems, such as global warming, desertification, and acid-rain issue will also increase in connection with it. On the basis of such background, large-scale photovoltaic generation system (VLS-PV system) are treated as important from the point which does not discharge carbon dioxide at the time of power generation. And VLS-PV system can provide a source of megawatt class electricity. In order to save the energy problems, a planning of large-scale PV system installed in a desert has been studied. Irradiation in a desert is very strong, it is a suitable land area for large-scale PV system. Therefore former project is thought that play an important role in a future energy source. However very unstable land like a sand dune is not suitable for installation of PV system. The area which is suitable for PV system is not a sand desert but a conglomerate desert. The conglomerate desert consists of flat land and arid area. Consequently, estimation for suitable land is needed. The Gobi desert has researched as the object of this study. Authors investigated all of the Gobi desert by analyzing satellite images. In addition, Authors established the method of selecting the land which can install a VLS-PV system.

2. Method and Results

2.1 Subject Area and Remote Sensing

Subject area for this study has located in the Gobi desert. Gobi desert is very vast. In addition, Gobi desert has many types of land surface. An analyzed satellite image is a JERS-1 image. JERS-1, an earth observing satellite that provides global coverage, is used for national land surveys, agriculture and forestry assessment, environmental protection, disaster prevention, and coastal monitoring, with a focus on resource management. Forest zone and removing area such as a sand dune zone is not most suitable zone, it is the priority matter of this study.



Fig.1 Subject area for research

2.2 Vegetation Index

First, Authors calculated a Modified Soil Adjusted Vegetation Index (MSAVI) in order to get to know more about vegetation state of whole test zone. MSAVI was calculated using reflectance values from two channels (NIR:860nm, RED:672nm). The MSAVI comprises density and quantity of vegetation. the Modified Soil Adjusted Vegetation Index was developed by Qi et al^[2].

$$MSAVI = \frac{2NIR + 1 - \sqrt{(2NIR + 1)^2 - 8(NIR - RED)}}{2} \quad (1)$$

We list the necessary care to be taken and problems encountered on applying MSAVI. The problems lie in variation in MSAVI by the difference in date of satellite images. In order to correct the defect, authors estimated a season variation of MSAVI. Season variation of MSAVI was estimated by consideration of three images which are same area but difference in date (Fig.2).

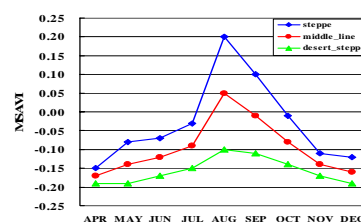


Fig.2 Season variation of MSAVI

2.3 Classification of the Gobi Desert

Secondly, authors classified the surface of Gobi desert into six patterns from satellite image according to Visual Evaluation Standard (VES) of Natural Color. Natural Color image is a composed image with blue and red filters applied on in two visible bands and a green filter on in a near-infrared band. Forests and grasslands displayed in bright green and city areas, in magenta. It is different from actual color. At this point, six patterns are shown below.

- 1 : conglomerate desert
- 2 : dune or desert steppe
- 3 : desert steppe or steppe
- 4 : forest
- 5 : snow or cloud
- 6 : a water or shadow

authors classed surface of Gobi desert into six patterns with the use of Maximum Likelihood Classifier (MLC). MLC is known as a classification technique.

$$L(x,c) = \frac{1}{(2\pi)^{k/2} |cV|^{1/2}} \exp\left\{-\frac{1}{2} d^2_M(x,c)\right\} \quad (2)$$

C : classification class
 $L(x,c)$: likelihood
 $d^2_M(x,c)$: Maharanobis distance
 cV : covariance matrix

these parameters were decided as in Table.1.

Table 1. Parameters of MLC

| | band1/band2 | band2/band3 | band1/band3 |
|------------------------|-------------|-------------|-------------|
| dune_or_desertsteppe | 0.78 | 1.12 | 0.87 |
| gobi | 0.82 | 1.26 | 1.04 |
| desertsteppe_or_steppe | 0.74 | 1.03 | 0.76 |
| forest | 0.90 | 0.65 | 0.57 |
| snow_or_cloud | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| shadow | 1.02 | 1.40 | 1.43 |
| water | 1.43 | 2.45 | 3.54 |

2.4 Filtering of Satellite Image

Suitable areas for PV system installation must be a flat surface. Edge lines of mountain, river, and undulating plains were extracted with the use of Laplacian filter for band3. In addition, the processed image was divided into white and black color by threshold level and morphology filter. Morphology filter includes dilation and erosion. Threshold level is decided by number of pixels from either end of histogram for processed images. Authors set the number of pixels at 10 percent of the all number of pixels. The area shown white as in Fig.6 exist edge, and the area shown black indicate flat areas. This algorithm depends in good part on ground resolution, and authors estimate that the more ground resolution is higher, the more fine edge line can be extracted.

2.5 A Resource Evaluation of PV System

Estimation of the PV system installation for suitable land was evaluated by integrating with three processed images, i.e. the image which was presumed as suitable land by MSAVI, the image which was presumed as not suitable land by MLC, and the image which was suitable land by edge lines extraction. Green areas as in Fig.3,4 show the suitable land of the PV system installation. With these methods, the area percentage for suitable land was estimated at 40 percent. From this result, it is able to forecast that PV system installation for suitable land is very large and have big potential possibilities of electric power generation.

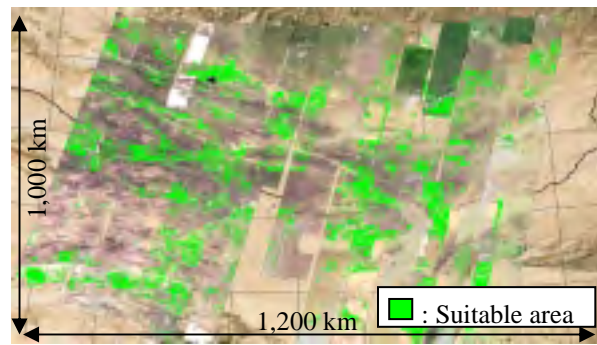


Fig.3 The suitable areas for VLS-PV system

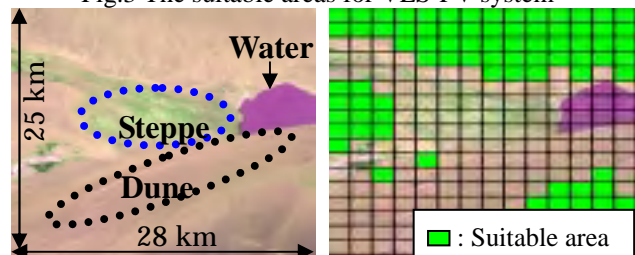


Fig.4 An example of analyzed images

2.6 Actual Ground Truth

Authors examined the accuracy of estimated results by actual ground truth. Ground truth operation compares estimated result with actual field examination by using a GPS receiver. Fig.5 shows this result. Red line displays track of ground truth, and green points display actual field photograph as in right figure. The green point number indicates a photograph number. Actually, evaluated point ("3") as "S rank" indicated suitable area which was estimated by classification algorithm. Therefore, sufficient results were obtained.

| | Picture | Latitude | Longitude | Time | Evaluation |
|---|---------|----------|-----------|----------|------------|
| 1 | | 43.09254 | 102.0835 | 10:37:55 | C |
| 2 | | 43.12416 | 102.0531 | 15:06:20 | C |
| 3 | | 43.19209 | 102.0659 | 15:45:09 | S |

Fig.5 examine the accuracy of estimated results

3. Conclusion

Authors demonstrated an efficacy of technique for investigating the suitable area of PV system installations by using remote sensing. It is concluded that this proposed method can provide sufficient information for the planning of PV system installations. Additionally, a potential of solar photovoltaic generation system in the Gobi desert has evaluated about all of the Gobi desert.

At the end, the author would like to express his sincere gratitude to Mr. Amar, who provided related data.

ACKNOWLEDGEMENT

This work was supported by the Sumitomo Foundation. The author would like to thank the Sumitomo Foundation.

REFERENCES

- [1] MITI/NASDA retains ownership of JERS-1 data
- [2] Qi, J., Chehbouni, A., Huete, A. R. and Kerr, Y. H., "Modified Soil Adjusted Vegetation Index (MSAVI)", Remote Sensing of Environment, 48, 119-126, 1994.

A Performance Evaluation by Only One Monitoring Data Item for Citizens' PV House Project

Takashi Oozeki*, Toshiyasu Izawa*, Hirotaka Koizumi*, Kenji Otani**, Ken Tsuzuku***, Toshifumi Koike ****, and Kosuke Kurokawa*

* Tokyo University of agriculture and Technology (TUAT): 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

Phonel/Fax: +81-42-388-7445, E-mail: oozeki@cc.tuat.ac.jp

** National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST)

*** Renewable Energy Promoting People's Forum (REPP)

**** Renewable Energy Promoting People's Forum West Japan (REPW)

ABSTRACT

An evaluation method which can reveal the performance of operation such as the performance ratio with a very few kinds of data is important. The authors have developed an available method to estimate performance ratio monthly using only system output power data item with Japanese weather observation data. For demonstrating to be availability of this method, in this paper, we evaluated monitoring data obtain from citizens' projects for installing PV systems.

1. Introduction

Beside the government subsidizing system to residential PV installation (120,340 houses by FY 2002), environment-conscious citizens have been introducing renewable energy to their life under several independent original projects with monitoring performance data. Those activities are worthwhile projects, and data are necessary to be effective utilization. Most of monitoring systems, however, are simplified equipments that measure only one parameter, system output power (AC power), because precise equipments - radiometric sensors - seem to be expensive, and measuring several data exactly is difficult - especially irradiation data. In this case, evaluations using monitoring data are restricted, and only observe the fluctuation of system output power under the natural condition. Consequently, the evaluation method which can reveal the performance of operation such as the performance ratio with a very few kinds of data intends to be important. The authors have developed an available method as the part of the sophisticated verification method [1] to estimate performance ratio monthly using only system output power data item with Japanese weather observation data. For demonstrating to be availability of this method, in this paper, we evaluated monitoring data obtain from citizens' projects for installing PV systems.

2. Movements of citizens for introducing PV systems in Japan

In Japan, green citizens activate diffusing PV systems to their life under their original projects with monitoring performance data. As one of such movements, in 1997 the Seikatsu Club Consumers' Cooperative (SCCC)

commenced subsidizing system for residential PV in the Tokyo Metropolitan area by a fund from an electric utility, Tokyo Electricity Power Company (TEPCO). A large number of houses have introduced PV systems from 1997 through 2000: (The total of 77 houses in FY1997 and 55 in FY 1998). Subsidy is given 1.5 million yen to PV capacity of 2.5 kW or larger and 1 million yen to 2-2.5 kW according to 1998 rule. These experiences are now co-owned by Renewable Energy Promoting People's Forum (REPP), joint organization among relating citizen's institutions, and which have been collecting monitored data for 4 years. In REPP's case, each PV systems are monitored by two kinds of measuring system, *i.e.*, simplified monitoring and precise monitoring. The simplified monitoring is specified by the following data for measured every 10 seconds and collected every 30 minutes: PV system output; energy to utility, and energy from utility. The precise monitoring consists of data for every 2 seconds and collected 10 minutes including irradiation, module temperature, inverter real power, inverter apparent power, inverter rms voltage, inverter rms current, inverter reactive power, inverter power factor, utility real power, utility apparent power, utility rms voltage, utility rms current, utility reactive power, utility power factor, inverter power factor, load real power, load apparent power, load rms voltage, load rms current, load power factor, load reactive power, inverter output energy, energy from utility, energy to utility, load energy, and overall efficiency. Presently, operational data are available from systems, 10 precise sites and 112 simplified sites in 8 prefectures around Tokyo up to now. Renewable Energy Promoting People's Forum in West Japan (REPW) plays an active role part in West Japan and support to establish PV system to their houses in collaboration with the electric utility company, Kyushu Electric Power Co., Inc. The monitoring systems are the same as REPP has two kinds of systems and collect data using remote communication tool, PHS. The total of 63 systems - 15 precise one and 48 simplified one - have established from FY 1998 through FY 2001.

3. The evaluation method by using only system output power as monitoring data item

The authors have developed the available method to estimate the performance ratio monthly everywhere in Japan using system output power data with Japanese weather

observation data such as Automated Meteorological Data Acquisition System (AMeDAS) and surface weather observation administered by Japan Meteorological Agency (JMA) that are obtainable via CD-ROM every month. Although the monitoring data is available for only system output power, this method can demonstrate the performance ratio monthly, which needs irradiation data with system output data. In this method, the essence is that the irradiation data is alternated by estimated data from AMeDAS and actual measuring data from JMA. The estimation model of irradiation from AMeDAS adopts the Akasaka and Ninomiya model, which can estimate hourly irradiation data by using duration of sunshine data. This model facilitates to obtain extremely precise data under the fine weather condition, but under the fluctuating weather and clouding are necessary to improve the model or consider the new estimation method. On the other hand, JMA observes actual measuring data of horizontal irradiation every hour, but there are 64 observation stations for JMA in spite of 860 stations for AMeDAS around Japan. Both of them has somewhat lack of utility to alternate irradiation data; however, combining data of each benefit under available weather conditions can afford to estimate irradiation all over the site in Japan. For AMeDAS, the rate of possible sunshine reveals accuracy for estimating irradiation, and which separated the condition bound 0.4. While the rate of possible sunshine is under the condition of less than 0.4, hourly data would rather let actual data in JMA alternate than estimate by using AMeDAS. **Figure 1** shows the flow chart of estimating irradiation method as mentioned above. **Figure 2** gives the estimation result for certain previous sites under REPP project, which measure irradiation data each, so that the result estimated by this method is compared with actual measuring data of performance ratio. The result demonstrates that the relative error of performance ratio between estimation and actual in almost all of the months are under 10 % intends to be available to estimate it.

4. Results and discussion

Figure 3 displays results of flatulency distribution for performance ratio, which are estimated in regard to the simplification measuring systems - REPP (53 sites) in FY 2000 and REPW (34 sites) through 2001/10 to 2002/3 - by the method developed in our lab. The mean of performance ratio is around 60 - 70%, but certain sites has under 50 % of it, and seem to be something trouble, which has been indiscoverable until this point. While those systems collect only system output power, the result elucidates significant information about the operational status of PV systems. In fact, only the performance ratio cannot manifest their problem; nevertheless, the information is useful for the early detection of component fault and helpful for improving system reliability. Once PV systems are established on site, the performance of them has been unapparent with observing only system output power due to the fact that irradiation and temperature influence on PV systems saliently and are unpredictable factors. According to this method, PV systems can be observed themselves operating and intend to be able to drive on for 20 or 30 years sufficiently.

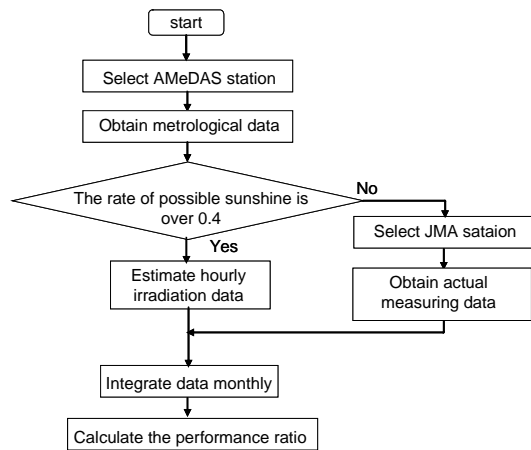


Figure 1: The flow chart of the estimation method for monthly performance ratio

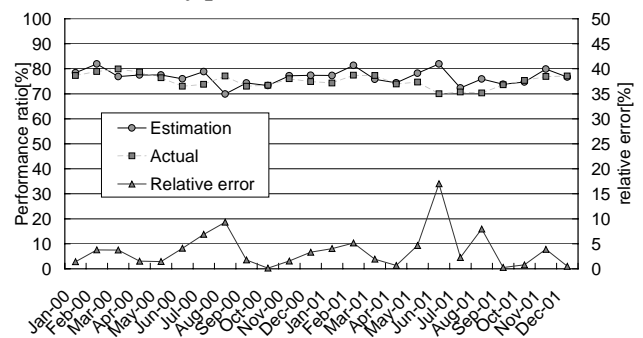


Figure 2: Comparing the performance ratio of estimation data with actual data for monthly performance ratio

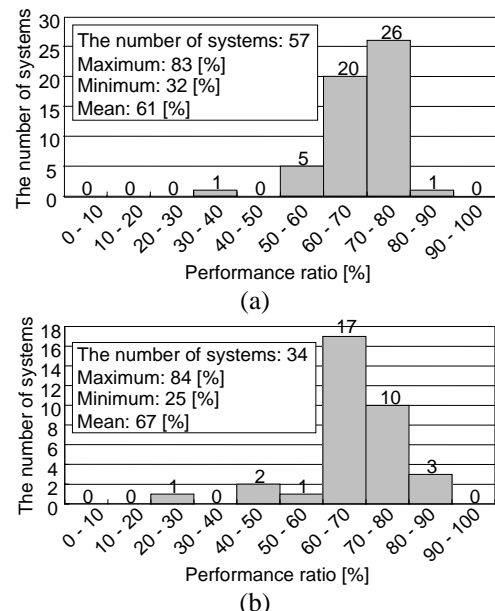


Figure 3: Flequency distribution for estimated performance ratio for REPP(a) and REPW(b) sites from 2001/10 to 2002/3

REFERENCE

[1] T. OOZEKI, K. KUROKAWA, et al: "An Evaluation result of PV system field test program", WCPEC-3rd (2003)

A PERFORMANCE EVALUATION BY ONLY ONE MONITORING DATA ITEM FOR CITIZENS' PV HOUSE PROJECT

Takashi OOZEKI*, Toshiyasu IZAWA*, Hiroataka KOIZUMI*, Kenji OTANI**, Ken TSUZUKU***,
Toshifumi KOIKE****, and Kosuke KUROKAWA*

* Tokyo University of agriculture and Technology (TUAT): 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

** National institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST):

AIST Tsukuba Central 2, 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305-8568 Japan

*** Renewable Energy Promoting People's Forum (REPP): Higashi-Ueno, Taito-ku, Tokyo, 110-0015 Japan

**** Renewable Energy Promoting People's Forum West Japan (REPW): 1-22-10 Tonoharu, Higashi-ku, Fukuoka,
813-0001 Japan

ABSTRACT

An evaluation method which can reveal the performance of operation such as the performance ratio with a very few kinds of data is important. The authors have developed an available method to estimate performance ratio monthly using only system output power data item with Japanese weather observation data. For demonstrating to be availability of this method, in this paper, we evaluated monitoring data obtain from citizens' projects for installing PV systems.

KEYWORDS

Photovoltaic, Photovoltaic system, Evaluation, Monitoring, Field Test, The SV method, Losses, Parameter analysis method, Evaluation method

1. INTRODUCTION

Beside the government subsidizing system to residential PV installation (120,340 houses by FY 2002), environment-conscious citizens have been introducing renewable energy to their life under several independent original projects with monitoring performance data. Those activities are worthwhile projects, and data are necessary to be effective utilization. Most of monitoring systems, however, are simplified equipments that measure only one parameter, system output power (AC power), because precise equipments - radiometric sensors - seem to be expensive, and measuring several data exactly is difficult - especially irradiation data. In this case, evaluations using monitoring data are restricted, and only observe the fluctuation of system output power under the natural condition. Consequently, the evaluation method which can reveal the performance of operation such as the performance ratio with a very few kinds of data intends to be important. The authors have developed an available method as the part of the sophisticated verification method [1] [2] to estimate performance ratio monthly using only system output power data item with Japanese weather observation data. For demonstrating to be availability of this method, in this paper, we evaluated monitoring data obtain from citizens' projects for installing PV systems.

2. MOVEMENTS OF CITIZENS FOR INTRODUCING PV SYSTEMS IN JAPAN

In Japan, green citizens activate diffusing PV systems to their life under their original projects with monitoring performance data. As one of such movements, in 1997 the Seikatsu Club Consumers' Cooperative (SCCC) commenced subsidizing system for residential PV in the Tokyo Metropolitan area by a fund from an electric utility, Tokyo Electricity Power Company (TEPCO). A large number of houses have introduced PV systems from 1997 through 2000: (The total of 77 houses in FY1997 and 55 in FY 1998). Subsidy is given 1.5 million yen to PV capacity of 2.5 kW or larger and 1 million yen to 2-2.5 kW according to 1998 rule. These experiences are now co-owned by Renewable Energy Promoting People's Forum (REPP), joint organization among relating citizen's institutions, and which have been collecting monitored data for 4 years. In REPP's case, each PV systems are monitored by two kinds of measuring system, *i.e.*, simplified monitoring and precise monitoring. The simplified monitoring is specified by the following data for measured every 10 seconds and collected every 30 minutes: PV system output; energy to utility, and energy from utility. The precise monitoring consists of data for every 2 seconds and collected 10 minutes including irradiation, module temperature, inverter real power, inverter apparent power, inverter rms voltage, inverter rms current, inverter reactive power, inverter power factor, utility real power, utility apparent power, utility rms voltage, utility rms current, utility reactive power, utility power factor, inverter power factor, load real power, load apparent power, load rms voltage, load rms current, load power factor, load reactive power, inverter output energy, energy from utility, energy to utility, load energy, and overall efficiency. Presently, operational data are available from systems, 10 precise sites and 112 simplified sites in 8 prefectures around Tokyo up to now. Renewable Energy Promoting People's Forum in West Japan (REPW) plays an active role part in West Japan and support to establish PV system to their houses in collaboration with the electric utility company, Kyushu Electric Power Co., Inc. The monitoring systems are the same as REPP has two kinds of systems and collect data using remote communication tool, PHS. The total of 63 systems - 15 precise one and 48 simplified one - have established from FY 1998 through FY 2001.

3. THE EVALUATION METHOD BY USING ONLY SYSTEM OUTPUT POWER AS MONITORING DATA

The authors have developed the available method to estimate the performance ratio monthly everywhere in Japan using system output power data with Japanese weather observation data such as Automated Meteorological Data Acquisition System (AMeDAS) and surface weather observation administered by Japan Meteorological Agency (JMA). Although the monitoring data is available for only system output power, this method can demonstrate the performance ratio monthly, which needs irradiation data with system output data. In this method, it is essence that the irradiation data is alternated by estimated data from AMeDAS and actual measuring data from JMA.

3.1 JAPANESE WEATHER OBSERVATION DATA

JMA observes actual measuring data of horizontal irradiation every hour, but there are 64 observation stations in Japan. In contrast, AMeDAS has 860 stations around Japan, in which the duration of sunshine data is measured instead of irradiation data. The measuring data are obtainable via CD-ROM every month, and AMeDAS data can be obtained on line.

3.2 THE ESTIMATION MODEL FOR IRRADIATION

The estimation model of irradiation from AMeDAS adopts the Akasaka and Ninomiya model and Itagaki model, which can estimate hourly irradiation data by using duration of sunshine data.

For confirmed accuracy of estimation model, measured data at JMA is available since duration of sunshine and horizontal irradiation is monitored there. **Figure 1** is illustrated estimation results under the clear weather, **Figure1 (a)**, and the cloudy day, **Figure1 (b)**. Also, **Table 1** shows Root mean square error (RMSE) and absolute error of estimation result under the several weathers, respectively. This model facilitates to obtain extremely precise data under the fine weather condition as shown **Figure 1**. In addition, the accuracy of estimation result is different under the rate of sunshine (ROS) as shown in **Figure 2**. This chart is box chart which indicates that the line on the middle of box is the average value, and the 50% of all data is included in the box. The end of line value which is connected with boxes includes resultant data of 75%, and plots mean the out of order in compliance with the statistical law. As a result, the ROS reveals the accuracy for estimating irradiation, and which is separated the value bound 0.4. Under the less than 0.4 of ROS, the accuracy is lower than the condition over 0.4 of ROS. Consequently, it is necessary to improve the model or consider the new estimation method under the fluctuating weather and clouding such as less than 0.4 of ROS.

Table 1 Estimated error, RMSE and absolute error, each weathers

| Weathers | Date | Sunshine time | Rate of sunshine | RMSE | Absolute error |
|----------|-----------|---------------|------------------|--------|----------------|
| Clear | 2000/1/1 | 8.7 | 0.91 | 0.0096 | -0.081 |
| Fine | 2000/8/10 | 8.8 | 0.65 | 0.0082 | 0.217 |
| Cloudy | 2000/7/5 | 8.0 | 0.56 | 0.0105 | 0.113 |
| Cloudy | 2000/6/10 | 0 | 0 | 0.0187 | 0.418 |
| Rain | 2000/4/5 | 0 | 0 | 0.0149 | -0.433 |

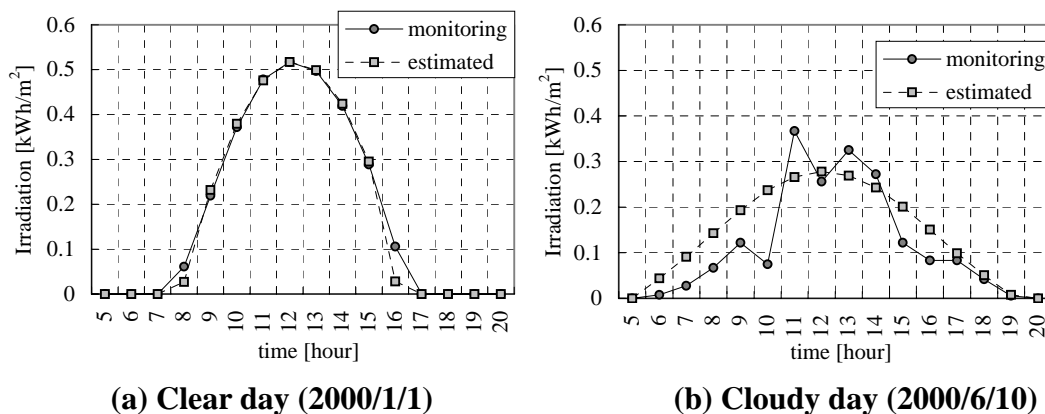
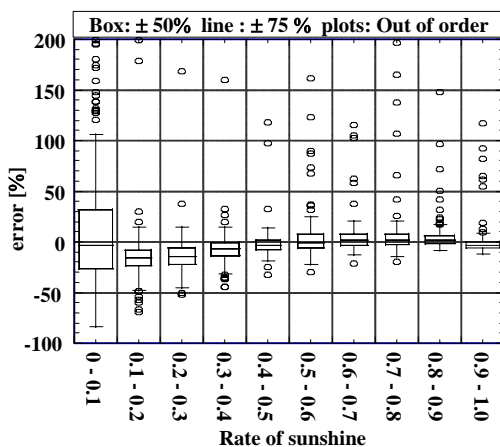


Figure 1. Comparison between monitoring and estimated data



| | | | | | |
|------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Rate of sunshine | 0-0.1 | 0.1-0.2 | 0.2-0.3 | 0.3-0.4 | 0.4-0.5 |
| Number of date | 464 | 151 | 91 | 111 | 104 |
| Rate of sunshine | 0.5-0.6 | 0.6-0.7 | 0.7-0.8 | 0.8-0.9 | 0.9-1.0 |
| Number of date | 126 | 143 | 168 | 191 | 278 |

Figure 2. Relation between Rate of sunshine and ratio of error (Year: from 1996 to 2000)

On the other hand, JMA observes actual measuring data of horizontal irradiation every hour, but there are 64 observation stations for JMA in spite of 860 stations for AMeDAS around Japan. Therefore, measuring data on JMA is different with the target sites by the distance. The cloudy weather, however, is caused by covered the cloud over certain area, and the influence of the distance seems to be negligible. In **Table 2**, the number of date under the condition less than 0.4 of ROS at Tateno station, one of JMA sites, and AMeDAS sites. Moreover, the accordance ratio of days is calculated between Tateno and AMeDAS sites. The RMSE of ROS is also calculated at respective accordance days and discordance days. On the condition the less than 0.4 of ROS, the resultant is indicated that the difference of irradiation does not depend on the distance of each sites significantly. While the rate of possible sunshine is under the condition of less than 0.4, hourly data would rather let actual data in JMA alternate than estimate by using AMeDAS.

Table 2. The accordance ratio of the weather between Tateno and AMeDAS sites

| Sites of AMeDAS | Distance from Tateno [km] | Number of date under less than 0.4 of ROS (AMeDAS) [Days] | Number of date under the less than 0.4 of ROS (Tateno) [Days] | Accordance ratio [%] | RMSE of ROS at the accordance day | RMSE of ROS at the discordance day |
|-----------------|---------------------------|---|---|----------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| Nagamine | 0 | 162 | 162 | 100 | 0 | 0 |
| Tsuchiura | 8.5 | 177 | 159 | 89.8 | 0.07 | 0.27 |
| Tsukubasan | 18.9 | 195 | 154 | 79.0 | 0.10 | 0.52 |
| Shimozuma | 20.4 | 172 | 154 | 89.5 | 0.09 | 0.28 |
| Kasama | 37.7 | 159 | 146 | 91.8 | 0.08 | 0.23 |
| Funabashi | 39.2 | 177 | 154 | 87.0 | 0.09 | 0.31 |
| Furukawa | 40.1 | 179 | 148 | 82.7 | 0.10 | 0.38 |
| Koyama | 41.0 | 173 | 147 | 85.0 | 0.10 | 0.34 |
| Mito | 47.2 | 151 | 139 | 92.1 | 0.08 | 0.26 |
| Maoka | 48.3 | 160 | 143 | 89.4 | 0.09 | 0.33 |
| Chiba | 50.6 | 164 | 146 | 89.0 | 0.08 | 0.37 |
| Tokyo | 52.5 | 169 | 149 | 88.2 | 0.08 | 0.31 |
| Urawa | 52.6 | 174 | 151 | 86.8 | 0.10 | 0.32 |
| Tatebayashi | 56.8 | 160 | 140 | 87.5 | 0.10 | 0.31 |
| Utsunomiya | 59.3 | 164 | 142 | 86.6 | 0.10 | 0.30 |
| Toriyama | 65.8 | 136 | 125 | 91.9 | 0.10 | 0.32 |
| Kumagaya | 67.9 | 142 | 132 | 93.0 | 0.09 | 0.32 |
| Ushiku | 73.4 | 196 | 154 | 78.6 | 0.10 | 0.41 |
| Hitachi | 76.4 | 172 | 144 | 83.7 | 0.11 | 0.35 |
| Kisarazu | 77.9 | 171 | 144 | 84.2 | 0.11 | 0.48 |
| Yokohama | 81.0 | 154 | 134 | 87.0 | 0.09 | 0.49 |
| Isezaki | 91.3 | 146 | 122 | 83.6 | 0.11 | 0.42 |
| Chichibu | 95.0 | 155 | 131 | 84.5 | 0.10 | 0.34 |
| Ebina | 96.3 | 193 | 148 | 76.7 | 0.12 | 0.43 |
| Tsujido | 102.3 | 180 | 144 | 80.0 | 0.11 | 0.47 |
| Maebashi | 103.1 | 136 | 120 | 88.2 | 0.11 | 0.41 |
| Kamitatsuno | 119.0 | 170 | 140 | 82.4 | 0.12 | 0.41 |
| Konahama | 120.1 | 145 | 125 | 86.2 | 0.12 | 0.36 |
| Odawara | 125.5 | 167 | 133 | 79.6 | 0.12 | 0.49 |

Both of them, AMeDAS and JMA, has somewhat lack of utility to alternate irradiation data; however, combining data of each benefit under available weather conditions can afford to estimate irradiation all over the site in Japan. **Figure 3** shows the flow chart of the new estimating irradiation method as mentioned above. As usual, irradiation data at the target system are estimated by using data at neighboring AMeDAS. If ROS is less than 0.4, irradiation of JMA is substituted.

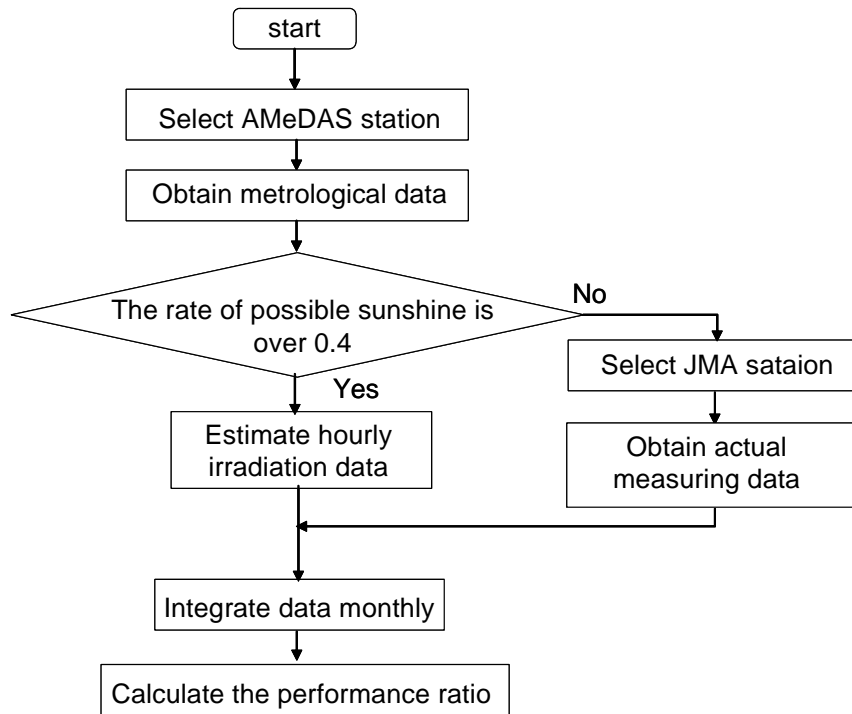


Figure 3. The flow chart of the estimation method for monthly performance ratio

Estimation results are demonstrated in **Figure 4**. Monitoring data are obtained at 65 sites in Japan because the duration of sunshine and irradiation are measured at JMA site. The proposed method can estimate horizontal irradiation due to fact that the average of error is less than 10% every month. **Figure 5** gives the estimation result for certain previous sites under REPP project, which measure irradiation data each, so that the result estimated by this method is compared with actual measuring data of performance ratio. The performance ratio can be evaluated by estimating in-plain irradiation data with system output data each site. The result demonstrates that the relative error of performance ratio between estimation and actual are under 10 % in almost all of the months. It intends to be available to estimate it the same as the average of error on estimating horizontal irradiation.

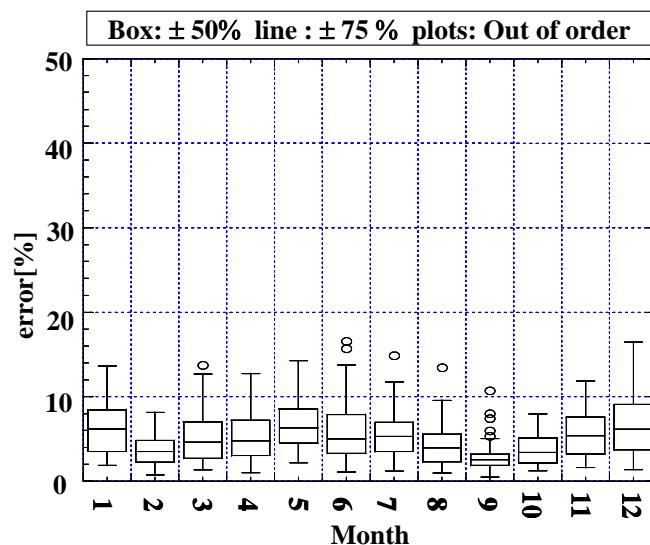


Figure 4. Estimation result of monitoring data are obtained at 65 sites in Japan

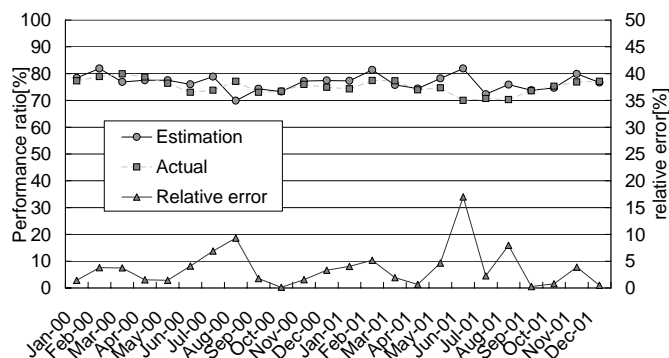


Figure 5. Comparing the performance ratio of estimation data with actual data for monthly performance ratio

4. RESULTS AND DISCUSSION

Figure 6 displays results of frequency distribution for performance ratio, which are estimated in regard to the simplification measuring systems - REPP (53 sites) in FY 2000 and REPW (34 sites) through 2001/10 to 2002/3 - by the method developed in our lab. The mean of performance ratio is around 60 - 70%, but certain sites has under 50 % of it, and seem to be something trouble, which has been indiscoverable until this point.

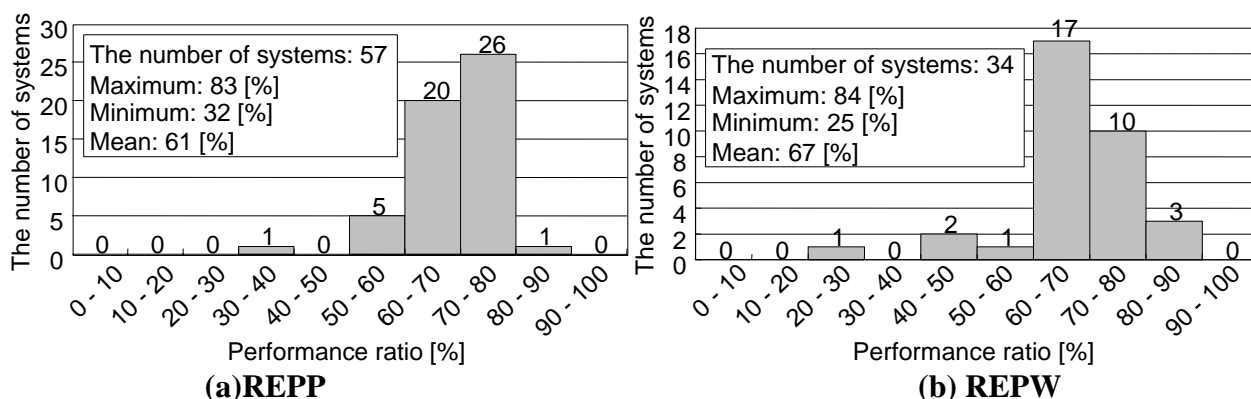


Figure 6: Frequency distribution for estimated performance ratio for REPP and REPW sites (2001/4 – 2002/3)

5. CONCLUSION

In this paper, the new evaluation method of PV systems has proposed. This method can evaluate performance ratio at the target site from system output data by estimated irradiation with Japanese weather observation data. While PV systems collect only system output power, the result elucidates significant information about the operational status of PV systems by using proposed method. In fact, only the performance ratio cannot manifest their problem unlike the SV method [1]; nevertheless, the information is useful for the early detection of component fault and helpful for improving system reliability. Once PV systems are established on site, the performance of them has been unapparent with observing only system output power due to the fact that irradiation and temperature influence on PV systems saliently and are unpredictable factors. According to this method, PV systems can be observed themselves operating and intend to be able to drive on for 20 or 30 years sufficiently.

REFERENCE

[1] T. OOZEKI, K. KUROKAWA, et al: “An Evaluation result of PV system field test program”, WCPEC-3rd (2003)

Verification on Ultra Small Scaled-Down Network Simulator for Testing PV Inverter Functions

Kazuhira Takeuchi, Takashi Kaito, Tamaki Mizuno, Takashi Oozeki, Hiroataka Koizumi, and Kosuke Kurokawa

Tokyo university of Agriculture and Technology

2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan
 Phone/fax: +81-42-388-7445, E-mail: ippe@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

This paper describes a new experiment equipment of PV inverters. It is composed of the ultra small scaled-down network simulator with electronic circuits and an active power interface (API). For the first step, a scaled-down low voltage distribution system of a single-phase two-wire type is developed. It has been tested in case that an ideal current source is connected instead of a PV inverter. As results of experiments, fundamental operations of proposed equipment have been verified.

1. Introduction

Recently, a number of the grid-connected PV systems have been rapidly increasing in Japan. In order to connect PV systems to the grid, it is necessary to test its functions such as islanding protection, grid protection, circuit protection, total harmonic distortion (THD) and so on. The authors have been developed the equipment to test the PV inverter as experiments at laboratory [1]. It is the ultra small scaled-down network simulator such a low cost and a small size. Using a specially developed API, it is possible to connect actual-size PV inverters to this ultra small scaled-down network simulator composed of electronic circuits.

This paper describes the scaled down distribution network model in the experimental equipment. For the first step, the scaled-down low voltage distribution system of single-phase two-wire type is developed. Fundamental operations of proposed equipment are tested in case that the ideal current source is connected instead of the PV inverter, and it outputs 3W.

2. Composition of experiment equipment

The scaled down distribution network model of this equipment is shown in Fig. 1. It is modeled on Japanese standard. High-voltage distribution system is composed of 3,000kVA and 6,600V, three-phase three-wire type, and low-voltage distribution system is composed of 100/200V, single-phase three-wire type. Low-voltage distribution system is connected into high-voltage distribution system through the pole transformer, the capacity of which is 20kVA. Imitated distribution system is composed of the distribution transformer, the line impedance of high and low voltage distribution systems, the high voltage load, domestic

loads in the low-voltage distribution system, and pole transformers. The capacitances to improve the phase factor are applied for adjustment of reactive power. Their components consist of the electronic circuit such as the OP amp circuits. Actual PV inverters are connected through API. Composition of API is shown in Fig. 2. Fundamental functions of API are to transfer electrical properties. Voltage and current at terminal1 are transferred to terminal2 side of the power source side by multiplying factors of $1/n$ and $1/m$ respectively. At the same time, terminal2 side voltage and current have to be transferred to terminal1 side by multiplying n and m , vice versa.

For example, the status where a lot of PV inverters are connected in the distribution system is substituted by the circuit which is composed of a lot of ideal current sources instead of PV inverters. Moreover, high voltage loads and domestic loads are composed of RLC circuit because the impedance of circuit is variable between inductivity and capacitive loads.

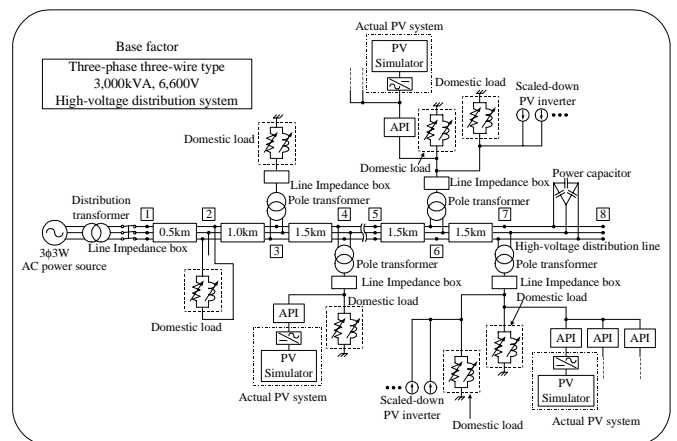


Fig. 1 Composition of the ultra scaled-down network simulator

3. Fundamental operations test of experimental equipment

For the first step, the scaled-down low voltage distribution system of single-phase two-wire type is developed as shown in Fig. 3. This system imitates the pole transformer, the low voltage distribution line, the drop wire,

and the domestic load. The capacity of the pole transformer should be reduced from 20kVA to 10VA, and voltage of it should be reduced from 100/200V to 2/4V due to API capacity and voltage level of the electronic circuits. By using these scaling factors, the line impedance and the domestic load are transferred. The pole transformer is imitated with sine wave, 50Hz generated by pulse generator. The line impedance, $0.150+j0.100 [\Omega]$, includes the pole transformer, low voltage distribution line (100m), and the drop wire (20m). Those components are transferred with the scaling factors by p.u. method. As a result of calculations, the line impedance is converted to $0.13+j0.08 [\Omega]$. Voltages at both API terminals, V_R and V_S , are always controlled in the ratio of 3 to 1. Currents, I_R and I_S , are always controlled in the ratio of 5 to 1 by API capacity.

In order to test operations of this equipment, the experiment is performed in such a way that the output of the ideal current source is set at 3W, and resistance $10[\Omega]$ is connected in the domestic load. In this case, voltages at both API terminals are measured when switch S is open. The experimental result is shown in Fig. 4. After power interruption, V_R and V_S are reduced. The ideal current source cannot stop because it doesn't have islanding detection function, although actual PV inverters stop by islanding detection function. As shown in Fig. 4, V_R and V_S are always controlled in the ratio of 3 to 1 before and after power interruption. In addition, voltage at simulator side terminal is changed by power interruption, and the variation of voltage is increased accurately by the feedback control of API to voltage at PV inverter side terminal. Those results of experiments revealed verification of fundamental operations of the proposed equipment.

4. Conclusion

This paper described the scaled down distribution network model in proposed equipment, and fundamental operation of it was demonstrated. For the first step, the scaled-down low voltage distribution system of single-phase two-wire type was developed and tested. As a result of the experiment, ideal current sources can equivalently be connected to distribution network system with electronic circuits in spite of difference power size each other. Moreover, PV inverters intend to be connected to the ultra small scaled-down network simulator if API capacity is still larger.

In our laboratory, the small size PV inverter has been developed such as MIC^[2]. For the future, it is indicated that a number of MICs are connected to the proposed equipment and can be tested under high-density connection.

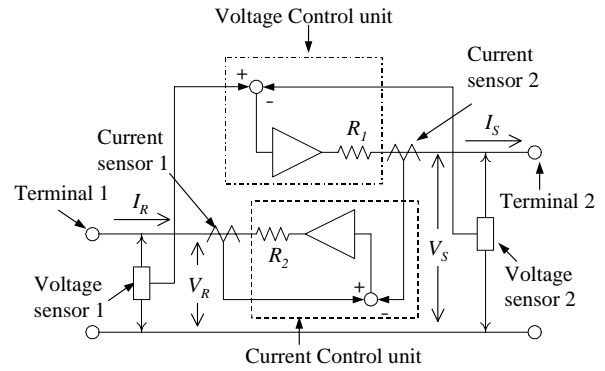


Fig. 2 Composition of API

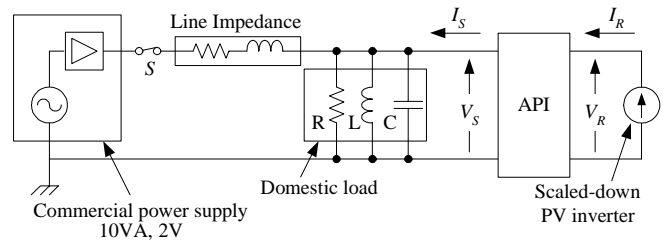


Fig. 3 A scaled-down low voltage distribution system of single-phase two-wire type

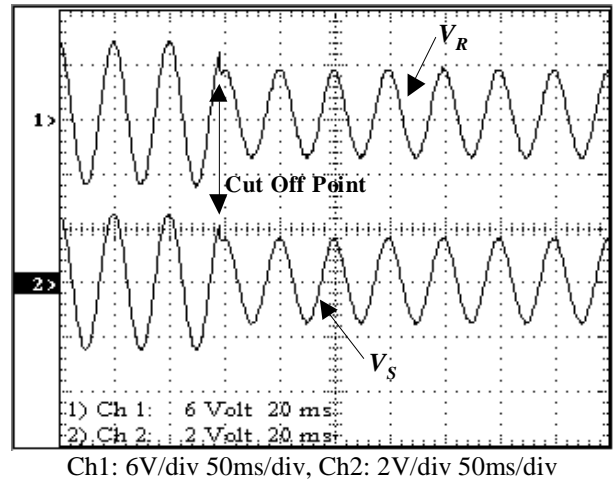


Fig. 4 Waveforms of V_R and V_S after power interruption

REFERENCES

- [1] K. Takeuchi, H. Koizumi, H. Nagayoshi, and K. Kurokawa, "A new type of scaled-down network simulator composed of power electronics", WCPEC-3, May 2003
- [2] Hiroataka Koizumi, Ken Nagasaka, Kosuke Kurokawa, Norio Goshima, Manabu Kawasaki, Yasushi Yamashita, and Akihisa Hashimoto, "Interconnecting micro controller for PV systems in Japan", WCPEC-3, May 2003

Reflection and Absorption Characteristics of Electromagnetic Waves by PV Modules

Hayato Tada, Kosuke Kurokawa, Toru Uno, Masaharu Takahashi, and Satoru Yatabe*

*Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
phone: +81-42388-7445/fax: 81-42388-7445/E-mail: innocent@cc.tuat.ac.jp
*Shirouma Sience Co., Ltd.
5777, Aoki, Nyuzen-cho, Shimoshinkawa, Toyama, 939-0643 Japan
phone: +81-765-72-0038/fax: +81-765-72-5011*

Abstract

The purpose of this study is developing PV modules absorbing electromagnetic waves.

In Japan, a lot of urban high-rise buildings stand in towns, for this reason, "Picture ghosting" occurs remarkably, which is generated by electromagnetic waves reflected at walls of buildings. In order to prevent this issue, the authors suggest that PV modules, which are used as outer walls of the buildings, have characteristics of absorbing electromagnetic waves. The method of absorbing is PV modules have characteristics of reciving antennas. In this papar, the authors explain the antenna characteristics of the PV module, which have a structure of Loop-antenna in itself (CL Module)

By changing the arrangement and wiring cells, the loop length is formed in CL module. The antenna potential of CL Module was simulated by FDTD method. As a result, the gain was bigger than normal antennas, and the radiation pattern of the antenna was improved in such a way that the terminal was set at the center of feeding edge. This radiation pattern is available to solve electromagnetic wavess issues couse at walls of the buildings.

For the future, the authorhs will design and analyze the most appropriate wiring cells as regard to antenna characteristics and electricity generated by the PV module.

Keywords: Picture ghosting, FDTD method, Loop-antenna, CL module

1. Introduction

"Picture ghosting" is one of various TV waves obstacles, which is generated by time gap of direct waves from a TV waves tower and waves reflected at walls of buildings. In Japan, a lot of urban high-rise bhildings stand in towns, therefore, various reflective waves are generated and the TV interference occurs remarkably. The cost of countermeasure for this phenomenon is very high, for example, wave absorbers are set at walls of the buildings. For this reason, the solution of this issue is delayed. On the other hand, concerning natural energy, photovoltaic (PV) modules have been spread because of rising international

consciousness to “Warming phenomenon”. Especially, in Japan, PV modules are increasing to use as outer walls for reason of aesthetic value, durability, easy maintenance, needless to say, and reducing cost. The authors have attention to these circumstances and suggest the method of preventing “Picture ghosting” by PV modules. The purpose of this study is designing and developing the PV modules absorbing TV waves. The Solution of the electromagnetic waves issue by using PV modules is to give another added values and contributes to spread the PV systems.

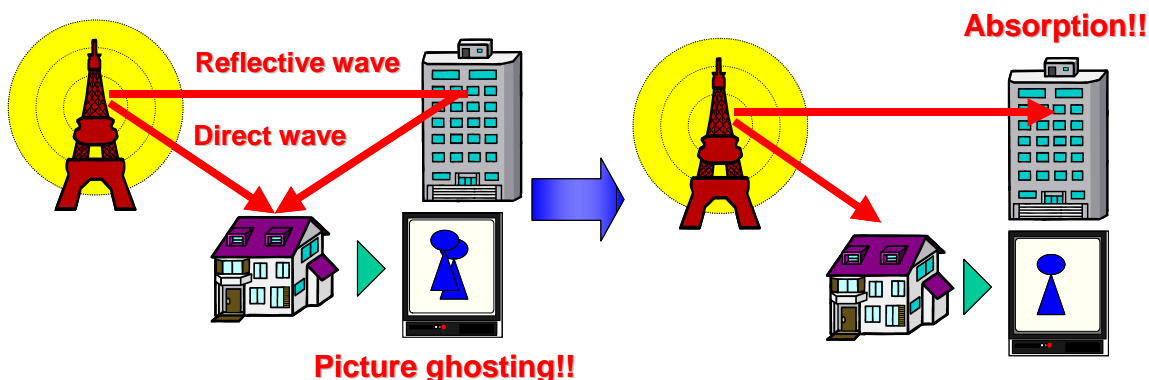


Fig.1 Fundamental principal of “Picture ghosting”.

2. The absorption method by the CL Module

PV modules should have characteristics of receiving antennas due to prevent “Picture ghosting” itself. As adding the structure of antennas to PV modules, Loop-antenna was adopted considering gain, radiation pattern and the relation of the target frequency to the size of cells. Loop-antenna shows a good receiving performance on the condition that the loop length is equal to the wavelength of the target electromagnetic waves. Therefore, by changing the arrangement and wiring cells, the loop length is formed in the PV modules, and they had characteristics of Loop-antenna (CL Module ; Cell Loop Module).

In Japan, VHF band is used as TV waves. The frequency band is 100 to 200MHz, changing to wavelength, 1.5 to 3m. In order to match to the target frequency, additionally considering the dielectric constant of EVA, CL Module has 1.2m loop length which consists of eight cells (The size of edge is 15cm ; $15\text{cm} * 8 = 1.2\text{m}$).

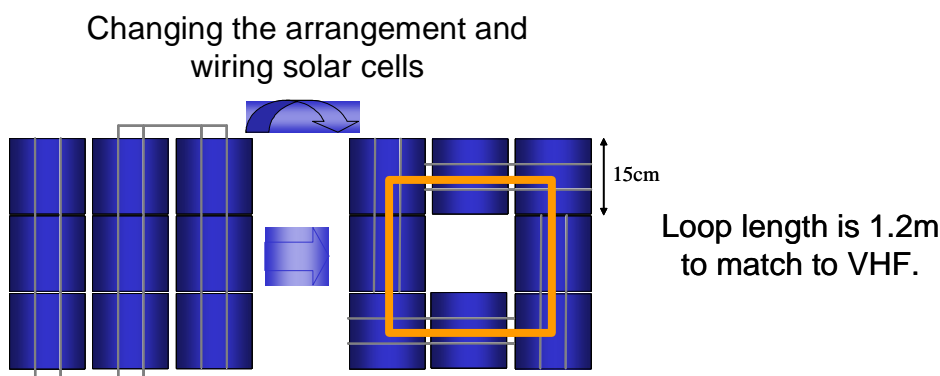


Fig.2 CL Module

3. Analysis by FDTD method

3.1 FDTD method

On this present study, FDTD method was used due to analyze CL module.

As a method of computing electromagnetic, Moment method and Finite element method have been used. Recently, FDTD (Finite Difference Time Domain method) method is used generally, which is analyzing electromagnetic in time domain by differing Maxwell's equations.

Maxwell's equations are shown below.

$$\nabla \times E(r,t) = -\frac{\partial B(r,t)}{\partial t} \tag{1}$$

$$\nabla \times H(r,t) = -\frac{\partial D(r,t)}{\partial t} + J(r,t) \tag{2}$$

The analysis environment of FDTD method and the flow chart are shown at Fig.3 and Fig.4. First step, analysis field is prepared surrounding wave sources and scatterers, and divided into a lot of minute rectangular solids (cell). Second step, some kinds of medium constants are given to each of cell, and Maxwell's equations are formulated. Finally, electromagnetic is analyzed by computing the formulated equation in time domain. Additionally, the analysis environment of FDTD method is closed. Therefore, a virtual boundary (Absorbing boundary condition) must be set in order not to cause reflected waves at outer walls of the analysis environment.

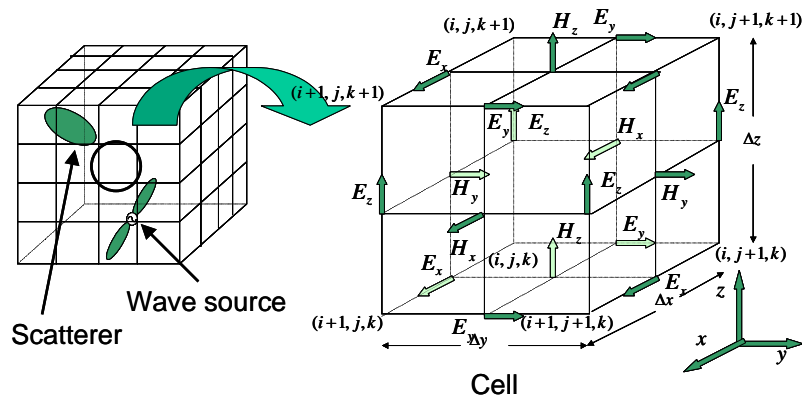


Fig.3 Analysis environment of FDTD method

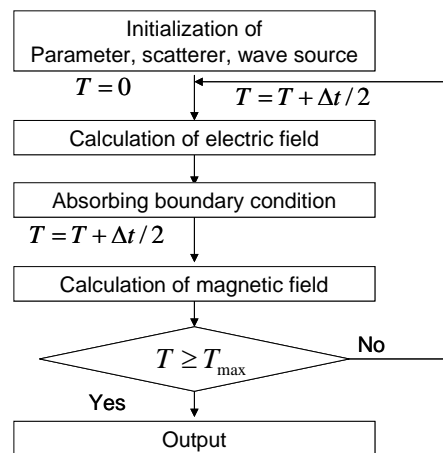


Fig.4 Flow chart

3.2 Characteristic of Antenna

Antenna Impedance

Feeding voltage $V(t)$, feeding current $I(t)$, are Fourier transformed, $V(\omega)$, $I(\omega)$. Antenna impedance is shown below.

$$Z_{in}(\omega) = \frac{V(\omega)}{I(\omega)} \tag{3}$$

The impedance seen looking into the terminals of an antenna is an important parameter that needs to be known in order to design a network that will provide a conjugate impedance match to the transmission line. The condition that reactance is zero is called resonance, in which case the antenna can be connected directly to a transmission line with a characteristic impedance equal to radiation resistance.

Additionally, resistance of impedance is called radiation resistance. It is that equivalent resistance which would dissipate the same amount of power as the antenna radiates when the current in that resistance equals the input current at the antenna terminals.

Gain and Radiation pattern

Gain is indicative of efficiency of an antenna. Gain is defined as a ratio of the electric power density of the maximum emission direction of an antenna and isotropic wave source.

$$Gain = \frac{ElectricPowerDensityOfAntenna}{ElectricPowerDensityOfIsotropicWaveSource} \tag{4}$$

Therefore, this antenna radiates electromagnetic waves which is G times electric power than input at the terminal.

Additionally, Radiation pattern is a map, which enable to confirm directions of radiated electromagnetic waves. Gain in the radiation pattern is ratios of electric field strength of various direction and the maximum emission direction. The E-plane pattern of a normal Loop-Antenna is shown in Fig 6. The antenna receives electromagnetic waves from various directions paralleling ground. Therefore, PV Modules should have the receiving performance of the normal Loop-antenna, for the solution of electromagnetic waves issue by setting PV Modules on walls of buildings.

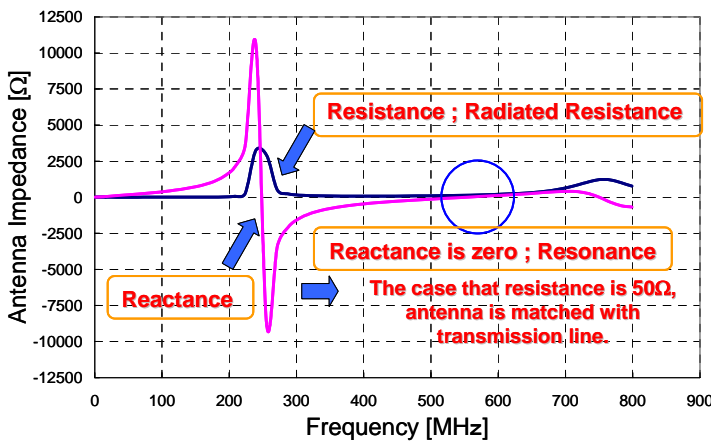


Fig.5 Antenna impedance of Loop-Antenna.

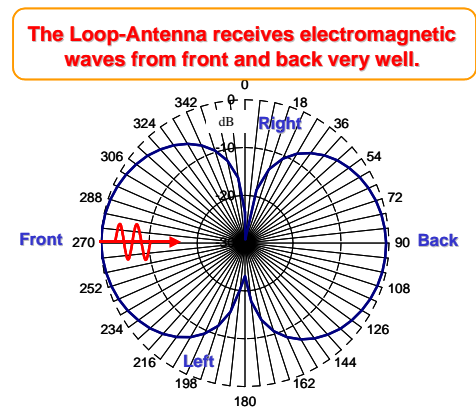


Fig.6 Radiation pattern of Loop-Antenna.

3.3 Analysis of the CL Module

The modeling and analysis environment of CL Module is shown in Fig 7(a). The analysis model was assumed that solar cells are conductance, and the other components which include the glass, EVA, the flame, and back sheet, are neglected in order to evaluate the characteristic of the antenna, which consists of only cells and electrical conducting ribbons. In addition, the model was smaller than really

size of CL Module for reason of a relation of the analysis environment to performance of computer. In this case, CL Module was designed that the loop length is 50cm; therefore, the prospective resonance frequency is 600MHz. As a result, the tendency as below was performed.

- The resonance frequency is 636MHz. The resultant wavelength of resonance frequency is equal to the minimum loop length which consists of cells and the electric conducting ribbons.
- Gain is 7.0dB, which is bigger than the normal Loop-Antenna (2.75dB).

The result of the radiation pattern (E-plane pattern) is shown in Fig 10(a). The electromagnetic waves from front is not received very well, and the gain of the horizontal direction is lower than the normal Loop-Antenna. For the solution of this issue, the characteristics is not available in this case. The reason is that the terminal of the CL module is not set at the center of the feeding edge. Characteristics of radiation pattern is influenced from standing waves on antennas, therefore, the case of CL Module causes interference from incident waves and reflected waves.

In summary of simulation results, the wavelength of the resonance frequency should be matched to the minimum loop length which consists of cells and electrical conducting ribbons, and the terminal should be set at the center of the feeding edge due to improve the characteristics of radiation pattern.

3.4 Analysis of appropriate wiring cells

Above results are taken into consideration, the authors designed and analyzed the CL Module with appropriate wiring cells. The modeling and analysis environment is shown in Fig7(b). In this analysis, the loop length is 88cm, which consists of 12 cells. It corresponds with 340MHz. Additionally, the terminal is set at the center of the feeding edge. The results are shown below.

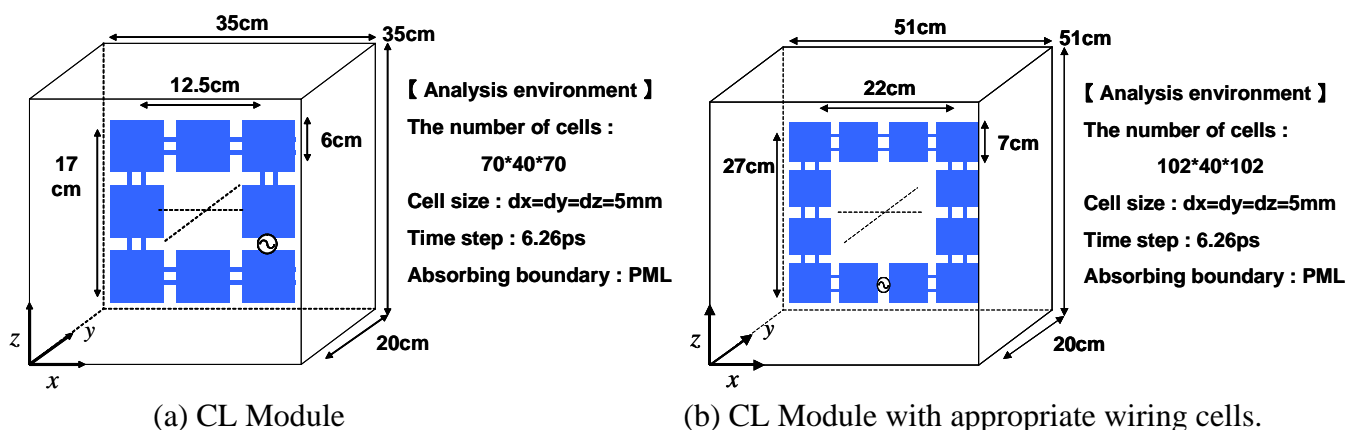


Fig.7 Modeling and analysis environment of CL Module.

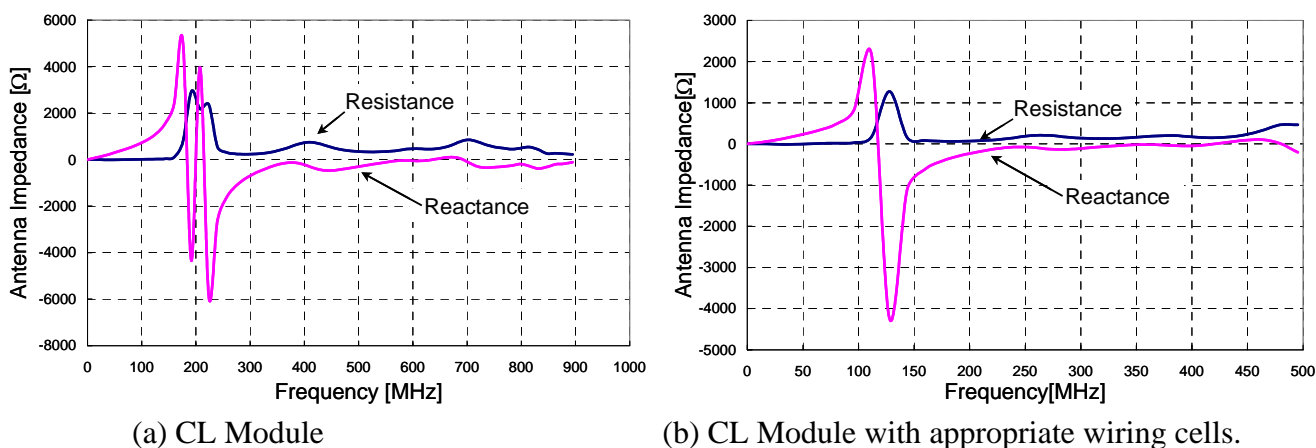
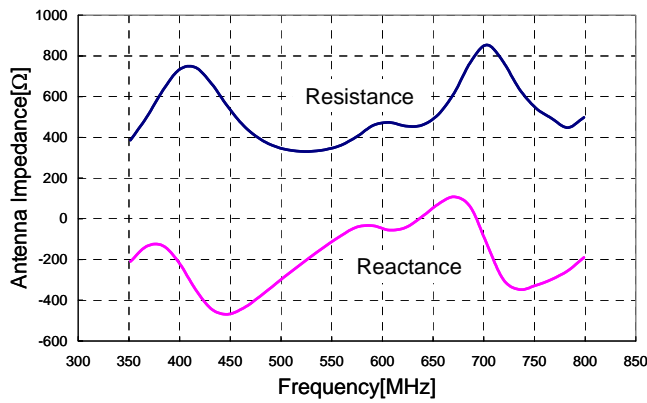
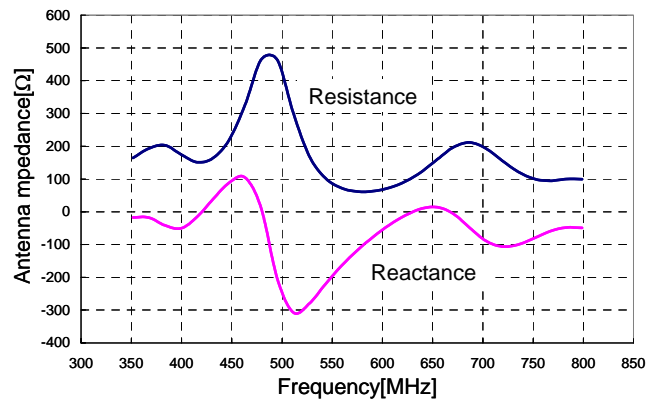


Fig.8 Simulated antenna impedance of CL Module.

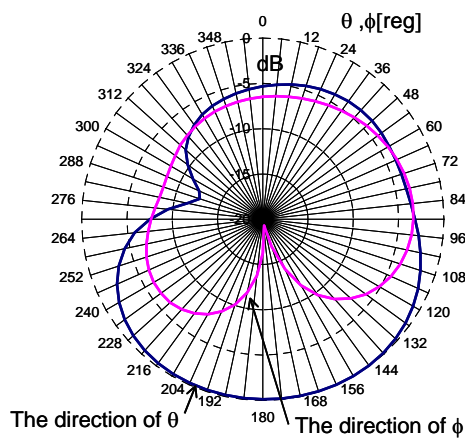


(a) CL Module

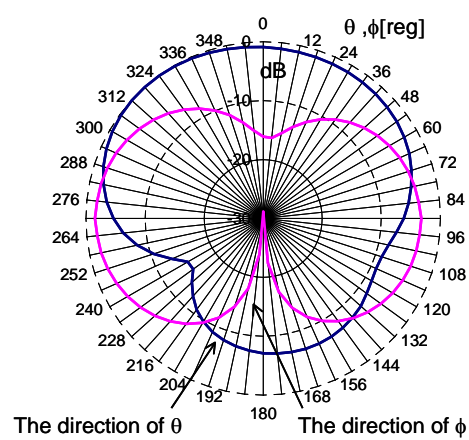


(b) CL Module with appropriate wiring cells.

Fig.9 Simulated antenna impedance of CL Module.



(a) CL Module



(b) CL Module with appropriate wiring cells.

Fig.10 The radiation pattern of CL Module.

- The resonance frequency is 420MHz as predictably.
- Gain is 4.41dB, which is bigger than the normal Loop-Antenna.
- The result of the radiation pattern is shown in Fig 10(b). The CL Module can absorb electromagnetic waves from various directions; especially, the gain from front is bigger. In other words, the characteristic of the radiation pattern is similar with the normal Loop-antenna.

Thus, the CL module is in the resonance condition at the prospective frequency, the wavelength of which corresponds with the minimum loop length consists of 12 cells and electric conducting ribbons. In addition, by setting the terminal at the center of the feeding edge, the big standing waves are generated on the antenna. Therefore, the characteristic of radiation pattern was improved.

3. Conclusions

Regarding the absorption method, the CL Module achieved antenna characteristics by considering of the size of loop length and the position of the terminal. However, there are unavailable spaces, size of which is four cells. For the future, the authors will design and analyze the most appropriate wiring cells which has antenna characteristics and generates electricity sufficiently by filling the unavailable space.

References

[1]A.Yamaguchi, K.Kurokawa, Toru Uno, Masaharu Takahashi, Satoru Yatabe; "A New Added Value of Photovoltaic Module ~ Absorption Characteristic of Electromagnetic wave ~", 17th EUPVSEC, p728~731, 22-26 Oct 2001

A fundamental experiment for discrete-wavelength LED solar simulator

Shogo Kohraku and Kosuke Kurokawa

Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)

Naka-cho 2-24-16, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

E-mail: kohraku@cc.tuat.ac.jp, Phone & Fax: +81-42-388-7445

ABSTRACT

This paper is intended to report the possibility of an LED (Light-Emitting Diode) as a light source of a solar simulator for measuring solar cells. In our laboratory the LED solar simulator have made up as the test production, and characteristics of monocrystalline *Si* solar cell have been measured by using it. As a result, spectral response (SR) and I-V characteristics of solar cells can be measured by proposed method even though light intensity of the LED is in the range approximately up to 10 [mW/cm²]. Moreover, I-V characteristics under standard test conditions (STC) can be estimated by compensation.

Keywords: Light-Emitting Diode (LED), Spectral Response, Measuring Method

1. Introduction

For further market deployment of photovoltaic systems (PV systems), solar cells and modules must maintain sufficient reliability; therefore, technologies of measuring solar cell performances are very important. At present, the solar cell measurement performance have been improved, but its cost has been still expensive since Xenon and Halogen lamp, of which the solar simulator is consisted, are short life and requires a lot of electric power. Meanwhile, it is widely recognized that LED is energy-saving, budget and small light-source, and recent technical innovation allows us to be easy to buy the high luminance LED. In a few studies, the solar simulator using LED as light sources has been proposed. Those simulators are used white light LED instead of previous lamps. However, their characteristics are not corresponding with characteristics of natural sunlight because the spectrum of LED is narrower and weaker than the spectrum of natural sunlight. Therefore, it seems to be required the suitable method in order to use the LED solar simulator.

This paper is intended to propose that the LED solar simulator is available to obtain the performance of solar cell, I-V and SR characteristics, by the methodological measurement. As for SR characteristic, discrete spectral response can be measured in such a way that white and plural monochromatic light illuminate the solar cell each other due to fact that monochromatic light LED except white light has bright line spectrum. SR curve can be estimated by using discrete spectral response and least-squares method with physical model, and photocurrent under STC is obtained from SR curve. Moreover, the LED solar simulator is able to measure I-V characteristics of STC by assuming that I-V characteristic of *Si* solar cells are independent of light intensity.

2. Theory and Experimental

2.1 Measuring method using LED

Figure 1 shows the measurement procedure of SR using LED. A test cell is irradiated by monochromatic light together with white light as bias light, and its short circuit current (I_{sc}) is measured. Secondly, the cell is only exposed to white light and I_{sc} is measured in the same way. The difference of I_{sc} in two conditions divided by incidence monochromatic irradiance is SR at the wavelength of the illuminating light. Spectral responses at discrete wavelength are derived by three monochromatic LED (this time, Blue, Red and Infrared). Experimental discrete spectral responses are supplemented by a theoretical curve of photocurrent, and then the whole SR curve of the test cell is calculated [1]. The SR curve multiplied by the reference solar spectral distribution calculates photocurrent under STC. I-V characteristics are measured under two different irradiation and calculated those under STC by correction.

2.2 Specification of LED solar simulator

LED solar simulator for a 100×100 [mm²] solar cell is manufactured for trial (Fig. 2). This equipment has LED in 4 colors (Blue, Red, Infrared and White), and the specification is shown in

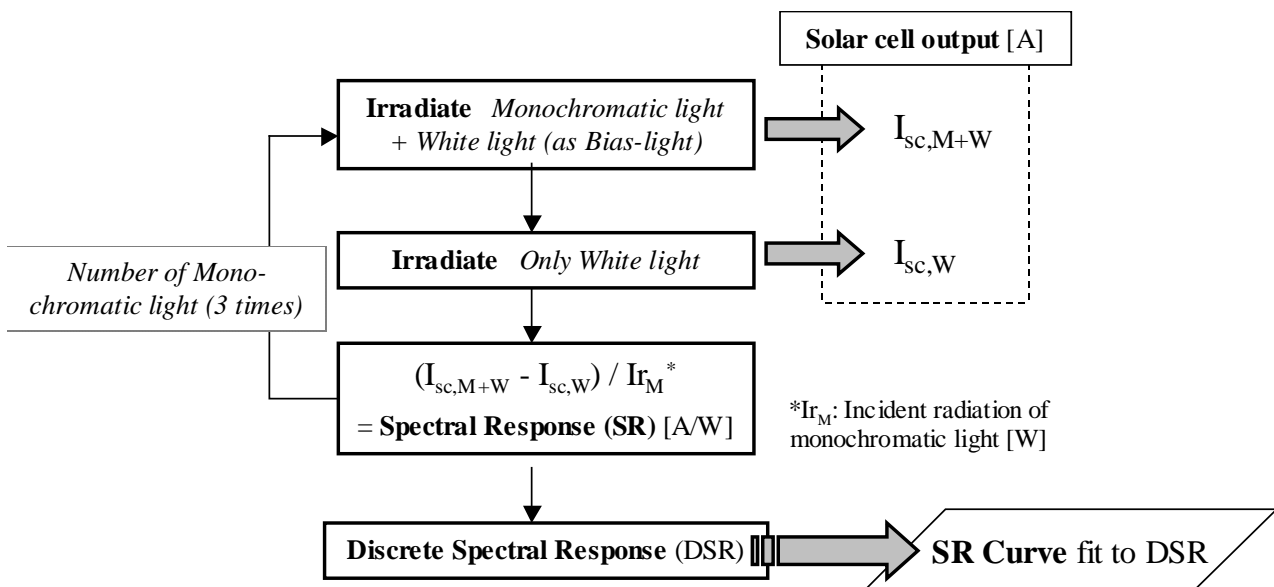


Fig. 1. Measurement procedure of spectral response using monochromatic light

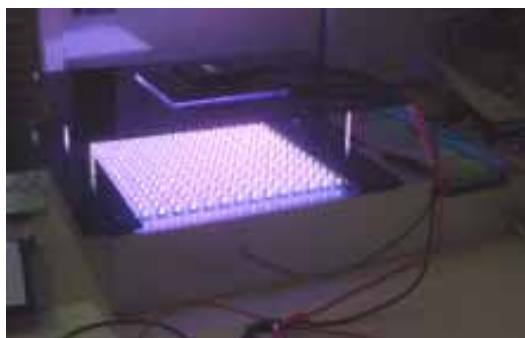


Fig. 2. Discrete-wavelength LED solar simulator

table 1. Their angle of beam spread is middle (about 30 [deg]), and lamp-type LED is used. Each LED is arranged equally (7.62 [mm] between each LED, and 15.24 [mm] between same color). Fig. 3 shows schematic illustration of the LED arrangement. 14*14 LED per color are laid out on a grid, and total number of LED is 784. The total area of light-source is about 205*205 [mm²]. The distance of irradiation is adjusted with spacers. This time, light source irradiated a measuring object from a height of 84 [mm], and had illumination unevenness per color of about 5%. The arrangement has lower illumination unevenness calculated by illuminant simulation [2].

The simulator is electrically designed as follows. LED controlled at each color can be passed a voluntary current and voluntary light intensity is available. Typical forward current (I_F) of LED is 20 [mA] (in the case of infrared, $I_F = 50$ [mA]) in this SR measurement.

Table 1 Specifications of LED

| Color | Peak wave-length [nm] | Spectral half bandwidth [nm] | Typical light intensity [cd] | Angle of beam spread [deg] | Typical forward current: I_F [mA] | Typical forward voltage: V_F [V] |
|----------|-----------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|
| Blue | 470 | 25 | 1500 | 30 | 20 | 3.6 |
| Red | 644 | 18 | 800 | 30 | 20 | 1.9 |
| Infrared | 950 | 50 | 180 [mW/sr] | 35 | 50 | 1.3 |
| White | 470 (570) | - | 3100 | 35 | 20 | 3.6 |

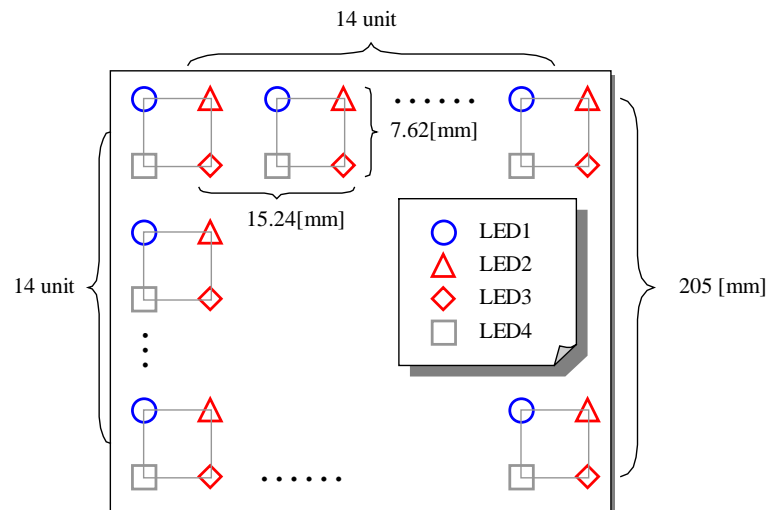


Fig. 3. Schematic illustration of LED arrangement

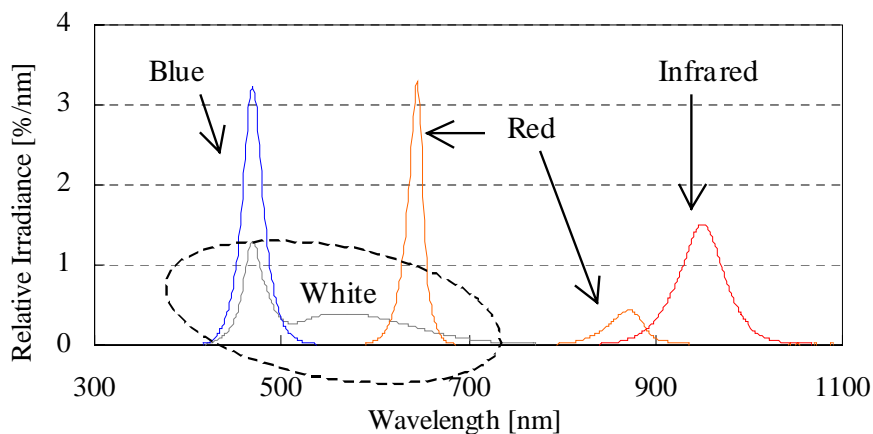


Fig. 4. Wavelength characteristics of LED built in solar simulator

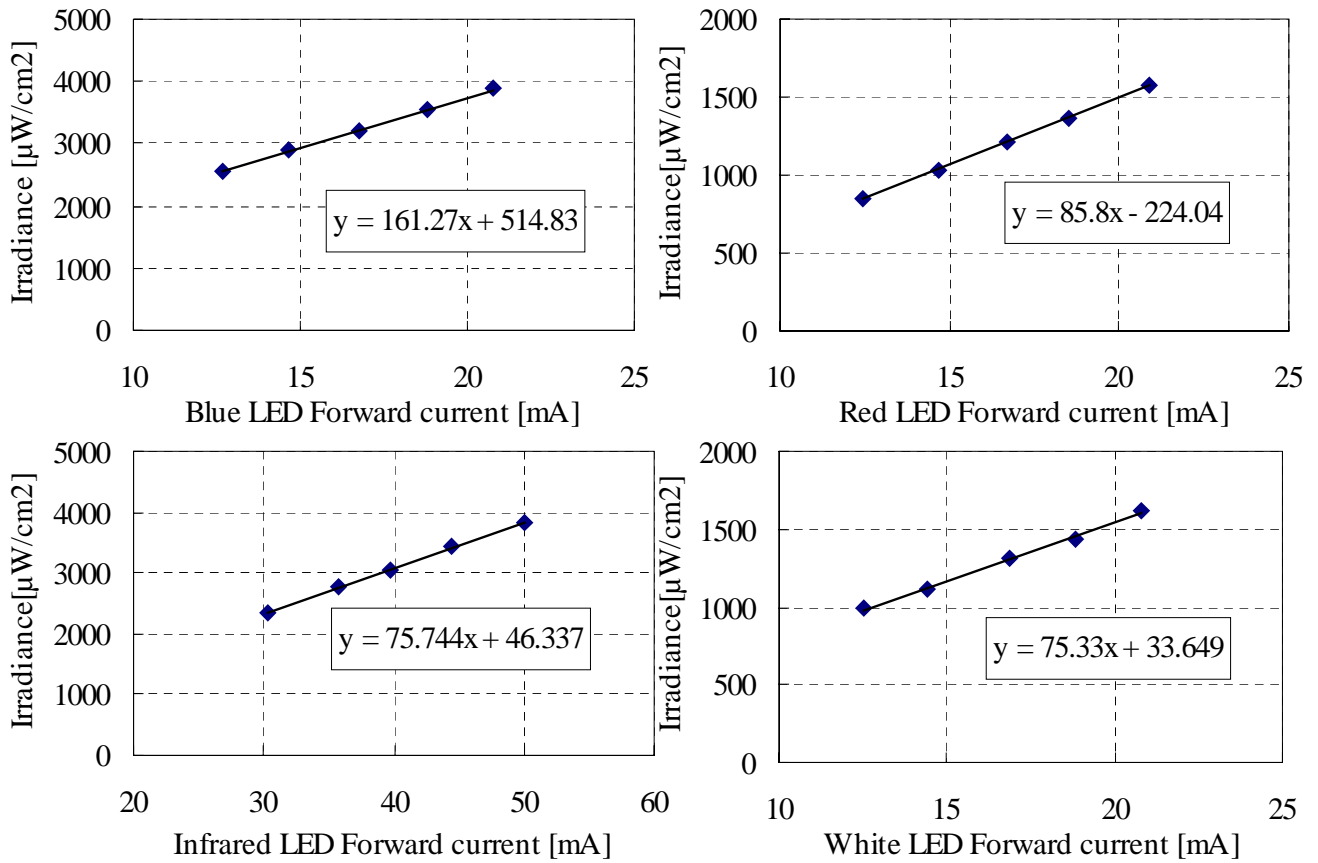


Fig. 5. Relations between each LED forward current (I_F) and irradiance

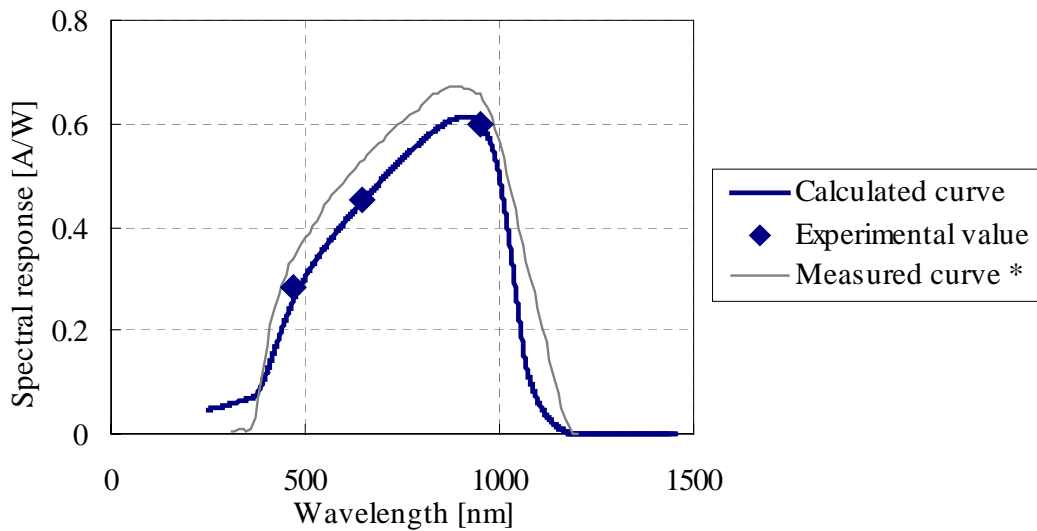


Fig. 6. Comparison of calculated and measured SR curve (* measured by AIST)

3. Results and Discussion

3.1 Measurement of spectral response

The relation between the I_F and the irradiance of LED light was examined with a spectroradiometer for grasping the irradiance in measuring (fig. 5). After this, the irradiance of LED light is derived from each I_F (It needs to be careful about the irradiance time change of LED.). Discrete SR measured by 3 LED were compensated with the photocurrent theoretical curve by least-squares method and the calculated and measured curve is compared (fig. 6). Consequently, the

measured and calculated photocurrent under STC were respectively 3.76 [A] and 3.14 [A], and the estimation is lower than the measurement one. The current is derived SR multiplied by AM1.5G standard spectrum.

3.2 Measurement of I-V characteristics

Shown in Figure 7 are the experimental I-V characteristics illuminated with white LED light, the calculated and the measured I-V curves under AM1.5G spectrum. I-V characteristic under STC can be calculated from

$$V_2 = V_1 (= V_3)$$

$$I_2 = I_1 + (E_2 - E_1) \cdot \frac{I_3 - I_1}{E_3 - E_1}$$

Where E_1, V_1, I_1 and E_3, V_3, I_3 are the irradiance, voltage, and current of the experimentally known $I_{out}(V)$, respectively. E_2, V_2 and I_2 are those of the unknown $I_{out}(V)$ [3]. The calculated and measured value is compared in table 2, the former has smaller curve than the latter. The difference is caused by the errors including each irradiance under experiment, because the compensation widens these errors over 10 times. Therefore, the accurate measurement of LED irradiance before the cell characterization is important. Any way, I-V characteristics can be estimated roughly by correction.

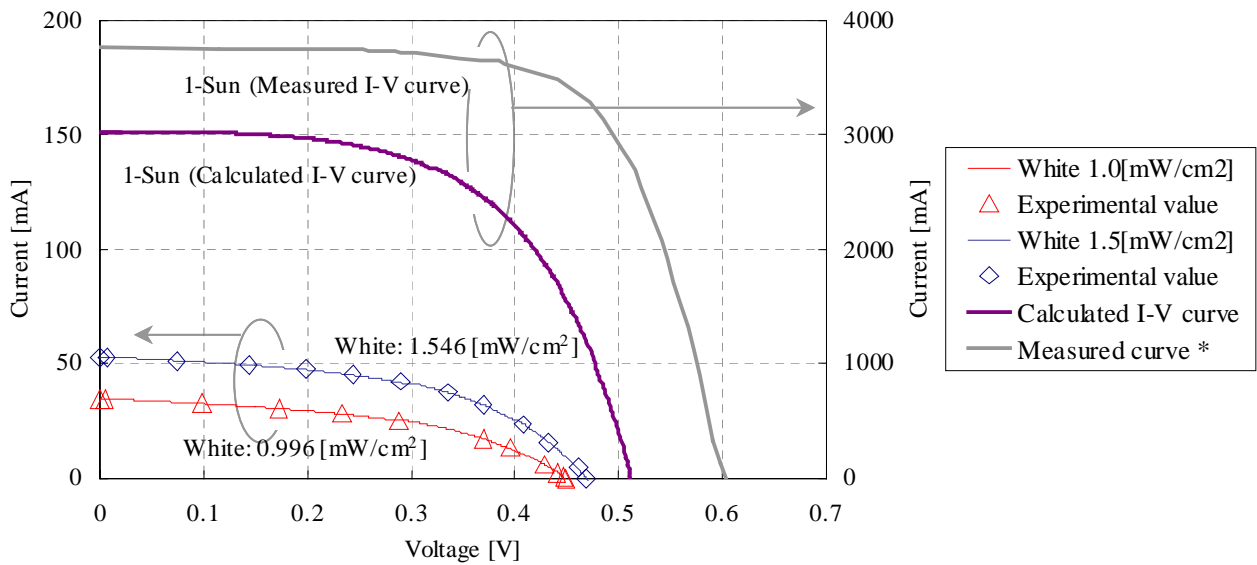


Fig. 7. Comparison of the results of calculated and measured I-V curve under 1-Sun (* measured by AIST)

Table 2 Measured and calculated value

| | Calculated Value | Measured Value |
|----------|------------------|----------------|
| Voc [V] | 0.51 | 0.60 |
| Isc [A] | 3.02 | 3.76 |
| Vmax [V] | 0.37 | 0.46 |
| Imax [A] | 2.47 | 3.37 |
| F.F. [%] | 58.59 | 68.50 |

4. Conclusion

In the present work, the LED solar simulator used 4 colors LED (include 3 monochromatic) as light source was made and the measuring method of solar cells has been demonstrated by it. Assuming that SR and I-V characteristics of mono-crystalline Si solar cell do not depend on light intensity and wavelength, a test cell is measured. As a result, the estimated value is lower than the nominal one and to examine the dependence will be necessitated in the future. Nevertheless, it is notable that the low intensity light like LED can estimate the I-V characteristics under AM1.5G spectrum.

Acknowledgements

The authors would like to thank Y. Hishikawa of AIST for many helpful discussions.

References

- [1] H. J. Hovel, Semiconductors and Semi-metals vol.11, 8-37 Academic Press (1975)
- [2] S. Kohraku, K. Kurokawa: "New methods for solar cells measurement by LED solar simulator", WCPEC-3rd (2003)
- [3] Y. Hishikawa, Y. Imura and T. Oshiro: "Irradiance-dependence of the current-voltage characteristics of crystalline silicon solar cells", Jpn. J. Appl. Phys. Part2, 39-7A (2000) L6

An Evaluation Method of the Fluctuation Characteristics of Photovoltaic Systems by Using Frequency Analysis

Norihiko Kawasaki, Takashi Oozeki, *Kenji Otani, and Kosuke Kurokawa
 Kosuke KUROKAWA Lab, Tokyo University of Agriculture and Technology,
 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
 Phone: +81-42-388-7445, Fax: +81-42-388-7445, E-mail: norihiko@cc.tuat.ac.jp
 *National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST)

ABSTRACT

Short time fluctuations in solar irradiance will become an important issue with regard to future embedded photovoltaic (PV) systems. However, when a large number certain area intensively, the output of the systems will be provide stable by the equalization of irradiance fluctuation. In this paper, the estimation method of irradiance fluctuation is described. By the estimation method, irradiance frequency characteristics are estimated.

1. Introduction

The output of PV systems has a short-term fluctuation due to weather fluctuation. It may give undesirable effects on an individual power System, and it makes the capacity value (kW value) of the PV system be low. For resolution of those problems, authors have studied "the smoothing effect" which is smooth the area total irradiance. Fluctuation of output is sensitive as for a few PV systems, but fluctuation of total output in clustering PV systems is not remarkable because there is spatial - inhomogeneity of irradiance field in certain area. According to the smoothing effect, the capacity value of PV systems is indicated to increase, and problems for utility occurred by fluctuation of PV output power can be alleviated. Therefore, it is very important to quantity this effect and to develop the evaluation method. Several important studies of the smoothing effect have already been approached base on using irradiation data. One of the paper described definition of the irradiance fluctuation degree by using original parameter, moving average and standard deviation of irradiance data, and demonstrates improvement in kW value [1]. In the other paper, the magnitude of the fluctuation and speed of fluctuation are defined, and the forecast of LFC capacity is evaluated [2]. Both of studies have developed the simulation method of the smoothing effect base on irradiation as relation between smoothing effect and area size and the value of the number of PV systems in a distribution network. Furthermore, the evaluation method is prospected to be more mathematical and to consider several time scales, and also it is necessary to demonstrate accuracy of simulations by using data obtained in real system. In this study, the

evaluation method of smoothing effect of PV systems is proposed by frequency analysis: i.e. Fourier Transform and Wavelet Transform [3].

2. Measured Data

Irradiance data has been recorded by one minute sampling. Irradiance data used in analysis was obtained by the special monitoring system that consists of nine synchronized monitoring terminals Oct 1995 to December-1997 (Fig 1). Those terminals have been installed on a grid which covers an area measuring about 4km x 4km at 140° 05'58" eastern to 140° 09'05" eastern and 36° 02'58" northern to 36° 05'30" northern. The size of the grid is decided by considering the size of typical urban distribution network [1].



Fig.1. Location of 9 terminals of Area Irradiance Monitoring System

3. Approach

Applying a Fourier Transform and a Wavelet Transform can derive frequency domain properties of the recorded fluctuation patterns. Unlike for Fourier Transform, Wavelet Transform are localized in time by frequency analyzing. In other words, Fourier Transform has only frequency information. Wavelet Transform has time information and frequency information. However, Wavelet Transform is difficult to calculate and theory than Fourier Transform. The flow of the calculation is showed in Fig.2. Average spectrum gives degree of fluctuation for the whole one day. On the other hand, magnitude of the fluctuation gives degree of fluctuation for a local time. Both of them are important in order to understand by fluctuation characteristics. This method was able to evaluate irradiance fluctuation quantitatively.

3.1. Fourier Analysis

Irradiance drops and spikes caused by passing fast clouds. Irradiance data measured individual point and the average of all data is illustrated. Smoothed irradiance sequence in the case of area averaging operation are certified in Fig 3 which shows the analyze results of Fourier Transform for measured irradiation data. The horizontal axis serves as frequency, and the maximum frequency is 1/120 [Hz] base on the sampling theorem.

$$F(k) = \sum_{n=0}^{N-1} f(n)e^{-j2\pi kn} \quad (1)$$

Power spectrums are calculated from the square of the coefficients of Fourier spectrum (F(k)).

In order to evaluate the frequency band in relation to LFC capacity, power spectrum of 1 mHz and more are averaged.

$$I_{F(k)} = \frac{1}{N} |F(k)|^2 \quad (2)$$

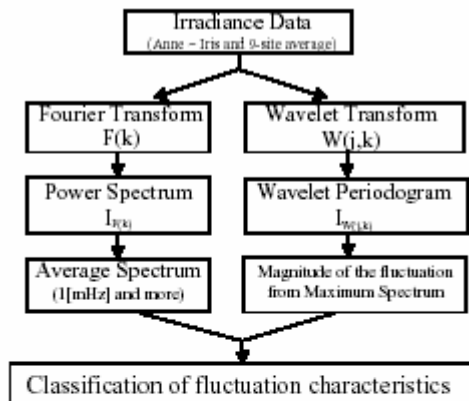


Fig 2. Flow chart of the evaluation process

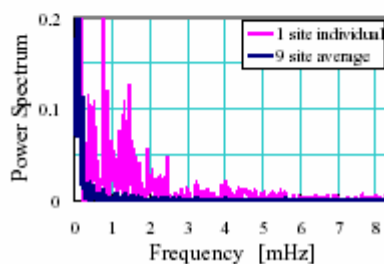


Fig 3. Result of Fourier Transform; one-site irradiance measurements and averages of nine-sites measurements (19 August 1997)

3.2. Wavelet Analysis

Wavelet Transform W of a signal f(n) is calculate as the inner product of f(n) and the scaled and shifted wavelet base $\psi_{j,k}(n)$:

$$W(j, k) = \sum_{n=0}^{N-1} f(n)\psi_{j,k}(n) \quad (3)$$

$$\psi_{j,k}(n) = \frac{1}{2^{j/2}} \psi\left(\frac{n-k}{2^j}\right) \quad (4)$$

Daubechies 4 has been chosen as a wavelet function ($\psi_{j,k}(n)$). Wavelet periodograms are calculated from the square of the coefficients of wavelet spectrum ($W(j,k)$).

$$I_{W(j,k)} = |W(j, k)|^2 \quad (5)$$

The maximum of spectrum is looked for from this periodogram. It is targeted at fluctuation period for 1 to 16 minutes. Because they influence LFC capacity.

4. Results and Discussion

Result of the flow chart is showed in Fig.4. As for average of nine-site irradiance, magnitude of the fluctuation and average spectrum became small. This is the effect of “the smoothing effect”. In this time, the authors evaluated irradiance fluctuation of one certain day, analysis of various pattern will evaluate characteristic of fluctuation clearly.

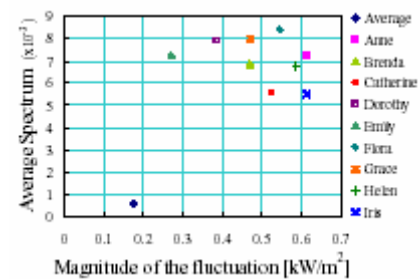


Fig.4. Classification of fluctuation characteristic; relation of Average Spectrum and Magnitude of the fluctuation.

5. Conclusion

The smoothing effect can be quantified every fluctuations frequency by using frequency analysis, Fourier Transform and Wavelet Transform. Furthermore, the author will evaluate the relation between with the fluctuation and area size, the distance of station, and introduced density of the PV system.

ACKNOWLEDGMENTS

This work was supported by NEDO as a part of the “Demonstrative Research on Clustered PV Systems” under METI.

REFERENCES

- [1] K.Otani, J.Minowa, and K.Kurokawa, “Study on Areal Solar Irradiance for Analyzing Areal-Totaled PV Systems,” Solar Energy Materials and Solar Cells,47, pp.281-288,1997.
- [2] S.Yanagawa, et al., “Evaluation of LFC Capacity for Output Fluctuation of Photovoltaic Power Generation Systems Based on Multi-point Observation of Isolation,” T. IEE Japan, Vol.121 No.9 pp.1094-1102, 2001.
- [3] A.Woyte, R.Belmans, and J.Nijs, “Analysing Short-time Irradiance Fluctuations By Their Characteristic Time Scales” WCPEC-3, Osaka, Japan, 11-18 May 2003

An Evaluation Method of the Fluctuation Characteristics of Photovoltaic Systems by Using Frequency Analysis

Norihiro KAWASAKI, Takashi OOZEKI, *Kenji OTANI, and Kosuke KUROKAWA
Kosuke KUROKAWA Lab, Tokyo University of Agriculture and Technology,
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
Phone: +81-42-388-7445, Fax: +81-42-388-7445, E-mail: norihiro@cc.tuat.ac.jp
*National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST)

Abstract

Short time fluctuations in solar irradiance will become an important issue with regard to future embedded photovoltaic (PV) systems. From the viewpoint of considering an intensive PV installation on the certain area, the output of the systems will be provide stable by the equalization of irradiance fluctuation. In this paper, a new estimation method of irradiance fluctuation, which based on the combination of the Fourier transform and the Wavelet transform methods, is described.

Keywords

PV system, the smoothing effect, fluctuation characteristic, Fourier transform, Wavelet transform

1. Introduction

The output of PV systems has a short-term fluctuation due to weather fluctuation. It may give undesirable effects on an individual power system, and it makes the capacity value (kW value) of the PV system be low. To clarify these phenomena, authors have studied "the smoothing effect" which is smooth the area total irradiance. Fluctuation of PV output is sensitive as for a few PV systems, however fluctuation of total output in clustering PV systems is not remarkable because there is spatial-inhomogeneity of irradiance field in certain area. According to the smoothing effect, the capacity value of PV systems is indicated to increase, and problems for utility occurred by fluctuation of PV output power can be alleviated. Therefore, it is very important to quantitative this effect and to develop a new evaluation method.

Several important studies of the smoothing effect have already been approached based on irradiation data. One of the papers describes a definition of the irradiance fluctuation degree by using original parameter, moving average and standard deviation of irradiance data, and demonstrates improvement in kW value [1]. In another paper, the magnitude of the fluctuation and speed of fluctuation are defined, and the forecast of Load Frequency Control (LFC) capacity is evaluated [2]. Both studies have developed simulation methods of the smoothing effect based on irradiation as relation between smoothing effect, area size and the value of the number of PV systems in a distribution network. Furthermore, the evaluation method is prospected to be more mathematical and to consider several time scales, and also it is necessary to demonstrate accuracy of simulations by using data obtained in real system. However, both studies are not used a real measurement data of the distribution network.

Purpose of this paper is to develop a new evaluation method for smoothing effect. The evaluation method uses Fourier transform and Wavelet transform [3] for frequency analysis. Measured data will be able to obtain from February 2004. This study is a part of "Demonstrative Research on Clustered PV Systems", funded by New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO).

2. Measured Data

Irradiance data has been recorded by one minute sampling. Irradiance data used in analysis was obtained by the special monitoring system that consists of nine synchronized monitoring terminals Oct 1995 to December-1997 (Fig 1). Those terminals have been installed on a grid which covers an area measuring about 4km x 4km at 140 ° 05'58" eastern to 140 ° 09'05" eastern and 36 ° 02'58" northern to 36 ° 05'30" northern. The size of the grid is decided by considering the size of typical urban distribution network [1].

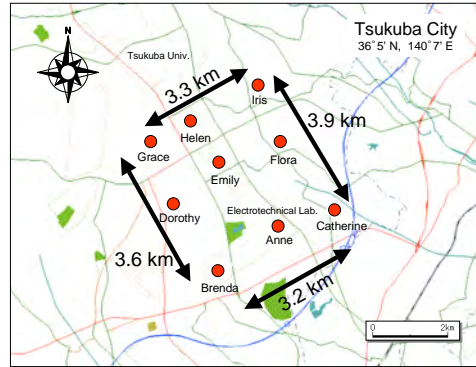


Fig 1. Location of 9 terminals of Area Irradiance Monitoring System

3. Approach

Applying the Fourier transform and the Wavelet transform can derive frequency domain properties of the recorded fluctuation patterns. Unlike for Fourier transform, Wavelet transform is localized in time by frequency analyzing. In other words, Fourier transform has only frequency information, and Wavelet transform has time information and frequency information. However, if either of them is chosen, authors think that the fluctuation characteristic cannot be grasped correctly. Because Fourier transform gives fluctuation for the whole one day, and Wavelet transform gives fluctuation for a local time. Both of them are important in order to understand by fluctuation characteristics. The flow of the calculation is shown in Fig.2.

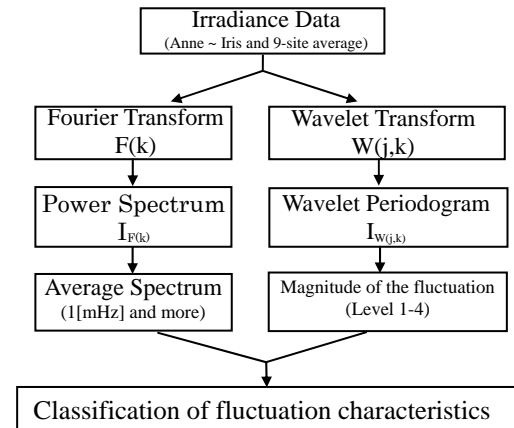


Fig 2. Flow chart of the evaluation process

3.1. Fourier analysis

The Fourier transform of discrete data is given by the following formula.

$$F(k) = \sum_{n=0}^{N-1} f(n) e^{-j2\pi kn/N} \quad (1)$$

Power spectrums ($I_{F(k)}$) are calculated from the square of the coefficients of Fourier spectrum ($F(k)$).

$$I_{F(k)} = \frac{1}{N} |F(k)|^2 \quad (2)$$

The maximum frequency is 1/120 [Hz] (= 8.33x10⁻³ [Hz]) base on the sampling theorem, because irradiance data has been recorded by one minute sampling. This time, the power spectrum more than 1x10⁻³[Hz] was averaged that is as an example. This is defined as “Average spectrum”. This corresponds to the frequency domain of LFC (Load Frequency Control). Average spectrum can know the degree of a distribution of the fluctuation speed in one day. There is so much fluctuation that this value is large.

3.2. Wavelet analysis

Wavelet transform W of a signal $f(n)$ is calculated as the inner product of $f(n)$ and the scaled and shifted wavelet base $\psi_{j,k}(n)$:

$$W(j, k) = \sum_{n=0}^{N-1} f(n)\psi_{j,k}(n) \quad (3)$$

$$\psi_{j,k}(n) = \frac{1}{2^{j/2}}\psi\left(\frac{n-k}{2^j}\right) \quad (4)$$

Daubechies 4 (Fig.3.) has been chosen as a wavelet function ($\psi_{j,k}(n)$). Wavelet periodograms are calculated from the square of the coefficients of wavelet spectrum ($W(j,k)$).

$$I_{W(j,k)} = |W(j, k)|^2 \quad (5)$$

This time, the fluctuation cycle for 1 - 16 minutes was observed as an example. This corresponds to a level 4 from a level 1. Furthermore, this corresponds to the frequency domain of LFC. The maximum of spectrum is looked for from these periodogram (Fig.4.). The maximum of a periodogram is detected and the width of irradiance fluctuation of this time is calculated. This is defined as “Magnitude of fluctuation”. The magnitude of fluctuation is not necessarily max of the day, because frequency band is limited. The greatest magnitude of fluctuation can be calculated for the target frequency.

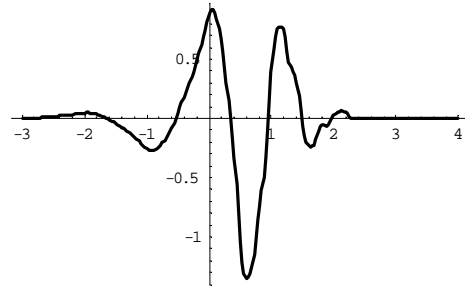


Fig.3. Daubechies 4 (Wavelet function)

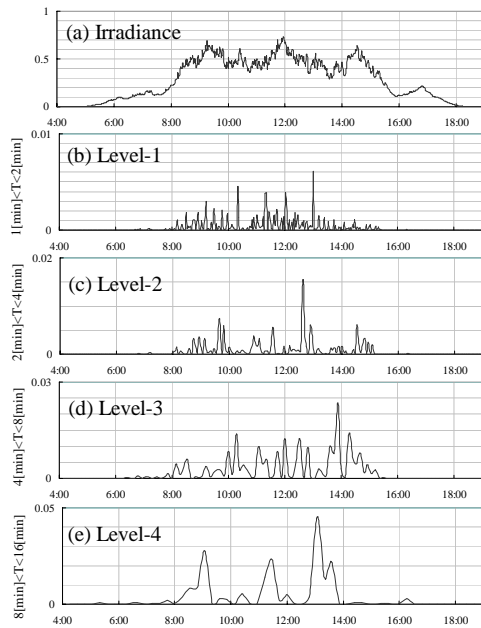


Fig.4. Wavelet Periodogram;
average of nine-sites measurements
(19 August 1997).

4. Results and Discussion

Result of the flow chart is shown in Fig.5. ((a)-3, (b)-3, (c)-3, (d)-3) and Table.1. The horizontal axis serves as Magnitude of the fluctuation, and the vertical axis serves as Average spectrum in Fig.5. Four patterns of a clear weather day (97/8/10), a cloudy after fine weather day (97/8/19), a slightly cloudy sky day (97/7/4), and a rainy weather day (97/7/10) performed analysis.

(1) Clear day

The real measured data of 10th July (see Fig. 5-a) has been set for evaluation standards as a clear day. Average spectrum and Magnitude of the fluctuation is respectively distributed over the range about 0.005×10^{-3} and about $0.05 \text{ [kW/m}^2\text{]}$ on this pattern. As a result, these fluctuations of irradiance are the smallest among four patterns. But as for three points of Brenda, Helen, and Iris, Magnitude of the fluctuation is larger than other points, according to influence of the shade by the building. Influence of the shade by the building is contained on irradiation of 9-site average, according to the smoothing effect.

(2) Slightly cloudy day

There is fast and small fluctuation on each point in area. Average spectrum is distributed over the range about 1.0×10^{-3} to 1.4×10^{-3} , Magnitude of the fluctuation is distributed over the range about 0.2 to $0.4 \text{ [kW/m}^2\text{]}$. As compared with clear day, Average spectrum is 200 or more times, and the Magnitude of fluctuation is 10 or more times. Therefore, irradiance of each point had a sharper fluctuation. Irradiance of 9-site average is the waveform that removed fluctuation as if LPF pass to irradiance of each point. Compared irradiance of 9-site average of this day with irradiance of clear day, Average spectrum is about 30 times, and the Magnitude of fluctuation is the about the same. Average spectrum decreases to about 1/10 and this means that short and fast fluctuation is contained, according to the smoothing effect.

(3) Cloudy, fine later day

Irradiance of this day has much quick and big fluctuation. Irradiance fluctuation of each point in area is intense. Average spectrum is distributed over the range about 5 to 9×10^{-3} , magnitude of fluctuation is distributed over the range about 0.2 to $0.6 \text{ [kW/m}^2\text{]}$. As compared with clear day, Average spectrum is 1400 or more times, and the Magnitude of the fluctuation is 30 or more times. Therefore, irradiance of each point had a very sharp fluctuation. Compared irradiance of 9-site average of this day with irradiance of clear day, Average spectrum is about 130 times, and the Magnitude of fluctuation is the about 3 times. Average spectrum decreases to about 1/12 and the Magnitude of the fluctuation decreases to about 1/4, according to the smoothing effect. This means that the smoothing effect is acquired well.

(4) Rainy day

On the whole, irradiance is small on this day. Therefore, since the absolute value of fluctuation becomes small, an average spectrum and the range of fluctuation become small inevitably: Average spectrum is distributed over the range about 0.02×10^{-3} to 0.07×10^{-3} , Magnitude of the fluctuation is distributed over the range about 0.02 to $0.07 \text{ [kW/m}^2\text{]}$. As compared with clear day, Average spectrum is 1400 times, and the Magnitude of the fluctuation is 30 times. Therefore, irradiance of each point didn't have very sharp fluctuation. Compared irradiance of 9-site average of this day with irradiance of clear day, Average spectrum is about 2 times, and the Magnitude of fluctuation is the about 1/2. The smoothing effect is not obtained on this pattern.

Table.1. Relation of Average Spectrum and Magnitude of the fluctuation

| | Clear | | Slightly cloudy | | Cloudy, fine later | | Rainy | |
|--|-------------------|----------------|-------------------|----------------|--------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | 1 site individual | 9 site average | 1 site individual | 9 site average | 1 site individual | 9 site average | 1 site individual | 9 site average |
| Average Spectrum ($\times 10^{-3}$) | 0.00465 | 0.00448 | 1.021 | 0.129 | 7.22 | 0.572 | 0.0508 | 0.00891 |
| Magnitude of the fluctuation [kW/m^2] | 0.0170 | 0.0565 | 0.221 | 0.212 | 0.615 | 0.175 | 0.0605 | 0.0352 |

* 1 site individual: Anne

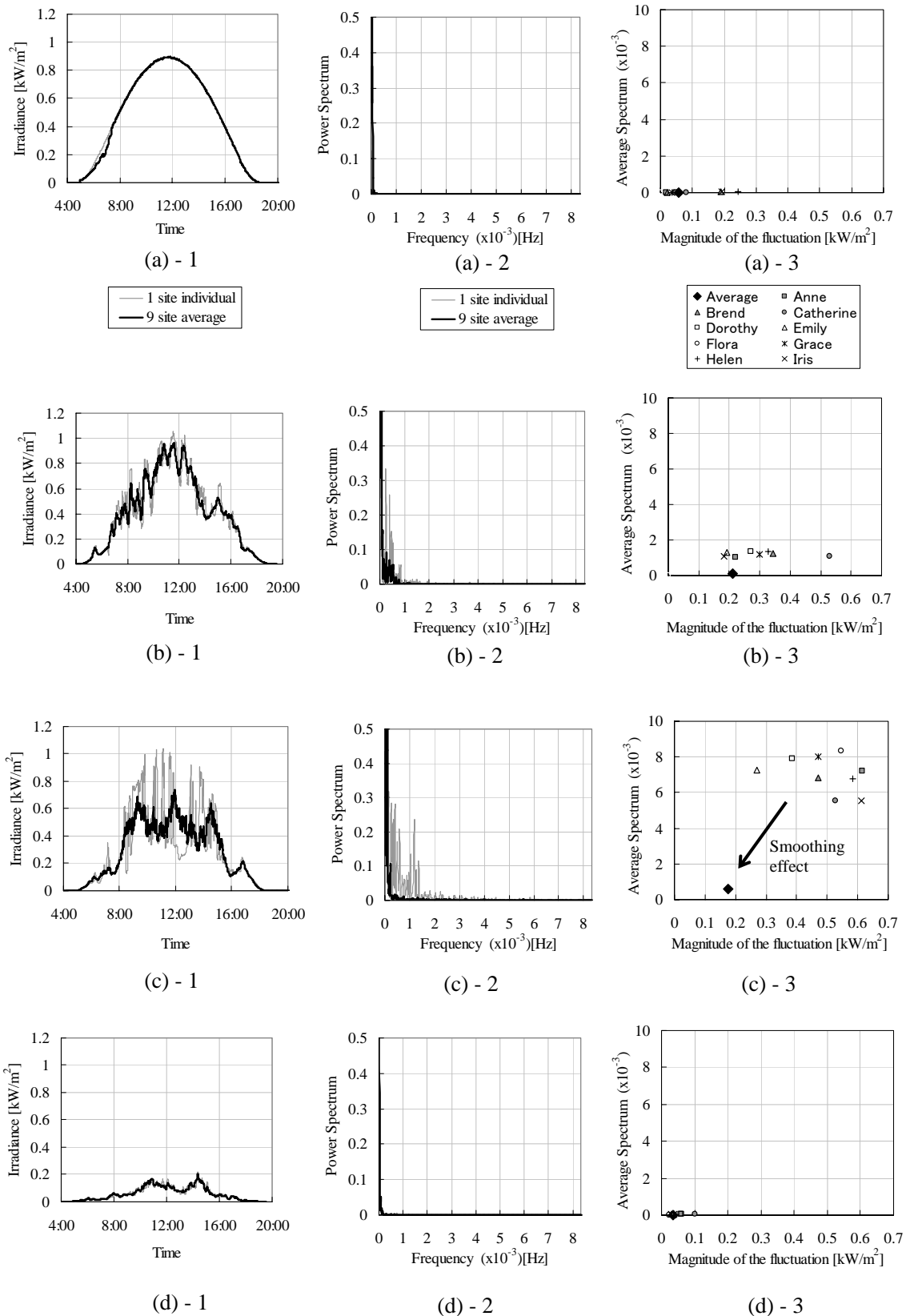


Fig.5. Classification of fluctuation characteristic; relation of Average Spectrum and Magnitude of the fluctuation.
(a): 10 July 1997, (b): 4 July 1997, (c): 19 August 1997, (d): 10 August 1997
1: Irradiance data, 2: Result of Fourier Transform, 3: Fluctuation characteristic

(5) Summary of results

Figure 5 (b) and (c) are influenced by the short time moving cloud, because irradiance drops and spikes caused by passing fast clouds. (c) was deadened by the smoothing effect to level of (b). This is the effect of “the smoothing effect”. Scarcely (a) and (d) are influenced by the short time moving cloud, this fluctuation characteristic is very small value. Author arranges the fluctuation patterns according to intensity: (c) > (b) > (d) > (a) This turn is the same as the turn that the smoothing effect is obtained. The smoothing effect can be quantified every fluctuations frequency by using frequency analysis of Fourier transform and Wavelet transform.

5. Conclusion

In this study, authors verified the smoothing effect using frequency analysis of Fourier transform and Wavelet transform base on using irradiation data. From results, authors obtained the smoothing effect; $c > b > d > a$ (in order of effect) This turn is equal to the irradiance fluctuation. Because of them, it is confirmed that the more irradiance fluctuates, the more the smoothing effect is effective. Moreover, the smoothing effect can be quantified by this evaluation method. In the future, authors will model the simulation to consider the smoothing effect in actual grid including area size, the distance of station, and number of PV system.

Acknowledgments

This work was supported by NEDO as a part of the “Demonstrative Research on Clustered PV Systems” under METI.

References

- [1] K.Otani, J.Minowa, and K.Kurokawa, “Study on Areal Solar Irradiance for Analyzing Areal-Totalized PV Systems,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*,47, pp.281-288,1997.
- [2] S.Yanagawa, et al., “Evaluation of LFC Capacity for Output Fluctuation of Photovoltaic Power Generation Systems Based on Multi-point Observation of Isolation,” *T. IEE Japan*, Vol.121 No.9 pp.1094-1102, 2001.
- [3] A.Woyte, R.Belmans, and J.Nijs, “Analysing Short-time Irradiance Fluctuations By Their Characteristic Time Scales” WCPEC-3, Osaka, Japan, 11-18 May 2003

Photovoltaic Systems for Village Electrification in Mongolia Techno-Economics Analysis of Hybrid Systems in Rural Community Centers

Amarbayar Adiyabat *, Kosuke Kurokawa *
* Tokyo University of Agriculture and Technology
Naka-cho 2-24-16, Koganei, Tokyo 184-8588 Japan
Tel/Fax: +81-42-388-7445; Email: amar@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

Hybrid systems based on renewable energy are an effective option to solve electrification for isolated areas from the national grids. This paper presents techno-economic analysis of hybrid systems for rural villages in Mongolia. Various type of hybrid systems are compared quantitatively on the basis of net present cost and cost of electricity by each case of load pattern in Gobi region villages. As a result, existing diesel generation system is top-ranked even in high fuel cost in all cases load pattern. But, the great increase of diesel fuel consumption lead to fuel transfer and storage problems. The electricity cost of optimum hybrid systems decreases with increasing of power demand. The PV module cost is indicated approximately 50% of the optimized total hybrid system cost. It is necessary an additional allocation budget for deficit covering the electricity cost in the village, due to current hybrid system cost more than doubled diesel generation electricity cost.

Keywords: Techno-Economic analysis, Hybrid system, Rural village, Renewable energy;

1. Introduction

Mongolia has 314 villages known as soum center (sub-administrative unit, sub-district) and 148 soum centers are not connected to a centralized power grid. Most of the soums have not technical potentiality for connection to centralized power grid and located at remote distance and, they provide the demand for energy by isolated diesel generator. For the reason that fuel price is high in distant soums due to high fuel transportation cost, electricity production cost is around four-fold high in comparison to centralized power production cost [1].

Following that money sum spending for electricity consumption is limited owing to that rural area consumers' average income level is lower the price difference is compensated by state subsidy. Depending on consumer's weak solvency, state subsidy, fuel transportation volume, the power supply service is limited to 3-5 hours in most of soums. Stable fuel supply is also difficult because all kinds of liquid fuels are imported from Russia and China [2].

Stable power supply is important for living condition improvement of soum's residents and alleviation of migration to urban areas. It is required for the generator which has fitted to soum's consumption volume, simply constructed, required for easy service and maintenance and not harmful to environment.

Renewable power resource, especially solar energy resource is high in Mongolia. It is connected to that there is dry climate, and around 257 days are sunny and serene in a year, and direct beam of irradiation is very high. There is opportunity for introduction and appliance of photovoltaic generator and solar heating collector and, it is required for detailed economic and technical analysis.

The purpose of this survey is formulation of suitable type of electrification in a way of conducting an analysis on opportunity for distant soum center electrification with renewable energy technology and photovoltaic generator having compared it with hybrid system and other technology type for energy generation. Our objective is the Mandakh soum center of the Dornogobi province, which total population: 1903 and 452 families, soum center population:

443, average household income: 128.2 US\$/month[2] (1US\$=1150Tg; 147,264 Tg, Tugrug (Tg) is national currency). Expenditure for electricity consumption: appx. US\$6-7/month, it's indicate 5% of household income. The Mandakh soum equipped by 60kWx2 diesel generator and local mini-grid. Main electricity consumers are 120 households, 5 public facilities and others.

2. Techno-Economic Analysis

Doing the detailed economical analysis, we will conduct a comparison by net present cost (lifecycle cost) methodology, which accounts all expenses such as initial capital and routine service.

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i, R_{proj})} \quad (1) \quad CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (2)$$

C_{NPC} : Net Present Cost; CRF: Capital Recovery Factor; $C_{ann,tot}$: total annualized cost [\$/yr], sum of annualized capital cost, annualized replacement cost, annual O&M cost, annual fuel cost; i : interest rate [%]; R_{proj} : project lifetime[yr]; N : number of years;

We have used the simulation tools that the HOMER /the optimization model for distributed power/ developed by NREL [3]. The HOMER simulates the operation of a system by making energy balance calculations for each hour in a year. In this analysis, we focused at villages of the Gobi region, which has rich renewable energy resources. The optimum combination of a hybrid system calculated from the meteorological data, estimated demand load and system component cost in the Mandakh soum center of the Gobi desert region. The system component configuration shows in figure 1.

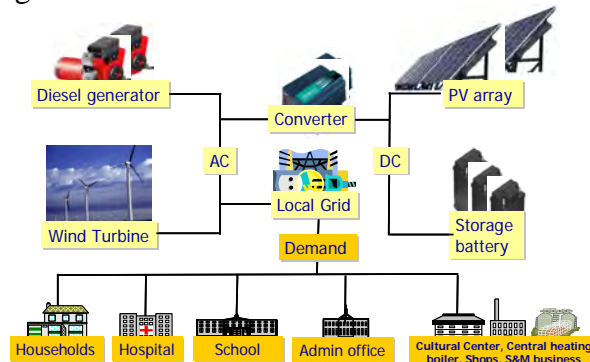


Fig.1: Hybrid System and Local Grid Network configurations for a rural village in Mongolia

The following local data and conditions used: Diesel fuel cost: 0.5 US\$/L; Yearly average horizontal irradiation: 4.62 kWh/m²/day; average wind speed: 4.52 m/s; project life time: 25 years, Real interest rate: 8%. The system component costs shows in Table 1.

Table 1: System component cost (Fixed capital cost, replacement cost, annual O&M cost)

| Power source | Size [kW] | Capital [\$] | Replacement [\$] | O&M [\$/h], [\$/y] | Lifetime [y], [h] |
|--------------|------------|--------------|------------------|--------------------|-------------------|
| PV | 10 | 66,000 | 66000 | 0 | 25 |
| Wind Turbine | 20 | 47000 | 46000 | 300 [\$/y] | 15 |
| Diesel Gen | 60 | 48000 | 45000 | 0.3 [\$/h] | 15000 h |
| Converter | 10 | 12500 | 12500 | 100 [\$/y] | 20 |
| Battery | 6V, 1156Ah | 1200 | 1100 | 50 [\$/y] | 12 |

The power load profile estimated from the local survey data in the Mandakh soum. The system optimization simulated by next 4 cases as shown Fig.2, case-1: Current 5h limited supply; case-2: 12h supply BHN Public & Household demand; case-3: 24h supply (demand potential); case-4: Shifted load to daytime by the DSM;

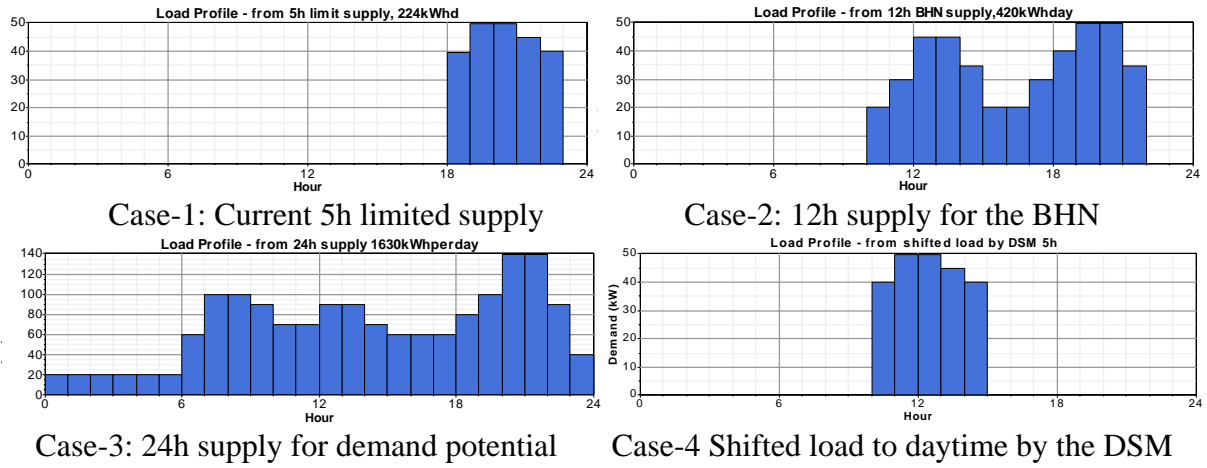


Fig.2: Power load profile for 4 cases (Current 5h limited, 12h supply BHN, 24h supply, Shifted load to daytime by the DSM)

3. Results and Discussions

The results of simulations sorted by net present cost and cost of electricity are shown in table 2-4. From the ranking simulation results of the case-1, considering the current power supply situation for soum centers, net present cost (NPC) of diesel generation system is a third of the PV/Dsl/Bat and WT/Dsl/Bat hybrid system's NPC (see Table-2). The PV/WT/Dsl/Bat system is the most diesel fuel economy system for that yearly fuel consumption is 7049 litter less than a fourth of the diesel only system fuel consumption.

Table 2: The Net Present Cost (NPC) ranking simulation results for the case-1 load profile.

| Rank No | PV (kW) | Wind Turb 20kW | Diesel (kW) | Battery 6V 1156Ah | Converter (kW) | Total capital | Total NetPresent Cost (US\$) | Cost of Electricity (\$/kWh) | Renew fraction | Capacity shortage | Dsl fuel consump (L) |
|---------|---------|----------------|-------------|-------------------|----------------|---------------|------------------------------|------------------------------|----------------|-------------------|----------------------|
| 1 | | | 60 | | | \$54,000 | \$254,698 | 0.292 | 0 | 0 | 29,200 |
| 2 | | 2 | 60 | | | \$139,000 | \$353,153 | 0.405 | 0.45 | 0 | 26,925 |
| 3 | | 4 | 60 | 80 | 80 | \$411,000 | \$701,206 | 0.803 | 0.68 | 0 | 20,960 |
| 4 | 40 | 2 | 40 | 80 | 60 | \$558,000 | \$716,334 | 0.821 | 0.87 | 0 | 7,049 |
| 5 | 40 | | 60 | 100 | 60 | \$513,000 | \$769,633 | 0.882 | 0.58 | 0 | 21,080 |
| 6 | 80 | 4 | | 120 | 80 | \$939,000 | \$1,123,514 | 1.305 | 1 | 0.02 | |

Table 3: The NPCost ranking simulation results for the shifted load profile to daytime case by the ideal Demand Side Management

| Rank No | PV (kW) | Wind Turb 20kW | Diesel (kW) | Battery 6V 1156Ah | Conv (kW) | Total capital | NetPresent Cost (US\$) | Cost of Electricity (\$/kWh) | Renew fraction | Capacity shortage | Dsl fuel consump (L) | NPCost reduction [%] | Fuel consump reduction |
|---------|---------|----------------|-------------|-------------------|-----------|---------------|------------------------|------------------------------|----------------|-------------------|----------------------|----------------------|------------------------|
| 1 | | 2 | 60 | | | \$139,000 | \$342,529 | 0.392 | 0.48 | 0 | 24,935 | 3.0 | 7.4 |
| 2 | | 2 | 40 | 40 | 40 | \$221,000 | \$407,548 | 0.467 | 0.54 | 0 | 17,232 | 41.9 | 17.8 |
| 3 | 40 | 2 | 40 | 20 | 60 | \$486,000 | \$592,187 | 0.679 | 0.87 | 0 | 7,513 | 17.3 | -6.6 |
| 4 | 40 | | 40 | 80 | 60 | \$473,000 | \$627,232 | 0.719 | 0.76 | 0 | 9,404 | 18.5 | 55.4 |
| 5 | 60 | 4 | | 30 | 60 | \$674,000 | \$764,042 | 0.898 | 1 | 0.05 | - | 32.0 | - |

The Table-3 shows the ranking simulation result for shifted load to daytime for matching to PV output characteristics by the ideal DSM (demand side management). The NP Cost of WT/Dsl/Bat, PV/WT/Dsl/Bat and PV/Dsl/Bat hybrid systems reduced by 41.9%, 17.3%,

18.5% respectively. Also, during the increase of energy flow without pass by a battery storage, the battery capacity reduced than the case-1.

Table 4: The NPCost ranking simulation results for the load profile case-2 (at 12hour supply, for Basic Human Needs)

| Rank No | PV (kW) | Wind Turb 20kW | Diesel (kW) | Battery 6V 1156Ah | Converter (kW) | Total capital | Total NetPresent Cost (US\$) | Cost of Electricity (\$/kWh) | Renew fraction | Capacity shortage | Dsl fuel consump (L) |
|---------|---------|----------------|-------------|-------------------|----------------|---------------|------------------------------|------------------------------|----------------|-------------------|----------------------|
| 1 | | | 60 | | | \$54,000 | \$510,043 | 0.312 | 0 | 0 | 59,261 |
| 2 | | 4 | 60 | | | \$215,000 | \$651,643 | 0.399 | 0.5 | 0 | 48,895 |
| 3 | | 4 | 60 | 100 | 100 | \$460,000 | \$919,293 | 0.563 | 0.53 | 0 | 39,586 |
| 4 | 100 | 4 | 60 | 80 | 100 | \$1,096,000 | \$1,266,176 | 0.776 | 0.96 | 0 | 5,206 |
| 5 | 100 | | 60 | 100 | 160 | \$1,034,000 | \$1,304,251 | 0.799 | 0.78 | 0 | 19,875 |
| 6 | 100 | 4 | | 120 | 100 | \$1,096,000 | \$1,285,275 | 0.811 | 1 | 0.04 | |

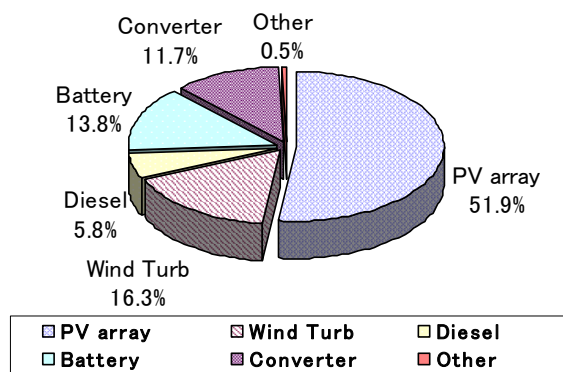


Fig. 3: Cost Breakdown of Hybrid System Component for the fourth system of Table 3.

The average load size of this case-2 is (420kWh/day) double fold larger than case-1, so the size of hybrid systems and NPC increase two times as case-1. The electricity cost is downward trend from case-1, except diesel only system. The fuel consumption quantity of diesel main system indicate doubled value from case-1. The PV module cost is indicated approximately 50%(Fig.3) of the total system cost for the fourth system of Table-4. Therefore, it can be expected that the system NPC cut down by reduction of PV module price in the future.

Table 4: The ranking simulation results for the load profile case-3 (at 24h supply)

| Rank No | PV (kW) | Wind Turb 20kW | Diesel (kW) | Battery 6V 1156Ah | Converter (kW) | Total capital | Total NetPresent Cost (US\$) | Cost of Electricity (\$/kWh) | Renew fraction | Capacity shortage | Dsl fuel consump (L) |
|---------|---------|----------------|-------------|-------------------|----------------|---------------|------------------------------|------------------------------|----------------|-------------------|----------------------|
| 1 | | 10 | 60 | 200 | 200 | \$933,000 | \$2,089,574 | 0.371 | 0.47 | 0.04 | 113,230 |
| 2 | | | 160 | | | \$134,000 | \$2,423,403 | 0.383 | 0 | 0 | 276,590 |
| 3 | | 10 | 160 | | | \$523,000 | \$2,643,893 | 0.417 | 0.36 | 0 | 236,507 |
| 4 | 200 | | 100 | 100 | 200 | \$1,776,000 | \$2,888,784 | 0.463 | 0.55 | 0.03 | 123,304 |
| 5 | 200 | 10 | 100 | 100 | 200 | \$2,165,000 | \$3,003,376 | 0.476 | 0.77 | 0.01 | 77,087 |
| 6 | 400 | 20 | | 400 | 200 | \$4,145,000 | \$4,799,266 | 0.788 | 1 | 0.05 | |
| 7 | 600 | | | 800 | 200 | \$5,176,000 | \$6,021,047 | 0.962 | 1 | 0.01 | |

The electricity cost of diesel only system tends to remain constant at the range 0.25-0.38 US\$/kWh. But, it's required nine-fold larger quantity of diesel fuel than the case-1. But, the great increase of diesel fuel consumption, lead to fuel transfer and storage problems. The

simulation result shows that is the electricity cost of optimum hybrid systems decreases with increasing of power demand.

The electricity cost of optimum hybrid systems shows tendency to decline on increasing of power demand (see Fig.5). It should be understood that the system size and total cost increase in a large power demand.

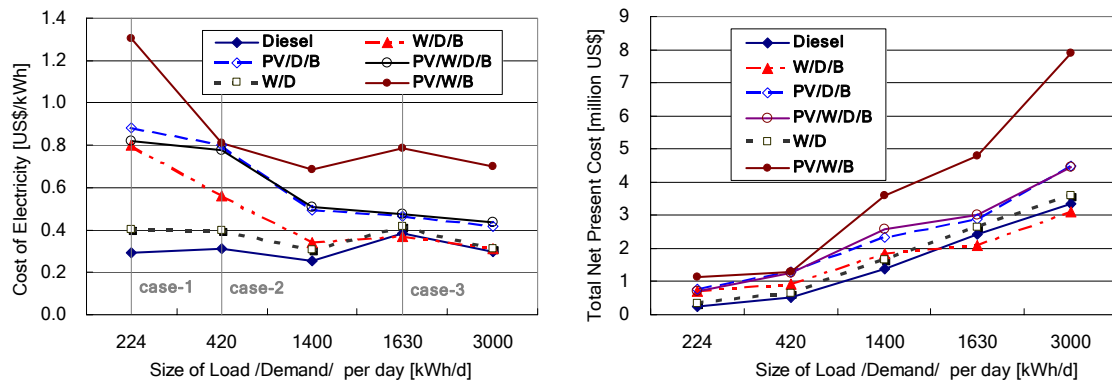


Fig.5: The relationship of the demand size and the total NPC and COE of optimized systems

5. Conclusions

In conclusions, various type hybrid systems are compared quantitatively on the basis of net present cost and energy cost by each case of load pattern in Gobi regions' village.

Existing diesel generation system is top-ranked even in high fuel cost in all cases load pattern. The electricity cost of diesel only system tends to remain constant at the range 0.25-0.35 US\$/kWh. But, the great increase of diesel fuel consumption lead to a fuel transfer, storage and energy security problems. The simulation result shows that is the electricity cost of optimum hybrid systems decreases with increasing of power demand. Total hybrid system cost can be reduced at maximum 20% by the demand side management. The PV module cost is indicated approximately 50% of the optimized total hybrid system cost. It is necessary an additional allocation budget for deficit covering the electricity cost in the soum center, due to current hybrid system cost more than doubled diesel generation electricity cost.

6. References

- [1] Japan International Cooperation Agency, Summary of the master plan study for rural power supply by renewable energy in Mongolia, 2001.
- [2] Mongolian Statistical Yearbook 2002, 211 p.
- [3] NREL, Hybrid Optimization Model for Electric Renewables HOMER v2.03, the optimization model for distributed power, URL: www.nrel.gov/homer
- [4] Dave Turcotte, Photovoltaic Hybrid System Sizing and Simulation Tools: Status and Needs, PV Horizon, Sept 2001.

Development of MPPT Algorithm for a Digital Controlled PV Inverter

Takashi Kaito*, Hirotaka Koizumi*, Norio Goshima**, Manabu Kawasaki** and Kosuke Kurokawa*

*Tokyo University of Agriculture and technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan
 Phone: +81-42-388-7445, Fax: +81-42-388-7445, Email: kanon@cc.tuat.ac.jp

** YEM.Inc. , 1-3-33 Okata, Atugi, Kanagawa, 243-0021, Japan
 Phone: +81-46-228-8883, Fax: +81-46-228-3044

ABSTRACT

The characteristic of a Photovoltaic (PV) depends on fluctuations of the array temperature and irradiation. The Maximum Power Point Tracking (MPPT) is installed in a PV inverter to obtain maximum power from a PV array despite of those fluctuations. This paper is intended to develop a MPPT algorithm for a digital controlled inverter, output of which is about 100W, because a digital controlled system can reconstitute an algorithm easier than an analog controlled system. The proposed MPPT program consists of two portions one of them which calculates P_{MAX} point voltage by Incremental Conductance^{[1][2]} (IncCond) algorithm is named “calculating optimum voltage loop”, and the other one the “adjusting k loop” adjusts the output AC current by parameter k . The experiment for the basic response and MPPT performance has been carried out by use of I-V curve simulator. The availability of the program has been demonstrated by experimental results.

1. Introduction

Recently, grid-connected PV power generation systems have been spreading in residential area. The MPPT function is installed in a PV inverter to obtain maximum power from PV array in spite of the temperature and irradiation fluctuation. Therefore, the MPPT function is important in the performance of the PV system. If a system is not an analog controlled but a digital controlled, there is an advantage that renewal of a program or an algorithm is easier than the analog controlled system. The advantage shows that if the high-performance program or the algorithm is developed, it can be easily installed in the PV inverter, and it enables the performance of the PV system to improve. Consequently, this paper is intended to develop the MPPT algorithm for a digital controlled inverter of which output is about 100W.

2. Proposed MPPT Program

The inputs of the proposed MPPT program are V_{DC} and I_{DC} that are average values of PV array voltage and current. The program can calculate the P_{MAX} point voltage by using V_{DC} and I_{DC} . The output of the program is parameter k

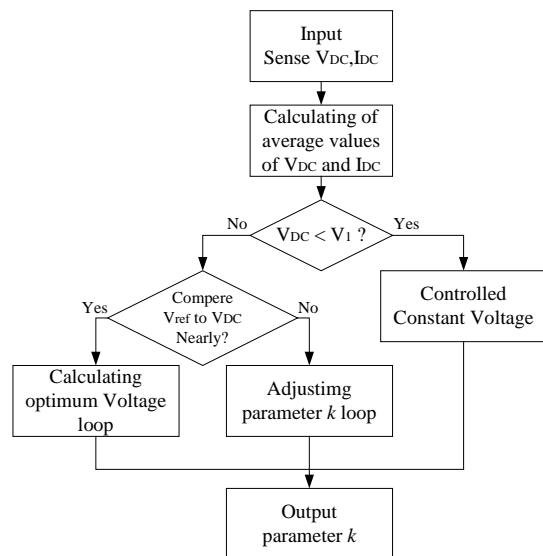


Fig. 1 The flow chart of proposed MPPT Program.

that can control the output AC current of the inverter. Inverter’s output AC current i_{AC} is given by the following equation (1):

$$i_{AC} = i_{ACMAX} * k \quad (1)$$

where k is the Parameter k ($0 \leq k \leq 1$), and i_{ACMAX} is the rated output AC current of an inverter. From the equation (1), adjusting parameter k changes the i_{AC} , therefore V_{DC} and I_{DC} are controlled by the adjusting parameter k .

The flow chart of proposed MPPT program is shown in Fig. 1^[3]. This program consists of two portions one of them which calculates P_{MAX} point voltage by Incremental Conductance^{[1][2]} (IncCond) algorithm is named “calculating optimum voltage loop”, and the other one the “adjusting k loop” adjusts output AC current by parameter k . The program calculates average values of V_{DC} and I_{DC} that are obtain from the inverter every 20ms. On the condition that V_{DC} is smaller than the V_1 (about 14V in our case), the Constant Voltage (CV) operation is chosen a stable control. While the CV loop is not chosen, the deviation of the aim voltage (V_{ref}) and V_{DC} is calculated. If the deviation is larger than E (ex. 0.05V), “adjusting k loop” was chosen, in order

to decrease the deviation, by adjusting parameter k . When the deviation is smaller than E , the program calculates the optimum voltage (aim voltage) at “calculating optimum voltage loop”. The IncCond algorithm gives P_{MAX} point voltage with the following equation (2):^[1]

$$(1/V) * dP/dV = I/V + dI/dV \quad (2)$$

3. Experimental of Proposed MPPT Algorithm

Experiments of the basic response and the MPPT performance have been carried out with the proposed MPPT program. The configuration of the experimental system is shown in Fig. 2. The experimental system was constructed using an I-V curve simulator as the input for the system. The output of the inverter was connected to an AC power source of single-phase 100V_{RMS} and 50Hz. Between the inverter and the AC power source, the load resistance of 60 Ω was connected in parallel as the load for the system. The observed waveforms at rapid irradiance fluctuation are shown in Fig.3. In this experiment, irradiance was stepped up and down between 1.0kW/m² to 0.8kW/m². In spite of rapid irradiance fluctuation corresponds to 20W, the program kept MPPT operation by the optimal adjusted parameter k . The measured response time to search for the Maximum Power Point (MPP) was 63 sec and 6 sec for stepping down and stepping up of irradiance. The results of tests confirm that the program can track the MPP at rapid irradiance fluctuation. The measured operating points on the P-V curve at the fill factor (FF) of 0.85, are shown in Fig. 4. The average values of MPPT efficiency for proposed MPPT program are summarized in Table I. As a result, the inverter can track the MPP on P-V (I-V) curve between 0.4 and 0.9 of the FF by proposed program.

4. Conclusion

An MPPT algorithm for a digital controlled inverter has been proposed in this paper. The series of experimental results confirm that the program can be applied to the MPPT operation at static characteristic and at rapid irradiance fluctuation. The program is able to seek P_{MAX} point, in the range of fill factor from 0.4 to 0.9. The availability of the program has been confirmed by experimental results.

REFERENCES

[1] K.H.Hussein,I.Muta, "Maximum Photovoltaic Power Tracking: An Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions",IEEE Proceedings on Generation, Transmission, and Distribution, Vol.142, No.1,pp.59-64,January 1995

[2] D.H.Hohm,M.E.Ropp, "Comparative study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test bed",28th IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE ANCHORAGE,ALASKA 2000

[3] T.Kaito et al. "Development of Digital MPPT Algorithm for a PV Inverter", Proc. 2003 National Convention Record IEEJ, vol.7,pp.201-202, March.2003(in Japanese).

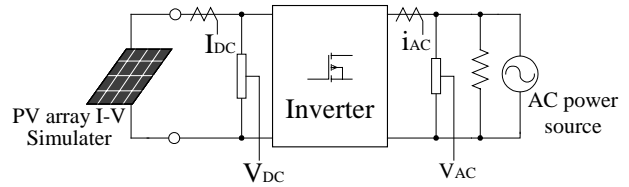


Fig. 2 Configuration of experimental system.

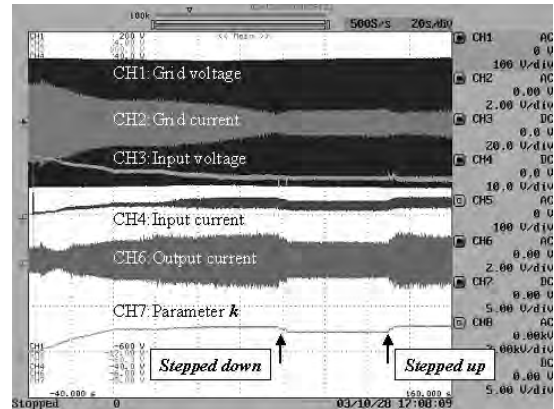


Fig.3 Observed waveforms at rapid irradiance fluctuation.

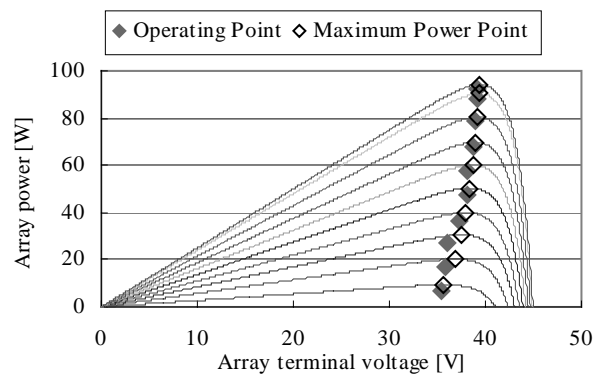


Fig. 4 Measured operating points on P-V curve at FF 0.85.

Table I: Measured MPPT efficiencies in different FF and P_{MAX} conditions.

| | | Fill Factor | | | | | | |
|---------------|-----|-------------|-----|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 0.4 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.8 | 0.85 | 0.9 |
| P_{MAX} [W] | 10 | 83% | 86% | 54~67% | 56~75% | 65~77% | 60~75% | 46~75% |
| | 20 | 84% | 85% | 84% | 85% | 83% | 70~86% | 75~86% |
| | 30 | 94% | 92% | 93% | 88% | 87% | 88% | 81% |
| | 40 | 97% | 95% | 95% | 92% | 90% | 88% | 87% |
| | 50 | 94% | 95% | 95% | 94% | 95% | 93% | 92% |
| | 60 | 94% | 95% | 93% | 95% | 95% | 95% | 87~95% |
| | 70 | 96% | 96% | 96% | 95% | 96% | 96% | 89~96% |
| | 80 | 95% | 96% | 96% | 97% | 97% | 96% | * |
| | 90 | | 97% | 97% | 98% | 97% | 97% | * |
| | 100 | | 97% | 98% | 98% | 98% | 97% | * |

(*: Unstable)

Development of MPPT Algorithm for a Digital Controlled PV Inverter

Takashi Kaito*, Hirotaka Koizumi*, Norio Goshima**, Manabu Kawasaki** and Kosuke Kurokawa*

*Tokyo University of Agriculture and technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan
Phone: +81-42-388-7445, Fax: +81-42-388-7445, Email: kanon@cc.tuat.ac.jp

** YEM.Inc. , 1-3-33 Okata, Atsugi, Kanagawa, 243-0021, Japan

Phone: +81-46-228-8883, Fax: +81-46-228-3044

ABSTRACT

The characteristic of a Photovoltaic (PV) depends on fluctuations of the array temperature and irradiation. The Maximum Power Point Tracking (MPPT) is installed in a PV inverter to obtain maximum power from a PV array despite of those fluctuations. This paper is intended to develop a MPPT algorithm for a digital controlled inverter, output of which is about 100W, because an algorithm of a digital controlled system can be reconstituted more easily than an analog controlled system. The proposed MPPT program consists of two portions, one of them which calculates Maximum Power Point (P_{MAX}) voltage by Incremental Conductance^{[1][2]} (IncCond) algorithm is named “calculating optimum voltage loop”, and the other one the “adjusting k loop” adjusts the output AC current by parameter k . The experiment for the basic response and MPPT performance has been carried out by use of PV array I-V curve simulator. The availability of the program has been demonstrated by experimental results.

Keywords: MPPT Algorithm, Constant Voltage control, parameter k , current control type inverter

1. Introduction

Recently, grid-connected PV power generation systems have been spreading in residential area. The MPPT function is installed in a PV inverter to obtain maximum power from PV array in spite of the temperature and irradiation fluctuation. Therefore, the MPPT function is important in the performance of the PV system. If a system is not an analog controlled but a digital controlled, there is an advantage that renewal of a program or an algorithm is easier than the analog controlled system. The advantage shows that if the high-performance program or the algorithm is developed, it can be easily installed in the PV inverter, and it enables the PV system to improve the performance. Consequently, this paper is intended to develop the MPPT algorithm for a digital controlled inverter of which output is about 100W.

2. Proposed MPPT Program

The inputs of the proposed MPPT program are respectively average values of PV array voltage V_{DC} and current I_{DC} . The program can calculate the P_{MAX} voltage which gives P_{MAX} by using V_{DC} and I_{DC} . The output of the program is a parameter k that can control the output AC current of the inverter. Inverter's output AC current i_{AC} is given by the following equation (1):

$$i_{AC}=I_{ACMAX}\cdot k \quad (1)$$

where k is the parameter k ($0 \leq k \leq 1$), and I_{ACMAX} is the rms value of the rated output AC current of an inverter. From the equation (1), adjusting parameter k changes the i_{AC} , therefore V_{DC} and I_{DC} are controlled by adjusting the parameter k .

The flow chart of proposed MPPT program is shown in Fig. 1^[3]. This program consists of two portions. One of them which calculates P_{MAX} point voltage by Incremental Conductance^{[1][2]} (IncCond) algorithm is named “calculating optimum voltage loop”, and the other one the “adjusting k loop” adjusts output AC current by parameter k . The program calculates average values of V_{DC} and I_{DC} that are obtained from the inverter every 20ms. On the condition that V_{DC} is smaller than the V_l (about 14V in our case), the Constant Voltage (CV) operation is chosen as a stable control. While the CV loop is not chosen, the deviation of the aim voltage (V_{ref}) and V_{DC} is calculated. If the deviation is larger than E (ex. 0.05V), “adjusting k loop” is chosen in order to decrease the deviation by adjusting parameter k . When the deviation is smaller than E , the program calculates the optimum voltage (aim voltage) at “calculating optimum voltage loop”. The IncCond algorithm gives P_{MAX} point voltage with the following equation (2):^[1]

$$(1/V) \cdot dP/dV = I/V + dI/dV \quad (2)$$

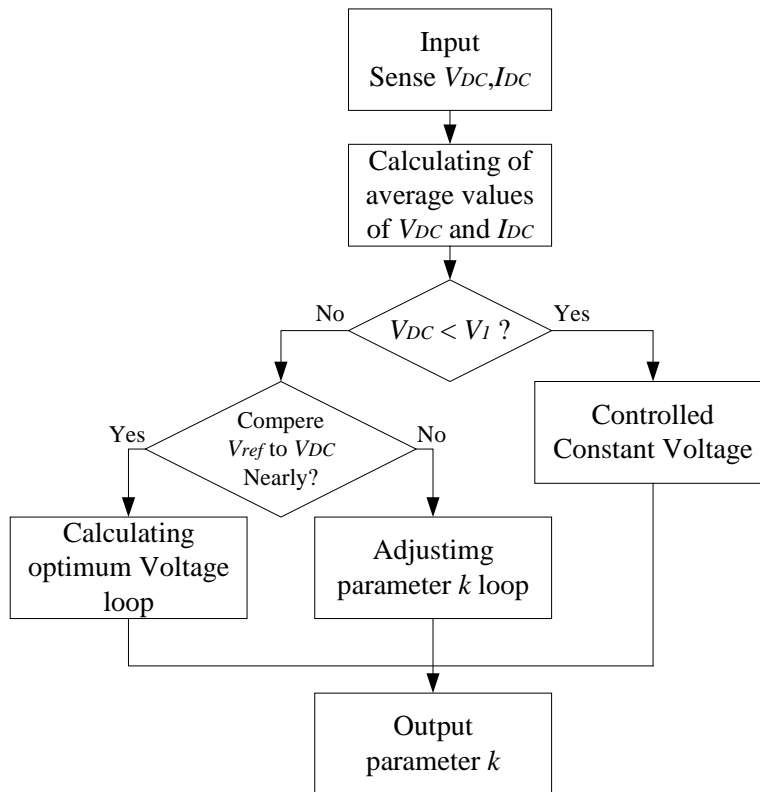


Fig. 1 Flow chart of the proposed MPPT Program.

3. Experiments with The Proposed MPPT Algorithm

3.1 The basic response and the MPPT performance

Experiments of the basic response and the MPPT performance have been carried out with the proposed MPPT program. The configuration of the experimental system is shown in Fig. 2. The experimental system was constructed using an PV array I-V curve simulator^[4] as the input for the system. The output of the inverter was connected to an AC power source of single-phase 100V_{rms} and 50Hz. Between the inverter and the AC power source, the load resistance of 60 Ω was connected in parallel as the load for the

system.

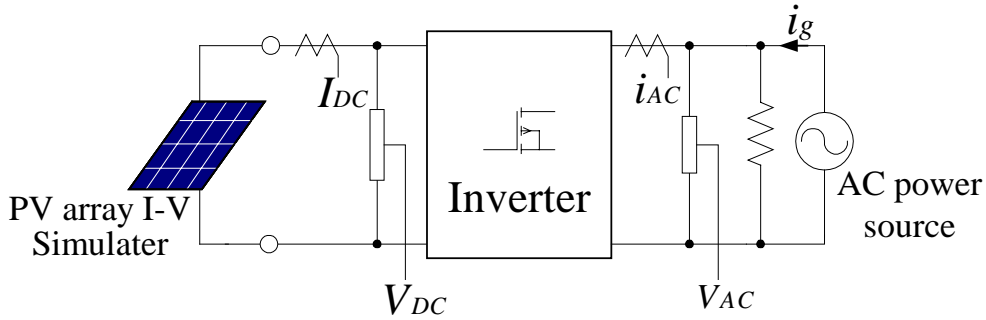


Fig. 2 Configuration of experimental system.

The observed waveforms at rapid irradiance fluctuation are shown in Fig.3. In this experiment, irradiance was stepped up and down between 1.0kW/m^2 to 0.8kW/m^2 . In spite of rapid irradiance fluctuation corresponds to 20W, the program kept MPPT operation by the optimal adjusted parameter k . The measured response time to search for the Maximum Power Point (MPP) was 63 sec and 6 sec for stepping down and stepping up of irradiance. The results of tests confirm that the program can track the MPP at rapid irradiance fluctuation. The measured operating points on the P-V curve at the fill factor (FF) of 0.9, are shown in Fig. 4 and on the I-V curve are shown in Fig 5. The average values of MPPT efficiency for proposed MPPT program are summarized in Table I. As a result, the inverter can track the MPP on P-V (I-V) curve between 0.4 and 0.9 of the FF by proposed program. The efficiency fall in the low output range is caused by not any problem of the software but by the hardware.

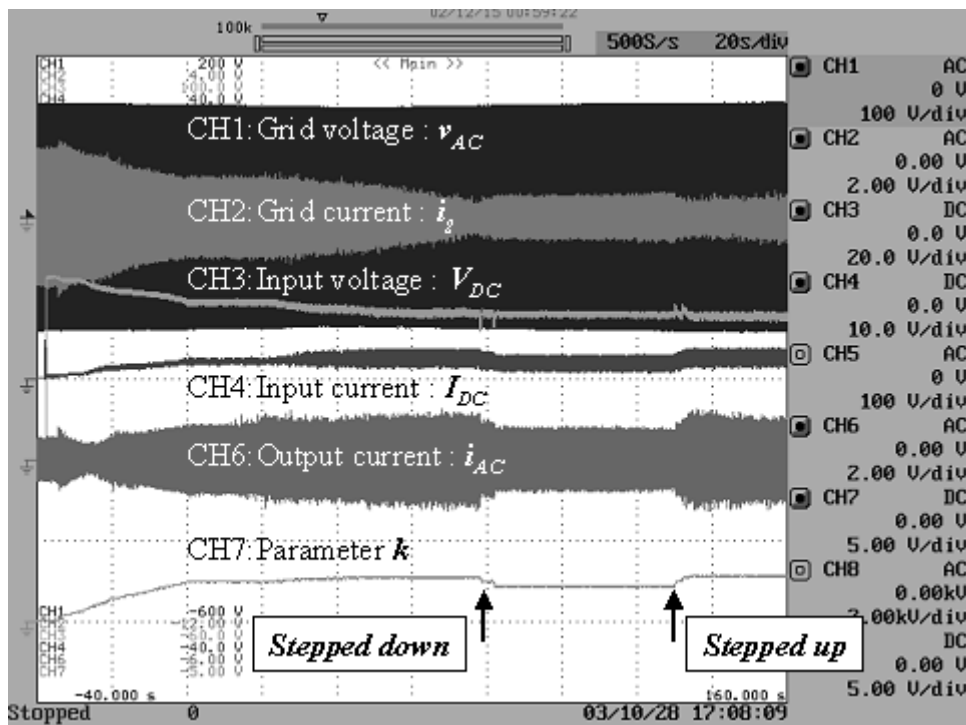


Fig. 3 Observed waveforms at rapid irradiance fluctuation.
(As regards the currents, vertical axis V/div means A/div)

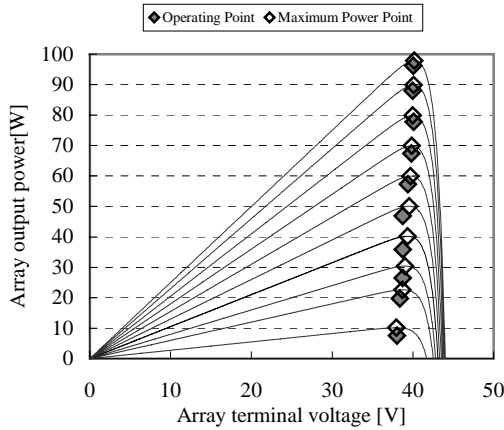


Fig. 4 Measured operating points on P-V curve at FF 0.9.

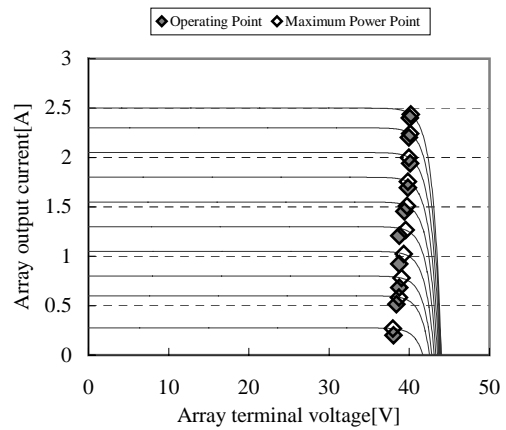


Fig. 5 Measured operating points on I-V curve at FF 0.9.

Table I: Measured MPPT efficiencies in different FF and P_{MAX} conditions.

| | | <i>Fill Factor</i> | | | | | | |
|---------------|-----|--------------------|-----|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 0.4 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.8 | 0.85 | 0.9 |
| P_{MAX} [W] | 10 | 83% | 86% | 54~67% | 56~75% | 65~77% | 60~75% | 46~75% |
| | 20 | 84% | 85% | 84% | 85% | 83% | 70~86% | 75~86% |
| | 30 | 94% | 92% | 93% | 88% | 87% | 88% | 81% |
| | 40 | 97% | 95% | 95% | 92% | 90% | 88% | 87% |
| | 50 | 94% | 95% | 95% | 94% | 95% | 93% | 92% |
| | 60 | 94% | 95% | 93% | 95% | 95% | 95% | 95% |
| | 70 | 96% | 96% | 96% | 95% | 96% | 96% | 96% |
| | 80 | 95% | 96% | 96% | 97% | 97% | 96% | 97% |
| | 90 | * | 97% | 97% | 98% | 97% | 97% | 98% |
| | 100 | * | 97% | 98% | 98% | 98% | 97% | 98% |

(*: This condition cannot be simulated with the PV array I-V curve simulator.)

3.2 The Constant Voltage Control Function

The irradiance stepping down condition is considered about a current control type inverter for PV system. Sometimes, the I-V curve is changed by rapid decrease of irradiance. This change may occur mismatch between the inverter output power and the generation power from PV. Assuming that the operating point is at the maximum power point before the irradiance stepping down, then mismatch is caused by a stepping down, and PV array output current before the stepping down is larger than short circuit current after the stepping down. In this case, the parameter k requires the inverter to supply more output power than the maximum output power from the PV. Consequently, the operating point jumps and stagnates at the I_{sc} point. As a result the inverter stops and can not obtain gain from the PV.

In the proposed MPPT program, when such a phenomenon arises, its operation is switched to the Constant Voltage (CV) function during a fixed period, then MPPT control starts after the period. It can be achieved by the CV function that to avoid the stagnation at the I_{sc} point and to recover the P_{MAX} point. In case when such phenomena

happen, the V_{DC} becomes smaller than V_I , which is detected and processed following the flow chart as shown in Fig. 1.

Experiments for checking the effectiveness of CV function have been carried out by using the proposed CV function program. The configuration of the experimental system is shown in Fig. 2. The experiments have been carried out with two kinds of programs one of them in which the proposed CV function is installed (named Type A), and the other one is not (named Type B). The aim voltage of CV function (V_{refcv}) is given by the following equation (3):

$$V_{refcv} = V_{oc} \cdot k_{cv} \quad (3)$$

where V_{oc} is the open circuit voltage, and k_{cv} is a parameter which determines the ratio of V_{oc} and V_{refcv} . The range of k_{cv} is 0 to 1. In our case, k_{cv} was set to 0.88. First, the experiment against stepping down of irradiance was carried out. The measured PV output power of Type A and Type B are shown in Fig. 6. The theoretical output power means the indicated P_{MAX} of PV array I-V curve simulator. Figure 6 shows Type A is more stable than from Type B. The total amount of the output power and the normalized one by the theoretical output power are summarized in Table II. The results show that the electric power of Type A is larger than that of Type B.

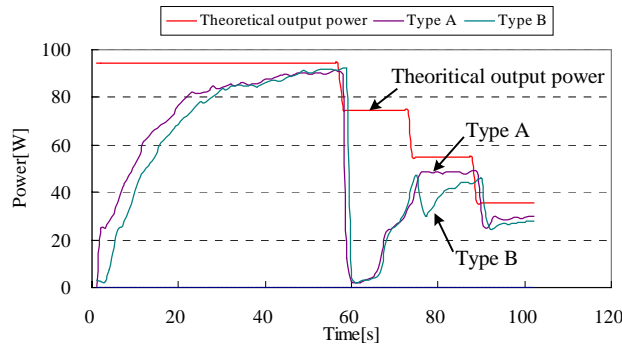


Fig. 6 The measured output powers of PV array I-V curve simulator with Type A and Type B.

Table II: The total amount of output power and the normalized output power by the theoretical output power.

| | Theoretical output power | Type A | Type B |
|-------------------------|--------------------------|--------|--------|
| Total output power [Wh] | 7898 | 5648 | 5309 |
| Normalized output power | 1.00 | 0.72 | 0.67 |

Next, the experiment about the continuation of the operating point jumps and stagnates at the I_{sc} point was carried out. The measured PV output values of Type A are shown in Fig. 7. The measured PV output values of Type B are shown in Fig. 8. From Fig. 7, when the term of CV control ends, the operating point occurs stagnation at the I_{sc} point. Comparing Fig. 7 with Fig. 8, it is confirmed that the operating point stagnation is more difficult to occur in Type A than Type B. The total amount of output power and the normalized one by theoretical output power are summarized in Table III. The results show that the electric power of Type A is larger than that of Type B.

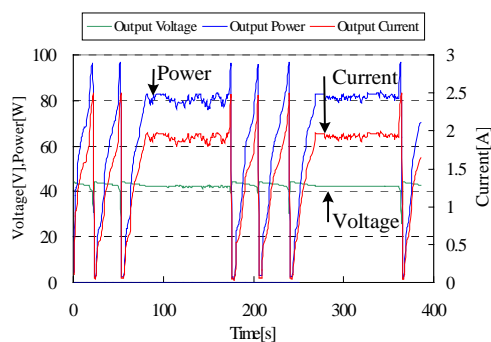


Fig.7 The measured output values PV array I-V curve simulator with Type A.

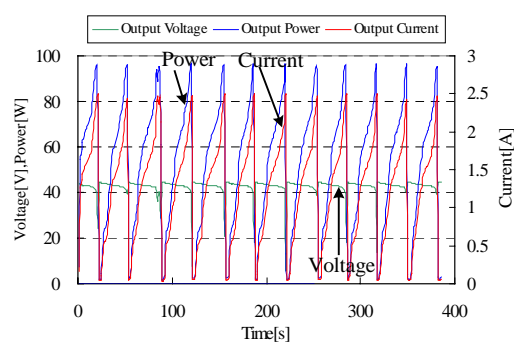


Fig. 8 The measured output values PV array I-V curve simulator with Type B.

Table III: The total amount of output power and the normalized output power by the theoretical output power.

| | Theoretical output power | Type A | Type B |
|-------------------------|--------------------------|--------|--------|
| Total output power [Wh] | 37697 | 25041 | 19621 |
| Normalized output power | 1.00 | 0.67 | 0.52 |

4. Conclusion

An MPPT algorithm for a digital controlled inverter has been proposed in this paper. The series of experimental results confirm that the program can be applied to the MPPT operation at static characteristic and at rapid irradiance fluctuation. The program is able to seek P_{MAX} point, in the range of fill factor from 0.4 to 0.9. The Constant Voltage function program was proposed for the operating point occurs stagnation at the I_{sc} point, and the effectiveness of this function has been demonstrated by experimental results. The availability of the program has been confirmed by experimental results.

REFERENCES

- [1] K.H.Hussein,I.Muta, "Maximum Photovoltaic Power Tracking: An Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions",IEEE Proceedings on Generation, Transmission, and Distribution, Vol.142, No.1,pp.59-64,January 1995.
- [2] D.H.Hohm,M.E.Ropp, "Comparative study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test bed",28th IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE ANCHORAGE,ALASKA 2000.
- [3] T.Kaito et al. "Development of Digital MPPT Algorithm for a PV Inverter", Proc. 2003 National Convention Record IEEJ, vol.7, pp.201-202, March.2003 (in Japanese).
- [4] H. Matsukawa, K. Koshiishi, H. Koizumi, K. Kurokawa, M. Hamada, and L. Bo, "Dynamic evaluation of maximum power point tracking operation with PV array simulator", Solar Energy Materials & Solar Cells, 75 (2003) pp537-546.

A Thermal Analysis for Photovoltaic System at Short Time Interval

Hiroshi Matsukawa^{1,2}, Hirotaka Koizumi¹ and Kosuke Kurokawa¹

1:Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)
 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
 (2: also belong to the Resources Total System Co., Ltd)
 Tel. & Fax +81-42-388-7445, E-mail: hmatsu@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

However PV array temperature and ambient temperature changes every seconds, previous irradiation and temperature influence the current array temperature. However many paper described the model which estimate PV module temperature is static and hourly value. We have established an experimental equipment and monitor to the temperature on the second time interval scale. This paper presents to estimate fluctuation of PV module temperature using the heat transfer model and demonstrate that PV module temperature influence the output voltage at the short time interval.

1. Introduction

The temperature of PV module, which installed in outdoor is fluctuate at all time, affect to the thermal radiation from the sun, ambient temperature, wind velocity and so on. Generally speaking, output voltage of PV module depends on the variation of PV cells temperature. We had ever presented that maximum power point tracking (MPPT) control capability decreases when the output voltage fluctuates greatly^[1]. This paper presents to estimate fluctuation of PV module temperature using the heat transfer model and demonstrate that PV module temperature influence the output voltage at the short time interval.

Many paper describing the estimation method of PV module temperature rise or PV thermal model^{[2][3]}. However, these models analyze 1 minute or more long time period sampling or no consideration about dynamic time movement. Maximum power point tracking (MPPT) of PV inverter is faster control than that of time period. Output voltage of PV module depends on the variation of PV cells temperature. Fluctuation of output voltage exerts a strong influence on MPPT control. So there are needs to demonstrate the heat transfer analysis of short time interval.

2. Experimental setup

Figure 1 shows the measuring system and Table 1 shows measurement parameter. For comparative experiments two identical single-crystalline PV modules (Siemens SP-75) are prepared.

Thermocouples are installed on the back surface of both PV modules. Each PV module measured two points of temperature using thermocouples, peeling the back sheet (PV cell temperature) and on the back sheet on the back sheet. The ambient temperature measured in the shade near PV modules using thermocouple. The irradiance is measured the current of reference PV cell. This experiment need to measure the high-speed variation of irradiance, therefore we didn't use thermopile type pyranometer which have long time constant. Wind velocity and wind direction are measured by anemometer and anemoscope.

One-second sampled data have been obtained with the measurement facilities installed on the top of a building in our University (35° 41'N, 139° 31'E).

Table 1 Measurement parameter

| Measurement parameter | Measurement place |
|---|--------------------|
| Cell temperature (peeling the back sheet) (T type thermocouple) | PV module A and B |
| Module temperature (on the back sheet) (T type thermocouple) | PV module A and B |
| Open circuit voltage | PV module A and B |
| Current (for irradiance monitoring) | Reference PV cell |
| Wind direction | Anemoscope |
| Wind velocity | Anemometer |
| Ambient temperature | Near the PV module |

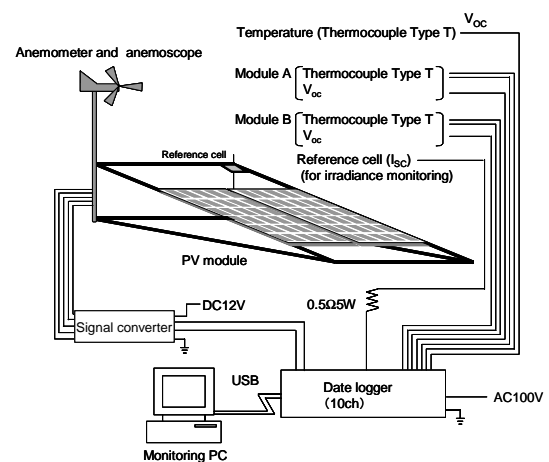


Fig.1 Outline of measuring system

3. Experimental Results

PV module temperature is mainly concerned with irradiance and ambient temperature (wind velocity), i.e. depends on the thermal radiation and heat transfer by convection. Therefore relation between PV module temperature and irradiance or ambient temperature is examined.

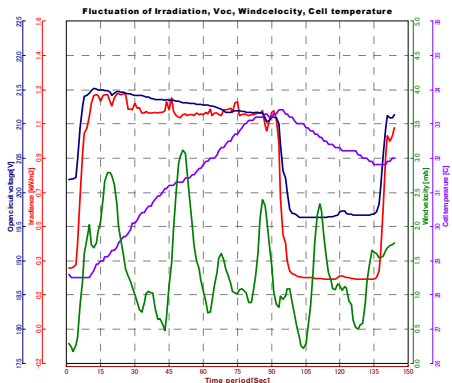


Fig. 2 PV module temperature and V_{oc} response to rapid fluctuation in irradiance (data from Oct. 9 / 2003 10:11)

Figure 2 shows the PV module temperature and open circuit voltage (V_{oc}) response to the case of a very rapid fluctuation in the irradiance level over a short period of time, a increase of about 0.6kW/m^2 in 3sec, and decrease of about 0.6kW/m^2 in 4sec. Open circuit voltage rises coupled with irradiance increase. After that time, open circuit voltage ratchet down with increase of PV cell temperature. Open circuit voltage depends on the fluctuation of irradiance at short time period.

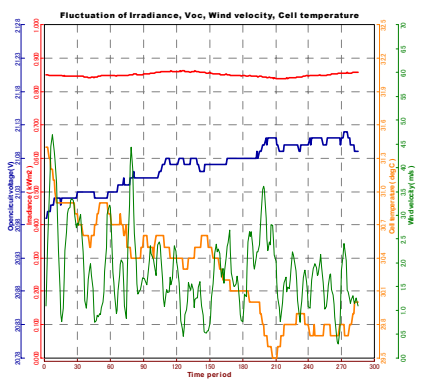


Fig. 2 PV module temperature and V_{oc} response to fluctuation in wind velocity (data from Dec. 17 / 2002 10:11)

Figure 2 shows the PV module temperature response and V_{oc} to fluctuation in wind velocity. The PV module temperature decrease to influence the wind velocity. This case is slower temperature fluctuation than the case of rapid step change in irradiance. But it's difficult to evaluate the effect of wind at outside experiment. Therefore indoor experiment was conducted in parallel.

Energy was provided for the PV module using current power supply, with the object of analyzing

heat transfer. Flush bulb was blinked at fixed interval for measurement to the open circuit voltage. PV module temperature was measured using thermocouple. The heat transfer by forced convection was evoked using air blower. In order to avoid the influence of thermal radiation, indoors experiment conducted in the darkroom. Results of these experiments are shown in Fig. 4 and 5.

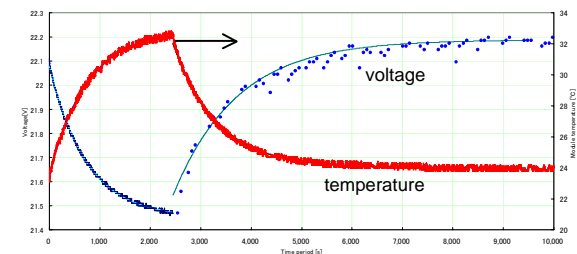


Fig. 4 Result of indoor experiment (no air blower)

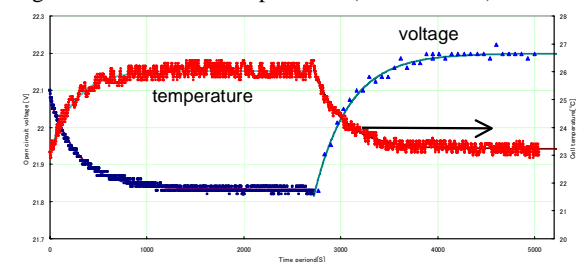


Fig. 5 Result of indoor experiment (with air blower)

Time constant was calculated from results of heat transfer experiment as shown in Table 2. The time constant is apparently short according to the heat transfer by forced convection

Table 2 time constant of PV module

| | Time constant [sec] | |
|-----------------|------------------------------|------------------------------|
| | Phase of rise in temperature | Phase of drop in temperature |
| No air blower | 756.82 | 860.63 |
| With air blower | 256.91 | 304.72 |

4. Conclusions

Thermal analysis for PV system was become apparent by conducting outdoor or indoor experiment. For the future, simulation will be leverage for more depth evaluation of PV heat transmission.

REFERENCES

- [1] H. Matsukawa et al., "Dynamic Evaluation of Maximum Power Point Tracking Operation with PV Array Simulator", PVSEC-12, pp.415-416 (2001)
- [2] M.Yukawa et al., "Estimation of Photovoltaic Module Temperature Rise", IEEJ Trans. PE, Vol.116, No.9, pp.1101-1109 (1996) (in Japanese)
- [3] A.D.Jones et al., "A Thermal Model for Photovoltaic Systems", Solar Energy, Vol.70, No.4, pp349-359 (2001)

写真測量法による太陽光発電システムの日照障害物の推定

(学生員) 池 さつき*, (正員) 黒川 浩助 (東京農工大学)

Estimation of obstacles for PV systems by using photogrammetry

Satsuki Ike, Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology)

1. はじめに

太陽光発電 (以下PV) アレイの設置場所は, 日射が障害物でさえぎられないことが望ましい。しかし, 実際はそのような理想的な場所に設置できるのはごくわずかであり, 建物や木などの影がかかる場所に設置することがほとんどである。設置予定のPVアレイの出力を予測するためにも, 影の影響を調べることは大変重要である。

本研究グループでは写真測量により容易にPVアレイと障害物の位置関係を把握する手法の検討を行ってきた⁽¹⁾。位置関係を把握することにより, アレイにかかる影を予測でき, 影により低下する日射量の推定, PVの発電量の予測が可能となる。さらに適切なモジュール配置の事前検討ツールに発展させることが可能である。

2. 写真による障害物の測量方法⁽²⁾

本論文では, アレイと障害物との位置を測量する方法として, 同一の被写体を2箇所の異なる位置から撮影し, 得られた写真2枚一組を用いて三次元計測を行う立体写真測量を用いる。注目点Pの位置を求めるために図1のような空間を考える。左右のカメラを距離dだけ離して平行に並べる。ただしこのレンズの焦点距離をfとする。左画像中の点P_L, 右画像中の点P_Rが, 注目点Pに対応している。ここから以下の式が導出される。

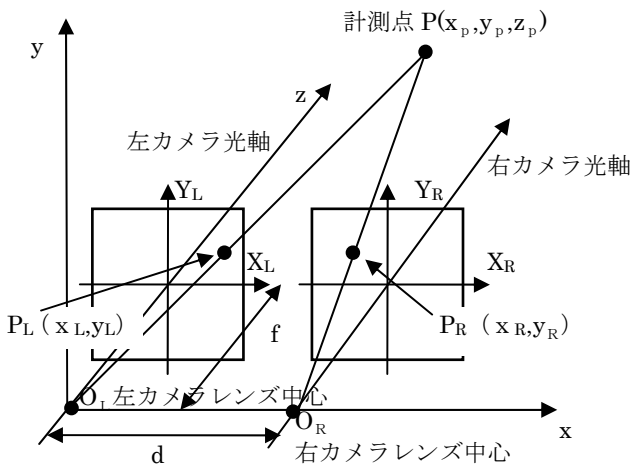


図1 三角測量の原理による座標の計算

Fig.1 Calculation of the coordinates by triangulation

$$x_p = \frac{d \cdot x_L}{x_L - x_R}, y_p = \frac{d \cdot y_L}{x_L - x_R}, z_p = \frac{d \cdot f}{x_L - x_R} \quad (1)$$

3. 基礎実験

初めに, 障害物を簡易化したモデルにおいて, カメラの向きを図1のように平行に揃え左右画像を撮影し, 測量の評価を行った。その結果, 誤差が生じ, 測量に影響を与えることを確認した。また, その誤差が実験を重ねても定量的であることから, カメラの光軸中心が画像中心と一致していないと推定される。

次に, カメラを水平に保ちながら, 向きを変えて左右画像を撮影した (以下カメラ回転画像)。カメラ回転画像からカメラ平行画像への変換手法に逆回転変換と平行移動変換を提案し, 両手法を比較評価した。

逆回転変換とはカメラ平行画像上とカメラ回転画像上の基準点のずれより, カメラの回転角を算出し, 逆回転をカメラ回転画像に掛けるものである。一方, 平行移動変換とは, カメラ平行画像上の基準点に合わせてカメラ回転画像を移動させる手法である。

図2に両手法で変換したy座標の測量誤差を示す。逆回転変換の誤差は, 上述した光軸中心のずれを考慮せず, 画像中心にあるとして回転角を計算したためと考えられる。一方, 平行移動変換では光軸中心のずれも補正できることを確認した。

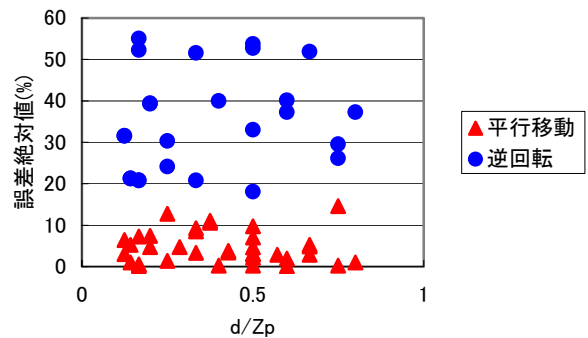


図2 カメラ回転画像におけるy座標の測量誤差
Fig.2 Estimation Errors of y coordinates by using turning camera images

そこで、カメラ平行画像にも応用できるのではないかと考え、平行移動変換を適用した。その結果、光軸中心のずれが直り、誤差の小さい画像に補正できることを確認した。図3に変換前と平行移動変換後のカメラ平行画像におけるy座標の測量誤差を示す。

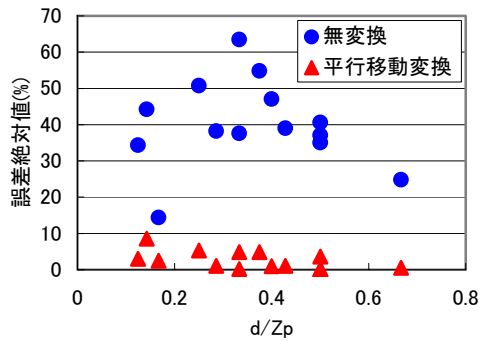


図3 カメラ平行画像におけるy座標の測量誤差
Fig.3 Estimation Errors of y coordinates by using parallel camera images

4. 測量ソフト

3.の実験結果を踏まえ、画像変換手法に平行移動変換を採用し、写真測量ソフトをC++Builderを用いて作製した。ソフトの外観を図4に、ソフトの流れを図5に示す。



(a)変換係数算出画面



(b)画像変換・三次元算出画面

図4 写真測量ソフト

Fig.4 Photogrammetry soft

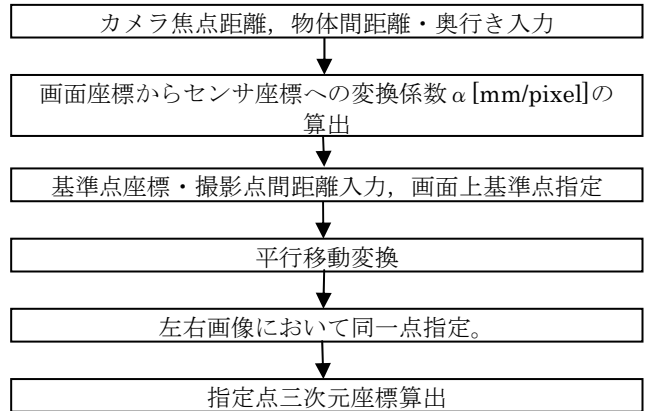
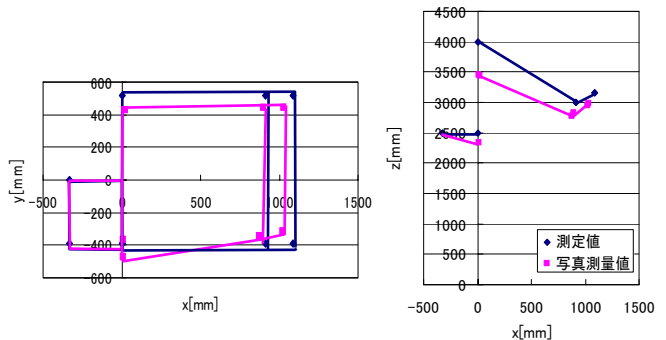


図5 写真測量の流れ

Fig.5 Flow of photogrammetry

5. 測量ソフトによる写真測量結果

写真撮影を実際の障害物測量に近い条件である屋外で行い、測量ソフトを用いてカメラ回転画像による障害物測量の評価を行った。測量結果を図6に示す。誤差が生じるものの、障害物の形状を再現していることを確認した。



(a) xy 平面

(b) xz 平面

図6 カメラ回転画像による測量結果

Fig.6 Survey result by turning camera image

6. まとめ

カメラの向きを平行に揃えずとも、基準点を一点用いることで写真測量が行えることを確認した。作製した写真測量ソフトを用いることで、専門の器具や技術を用いることなしに、容易に障害物の測量を行なうことを可能にした。

現在の測量ソフトではカメラを水平に保つため、三脚等に固定する必要があるが、今後は自由な方向から撮影した写真で測量できるよう改良する。さらに測量精度を高めるために焦点距離等は公称値を近似値として与え、最小二乗法を用いて値の算出を行う。さらにレンズディストーションも考慮に入れる予定である。

文献

- (1)登守他；写真測量方による太陽光発電システムの日照障害特性の推定，平成11年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同発表会，1999。
- (2)安居院猛・長尾智晴，C言語による画像処理入門，昭晃堂，2000。

デュアルセンサ型日射計の開発

井上 佳則*, 黒川 浩助 (東京農工大学)
三宅 行美, 中村 幸三, 加藤 正(英弘精機株式会社)

Development of a dual sensor type pyranometer
Yoshinori Inoue, Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology)
Yukiharu Miyake, Kouzou Nakamura, Tadashi Kato (EKO Instruments Trading Co., Ltd.)

1. 背景・目的

太陽光発電(PV)システムの発電量推定や評価などを正確に行うためには、日射量データは非常に重要な要素の一つである。日射量を厳密に測定するには、一般に普及している熱電対型の精密日射計を用いることが考えられる。しかしながら、高価であることや、屋外暴露による感度劣化の問題などから、長期計測や大量設置には不向きであると考えられる。今後、PVシステムの大量導入と共に、多傾斜・他方位など多様化が進むことが予想され、そのシステム個別に、必要数の精密日射計を設置するのが極めて困難である。その代替方法として、安価でかつ安定した感度を持つ、シリコン(Si)センサを用いた簡易型日射計(以後、Si日射計)を用いる方法が考えられる。しかし、センサ部のSiの分光感度には、波長選択性があるため、精密日射計のような、正確な日射量が把握出来るとは言えない。

このような現状から、本研究では安価で安定な感度を持ち、かつ高精度の新型日射計を開発することを目的としている。本研究室では、安価で長期暴露にも安定した出力の得られる、Siセンサなどの半導体素子を用いて、その弱点である分光感度の波長選択性を複数の異なる感度帯を持つ素子を用いることにより、より高精度に計測する方法を提案してきた。これまでに、Siセンサに感度の異なるカットオフ・フィルタを用いた二素子式の日射計を提案してきた。本研究では、短波長域に分光感度のあるSiセンサと、比較的長波長域に分光感度のピークがあるインジウム・ガリウム・ヒ素(InGaAs)を用いた、二種類のデバイスとしたデュアルセンサ型日射計の開発を目的としている。本報告では、シリコンセンサの問題点をもとにデュアルセンサ型日射計(以後、Dual日射計)の精度検証を行った。

2. Si日射計とDual日射計

市販されているSi日射計は、その感度定数を決定する際には、精密日射計など基準となる日射計とSi日射計の出力電圧を比較して、線形での回帰式を用いて感度を決定する。しかし、Si日射計は、センサの感度が300nmから1100nmまでの波長選択性があり、快晴日や曇天日の異なる分光放射照度に対して、出力特性が異なる。全ての天候に当てはまるような、線形での回帰を用いる限り、常にある程度の誤差が含まれてしまうため、Si日射計では正しく日射を測定できていないとはいえないことを明らかにした⁽¹⁾。しかしながら、天候・季節・地域別に感度を設定することは、実用上汎用的とはいえず、一つのセンサに一つの感度が決定されることが望ましい。

そこで、Si日射計でカバーできない感度帯をもつセンサを用いて、相互の出力の関係から精密に日射量を測定でき

ることが期待される。提案するDual日射計では、長波長域に分光感度を持つInGaAsを選定した。図1はDual日射計に搭載されている二つのセンサの相対分光感度と晴天日・曇天日の分光放射照度分布を示している。InGaAsセンサは980nmから1800nmまでと比較的長波長に感度が存在している。

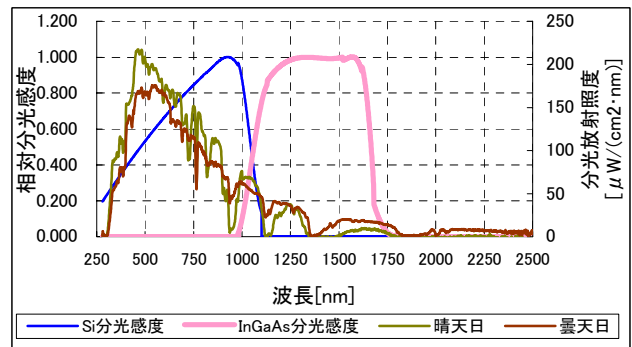


図1 相対分光感度と分光放射照度

3. Dual日射計の感度定数決定方法

Siセンサ、InGaAsセンサが各々の感度を分担していると想定して、それぞれの出力の値を用いた2変数の最小二乗法により、精密日射計との値付けを行った。計測データは、本学校舎屋上に設置されているDual日射計に搭載されているSiセンサ、InGaAsセンサで測定した実測値、および精密日射計(MS-801)を用いた。

Si, InGaAsそれぞれの感度定数を K_{Si} , K_{InGaAs} とし、回帰式には、(1), (2)を用いた(式(3)~(5)参照)。この時、陰の影響がないように太陽高度 10° 以上のデータを対象とし、測定データに欠測がある日についても除外した。

また、比較するSi日射計についても最適な感度に補正するために感度定数を式(6)(7)により再定義した。

$$G_{dual} = K_{Si} \times E_{Si} + K_{InGaAs} \times E_{InGaAs} \quad \dots(1)$$

$$G_{Si} = \alpha \times E \quad \dots(2)$$

$$\varepsilon^2 = \sum_{i=1}^n [G_i - \{K_{Si} \times E_{Si,i} + K_{InGaAs} \times E_{InGaAs,i}\}]^2 \quad \dots(3)$$

(3)式をそれぞれ感度定数 K_{Si} , K_{InGaAs} について偏微分し、これが0となるように解く。

$$K_{Si} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n G_i E_{Si} \times \sum_{i=1}^n E_{InGaAs}^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^n G_i E_{InGaAs} \times \sum_{i=1}^n E_{Si} E_{InGaAs} \right)}{\left(\sum_{i=1}^n E_{Si}^2 \times \sum_{i=1}^n E_{InGaAs}^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^n E_{Si} E_{InGaAs} \right)^2} \quad \dots (4)$$

$$K_{InGaAs} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n G_i E_{Si} \times \sum_{i=1}^n E_{Si} E_{InGaAs} \right) - \left(\sum_{i=1}^n G_i E_{InGaAs} \times \sum_{i=1}^n E_{Si}^2 \right)}{\left(\sum_{i=1}^n E_{Si} E_{InGaAs} \right)^2 - \left(\sum_{i=1}^n E_{Si}^2 \times \sum_{i=1}^n E_{InGaAs}^2 \right)} \quad \dots (5)$$

同様に Si 日射計の感度定数も求めた (式(6), (7) 参照)。

$$\varepsilon^2 = \sum_{i=1}^n (G_i - \alpha E)^2 \quad \dots (6)$$

$$\alpha = \frac{\sum_{i=1}^n G_i E}{\sum_{i=1}^n E^2} \quad \dots (7)$$

G_{dual} : Dual 日射計で測定した全天日射強度[kW/m²]
 E_{Si} , E_{InGaAs} : センサ出力[mV]
 G_{Si} : Si 日射計からの全天日射強度[kW/m²]
 E : Si 日射計出力[mV]

3. 結果と考察

2003 年 1 月から 11 月までの測定データを用いて行った Dual 日射計, Si 日射計の実測値と, 式(4), (5), (7)から算出した感度定数の結果を表 1 に示す。

表 1 各日射計の感度定数

| | | |
|----------|--------------|---------|
| Dual 日射計 | K_{Si} | 1.3448 |
| | K_{InGaAs} | 22.9885 |
| Si 日射計 | | 6.826 |

単位は全て[(kW/m²)/mV]

これらの感度定数を回帰式(1), (2)に代入して算出した全天日射強度 G_{dual} , G_{Si} と精密日射計で測定した全天日射強度 G との相対誤差を式(8)から求め, Dual 日射計と Si 日射計の精度検証を行った。さらに, Dual 日射計に搭載されている Si センサのみでの場合の精度も同様に算出した。

図 2 に相対誤差の月平均値および, 表 2 に年間の相対誤差を示す。

$$\text{相対誤差 [\%]} = \frac{|\text{算出値} - G|}{G} \times 100 \quad \dots (8)$$

図 2 より, Dual 日射計を用いることで Si 日射計よりも精度が向上しており, 最大で Si 日射計のもつ誤差を約 50% 軽減している。さらに, 表 2 より年平均では, Si 日射計の誤差を約 35% 軽減している。1 日ごとにデータを検証すると曇天日, つまり晴天指数の低い日に Dual 日射計の誤差

が大きくなっている。これは, Dual 日射計の感度定数を算出する際にはこの条件に加え, 晴天指数の高いデータを抽出するようにしたためであると考えられる。

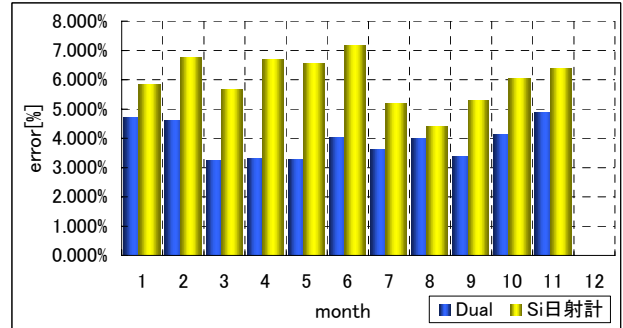


図 2 月平均相対誤差

表 2 各日射計の相対誤差(年平均)

| | |
|----------|---------|
| Dual 日射計 | Si 日射計 |
| 3.6095% | 5.5086% |

4. まとめ

本稿では, シリコンセンサの問題点をもとに, 日射スペクトルのうち短波長域に分光感度のあるシリコンセンサと長波長域にピークのあるインジウム・ガリウム・ヒ素センサを持つ, デュアルセンサ型日射計の精度検証を行った。二つのセンサ出力から 2 変数の最小二乗法を用い, 精密日射計との値付けを行った。さらに簡易型日射計についても最適な感度に補正するために感度定数を再定義した。これらの感度定数を用いて, デュアルセンサ型日射計・簡易型日射計と精密日射計との相対誤差を算出した。その結果, 月平均での精密日射計との相対誤差は, 簡易型日射計に比べ最大で 50% 程度改善する事が出来た。今後は, 日単位での検証を進め, さらに精度の向上を図る。

文献

- (1) 井上, 黒川, 三宅, 中村, 加藤: 「デュアルセンサ型日射計の開発」平成 15 年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集 p.567 ~ 568

PV開発の方向性

東京農工大学
黒川浩助

2003年は太陽電池誕生50周年であった。また、本年(2004年度)はサンシャイン計画発足30周年を迎える。しかし、昼間の余剰電気が系統側へ戻せるようになったのはこの10年間のことである。近年では毎年3万軒以上の太陽光発電住宅が誕生するようになった。すでに、累積13万軒を超え、その他合わせると60万kWと中型火力なみの数字である。世界の累積は130万kWに達している。2010年政府目標は482万kWに設定されているが、これは太陽光発電住宅100万軒時代の到来を意味する。順調に大台へ向かってまっしぐら(?)とも見えるが、今後の問題も多いと思われる。

1994年に開始された住宅用補助金により、3kWシステム1,100万円以上だったものが、近年では200万円程度となった。市場の成長は著しく、日本の導入政策の成功として海外の注目を集めた。販売価格の低下とともに補助額も減少、現在は9万円/kWであるが、近々の補助金制度の打ち切りも報じられている。もし現状の市場価格・市場規模がこれでよいという判断であるとしたら、21世紀中葉を見通したエネルギー政策・産業政策上の必然性とは大きな隔たりが感じられる。

太陽光発電産業ビジョン

太陽光発電協会(JPEA)のビジョン⁽¹⁾によれば、2001年1,000億円の日本市場が、2010年およそ5,000億円、2020年1兆円超、2030年2兆円超を目標に掲げている。わが国の将来を担う新規産業の一つとして期待される。しかし、その前提はさらなる価格低減・規模増大のための環境作りとそれを裏付ける止むことのない技術レベルの向上である。現状で日本は世界トップシェアを誇るが、黙ってみているほど世界は甘くない。このような技術集約型の産業が他国の追い上げで瞬く間に暗雲立ちこめた前例は多くある。

JPEA ビジョンは、むしろ欧米と比べて控え目である。2030年代には世界の経済成長と地球環境問題の深刻化によりエネルギー需給は逼迫し再生可能エネルギーにシフトせざるを得ず、2050年代には既存エネルギーと再生可能エネルギーが量的に拮抗するという見方が欧州では支持を受けている。欧州太陽光発電工業会(EPIA)では2040年9,000GWとアグレッシブな見方を示している⁽²⁾。JPEAは2030年世界市場を73GW(累積431GW相当)としている。

沖縄サミットを受けて先進8カ国がタスクフォースを設定して協議ベースで作成した世界エネルギー供給見通しでは、多様化シナリオとして、図1に示すように2030年における太陽光発電累積を656GWとしている⁽³⁾。比較的中庸と見られるG8ビジョンに比べてもJPEAの数字は一桁低い。

同図からも分かるように、G8ビジョンは各種新エネルギー間のバランスとして分析されたもので、太陽光発電をはじめからベースとした結果ではない。2030年には、風力をしのいで太陽光発電が急速に世界エネルギーとして導入が進むと予測している。

図2にこれら3つのビジョンを並べて比較する⁽⁴⁾。2000年から2040年までの世界の太陽光発電市場規模(GW/年)と累積設置量(GW)を示した。JPEAの予想する2030年73GW/年は、図中最下部の細線の上に載っている。これを、2000年から図示した細線の市場規模で推移したと仮定して積算した累積設置量に換算すると、最下部太線の右端の431GWに相当する。

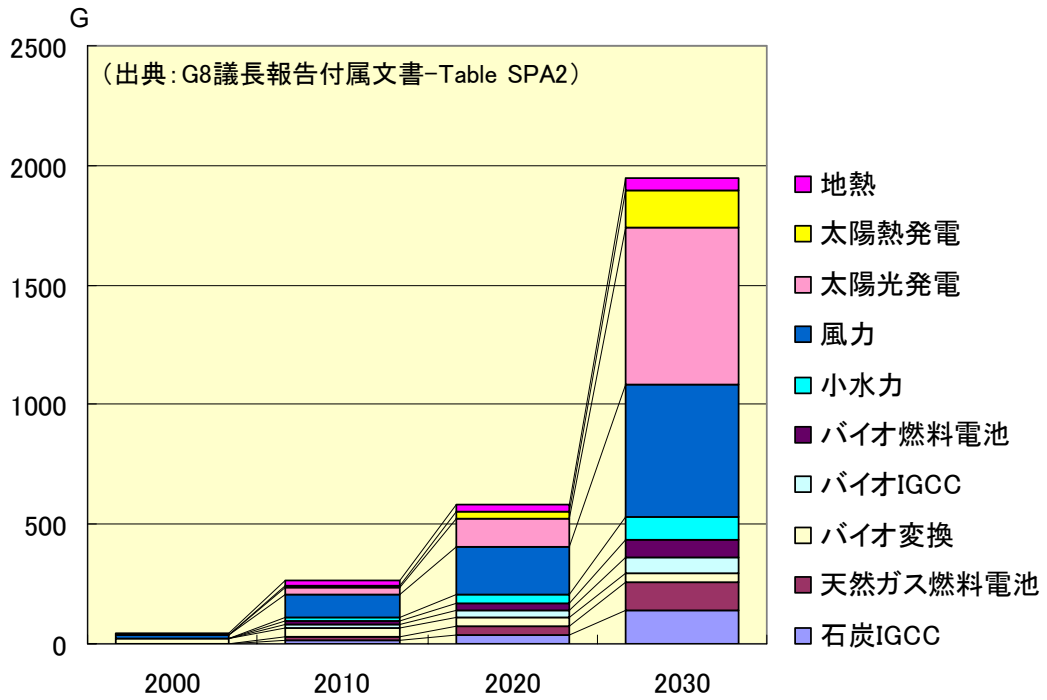


図1 G8議長報告における再生可能エネルギー多様化シナリオ導入量予測(GW)

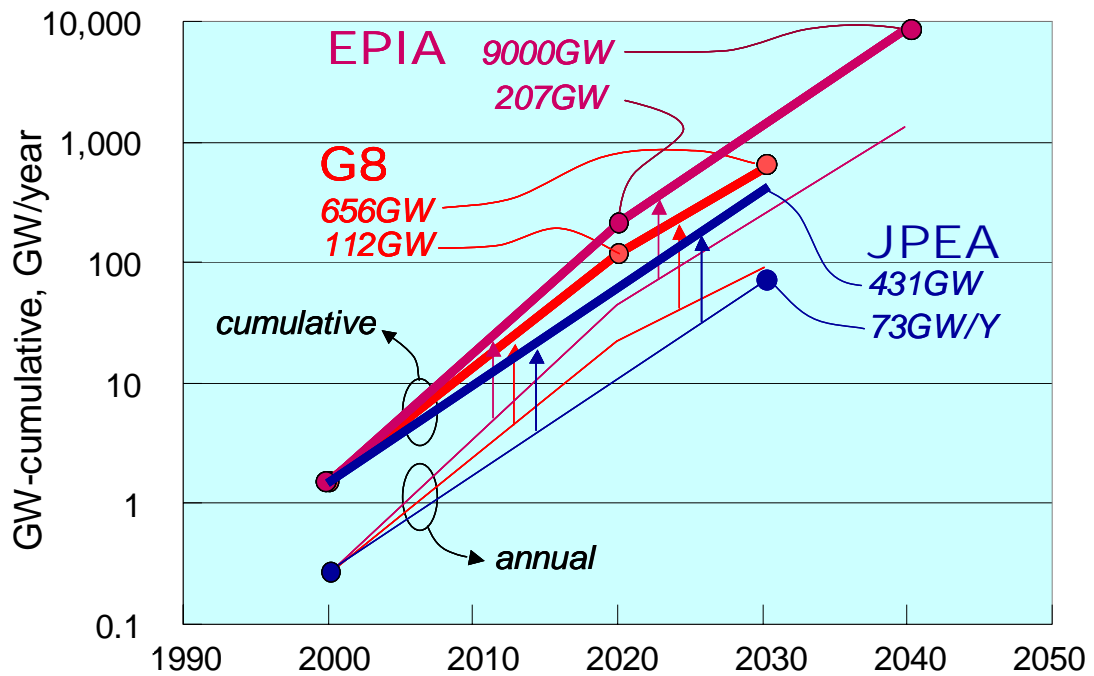


図2 太陽光発電の世界ビジョンの比較

一方、EPIA の 2040 年を含めた 2020 年導入ビジョンでは、副題を「2020 年までに 10 億人のための太陽電気と 200 万人の雇用を創成」としており、世界で 207GW の太陽光発電設置量を予測している。また、2040 年の太陽光発電量についても全世界需要の 26% に相当する 9,113TWh を供給するとしている。この場合の等価稼動時間を 1,000 時間程度と見積もれば太陽光発電設備 9,000GW に相当するレベルである。これらの数値を図示すれば、最上部太線のように示され、JPEA ビジョンとでは 1 桁近く異なっている。これを逆に換算すれば、EPIA 版 2020 年の世界市場規模は 46GW/年程度、2030 年には 260GW/年程度、2040 年に 1,435GW/年程度となる。

G8 ビジョンでは、両者の中間を示しており、2020 年の世界市場規模は 23GW/年程度(累積 112GW)、2030 年には 93GW/年程度(累積 656GW)となる。中位の予測として、少なくとも G8 予測の数字を取りたいものである。

21 世紀エネルギーとしての使命を考える

前章に述べたように太陽光発電の市場が 2030 年～2040 年に向かって拡大していくうちに、世界エネルギー市場規模と対比すべき産業に育っていく可能性があるであろうか。この点を調べるために、世界エネルギー供給の将来予測についてもいくつか紹介しておこう。

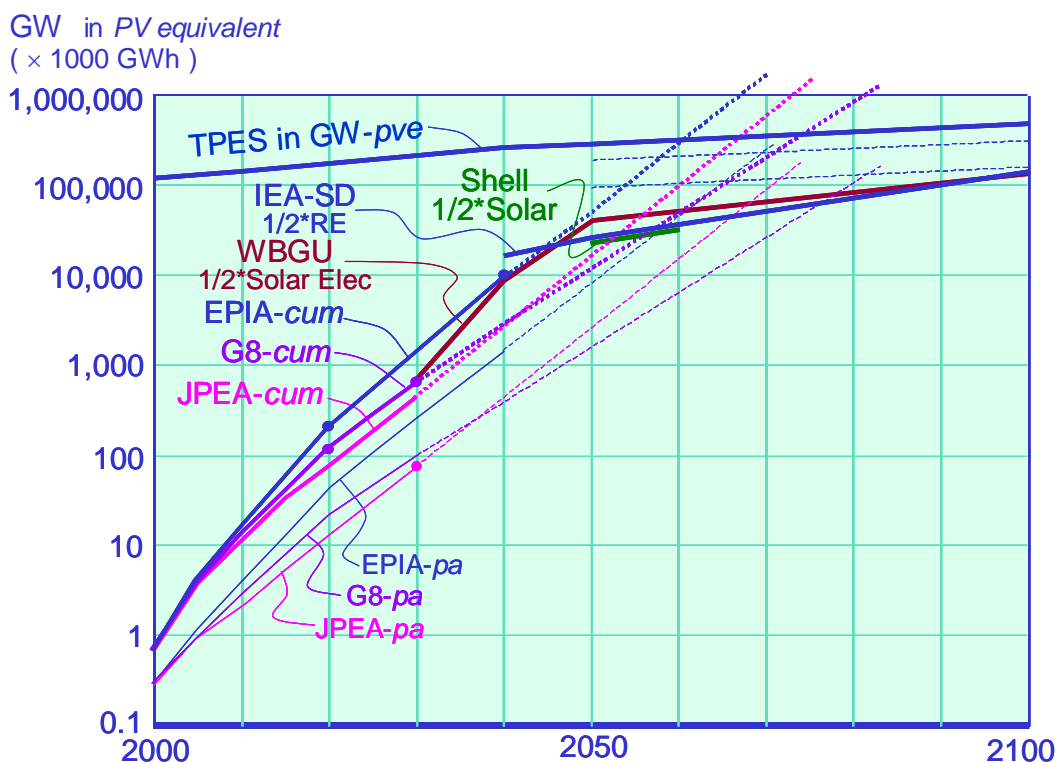


図3 各所から公表されている超長期ビジョン

まず、横軸を 2100 年まで延長したグラフを図 3 に用意した。ここに、先述の、JPEA, EPIA, G8 のロードマップをプロットした。これらの 3 つの予測を年産ベース(-pa と記す)と累積ベース(-cum)で示している。さらに各々の曲線の最後の区間を対数的に延長し破線で示した。

また、21 世紀は中葉には再生可能エネルギーのシェアが化石エネルギーと同等になることを指摘

していることでよく引用されるシェルのビジョン⁶⁾から、太陽エネルギー分を抽出しこの 1/2 を PV 相当分と仮定して図中に加えた(2050-2060 年のみ)。JPEA や G8 の延長線上にクロスしている。

昨年 3 月にドイツ地球温暖化諮問会議 WBGU は西暦 2100 年までの世界エネルギー需給見通しを公表した⁶⁾。図 4 に示すように、2050 年には世界エネルギーの半分は再生可能エネルギーに、2100 年には世界エネルギーの 2/3 は太陽発電によるというシナリオである。本シナリオ作成に当たっての前提条件や必要な施策等についても述べられ、主たる観点はエネルギー貧困者の解消と地球環境問題解決に置いている。

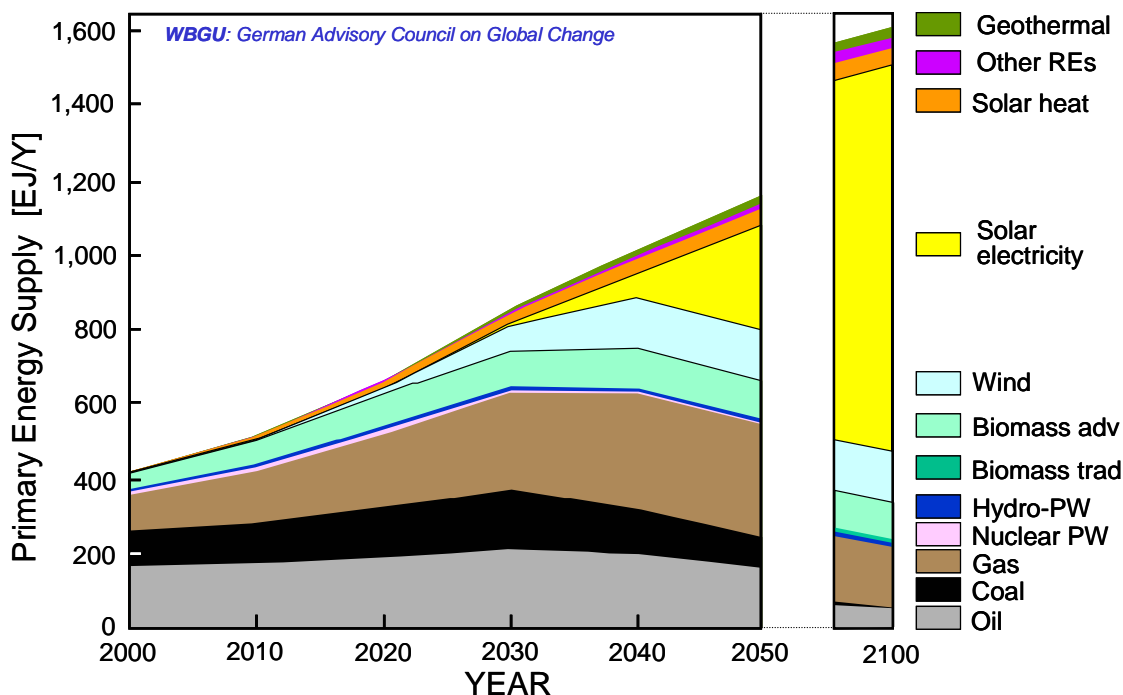


図 4 ドイツ WBGU-2100 年シナリオ

本稿の超長期ビジョン比較に加えるために、WBGU シナリオの太陽発電のうち 1/2 が太陽光発電によるものと想定した場合を、前の図 3 にプロットに加えた(2030-2100 年)。G8 の 2030 年、EPIA の 2040 年を経由しながら導入量が拡大している。ところで、WBGU の世界エネルギー総計値（一次エネルギー供給：TPES）をも同図にプロットしたが、この場合、TPES を 100%太陽電池で供給したものととして、年間等価稼働時間を 1000 時間で換算した GW 単位（太陽電池容量換算：GW-pve）で表示している。WBGU の太陽電池相当分は 2100 年の世界 TPES のほぼ 1/3 を目指して飽和する曲線となっていることが分かる。

次に、ごく最近出版された IEA の”Energy to 2050”⁷⁾では、IPCC で検討した 6 種類の 1990-2050-2100 年シナリオのうち、急速な技術変化が非化石エネルギー分野のみで訪れるとした A1-T シナリオ、および、化石・非化石エネルギー双方に訪れるとした A1-B シナリオについて、IIASA の MESSAGE モデルにより 2000-2050 年を 10 年刻みで再計算した結果⁸⁾を大枠として参照し、SD ビジョンと呼ぶ 2000-2050 年（10 年刻み）の地域別シナリオを作成した。筆者は、さらにこの SD ビジョン 2050 年値と IPCC の A1-T シナリオの 2050 年値の各エネルギー源別シェアの差異を比較して、A1-T の 2100 年値を修正し接続した。図 5 に示すように修正シナリオでは、WBGU に比較して TPES は少々大きめであるがほぼ同等のものであることが分かった。また、バイオマス以外の再生可能エネルギーが 2100 年に 60%程度導入されることとなり、仮にその半分を太陽光発電で供給するとして図 4 に示すと、太陽光発電シェアは WBGU とほとんど同じという結果になった。

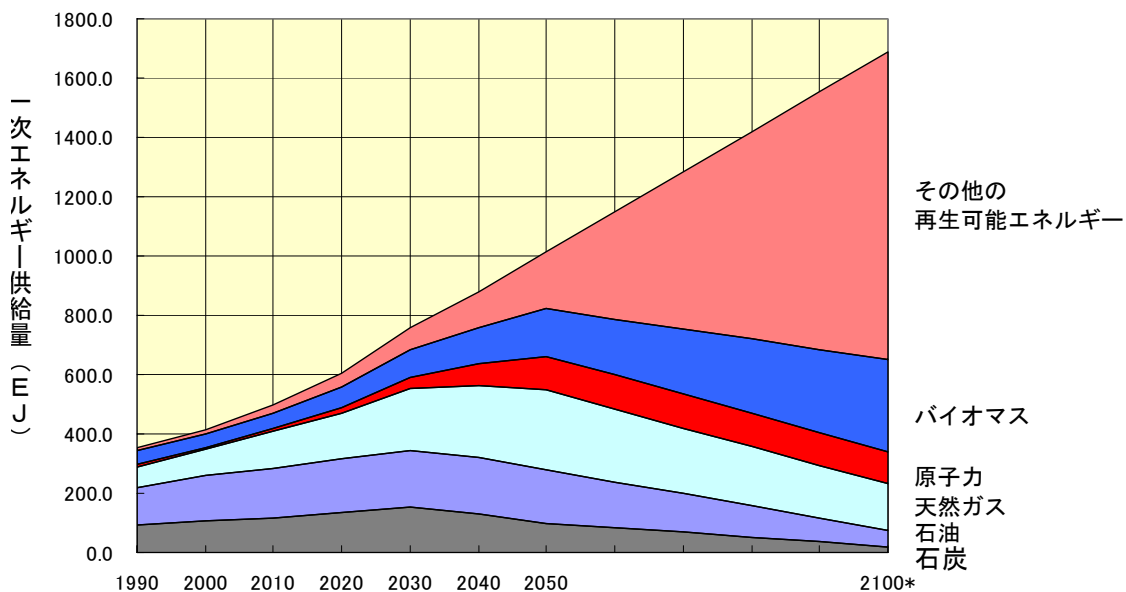


図5 [IEA-2050/SD Vision⁽⁷⁾]+[IPCC-2100-A1T 修正]

このような長期のビジョンに基づいて、ドイツでは再生可能エネルギー法(EEG)を制定し各エネルギー別の現状原価を考慮した上乗せ価格を参照し、設置年次で決まる価格で20年間固定で買い上げる制度を2000年に導入した。この価格は、設置年次が下がるごとに毎年5%下がるように設定されるが、昨年11月末には増額修正案が議会を通過した。これによれば、未開発地域のみについては従来路線で48.1ユーロセント/kWhであったものが予定通り5%減で45.7セントであるが、住宅屋根システム等について優遇する増額枠が設定された。屋根PV30kW未満が57.4セント、同30kW以上が54.6セント、同100kW以上が54.0セント、30kW未満のファサードが62.4セント、同30kW以上が59.6セント、同100kW以上が59.0セント、この他にがあったことが報じられている。太陽光発電では現状新設に対し48.1ユーロセント/kWhである。この制度により、同国は米国を抜いて世界第2位の太陽光発電国となり、さらに日本の座を追い抜こうと伺っている。⁽⁹⁾

これに反し、わが国のエネルギー需給見通しは2010年で計画が切れてしまっていて、欧米比べ出遅れの感がぬぐえなかった。原子力政策の不透明感からいつまでも2010年から離れられない状況であったといえるが、昨年10月に2030年程度までも見通した「エネルギー基本計画」が国会に提出された。いままでもとすると21世紀の有力オプションである太陽光発電も現在形のコスト比較論が優先されてきた。エネルギー基本計画の中で、太陽光発電などの再生可能エネルギーの長期的な意味づけも述べられている。しかしこの意味づけを実際に実現していくための目標具体化はこれからである。1月現在、この目標具体化の作業につながると思われる「PV2030検討委員会」がNEDOの調査研究として発足しており、筆者も参加し活発な議論のもとで、方向付けのストーリーが形づくられつつあるが、本稿には間に合わない。おそらく、本年の太陽光発電システムシンポジウムには詳細を明らかにすることができよう。

超長期を占うには本質的な必然性を考えなければならない

太陽光発電の導入可能性の見通しを考察する場合には、現状から20~30年にわたっての市場成長率からの積み上げが考察のスタートポイントになる。前述したように、欧州では積極的に再生可能エネルギーに重点を置いたビジョンが登場している。しかし、これらの見通しでは想定していない観点

が必要になろう。100年も成長し続けたら、地球的に要求される限界を超えることは必然である。つまり右肩上がりではなく、持続的安定化を念頭におかなくてはならないことはすでに多くの問題で明らかになってきた。すでに述べた図3の大まかな傾向でもその点は暗示されている。

次に、太陽光発電システムの導入限界が考察対象になるであろう。この限界が小さければその手前で市場は飽和してしまう。これを決める因子は、導入可能な面積からくる物理的な限界と、その設置場所における競合エネルギーコストのバランスで制約される経済的な導入限界を考慮することになる。前者は地域の属性によって決まるが、後者は世界的なエネルギー供給構造の動向の影響も強く受けるはずである。いずれにしても、グローバルかつ長期的な視点に立てば、太陽光発電の設置可能限界は十分に大きく、21世紀世界での再生可能エネルギーに対するニーズの大きさは多くの識者の指摘するところである。むしろ、人類の生存を考えれば再生可能エネルギーの選択しかあり得ないことは本稿の最後にふれる。

このようなスケールの考察では、別の制約条件に気がつく。2030年～2040年を念頭に置いて提唱されている多くのロードマップの産業成長率を仮想的にそのまま延長していくと、世界中の一次エネルギー需要を100%太陽電池でまかなえる日がそんなに遠くなく訪れる。後で述べるが、2060～2070年にはそんなレベルに達する。従って22世紀に向かって社会全体が持続的なシステムへ向かったときに、世界エネルギーのどれくらいの割合を太陽光発電で受け持つかということの思いいたらなければならない。

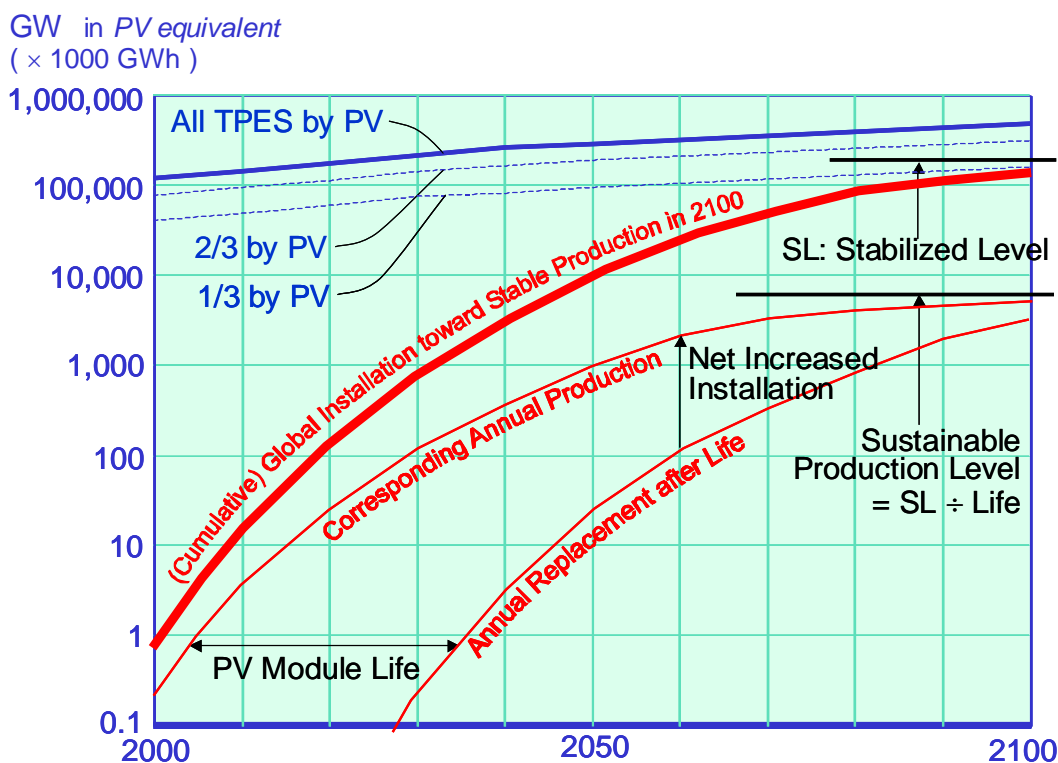


図6 超長期導入見通しの基本的な考え方

前にも述べたように、図6において、もし世界エネルギー需要を太陽光発電で100%供給するとした場合に必要となる太陽電池総量に相当する曲線を最上部に示している。世界一次エネルギー供給(TPES)の見通しの数字を、たとえば世界平均の太陽光発電等価稼働時間を1000時間と考えて割り算をすれば、図の単位表示での限界が分かる(太陽電池容量換算TPES(GW))。すなわちこれが地球

規模のニーズに基づく物理限界に当たる。また、TPES の 2/3 あるいは 1/3 の相当のラインも点線で
 図中に参考表示した。

次に、2100 年頃には、太陽光発電総設置量が世界エネルギー限界のある割合で安定化（飽和）する
 （図では世界エネルギーの 1/3 をレベル SL で表している）ものとして、設置量曲線を描けば、同
 図の太線のようなになるであろう。しかし、総設置量が飽和するということは、太陽電池産業が衰退す
 ることを意味しない。太陽電池モジュールは寿命を持っているので、前に設置したモジュールはある
 期間が経過すれば更新する時期を迎える。すなわち、安定化レベル総設置量 SL を耐用年数（たと
 えば 30 年）で割った生産量で生産し続ければ、生産量も一定で持続可能となる。直ぐにそういうこ
 となるわけではないが、この持続生産レベルを大きく超えて生産するようなことがあれば、いずれ太
 陽光発電産業は浮き沈みのサイクルなる可能性が高いともいえる。つまり、図 3 の年間生産カーブと
 更新カーブの差が設置総量の純増となることを考慮し、将来の太陽電池モジュールの更新量の安定化
 ができるような成長曲線で行くのが望ましいということになる。このような考え方の成長曲線を取り
 あえず「持続可能シナリオ」と名付ける。

実際の経済は計画経済でなく自由経済であるから、このように絵に描いたような訳には結局いかな
 いのであろうが、本稿の考え方を述べればこのように表現できる。

既存のビジョンを盛り込んだ前掲図 3 に、モジュール・ライフによる更新も考えながら 2100 年頃
 に滑らかに持続的生産体制に入ることとすると、図 7 のような太陽光発電システム導入曲線が得られ
 る。この前提の下では、2050 年頃のいくつかの積極的なビジョンは多少高め設定であり、推奨カー
 ブは、G8 の予測を延長しながら 2100 年近辺の安定レベルへ漸近していくものとなった。もっとも
 安定期のレベルが上がれば 2050 年期の生産曲線は上がってもよい。

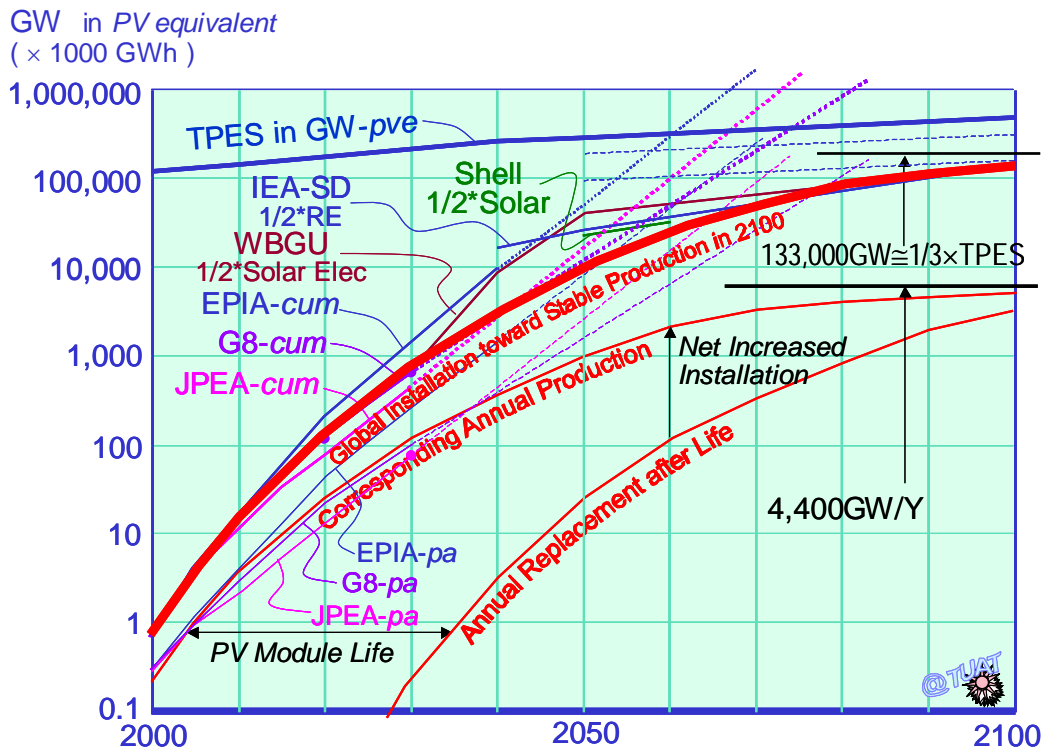


図 7 2100 年代の持続的生産に向かう太陽光発電産業推奨成長曲線

結果として、22 世紀の持続的生産期には、世界市場は 4,400GW/年で生産することで、総設置量

133,000GW を維持できる計算になる。もし、世界の太陽光発電産業が 400~500 ラインを稼働させると仮定したら、1 ラインの能力は 10GW/年が要求される。現在のラインの 100 倍見当になるが、一体このような規模ではいかなる生産技術が要求されるか一度夢想してみたいものである。いわゆる第三世代の太陽電池技術はこのような規模を念頭に入れ、高性能化と超高速生産性を両立させた方向に行かなければならないであろう。

未来技術のキーワード

21 世紀後半の太陽光発電導入普及が量的に大きな可能性を持っていることが前章までの大枠論議で示された。しかし、このような時代は待っていても訪れるものではなく、大量ニーズに応える大幅なコストダウンであり、これを実現するための質的に異なった高性能・高生産性の技術の裏付けがなければならない。業界の体質を強化していくことはもちろんであるが、たゆまない技術向上のための旗印を掲げて、安定・継続した技術開発環境のもとに優秀な人材を組織してこそ近づいていける目標と信ずる。

このような超長期を技術的に見通すことは難しいことではあるが、その方向の一端を示すために図 7 に示すようなキーワードを記しておきたい。

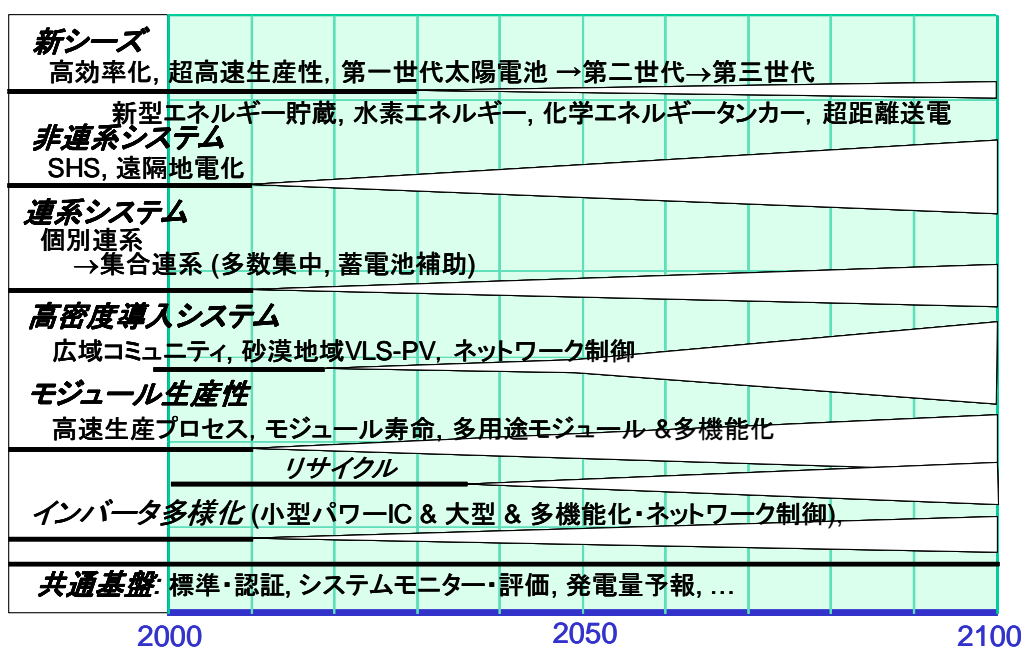


図 7 2100 年を目指した重要技術開発

(1) 新シリーズ

- ① 太陽電池の高効率化： 例えば、設置可能な面積が限定された住宅システムにより、家庭需要の自給率を向上するには太陽電池の高効率化が必要である。どの家庭でもオール電化が可能なレベルが目標。ほかにも用途の拡大やシステム建設コスト低下が見込める。
- ② 超高速生産性： 年産 100MW/ラインから 10GW/ラインへ変革し、大量生産と大幅なコストダウンを達成するためには、短いラインで超高速な生産速度を実現する必要がある。
- ③ 第一世代太陽電池→第二世代→第三世代： バルク系から薄膜系・新材料系あるいは多接合化が想定される。超長期という点では、グリーン教授の技術ビジョンがあげられる⁽¹⁰⁾。

- ④ 新型エネルギー貯蔵： 面的に大量普及すれば、太陽光発電出力の変動はならされて、大きな日照変動のみとなり、電力系統側の負荷追従制御機能で十分カバーできる範囲とも思われるが、大量普及であればその電源容量も大きくなっていく。できれば太陽光発電システム立地近傍でのエネルギー貯蔵が可能であれば、電力システムの最適化の観点からも好ましいことである。また、ある地域に集中した場合の配電圧分布状態の補正のためにも、パワーエレクトロニクスによるネットワーク制御機能とともに貯蔵機能の具備は好ましい。スーパーキャパシタ（電気二重層コンデンサ）の可能性も追求したい。
- ⑤ 水素エネルギー： 自動車を中心とした燃料電池開発の進展は、水素エネルギー社会の到来を想わせるものがある。しかし、水素システムが本質的にクリーンであるためには、水素の製造を再生可能エネルギー起源としなければならない。長期の観点に立てば、太陽光発電が最短距離にあるといえる。
- ⑥ 化学エネルギータンカー・超長距離送電： 地球規模の太陽光発電が可能になれば、砂漠のように太陽光発電最適地ではあるが後背人口が限られる地域からエネルギーを運ぶ手段が求められる。前項の水素をタンカーで輸送してもよいが、メタノールなど他の化学物質を輸送してもよい。送電シナリオも検討に値する。現在でも 3000km 程度の超高压直流送電は可能であり、7000km 送電が可能であれば、各地の太陽光発電適地からほとんどの大人口地までの送電が世界中で可能になるというマスタープランもある。超伝導送電も潜在的候補の一つである。

(2) 非連系システム

- ① SHS： 世界中で 16 億人存在するという無電化人口に、一人あたり 100W の SHS を供給すれば、総計 160GW に相当する。エネルギー貧困家庭の解消に有効性が高い。
- ② 遠隔地電化： さらに高水準の生活を営むには、もう一桁大きいレベルの電力供給を確保したい。中央のネットワークの届かない地域では太陽光発電による電化が有効である。前項と合わせ、発展途上国・地域での電化政策に掲げる複数の政府が現れつつある。

(3) 連系システム

- ① 個別連系： 日本が提唱し、技術的にも市場としても世界をリードしてきた。住宅屋根の形状制約から思ったほどの設置面積が得られず、自給度が低いのが現状である。例えば 22% 程度の高効率モジュールが実現すれば、80%程度の住宅で自給度 100%が実現できる可能性がある。
- ② 集合連系（多数集中、蓄電池補助）： 多数システムが一地域に集中立地すると、とくに逆潮流時に電圧上昇問題が発生する。これを解決するには、蓄電池導入により逆潮流を避ける方法が検討されている（これを筆者は自律度向上型システムと呼んでいる）。また、多数の太陽光発電システム電力を集電して、蓄電機能や連系対策を一括して限られた地点で電力系統に連系する方法についても技術可能性がある。後者では集電線が配電線と二重設備になるため、規制緩和によっては、まとまった集落の専用配電線（一部でミニグリッドと呼ばれているような）を設け、系統内に太陽光発電や他の分散電源を設置し系統制御機能も具備した上で、外部配電線と一括接続する技術オプションもあり得る。

(4) 高密度導入システム

- ① 広域コミュニティ： 超長期を想定すれば、前項のような集落同士をパワーエレクトロニクス制御を導入した連系装置で接続していけば再生可能エネルギーネットワーク広域コミュニティの姿も描くことができる。
- ② 砂漠地域 VLS-PV： 世界に分布する巨大砂漠などの未利用地を利用して大規模の太陽光発電システム（VLS-PV と略・例えば 1GW 級）を建設すれば、世界の一次エネルギー供給の 20 倍程度の発電が可能である⁽¹¹⁾。おそらく、前述したような 2100 年時点の導入規模では、主力のオプションはこの姿となろう。こういった地域に太陽光発電技術が持続的に根付くよ

うに、現時点からの段階的な開発段階に拡大と、1GW 級システムの持続的な建設維持シナリオを筆者は提唱している。なお、休耕田のような国内不利用地にも大量の太陽電池設置が技術的に可能である。

(5) モジュール生産性

- ① 高速生産プロセス： 1プラント 10GW 級のモジュール生産では、高速生産性が低コスト化の決め手になろう。超薄型のバルク・セルのプロセスも可能になるような、セル・ストリング印刷配線のような高速自動生産技術がイメージされる。
- ② モジュール寿命： 国内需要の主流はなんといっても住宅用であるが、本体の住宅は 100 年住宅とあって超寿命化をはかる動きもある。最低限度一般住宅用としては 30 年程度のモジュール寿命を確保したい。
- ③ 多用途モジュール&多機能化： 住宅の構造・材質は、地域の住宅文化に深く関係しており、特に建材一体型を目指すモジュール仕様に対してもニーズは多様である。また、自律度向上のために、蓄電池機能を一体的に組み込んだモジュールは小型システム領域で検討に値する。
- ④ リサイクル： 現在市場にある太陽電池モジュールは 20~30 年の耐用年数を経て廃棄されることになる。つまり 2020~2030 年代になれば現実に対策を実行しなければならないので、技術体系や法体系の整備が必要である。太陽光が当たれば発電するモジュールを解体現場でミンチするわけにはいかない。

(6) インバータ多様化

- ① 小型パワーIC： 国内の太陽光発電用インバータは、住宅用の容量が標準にはなっているが、異直列数ストリング混在の問題を回避するためにストリングインバータ化している例も見られる。また、欧州では中小容量のシステムでストリングインバータの普及が進んでいる。この技術傾向の先には、パワーモジュール化あるいはパワーIC 化されたインバータの姿が描けよう。
- ② 大型インバータ： ドイツでは、前述の再生可能エネルギー買い上げ制度 EEG により、1~5MW 未満の大型システムの建設が多数見られる。こういったシステムでは数 100kW 級のユニットインバータの導入が進んでおり、高性能を発揮している。前述の VLS-PV の検討でも 500kW ユニットの単位として 100MW 程度のサイトを考えている。
- ③ 多機能化・ネットワーク制御： 個別システムの系統連系問題の解決に当たって、インバータの制御機能は利用価値が高く、現実の太陽光発電の運用ではこれに専ら依存している。配電系統の系統パラメータも原理的に制御可能である。自律度向上のために導入する蓄電池の頭にも双方向インバータを設けることにより AC 蓄電池を実現できる。また、一組の双方向インバータを直流側で接続した BTB 変換器を配電系統内に設置すれば、配電系のアクティブ潮流制御が可能になる。これらはハイレベルのコミュニティ PV や広域ネット構築のための重要な要素技術として欠かせない。

(7) 共通基盤

- ① 標準・認証： 太陽光発電の出力は気象要素を中心として環境の影響を強く複雑に受ける。従って、設置したシステムが適正な容量を持っているか、また正常に運転しているかどうかを判断することは、一般ユーザーにとって難しい。ユーザーの信頼を得られるような標準・認証システムを構築することが重要である。
- ② システムモニター・評価： 前項の問題を支える基礎技術ともいえる。また、全国で発電されている太陽光発電電力量を総計として把握する方法論は、今後要望していきたい太陽光発電自家消費分の RPS への繰り入れや、将来の可能性としての排出権の算定などにも有用かつ重要であると考ええる。
- ③ 発電量予報、…： 現在の電力系統も負荷の不規則な変動の合成に対して、発電側の調整を実施しているが、ならされずに残った太陽光発電電力量のベースでの変動は毎時の日射量の

変動に同期していて、大量に普及すれば給電指令の運用基本情報として無視し得なくなるであろう。この場合には数時間先の出力予測は重要な意味を持つてくる。また、蓄電池ありシステムでは、当日の天気により、蓄電池を空けて待っているか貯めて備えるかという基本命題が常にあるので、翌日を含んだ一日単位での予測が太陽光発電利用率の向上に有用である。西暦 2100 年を向かえ、太陽光発電が世界ネットされた場合にこの種の問題はどのようなようになってくるであろうか、若干の想像力の不足を感じる次第である。

本当に基本的なこと

エネルギー問題を考える上で本当に本質的な事項とは何であろうか。経済を支えること、人口を支えること、環境を保存すること、といことになるであろうが、いずれについて考える場合でも、もはや地球の有限性の範囲内という制約条件を意識しなければならない。

前に述べた、2100 年太陽電池の持続的生産シナリオでも基本にその考えがあった。筆者の属する大学では、21 世紀 COE 拠点形成プログラムとして、物事を 100 年くらいのスパンで考え、農工が融合した形での「生存科学」という学理形成に挑んでいるところである。ここで大切なことは、100 年を超えるスパンで持続性という概念を考察してみる本質的に重要な真理が容易に見えてくるということである。以下は筆者自身がこのことに刺激され最近思い描いていることである。

まず最初に、ハードエネルギーとソフトエネルギーについて再考してみよう。ここでは図 8 のような第一種～第三種の 3 つの考え方を記した。ただしこれは筆者の自己流であってほかの考え方があるのかもしれない。



図 8 3 種類の持続性の定義

第一種の持続性は理想的なケースを示し、閉じられた空間の中から外へ排出物が全くない状態で維持される場合である。

第二種の持続性は、系の外へ排出があるが、外部からこの排出を補うような取り込みがある場合で、通常この取り込みを環境修復ともいっている。図には、バイオマス燃料を燃焼して排出する CO₂ が

バイオマス燃料切り出した森林が吸収した CO₂に匹敵することを例示している。しかし、この場合、切り出しただけでカーボンニュートラルとはいっても、切り出しただけ植林しなければ持続性があるとは言い難い。

通常、工学者が持続性をいう場合、第二種に相当するモデルを組み立てて持続性を議論することが多いが、農学系の分野の専門家と交流して知らされたことは、一代の持続性が示されても多世代にわたって持続性が保証されるわけではないということである。同じ畑に同じ作物を作り続けるときに見られる連作障害や、砂漠の灌漑緑化での塩分集積障害など多く見られるということである。つまり、一代モデルでは検出不可能なパラメータが多世代にわたると集積して顕在化するというところを取り込むと次の第三種の持続性が定義できる。つまり、系の中で過不足がまったくなく多世代にわたって生存可能なこと、ということである。

この第三種の持続性という観点でエネルギーシステムをとらえてみよう。ハードエネルギーともいわれる化石燃料は、CO₂排出のみを考えれば、環境修復の大きなプロセスと組み合わせると第二種のような持続システムあるいは半持続システムの実現が可能かもしれない。しかし、多世代にわたってということでは持続性を検定すれば、その資源量が減ったという足跡が残ってしまうために、過不足がないという点に反し、何世代にもわたって持続可能なシステムとはいえない。100年スパンで考察すれば全く自明になるポイントである。

この価値観でいえば、残り得るものは再生可能エネルギーしか存立し得ないということになる。この点がここで指摘したい「本当に基本的なこと」である。(太陽が燃え尽きたらどうする？って。これは本稿の範疇を超えている！)

ついでであるが、このような命題で心に残る話を聞いた。ジョン・エーレンフェルト氏⁽¹²⁾による自然環境と人間社会に関わる分類的な考察で、筆者の描いた図9に示すイメージで説明したい。

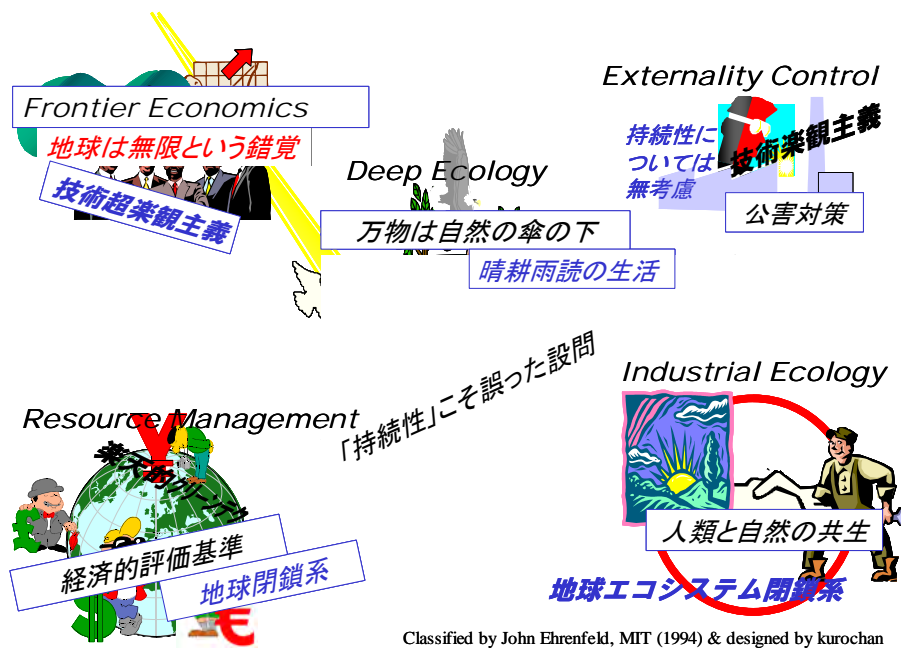


図9 人間社会と自然環境の関係に関する5つの考え方

図9の左上は、「フロンティア・エコノミクス」とも呼ぶべきもので、この時代の人間は地球が無

限と錯覚し、右肩上がりの経済を享受した。技術の世界では超楽観主義と位置づけられる。

右上は次の時代に訪れた。経済発展とともに周辺地域に公害を振りまき、この対策のための外部コストを負担するようになったが持続性への観点は欠けていた。技術楽観主義の時代でこのころに太陽電池は誕生の産声を上げた。

さらに経済は発展し、いよいよ地球の大きさに気づくような時代が訪れた。これが同図左下である。地球閉鎖系を経済的な評価基準によってバランスをとろうと試みた。

右下には、これよりも環境サイドにウエイトにおいて地球エコシステム閉鎖系を最適化し、「人類と自然の共生」を標語とする。前項とモデルの構造は同じと見なせるが重み関数のかけ方が異なることで対応が分かれるであろう。エコロジーな技術は見いだせるとの信念に立つ。

最後が中央に描かれた「ディープ・エコロジー」であり、人間は自然の一部に属し、人間がその持続性を議論し制御しようとする事自体が誤りと説く。人間の活動は太陽エネルギーによって与えられるものの範囲内で規制しようとするものである。いわゆる「晴耕雨読」の勧めである。

人類はいろいろな贅沢を知った。その点で最後のカテゴリには戻れずに、きっと4番目の道を探し続けるのであろうが、間違えると「100年持続性」を冒し生存の危機にさらされるかもしれない。現在の筆者も4番目の道を追っているが、太陽エネルギーの与えるものの大きさを知るにつけ、最後の道でも人間らしい文化的な生活が可能ではないかと、ふと思うこともある。

[参考文献]

- (1) 太陽光発電協会：太陽光発電産業自立へ向けたビジョン”エネルギー・環境へ貢献する新しい産業創生”，19回太陽光発電システムシンポジウム予稿集，p.1-11~1-30，2002年6月11~13日，イイノホール。
- (2) Greenpeace, European Photovoltaic Industry Association: Solar Generation - Solar Electricity for over 1 Billion People and 2 Million Jobs by 2020.
- (3) G8 Renewable Energy Task Force Chairmen's Report - Annexes, July, 2001.
- (4) 黒川：太陽光発電システムの研究開発の方向性，20回太陽光発電システムシンポジウム予稿集，p.6-19~6-35，2003年7月1~3日，イイノホール。
- (5) J.van der Veer, Royal Dutch/Shell Group and Dawson: Shell International Renewables, press release from Shell International Petroleum Co., London, Oct. 6, 1997.
- (6) German Advisory Council on Global Change: World in Transition - Turning Energy Systems Towards Sustainability (Summary for policy-makers), April 2003, ISBN 3-936191-02-6, downloaded from <http://www.wbgu.de/>.
- (7) Energy to 2050 - Scenario for a Sustainable Future, OECD/IEA, 2003. (mainly cited from Table A.II.8)
- (8) http://sres.ciesin.org/final_data.html
- (9) Photon International, 1/2004, p.3 & p.24-25.
- (10) Martin A. Green: Third Generation Photovoltaics: Recent Theoretical Progress, Proc. 17th EU-PVSEC, Munich, Oct. 22-26, 2001, p.14-17.
- (11) K. Kurokawa, ed.: Energy from the Deserts, James & James, May 2003.
- (12) John Ehrenfeld, MIT, 1994.

(11) 太陽光発電システムの新展開

2003 年は太陽電池誕生 50 周年であった。また、本年（2004 年度）はサンシャイン計画発足 30 周年を迎える。しかし、1978 年にサンシャイン計画で提案され住宅屋根上太陽光発電システムの実験は多数行われたが、昼間の余剰電気が実際に系統側へ戻せるようになったのはこの 10 年間のことである。近年では毎年 3 万軒以上の太陽光発電住宅が誕生するようになった。すでに、累積 13 万軒を超え、その他合わせると 60 万 kW と中型火力なみの数字である。世界の累積は 130 万 kW に達している。2010 年政府目標は 482 万 kW に設定されているが、これは太陽光発電住宅 100 万軒時代の到来を意味する。順調に大台へ向かってまっしぐら（？）とも見えるが、今後の問題も多いと思われる。

① 太陽光発電産業ビジョン

太陽光発電協会(JPEA)のビジョン⁽¹⁾によれば、2001 年 1,000 億円の日本市場が、2010 年およそ 5,000 億円、2020 年 1 兆円超、2030 年 2 兆円超を目標に掲げている。わが国の将来を担う新規産業の一つとして期待される。しかし、その前提はさらなる価格低減・規模増大のための環境作りとそれを裏付ける止むことのない技術レベルの向上である。現状の日本は世界トップシェアを誇るが、黙ってみているほど世界は甘くない。このような技術集約型の産業が他国の追い上げで瞬く間に暗雲立ちこめた前例は多くある。

JPEA ビジョンは、むしろ欧米と比べて控え目である。2030 年代には世界の経済成長と地球環境問題の深刻化によりエネルギー需給は逼迫し再生可能エネルギーにシフトせざるを得ず、2050 年代には既存エネルギーと再生可能エネルギーが量的に拮抗するという見方が欧州では支持を受けている。欧州太陽光発電工業会(EPIA)では 2040 年 9,000GW とアグレッシブな見方を示している⁽²⁾。JPEA は 2030 年世界市場を 73GW（累積 431GW 相当）としている。

沖縄サミットを受けて先進 8 カ国がタスクフォースを設定して作成した世界エネルギー供給見通しでは、多様化シナリオとして、**図 1** に示すように 2030 年における太陽光発電累積を 656GW としている⁽³⁾。比較的中庸と見られる G8 ビジョンに比べても JPEA の数字は一桁低い。

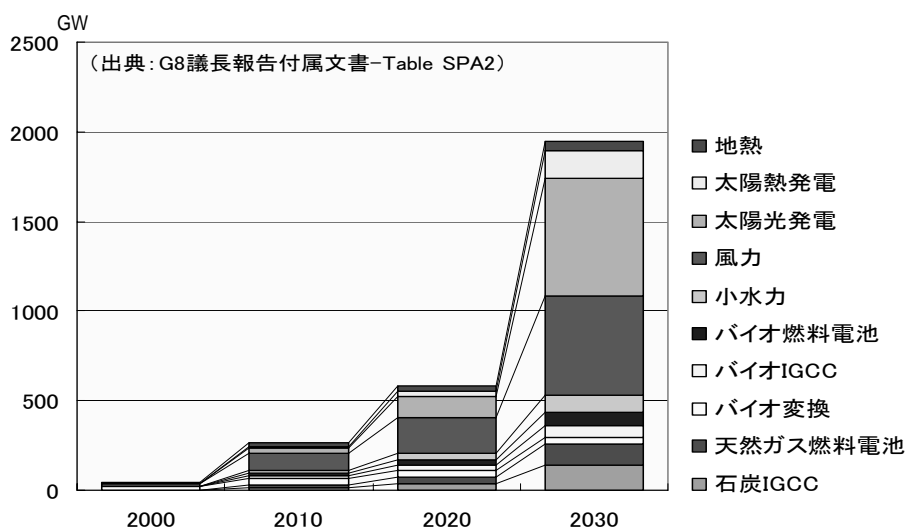


表 1 G8 議長報告における再生可能エネルギー多様化シナリオ導入量予測(GW)

同図からも分かるように、G8 ビジョンは各種新エネルギー間のバランスとして分析されたもので、太陽光発電をはじめからベースとした結果ではない。2030年には、風力をしのいで太陽光発電が急速に世界エネルギーとして導入が進むと予測している。

図2にこれら3つのビジョンを並べて比較する⁽⁴⁾。2000年から2040年までの世界の太陽光発電市場規模（GW/年）と累積設置量（GW）を示した。JPEAの予想する2030年73GW/年は、図中最下部の細線の上に載っている。これを、2000年から図示した細線の市場規模で推移したと仮定して積算した累積設置量に換算すると、最下部太線の右端の431GWに相当する。

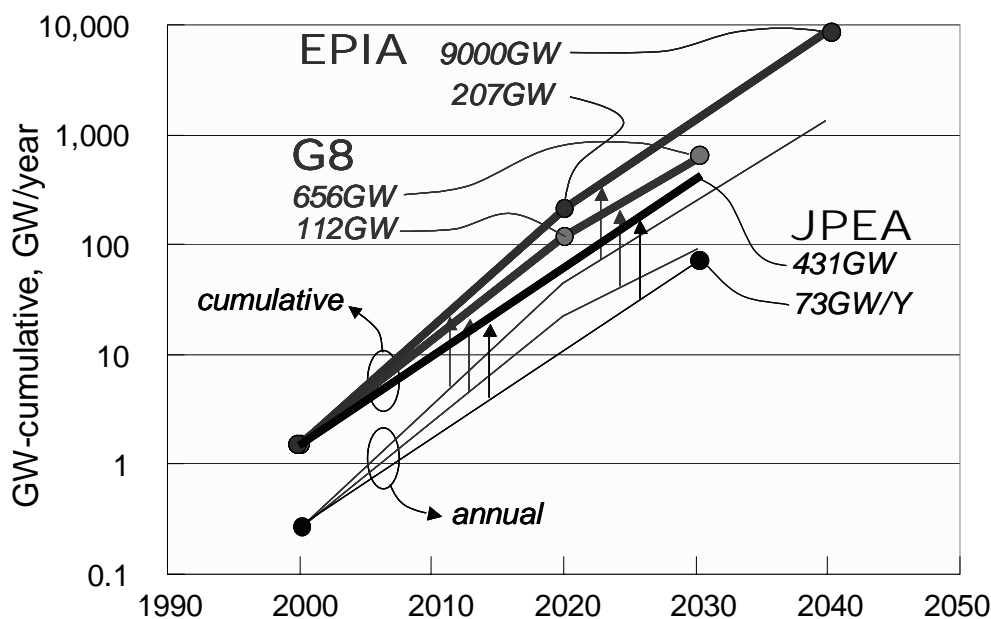


図2 太陽光発電の世界ビジョンの比較

一方、EPIAの2040年を含めた2020年導入ビジョンでは、副題を「2020年までに10億人のための太陽電気と200万人の雇用を創成」としており、世界で207GWの太陽光発電設置量を予測している。また、2040年の太陽光発電電量についても全世界需要の26%に相当する9,113TWhを供給するとしている。この場合の等価稼働時間を1,000時間程度と見積もれば太陽光発電設備9,000GWに相当するレベルである。これらの数値を図示すれば、最上部太線のように示され、JPEAビジョンとでは1桁近く異なっている。これを逆に換算すれば、EPIA版2020年の世界市場規模は46GW/年程度、2030年には260GW/年程度、2040年に1,435GW/年程度となる。

G8ビジョンでは、両者の中間を示しており、2020年の世界市場規模は23GW/年程度（累積112GW）、2030年には93GW/年程度（累積656GW）となる。中位の予測として、少なくともG8予測の数字を取りたいものである。

② 21世紀エネルギーとしての使命を考える

前項に述べたように太陽光発電の市場が2030年～2040年に向かって拡大していくうちに、世界エネルギー市場規模と対比すべき産業に育っていく可能性があるのあろうか。この点を調べるために、世界エネルギー供給の将来予測についてもいくつか紹介しておこう。

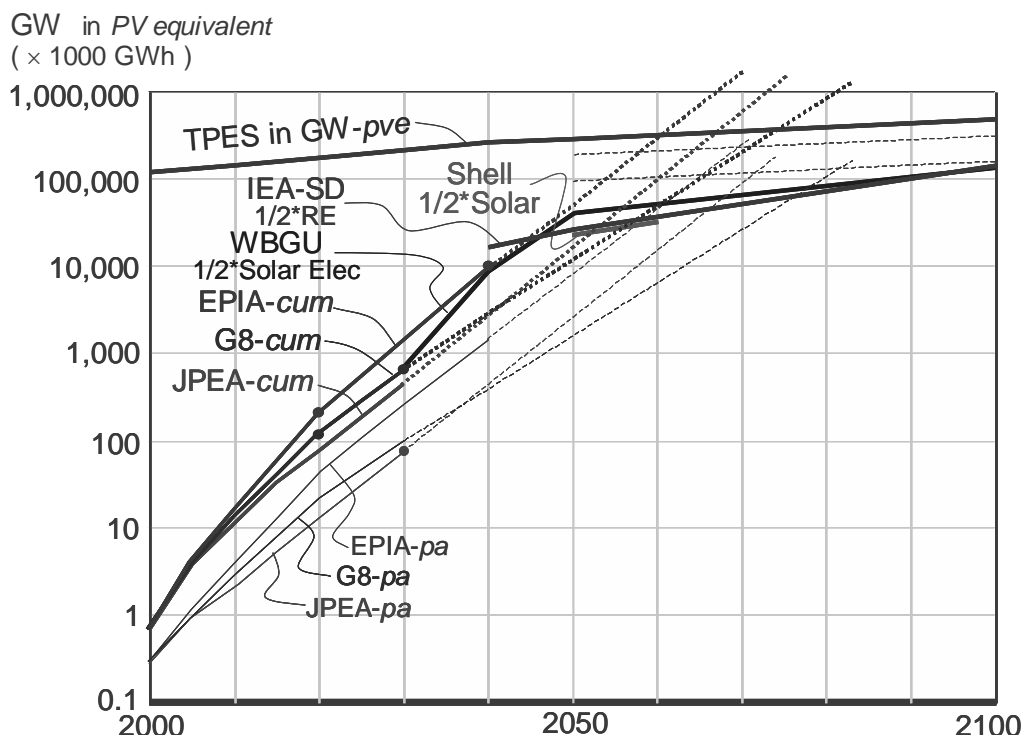


図3 各所から公表されている超長期ビジョン

まず、横軸を2100年まで延長したグラフを図3に用意した。ここに、先述の、JPEA、EPIA、G8のロードマップをプロットした。これらの3つの予測を年産ベース(-paと記す)と累積ベース(-cum)で示している。さらに各々の曲線の最後の区間を対数的に延長し破線で示した。

また、21世紀中葉には再生可能エネルギーのシェアが化石エネルギーと同等になることを指摘していることでよく引用されるシェルのビジョン⁵⁾から、太陽エネルギー分を抽出しこの1/2をPV相当分と仮定して図中に加えた(2050-2060年のみ)。JPEAやG8の延長線上にクロスしている。

昨年3月にドイツ地球温暖化諮問会議WBGUは西暦2100年までの世界エネルギー需給見通しを発表した⁶⁾。図4に示すように、2050年には世界エネルギーの半分は再生可能エネルギーに、2100年には世界エネルギーの2/3は太陽発電によるというシナリオである。本シナリオ作成に当たっての前提条件や必要な施策等についても述べられ、主たる観点はエネルギー貧困者の解消と地球環境問題解決に置いている。

本稿の超長期ビジョン比較に加えるために、WBGUシナリオの太陽発電のうち1/2が太陽光発電によるものと想定した場合を、前の図3にプロットに加えた(2030-2100年)。G8の2030年、EPIAの2040年を経由しながら導入量が拡大している。ところで、WBGUの世界エネルギー総計値(一次エネルギー供給:TPES)をも同図にプロットしたが、この場合、TPESを100%太陽電池で供給したのものとして、年間等価稼働時間を1000時間で換算したGW単位(太陽電池容量換算:GW-pve)で表示している。また、同曲線の下部に並行して、2/3および1/3相当のラインを波線で示した(2050-2100年)。WBGUの太陽電池相当分は2100年の世界TPESのほぼ1/3を目指して飽和する曲線となっていることが分かる。

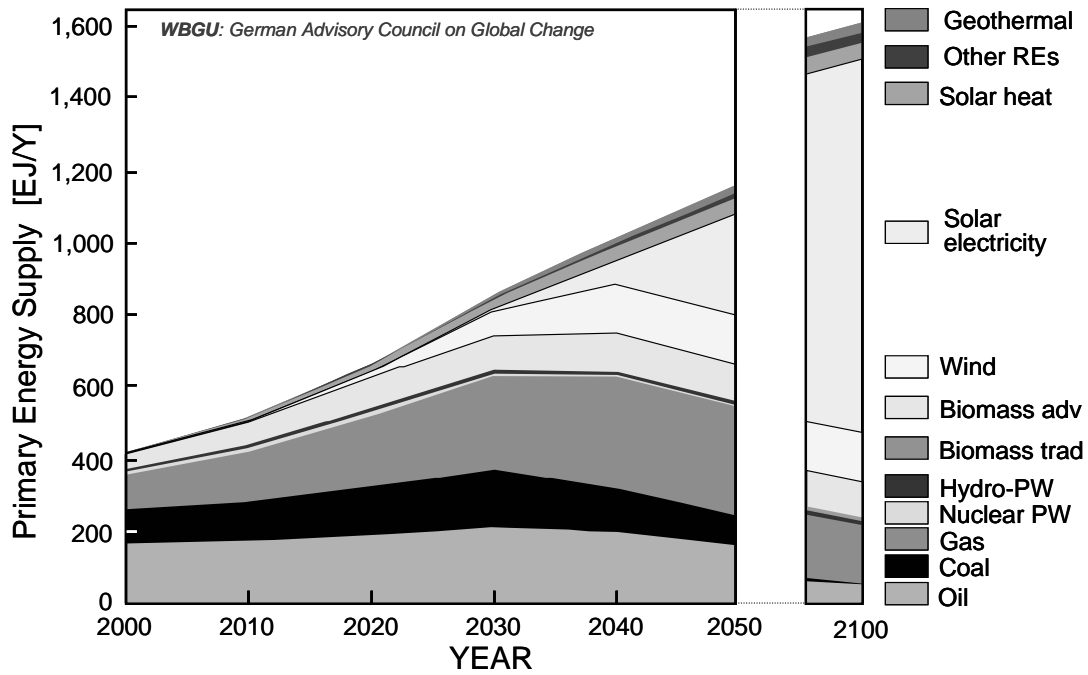


図4 ドイツ WBGU-2100 年シナリオ

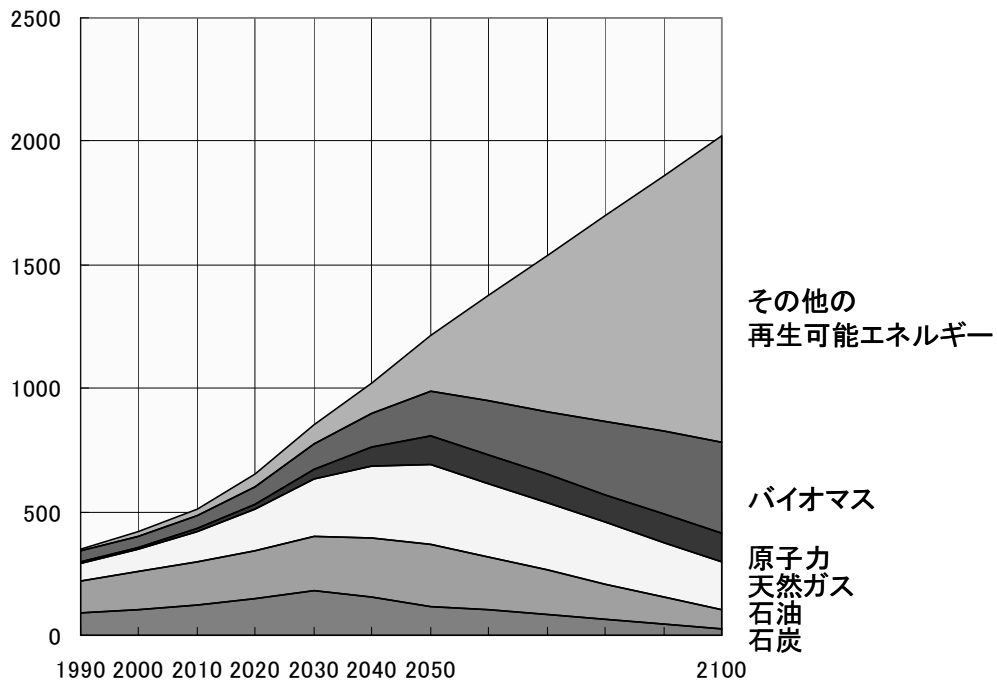


図5 [IEA-2050/SD Vision⁽⁷⁾]+[IPCC-2100-A1T 修正]

次に、ごく最近出版された IEA の”Energy to 2050”⁽⁷⁾では、IPCC で検討した 6 種類の 1990-2050-2100 年シナリオのうち、急速な技術変化が非化石エネルギー分野のみで訪れるとした A1-T シナリオ、および、化石・非化石エネルギー双方に訪れるとした A1-B シナリオについて、IIASA の MESSAGE モデルにより 2000-2050 年を 10 年刻みで再計算した結果⁽⁸⁾を大枠として参照し、SD ビジョンと呼ぶ 2000-2050 年（10 年刻み）の地域別シナリオを作成した。さらにこの SD ビジョン 2050 年値と IPCC の A1-T シナリオの 2050 年値の各エネルギー源別シェアの差異を比較して、A1-T の 2100 年値を修正し接続した。図5に示すように修正シナリオでは、WBGU

に比較して TPES は少々大きめであるがほぼ同等である。また、バイオマス以外の再生可能エネルギーが 2100 年に 60%程度導入されることとなり、仮にその半分を太陽光発電で供給するとして図 3 に示すと、太陽光発電シェアは WBGU とほとんど同じという結果になった。

このような長期のビジョンに基づいて、ドイツでは再生可能エネルギー法(EEG)を制定し太陽光発電エネルギーの現状原価を考慮した上乗せ価格で買い上げる制度を 2000 年に導入した。買い上げ価格は毎年 5%減となっていくが、できあがったシステムでは、設置年次相当の買い上げ価格で 20 年間固定としている。これにより投資回収計算が明確になるという利点を有する。

これに反し、わが国のエネルギー需給見通しは 2010 年で計画が切れてしまっていて、欧米に比べ出遅れの感がぬぐえなかったが、昨年 10 月に 2030 年程度までも見通した「エネルギー基本計画」が国会に提出された。いままでもすると 21 世紀の有力オプションである太陽光発電も現在形のコスト比較論が優先されてきた。エネルギー基本計画の中で、太陽光発電などの再生可能エネルギーの長期的な意味づけも述べられている。しかしこの意味づけを実際に実現していくための目標具体化はこれからである。1 月現在、この目標具体化の作業につながると思われる「PV2030 検討委員会」が NEDO の調査研究として発足しており、活発な議論のもとで、方向付けのストーリーが形づくられつつある。

③ 集中連系型太陽光発電システムの建設が本格化

NEDO は、平成 14 年度より「集中連系型太陽光発電システム実証研究⁽⁸⁾」を開始し、群馬県太田市の城西の杜ニュータウンで実証試験が一部開始された（委託先は、関電工で、再委託は、明電舎、電力テック、新神戸電機、松下エコシステムズ、東京農工大学、太田市）。

今後の PV システムの急速な普及拡大の過程においては、PV システムが配電系統に局所集中的に導入されること（集中連系）が予想され、この場合には、系統電圧の上昇による出力抑制や系統への影響等の顕在化により、さらなる普及拡大の制約となる可能性がある。このため、本事業では、PV システムの集中連系時における出力抑制や系統への影響等に関する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 PV システムを集中連系させた地区において実証するとともに、PV システムの集中連系に関する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。



図 6 NEDO 集中連系・城西の杜の建設状況（平成 15 年度末までに 150 戸 PV 化の予定）

④ ゴビ砂漠開発

NEDO 国際共同研究実証により、モンゴルで建設が進められてきた村落電化システム⁽⁹⁾が 2003 年 9 月に完成した。太陽光発電システム容量は 200kW で、周辺人口を含めて 2000 人のゴビ砂漠のノヨン・ソウム（村落）に設置された（図 7）。同図中央部に 50kW×2 アレイが配置され、最左部の屋内に設置されたディーゼル発電機とハイブリッドされている。144kWh×2 の蓄電池バンクも同じ建屋に収容され冬季の暖房対策が施されている。同システムは村内の配電線に並列されるが、PV 主・DG 従で運用される。他の太陽光発電アレイは配電線に沿い、村内主要施設（ソウムセンター、学校、中継所、最右部の病院）近傍にも設置された。システム構成を図 8 に示した。各住宅（ゲル）まで給電されているが、DG のみの場合には夜間 3 時間給電であったものが、太陽光発電設備完成後は 24 時間給電となった。今後、冷蔵庫が普及する可能性があり、消費パターンが変化していくものと考えられる。早速、学校にもパソコンが数台設備された。



図 7 モンゴル・ゴビ砂漠ノヨン・ソウムの 200kW 村落電化システムの全景

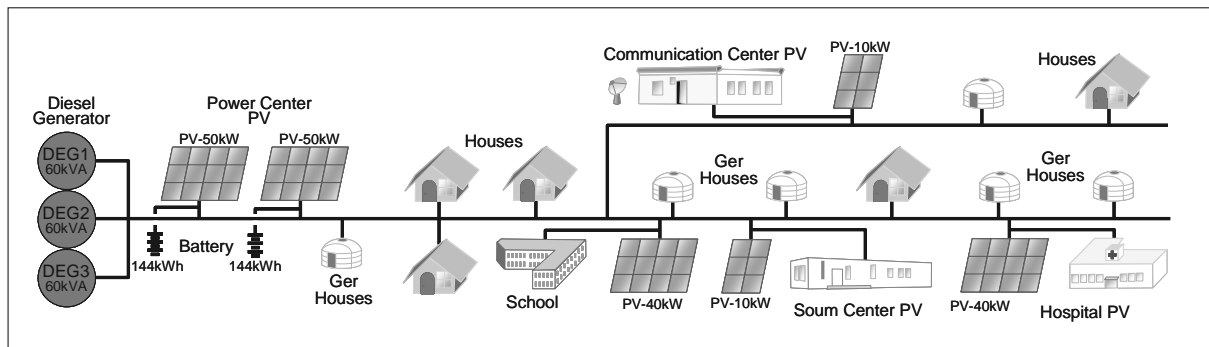
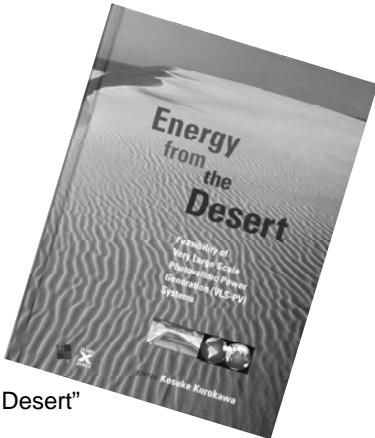


図 8 ノヨン・ソウム 200kW 村落電化システムの構成

⑤ 砂漠からのエネルギー

国際エネルギー機関 IEA の太陽光発電共同研究プログラムのタスク 8 ではかねてから、砂漠などの未利用地に 1GW 級の大規模太陽光発電(VLS-PV)を建設していくことの技術的・社会経済的可能性について、国際的な調査研究チームを組織して、1998 年以来 5 年間の第 1 フェーズを完了した。これらの活動の結果が単行本“Energy from the Desert”(James & James 社刊)として出版され⁽¹⁰⁾、太陽光発電世界会議に合わせて大阪で発表のシンポジウムが開催された。世界各国から 250 名ほどの聴衆を集めた。表 1 は、その時に発表されたコミュニケであり、その大きな成果を示しながら、第 2 フェーズへ展開していくことが示された。同書籍は砂漠太陽光発電だけでなく、GW システムと組み合わせたローカルなモジュール工場により長期持続的に建設維持していくシナリオが提案され、産業誘発・雇用創生効果についても評価がなされており、好評を博している。

表 1 IEA PVPS/Task VIII 国際シンポジウム「砂漠からのエネルギー」

| タスク 8 コミュニケ 砂漠からのエネルギー | |
|--|--|
| 世界人類へ向けて — われわれの理解 | 21 世紀世界へ向けて — われわれの提言 |
| <p>21 世紀人類の、世界のエネルギー問題、環境問題などへの見通しから、また、ケーススタディやシナリオスタディの結果から、以下の点は明らかである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ VLS-PV は世界のエネルギー需要に大きく貢献できる ○ VLS-PV は経済的にも、技術的にも実現可能になる ○ VLS-PV は環境に大きく貢献できる ○ VLS-PV は社会経済の発展に大きく貢献できる。 | <p>VLS-PV の推進を確実なものにするためには、技術的、組織的、および資金的な問題に関する長期的なシナリオ(10~15 年)が必要である。砂漠地域に VLS-PV システムを建設することの大きな可能性を、今、明確にしなくてはならない。このような活動では多くの人が関わっていくことが重要で、特に政策レベルにおいて以下のような事項の実行を是非とも推奨したい。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・各国政府および多国籍組織は、地球レベル、地域レベル、局所レベルのエネルギーシナリオにおいて、実現可能な発電技術として砂漠における VLS-PV システムを織り込んで欲しい。 ・IEA PVPS コミュニティはタスクⅧによる国際共同研究を継続していこう。調査研究の範囲を拡大し、砂漠や資金についての専門家の参加、既存の太陽光発電プラントから得られる情報のフィードバックなどにより、研究開発およびパイロット段階についてより精緻なものにしていこう。 ・多国籍組織および先進国政府は、世界中の多くの砂漠地域についての予備調査の実施、ならびにパイロット、実証段階を実行するために資金を提供する。 ・砂漠近隣各国は、潜在的に問題を抱える地域としてではなく、持続可能なエネルギーを生み出す、広大で有益な将来の資源として、砂漠の再評価を行って欲しい。地域経済の成長、地域の砂漠化対策、地球温暖化に対して、顕著なプラスの効果を与えることを認識すべきである。 |
|  <p>単行本 "Energy from the Desert"</p> | |

⑥ ドイツのシステム開発

ドイツでは長期のビジョンに基づいて、再生可能エネルギー法(EEG)を制定し太陽光発電エネルギーの現状原価を考慮した上乘せ価格で 20 年間固定で買い上げる制度を 2000 年に導入した。この価格は、設置年次が下がるごとに毎年 5%下がるように設定されるが、昨年 11 月末には PV ルーフや BIPV に対する増額修正案が議会を通過した。これによれば、未開発地域のみについては従来路線で 48.1 ユーロセント/kWh であったものが予定通り 5%減で 45.7 セントであるが、屋根システム PV30kW 未満が 57.4 セント、同 30kW 以上が 54.6 セント、同 100kW 以上が 54.0 セント、30kW 未満のファサードが 62.4 セント、同 30kW 以上が 59.6 セント、同 100kW 以上が 59.0 セントとなった。この制度により、同国は米国を抜いて世界第 2 位の太陽光発電国となり、さらに日本の座を追い抜こうと伺っている。(11)

ドイツ国内では、従来の EEG により大型システムに集中していることが目立つ。表 2 に示すように、10 指に余る MW 級プラントが存在する。特に最近では、4~5MW 級が相次いで完成した。

ババリア州ヘマウに建設されたヘマウ 4MW ソーラーパーク(12)は昨年 4 月末に完成した。システムオペレータは、Voltwerk AG 社、建設は SunTechnics 社が担当した。BP ソーラー社製 32,740

枚モジュールと、ジーメンスソーラー社製のインバータ⁽¹⁴⁾から構成されている。図9にアレイフィールドの概観を示す。総工費は1,840万ユーロとのこと。年間の想定日射量は1,229 kWh/m²/Yで3,500 MWh/Yを発電すると試算している（システム出力係数=0.712となる）。図10に示すように、最近のドイツの大型システムでは、架台材料についても持続可能性を求められているという話で、図のように木製架台を採用している例が多い。

表2 ドイツの大型太陽光発電 LSPVS⁽¹³⁾

| Site | Capacity MW | Site | Capacity MW |
|--------------------------|-------------|----------------------------|-------------|
| Herne, BIPV | 1.0 | Sonnen | 1.8 |
| Fuerth | 1.1 | Hoeslwang* | 1.8 |
| Merane | 1.1 | Krumpa | 4.0 |
| Munich Fair I, roof-top | 1.0 | Hemau | 4.0 |
| Munich Fair II, roof-top | 1.1 | Leipziger Land | 5.0 |
| Sarrbruecken | 1.4 | Worms, roof-top** | 5.0 |
| Relzow, roof-top | 1.5 | Floriade, roof-integration | 2.3 |
| Passou | 1.7 | | |

* currently under construction, ** under planning stage

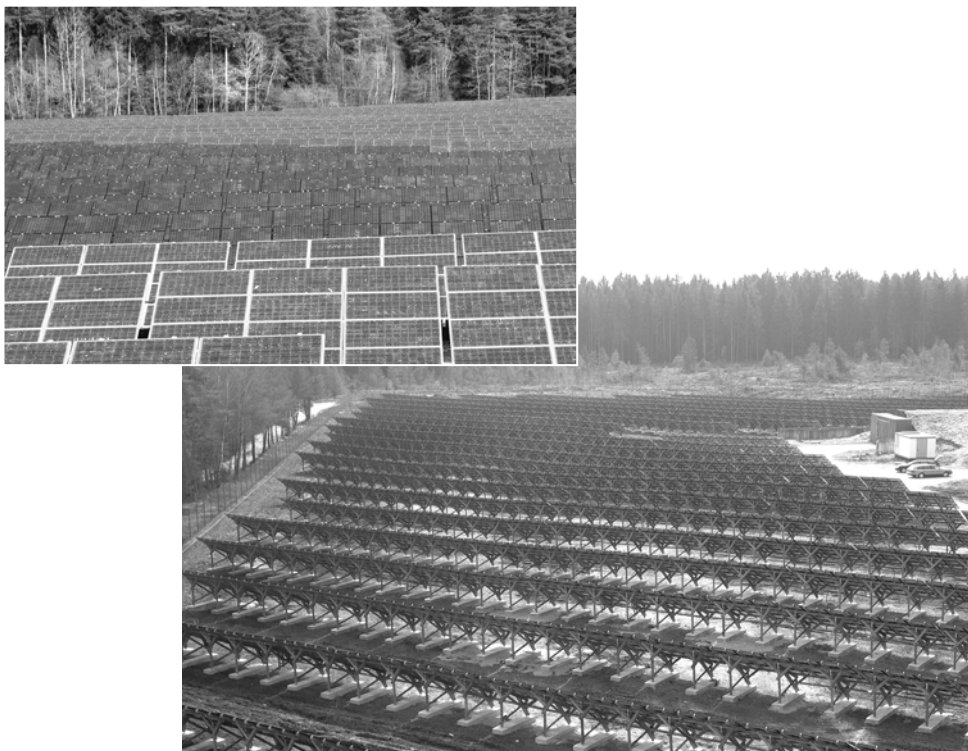


図9 ドイツ・ヘマウ4MWPVプラント（左上：表面側，右下：裏面側）⁽¹⁴⁾

図11に示すジーメンスソーラー社製のインバータは80kVA×40台⁽¹⁴⁾で、アレイフィールド内の複数箇所に設置された屋外キュービクル内に分割して分散配置されている。大型プラントでのジーメンスソーラー社のSINVERT型の市場占有率は大きいようである。同社のIGBTインバータはマスタ/スレーブ方式を採用し、1ユニットの容量が20kVA～1.36MVAの広範囲で用意されている。

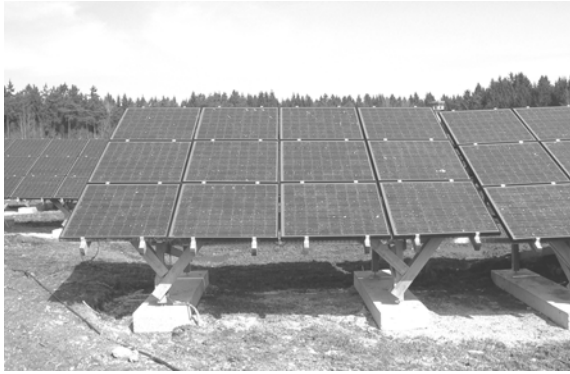


図 1 0 ヘマウの木製アレイ架台⁽¹⁴⁾



図 1 1 ヘマウの 80kVA インバータ群の一部⁽¹⁴⁾

また、ヘマウを上回る規模の、5MW の太陽光発電所がライプツィヒの近郊のライプツィガーランドに建設中である^(13,15)。完工予定は、2004 年 7 月である。完成予想図を図 1 2 に示す。Shell Solar 社と GEOSOL 社の手で建設が進められている。33,500 枚のモジュールが使われる。

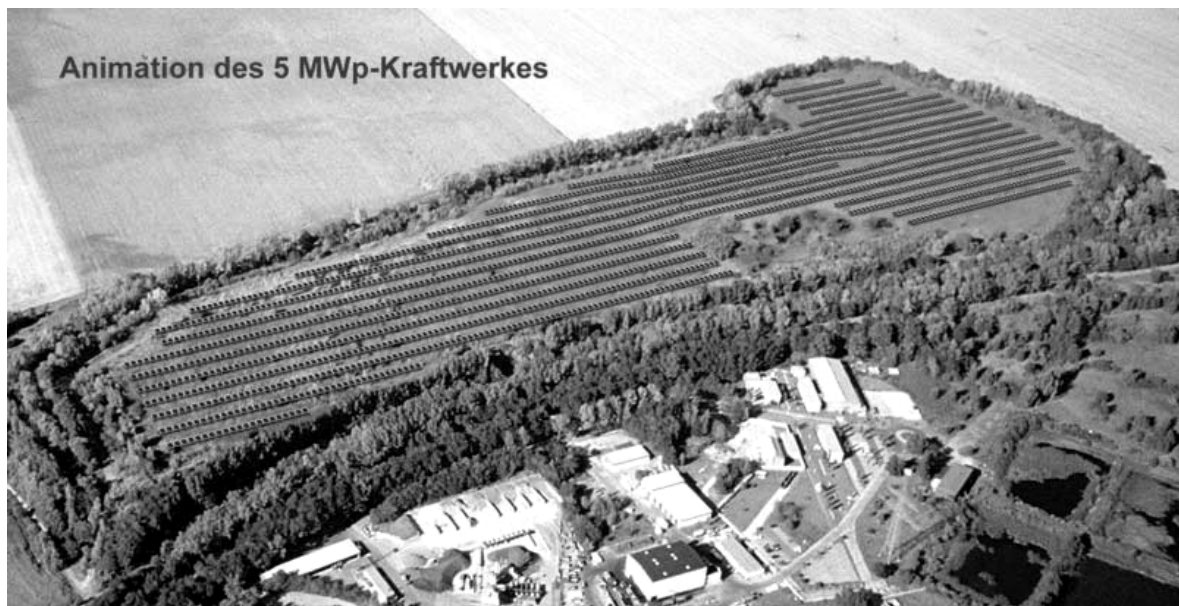
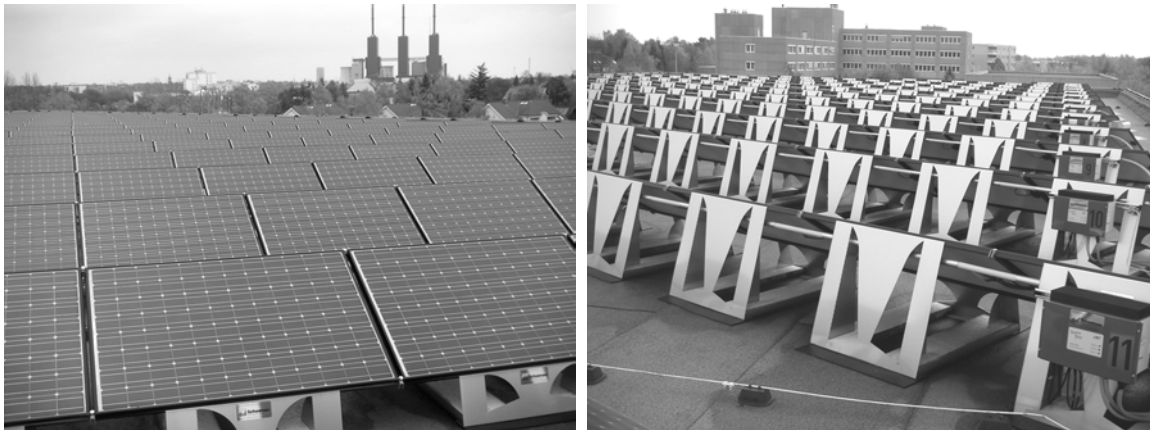


図 1 2 ライプツィガーランド 5MW 太陽光発電所^(13, 15)

図 1 3 はベルリン郊外のリヒターフェルデ南駅に近い学校の体育館屋上の陸屋根ルーフトップ・システムで容量 40kW である⁽¹⁶⁾。前例とは違って、本例はむしろアレイ・インバータともに、設置を小さい単位に分割していることが特徴である。建設はシェーナウ社で、三洋製 HIT モジュール 240 枚を 240 個のステンレス折板構造（溶接なし）の支持台に取り付けた特徴あるアレイ個婦象である。各々に 1 枚ずつのコンクリート平板のウェイトが挟み込んである。重量増加に対しては、欧州で通常見られる砂利充填をやめてキャンセルできるといっている。インバータも 15 台のストリングインバータ（サニーボーイ）を屋外に分散設置している。設置工事の時に、1 人で運べる程度の大きさになっている。欧州でのサニーボーイの採用事例も多く見られる。大型化と小型・軽量化の両方向へ分化しているといつてよい。



(a) 表面側 (b) 裏面側：折板構造架台と屋外インバータ

図 1.3 ベルリン郊外 40kW 学校システム⁽¹⁶⁾

⑦ 第 3 回太陽光発電世界会議

太陽光発電システムの普及拡大のための世界最大のイベント「ワールド PV エポック・イン・大阪」が 2003 年 5 月 12 日（月）～20 日（火）までの 9 日間にわたって大阪国際会議場（グランキューブ大阪）で大成功裏に開催された。この一大イベントは先端技術をめぐる学術会議，太陽光発電システムの世界展示会，IEA 普及拡大会議の 3 部門で構成し，史上初の試みとなった。大小合わせて 15 の行事に，先進国・途上国を問わず世界中の太陽光発電システムの産官学からの関係者や展示会への一般参加者を含め，表 3 に示すように 20,000 名以上が大阪に参集した。

アメリカ，欧州，アジア太平洋地区の 3 つ太陽光発電国際会議が合同で，4 年毎に開催される太陽光発電に関する世界会議である。今回の会議のホストは，日本側が務め，組織委員長は黒川（農工大），組織副委員長は，L. Kazmerski 博士（NREL：米国立再生可能エネルギー研究所）と B. McNelis 博士（英国 IT Power 社），論文委員長は山口真史教授（豊田工大）が務め，論文副委員長は，C. Wronski 教授（ペンシルバニア州立大）と W. Sinke 教授（ECN：オランダエネルギー研究センター）が務めた。

表 3 ワールド PV エポック・イン・大阪の参加者数

| No. | Events | Period | Attendee | Remarks |
|-----|---------------------------------------|---------------------|----------|------------------------|
| 1 | WCPEC-3 / Registration | 12-16 May | 1,156 | including 8 attendants |
| | WCPEC-3 / Paper Presentations | 12-16 May | 772 | |
| | WCPEC-3 Banquet | 19:00-21:00, 14 May | 615 | |
| 2 | WCPEC-3 Exhibition / Visitors | 14-20 May | 15,471 | |
| | WCPEC-3 Exhibition / Exhibitor Staffs | 14-20 May | 330 | |
| 3 | Half Day Technical Visit | 10:30-16:00, 14 May | 50 | |
| 4 | Fun Run / Runners & Supporters | 06:00-07:00, 14 May | 68 | |
| 5 | Industry Day | 13:00-17:00, 15 May | 125 | |
| 6 | Regional New Energy Seminar | 13:00-16:00, 16 May | 220 | |
| 7 | Beginner's PV Seminar | 13:00-17:00, 17 May | 373 | |
| 8 | Children's HandiCraft Course | 19-20 May | 389 | |
| 9 | New Energy Quiz | 14-20 May | 2,456 | |
| 10 | Children's Art "The Earth & Sun" | (number of works) | 27 | |
| 11 | Citizen Forum | 13:00-17:00, 18 May | 206 | |
| 12 | Full Day Technical Visit | 09:00-18:00, 17 May | 125 | |
| 13 | Task VIII Symposium | 13:00-18:00, 18 May | 245 | |
| 14 | IEA PVPS Conference | 19-20 May | 296 | |
| 15 | Press | 12-20 May | 59 | |
| | Grand Total | | 21,546 | |

Left-side numbers in attendee are not counted for Grand Total.

日本の経済状況が不透明なところへ、イラク戦争が勃発し、最後には SARS 問題への対応という三重苦の環境に苦しんだが、最後には 50 カ国から 1156 名の参加者があり、アジア太平洋地区で開催された太陽光発電国際会議としては、史上最多の参加者数で約 2 倍の規模となった。国別参加者数では、①日本 496 名、②米国 142 名、③ドイツ 138 名、④オランダ 35 名、⑤英国 34 名、⑥オーストラリア 31 名、⑦韓国 25 名、⑧スペイン 22 名、⑨ベルギー 21 名、⑩中国 21 名、の順であった。

発表論文については、SARS の影響もあり、105 件の取り消しが出たが、Late News を含め、41 カ国から 772 件の論文発表があった。これまでの最多の発表論文数で、世界会議ということもあるが、太陽光発電に対する大きな関心と関連分野に参画する人々の増加を反映していると思われる。国別では、①日本 209 件、②ドイツ 129 件、③米国 102 件、④英国 40 件、⑤オーストラリア 38 件、⑥スペイン 31 件、⑦イタリア 24 件、⑧オランダ 24 件、⑨フランス 22 件、⑩中国 17 件の順であった。

分野別発表論文数では、①結晶 Si 系 165 件、②PV システム 102 件、③基礎 85 件、④薄膜 Si 系 85 件、⑤III-V 族および宇宙 80 件、⑥CIGS および II-VI 族系 77 件、⑦モジュール 62 件、⑧国家プロジェクト 46 件、の順であった。他に 5 つのシンポジウムでの講演 61 件、基調講演や受賞講演など 9 件があった。システム系はモジュールを合わせると 164 件となった。全体としていえば、結晶 Si 系が健在、システム系が堅調という印象であろうか。

今回、浜川圭弘教授(立命館大)が、アモルファス Si 太陽電池の研究開発、日本における太陽光発電の推進、WCPEC 開催の提案等の業績により、WCPEC Award を受賞した。この他、PVSEC Award は斎藤忠教授(農工大)が、PVSEC Special Award は井植敏会長(三洋電機)が、William Cherry Award は A. Rohatgi 教授(ジョージア工科大)が、Bequerel Prize は W. Palz 博士(元欧州共同体、ベルギー)が、Bonda Prize は C-F. Lange 氏(BLS Energieplan, ドイツ)が受賞した。

米国のベル電話研究所で太陽電池が発明されて 50 周年ということで、特別プログラムも企画された。発明は、D. Chapin, C. Fuller と G. Pearson によるが、既に他界されている。当時 PD 研究員だった M. Prince 博士(後 DOE, 米国)と歴史家の J. Perlin 氏(米国)が来て、当時の写真や研究ノートのコピーなどが示され、また、展示会では、太陽電池発明 50 周年記念のコーナーも設けられ、一般市民にも多くの感動を与えたように思う。また上記に隣接して、JPEA サイドからは、日本最古の太陽電池モジュールが展示された。元 NEC の開発者の林一雄博士が来場されたのは喜ばしいことである。

世界展示会と称した WCPEC-3 併設展示会は、JPEA の推進チームの非常な努力により、日本で開催されたこれまでの国際会議における展示会に比べ、規模だけでなく、会が企業の天気はきわめて多かったこと、また展示内容のレベルの高さにおいても、優れたものとなっていた。一般参加者の反応も、これが、まさに世界展示会という印象であった。

出展数は、18 カ国から 117 団体であった。そのうち海外勢は、約 4 割であった。国内・海外勢が刺激しあい、展示の品質も優れたものになったと考えられ、今後もこのような枠組みが維持できたらと考える。国別出展数は、日本 73 件、ドイツ 15 件、米国 12 件、スイス 2 件、英国 2 件、その他 13 件であった。

[参考文献]

- (1) 太陽光発電協会：太陽光発電産業自立へ向けたビジョン”エネルギー・環境へ貢献する新しい産業創生”，19回太陽光発電システムシンポジウム予稿集，p.1-11~1-30，2002年6月11~13日，イイノホール。
- (2) Greenpeace, European Photovoltaic Industry Association: Solar Generation - Solar Electricity for over 1 Billion People and 2 Million Jobs by 2020.
- (3) G8 Renewable Energy Task Force Chairmen's Report - Annexes, July, 2001.
- (4) 黒川：太陽光発電システムの研究開発の方向性，20回太陽光発電システムシンポジウム予稿集，p.6-19~6-35，2003年7月1~3日，イイノホール。
- (5) J.van der Veer, Royal Dutch/Shell Group and Dawson: Shell International Renewables, press release from Shell International Petroleum Co., London, Oct. 6, 1997.
- (6) German Advisory Council on Global Change: World in Transition - Turning Energy Systems Towards Sustainability (Summary for policy-makers), April 2003, ISBN 3-936191-02-6, downloaded from <http://www.wbgu.de/>.
- (7) Energy to 2050 - Scenario for a Sustainable Future, OECD/IEA, 2003. (mainly cited from Table A.II.8)
- (8) NEDO ホームページ： http://www.nedo.go.jp/informations/press/141219_2/141219_2.html
- (9) NEDO ホームページ： <http://www.nedo.go.jp/informations/press/140719.html>
- (10) K. Kurokawa, ed.: Energy from the Deserts, James & James, May 2003.
- (11) Photon International, 1/2004, p.3 & p.24-25.
- (12) PHOTON International, January 2003.
- (13) E. Cunow: Professional large scale photovoltaic systems (LSPVS) in the megawatt range, PVSEC-14, 24-1, Bangkok, Jan. 26-30, 2004.
- (14) P. Kremer: Personal communication, Nov. 2003.
- (15) <http://www.shell.com/home/Framework?siteId=shellsolar>
- (16) 三洋電機：日経新聞広告 2003.3.31.

Experiment and Evaluation of Loop Power Flow Control for Distribution Systems Adaptable to A Large Number of Distributed PV Systems

Naotaka Okada*, Masahide Ichikawa** and Kosuke Kurokawa**

*Central Research Institute of Electric Power Industry, 2-11-1, Iwadokita, Komae, Tokyo, Japan

** Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho Koganei-city Tokyo, Japan

E-mail : okada@criepi.denken.or.jp ; <http://criepi.denken.or.jp>

ABSTRACT

When distributed generation (e.g., PV) is installed for feeder imbalance, it is difficult to maintain a proper voltage range. In such cases, a loop distribution system has an advantage at voltage fluctuation. A loop power flow controller (LPC) may be expected to control loop distribution systems without any increase in short-circuit current. In this paper, we describe relation between loop power flow control and voltage characteristics for distributed generation, and propose a simple control method using local voltage information. Experimental results show the loop power control is advantageous in respect of voltage stability to the radial distribution systems. And experimental results are congruous with simulations. The result of our simulation shows that the proposed control method for the LPC balances the power flow and regulates the voltage with stable operation.

1. Introduction

Renewable energy such as the PV system and the utilization of co-generation systems are expected to improve the efficiency of energy applications. Therefore a lot of distributed generations (DG) will be connected to distribution systems. When the DGs are installed for feeder imbalance, it is difficult to maintain a proper voltage range. In such cases, it is known that loop or mesh distribution systems balance the power flow and regulate the voltage. However, the short-circuit current in the distribution system will increase, and a method for detecting the location of faults in loop distribution systems has not yet been established.

A loop power flow controller (LPC) using a back to back (BTB) should control loop distribution systems without any increase in short-circuit current. Therefore, we anticipated applying a LPC to radial distribution systems with the present protection method. In order to apply LPC to the actual distribution system, the operation method and evaluation are required.

In this paper, we tested a simple control method using local voltage information. And evaluation of the proposed control method for loop power flow was estimated by power flow calculation based on the Monte-Carlo method.

2. Basic Concept of Loop Distribution System

6.6kV overhead distribution systems are currently constructed in Japan as radial networks. Fig. 1 shows a radial distribution line route from a distribution substation.

A feeder is broken into sections by circuit breakers, closed switches and open switches. The open switches give flexibility at fault condition. Under stable conditions, distribution systems are operated as the radial network.

A loop system can be easily constructed by closing an open switch. Therefore, we considered the installation points of the LPC (loop power flow controller) to be the open switches shown in Fig. 1.

The basic concept of the loop distribution system using the LPC we propose is as follows.

- A) Aim is free access to the distributed power supply.
- B) System responds flexibly to unbalanced load between feeders, and makes effective use of equipment.
- C) To enable this, the system is constructed in the shape of loop from radial.
- D) Loop distribution system is provided without altering existing systems such as the protection system, except for loop points.

In achieve all this, we used the BTB shown in Fig. 1 as the LPC.

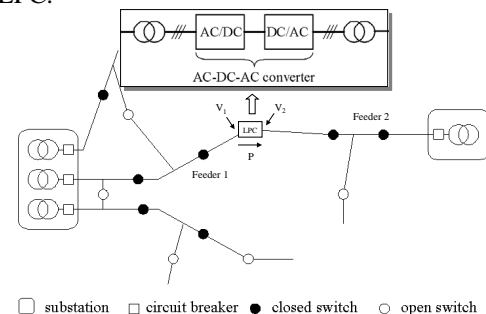


Fig.1 Loop distribution system with Loop Power Flow Controller (LPC)

3. Proposed Control for Loop Power Flow Control Power Flow Control using Local Voltage

One idea is to use local voltage for loop power flow control and voltage regulation. Theoretically, the voltage of the power system is controlled by reactive power. Here however we would like to focus on the line resistance (R) close to the line inductive reactance (X) in Japanese 6.6kV distribution lines.

Fig. 1 shows the terminal voltage of the LPC and controlled power flow direction. A simple rule of power flow control by terminal voltages is shown by the following [1]:

$$P = G_p (V_1 - V_2) \quad (1)$$

where, V_1 and V_2 are the terminal voltages shown in Fig. 1. G_p is the loop power flow gain by the voltage difference.

Power Flow Control using Line Voltage Drop

In equation (1) the feeders connected at the same bank transformer. In this case, we consider the voltage drops of two feeders, as shown in Fig. 2.

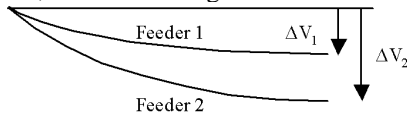


Fig. 2 Voltage drops of two feeders

This assumes that the sending voltage of the two feeders is the same. Equation (1) is shown as follows using voltage drops ΔV_1 and ΔV_2

$$P = G_p (\Delta V_1 - \Delta V_2) \quad (2)$$

where, ΔV_1 and ΔV_2 are the voltage drops of feeder 1 and feeder 2 in Fig. 2. The relation between G_p and voltage characteristics was shown in reference [2].

However, when the feeders are connected to two different bank transformers, the sending voltages of the feeders differ. When using voltage drops, measurements are needed for the sending voltage of feeders.

Reactive Power Control using Line Voltage Drop

We use the following simple rule of reactive power flow control by line voltage drop:

$$Q_1 = G_q \cdot \Delta V_1 \quad (3)$$

$$Q_2 = G_q \cdot \Delta V_2$$

where, ΔV_1 and ΔV_2 are the voltage drops of feeder 1 and feeder 2 in Fig. 2. Q_1 and Q_2 are injected reactive power at node 1 and 2, respectively. G_q is injected reactive power gain by line voltage drops.

4. Experiment on 6.6kV Distribution System

The proposed operation was tested in 6.6kV examination circuit shown in Fig. 3. LPC was installed in the end of two feeders (3km). Fluctuation of voltage is carried out by the load and DG which were installed in the right-hand side feeder.

The voltage characteristic in which load and DG of 0.5pu was changed to the capacity of the feeder is shown in Fig. 4. In this test, G_p and G_q were set to 80 pu. LPC is advantageous at the stability of voltage. The experimental results are congruous with simulations.

5. Evaluation by Simulation

We evaluated the operation method using distribution system model with four feeders (Fig. 5). G_p and G_q were set to 40 pu, in this simulation.

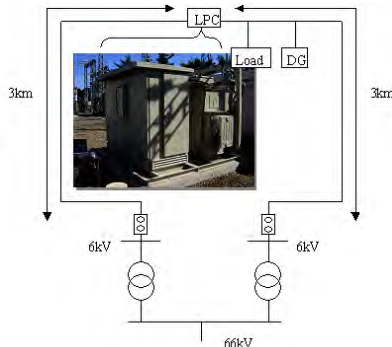


Fig. 3 Experimental Distribution System

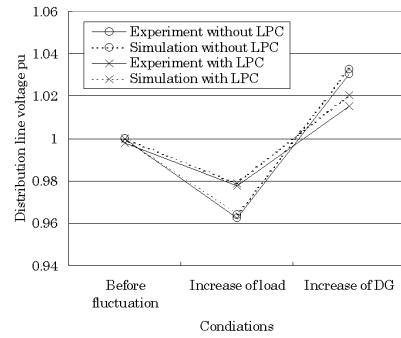


Fig. 4 Voltage stability for power fluctuations

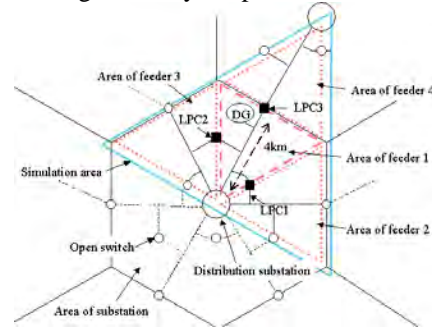


Fig. 5 Distribution System model for Evaluation

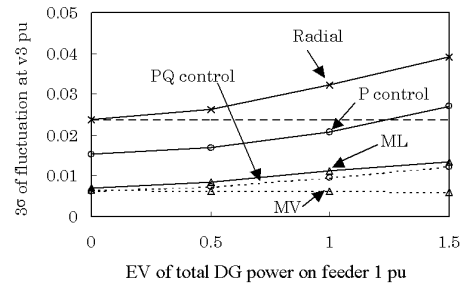


Fig. 6 3σ of voltage fluctuation at the end of feeder 1 for DG connections

Fig. 6 shows 3σ of voltage fluctuation at node 3 for DG connections. Dashed line ($3\sigma=0.024$) indicate 3σ of radial system without DG. Therefore, in the area below this level, it is thought that there are very few problems of voltage.

6. Conclusions

We propose a simple operation method using local voltage. Experimental results of proposed operation show the loop power control is advantageous in respect of voltage stability to the radial distribution systems. The evaluation of simulation shows LPC balances the power flow and regulates the voltage with stable operation.

REFERENCES

- [1] N. Okada, "Autonomous Loop Power Flow Control for Distribution System", 7th International Conference on AC and DC Power Transmission, IEE, No. 485, (2001), pp 150-155
- [2] N. Okada, "Basic study on installation and control method for loop power flow controller in distribution system", the 14th Conference of the Electric Power Supply Industry, 2002, pp 46-51

「研究力」 阪大が首位

全国の国公立大学の工学系学部（大学院を含む）で研究開発の総合力が最も高いのは大阪大学——。日本経済新聞社が主要大学の工学部長アンケートや専門調査会社のデータなどから各大学の「研究力」を分析した結果、阪大が一位になった。

大学工学部 本社調査

た。（調査結果の詳細を18、19面に）
産学連携の取り組み——の三つの視点から研究力を順位付けした。

調査は有力な百八大学の工学部長・大学院研究科長を対象に昨年十一月から今年一月にアンケートを実施。九十三大学からの回答に独自データを加味し①研究費獲得額②論文発表・特許出願数③三位は東北大だった。

工学部の研究力

※は大学院と一体の組織、22～60位は19面に

- | 順位 | 大学名
(研究科・学部名) |
|----|------------------|
| 1 | 大阪※ |
| 2 | 奈良先端科学技術※ |
| 3 | 東北※ |
| 4 | 東京※ |
| 5 | 東京農工 |
| 5 | 早稲田(理工) |
| 7 | 東京工業※ |
| 8 | 慶応義塾(理工) |
| 9 | 名古屋 |
| 10 | 京都※ |
| 11 | 九州※ |
| 12 | 神戸 |
| 13 | 山口 |
| 13 | 北陸先端科学技術※ |
| 15 | 豊橋技術科学 |
| 16 | 長岡技術科学 |
| 17 | 北海道※ |
| 18 | 名古屋工業 |
| 19 | 京都工芸繊維(工芸) |
| 20 | 新潟 |
| 20 | 徳島 |

論文発表数で最多

伝統校では東大や名古屋大などが十位以内に入ったが、九州大が十一位、北海道大が十七位にとどまり、実力差が浮き彫りになった。

国立大法人化が四月に迫り、公・私立大を巻き込んで大学間競争が激しくなっている。工学系学部は企業との連携などを通じて応用研究を強化しており、研究テーマの選び方や産学連携の戦略の違いが順位に表れた。

教官の人事制度改革や研究倫理規定づくりなどの状況も調査。「改革意欲度」として分析したところ奈良先端大が首位。工学院大が二位だった。

大学工学部 本社調査

大競争時代 個性決め手

日本経済新聞社がまとめた大学工学部研究力調査では特色のある研究や産学連携に意欲的に取り組む大学が上位に入った。

単科大、地域密着で成果

調査結果で目立った特徴の一つが、奈良先端科学技術大学院大(二位)、東京農工大(五位)、北陸先端科学技術大学院大(十三位)など理工系専門大学が上位に入ったことだ。



阪大は質量分析計など産業に役立つ研究で特色がある(指導する平尾俊一教授)

1位 大阪大学

応用研究の多さ映す

大阪大学は研究費獲得の伸びが著しく、特許、産学連携の成果が、いずれも地場産業と密着した研究には定評がある。

大阪大学は研究費獲得の伸びが著しく、特許、産学連携の成果が、いずれも地場産業と密着した研究には定評がある。

2位 奈良先端科学技術大

外部出身者多く活力

奈良先端科学技術大学院大は、外部出身者が多く、研究費獲得も急増している。

3位 東北大

伝統の実学主義貫く

三位につけた東北大学は、実学主義を貫き、産学連携に力を入れている。

| |
|--------------------|
| 工学部の研究力 |
| 22~60位。※は大学院と一体の組織 |
| 22 横濱国立※ |
| 24 豊田工業※ |
| 24 岐阜 |
| 25 大阪府立※ |
| 26 岩手 |
| 27 金沢 |
| 28 熊本 |
| 29 埼玉 |
| 30 群馬 |
| 31 山形 |
| 31 電気通信(電気通信) |
| 33 岡山 |
| 34 信州 |
| 34 東京理科(工・第一部) |
| 37 立命館(理工) |
| 37 明治(理工) |
| 38 広島※ |
| 39 九州工業 |
| 40 宇都宮 |
| 41 関西西 |
| 42 愛媛 |
| 42 東京都立※ |
| 44 千葉 |
| 44 関西学院(理工) |
| 46 分科 |
| 47 静岡 |
| 47 高知工 |
| 49 香川 |
| 50 香島 |
| 51 福井 |
| 52 北見工業 |
| 52 山梨 |
| 54 富山 |
| 54 鹿島 |
| 56 室蘭工業 |
| 56 法政 |
| 58 茨城 |
| 59 佐賀(理工) |
| 60 金沢工業 |
| 60 同志社 |

産業技術総合研究所理事長(元東大校長)

吉川 弘之氏



調査では伝統ある総合大学が必ずしも上位を独占する結果になっていないが、これは当然だ。

東大が頂点の序列は幻想

一人当たり、産学連携を学部単位で分析したのでは妥当と言えない。

私はこう見る

日立製作所社長 庄山 悦彦氏



調査では伝統ある総合大学が必ずしも上位を独占する結果になっていないが、これは当然だ。

上位校、改革の流れに乗る

で決まる。日立でも共同研究相手を決める場合、自社のニーズを満たしてくれて、実力のある研究者がいるかどうか。

