The 8th TUAT PVST

PHOTOVOLTAIC STUDENT THINK-IN

第8回

東京農工大学　大学院　電気電子工学講座

太陽光発電システム研究発表会

論文集

2006年3月25日（土）

主催：　東京農工大学　大学院　黒川浩助研究室

黒川　浩助
e-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp
http://tuat.ac.jp/~kurochan/
国立大学法人　東京農工大学　大学院
共生科学技術研究部　生存科学研究拠点
〒184-8588 東京都小金井市中町2-24-16
TEL: 042-388-7132　　FAX: 042-385-7445

東京農工大学 大学院 電気電子工学講座
太陽光発電システム研究発表会
予稿集

開催日時

平成１８年3月２５日（土）１３時～１７時４０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

主催:東京農工大学 大学院 電気電子工学講座 黒川研究室

太陽光発電システム研究発表会
プログラム

平成 18 年 3 月 25 日（土）　13 時～17 時 40 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）	13:00～13:10	
Ⅱ. 研究発表			
1.　注目研究から（Ⅰ）			ページ
(1) 太陽光発電システムの評価に関する研究	（工博 大関）	13:10～13:40	**3**
(2) 大規模太陽光発電システムに関する研究（砂漠への適用）	（工博 伊藤）	13:40～14:10	**5**
(3) 乾燥地・半乾燥地における太陽光発電システムに関する研究 ― モンゴル国のケース ―	（工博 アマル）	14:10～14:40	**7**
休憩 （コーヒーブレイク・ポスタータイム）		14:40～15:20	
2.　注目研究から（Ⅱ）			
(1) エネルギー定格技術の研究開発	（D2 大谷）	15:20～15:50	**9**
(2) 連系インバータの単独運転検出方法	（D2 五十嵐）	15:50～16:20	**11**
(3) 「集中連系型太陽光発電システム実証研究」におけるシステム評価	（D1 植田）	16:20～16:50	**13**
3.　自律度向上型太陽光発電システムの展開	（黒川浩助）	16:50～17:30	
Ⅲ. 終わりに	（黒川浩助）	17:30～17:40	
Ⅳ. 懇親会		18:00～	

研究発表会終了後，生協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。

・ 太陽光発電の面的発電量推定技術に関する研究	（D2 大谷）	
・ 太陽光発電システムの単独運転試験方法に関する研究	（D2 五十嵐）	
・ 新型太陽光発電モジュールのシステム特性検証研究	（D2 筒井）	**15**
・ 太陽光発電システム計測データを用いた運転特性高度解析手法に関する研究	（D1 植田）	
・ 低圧配電系統のアクティブ電圧制御に関する研究	（D1 李）	**17**
・ 太陽光発電変動特性評価法の研究	（D1 川崎）	**19**
・ 都市地域の太陽光発電システムポテンシャルの推定	（M2 田口）	**21**
・ パワーIC による PWM インバータの開発	（M2 林）	**23**
・ 気象観測網を用いた日射量推定法	（M2 四日市）	**25**
・ 太陽電池の新性能評価法の開発	（M2 津野）	**27**
・ 波長離散型 LED ソーラシミュレータの基礎実験	（M1 小柳）	**29**
・ デュアルセンサ型日射計の開発	（M1 平田）	**30**
・ PV インバータ系統機能超縮小模擬試験装置の開発	（M1 中村）	**32**
・ 太陽光発電インバータのデジタル制御機能の研究	（M1 瀬尾）	**34**
・ マトリックスコンバータの電力系統への適用	（M1 鎌倉）	**36**
・ 新型太陽電池の特性検証研究	（B4 佐藤）	**38**
・ 太陽光発電アレイシミュレーションに関する研究	（B4 徳山）	**39**
・ 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	（B4 浜野）	**40**
・ 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	（B4 渡辺）	**41**
・ パワーコンディショナの単独運転検出機能に関する研究	（B4 宮本）	**42**

太陽光発電システムの評価に関する研究

大関　崇（博士（工学））

1. はじめに

日本における太陽光発電（PV）システムは，2004 年度までに生産量 618MWW（世界全体：1,194MW，PV news 2004 年推計），累積設備容量 637MW（世界全体：1328MW，2002 年推計）ともに世界第 1 位である。住宅用のシステムに関しては，設置件数約 170,000 軒，620MWp（2003 年度推計）にも及ぶ。2010 年度の導入目標 4,820MW に加え，2030 年度に向けた技術目標も決定され，導入目標は 102,000MW と設定されている。今後も更に普及が進むことが予想される。また 50 年 100 年後を見据え，基幹電源の一部を担うことを考えると，導入量（kW）と同時に，発電電量（kWh）が重要となることは明らかである。そのためにも，最適設計後の運用管理，システムの価値を評価することは非常に重要な課題のひとつである。

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，現在までの SV 法のまとめについて報告する。

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データを用いてシステム損失割合を抽出する評価方法である。SV 法では，**表 1** に示すように評価ランクによりレベル分けをおこなっており，取得可能な計測データの制限により分離可能な損失過程が決定される。最も詳細なモデル（レベル 4）から~システム出力電力量 1 つから評価できるレベル 0 まで存在する。

3.2 品質診断法

品質診断は，異常な計測データの発見が主体となっている。項目としては，基本的な異常値の発見をはじめ，短期的な事象では分からないような日射計の感度などの事象を包括している。また異常値を発見・抽出することに加えて，該当した場合には補正やデータの補完等により，欠測扱いせず，有効なデータとして再利用する方法も品質診断のもう一つの重要な特徴である。以下に，主な計測データへ影響を与える項目について列挙する。日射計への補正は，気象庁の気象観測網（例えば AMeDAS）などの外部データとの比較により行う。AMeDAS の日照時間からの日射量の推定は快晴日によく合うことを利用している。

① 計測系の時刻のずれ
② 熱電対の逆接続
③ 日射量の品質診断
- 日射計の設置ミス
- 日射計の感度定数
- 日射計にかかる日陰
- 日射計の劣化・汚れ

④ 計測データの異常値

3.3 SV 法（レベル 4：詳細評価）

レベル 4 は，SV 法の基本となる。必要計測データおよび分離可能な損失過程を示す。

～計測データ～

①傾斜面日射量　：H_A [kWh/m^2]
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 [℃]

表1 SV法の評価レベル

計測項目	傾斜面日射量	モジュール温度	アレイ出力電力量	システム出力電力量	備考	システム出力係数	日陰	入射角依存性	温度	劣化・汚れ	直流回路	負荷整合	PCスタンバイ	パワコン	unknown factor
レベル0	×	×	×	○	システム電力のみ	○(月積算)	×	×	×	×	×	×	×	×	-
レベル0'	×	×	×	○	JMAあり	○(月積算)	×	×	×	×	×	×	×	×	-
レベル1	×	×	×	○	システム電力のみ	○	△	×	△	△	×	×	△	△	-
レベル2	○	×	×	○	日射以外の推定2つ	◎	○	△	△	△	△	△	○	△	-
レベル3	○	×	○	○	日射以外の推定1つ	◎	○	△	△	△	△	△	○	○	-
レベル3	○	○	×	○	日射以外の推定1つ	◎	○	△	○	△	△	△	○	△	-
レベル4	○	○	○	○	全データあり	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	-

(注意)
×，△，○，◎評価はレベル4を基準とする相対評価
日射推定には，気象官署データが必要
モジュール温度推定には，風速，日射量が必要：陸屋根は，風向も必要
アレイ出力推定には，インバータ効率曲線が必要。デフォルトを利
システム出力電力量は，必須。
水平面日射量があると日陰，入射角の精度が向上
直達，散乱データがあれば，日陰，入射角の制度向上

～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

SV 法のメインは，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点である。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 ヶ月間の損失モデルは，1 ヶ月分のデータを利用することにより，計測データ以外の情報として，PV システム特有の時間情報や統計情報を導入することがポイントとなる

図 1 は，日陰の損失推定の原理図である。アレイ出力電力量を時間ごとにプロットし，時間ごとの最大値からその月の日陰の影響を含む発電特性を得ることができる。これは，時間情報を導入することにより見える効果である。また，**図 2** は，汚れ・劣化・定格容量誤差などによる損失，すなわち日射量に 1 次比例した損失量（1 ヶ月間は，一定と仮定）の推定方法を示している。これは，1 時間値ではさまざまな損失を含む状態も，1 ヶ月分プロットすることにより日射量別，また比例関係から日射量による違いも考慮し，対象の損失以外の損失が極小の点を見つけることができる。これらは，統計的手法と物理的意味の仮定により実現している。1 ヶ月の損失モデルは，他に入射角依存性・日射に 2 次比例する損失を導入している。

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 3 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。

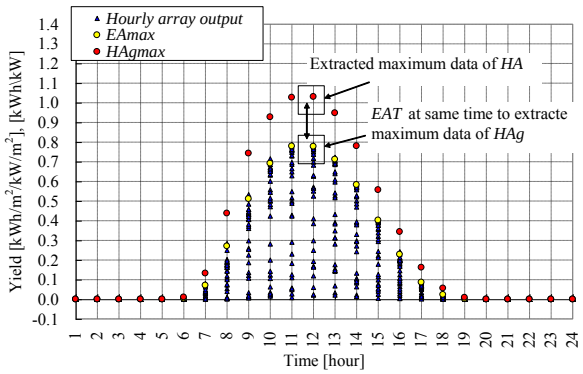


図 1 日陰損失推定の原理

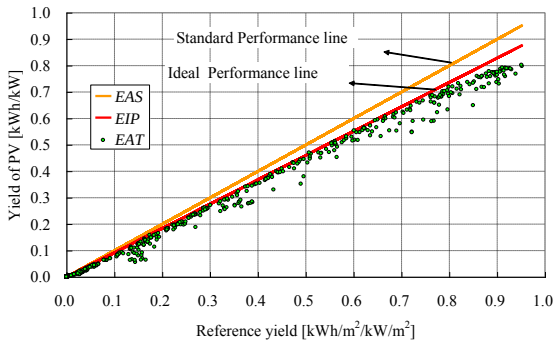


図 2 汚れ・劣化・定格容量誤差などによる損失推定の原理

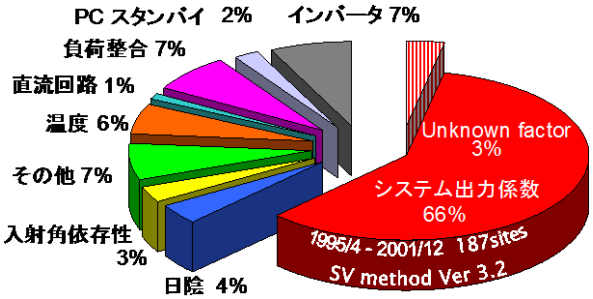


図 3 SV 法の適用例 NEDO フィールドテスト

3.4 SV 法（レベル 3～1：詳細評価）

SV法のレベル3～1は，未計測データの数・種類により決まる。レベル4にて必要な計測データのうち，日射量に関しては，推定が難しいため，日射量がない場合はレベル1となる。他のパラメータについては，アレイ出力電力量は，計測項目であるシステム出力電力量とインバータの効率を用いて推定を行う。また，モジュール温度の推定モデルについては，アレイタイプにより各式が提案されている。推定に必要な風速は最寄りの気象官署データを利用する。推定に支配的なパラメータである日射量が実測であれば，気温は気象観測網のメッシュに十分対応しており，風向風速は前者２つのパラメータよりも影響が小さいとしている。

3.5 SV 法（レベル 0：詳細評価）

レベル 0 では，日射計測を行っていないものとしている。レベル 1 との違いは，推定精度確保のため計算ベースが月積算となる点である。これまでにシステム出力電力量のみ計測しているサイトについて評価をし，現地調査等からその妥当性を示している。

4. まとめ

PVの評価手法としてSV法の開発をおこなった。比較的少ない計測データから可能な限りの損失量；運転特性の推定を可能とした。推定精度の定量的な検証には検討の余地を残すが，現段階でも定性的な，実務的に有用な手法として利用可能である。研究として詳細な精度検証を，実用として計測から評価の実際のシステム構築への応用が今後期待される。

大規模太陽光発電システムに関する研究（砂漠への適用）

伊藤 雅一（博士（工学））

1. はじめに

「持続可能な発展」が様々な場所から提案されているが，その提案の中で太陽光発電システムは重要な位置を占めていることが多い。なかでも，ドイツの WBGU が作成した持続的発展のシナリオでは，2100 年には太陽電池や太陽熱発電などによる電気エネルギーは世界のエネルギー需要の 3 分の 2 を占めると予測した。

このように，太陽電池で莫大なエネルギー量を発電する時代に向けて，砂漠等未利用地域における大規模太陽光発電システムの利用を提案する。

2. 本研究の背景

砂漠というと砂丘に代表される砂砂漠を想像しがちであるが，実際には岩砂漠，礫砂漠，土漠などいろいろある。特に，礫砂漠は強固な地盤を有しており，平坦な場所が多いなど太陽光発電システムには適している。

また，砂漠には高い日射量がある。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 1,268kWh/m²/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 1,701kWh/m²/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、2,685kWh/m²/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。

さらに，太陽光発電システムに適した平坦な砂漠と電力系統図を同じ地図上に載せると，重なる部分が生じる。つまり，大規模太陽光発電システムに適した土地は，非常に遠い場所ではなく，需要地の近くにもあるのである。これらの背景を図 1 に示す。

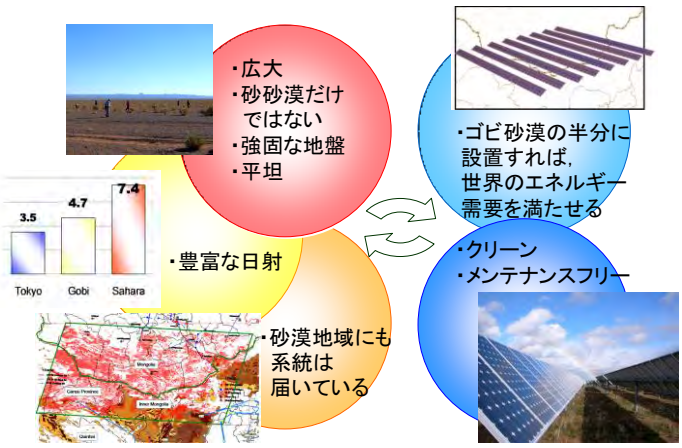


図 1 砂漠と太陽光発電システムの特徴

これらの背景から，砂漠が持つポテンシャルと太陽光発電システムを組合せ，エネルギー問題や地球温暖化などの問題に取り組むことを大目的としている。図 2 に示すように，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，実行部隊である Task8 の国内 WG，そして農工大生存科学 COE の砂漠 WG の 3 つの WG が重なり合って大目的の達成を目指す。

3. 本研究の目的

本研究は，日射量が豊富かつ広大な未利用地がある砂漠と，大規模な太陽光発電システムとの組合せの有用性について具体的に検討をする。電力基幹系統へ接続する事を想定し，実際に実証試験を行う前段階としてのシステムの設計を行い，経済的・環境的な視点から，LCA（ライフサイクルアセスメント分析手法）を用いて評価する。また，太陽光発電システムの採算性，地球温暖化への影響，砂漠からの送電損失の影響などの諸問題を解明し，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明らかにし，太陽光発電の大規模実用化を促進する為のシステムを提案する。

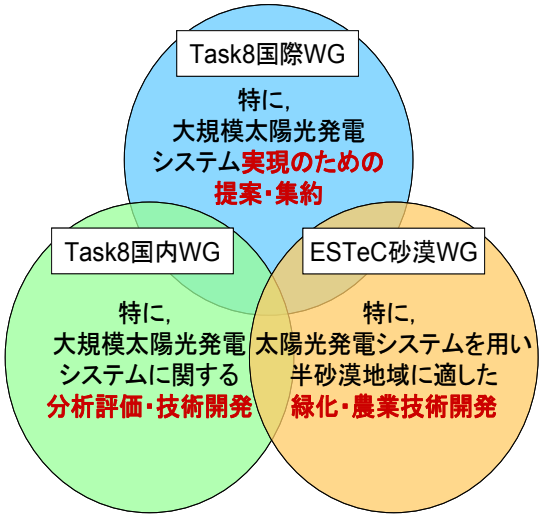


図 2 砂漠地域における太陽光発電システム開発に関わるワーキンググループ

4. アプローチ

大規模太陽光発電システムの評価には，ライフサイクル評価手法が最も適している。この手法は，原料の採掘から利用・消費，そして廃棄・リサイクルまでを対象とした手法であり，システム全体のコストや投入エネルギー，排出物を定量的に評価ができる。本研究では，経済的な視点から発電コスト，環境的な視点から，エネルギーペイバックタイム(EPT)と CO_2 排出原単位の 3 つの指標を算出し，評価を行う。

図 3 に本研究で行った設計・評価項目を示す。太陽光発電システムに関するライフサイクル評価は行われているが，図 3 に示すように広範囲に評価を行ったことが本研究の特徴である。また，図 4 にシステムの概要を示す。最初に架台の強度設計などを行い，基本アレイを設計する。基本アレイを組み合わせて 250 kW ユニット 2 つをインバータへ接続し，基本となる 500 kW ユニットとする。これを複数用いて 100 MW とする。

図 3 設計・評価項目一覧

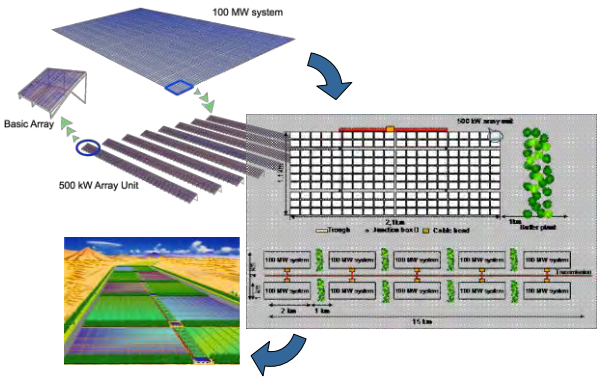


図 4 システム概要

また，最適システムの検討のため，4 つのケーススタディを行う。①架台構成の比較：架台の設計方法の検討，②モジュールタイプの比較：多結晶，アモルファスなど複数の太陽電池モジュールの検討，③砂漠の地域性の比較：気温や日射量などの地域特性の検討，④追尾架台との比較：追尾架台の有用性の検討，以上 4 つのケーススタディを行い，最適なシステム形態を示す。

5. 結論

地球温暖化や化石燃料の枯渇などの環境問題を解決するため，環境面で優れた太陽光発電システムを太陽が豊富な砂漠等未利用地域へ大規模な設置を提案し，ライフサイクル分析手法を用いて可能性を評価した。

- エネルギー問題を解決可能なポテンシャル
  架台や基礎だけでなく輸送や送電までも含めたエネルギー投入量は，大規模太陽光発電システムが約 2 年間発電するエネルギーと等しく，システムの寿命を考慮すれば，化石燃料と比較して非常に効率よく太陽エネルギーを利用可能な形に変換が可能である。
- 地球温暖化のスピードを抑制
  二酸化炭素排出原単位は 10-20 g-C/kWh と算出された。これは，LNG 火力の約 150 g-C/kWh，石油火力の約 200 g-C/kWh，石炭火力の約 250 g-C/kWh と比較して非常に小さい。特に，太陽光発電システムは，電力需要が高く，火力発電を行っている日中に発電するため，二酸化炭素の排出抑制効果は高い。地球温暖化のスピードを抑制できると言える。
- 太陽電池モジュールの低価格化・高効率化に期待
  発電コストは多結晶モジュールを用いた評価結果が最適と判断された。しかし，それでもなお現状の 4 USD/W の場合の発電コストは 20 UScent/kWh と高価である。
- 最適な大規模太陽光発電システム
  様々なケーススタディにより明らかとなった最適な大規模太陽光発電システムは次のようになる。
  - ➢ デザインオプション 1 を用いたシステム
    架台の高さを低くすることにより架台・基礎の投入量が減り，より安価，低環境負荷のシステムとなる。
  - ➢ より高効率の太陽電池モジュールを用いたシステム
    本研究で評価した 5 種の太陽電池モジュールのうち，15.8 %ともっとも高効率である太陽電池モジュールを用いたシステムが最適となった。
  - ➢ 高日射条件の地域への設置
    送電距離などを同条件とした場合，サハラ砂漠などの高日射条件の地域への設置が望ましい。

低コスト体質の地域へ設置

金利・人件費が発電コストに与える影響は大きい。どちらのコストも低い地域が望ましい。

乾燥地・半乾燥地における太陽光発電システムに関する研究

ーモンゴル国のケースー

アマルバヤル・アジヤバト（博士（工学））

１． はじめに

乾燥・半乾燥地域の産業は第一次産業が主でその中でも草地を利用した牧畜が多い。逆に，世界の牧畜業は，全陸地面積の 25%にも及ぶ広大な土地を利用しており，そのほとんどは乾燥地である。発展途上国の乾燥地では，分散して移動を繰り返す，遊牧民文化が一般的であり，上記と同様に人口の増加進み，貧困層の拡大が深刻な問題となっている。地域格差と情報不足と過放牧，過剰な薪の採集に伴う砂漠化とその悪循環が広がっている。

遊牧民の生活水準と生産性の向上，更には，教育・社会福祉サービスの向上と情報共有のインフラ整備として電化が不可欠である。独立小型の太陽光発電システム（SHS）は，遊牧民のライフスタイルに適し，かつ地域資源の有効利用に繋がるため電化対策の有望な選択肢として期待されている[1]。

２． 研究目的と方法

本研究では，乾燥地・半乾燥地における遊牧民世帯および村落などへ太陽光発電システムを導入していく場合の地域適合性を検証するためのモデルを構築し，ケーススタディとしてモンゴル地域における地域適合性を検証した。アプローチとして，まず技術面から，太陽エネルギー資源の詳細評価と太陽電池モジュールの暴露試験・性能評価，実フィールドにおける小型太陽光発電システムの損失の分離・評価を行っている。また，社会的側面から，太陽光発電システムの利用者に対する意識調査によって満足度，利用形態，ニーズ，問題点について分析を行い，普及・定着の方向性を明らかにした。分析結果から，太陽光発電システムの設計，施工，運行管理に必要な地域の特性を含むパラメータから設計の最適化を行っている。

図 1. モンゴルにおける太陽光発電技術の適用

３． 研究の成果

- ゴビ砂漠における太陽電池の性能評価

ゴビ砂漠地域では，単結晶と多結晶の太陽電池モジュールとも優れた運転特性を示し，温度特性の強い太陽電池がゴビ砂漠に有効であることが示された（図 2）。解析結果からは埃や砂嵐による汚れ損失や積雪による日陰損失などが特に大きいな影響は与えてないことが分かった。

また，全天日射強度の長期計測によって日射データを蓄積され，太陽エネルギー資源量が豊富であることを定量的に検証された[2]。将来，砂漠地域における大規模の太陽光発電システムの実現に向けた発電量シミュレーションに技術的な検証と，システム設計に役立つ知見が得られた。今後もモジュールの経年劣化など実環境の特性を明らかにするため長期間の計測を続ける予定であろ

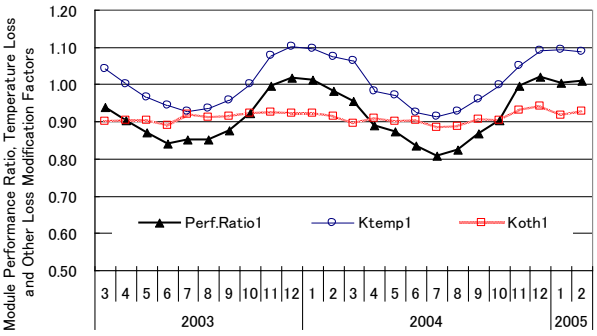


図 2. モジュール 1 出力係数と温度補正後の出力係数の比較

- SHS の運転データ分析・最適設計

独立小型太陽光発電システムの解析・評価方法をシステムの基本性能を示すパラメータ分析法とシステム損失を詳細に分離できる，時系列のシミュレーション方法と組み合わせることによって改善した．実証研究の実測データを詳細に解析し，全体の損失を 6 つの項目に分離して（図 3），システムの機能低下・故障原因を明らかにした。また，乾燥・半乾燥地域に使用する，独立小型太陽光発電システムの設計に不可欠な気象環境や電力需要などの特性を明確にした[3]。

また，試作 SHS の計測データを用いて，蓄電池をはじめとする各要素をモデル化し，シミュレーションの妥当性を評価した。遊牧民に適した PV システム設計に考慮すべき点を明確にし，固定アレイサイズに対する最適な蓄電池容量と季節毎の最適負荷電力量の算出法を提案した。

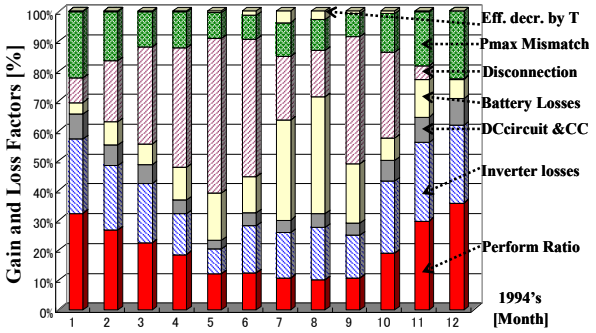


図 3. 月別平均利得，各損失の割合（37 サイトの平均値）

- **SHS の遊牧民利用者及び未利用者に対するアンケート調査**

本研究では，SHS 利用者の利用実態を明らかにし，今後の SHS の普及定着に向けての課題について検討した。分析結果では，SHS の導入によって照明とテレビの使用が可能になったことに対して，SHS 利用者は高い満足感を得ていた。また，SHS は小型かつ軽量であり，燃料を必要としないため，他の電源と比較して，移動を繰り返す遊牧民のライフスタイルに適合する技術であることが示された（図 5）。

SHS の課題は，SHS の保証期間が 1 年以内と短いこと，修理店または技術士が近くの村落センターまたは県都にいないことである。SHS の普及・定着，及びそれによる遊牧民の農牧業の生産性向上のための課題として，市場原理に向けた優遇措置の見直し，サポート体制の整備，電化率の更なる改善と共に農牧業情報の共有・活用環境の整備が必要であろう。

- **村落のエネルギーシステムと太陽光発電**

地域エネルギー資源の有効利用と環境負荷低減および安全保障の向上を評価するために村落のエネルギーフローのモデル化を構築した。エネルギーフローを熱エネルギーと電気エネルギーおよび輸送エネルギー需給に分けて積み上げ法によってモデル化した。

環境への影響を示す評価基準として，各種エネルギー機器の一次エネルギー消費と CO2 排出量で示す。エネルギー源の多様化によるエネルギー安全性の向上も検討した。また，現地調査によって，現状の村落エネルギーフローを定量的に把握した。また，対象地域の自然エネルギー資源の程度による最適システムの領域を算出した（図 4）。

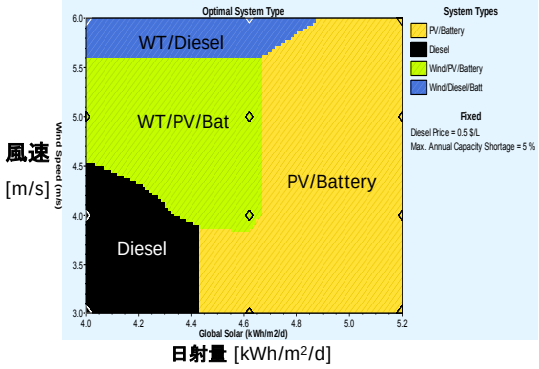


図 4. 地域の資源特性による最適システム領域

4． まとめ

本研究の成果として，乾燥地・半乾燥地における太陽光発電システムの地域適合性を検証するためのモデルを構築し，ケーススタディとしてモンゴル地域における地域適合性を検証した。

豊富な日射量と冷涼な大陸性気候を持つ乾燥・半乾燥地域では，温度係数の大きな結晶シリコン太陽電池が有効であることが示された。また，乾燥・半乾燥地域に多く見られる，牧畜業のため移動を繰り返すライフスタイルに独立小型の太陽光発電システムが適合していることが示された。

5． 参考文献

[1] Nieuwenhout, F.D.J., Dijk, A.L. van, et al.（2001）Experience with solar home systems in developing countries: a review, Progress in Photovoltaics, 9:455-474（DOI: 10.1002/pip.392）

[2] Amarbayar Adiyabat, Kenji Otani, Kosuke Kurokawa, et al.（2006）Evaluation of Solar Energy Potential and PV module Performance in the Gobi Desert of Mongolia, Progress in Photovoltaics

[3] アジヤバト・アマルバヤル，黒川浩助（2005）モンゴルにおける独立小型太陽光発電システム実証研究のデータ解析･システム評価，太陽エネルギー，168 Vol.31 No.4, 2005, p83-88

図 5. 太陽電池の暴露試験所・SHS 利用者への調査風景・村落のハイブリッドシステム

エネルギー定格技術の研究開発

大谷　謙仁（D2）

１．私論展開

太陽光発電の根幹をなす太陽電池モジュールでは、計量の単位として、数量を示す「枚」と共に電力を示す「W（ワット）」が用いられている。太陽電池モジュールの出力は、日射や周囲温度等の環境条件や電力の取り出し方によって異なるため、ある一定条件で値付けを行うことが比較のために必要となる。通常用いられている条件がSTC (Standard Testing Condition)と呼ばれているものであり、日射強度１kW/m²、太陽電池温度25℃、AM1.5 基準スペクトルで定められている。この他にも、米国で用いられることのある PTC (PVUSA Testing Condition)と呼ばれるものもある。

計測条件が変われば計測値（最大出力）も変わる、と言うのは太陽電池モジュールに限らず、広く一般的な被試験体に言えることである。しかしながら、太陽電池モジュールの場合はその使用範囲が広く、計測条件の変化による最大出力の差が目立って大きいことが、値付けの上で問題となり得る。例えば東京においては、日射強度は０～１kW/m²、モジュール温度は０～60℃程度であるが、太陽電池の場合には最大出力が両者に対してほぼ線形であり、特に前者については最大出力が０～100%を取るという幅広さである。STC は、確かにあり得る一条件ではあるが、全ての条件を網羅していないことも明らかである。

もう一つの問題として、太陽電池の物性の違いによるものが挙げられる。米国内向けの太陽電池モジュールのカタログに STC および PTC の両方で併記された実例を転載すると、シャープ製 ND-167U1 と三洋電機製 HIP-G751BA2 の STC 定格値は 167W で同値であるのに対し、PTC 定格値はそれぞれ 146.63 W と 155.8 W で約 10W の差が出ている。これは、太陽電池モジュールを構成するセルの物性の違いが原因である。もっと極端な話（技術的にも社会通念的にも認められないが）、STC にだけ最大出力が 100W になり、他の環境条件では 0W になる太陽電池モジュールがあったとしたら、STC の唯一神としての権威にひびが入ることになる。STC が恣意的に定められたわけではないので問題にならないが、もし特定種類のセルの物性に最適化されていたならば大問題だ。しかし、似たような問題提起は、結晶シリコン系以外の太陽電池モジュールの出荷計画が相次ぐ昨今では、起こりえないとも言えない。

それでは、STC を補完する N-STC（New-STC または Non-STC）を単に用意すれば良いのかというとそうではないだろう。N-STC の決め方に恣意性が出る恐れがあるし、いくつ用意すれば良いのかどうか分からない。もし、N-STC を用意するのであれば、以下に記すエネルギー定格法の導入時が好都合と思われる。

太陽電池モジュールは、発電システムの一部でありながら、その発生エネルギー（量）で語られることが少なかった。STC における最大出力や変換効率が、性能を示す尺度として用いられてきた。つまり、瞬時出力（W）が用いられ、時間累計のエネルギー（Wh）は用いられてこなかった。太陽電池モジュールの最大出力は、周囲環境のみならず、システム構成技術によって左右されるところが大である。しかし、昨今のように（独立形ではなく）系統連系形システムが主流となり、最大電力追尾（MPPT）制御機能がインバータに取り付けられるのが通常である場合には、環境条件だけが主な変動因子となる。そこで、太陽電池モジュールの値付けについて、環境条件の時間的変動を取り込むことが想定できる。これが、エネルギー定格法の考え方である。系統連系形システムの普及によりシステムがシンプル且つ最大性能を発揮できるようになったために、システム設計者が当たり前と考えているこのような概念がモジュールレベルまで下りていったと言える。

もうひとつ、購入者の立場からもエネルギー定格法の考え方は重要である。太陽光発電を購入する場合には、例えば電気を買うのであり、また例えば環境価値（と言う意識）を買うのが通常であろう。後者についてもエネルギーの積算効果の方が瞬時出力よりも重要である。新エネルギー財団による住宅用太陽光発電導入促進事業の補助金は、STC 最大出力に比例計算されているのであるから、購入者にとって STC 最大出力が重要であるという考え方も出来るが、補助率の低減があり、やはりエネルギー発生量を重要視するべきである。

太陽光発電に類する商品は世の中に存在しないと思われるのであるが、あえてエネルギー定格法について自動車との比喩で説明すると、最大出力とは最大速度（またはエンジン馬力）、発電量とは燃費に相当するものと言える。スピード狂であればいざ知らず、自動車購入の動機として最大速度を第一に挙げる人はほとんどいない。同様に、太陽光発電を購入するにあたって最大出力を気にするというのは変な話である（もちろん、世界

最高効率を買いたい等の指名買いのニーズは確かにあるが)。それに対して、燃費は自動車を購入してからの経済性であり、太陽光発電にとっての発電量の概念と類似する点が多い。自動車の燃費算出に用いる 10･15 モード法は、実際の購入者の日々の走行モードとは異なるものであるが、多様な走行モードを想定した現実的な指標として採用されている。つまり、標準として認められている。太陽光発電についても、同種のエネルギー定格標準があれば、購入者にとって、住む地域に合わせた最適な太陽電池モジュールを選ぶ良い指標になると思う。先走ってしまったが、このようなエネルギー定格標準は、世界全体または気候変化に富んだわが国での利用を想定すると、日射・気温・分光放射の地域性を充分に反映する必要がある。

本稿では、このような観点に立ち、エネルギー定格技術の開発について屋外試験の立場から以下に述べる。

２．エネルギー定格技術の開発方法

エネルギー定格技術の開発にあたって、日射・温度・分光放射の同時分布の観測値から標準モードを設定し、任意の環境試験モードで太陽電池モジュールのエネルギー表示が行えるための換算モデルを構築する必要がある。国内において、波長が 1600nm 程度までの斜面分光放射データが欠けているため、これを含んだ気象観測を実施し、下記の開発を試みている。

① 日射・温度の同時分布に基づく換算法
② 分光放射データに基づく地域特性反映法
③ 地域日射・気候データに基づくエネルギー定格法

①は、屋外の幅広い気候条件から得られた I-V 特性観測値を基に、任意の引き渡し条件（STC 等）における発電出力を推定するモデル開発。②は、基準スペクトル AM1.5（STC）との対比により、気温・湿度（水蒸気量）等の気候因子を反映した発電出力の推定モデルを開発。③は、STC を補完する多モード設定による発電量の推定モデルを開発、を検討している。図１にこれらの組み合わさったアルゴリズムを示した。

①の換算モデル開発については、農工大および産総研で検討している線形内挿法式の採用を予定している。このモデルの開発および検証のためには、今年度に図２に示す太陽追尾架台装置を産総研研究協力センターに導入し、高日射強度条件の機会向上と傾斜角度調整による日射強度変化を用いた Isc 可変・Voc 一定条件での I-V 計測が行えるようにした。図２の右に示すように、本追尾架台は単に太陽を追尾するにとどまらず、太陽に対して絶対方位または相対方位を指定したオフセット追尾運転が行えることが特長である。図３に、ある晴天日における I-V 計測の例を示すが、Isc の大小１組で内挿された I-V 曲線による Pmax の算出精度は-0.36%であった。太陽追尾架台装置の仕様を以下に記す。

- 最大 12 枚の同時 I-V 計測
- パネル取付部サイズ：3.34m×3.95m
- 搭載重量：最大 300kg
- 追尾装置タイプ：経緯台方式
- 追尾装置重量：1500kg
- 追尾可能範囲：
  - 方位角：0～±120°　高度：0～90°
- 追尾精度：方位角、高度角±1.0°

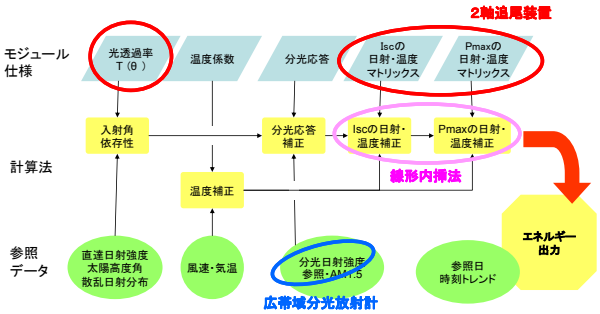


図１．エネルギー定格表示のアルゴリズム

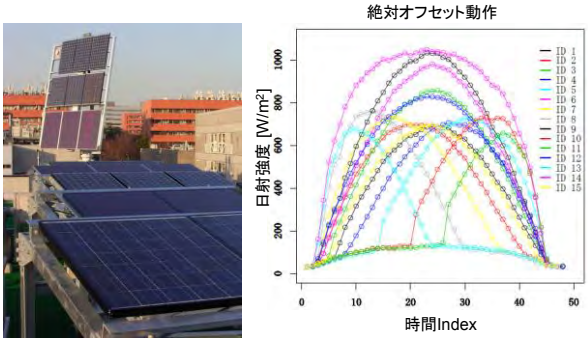


図２．太陽追尾架台装置および動作モードの例

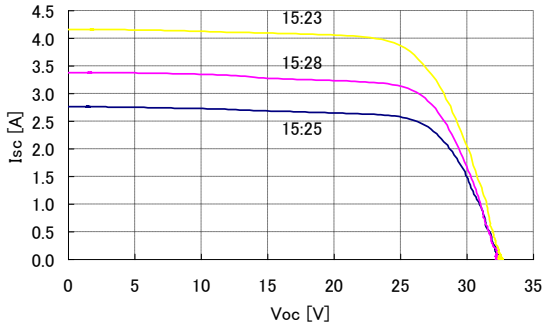


図３．日射強度変化を用いた I-V 計測の例

本稿は、NEDO 太陽光発電システム共通基盤技術研究開発「太陽光発電システム評価技術の研究開発」の成果の一部を利用した。関係各位に謝意を表する。

連系インバータの単独運転検出方法

五十嵐　広宣（D2）

１．はじめに

近年，急速に普及に設置が進む住宅用の太陽光発電システムは，発電電力と家庭内で使用する電力の差を余剰電力として一般電気事業者へ売電できる系統連系型太陽光発電システムが主流であり，現在，日本全国に約二十数万件が稼動中である。

しかし，現在では一般的になった系統連系型太陽光発電システムは，系統と連系するために多くの技術的課題を解決しなければ系統連系を行うことは出来なかった。

本研究では，系統連系を行なう際に最も重要とされている単独運転防止試験に用いられている回転機負荷が単独運転検出装置に与える影響に着目し，回転機負荷の特性について検討を行い，合わせて回転機負荷としての標準化モデルの検討を行なっている。

２．回転機負荷の特性

単独運転検出装置は，系統で発生した事故や故障等によって発生する微小な系統擾乱を検出し，パワーコンディショナの運転を停止させている。しかし，以下に示すような回転機負荷特有の特性から停電前と停電後に電圧，電流，周波数等の系統擾乱が発生しにくくなり，単独運転検出装置が系統停電つまり単独運転状態を検出できない状態になる。

1. 回転機負荷は，実際に配電線負荷として存在する回転機負荷を模擬するための意味合いで用いる。
2. 他方は，多数の太陽光発電システム及び回転機発電機が並列運転する状況を模擬するために用いる。
3. 空転する回転機負荷は，線路電圧及び周波数のパイロットとなり電圧制御型をはじめとする多数の太陽光発電システムの並列運転状態を極めて良く再現し，有効電力供給能力のない理想化された回転機型発電機として動作する。
4. 周波数を変化させようとするインバータに対しては無効電力量を供給・吸収する。

３．回転機負荷の特性検証

現在日本では，誘導性負荷，容量性負荷及び抵抗負荷の共振負荷に回転機負荷を組み合わせた負荷によって単独運転検出装置の評価を行なっている。しかし，IECC(国際電気標準会議)規格においては，共振負荷のみによって単独運転検出装置の評価を行うよう検討が進められている。

3.1 電気的エネルギー量による共振負荷と回転機負荷の比較

IEC 規格における共振負荷と回転機負荷が持つ電気的エネルギー量を測定し比較することによって IEC 規格が提案している共振負荷と同等の電気的エネルギー量を持つ回転機負荷を明確にすることが出来る。また，JET 認証試験で使用している回転機負荷についてもどの程度の電気的エネルギー量を具備しているのかも明らかにすることが出来る。

3.2 電気的エネルギー量の測定

共振負荷及び回転機負荷の電気的エネルギー量の測定方法は，系統交流模擬電源に共振負荷又は回転機負荷と抵抗負荷を並列に接続し，並列接続した抵抗負荷によって回転機負荷内に残存する電気的エネルギーを定格電圧 200V の約 10％(20V)まで消費する時間を計測した。

共振負荷の誘導性負荷量は，パワーコンディショナの定格出力容量によって以下の(1)式から決定されている。そのため近年認証を取得しているパワーコンディショナを対象に定格出力容量について調査し，定格出力 4kW の製品が最も多いことから今回実験に用いる定格出力容量を 4kW と決定した。

$$P_{qL} = Q_f \times P_{EUT} \qquad \cdots\cdots(1)$$

P_{EUT}：パワーコンディショナ定格出力

Q_f ：0.65

また，回転機負荷は，表 1 に示す 4 種類の回転機負荷について測定をおこなった。

測定方法

① 共振負荷又は回転機負荷と並列接続する抵抗負荷は，抵抗負荷で消費される電力を 0W から 100W 刻みで 4000W まで増加させる。

② 系統交流模擬電源は，t=0 のタイミングで開閉器(SW_{CB})を開放し，系統交流模擬電源から回転機負荷と抵抗負荷を切り離す。

③ 並列接続された抵抗負荷毎における回転機負荷の線間電圧を測定し，定格電圧 200V の約 10％(20V)まで減衰するまでの ΔX(Sec)を測定する。

表 1　回転機負荷の仕様
Table 1.　Spec of the motor load.

Spec of the motor load	The size of the Flywheel D[m]W[kg]	Moment of inertia
1 Φ 100V , 6.5A , 50/60Hz , Output645W	0.205*2 0.605*2	0.06 [N･m^2]
1 Φ 100V , 6.3A , 50/60Hz , Output620W	0.205*2 0.605*2	0.06 [N･m^2]
1 Φ 100V , 4.0/3.8A , 50/60Hz , Output 365W	0.150*2 0.605*2	0.03 [N･m^2]
1 Φ 100V , 2.0/1.8A , 50/60Hz , Output 170W	0.150*2 0.539*2	0.03 [N･m^2]

3.3 電気的エネルギー量の測定結果

共振負荷と 4 種類の回転機負荷の電気的エネルギー量の測定結果を図 1 に示す。

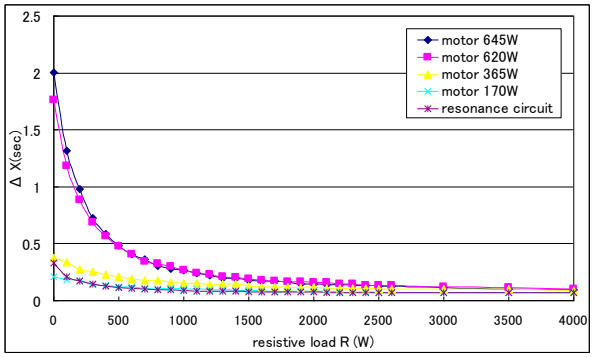


Fig.1. Measurement result of amount of electric energy

電気的エネルギー量の測定結果から共振負荷は，今回実験に用いた回転機負荷の定格出力 170W と同等の電気的エネルギー量を持つことが判明した。しかし，本実験結果は，各負荷に蓄積された電気的エネルギー量を抵抗負荷によって消費させ，その消費される時間を測定した結果であることから，実際のパワーコンディショナが今回測定した電気的エネルギー量の影響によって単独運転を発生するかは不明確である。そのため実際のパワーコンディショナにて単独運転試験を行なった。

4．単独運転試験

実際の定格出力 4kWのパワーコンディショナを用いて単独運転の実験をおこなった。実験条件及び方法を以下に示す。

① 負荷条件の有効電力量は，定格出力の-10%（3600W），-5%（3800W），0%（4000W），+5%（4200W），+10%（4400W）の 5 箇所となるように調整した。

② 共振負荷の無効電力量は，誘導性負荷を 2.6 k Var と固定し，2.6 k Var の-10%（2340Var），-5%（2470Var）となるように容量性負荷を調整し，無効電力量を+5%（2730Var），+10%（2860Var）となるように誘導性負荷を調整した。

③ 回転機負荷の無効電力量は，回転機負荷と容量性負荷を調整し，-10%（-400Var），-5%（-200Var）となるように調整し，無効電力量を+5%（200Var）,+10%（400Var）となるように誘導性負荷を調整した。

④ 上記①と②及び①と③の組合せた合計 25 箇所の負荷条件において単独運転試験を行った。

⑤ 単独運転状態は，系統交流模擬電源を t=0 のタイミングで開閉器(SW_{CB})を開放し，パワーコンディショナと共振負荷のみとする。

⑥ パワーコンディショナの停止時間は，開閉器(SW_{CB})を開放後からパワーコンディショナの停止信号が出力されるまでの Δ X(Sec)を測定する。

5．単独運転実験結果

単独運転検出までの時限を図 2 及び 3 に示す。なお，単独運転状態は，機器の停止時間が測定できないため 0 秒としてグラフに表した。

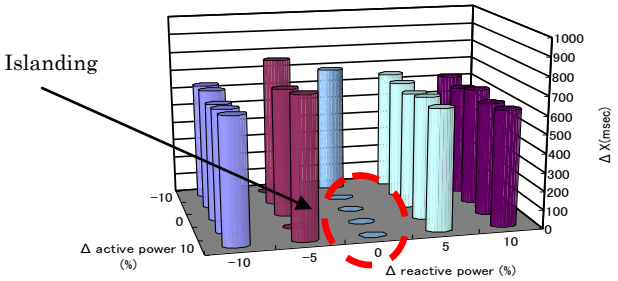


Fig.2. Islanding detection time limit by resonance load

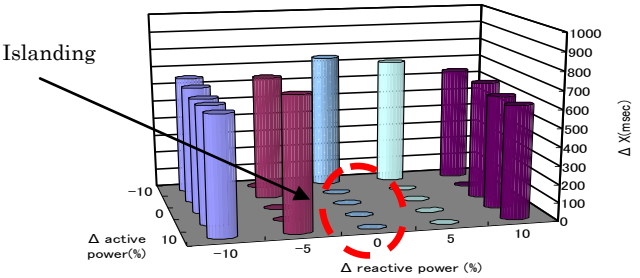


Fig.3. Islanding detection time limit by motor load

6．まとめ

共振負荷と回転機負荷の電気的エネルギー量を測定し，共振負荷と同等の電気的エネルギー量を持つ回転機負荷 170W を確認し，単独運転試験を行った。その結果，両負荷とも同負荷条件において単独運転現象を発生することが確認できた。また，パワーコンディショナが単独運転を検出し，停止するまでの時間が 600mS 前後であることも同時に確認できた。これらの結果から，共振負荷と回転機負荷 170W は単独運転検出装置に与える影響が類似特性を持つ負荷であることが示された。

「集中連系型太陽光発電システム実証研究」におけるシステム評価

植田　譲（D1）

１．はじめに

太陽光発電（PV）はその発電過程で一切の排出ガスを発生しない事，入力エネルギーである太陽からの日射量が膨大である事などから，環境持続性を持った次世代エネルギーシステムの根幹を担うべき電源の一つとして期待されている。しかし，日本国内において順調な普及が進む住宅用太陽光発電（PV）システムにおいては，今後，既存配電系統の末端部分への数百件規模での局所的な集中連系が行われる事が予想され，このような場合 PV システムからの余剰電力の逆潮流による配電系統の電圧上昇が個別連系されたシステムよりも多く発生してしまうことが懸念される。配電系統の過度な電圧上昇を防止するため，日本において市販されている PV システム用パワーコンディショナ（PCS）には配電系統の電圧上昇を防ぐための出力抑制機能が搭載されているが，この機能は系統の電圧上昇時には十分な日射がある場合においても発電量を抑制してしまうため，PV システムのシステム効率を低下させる原因となってしまう。この出力抑制を回避する技術の一つとして蓄電池付き PV システムがあげられる。平成 14 年度から行われている独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構による「集中連系型太陽光発電システム実証研究」は，この蓄電池付き PV システムを出力抑制回避技術の一例として用いる事により，実証実験サイトに数百台規模で集中的に連系された PV システムの運転特性の評価及び出力抑制回避技術の効果等を検証するなど，汎用的な対策技術を開発し，その有効性を一般的な実配電系統において実証すると共に，PV システムの集中連系に関する応用シミュレーション手法を開発することを目的としている。

２．蓄電池付き PV システム

今回の解析では，蓄電池付きシステムとして，2005 年 1 月から本格的な設置が始まった一体型 PCS の結果を用いた。一体型 PCS は Fig.1 に示すようにアレイからの DC 出力昇圧用 D/D コンバータ，チャージコントローラ用 D/D コンバータ，及びインバータで構成される。電力系統からの蓄電池の充電は行わず，蓄電池から系統への逆潮流を防止するため，放電は受電点に 150[W]以上の順潮流がある時のみ家庭内負荷に供給する形で行っている。蓄電池の充放電制御は逆潮流抑制運転に設定した。この制御方式では，PV システムからの発電電力を優先的に家庭内負荷に供給し，余剰電力は蓄電池へと充電される。系統への逆潮流は日中に蓄電池が満充電になった場合や，蓄電池充電電流制御範囲を超えて発電量がある場合にのみ行われる。蓄電池の放電は，PV システムの発電電力が無い夜間に，家庭内負荷に対して行われる。

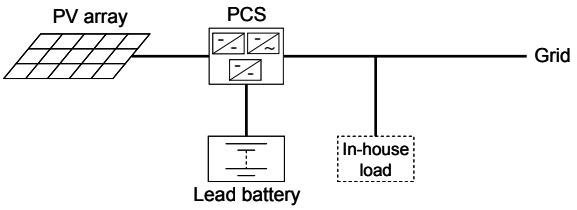


Fig. 1.　Schematic view of battery-integrated PCS

３．システム出力係数と損失量の定量化

PV システムの性能評価指標として，本研究ではシステム出力係数を用いている。システム出力係数とは，等価日システム運転時間を等価日太陽日照時間で除した値として定義され，[%]で表わしている。これは，ある評価期間内に太陽電池アレイ面に入射した日射量を基準とし，全ての日射量が基準太陽光で供給されたとして，PV システムが常に定格状態で運転した場合に得られると考えられる発電量に対して，実際に発電された電力量の割合を示す値である。損失に関しても発電量と同様に，日射量から算出される理想的な出力電力量に対して，発電できなかった電力量の割合を損失要因毎に定量化した。解析に使用したデータは１秒周期で計測されたデータの１分平均値であり，個々の１分値の計測された時刻におけるアレイ面日射強度から期待される発電電力を算出し，実際の発電電力と比較する事により，システム出力係数と損失割合を求めた。解析期間は 30 日を基本としており，これは，解析期間中にある程度の快晴日，種々の損失が極小である状態のデータが必要だからである。

PV システムの損失要因として損失量の定量化を行った損失要因は以下の通りである。

- PCS オフ状態による損失
- PCS 容量不足による損失
- 出力抑制機能による損失
- アレイ温度上昇による損失
- 変動による損失
- PCS での損失

- 定格ばらつき，汚れ，劣化等
- 入射角による損失
- 直流回路抵抗による損失
- 日陰による損失
- MPP ミスマッチ高電圧側による損失

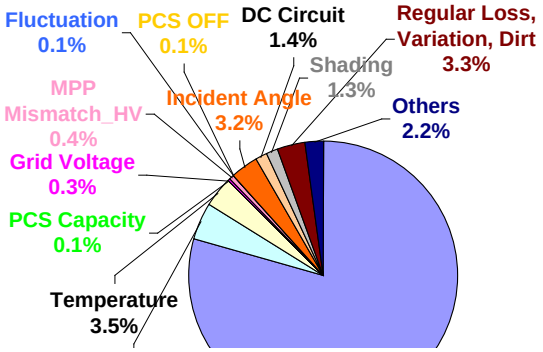
4．結果

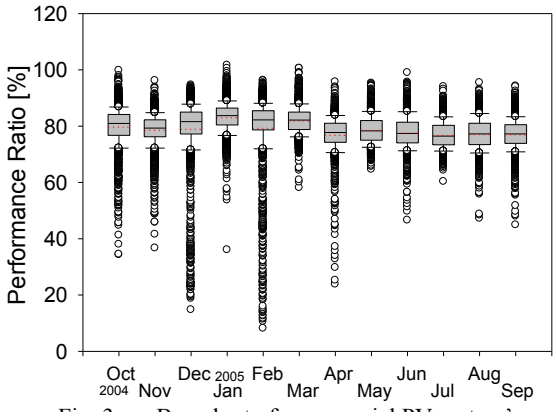
2004 年 10 月から 2005 年 9 月までの間に計測された約 1 年分のデータ用いて蓄電池を持たない市販 PV システムの運転特性を解析した。解析対象は期間中に順次系統連系された全 300 軒以上の中から，解析に必要なデータがそろっているシステムのみ 100 軒程度とし，解析の基本期間は 30 日とした。ただし，上記解析期間においては様々な要因により意図的に解列状態にあったシステムが多く，連続した約 30 日の解析期間のうちに解列状態にある日を含んでいる場合が多いため，次に示す日別の結果においては，一日の発電可能電力量のうち解列状態にあった割合が 5%以下の日のデータのみを用いている。Fig.2 に，全システムの年間の運転特性の平均値を示した。P.R.は約 80%と良好であり，PCS による損失，温度損失，入射角損失などある程度避けられない損失以外に目立った損失は発生していない事が分る。懸念されていた系統電圧上昇による出力抑制も，全体の結果では 0.3%と，無視できる範囲に収まっている。次に，30 日毎の評価期間中の 1 システム・1 日の結果を一つのデータ点として，月別に箱ひげ図にまとめた結果を Fig.3 に示す。約 100 システム・30 日の結果であるため，月ごとに約 3000 点のデータが存在していることになる。箱の中の実線が中央値，破線が平均値であり，箱の大きさは中央値に対して上下 25%のデータが含まれる範囲，ひげに相当する線は 90%，10%をそれぞれ示している。この範囲を超えたデータについては個別にプロットしているため，箱ひげ図により，平均値の推移だけでなく，大まかな発生頻度や最大値，最小値なども同時に示す事ができる。結果から P.R.の平均値は冬季に最大となり，夏季に向かって低下していく。この変化は，解析の結果モジュール温度が原因であった。

次に 2005 年 2 月から 2005 年 10 月までの間に計測された 9 ヶ月分のデータを用いて，蓄電池付きシステムの運転特性を解析した(Fig.4)。対象としたシステム数は最終的に 50 システム程度である。蓄電池充放電，インバータ部分を含めた一体型 PCS の総合的な損失係数は 12.7%であり，市販品の平均値である 4.6%に比べて約 8%余分な損失が発生した事になる(ただしこの値には蓄電池による損失の他，実証研究の為の制御系，計測系での消費電力も含まれている為，単純に一体型 PCS の効率を表わすものではない)。温度温度損失が市販品の年間結果に比べて高いのは，導入軒数の関係で多くのデータが夏季に取得された為であり，月別に見ると市販品との差は見られなかった。系統電圧上昇回避のための出力抑制はほぼ 0%であり，この点においてはある程度の効果があると考えられる。

なお，本研究は，「集中連系型太陽光発電システム実証研究」の一環として行っている。このような機会を与えていただいた(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構，及び様々なご協力をいただ

表





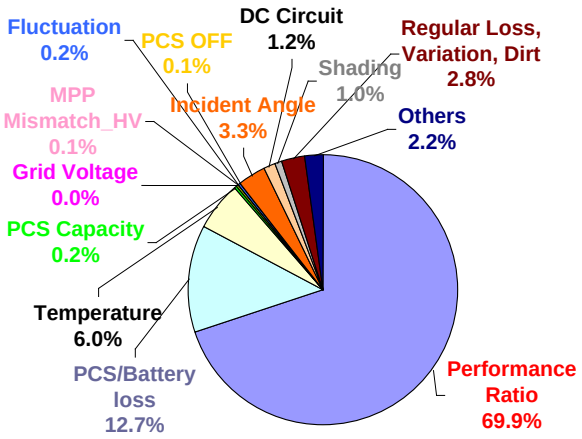


Fig. 4. Result of battery-integrated PV systems

新型太陽光発電モジュールのシステム特性検証研究

筒井　淳（D2）

１．はじめに

昨今の地球温暖化が原因と思われる異常気象は、世界の各地で徐々に現われ始めている。温暖化の原因とされる二酸化炭素の増加は年々増え続ける一方、世界の一次エネルギーに占める石油の割合は、約35%程度である。石油の消費は、大量の二酸化炭素を発生するため、抑制していかなければならない。このように、エネルギー、経済、環境を両立させるためにはクリーンでかつ無尽蔵な太陽光を使った太陽電池の普及が必要不可欠である。

２．目的

本研究の目的は、市販されている数種類の太陽電池モジュールを屋外に設置し、基本的な運転性能を比較することである。ここでいう基本的な性能とは、屋外試験における各モジュールの実測 I-V カーブから得られる温度特性や照度特性、スペクトル依存性を指す。

本年度は、STC 時の各特性値（開放電圧、短絡電流）と屋外から算出した温度特性、照度特性を用いて任意の各特性値を算出し、発電電力を予測するエネルギーレーティングに着目し、研究を進めた。

３．計測設備の紹介

本実験システムは市販されている数種類の結晶系太陽電池と化合物太陽電池、多接合太陽電池の計 7 種類を傾斜角度 30 度、方位角度 0 度で並べ、ほぼ同じタイミングで I-V カーブを切替機により 1 分間隔に計測する。計測に用いた装置は英弘精機製 I-V カーブトレーサ（MP160）を使用し、それ以外の機器として分光放射照度（350～1050nm）を 1 分間隔で測定する回折格子型分光放射計（MS-700）を設置した。また、モジュール温度は、各々の太陽電池のバックシート裏面に取り付けた熱電対を切替機により I-V 測定と同時に測定している。計測場所は、東京農工大学小金井校舎屋上（北緯 35.696 度、東経 139.52 度、海抜 58m）である。設置した構成機器の概観図を Fig.1 に示す。また、計測は 2004 年 9 月から連続してデータを収集している。

Table.1 に計測する太陽電池モジュールの一覧を示す。

Table.1. 屋外に設置した太陽電池の紹介

Type	Number	Area [m²]
c-Si	1	0.96
poly-Si	2	0.96 / 1.28
CIGS / CIS	2	1.10 / 0.43
HIT	1	1.18
a-Si/μc-Si	1	0.44

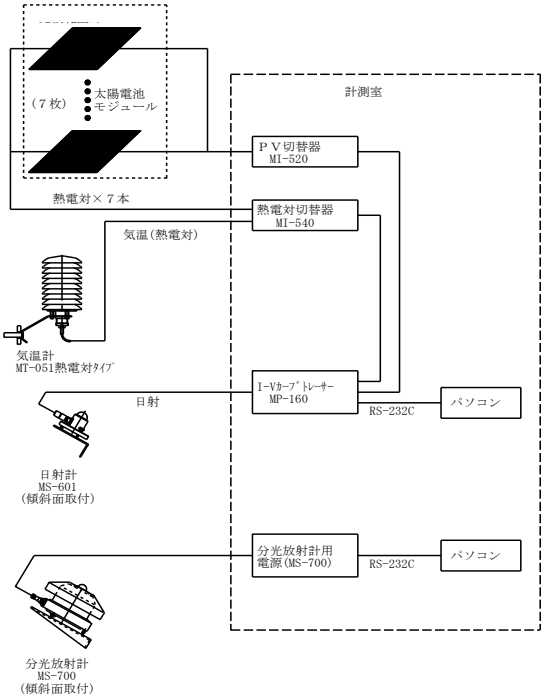


Fig.1. システム構成機器

４．エネルギーレーティングの紹介

４．１　NREL 法の紹介

NREL では任意の開放電圧（V_{oc}），短絡電流（I_{sc}）を算出する手段として、各々の STC の値と温度係数、照度係数を用いる手法を提案している。[1] 以下に式を示す。

$$V_{oc} = V_{oc0} \cdot [1 + \beta (T - T_0)] \cdot [1 + \sigma \ln(E / E_0)] \quad (1)$$

$$I_{sc} = (E/E_0) \cdot I_{sc0} \cdot [1 + \alpha (T - T_0)] \quad (2)$$

V_{oc0}：STC 時の開放電圧、β：温度係数[%/℃]、σ：照度係数
I_{sc0}：STC 時の短絡電流、α：温度係数[%/℃]
T：任意の温度、T_0：25 度、E:：任意の照度、E_0：1.0 [kW/m²]

しかし、発電電力を予測するために必要なもう一つのパラメータである曲線因子（FF）の算出が確立されておらず、現在は屋内の FF をそのまま屋外に適用する手法が取られている。

４．２　JRC 法の紹介

JRC では、屋外のデータから回帰を用いて係数を決定し、任意の FF を算出するといった手法を提案している。[2] 以下に式を示す。

$$FF = a + (bE + c) / \ln E + T(d + eE) \qquad (3)$$

a,b,c,d,e : 定数（回帰式より算出）

我々はこの手法を使用し、実際の屋外データと予測値を比較した。その結果、低照度領域において、推測精度が悪くなる傾向が見られた。よって(3)式に精度を向上させる新たな項を追加した。それが(4)式である。

$$FF = a + (bE + c) / \ln E + T(d + eE + f / E) \qquad (4)$$

図２に(3)、(4)式で求めた FF の推測値と実測値との比較を示す。推測に用いたデータは CIGS 太陽電池である。

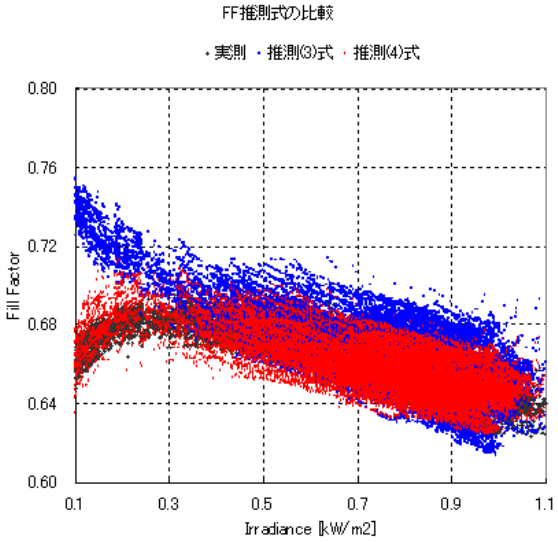


Fig.2. FF 推測式の比較

推測(4)式は、低照度において実測値と合致しているのが判る。

５．計測結果

4.1, 4.2 章で算出した V_{oc}、I_{sc}、FF を掛け合わせ、発電電力（P_{max}）の予測を行った。予測値と実測値の比較は『相対誤差』 で検証を行った。相対誤差の式は以下の通りである。

$$\text{相対誤差} = \frac{\text{予測値} - \text{実測値}}{\text{実測値}} \quad [\%]$$

図３に各種太陽電池の相対誤差のヒストグラムを載せる。

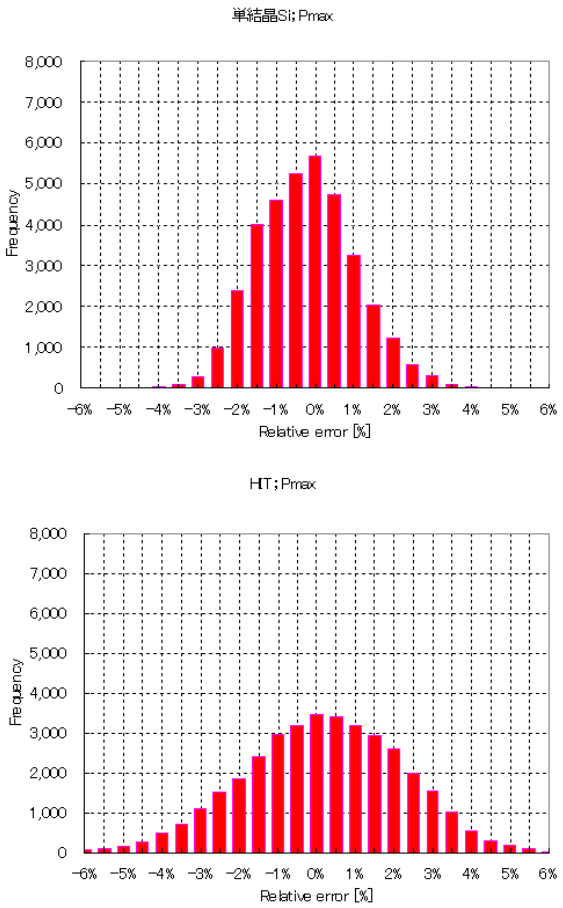


Fig.3. 各種太陽電池の相対誤差ヒストグラム

Table.2. 推測精度の確認

	c-Si	Poly-Si	CIGS	HIT
標準偏差	2.10%	2.40%	2.06%	2.24%

今回４つの太陽電池を用いてレーティングを試みた結果、表２の結果から、いずれのモジュールも標準偏差が２％台であった。つまり、今回用いたレーティング手法は、太陽電池の種類に依らず、３σ 即ち６％以内で発電電力を推定可能といえる。

６．まとめ

開放電圧および短絡電流は、NREL が提唱する式で予測を試みた。一方、JRC が提唱する FF の推測法は、改良を加えた結果、低照度での精度が大幅に上がった。その結果、発電電力の予測は太陽電池の種類によらず、6%以内の精度で、推測可能であることが判った。

７．参考文献

[1] A Method or Modeling the Current-Voltage Curve of a PV Module for Outdoor Conditions, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2002
[2] Modeling Outdoor Behavior of Fill Factor in Thin Film Modules, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference

低圧配電系統のアクティブ電圧制御に関する研究

李　庚垂（D1）

1. はじめに

近年、配電系統の電力品質を改善するために、電圧、電流、周波数、位相や力率等を基準に適合させるための様々な研究が行われている。特に、低圧配電系統では電圧の変化が大きな問題になっている。低圧配電系統では電圧降下現象が主に発生しており、その原因として線路の短絡及び重負荷が報告されている。また、環境問題と化石燃料の枯渇問題から太陽光発電システム等の分散型電源が配電系統に連系するようになり、分散型電源からの逆潮流によって電圧上昇問題が発生している。本研究では、低圧配電系統で発生する電圧降下や電圧上昇の問題を解決する手法として Distribution-Unified Power Flow Controller (D-UPFC)を提案する。

2. 研究内容

低圧配電系統の線路電圧を制御するために提案した D-UPFC の回路、制御方法やシミュレーションの結果を報告する。

2. 1 低圧配電系統で電圧変化と D-UPFC の回路

低圧配電系統では重負荷によって電圧降下が起きたり、分散型電源の逆潮流によって電圧上昇の現象が発生する。図 1 に低圧配電系統での電圧上昇と降下のイメージ図を表している。

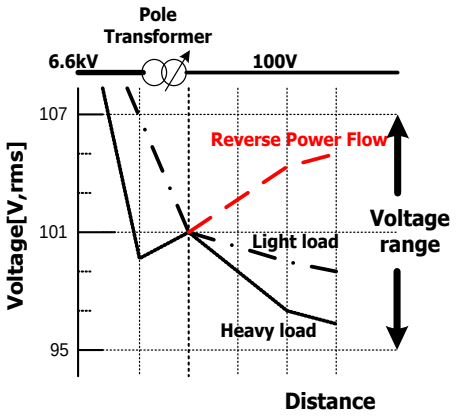


図 1. 電圧降下と上昇時低圧配電系統の電圧

D-UPFC はコンバーターと直列変圧器で構成される。コンバーターは交流チョッパー、入力と出力フィルター、一次側が一つと二次側が二つで構成された直列変圧器、直列変圧器を制御するためのスイッチで構成される。交流チョッパーは常に出力が入力より小さい構造である(V_{out}< V_{in})。低圧配電系統で電圧変動があれば、D-UPFC の交流チョッパーが電圧を一定に維持するために動く。また、直列変圧器の二次側を制御するスイッチが電圧補償や調整を判断する。図 2 で V_{ss}は変電所の電圧、V_s は柱上変圧器の基準電圧、PCC は配電系統線路の電圧、Z_1、Z_2や Z_3は線路のインピーダンス、 Z_4 と Z_5 は引込み線のインピーダンスである。

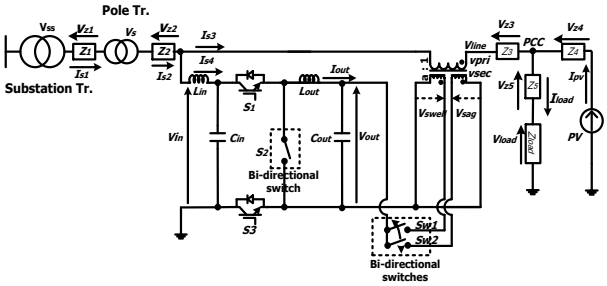


図 2. 低圧配電系統で D-UPFC の構造

2. 2 D-UPFC の制御

D-UPFC の制御ブロックは図 3 に表している。柱上変圧器の基準電圧 V_s と PCC 電圧 V_{pcc} を RMS に使って DC に変換する。また、V_sや V_{pcc} を比較して電圧誤差 V_{error}を計算する。ここで電圧降下及び電圧上昇の状態を判断してスイッチ 1 や 2 を制御する。また、電圧誤差は P 制御で P gain0.03 を使う。最後に PWM 制御の基準電圧 V_{ref_pwm} や三角波電圧 V_{tri} を使って交流チョッパーのスイッチ S_1、S_2、S_3を制御する。

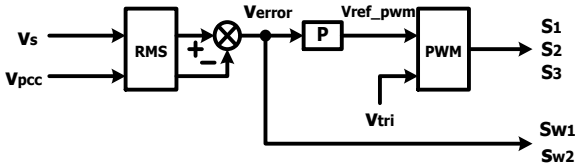


図 3. D-UPFC の制御ブロック

2. 3 シミュレーションの結果

D-UPFC の電圧制御を検証するためにシミュレーションモデルを図 4 に表している。このモデルは変電所から負荷や集中連系型太陽光発電システムまでシミュレーションする。この図で D-UPFC は柱上変圧器の後設置される。変電所から柱上変圧器までの距離は 100[m]、柱上変圧器から D-UPFC まで 4.5[m]、D-UPFC から PCC まで 45[m]、最後に、低圧配電系統の線路電圧 PCC から負荷や集中連系型太陽光発電システムまで 15[m]をシミュレーションで想定する。

D-UPFC シミュレーションモデルのパラメーターは表 1 に表している。

(1) 電圧降下のシミュレーション

電圧降下の状況は配電系統の線路が短絡し、重負荷時に発生する。電圧降下によって D-UPFC 制御のシミュレーションは図 5 に表している。柱上変圧器の電圧 V_sは 99.69[V,rms]である。電圧

降下が 0[V,rms]から 5[V,rms]まで変動する時、D-UPFC によって制御をしなければ、PCC の電圧 V_{pcc}は 98.5[V,rms]から 93.84[V,rms]まで低下する。また、D-UPFC の出力電圧 V_{line} も 99.58[V,rms]から 94.88[V,rms]まで低下する。しかし、D-UPFC の制御を行った状態で、1[V,rms]から 5[V,rms]まで電圧が降下した場合、V_{pcc} は 99.52[V,rms] から 99.4[V,rms] まで、V_{line} は 100.61[V,rms]から 100.5[V,rms]まで変化に抑えられる。

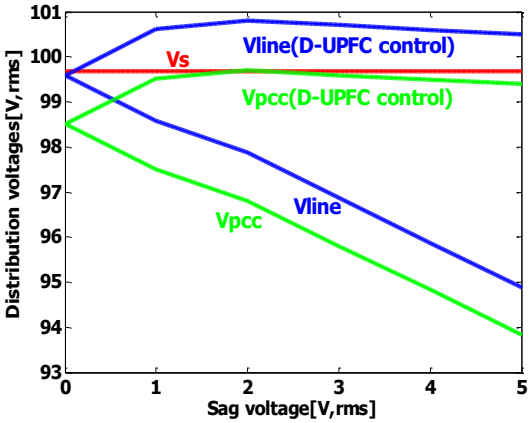


図 5. 電圧降下のシミュレーション

(2) 電圧上昇のシミュレーション

電圧上昇の状態は集中連系型太陽光発電システムの逆潮流によって発生する。電圧上昇した場合の D-UPFC による制御のシミュレーションを図 6 に表す。柱上変圧器の電圧 V_sは 99.69[V,rms]である。太陽光発電システムによって発電した電流 I_{pv}が 0[A,rms]から 500[A,rms]に増加したを想定する。D-UPFC による制御がない場合、低圧配電系統の電圧 V_{pcc} は 98.5[V,rms] から 105.1[V,rms]まで上昇し、D-UPFC の出力電圧 V_{line}は 99.58[V,rms]から 100.47[V,rms]まで上昇する。D-UPFC は I_{pv} が 300[A,rms] から 500[A,rms]まで制御すると想定すると、V_{pcc} は 100.32[V,rms]から 101.1[V,rms]まで抑えることができ、V_{line} は 98.11[V,rms]から 96.65[V,rms]まで抑えることができる。

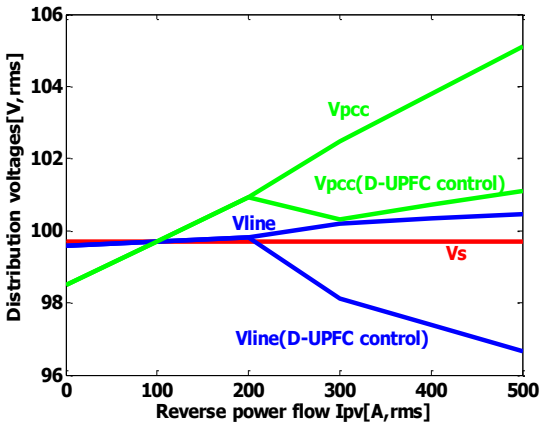


図 6. 電圧上昇のシミュレーション

表 1. D-UPFC のシミュレーションの条件

V_{ss}	6600[V,rms]
V_s	100[V,rms]
Z_1	0.025+j0.034[Ω/100m]
Z_2	0.0011+j0.0013[Ω/4.5m]
Z_3	0.011+j0.013[Ω/45m]
Z_4, Z_5	0.00345+j0.00015[Ω/15m]
Substation Tr. [N_p/N_s]	66:1
Pole Tr. [N_p/N_s]	1:1
Series Tr. [N_p/N_s]	1:3
Z_{load}	1+j0.001 [Ω]
Input LC filter	50[uH], 20[uF]
Output LC filter	100[uH], 20[uF]
PWM switching fre.	10[kHz]
I_{PV}	0 ~ 500[A,rms]
V_{sag}	0 ~ 5[V,rms]

3. まとめ

低圧配電系統で電圧降下及び電圧上昇を制御する手法として D-UPFC を提案した。D-UPFC の電圧制御は、低圧配電系統の線路電圧 V_{pcc}と柱上変圧器の基準電圧 V_sを同じにすることである。電圧降下と電圧上昇のシミュレーションを行い、D-UPFC の電圧制御を確認した。

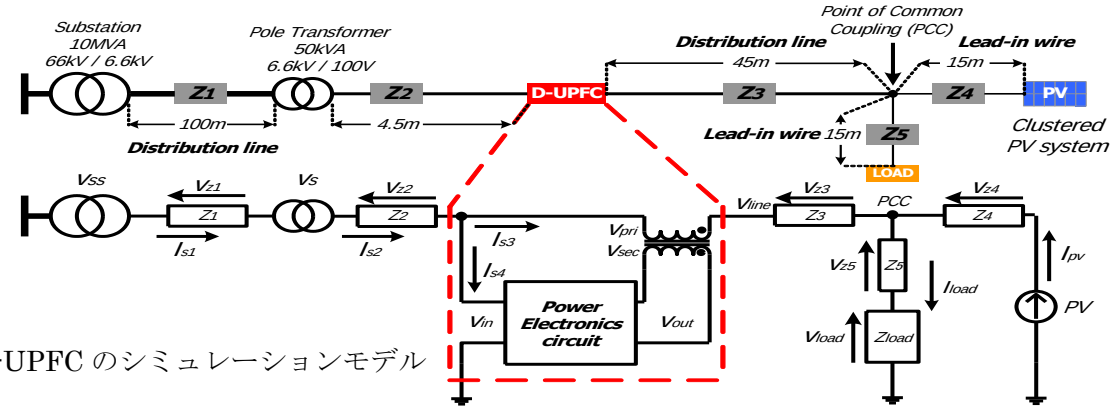


図 4. D-UPFC のシミュレーションモデル

太陽光発電変動特性評価法の研究

川﨑　憲広（D1）

1. はじめに

わが国では，太陽光発電（PV）システムの導入目標量を 2010 年までに 4.82[GW]としている。また，PV2030（2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ）[1]によれば，2030 年までの技術発展を想定したときの国内推定導入量は 102[GW]とされている。このように PV システムの急速な普及により，配電系統では局所集中的に連系（集中連系）するシステムが増加すると予想される。

一方，PV システムの発電電力は気象の変化に伴い不安定であり，集中的に系統連系する場合，電圧変動や周波数変動などの障害の要因になると懸念されているので，変動の対策が重要な課題になる。変動の対策は，系統側では負荷周波数制御（LFC），需要家側では電力貯蔵装置によって行うことができる。しかし，これらは既存の設備に付加するものなので，最適な容量を選定することが望ましい。

そこで「ならし効果」[2]という現象考慮する必要があると考えられる。これは，面的な広がりをもった PV システムで起こる出力変動の平滑化効果であるので，前述の設備の過剰な設置を避けることができる。

本研究では，ならし効果を考慮した PV システムの変動特性を定量的に評価する手法を開発することを目的としている。ここでは，面的広がりを示すパラメータである導入規模（面積と導入数）とならし効果の関係について解析した。

2. ならし効果

PV システムにおいて短時間で変動する要因は，ほとんどが移動する雲による日射の低下である。そのため，ならし効果のイメージは**図 1** のように示せる。この図からもわかるように，雲の移動による日射の低下は各地点で時間的なずれが生じるので，全体的な特性としては平均化される。これがならし効果の原理である。

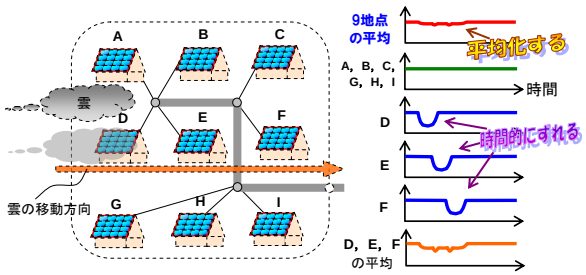


図 1.　ならし効果のイメージ

3. 評価手法

PV システムの発電電力の変動には様々な周期の変動が含まれているので，それぞれの変動周期に対して評価を行うことで基本的な変動特性を把握できると考えられる。そこで，各変動周期における最大の変動幅（「最大変動幅」と定義）をウェーブレット変換で抽出する手法を提案した。最大変動幅の抽出は**図 2** に示すように，変動周期の帯域毎に算出されるウェーブレット・パワースペクトルの最大値を用いる。その最大値が現れる時間を中心に各変動周期に対応した窓を日射強度に適用し，その窓内の日射強度の最大値と最小値の差が最大変動幅となる。

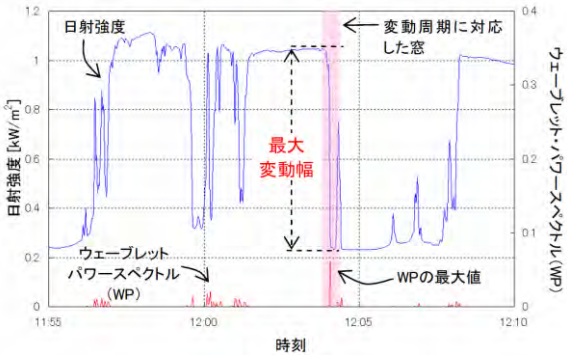


図 2. 最大変動幅の抽出方法（日射強度での例）

4. 評価対象データ

現在，集中連系型太陽光発電システム実証研究では 300 件を超える住宅の PV システムが設置されている。しかしながら，最終的にはおよそ 500 件のシステムが導入されるため，まだ導入段階であり，導入状況に偏りみられる。そこで，PV システムが特に密集している範囲を選定し，解析対象範囲とした。それを**図 3** に示す。また，点線の渦巻き矢印で示したのは，PV システム数の増加パターンであり，同心円状に増加させることを意識して選択した。解析はこの増加パターンに従って行っている。

解析に用いたデータは，PV アレイの発電電力で，計測サンプリングは 1 秒である。しかし，PV アレイの容量は住宅毎に異なるので，実測値を PV アレイの定格容量で割り規格化した。

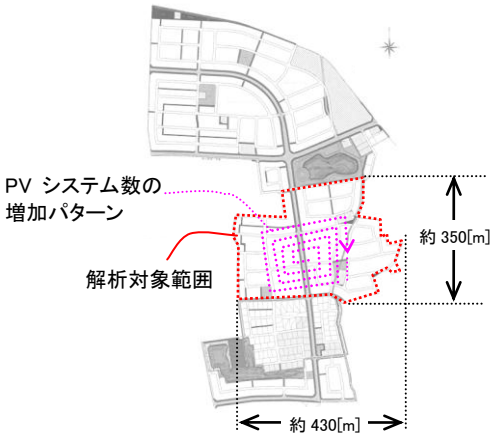


図 3. 周囲環境計測装置の配置図

5. 導入規模とならし効果の関係

解析は基本的に，前述の増加パターンに基づいて PV システムを 1 件ずつ増加させていくので，面積と導入数は同時に増加するものとして扱う。そのため，導入規模は PV システム数（導入数）で示した。ここでは，**図 4** に示すような変動日と快晴日に対する結果について述べる。

まず，最大変動幅と変動周期の関係について**図 5, 7** に示す。最大変動幅は変動周期を 2 の累乗毎に解析しているので，1 日で 15 個の結果が算出される。これを約 80 の増加パターンで解析しているため，1 つの変動周期に約 80 の結果がプロットされる。これらの結果から，**図 5,7** に示すように最大値のラインと最小値のラインが描け，変動日では特に短周期成分で差が大きくなっており，快晴日ではほとんど差がない。この差が大きいほど，ならし効果が起きており，導入規模と関係があると考えられる。

次に，最大変動幅と PV システム数の関係について**図 6, 8** に示している。ここでは，短周期成分である変動周期 2～128 秒の結果を示しているが，これに関して，快晴日ではほとんど変動がないことがわかる。また，変動日では PV システム数が増加するほどに最大変動幅が抑制されていた。この変動の抑制はならし効果によるものであり，この結果から今回の条件下では，より速い変動が抑制されやすいことや，PV システム数が約 10 件にかけて急激に抑制されること，64 秒以上の変動周期ではならし効果があまり起きていないことがわかった。このことから，**図 5** に示す最大値のラインは導入規模が増大することで，その変動特性は最小値のラインへ移行しているといえる。

6. まとめ

変動特性の評価指標として，変動周期毎の最大の変動の大きさを示す最大変動幅を定義した。PV システムの導入規模を変化させて解析した結果，変動日において特に短周期成分でならし効果が顕著にあらわれていることや，導入規模とならし効果の特性を定量的に示すことができた。

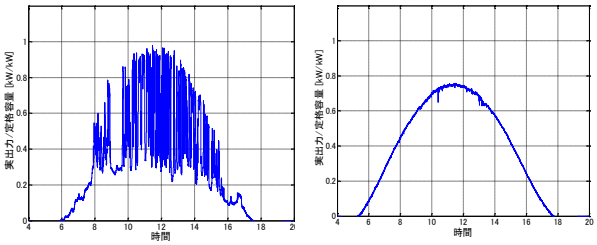
謝辞

本研究は，NEDO 技術開発機構の委託研究「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] NEDO 技術開発機構；「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会　報告書」，2004

[2] 箕輪・大谷・津田・作田・黒川：「地域面平均日射の推定による太陽光発電システムの kW 価値分析」，太陽／風力エネルギー講演論文集 1998，p.17-20 (1998)



(a) 2005/5/14：変動日　　(b) 2005/5/4：快晴日

図 4. 解析に用いた規格化 PV アレイ電力の一例

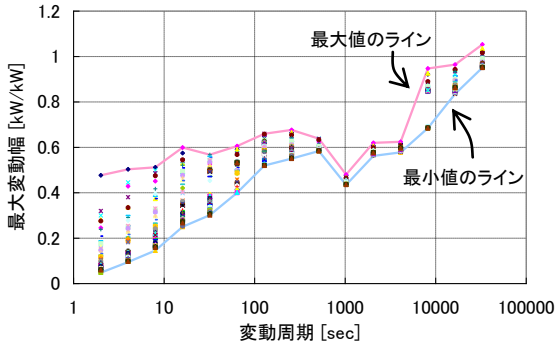


図 5. 最大変動幅の変動周期に対する特性（変動日）

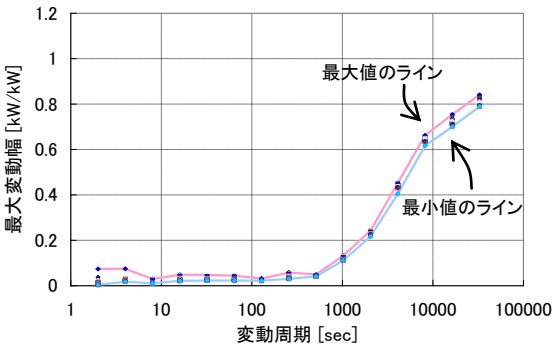


図 7. 最大変動幅の変動周期に対する特性（快晴日）

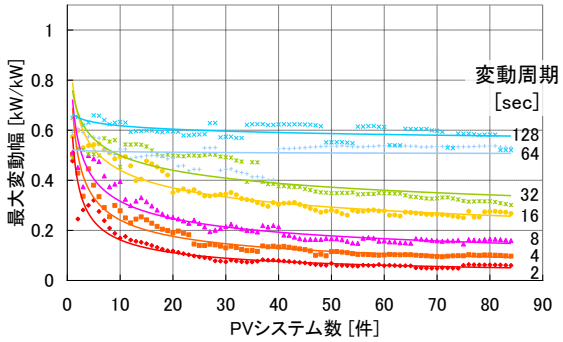


図 6. 最大変動幅と PV システム数の関係（変動日）

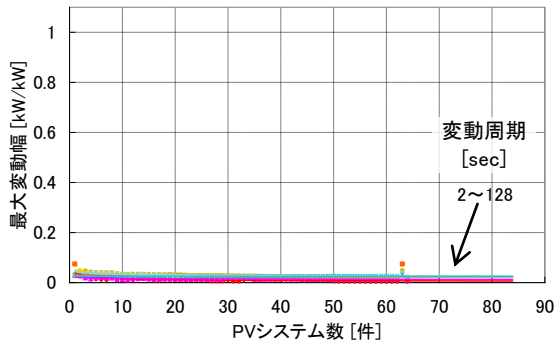


図 8. 最大変動幅と PV システム数の関係（快晴日）

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（M2）

研究背景・目的

近年，地球温暖化などの環境問題への対策，原油価格高騰によるエネルギーの安定供給，災害時の非常用電源といった様々な観点から太陽光発電システムが注目されている。太陽光発電システムにとって，日射条件が良く，電力需要地に近接している戸建住宅は，最適な設置場所と考えられており，2004 年までの累積導入量 1132MW のうち 8 割程度を戸建住宅用システムが占めているといわれている。太陽光発電に関するロードマップ「PV2030」[1]では，2030 年までの国内導入目標量を 102GW と設定し,その約半数にあたる 45GW を戸建住宅への導入と想定している。目標達成に向けて住宅地を対象とした集中設置も計画されているが，集中連系による電力系統への影響が懸念され，事前に様々な対策を施す必要がある。

そこで，導入計画の指針となる，対象地域における導入可能規模（ポテンシャル）を把握することが望まれている。

調査研究機関や地方自治体による既往の調査事例では，太陽光発電システムポテンシャルの推定に統計資料を用いている。推定対象とする分野の面積を統計資料から計算し，そこに設置可能割合を考慮した係数を掛け合わせることで導入可能面積を推定している。しかし，統計資料を用いた推定では狭い範囲に注目した場合の精度は信頼性が低く，高精度で信頼できる結果を得るためには詳細な統計資料が必要となり，収集に多くの費用と時間を費やすことになる。

そこで，地域における太陽光発電システムの導入可能量を効率的に推定する方法として，航空機から撮影された空中写真を用いる手法を提案する。本研究では，太陽光発電システムの設置対象として有望な住宅の屋根を空中写真から認識し，その面積から導入可能量を推定する手法の開発を行なった。

空中写真解析

日本では空中写真データが全国的に整備されており，変遷の激しい都市部では数年間隔で更新が行なわれるため，比較的新しい地上の情報を得ることができる。また，空間分解能が高いことから地上物の大きさなどを知るには最適の情報といえる。

本研究に用いる空中写真は，空間分解能が 25cm 程度のオルソ画像である。オルソ画像とは，中心投影方式に起因する画像周辺部の歪みや，センサの姿勢，センサの内部誤差などによる歪みを補正した画像のことで，地上物の位置や大きさなどの適切な情報が得られる。

太陽光発電システムの設置対象となる住宅屋根の面積を求めるためには，空中写真の解析により地上物を分類し屋根部分を認識する必要がある。本研究では，1-地域につき 1 枚の空中写真画像を用いて，画像から得られる色彩と形状の 2 つの情報から地上物の分類を行なう。実際に行なった空中写真画像の解析の流れを図 1 に示す。

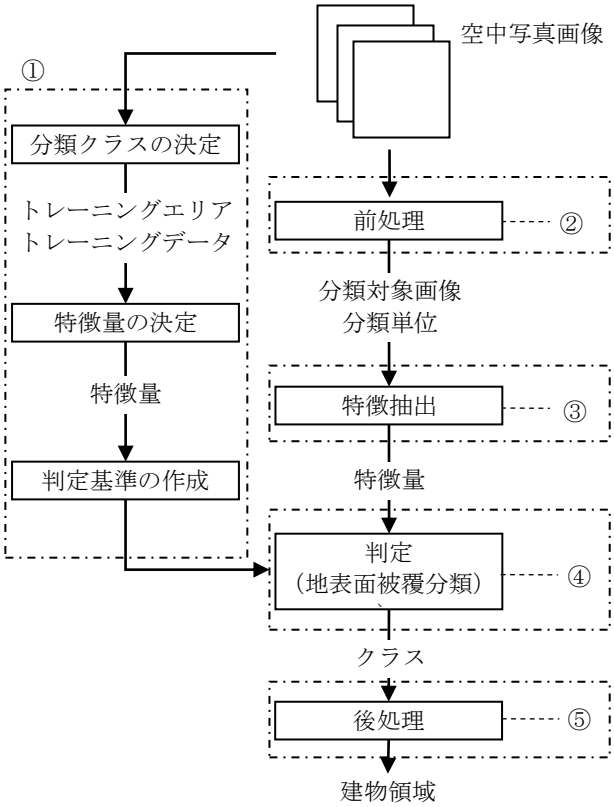


図 1　画像解析の流れ

① 分類クラスの決定と判定基準の作成

トレーニングエリアとして設定した地域から，設定した分類クラスごとにトレーニングデータを選定する。分類クラスを適切に分ける特徴量をトレーニングデータの統計量から決定し，判定基準の作成を行なう。

② 前処理

物体の形や色の情報を分類に利用するためには，物体をそれぞれの領域に分割する必要がある。また，分割した領域に対してラベルを付けることで，それぞれの領域が持つ特徴を分類に利用することができる。前処理では，そのような領域分割やラベル付けなどの処理を行い，分類単位を作成する。

③ 特徴抽出

分類対象画像の画素または領域の特徴量を計算する。色彩特徴としては，画素の色を決める RGB の値と，RGB の値から計算により求まる表色系の要素である色相 H，彩度 S，明度 I の値を用いる。また，領域の形状特徴として，面積や矩形度，長さなどを用いる。

④ 分類

①で作成した判定基準に基づいて，画素または領域単位で分類を行う。分類方法には，一般的な最尤法とマルチレベルスライスを用いる。

⑤ 判定結果に対する後処理

分類結果に対して膨張収縮処理などを施すことで，ノイズによる孔や亀裂を埋め，面積を計算する。

テストエリアにおける精度検証

前節で述べた手法を用いて，実際の空中写真画像を解析した場合の認識精度を検証する。

まず，住宅地を中心とした画像をテストエリアとして切り出し，目視により屋根，屋上部分と判断できる領域を抽出する。（図 2）次に，屋根，屋上部分を抽出した画像と，画像解析による結果の画像（**図 3**）とを比較する。

図 2 テストエリア画像（左）と目視判読による屋根，屋上部分の抽出結果（右）

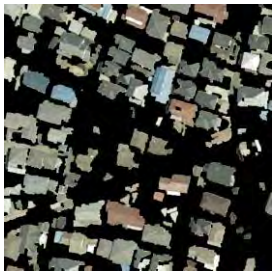


図 3 画像処理による屋根の認識結果

認識精度の評価指標として，領域が適切に分類できているかを示す的中率と，テストエリア全体での画像処理結果と目視判読結果の面積を比較する面積率を考える。それぞれの指標を以下のように定義する。面積率では，目視判読の結果を理想的に屋根が認識できた結果であると考え，理想屋根領域として定義し，理想屋根領域に対する画像処理で抽出された面積の割合を求める。

$$\text{的中率} = \text{適切に認識できた画素数} / \text{全体の画素数} \quad \cdots(1)$$

$$\text{面積率} = \text{抽出された画素数} / \text{屋根領域の画素数} \quad \cdots(2)$$

以上の方法により，8 箇所のテストエリアで精度の検証を行なった。検証結果の概要を表 1 に示す。的中率は平均で 82.7%，面積率は平均で 99.6%であった。精度に多少のばらつきがあるものの，概ね安定した精度で認識が行なえており，面積については 100%前後とほぼ実際の面積に近い値が得られていることを確認した。

表 1 8 テストエリアにおける分類精度

	最高(最大)値	最低(最小)値	平均値
的中率[%]	86.3	74.4	82.7
面積率[%]	108.3	83.9	99.6

日野市・小金井市におけるポテンシャルの推定

開発した手法を用いて，日野市および小金井市の空中写真画像を解析した。解析の結果，導入対象箇所として認識された部分を緑で示した画像を，図 4 および図 5 に示す。

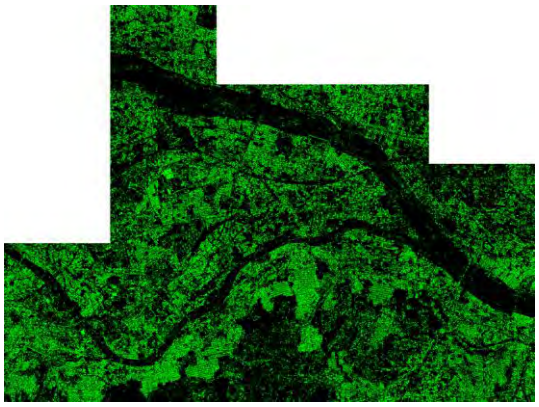


図 4 日野市周辺の解析結果

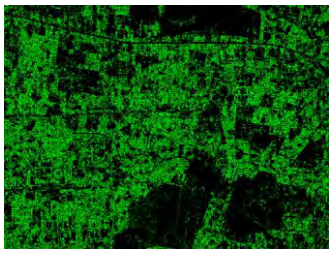


図 5 小金井市周辺の解析結果

解析の結果，日野市では約 4.69km^2，小金井市では約 2.21km^2 の領域が住宅屋根として抽出された。抽出された面積に対して，屋根の傾斜や方位，導入制約条件などを考慮し，いくつかの導入パターンを作成して，導入可能容量の推定を行なった。また，日射量データ（METPV-2）を用いて年間の発電可能量の推定も行なった。現実的な導入パターンで試算した結果，導入可能容量は日野市 459 MW，小金井市 216 MW であり，年間発電可能量は日野市 468 GWh，小金井市 220 GWh となった。

まとめ

本研究では，空中写真を解析することにより太陽光発電システムの設置対象となる建物屋根を認識し，その屋根面積から太陽光発電システムの導入可能量を推定する方法を提案した。精度検証により，導入対象面積の分布を安定した精度で把握することができ，導入可能面積の推定が可能であることを示した。提案した手法を用いて，日野市および小金井市の太陽光発電システムのポテンシャルを推定した。

参考文献

[1] NEDO 技術開発機構，「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会報告書」，2004

[2] S. Taguchi，K. Kurokawa，「PV Resource Survey for Urban Areas by means of Aerial Photographs” 20th EUPVSEC」， Barcelona，Spain，2005

パワーICによるPWMインバータの開発

林　健太郎（M2）

1. はじめに

新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）により策定された太陽光発電ロードマップ「PV2030」では，2030年に100GWの太陽光発電導入を目標としている。

この導入目標を目指すには，モジュールの生産性およびインバータの生産性を上げることが望まれている。この課題への取り組みとして，既存の量産されたパワーICをPVシステム用インバータへ適用させた，「共用化」による量産技術の構築が求められる。

そこで本研究では，「PVシステム用インバータのコストダウンおよび量産化への要素技術開発」に向け，オーディオ分野で開発された「Class-Dオーディオ・アンプ用パワーIC」に着目したインバータの開発を行った。

本研究の成果として， PVシステム用インバータの生産性向上に，本来の利用用途とは異なったオーディオ用パワーICを流用し，提案した回路の動作試験の結果より，その有効性を確認した。

2. Class-Dオーディオ用パワーIC

Class-D オーディオ用パワーIC の候補として「TDA7490：STMicroelectronics [4]」を本研究にて取り上げた。このパワーICは2つのハーフ・ブリッジを持つステレオ駆動用そして，モノラルBTL駆動用のAll-in-one型のICであり，主にプリアンプ，制御用OPアンプ，PWMパワーステージから構成される。プリアンプ部は，2.5 倍のゲインを持ち，入力信号を増幅する役割を持つ。また，制御用OPアンプは，PWMパワーステージ出力からの電圧負帰還用として内蔵されている。これは，オーディオ・アンプとして，電源電圧変動や，ノイズに対する改善用として備えられた回路である。また PWM パワーステージでは，ブートストラップ方式の各ゲート駆動回路によりMOS-FETのハーフ・ブリッジをそれぞれ駆動する構造である。

一方，このICのアプリケーション回路，特に，上記で述べた負帰還（電圧フィードバック）を電流フィードバック型の連系用インバータへ転換させるには回路構成の変換が必要となる。そこで連系用インバータに向けたアプリケーション回路を提案した（Fig. 1）。電流指令には，連系点電圧（v_C）を固定ゲイン K にて検出したものを基準波形とし，電流指令量（V_{icon}）の掛け合わせにより電流指令値とした。そして，v_C とインバータ出力電流（i_O）を同相に制御することより，力率1の制御を行った。

この回路の試験用に用いた試作回路基板をFig. 2に，各パラメータをTable Iに示す。

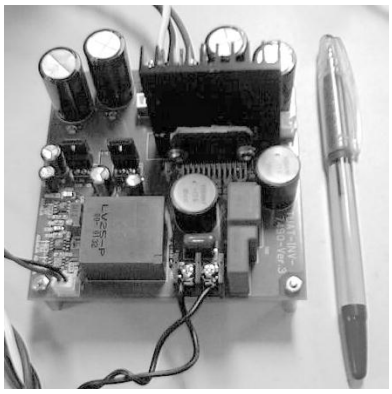


Fig. 2.　Printed circuit board (PCB). Scale:

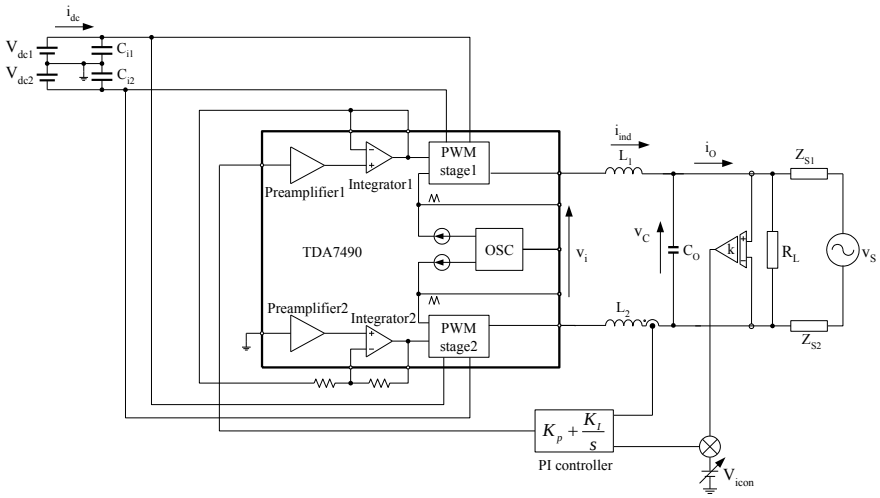


Fig. 1.　Circuit configuration

TABLE I
SYSTEM PARAMETERS

Parameter	Value
L_1, L_2	31 μH
C_O	1 μF
R_L	15.6 Ω
v_S	14.26 V
Z_{S1}, Z_{S2}	51 mΩ + 2 μH
V_{dc1}, V_{dc2}	22 V
C_{i1}, C_{i2}	2200 μF

3. Class-D オーディオ用パワーIC を用いた試作ボードの系統連系試験

Fig. 2 に示した試作回路ボードの系統連系試験を行った。系統側には，パワーIC の出力電圧（耐圧）にあわせた模擬系統として，4 象限バイポーラ電源（KIKUSUI:PBX40-10，出力インピーダンス Z_{OUT}= 0 [Ω]）およびファンクションジェネレータ（KENWOOD: FG273A）を使用した。

Fig. 3 に 30W 出力時の定常状態における v_Cおよび i_O波形を，Fig. 4 に V_{icon}をステップ状に変化させたときの v_Cおよび i_Oの波形を示す。

Fig. 3 および Fig. 4 から，定常状態，過渡特性においては，安定した動作をしていることが確認できる。また，Fig. 5 には，出力 2.75W～29.47W までの力率および電力変換効率の測定結果を示す。測定器は電力測定器（YOKOGAWA : PZ4000）を使用した。測定結果より，最大効率は 76.6%（力率 0.9828，20.06W 出力時），最大力率は 0.9882（効率 73.9%，29.47W 出力時）であった。

4.まとめ

本研究では，系統連系インバータの生産性の向上へ向け，既存の Class-D オーディオ用パワーIC を使用した系統連系インバータを提案した。試験結果より，系統連系状態における提案した回路の安定した動作が確認できた。

また，最大効率が 76.6%であることや，出力耐圧の面で課題はあるものの，利用用途の異なるデバイスを転用するといった有効は示された。

今後は，パワーIC の主回路部に SiC 等の低内部抵抗のスイッチング・デバイスが導入され，効率，耐圧および小型化の面で改良されることが望まれる。そして，以上のパワーIC の登場により，PV 用インバータの生産性の向上に貢献することが大いに期待される。

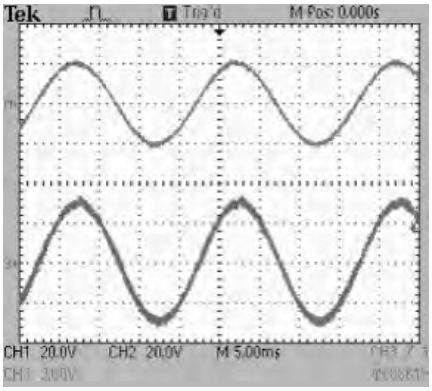


Fig. 3. Capacitor voltage (v_C) and inverter output current (i_O) in steady-state condition. Time base: 5 ms/div., math channel: capacitor voltage 20 V/div., channel 3: inverter output

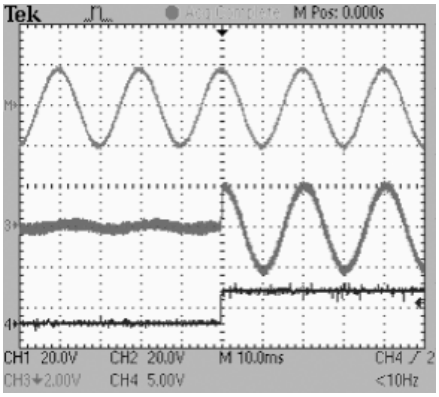


Fig. 4. Observed waveforms in circuit experiments (Time base: 10 ms/div., math channel: capacitor voltage (v_C) 20 V/div., channel 3: inverter output current (i_O) 2 A/div., channel 4: current regulation level (V_{icon}) 5 V/div.

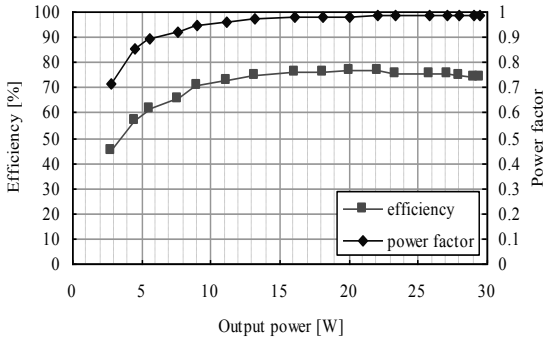


Fig. 5. Measured power factor and power conversion efficiency of the class-D audio IC in the grid-connected condition.

【参考文献】

[1] 黒川浩助「太陽光発電システム設計ガイドブック」
[2] 電気学会 高性能高機能パワーデバイス・パワーIC 調査専門委員会 編「パワーデバイス・パワーIC ハンドブック」コロナ社
[3] 本田潤「D級/ディジタル・アンプの設計と製作」CQ 出版社
[4] STMicroelectronics. “TDA7490 25W + 25W STEREO CLASS-D AMPLIFIER 50W MONO IN BTL,” Product review Dec. 1999

気象観測網を用いた日射量推定方法

四日市　淳平（M2）

１．研究背景

現在の世界の全エネルギー消費量の約 8000 倍に相当する豊富な太陽光エネルギーを直接電気に変換する太陽光発電（PV）は，開発と導入が全世界で積極的に進められている。2000 年末までの世界の PV の累積導入量は，約 71 万 kW に達しており，特に最近数年間の増加が著しい。日本は 1999 年から米国を抜いて世界最大の太陽電池生産国であり，2001 年の生産量は 17.9 万 kW と，世界の太陽電池の牽引役を果たしている。さらに 2010 年の日本の導入目標は 482 万 kW と，現在より 1 桁以上上回る量が上げられている。EU，アメリカでも同程度の導入目標を定めており，太陽光発電はまさに本格的な普及と国際競争の入り口に立っている。今後は，マーケット拡大のための導入量の根拠や，大量普及に向けた長期信頼性など，PV システムの出力管理に性能評価が必要不可欠になってくると考えられる。

２．研究目的

本研究室では，PV システムの評価方法として，SV（Sophisticated Verification）法を提案している。この手法をより信頼性の高い，実用性に富んだ評価法として現実のものとしていくことが期待されている。SV 法とは，PV システムの 4 つの計測データから 8 つの発電損失を分離し，性能低下要因を明らかにする評価手法であり，定義式から基本的な性能パラメータを求めるだけであった従来までの評価方法とは大きく異なり，システムの性能把握のみならず，システム改良や将来の最適設計へのアプローチとしても応用可能である。しかし，実際に利用するには，4 つの計測データ（システム出力電力量，アレイ出力電力量，水平面日射量，アレイ温度）が必要となり，その中の一つであるシステム出力電力量は比較的容易であるが，他のデータは，計測機器の設置コストなどの点から，推定などで補間するなど対策が必要となる。特に入力データの 1 つである日射量データを計測する場合には，日射計を用いるのが通常であるが，メンテナンスを必要とするため，PV の利点の一つであるメンテナンスフリーという点を無くしてしまう可能性がある。また日射計は非常に高価なものであり，一般家庭においては購入困難であることも，PV 普及の足かせになりかねない。そこで本研究室では，気象庁が現在日射量の計測を行っている地上気象官署や，日照時間を計測している AMeDAS サイトのデータを利用して，PV 設置場所での日射量推定を行い日射計測無しでの評価手法を提案してきた。1 ヶ月積算ベースでの簡易評価を可能にしてきたが，SV 法利用には，1 時間値で推定が求められており，時間ごとの AMeDAS における日照時間からの日射量の推定精度には，まだ多くの問題が残されている。

３．日射量の地域性

舘野において月積算日射量の推定精度の確認は行われたが，日本各地における精度確認は行われていない。舘野を含めた日本各地の 14 地点の気象官署のデータを利用して推定精度を確認した。精度検証は 1997 年から 2003 年までのデータを使った。その結果を表 1 に示した。表には，各地点において算出した実測値と推定値の月積算値の相対誤差の標準偏差と平均値を示した。

表から分かるように，標準偏差は全体的にほぼ同じ値である。しかし，平均値は基準である G と比較すると全体的にマイナス側にでている。

この現象を調査するために日積算日射量を用いて，同日照時間あたりの晴天指数を比較した。その結果を同じく表 1 に示した。これより日射量の地域性があることが分かった。

表 1：日本各地の相対誤差の標準偏差及び平均値，また，同日照率における晴天指数の平均値

Site Name	Standard Deviation	Mean	Average Clearness Index	Number of data (Clearness Index)
A	5.304	–7.747	0.702	103
B	3.882	–11.493	0.71	118
C	4.265	–8.881	0.708	79
D	3.39	–7.184	0.717	126
E	4.91	–3.059	0.679	105
F	2.545	–6.935	0.718	192
G	***2.357***	***–0.59***	***0.665***	***140***
H	4.029	–5.92	0.692	111
I	2.58	–5.318	0.702	317
J	2.977	–2.83	0.683	114
K	2.38	–4.339	0.684	147
L	2.428	–5.671	0.702	207
M	3.134	–8.253	0.698	120
N	3.455	–8.328	0.679	60

４．日射量推定法の補正

日射量の推定法は日照時間より推定する。日照時間とは直達日射量が地上で観測されている時間である。日照がある場合，大気外日射量と実測日射量との相関から日射量を推定する。そのため日照率が高い日は比較的精度がよいとされている。しかし，この比は推定モデルのパラメータは舘野で同定されている。そのため日射量の地域性

により，舘野（サイト G）のパラメータからずれると推定値に誤差が生じる。そこでこの誤差を補正する方法を提案する。1 ヶ月間のデータを使い，推定式におけるこの比を補正する。これにより日照率の高い日において精度が向上すると考えられる。補正方法の手順を以下に示す。

- 1 ヶ月間で 1 時間あたりの日照時間が 1.0 の時の水平面日射量と大気外水平面日射量のデータを使い，その関係を最小自乗法により 1 次の単回帰式として求める。
- 得られたパラメータを推定モデルに反映させる。ここでは気温などの要素を考慮していないため，求めた単回帰式をそのまま 1 時間あたりの日照時間が 1.0 の時推定式とする。
- 今回は日照時間が 0.1 の時の水平面日射量と大気外水平面日射量のデータを用いて，同様に最小自乗法により 1 次の単回帰式を求め日照時間 0.1 の時の日射量推定式を算出する。
- 算出した日照時間 0.1 の時の推定値と日照時間 1 の時の推定値を使って日照時間 0.1 以上 1.0 以下の時の日射量の推定を行う。
- 日照時間が 0 の時の推定式は特に変更は行っていない。

５．補正法の有効性の確認

5.1　気象官署における推定精度の確認

図 1 に補正前後の推定日射量と実測日射量との相対誤差を示す。この図では特に日照率の高い場合の補正の有効性を検証した。この結果は日日照率 0.6 以上の日の日射量を月ごとに積算した日射量を比較した。補正前では相対誤差の標準偏差，平均値ともにばらばらであり推定精度はよいとはいえない。しかし，補正後は全体的に標準偏差，平均値共に一定になり推定誤差が小さくなっていることが分かる。この結果から補正を行うことにより，地域的な日射の特性をうまく補正できており，推定モデルの全国的な有効性が示せた。

5.2　PV サイトにおける推定精度の確認

実際に推定モデルを用いる場合は最寄りの AMeDAS のデータから PV サイトの日射量を推定する。補正により日射量の地域性を考慮したことによる PV サイトでの日射量の推定精度の検証を行った。検証には AIST/JET によって行われた 100 件モニタリングで計測されたデータを用いた。推定日射量と計測日射量の相対誤差の分布図を図 2 に示す。検証期間は 2000 年 4 月から 2001 年 3 月までの 1 年間のデータを用いた。図より補正後は相対誤差が約±5％の精度で推定されたことが確認できた。

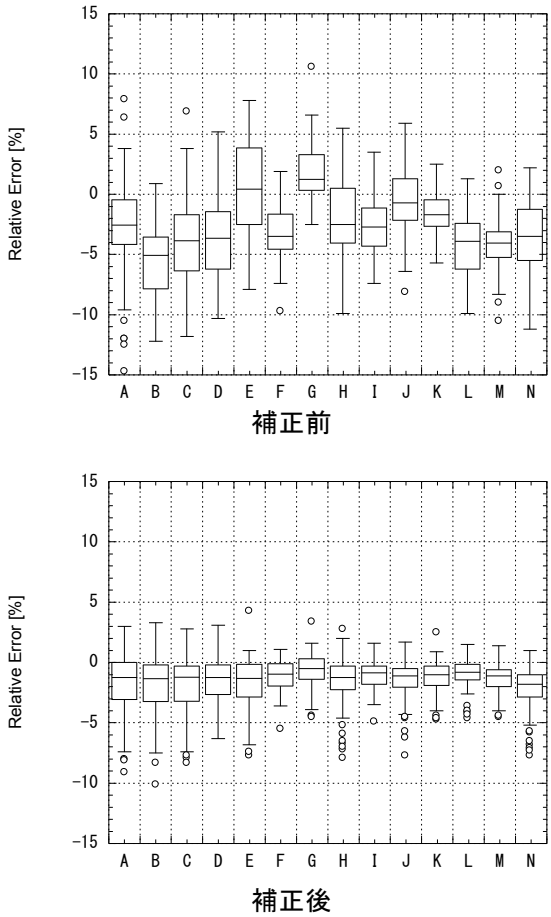


図 1：高日照時における補正前後の各地の月積算値の実測値と推定値との相対誤差（G が舘野）（データ区間：1996 年から 2003 年）

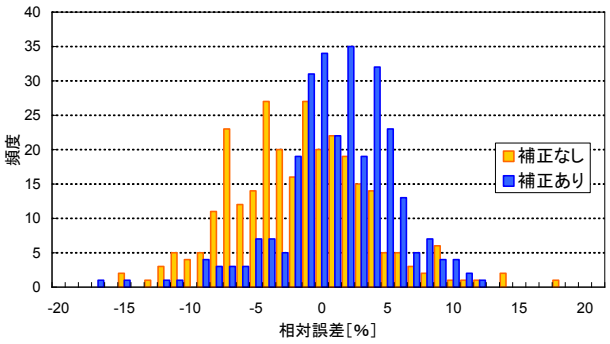


図 2：推定日射量とフィールドテストによって計測された日射量の相対誤差の分布図

６．まとめ

日射量には地域性があり，固定されたパラメータでは推定誤差が生じてしまう。そこで，1 ヶ月単位で実測の日射量を用いた補正法を提案した。補正法により，AMeDAS 地点における推定精度は向上し，さらにそれを用いることにより PV サイトへ補完した場合でも約±5％の精度で推定できることが確認できた。これにより SV 法による PV システム評価の道が広がったと考える。

太陽電池の新性能評価法の開発

津野　裕紀（M2）

1 緒言

様々な気象条件下で太陽電池の出力を評価するためには,太陽電池に入射する光のスペクトルや照度が太陽電池の特性に及ぼす影響を調べることが必要である。Si 太陽電池については、国際的な規格もあり、評価法はほぼ確立されているが、多接合太陽電池などのいわゆる新型太陽電池は分光感度の異なる太陽電池が内部で直列接続された構造であるため,入射光のスペクトルや照度が太陽電池の特性に与える影響は,単接合太陽電池に比べ複雑である[1]。又、太陽電池の出力測定には、世界的に標準試験状態を使用しているが、様々な特性を持つ新型太陽電池が市場に出回り始めている現在、この値のみで太陽電池の性能を評価することは適切ではなくなりつつある。このことから、全ての種類の太陽電池を包括的に評価するための方法の確立が望まれている。　本研究の目的は,多接合太陽電池の高精度性能評価法の確立と、太陽電池標準モード出力評価方法の検討である。今までに、多接合太陽電池の要素セル I-V 特性分離法の開発、年間を通した太陽光のスペクトルの変化の解析、I-V 特性の温度・照度補正法の開発を行った。

2 多接合太陽電池の要素セル I-V 特性分離法[2][3][4]

多接合太陽電池は、単接合太陽電池に比べ、入射光の分光放射照度による特性の変化が複雑である。本研究で開発した要素セル I-V 特性分離法により、照度、分光放射照度の異なる条件で測定した 4 つの I-V 特性を用いて要素セルの I-V 特性を算出することにより様々な条件での多接合太陽電池の I-V 特性の算出を可能にした。図 1 は要素セル I-V 特性分離法により算出した I-V 特性を実験結果を比較したものである。又、図2に照射光の照度、分光放射照度による太陽電池特性の変化を解析した結果を示す。

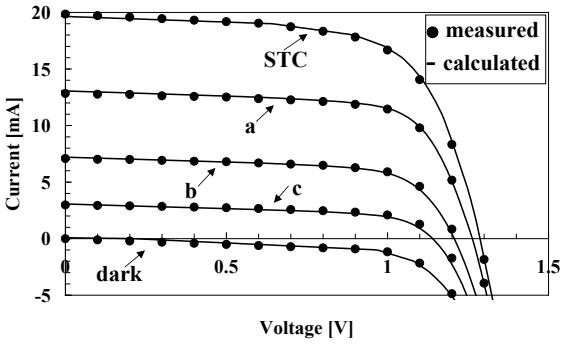


Fig.1　Experimental (circles) and calculated (lines) I-V curves of the devises at different spectral conditions.

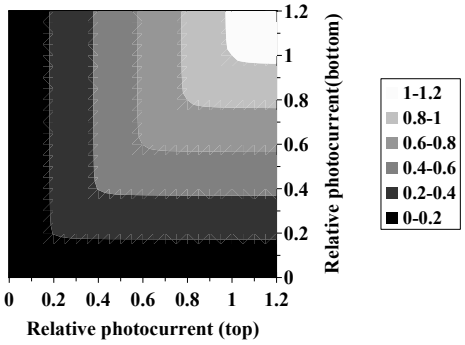
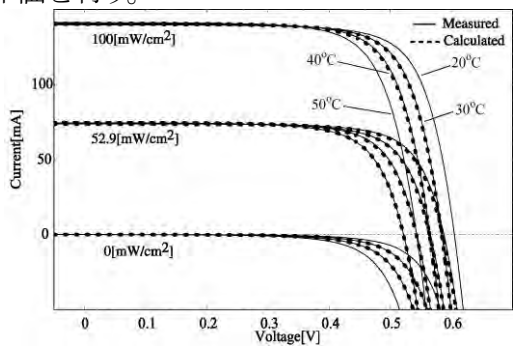


Fig. 2Contour plot of the calculated I_{sc} of the devise, plotted versus the photocurrent of the top and bottom cells. The photocurrent is normalized to the values under STC.

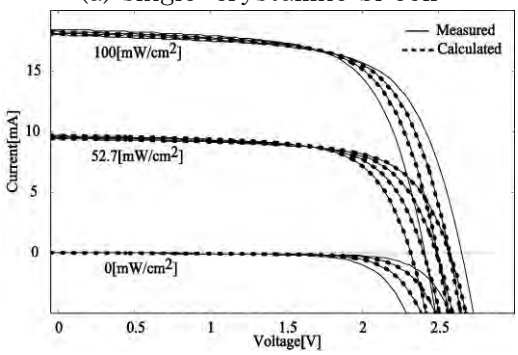
3 I-V 特性の温度・照度補正法[5][6]

現状の I-V 特性の温度・照度補正法として、最も一般的なものは、国際規格 IEC 60891 である。しかし、この規格では、適用できる太陽電池は Si 系のみであり、また照度、温度の適用範囲も限られているため、太陽電池標準モード出力評価に適さない。そのため、新たに温度・照度補正法を開発した。この方法は、“I-V 特性は、暗電流と、照度に比例した光電流の和で表される”事と、“太陽電池の出力電圧一定電流値において温度に比例する”事の二つの仮定から、4 つの異なる照度、温度で測定された I-V 特性を用いて、求める条件での I-V 特性を算出するものである。図 3 に c-Si, poly-cSi, a-Si, a-Si/thinfilm s-Si の 4 種類の

太陽電池を用いて、実験値と比較した結果を示す。太陽電池の一般的な特性を示す短絡電流、開放電圧、最大電力、曲線因子を比較したところ、誤差は±0.6%以内であったことから、提案手法の妥当性が確認された。今後は、実環境で測定された太陽電池の I-V 特性と比較することで、太陽電池モジュールにも適用可能であることを証明し、太陽電池標準モード出力評価を行う。



(a) single-crystalline Si cell



(c) amorphous Si cell

Fig3 Measured (lines) and calculated (dotted lines) I-V curves of various kinds of solar cells.

4 太陽光の分光放射照度の解析

太陽光の分光放射照度は、大気中の水蒸気、CO_2 など、様々な要因により変化する。一般に、太陽光の分光放射照度が太陽電池の出力に及ぼす影響はわずかなものであるといわれているが、年間を通した分光放射照度を解析することにより、太陽電池標準モード出力評価に役立てることが可能になる。そのためには、分光放射照度を 250nm～2500nm まで連続して測定する必要があるのだが、現状の測定器では 350nm～1050nm であるため、Si 系には適用できるものの、感度波長の広い CIS などに適用できない。そこで、現在使用されている分光放射照度計の計測データから 1050nm 以降のスペクトルを推定する方法を開発した。実測との比較の結果、晴天時は良く一致したものの、曇天時は 1150nm 以降は一致度が悪いことが分った。今後は曇天時の算出精度向上に努める。

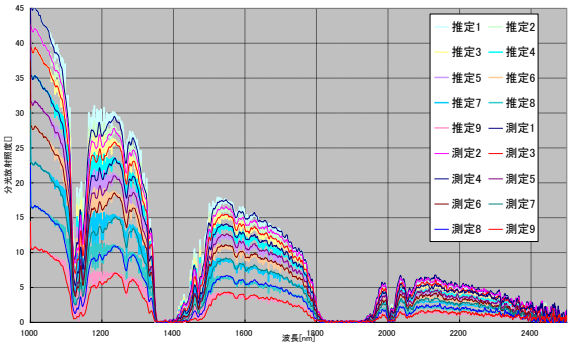


Fig4 晴天時の分光放射照度の実測値と算出値の比較

6 参考文献

[1] R. Adelhelm, K. Bucher, Solar Energy Materials and Solar cells 50 (1998) pp185-195

[2]津野、菱川、黒川 “多接合太陽電池における各要素セルの I-V 特性の分離法の検討” 応用物理学会、2004.09.01-04

[3] 津野、菱川、黒川 “多接合太陽電池における各要素セルの I-V 特性の分離法の検討” 太陽/風力エネルギー講演論文集 2004 年

[4]Y.Tsuno, Y.Hishikawa, K.Kurokawa ”Seperation of The I-V curve of Each Component Cell of Multi-Junction Solar Cells” 31st IEEE PVSEC, Orland Florida, 2005.1.3-7

[5] Y.Tsuno, Y.Hishikawa, K.Kurokawa “Temperature and Irradiance Dependence of the I-V Curves of Various kinds of Solar Cells” 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15

[6] 津野、菱川、黒川 “内挿補間を用いた各種太陽電池 I-V 特性の温度・照度補正法” 太陽/風力エネルギー共同研究会 2005.10.20-21

波長離散型 LED ソーラシミュレータの基礎実験

小柳　淳（M1）

1.研究背景・目的

研究開発による成果の評価や価格決定のために，太陽電池の出力を測定することは非常に重要である。現在はキセノンランプ等を光源としたソーラシミュレータ（以下，ランプ型 SS と称す）により基準太陽光を模擬し測定を行っているが，測定に使われる膨大な電力やランプの寿命の短さ等による測定コストの問題，太陽光とランプとのスペクトル分布の誤差等の問題がある。本研究では，発光効率が高く，長寿命，省エネルギーな発光ダイオード（LED）を光源として作成したソーラシミュレータ（以下，LED-SS と称す）で，低コストかつ精度良く単結晶 Si 太陽電池セルの出力を評価することを目的とする。

2. 測定精度の検証

単色 LED の発光特性を輝線スペクトルとみなし，単色 LED のピーク波長における分光感度を測定することは可能である。

半導体の少数キャリア連続の方程式を解くことによって，ある波長の光が照射されたときの太陽電池セルの n 層，空乏層，p 層において発生する光電流が導出される。各層で発生する光電流にとって強い相関性のある波長を求め，この波長に近いピーク波長を持った LED（青・赤・赤外）を用い特徴的な離散分光感度点を測定し，この離散点に対して光電流の式をフィッティングさせることにより，分光感度を推定する。この分光感度と基準太陽光放射照度分布を積算することにより，標準状態（AM1.5，100[mW/cm^2]）における太陽電池の短絡電流が求まる。

計測器ごとに積算値が異なるため，LED の出力を正確に測定することが非常に重要である。分解能の高い分光器による測定データを用いることで，10[%]前後短絡電流値をランプ型 SS での測定値に近づいた。

太陽電池に LED 光を照射することで，２つの異なる照度において IV 特性を測定し，得た IV 特性を先に求めた短絡電流値へ外挿直線補間することにより，基準状態での IV 特性が求められる。これまでの白色 LED による測定では基準太陽光の約 1/70 の放射照度しか得られず，２つの IV カーブの照度差が小さかった。今回，全 LED を用い約 1/10 の放射照度で測定し，さらに暗電流を用いることで照度差を広げ，改善した短絡電流値へ外挿直線補間を行った。LED 光を１つの照度に固定できるため，温度および照度を安定した測定が行える。結果を図１に，これまでと比較した図を図２に示す。

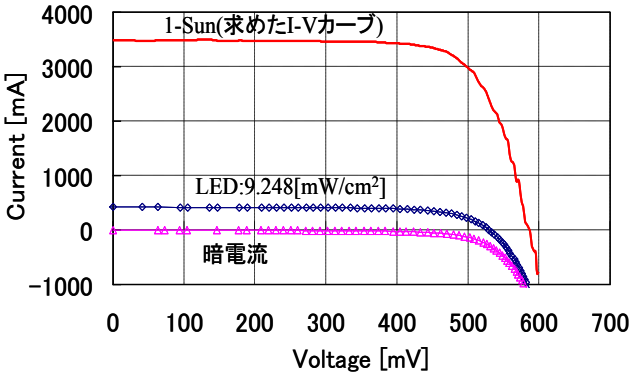


図１　用いた2つの IV カーブおよび求めた IV カーブ

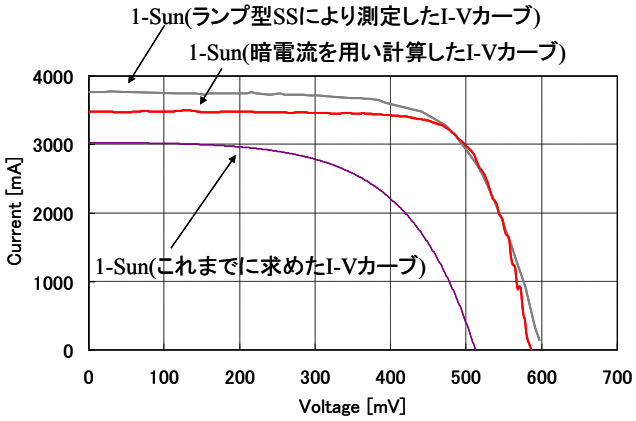


図２　求めた IV カーブの比較

3. 今後の取り組み

ランプ型 SS による IV カーブに比べ短絡電流側でズレが残るため，直列抵抗分など外挿における直線補間法の改善を行いズレを低減し，最終的な目標であるモジュールの測定に繋げる。また，LED 光の半値幅の影響，温度によるピーク波長のずれを反映し，分光感度推定の精度をさらに向上させていく予定である。

デュアルセンサ型日射計の開発

平田　啓二（M1）

1. 研究背景と目的

太陽光発電システムの発電量推定や評価などを行う上で，地表面に入射してくる日射データは非常に重要な要素の一つとなる。実際の計測には精密日射計が一般的に用いられている。しかしながら，精密日射計は高価であることや，屋外暴露による感度劣化の問題などがある。その代替法として，安価で安定した感度を持つ，シリコン(Si)フォトダイオードを用いた簡易型日射計(以後，Si 日射計)が考えられる。しかし，センサ部の Si の分光感度が波長に対して一定でないために，スペクトル誤差を生じ，正確な日射強度が把握出来ているとは言えない。そのため，これらの問題点を解決した高精度な新型日射計の開発が求められている。

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 フォトダイオードなどの半導体素子を 2 種類用いることで，Si 日射計の弱点であるスペクトル誤差を解決し，より高精度な計測が可能となるデュアルセンサ型日射計(以後，Dual 日射計)の開発を目的としている。しかし，日射の屋外計測においては，各フォトダイオードの出力にスペクトル誤差と角度特性が共存しているため，Dual 日射計のスペクトル誤差の評価を正確に行うことができない。そこで，本稿では，分光放射強度から各フォトダイオードの出力を推定したデータを用いることで，各日射計が持つ角度特性を取り除き，それぞれのスペクトル誤差のみを算出する方法とその結果を報告する。

2. デュアルセンサ型日射計

2.1 概要

図 1 は，Si フォトダイオード，GaAsP フォトダイオード，InGaAs フォトダイオードの相対分光感度及び，基準太陽光スペクトルと同じレベルの日射強度 1[kW/m²]になるよう規格化した快晴と曇天日の分光放射強度である。

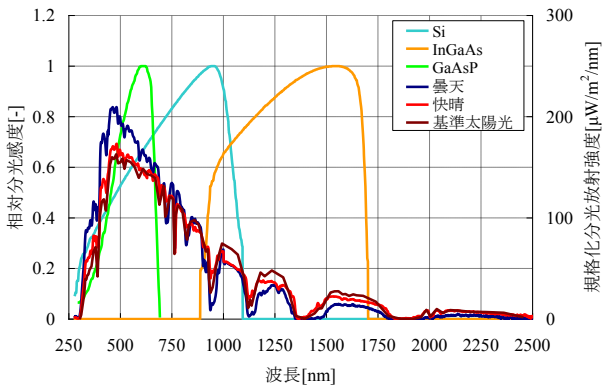


図 1：各センサの相対分光感度と分光放射強度

Dual 日射計は，Si フォトダイオード(分光感度：300nm～1100nm)及び GaAsP フォトダイオード(分光感度：300nm～680nm)で補うことができない日射の長波長域に分光感度をもつ InGaAs フォトダイオード(分光感度：900nm～1700nm)を用いることで，相互のフォトダイオードから得られる出力電圧から正確な日射強度を計測することが期待できる。また，Dual 日射計の組合せとして，“Si+InGaAs”と“GaAsP+InGaAs”の二通りが考えられる。最終的には精度が良い組み合せを採用し，目標の精度は，精密日射計の実測日射強度に対して Dual 日射計の誤差が±0.010[kW/m²]以内にすることである。

2.2 日射強度および感度定数の算出方法

Dual 日射計の日射強度は式（1），（2）により算出する。また，年間を通じて感度定数がより最適な値になるように，最小二乗法により精密日射計との値付けを行い，補正係数 C, C’をそれぞれ算出する。

$$G_{dual} = (2-C)\times K_{Si}\times E_{Si} + R\times K_{InGaAs}\times E_{InGaAs} \qquad (1)$$

$$G'_{dual} = (2-C')\times K_{GaAsP}\times E_{GaAsP} + R'\times K'_{InGaAs}\times E_{InGaAs}) \qquad (2)$$

G_{dual}，G'_{dual}：Dual 日射計の全天日射強度[kW/m²]
E_{Si}，E_{InGaAs}，E_{GaAsP}：各フォトダイオードの出力電圧[mV]
K_{Si}，K_{GaAsP}，K_{InGaAs}：感度定数[kW/m²/mV]
C，C’：補正係数

各フォトダイオードの感度定数は快晴日 1 日の分光放射強度データを用いて，式（3）により，それぞれ決定する[1]。

$$K = \frac{\sum_{\lambda m}^{\lambda n} I_\lambda \Delta\lambda}{E} \qquad (3)$$

K：各フォトダイオードの感度定数[kW/m²/mV]
I_λ：分光放射強度[μW/cm²/nm]
$\Delta\lambda$：分光器の測定波長間隔[nm]
λ_m：各フォトダイオードが担当する波長域の始点の波長
λ_n：各フォトダイオードが担当する波長域の終点の波長

今回の検証の場合，各フォトダイオードの出力電圧は，分光放射強度から式（4），（5），（6）により算出した。そのため，各々の出力電圧には，角度特性の影響による誤差は含まれないと考えられる。

$$E_{Si} = \left(\sum_{\lambda=300}^{1100} I_\lambda \times K_\lambda\right)\times S\times R \qquad (4)$$

$$E_{GaAsP} = \left(\sum_{\lambda=300}^{680} I_\lambda \times K_\lambda \right) \times S \times R \qquad (5)$$

$$E_{InGaAs} = \left(\sum_{\lambda=900}^{1700} I_\lambda \times K_\lambda \right) \times S \times R \qquad (6)$$

E_{Si}，E_{InGaAs}，E_{GaAsP}：各フォトダイオードの出力電圧[mV]
I_λ：分光放射強度[μW/cm²/nm]
S：各フォトダイオードの受光面積[mm²]
K_λ：絶対分光感度[A/W]，R：検出抵抗値[Ω]

3. 各日射計におけるスペクトル誤差の検証

3.1 参照データ

上記の方法を用いて，分光器（MSR-7000/00，オプトリサーチ社）で計測した典型的な快晴日 5 日，曇天日 3 日のデータから，2005/04/06 を検定日と定め，各フォトダイオードの感度定数を決定した。さらに，補正係数を算出し，合計 8 日のデータを式(1)，(2) に適用することで，各日射計の日射強度を算出した。表 1 に各々の感度定数と補正係数を示す。ただし，データとして使用した分光放射強度は，積分値が同時刻に精密日射計（MS-801，EKO）で計測された日射強度と同値になるように補正した。

表 1：各日射計の感度定数と補正係数

			Sensitivity factor	Correction factor
Dual Sensor Pyranometer	Si+InGaAs	Si	0.160	0.999
		InGaAs	0.036	
	GaAsP+InGaAs	GaAsP	0.067	0.835
		InGsAs	0.072	
Single Si Pyranometer			0.222	0.992

3.2 スペクトル誤差の結果と考察

各日射計のスペクトル誤差の評価をするために，式(7)に示す評価指数 RMSE の結果を表 2 と表 3，データとして使用した日射強度の平均値を表 4 にそれぞれ示す。また，Dual 日射計における Si 日射計から改善率を式（8）により算出した。

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} \left(G_{dual} - G \right)^2} \qquad (7)$$

G_{dual}：Dual 日射計の全天日射強度[kW/m²]
G：精密日射計の全天日射強度[kW/m²]
N：データ数

$$IR = \frac{RMSE_{Si} - RMSE_{dual}}{RMSE_{Si}} \times 100 \qquad (8)$$

IR：Si 日射計からの改善率[%]

これらの結果，Dual 日射計の”Si+InGaAs”において，Si 日射計が持つスペクトル誤差を快晴日 5 日では，式（8）により約 49%と改善できていることがわかる。さらに，曇天日 3 日では，約 62%と快晴日よりも大きなスペクトル誤差の改善が見られる。また，表 2 と表 4 の結果から絶対値の誤差を推定してみると，快晴日では約 2.4[W/m²]，曇天日では約 2.1[W/m²]と精密日射計からの誤差が非常に小さいことがわかる。

一方，Dual 日射計の GaAsP+InGaAs においても，Si 日射計からのスペクトル誤差の改善は見られるが，”Si+InGaAs”のような大幅な改善は見られない。これは，波長 680nm～900nm 間に両フォトダイオード共に感度を有していないからであると考えられる。

合計 8 日の RMSE では，“Si+InGaAs”が最小値となっている。言い換えれば，“Si+InGaAs”が最も高精度に太陽光スペクトルを捕らえている。

表 2：快晴日 5 日，曇天日 3 日に適用した時の RMSE[kW/m²]

		Fine days	Cloudy days
Dual Sensor Pyranometer	Si+InGaAs	0.004	0.007
	GaAsP+InGaAs	0.007	0.015
Single Si Pyranometer		0.008	0.019

表 3：合計 8 日に適用した時の RMSE[kW/m²]

		Total days
Dual Sensor Pyranometer	Si+InGaAs	0.005
	GaAsP+InGaAs	0.011
Single Si Pyranometer		0.013

表 4：データとして使用した日射強度の平均値

	Average irradiance
Fine days	0.602
Cloudy days	0.291
Total days	0.488

4. まとめ

日射計が持つ角度特性を取り除くために，分光器で計測した分光放射強度を使用することで，各日射計のスペクトル誤差のみの精度検証を行った。その結果，Dual 日射計の”Si+InGaAs”において，天候に関係なく，Si 日射計よりも精度が向上した。特に，曇天日においては，Si 日射計が持つスペクトル誤差を約 62%改善することができた。これは，Si 日射計が持つ問題点[2]に対して Dual 日射計を用いることで，改善できることを示めた。

5. 今後の展望

”GaAsP+InGaAs”における精度低下の要因を明らかにする。同時に，より実用的な構成をした Dual 日射計を用いて，屋外で試験を行い，各日射計の諸特性を含めた総合的な性能評価を行う。

参考文献

[1] K.Hirata, K.Kurokawa, Y.Miyake, T.Kato and K.Nakamura, ”Development of a Reliable, Long Life Pyranometer Compsed of Multiple photo sensors”, Proceeding of the 15th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, pp.832-833, October 2005.

[2] Y.Inoue, K.Kurokawa, Y.Miyake, T.Kato and K.Nakamura, ”Development of a dual sensor type pyranometer”, T.IEE Japan, pp.567-568

PV インバータ系統機能超縮小模擬試験装置の開発

中村　祐介（M1）

1. 研究背景と目的

近年，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，さらなるシミュレータの大型化が予想される。

そこで本研究は，シミュレータを電子回路で構成することにより，大きさやコスト，拡張性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。

2. 研究内容

提案したシミュレータの構成を図 1 に示す。提案し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 の片端に実規模の PV インバータが接続される構成とする。

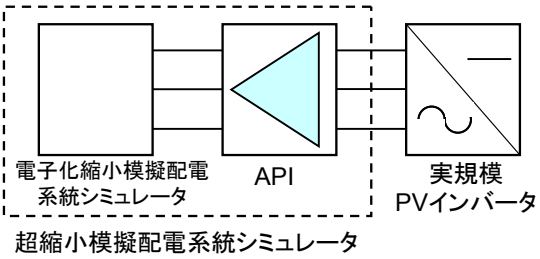


図1. 超縮小模擬配電系統シミュレータの基本構成

2.1 API の構成

API とは Active Power interface を示し，電力レベルの異なる機器を等価的に接続することが可能になる。API のブロック図を図 2 に示す。

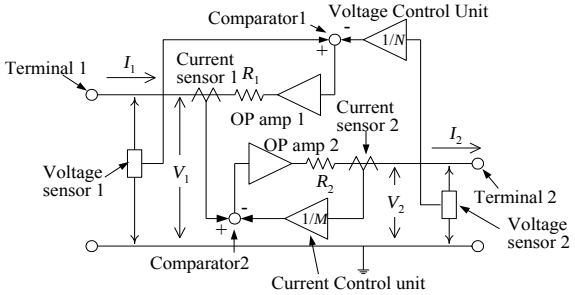


図2. APIのブロック図

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，電圧とする。

2-2. 電子回路で構成されたインダクタンス

本試験装置は，変圧器，線路インピーダンス，負荷など構成要素はすべて電子回路で構成される。そのうち，インダクタンスは磁気飽和現象やヒステリシス特性があるため，特性が複雑である。そこで，本試験装置は負荷などのインダクタンスを電子回路で構成することで，理想的な特性を実現した。

その手法として一般化インピーダンス変換回路（Generalized Impedance Converter: GIC）を採用した。この手法は OP アンプと抵抗，コンデンサで構成され，少ない部品点数で構成できるというメリットがある。図 3(a)，(b)にインダクタンスの図とそれに対応する回路図を示す。図 3(b)中の R_5 がインダクタンスとして動作し，図 3(a)に示すインダクタンス L と等価になる。

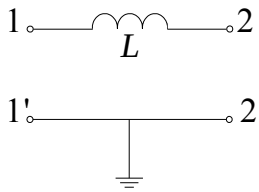


図 3. (a)インダクタンス

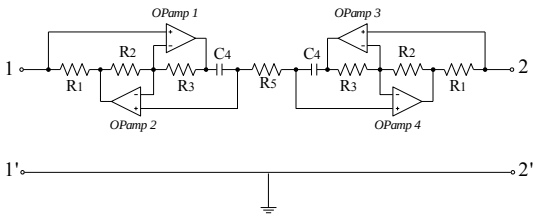


図 3(b). GIC 回路によるインダクタンス

2-3. 超縮小模擬配電系統シミュレータの構成

作成する電子化縮小模擬配電系統シミュレータのモデルは，日本における平均的な配電線の線路定数等のデータを使用し，配電用変圧器から低圧需要家までをモデル化した。また，想定される地域としては，住宅地区のみに着目した。ただし，変電所からは複数のフィーダが引き出されているが一本のみに着目した配電線モデルとした。2 つのモデルを考案し，同一の装置で両方のモデルを試験する。モデル図を図 4 に示す。

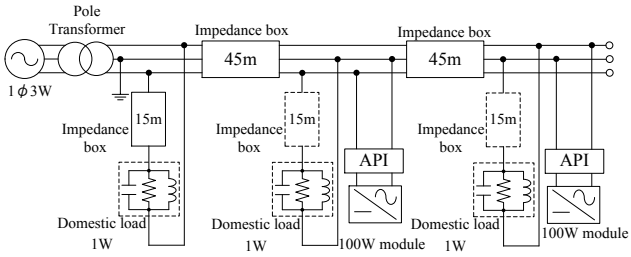


図 4. 超縮小模擬配電系統シミュレータのモデル

モデル 1

想定するモデルは，柱上変圧器以下の低圧需要家であり，30[kVA]の柱上変圧器を 10[VA]に縮小し，電圧を単相 3 線式 100/200[V]から 5/10[V]に縮小する。配電用変圧器と高圧配電線のインピーダンスについては，柱上変圧器の 1 次側にまとめて配置する。本モデルは 1 台の柱上変圧器以下を模擬したモデルである。

モデル 2

30[kVA]の柱上変圧器を 0.5[VA]に縮小し，電圧を単相 3 線式 100/200[V]から 5/10[V]に縮小する。配電用変圧器と高圧配電線のインピーダンスについては，柱上変圧器の 1 次側にまとめて配置する。本モデルは高圧配電線 1 フィーダに連系している低圧需要家のうち，約 1 割に当たる低圧需要家の負荷および PV システムを一つにまとめたモデルである。

3. 実験

API の基本特性

API の特性を確認するため，API の電圧比を 1/20，電流比を 1/10 に設定して実験を行った。

実験回路を図 5 に示す。試験に用いたインバータは海外製 AC モジュールインバータで，海外製のため出力電圧が 230V である。しかし API の入力耐圧が 100V であるため，変圧器によって 100V に降圧して API に入力した。インバータ直流入力は太陽電池模擬電源を用い，最大 80W の I-V カーブを描いた。また，API の縮小比を 1/200(電圧比 1/20，電流比 1/10)とし，インバータの出力電力が 1/200 となって電子回路で構成された超縮小配電系統に送られる。電力系統模擬電源は単相 2 線式 5V，50Hz に設定した。負荷は 1W の抵抗分のみとした。

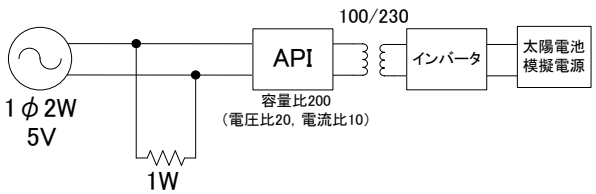


図 5. API 基本特性試験

実験結果を図 6(a)，(b)に示す。図 6(a)は API 両端の電圧波形である。API 入力電圧が 1/20 になって出力されているのがわかる。入出力波形に対し，サンプリング毎の比を取ったところ，平均は 19.75 であった。したがって，電圧はほぼ設定値通りに縮小されていることが確認された。

また，図 6(b)は API の入出力電流波形である。API 入力電流が，1/10 になって出力されていることがわかる。入出力波形に対し，サンプリング毎の比を取ったところ，平均は 10.07 であった。したがって電流もほぼ設定値通りに縮小されていることが確認された。

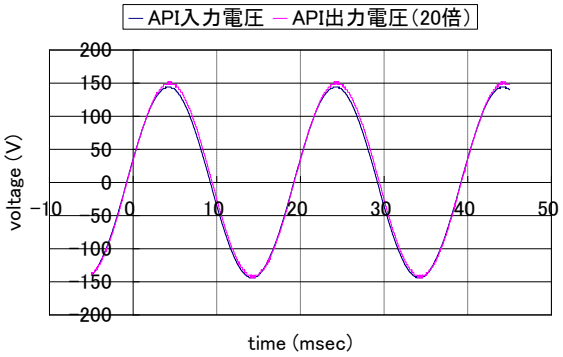


図 6(a) API 両端の電圧波形
(出力側波形は 20 倍で表示)

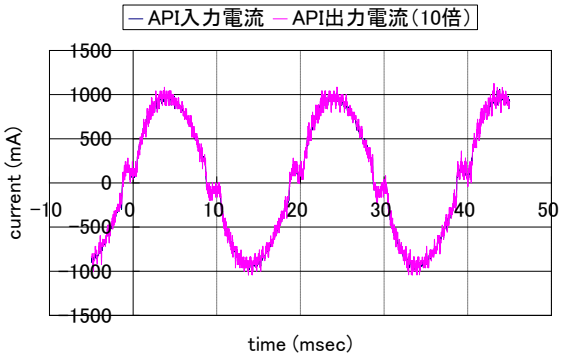


図 6(b) API 両端の入出力波形
(出力電流波形は 10 倍で表示)

4. まとめと今後

PV インバータの試験装置を電子回路で構成することを提案した。試験装置は，電力変換装置である API を用いることで，実規模の PV インバータと電子回路で構成された試験装置を等価的に接続できる。そして実験によって，API の基本特性を試験し，電圧，電流を任意の縮小比に縮小できることを確認した。

今後，本試験装置を用いて PV インバータの単独運転検出機能の試験を行う。同様の試験を，本研究室にある既存の試験装置でも行い，試験結果の比較を行う。また，PV インバータを複数台接続した並列試験を行い，同様の比較を行う。

PV インバータのデジタル制御機能に関する研究

瀬尾　祐介（M1）

１．背景

2004 年 5 月，日本は，国内に総量 100GW の PV システムの導入を目指す“PV2030”というロードマップを定めた。このロードマップによると，2030 年における日本国内のマーケットは年産 10GW から 20GW になると予想されており，生産ラインによる大量生産の必要性がある[1]。また，現在は制御機能の拡張などに自由度のあるデジタル制御のインバータが増えている。これには主にマイコンが使用されているが，波形制御などの高速制御をするにはアナログ制御に近い応答性があることが望ましい。

本研究では，既に量産化されており，内部回路をソフトウェア的に設計できるハードウェアである FPGA を用いた PV インバータのデジタルコントローラの開発を行う。

２．FPGA

Field Programmable Gate Array の略称であり，内部回路を自由に書き換えることのできるハードウェアである。内部回路は論理回路の組み合わせで構成され，専門のプログラミング言語によって作成することができる。内部はデジタル回路で構成されるため，非常に高速な演算が可能である。また，条件選択やデータテーブルの格納なども可能であり，並列処理や複雑な制御が可能である。

3. センサ型とデータ型

（1）センサ型

図 1 にセンサ型のブロック図を示す。センサ型は電流指令波形を外部から AD コンバータによって取り込むタイプである。内部では P 制御, PWM 発生を行なう。この方式では，よりアナログ的な制御が可能であり応答性にも優れている。しかし，外部波形に歪やノイズがあるとそのまま出力波形に影響を及ぼす欠点もある。

（2）データ型

図 2 にデータ型のブロック図を示す。データ型は電流指令波形をデータとして FPGA 内部に格納しておくタイプである。外部から位相情報をもった同期信号を取り込み，内部にて同期制御を行なう。常に内部のデータを基準とした出力を行なうため，外部からの信号の歪などの影響は全く受けることが無い。しかし，同期制御において，1 サイクル前の位相情報を適用しているため，常に 1 サイクル遅れの応答となる。

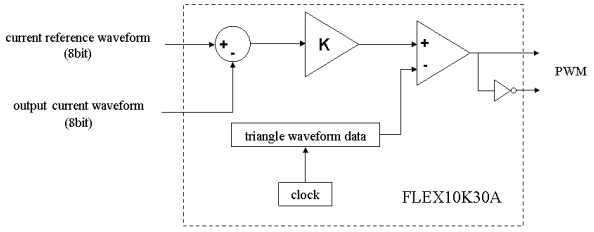


図 1　センサ型ブロック図

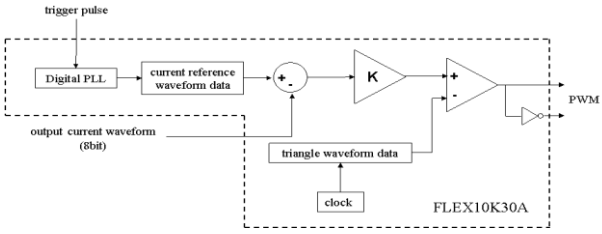


図 2　データ型ブロック図

4. FPGA コントローラを含む回路設計

（1）電流フィードバック制御

図 3 に実験の概要図を示す。Io はインバータの出力電流，Vref は電流指令値を示している。実験における回路内の各パラメータを Table Ⅰに示す。このときの AD コンバータのサンプリング周波数は，20kH z である。

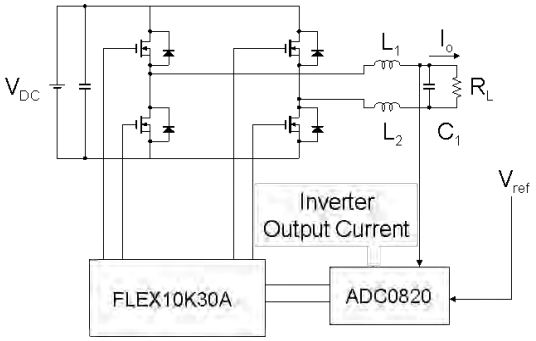


図 3　回路構成

（2）系統連系制御

図 4 に実験概要図を示す。この実験では系統連系制御の動作確認を行なうための実験であったので， AC バイポーラ電源を用いて系統を模擬した。また，系統電圧波形 V g を電流指令波形 Vref として使用するために OP アンプにてレベルダウンしている。この縮小率は可変抵抗によって変えることが出来る。各回路パラメータは表 1 と同様である。

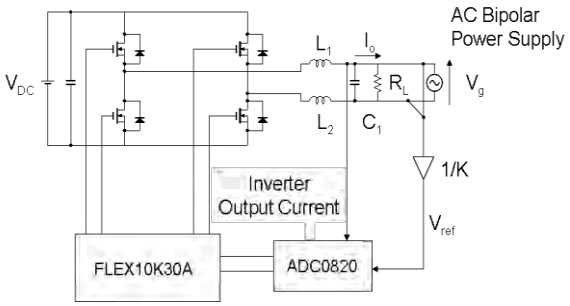


図 4　回路構成

表 1
回路パラメータ

V_{DC}　20V	R_L　10Ω
L_1, L_2　438 μH	C_1　3 μF
Currier frequency 50kHz	FPGA　FLEX10K30A
MOS-FET IRF634	AD Converter ADC0820

5. 実験結果

（1）電流フィードバック制御

図 5，図 6 に実験結果を示す。図 4 はセンサ型における出力電流，図 5 はデータ型における出力電流の応答を示している。両図共に上の波形が電流指令波形，下の波形が出力電流波形となっている。結果よりセンサ型，データ型共に電流指令波形に同期した電流が出力されているのが分かる。

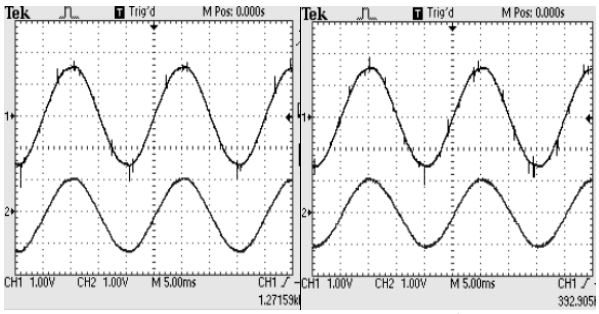


図 5　センサ型　　図 6　データ型
（定常状態）

次に，図 7，図 8 にセンサ型，データ型の過渡状態における出力電流を示す。図 7 のセンサ方においては，電流指令波形をそのまま出力に反映させるため，非常に高速な応答となっている。一方，図 8 は周波数を計測するために 1 サイクル遅れての応答となっている。応答後は両者とも安定した動作が確認できた。

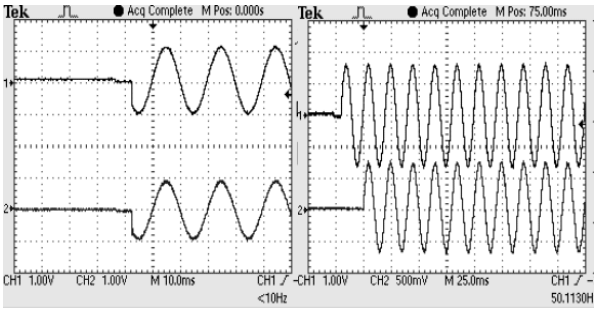


図 7　センサ型　　図 8　データ型
（過渡状態）

（2）系統連系制御

図 9 に系統連系時における各波形を示している。ここでは，センサ型を使用した。出力電流波形は系統電圧波形および電流指令波形にしっかりと追従した状態であり，系統連系時の電流制御が行なえていることが確認できた。

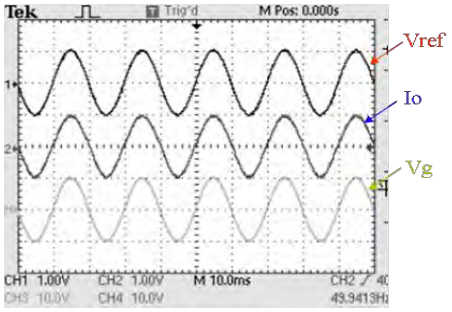


図 9　系統連系制御における出力電流波形

6. まとめ

自作インバータ回路と FPGA デジタルコントローラを用いてセンサ型，データ型の 2 方式における電流制御が実現でき，その安定性が確認できた。また，センサ型における系統連系制御においても安定した電流制御が行なえることを確認した。今後は，データ型での系統連系制御や MPPT 制御などの上位制御を搭載したコントローラの作製を目指す。

【参考文献】

[1] K. Kurokawa, ”Mass Production Scale of PV Modules and Components in 2030s and beyond,” *in Proc. 15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference(PVSEC-15).*,Shanghai, 2005, pp272-274.

本研究は新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の革新次世代太陽光発電システム研究開発，自律度向上型太陽光発電システム先導研究開発の一環として実施されています。

マトリックスコンバータの電力系統への適用

鎌倉　輝男（M1）

1. 研究背景

日本における「PV2030 ロードマップ」において定義される PV 導入量に向けて，太陽光発電システムの導入が進められている。一方，変動の大きい太陽光発電の総量の増加により系統への負担が増加し，導入量には限界があると考えられる。この問題に対し，太陽光発電が大量に導入された系統を外部系統から独立し，系統を内部で完結することにより解決を図る自律度向上型太陽光発電システム（Autonomy-Enhanced PV Cluster）が提案されている（1)。AE-PVC では，基本的に電力の潮流は内部コミュニティで完結し，外部系統から独立することから，コミュニティ内部は外部系統と同期させる必要はない。AE-PVC のイメージを Fig.1 に示す。需要家での太陽光発電（PV）で発電され，需要家内で消費されなかった電力はコミュニティ内部で逆潮流され，AC 蓄電デバイスに蓄電される。AC 蓄電デバイスにより，内部系統は PV の発電がないときであっても電力が供給され，常に電圧，周波数が固定される。また，コミュニティ同士の電力を融通しあう場合は，周波数が異なることも考えられる。長期にわたる日射不足，季節変動などにより電力が不足する事態も考えられる。そのような比較的低速な変動に対し，外部系統からあらかじめ決められただけの電力の供給を行う必要がある。

このとき，内部コミュニティと外部系統は非同期，場合によっては異周波なため，AE-PVC では制御された電力を供給するための系統用ルータ機器が提案されている。提案される系統用ルータ機器は非同期かつ異周波での有効，無効電力潮流制御を行わなくてはならない。

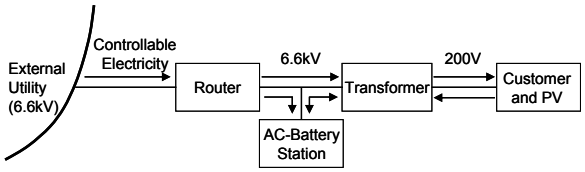


Fig.1 Figure image of AE-PVC

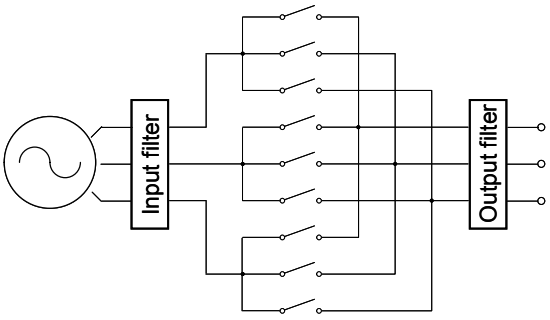


Fig.2 Matrix converter circuit

2. 系統用ルータ機器

このような機能を持つ機器は，パワーエレクトロニクスによる BTB（Back-to-Back）方式とマトリックスコンバータ方式が考えられる。

BTB 方式は，中間部に直流リンクコンデンサが必要となる。これに対し，マトリックスコンバータ方式は直流コンデンサを省略することができるため，機器の小型化，長寿命化の面から有利である。通常、マトリックスコンバータはモータ用であるが、以上の特徴からここではルータへの適用を提案する。マトリックスコンバータの回路図を Fig.2 に示す。また，逆耐圧を持つ素子を用いることにより，スイッチデバイスの損失低減も見込める。以上の点から，筆者らは系統用ルータ機器にマトリックスコンバータを適用することを提案する。

3. 系統用ルータ機器の制御

3.1 マトリックスコンバータの制御

マトリックスコンバータの制御方式の一つに仮想 AC/DC/AC 方式がある。この方式では，マトリックスコンバータを仮想的に電流形コンバータと電圧形インバータに分離し，それぞれ独立に制御する。仮想方式での制御ブロックを Fig.3 に示す。そのため，BTB 方式などにおいて知られる制御方式を流用することができる。本研究では，マトリックスコンバータを用いた系統用ルータ機器の制御法として仮想 AC/DC/AC 方式を使用する。

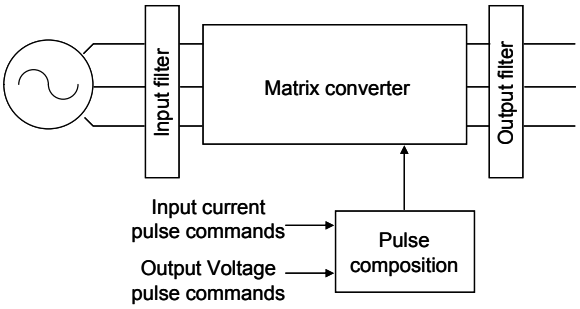


Fig.3 Configuration of matrix converter based on virtual AC/DC/AC method

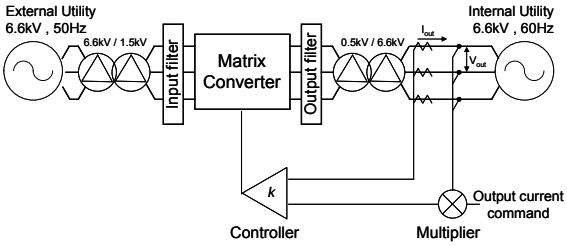


Fig.4 System configuration

3.2 系統用ルータ機器の制御

AE-PVC において提案されるイメージに対するシミュレーション回路図を Fig.4 に示す。Fig.2 に示される一般的なマトリックスコンバータは，出力側に負荷が接続される。これに対し，ルータは出力側に電圧が固定されたコミュニティが接続される。そのため，系統内部の電圧をセンスし，その情報に従って電流を流し出す必要がある。この点において，ルータ機器の制御法は一般的なマトリックスコンバータと異なる。AC 蓄電デバイスにより電圧を固定されているコミュニティ内部は，三相電圧源とおく。このとき，ルータはコミュニティ内部の位相，周波数情報に応じて外部系統から電流を起こり込む必要がある。本シミュレーションでは，いくつかのコミュニティが導入された状態での異周波連系を仮定する。そのため，外部 50Hz，内部 60Hz とする。

4. シミュレーション結果

コミュニティ内部に対して，力率 1 で出力電流 I_{out}=35A rms の供給を行った。シミュレーション結果を Fig.5 に示す。Fig.5 より，ルータが外部系統と内部コミュニティが異周波の場合において，コミュニティに対し力率 1 で 35A を供給していることが確認される。

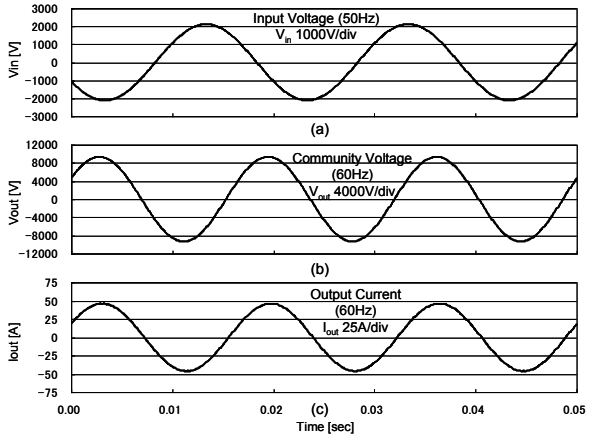


Fig.5 waveforms of utility voltage and power line router output current

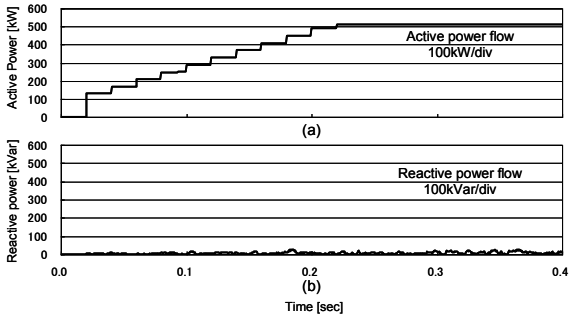


Fig.6 Independent control of active and reactive power flow

Fig.6 に 0 から 0.2 秒において有効電力指令を 0 から 500kW に変化し，無効電力指令を 0kVar に固定した場合でのシミュレーション結果を示す。結果より，無効電力を 0kVar に固定したまま電力潮流を応答性良く行うことが確認できる。

5 結論

この結果から，ルータ機器にマトリックスコンバータを適用することが可能であることが証明された。今後は内部コミュニティについてさらに複雑なシミュレーションを行う予定である。

6 謝辞

この研究は，新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO)による受託研究， AE-PVC の一部として実施されております。NEDO 及び，手伝ってくださった全ての方達に感謝いたします。

参考文献

[1] 黒川 浩助　太陽光発電の面展開—概念的考察—　学術月報 2006 Vol.59 No.2

新型太陽電池の特性検証研究

佐藤　祐輔（B4）

1.　研究背景と目的

近年、温暖化などの環境問題が注目される中、クリーンエネルギーとして太陽光発電の普及が期待されている。現在、一般に普及している Si 系太陽電池以外にも、様々な新型太陽電池が開発されている。新型太陽電池は、低コスト・材料の少量化・製造エネルギーの減少などの特徴で普及が期待されている一方、規格・評価技術が整っていない。また、世界的に屋内における測定法以外にも、気象条件により様々に変化する屋外における太陽電池の評価指標(=Energy Rating)を確立する動きが活発になっている。そこで本研究の目的としては、実際に太陽電池モジュールを設置し、屋外特性から最大出力電力 Pm を簡易的・汎用的に推測することである。

2.　実験設備

東京農工大工学部 3 号館の屋上に計 7 枚の太陽電池モジュールを設置し、AM5:00～PM18:00 までほぼ同タイミングで、1 分毎に I-V カーブ・傾斜面日射強度・モジュール温度を測定している。本研究では 7 枚のモジュールの中から、単結晶 Si・多結晶 Si・CIGS・HIT モジュール Pm 推測を行った。

3.　最大出力電力 Pm 推測方法と結果

3.3.1　Pm 推測方法と推測式

最大出力電力 Pm は、(3.1)式で表わされるように開放電圧 Voc・短絡電流 Isc・曲線因子 FF の積で得られる。本研究では、Voc・Isc・FF を別々に推測し掛け合わせることで Pm の推測を行う。入力としては、初期測定を除けば日射強度 G とモジュール温度 T のみである。Voc・Isc・FF の推測式を下記(3.2)~(3.4)式に示す。

$$P_m = V_{OC} * I_{SC} * FF \qquad (3.1)$$

$$V_{OC} = V_{OC(STC)} * \{1+\beta*(T-T_{(0)})\} * \{1+\delta*\ln(G/G_{(0)})\} \qquad (3.2)$$

$$I_{SC} = I_{SC(STC)} * G/G_{(0)} \qquad (3.3)$$

$$FF = a + \frac{b*G+c}{\ln(G)} + T*(d+e*G) \qquad (3.4)$$

但し、β:温度係数[%/℃], δ:日射強度依存係数[%],a~e:係数である。

3.3.2　FF 補正項

(3.4)式を用いて FF 推測を行うと、全モジュールで低日射強度時に推測値と実測値の規格化誤差率が大きくなった。原因は(3.4)式では FF の温度係数の日射強度依存が日射強度の 1 次関数で表現されているが、図 1 のように実際は低日射強度時に FF 温度係数が低下することによる。そこで、低日射強度時の補正項を導入した FF 推測式を(3.5)式に示す。

$$FF = a + \frac{b*G+c}{\ln(G)} + T*(d+e*G+\frac{f}{G}) \qquad (3.5)$$

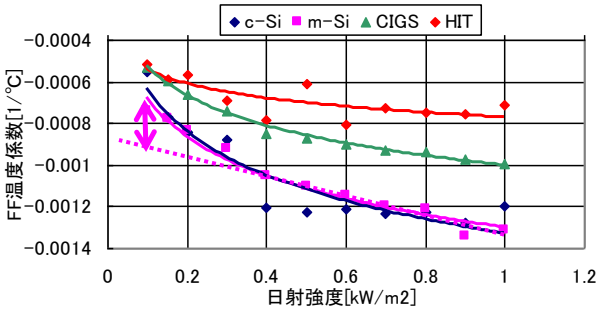


図 1　各モジュールの FF 温度係数日射強度特性

3.3.3　Pm 推測精度検証

推測 Pm の精度検証として、1 分値における相対誤差のヒストグラムを図 2 に、相対誤差の平均値・標準偏差・相関係数を表 1 に示す。　最大出力電力は、全てのモジュールにおいて相対誤差 6[%]以内で推測可能であった。

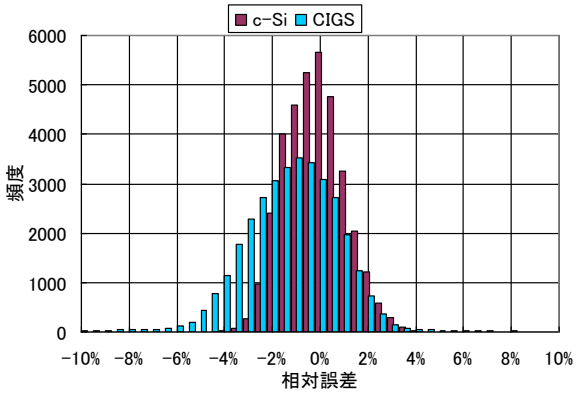


図 2　単結晶 Si,CIGS;Pm ヒストグラム

表 1　Pm 推測精度比較

モジュール	平均値	標準偏差	相関係数
c-Si	-0.906%	2.103%	0.997
CIGS	-1.462%	2.055%	0.997

4.　まとめ

本研究において、新型太陽電池と言える CIGS・HIT モジュールを含めた 4 種類の太陽電池モジュールで、出力電力 Pm を相対誤差 6[%]以内で推測可能であることを示した

太陽光発電アレイシミュレーションに関する研究

徳山　相賢（B4）

1.研究背景・目的

近年，太陽光発電システムの設置数の急速な伸びにともなって，さまざまな方位角，傾斜角が混在するシステムが登場するようになってきた。このようなアレイをもつシステムでは、発電量の厳密な推定が難しく，設計時に必ずしも最適な設置面や配線を選択しているとは限らない場合も多い。本研究では，多面アレイを想定したシミュレーションソフトを開発し，容易で利用しやすくすることにより，システム設計に役立てていくことが目的である。

2.アレイシミュレーション

アレイのストリング構成を任意に設定できるようにし，ユーザインターフェースを向上させた４面対応のアレイシミュレーションツールを開発した。シミュレーションのおおまかな流れを図１に示す。

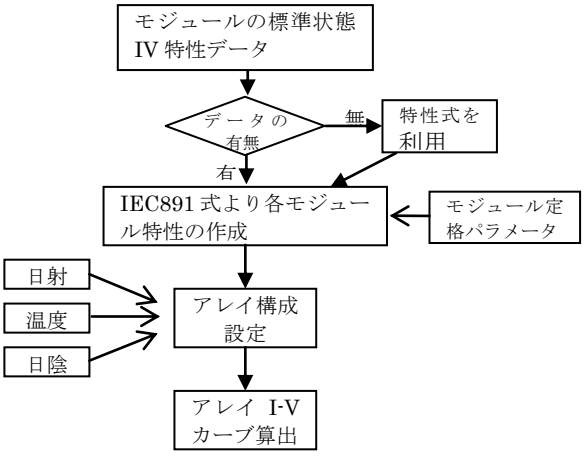


図１．アレイシミュレーションまでの流れ

①モジュール設定

第１ステップとして、PV モジュールの設定がある。PV アレイを構成するモジュールの詳細なデータが必要となるが、太陽電池モジュールデータベースを利用し、これらの情報を簡単に取り込むこともできる。

②アレイ構成

第２ステップは、PV アレイの設定である。ここでアレイ傾斜角、接続状態などを設定する。

③各種データファイル

モジュール１枚ごとの日射強度データと日陰率データ，温度データのファイルを用意し，外部から取り込めるようにした。

④出力

アレイの I-V カーブの出力画面の例を図２に示す。この画面は４直列４並列のアレイに対し，任意の日射・温度・日陰率のデータを入力した場合の出力画面である。PV モジュールは（株）SANYO のモジュール AMP-1815(表 1)を用いた。

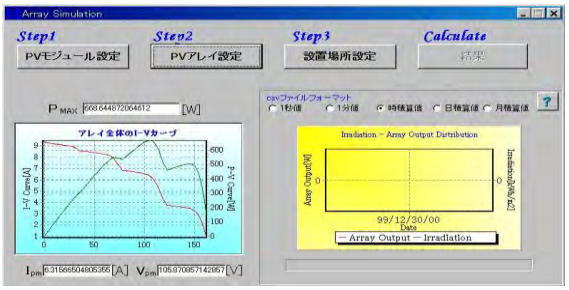


図２．出力画面

表 1．AMP-1815 の仕様

最大出力電圧	最大出力電流	開放電圧	短絡電流
34.7[V]	2.8[A]	42.3[V]	3.1[A]

3.ユーザインターフェース

このツールのほかに日陰解析ツールや SV 法データベースなどの機能が一つのソフトウェアにまとめられた，統合シミュレーションソフトウェアが本研究室にて開発されてきた。今回は統合シミュレーションソフトウェアがより容易に利用できるよう，ヘルプを中心とした機能を盛り込んだ。

図３．ヘルプ画面例

4.まとめ

PV アレイの構成を任意に設定し，アレイの出力を求めることができた。また，ソフトウェアの操作性を向上させることができた。今後の課題としては，写真測量による日陰解析ソフトとの統合を行い，より一層に実用性を高めることである。

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

浜野　祐貴（B4）

1.はじめに

近年，世界の経済成長に伴いエネルギー需要はますます増加を続けており，このまま増加を続けた場合，近い将来化石燃料など世界の一次エネルギーが枯渇してしまうのは明らかであり，新たなエネルギー源の開発は早急に行う必要がある。また，化石燃料には地球温暖化などの環境問題も付きまとう。そこで持続可能なエネルギーとして特に注目されているのが，発電時に二酸化炭素を排出しない太陽光発電システムである。しかし太陽光はエネルギー密度が低いため，大規模な太陽光発電システムを建設するためには広大な面積と豊富な日射量を必要とする。この条件を満たすと考えられるのが広大な未利用地が広がる砂漠である。

2.研究目的

砂漠などに太陽光発電システムを設置する場合，砂漠にも山や川はあり，人も住んでいる場合もあるので，砂漠だからといってどこにでも設置できるわけではない。しかし面積が広大なため，現地へ行って調査するのも現実的ではない。そこで，衛星画像を利用したリモートセンシングにより，砂漠などの未利用地から太陽光発電システムの設置に適した場所を選定し，資源量を推定することが本研究の目的である。

3.研究内容

太陽光発電システムの設置場所の最適地として，本研究では「平坦で安定した未利用地」を太陽光発電システムの設置場所の最適地と定義する。

太陽光発電システム設置の最適地を解析するための解析手法は，植生指標値を算出して植生の低い場所を選定し，またエッジ検出により山岳地帯や砂丘地帯を分類する。そして最尤法という分類手法に基づき地表面被覆分類を行い，これらを統合して太陽光発電システムを設置するための最適地を抽出する。

4.研究結果

4.1.これまでの問題点

これまでの解析方法では，図１に示すように衛星画像の境界で適地推定結果が大きく食い違うことが数多くあった。これは，雲などの輝度がとても高い画素を多く含む画像では，解析の前に行う画像の濃度補整の段階でうまく補整できていないためだった。

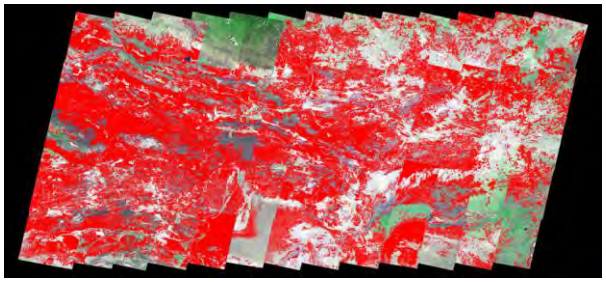


図１　これまでの適地解析結果

4.2.雲あり画像の濃度補整

これまでの濃度補整の問題を解決するための濃度補整方法について検討した。画素数が全体の 0.05%を超えた時点でクリップし補整した。しかし，この方法では画像毎に濃度補整をしており，画像の輝度分布は地表の土地被覆によって異なるため，依然として画像毎に濃度差が存在する。

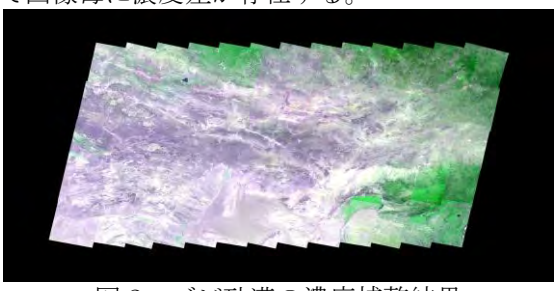


図２　ゴビ砂漠の濃度補整結果

4.3.季節変動を考慮した濃度補整

一般に，複数枚の画像を並べてモザイク画像を作成するときには重複部分のヒストグラムを一致させるように濃度補整を施すことで色調の統一を行うが，本研究で使用している衛星画像は撮影年月日が大きく異なる画像も含まれているため，そのまま適用すると植生の季節変動を無視してしまうことになる。そこで植生変動に対応するために，NOAA-AVHRR によって観測された植生指標値 NDVI を使用して植生指標値を補整した。

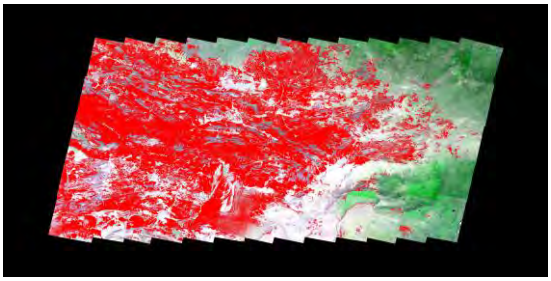


図３　ゴビ砂漠の適地抽出結果

5.結論

適地解析結果が食い違う原因を解明し，解決手法を提案した。画像の境界で解析結果が食い違うことを防ぐために，隣接する画像とヒストグラムを一致させた。その際，多時期の衛星画像を使用しても植生変動を考慮するために植生指標値の補整を行った。今後は，解析アルゴリズムの改善や，塩類集積の土地被覆分類，さらに今回解析したゴビ砂漠だけではなく他の砂漠に対しても解析し，太陽光発電システムのポテンシャル評価を行う予定である。

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

渡辺　優一（B4）

１．研究の背景及び目的

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，複数枚の障害物・アレイ設置場所の写真を撮り，画像変換・三角測量を用いて PV アレイと障害物の位置関係を把握する。この位置関係から，アレイ設置場所にどのような影ができるかを，推定できるソフトを開発する。

２．複数枚画像による測量

写真測量する際に，障害物とアレイ設置場所の両方を同一の写真内に写しこむのは困難なことである。そこで，別々に写真を撮り，三角測量法を用いて写真測量を行なう。(図 1)そして，図 2 に示すように原点を統一し，同じ座標系にすることで，障害物とアレイ設置場所の相対的位置関係を把握する。

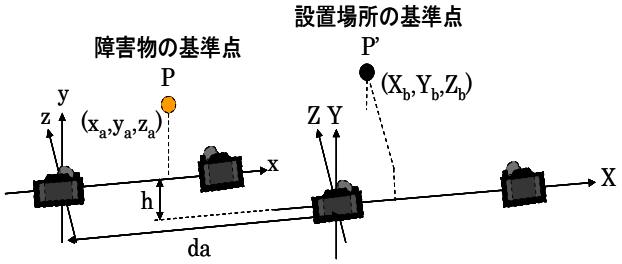


図１　測量概要図

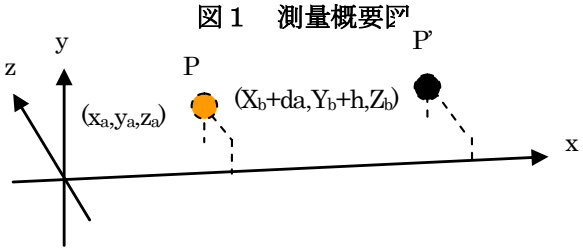


図２　座標統一図

３．影の可視化

光源・障害物・アレイ設置場所の位置関係から，障害物がアレイ設置場所に作る影の位置を，取り込んだ写真上に表示する。この表示方法としては，世界座標で影の座標を算出し，それを画面座標に変換する。

４．実験

実験Ｉ：模擬障害物と模擬設置場所を用意し，室内で影の可視化をおこなった。その際に，人為的な誤差を入れてどのようなズレが生じるかも検証した。

実験Ⅱ：改良点を加えたソフトを使用し，写真測量・影推定を行なった。そのときの誤差を検証した。

５．実験の考察・結果

実験Ｉ：取り込んだ画像に，影を可視化することに成功した。影を表示すると図３のようになる。しかし，実際に影ができる位置から，推定した影の位置はズレてしまっている。これは人為的誤差の影響は少なく，測量の誤差から生じていると考えられる。

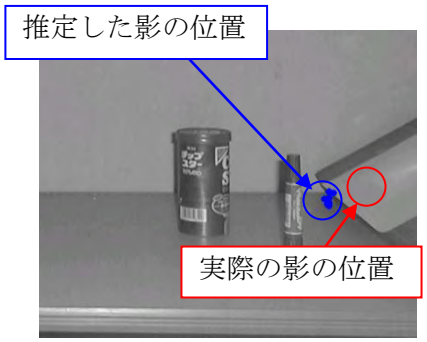


図３　影の可視化

実験Ⅱ：改良したソフトで影推定をおこなった結果，x,z 座標は誤差 4%以内であるが，y 座標の誤差は最大 27%とかなり大きい。これは，y 座標のスケールが小さいため，多少のズレが大きく影響しているためであると考えられる。

６．まとめ

① 複数枚の写真を使用することで，障害物と設置場所が離れている状況においても，お互いの位置関係を把握することができた。しかし，カメラをある軸上で移動しなければいけないという制限と，測量精度を改善しなければならないという課題がある。

② 位置関係を把握できたことで，影の推定をおこない，取り込んだ画像に影を可視化することができた。これによって，より影の位置がわかりやすくなった。しかし，実際に影のできる位置からずれが生じてしまっている。このズレを改善するために，測量精度の改善をしなければならないという課題がある。

パワーコンディショナの単独運転検出機能に関する研究

宮本 和典（B4）

1. はじめに

昨年二月に京都議定書が発効され，地球温暖化の原因となる二酸化炭素排出量削減が早急に求められている．この問題に対する一つの答えとして，発電時に二酸化炭素を排出せずクリーンな電力として期待されているのが太陽光発電システムである．

太陽光発電システムに欠かせない電力変換装置であるパワーコンディショナは，系統と連系するための保護機能を具備している．しかし負荷として回転機が接続された場合に，単独運転を検出することが困難であることが指摘されている．

本研究では，パワーコンディショナに負荷として接続された回転機の挙動を解析することによって，単独運転検出装置に与える影響を評価し，電動機の標準モデル作成に寄与できると考える．

2. 単独運転とは

単独運転とは，商用電源から切り離された電力系統内において，発電設備の運転によって生じる電力供給のみだけで当該系統に電気が通じている状態のことを指す．このような状態では，公衆や作業員の感電，系統に接続されている機器の損傷，消防活動の妨害，事故の拡大や復旧の遅れが発生する恐れがある．[(1)] このため「系統連系技術要件ガイドライン」では，保護継電器等を用いて単独運転を検出し，発電設備を系統から解列できるような単独運転防止策をとることを原則としている．[(2)]

3. 研究概要

同一配電線内に負荷として回転機が存在する場合に，パワーコンディショナが単独運転現象を検出しにくいという知見[(3)(4)]がある．そこで本研究では，回転機負荷として広く用いられているグラインダ（単相誘導電動機・砥石研削機）を，系統と解列後の挙動について電気回路理論にあてはめ一般化することを目標としている．

図 1 のような実験回路を構成し，グラインダの残留電圧とその周波数変化を計測した．また回転子の回転数変化も計測した．

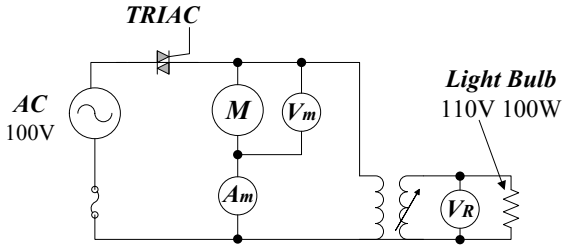


図 1　実験回路図

4. 実験結果

図 2 に 645W グラインダの残留電圧波形を示す．負荷が重くなるほど残留電圧の周波数は下がる傾向にある．また電源オフ直後に 1～2Hz 程度減少し，その後は徐々に減衰することがわかる．

一方で回転子の回転数は電源オフ直後から滑らかに減少することがわかった．

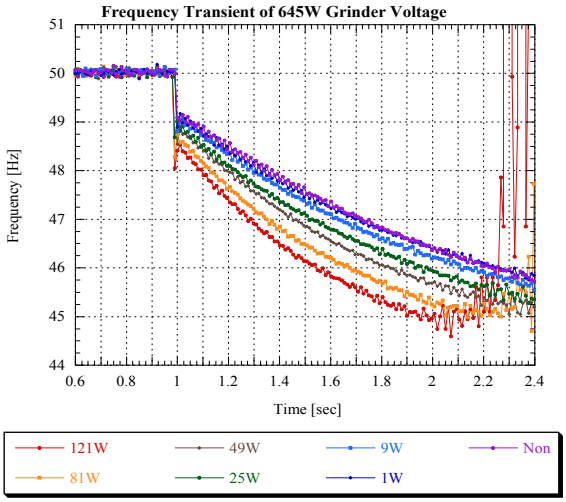


図 2　645W グラインダの残留電圧周波数変化

5. まとめ

前述のように回転機負荷がグラインダの場合では，固定子残留電圧の周波数と，回転子の回転数の変化が異なることがわかった．これらは固定子を構成する回路内での共振や，回転子の慣性モーメントなどが原因であると考えられる．

今後は今回の実験回路を改善し，より正確な過度現象のデータを得る．そのデータを分析し，残留電圧の負荷状態による減衰や，周波数変化を一般化していきたい．

またすべりや慣性モーメントといった力学的な要因が，電気系にどういった影響を与えるのかを調査したい．

そして得られた特徴を元に回転機を電気回路に置き換えることを検討し，様々な単独運転検出のアルゴリズムを具備するパワーコンディショナの単独運転検出機能に与える，回転機の影響を明確にしていきたい．

文献

(1) 分散型電源系統連系技術指針 JEAG9701-2001, 社団法人 日本電気協会，オーム社，2001.
(2) 解説 電力系統連系技術要件ガイドライン 2003, エネルギーフォーラム偏，2003.
(3) 五十嵐広宣：“単独運転防止試験時の回転機負荷影響について”，平成 17 年度電気学会全国大会，2005.
(4) 五十嵐広宣：“回転機負荷の違いによる単独運転防止装置への影響について”, 平成 17 年度電気学会 B 部門大会，2005

東京農工大学　大学院

電気電子工学講座

黒川浩助　研究室

論文リスト[2000 年～2006 年]

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～2006 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：ＳＶ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.Kurokawai: 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, IEA0CERT 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：ＰＶインバータのディジタル制御～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) 輿石，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ＰＶインバータの動作解析-ＰＶ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ＩＶ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：ＰＶ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) 輿石，黒川，濱田，劉：太陽電池模擬電源による最大電力転追従制御の評価，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.Doi, 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.Nozaki, 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 forIrradiance 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 インバータのディジタル制御，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：ディ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ィジタル 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) 岡田，小林，石川，滝川，黒川：ループコントローラによる系統故障時の区間自立運転のための潮流制御の検討，電気学会全国大会，東北学院大学，2003.3.17-19
(7) 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
(8) 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
(9) 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
(10) 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.
(11) K. Kurokawa, editor.: Energy from the Desert, James & James Ltd., May, 2003(単行本)
(12) 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
(13) T. OOZEKI, T. IZAWA, H. KOIZUMI,K. OTANI, K. KUROKAWA: An evaluation result of PV system field test program for indusry use by means of the SV method, WCPEC-3, Osaka, May 11-18, 2003
(14) 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
(15) S. Kohraku, K. Kurokawa: New methods for solar cell measurement by LED solar simulator, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
(16) 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
(17) K. Takeuchi, H. Koizumi, K. Kurokawa: A new type of scaled-down network simulator composed of power electronics, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
(18) T. Mizuno, Y. Noda, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, H.Kobayashi: The experimental results of islanding detection method for Japanes AC modules, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
(19) 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
(20) 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
(21) A.Adiyabat, K. Kurokawa: An Optimal design and use of solar home system in Mongolia, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
(22) N. Okada, H. Kobayashi, K. Takigawa, M. Ichikawa, K. Kurokawa: Loop power flow controll and volatge characteristics of distribution system for distributed generation including PV system, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
(23) 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
(24) 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
(25) K. Sakakibara M. Ito, K. Kurokawa: A resource analysis on solar photovoltaic generation by a remote sensing approach,, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
(26) 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

(27) 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

(28) 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

(29) 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

(30) 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

(31) 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性解析，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

(32) 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

(33) M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara, K. Kurokawa: An analysis of very Large-scale tracking PV (VLS-PV) sysytems in the world deserts, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6

(34) A. Adiyabat, K. Kurokawa: An optimal design and use of solar home system in Mongolia, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6

(35) K. Kurokawa: The State-of-art in Photovoltaic Research and Development, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6

(36) 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

(37) 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

(38) 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

(39) 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

(40) 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

(41) K. Kurokawa: Very Large-Scale PV (VLS-PV) System: Its background and concept, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6

(42) T. Shimada, K. Kurokawa, T. Yoshioka : Grid-connected Photovoltaic System with Battery, STORE, Aix en Provence, 2003.10.20-21

(43) 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

(44) 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

(45) 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

(46) K. Kurokawa: Considerations on technological standardization in sloar photovoltaics, 1st Renewable Energy Forum in North-East Asia, Nov. 10-11, 2003

(47) 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.

(48) 公楽，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.

(49) 竹内，小泉，黒川：超縮小規模配電系統を用いたＰＶインバータ試験装置の基本原理，日本太陽エネルギー学会，足利工業大学, 2003.11.6-7.

(50) 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.

(51) 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.

(52) 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) 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

(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 Simlator 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 Commnunity 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. Koiumi, 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
(20) 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 B 部門誌, Vol.124, No.3, pp.447-454, 2004.3
(21) K. Kurokawa: The state-of-art of photovoltaics in Asia, 3rd PVTEC Asia Seminar, Kasumigaseki Bldg. Feb. 9, 2004
(22) 黒川：ＰＶ開発の方向性，JPEA 誌「光発電」，No.27，2004.3, p.26-35
(23) 黒川：市民のエネルギー・太陽光発電システム，シロウマサイエンス・セミナー，黒部，2004.4.23.
(24) K. Kurokawa: State-of-art in PV research and development, INRST Seminar, Borji Cedria, Tunis, 4 May 2004.
(25) K. Kurokawa: Future target and recent advances in solar PV system engineering, 1st AIST RC-PV Workshop, 12 May 2004.
(26) K. Kurokawa: Future target and recent advances in solar PV system engineering, 三菱重工諫早工場セミナー, 14 May 2004.
(27) H. Koizumi, K. Kurokawa, S. Mori: Analysis of Class D inverter with irregular driving patterns, IEEE International Symposium on Circuits and Systems 2004 (ISCAS 2004), Vancouver, Canada, 2004.5
(28) K. Kurokawa: PV in Tunisian Sahara, IEA PVPS Task 8 expert meeting, Paris, 6 June 2004
(29) K. Kurokawa, F. Aratani: Perceived technical issues accompanying large PV development and Japanese "PV2030" 19th EU-PVSEC, Paris, 2004.6.7-11
(30) T. Oozeki, H. Koizumi, K. Otani, and K. Kurokawa: IDENTIFING OPERATION STATUSES OF GRID CONNECTED PV SYSTEMS WITH BATTERIES UNDER LIMITED DATA ITEMS - APPLYING THE SV METHOD TO EVALUATE GRID CONNECTED PV SYSTEMS WITH BATTERIES", 19th EU-PVSEC, Paris, 2004.6.7-11
(31) M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara, K. Kurokawa : COMPARATIVE STUDY OF FIXED AND TRACKING SYSTEM OF VERY LARGE-SCALE PV (VLS-PV) SYSTEMS IN THE WORLD DESERTS, 19th EU-PVSEC, Paris, France, 2004.6.7-11
(32) 黒川：サンシャイン計画から 30 年　技術開発と今後の見通し，第 21 回太陽光発電システムシンポジウム，朝日ホール, 2004.6.16～18
(33) K. Kurokawa: PV in Tunisian Sahara, JBIC-Tunisia Seminar, Tokyo, 14 July 2004.
(34) 黒川：太陽光発電システム　－　今後の方向性, 新日本石油本社セミナー, 2004.7.29.
(35) H. Koizumi, K. Kurokawa: Analysis of Class DE inverter with thinned-out driving patterns, 35th IEEE Power Electronics Specialists Conference 2004 (PESC 2004), Aachen, Germany, 2004.6
(36) 岡田，市川，黒川：BTB 式ループコントローラと需給バランスの検討，電気学会電力・エネルギー部門大会，名古屋大学，2004.8.5-7
(37) 五十嵐，末永：太陽電池からの電磁雑音，電気学会電力・エネルギー部門大会，名古屋大学，2004.8.5-7
(38) 五十嵐，末永：太陽光発電システム用パワーコンディショナの電磁環境性，電気学会電力・エネルギー部門大会，名古屋大学，2004.8.5-7
(39) 大関，井澤，都筑，大谷，黒川：太陽光発電システムの評価に関する日射量の推定方法，電気学会電力・エネルギー部門大会，名古屋大学，2004.8.5-7
(40) 植田，大関，黒川，伊藤，北村，宮本，横田，杉原：集中連系型太陽光発電システム実証研究におけるシステム運転性能の測定評価手法，電気学会電力・エネルギー部門大会，名古屋大学，2004.8.5-7
(41) 市川，岡田，黒川：BTB 式ループコントローラと過渡的な需給バランスのシミュレーション，電気学会電力・エネルギー部門大会，名古屋大学，2004.8.5-7
(42) 多田，黒川，宇野，高橋，谷田部：太陽電池の電磁波反射・吸収特性に関する研究，電気学会電力・エネルギー部門大会，名古屋大学，2004.8.5-7
(43) 中田，大関，黒川，小池：住宅用太陽光発電システムの長期運転特性の評価に関する研究，電気学会電力・エネルギー部門大会，名古屋大学，2004.8.5-7
(44) 川崎，大関，大谷，黒川：太陽光発電システム変動特性の評価，電気学会電力・エネルギー部門大会，名古屋大学，2004.8.5-7
(45) K. Kurokawa: 100 year sustainability scenario in solar photovoltaic, Workshop on Sustainability and Survival Paths over 100 years, Denver, Aug. 29, 2004
(46) K. Kurokawa: Energy from the Desert, WREC-8. Denver, PV064, Aug. 30-Sept. 3, 2004
(47) A. Adiyabat, K. Kurokawa, K. Otani, N. Enebish,G. Batsukh, M. Battushig, D. Ochirvaani, B. Ganbat: EVALUATION OF SOLAR ENERGY POTENTIAL AND PV MODULE PERFORMANCE IN THE GOBI DESERT OF MONGOLIA, 8th WREC, Denver, 2004.8.26-9.3
(48) M. Ito, K. Kato, T. Kichimi, H. Sugihara, K. Kurokawa : Comparative Study on Potential of Very Large-Scale PV Systems (VLS-PV) in the Gobi and Sahara Desert, 8th WREC, Denver, 2004.8.26-9.3
(49) 津野，菱川，黒川：多接合太陽電池における各要素セルの I-V 特性の分離法の検討，応用物理学会，2004.09.01-04
(50) 黒川：Future target and recent advances in solar PV system engineering，富士電機アドバンストテクノロジー・セミナー，2004.9.10

(51) 畠山，高橋，宇野，有馬，黒川：太陽電池モジュールによる地上デジタル放送波の反射損失，電子情報通信学会論文誌, Vol.J87-B, No.9, 2004.9
(52) 黒川：２１世紀人類のための太陽光発電，第３回英弘シンポジウム「太陽光発電への期待」，学士会館，2004.10.12
(53) M. Ito, T. Nishimura, K. Kurokawa: A preliminary study on utilization of desert with agricultural development and photovoltaic technology potential of vry large -scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems, Journal of Arid Land Studies (日本沙漠学会誌「沙漠研究」), Vol.14S, October 2004
(54) 松川，黒川：太陽電池モジュールの短時間間隔における温度特性解析，日本太陽エネルギー学会，北九州研究学園都市，2004.11
(55) 筒井，佐々木，黒川：新型太陽光発電モジュールのシステム特性検証研究，日本太陽エネルギー学会，北九州研究学園都市，2004.11
(56) 植田，大関，黒川，伊藤，北村，宮本，横田，杉原：太陽光発電システムにおけるアレイ面方位角の推定手法，日本太陽エネルギー学会，北九州研究学園都市，2004.11
(57) 池，黒川：写真測量法による太陽光発電システムの日影予測，日本太陽エネルギー学会，北九州研究学園都市，2004. 11
(58) 津野，菱川，黒川：多接合太陽電池における各要素セルの I-V 特性分離法の検討，日本太陽エネルギー学会，北九州研究学園都市，2004.11
(59) 川崎，大関，大谷，北村，杉原，西川，黒川：太陽光発電システム変動特性評価法の研究，日本太陽エネルギー学会，北九州研究学園都市，2004.11
(60) H. Koizumi, K. Kurokawa: Analysis of Class E inverter with switch-voltage elimination, The 30th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2004), Busan, Korea, 2004.11
(61) 大関，井澤，都筑，大谷，黒川：太陽光発電における計測データの品質診断方法，太陽エネルギー，Vol.30,No.6, pp47-55，2004.11

〈2005 年〉

(1) 大関，井澤，都筑，大谷，黒川，「太陽光発電システムの評価に関する日射量の推定方法」，電気学会部門誌 B，pp118-126，125 巻 1 号，2005.1
(2) K. Kurokawa: PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGY DIRECTION - JAPANESE "PV2030", 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
(3) H. Matsukawa, K. Kurokawa: Temperature Fluctuation Analysis of Photovoltaic Modules at Short Time Interval, 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
(4) T. Oozeki, K. Otani, and K. Kurokawa, "Accuracy of estimated shading loss ratio by means of the SV method ~ An extraction algorithm of maximum pattern ~, 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
(5) M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa: Analysis of transmission losses of Very Large-Scale Photovoltaic power generation systems (VLS-PV) in world desert, 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
(6) H. Igarashi, S. Suenaga:Electromagnetic Noise from Solar Cells, 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
(7) Y. Ueda, T. Oozeki, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, H. Sugihara, S. Nishikawa: ANALYTICAL RESULTS OF OUTPUT RESTRICTION DUE TO THE VOLTAGE INCREASING OF POWER DISTRIBUTION LINE IN GRID-CONNECTED CLUSTERED PV SYSTEMS, 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
(8) S.Ike, K.Kurokawa: Photogrammetric Estimation of Shading Impacts on Photovoltaic Systems, 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
(9) K. Sakakibara, M. Ito, K. Kurokawa: RESULTS OF PV RESOURCE SURVEY FOR WORLD 6 DESERTS BY A MODIFIED REMOTE SENSING APPROACH, 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
(10) H. TADA, K. KUROKAWA, T. UNO, M. TAKAHASHI, Satoru YATABE, T. ARIMA: DEVELOPMENT OF TV WAVE ABSORBING PV MODULE BY REARRANGING SOLAR CELLS, 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
(11) Y. Tsuno, Y. Hishikawa, K. Kurokawa: SEPARATION OF THE I-V CURVE OF EACH COMPONENT CELL OF MULTI-JUNCTION SOLAR CELLS, 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
(12) K. Kurokawa: PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGY DIRECTION TOWARD JAPANESE "PV2030", 1st JSPS Workshop on the Future Direction of Photovoltaics, Aogaku-Kaikan, Tokyo, 3-4 March 2005
(13) 五十嵐：単独運転防止試験時の回転機負荷影響について，電気学会全国大会，徳島大学，2005.3.17-19
(14) 市川，岡田，黒川：BTB 式 LPC が連系する区間の特性と簡易推定法の検討，電気学会全国大会，徳島大学，2005. 3.17-19
(15) 嶋田，黒川，吉岡：蓄電池特性の高精度シミュレーションモデル，電気学会全国大会，徳島大学，2005.3.17-19
(16) 中田，大関，黒川，小池：簡易評価手法を用いた温度損失評価，電気学会全国大会，徳島大学，2005.3.17-19
(17) ○N. Okada, H. Kobayashi, T. Ishikawa, K. Takigawa, K. Kurokawa : Simulation of isolated operation in fault condition by loop power flow controller, Control Engineering Practice, pp1537-1543, Vol.13, 2005.3 ･･･ 57
(18) ○岡田，黒川：自端情報によるループコントローラの制御と係数の決定法，電気学会論文誌 B, pp381-389，Vol.125，No4，2005.4 ･･･ 64
(19) ○岡田，黒川：6.6kV-100kVA BTB 式ループコントローラの制御試験，電気学会論文誌 B, pp390-398, Vol.125，No4，2005.4 ･･･ 73
(20) 黒川：太陽光発電の普及状況と将来像，「太陽エネルギーを市民の手に」シンポジウム，愛知万博地球市
民村，2005.5.4
(21) ○H. Koizumi, K. Kurokawa, S. Mori: Thinned-out controlled Class D inverter with delta-sigma modulated 1-bit driving pulses, IEEE International Symposium on Circuits and Systems 2005 (ISCAS 2005), pp. 1322-1325, Kobe, Japan, 2005.5.23-26 ･･･ 82
(22) ○黒川：自律度向上型太陽光発電システム先導研究開発，自律度向上型太陽光発電システム先導研究開発公開ワークショップ，高輪プリンスホテル，2005.5.25 ･･･ 86

(23) ○K. Kurokawa, S. Wakao, Y. Hayashi, I. Ishii, K. Otani, M. Yamaguchi, T. Ishii, Y. Ono : CONCEPTUAL STUDY ON AUTONOMY-ENHANCED PV CLUSTERS FOR URBAN COMMUNITY TO MEET THE JAPANESE PV2030 REQUIREMENTS, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10 ··· 90
(24) ○T. Oozeki, K. Otani, K. Kurokawa: AN ACCURACY OF THE SV METHOD FOR EVALUATED SHADING LOSSES ~ COMPARED WITH RESULTS USING THE FISH-EYE-PHOTOGRAM METHOD ~, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10 ··· 95
(25) ○M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa: COMPARATIVE STUDY OF M-SI, A-SI AND CDTE SYSTEM OF VERY LARGE-SCALE PV (VLS-PV) SYSTEMS IN DESERT, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10 ··· 99
(26) ○ H. Igarashi1, S. Suenaga, K. Kurokawa : CHARACTERISTICS OF THE ELECTROMAGNETIC ENVIRONMENTS OF POWER CONDITIONERS FOR PV GENERATING SYSTEMS, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10 ···103
(27) ○J. Tsutsui, K. Kurokawa : The Comparison of System Performance Measuring Multiple Modules, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10 ···106
(28) ○Y. Ueda, T. Oozeki, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, H. Sugihara, S. Nishikawa: DETAILED PERFORMANCE ANALYSES RESULTS OF GRID-CONNECTED CLUSTERED PV SYSTEMS IN JAPAN -FIRST 200 SYSTEMS RESULTS OF DEMONSTRATIVE RESEARCH ON CLUSTERED PV SYSTEMS, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10 ···110
(29) ○N. Kawasaki, T. Oozeki, K. Otani, K. Kitamura, H. Sugihara, S. Nishikawa, K. Kurokawa: IMPACT STATEMENT OF DISTRIBUTION NETWORK BY FLUCTUATION OF PV SYSTEM OUTPUT BY USING FREQUENCY ANALYSIS, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10 ···114
(30) ○S. Taguchi, K. Kurokawa: PV Resource Survey for Urban Areas by means of Aerial Photographs, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10 ···118
(31) ○K. Hayashi, T. Shimada, H. Koizumi, Y. Ohashi, K. Kurokawa : A Novel Cascaded PV Inverter by Utilizing Ready-Made ICs for Digital Audio Amplifier, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10 ···122
(32) ○Y. Nakamura, H. Koizumi, K. Kurokawa: Performance Assessment with Different Inductance Model in the Ultra Scaled-Down Distribution Grid Simulator, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10 ···126
(33) ○A. Amarbayar，黒川浩助：ゴビ砂漠地域開発の分析モデルの構築～エネルギー資源フローの調査分析～，第 24 回エネルギー・資源学会研究発表会，虎ノ門パストラル，2005.6.9～10 ···130
(34) ○A. Amarbayar，黒川浩助：ゴビ砂漠地域開発の分析モデル構築：現地調査による地域システムの分析，第 6 回 国際開発学会春季大会，文教大学湘南キャンパス，2005.6.11 ···134
(35) ○H. Koizumi, K. Kurokawa: A novel maximum power point tracking method for PV module integrated converter, 36th IEEE Power Electronics Specialists Conference 2005 (PESC 2005), pp. 2081-2086, Recife, Brasil, 2005.6.12-16 ···138
(36) ○黒川：太陽光発電システム研究開発の方向性，第 22 回太陽光発電システムシンポジウム，朝日ホール，p.2-21~37，2005.6.15-17 ···144
(37) ○アマルバヤル，黒川：モンゴルにおける独立小型太陽光発電システム実証研究のデータ解析・システム評価，太陽エネルギー学会，pp83-88，vol.31，No4，2005.7 ···157
(38) 大関，井澤，大谷，都筑，小池，黒川：システム出力電力量のみの計測における太陽光発電システムの評価方法に関する研究，電気学会電力・エネルギー部門大会，大阪大学，2005.8.10-12
(39) ○五十嵐，末長，佐藤，黒川：回転機負荷の違いによる単独運転防止装置への影響について，電気学会電力・エネルギー部門大会，大阪大学，2005.8.10-12 ···163
(40) 植田，大関，黒川，伊藤，北村，宮本，横田，杉原：系統連系型太陽光発電システムにおける出力抑制による発電量損失の定量化手法，電気学会電力・エネルギー部門大会，大阪大学，2005.8.10-12
(41) ○川崎，大関，大谷，北村，杉原，西川，黒川：面的広がりを考慮した太陽光発電変動特性の分析，電気学会電力・エネルギー部門大会，大阪大学，2005.8.10-12 ···165
(42) ○K. Kurokawa : Mass Production Scale of PV Modules and Components in 2030s and beyond, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15 ···167
(43) ○A. Adiyabat, K. Kurokawa, K. Otani, N.Enebish, G.Batsukh, M. Battushig, D.Ochirvaani, B.Ganbat, D.Otgonbayar : PV Module Performance in the Ulaanbaatar of Mongolia, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15 ···170
(44) ○H. Igarashi, S. Suenaga, T. Sato, K. Kurokawa : About the Influence on the Islanding Detection Device by the Difference in the Motor Load, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15 ···172
(45) ○Y. Ueda, T. Oozeki, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, H. Sugihara, S. Nishikawa : Advanced analysis of shading effect using minutely based measured data for PV systems, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15 ···174
(46) ○K. Lee, K. Kurokawa : Study on D-UPFC in the clustered PV System with Grid, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15 ···176
(47) ○N. Kawasaki, T. Oozeki, K. Otani, K. Kitamura, H. Sugihara, S. Nishikawa, K. Kurokawa : An Evaluation Method of Area-dependency Equalization of Output Fluctuation from Distributed PV System by Using Frequency Analysis, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15 ···178
(48) ○Y. Tsuno, Y. Hishikawa, K. Kurokawa: Temperature and Irradiance Dependence of the I-V Curves of Various kinds of Solar Cells, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15 ···181
(49) ○K. Hayashi, T. Shimada, H. Koizumi, Y. Ohashi, K. Kurokawa : A New Grid-Connected Inverter by Utilizing Ready-Made PWM ICs for Audio Power Amplifier, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15 ···183
(50) ○J. Yokkaichi, T. Oozeki, K. Kurokawa : Irradiation Monitoring from Sunshine Hours given by JapaneseMeteorological Observation Network, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15 ···185
(51) ○K. Hirata, K. Kurokawa, Y. Miyake, T. Kato, K. Nakamura : Development of a Reliable, Long Life Pyranometer Compsed of Multiple photo sensors, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15 ···187
(52) ○植田，大関，黒川：太陽電池モジュール入射角特性の屋外測定と解析，日本太陽エネルギー学会・ ···189

日本風力エネルギー協会合同研究発表会，諏訪東京理科大学，2005.10.20-21
(53) ○川崎，大関，大谷，北村，杉原，西川，黒川：太陽光発電システム変動特性の評価 ～導入面積・導入数の検討～，日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会，諏訪東京理科大学，2005.10.20-21 ･･･193
(54) ○李，黒川：A Proposal of D-UPFC as a Voltage Controller in the Distribution System，日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会，諏訪東京理科大学，2005.10.20-21 ･･･197
(55) ○田口，黒川：空中写真を用いた太陽光発電システム導入可能量の推定（住宅屋根の認識と日野市における実例），日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会，諏訪東京理科大学，2005.10.20-21 ･･･201
(56) ○津野，菱川，黒川：内挿補間を用いた各種太陽電池 I-V 特性の温度・照度補正法，日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会，諏訪東京理科大学，2005.10.20-21 ･･･205
(57) ○四日市，大関，黒川：地域性を考慮した日射量推定法の補正方法，日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会，諏訪東京理科大学，2005.10.20-21 ･･･209
(58) ○H. Koizumi, K. Kurokawa : A novel maximum power point tracking method for PV module integrated converter using square root functions, 31th IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2005), NC, USA, pp2511-2516, 2005.11.6-11 ･･･213
(59) 黒川：太陽光発電のこれから，電気学会東北支部電力技術懇談会講演会，山形大学，2005.11.10
(60) ○黒川：21 世紀の太陽光発電の可能性，太陽光発電コラボレーション事業総括報告会，2005.11.22 ･･･219
(61) ○大関，井澤，大谷，黒川：システム出力電力量のみの計測における太陽光発電システムの評価方法に関する研究，電気学会論文誌 B，pp1299-1307，Vol.125，No12，2005.12 ･･･221
(62) ○植田，大関，伊藤，北村，宮本，横田，杉原，黒川：系統連系型太陽光発電システムにおける出力抑制による発電量損失の定量化手法，電気学会論文誌 B，pp1317-1326, Vol.125，No12，2005.12 ･･･230

〈2006 年〉

(1) ○K. Kurokawa : Photovoltaic technology direction - Japanese "PV2030", KIER-TUAT Joint Seminar, Taejon, Korea, 2006.3.8 ･･･240

○：主要論文別刷りに掲載

○印のついていない論文も黒川研究室ホームページの「黒川研データベース」からダウンロードできます。
URL：http://pv.ei.tuat.ac.jp/database/database_main.htm

東京農工大学　大学院

電気電子工学講座

黒川浩助　研究室

主要論文別刷り[2005 年～2006 年]

※ 本論文集の取り扱いに関する注意

本論文集は研究目的かつ個人的な利用を目的として収録しています。掲載されている論文の著作権は各学会にあります。複写，転載等は各学会の著作権規定に従ってください。上記目的以外の使用において生じた損害についての責任は利用者本人にあります。

（IEEE 関連の論文に対する注意）

Personal use of this material is permitted. However, permission to reprint/republish this material for advertising or promotional purposes or for creating new collective works for resale or redistribution to servers or lists or to reuse any copyrighted component of this work in other works must be obtained from the IEEE.

ELSEVIER

Available online at www.sciencedirect.com

SCIENCE DIRECT®

Control Engineering Practice 13 (2005) 1537–1543

CONTROL ENGINEERING PRACTICE

www.elsevier.com/locate/conengprac

Simulation of isolated operation in fault condition by loop power flow controller

Naotaka Okada[a,*], Hiromu Kobayashi[a], Tadao Ishikawa[a], Kiyoshi Takigawa[a], Kosuke Kurokawa[b]

[a]*Central Research Institute of Electric Power Industry, 2-11-1, Iwado-Kita, Komae, Tokyo, 201-8511, Japan*
[b]*Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan*

Received 10 February 2004; accepted 18 March 2005
Available online 23 May 2005

Abstract

6.6 kV overhead distribution systems are currently constructed in Japan as radial networks. The load imbalance of each feeder therefore has a negative impact on voltage stability. On the other hand, disconnecting distributed generators with faults causes line overload or under-voltage. Therefore, controlling line voltage and line power flow on the distribution system is critical for the open access of indefinite numbers of distributed generators. We are investigating a new loop or mesh structure distribution system to maximise network capacity. This paper describes a control method for a loop power flow controller (LPC) focusing on 1 line-to-ground (LG) fault states.
© 2005 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Keywords: Loop power flow controller; Control switching; Governor-free operation; Current control; Frequency control; Distribution system

1. Introduction

In Japan, 6.6 kV overhead distribution systems are currently constructed as radial networks. In these systems, each feeder voltage is controlled to within 101 ± 6 V for the standard voltage of 100 V and 202 ± 20 V for the standard voltage of 200 V. A line voltage compensator maintains the appropriate voltage for a bank of several feeders. The load imbalance of each feeder therefore has a negative impact on voltage stability.

In the near future, many distributed generators will be connected to the power distribution system. The line voltage will rise over the upper limit of the proper voltage range as a result of the reverse power flow of these distributed generation systems. On the other hand, disconnecting any distributed generators with faults causes line overload or under-voltage. Therefore, it is critical for open access of indefinite distributed generators to control line voltage and line power flow on the distribution system. We are investigating a new loop or mesh structure distribution system to maximise network capacity (Taniguchi, 2001; Okada & Uemura, 2002). Though loop or mesh distribution systems generally balance the power flow and regulate voltage, this will increase short circuit current in the distribution system and fault area, the logic being that methods of detecting fault location on loop distribution systems have not yet been established.

We have proposed a loop power flow controller (LPC) using a pulse width modulation (PWM) AC–D-C–AC converter to control loop power flow and regulate line voltage in a suitable manner (Okada, 2001).

In an ungrounded-neutral system, because the fault current is small at 1 line-to-ground (LG), isolating the fault section by switch is a possibility. Moreover most faults in distribution systems are 1LG. However, in the case of a fault in the distribution lines, the distributed

*Corresponding author. Tel.: +81 3 3480 2111; fax: +81 3 3430 4014.
E-mail address: okada@criepi.denken.or.jp (N. Okada).

0967-0661/$ - see front matter © 2005 Elsevier Ltd. All rights reserved.
doi:10.1016/j.conengprac.2005.03.018

generation systems have to be disconnected from the distribution line without delay. This is known as the islanding phenomenon. For this reason, distributed generation has a detection relay of islanding operations. Therefore, in cases where the fault section is isolated, it is desirable to continue operation of distributed generators other than the isolated section.

This paper describes a non-interruption control for the LPC to separate a 1LG fault section. First, we propose a method of non-interruption operation for the LPC that switches from current control to frequency control. Second, we show a mathematical model for the LPC based on current control using a voltage-type PWM AC/DC/AC converter. We also show a method for the parallel operation required by two frequency control inverters. We confirm by Electromagnetic Transients Program (EMTP) simulation that the control method can separate the fault section without non-interruption of normal sections. Finally we predict how the islanding protective relay of distributed generations will operate. The results show potential for continuous generation.

2. Overview of loop distribution system with LPC

2.1. Conventional distribution system

6.6 kV 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 provide flexibility under fault conditions. Under stable conditions, distribution systems are operated as a radial network.

2.2. Loop distribution system with LPC

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. 1.

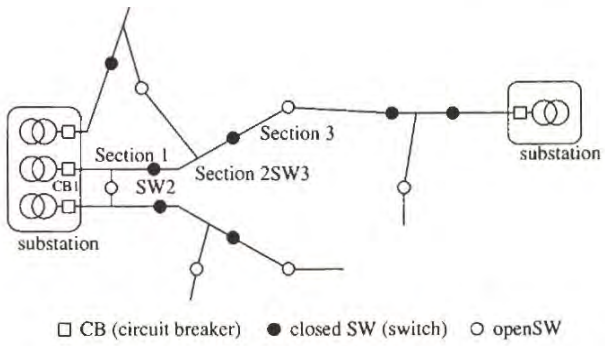


Fig. 1. Radial distribution system.

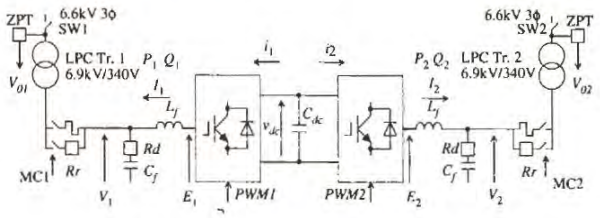


Fig. 2. Configuration of BTB-type LPC.

2.3. Loop power flow controller

The basic concept of the loop distribution system using the LPC we propose is as follows (Okada, 2001):

(a) To realise a collection and delivery system by the loop or mesh network for the purpose of open access to the dispersed power supply.
(b) A system addressing imbalance load between feeders flexibly, and making effective use of distribution systems.
(c) The loop distribution system is provided without altering existing systems such as the protection system, except for loop points.

To achieve all this, we used the back to back (BTB) system (PWM AC/DC/AC converter) shown in Fig. 2 as the LPC.

3. Proposed section isolated operation

In an ungrounded-neutral system, because the fault current is small at 1LG, isolating the fault section by switch is a possibility. This section describes a non-interruption control for the LPC to separate a 1LG fault section and explains the operation for other kinds of faults (2LS, 3LS, 2LG and 3LG).

3.1. Isolation operation in the case of 1LG

We can consider the fault points in Sections 1, 2 and 3. The following operations are assumed about these three cases:

(a) *Fault in Section* 1: In this case, after the detection of fault, the SW 2 and CB 1 are opened, then LPC 2 and 3 supply power of Sections 2 and 3. LPC 1 stops operation.
Evaluation of the section of fault occurrence is estimated from the direction of the fault to each switch using zero phase sequence voltage V_0 and zero phase sequence current I_0 sensor of each switch.

Table 1
Isolation sequence

Time (s)	Event or action
0.0	Occurrence of fault
0.1	Detection of fault
0.2–0.3	Adjust supply to demand. Switching to frequency control
0.5	SW 2 is opened
1.0	SW 1 is opened

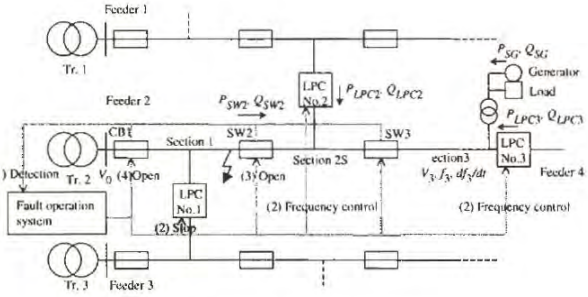


Fig. 3. Proposed isolated operation.

The sequence of isolation operation is shown in Table 1 and Fig. 3. (0) Time 0: 1LG fault occurs in Section 1. (1) Time 0.1: Detect 1LG fault. (2) Time 0.2–0.3: Adjust supply to demand on sections. LPC 1 stops operation. Current control of LPC 2 and 3 is switched to frequency control. (3) Time 0.5: SW 2 is opened. (4) Time 1.0: CB 1 is opened.

(b) *Fault in Section* 2: The SW 3 and 2 are opened to clear 1LG in Section 2. LPC 1 continues normal operation, LPC 2 stops operation and LPC 3 supplies Section 3.

(c) *Fault in Section* 3: The SW 3 is opened to clear fault in Section 3, then LPC 3 operation is stopped and LPC 1 and 2 continue normal operation.

3.2. Operation of other kinds of faults

In the fault of two line to line short (2LS), 3LS, 2LG and 3LG, since fault current is large, SW 2 and 3 cannot clear the fault. Therefore, CB 1 is opened immediately and all LPC connected to the fault feeder is stopped. In this case, the fault section enclosed with LPC and the CB 1 is isolated. This operation is equal to the conventional radial distribution system.

4. Control based on mathematical model

In this section, we show a mathematical model for the BTB-type LPC based on current control using a voltage-type AC/DC/AC PWM converter.

4.1. Reactor of interconnection

The LPC is taken as an AC/DC/AC converter that performs PQ control based on current control with a dq frame (Kim et al., 1998; Zargari & Joos, 1995).

Since Fig. 2 is symmetrical, it takes into account the left-hand model.

The relation between the voltage $V_1 = [v_{a1}, v_{b1}, v_{c1}]^{\mathrm{T}}$ of the distribution system, the internal voltage $E_1 = [e_{a1}, e_{b1}, e_{c1}]^{\mathrm{T}}$, and the reactor current $I_1 = [i_{a1}, i_{b1}, i_{c1}]^{\mathrm{T}}$ is shown by the following.

$$L\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}I_1 = V_1 - E_1. \tag{1}$$

The dq translation is performed for Eq. (1), and we obtain the following equation:

$$L(s\cdot U - A)I_1^{dq0} = V_1^{dq0} - E_1^{dq0}, \tag{2}$$

where, $I_1^{dq0} = [i_1^d, i_1^q, i_1^0]^{\mathrm{T}}$, $V_1^{dq0} = [v_1^d, v_1^q, v_1^0]^{\mathrm{T}}$, $E_1^{dq0} = [e_1^d, e_1^q, e_1^0]^{\mathrm{T}}$, $s = \mathrm{d}/\mathrm{d}t$, U is unit matrix and A is

$$A = \begin{bmatrix} 0 & \omega & 0 \\ -\omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\omega \end{bmatrix}. \tag{3}$$

4.2. DC capacitor

The relation between the DC voltage v_{dc} and DC current i_1, i_2 is shown by the following equation:

$$v_{dc} = -\frac{1}{C_{dc}}\int (i_1 + i_2)\,\mathrm{d}t. \tag{4}$$

When the effective power that flows in the reactor is taken as P_1, the relation between DC current i_1 and the DC voltage v_{dc} is shown by the following equation:

$$P_1 = v_{dc} i_1. \tag{5}$$

4.3. Current control of interconnected reactor

Here, current control of the interconnected reactor on the dq frame is performed by the following equation:

$$E_1^{dq} = \begin{bmatrix} K_p + \frac{K_I}{S} & 0 \\ 0 & K_p + \frac{K_I}{S} \end{bmatrix}(I_{1\mathrm{ref}}^{dq} - I_1^{dq}) + \begin{bmatrix} \omega L & 0 \\ 0 & \omega L \end{bmatrix} I_1^{dq}. \tag{6}$$

4.4. Power and DC voltage control

If the negative phase sequence, zero phase sequence and harmonics component are disregarded with regard to the voltage and current, the effective power of the

interconnection reactor is

$$P_1 = v_1^d i_1^d + v_1^q i_1^q. \tag{7}$$

Instantaneous reactive power is

$$Q_1 = -v_1^q i_1^d + v_1^d i_1^q. \tag{8}$$

Eqs. (7) and (8) may be rewritten for the current to acquire the current reference for the PQ reference.

$$I_{1ref}^{dq} = \frac{1}{(v_1^d)^2 + (v_1^q)^2} \begin{bmatrix} v_1^d & -v_1^q \\ v_1^q & v_1^d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{1ref} \\ Q_{1ref} \end{bmatrix}. \tag{9}$$

PQ control is carried out by providing the current reference of Eq. (9) to Eq. (6).

The control of the DC voltage v_{dc} is carried out in accordance with the following equation using the effective power P_1:

$$P_{1ref} = \left(K_{PC} + \frac{K_{IC}}{S}\right)(v_{dcref} - v_{dc}) - P_2. \tag{10}$$

Similarly, the effective power P_2 of the right-hand converter can perform the v_{dc} control, and do so using both P_1 and P_2.

4.5. Switching from current control to frequency control

In order to maintain the voltage and frequency of the isolated section isolated from the system of Fig. 3, we apply an LPC that connects the independent section to the other sections. A system is proposed that switches from current control of the LPC to frequency control, which maintains voltage and frequency. The left-hand converter 1 of Fig. 2 performs voltage control of the direct current, and we assume that the right-hand converter 2 is switched from current control to frequency control. Switching of control is performed by transposing Eq. (6) on the following equation:

$$E_2^{dq} = \begin{bmatrix} e_2'^d \\ e_2'^q \end{bmatrix}, \tag{11}$$

where, $e_2'^d$ and $e_2'^q$ are considered as the hold value of the value e_2^d and e_2^q that is switched, and Eq. (6) outputs immediately before.

On the other hand, phase θ is required at the time of dq translation. In the case of a converter that performs an interconnection to a system, the phase can be determined from the voltage of the interconnection point. However, in cases where the section becomes isolated and the LPC serves as frequency control, it is necessary to generate phase θ inside the LPC. Phase θ at the time of system interconnection is then considered to be the integration of angular velocity ω.

$$\theta = \int \omega \, dt. \tag{12}$$

Moreover, angular velocity ω is considered as the following equation so that v_2^d and v_{a2} may be made congruous and it may be set to $v_2^q = 0$.

$$\omega = \omega_0 + \omega_q,$$

$$\omega_q = \int v_2^q \, dt. \tag{13}$$

ω_0 is considered the standard angular velocity. ω_q is the angular velocity for adjustment of $v_2^q = 0$.

Switching to frequency control from current control is performed by changing to the following equation instead of Eq. (13).

$$\omega = \omega_0 + \omega_q', \tag{14}$$

where ω_q' is ω_q (Eq. (13)) immediately before switching.

4.6. Parallel operation of two-frequency control LPC

If the number of isolated sections is two the LPC needs to be operated in parallel. This requires sharing power flow and control of frequency. Supply-and-demand adjustment by a governor-free system is used in the electric power system. The control system of a small-scale isolated power supply system by photovoltaic and battery is proposed as an isolated power supply using the inverter (Okada & Takigawa, 1999, 2001). Parallel operation by governor-free operation of the LPC is then performed. Switching to governor-free operation from current control uses the following equation instead of Eq. (14) simultaneously with a switch to frequency control from current control.

$$\omega = \omega_0 + \omega_q' + \frac{1}{M}\int \left(p_2 - p_2' + \frac{\omega_0 - \omega}{r}\right) dt, \tag{15}$$

where p_2' is the hold value of the effective power flow p_2 immediately before switching; r is a permanent speed regulation, and M is a simulated inertia constant.

5. Simulation analysis

Fig. 3 shows a simulation model for switching from current control to frequency control, with a load of 500 kW (power factor 0.9) in each section. Simulations are performed as follows. In the simulation, the sequence of isolation has been used shown in Table 1. 1LG fault is generated at 0 s.

5.1. Simulation parameters

The simulation was performed using EMTP. The specifications of the 6.6 kV distribution system are shown in Table 2. Tables 3 and 4 show the specifications of the LPC. Each LPC has the same specifications. Table 5 (Agency for Natural Resources and Energy, 1993) show the specifications of distributed

generators. Fig. 4 shows AVR and governor model of synchronous generator.

5.2. Relay setting of distributed generator

Table 6 shows the stop factor of the distributed generation discussed in this paper. These setting values are standard value (Japan Electric Association, 1993).

5.3. Operation characteristics of switching to frequency control from current control based on governor-free operation of two-LPC

Fig. 5 shows the characteristics of switching from current control to frequency control when a synchronous generator connects. (a) is the voltage of the zero phase sequence of transformer 2. A 1LG fault is generated at 0 s, and CB 1 opens at 1 s. (b) is the voltage of Section 3. The voltage changes from 0.988 pu to 1.018 pu at 0.2 s. This is generated by controlling

Table 2
Specifications of distribution system

Item	Specifications
Substation transformer	20 MVA
Reactance	7.5%
Line impedance of sections 1, 2 and 3	0.2235 + j0.4716 Ω (1.5 km)

Table 3
Specifications of LPC

Item	Specifications
Rated capacity	1000 kVA
AC voltage	400 V
DC voltage	800 V
AC reactor	4.76%
DC capacitor	0.0672 s
K_P	0.1
K_I	5
K_{PC}	10
K_{IC}	0.1
ω_0	1
M	4 s
r	4%

Table 4
Specifications of LPC transformer

Item	Specifications
Rated capacity	1 MVA
Voltage	6.6 kV/400 V
Reactance	2%

Table 5
Synchronous generator

Item	Specifications
Rated capacity	200 kW (250 kVA)
Voltage	400 V
R_a	0.0235 pu
X_l	0.098 pu
X_d	2.33 pu
X_q	2.22 pu
X'_d	0.215 pu
X'_q	2.22 pu
X''_d	0.161 pu
X''_q	0.21 pu
T'_{do}	1.55 s
T''_{do}	0.032 s
T''_q	0.295 s
Inertia constant M	3.94 s
AVR gain	10
Excitation system time constant	0.2 s
Permanent speed regulation	10%
Engine time constant	0.6 s

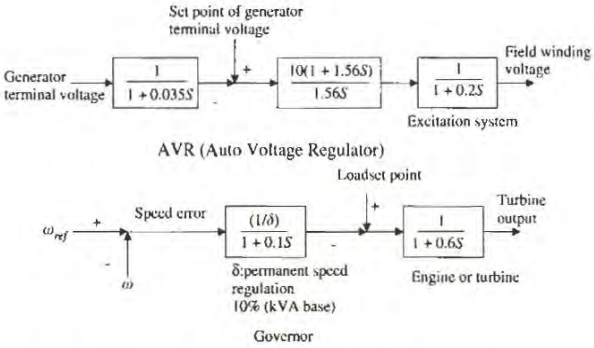


Fig. 4. AVR and governor model of synchronous generator.

Table 6
Relay Setting of DG

Item	Level (time)
Over voltage relay (OVR)	1.1–1.2 pu (0.5–2 s)
Under voltage relay (UVR)	0.8–0.9 pu (0.5–2 s)
Over current relay (OCR)	1.5 pu (60 s)
Over frequency relay (OFR)	1.01–1.03 pu (0.5–2 s)
Under frequency relay (UFR)	0.97–0.99 pu (0.5–2 s)
Frequency change rate relay	0.05–0.15 pu (8–10 cycle)

P_{LPC2}, Q_{LPC2}, P_{LPC3} and Q_{LPC3} of the LPC to make the power flow (P_{SW2}, Q_{SW2}) of SW 2 zero. The power flow change of SW 2 is shown in (d). P_{LPC2}, Q_{LPC2}, P_{LPC3} and Q_{LPC3} of the LPC are shown in (e). The detection levels of the over-voltage protection relay of the distributed generation are 1.1–1.2 pu, and the detection levels of under-voltage are 0.8–0.9 pu. Therefore, the

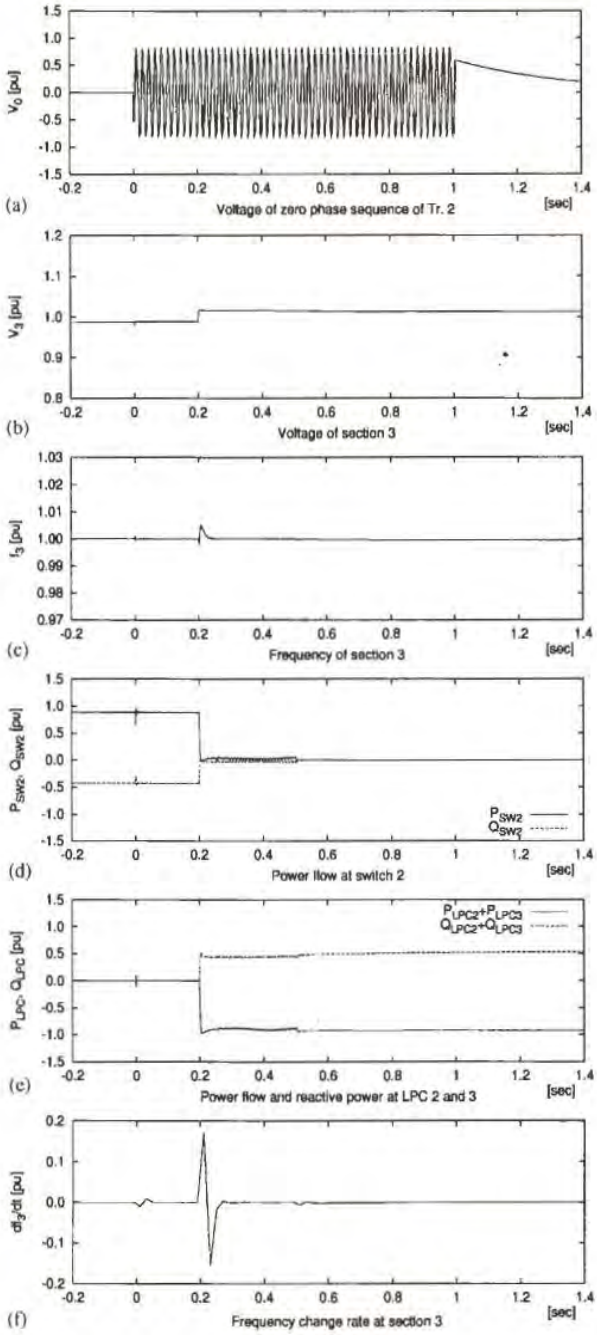


Fig. 5. Characteristics of switching from current control to frequency control with synchronous generator.

possibility of distributed generation stopping as a result of over-voltage is thought to be low. (c) shows the frequency of Section 3. The levels of over-frequency are 1.01–1.03 pu, and the levels of under-frequency are 0.97–0.99 pu. The frequency is within these levels. (f) is the frequency change rate at Section 3. The frequency change rate is one element of the islanding detection relay with high sensitivity. The detection levels are ± 0.05–0.15 pu/s, and detection time is 8–10 cycles. In (f), this value has become 0.18 pu/s momentarily. However, distributed generation may be assumed to operate continuously, because time is under 2 cycles.

5.4. Characteristics of synchronous generator operations

The characteristics of synchronous generator operation are shown in Fig. 6. (a) shows terminal voltage and current. AVR operates by change of terminal voltage, and the maximum current is 1.06 pu. This is the tolerance level of the generator. (b) shows the change in PQ of the generator.

5.5. Characteristics of inverter operation

The simulation of an inverter was carried out as well as the synchronous generator. Current control of the inverter is high-speed and fluctuation of current (including P and Q) is small compared with the synchronous generator.

5.6. Supply and demand balance of the sections

The relation between the supply and demand balance of sections and the frequency of the isolated section is considered. In the Eq. (15), it sets with $\Delta\omega = \omega - \omega_0$ and $\Delta p = p_2 - p_2'$. It becomes the following equation if Eq. (15) is solved about $\Delta\omega$.

$$\Delta\omega = \Delta pr\left(1 - \mathrm{Exp}\left(\frac{-t}{Mr}\right)\right). \tag{16}$$

The frequency change rate on isolated operation becomes the following equation,

$$\frac{\mathrm{d}\Delta\omega}{\mathrm{d}t} = \frac{\Delta p}{M}\mathrm{Exp}\left(\frac{-t}{Mr}\right). \tag{17}$$

Fig. 7 shows (a) frequency f_3 pu ($= \Delta\omega_3 + \omega_0$ pu) and (b) frequency change rate $\mathrm{d}f_3/\mathrm{d}t$ pu ($= \mathrm{d}\Delta\omega_3/\mathrm{d}t$ pu) of the isolated Section 3 (and Section 2) in case power flow

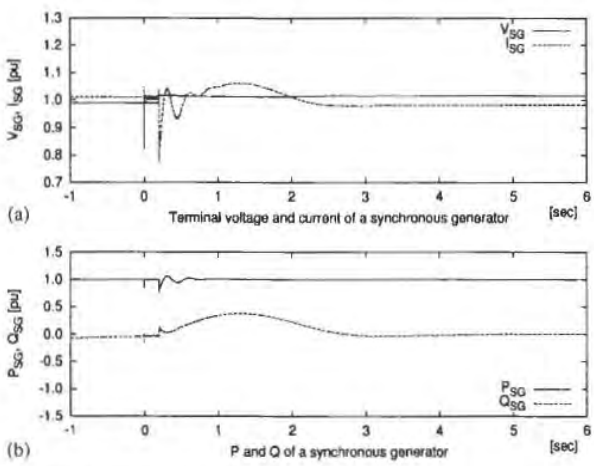


Fig. 6. Characteristics of synchronous generator operation.

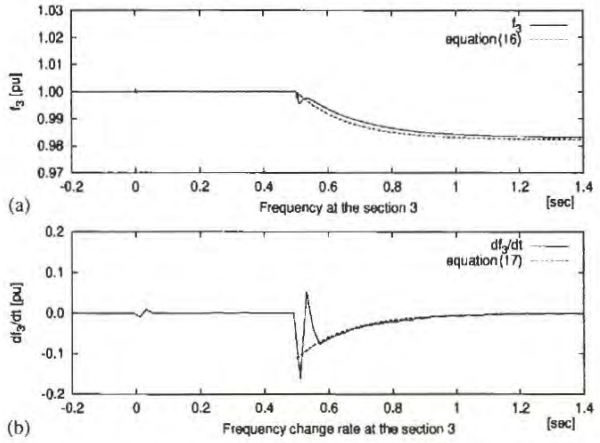


Fig. 7. Frequency and frequency change rate of $P_{SW2} = 0.89\,\text{MW}$, $Q_{SW2} = -0.43\,\text{MVar}$.

of the SW 2 is $P_{SW2} = 0.89\,\text{MW}$, $Q_{SW2} = -0.43\,\text{MVar}$. Since there is much demand, frequency falls after SW 2 opening. Fig. 7 (a) has a large change of frequency compared with Fig. 5 (c). Therefore, control of supply and demand makes switching smooth. The simulation results were in agreement with Eqs. (16) and (17).

6. Conclusions

We have proposed a method of controlling the LPC for 1LG of an ungrounded-neutral system for isolating fault sections by LPC.

We verified switching to frequency control from current control by simulation. Parallel operation of the LPC by governor-free operation was good.

The simulation analysis appeared to indicate very little possibility of the distributed generation of other sections stopping unnecessarily during isolation of the fault section.

References

Agency for Natural Resources and Energy. (1993). Explanation electric power system grid-interconnection technical guideline '93.

Japan Electric Association. (1993). Technical recommendation for the grid interconnection of dispersed power generating systems, JEAG970-1993.

Kim, H. S., et. al. (1998). Design of current controller for 3-Phase PWM converter with unbalanced input voltage. *Proceeding of PESC*, May, Fukuoka, Japan.

Okada, N., (2001). Autonomous loop power flow control for distribution system. *Seventh international conference on AC and DC power transmission, IEE*, No. 485 (pp. 150–155), November, London.

Okada, N. & Takigawa, K. (1999). Control of local power supply system using AC modules. *The fourth international conference new energy system and conversions*, (pp. 431–434), June, Osaka, Japan.

Okada, N., & Takigawa, K. (2001). Advanced concept for dispersed power supply system using AC modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, *67*(1–4), 571–581.

Okada, N., & Uemura, S. (2002). Basic study on installation and control method for loop power flow controller in distribution system. *14th CEPSI* (vol. 3) (pp. 46–51), November, Fukuoka, Japan.

Taniguchi, H. (2001). Dispersed generation and power system control. *Trans. on Power and Energy, IEEJ*, *121-B*(9), 1065–1068.

Zargari, N. R., & Joos, G. (1995). Performance investigation of a current-controlled voltage-regulated PWM rectifier in rotating and stationary frames. *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, *42*(4), 396–401.

論　文

自端情報によるループコントローラの制御と係数の決定法

正員 岡田　有功*　正員 黒川　浩助**

Control of Loop Power Flow Controller using Local Information and Determination of Control Coefficients

Naotaka Okada*, Member, Kosuke Kurokawa**, Member

To use distribution networks effectively and to smooth introduction of the distributed generations, we proposed the loop or mesh structure for the distribution systems using loop power flow controller (LPC) at the opened switch which can connect the adjoining feeder. LPC is able to optimal control for distribution systems in the points of reducing voltage rise, voltage fluctuation and loss minimum power flow control, and so on, with acquisition of state of distribution systems. Adapting to the area that cannot use communication system, points of view at the power quality for the transition phenomena, we also required the distributed control using local voltage information for the LPC control. The purposes of this paper show a total power flow control structure of LPC and propose a determination method of control coefficients using object function that describe optimal condition of the network. The distributed control using control coefficients by proposed determination method shows suitable operation for disturbances of DG (distributed generator).

キーワード：ループコントローラ，分散制御，最小二乗法，ループ配電系統，分散型電源，需要地系統

Keywords: loop power flow controller, distributed control, least square method, loop distribution system, distributed generation, demand area power system

1. はじめに

環境問題への関心の高まりおよびエネルギーの効率的利用の観点から太陽光発電など再生可能エネルギーを利用した発電システムや燃料電池などのコジェネレーションシステムの開発が進んでいる[(1)-(3)]。一方，樹枝状で運用している配電系統では，ある回線で余剰電力により潮流の向きが反転すると，別の回線との電圧差が大きくなり電圧の管理が困難になることが指摘されている[(4)]。配電系統は，変電所から需要家方向の潮流で最適設計が行われていることから，逆方向の潮流に対して電圧の許容幅が小さい。これにより，低圧配電系統に連系する太陽光発電(PV)システムでは，連系点の電圧が上限値を超過すると発電出力を抑制して適正な電圧を維持するため，発電損失の原因となる[(5)(6)]。配電系統の運用面では，電圧調整器の最適整定値の検討[(7)]，および，樹枝状配電系統の負荷を均等化する常開点の選択方法が負荷バランス問題として検討[(8)(9)]が行われている。

筆者らは，常開点を閉じたループ運用が系統の効率的な運用と分散型電源（DG）の連系に対し合理的と考え，電力集配電システムにおけるループ・メッシュ形態の研究を行っている[(10)-(14)]。系統故障に対しては，新たにループ・メッシュ系統に適した保護方式の採用と，ループ点に故障の保護機能を持たせる方法が考えられる。我々は，これまでの技術的な蓄積[(15)]を損なわずに行えること，樹枝状とループ状が混在する場合の煩雑さを避けられることから，ループ点には，半導体電力変換技術を用いたBTB（back to back）式のループコントローラ（LPC：loop power flow controller）の適用を検討している[(11)(12)]。

本論文は，LPCの自端情報を用いた分散制御を対象として，これまでに行ってきた検討[(11)-(14)]をまとめ，分散制御方式の全体的な構造を示し，本制御方式の実用化に必要となる制御係数の決定手法を提案する。提案手法で得られた係数を回線の末端でループするモデル系統を用いたシミュレーション解析により評価する。そして，提案手法により得られた係数を用いた分散制御が3シーズン分の需給断面に対し適切に動作することを明らかにする。

* （財）電力中央研究所システム技術研究所
〒201-8511　狛江市岩戸北 2-11-1
Central Research Institute of Electric Power Industry
2-11-1, Iwado Kita, Komae 201-8511
** 東京農工大学
〒184-8588　小金井市中町 2-24-16
Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16, Naka-cho, Koganei 184-8588

2. 需要地系統における LPC システムの基本コンセプト

〈2·1〉 回線の電圧とループ化 6.6 kV 架空配電系統では，変電所の配電用変圧器で複数回線をまとめて送り出し電圧の制御を行い，全ての低圧需要家で電圧が 101 ± 6 V となるように制御している。

各回線の特性が等しい場合，回線電圧の制御は適正な範囲に保たれるが，図 1(a) の様に分散型電源が特定の回線に集中して連系するなど，回線 1 の特性が回線 2 と異なる場合，回線全体の電圧を適正に保つことが難しくなる。

この場合，回線 1 と回線 2 の末端を接続することで回線全体の電圧は，図 1(b) の様に改善することができる。

需要地系統では，需要家と配電系統で双方向の電力の流れを許容する電力集配電システム[10] として，ループおよびメッシュ形態の適用を検討している。

〈2·2〉 LPC システムの基本コンセプト 架空配電系統は，図 2 の様に，樹枝状（常開ループ）で運用されている。変電所から伸びた回線は，常時閉の開閉器（●）により 3 区間程度に分割してある。各区間は，常時開の開閉器（○）で他の回線と連系できる構成が多い。従って，これらの点を閉じることで，配電系統は容易にループ・メッシュ化できる。しかし，系統故障時の保護は，樹枝状系統を前提として構築されていること，適切な運用にはループ潮流および無効電力制御が必要なことから，各回線の接続に BTB (back to back) 式 LPC (loop power flow controller) の適用を検討している。そして，このような常開点（○）を LPC の設置地点と考える。

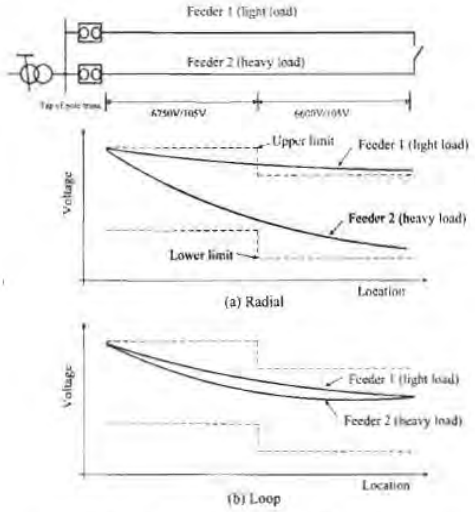


図 1 負荷バランスと回線の電圧

Fig. 1. Load balance and voltage of feeders.

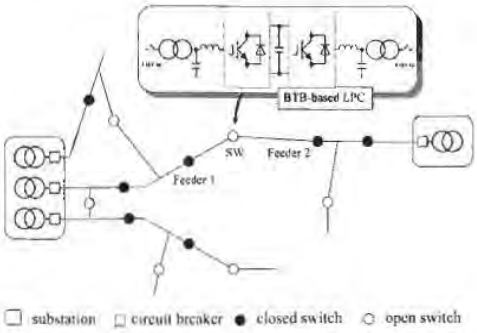


図 2 樹枝状配電系統と LPC の設置点

Fig. 2. Radial distribution system and install points of the LPC.

LPC システムの基本コンセプトを以下に示す。

(a) ループ・メッシュ化による分散型電源のオープンアクセスを目指した集配電システムの構築。

(b) 回線間のインバランスの解消と設備の効率的な利用。

(c) 保護システムなど，ループ点を除き，既存システムの変更を最小化。

LPC を適切に運用するには，ループ潮流および無効電力の基本制御技術の確立が必要となる。配電系統では，信頼度の向上を目的として分散制御を基本としたシステムの構築が行なわれている。本論文では，ループ潮流および無効電力の基本制御技術として，自端情報を用いた制御法と運用に必要な制御係数の決定法を示す。

3. 自端情報によるループ潮流と無効電力の制御法

常開点に LPC を設置した場合，自端情報として得られるのは 2 つの回線の電圧である。電圧の基本周波数に着目すると，図 3 に示すように 2 つの回線の実効値 V_i と V_j および 2 つの回線間の位相差 θ_{ij} が得られる。

誘導リアクタンス分 X が支配的な配電線路で図 1 の様に 2 つの回線が同一母線に接続されている場合，2 つの回線の負荷量または発電量の差は常開点の電圧位相差として表れる。しかし，図 2 の SW の様に変電所の異なる回線の電圧位相差は，上位の送電線の潮流状態により変化する。

一方，6.6 kV の架空配電系統の線路インピーダンスは，抵抗分 R が誘導リアクタンス分 X に対し無視できない。例えば，Cu80 mm^2 は R/X = 0.72，Cu125 mm^2 は R/X = 0.47 程度の値である。また，回線の送り出し電圧は，配電用変電所変圧器の電圧制御により管理されているので，2 つの回線の負荷量および発電量の差を常開点の電圧差として捉えループ潮流の制御に適用できれば，上位の送電線の潮流状態が問題となる変電所の異なる回線の常開点についても適用が可能となる。

このことから，LPC の基本制御に用いる情報として LPC 設置点における電圧の実効値を用いる。

〈3·1〉 制御点電圧の推定 LPC の設置地点と制御を行いたい地点（図 3 の V_{xi}，V_{xj}）は物理的に離れている場合がある。制御点の電圧 V_{xi} と V_{xj} は，回線 1 と回線 2 の LPC から制御点までの線路のインピーダンス $R_i + jX_i$ と $R_j + jX_j$，LPC の通過潮流 P_{LPCij}，注入無効電力 Q_{LPCi} と Q_{LPCj} および自端電圧 V_i と V_j から次のように推定する。

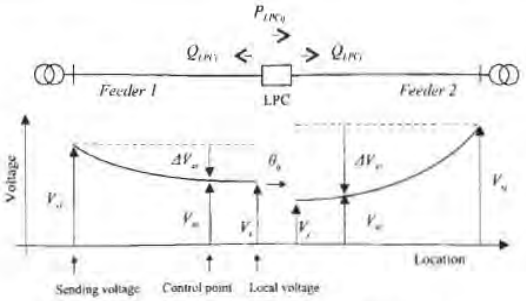


図3　2つの回線における電圧降下

Fig. 3.　Voltage drop of two feeders.

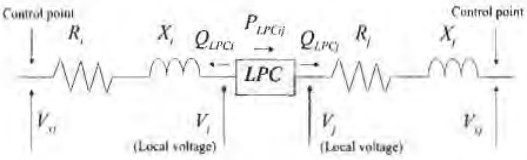


図4　制御点における電圧の推定

Fig. 4.　Estimation of line voltage for control point.

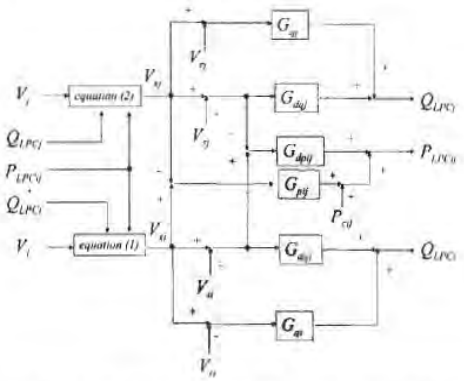


図5　自端情報による分散制御法の全体構成

Fig. 5.　Total structure of distributed control method using local voltage information.

$$V_{xi} = v_x(V_i, P_{LPCij}, Q_{LPCi}, R_i, X_i) \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (1)$$

$$V_{xj} = v_x(V_j, -P_{LPCij}, Q_{LPCj}, R_j, X_j) \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (2)$$

ここで，v_x は，

$$v_x(v, p, q, r, x) = \sqrt{\left(v + \frac{pr - qx}{v}\right)^2 + \left(\frac{qr + px}{v}\right)^2} \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (3)$$

である。(1)〜(3) 式の関係を図4に示す。

〈3·2〉 ループ潮流の制御　これまでに，図3に示すLPC設置地点の回線電圧 V_i および V_j を用いた回線のループ潮流 P_{LPCij} の制御法として，回線電圧 V_i と V_j の差に係数 G_{pij} を乗じた潮流の制御法[11)-13)] を示し回線間の電圧のばらつきを改善する効果および線路の損失を低減する効果を明らかにした。

本論文では，分散制御に制御係数の決定法を適用するため，前述の制御点電圧の推定法および回線1の電圧変化 ΔV_{xi} $(= V_{xi} - V_{si})$ と回線2の電圧変化 ΔV_{xj} $(= V_{xj} - V_{sj})$ の差に係数 G_{dpij} を乗じた潮流の制御法を加え，ループ潮流 P_{LPCij} の分散制御法の全体的な構造を図5の様にまとめる。ループ潮流指令値 P_{LPCij} は，制御点電圧 V_{xi} と V_{xj} を用いて次式の様に制御する。

$$P_{LPCij} = G_{dpij}\left\{(V_{xi} - V_{si}) - \left(V_{xj} - V_{sj}\right)\right\} + G_{pij}\left(V_{xi} - V_{xj}\right) + P_{cij} \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (4)$$

ここで，V_{xi}，V_{xj} は制御点の電圧，V_{si}，V_{sj} は回線1と2の送り出し電圧，G_{dpij} および G_{pij} は比例係数，P_{cij} はループ潮流の係数である。

(4) 式の右辺第1項は，回線の電圧変化 ΔV_{xi} と ΔV_{xj} の差に G_{dpij} を乗じた潮流量の制御である。第2項は，補償点の電圧の差 $V_{xi} - V_{xj}$ に係数 G_{pij} を乗じた潮流量の制御である。第3項の P_{cij} は，定常的な潮流を示す。

配電系統にLPCを導入するには，ここに示した制御係数 G_{dpij}，G_{pij} および P_{cij} を適切に決定する必要がある。分散制御では，複数の制御係数を一括して決定する必要があり，制御係数の決定方法を4章で示す。制御係数 G_{dpij} および G_{pij} の性質は，〈5·2〉節と〈5·3〉節で考察する。

〈3·3〉 無効電力の制御　回線電圧 V_i と V_j と送り出し電圧 V_{si} と V_{sj} の差（回線の電圧変化 ΔV_{xi} と ΔV_{xj}）に係数 G_{dqi} と G_{dqj} を乗じた無効電力の制御法[13)14)] を示し負荷力率の改善による線路損失の低減と電圧変動の抑制効果を明らかにした。本論文では，〈3·2〉節と同様に制御係数の決定法の適用のため，制御点電圧の推定法と新たに目標電圧 V_{ri} と V_{rj} を用いた無効電力の制御法を加える。これらをまとめ自端情報を用いた無効電力 Q_{LPCi} と Q_{LPCj} の分散制御法の全体的な構造を図5に示す。回線1および2に注入する無効電力制御 Q_{LPCi} と Q_{LPCj} は，次式のように行なう。

$$Q_{LPCi} = G_{qi}(V_{xi} - V_{ri}) + G_{dqi}(V_{xi} - V_{si}) \cdots\cdots\cdots (5)$$

$$Q_{LPCj} = G_{qj}\left(V_{xj} - V_{rj}\right) + G_{dqj}\left(V_{xj} - V_{sj}\right) \cdots\cdots\cdots (6)$$

ここで，V_{ri}，V_{rj} は回線1と2の目標電圧，G_{qi}，G_{qj} と G_{dqi}，G_{dqj} は比例係数である。(5) 式と (6) 式は対称なので (5) 式に注目すると，右辺第1項は目標電圧 V_{ri} に対して G_{qi} を乗じた無効電力の制御法[17)] である。例えば，目標電圧に比べ電圧が上昇する場合，進み無効電力を注入して回線の電圧を目標電圧に近づける。一方，第2項は回線の電圧変化 ΔV_{xi}（電圧降下または電圧上昇）に G_{dqi} を乗じた無効電力の制御法[13)14)] である。制御係数 G_{qi} と G_{dqi} の性質は，〈5·2〉節と〈5·3〉節で考察する。

〈3·4〉 回線の送り出し電圧　(4)〜(6) 式は，自端の電圧情報 V_i と V_j の他に回線の送り出しの電圧情報 V_{si} と V_{sj} が必要である。配電系統の回線の送り出し電圧の調節がプログラム制御により行なわれている場合，これらの設定情報を用いる。LPCのプログラム制御でこれらの設定を再現することで，季節または曜日毎の特性をきめ細かく考慮することも可能と考える。同様に，回線の送り出し電圧の調

節が LDC（Line drop compensation）[16] 方式が用いられている場合，回線内の補償点が目標電圧に制御されているので，送り出し電圧の代わりに補償点の目標電圧を用いる。

4. 最小二乗法による制御係数の決定法

分散制御の係数決定に最適潮流計算と最小二乗法を用いた決定手法を提案する。本手法は，

〔ステップ1〕 負荷（発電）条件の設定，目的関数の設定，電力方程式の設定と LPC の制約条件の設定を行なう。

〔ステップ2〕 OPF 問題を解く。

〔ステップ3〕 分散制御則を $Y = XA$ に定式化，ここで，Y は LPC 動作，A は制御係数，X は自端電圧情報を表す。

〔ステップ4〕 ステップ2の OPF で求めた LPC の最適動作量を Y に設定，そのときの自端電圧を X に設定する。

〔ステップ5〕 最小二乗法により制御係数 A を求める。

の手順で分散制御則の係数 A を決定する。

〈4・1〉 制御目的と最適制御 線路損失の最小化（ML）および電圧誤差二乗の最小化（MV）の組み合わせを制御目的とする。

ステップ1として，時間断面 t の線路損失の最小化（ML）と電圧誤差二乗の最小化（MV）の最適潮流（OPF）問題[17][18]を次式に示す。

$$\left.\begin{array}{l}\text{minimize } f(x(t)) \\ \text{subject to } h(x(t)) = 0, \quad \underline{g} \le g(x(t)) \le \overline{g}\end{array}\right\} \cdots\cdots (7)$$

ここで，目的関数 $f(x(t))$ は，

$$\begin{aligned} f(x(t)) &= a\sum_{i=0}^{n}\sum_{j=0}^{n} G_{ij}\left\{\left(e_i(t)-e_j(t)\right)^2+\left(f_i(t)-f_j(t)\right)^2\right\} \\ &\quad + b\sum_{i=0}^{n}\left\{\sqrt{e_i^2(t)+f_i^2(t)}-V_{refi}\right\}^2 \cdots\cdots\cdots\cdots (8)\end{aligned}$$

である。電力方程式 $h(x(t)) = 0$ は，

$$\left.\begin{array}{l} P_{Gi}(t)-P_{Li}(t)+\sum_{j=0}^{n}P_{LPCij}(t) \\ \quad -\sum_{j=0}^{n}e_i(t)\left(G_{ij}e_j(t)-B_{ij}f_j(t)\right) \\ \quad -\sum_{j=0}^{n}f_i(t)\left(G_{ij}f_j(t)+B_{ij}e_j(t)\right)=0, \\ Q_{Gi}(t)-Q_{Li}(t)+Q_{LPCi}(t) \\ \quad -\sum_{j=0}^{n}f_i(t)\left(G_{ij}e_j(t)-B_{ij}f_j(t)\right) \\ \quad +\sum_{j=0}^{n}e_i(t)\left(G_{ij}f_j(t)+B_{ij}e_j(t)\right)=0 \end{array}\right\} \cdots\cdots\cdots\cdots (9)$$

である。制約条件 $\underline{g} \le g(x(t)) \le \overline{g}$ は，

$$\left.\begin{array}{l} \underline{P_{LPCij}} \le P_{LPCij}(t) \le \overline{P_{LPCij}}, \\ \underline{Q_{LPCi}} \le Q_{LPCi}(t) \le \overline{Q_{LPCi}}, \\ \underline{Q_{LPCj}} \le Q_{LPCj}(t) \le \overline{Q_{LPCj}}, \quad (i,j) \in S_{LPC} \end{array}\right\} \cdots (10)$$

である。a は送電損失の係数，b は電圧誤差二乗の係数である。$e_i(t) + jf_i(t)$ はノード i 電圧の実数部と虚数部である。$G_{ij} + jB_{ij}$ はノード i と j 間の伝達アドミッタンスである。$P_{Gi}(t)$ と $Q_{Gi}(t)$ はノード i の発電機出力である。$P_{Li}(t)$ と $Q_{Li}(t)$ はノード i の電力需要である。$P_{LPCij}(t)$ はノード i から j への LPC 有効電力潮流である。$Q_{LPCi}(t)$ はノード i の LPC の無効電力である。(i, j) は LPC の接続ノード i，j である。S_{LPC} は LPC が接続するノードの組である。$\underline{()}$，$\overline{()}$ は制約条件の下限と上限である。V_{refi} は目標電圧である。

係数 a と b は目的に合わせて決める。本論文は，線路損失の最小化（ML）の条件として係数 $a = 1$ と $b = 0$ を用いる。また，電圧誤差二乗の最小化（MV）の条件として係数 $a = 1$ と $b = 5$ を用いる。

ステップ2として，OPF 問題を解いて LPC の最適制御量とそのときの自端の電圧を求める。(7)～(10) 式に電力需要 $P_{Li}(t)$，$Q_{Li}(t)$ と発電機出力 $P_{Gi}(t)$，$Q_{Gi}(t)$ の条件を与えると，各時刻断面 t において，LPC の最適制御量 $P^O_{LPCij}(t)$，$Q^O_{LPCi}(t)$，$Q^O_{LPCj}(t)$ とそのときの各ノードの電圧 $V^O_i(t)$ が得られる。

〈4・2〉 最適制御結果に基づく制御係数の決定法 LPC の最適制御量 $P^O_{LPCij}(t)$，$Q^O_{LPCi}(t)$，$Q^O_{LPCj}(t)$ と電圧 $V^O_i(t)$ の関係を (4)～(6) 式に示した分散制御の関係式で近似する。本論文は，分散制御の関係式における係数 G_{pij}，G_{qi}，G_{qj}，G_{dpij}，G_{dqi}，G_{dqj}，V_{ri}，V_{rj} と P_{cij} の決定に最小二乗法[19]を用いる。

ステップ3として，分散制御則の係数の決定を最小二乗法問題として定式化する。ここで，LPC の最適動作を Y，そのときの自端電圧を X，制御係数を A とすると，分散制御

$$Y = XA \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (11)$$

の制御係数 A は，最小二乗法により

$$A = \left(X^T X\right)^{-1} X^T Y \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (12)$$

のように求まる。(4) 式を整理すると

$$P^O_{LPCij}(t) = G_{dpij}\Delta V^O_{xsij}(t) + G_{pij}\Delta V^O_{xij}(t) + P_{cij} \cdots\cdots\cdots\cdots (13)$$

ここで，

$$\Delta V^O_{xsij}(t) = \left(V^O_{xi}(t) - V_{si}(t)\right) - \left(V^O_{xj}(t) - V_{sj}(t)\right),$$
$$\Delta V^O_{xij}(t) = V^O_{xi}(t) - V^O_{xj}(t)$$

である。LPC の最適動作 Y，そのときの自端電圧 X および制御係数 A は，

$$
\left.
\begin{aligned}
Y &= \begin{bmatrix} P^O_{LPCij}(1) \\ P^O_{LPCij}(2) \\ \vdots \\ P^O_{LPCij}(t) \end{bmatrix}, \\
X &= \begin{bmatrix} \Delta V^O_{xsij}(1) & \Delta V^O_{xij}(1) & 1 \\ \Delta V^O_{xsij}(2) & \Delta V^O_{xij}(2) & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \Delta V^O_{xsij}(t) & \Delta V^O_{xij}(t) & 1 \end{bmatrix}, \\
A &= \begin{bmatrix} G_{dpij} \\ G_{pij} \\ P_{cij} \end{bmatrix}
\end{aligned}
\right\} \cdots\cdots\cdots\cdots (14)
$$

である。これらを (12) 式に代入すると，制御係数 G_{pij}, G_{dpij} と P_{cij} が求まる。

次に，無効電力の制御係数を求める。(5) 式を整理すると，

$$
Q^O_{LPCi}(t) = \left(G_{qi} + G_{dqi}\right) V^O_{xi}(t) - G_{dqi} V^O_{si}(t) - G_{qi} V_{ri} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (15)
$$

となる。LPC の最適動作 Y，そのときの白端電圧 X および制御係数 A は，

$$
\left.
\begin{aligned}
Y &= \begin{bmatrix} Q^O_{LPCi}(1) \\ Q^O_{LPCi}(2) \\ \vdots \\ Q^O_{LPCi}(t) \end{bmatrix}, \\
X &= \begin{bmatrix} V^O_{xi}(1) & V^O_{si}(1) & 1 \\ V^O_{xi}(2) & V^O_{si}(2) & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ V^O_{xi}(t) & V^O_{si}(t) & 1 \end{bmatrix}, \\
A &= \begin{bmatrix} G_{qi} + G_{dqi} \\ -G_{dqi} \\ -G_{qi} V_{ri} \end{bmatrix}
\end{aligned}
\right\} \cdots\cdots\cdots\cdots (16)
$$

である。これらを (12) 式に代入すると，制御係数 G_{qi}, G_{dqi} と V_{ri} が求まる。制御係数 G_{qj}, G_{dqj} と V_{rj} についても (6) 式から同様に求まる。

ステップ 4 として，(14) 式および (16) 式に OPF 結果を代入する。

ステップ 5 として，(12) 式から制御係数 A を求める。

5. 分散制御と最適制御の比較

本章では，分散制御の動作と最適制御の動作をシミュレーションにより比較し，提案する制御係数の決定法の有効性を示す。そこで，〈5·2〉節では線路損失を最小化する動作，〈5·3〉節では電圧誤差二乗を最小化する動作について分散制御と最適制御を比較する。最後に，〈5·4〉節では，〈5·2〉節と〈5·3〉節に用いた制御係数が PV システムの連系による負荷パターンの変化に対し有効に機能することを示す。

〈5·1〉 解析条件　図 6 は，文献 (20), (21) の住宅地域モデル C2 で分岐線を簡略化した系統モデルである。本モデルでは 1 つの回線を 10 ノードに分割し，回線 1 はノード 3 を第 1 負荷点としてノード 3 からノード 10 まで均等に負荷条件を与える。同様に，回線 2 はノード 14 を第 1 負荷点としてノード 14 からノード 21 まで均等に負荷条件を与える。負荷と PV システムを想定した DG のパターンは，文献 (21) の住宅地域のパターンを用いた。図 7 に回線 1 の負荷条件と回線の送り出し電圧（ノード 0）を示す。ここで，時間軸の 1～24 時，25～48 時と 49～72 時は，それぞれ，夏期，冬期と中間期のパターンを示す。

図 8 は，〈5·4〉節の検討に用いる回線 1 に連系する PV

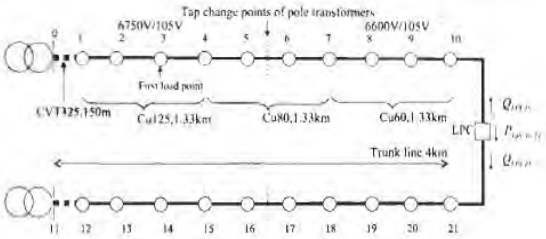


図 6　LPC による末端ループ系統

Fig. 6.　Loop distribution system at end of feeder by LPC.

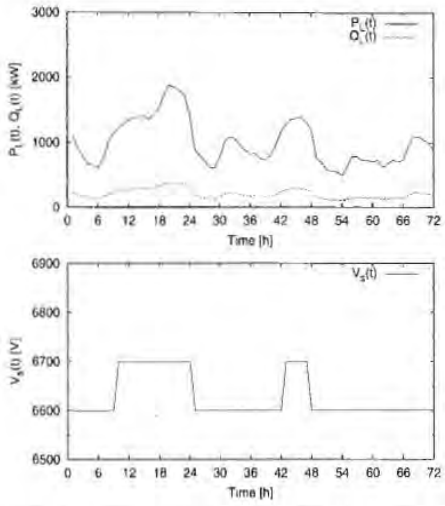


図 7　回線 1 の負荷条件と送り出し電圧

Fig. 7.　Load curve and sending voltage at feeder 1.

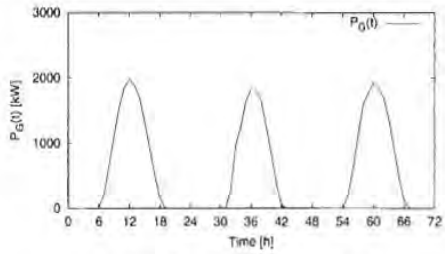


図 8　回線 1 の分散電源の出力

Fig. 8.　DG output at feeder 1.

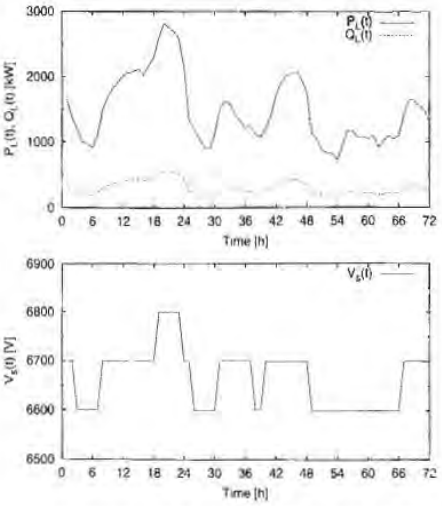


図 9　回線 2 の負荷条件と送り出し電圧

Fig. 9.　Load curve and sending voltage at feeder 2.

表 1　解析条件

Table 1.　Condition of simulation.

Case	Control condition	DG
O1	Optimal control for ML ($a = 1, b = 0$)	0
O2	Optimal control for ML ($a = 1, b = 0$)	2 MW
O3	Optimal control for MV ($a = 1, b = 5$)	0
O4	Optimal control for MV ($a = 1, b = 5$)	2 MW
D1	Distributed control for ML (table 4.)	0
D2	Distributed control for ML (table 4.)	2 MW
D3	Distributed control for MV (table 5.)	0
D4	Distributed control for MV (table 5.)	2 MW

(ML: Minimum loss, MV: minimum square voltage error)

システムの出力パターンである。

図 9 に，回線 2 の負荷条件と回線の送り出し電圧（ノード 11）を示す。

これらの負荷・電源の運転パターンを用いた解析条件を表 1 に示す。ケース O1～O4 は最適制御による条件であり，ケース D1～D4 は分散制御による条件である。

ケース O1 は ML（線路損失の最小化）の最適制御であり，このケースで得られた LPC の最適動作パターンと自端電圧を用いて表 4 の分散制御の係数を求める。表 4 は，分散制御の解析ケース D1 とケース D2 に用いる。

ケース O2 は ML の最適制御で回線 1 に合計 2 MW の PV システムが連系する。ケース D2 は表 4 の分散制御の係数を用いた条件で回線 1 に合計 2 MW の PV システムが連系する。

ケース O3 は MV（電圧誤差二乗の最小化）の最適制御であり，このケースで得られた LPC の最適動作パターンと自端電圧を用いて表 5 の分散制御の係数を求める。表 5 は，分散制御の解析ケース D3 とケース D4 に用いる。

ケース O4 は MV の最適制御で回線 1 に合計 2 MW の PV システムが連系する。ケース D4 は表 5 の分散制御の係数を用いた条件で回線 1 に合計 2 MW の PV システムが連系する。

表 2　線路インピーダンス

Table 2.　Line impedances on simulation.

Item	Impedance (Ω/km)	R/X ratio
Cu60	0.313+i0.338	0.926
Cu80	0.237+i0.329	0.720
Cu125	0.149+i0.314	0.475

表 3　電圧誤差二乗の最小化における目標電圧

Table 3.　Reference voltages for minimum square voltage error operation.

Parameter	Voltage (pu)
V_{ref4} ~ V_{ref5}	1.003247
V_{ref6} ~ V_{ref10}	0.980952
V_{ref12} ~ V_{ref16}	1.003247
V_{ref17} ~ V_{ref21}	0.980952

(V_{base} = 6.6 kV)

表 4　損失最小化における分散制御の係数

Table 4.　Coefficients of distributed control approximate to minimum loss operation.

Coefficient	Specification
G_{q10}	0.0521
G_{dq10}	−8.93
V_{r10}	1.22
G_{q21}	−0.0472
G_{dq21}	−11.2
V_{r21}	0.726
$G_{(dp10\ 21)}$	68.2
$G_{p(10\ 21)}$	1.16
$P_{r(10\ 21)}$	0.00493

ここで，解析に用いる線路インピーダンスを表 2 に示す。表 3 は，電圧誤差二乗の最小化における目標電圧を示す。

〈5・2〉 線路損失の最小化（ML）と分散制御の比較　負荷条件図 7 と図 9 を用い ML の最適制御ケース O1 における LPC 最適制御量とそのときの自端電圧を用いて決定した LPC の分散制御の係数を表 4 に示す。ここで，制御点電圧の推定は，$R_{10} = R_{21} = 0.005$ pu と $X_{10} = X_{21} = 0.005$ pu を用いた。LPC の容量と電圧は，$P_{base} = 1$ MW と $V_{base} = 6.6$ kV を基準とした。

図 10 に最適制御ケース O1 と分散制御ケース D1 の LPC 制御動作の比較を示す。破線は，最適な動作 $P^{O}_{LPC10\ 21}(t)$ と $Q^{O}_{LPC10}(t)$ を表し，＋の記号は分散制御の動作 $P_{LPC10\ 21}$ と Q_{LPC10} を表す。これらは，非常によく一致し，線路損失を最小化する LPC の潮流制御動作は (1)～(6) 式で示した分散制御測で近似できていることを示す。

表 4 の $G_{p10\ 21}$ と $G_{dp10\ 21}$ の絶対値を比較すると，$G_{dp10\ 21}$ が $G_{p10\ 21}$ に比べ大きな値になっていることがわかる。$G_{dp10\ 21}$ は各回線の送り出し電圧と LPC 設置点の差 ΔV_{x10} と ΔV_{x21} の大小関係からループ潮流を決定する係数である。線路損失の最小化では，$G_{dp10\ 21}$ で支配される変数 ΔV_{x10} と ΔV_{x21} の影響が強い。

これらの係数の関係は，無効電力の制御係数 G_{q10} と G_{dq10} についても同様な傾向を示している。線路損失を最小化す

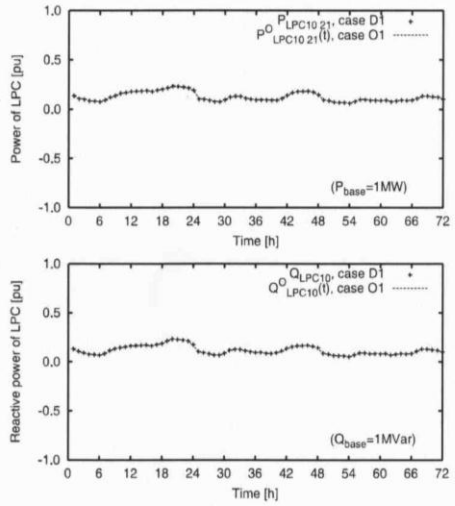


図 10　線路損失の最小化と分散制御における LPC の潮流制御動作

Fig. 10.　Power flow control of LPC for minimum loss operation and distributed control.

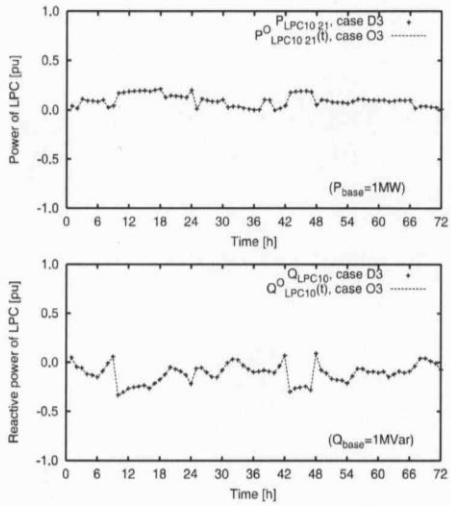


図 11　電圧誤差二乗の最小化と分散制御における LPC の潮流制御動作

Fig. 11.　Power flow control operation of LPC for optimum voltage control and distributed control.

表 5　電圧誤差二乗最小化における分散制御の係数

Table 5.　Coefficients of distributed control approximate to minimum square voltage error operation.

Coefficient	Specification
G_{q10}	−116.2
G_{dq10}	14.5
V_{r10}	0.986
G_{q21}	−120.3
G_{dq21}	14.2
V_{r21}	0.986
$G_{dp10\ 21}$	12.5
$G_{p10\ 21}$	179.0
$P_{c10\ 21}$	0.00176

る場合，無効電力は，負荷力率を改善するように動作しているため ΔV_{x10} と相関が強いと考えることができる。図 10 の無効電力 Q_{10} は，ノード 10 に注入する方向で示してある。つまり，正の符号は容量性，負の符号は誘導性の負荷に相当する。

これらの結果から，提案の分散制御で線路損失の最小化を行うには，回線の送り出しと制御点の電圧差 ΔV_{x10} および ΔV_{x21} を用いるのが効果的と考える。

〈5・3〉 電圧誤差二乗の最小化（MV）と分散制御の比較

負荷条件図 7 と図 9 を用い MV を行う最適制御ケース O3 の最適制御量とそのときの自端電圧を用いて決定した LPC の分散制御の係数を表 5 に示す。

ループ潮流の係数 $G_{p10\ 21}$ と $G_{dp10\ 21}$ の絶対値を比較すると $G_{p10\ 21}$ が大きい。$G_{p10\ 21}$ に関係する無効電力の係数 G_{q10} と G_{dq10} を比較すると G_{q10} が大きい。従って，提案の分散制御で MV を行うには，V_{x10} と V_{x21} を用いるのが効果的と考える。

図 11 に分散制御と MV の最適制御における LPC の潮流制御動作を示す。破線は，最適動作 $P^{O}_{LPC10\ 21}(t)$ と $Q^{O}_{LPC10}(t)$ を表し，+ の記号は分散制御における $P_{LPC10\ 21}$ と Q_{LPC10} の動作を表す。これらは，非常によく一致していることから，電圧誤差二乗を最小化する LPC の潮流制御動作は，(1)〜(6) 式で示した分散制御則で近似ができていることを示す。

〈5・4〉 負荷パターンの変化に対する動作の比較　本節では，提案手法で求めた係数を用いた分散制御が，PV システムの連系による負荷パターンの変化に対し，適切に動作することを示す。

ケース D1 とケース D3 はケース O1 とケース O3 の最適な LPC 動作量と自端電圧から最小二乗法を用いて制御係数を決定している。そこで，ケース D1 と D3 の制御係数を用いて回線 1 に PV システムが連系する分散制御ケース D2 と D4 を最適制御ケース O2 と O4 と比較する。

図 12 は分散制御のケース D2 と線路損失を最小化する最適制御ケース O2 の動作を示す。破線は最適動作を表し，+ の記号は分散制御の動作を表す。

時刻 12 時の動作を比較すると，分散制御動作は最適動作に比べ潮流 $P_{LPC10\ 21}$ が若干小さな値となっている。また，ノード 10 に注入する無効電力 Q_{LPC10} は減少している。これは，遅れ力率の負荷に対し，PV システムの運転力率が 1 であることから生じている。つまり，主体となる係数 $G_{p10\ 21}$ と G_{q10} は，PV システムの連系のない状態（ケース O1）における負荷力率に基づき決定しているため，この係数で動作している LPC は，電圧の上昇に対し誘導性の無効電力の注入量（容量性の無効電力負荷に相当）を抑制する動作となると考えることができる。

図 13 は各時刻における分散制御と最適制御（ML）の線路損失の比較を示す。破線は最適な動作の損失を表し，+ 記号は分散制御動作の損失を表す。図 12 の時刻 12 における LPC の動作の若干の違いにより，時刻 12 時の線路損失

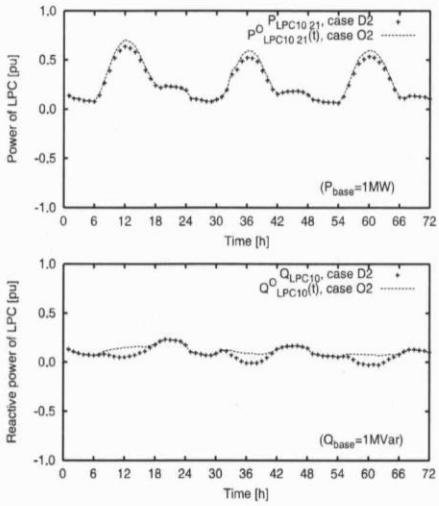


図 12　PV システム連系時の線路損失の最小化と分散制御における LPC の潮流制御動作の比較
Fig. 12.　Comparison with minimum loss control and distributed control for PV system connection.

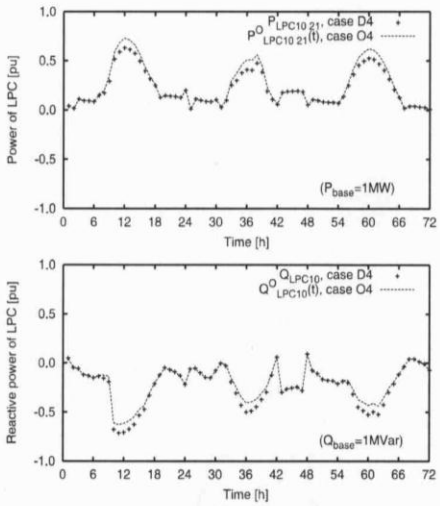


図 14　PV システム連系時の電圧誤差二乗の最小化と分散制御における LPC の潮流制御動作の比較
Fig. 14.　Comparison with optimum voltage control and distributed control for PV system connection.

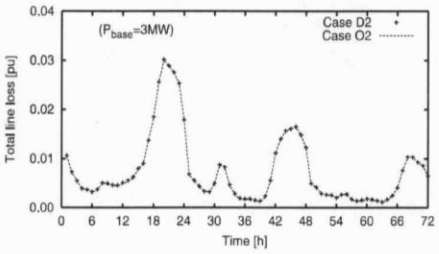


図 13　線路損失の最小化と分散制御における全線路損失の比較
Fig. 13.　Comparison of total line loss with minimum loss control and distributed control.

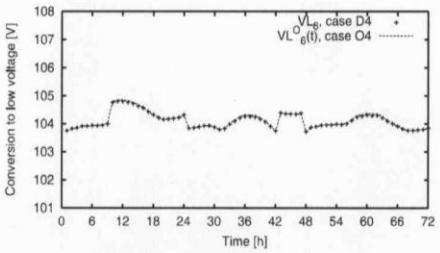


図 15　電圧誤差二乗の最小化と分散制御における各時刻ノード 6 の低圧換算電圧比較
Fig. 15.　Comparison of voltage with optimum voltage control and distributed control.

に僅かな違いが生じているが，これらの差は非常に小さい。

次に，分散制御のケース D4 と最適制御（MV）のケース O4 における LPC 動作の比較を図 14 に示す。

時刻 12 時の動作を比較すると，図 12 と同様に，ループ潮流 $P_{LPC10\ 21}$ は最適な動作に比べ少し減少し，無効電力は容量性の無効電力の注入量（誘導性の無効電力負荷に相当）が最適動作に比べ若干増加しているが，これらの動作は概ね一致している。

図 15 は，分散電源が多数連系すると電圧の超過が問題となるノード 6 の低圧換算電圧 VL_6 の比較を示す。ケース D4 とケース O4 はよく一致している。

提案手法により決定した係数を用いた分散制御は，PV システムの連系を想定した負荷パターンの変化に対し，適切な制御動作が行えることがわかった。さらに，1 組の制御係数にもかかわらず 3 シーズン分の負荷パターンに対する制御が行えることから，制御係数 A の設定値の見直しは，系統条件が大幅に変更される時のみ行えばよいと考える。

6. まとめ

本論文では，これまでに検討を行ってきた自端情報によるループ潮流・無効電力制御方式をまとめ，制御方式の全体的な構造を示した。

本制御方式を実用化する場合，適切な制御係数の設定が必要となる。そこで，代表的な負荷パターンから最適な LPC の動作パターンを求める最適潮流計算と最小二乗法を組み合わせた制御係数の決定法を提案した。

分散制御における制御係数を適切に決定することで，1 組の制御係数にもかかわらず 3 シーズン分の負荷パターンに対する制御が行えることを示した。さらに，PV システムの集中的な連系を想定した負荷パターンの変化に対し，適切な制御動作が行えることを明らかにした。

謝　辞

本研究は，（財）電力中央研究所重点課題研究の一部として実施したものである。研究の実施に当たって，指導と支援をいただいたシステム技術研究所需要家システム領域田中和幸領域リーダー，同じく小林広武上席研究員，需要家

システム領域の皆様に感謝いたします。
（平成16年4月19日受付，平成16年11月15日再受付）

文　献

（1）「都市形分散電源システム」，電気学会技術報告 (1996-10)

（2）T. Ishikawa and Y. Imai: "Outline of Islanding Detection Technology", *T. IEE Japan*, Vol.116-B, No.5, pp.521–524 (1996-5) (in Japanese)
石川忠夫・今井康友：「分散型電源の単独運転検出技術の開発動向」，電学論 B, **116**, 5, pp.521–524 (1996-5)

（3）H. Taniguchi: "Dispersed Generation and Power System Control", *T. IEE Japan*, Vol.121-B, No.9, pp.1065–1068 (2001-9) (in Japanese)
谷口治人：「分散型電源と電力系統の制御」，電学論 B, **121**, 9, pp.1065–1068 (2001-9)

（4）J. Kim, H. Kita, T. Tezuka, and Y. Nishikawa: "Method of Determining the Introduction Limits of Dispersed Generation Systems in a Distribution System from a Viewpoint of Voltage Regulation", *T. IEE Japan*, Vol.116-B, No.12, pp.1461–1469 (1996-12) (in Japanese)
金　在彦・喜多　一・手塚哲央・西川禕一：「配電系統の電圧管理面から見た分散型電源の導入限界決定法」，電学論 B, **116**, 12, pp.1461–1469 (1996-12)

（5）N. Okada and T. Ishikawa: "The distinctive features of the grid connected PV systems", The Papers of Technical Meeting on Frontier Technology and Engineering, IEE Japan, FTE-00-6, pp.37–42 (2000-3) (in Japanese)
岡田有功・石川　崇：「配電系統からみた太陽光発電システムの運転特性解析」，電気学会新エネルギー・環境研資, FTE-00-6, pp.37–42 (2000-3)

（6）T. Ishikawa, K. Kurokawa, N. Okada, and K. Takigawa, "Evaluation of operation characteristics in multiple interconnection of PV systems", *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol.75, pp.529–536 (2003-2)

（7）S. Naka, S. Toune, T. Genji, T. Yura, S. Takayama, and Y. Fukuyama: "Optimal Setting for Control Equipment Considering Interconnection of Distributed Generators", *T. IEE Japan*, Vol.120-B, No.12, pp.1558–1565 (2000-12) (in Japanese)
仲　成規・藤根　栄・元治　崇・由良俊樹・高山信一・福山良和：「分散電源の連系を考慮した電圧制御機器の最適整定の検討」，電学論 B, **120**, 12, pp.1558–1565 (2000-12)

（8）A. Fukutome: "Optimal Switching Problem in Distribution Systems", *T. ISCIE Japan*, Vol.22, No.9, pp.569–576 (1978-9) (in Japanese)
福留　渥：「配電系統における最適開閉器制御問題」，システムと制御, **22**, 9, pp.569–576 (1978-9)

（9）K. Nam, Y. Hayashi, and K. Nara: "An Approximate Solution Algorithm for Load Balancing of Distribution Systems Taking Discreteness of Load Increment into Account", *T. IEE Japan*, Vol.118-B, No.9, pp.983–989 (1998-9) (in Japanese)
南　基榮・林　泰弘・奈良宏一：「負荷の離散性を考慮した配電系統負荷バランス問題の近似解法」，電学論 B, **118**, 9, pp.983–989 (1998-9)

（10）N. Okada: "Control of Loop Distribution Network and Result", The Papers of Technical Meeting on Power Systems Engineering, IEE Japan, PSE-00-2, pp.7–12 (2000-1) (in Japanese)
岡田有功：「ループ配電系統の制御と効果」，電気学会電力系統技術研資, PSE-00-2, pp.7–12 (2000-1)

（11）N. Okada: "Autonomous Loop Power Flow Control for Distribution System", 7th International Conference on AC and DC Power Transmission, IEE, No.485, pp.150–155 (2001)

（12）N. Okada and S. Uemura: "Basic study on installation and control method for loop power flow controller in distribution system", The 14th Conference of the Electric Power Supply Industry, pp.46–51 (2002)

（13）N. Okada, H. Kobayashi, K. Takigawa, M. Ichikawa, and K. Kurokawa: "Loop Power Flow Control and Voltage Characteristics of Distribution System for Distributed Generation Including PV System", WCPEC-3, Proceeding CD (2003-5)

（14）N. Okada, M. Ichikawa, and K. Kurokawa: "Experiment and Evaluation of Loop Power Flow Control for Distribution Systems Adaptable to A Large Number of Distributed PV Systems", PVSEC 14 (2004-1)

（15）大浦好文：保護リレーシステム工学, pp.228–245, 電気学会 (2002)

（16）「配電線の電圧調整と管理」，電気協同研究, Vol.24, No.4 (1968)

（17）E. Acha, C.R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, and C. Angeles-Camacho: FACTS Modelling and Simulation in Power Networks, John Wiley & Sons Ltd. (2004)

（18）H. Wei, H. Sasaki, J. Kubokawa, and R. Yokoyama: "An Interior Point Nonlinear Programming for Optimal Power Flow Problems with A Novel Data Structure," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.13, No.3, pp.870–877 (1998-8)

（19）松原　望・縄田和満・中井検裕：統計学入門, pp.258–261, 東京大学出版 (2003)

（20）「高圧受電設備における高調波問題の現状と対策」，電気協同研究, Vol.54, No.2 (1998-11)

（21）T. Ishikawa, "Development of Load Flow Calculation Program for Distribution Lines with Dispersed Generations—Calculation Method for Distribution Line Voltage with Voltage Regulators—," CRIEPI, Komae Lab. Rep., No.T99006 (1999) (in Japanese)
石川忠夫：「分散型電源を含む配電線潮流計算プログラムの開発—電圧調整器を含む配電線電圧計算プログラム」，電中研研究報告, T99006 (1999)

岡　田　有　功（正員）1967年1月5日生。1990年3月成蹊大学工学部電気工学科卒業。1992年3月同大学大学院工学研究科電気工学専攻博士前期課程修了。同年4月電力中央研究所入所。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。主として配電系統解析，ループ配電系統および配電系統制御の研究に従事。システム技術研究所在籍。

黒　川　浩　助（正員）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。新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）出向，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。国際太陽エネルギー学会会員。

論　文

6.6 kV–100 kVA BTB式ループコントローラの制御試験

正員 岡田　有功*　正員 黒川　浩助**

Control Tests of 6.6 kV–100 kVA BTB Type Loop Power Flow Controller

Naotaka Okada*, Member, Kosuke Kurokawa**, Member

To use distribution networks effectively and to smooth introduction of the distributed generations, we proposed the loop or mesh structure for the distribution systems using loop power flow controller (LPC) at the opened switch which can connect the adjoining feeder. LPC is able to take optimal control for distribution systems in the points of reducing voltage rise, voltage fluctuation and loss minimum power flow control, and so on, with acquisition of state of distribution systems. Adapting to the area that cannot use communication system, from the points of view at the power quality for the transition phenomena, the distributed control using local voltage information is required for the LPC control. The purposes of this paper to show power flow and reactive power control for LPC and to propose a determination method of control coefficients using optimal operation pattern and local voltage information of LPC. The distributed control using these control coefficients was verified by 6.6 kV 100 kVA BTB (back to back) type LPC and distribution system testing facility in CRIEPI.

キーワード：ループコントローラ，分散制御，最小二乗法，ループ配電系統，分散型電源，需要地系統
Keywords: loop power flow controller, distributed control, least square method, loop distribution system, distributed generation, demand area power system

1. はじめに

環境問題への関心の高まりおよびエネルギーの効率的利用の観点から太陽光発電など再生可能エネルギーを利用した発電システムや燃料電池などのコジェネレーションシステムの開発が進んでいる[(1)~(3)]。一方，樹枝状で運用している配電系統では，ある回線で余剰電力により潮流の向きが反転すると，別の回線との電圧差が大きくなり電圧の管理が困難になることが指摘されている[(4)]。配電系統は，変電所から需要家方向の潮流で最適設計が行われていることから，逆方向の潮流に対して電圧の許容幅が小さい。これにより，低圧配電系統に連系する太陽光発電(PV)システムでは，連系点の電圧が上限値を超過すると発電出力を抑制して適正な電圧を維持するため，発電損失が増える[(5)(6)]。これに対し，電圧調整器の最適整定値の検討が行われている[(7)]。また，樹枝状系統を効率的に運用するため，負荷を均等化する常開点の選択方法は，負荷バランス問題として検討されている[(8)(9)]。

筆者らは，常開点を閉じたループ運用が系統の効率的な運用と分散型電源（DG）の連系に対し合理的と考え，電力集配電システムにおけるループ・メッシュ形態の研究を行っている[(10)~(14)]。系統故障に対しては，新たにループ・メッシュ系統に適した保護方式の採用と，ループ点に故障の保護機能を持たせる方法が考えられる。我々は，既存の系統保護方式をそのまま適用できる可能性があること，樹枝状とループ状が混在する場合の煩雑さを避けられることから，後者の方法を選択する。ループ点には，半導体電力変換技術を用いたBTB（back to back）式のループコントローラ（LPC（loop power flow controller））の適用を検討している[(11)(12)]。

本論文では，線路と負荷など系統の基本情報を用い最適潮流計算（OPF）で求めた動作パターンに基づき最小二乗法を用いて決定した制御係数による分散制御方式の動作検証を行う。このため，試作した6.6 kV–100 kVA ループコントローラを用い，需要地系統実証試験設備で制御試験を行った。分散制御による試験結果とOPFの結果の比較により，制御係数の決定方法とこの係数を用いたLPCの分散制御方式の妥当性を示す。

* (財) 電力中央研究所システム技術研究所
〒201-8511　狛江市岩戸北 2-11-1
Central Research Institute of Electric Power Industry
2-11-1, Iwado Kita, Komae 201-8511
** 東京農工大学
〒184-8588　小金井市中町 2-24-16
Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16, Naka-cho, Koganei 184-8588

2. LPC システムのコンセプト

LPC を用いたループ配電システムの基本コンセプトを示す。配電系統は，変電所から需要家方向の潮流で最適な設計が行われてきたため，逆方向の潮流（逆潮流）に対して電圧の許容幅が小さい。この場合，逆潮流を許容できる近隣の回線とループ接続して逆潮流を分担することが，設備の有効活用と高圧配電線の電圧変動の低減に効果的と考える。

しかし，開閉器を用いてループ化すると回線の送り出しの電圧・位相により適切な潮流分担が出来ない運用上の課題がある[†]。

〈2·1〉 BTB システム　BTB システムは，回線の電圧・位相差に関係なく 2 つの回線を結んで，有効潮流の制御と各回線の無効電力の制御が可能となる。

系統故障時には，ループ点を通過する電流が BTB の定格容量で制限され，変換器を高速に停止できることから，ループ運用時においても樹枝状の系統で用いられている保護システムの活用が期待できる。

また，制御機能の付加により，高圧配電系統の高調波電圧歪の低減[15]が行える。

〈2·2〉 設 置 点　6.6 kV 架空配電系統は，樹枝状（常開ループ）で運用されている。この様子を図 1 に示す。変電所から伸びた回線は，常時閉の開閉器（●）により 3 区間程度に分割してある。各区間は，常時開の開閉器（○）で他の回線と連系できる構成が多い。これらの点を閉じることで，配電系統は容易にループ・メッシュ化できる。我々は，このような点（○）を LPC の設置地点と考える。

〈2·3〉 容　量　LPC の最適な容量は，系統構成および負荷・電源条件により個別に検討する必要がある。ここで，配電線 1 回線の容量を 3 MVA とし 3 分割 3 連系の運用を想定すると，1 つの区間の容量は 1 MVA である。ある回線の区間 A と他回線の区間 B を LPC で連系し，区間 A の発電が 1 MW で区間 B の需要が 1 MW の条件を想定すると，LPC が 2 つの区間の需給差の半分，この場合，区間容量（1 MVA）を融通容量することで需給をバランスさせることができる。そこで，1 MVA を LPC の容量の 1 つの目標と考える。

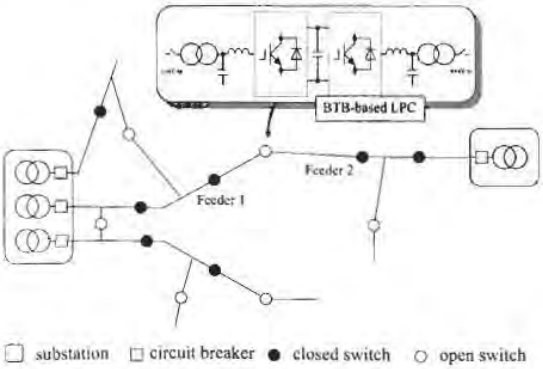


図 1　樹枝状配電系統と LPC の設置点

Fig. 1.　Radial distribution system and install points of the LPC.

† 〈6·4〉節の図 8 に開閉器ループの例を示す。

3. 分散制御による LPC の制御法

LPC の制御は，自端電圧（V_1，V_2）から推定した遠方の制御点の電圧（V_{x1}，V_{x2}）を用いて行なう。

〈3·1〉 線路電圧の推定　LPC の設置地点と制御を行いたい地点は物理的に離れている場合がある。制御点の電圧（V_{x1}，V_{x2}）は，次のように推定する。

$$V_{x1} = \sqrt{\left(V_1 + \frac{PR_1 - Q_1X_1}{V_1}\right)^2 + \left(\frac{Q_1R_1 + PX_1}{V_1}\right)^2} \quad \cdots\cdots (1)$$

$$V_{x2} = \sqrt{\left(V_2 + \frac{-PR_2 - Q_2X_2}{V_2}\right)^2 + \left(\frac{Q_2R_2 - PX_2}{V_2}\right)^2} \quad \cdots\cdots (2)$$

ここで，R_1，R_2，X_1 と X_2 は，それぞれ，回線 1 と回線 2 の LPC から制御点までの線路の抵抗とリアクタンスである。P，Q_1 と Q_2 は LPC の制御により回線 1 から回線 2 に流れる有効電力と回線 1 と回線 2 に注入している無効電力である。V_1 と V_{x1} は，回線 1 における LPC の自端電圧と制御点における推定電圧である。同様に，V_2 と V_{x2} は回線 2 における LPC の自端電圧と制御点における推定電圧である。(1) 式と (2) 式の関係を図 2 に示す。

〈3·2〉 有効電力の制御　誘導リアクタンス分が支配的な送電系統で有効電力の潮流は，位相の変化として観測される。架空配電系統では，線路インピーダンスにおいて抵抗分 R が誘導リアクタンス分 X に対し無視できない。例えば，Cu80 mm^2 では $R/X = 0.72$，Cu125 mm^2 では $R/X = 0.47$ 程度の値になる。これは，有効電力の変化を電圧の変化として観測するのに十分な比率と考える。次式は，回線の電圧差による潮流の制御である[11]。

$$P_{ref} = G_p(V_{x1} - V_{x2}) + P_0 \quad \cdots\cdots (3)$$

ここで，P_{ref} は LPC により制御される有効潮流，V_{x1} と V_{x2} は (1) 式と (2) 式を用いて回線 1 と 2 の LPC の自端電圧 V_1 と V_2（図 3）から推定した制御点の電圧，G_p は電圧差 $V_{x1} - V_{x2}$ から P を決める係数，P_0 はループ潮流の定数である。

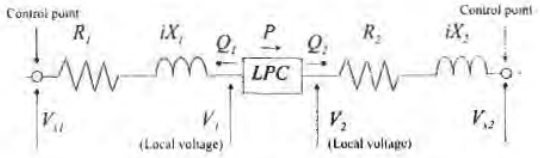


図 2　制御点における電圧の推定

Fig. 2.　Estimation of line voltage for control point.

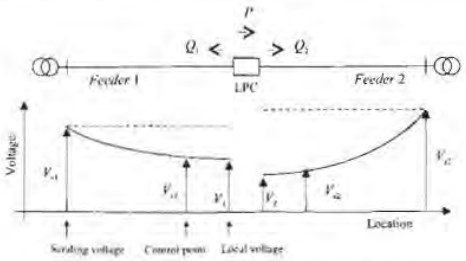


図 3　2 つの回線における電圧降下

Fig. 3.　Voltage drop of two feeders.

〈3·3〉 無効電力の制御　LPC の無効電力制御は，電圧の適正化（逸脱の補償），電圧の変動抑制，力率の改善と線路損失の低減などの活用が期待できる。

ここでは，次式の $Q-V$ 制御[16] を用いる。

$$Q_{1ref} = G_{q1} \cdot (V_{s1} - V_{r1}) \cdots\cdots (4)$$

$$Q_{2ref} = G_{q2} \cdot (V_{s2} - V_{r2}) \cdots\cdots (5)$$

ここで，G_{q1} は比例係数，V_{s1} は回線 1 の制御点の電圧，V_{r1} は回線 1 の目標電圧である。同様に，G_{q2} は比例係数，V_{s2} は回線 2 の制御点の電圧，V_{r2} は回線 2 の目標電圧である。

4. 試作機の概要

〈4·1〉 試験設備の容量　制御特性の検証は，（財）電力中央研究所　赤城試験センターの需要地系統ハイブリッド実証試験設備（以下，実験用配電系統）で行う。ここでは，実験用配電系統の容量と想定した実配電系統の容量の関係を説明する。

実験用配電系統の変電所には，66 kV/6.6 kV，2 MVA 変圧器が 2 台設置してある。実際に配電用変電所で用いられている変圧器は 20 MVA 程度であるので，この変圧器の容量は 1/10 である。そこで，本試験では，基準電圧は実際と同様に 6600 V とし，容量は実際の 1/10 とする。配電系統では基準電圧に 6600 V，基準容量に 10 MVA を用いるのが一般的である。本試験では，基準容量をこの 1/10 の値である 1 MVA とする。また，実配電系統の回線容量は，2500 kVA ~ 4500 kVA 程度なので，同様に，約 1/10 の値である 300 kVA とする。

分散型電源を模擬する発電機は，同期発電機 150 kW を用いた。この容量は，実配電系統で 1.5 MW に相当する（表 1）。

配電線路には，$Z_s = 10 + i10\,\Omega$ のインピーダンスの設定が行える線路模擬装置を用いる。

線路途中に挿入したインピーダンスは，$R/X = 1$ であり，実配電系統の線路インピーダンス（表 2）に照らし合わせると，この比率は，Cu60 mm^2 の架空配電線路の比率に類似する。また，Z_s は，実配電系統の値に換算すると $1 + i1\,\Omega$ であるので長さは約 3 km に相当する。

〈4·2〉 BTB 式 LPC の基本構成　試作 LPC の容量は，実験設備容量に合わせ目標容量 1 MVA の 1/10，すなわち，100 kVA とした。試作した BTB（back to back）式 LPC の構造を図 4 に示す。本システムは対称構造を持つので，左側のシステムを説明する。6.6 kV 配電線路との接続部分は，回線と本装置を分離するための開閉器である。容量 1 MVA 程度の BTB システムは，交流電圧 400 V の変換器で実現可能なことから，容量 100 kVA の試作 LPC についても，交流電圧 400 V の変換器を用いた。また，本システムは潮流と電圧の調整に用いる装置であり，電圧の変動幅を ±30% 許容できる設計とした。電力変換器の直流電圧を 700 V，交流最大電圧を 440 V とし，6.9 kV/340 V の変圧器を用いた。

系統故障の検出のため，零相電圧の検出センサー（ZPT）を変圧器の回線側に設置した。

変圧器の AC/DC 変換器側には，直流コンデンサ充電用の抵抗（Rr）と電磁接触器（MC1，MC2）を配置している。

AC/DC 変換器は，スイッチングパルスを除去する LC フィルタ兼連系リアクトルにより変圧器に接続する。

AC/DC 変換器には，耐圧 1200 V，電流 1000 A の IGBT モジュール（SKiiP 1013GB122-DL）を用い，キャリア周波数 10 kHz で PWM により AC/DC 変換を行っている。

〈4·3〉 制御装置　変換器の制御をデジタル制御で行うため，制御装置は，DSP（Digital signal processor）による制御システム（DSP：TMS 320VC33，150 MHz，制御システム：PE-ExpertII）を使用した。

表 1　実験設備のスケーリング

Table 1.　Scaling of demonstration facility.

Item	Simulated facility	Testing facility
Substation transformer	20 MVA	2000 kVA
Voltage	6600 V	6600 V
Base capacity	10 MVA	1 MVA
Feeder capacity	2500 ~ 4000 kVA	300 kVA
LPC capacity	1 MVA	100 kVA
Synchronous generator	1.5 MW	150 kW

表 2　実配電系統の線路インピーダンスの一例

Table 2.　Examples of line impedances on real distribution system.

Item	Impedance (Ω/km)	R/X ratio
Cu60 mm^2	0.313 + i0.338	0.926
Cu80 mm^2	0.237 + i0.329	0.720
Cu125 mm^2	0.149 + i0.314	0.475

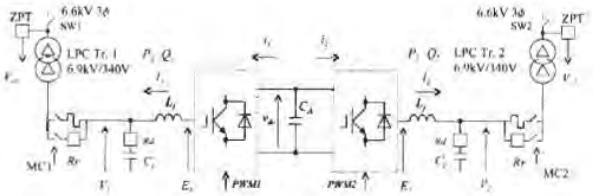


図 4　6.6 kV–100 kVA BTB 式 LPC の主回路構成

Fig. 4.　Main circuit of 6.6 kV–100 kVA BTB type LPC.

5. 変換器制御

〈5・1〉 連系リアクトル ここで，LPC は，dq 座標での電流制御[17][18]に基づき PQ 制御を行う AC/DC/AC コンバータとする。

図 4 は左右対象であるから，左側の回路を考える。系統側の電圧 $V_1 = [v_1^a, v_1^b, v_1^c]^T$ と内部電圧 $E_1 = [e_1^a, e_1^b, e_1^c]^T$ とリアクトル電流 $I_1 = [i_1^a, i_1^b, i_1^c]^T$ との関係は，

$$L_f \frac{d}{dt} I_1 = E_1 - V_1 \quad \cdots\cdots (6)$$

である。ここで，(6) 式を dq 変換すると

$$L_f (p \cdot I - F) I_1^{dq0} = E_1^{dq0} - V_1^{dq0} \quad \cdots\cdots (7)$$

ここで，$I_1^{dq0} = [i_1^d, i_1^q, i_1^0]^T$，$V_1^{dq0} = [v_1^d, v_1^q, v_1^0]^T$，$E_1^{dq0} = [e_1^d, e_1^q, e_1^0]^T$，$p = d/dt$，$I$ は単位行列，F は

$$F = \begin{bmatrix} 0 & \omega & 0 \\ -\omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\omega \end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (8)$$

である。

〈5・2〉 直流コンデンサ 直流電圧 v_{dc} と直流電流 i_1，i_2 との関係は，

$$v_{dc} = -\frac{1}{C_{dc}} \int (i_1 + i_2) dt \quad \cdots\cdots (9)$$

である。リアクトルを流れる有効電力を P_1 とすると直流電流 i_1 と直流電圧 v_{dc} の関係は，

$$P_1 = v_{dc} \cdot i_1 \quad \cdots\cdots (10)$$

である。

〈5・3〉 電流制御 dq 座標上の連系リアクトルの電流制御は次式で行う。

$$E_1^{dq} = K_{PI} \left(I_{1ref}^{dq} - I_1^{dq} \right) + K_{\omega L} I_1^{dq} \quad \cdots\cdots (11)$$

ここで，K_{PI} は

$$K_{PI} = \begin{bmatrix} K_p + \frac{K_I}{s} & 0 \\ 0 & K_p + \frac{K_I}{s} \end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (12)$$

であり，$K_{\omega L}$ は

$$K_{\omega L} = \begin{bmatrix} \omega L & 0 \\ 0 & \omega L \end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (13)$$

である。

〈5・4〉 有効・無効電力制御 電圧と電流について逆相成分，零相成分と高調波成分を無視すると連系リアクトルの有効電力は，

$$P_1 = v_1^d \cdot i_1^d + v_1^q \cdot i_1^q \quad \cdots\cdots (14)$$

である。また，瞬時無効電力は，

$$Q_1 = -v_1^q \cdot i_1^d + v_1^d \cdot i_1^q \quad \cdots\cdots (15)$$

表 3 LPC の諸元

Table 3. Specifications of LPC.

Item	Specification
Rated capacity	100 kVA
Transformer	6.9 kV/340 V (leakage reactance 2%)
AC voltage	340 V
DC voltage	700 V
AC reactor L_f	4.76%
DC capacitor C_{dc}	28200 μF
K_P	1.0
K_I	100
K_{PC}	1.3
K_{IC}	5

となる。(14) 式と (15) 式を電流について書き換えると PQ 指令値に対する電流指令値を得る。

$$I_{1ref}^{dq} = \frac{1}{\left(v_1^d\right)^2 + \left(v_1^q\right)^2} \begin{bmatrix} v_1^d & -v_1^q \\ v_1^q & v_1^d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{1ref} \\ Q_{1ref} \end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (16)$$

PQ 制御は，(16) 式の電流指令値を (11) 式に与えることで行う。

〈5・5〉 直流電圧制御 直流電圧 v_{dc} の制御は，有効電力 P_1 を用いて

$$P_{1ref} = \left(K_{PC} + \frac{K_{IC}}{s} \right) \left(v_{dcref} - v_{dc} \right) - P_2 \quad \cdots\cdots (17)$$

の様に行う。ここで，v_{dcref} は直流電圧の指令値である。v_{dc} の制御は右側のコンバータの有効電力 P_2 および P_1 と P_2 の両方を用いて行うことが出来る。

表 3 に試作 LPC の諸元と変換器制御定数を示す。

6. 制御係数の決定法

〈6・1〉 制御目的と最適制御 線路損失の最小化および電圧誤差二乗の最小化の組み合わせを制御目的とする。このような条件での準最適制御量（以下，単に最適制御量と呼ぶ。）は，最適潮流計算（OPF）[16]で求める。

線路損失の最小化と電圧誤差二乗の最小化の計算条件を次式に示す。

$$\left.\begin{aligned} &\text{minimize } f(x) = \sum_{l=0}^{K} a_l R_l I_l^2 + \sum_{j=0}^{N} b_j \left(V_j - V_{refj} \right)^2 \\ &\text{subject to} \begin{cases} h(x) = 0, \\ -P_{i\lim}^{LPC} \le P_i^{LPC} \le P_{i\lim}^{LPC}, \\ -Q_{i\lim}^{LPC} \le Q_j^{LPC} \le Q_{i\lim}^{LPC}, \\ Q_{i\lim}^{LPC} = \sqrt{\left(S_{i\lim}^{LPC}\right)^2 - \left(P_i^{LPC}\right)^2} \end{cases} \end{aligned}\right\} \quad \cdots\cdots (18)$$

ここで，N は全ノード数であり，ノード j は回線の供給地域を小区間に分割し各区間の負荷と分散型電源をまとめた点とする。ブランチ l は，ノードとノードを結ぶ線路とする。目的関数 $f(x)$ の R_l と I_l は，ブランチ l の抵抗と流れる電流である。K は全ブランチ数である。V_j はノード j の電

圧である。$V_{ref\,j}$ は，ノード j で代表する区間の柱上変圧器のタップ整定値を考慮して設定する目標電圧である。係数 a_j と b_j は制御目的に合わせて決定する。制約条件 $h(x)=0$ は電力方程式である。P_i^{LPC} は i 番目の LPC の有効潮流である。Q_i^{LPC} はノード j に LPC が注入する無効電力である。$P_{i\,lim}^{LPC}$ は LPC の有効電力制約，$Q_{i\,\mathrm{lim}}^{LPC}$ は無効電力制約，および，$S_{i\,\mathrm{lim}}^{LPC}$ は容量制約である。

〈6・2〉 最小二乗法による制御係数の決定法 (18) 式に系統 ($h(x)=0$)，負荷 ($P_j^L(t)$, $Q_j^L(t)$) と発電 ($P_j^G(t)$, $Q_j^G(t)$) 条件を与えると LPC の制御量 $P(t)$, $Q_1(t)$ と $Q_2(t)$ が得られる。ここで，t は負荷パターンの時刻，または，負荷パターンの番号である。上記は，1 台の LPC に着目し $P_i^{LPC}(t)$ を単に $P(t)$, $Q_j^{LPC}(t)$ を $Q_1(t)$ および $Q_2(t)$ と表している。ここで，(3)～(5) 式は，電圧情報に関する一次式である。OPF で得られた複数の潮流パターンに対する最適な LPC の動作パターンに近くなる一組の制御係数 G_p, P_0, G_{q1}, V_{r1}, G_{q2} と V_{r2} の決定に最小二乗法[19] を用いる。(4) 式を整理すると

$$Q_1(t) = G_{q1}V_{x1}(t) - G_{q1}V_{r1} \cdots\cdots (19)$$

となる。ここで，$V_{x1}(t)$ は制御点の電圧であり，OPF で求めた自端電圧 $V_1(t)$，LPC の制御量 $P(t)$，$Q_1(t)$ と (1) 式で与える。最小二乗法を用いると制御係数は，次式により求まる。

$$A = \left(X^T X\right)^{-1} X^T Y \cdots\cdots (20)$$

ここで，

$$X = \begin{bmatrix} V_{x1}(1) & 1 \\ V_{x1}(2) & 1 \\ \vdots & \vdots \\ V_{x1}(t) & 1 \end{bmatrix}, \cdots\cdots (21)$$

$$Y = \begin{bmatrix} Q_1(1) & Q_1(2) & \cdots & Q_1(t) \end{bmatrix}^T, \cdots\cdots (22)$$

$$A = \begin{bmatrix} G_{q1} & -G_{q1}V_{r1} \end{bmatrix}^T \cdots\cdots (23)$$

である。同様に (5) 式を整理すると，

$$Q_2(t) = G_{q2}V_{x2}(t) - G_{q2}V_{r2} \cdots\cdots (24)$$

となる。ここで，$V_{x2}(t)$ は，OPF で求めた自端電圧 $V_2(t)$，LPC の制御量 $P(t)$，$Q_2(t)$ と (2) 式で与える。また，(3) 式は，

$$P(t) = G_p\left(V_{x1}(t) - V_{x2}(t)\right) + P_0 \cdots\cdots (25)$$

となる。したがって，制御係数は，それぞれ，

$$X = \begin{bmatrix} V_{x2}(1) & 1 \\ V_{x2}(2) & 1 \\ \vdots & \vdots \\ V_{x2}(t) & 1 \end{bmatrix}, \cdots\cdots (26)$$

$$Y = \begin{bmatrix} Q_2(1) & Q_2(2) & \cdots & Q_2(t) \end{bmatrix}^T, \cdots\cdots (27)$$

$$A = \begin{bmatrix} G_{q2} & -G_{q2}V_{r2} \end{bmatrix}^T \cdots\cdots (28)$$

および

$$X = \begin{bmatrix} V_{x1}(1) - V_{x2}(1) & 1 \\ V_{x1}(2) - V_{x2}(2) & 1 \\ \vdots & \vdots \\ V_{x1}(t) - V_{x2}(t) & 1 \end{bmatrix}, \cdots\cdots (29)$$

$$Y = \begin{bmatrix} P(1) & P(2) & \cdots & P(t) \end{bmatrix}^T, \cdots\cdots (30)$$

$$A = \begin{bmatrix} G_p & P_0 \end{bmatrix}^T \cdots\cdots (31)$$

の様に決定する。

〈6・3〉 試験系統における制御係数 図 5 の試験回路における制御係数の設定を行う。表 4 に回線負荷と変電所変圧器の送り出し電圧の条件を示す。A1～A3 は，負荷のみの条件で，それぞれ，軽負荷，中負荷と重負荷を想定している。A4～A6 は，A1～A3 の負荷条件に分散電源が連系した場合である。A4～A6 では分散型電源が連系しているが，同一の変圧器に接続する他の回線の電圧を適正に保つため，送り出し電圧の条件は A1～A3 を用いている。

表 5 は，制御係数の決定に用いた回線 1 と回線 2 の負荷条件の組合せである。係数の設定では，分散型電源が連系する条件 (A4～A6) を用いずに負荷条件 (A1～A3) のみで行った。

実験用配電系統における制御係数決定の手順を示す。まず，回線 1 と 2 に対し，表 5 の負荷パターンを用いて，OPF により LPC の運転パターンを求める。次に，運転パターンと自端電圧パターンから (20) 式により制御係数 (A) を求める。このようにして，求めた制御係数を表 6 に示す。この値は LPC 容量で規格化している。表 7 は，電圧補償点

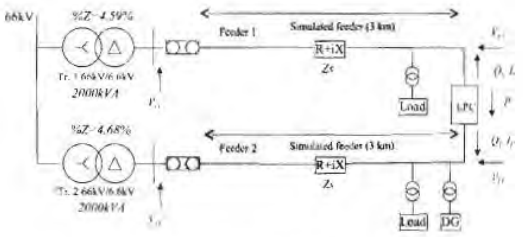


図 5 試験回路

Fig. 5. Test circuit.

表 4 負荷と送り出し電圧の条件

Table 4. Condition of load and sending voltage.

Feeder load pattern No.	Sending voltage Vs (V)	Load P (kW)	Load Q (kVar)	DG P (kW)
A1	6600	50	20	0
A2	6700	100	50	0
A3	6800	150	80	0
A4	6600	50	20	150
A5	6700	100	50	150
A6	6800	150	80	150

表 5　回線 1 と 2 の負荷パターンの組合せ

Table 5.　Set of Load pattern for feeder 1 and 2.

t (time or data number)	Feeder 1 pattern number	Feeder 2 pattern number
1	A1	A1
2	A1	A2
3	A1	A3
4	A2	A1
5	A2	A2
6	A2	A3
7	A3	A1
8	A3	A2
9	A3	A3

表 6　制御係数

Table 6.　Control coefficient.

Coefficient	Specification (pu)
G_p	54.12
P_0	0
G_{q1}	−25.15
V_{1ref}	1.006
G_{q2}	−25.15
V_{2ref}	1.006

(P_{base} = 100 kW, V_{base} = 6600 V)

表 7　電圧補償点

Table 7.　Voltage compensation points.

Item	Specification (pu)
R_1	0.011
X_1	0.032
R_2	0.011
X_2	0.032

(P_{base} = 100 kW, V_{base} = 6600 V)

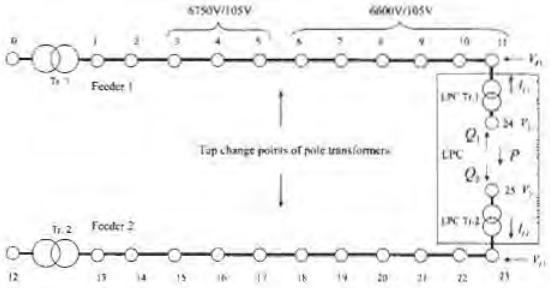


図 6　シミュレーションモデル

Fig. 6.　Simulation model.

の設定である。電圧の補償点は線路の中間に設定した。なお，LPC の電圧センサは，変圧器の低圧側にあるので，この値は変圧器の漏れインピーダンス 2% を含めた値である。

OPF に用いたシミュレーションモデルを図 6 に示す。回線 1 の負荷はノード 11 に設定し，回線 2 の負荷と分散型電源はノード 23 に設定する。実験回路の線路模擬インピーダンス（$Z_x = R + iX$）は，10 等分して回線 1 ではノード 1～11 間のブランチ，回線 2 ではノード 13～23 間のブランチで模擬する。変電所変圧器のインピーダンスは，回線 1 と 2 で，それぞれ，ノード 0，1 間とノード 12，13 間のブランチで模擬する。LPC の変圧器は，ノード 11，24 間とノード 23，25 間のブランチで模擬する。LPC 内部のノード 24 は LPC の変圧器と変換器の接続点であり，LPC の $-P$ と Q_1 をこのノードで指定して変換器の動作を模擬する。同様に，ノード 25 は LPC の P と Q_2 を指定する。また，(18) 式における線路損失の係数 a_l は，ノード 1～11 間のブランチとノード 13～23 間のブランチに対し $a_l = 1$ とし，これ以外のブランチは $a_l = 0$ とした。電圧二乗誤差の係数 b_j は，ノード 1～11 とノード 13～23 に対し $b_j = 1.3$ とし，これ以外のノードは $b_j = 0$ とした。目標電圧（$V_{ref\,j}$）は，ノード 3～5 とノード 15～17 が 1.015 pu（6700 V），ノード 6～11 とノード 18～23 が 0.992 pu（6550 V）とした。

表 8　LPC 動作の試験条件

Table 8.　Test condition of LPC operation.

Case	Feeder 1 pattern no.	Feeder 2 pattern no.
C1	A2	A1
C2	A2	A2
C3	A2	A3
C4	A2	A4
C5	A2	A5
C6	A2	A6

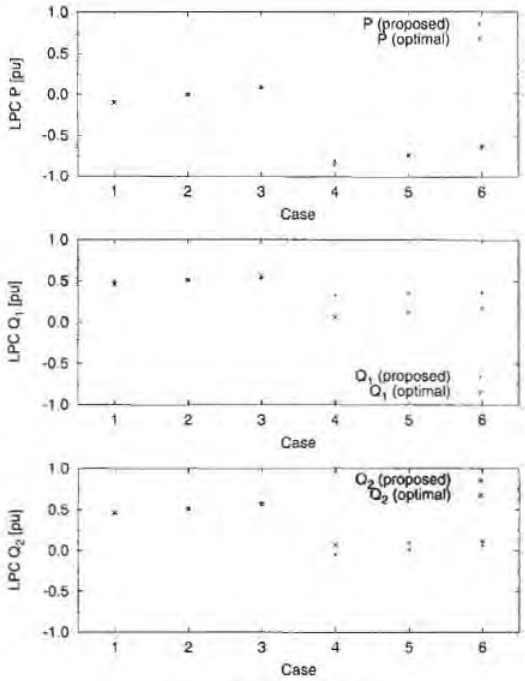


図 7　LPC 動作の解析

Fig. 7.　Simulation of LPC operation.

〈6・4〉 LPC 動作の解析　表 8 に示す送り出しの電圧，負荷と分散型電源の組合せで LPC 動作を解析する。この組合せでは，回線 1 が回線容量 1/3 の負荷に対し，回線 2 は負荷と分散型電源を変化させている。

図 7 は，提案の分散制御による LPC の有効電力と無効電力の動作（+）と OPF で求めた動作（×）を示す。分散制

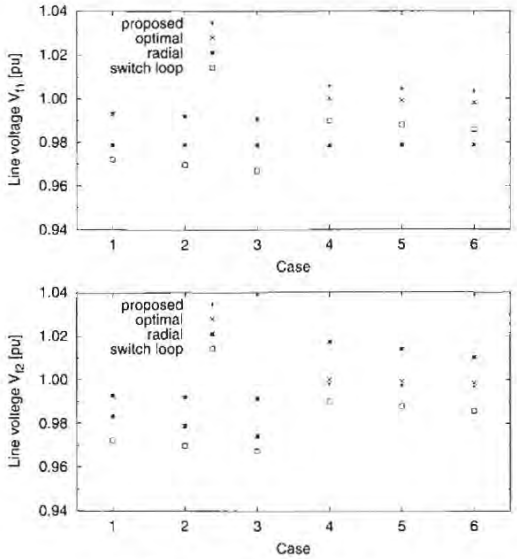


図 8　線路末端の電圧の解析

Fig. 8.　Simulation of voltage at end of feeder.

御の動作は，負荷のみの組合せで係数を決定したにもかかわらず，回線 2 に分散型電源を想定したケース C4～C6 についても OPF と同等な動作が行われている。

図 8 は，分散制御による LPC 動作（+）と OPF による動作（×）に対する回線 1 と 2 の末端電圧の比較を示す。係数の決定に用いた負荷ケース C1～C3 は良く一致していることがわかる。係数の決定に用いていない分散電源が連系するケース C4～C6 についても類似の特性が得られている。LPC の動作による電圧特性を放射状のケース（*）と比較すると，回線 1 の電圧では電圧降下が抑制されている。一方，回線 2 では C1～C3 の電圧降下と C4～C6 の電圧上昇が抑制され，電圧変動幅が減少している。また，回線 2 の送り出し電圧の位相が回線 1 に対し 15 度進んでいる条件で開閉器を用いたループ（□）を行なうと，回線 2 から回線 1 に流れる潮流により，OPF による動作（×）に比べ電圧の降下が見られる。

7. 試　　験

〈7·1〉 需要地系統ハイブリッド実証試験設備　図 5 に試験回路を示す。2 台の変圧器から伸びる回線の末端に 100 kVA の LPC を設置した。また，負荷と発電の変動を発生させるために回線 1 の末端部分に RL（抵抗と誘導）負荷，回線 2 の末端部分に RL 負荷と同期発電機を接続した。

〈7·2〉 静 特 性　表 8 に示した条件で送り出し電圧，負荷と分散型電源を設定し，これに対する LPC の制御特性を試験した。

図 9 は，試作 LPC の有効電力と無効電力の動作試験結果である。同図の × 記号は，図 7 で示した OPF で求めた動作のシミュレーション結果である。試作 LPC の試験結果は OPF の結果（+）とほぼ一致している。

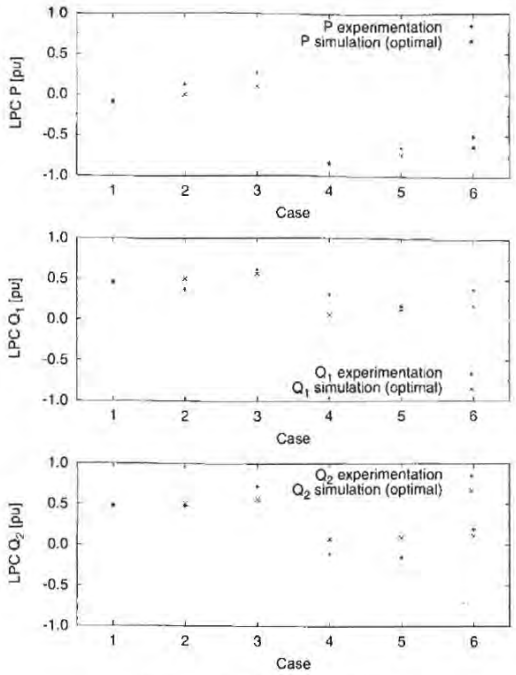


図 9　LPC 動作の試験結果

Fig. 9.　Experimental result of LPC operation.

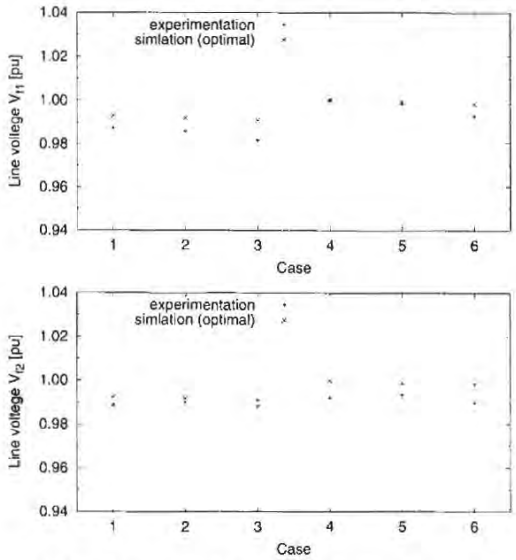
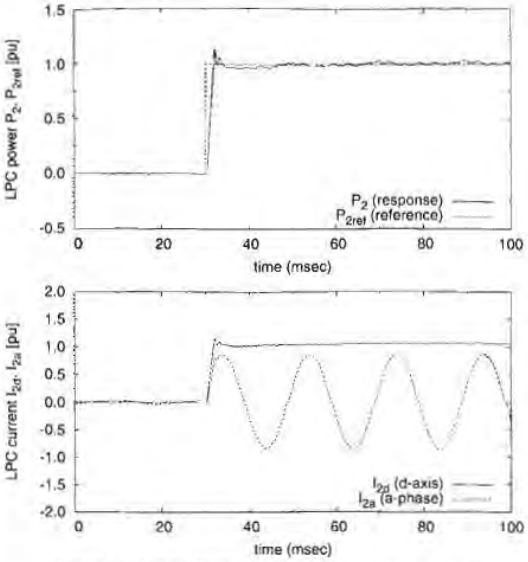


図 10　LPC 動作に対する線路電圧の試験結果

Fig. 10.　Experimental result of line voltage for LPC operation.

図 10 は，回線 1 と 2 の末端部分の電圧を示したものである。同図の × 記号は，図 8 で示した OPF で求めた電圧特性である。試作 LPC を用いた試験結果（+）と OPF の結果は，ほぼ一致している。

〈7·3〉 ステップ応答　変換器 1 を直流電圧制御，変換器 2 を有効電力制御とした場合の有効電力のステップ応答を図 11 上段に示す。下段は，d 軸電流と a 相電流である。



変換器 1：直流電圧制御，変換器 2：P = 0 → 100（kW）

図 11　ループ潮流制御のステップ応答

Fig. 11.　Step response of Loop power flow control.

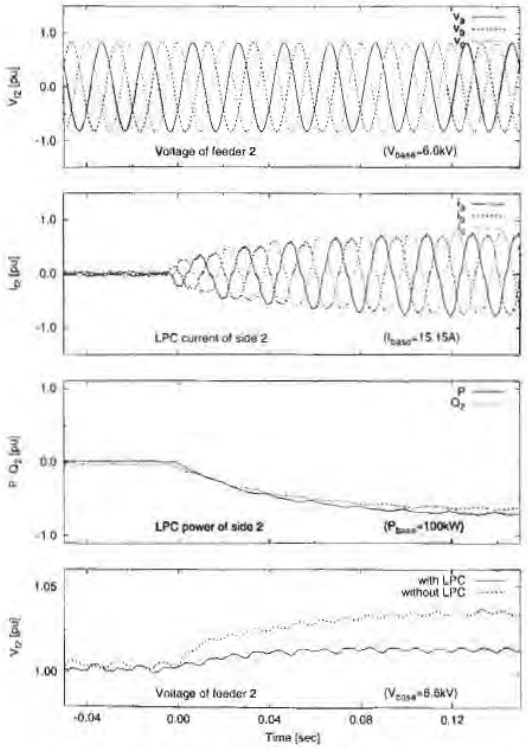


図 12　電源の逆潮流に対する LPC の応答と電圧特性

Fig. 12.　Response of LPC and voltage characteristics for fluctuation of reverse power flow.

試作 LPC の有効電力は約 2 ms で応答している。

〈7·4〉 動 特 性　図 12 は，回線 1 を無負荷，回線 2 の負荷を 150 kW，0 kVar および分散型電源の出力を 150 kW とし，回線 2 の負荷 150 kW を遮断した時の LPC 応答である。ここで，回線 1 と 2 の送り出し電圧は，それぞれ 6600 V と 6600 V である。上段は，回線 2 の線路末端の電圧（V_{f2}）波形を示す。2 段目は，回線 2 側の LPC 電流（I_{f2}）を示す。3 段目は，LPC の有効電力（P）と回線 2 側の無効電力（Q_2）である。時刻 0 s の時に負荷遮断が行われ，回線 2 で発生した逆潮流を回線 1 に分流する動作が行われている。同時に回線 2 には，電圧上昇の抑制のため，進み無効電力（誘導性負荷に相当）の注入が行われている。下段は，回線 2 の末端の瞬時電圧を拡大したものである。比較のため放射状の電圧を同時に示す。放射状のケースでは約 3.5%の電圧上昇が発生しているが，LPC を用いたループ系統では電圧上昇の上昇が約 1.5%程度に抑制されている。

8. ま と め

本論文では，OPF で求めた LPC の動作パターンに基づき，最小二乗法を用い決定した制御係数による分散制御方式の動作検証を試作した 6.6 kV–100 kVA ループコントローラと需要地系統ハイブリッド実証試験設備を用いて行った。

LPC の分散制御動作と OPF 動作をシミュレーションにより比較すると，係数の決定に用いた負荷条件以外の分散型電源が連系する場合についても OPF の結果に近い特性が得られた。

分散制御動作の試験結果と OPF の結果がほぼ一致していることから，LPC における分散制御の係数の決定方法とこの係数を用いた分散制御の妥当性が示された。

謝　辞

本研究は，（財）電力中央研究所重点課題研究の一部として実施したものである。研究の実施に当たって，指導と支援をいただいたシステム技術研究所需要家システム領域田中和幸領域リーダー，同じく小林広武上席研究員，需要家システム領域の皆様，赤城試験センター有賀保夫電気主任技術者，試験補助をしていただいた電力テクノシステムズの皆様，および，計測を手伝って頂いた東京農工大学市川雅英君に感謝いたします。

（平成 16 年 7 月 16 日受付，平成 16 年 11 月 30 日再受付）

文　献

（1）「都市形分散電源システム」，電気学会技術報告 (1996-10)

（2）T. Ishikawa and Y. Imai: "Outline of Islanding Detection Technology", *T. IEE Japan*, Vol.116-B, No.5, pp.521–524 (1996-5) (in Japanese)
石川忠夫・今井康友：「分散型電源の単独運転検出技術の開発動向」，電学論 B, **116**, 5, pp.521–524 (1996-5)

（3）H. Taniguchi: "Dispersed Generation and Power System Control3", *T. IEE Japan*, Vol.121-B, No.9, pp.1065–1068 (2001-9) (in Japanese)
谷口治人：「分散型電源と電力系統の制御」，電学論 B, **121**, 9, pp.1065–1068 (2001-9)

（4）J. Kim, H. Kita, T. Tezuka, and Y. Nishikawa: "Method of Determining the Introduction Limits of Dispersed Generation Systems in a Distribution System from a Viewpoint of Voltage Regulation", *T. IEE Japan*, Vol.116-B, No.12, pp.1461–1469 (1996-12) (in Japanese)
金　在彦，喜多　一，手塚哲央，西川禕一：「配電系統の電圧管理面から見た分散型電源の導入限界量決定法」，電学論 B, **116**, 12, pp.1461–1469 (1996-12)

(5) N. Okada and T. Ishikawa: "The distinctive features of the grid connected PV systems", The Papers of Technical Meeting on Frontier Technology and Engineering, IEE Japan, FTE-00-6, pp.37–42 (2000-3) (in Japanese)
岡田有功・石川　崇：「配電系統からみた太陽光発電システムの運転特性解析」, 電気学会新エネルギー・環境研資, FTE-00-6, pp.37–42 (2000-3)

(6) T. Ishikawa, K. Kurokawa, N. Okada, and K. Takigawa: "Evaluation of operation characteristics in multiple interconnection of PV systems", *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol.75, pp.529–536 (2003-2)

(7) S. Naka, S. Toune, T. Genji, T. Yura, S. Takayama, and Y. Fukuyama: "Optimal Setting for Control Equipment Considering Interconnection of Distributed Generators", *T. IEE Japan*, Vol.120-B, No.12, pp.1558–1565 (2000-12) (in Japanese)
仲　成規・藤根　栄・元治　崇・由良俊樹・高山信一・福山良和：「分散電源の連系を考慮した電圧制御機器の最適整定の検討」, 電学論 B, **120**, 12, pp.1558–1565 (2000-12)

(8) A. Fukutome: "Optimal Switching Problem in Distribution Systems", *T. ISCIE Japan*, Vol.22, No.9, pp.569–576 (1978-9) (in Japanese)
福留　渥：「配電系統における最適開閉器制御問題」, システムと制御, **22**, 9, pp.569–576 (1978-9)

(9) K. Nam, Y. Hayashi, and K. Nara: "An Approximate Solution Algorithm for Load Balancing of Distribution Systems Taking Discreteness of Load Increment into Account", *T. IEE Japan*, Vol.118-B, No.9, pp.983–989 (1998-9) (in Japanese)
南　基榮・林　泰弘・奈良宏一：「負荷の離散性を考慮した配電系統負荷バランス問題の近似解法」, 電学論 B, **118**, 9, pp.983–989 (1998-9)

(10) N. Okada: "Control of Loop Distribution Network and Result", The Papers of Technical Meeting on Power Systems Engineering, IEE Japan, PSE-00-2, pp.7–12 (2000-1) (in Japanese)
岡田有功：「ループ配電系統の制御と効果」, 電気学会電力系統技術研資, PSE-00-2, pp.7–12 (2000-1)

(11) N. Okada: "Autonomous Loop Power Flow Control for Distribution System", 7th International Conference on AC and DC Power Transmission, IEE, No.485, pp.150–155 (2001)

(12) N. Okada and S. Uemura: "Basic study on installation and control method for loop power flow controller in distribution system". The 14th Conference of the Electric Power Supply Industry, pp.46–51 (2002)

(13) N. Okada, H. Kobayashi, K. Takigawa, M. Ichikawa, and K. Kurokawa: "Loop Power Flow Control and Voltage Characteristics of Distribution System for Distributed Generation Including PV System", WCPEC-3, Proceeding CD (2003-5)

(14) N. Okada, M. Ichikawa, and K. Kurokawa: "Experiment and Evaluation of Loop Power Flow Control for Distribution Systems Adaptable to A Large Number of Distributed PV Systems", PVSEC 14 (2004-1)

(15) H. Akagi: "Control Strategy and Site Selection of a Shunt Active Filter for installation on a Power Distribution System", *T. IEE Japan*, Vol.116-D, No.3, pp.285–293 (1996-3) (in Japanese)
赤木泰文：「配電系統に設置する並列形アクティブフィルタの制御法と設置点について」, 電学論 D, **116**, 3, pp.285–293 (1996-3)

(16) E. Acha, C.R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, and C. Angeles-Camacho: FACTS Modelling and Simulation in Power Networks, John Wiley & Sons Ltd. (2004)

(17) H.S. Kim, H.S. Mok, G.H. Choe, D.S. Hyun, and S.Y. Choe: "Design of Current Controller for 3-Phase PWM Converter with Unbalanced Input Voltage", Proc. of PESC, Fukuoka (1998-5)

(18) N.R. Zargari and G. Joos: "Performance Investigation of a Current-Controlled Voltage-Regulated PWM Rectifir in Rotating and Stationary Frames", *IEEE Trans. Industr. Electron.*, Vol.42, No.4 pp.396–401 (1995-8)

(19) 松原　望・縄田和満・中井検裕：統計学入門, pp.258–261, 東京大学出版 (2003)

岡　田　有　功

(正員)　1967 年 1 月 5 日生。1990 年 3 月成蹊大学工学部電気工学科卒業。1992 年 3 月同大学大学院工学研究科電気工学専攻博士前期課程修了。同年 4 月電力中央研究所入所。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。主として配電系統解析，ループ配電系統および配電系統制御の研究に従事。システム技術研究所在籍。

黒　川　浩　助

(正員)　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。新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）出向，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。国際太陽エネルギー学会会員。

Thinned-Out Controlled Class D Inverter with Delta-Sigma Modulated 1-bit Driving Pulses

Hirotaka Koizumi and Kosuke Kurokawa
Dept. of Elec. and Electronic Eng.
Tokyo Univ. of Agriculture and Tech.
Koganei, Tokyo 184-8588, Japan
Email: (koizumih,kurochan)@cc.tuat.ac.jp

Shinsaku Mori
Dept. of Elec. and Electronics Eng.
Nippon Institute of Technology
Miyashiro, Minamisaitama,
Saitama 345-8501, Japan

***Abstract*— The application of the delta-sigma modulated 1-bit driving pulses to the Class D voltage-switching series resonant inverter is proposed. Following the modulated 1/0 code, the gate-driving pulses to the inverter are eliminated. The Class D inverter operating at 200 kHz generates ac output voltage at 50 Hz through the additional switching legs. All the switch devices keep zero voltage and/or zero current switching. The modulation scheme and the circuit configuration are introduced. The waveforms are numerically calculated. The output waveform is well agreed with the desired one. Calculation results are verified with Matlab Simulink simulation.**

I. Introduction

Class D inverter [1]–[5] is one of the high-frequency high-efficiency resonant power sources, which can be applied to dc/dc resonant converters, radio transmitters, electronic ballasts for fluorescent lamps [3], and wireless communications [4]. Its high dc/ac power conversion efficiency is achieved by the theoretically zero-current/zero-voltage switching (ZCS/ZVS), which enables its operation at several hundred kHz (ZCS) to several hundred MHz (ZVS). To control the output power of Class D inverter, the operating frequency is usually varied (FM control). The authors, instead of a uniform driving pattern, tried to give irregular driving patterns to the gate drives as a novel method to regulate the output power in [5]. This type of regulation methods have been pointed out that irregular pattern forms various output waveforms, which include harmonics and especially low frequency components. In [5], the characteristics of the waveforms, i.e. harmonics, low frequency components, output power, and equivalent dc resistance are numerically analyzed and clarified to select preferable patterns with low distortions.

Contrary to the previous study, this paper proposes to use the low frequency components actively. The irregular waveforms are not suitable for constant dc output stage; especially low frequency components enlarge the output low pass filter (LPF) of the attached rectifier. However, if the output waveforms are used to obtain a desired envelope, it can be applied to the amplitude modulation (AM) or ac power sources etc. In the previous study [5], each pattern consists of 16 half-cycles (8 cycles). In this case, the lowest frequency component is $1/8 f_s$, where f_s means switching frequency. The number of waveform patterns becomes 2^{16}. If wider frequency range and more patterns are required, the number of cycles which a driving pattern is composed of has to be increased. However, the increasing of the digits of the driving pattern makes the calculation time longer or needs a higher performance computer. There is a limit of time and technology. Then, we have noticed the delta-sigma modulation, which have been applied to many applications recently. One of them is the digital audio amplifier [6]. The signal is a series 1-bit 1/0 code which is based on the analog input waveform. There are two advantages expected in the application of this scheme to the irregular driving pattern. Firstly, the 1-bit signal keeps the constant frequency, which is suitable for Class D resonant inverter driven at the fixed switching frequency. Secondary, the modulated signal can be generated based on the analog signal; thus, irregular driving patterns can be easily and continuously caused with this scheme without considering the limitation of the calculation time or performance of the computer. In this paper, the application of the delta-sigma modulated 1-bit driving pulses to the Class D inverter is proposed. Following the modulated 1/0 code, the driving pattern of the inverter is arranged, i.e. the gate-drive pulses are eliminated during 0-code, which is named "Thinned-out controlled Class D inverter with delta-sigma modulated 1-bit driving pulses." For the application of this scheme to Class D inverter, proposed modulation process and an additional circuit model are introduced. The proposed model is applied to an ac power supply. The output waveforms of the inverter stage are numerically calculated under the conditions of several feed-

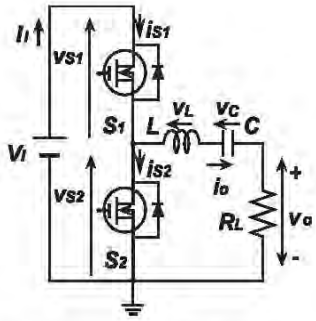


Fig. 1. Class D voltage-switching series resonant inverter.

0-7803-8834-8/05/$20.00 ©2005 IEEE.

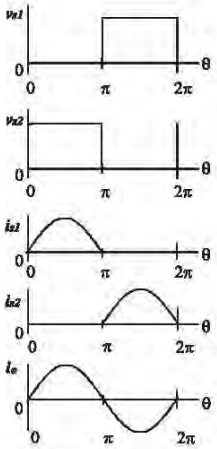


Fig. 2. Ideal waveforms in Class D inverter with infinite Q_L in regular operation.

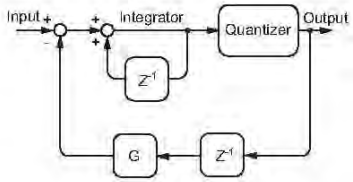


Fig. 3. 1st order delta-sigma modulator.

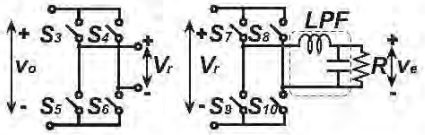


Fig. 4. Additional circuit.

back gain parameters. These are compared with each other. The calculated output waveforms are well agreed with the desired one. Those results are verified with Matlab Simulink simulation.

II. Class D Inverter

A Class D voltage-switching series resonant inverter [1] is shown in Fig.1. It is composed of two switch devices S_1, S_2, a band pass filter (BPF) L-C, and a load resistance R_L. A pair of switch devices performs as one switch which alternately connects with the dc voltage source V_I and an earth with keeping 0.5 duty ratio at the switching frequency f_s; i.e. while one device is ON the other is OFF in a half period $T/2 = 1/2f_s$. In the regular operation, it keeps alternate operation by one half period. This operation generates a uniform square waveform v_{S2} at the input terminal of the BPF at the switching frequency. Assuming an ideal BPF at the operating frequency, only the fundamental component of the square waveform flows to the load resistance in ideal. The output current i_o becomes sinusoidal and it flows through each switch by a half period. As shown in Fig. 2, while the switch current i_{S1} or i_{S2} is flowing through one switch, the voltage across the switch device v_{S1} or v_{S2} is zero, and the switching transition occurs at the zero current point, therefore the 100-percent power conversion efficiency can be achieved.

Otherwise, Class D audio amplifier has a low pass filter (LPF) instead of the BPF shown in Fig. 1. The pair of switches performs as one switch in the same way. However, the driving signal is PWM or delta-sigma modulated code, which forms the modulated square wave. The desired analog signal is given through the LPF. The switch devices perform as ideal switches, therefore the amplifier also offers higher efficiency, ideally 100 percent, than that of Class A or Class AB amplifier.

Comparing the Class D series resonant inverter with Class D audio amplifier, one advantage is ZCS or ZVS which can offer higher efficiency in practical use; and disadvantage is difficulty in modulation. In [5], irregular driving patterns are tested as a new regulation method of Class D series resonant inverter. Various waveforms are observed and analyzed about the distortions. Using the selected driving patterns, the output power of Class D inverter can be regulated; however, to feed dc power, the low frequency components are undesired [5]. Contrary to the previous study, in this study, the low frequency components are actively utilized.

III. Application of Delta-Sigma Modulation to Class D Inverter

As a possible scheme, delta-sigma modulation is already used in audio amplifiers. There are expected two advantages in the application to Class D inverter. Firstly, the 1-bit signal keeps the constant frequency, which is suitable for the inverter driven at a fixed switching frequency. Secondary, as shown in Fig. 3, the modulated signal is based on the analog 'input' signal; thus, the 'output' irregular driving pattern can be easily and continuously generated. In [5], the ON or OFF state of the switch is sometimes appeared in series. However, these patterns often reduce the power conversion efficiency, and cause unexpected power reduction. Therefore, the minimum controlled term is decided not on the half period but on the whole one cycle of the switching operation. While the code '1' is given by the modulator, regular cycle is repeated; if the code '0' is given, during the term the driving pulse of S_1 is kept 0; for example a series signal [1010...] is given, the v_{S2} becomes [V_I0 00 V_I0 00...] where each 'V_I' or '0' maintains for a half period. When the code '1' is continuously given, the amplitude of the output waveform increases and closes to that of the regular operation. On the other hand, when the code '0' appears in series, the amplitude decreases and closes to zero. Thus, the output waveform becomes like an AM signal. It may be possible using the waveform as an AM signal. However, it is gradually that the amplitude changes following the 1/0 signal; furthermore, the damping continues during the '0' terms. To use the waveform as AM signal, the extra high oversampling ratio (OSR) [6] and further research

on the transient response of the series resonant circuit are required. Otherwise, assuming the input analog signal is 50 Hz, 200 kHz of the inverter's switching frequency offers OSR = 2000, which should make it possible to ignore the damping. Thus, ac power source is considered as an application. However, different from the Class D audio amplifier, the output waveform is AM-like; thus, the envelope of the analog input signal waveform appears in both the positive and negative edges. Against the problem, at first the amplitude of the input analog signal is duplicated and the waveform is converted to a waveform having its absolute value. Then, the waveform is shifted down by the original amplitude. Further, to generate an ac waveform, additional circuit is needed instead of the load resistance R_L of Fig. 1. An example of the additional circuit is shown in Fig. 4. The circuit is composed of two full-bridge switching legs. At the first stage, the RF waveform v_o, which is the output voltage of the Class D inverter, is rectified. The circuit performs as a full-bridge rectifier, thus switches S_3 to S_6 can be replaced by diodes or other active devices in case of the synchronous rectifier. The pairs of (S_3, S_6) and (S_4, S_5) turn on and off alternately at f_s. At the second stage, the rectified waveform V_r is inverted by half cycle of the analog input frequency f. The switches from S_7 to S_{10} are active devices. The pairs of (S_7, S_{10}) and (S_8, S_9) turn on and off alternately by half cycle of f synchronized with the analog input signal. Through the LPF, ac voltage v_e is obtained. Inverter's two switches maintain ZCS and the other 8 switches of the additional circuit from S_3 to S_{10} keep ZVS.

IV. Analysis and Calculation Results

In case when the circuit is driven by irregular patterns, waveforms are calculated from the differential equations [5]. In the circuit of Fig. 1, the equations are

$$C\frac{dv_C}{dt} = i_o, \tag{1}$$

$$L\frac{di_o}{dt} = -v_C - R_L i_o + v_{S2}, \tag{2}$$

where v_C and v_L are voltages across the capacitance C and the inductance L as depicted in Fig. 1. In (2), v_{S2} takes V_I and zero according to the drive pattern; thus, there exist two states. The driving pattern is following the delta-sigma modulated code. When '1' is given, each state is maintained by a half period. When '0' is given, v_{S2} maintains 0 during one period. Assuming a sinusoidal signal with frequency f ($f \ll f_s$) is given as a cyclic pattern and it is repeated. According to the continuity of inductor current and capacitor voltage, the initial values of i_o and v_C in a half period take the final values in the previous half period. In a steady state, the last value should be equal to the initial value in one total cycle. Using this condition, the circuit equations (1) and (2) can be numerically solved with Runge-Kutta formula, then voltage and current waves are obtained.

Before the calculation, the parameters have to be given. The input voltage and the load resistance are given as V_I = 1 V, and R_L = 1 Ω for generalization of the analysis [7].

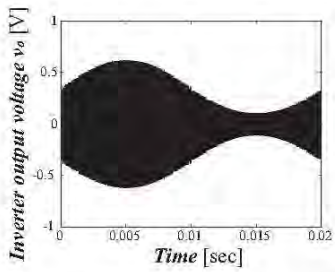


Fig. 5. Calculated waveform v_o with the original input signal $x_0(t)$ = $\sin(100\pi t)$; the inverter's switching frequency f_s = 200 kHz.

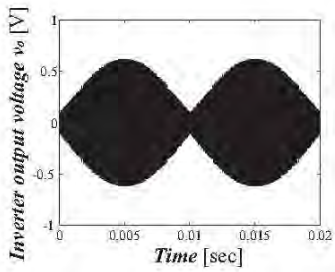


Fig. 6. Calculated waveform v_o with the converted input signal $x_1(t)$ = $|2\sin(100\pi t)| - 1$; the inverter's switching frequency f_s = 200 kHz.

For circuits with $R_L \neq 1$ Ω and/or $V_I \neq 1$ V, all voltages v must be replaced by v/V_I and all currents i must be replaced by $i \cdot R_L/V_I$. The switching frequency f_s=200 kHz and the loaded quality factor of the series resonant circuit Q_L=20 are given. The resonant inductance and capacitance are calculated with the above values; thus $L = Q_L R_L/\omega_s = 15.92\mu$H and $C = 1/\omega_s^2 L = 1/\omega_s Q_L R_L = 39.79$ nF where ω_s means operating angular frequency of the Class D inverter.

In the numerical analysis, the following conditions are assumed; 1) all the elements are ideal devices without any equivalent series resistance (ESR), and 2) the switch devices perform as ideal switches. The driving pattern is generated following the process of Fig. 3. A calculated inverter output voltage waveform v_o is shown in Fig. 5, when an analog input signal $x_0(t)$ = $\sin(100\pi t)$ is given. The AM-like waveform is observed. The area painted over is filled with the sinusoidal waveform with f_s. The envelopes appear in both the positive and negative edges. Then, the amplitude of the input analog signal is duplicated. The waveform is converted to a waveform having its absolute value and shifted down by the original amplitude; thus, instead of $x_0(t)$, $x_1(t)$ = $|2\sin(100\pi t)| - 1$ is given into the delta-sigma process. As shown in Fig. 6, the minimum value of the amplitude becomes closer to zero than the waveform of Fig. 5. The waveform is rectified and inverted through the switching legs shown in Fig 4. Assuming the ideal operation of the switching legs, the input voltage to the LPF becomes the waveform shown in Fig. 7. As shown in the closeup, switching transition occurs with ZCS and/or ZVS conditions. The shape of the envelope is affected by the

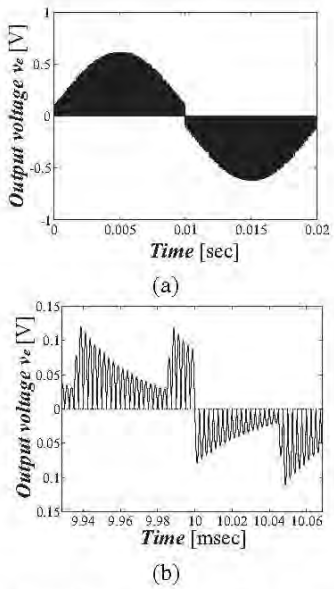


Fig. 7. Calculated waveform v_e without LPF; the converted input signal $x_1(t) = |2\sin(100\pi t)| - 1$, and the inverter's switching frequency $f_s = 200$ kHz: (a) One cycle waveform, and (b) a closeup figure at the zero cross.

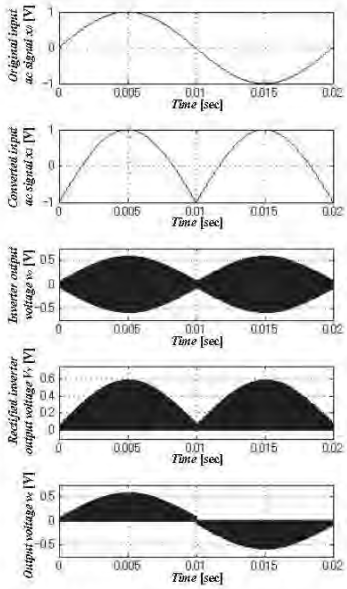


Fig. 8. Simulation results with Matlab Simulink: from the top, original input ac signal x_0, converted ac signal x_1, inverter output voltage v_o, rectified inverter output voltage V_r, and output voltage v_e; the inverter's switching frequency $f_s = 200$ kHz.

feed-back gain G which is shown in Fig. 3. The waveforms with different G from 1.0 to 2.0 by 0.1 are compared. When G is less than 1.2, the peaks of the sinusoidal envelope become flat, which equal to the amplitude of the theoretical output voltage of Class D inverter. Otherwise, when G is over 1.3, the voltage difference at the zero cross becomes larger. The waveforms of $G = 1.2$ and 1.3 are about the same and closest to the sinusoidal waveform. The Figs. 6 and 7 are waveforms with $G = 1.2$.

V. Simulation Results

The proposed system composed of a delta-sigma modulator of Fig. 3, a Class D inverter of Fig. 1, and switching legs of Fig 4 are built as a total model with Matlab Simulink. The values of the circuit elements and parameters are conformed to the ones used in the numerical analysis. The switching leg composed of S_1 and S_2 is replaced by a controlled voltage source which generates a voltage pattern based on the modulated code. The switches S_3 to S_6 are substituted with ideal diode models; and S_7 to S_{10} are synchronized with the analog ac signal. Simulation results are shown in Fig. 8. In this case, the LPF is eliminated for the comparison with the calculated results. As shown in the waveforms, the simulation results and the calculated ones show good agreement each other.

VI. Conclusion

The application of the delta-sigma modulated 1-bit driving pulses to the Class D inverter has been proposed. Contrary to the previous study, the low frequency components caused by the thinned-out control are actively utilized. For the application of this scheme to Class D inverter, a modulation process and an additional circuit model are introduced. The proposed system is applied to an ac power supply. All the switch devices maintain ZCS and/or ZVS. The calculated output waveforms are well agreed with the desired one. The calculation results are verified with Matlab Simulink simulation.

VII. Further Research

Circuit experiments after obtaining a delta-sigma modulation IC are planned. As an ac supply, the proposed system is under the assumption of a constant resistance load, which should be expanded to a fluctuating load or reactive one. The AM transmitter can be the next research object.

References

[1] P. J. Baxandall, "Transistor sine-wave LC oscillators, some general considerations and new developments, "*Proc. IEE*, vol. 106, pt. B, suppl. 16, pp. 748–758, May 1959.

[2] W. J. Chudobiak and D. F. Page, "Frequency and power limitations of Class-D transistor amplifier, "*IEEE. J. of Solid–State Circuits*, vol. sc-4, pp. 25–37, Feb. 1969.

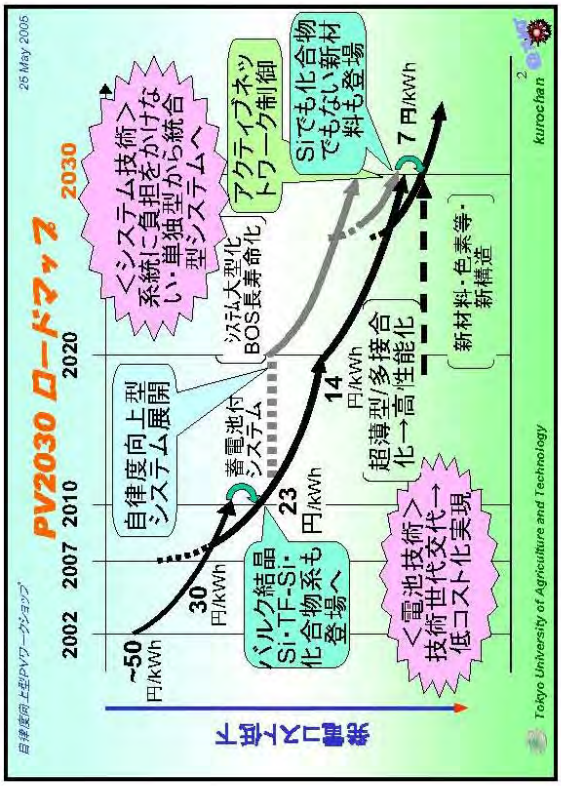
[3] M. K. Kazimierczuk and W. Szaraniec, "Electronic ballast for fluorescent lamps," *IEEE Trans. Power Elec.*, vol. 8, No. 4 pp. 386–395, Oct. 1993.

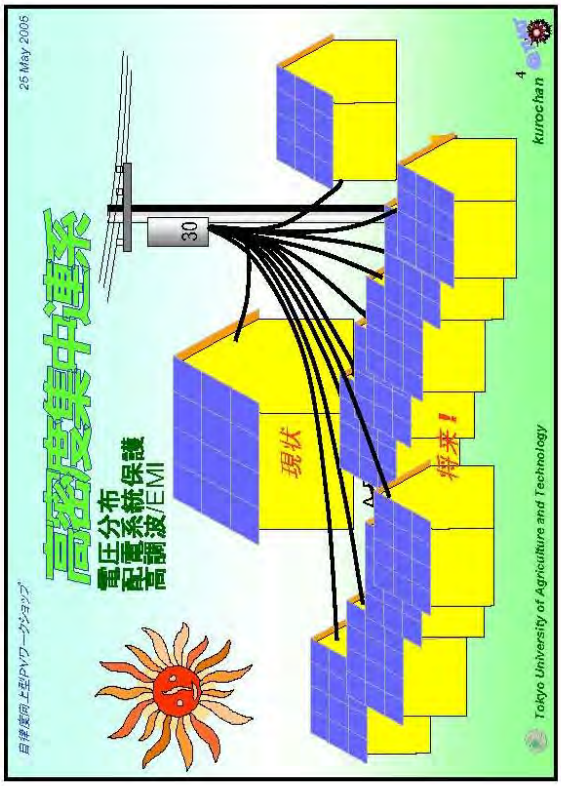
[4] H. Kobayashi, J. M. Hinrichs, and P. M. Asbeck, "Current-mode Class-D power amplifiers for high-efficiency RF applications," *IEEE Trans. Microwave Theory Tech.*, vol. 49, No. 12 pp. 2480–2485, Dec. 2001.

[5] H. Koizumi, K. Kurokawa, and S. Mori, "Analysis of Class D inverter with irregular driving patterns," Proc. *IEEE International Symposium on Circuits and Systems 2004* (ISCAS 2004), vol.V, pp. 868-871, Vancouver, Canada, May 2004.

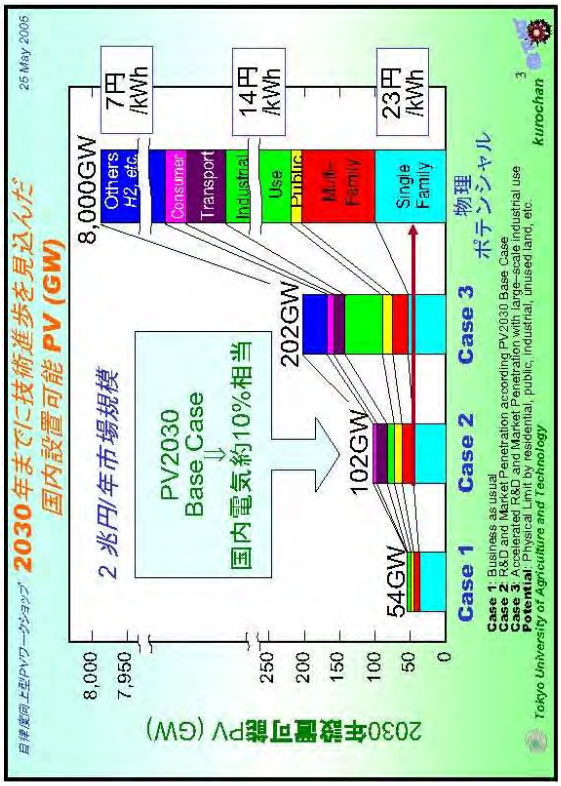
[6] K. Masuda, T. Hayase, S. Satoh, "1 bit audio," *Sharp Tech. Report*, vol. 77, pp. 67-72, Aug. 2000 (in Japanese).

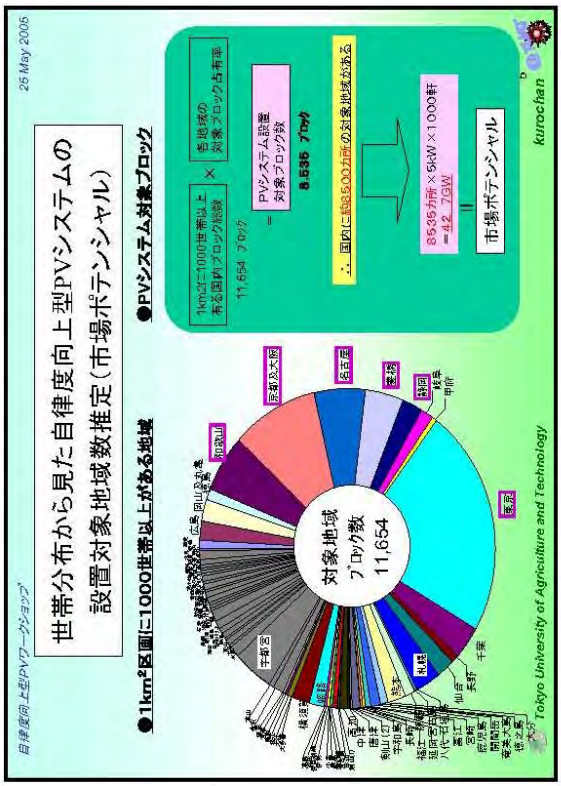
[7] M. Albulet, "An exact analysis of Class-DE amplifier at any output Q" *IEEE Trans. Circuits Syst. I*, vol. CAS-46, No. 10 pp. 1228-1239, Oct 1999.

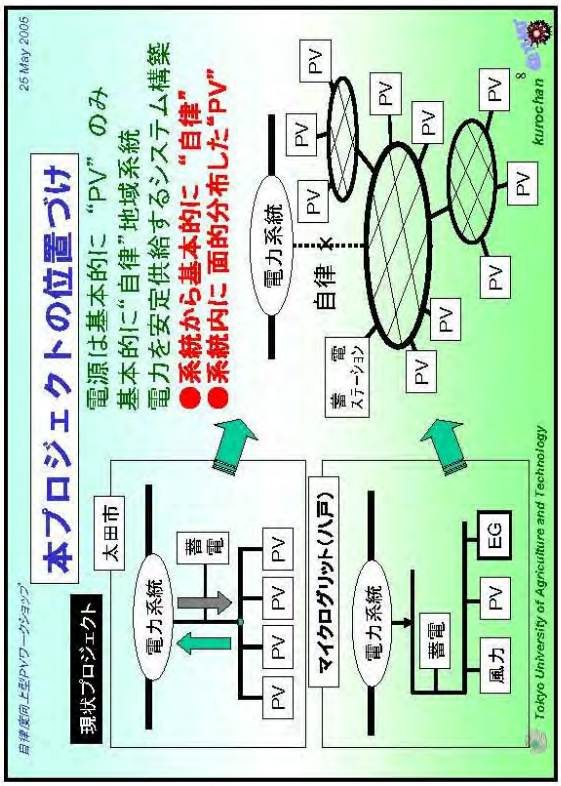

自律度向上型PVワークショップ
25 May 2005
PV2030 ロードマップ
2002 2007 2010 2020 2030
~50 円/kWh
30 円/kWh
23 円/kWh
14 円/kWh
7 円/kWh
発電コスト低下
自律度向上型システム展開
蓄電池付システム
バルク結晶 Si・TF-Si・化合物系も登場へ
<システム技術> 系統に負担をかけない・単独型から統合型システムへ
汎用大型化 BOS長寿命化
アクティブネットワーク制御
Siでも化合物でもない新材料も登場
超薄型/多接合化→高性能化
新材料・色素等・新構造
<電池技術> 技術世代交代→低コスト化実現
Tokyo University of Agriculture and Technology
kurochan
2


自律度向上型PVワークショップ
25 May 2005
高密度集中連系
電圧分布
配電系統保護
高調波/EMI
30
現状
将来！
Tokyo University of Agriculture and Technology
kurochan
4

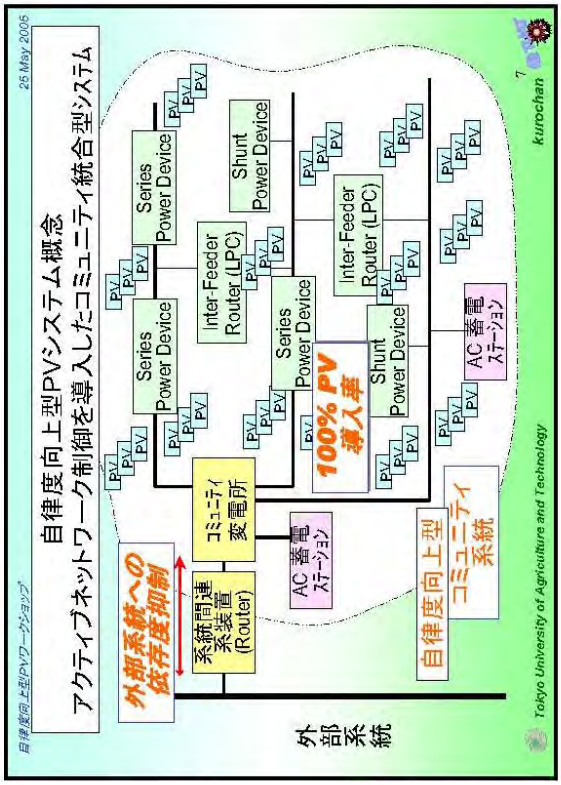
自律度向上型PVワークショップ
25 May 2005
自律度向上型
太陽光発電システム先導研究開発
公開ワークショップ
平成17年5月25日（水）
10:00～17:30
高輪プリンスホテル
主催：独立行政法人 産業技術総合研究所、 太陽光発電技術研究組合
後援：独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構
東京農工大学大学院 黒川 浩助
Tokyo University of Agriculture and Technology
kurochan

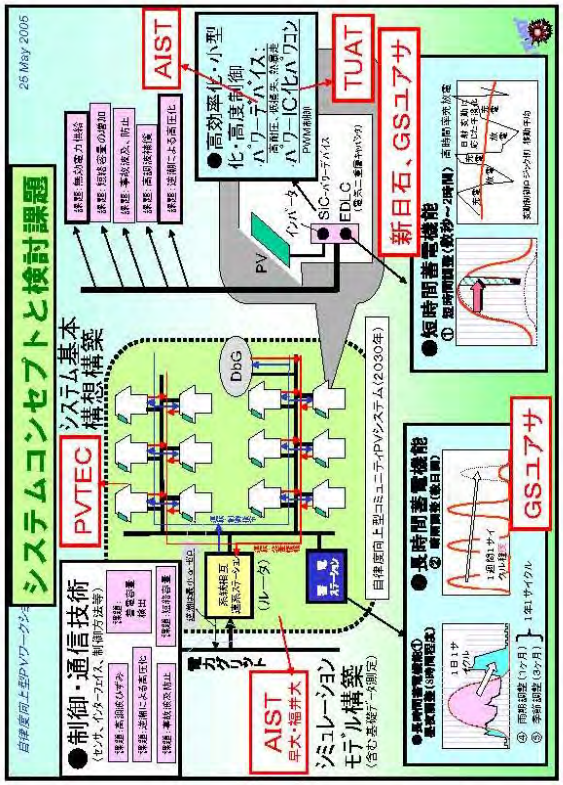

自律度向上型PVワークショップ
25 May 2005
2030年までに技術進歩を見込んだ
国内設置可能 PV (GW)
2 兆円/年市場規模
PV2030
Base Case
国内電気約10%相当
8,000GW
7円/kWh
14円/kWh
23円/kWh
Others H2, etc.
Consumer
Transport
Industrial
Public Use
Multi-Family
Single Family
202GW
102GW
54GW
Case 1
Case 2
Case 3
物理
ポテンシャル
2030年設置可能PV (GW)
8,000
7,950
250
200
150
100
50
0
Case 1: Business as usual
Case 2: R&D and Market Penetration according PV2030 Base Case
Case 3: Accelerated R&D and Market Penetration with large-scale industrial use
Potential: Physical Limit by residential, public, industrial, unused land, etc.
Tokyo University of Agriculture and Technology
kurochan
3

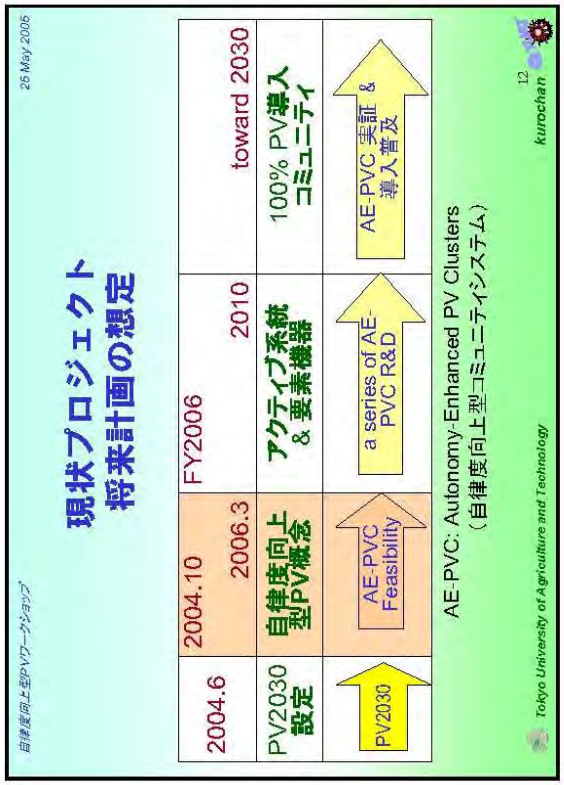

自律度向上型PVワークショップ
26 May 2005
世帯分布から見た自律度向上型PVシステムの
設置対象地域数推定（市場ポテンシャル）
●1km²区画に1000世帯以上がある地域
●PVシステム対象ブロック
1km²で1000世帯以上
有る区画のブロック総数
11,654 ブロック
×
各地域の
対象ブロック占有率
=
PVシステム設置
対象ブロック数
8,536 ブロック
∴ 国内に約853.6万所の対象地域がある
8535万所×5kW×1000軒
=42.75GW
=
市場ポテンシャル
対象地域
ブロック数
11,654
千葉県
埼玉県
茨城県大阪
愛知
福岡
岐阜
中部
長野
千葉
東京
Tokyo University of Agriculture and Technology
kurochan
5

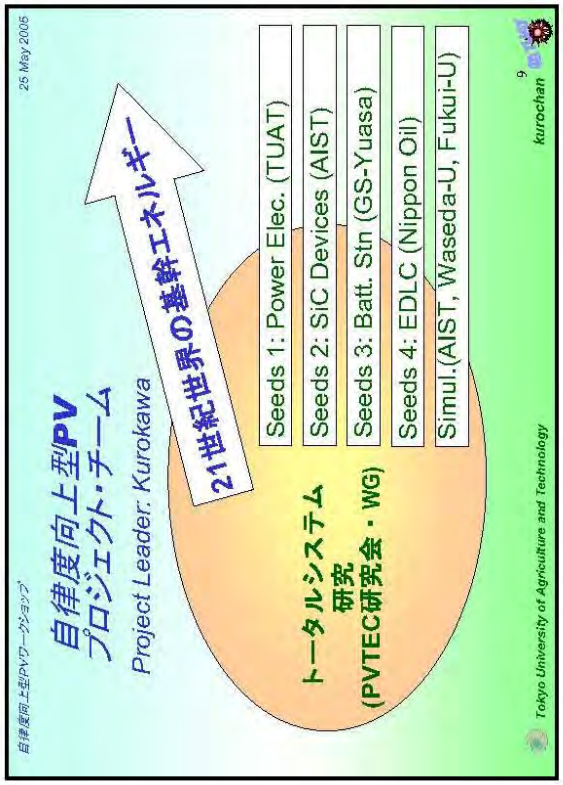

自律度向上型PVワークショップ
26 May 2005
本プロジェクトの位置づけ
現状プロジェクト
太田市
電力系統
蓄電
PV
電源は基本的に "PV" のみ
基本的に"自律"地域系統
電力を安定供給するシステム構築
●系統から基本的に "自律"
●系統内に面的分布した"PV"
マイクログリット(八戸)
電力系統
蓄電
風力
EG
自律
蓄電ステーション
Tokyo University of Agriculture and Technology
kurochan
8

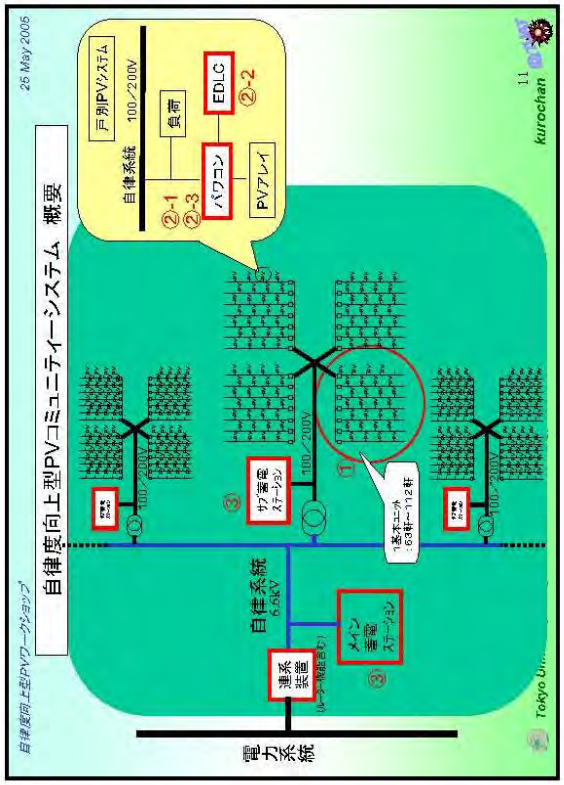
NEDO集中連系
RD&D PROJECT
太田市


自律度向上型PVワークショップ
26 May 2005
自律度向上型PVシステム概念
アクティブネットワーク制御を導入したコミュニティ統合型システム
外部系統への依存度抑制
系統間連系装置 (Router)
コミュニティ変電所
AC 蓄電ステーション
Series Power Device
Inter-Feeder Router (LPC)
Shunt Power Device
100% PV 導入率
自律度向上型コミュニティ系統
外部系統
Tokyo University of Agriculture and Technology
kurochan
7


自律度向上型PVワークショップ
25 May 2006
システムコンセプトと検討課題
●制御・通信技術
システム基本構想構築
PVTEC
AIST
TUAT
新日石、GSユアサ
●高効率化・小型化・高度制御パワーデバイス
●短時間蓄電機能
シミュレーション モデル構築
AIST 早大・福井大
GSユアサ
自律度向上型コミュニティPVシステム(2030年)


自律度向上型PVワークショップ
25 May 2006
現状プロジェクト
将来計画の想定
2004.6
2004.10
2006.3
FY2006
2010
toward 2030
PV2030 設定
自律度向上型PV概念
アクティブ系統 & 要素機器
100% PV導入 コミュニティ
PV2030
AE-PVC Feasibility
a series of AE-PVC R&D
AE-PVC 実証 & 導入普及
AE-PVC: Autonomy-Enhanced PV Clusters
(自律度向上型コミュニティシステム)
Tokyo University of Agriculture and Technology
12
kurochan


自律度向上型PVワークショップ
25 May 2006
自律度向上型PV
プロジェクト・チーム
Project Leader: Kurokawa
21世紀世界の基幹エネルギー
トータルシステム
研究
(PVTEC研究会・WG)
Seeds 1: Power Elec. (TUAT)
Seeds 2: SiC Devices (AIST)
Seeds 3: Batt. Stn (GS-Yuasa)
Seeds 4: EDLC (Nippon Oil)
Simul.(AIST, Waseda-U, Fukui-U)
Tokyo University of Agriculture and Technology
9
kurochan


自律度向上型PVワークショップ
25 May 2006
自律度向上型PVコミュニティシステム 概要
戸別PVシステム
自律系統 100/200V
負荷
パワコン
EDLC
PVアレイ
自律系統 6.6kV
連系装置
メイン変電ステーション
電力系統
Tokyo University of Agriculture and Technology
11
kurochan

自律度向上型太陽光発電 ワークショップねらい

- 長期枠組みの認識 ー PV2030の基本的方向性
- 新しいトータル概念・システム機能 ー 提案歓迎
- 新しい技術シーズ ー 提案歓迎

自律度向上型太陽光発電システム 先導研究開発

- **住宅用PVは主要分野（基本認識）**

  PV2030では，設置可能な住宅のおよそ40%にPVが設置されると想定している。

- **100%PV導入住宅コミュニティ想定（基本前提）**
- **PVは地域系統に溶け込むように面的に分布**
- **外部系統への依存度を抑える**

  → 自律度向上型PV

  余るほどの発電量，逆潮流を抑える，外部系統へ擾乱を波及させない（電圧問題・系統故障等，パワーマネージメント・エネルギーマネージメント，・・・・・・・できるだけ自系統内で処理）

- **白紙状態から将来システムを考える**

  現状の常識にとらわれないで，技術進歩を見込んだ可能性を追求する。

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

CONCEPTUAL STUDY ON AUTONOMY-ENHANCED PV CLUSTERS FOR URBAN COMMUNITY TO MEET THE JAPANESE PV2030 REQUIREMENTS

Kosuke Kurokawa[1], Shinji Wakao[2], Yasuhiro Hayashi[3], Itaru Ishii[4], Kenji Otani[4],
Masahide Yamaguchi[5], Takafumi Ishii[6] And Yukiyoshi Ono[7]
[1]Tokyo University of Agriculture and Technology – TUAT, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
email: kurochan@cc.tuat.ac.jp
[2]Waseda University, Okubo, Shinjuku-ku, Tokyo, 169-8555 Japan.
[3]University of Fukui, 3-9-1 Bunkyo, Fukui 910-8507 Japan.
[4]National Institute of Advanced Industrial Science Technology – AIST, Tshukuba, Ibaraki, 305-8568.
[5]Kyoto Head Office, GS Yuasa Corporation, Shimogyo-ku, Kyoto, 600-8007 Japan.
[6]Research & Development dept., Nippon Oil Corporation, Nishi-Shimbashi, Minato-ku, Tokyo 105-8412.
[7]Photovoltaic Power Generation Technology Research Association – PVTEC,.
2-7-19 Hamamatucho, Minato-ku Tokyo, 105-0013 Japan.

ABSTRACT: Japan set up the long-term R&D roadmap called "PV2030" in June 2004. In this article, a base-case scenario is showing that the mass deployment of 100GW PV aggregation will supply 10 % of national electricity up to year 2030. Around a half of this PV installation is assumed to be fulfilled by residential roof top applications. In such a state, PV penetration will reach 100 % or more in the majority of urban areas and might become unable to be harmonised with the conventional power grids beside these regions by ordinary grid-connected system approach allowing frequent and apparent reversal power flow from PVs. The authors propose new concepts to realise a less dependent PV aggregation on the existing power grids consisting of a large number of PV systems including power electronics and energy storages, which is to be called "autonomy-enhanced PV clusters" (AE-PVC). The authors composed a project proposal of feasibility study concerning the concepts of AE-PVC for 1 and a half year time frame and it was adopted by the New Energy and Industrial Technology Development Organisation (NEDO) at the end of August 2004. The aims of this preliminary research are to make R&D direction clear and a process for achieving the targets stated in "PV2030". Early results have already been obtained including conceptual definitions of autonomy-enhanced, community-base clustered PV systems and network simulation for some cases.
Keywords: Grid-connected, Interfaces, Inverter, PV system, Storage.

1 INTRODUCTION

Japan set up the long-term R&D roadmap titled "PV2030" in June 2004 as shown in Figures 1 and 2. In this article, a base-case scenario is showing that the mass deployment of 100GW PV aggregation will supply 10 % of national electricity up to year 2030. About a half of this PV installation is assumed to be brought from residential roof top applications. In such a state, PV penetration will reach almost 100 % in the majority of urban areas and might become unable to be harmonised with the conventional power grid beside these regions by ordinary grid-connected system approach allowing frequent and apparent reversal power flow from PVs. The authors have proposed new concepts to realise a less dependent PV aggregation on the existing power grids consisting of a large number of PV systems including power electronics and energy storages, which is to be called "Autonomy-Enhanced PV Clusters" or AE-PVC. [1], [2]

The authors composed a project proposal of feasibility study concerning the concepts of AE-PVC for one and a half year time frame and it was adopted by the New Energy and Industrial Technology Development Organisation (NEDO) at the end of August 2004, as one of five different categories covering thin-film silicon solar cells, crystalline silicon solar cells, compound types of solar cells, dye-sensitized solar cells, and PV power generation system technology. The aims of these preliminary researches are to make clear R&D direction and a process for achieving the targets stated in "PV2030".

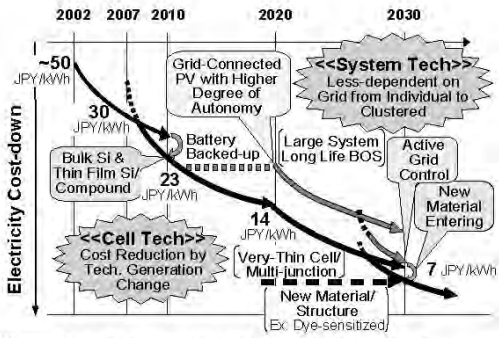


Figure 1: Japanese "PV2030 Roadmap" scenario

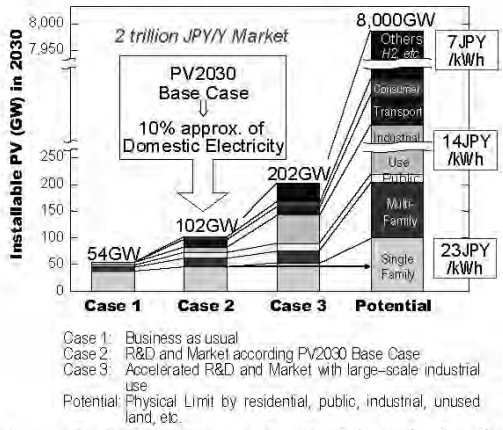


Figure 2: PV roadmap and potential study by the Japanese PV2030

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

New system technology for the mass deployment of PV systems is being studied in this project. The major concept of this study is to enhance PV system "autonomy", which means a community-base PV clusters less-dependent on external utilities. Feasibility studies are being made on total system concept by simulation and some other key components such as battery station, power electronics for active network control and individual inverters, etc..

2. NECESSITY OF AUTONOMY-ENHANCED PV CLUSTERS:

In Case 2 in Figure 2, as the base case for the PV2030, around 40% out of 100 GW PV installation is assumed to be brought from single-family roof-top residential PVs. Therefore, this means almost 100 % PV penetration may be necessary in the majority of urban communities. It is supposed that these kinds of state may produce technical problems to formulate community network as described in Table 1.

Table 1: Possible grid concerns arising from highly-aggregated PV systems and distributed generators

Items	Description	Remarks
Voltage Problem	Unexpected voltage distribution caused by reversal power flow from PVs	the more notable for the larger clusters.
Harmonic Distortion	Multiple Effect of Harmonic Distortion from power conditioners	
EMI	Multiple Effect of EMI from power conditioners	
Grid Protection	· Short circuit capacity increase fed by DGs · Short circuit fault detection failure by DG's UV relay · Islanding chance increased by multiple interaction · Ground fault clearance difficulty by islanding chance increase	negligible for PVs.

In addition, the authors believe that the higher degree of the autonomy of the community network, which means less-dependent PV clusters, will give the higher bargaining power to a utility operating the network against external utility company.

Figure 3 illustrates a basic image of "Autonomy-Enhanced PV Clusters by utilising power electronic devices and battery storage stations. The former power electronic facilities will bring network control functions to improve grid parameters along the community internal grids by utilizing shunt/serial active components, meshed network, loop power controller (LPC) and so on. The existence of storage devices mainly gives higher degree of autonomy by the following control functions:

- Reversal power flow suppression,
- Demand/supply gap compensation with forecasting functions,
- Suppression of fluctuating power flow from PVs and loads exceeding the governor speed level of outer grids.

By formulating a kind of R&D consortium as show in Figure 4, the authors proposed a new project to NEDO in summer, 2004. This is originally planned as a preliminary stage, with the time frame of 1.5 years, for going to the next stage of more extended R&D as shown in Figure 5.

The main objective of this feasibility study stage is planned for one and a half year time frame: *i.e.*,

- Illustrate possible scenarios and technological options toward 2030,
- Study new concepts of total network,
- Develop technological seeds newly required.

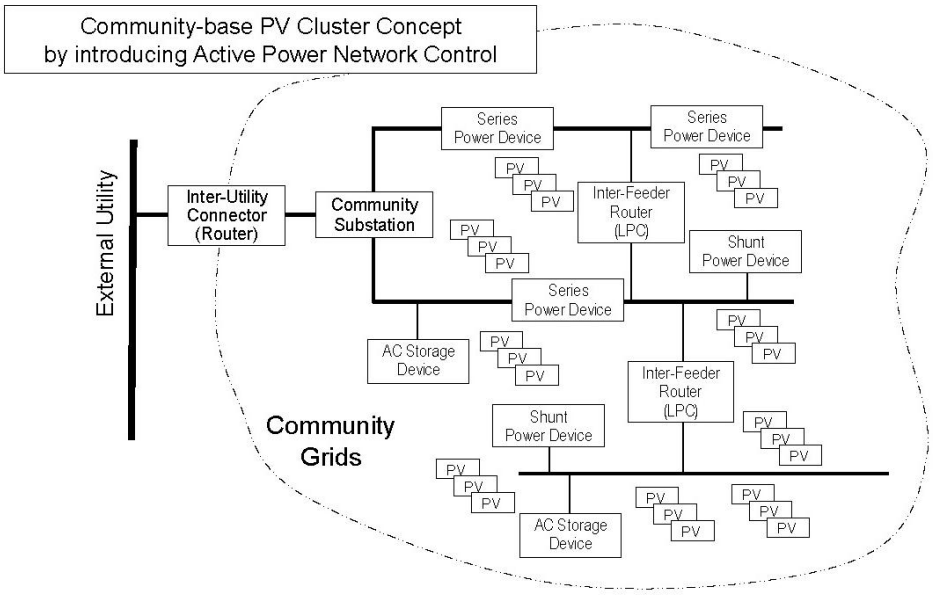


Figure 3: A basic network image of "Autonomy-Enhanced PV Clusters" by utilising power electronic devices and battery storage stations

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

To realise this new technological challenge, a research group headed by Prof. K. Kurokawa has been formed under the supervision of the Photovoltaic Power Generation Technology Research Association – PVTEC, consisting of researchers from universities, national laboratory and industries: i.e., TUAT, Waseda Univ., Univ. of Fukui, AIST, GS Yuasa Corp., Nippon Oil Corp. and other institutional cooperation. The authors have already started basic investigations: i.e., conceptual definition of "autonomy-enhanced PV clusters"; extraction of possible technical options, selected case studies for network formations by simulation; key component developments such as SiC devices/conditioners, EDLCs (electric double layer capacitors), battery storage station, power electronic ICs.

The present study has been initiated in October 2004 as the Phase I after the Japanese PV2030 roadmap was published and will be continued until March 2006. The authors are intending that the Phase II of this project will be also proposed to NEDO to be started in FY2006 hopefully for the next 5 year R&D term as shown in Figure 5.

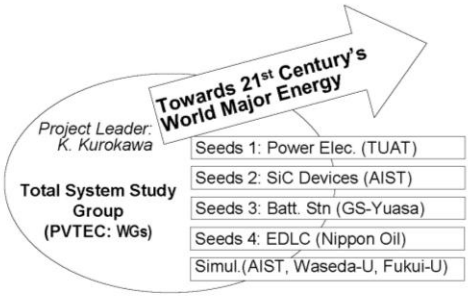


Figure 4: Study group for AE-PVC feasibilty

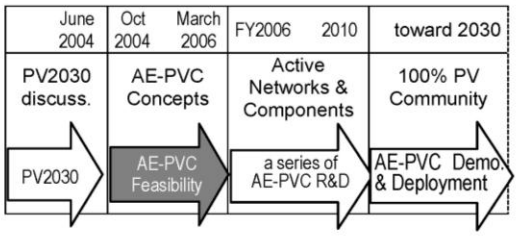


Figure 5: Present project status and possible future plan

3. DEFINITION OF AUTONOMY-ENHANCED PV CLUSTERS:

To achieve highly aggregated residential PV community expected by PV2030, AE-PVC is to be defined as described in Tables 2 and 3. Such PV aggregation can supply sufficient annual energy at the same range of or more than total, regional energy demand. A large number of PV systems are distributed and melted into community grids among scattered residential loads.

There are various strategies to accommodate a large number of (residential) PV systems into urban power networks: e.g.,

Table 2: Basic Definition of Autonomy-Enhanced PV Clusters

Items	Descriptions
Basic Recognition	Residential application is still one of major sectors according to PV2030.
Highly aggregated	Highly aggregated residential community where the annual energy production is at the same range of or more than total, regional energy demand.
Power direction	Downward and upward power flow along the community network.
Less-dependent	A self-controlled unit from the view point of external grids: no reversal power flow outward; no disturbance by internal faults; autonomous power/energy management as far as possible including planned purchase from external utility or IP.
Optimisation	Total optimisation on blank sheet in prospect of future technology advances free from present regulations.

Table 3: Detailed technological mission/definition for Autonomy-Enhanced PV Cluster concept

Studied Cases	· Major cases to meet "PV2030" roadmap scenario. · Residential community-based PV integration. · Technology optimised for 100% PV penetration or more.
Object Loads	· All the residential loads aggregated in a community network.
Reversal Power Flow Occurrence	· Designed for no reversal power flow outward to external utility grids · Community grid connected with inter-grid router in principle. · Battery storage stations provided for internal power and energy management.
Islanding Prevention	· Inter-grid router isolates community grids during external utility grid outage. · Continuing service without internal interruption. · No interference flown outwards during internal faults.
Battery Storage	· Reversal power flow suppression. · Gap compensation between demand & supply. · Forecasting functions of solar input & demands. · Suppression of power flow fluctuation homeward faster than governor control among outer grids.
Active Network Control	· Power electronics such as shunt/serial active components, meshed network, loop power controller (LPC). · Storage devices. · Low voltage grid formation as a unit bunch.
Interactions to and from external utility grids	· On occasion of external utility interruption, community network can continue its service after immediate isolation by an inter-utility router. · Community grids provide means for establishing its own voltage and frequency.

- Consider an appropriate number of PV systems individually connected to utility grids with reversal power flow following an allowable distribution

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

voltage window,
- Divide power flow directions as one from a utility substation to individual residential loads and another from distributed PV systems to the substation respectively,
- Separate a community network entirely from the existing utility grids by providing a certain power electronics and storages for compensating voltage distribution and other grid parameters.

At least in Japan, most of presently existing projects in network issues with distributed generators are considering the first 2 categories. The authors are now dealing with the third category on a long-term basis seeking for future technical capability apart from present regulatory restrictions.

4. AN EXAMPLE OF EARLY RESULTS

As shown in Figure 4, 5 research groups have started their sub-items respectively and been obtaining initial results. PVTEC has also been organising the study group meeting 3 times every month averagely to integrate these results for formulating total concepts. By using these initial results "First Workshop of the Feasibility Study Project on Autonomy-Enhanced PV Clusters was held in Tokyo, May 2005. [3]

Figure 5 shows a typical example among these initial results. In this case study, maximum possible size of low-voltage distribution has been studied. Japanese standard low voltage is specified 100 volt with the voltage window of 101±6 V. It is assumed that 5 kW PV systems is installed for each houses, which has its internal load of 3 kW. A number of PV houses are distributed along 200 V, 3 wire distribution lines as illustrated in the figure. [4]

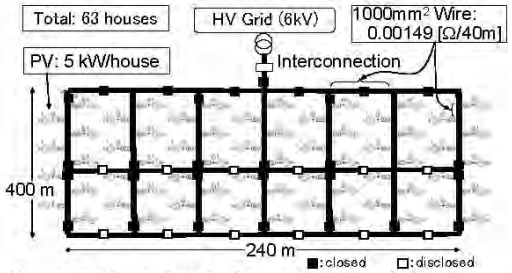


Figure 5: Simulation for low-voltage distribution - most reliable Case

By applying average hourly irradiation data and residential load profile, the direction and amount of power flows are calculated according to different line allocation patterns. The case indicated above is corresponding to most reliable cases, *i.e.*, voltage distribution kept inside the voltage window at any time of irradiation and load profiles under normal operation conditions, distributed line switch utilised for minimising power interruption under line fault condition at a certain point along any lines. Line resistances are assumed as indicated in the figure. Allowable number of PV houses is calculated 63 houses with one low-voltage line.

Maximum line losses for this case are estimated as 4.1 kW corresponding to 1.3 % of total line capacity. The number of interrupted house is suppressed to 5 houses with total loss-of-load of 15 kW.

This low-voltage distribution line is utilised as a unit cluster to integrate a residential community network as illustrated in Figure 6. This is a typical example of our present conceptual studies.

In this figure, a main battery station is provided at the point of utility interconnecting utility, which may be an actively controlled power electronic router. A number of distributed, smaller battery sub-stations may be necessary for improving utilisation factor of distribution line. Small

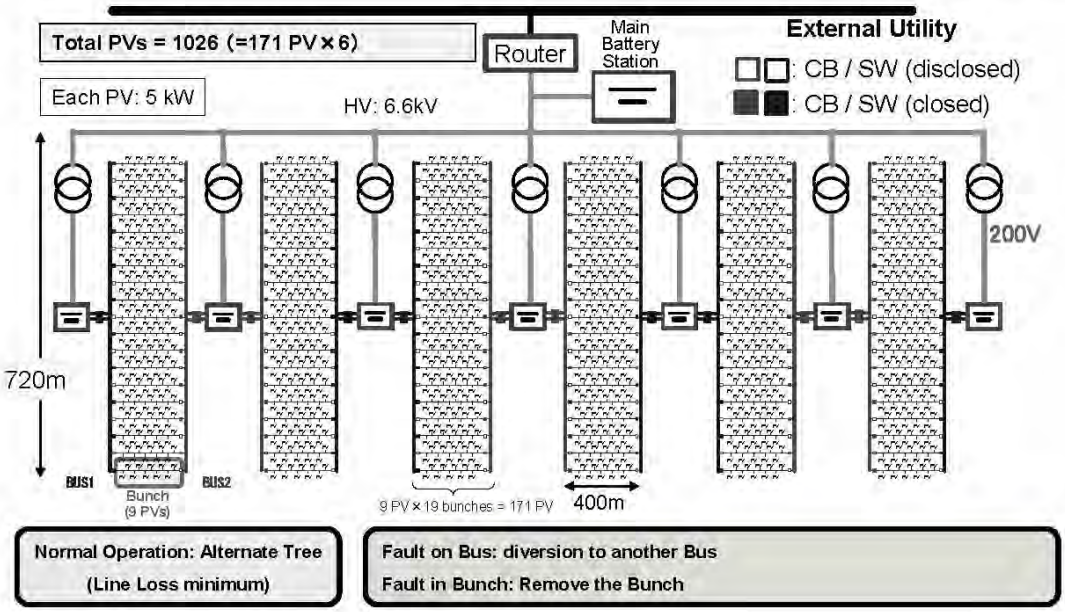


Figure 6:
One of typical example of alternate-Tree concept for AE-PVC community grids

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

battery or capacitor for each PV power conditioner might also be useful to raise the value of PV system by suppressing flicker arising from residential loads.

4. CONCLUSIONS

The authors have initiated their research works for a new type of system technology for the mass deployment of PV systems is being studied toward PV2030. Early results of them have already been obtained including conceptual definitions of autonomy-enhanced, community–base clustered PV systems and network simulation for some cases. This work is being supported by NEDO under the Ministry of Economy, Trade and Industry.

References

[1] K. Kurokawa & F. Aratani: perceived technical issues accompanying large PV development and Japanese "PV2030", EU-PVSEC, Paris, June 2004, 6DP2.5.

[2] K. Kurokawa: Photovoltaic technology direction - Japanese "PV2030", 31st IEEE-PVSC, Orlando, 3-7 Jan. 2005, Keynote Session 2.

[3] K. Kurokawa, Key note, 1st Workshop of the Feasibility Study Project on Autonomy-Enhanced PV Clusters, Takanawa Prince Hotel, Tokyo, 25 May 2005. (in Japanese)

[4] S. Wakao: Preliminary case studies for autonomy-enhanced PV clusters, 1st Workshop of the Feasibility Study Project on Autonomy-Enhanced PV Clusters, Takanawa Prince Hotel, Tokyo, 25 May 2005. (in Japanese)

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

AN ACCURACY OF THE SV METHOD FOR EVALUATED SHADING LOSSES ~ COMPARED WITH RESULTS USING THE FISH-EYE-PHOTOGRAM METHOD ~

Takashi OOZEKI[1], Kenji OTANI[2], and Kosuke KUROKAWA[1]
1 Kosuke KUROKAWA Lab., Tokyo University of Agriculture and Technology,
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan Phone/Fax: +81-42-388-7445, E-mail: oozeki@cc.tuat.ac.jp
2 National institute of Advanced Industrial Science and Technology
AIST Tsukuba Central 2, 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305-8568 Japan

ABSTRACT: A shading loss is one of significant losses in a PV system. The sophisticated verification method (SV method) has been developed as an evaluation method of PV systems. The method can identify system losses by using utilizing hourly monitored data. In the method, the extracting method of maximum data has been proposed to estimate the shading loss. This paper describes the accuracy of the SV method in term of shading losses by comparing with the fish-eye photograph analysis, which is one of the responsible estimation methods for shading losses. Eight PV systems were evaluated by both methods, and errors between two methods were within 1.0% of MBE and RMSE in almost all systems. Moreover, after correlated by the shading losses, array output was proportional to irradiation clearly. Those results suggest that the shading detected in the SV method is useful for the evaluation method of PV systems.
Keywords: Evaluation, PV system, shading

1 Backgrounds and Objective

The rapid growth and expansion of grid-connected photovoltaic (PV) systems utilization is significantly beneficial to the mitigation of environmental issues. 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. In fact, some PV systems could not generate energy as much as they are expected - shading effect around buildings and trees, the failure of system rating, the repression of output energy by over voltage control, and the failure of construction, and so on. Therefore, an evaluation method for PV systems seems to be necessary. In our laboratory, the sophisticated verification (SV) method [1], which is the evaluation method for PV systems, has been developed. The method can estimate system losses by using a few utilized monitoring data items despite of numerous kinds of losses, which seem not to be measured easily. In particular, it is difficult to identify shading losses. The purpose is to confirm the accuracy of shading losses estimated by the SV method, and the paper describes to compare with the fish-eye photographs analysis.

2 The SV Method

The SV method can estimate system losses between irradiation energy (optical energy) and system electricity output power (AC power). The method needs typical four monitored data such as in-plane irradiation data, cell junction temperature, array output power, and system output power, and allocates system losses to the part of the total system loss. In 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.

2.1 Procedure to estimate the shading effect in the SV method

The SV method assumes that the shading effect is caused by some obstructions, the tree and building, but shading in a short time caused by a cloud and a bird is excluded. In addition, the shadow is classified three types as shown in Fig. 1. One of them is named "partial shading" and means that shadow exists on a part of PV array surface, but not on a radiometer. The second one is named "full shading" means that shadow covers both of PV array surface and a radiometer. Full shading includes the shadow by a hill may be included "full shading". The other one is that shadow exists on a radiometer, but not on a PV system. That case is named by "faked shading", and the effect of that should be compensated by a certain method before evaluating. In principle sense, "partial shading" is determined to be the shading loss of PV systems.

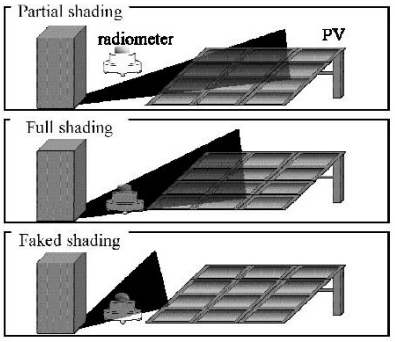


Figure 1: Types of shading

In the SV method, the extracting maximum data was proposed to detecting the shading effect. For example of irradiation, Fig. 2 illustrates all the hourly irradiation data for a specific month and each maximum point, which is taken from each time zone. Note that the average of top three data is defined as maximum point so far. The extracted data indicates to be the profiles of a clear day. Moreover, if shading is assumed to exist every day

almost in the same way during the month, maximum values for a specific hour cannot reach the level of theoretical data of a clear day. Therefore, a certain level of dip from the theoretical clear day curve can be easily determined to be the shading effect.

By using the extracted method, procedures of detecting shading effect of the PV system are two step processes as followings;

- A daily irradiance profile on a clear day is formulated for a specific month by utilizing hourly irradiation data for the month.
- Assuming that shading effect does not vary so much during as same month, formulated pattern includes shadows on a clear day apparently.

In first step, the characteristic of irradiation on a clear day was obtained by using the extracted maximum data of irradiation (H_{Agmax}) as shown in Fig. 2. However, it may include the shading effect according to full shading. Therefore, the pattern of theoretical irradiation of clear-day is approximated by using the extracted data in order to remove the full shading effect.

Global irradiation consists of direct irradiation and diffuse irradiation as defined by Equation (1). The model of Burgur [2] was one of common model as the estimation of direct irradiatin, which is difined by Equation (2). In contract, there are some theoritical models of diffuse irradiation.The model of Berlage [3] was developed assuming ideal Rayleigh scattering, and is one of the most famous models in the world. However, Nagata described the model of Berlage which uses the value smaller than the actual data in Japan, and the model of Nagata [4] assumes scattering of the direct irradiance in the air and reflection from the ground, and determined parameters of Equation (3) by using monitored data in Japan. In the SV method, the theoretical model applies to the model of Nagata. Moreover, the convertion model of inclined-irradiance applies the model of Perez, which is one of the most utilization model in the world.

The envelope of theoritical irradiation (H_{Agth}) is approximated in such a way that estimated data through the top second of the extracted maximum data by changing the atmospheric transmittance in the model of theoretical irradiation as shown in Fig. 3. The reason of the top second data is that diffuse irradiation increases extremely rapidly at the edge of cloud and over the level of a clear-day data in some case.

$$h_g = h_b + h_d \quad (1)$$

$$h_b = h_{go} \cdot \tau^m \quad (2)$$

$$h_d = h_{go} \cdot S \frac{D \cdot (1-\tau^m) + \rho \cdot W \cdot \tau^m}{1 - \rho \cdot S \cdot W} \quad (3)$$

$$D = 0.5 + (0.4 - 0.3 \cdot \tau) \cdot \cos\theta_Z \ , \ W = 085 \cdot \tau \cdot (1-\tau) \ ,$$

$$S = 0.6 + 0.4 \cdot \tau$$

Where small latter is hourly data.

h_g	: global irradiaton	[kWh/m^2]
h_b	: direct irrdiaton	[kWh/m^2]
h_d	: diffuse irradation	[kWh/m^2]
h_{go}	: ex-territorial global irradiation	[kWh/m^2]
τ	: atmosphric transmttance	[-]
m	: air mass	[-]
θ_Z	: zenith angle	[deg.]

Coincidentally, the same kind of clear-day curve including shadow an also be formed by using array output power data (E_{Amax}), which are corrected by module temperature. The clear-sky power pattern consists of partial shading and full shading as shown in Fig. 4. The array output data may also be additionally affected by so-called mismatch effect. It is naturally omitted by the extraction of hourly maximum values because the mismatch hardly occurs in a clear day. The array output performance is determined by Equation (4). The Array performance ratio (K_A) includes many kinds of losses, but the extracted maximum data ignore losses exception of shading and losses proportional to irradiation such as soil on modules, depleted modules, and the erroneous system rate. In addition, the theoretical array output (E_{Ath}) can be defined by Equation (5) because it should remove the shading effect, and remaining losses ratio are defined as K_X. E_{Ath} is estimated by changing the value of K_X in such a way as to cover the E_{Amax} as shown in Fig. 4, in similar method to obtain H_{Agth}.

$$E_{Amax} = K_A \cdot P_{AS} \cdot H_{Agmax} / G_S \quad (4)$$

$$E_{Ath} = K_X \cdot P_{AS} \cdot H_{Agth} / G_S \quad (5)$$

P_{AS}:	standard array output rate	[kW]
G_S:	standard irradiance	[kW/m^2]

The shading ratio each hour is calculated by equation (6) as following assumption; the diffused component on a clear-sky is assumed 20 % of global irradiation according to a known model in Japan, and the shading effect mainly influence on direct irradiation (refer to Fig. 5).

$$\Gamma_{HS} = \frac{E_{A\max} - 0.2 \cdot E_{Ath}}{(1-0.2) \cdot E_{Ath}} \quad (6)$$

(1.0 is corresponded to non shading)

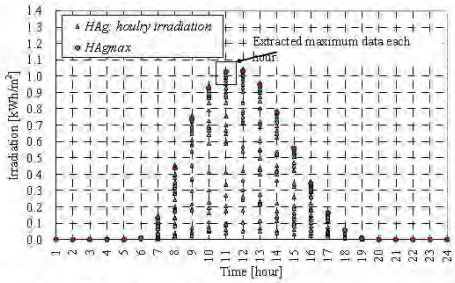


Figure 2: The extracting of maximum data; an example of irradiatin

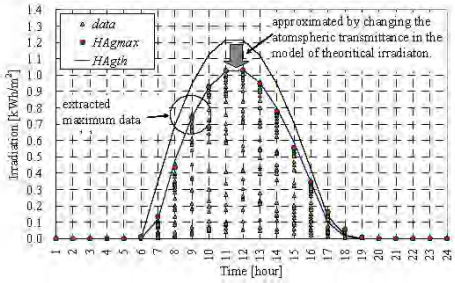


Figure 3: Approximation of the theoritical irradiation

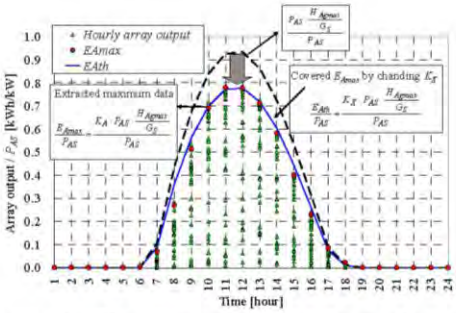


Figure 4: The extracted array output data and Approximation of the theoritical array output data

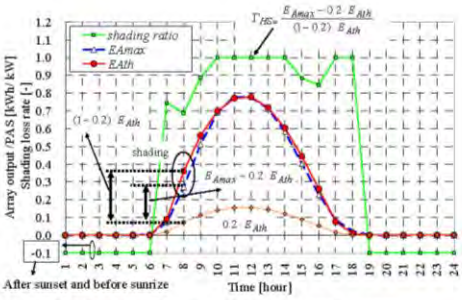


Figure 5: Monthly shading loss rate each hour

Equation (7) indicates to calculate the hourly shading loss (l_{HS}). The direct irradiation is estimated by the conversion model of global to diffuse irradiating such as the model of Erbs.

$$l_{HS} = h_{Ab} \cdot P_{AS} \cdot (1 - \gamma_{HS}) \qquad (7)$$

3 Methodology of estimation shading effect by using the fish-eye photographs analysis.

Shading losses analysis using fish-eye photographs have been also developed by authors' group in order to identify with shading factor [5]. Fish-eye photographs are useful to estimate a shading area and a shape. For example, pictures of Fig 7 are taken on the PV module at the site as shown in Fig. 6. The PV system has the obstacle, the own house, toward the east side. Analyzing the fish-eye photographs with sun tracks, the shading is easily observed for two or three hours from sunrise. The shading rate at any time can be calculated each module. In this paper, the shading ratio was calculated by the average of the ratio at all modules.

Figure. 6 overview of the PV system with the obstacle

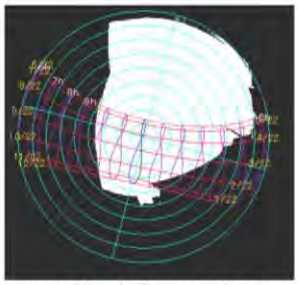


Figure 7: An example of Fish-eye photographs with sun tracks

4 Monitored data and the picture of fish-eye

Monitored data were obtained by 8 residential PV systems in the field. Table I shows site specifications of them. Monitored data were hourly data which averaged 2 sec sampling data. The items of measuring data were inclined plane irradiation, PV array output, PV system output, and module temperature.

Moreover, fish-eye photographs were taken from 1 to 14 pictures in a system. In almost all system, it was taken at four comers of the system, but only one picture can be taken in two systems of all due to the structure of roof.

site	longitude	latitude	P_{AS}	tilt angle	azimuth angle	monitoring term	available data	pictures
	deg.	deg.	kW	deg.	deg.		month	
A	130.40	33.15	4.03	22	20	2000/10-2003/3		6
B	131.38	33.26	3.34	22	-30	2000/10-2003/3		7
C	131.50	33.29	3.6	20	0	2000/10-2003/3		7
D	130.50	33.01	3	21.5	3	2001/4-2004/3		1
E	129.96	33.26	3.51	25	10	2001/4-2004/3		6
F	130.62	33.31	3	24	13	2001/4-2004/3		6
G	131.40	31.91	5.23	24.22	-50	2001/10-2004/9		14
H	130.84	33.74	4.43	30.96	0	2001/10-2004/9		1

Azimuth: south is 0, east 90, and west -90)

Table I: Site specifications

5 Comparing results between the SV method and the fish-eye photographs analysis.

Equation (8) is determined to be monthly shading loss ratio (λ_{HS}), which are the parentage of monthly shading loss (L_{HS}) accounted for the input energy.

$$\lambda_{HS} = \frac{L_{HS}}{P_{AS} \cdot \frac{H_{Ag}}{G_S}} \qquad (8)$$

Fig. 8 shows the box chart of the error of the shading loss ratio between the SV method and the fish-eye photographs analysis. In the figure, the bottom of box is the first quartile (25 % points), and the top of box is the third quartile (75 %). The line in the box is the middle of data, and a square in the box is the average of data. Lines from the box indicate 5 % data points and 95 % data points respectively. The max and minima data also are potted by multiple marks. In addition, Table II demonstrates results of mean bias error (MBE) and the root mean square error (RMSE).

Almost all errors are with in +-1 % as shown by the result of MBE and RMSE. Fig. 9 demonstrates an example of shading losses at site H. The figure shows the correlation diagram between irradiation and array output. As for the relation of that, plots are dropped from proportional agminated data the line if there is a shadow

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

on PV array as shown in Fig. 9. Additionally, the array output added shading losses estimated by the SV method is drawn in Fig. 9. After corrected data, dropped plots are disappeared, and the plots are included in proportional agminated data. The accuracy of shading losses detection, both of time and level, was evidenced by those results.

However, the result of site A is exception and RMSE are over -2%. Fig. 10 is illustrated an example result of site A as well as Fig. 9. In this figure, shading losses estimated by both of the SV method and fish-eye photograph analysis were drawn. It seems that there is no shading effect by the relation between irradiation and array output, but the fish-eye photograph analysis detected the shading effect and estimated excessive shading losses as shown by Fig. 10. In contrast, the SV method evaluated without shading effects. Fig. 11 is the fish-eye photograph taken in 30th June at Site A. The picture was used to analyze in this case. According to the analysis, the tree may cast a shadow at afternoon in winter, but leaves of the tree would fall in winter. The fish-eye analysis, therefore, is too much to estimate the shading effect in that case. In fact, results of MBE and RMSE from March to September are -0.46 and 0.85 % respectively.

4 Conclusions

To evidence the accuracy of the shading loss by using the SV method, evaluated result was compared with the fish-eye photographs analysis. As a result, MBE and RMSE were within +-1.0%. Moreover, after correlated by the shading losses, array output was proportional to irradiation clearly. Those results suggest that the shading detected in the SV method is useful for the evaluation method of PV system.

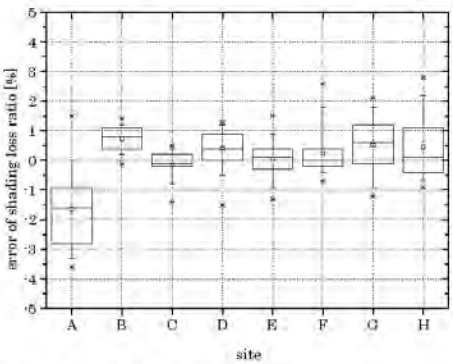


Figure 8: Error of shading loss ratio

Site	Number	MBE	RMSE
A	28	-1.81	2.23
B	20	0.73	0.84
C	23	-0.11	0.47
D	29	0.48	0.83
E	19	-0.25	0.9
F	29	0.16	0.77
G	30	0.39	0.86
H	24	0.39	1.05

Table II: Error of shading loss ratio

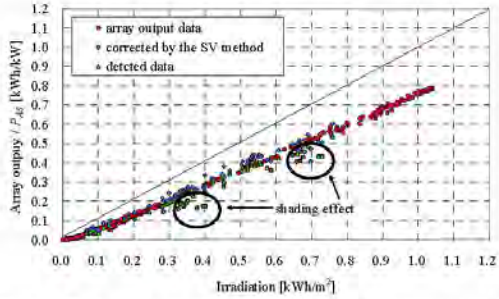


Figure 9: Array output vs irradiation after compasanted shading losses estimated by the SV method at 2004/3 (Site H)

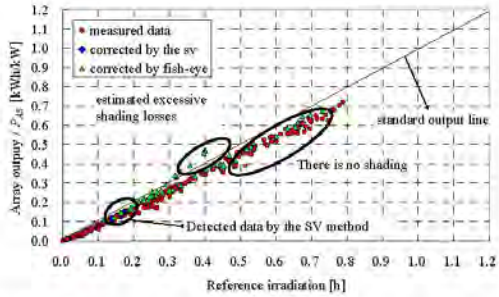


Figure 10: Array output vs irradiation after compasanted shading losses at 2002/12 (Site A)

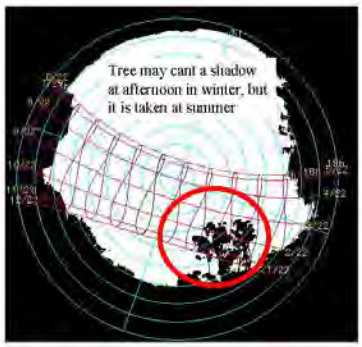


Figure 11: Fish-eye photograph taken in 6/30 at Site A

References

[1] T. Oozeki, at el, "An Evaluation method of PV systems", Solar Energy Materials & Solar cells, Vol.75, No.3-4, 2003 687-695

[2] Bugler J. W. "The determination of hourly insolation on an inclined plane using a diffuse irradiance model based on hourly measured global horizontal insolation", Solar energy, Volume 19, Issue 5, 1977, 477-491

[3] Berlage H. P. Meteorologische Zeitschrift, 1928, 174-178.

[4] Nagata, "T. Luminance distribution on clear sky and the resultant horizontal illuminance" J. Light. & Vis. Env. Vol.7, No.1, 1983; 23

[5] K. Otani, et al, "A Simple Monitoring Method for Estimation of Shading loss of photovoltaic systems" Proceedings of EuroSun 98, 2nd ISES-Europe Solar congress, Portoroz, Slovenia, 14-17 September, 1998

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6 –10 June 2005, Barcelona, Spain

COMPARATIVE STUDY OF M-SI, A-SI AND CDTE SYSTEM OF VERY LARGE-SCALE PV (VLS-PV) SYSTEMS IN DESERT

Masakazu Ito[1], Kazuhiko Kato[2], Keiichi Komoto[3], Tetsuo Kichimi[4], Kosuke Kurokawa[1]

[1] Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan
Tel: +81-42-388-7445, FAX: +81-42-385-6729, 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] Mizuho Information & Research Institute (MHIR),
Takebashi Square, Kanda-Nishiki-cho, Chiyoda-ku,Tokyo, 101-8443, Japan
[4] Resources Total System (RTS), Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo, 104-0033, Japan

ABSTRACT: Thin film technologies require lower energy to produce than crystalline PV module, but unfortunately, efficiency is lower than crystalline PV module. The authors focus attention on the point, and research possibilities to install Very Large-Scale PV system using multi crystalline silicon module, amorphous silicon module or CdTe PV module. If the module price reduces 1 USD/W, the generation cost reduces to 6-8 US cent/kWh. From an environmental point of view, Energy Payback Time was obtained 2-3 years, and CO_2 emissions rate was also obtained 17-23 g-C/kWh. In case of VLS-PV systems in desert area, total energy requirement of thin-film module was higher than crystalline silicon module because of its efficiency. Total energy requirement throughout the life-cycle of the PV system 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 CO_2 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.
Keywords: Large Grid-connected PV system, Economic Analysis, Environmental Effect

1 INTRODUCTION

A desert has big potential, high irradiation and huge land area. And desert area is not only sand desert, but many types of lands exist. For example, rock desert, desert step, mountains and gravel desert, which is consist of small rocks and hard soil. Authors are focused on its potentials and simulate a 100 MW Very Large-Scale PV system installed in a desert area to obtain a possibility.

There are many kinds of Photovoltaic modules, for example, mono crystalline, multi crystalline silicon, a-Si, CdTe, hybrid, ribbon, EFG, HIT, CIS and so on. When we discuss their characters, we talk about power, efficiency, voltage, current, etc. However, we look toward environmental character, there are also kinds of characters. PV module require energy to produce. The amount of energy is different between PV modules. The authors focused on this point, and investigate the PV modules which installed in desert area in large scale.

Basically, thin film technologies require lower energy to produce than crystalline PV module, but unfortunately, efficiency is lower than crystalline PV module. The authors focus attention on the point, and research possibilities to install Very Large-Scale PV system using multi crystalline silicon module, amorphous silicon module or CdTe PV module.

Table 1 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

In this study, we are focusing comparative study between PV modules, which are m-Si, a-Si and CdTe PV module. These studies are obtained cost and environmental discussion which are generation cost, Energy Payback Time and CO_2 emission rate. For detail comparison, we focused on only Gobi desert in China. Geographical information is shown in Table 1.

2 METHODOLOGY

2.1 Basic methodology

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 of the VLS-PV system was calculated with the method. These indices are defined by following equation.

$$\text{EPT (Year)} = \frac{\text{Total primary energy requirement of the PV system throughout its life-cycle [kWh]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}}$$

$$CO_2\ \text{Emission rate (g-C/kWh)} = \frac{\text{Total } CO_2 \text{ emission on life-cycle (g-C)}}{\text{Annual power generation [kWh/year]} \times \text{Lifetime [year]}}$$

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

EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. In this study, EPT is calculated as China electricity. CO_2 emission rate is a useful index to know how much the PV system is effective for the global warming.

2.2 Design scheme

Based on concept of LCA, VLS-PV system followed these steps. Detailed schemes are shown in Chapter 4.

1) Basic assumptions such as capacity, component, transport etc. are planed.
2) Irradiations for static system in Gobi deserts is calculated.
3) Module layout, array structures, foundations, transmissions and wires are designed.
4) All materials' price, maintenance, tax, wages etc. are considered, and generation costs are calculated.

3 SYSTEM DESIGN

3.1 Basic assumptions

These assumptions are applied for three case studies.

(1) The VLS-PV system is assumed to be 100 MW.

(2) Fixed flat plate system is faced south.

(3) PV module is assumed m-Si, a-Si and CdTe [1] (see Table 2). Energy and CO_2 emission data of PV modules were referred from NEDO report [2].

(4) Life-time is 30 years.

(5) 500 kW DC-AC inverters are installed, and 6 kV/110 kV transformers pressurize voltage.

(6) Capacity of basic unit is 500 kW, 25 MW unit is consisted of 50 sets of 500 kW unit. Four 25 MW unit make 100 MW VLS-PV.

(7) PV module, cable and common apparatuses are imported from Japan. Array structures, foundations, troughs and transmission towers are produced by their country. In this study, marine and land transport is considered.

(8)Land preparation is considered.

Table 2 PV module specifications

Module type	m- Si	a-Si	CdTe
Nominal power	120 W	58 W	65 W
Efficiency of module	12.8 %	6.9 %	9.03 %
Length, Width	966 mm, 971 mm	920 mm, 920 mm	1200 mm, 600 mm
Weight	11.9 kg	12.5 kg	11.4 kg
Voltage MPP	16.9 V	63.0 V	67.0 V
Current MPP	7.1 A	0.92A	1.0 A
Voltage open circuit	21.4 V	85.0 V	91 V
Current short circuit	7.45 A	1.12 A	1.15 A
Coefficient of voltage	-82 mV/℃	-243.0 mV/℃	-0.29 %/℃
Coefficient of current	+6.0 mA/℃	+0.80 mA/℃	+0.04 %/℃
Coefficient of power	-0.5 %/℃	-0.22 %/℃	-0.25 %/℃

Figure 2 Image of basic array and 500 kW array unit

3.2 Irradiations

Both irradiation and ambient temperature data were referred from World Irradiation Data Book used for system designs, as shown in Table 1. In-plain irradiation data is calculated by using rb model, Hey model and isotropic model.

3.3 Module layout

PV arrays are with enough space between them. It was assumed that PV array don't shade others when 10° solar elevation in midwinter. Considering open circuit voltage and layout, 15 modules per one string for a-Si system, 20 for CdTe and 21 modules per one string for m-Si system. Basic arrays were placed as shown in Figure 2 and 3. It is considered for simple wiring and enough spacing.

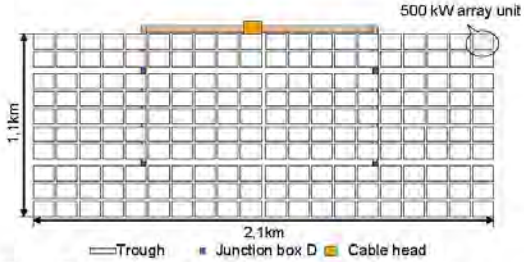


Figure 3 500 kW unit layout for m-Si PV module case

3.4 Array structures and foundations design

Array structure and foundations were designed based on 42 m/s wind velocity and 0.2 G earthquake. A zinc-plated stainless steel (SS 400) for array and concrete for foundation were designed by using Design standard of structure steel.

3.5 Transmissions

Electric transmissions are assumed 100 km, 2 channels and 110 kV for connecting to existing power transmission. It consists of steel towers, foundations, cables and grand wires. Cables and ground wires are decided TACSR 410 sq and AC 70 sq, 22.0 ton steel towers and 22.1 m^3 foundations are required 334 towers with foundations for 100 km transmission. Transmission loss is considered for 100 km. It has been studied previous paper [4].

3.6 Operation and maintenance

The method of operation and maintenance are calculated in view of experience of real PV system model, PV-USA project [5]. Three shifts of three operator team work in 100MW PV station. One team works in maintenance, and the other teams operate for alternation. 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 [6] etc. Furthermore a supervisory charge is added to the cost for the installation of certain apparatus. Decommission stage is not included in this study stage now.

4 EVALUATION RESULT

4.1 System Component

The 100MW VLS-PV systems using m-Si, a-Si and CdTe PV module in the Gobi deserts are designed on the basis of the above assumptions. Table 18 shows details and Table 28 shows summary of required materials of 100 MW scale PV system. A 100 MW VLS-PV systems with a-Si PV module require 4.4 km^2 land area which is twice as m-Si case. Character of CdTe module system is moderate model which is between m-Si case and a-Si case. In a-Si case, array support requirement is 19 thousand ton steel, and foundation needed 110 thousand ton concrete. Land requirement is considered due to spacing between PV arrays.

Table 3 Requirement of 100 MW PV system components

PV module	m-Si	a-Si	CdTe
piece (thousand)	849	1,909	1,616
Capacity (MW)	100.8	109.62	104
Land requirement (km_2)			
Tilt=10°	1.43	2.72	2.05
Tilt=20°	1.91	3.62	2.76
Tilt=30°	2.33	4.40	3.38
Tilt=40°	2.69	5.06	3.91
Array support structure (ton)			
Tilt=10°	8,375	17,936	16,302
Tilt=20°	8,693	18,618	17,667
Tilt=30°	9,755	19,255	18,690
Tilt=40°	10,871	22,591	19,755
Foundation (m^3)			
Tilt=10°	39,913	71,902	45,733
Tilt=20°	39,913	89,804	45,733
Tilt=30°	59,578	110,455	68,267
Tilt=40°	84,829	160,789	97,200
Cable (30°)			
600 V CV 2 sq (km)	1,434	16521	10284
600 V CV 8 sq double core (km)	173	584	487
600 V CV 60 sq (km)	109	497	203
6,6 kV CV-T 22 sq (km)	33	44	33
6,6 kV CV 200 sq (km)	38	36	36
110 kV CV 150 sq (km)	29	43	35
Trough (30°) (m^3)	34,052	80,511	50,457
Common apparatus			
Inverter with transformer (set)		202	
6,6 kV circuit breaker (set)		208	
110 kV/6.6kV transformer (set)		5	
110 kV disconnecting SW (set)		18	
110 kV GIS (set)		10	
SVC (set)		2	
Common power board (set)		1	
Power transmission corresponding to 100 MW PV system			
Transmission line			
110 kV TACSR 410 sq (km)		401	
AC 70 sq (km)		33	
Pylon (steel) (km)*		2,229	
Foundation (km)*		5,150	

*Three transmission equipments are assumed for 1 GW. Therefore 333 MW capacity is calculated for 100 MW system

4.2 Cost Estimation

In this study, both investment cost and operation and maintenance cost of 100 MW PV systems for each installation systems are estimated to obtain generation cost. Total investment cost includes labor cost for system construction as well as system component cost. Majority of both initial and annual cost is PV module, and second majority is BOS. Even if the module price reduces one USD/W, module cost is still majority. There are differences of BOS and transportations between the systems. Because higher efficiency of PV module reduces required arrays, foundations and so on. Amorphous module system is a little higher than multi crystalline case, but its difference is very small.

4.3 Generation cost

Figure 4 shows the result of generation cost of the 100 MW VLS-PV system using CdTe PV module in Gobi desert in China. It is obtained by dividing annual cost by power generation. Power generation at 40° tilt angle is the highest, but wind pressure is also the highest. It causes thick steel for array and large foundation. Therefore, minimum generation cost is obtained at 30 degree array tilt angle in each PV module systems. Generation cost is around 20 US cent/kWh at 4 USD/W PV module price. If the module price reduces 2 USD/W or 1 USD/W, generation cost reaches 11 or 7 US cent/kWh.

Figure 4 Generation cost of CdTe PV module case

Table 4 Generation cost of 100 MW VLS-PV systems at optimal tilt angle (30°)

PV module type	m-Si	a-Si	CdTe
1 USD/W	6.7	8.1	7.8
2 USD/W	10.5	11.5	12.0
3 USD/W	14.3	15.4	16.0
4 USD/W	18.2	19.3	20.1

4.4 Energy and CO_2 Emission Analysis in Gobi desert

Figure 5 and Table 5 show required energy and energy payback time of each system. Energy Payback Time (EPT) for each system is estimated by using LCA. In case of multi crystalline silicon solar module, EPT is 2.1 years, and 3.0 year of EPT is obtained for amorphous silicon solar modules, 2.3 year of EPT for CdTe PV modules. These are difference between EPT of systems. However, if these EPT 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 PV modules are assumed for 100 MW VLS-PV systems, and their CO_2 emissions are estimated 13.3 g-C/kWh for multi crystalline silicon case, 19.7 for amorphous silicon case, and 16.7 for CdTe module technology. Majority of all systems is array support. In case of a-Si PV module, CO_2 emission of array support is large if compared with multi crystalline case.

Figure 7 is a summary of energy payback time and CO_2 emission rate. It can be said high module efficiency can reduce energy payback time and CO_2 emissions rate. Because it can reduce array support structures and foundations, that require much energy to produce. If the PV module installed in roof top or slope, it is not big

required energy differences, because array support structure can be installed in small size.

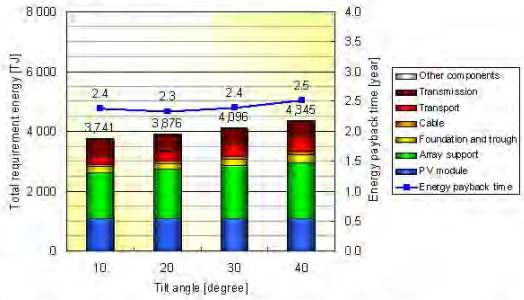


Figure 5 Total energy requirement and energy payback time of a 100 MW VLS-PV system by using CdTe PV module

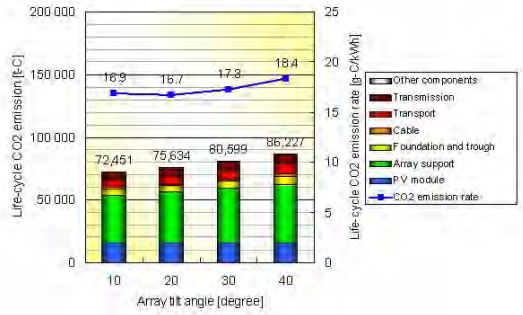


Figure 6 Life-cycle CO_2 emissions and life-cycle CO_2 emission rate of a 100 MW PV system for CdTe PV module

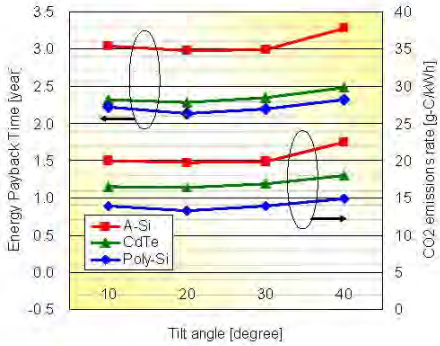


Figure 7 Comparison of VLS-PV systems of m-Si, a-Si and CdTe module

Table 5 Energy Payback Time and CO_2 emissions rate of three type modules in function of array tilt angle

		10	20	30	40
EPT [year]	m-Si	2.2	2.1	2.2	2.3
	a-Si	3.0	3.0	3.0	3.3
	CdTe	2.3	2.3	2.3	2.5
CO_2 emissions rate [g-C/kWh]	m-Si	13.9	13.3	13.9	14.9
	a-Si	20.0	19.7	20.0	22.4
	CdTe	16.5	16.4	17.0	18.0

5. CONCLUSION

100MW Very Large-Scale power generation systems installed in Gobi desert were designed and their potentials were evaluated from economic and environmental viewpoints. This comparative study was considered all equipments, transport, operation and maintenance and transmission loss. Assuming 4.0 USD/W of m-Si PV module price and 3% of annual interest rate, generation cost was estimated 19.1 U.S.Cent/kWh and 19.3 US cent/kWh with land transport in Huhhot in Gobi desert. If the module price reduces 1 USD/W, the generation cost reduces to 6-8 US cent/kWh. From an environmental point of view, Energy Payback Time was obtained 2-3 years, and CO_2 emissions rate was also obtained 17-23 g-C/kWh. Amorphous silicon solar module and CdTe module requires lower energy than crystalline module to produce. But in case of VLS-PV systems for desert area, total energy requirement of thin-film module was higher than 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.

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 CO_2 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.

REFERENCES

[1] Photon international, Feb 2005.
[2] Development of Technology Commercializing Photovoltaic Power Generation System, Research and Development of Photovoltaic Power Generation Application System and Peripheral Technologies, Research and Development on the Evaluation Technology of Photovoltaic Power Generation system (2000), NEDO 27-38 pp
[3] Japan Weather Association, World Irradiation Data Book, FY1991 NEDO Contract Report
[4] M. Ito et al, Analysis of transmission losses of Very Large-Scale Photovoltaic power generation systems (VLS-PV) in world desert, Proceedings of 31st IEEE PVSC (2005), 1706-1709 pp
[5] C.Jennings, A.B.Reyes & K.P.O', Brien PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, *WCPEC-1, Dec, 5-9, 1994, Hawaii.*
[6] ILO, Year Book of Labour Statistics 1999

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

CHARACTERISTICS OF THE ELECTROMAGNETIC ENVIRONMENTS OF POWER CONDITIONERS FOR PV GENERATING SYSTEMS

Hironobu Igarashi[1] and Shoichi Suenaga [1] and Kosuke Kurokawa [2]
[1] Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories, Research Division,
5-14-12 Yoyogi, Sibuya-ku, Tokyo 151-8545, JAPAN,
[2] Tokyo University of Agriculture and Technology – TUAT
2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588, JAPAN
e-mail: Igarashi_H@jet.or.jp

ABSTRACT: In recent years, public awareness of global environmental issues including the prevention of global warming has been increasing. This trend has encouraged wide acceptance of photovoltaic power generation systems in the home market. The power conditioner is an indispensable component of a photovoltaic power generation system. Power conditioners however have a serious problem; they generate electromagnetic noise. To provide basic data for the establishment of the new standard, we conducted measurement and analysis on EMC for a photovoltaic power generation system based on the IEC61000 Series, the conventional EMC standard for electrical appliances.This study proved that lead batteries can be used as a substitute power supply for solar cells to measure the terminal interference wave voltage of a power conditioner. Moreover, we recommend performing measurements not only at high-output conditions, but also at low-output conditions of the power conditioner operation output when measuring the terminal interference wave voltage of the power conditioner.

Keywords: Grid-Connected, PV System, EMC

1 INTRODUCTION

In recent years, public awareness of global environmental issues including the prevention of global warming has been increasing.

This trend has encouraged wide acceptance of photovoltaic power generation systems in the home market. The power conditioner is an indispensable component of a photovoltaic power generation system. Power conditioners however have a serious problem; they generate electromagnetic noise.

To make matters worse, the electromagnetic noise that is generated at power conversion is transmitted to the solar cells through the DC electric wires, and the solar cells act as an antenna to radiate the electromagnetic noise. In addition, the solar cells radiate the electromagnetic noise to the system wires through the AC wires. The radiated electromagnetic noise may cause operation and communication failures in other electronic equipment(1).

Amid this, there has as of yet been no standardization of electromagnetic compatibility either by the International Electrotechnical Commission (IEC), or any other organization. We are hoping that a new EMC standard will be established, and believe it should cover photovoltaic power generation systems.

To provide basic data for the establishment of the new standard, we conducted measurement and analysis on EMC for a photovoltaic power generation system based on the IEC61000 Series, the conventional EMC standard for electrical appliances.

This study reviewed the method used to measure the terminal interference wave voltage generated from a power conditioner to clarify the electromagnetic ambience of power conditioners as the primary unit in photovoltaic power generation systems.

This study is part of the "Research and Development on Electromagnetic Ambience in Photovoltaic Power Generation Systems in Photovoltaic Power Generation Technology Research Development – Research Development and Investigation on Common Infrastructure Technology for Extensive Deployment," project we conducted under contract to the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO).

2 Discussion on Power Conditioner Electromagnetic Ambience

2.1 The Basic Concept of Power Conditioner Electromagnetic Ambience

If we look at photovoltaic power generation systems based on the concept of ports, the basic concept employed in electromagnetic ambience, we can divide the system into four ports: the power conditioner as the frame, DC, AC, and ground.

By using this classification, we can observe a remarkable phenomenon: that actual physical point terminated at solar cells in the DC port exhibits features that make it different to general electrical appliances.

2.2 Power Conditioner Electromagnetic Ambience

When discussing power conditioner electromagnetic noise, we must consider two cases. One is the case where the electromagnetic noise from the power conditioner impacts on other electrical appliances through the AC and DC ports.

The other is the case where the electromagnetic noise from electrical appliances impacts on the power conditioner through the AC and DC ports.

For this reason, tests and measurements should be conducted by port, whose electromagnetic ambience must be focused.

When tests and measurements are conducted, attention must be paid to the terminal interference wave

voltage generated from the AC port, because it impacts directly on electrical appliances in the home and may cause malfunctions.

3 Power Conditioner Terminal Interference Wave Voltage Measurement

To measure the power conditioner terminal interference wave voltage, measurements using an actual system are ideal.
It is, however, difficult to measure the power conditioner terminal interference wave voltage using an actual system, because actual photovoltaic power generation systems do not generate constant power, due to the effects of the amount of solar radiation, temperature, and other meteorological factors. For this reason, we used lead batteries as the power supply device for this experiment in accordance with "How to Measure Terminal Interference Wave Voltage" in CISPR14. The block diagram of the test design is illustrated in Figure 1.

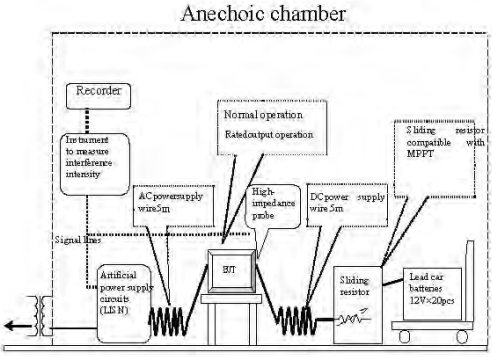


Figure 1: The block diagram of the test design

3.1 Verifying Adequacy of Substitute Power Supply

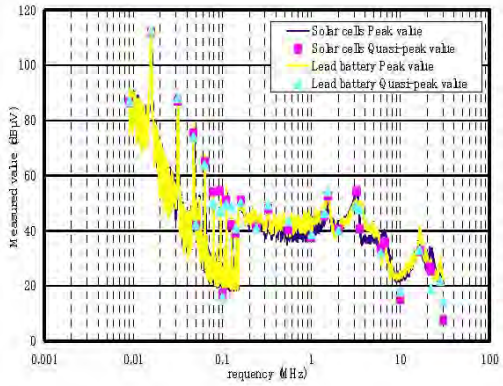
When using lead batteries for the power supply instead of solar cells, the measurement results may be different from those obtained from solar cells, due to the difference in DC input impedance and incompatibility as a result of the maximum power point tracking method (MPPT).

Before performing the experiment, we carried out preliminary measurements of the terminal interference wave voltage at rated output for both solar cells and lead batteries.

The advantages of these preliminary measurements are :

- Measurement is not affected by weather conditions.
- Reproducibility in measurement can easily be maintained.

These measurements were conducted at the EMC test center situated at our Yokohama office. Figure 2 shows the results.



3.2 Verification of Influence of Power Conditioner Operation Output Changes on Terminal Interference Wave Voltage

Since the power conditioner follows the output changes of the solar cells, the MPPT is controlled to always maintain the maximum output.

This MPPT control is suspected to impact on the terminal interference wave voltage.

To ascertain the impact of MPPT control, we compared the terminal interference wave voltages measured in the power conditioner when their operation voltage is changed. For the first step of the measurement, we connected the lead batteries to the DC input of the power conditioner. Next, we set the AC output to 100%, 75%, 50%, and 25% of the rated output, and then measured each voltage.
This measuring method has the following advantages:

- Measurement is not affected by weather conditions.
- Measurement is easily performed.
- Adjustment to constant stable output can be made.
- Reproducibility in measurement can easily be maintained.

. The experiment was conducted at the EMC Test Center at the Yokohama Office of Japan Electrical Safety and Environment Technology Laboratories. Figure 3 shows the results of the experiment.

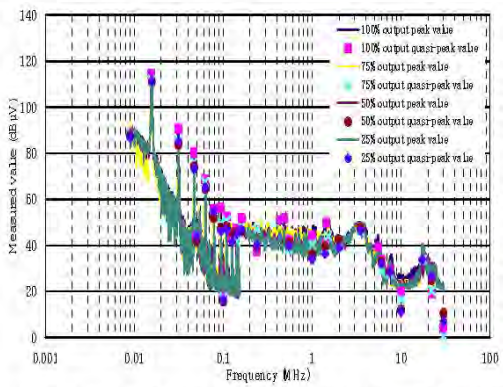


Fig. 3 Results of comparative measurement of the solar battery and battery

As shown in Figure 3, no significant peak value

differences were found in the terminal interference wave voltages even where there were differences in power conditioner operation output. No significant quasi-peak value differences were found either at 100%, 75% or 25%, however the lowest measurement value was obtained at 50%.

General electrical appliances usually show the highest terminal interference wave voltage under stable operating conditions. In this experiment however, the power conditioner exhibits the highest terminal interference wave voltage under low-output conditions. We may attribute this to differences in the switching circuit that controls the power conditioner's power conversion and operation control characteristics.

4 Summary

This study proved that lead batteries can be used as a substitute power supply for solar cells to measure the terminal interference wave voltage of a power conditioner. Moreover, we recommend performing measurements not only at high-output conditions, but also at low-output conditions of the power conditioner operation output when measuring the terminal interference wave voltage of the power conditioner.

Literature

(1) "Examination of electromagnetic noise radiated from solar cell panel", Junsho Tsutsumi, Kazuo Harada, Yoshiyuki Ishihara, Toshiyuki Todaka; Japan Solar Cell Energy Institute, Japanese Wind Power Energy Association Joint Study Publication lecture thesis, Vol. 1999, pp. 395-398, Nov. 1999

(2) "EMC measures in solar cell power generation systems and future issues", Seietsu Tomita, Electromagnetic environmental engineering information EMC, Vol.11, No. 10, pp. 23-31, Feb. 1999

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6 –10 June 2005, Barcelona, Spain

COMPARISON OF SYSTEM PERFORMANCE MEASURING SEVERAL TYPES OF PV MODULES

J.Tsutsui[1] and K.Kurokawa[2]
[1]Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-26, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan
email: y4834704@gc.tuat.ac.jp
[2] Tokyo University of Agriculture and Technology, Japan, email: kurochan@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT: This study investigates the system performance for outdoor test demonstrated on seven kinds of photovoltaic (PV) modules, which are now in commercial productions. They are both single crystal and multi-crystalline silicon, thin film CIS and silicon stacked tandem solar module, hetero-junction (with intrinsic thin layer) module. The experimental data is all d.c. output that is taken from measuring I-V curve. Therefore, we can only analyze the module characteristic features. This paper introduces the system performance measuring each module since September, 2004.

Keywords: PV Module, PV System, Thin Film

1 INTRODUCTION

Last year worldwide solar cell production finally exceeded 1GW [1], while most of the cells was supplied by silicon materials. But now the silicon materials have been in shortage because of a rapid expansion of the solar market. Therefore, to solve this problem, new types of the modules, for example a thin film or a dye-sensitised, have been developed in several institutions. These institutions have made reports about the new types of the modules in indoor tests. But the reports for outdoor test have been insufficient.

In this study, we show the outdoor test demonstrated by seven kinds of PV modules that are conventional silicon modules plus thin film silicon or different material modules.

2 COMPONENT OF THE FACILITIES

This system of southern orientation and an inclination angle of 30 degrees deals with both single crystal and two different types of multi-crystalline silicon modules, and two different types of thin film cupper indium diselenide (CIS), and thin film silicon stacked tandem solar module, and hetero-junction (with intrinsic thin layer) module (see Table.1). The module characteristic is defined by current-voltage (I-V) curve when the irradiance is above 70W/m^2. The measurement interval is every minute. One minute sampled data have been obtained with the measurement facilities installed on the top of a building at Koganei Campus (35°69'N, 139°52'E). I-V curve have been monitored with EKO MP-160 I-V curve tracer and solar spectrum have been monitored with EKO MS-700 grating spectroradiometer. The module temperature has been obtained by thermo couple that is attached to the backside of each module at the same time as I-V curve. Fig.1 shows a component of the measurement facilities. The measurement data have been collected continuously since September, 2004.

Table 1: PV module areas and numbers of modules.

Type	Number	Area (m^2)
c-Si	1	0.96
mc-Si	2	0.96 1.28
CIS	2	1.10 0.43
Hetero-junction	1	1.18
a-Si/μc-Si	1	0.44

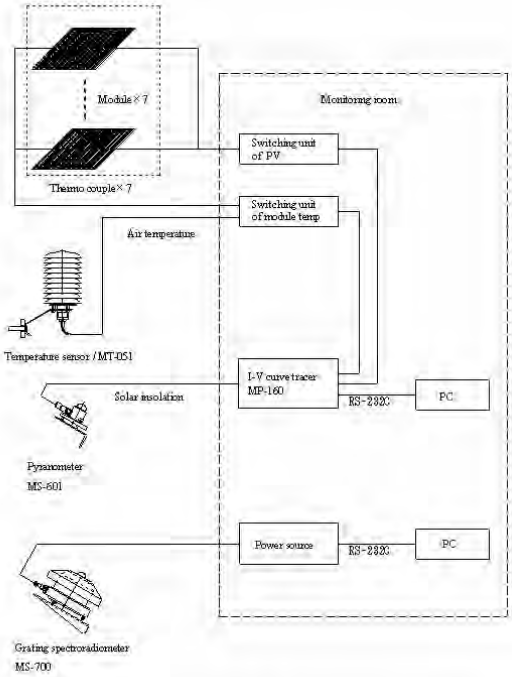


Figure 1: Component of the measurement facilities

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6 –10 June 2005, Barcelona, Spain

3 RESULT

3.1 Classification of the weather conditions

The performance of PV modules is influenced from weather conditions. Therefore we need to comprehend the weather conditions quantitatively. To obtain information of weather conditions, we adapt "Clearness Index" and "Moving Function (MF)" [2]. First, Clearness Index is the parameter to indicate the increase and decrease of irradiance. "Clearness Index" is described by Eqn.1, that is to say Horizontal irradiance divided by extraterrestrial irradiance makes "Clearness Index". Next, "Moving Function (MF)", which is determined by "Clearness Index" and "Moving Average (MA)" described by Eqn.2, is the parameter to indicate the movement of irradiance caused by the cloud. "Moving Function (MF)" is described by Eqn.3.

$$K_T = \frac{H}{H_0} \tag{1}$$

Where: H_0 = Extraterrestrial Irradiance [W/m^2]
H = Horizontal Irradiance [W/m^2]

$$MA = \frac{1}{3}\sum_{s=0}^{2} K_T(t-s) \tag{2}$$

$$MF = \sum_{s=0}^{2} \left| MA - K_T(t-s) \right| \tag{3}$$

Where: K_T = Clearness Index, t = Present time
s = Variable until calculating MA before 0 or 1 or 2 minute

"Clearness Index" and "Moving Function (MF)" calculated by equation define weather conditions of every minute by using the block chart shown in Fig.2. The weather conditions are separated by four classes; fine weather, slightly overcast, various weather, and cloudy weather. Fig.3 shows how much the ratio of the defined weather condition is occupied a day. For example, Dec.1 is occupied by more than 95% of fine weather, so we conclude Dec.1 to be "fine weather".

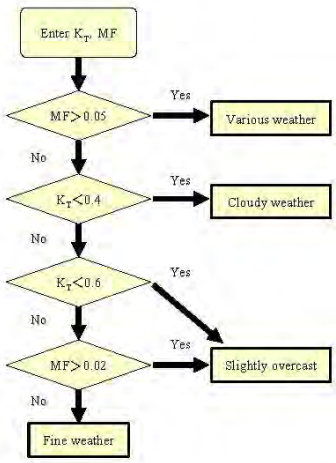


Figure 2: Block chart for the weather definition

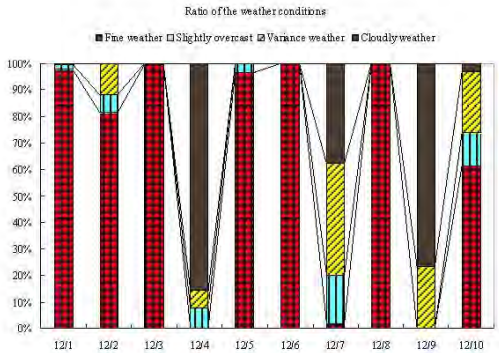


Figure 3: Weather condition in 1-10 Dec.2004

3.2 Transition of the effective efficiency on each module

Fig.5 shows half year's changes of absolute value of the effective efficiency of all tested modules. Both the hetero-junction module and thin film silicon stacked tandem solar module started measuring the data after a delay of 20 days compared with the other five modules. The data on each day shown in Fig.5 was extracted only during "fine weather", "slightly overcast" and "various weather" calculated in the preceding section. The module that recorded the efficiency high through the half year is hetero-junction module. The best selling type of module, multi-crystalline silicon module, changed from 11% into 12%, while one of CIS modules changed from 9% into 10%, the other changed from 7% into 8%.

Most modules show an increase in the efficiency except for thin film silicon during winter period. This result has two reasons. One of the reasons is that the operating module temperature became lower and lower, and consequently almost modules show increasing in the efficiency. The other is that the value of the air mass increases while becoming winter, and hence performance of module which has sensitive to the long wavelength changed high compared measuring STC (Standard Test Condition). The report concerning air mass is introduced by next section.

Fig.4 shows the correlation of the module temperature which is measured by putting on the back side of the module and the effective efficiency. It suggests that the efficiency of all modules decreases as the temperature is high.

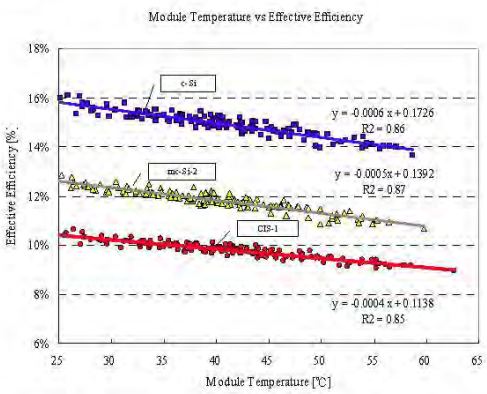


Figure 4: Module Temperature vs. Effective Efficiency

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6 –10 June 2005, Barcelona, Spain

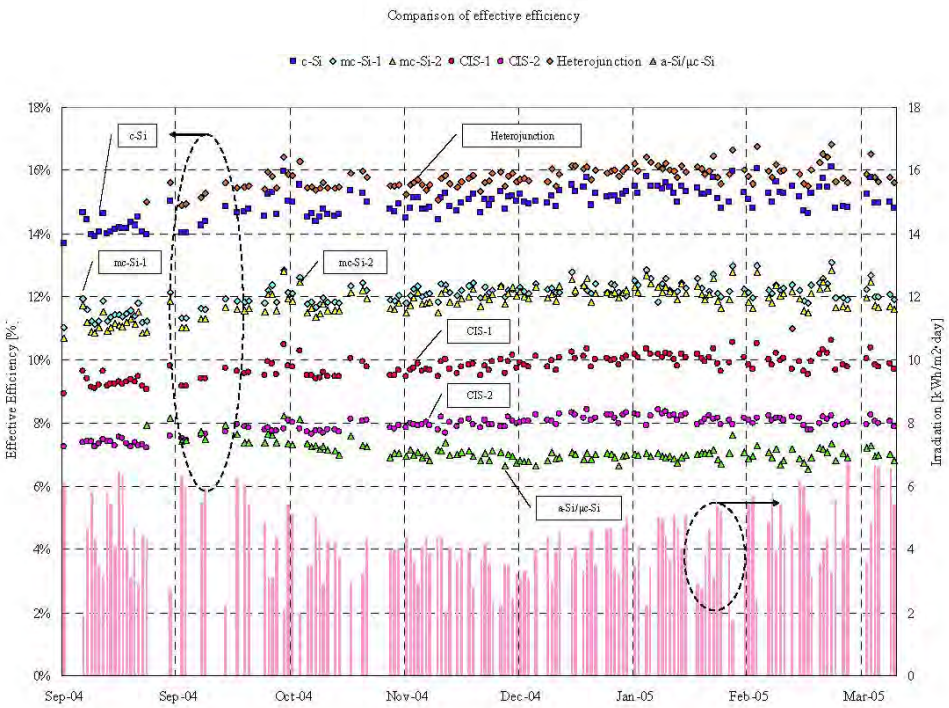


Figure 5: Half year's changes of the efficiency of different type PV modules

3.3 Investigation of Air mass

Air mass (AM) factor which quantifies actual solar spectrum is calculated by Sun's actual altitude. In indoor test, when we define the conversion efficiency of the solar module, we usually use solar simulator which have a shape of AM1.5. However, the time zone to reach AM1.5 is only a moment for outdoor (see Fig.6) [3]. So it is very important to examine the influence that the air mass gives the solar module.

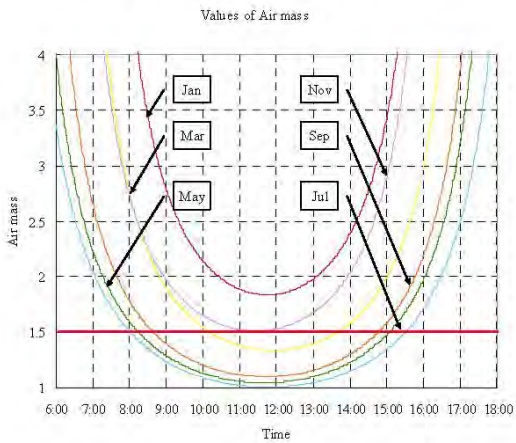


Figure 6: Values of Air mass

Air mass shows the tendency to increase in the evening and in the morning as shown in Fig.6. When air mass increases, the sunlight is influenced by the absorption with the atmospheric ozone and the scattering with the air element and the lysis with the aerosols. Their effects mainly influence the area of the ultraviolet radiation and the visible radiation, so that the element of near-infrared radiation increases. Therefore, it works advantageously for the module when there is sensitivity in the long wavelength area.

To examine the influence by the change in air mass, we calculated a spectral mismatch parameter, m_t , which is shown by the following equation [4] [5]. This parameter quantifies how closely the solar spectrum at a given time matches the cell spectral response compared to the AM1.5 spectrum used at STC. Fig.7 shows $R_t(\lambda)$ is different shape depending on the kind of the module. Therefore naturally it influences the spectral mismatch. Fig.8 shows the correlation of the spectral mismatch and air mass. It suggests that the spectral mismatch of both c-Si and CIS modules increase as Air mass is high, while a-Si module is low. It is because spectral region of a-Si is relatively narrow and extends only to the visible radiation area.

$$m_t = \frac{J}{J_{SC\ STC}} \cdot \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_{STC}(\lambda)d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda)d\lambda} \qquad (4)$$

$$\cong \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda)R_t(\lambda)d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_{STC}(\lambda)R_t(\lambda)d\lambda} \cdot \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_{STC}(\lambda)d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda)d\lambda}$$

Where: $\lambda_1 = 350$nm; and $\lambda_2 = 1050$nm;
$E(\lambda)$ = the spectral irradiance distribution in the test condition;
$R_t(\lambda)$ = the spectral response of the PV module;
$E_{STC}(\lambda)$ = the spectral irradiance distribution in the STC

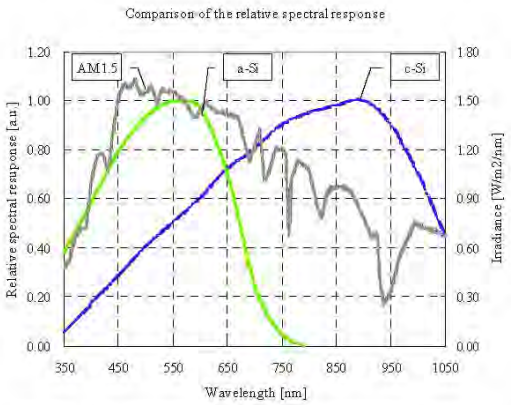


Figure 7: Comparison of the relative spectral response

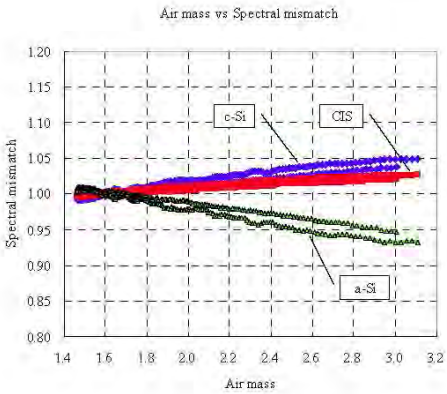


Figure 8: Air mass vs. Spectral mismatch
Oct-28 / 04: Fine day

3.4 Comparison of calculated and measured short-circuit current

A model to calculate the short-circuit current has already been proposed [6], which is the Eqn.5. This time, we multiplied a spectral mismatch by the Eqn.5 (see Eqn.6).

$$I_{sc} = \frac{E}{E_0} \cdot I_{sc(0)} \left[1 + \alpha (T - T_0)\right] \quad (5)$$

$$I_{sc} = m_t \frac{E}{E_0} \cdot I_{sc(0)} \left[1 + \alpha (T - T_0)\right] \quad (6)$$

Where: E = irradiance; T = PV module temperature
α = Isc correction factor for PV module temperature
T_0 = 25℃;

Comparisons of calculated and measured short-circuit current were made using root mean-square-error (RMSE), mean-bias-error (MBE) statistics to show differences between the calculated and measured short-circuit current. RMSE provides information on the variation of the calculated values from the measured values; MBE provides the average deviation of the calculated values from the measured values. RMSE and MBE are defined by equation (7-8) to calculate the errors as a percentage of the average measured value.

$$RMSE = 100 \times \left[\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(I_{ci} - I_{mi})^2\right]^{1/2} \div \left[\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} I_{mi}\right] \quad (7)$$

$$MBE = 100 \times \left[\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(I_{ci} - I_{mi})\right] \div \left[\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} I_{mi}\right] \quad (8)$$

Where: I_c = calculated value; I_m = measured value
n = the number of measured or calculated values

The statistical results are shown in Table.2. By introducing a spectral mismatch, RMSE was improved in both modules. Especially, c-Si module has decreased in 0.6% compared with before a spectral mismatch is installed. However, MBE of CIS module has increased oppositely twice the value of previous one.

Table 2: Error of calculated value

c-Si	MBE	RMSE
Equation.5	0.74%	1.70%
Equation.6	0.71%	1.14%

CIS	MBE	RMSE
Equation.5	-0.25%	1.03%
Equation.6	-0.48%	0.97%

4 CONCLUSION

In this work, we classified four weather conditions by calculating horizontal irradiance. Next, using defined weather condition, we indicated the transition of effective efficiency on seven kinds of modules. Most modules show an increase in the efficiency except for thin film silicon during winter period. In the survey of the Air mass, the short-circuit current was calculated by using a spectral mismatch, and consequently RMSE was improved in both modules. Especially, c-Si module has decreased in 0.6% compared with not multiplying a spectral mismatch.

5 REFERENCE

[1] M. Schmela, Photon International, March 2005, P66
[2] J. Tamura, K. Kurokawa, K. Otani
The measurement and estimation of in-plane irradiance, 17th EUPVSEC
[3] T. Zdanowicz, T. Rodziewicz,
Effect of air mass factor on the performance of different type of PV modules, opto-electronics review 12(1), 69-73 (2004)
[4] David L King, Jay A. Kratochvil
Measuring solar spectral and angle of incidence effects on photovoltaic modules and solar irradiance sensors, 26t IEEE (1997)
[5] Y. Poissant, L. Couture, L. Dignard-Bailey
Simple test methods for evaluating the energy rating of PV modules under various environmental conditions
[6] B. Marion, S. Rummel, A. Anderberg
Current-voltage curve translation by bilinear interpolation, Appl.12, 593-607 (2004)

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

DETAILED PERFORMANCE ANALYSES RESULTS OF GRID-CONNECTED CLUSTERED PV SYSTEMS IN JAPAN –FIRST 200 SYSTEMS RESULTS OF DEMONSTRATIVE RESEARCH ON CLUSTERED PV SYSTEMS

Y.Ueda[1], T.Oozeki[1], K.Kurokawa[1], T.Itou[2], K.Kitamura[2], Y.Miyamoto[3], M.Yokota[3], H.Sugihara[3], S.Nishikawa[4]
1 Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho,Koganei,Tokyo 184-8588, Japan
email: yzrueda@cc.tuat.ac.jp
2 MEIDENSHA CORPORATION, Riverside Building, 36-2, Nihonbashi Hakozakicho, Chuo-Ku, Tokyo 103-8515, Japan
3 Kandenko co., ltd., 4-8-33 Shibaura Minato-ku Tokyo 108-8533, Japan
4 Nihon University, 1-8-14 Kanda Surugadai Chiyoda-ku Tokyo 101-8308, Japan

ABSTRACT: Grid voltage is one of the loss factors for grid-connected photovoltaic (PV) systems. This paper describes results of performance and loss analysis for grid connected residential PV systems. Most of PV systems resulted more than 70% of performance ratio but some of them showed severe output yield reduction due to the over voltage of power distribution line. The voltage of power distribution line is raised by both PV systems output energy and reduced load which is mainly occurring during weekend. Over voltage of power distribution line induced output regulation of PV inverters. Results indicated that both PV systems and reduced load raised approximately 2V of distribution line's voltage and combination of two factors induced substantial output yield reduction for PV systems.
Keywords: Grid-Connected, PV System, Performance, Over voltage

1 INTRODUCTION

Voltage rising of power distribution line is one of the concerns for grid connected photovoltaic (PV) systems. Possibility of over voltage at the power grid is higher in the case of higher concentration of PV systems. "Demonstrative research on clustered PV systems" is being conducted by NEDO from December, 2002 in Gunma, Japan [1]. More than 200 residential PV systems are already installed on top of the roofs of houses and connected to the power grid in less than 1km^2 area. Detailed performance and loss analysis for these PV systems are performed to investigate a behavior of the grid connected PV systems.

2 OUTPUT REGULATION OF PV INVERTER

In the case that a large number of PV systems are connected to the same low voltage / medium voltage line, this situation called "Clustered", voltage rising due to the reverse power flow from each PV systems will occur as shown in Fig.1. To avoid the over voltage of the power distribution line, Japanese commercial PV system's power conditioning subsystems (PCS) is monitoring its own output terminal voltage. If the voltage exceeds the starting voltage of output regulation, PCS will automatically reduce its output power by reducing the output current to avoid over voltage of the power grid. Power factor (PF) control is also available in some PCS, however, the effect for over voltage protection is limited.

Examples of starting voltages and control speeds of the output regulation are shown in Table.1. A statutory control range of Japanese power system is 101 +- 6 [V] for 100V single phase line and 202 +- 20 [V] for 200V line. Since there will be some voltage drop from connecting point at distribution line to the PCS terminals due to the drop wire's resistance, a starting voltage is not necessary to be set for 107 [V] which is upper limit voltage of distribution line. However, these variations of starting voltage may cause uneven output energy loss between the PV systems.

During the output regulation, PV array's operation point on its I-V curve is restricted near the open circuit voltage (Voc), that means output voltage is higher than its maximum power point voltage (V_{Pmax}) and current is lower than the maximum power point current (I_{Pmax}). Thus restriction of output can be detected by these values and loss due to this regulation can be quantified [2].

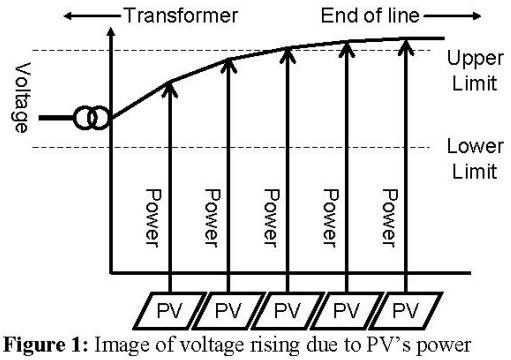


Figure 1: Image of voltage rising due to PV's power

Reactive power control		
Types	Starting Voltage	Speed
1	112V	PF=1 to 0.85 in 2.5sec
2	None	None
3	None	None
4	107V	PF=1 to 0.85 in 10sec
Active power control (Regulation)		
1	After PF reached 0.85	2A/sec, 100% to 0%=10sec
2	107V	43mA/4sec
3	109V	Immediately 0%
4	109V	100% to 0% in 4 to 10sec

Table 1: Examples of output regulation method

3 PERFORMANCE AND LOSS ANALYSIS RESULTS

Overall system performance is evaluated by performance ratio which is defined as a ratio of actual PV system output to expected rated system output during the evaluation period. 1 minute averages of the data recorded

every second are used for this analysis. Total number of PV systems is about 200 and total capacity of PV systems is approximately 800kW (as of end of Y2004), all the systems are connected to the same medium voltage line trough the low voltage lines. Each low voltage lines have 5 to 15 PV systems under its transformer. 61 systems out of more than 200 systems are selected for performance analysis. All the selected modules and PCSs are produced by 3 different domestic makers. An average array capacity is 4.1 [kW], tilt angles are in between 20 to 45 [deg]. Orientations of 47 systems are south only, but the rest of 14 systems have more than 2 orientations like south and/or east and/or west which are connected in parallel to the PCS.

3.1 Performance ratio

Tow different seasons are selected for performance ratio analysis, which are from 8/10 to 9/12 (summer) and from 10/02 to 10/31 (autumn), 2004. Average performance ratios and loss ratios are shown in Fig.2 and 3. Because of lower ambient temperature and module temperature, performance ratio in autumn was slightly better than that of in summer. Other loss factors didn't change a lot from summer to autumn.

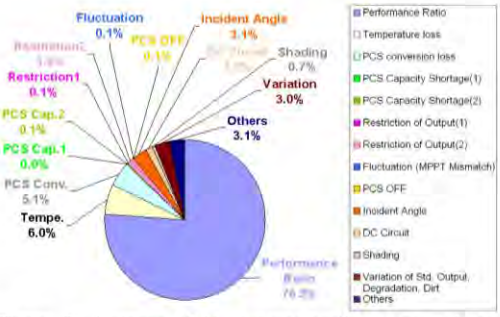


Figure 2: Average of 61 systems performance and loss analysis result, 2004/08/10 – 2004/09/12

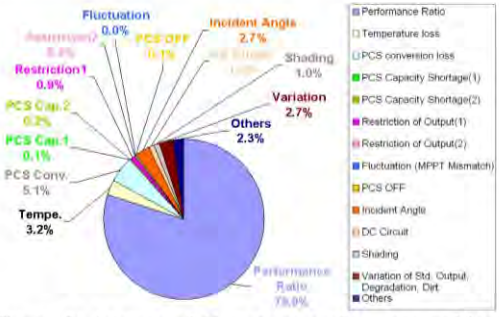


Figure 3: Average of 61 systems performance and loss analysis result, 2004/10/02 – 2004/10/31

3.2 PCS capacity shortage

A capacity of PCS is sometimes smaller than that of array's to reduce the initial cost of installation. An average PCS capacity for 61 systems is 3.8 [kW] so that is slightly smaller than that of the array's (4.1 [kW]). A loss due to the PCS capacity shortage is calculated based on the size of PCS. Loss type 1 is actual power loss and type 2 is simulated power loss under the standard test condition (STC), that means array output are temperature corrected for 25 [degC]. Both loss type 1 and 2 were less than 1 % so that the ratio of 3.8 to 4.1 is in acceptable range from system design point of view.

3.3 Incident angle

Incoming solar irradiance will be reflected by glass and EVA layer at the module surface. Effective reflective index of 1.526 is used for glass/EVA layer to simplify the reflection model. A loss due to the reflection is calculated using Snell's law. It can be assumed that incoming light is 100% direct component and its incident angle is 90 [deg] for module rating test under the STC, however, actual solar irradiance consists of direct, diffused and reflected component. To improve the accuracy of the model, actual incident angle is used for direct component and effective incident angle [3] which is approximately 60 [deg] is used for other two components.

As a result, 2.5 to 3.0 % of expected output was lost due to the reflection in south oriented PV arrays and 3.0 to 4.0 % was lost in multiple array orientation PV systems. The loss is slightly larger in summer and this can be explained by solar azimuth. Assuming the azimuth at south = 0deg, the sun will move to more than +- 90deg in summer that means incident angle is also larger than 90deg. In this situation all of the direct component of the solar irradiance will not reach to the PV array so the amount of power loss due to the incident angle will be larger in summer.

3.4 Restrictions

Even though the array is receiving enough sunlight to generate electricity, PCS sometimes have to regulate its output because of the restrictions. A grid voltage is mainly the reason of the restriction as mentioned in section 2. The output power loss due to the grid voltage is classified as Restriction1, this will be discussed in section 4. Another reason of restriction is temperature. PV system's PCS have an over temperature protection and if the temperature exceeds the limitation it will automatically shut off the power. Before shutting down the system, some of the PCS regulates its output current to prevent an over heating of the PCS. Restriction2 includes this kind of the output regulations.

The effect of both Restriction1 and 2 are not so severe on monthly average basis, but these have a very big variation for the system condition, weather condition and grid condition. Restriction2 has been often seen in the systems which have smaller PCS size compare with array capacity because the time to outputting its maximum output current is relatively longer during daytime in this case. Indoor types PCSs have larger loss because all of the PCSs are installed in the storage boxes without any air conditioning units.

4 LOSS DUE TO GRID VOLTAGE

4.1 Daily analysis results

Daily average of performance ratios, losses and PCS output terminal voltages were calculated for selected 61 systems to investigate more about the Restriction1. In addition to the previous two terms, spring (3/15 to 4/25) and winter (11/1 to 12/31) are also used for some data-available sites. Fig.4 shows the example of daily analysis result of one site. Different colors of bars represent performance ratio (as a positive number) and each loss factors (as a negative number). Line plot represents daily

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

average of PCS output terminal voltage ($V_{D\text{-}PCS}$) during the sunlight available time.

From this figure, it is clear that the loss due to Restriction1 (grid voltage) was occurred only on 10/23 and maximum $V_{D\text{-}PCS}$ was also recorded in the same day. Thus daily average can be used to see the relationship between grid voltage and loss.

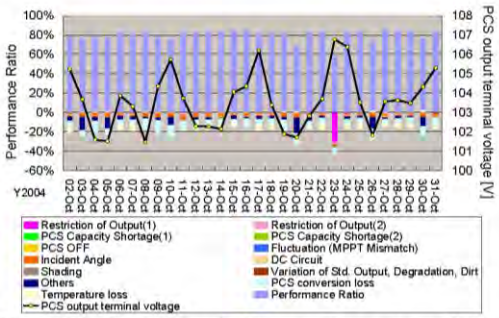


Figure 4: Example of daily performance and loss analysis result with daily average of PCS output terminal voltage, 2004/10/02 – 2004/10/31

4.2 Daily average of PCS output terminal voltage and output energy loss

Daily output energy loss due to the output regulation to avoid the over voltage (= Restriction1) is divided by daily expected possible output power, and results are plotted into scatter diagram with $V_{D\text{-}PCS}$. (Fig.5) Different mark represents different maker of PCS. Starting voltage of output regulation ($V_{th\text{-}Reg}$) is estimated by instantaneous data which are collected every second. $V_{th\text{-}Reg}$ for PCS-A is 109 [V] and 107.5 [V] for PCS-B. However, since output regulation did not happen to PCS-C, starting voltage for this PCS is unknown.

More than 7000 systems times days are plotted into this graph. As a result, loss ratios were exponentially increased if $V_{D\text{-}PCS}$ exceeds around the voltage of ($V_{th\text{-}Reg}$ -1) [V] that is around 108V for PCS-A and 106.5V for PCS-B. In the case that $V_{D\text{-}PCS}$ is higher than $V_{th\text{-}Reg}$ [V] more than 80% of expected possible output power was lost due to the output regulation. Since PCS-B has the lowest starting voltage for output regulation, most of the losses happened to this PCS. However a frequency of severe loss was not so high durig the evaluation time periods.

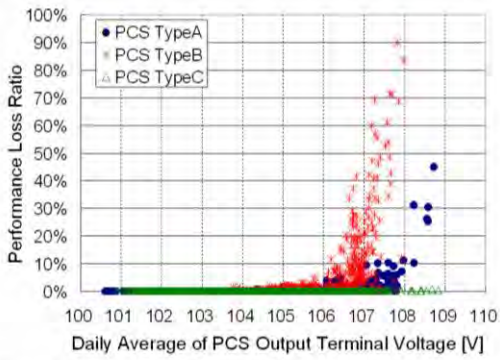


Figure 5: Scatter diagram of daily average PCS output terminal voltage and loss due to restriction1

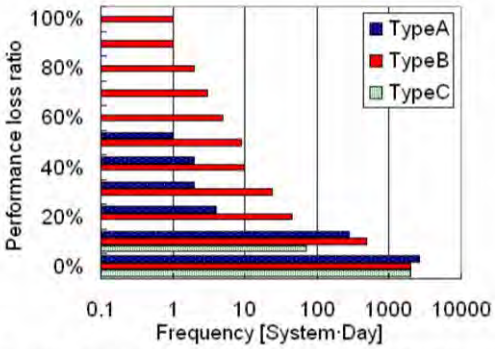


Figure 6: Numbers of systems times days for each loss ratio

Fig.6 describes numbers of systems times days for each loss ratio. Since x-axis is log scale, more than 90% of the systems times days resulted less than 20% of loss ratio.

4.3 PV output and grid voltage

Correlation between $V_{D\text{-}PCS}$ and output energy loss are shown in Fig.5, however the effect of PV output power for $V_{D\text{-}PCS}$ is still not clear because reverse power flow from the PV systems are not only the reason for grid voltage rising but the reduced loads also cause grid voltage rising at the connecting points of PV systems. [4]

Fig.7 shows correlation between daily global solar irradiation and $V_{D\text{-}PCS}$. $V_{D\text{-}PCS}$ gradually increased along with the daily global solar irradiation increasing. Irradiation of more than 5 [kWh/m^2] caused approximately 2 [V] of $V_{D\text{-}PCS}$ rising.

The loss ratios of energy output are also plotted as a function of daily global solar irradiations (Fig. 8). Loss ratios increased along with the irradiation increasing and it has a peak at 6 [kWh/m^2]. However, since frequency of over voltage is very low, it is still not clear if more irradiation causes more energy loss or 6 [kWh/m^2] is really the peak irradiation for output regulation. Longer term evaluation is needed to clarify this behavior.

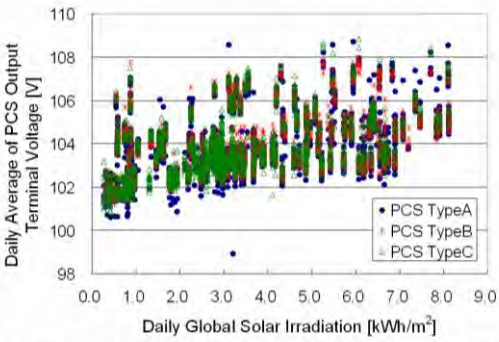


Figure 7: Correlation between daily global solar irradiation and daily average PCS output terminal voltage

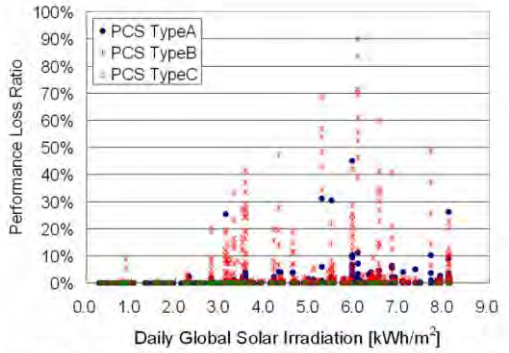


Figure 8: Loss ratio of energy as a function of daily global solar irradiation

4.4 Load and grid voltage

To investigate an empirical correlation between load and grid voltage, days of the week are one of the simple parameters. Fig. 9 shows average PCS output terminal voltage as white circles, and its distribution for each PCSs as colored marks. As shown in this figure, average voltages during weekends are 1.5 to 2.0 [V] higher than that of in weekdays. This can be explained by reduced industrial load during weekend because higher voltage was also recorded during national holydays.

Fig.10 shows output power loss for each day. It is clear that most of the output regulations (Restriction1) are occurring during weekends with reduced load.

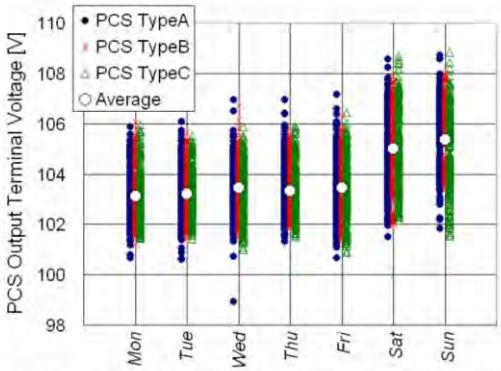


Figure 9: Daily average PCS output terminal voltage for each day of the week

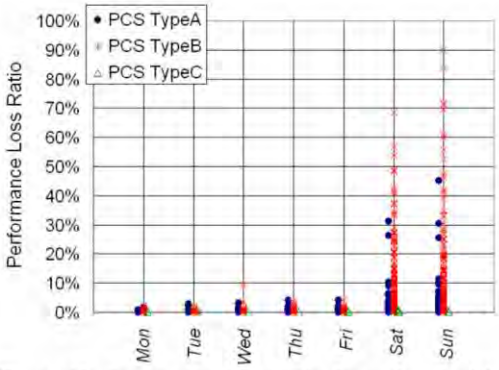


Figure 10: Output energy loss ratio for each day of the week

5 CONCLUSIONS

Detailed performance analyses for grid connected clustered PV systems are conducted in this paper. Output energy losses are calculated for 12 loss factors and the seasonal effects of temperature and incident angle are quantitatively analyzed. The frequency of output regulation was not so high but the energy loss was more than 50% in worst cases.

The influences of both PV systems and load for grid voltage rising are also evaluated in this paper. More than 5 [kWh/m^2] of daily global solar irradiation raised approximately 2 [V] of low voltage line's voltage when 200 PV systems (which is about 800 kW) are connected to the same medium voltage line through low voltage lines on daily average number basis. Reduced load during weekend also raised approximately 2 [V] of low voltage line's voltage. Combination of these two factors induced over voltage of the power distribution line and this over voltage induced substantial output yield reduction for PV systems in worst cases.

ACKNOWLEDGEMENT

"Demonstrative research on clustered PV systems" is a project of New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO). Authors would like to acknowledge the financial support of NEDO and cooperative discussions with project members.

REFERENCES :

[1] S.Nishikawa, K.Kato, "DEMONSTRATIVE RESEARCH ON GRID-INTERCONNECTION OF CLUSTERED PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEMS", 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (2003) 8LN-C-03

[2] Y.Ueda, T.Oozeki, K.Kurokawa, T.Itou, K.Kitamura, Y.Miyamoto, M.Yokota, H.Sugihara, S.Nishikawa, "ANALYTICAL RESULTS OF OUTPUT RESTRICTION DUE TO THE VOLTAGE INCREASING OF POWER DISTRIBUTION LINE IN GRID-CONNECTED CLUSTERED PV SYSTEMS", 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference (2005) pp1631

[3] J A DUFFIE, W A BECKMA, "SOLAR ENGINEERING OF THERMAL PROCESSES Second Edition", A Wiley-Interscience Publication, JOHN WILEY & SONS, INC. (1991)

[4] A F POVLSEN, "Impacts of Power Penetration from Photovoltaic Power Systems in Distribution Networks", Report IEA PVPS T5-10 (2002)

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

IMPACT STATEMENT OF DISTRIBUTION NETWORK BY FLUCTUATION OF PV SYSTEM OUTPUT BY USING FREQUENCY ANALYSIS

N. Kawasaki[1], T. Oozeki[1], K. Otani[2], K. Kitamura[3], H. Sugihara[4], S. Nishikawa[5] and K.Kurokawa[1]
[1]Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, email: norihiro@cc.tuat.ac.jp
[2]National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), AIST Tsukuba Central 2, 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki, Japan , email: k.otani@aist.go.jp
[3]MEIDENSHA CORPORATION, Riverside Building, 36-2, Nihonbashi Hakozakicho, Chuo-Ku, Tokyo, Japan , email: kitamura-k@honsha.meidensha.co.jp
[4]Kandenko Co., Ltd,, 4-8-33 Shibaura Minato-ku Tokyo, Japan , email: sugihara-h01@kandenko.co.jp
[5]Nihon University, 1-8-14 Kanda Surugadai Chiyoda-ku Tokyo, Japan , email: nishikawa@ele.cst.nihon-u.ac.jp

ABSTRACT: An output of PV systems has a short-term fluctuation due to weather fluctuation. With high connection densities of PV system in the distribution network, this might cause to degrade electric power quality e.g. voltage fluctuation and frequency variation. Recently, rapid growing end expanding of the PV systems in the electric power systems make a large benefit to reduce environmental problems. Therefore, the necessity for evaluating the influence that fluctuation of PV system output exerts on the distribution network has risen. In this paper, the impact statement method of distribution network by the fluctuation of PV system output by using frequency analysis is described. The impact statement of distribution network by the fluctuation of PV system could be analyzed in every frequency bands by this evaluation method.
Keywords: Grid-Connected, PV System, Quality

1 INTRODUCTION

An output of PV systems has a short-term fluctuation due to weather fluctuation. With high connection densities of PV system in the distribution network, this might cause to degrade electric power quality e.g. voltage fluctuation and frequency variation. Recently, rapid growing end expanding of the PV systems in the electric power systems make a large benefit to reduce environmental problems. Therefore, the necessity for evaluating the influence that fluctuation of PV system output exerts on the distribution network has risen.

An important study of the fluctuation analysis of grid-connected PV systems has already been approached by using wavelet transform [1]. This paper describes a definition of the Fluctuation Power and Energy Indices by using wavelet power spectrum. This study has developed simulation method of the fluctuation analysis of grid-connected PV systems in the distribution network. Generally, actual measurement data on many sites cannot be obtained easily.

In Japan, the new national R&D project on PV system (Demonstrative Research on Grid-connection of Clustered Photovoltaic Power Generation Systems) has been start since 2002 [2]. The target of this project is to solve technical problems such as restriction of PV system output, higher harmonics and islanding operation where PV systems are clustered in a residential district. In this project, about 510 grid-connected PV systems with battery installed at residential houses and are monitored at all times. This study is the smoothing effect ([3], [4]) of fluctuation of irradiation and PV output, is performed by part of this project. The smoothing effect is natural phenomenon that smoothes fluctuation of irradiation in a certain area. Especially, fluctuation of irradiation by movement of cloud is smoothed.

Currently, we clarified that smoothed magnitude and speed of fluctuation by the smoothing effect. This effect has the advantage for distribution network. Next phase, it is necessary to estimate impact statement of distribution network with the fluctuation of PV system output.

In this paper, the impact statement method of distribution network by the fluctuation of PV system output by using data obtained in real system is described.

2 APPROACH

Figure 1 shows the electric power flow of a grid-connected PV system without battery, is composed of power conditioner system (PCS: A) power, load supply, and grid power (C). C is decided by A and B; C=A–B. The impact statement of distribution network by the fluctuation of PV system output needs to analyze the relation between A and C. Additionally, to evaluate the electric power quality, it is necessary to analyze them for each cycle of the fluctuation. Therefore, FFT (Fast Fourier Transform) was used for the analysis, waveforms was separated by using it like the filter for each cycle of fluctuation.

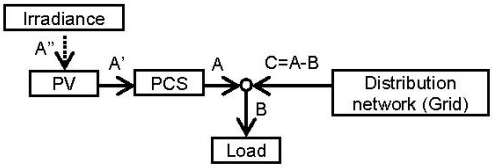


Figure 1: Power flow of a grid-connected PV system (A: PCS power, B: Load supply, C: Grid power)

Figure 2 shows the estimation method of impact statement of distribution network with the fluctuation of PV system output, is composed of data input, filter, and correlation. The division of the frequency domain used octave division; logarithmic scale of frequency axis is divided equally (see Table I). This division method is especially easy to analyze for low frequency domain. IFFT (Inverse FFT) transforms Fourier coefficient separated by octave division to time domain for each level. Figure 3 shows separated result by using this method.

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

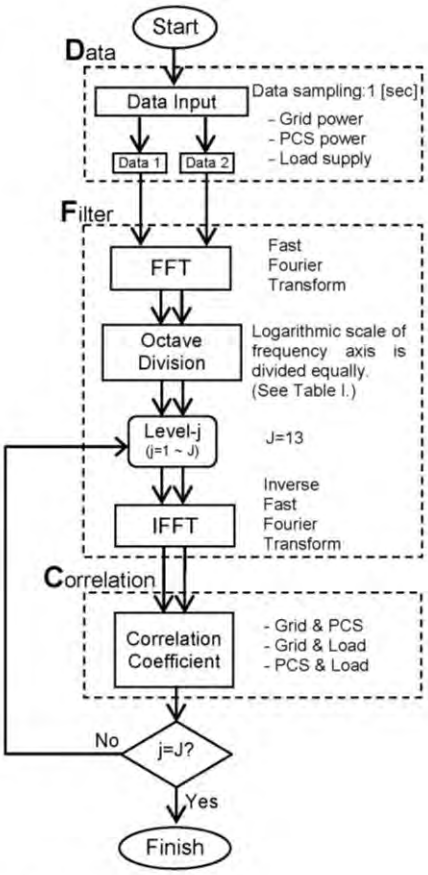
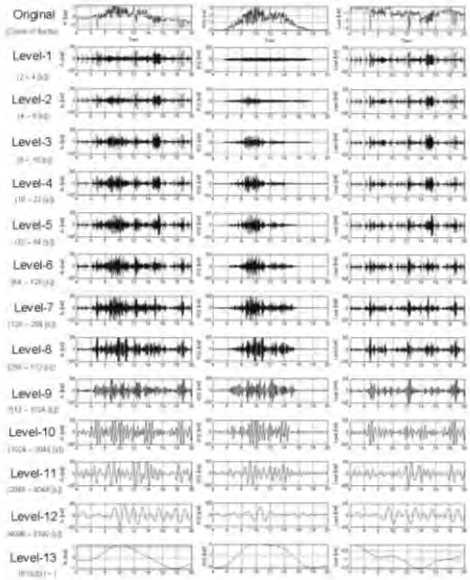


Figure 2: Analysis of flow chart



(a) Grid power (b) PCS power (c) Load supply

Figure 3: Separated waveforms for each level (21 August 2004)

Then, correlation of two data items of Fig 3 is analyzed for each level. The combinations of the correlations are "grid power and PCS power", "grid power and load supply" and "PCS power and load supply". Correlation coefficient of between grid power and PCS power means impact statement of distribution network by the fluctuation of PV system output.

Level - j	1 cycle of fluctuation ($2^j \sim 2^{j+1}$ [sec])		
1	2	~	4
2	4	~	8
3	8	~	16
4	16	~	32
5	32	~	64 (about 1 [min])
6	64	~	128
7	128	~	256
8	256	~	512
9	512	~	1024
10	1024	~	2048
11	2048	~	4048 (about 1 [hour])
12	4096	~	8192
13	8192	~	

Table I: Relationship between level and 1 cycle of fluctuation

3 DATA USED IN ANALYSIS

The demonstrative test site of this project is "Pal Town, Zyosai no mori" in Ota city, Gunma prefecture. This site is a new residential section. Average area of each division is about 250 m^2. More than 200 residential PV systems are already installed on top of the roofs and connected to the power grid in less than 1km^2 area. All of the installed PV systems are equipped with measurement system [5]. Voltages, currents and phases are being measured every second at the points of PV array output, PCS output and connecting point to the power grid. Irradiance, ambient temperature, wind direction and wind speed are also measured every second.

Data used in analysis, active power of grid or PCS or load, has been recorded by one second sampling. Figure 4 shows irradiation pattern of analyzed days, are chosen from a large variety of pattern of irradiation. Furthermore, heavy load site and light load site on these days were analyzed.

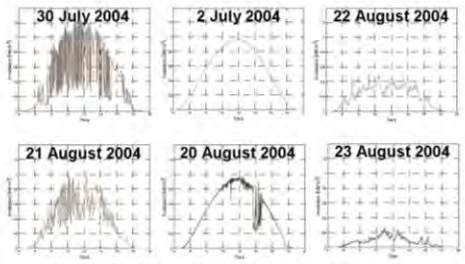


Figure 4: Irradiation pattern of analyzed days

4 RESULT

A correlation analysis was done on grid power and PCS power for the impact statement of distribution network by fluctuation of PV output. Furthermore, to supplement it, a correlation analysis was done on grid power and load supply, PCS power and load supply. The condition of the analysis is as follows.

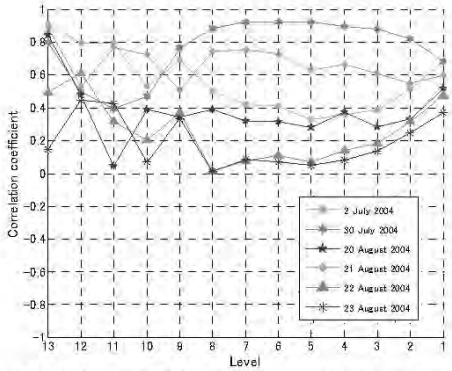
- Days of 6 irradiation patterns (see Figure 4.)
- Light load site and heavy load site
- 3 combinations of correlations (grid power and PCS power, grid power and load supply, PSC power and load supply)

Figure 5 shows results of light load site, and Figure 6 shows results of heavy load site. The following is to understand from this result.

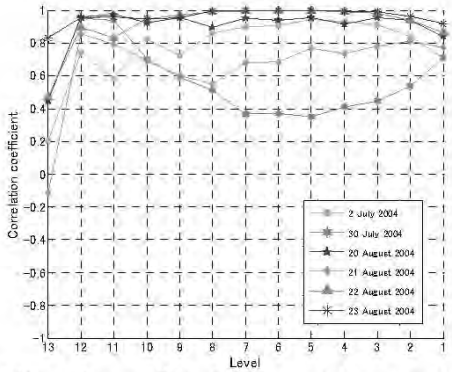
- Correlation between grid power and PCS power:
  Light load site:
  Correlation coefficients from level-1 to 8 depend on magnitude of fluctuation of irradiation. It is necessary to pay attention to these frequency bands.
  Heavy load site:
  Correlation coefficients from level-1 to 3 are small. Correlation coefficients from level-4 to 8 depend on magnitude of fluctuation of irradiation. In this case, it means that the influence of load on grid is big for correlation coefficients from level-1 to 3.

- Correlation between grid power and load supply:
  Light load site:
  The correlation of each level is strong, excluding fluctuation day (7/30 and 8/21). This means that the influence of load on grid is big.
  Heavy load site:
  At low irradiation days, the correlation of each level is strong. However, the correlation from level-4 to 9 depends on magnitude of fluctuation of irradiation. This means that the influence of PCS power on grid is big at fluctuation days.

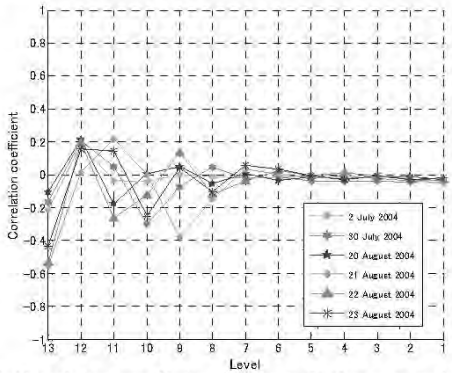
- Correlation between PCS power and load supply:
  Light load site:
  Basically, PCS and load is non correlation. However, correlation coefficient of level-13 is inverse correlation. This means that power generation and consumption are opposite relation.
  Heavy load site:
  Correlation coefficients from level-1 to 9 are small. Correlation coefficients from level-10 to 12 are instability. Correlation coefficient of level-13 is inverse correlation. In this case, relations between PCS power and load supply are poor.



(a) Correlation coefficient between grid power and PCS power

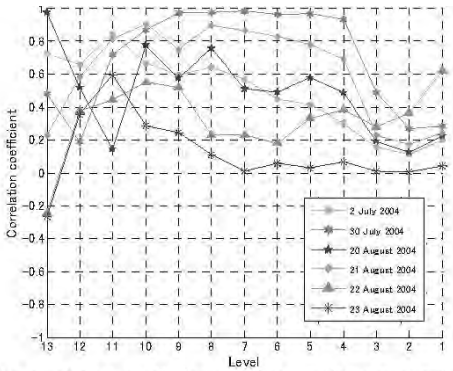


(b) Correlation coefficient between grid power and load supply

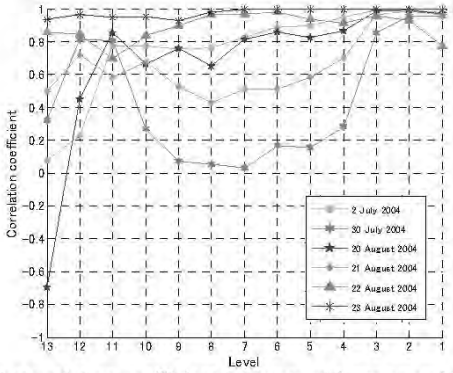


(c) Correlation coefficient between PCS power and load supply

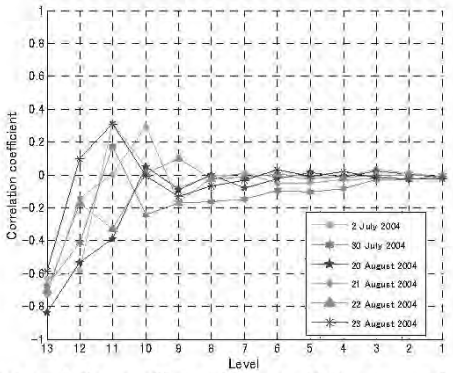
Figure 5: Correlation coefficient for each level (light load site)



(a) Correlation coefficient between grid power and PCS power



(b) Correlation coefficient between grid power and load supply



(c) Correlation coefficient between PCS power and load supply

Figure 6: Correlation coefficient for each level (heavy load site)

5 CONCLUSION

The influence of the fluctuation of PV system could be analyzed in every frequency bands by this evaluation method. A difference due to the weather almost appeared in the influence from the PV system in the level of 3 - 8 clearly as that result. In other words, you must know about the fluctuation in these domains in detail. This result is only a part of the actual phenomenon. In the future, result of analysis will be increased, and we will want to analyze statistically. Moreover, you must make short time interval which correlation is analyzed in detail.

Acknowledgments

This work was supported by NEDO as a part of the "Demonstrative Research on Clustered PV Systems" under METI (Ministry of Economy, Trade and Industry).

References

[1] A.Woyte, T. Vu Van, K. Purchala,R. Belmans, and J.Nijs, Proceedings IEEE Bologna Power Tech Conf., C-We-I 389, 2003.

[2] S. Nishikawa, K. Kato, Proceedings 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 8LNC03, 2003

[3] K.Otani, J.Minowa, and K.Kurokawa, Solar Energy Materials and Solar Cells,47, pp.281-288,1997.

[4] N. Kawasaki T. Oozeki, K. Otani, and K. Kurokawa, Proceedings 14th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, pp. 953-954, 2004.

[5] Y. Ueda, T. Oozeki, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, H. Sugihara, S. Nishikawa, Proceedings 31st IEEE PVSC, pp. 1631-1634, (CD-ROM: 400_266.pdf), 2005

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

PV Resource Survey for Urban Areas by means of Aerial Photographs

Shinya TAGUCHI 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
email: shin324@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT: In this paper, we present a method for estimating the introduction potential of photovoltaic power generation systems (PV systems) in urban areas. Most PV systems are installed on building roofs as roofing systems in urban areas. Therefore, by using the information about roofs obtained from aerial photographs taken from an airplane, we can estimate the introduction potential of PV systems in an area of interest. The introduction potential of PV systems is basically estimated according to the total area of roofs. In order to obtain the information about roofs, the recognition and extraction of roof from aerial image is a necessary process. In this study, automatic approach for house roof extraction based on characteristics of surface features is proposed. An experiment of roof extraction is carried out and the result of our extraction method is compared with the manually extracted roofs to conduct an accuracy assessment. Finally we estimate the introduction potential of PV systems based on the experimental results.
Keywords: PV system, Roofing systems, Aerial photogrammetry

1 BACKGROUND AND OBJECTIVE

Escalations of global climate change, various environmental issues, and resource depletion have focused on PV as one of the renewable energy technologies alternative to fossil fuel. Furthermore, from the perspective of energy security, PV is expected as major future energy source in Japan where energy resources are limited. Under such circumstance, the "Japan's PV roadmap 2030 (PV2030)" was developed [1]. PV2030 outlines possible development routes leading to 100 GWp of PV in 2030. It targets the installation of 45-60 GWp residential PV system in 2030. It is important for the target volumes to estimate the introduction potential of PV systems. Moreover, the estimation of the introduction potential is necessary as a guideline for regional energy plans.

Earlier studies have investigated promising sectors for the introduction of PV systems and their introduction potential of PV systems according to statistical data concerning the construction of buildings and land use [2] [3] [4] [5]. Such studies based on statistical data cost a great deal of money and time for data collection and reduction. Therefore, inexpensive and efficient estimation methods are needed. Aerial Photographs have the potential to provide information that can help us understand where the suitable place for introduction of PV systems. In addition, aerial photograph is easily-available.

The objective is to develop an efficient method for estimating introduction potential and power generation of PV systems by using information obtained from analysis of aerial photographs. This paper aims to define a technique for extracting roof from an aerial photograph and estimating the area of roofs. The technique targets roofs of an independent house.

2 THE ESTIMATION METHOD

In earlier studies, statistical data has been used for estimating the introduction potential of PV systems. In this study, on the other hand, focusing on that many PV systems are installed on roofs of residential, commercial and public facilities in urban areas, an efficient estimation method using aerial photographs is proposed. With high resolution aerial imageries, it is possible to identify the small-scale features such as buildings and roads. In our method, automatic image analysis process on recognition and extraction roofs is important to obtain detailed information about roofs. The detail of image analysis process is described in next section.

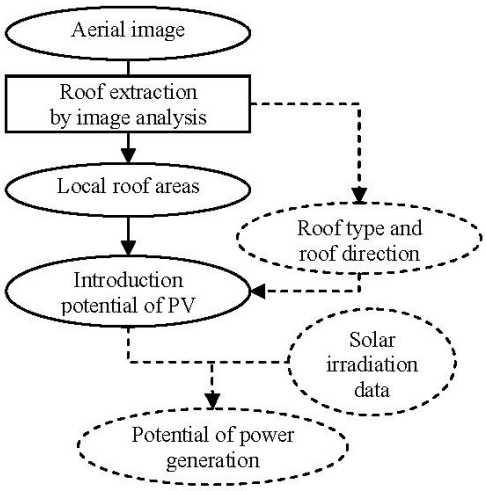


Figure 1: A flow diagram of estimation process. This paper focuses on the full line parts.

3 IMAGE ANALYSIS

In this section, the process of extracting roof regions from aerial image is presented. Automated building extraction in urban areas is one of most difficult problems in image understanding and photogrammetry. A variety of approaches have been suggested for the extraction of building from aerial imageries. Several approaches integrated the image analysis with other data sources, map, digital elevation models or Geographical Information System data. Meanwhile, an approach using multiple images is described in [6]. Some of these approaches gave notable results. However, In order to supply the requirement cheaply and efficiently, we employ a method using one image to extract roof regions. Extraction algorithm is consisted of 3 steps.

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

3.1 Image segmentation

In the first step, a digital image of aerial photograph is partitioned into connected regions by grouping neighboring pixels of similar intensity levels. The difference in value is calculated between two adjacent pixels. If the difference is less than the threshold, the adjacent pixels are connected as a same region. Otherwise, if the difference is larger than the threshold, the adjacent pixels are determined as a part of boundary.

3.2 Classification based on color texture

In the second step, the segmented regions are classified into five main types (forestland, grassland, bare surface, water, and artificial construction) by the use of Maximum Likelihood Classifier (MLC) based on their color texture. A region having roof-specific color (blue, orange, etc.,) is classified as a roof region in this step. MLC is widely used as a classification technique.

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

c : classification class
$L(x,c)$: likelihood
$d^2_M(x,c)$: Maharanobis distance
${}_cV$: covariance matrix

Parameters used in MLC are HSI (Hue, Saturation, and Intensity) values. HSI is one of the many color spaces. HSI values are calculated based on RGB (Red, Green, and Blue) values by using following equations.

$$I = \max\{R,G,B\} \qquad \text{equation 2}$$

If $I = 0$, S and H are defined by equation 3

$$S = 0, \quad H = \textit{indefiniteness} \qquad \text{equation 3}$$

If $I \neq 0$, S is defined by following equation

$$S = \frac{(I-i)}{I} \qquad \text{equation 4}$$

Where i is $\min\{R,G,B\}$

Next r, g, and b are defined as follows.

$$r = \frac{(I-R)}{(I-i)}, \quad g = \frac{(I-G)}{(I-i)}, \quad b = \frac{(I-B)}{(I-i)} \qquad \text{equation 5}$$

Finally H is defined as follows.

$$H = \begin{cases} \frac{\pi}{3}(b-g), & for\ R = I \\ \frac{\pi}{3}(2+r-b), & for\ G = I \\ \frac{\pi}{3}(4+g-r), & for\ B = I \end{cases} \qquad \text{equation 6}$$

3.3 Classification based on shape characteristics

In the third step, the regions recognized as artificial constructions in the second step are classified into roofs and roads by use of shape characteristics. A contour of projected independent house roof has a similar shape to square. On the other hand, roads have an elongated shape and connecting each other. Therefore, shape characteristics of artificial objects, such as length, width and size of a region are important information to distinguish roof regions from roads.

Parameters of shape characteristics are calculated based on each segmented region and the circumscribed rectangle [7]. The circumscribed rectangle is defined as the smallest axis parallel rectangle when axis of coordinate rotated by a unit of 10 degrees.

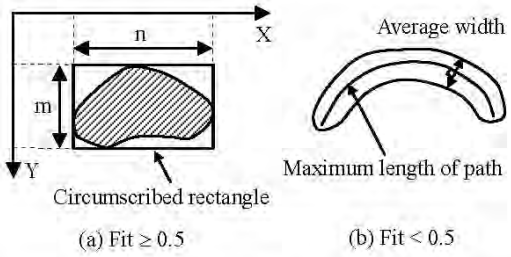


Figure 2: Segmented region and parameters of shape characteristics. **n:** A length of the long side of the smallest circumscribed rectangle. **m:** A length of the short side of the smallest circumscribed rectangle. The definition of FIT is described in Table 1.

Definition of Shape characteristics are described in Table 1. A region having moderate characteristics as a roof shape is distinguished from roads.

Table 1: Shape characteristics and their definition

Shape characteristics	Definition
Area	This intends the size of a region. It is based on the total number of pixels within a region.
Fit	This denotes whether a region is a rectangle. This is calculated by equation 7.
Length	This denotes the length of a region. If Fit is not lower than 0.5, then Length is equal to the length of long side of the smallest circumscribed rectangle. If Fit is less than 0.5, then Length is dased on the maximum length of path.
Width	This denotes the width of a region. If Fit exceed 0.4, then Width is based on the length of short side of the smallest circumscribed rectangle. If Fit is not over 0.4, then Width is based on the average width which is at right angles to the longest path.
Elong	This indicates whether a region is elongated. It is based on the caluculation elongation. Elong is calculated by equation 8.

$$Fit = \frac{Area}{Area\ of\ the\ circumscribed\ rectangle} \qquad \text{equation 7}$$

$$Elong = \begin{cases} Length/Wedth, & for\ Fit > 0.4 \\ Maximum\ length\ of\ pass/Average\ wedth, & for\ Fit \leq 0.4 \end{cases} \qquad \text{equation 8}$$

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

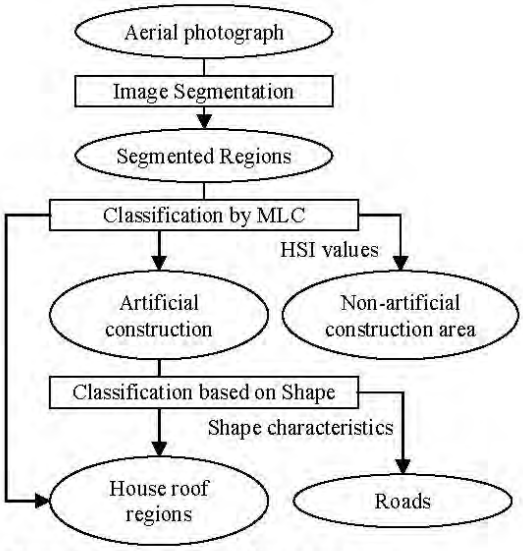


Figure 3: The flow chart of image analysis

By integrating the results of two classification processes, roof regions are extracted from the aerial image. Further estimation of introduction potential of PV systems is conducted based on the extracted regions of image analysis result.

4 EXTRACTION EXPERIMENT

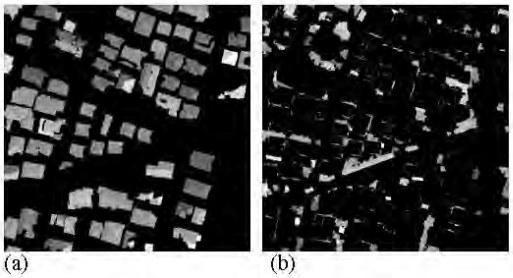
We experiment with the above mentioned method in residential area (Figure.4 (a)). The spatial resolution of the aerial image used in experiment is 25cm. The original photograph of the image was taken during the period of May to August, 2002.

The result of extraction experiment is shown in Figure 4 (b). As a result, almost all visible roofs shown in Figure 4 (a) are appropriately extracted by presented method. The study area contains approximately 82 roofs, 76 of which are almost completely extracted. The remaining roofs, or portion of them, are actually hypothesized that the roofs having great color variation in its roof surface. The experiment result includes extraction of non-roof regions correspond to roads adjacent to a gray roofed house. These false extractions are caused by the lack of a continuous color boundary between a rood and a roof. There are also false extractions of red colored sidewalks. This is because of that red is an unusual color for a sidewalk.

Our method uses color characteristics to classify surface features. However, the color of a feature will vary with the seasons and/or the places. This is especially true in the color of vegetations. The green color is the most effective parameter to distinguish vegetation regions from other regions. Hence, it is advisable to use aerial photographs which taken during a summer term when vegetation is green.

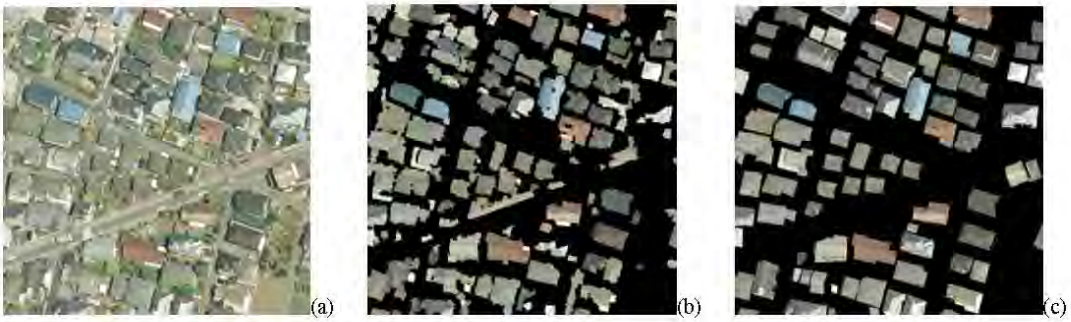
5 EVALUATION OF ACCURACY

The extraction result of study area was compared with the manually extracted roof image (Figure 4 (c)) to conduct the accuracy assessment. The roofs shown in Figure 4 (c) extracted according to Visual Evaluation Standard. If a pixel extracted in both images, we defined the pixel as the pixel extracted correctly. In the meantime, if a pixel extracted only in processed image, we defined the pixel as the pixel extracted incorrectly. Figure 5 (a) shows the correct extracted regions, and Figure (b) shows regions defined as incorrectly extracted regions.



(a) (b)

Figure 5: Comparison results (a) Correct extracted Regions. (b) Incorrect extracted Regions.



(a) (b) (c)

Figure 4: (a) Aerial image of study area (May to August, 2002, Hino, Tokyo). Spatial resolution is 25cm and image size is 500pixels by 500pixels (b) Result of experiment (c) Manually extracted roofs according to Visual Evaluation Standard

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

We calculated the extraction rate which defined as the percentage of correctly extracted pixels over total number of pixels in each roof region (Table 2). The middle column shows the number of roof extracted between the extraction rates shown in left column. As shown in table 2, approximately 73 percent of total number of roofs was extracted with high extraction rate (more than 80 percent). Therefore, sufficient results were obtained.

Table 2: Extraction rate

Extraction rate:	Number of roof:	Percentage:
90 - 100%	26	31.7
80 - 90%	34	41.5
60 - 80%	15	18.3
40 - 60%	5	6.1
20 - 40%	2	2.4
0 - 20%	0	0.0
Total	82	100.0

6 ESTIMATION OF INTRODUCTION POTENTIAL

The total area of roof regions can be calculated by multiply the number of extracted pixels by the resolution of the aerial photograph. Based on the extraction result, the total projected area of roofs in study area is calculated to be 6353 square maters. Of course the areas of roofs should be calculated in consideration of roof tilt angle. However, it is very difficult to know the tilt angle precisely through analysis of one aerial image. On the other hand, the tilt angle of ordinary independent house roof is set to around 20 - 30 degrees in Japan expect for a snowy district [8]. Hence, the areas of inclined roof can be approximate by assuming the proper angle. Based on the assumption that the tilt angle of all roof is 25 degrees, the areas of inclined roofs is calculated to be approximately 7000 m2. Finally, the installable capacity in the study area is estimated to be 1050 kWp under the rated output is set as 0.15 kW / m2.

7 CONCLUSION AND FUTURE WORKS

In this paper, an automatic house roof extraction approach for estimation of the introduction potential of PV systems has been presented. The roof extraction approach uses characteristics of surface features in order to distinguish roof regions from non-roof regions. The extraction algorithm is consisted of 3 steps. In the first step, a digital image of aerial photograph is segmented into connected regions. In the second step, calculate HSI values (attributes of the color appearance system) and classify the regions based on the HSI values by use of MLC. In the third, calculate the shape characteristics of each region and recognize the house roof regions. The proposed approach has been used in residential area to extract independent house roofs and showed good results. As a result, the possibility of presented approach to estimate the introduction potential of PV systems by means of aerial photograph analysis is suggested.

There are several problems are still exist in our approach. The roof extraction process uses color characteristics to classify surface features. However, the color of a feature will vary with the seasons. This is especially true in the color of vegetations. Moreover, color characteristics will vary from one site to another depending on the sun angle, the flight conditions and the weather. In addition, a power generation from PV systems is dependent on a roof shape and a roof direction. Therefore, future works will focus on: color calibration, understanding of roof structure.

REFERENCES

[1] NEDO, “Overview of “PV Roadmap Toward 2030” (PV2030)”, (2004)

[2] CRIEPI, “Research on Engineering Methods for Cost Effective PV installation”, (1995)

[3] PVTEC, “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“, Chapter 2, (2000)

[4] Fuji Research Institute Corporation, “Photovoltaic technology development, Technology development and investigation for future mass deployment, Investigation on photovoltaic power generation system technology for non-residential sectors”, (2003)

[5] H. Sugimoto, T. Kato, Y. Suzuoki, “Statistical-Mesh-Data-Based Evaluation of Regional Potential Capacity of Distributed Generators and Its Relation to Electricity Demand”, Proceedings of JSES/JWEA joint Conf., (2004) (In Japanese)

[6] Ahmed F. Elaksher, James S. Bethel, Edward M. Mikhail, “Roof Boundary Extraction Using Multiple Images”, Photogrammetric Record, 18(101): 27-40, (2003)

[7] T. Matsuyama, M. Nagao, “Structural Analysis of Aerial Photograph”, Information Processing, Vol.21 No.5, (1980) (In Japanese)

[8] Government Housing Loan Corporation, “Survey result of 1999 Primary Housing Construction Data – Single-Dwelling Housing”, 2000

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

A Novel Cascaded PV Inverter by Utilizing Ready-Made ICs for Digital Audio Amplifier

Kentaro HAYASHI *, Takae SHIMADA*, Hirotaka KOIZUMI*, Yasuo OHASHI*, 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: kentaro-@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT: This paper presents a novel PV inverter for grid connected by utilizing ready-made PWM IC for class D audio power amplifier. To popularize the PV systems, further cost reduction and mass production have been required. In this study, we propose to apply the ready-made ICs for class D audio power amplifier to the PV inverter for the purpose of cost reduction and mass production. However, the class D audio power amplifier also using the ready-made ICs is not able to produce utility-grid level voltage and the same goes for the PV inverter for grid connection by the ICs without low-frequency (LF) transformer. Against the problem, the cascaded inverter is proposed, which can reach high voltages at transformer less condition. A prototype cascaded PV inverter with the IC was built and verified in the simulation and the circuit experiments.
Keywords: Power ICs-1: Class D audio power amplifier-2: Inverter-3

1. INTRODUCTION

To popularize the PV systems, further cost reduction and mass production have been required. Recently the production line of the PV module has been increased so that the quantity of the production of the PV inverter has to be increased together. Additionally, it is important to reduce the parts of the inverter for mass production. The ready-made integrated circuits (ICs) have advantage to reduce the parts of the inverter and mass production. And the ready-made ICs for class D audio power amplifier are mass-marketed products because of popularity of the class D audio power amplifier recently. However, the class D audio power amplifier also using the ready-made ICs is not able to produce utility-grid level voltage and the same goes for the PV inverter for grid connected by the ICs. As one of the countermeasure, the transformer is used to connect the inverter to utility grid, which requires an extra space and cost. Against the problem, the cascaded inverter is proposed, which can reach high voltages with high efficient operation. A prototype cascaded PV inverter with the IC was built and verified in the simulation and the circuit experiments.

2. RELATIONSHIP BETWEEN INVERTER AND CLASS D AUDIO POWER AMPLIFIER

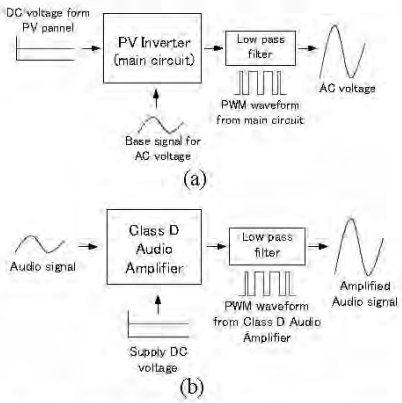


Figure 1: Block diagrams (Basic Formation) (a) of the main circuit of the PV inverter and (b) of a digital power amplifier.

The block diagram of the traditional PV inverter is shown in Figure 1(a) and that of the class D audio power amplifier, often called digital power amplifier, is shown in Figure 1(b). The main function of PV inverter is to transform DC voltage to AC voltage with pulse width modulation (PWM) switching technique. On the other hand, that of class D audio power amplifier is to amplify audio signal input with PWM switching technique. However, to the class D audio power amplifier, DC voltage is supplied to this circuit so that its function is considered as to transform DC voltage to AC voltage as well as the PV inverter in other view point. Therefore, the class D audio power amplifier has a possibility to take a place of PV inverter.

3. READY-MADE ICs FOR CLASS D AUDIO AMPLIFIER

Class D audio power amplifier is divided into various types by their functions. The functions can be classified into four parts:

1) A PWM signal generator shown in Figure 3(A).
2) A switching driver (gate driver) shown in Figure 3(B).
3) A switching stage shown in Figure 3(C).
4) An output filter shown in Figure 3(D).

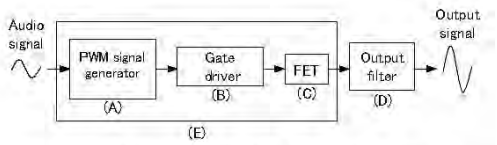


Figure 2: Bock diagrams of PWM audio power amplifier.

And the products of ready-made ICs for class D audio power amplifier also can be classified them. Especially, all-in-one type IC has almost all the functions on-chip shown in Figure 3(E).

The circuit of the PV inverter using these IC can be simplified. The all-in-one type ready-made IC has a controller in which the audio input signal is converted to a PWM signal. The input part of the class D audio power amplifier is classified into an analog signal input type, a

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

digital (PCM) input type and a both of them. The input part of the all-in-one type IC is also classified into them. External demodulation filters are used to filter the audio content of the PWM signal and suppress the energy at higher carrier frequencies. Usually, a second-order *LC* low-pass filter is sufficient. However, it is necessary to create the control circuits to connect the inverter to distribution grid and there is no freedom to design of the inside function of the all-in-one type IC. But, if the all-in-one IC is applied to the grid-connected inverter as the main circuit, the steps and time for manufacturing should be dramatically reduces as a consequence the place will be reduced. Furthermore, since the IC for class D audio power amplifier is circulating widely, the price of it is very low price. Therefore, the inverter's cost can be cheaper than conventional inverter.

The test of this study is performed with the all-in-one type IC (CM8685 Champion Microelectronic Corporation) whose input part is analog signal input type. Internal circuit of CM8685 is shown in Figure 3.

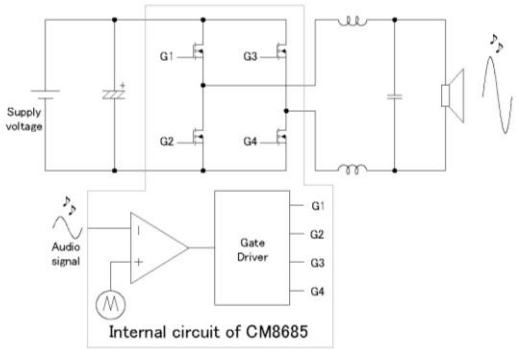


Figure3: Internal circuit of CM8685 (all-in-one type IC).

4. TEST OF GRID CONNECTED INVERTER BY READY-MADE ICs FOR CLASS D AUDIO AMPLIFIER

The design of the experimental circuit is shown in Figure 4. Since the all-in-one type IC which is used in this study is designed for very low power, the output part can't withstand the voltage of the distribution grid. Therefore, the voltage of the distribution grid is reduced by the low-frequency (LF) transformer which separates (electrically isolates) the DC circuit form AC circuit at 50 Hz. However, it is enough to check the fundamental operation whether the inverter using the IC can be connected to the distribution grid or not. As the output of the PV voltage source, the stabilized DC power supply is used. To match the phase of the inverter output current I_o with the phase of the reduced voltage V_a of the distribution grid voltage V_s, the voltage V_a is fed back and to get at the output a current with the same contour of the voltage V_a. Consequently, the power factor would be unity at connection point *A*. The control circuit is composed by analog circuit and using the PI controller defined by the relation:

$$G_{PI}(s) = K_P + \frac{K_I}{s} \qquad (1)$$

$G_{PI}(s)$ is the PI controller gain and that K_P and K_I are the proportional and integral filter gains respectively. The PI controller acts on a DC signal, and therefore provides zero steady-state error at the grid voltage frequency. The sample of the distribution voltage is multiplied by current regulation signal with multiplier and a resulting AC reference current is created. The experimental results are shown in Figure 5 (a), (b) and (c). the waveforms are the reduced voltage waveforms V_a of the distribution grid V_s and the waveforms of the regulated inverter output current I_o. The pictures are arranged in order of decreasing the regulated current level of the inverter output. In this case, these currents are controlled by optional outside DC voltage as the current regulation signal so that the current can be regulated optionally despite the grid voltage which is kept constant. Consequently, even if the voltage amplitude of the distribution grid fluctuates, the inverter output power is independently controlled. And the way of this control meets with the main requirements of the PV inverter with the fluctuation of the DC input power depended on solar power.

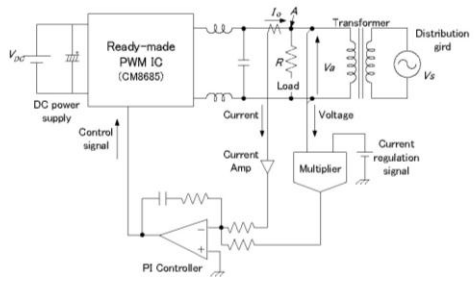


Figure 4: Current controlled inverter circuit.

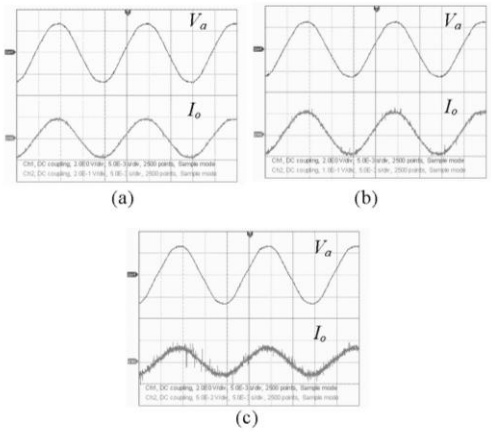


Figure 5: Observed waveforms of transformed grid voltage and inverter output current with multiplier. Scales: (a) 2.0V/div; 200mV/div; 5ms/div, (b) 2.0V/div; 100mV/div; 5ms/div, (c) 2.0V/div; 50mV/div; 5ms/div.

5. CASCADED INVERTER WITH READY-MADE PWM ICs FOR CLASS D AUDIO AMPLIFIER

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

The fundamental configuration of the cascaded inverter is formed by connecting more than one single-phase H-bridge inverter in series as shown in Figure 6. And the total of the each inverter's output V_{out} reach at the grid level ac voltage. In the all-in-one type IC, the control circuit and the main bridge circuits are not electrically isolated usually. Therefore, the each control signal of the inverter must be isolated to compose the cascaded inverter. The isolated signal control circuit is shown in Figure 7 and the cascaded inverter has been built using this circuit. In this isolation control signal circuit, the phototransistor isolates the each DC voltage. The isolated control signal is entered to input terminal of the each all-in-one IC.

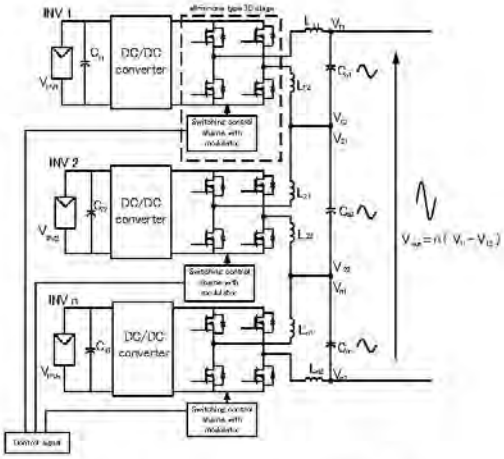


Figure 6: Proposed cascaded inverter with ready-made IC for class D audio amplifier.

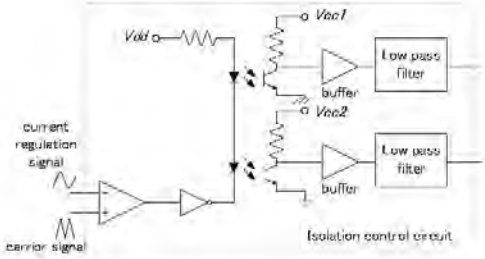


Figure 7: Isolation control signal circuit

The simulation with PSIM was tried as the first phase of this study. The simulation circuits are shown in Figure 8. In Figure 8, the each inverter are cascaded and gave different carrier frequencies by the reason that the all-in-one IC already has signal modulator on-chip but the each carrier frequency is different. The simulation result of the circuit of Figure 8 is shown in Figure 9. The obtained waveforms in Figure 9 (a) to (e) are output voltage of the inverter (*INV1* to *INV5*) and the waveforms are approximately consistent. The total output waveform of V_{out} is in Figure 9 (f) and it can check that the waveform of V_{out} is total of the waveforms in Figure 9 (a) to (e).

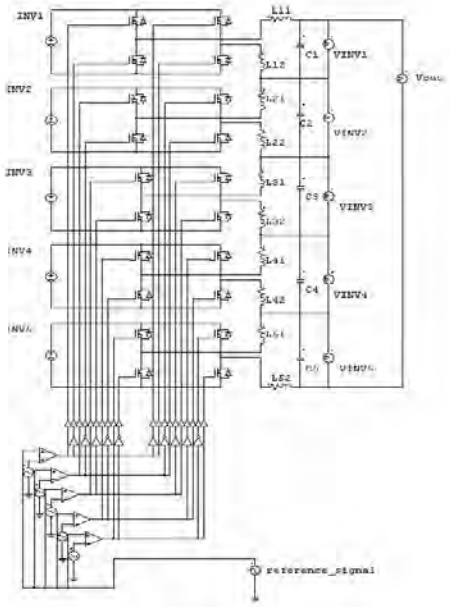


Figure 8: cascaded inverter simulation circuit.

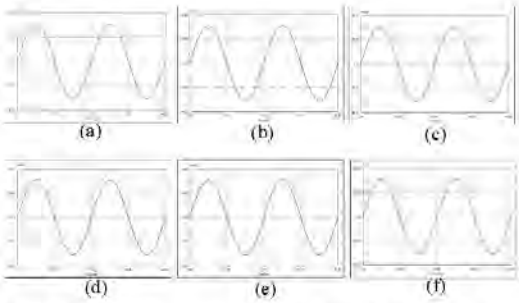


Figure 9: Simulation results with PSIM: from the top, inverter output voltage V_{INV1} (a), inverter output voltage V_{INV2} (b), inverter output voltage V_{INV3} (c), inverter output voltage V_{INV4} (d), inverter output voltage V_{INV5} (e), and output voltage V_{out} (f). Scales: from the top, 20V/div; 10ms/div, 20V/div; 10ms/div, 20V/div; 10ms/div, 20V/div; 10ms/div, 20V/div; 10ms/div, 50V/div; 10ms/div.

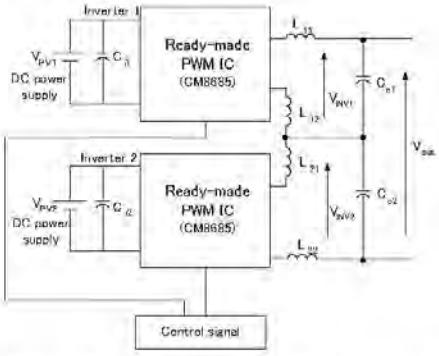


Figure 10: Experimental circuit of cascaded inverter with ready-made PWM IC (CM8685)

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

To test the scale down cascaded inverter by all-in-one ICs, the open loop control has been realized and the ICs operate at high switching frequency (about 580 kHz). CM8685 (champion microelectronic corporation) was tested in the scale down circuit and the circuit is shown in Figure 11. Figure 11 (a), (b) and (c) show experimental results of the cascaded inverter. It can check that the output V_{out} as shown in Figure 11 (c) is total of the output *VINV1* as shown in Figure 11 (a) and *VINV2* as shown in Figure 11 (b) .

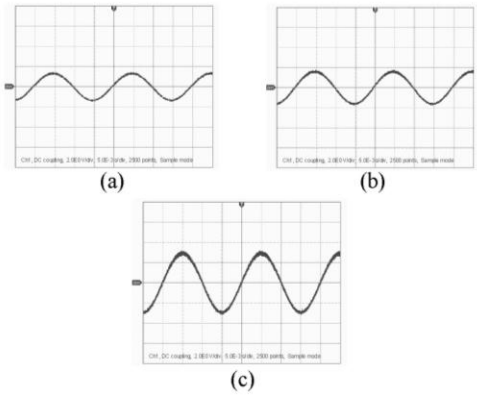


Figure 11: Observed waveforms of cascaded inverter with CM8685: from the top, (a) inverter1 output voltage V_{INV1}, (b) inverter2 output voltage V_{INV2}, and (c) output voltage $V_{out,t}$. Scales: from the top, 2V/div; 5ms/div, 2V/div; 5ms/div, 2V/div; 5ms/div.

6. CONCLUTION

The cascaded inverter used ready-made ICs for class D audio amplifier is proposed. Simulation results showed a possibility to cascade the several inverters on structure. Experimental results are presented as an open loop voltage control of the system. The isolated control circuit is described and results are presented. Furthermore, experimental results showed the IC is able to be adapting to the cascaded inverter. The results of that, the cascaded inerter used the IC has possibility to be the PV inverter.

7. REFERENCE

[1] Marco Berkhout., "An Integrated 200-W Class-D Audio Amplifier," IEEE Journal of Solid-State Circuits, Vol. 38, No. 7, JULY 2003.

[2] John N. Chiasson, Leon M. Tolbert, Keith J. McKenzie, Zhong Du, "Control of Multilevel Converter Using Reaultant Theory," IEEE Transactions on Control Systems Technology, Vol.11, No. 3, May 2003.

[3] Magid Nikraz, Hooman Dehbonei, Chem V. Nayar, "Digital Control of a Voltage Source Inverter in Photovoltaic Application," 35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, Aachen Germany, 2004.

[4] Martia Calais, Lawrence J. Borle, Vassilios G. Transformerless Five Level Cascaded Inverter Based Single Phase Photovoltaic System, T. IEE Japan, Vol 121-D, No. 4, 2001.

ACKNOWLEDGEMENT

This study has been carried out as a par of JIRITUDO KOUJYOU project funded by New Energy and Industrial Technology Organization (NEDO). The authors wish to thank them for their support.

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

Performance Assessment with Different Inductance Model in the Ultra Scaled-Down Distribution Grid Simulator

Yusuke Nakamura, Hirotaka Koizumi, 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: y5645123@gc.tuat.ac.jp

ABSTRACT: In order to connect PV system to the grid, it is necessary to test various functions of a PV inverter. Moreover in view of diffusion of PV systems, it has to be required to test a lot of PV inverters on their mutual interference of islanding detection or voltage arising. These tests require a huge experimental equipment and a facility, which are to be high cost. This paper presents a new experimental equipment for PV inverters. The proposed system is composed of the ultra scaled-down network simulator with electronic circuits. The cost and size can be reduced because the distribution line network is composed of electronic circuits. For the first step, a scaled-down low voltage distribution system of single-phase two-wire type has been improved and tested. This system is a part of scaled-down distribution grid simulator [1]. In this paper, the electronic inductance is improved, which leads to further reduction of cost and size.
Keywords: PV system, Interfaces, Grid-Connected

1. INTRODUCTION

Recently, the number of grid-connected PV systems has been rapidly increasing. In order to connect PV system to a grid, it is necessary to test the functions as a PV inverter, which is islanding protection, grid protection, circuit protection and so on. To test these functions directly, a distribution grid of actual scale or scaled-down network simulator is needed. In the future, it has to be required to test a lot of PV inverters on their mutual interference of islanding detection or voltage arising. In order to test for them, the experimental equipment has to be expanded to connect a lot of PV inverters; therefore it becomes large and expensive. Such as equipment is generally difficult to change its configuration because of the scale, space, and cost.

The purpose of this study is to develop a new scaled-down network simulator which has advantages in size and cost for expanding. In the previous study, a new equipment for testing PV inverters, which is composed of ultra scaled-down network simulator with electronic circuits and an Active Power Interface (API) [2], is proposed. That model includes resistance, capacitance and inductance composed with electronic circuit. Using the API, it is possible to connect actual PV inverters to electronic circuit directly. However API remains the problem which current can not be controlled. Against the problem, scaled-down PV simulator is connected to the ultra scaled-down network simulator.

In this paper, the authors focus on the inductance with electronic circuit. In our previous study, an ultra scaled-down network simulator used an electronic inductance with Bergeron method [3]. The inductance with Bergeron method was still large because it was composed of a lot of devices. On the other hand, equivalent inductance with Generalized Impedance Converter (GIC) circuit has a simple structure with a few parts. Therefore, by using GIC circuit the cost and size can be reduced.

This paper describes the scaled-down distribution model in the proposed equipment. For the first step, the scaled-down low voltage distribution system of single-phase two-wire type has been developed and the fundamental operations have been tested. As a result the operation of inductance with GIC circuit is confirmed.

2. ULTRA SCALED-DOWN NETWORK SIMULATOR

2.1 Basic design

An ultra scaled-down network simulator is composed of electronic circuits. The advantage is the flexibility in the expanding and the replacement. In addition it makes the space and cost reduced. However, it was impossible to connect the actual PV inverters for grid connection and the electronic circuits. Because there is a serious difference in the power levels between PV inverters and electronic circuits. A solution is inserting API between a PV inverter and an ultra scaled-down network simulator.

A basic design of such a simulator is shown in Fig.1. It consists of ultra scaled-down network simulator and an API. The most significant component in this system is the API, which makes it possible to be connected with actual scale power sources such as PV inverter.

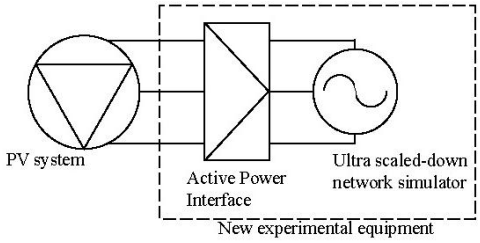


Fig.1.Composition of ultra scaled-down distribution grid simulator

2.2 Composition of the proposed simulator

A scald-down distribution network model simulator is shown in Fig.2 [3]. It is modeled on Japanese standard residential area [4]. High voltage distribution system is composed as 3000kVA-6600V, three-phase, three-wire type, and low voltage distribution system is composed of 100/200V, single-phase, three-wire type. Low voltage distribution systems are connected into high-voltage distribution system through pole transformers of 20kVA. Imitated distribution system consists of the distribution transformer, the line impedance of high and low voltage distribution systems, a high voltage load, domestic loads in the low-voltage distribution system, and the pole transformers. Power capacitors to improve the phase

20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain

factor are applied for adjustment of reactive power. Their components, especially inductances, consist of electronic circuits such as OPamp circuits. Actual PV inverters are connected through the API. They are supplied from a PV array simulator which performs various characteristics of PV array [5]. There are two ways to connect a PV inverter and the API. First, one PV inverter is connected to one API as shown at the division 7 when a PV inverter output power is the almost as API capacity. Secondly, some PV inverters are connected to one API as shown at the division 6 when PV inverter output power is much smaller than API capacity. Therefore, how to connect PV inverter to API is decided by capacity of the API. It is difficult to connect a lot of PV inverters because of the space and cost for the purchase. Thus, a lot of ideal current sources are connected instead of PV inverters. The high voltage load and domestic loads consist of LCR parallel circuits because the impedance of them is able to be changed variously from inductance to capacitance component.

2.3 API

The block diagram of an API is shown in Fig.3. It consists of two voltage sensors, two current sensors, two OPamps, two resistances, and two comparators composed of the OPamps. Currents, I_1 and I_2, are measured by the voltage drop over the resistances, R_1 and R_2.

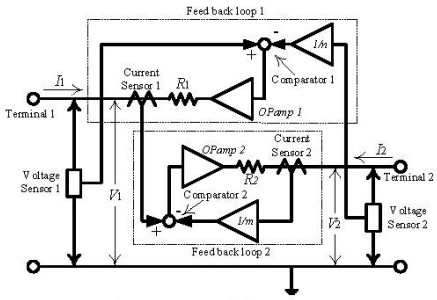


Fig.3 Composition of API

A fundamental function of the API is to transfer electrical properties: voltage, V_1 and current, I_1 at terminal 1 are transferred to a terminal 2 by multiplying factors of n and m respectively. At the same time, the voltage, V_2 and current, I_2 at terminal 2 have to be transferred to the terminal 1 by multiplying factors of $1/n$ and $1/m$, and vice versa.

The voltages and currents at both terminals are controlled as follows; the voltages are controlled by feed back loop 1 composed of OP amp 1 and comparator 1. They are always kept as V_2/V_1=n. The currents are controlled by feed back loop 2 composed of OPamp 2 and comparator 2. They are always kept as I_2/I_1=m.

2.4 Inductance composed of electronic circuit

It is difficult to make inductance in comparison with resistance and capacitance because their characteristics are very complicated. Against this problem, inductance components are built as electronic circuits by using the GIC circuit.

In order to build inductance with GIC circuit into simulator, one side grounding and floating inductance are needed. One side grounding inductance is used in domestic load impedance, floating inductance is used in line impedance.

2.4.1 One side grounding inductance

The circuit diagram of one side grounding inductance is shown in Fig.4. The relation between v and I is given by

$$v = L\frac{di}{dt}. \qquad \cdots (1)$$

Circuit diagram of one side grounding with GIC inductance is shown in Fig.5. Kirchhoff"s current low is applied to node point, A and B

$$\frac{v_1 - v_2}{R_2} + \frac{v_1 - v_3}{R_3} = 0. \qquad \cdots (2)$$

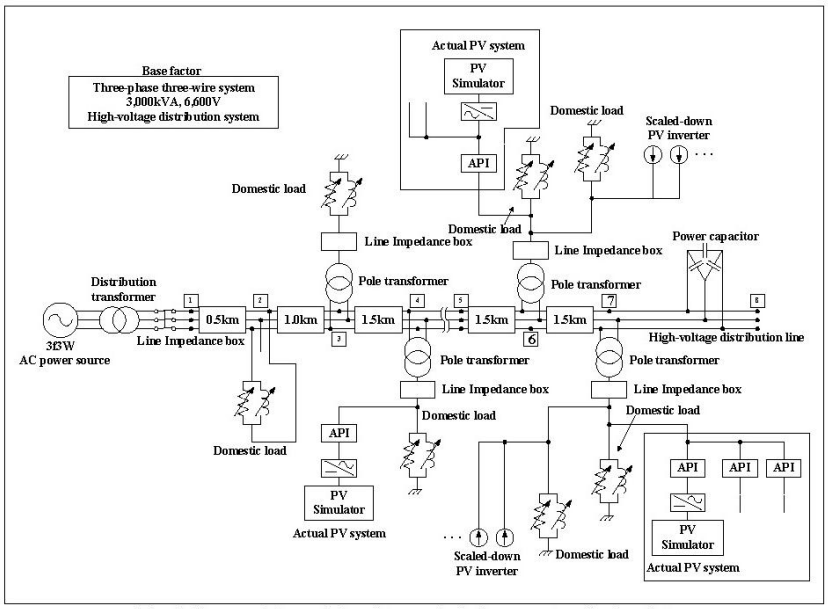


Fig.2 Composition of the ultra scaled-down network simulator

$$\frac{v_1}{R_5} + C_4 \frac{d(v_1 - v_3)}{dt} = 0 . \qquad \cdots (3)$$

By equations, (2) and (3)

$$v_1 = \frac{C_4 R_3 R_5}{R_2} \frac{d}{dt}(v_1 - v_2)$$

$$= \frac{C_4 R_1 R_3 R_5}{R_2} \frac{di}{dt} . \qquad \cdots (4)$$

To compare Equation, (4) to (1), Fig4 is an equivalent circuit with Fig.5. Therefore equivalent inductance with GIC circuit is give as

$$L = \frac{C_4 R_1 R_3 R_5}{R_2} . \qquad \cdots (5)$$

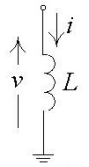


Fig.4 One side grounding inductance:

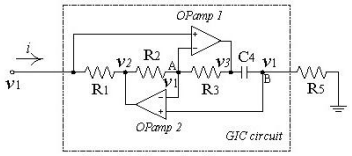


Fig.5 Circuit diagram

2.4.2. Floating inductance

At the floating inductance, each terminal voltage is optional and either terminal voltage is not connected to ground. The diagram of floating inductance is shown in Fig.6. The terminal 1 and 2 are floating, and the terminal 1' and 2' are connected to an earth ground. To imitate this circuit, it has to be satisfied following conditions, which are clarified Fig.7.

(1) In the case of short terminal 2-2', it consists $Z_{11'} = L$ $\cdots (6)$

(2) In the case of short terminal 1-1', it consists $Z_{22'} = L$ $\cdots (7)$

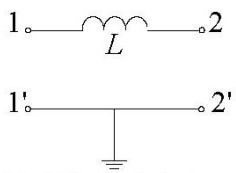


Fig.6 Floating inductance

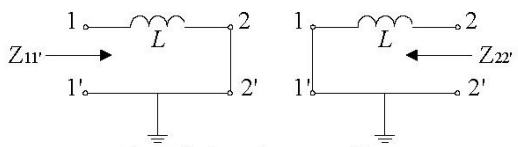


Fig.7 The impedance conditions

A circuit which is satisfied these parameter is shown in Fig.8, Fig.9. Conceptual diagram is shown in Fig.8, the circuit diagram is shown in Fig.9.

First, the input impedance which is shown in Fig.10, Fig.11 is confirmed. Conceptual diagram is shown in Fig.10. Terminal 1 is connected to terminal 2 actually because the potential difference of OPamp of input terminals equals to zero. Therefore, input impedance Z_{in} which is shown in Fig11 equals to zero. Then, the diagram shown in Fig.8 is confirmed. In the case of short terminal 2-2', it equals to short terminal 4-4'. This is the one side ground inductance. Input impedance $Z_{11'}$ is impedance of inductance, and it is satisfied condition (6). The same can be applied to the case of terminal 1-1' short, which satisfies condition (7). Therefore the Fig.9 equals to Fig.6.

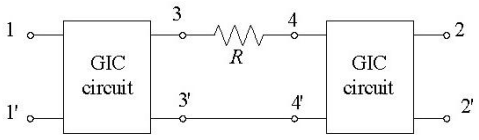


Fig.8 Conceptual diagram

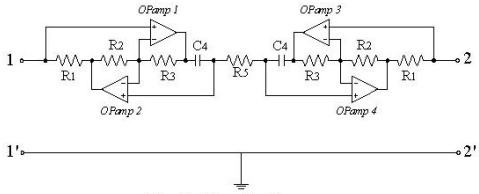


Fig.9 Circuit diagram

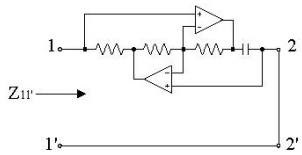


Fig.10 Conceptual diagram

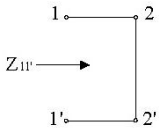


Fig.11 equivalent circuit

3. EXPERIMENT RESULTS TO CONFIRM FUNDAMENTAL OPRATIONS

3.1 Experimental condition

For the first step, part of the low voltage distribution system shown at division 7 in Fig.2 was developed. This system is composed of single-phase two-wire type as shown in Fig.12. The capacity of pole transformer is reduced from 20kVA to 20VA, and voltage is reduced from 100/200V to 5/10V due to the voltage level of the electronic circuit. Using these scaling factors, the line impedance and the domestic load are transferred. The pole transformer is imitated with sine wave at 50Hz generated by a pulse generator. The line impedance, 0.150+j0.100[Ω], includes the pole transformer, the low voltage distribution line (100m), and the drop wire (20m). These components are transferred with the scaling factors using the p.u. method. As a result of calculations, it is converted to 0.372+j0.228[Ω]. The domestic load is connected to a resistance which is equivalent to 380W, and an inductance is connected in parallel, which is 432mH. The inductance is

decided on the phase factor 0.9. The resistance of domestic load converted to 380mW, the inductance converted to 184 mbar. It is connected to an inverter which is 0.3W as a scaled-down inverter.

For verification of the inductance with GIC circuit, currents flowing the line impedance i_L and domestic load i_d are measured. These currents are compared to simulation results with MATLAB/Simulink.

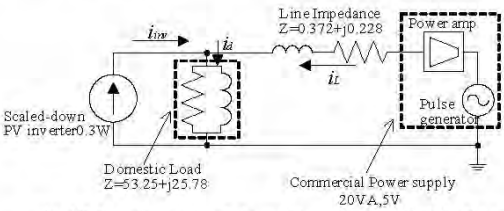
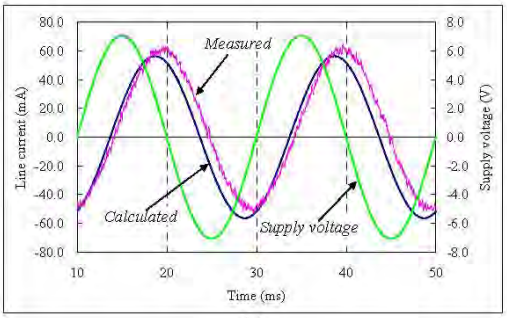


Fig.12 An ultra scaled-down low voltage distribution system of single-phase two-wire type

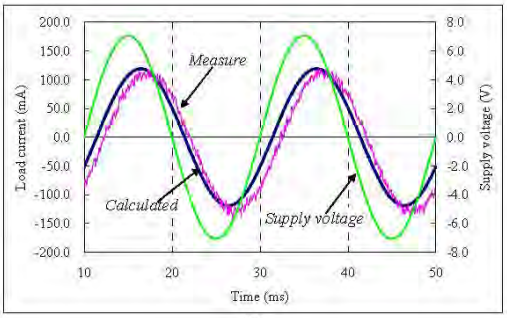
3.2 Experimental results

The experimental waveforms which are compared to simulation results are shown in Fig.13. The current flowing line impedance i_L is shown in Fig.13 (a) and the current flowing domestic load i_d is shown in Fig.13 (b). The current flowing line impedance i_L is lager phase about 1 msec than calculated. However the amplitude is agreed in calculated. On the other hand, the current flowing domestic load i_d is lager phase about 0.7msec than calculated. And the amplitude is agreed with the calculated.

As shown in Fig.13 (a), (b), the waveforms of measured tend to be lager than calculated in the phase. The lagging-phase is caused by error of inductance value. However the amplitude agrees in the calculated. The offset which observed in measured waves forms are measurement error.



(a)



(b)

Fig.13 Observed and calculated wave forms; (a) i_L; (b) i_d

4. Conclusion

A new experiment equipment for PV inverters has been introduced. The low voltage distribution system of single-phase two-wire type has been improved and tested. The inductance model of line impedance and domestic load impedance are improved. As the result of the tests, the inductance with GIC circuit is performs as an inductance. Fundamental operations of proposed equipment which is composed of inductance with GIC circuit have been evaluated quantitatively. By changing inductance models the proposed equipment can be reduced in cost and size compared to the previous one.

ACKNOWLEDGEMENT

This study has been carried out as a part of "Autonomy-Enhanced PV Cluster" project funded by New Energy and Industrial Technology Organization (NEDO). The authors wish to thank them for their support.

REFERANCE

[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.

[2] K.Takeuchi, H.Koizumi, H. Nagayoshi, and K.Kurokawa, "A new type of scaled-down network simulator composed of power electronics", WCPEC-3, 6P-D5-10, May 2003 (to be published)

[3] K.Takeuchi, T.Kaito, T.Mizuno, T.Oozeki, H.Koizumi and K.Kurokawa "Verification on Ultra-Small Scaled-Down Network Simulator for Testing PV Inverter Functions", PVSEC-14, pp.799-800, Jan, 2004

[4] Central Research Institute of Electric Power Industry, "Study on Grid Interconnection Techniques for Dispersed PV Systems under High Density Connection", FY1997 NEDO New Sunshine project report, 1998 (in Japanese)

[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", Solar Energy Materials & Solar Cells 75 (2003) 537-546

2005.6.9～10
第 24 回エネルギー・
資源学会研究発表会
講演論文集

6－5

ゴビ砂漠地域開発の分析モデルの構築

～エネルギー資源フローの調査分析～

A Structure Analysis Model for the Regional Development in the Gobi Desert - Survey Analysis for the Energy Flow -

アジヤバト・アマルバヤル*・黒川浩助**
Amarbayar Adiyabat　Kosuke Kurokawa

This paper describes the result of survey analysis for a regional energy flows in the Gobi desert area. We are conducted a field study to develop a structure analysis model for regional development at Noyon soum (unit of admin.) community, which is located at 216km from the Umnugobi province.

As a result, main energy resources are coal, dung/dungcake and firewood for cooking and heating, and there are accounted 59%, 38%, 1.5% respectively for total energy consumption. In conclusions, we are obtained the main parameters and limiting factors for equations of a regional development simplified model.

Keywords: Energy Flow, Survey Analysis, Gobi Desert area, Regional Development Modeling

1．はじめに

砂漠地域の多くは森林や高原地域に比べて，人間が生活する上で厳しい自然環境である。そのため，砂漠地域の人口密度は低く，開発が遅れた，低所得の地域が殆どである。また，砂漠地域の生態系は微妙なバランスの上に成り立っているため，過放牧，薪炭材の過剰採集，不適切な水管理による塩類集積などの人為的要因によって簡単に砂漠化が進んでしまう[1)]。そして劣化しない土地に負担が掛かり砂漠化はさらに進むという悪循環を繰り返し，貧困化に拍車をかけることが指摘されている。

一方，ゴビ砂漠は，国際エネルギー機関（IEA）太陽光発電システム研究協力協定（PVPS）におけるタスク VIII「大規模太陽光発電（VLS-PV）システムに関する調査研究」において，100MW 級 VLS-PV システムの有望な候補地として挙げられ，その概念設定や発電コストの試算が行われている[2)]。また，ゴビ地域の太陽エネルギー資源評価と太陽電池モジュールの暴露試験のデータ解析が行われ，太陽電池は特異な気象環境下で優位な発電特性を示した[3)]。しかし，VLS-PV システム等の新産業が地域社会・経済へ与える影響についての研究調査はあまり見当たらない。

* 東京農工大学大学院工学教育部学生
〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16（3 号館）
e-mail: amar@cc.tuat.ac.jp
** 東京農工大学大学院，共生科学技術研究部，教授
〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16

2．目的・対象範囲

本研究では，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，産業・雇用の構造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を導くことを目的とする。

対象地域をモンゴル国の南部に位置するゴビ砂漠地域の村落であるソウムとする。ソウムは行政単位の一つであり，ゴビ地域の平均的なソウムに約 2 千人の人口と 450 世帯がいる。人口密度は 3.2 人/km^2 であり，ソウムセンターに約 440 人が住む。地域間の格差などの社会・経済的な諸問題の影響を少なくし，なるべくユニークなモデルを構築するために地域の範囲を小さくした。

ここでは，対象地域におけるエネルギー資源フローの現地調査および分析結果を発表する。

3．研究方法

地域開発の分析モデルを次の手順で構築して行く。①ケーススタディ：対象地域の統計データを加工し分析する。各ソウムの特徴を把握し，分類する。そして，②現地訪問によって聞き取り調査，アンケート調査などを行う。調査結果から地域の主要問題を抽出する。③モデリング：線形計画のモデル作成するため，現状分析を行うことによって物質フロー・エネルギー資源フロー・資金フローを把握し，

バランス式・制約式を作成する。④最適化：目的関数を各ケースに定義し，最適化計算を行う事によって持続的発展の可能性を提示する。また，新産業として，大規模太陽光発電システムの地域社会・経済への影響を検討する。

4．調査分析の結果

現地調査の分析結果を自然環境，村落の特徴，主な燃料源，輸送におけるエネルギー消費，電力需要，ハイブリッド発電システム，村落全体のエネルギーフローの順に説明する。

4.1　対象地域の自然環境

ケーススタディの対象地域である，ノヨンソウムはウムヌゴビ県の県都ダランザドガドから約 216 キロ離れた，西部の典型的なゴビ砂漠地域に分類される地帯に位置する。

ゴビ地域の自然環境は，冬季に-30℃を下回り，夏季に+40℃以上となる，厳しくて脆弱な環境条件である。年平均気温は 4.4-7.4℃，平均的年間降水量が 130mm 以下であり，その殆どが夏に降る。ゴビ砂漠の自然環境は，気温と降水量，生態系の微妙なバランスの上に成り立っているため，破壊され易いといわれている。また，寒冷の冬を越すのに人間や家畜に大量のエネルギーと食料を蓄え，消費する必要がある。

4.2　村落の特徴について

村落全体の人口は 1,567 人，世帯数では約 380 世帯である。家族構成は 1 世帯当たり 4.07 人となる。面積は 10,550.32 平方キロメータ，人口密度は 6.73 人/km^2 である。ソウムセンターに冬季には 120 世帯，夏期には約 90 世帯が定住している。

村落の特徴としては遊牧型家畜が主な産業であり，ソウムセンターが遊牧民の社会福祉サービスと市場の拠点となる機能を果たしていると言える。家畜と共に牧草を求めて移動を繰り返す生活を営むため，広域に拡散したコミュニティ関係を形成しているのも世界で希な例である。

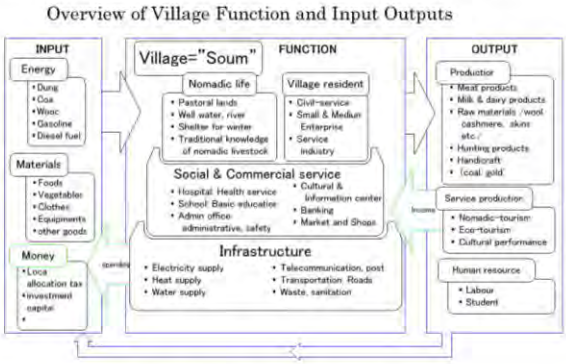


図 1 村落システムの構成図

ソウムセンターには役場、集会場、学校、病院、幼稚園、寄宿舎、銀行、交番や臨時宿泊所等があり，遊牧民の社会福祉サービスと物資の調達と自家製品の販売する市場の拠点となる機能を果たしている。図 1 にソウムの物質フロー・エネルギー資源フロー・資金フロー及び全体の相互関係，機能をまとめて示した。主な産業の生産量とそれに伴う収入と主要消費量・品目とその経費について調査および分析を行うことで物質フロー・資金フローを評価した。詳細については著者の文献[4]を参照されたい。

4.3　主な燃料源について

遊牧民は調理や暖房のエネルギー資源として主に家畜の乾燥させた糞を使う。暖かい季節に掛けて，家畜は冬を越すための栄養を摂取するよう大量の草を食べ，その分排せつ物量も増える。遊牧民はこの時期糞を集め，日干し冬の燃料として家畜フェンスに蓄えて置く。また，冬期に回収した乾燥糞アルガル（モンゴル語）の発熱量は 8380-13400kJ/kg，集めて固めた Dungcake の一種フルズン（図 2）の発熱量は 1275～14600kJ/kg とされている[5]。遊牧民の 5 人家族家庭は，年間で約 11 トンの乾燥糞を燃料として使用されている。

図 2 遊牧民の燃料源である乾燥糞とゴビの薪木「ザク」

ゴビ地域ではゴビ地域特有の乾燥や寒暖に強い「ザク」という苗木の薪を発熱量が大きいため燃料としてよく使っている。しかし，最近は「ザグ」が少なくなり燃料としての量が集めなくなったと言われている。「ザグ」を主な燃料として利用することは砂漠化が進む大きいな要因とも指摘されている。

普通の薪（水分が含まれない）1kg の熱量は，4600kcal=5.35kW/h（詳しくは消防法火災予防条例準則についての各論第 2 編第 5 表を参照）とされている。実際には、薪には水分が含まれているので、その含水率を 25%とすると、熱量を発生する部分は 1 kg の 75%（750g）となり、この熱量は 3,354kcal（3.9kW/h）である。

遊牧民は季節毎に移動を繰り返すため，一般的に図 3 の左に示すような軽量の簡易ストーブを使用する。この種類のストーブは効率が 0.2～0.3 と低い。一回の料理に約 5kg の乾燥糞が消費される。また，遊牧民家庭では夏の間に回収されるお乳の量が増え，乳製品を作るために火を炊く頻

度も増える。ゴビ地域では夏の暑い時期に発熱を地下に逃がすための地面埋め込み式のストーブを使用する

図 3 ゴビ地域に使われるストーブ

ソウムセンターに定住している家庭では石炭を主な燃料に使用することが一般的である。平均的な家庭では冬季には 4.6ton，年間で約 6ton の石炭を燃やしている。

4.4 運輸におけるエネルギー消費

主要な貨物輸送の品目は，ディーゼル燃料，ガソリン燃料，石炭，薪・木材，肉類製品，乳製品，皮・毛などの家畜の原料，外部依存にする食料品である。生活必需品などの輸入品と輸出品が合わせて年間で約 1120ton，総合輸送量として約 24,300ton-km なる。ノヨン村落のでは，旅客輸送と自家用自動車等の消費燃料を含めて約 54ton のガソリンが消費されている（図 4）。市場から離れた地域であり，道路のインフラ整備が整ってないため，輸送コストは 0.75US$/km/ton と高い値である。

図 4 ガソリンスタンドの風景

4.5 電力需要

ノヨン村落は，電力系統網から遠く離れているため，ディーゼル発電機とローカルグリッド（図 5）によってソウムセンターに電力供給を行っていた。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約 0.29US$/kWh である。

石油は外国からの輸入に依存しているため，燃料の安定確保・調達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，ノヨンソウムも 2003 年 9 月までは同様な状況であった。現在は NEDO による分散型太陽光発電システムの実証研究が一般的な家庭では白熱灯、テレビ、ラジオ、アイロン等を所有している住居が一般的であり，民生用電気製品がほとんどである。

図 5 ノヨンソウムの配電系統と電柱

4.3 ハイブリッド発電システムについて

この分析では，モンゴルの系統網に接続されてないゴビ砂漠の遠方地域村落におけるハイブリッドシステムの技術・経済評価を検討した。詳細については参考文献 [6] を参照されたい。HOMER2 シミュレーションツールによってディーゼル，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で電力需給シミュレーションを行った。負荷パターンは現状の夕方 5 時間，BHN の 12 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＝Net Present Value method）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。

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。負荷管理 DSM を適切に行うことによって，システムコストを最大で 20%以上削減できることが分かった。

4.6 村落全体のエネルギーフロー

エネルギー収支のモデルを構築するために，利用されてないものも含む，エネルギー変換の各種デバイスとエネルギーフローを図 8 にまとめた。現状は上にも記述したように石炭，乾燥糞，「ザク」薪木，ディーゼル発電，分散型太陽光発電システムがメインである。

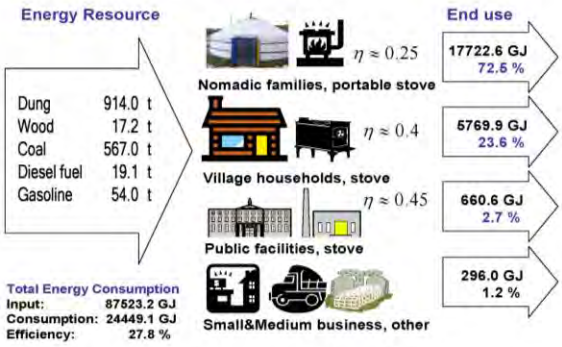


図 6 村落全体のエネルギーフロー及び効率

図 6 に村落全体の各種燃料の消費と変換効率によるエネルギーフローを示す。石炭と乾燥糞が主なエネルギー源となっていることを図 7 のエネルギー消費の燃料別内訳から分かる。

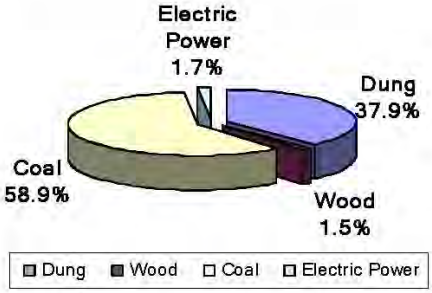


図 7 エネルギー消費の燃料別内訳

5．まとめと今後の課題

エネルギー資源や物質・資金の出入りを比較的把握し易い小規模の村落である，ノヨンソウムについて，エネルギー資源フローを明確し，地域開発モデルの構築に不可欠なデータを整備した。今後の課題としては，現地調査の分析結果を踏まえて，産業構造の最適化モデリングや地域の社会会計表 SAM の作成，応用一般均衡モデルの適用を検討する予定である。

参考文献

1) レスター・R・ブラウン，ワールドウォッチ研究所，「前進する砂漠との戦いに敗れつつある中国」，エコロジーシンフォニー，Jan. 2004

2) K. Kurokawa, editor; Energy from the Desert, (2003), James & James Ltd.

3) A. Amarbayar, K. Kurokawa, K. Otani etc, Evaluation of Solar Energy Potential and PV Module Performance in the Gobi Desert of Mongolia, WREC-8, Denver, Colorado, Aug. 2004

4) A. Amarbayar，黒川浩助，ゴビ砂漠地域開発の分析モデル構築：ノヨン村落の物質・資金フロー調査分析，日本国際地域開発学会春季大会講演要旨，2005 年 4 月 28 日，p36-37

5) Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Improved Space Heating Stoves for Ulaanbaatar, March 2002

6) A. Amarbayar, K. Kurokawa, PV Systems for Village Electrification in Mongolia: Techno-Economics Analysis of Hybrid Systems in Rural Community Centers of Mongolia, PVSEC-14, Bangkok, Thailand, Jan. 2004

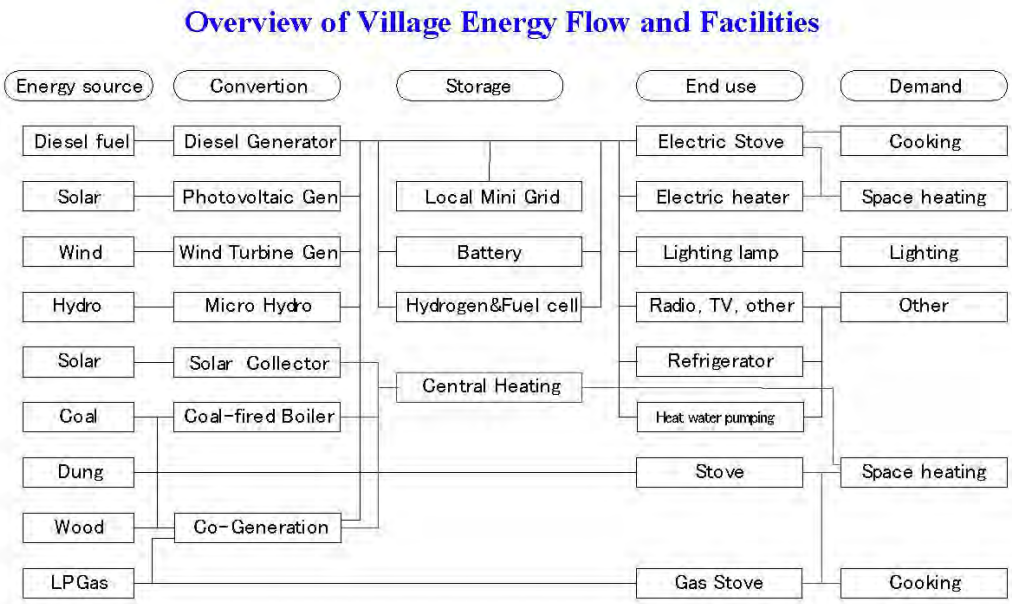


図 8 ソウムのエネルギーフローと候補各種デバイス

ゴビ砂漠地域開発の分析モデル構築：現地調査による地域システムの分析

東京農工大学大学院工学教育部
Adiyabat Amarbayar*，黒川浩助

1. はじめに

砂漠地域の多くは森林や高原地域に比べて，人間が生活する上で厳しい自然環境である。そのため，砂漠地域の人口密度は低く，開発が遅れた，低所得の地域が殆どである。また，砂漠地域の生態系は微妙なバランスの上に成り立っているため，過放牧，薪炭材の過剰採集，不適切な水管理による塩類集積などの人為的要因によって簡単に砂漠化が進んでしまう[1]。そして劣化しない土地に負担が掛かり砂漠化はさらに進むという悪循環を繰り返し，貧困化に拍車をかけることが指摘されている。

一方，ゴビ砂漠は，国際エネルギー機関（IEA）太陽光発電システム研究協力協定（PVPS）におけるタスク VIII「大規模太陽光発電（VLS-PV）システムに関する調査研究」において，100MW 級 VLS-PV システムの有望な候補地として挙げられ，その概念設定や発電コストの試算が行われている[2]。また，ゴビ地域の太陽エネルギー資源評価と太陽電池モジュールの暴露試験のデータ解析が行われ，太陽電池は特異な気象環境下で優位な発電特性を示した[3]。しかし，VLS-PV システム等の新産業が地域社会・経済へ与える影響についての研究調査はあまり見当たらない。

2. 目的・対象範囲

本研究では，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，産業・雇用の構造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を導くことを目的とする。

ここでは対象地域をモンゴル国の南部に位置するゴビ砂漠地域の村落であるソウムとする。ソウムは行政単位の一つであり，ゴビ地域の平均的なソウムに約 2 千人の人口と 450 世帯がいる。人口密度は 3.2 人/km^{2}であり，ソウムセンターに約 440 人が住む。地域間の格差などの社会・経済的な諸問題の影響を少なくし，なるべくユニークなモデルを構築するために地域の範囲を小さくした。

3. 研究方法

分析モデルを図 1 に示すフローチャートの順に構築する。ケーススタディ：対象地域の統計データを加工し分析する。各ソウムの特徴を把握し，分類する。そして，現地訪問によって聞き取り調査，アンケート調査などを行う。調査結果から地域の主要問題を抽出する。

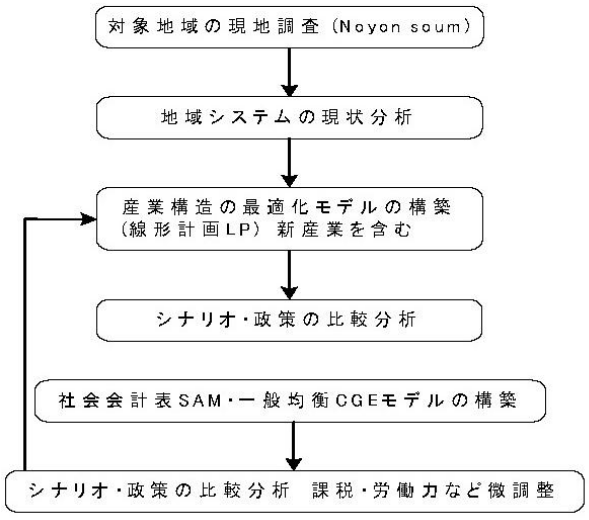


図 1 地域開発モデル分析のフローチャート

* 〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16 黒川浩助研究室，e-mail: amar@cc.tuat.ac.jp

モデリング：線形計画のモデル作成するため，現状分析を行うことによって物質フロー・エネルギー資源フロー・資金フローを把握し，バランス式・制約式を作成する。最適化：目的関数を各ケースに定義し，最適化計算を行う事によって持続的発展の可能性を提示する。また，太陽光発電システム導入の便益分析を検討する。

図 2 現地調査の対象地ノヨン村落の全体風景

4. 結果

砂漠地域のソウムであるノヨン村落（図 2）を対象に現地調査と統計データによる現状分析を行った。現地調査の分析結果について，村落の特徴，物質フロー，エネルギーフロー，財政・資金フローの順に説明する。

(1) 村落の特徴

村落全体の人口は 1,567 人，世帯数では約 380 世帯である。家族構成は 1 世帯当たり 4.07 人となる。面積は 10,550.32 平方キロメータ，人口密度は 6.73 人/km2 である。ソウムセンターに冬季には 120 世帯，夏期には約 90 世帯が定住している。

村落の特徴としては遊牧型家畜が主な産業であり，ソウムセンターが遊牧民の社会福祉サービスと市場の拠点となる機能を果たしていると言える。家畜と共に牧草を求めて移動を繰り返す生活を営むため，広域に拡散したコミュニティ関係を形成しているのも世界で希な例である。

(2) 物質フロー

ソウムセンターには役場，集会場，学校，病院，幼稚園，寄宿舎，銀行，交番や臨時宿泊所等があり，遊牧民の社会福祉サービスと物資の調達と自家製品の販売する市場の拠点となる機能を果たしている。

ノヨンソウムには３つの商店が生活必需品の卸売りと原料買取のサービスを行っている。その他に，遊牧民の組合や外部からの商人が畜産製品の買取や生活必需品の販売を行っている。生活必需品の消費は外部依存度が高い（表１）。また，家計の消費支出に占める食料費の割合（エンゲル係数）は 55.1%と高い値を示す。

ノヨンソウムでは遊牧型家畜が主な産業であり，全体で年間家畜産業より約 190 トンの肉類・乳製品･原料を生産し，

表 1 全世帯の外部依存生活必需品の消費量

Type of expenditure	Weight [tn]	Expenditure [US$]	Expend. [%]	Expenditure [Tugrug]
food			54.3	
Flour	190.2	74,434.1	31.0	85,599,180.0
Rice	27.7	15,657.7	6.5	18,006,300.0
Sugar	18.5	10,438.4	4.4	12,004,200.0
Potatoes	24.0	7,306.9	3.0	8,402,940.0
Vegetable	14.8	4,496.6	1.9	5,171,040.0
Fruit	3.7	2,569.5	1.1	2,954,880.0
Vegetable oil	14.8	15,416.8	6.4	17,729,280.0
non-food			45.7	
Fabrics, textiles	2.5	11,407.9	4.8	13,119,120.0
Clothing	2.7	28,046.0	11.7	32,252,880.0
Shoes, footwear	3.8	30,841.5	12.9	35,467,680.0
Cultural goods	1.5	1,562.3	0.7	1,796,640.0
Household goods	5.7	12,395.3	5.2	14,254,560.0
Medical, hygienic care	0.8	13,561.0	5.7	15,595,200.0
Other goods	7.6	11,760.8	4.9	13,524,960.0
Total consumption	318.2	239,894.7	100	275,878,860.0

約36万1千ドルの経済的価値を得ている(表2)。収入源の83.3%を山羊，6.3%を羊，8.3%をラクダからの肉類・乳製品・カシミヤ・毛から得られる。

表2 村落全体の家畜産業の生産量

Main Commodities	Production			
	tons	mln Tg	US$	%
Meat, meat products	20.4	3.3	1473.6	0.6
Milk and fermented milk	98.5	8.2	6400.7	2.6
Wool, cashmere	38.9	231.8	198092.8	79.8
Hide, skin	26.3	48.2	41218.9	16.6
Small intestine	2.9	1.0	825.6	0.3
Total	187.7	292.5	248097.5	100.0

(3) エネルギーフロー

遊牧民の5人家族家庭は，年間で約11トンの乾燥糞を燃料として使用されている。ゴビ地域ではゴビ地域特有の乾燥や寒暖に強い「ザク」という苗木の薪を発熱量が大きいため燃料としてよく使っている。しかし，最近は「ザグ」が少なくなり燃料としての量が集めなくなったと言われている。「ザグ」を主な燃料として利用することは砂漠化が進む大きいな要因とも指摘されている。遊牧民は季節毎に移動を繰り返すため，一般的に軽量の円筒形簡易ストーブを使用する。この種類のストーブは効率が0.2～0.3と低い。一回の料理に約5kgの乾燥糞が消費される。また，遊牧民家庭では夏の間に回収されるお乳の量が増え，乳製品を作るために火を炊く頻度も増える。ゴビ地域では夏の暑い時期に発熱を地下に逃がすための地面埋め込み式のストーブを使用する。

ノヨン村落のでは，旅客輸送と自家用自動車等の消費燃料を含めて約54tonのガソリンが消費されている。市場から離れた地域であり，道路のインフラ整備が整ってないため，輸送コストは0.75US$/km/tonと高い値である。図3に村落全体の各種燃料の消費と変換効率によるエネルギーフローを示す。石炭と乾燥糞が主なエネルギー源となっている。

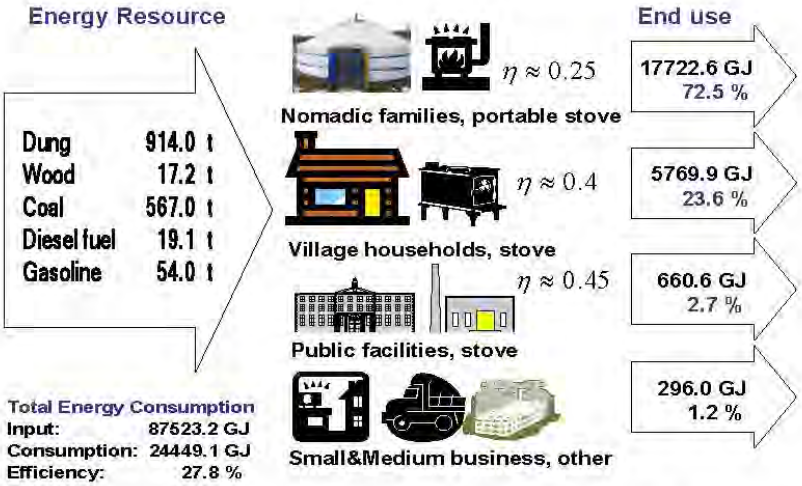


図3 村落全体のエネルギーフロー及び効率

(4) 財政・資金フロー

ノヨンソウムの2003年度財政報告書によると財政歳入決算総額は106,706,400Tugrugであり，その構成は図4の通りである。地方譲与税と地方自治の支出金がほぼ同比で16%，地方交付税が61%，社会健康保険が8%を示し，中央政府から地方交付税に頼る割合が大きいことが分かる。歳出の内訳として，公務員給与と社会保険費が58%，光熱費が約12%を，交通費が7.5%を示している。ソウムの住民一人当りの行政サービスの経費は72,688.3 Tugrug/yearとなる。

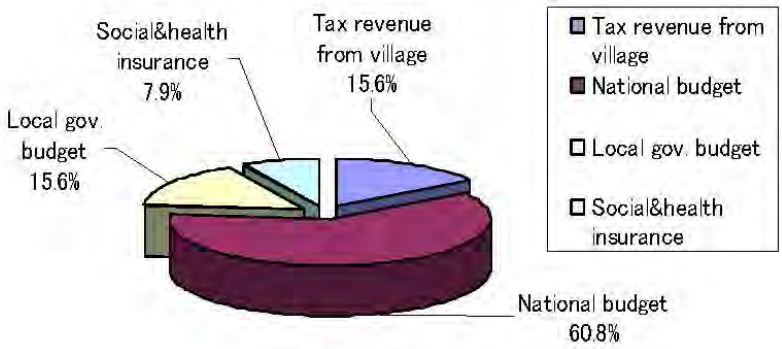


図 4 財政歳入の構成

5. まとめと今後の課題

対象地域のノヨンソウムは物質・エネルギー資源と資金の出入りが比較的把握し易い小規模の村落であった。村落全体の物質フロー，エネルギー資源フロー，財政・資金フローを定量的に把握し，地域システムの構成図を明らかにした。また，地域開発モデルの構築に不可欠なデータを整備した。今後の課題としては，現地調査の分析結果を踏まえて，産業構造の最適化モデリングや地域の社会会計表 SAM の作成，応用一般均衡モデルの適用を検討する予定である。

Overview of Village Function and Input Outputs

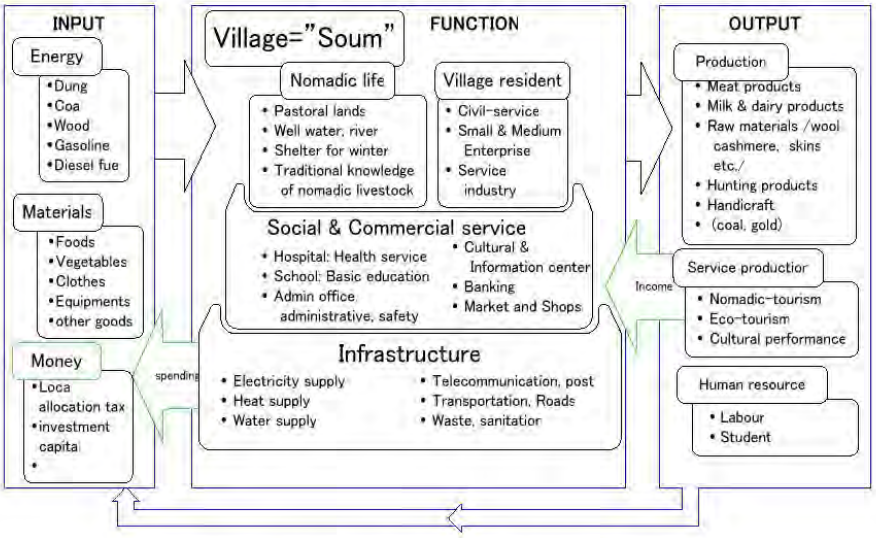


図 5：村落・地域システムの構成図

6. 参考文献

[1]レスター・R・ブラウン，ワールドウォッチ研究所，「前進する砂漠との戦いに敗れつつある中国」，エコロジーシンフォニー，Jan. 2004

[2] K.Kurokawa, editor: Energy from the Desert, James & James Ltd., May, 2003

[3] A.Amarbayar, K.Kurokawa, K.Otani etc, Evaluation of Solar Energy Potential and PV Module Performance in the Gobi Desert of Mongolia, WREC-8, Denver, Colorado, Aug.2004

A Novel Maximum Power Point Tracking Method for PV Module Integrated Converter

Hirotaka Koizumi and Kosuke Kurokawa
Department of Electrical and Electronic Engineering
Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan
E-mail: koizumih@cc.tuat.ac.jp

***Abstract*—Solar cell has the current-voltage (I-V) characteristic which is affected by the radiation and the temperature. To obtain the maximum electricity from the solar cells, the power converters for PV (photovoltaic) module have a function called MPPT (Maximum Power Point Tracking). The dc voltage and current are controlled to track the maximum power point (MPP) where the PV modules feed the maximum output power. AC module is composed of a PV module and a module integrated converter (MIC). The output port is connected with the ac wiring. Each module can operate with tracking the own MPP. In case of AC module, the basic characteristic of the PV module is well-known by the manufacturer. Therefore the domain of MPP is approximately predicted. In this paper, a novel MPPT method for the MIC is proposed. The proposed method takes full advantage of the known PV module characteristic. The I-V plane is divided into two domains by a linear function. One includes MPPs and the other one never includes MPPs under the normal temperature and radiation conditions. The operating point can be rapidly approached to the MPP using the linear function. Around the MPP, the algorithm is switched to the IncCond method. Circuit experiments have been carried out. The measured time taken for the approach to the MPP is reduced from 22 % to 48 % compared to the conventional algorithm. The proposed method is quite simple so that it can be easily applied to various MPPT algorithms.**

I. Introduction

Photovoltaic (PV) system, which is one of the important renewable energy sources, has been increasing world wide year by year. Solar cells are semiconductor devices, therefore the current-voltage (I-V) characteristic is affected by the radiation and the temperature. Most of the photovoltaic solar energy systems are combined with the power converters in accordance with the application. To obtain the maximum electricity from the solar cells, the power converters for PV system have a function called MPPT (Maximum Power Point Tracking). At the primary side, the dc voltage and current are controlled to track the operating point where the PV modules feed the maximum output power. Usually, the solar power system for residential use is composed of many modules and a central PV inverter. Each PV module has own characteristic by the condition, therefore the PV modules connected in series and parallel sometimes suppress their output power each other and make it difficult for the inverter to seek the maximum power point (MPP). On the other hand, AC module consists of one PV module and one inverter which is called module-integrated converter (MIC). The output port is directly connected with the ac wiring. Even though only one PV module is installed, it can be used as a solar power system. In this type, every module tracks the own MPP. Therefore, if one module is shaded, the others independently continue the operation at the MPP. In AC module, a PV module and a MIC are combined as a product; thus, basic characteristics of the PV module are well-known by the manufacturer. Based on the known data, the distribution of MPP is approximately predicted.

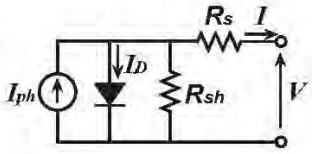


Fig. 1. An equivalent circuit of a solar cell.

In this paper, a novel MPPT method for the module-integrated converter is proposed. The proposed method takes full advantage of the known PV module characteristic. The I-V plane is divided into two domains by a linear function. One includes MPP and the other never includes MPP under the normal temperature and radiation condition. Identifying the domain without MPP, the operating point can rapidly approach the MPP. In the neighborhood of the MPP, the algorithm is switched to a conventional IncCond method. The proposed method is quite simple so that it can be easily applied to not only IncCond method but also various MPPT algorithms. In case of DSP based controller, only several additional program lines are required. For the experiment, the proposed algorithm is added into the IncCond algorithm and installed into a micro controller which controls the 100 W class inverter. The measured time taken for the approach from the system start to the MPP is reduced from 22 % to 48 % compared to the one using the algorithm without the proposed part.

II. Maximum Power Point Tracking

An equivalent circuit of a solar cell can be given as Fig. 1, which provides an equation for I-V characteristic of a solar cell,

$$\begin{aligned} I &= I_{ph} - I_D \\ &= I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{q(V + R_s I)}{A k_B T} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}}, \quad (1) \end{aligned}$$

where V(V) is the PV output voltage, I(A) the PV output current, I_{ph}(A) the photocurrent, I_D(A) the diode current, I_o(A) the saturation current, A the ideally factor, q(C) the electronic charge, k_B(JK^{-1}) Boltzmann's gas constant, T(K) the junction temperature, $R_S(\Omega)$ the series resistance, and $R_{sh}(\Omega)$ the shunt resistance [1]. Fig. 2 shows simulated I-V characteristics of a PV module under the condition of T = 25°C, FF = 0.7, from radiation = 0.1 kW/m^2 with P_{MAX} = 6.86 W to radiation = 1.0 kW/m^2 with P_{MAX} = 94.0

0-7803-9033-4/05/$20.00 ©2005 IEEE.

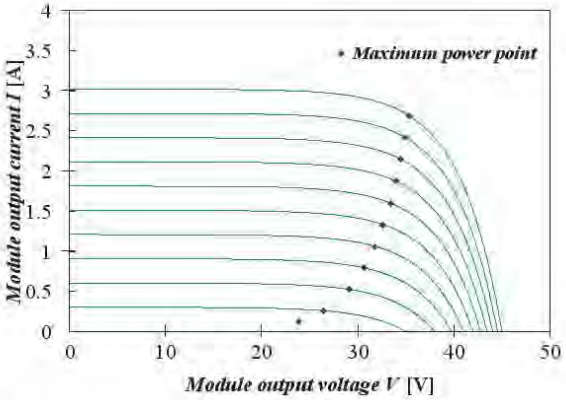


Fig. 2. $I-V$ characteristics of the PV module: T = 25 °C, FF = 0.7, from the top, radiation = 1.0 kW/m^2 with P_{MAX} = 94.0 W to the bottom, radiation 0.1 kW/m^2 with P_{MAX} = 6.86 W, every 0.1 kW/m^2 of radiation.

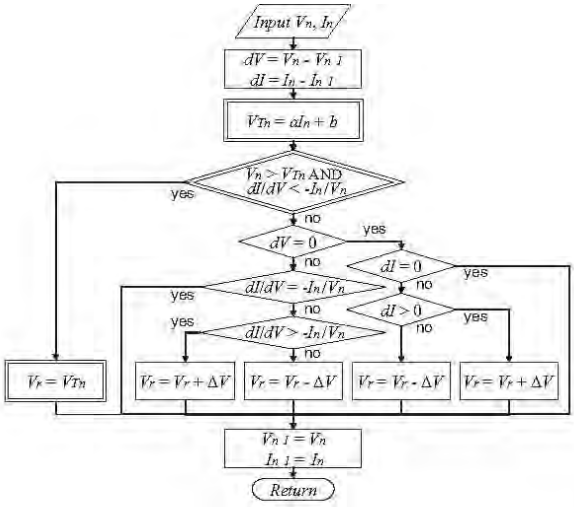


Fig. 3. Flow chart of the proposed algorithm combined with the IncCond method.

W by 0.1 kW/m^2. The fill factor FF is defined as $FF = I_{MAX}V_{MAX}/I_{sc}V_{oc}$, where I_{MAX} and V_{MAX} are the current and voltage at MPP, and I_{sc} and V_{oc} are short-circuit current and open-circuit voltage of the PV module. P_{MAX} means the PV output power at MPP, which is equal to $I_{MAX}V_{MAX}$. Substituting $V = 0$ into (1), the I_{sc} can be obtained, which is considered equivalent to the I_{ph}, i.e. proportional to the radiation. Substituting $I = 0$ into (1), the V_{oc} can be obtained, which increases logarithmically with increasing radiation level [1]. The MPP of each I-V characteristic is shown in Fig. 2. To seek the MPP, various algorithms have been proposed. The Perturb and Observe (P&O) algorithm and Incremental conductance (IncCond) algorithm are widely used because of the simple structure and the few measured parameters. The P&O algorithm finds the MPP by periodically perturbing the PV output voltage V and comparing the PV output power P_n with the previous one P_{n-1}. The perturbing operation at the MPP and the instability against rapidly changing atmospheric conditions are problem in the P&O algorithm. The IncCond algorithm requires the same measured parameters to the P&O algorithm and obtains dP/dV using

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V\frac{dI}{dV}. \tag{2}$$

Thus, by measuring the incremental and instantaneous PV module conductance i.e. dI/dV and I/V, the direction of the MPP can be known [2]. When $dP/dV = 0$, the operating point is at the MPP. If $dP/dV > 0$, the operating point is to the left of MPP. If $dP/dV < 0$, the operating point is to the right of MPP. This algorithm keeps the stability at the MPP and can follow it against rapidly changing atmospheric conditions [2]. A flow chart of the IncCond algorithm is shown in Fig. 3 with the exception of the items enclosed with double line, because the proposed algorithm is added to the IncCond algorithm in this report.

III. Proposed Method

As mentioned in the above section, with increasing of radiation, the I_{sc} proportionally increases and the V_{oc} logarithmically increases. Also, the V_{oc} decreases linearly with an increase in junction temperature T [1]. The MPP is also moved following the I-V characteristics with radiation and temperature changing. However, as shown in Fig. 2, the domain where MPP can exist is limited. Under the normal conditions of radiation and temperature, the range of I_{sc}, V_{oc}, and I_{MAX}, V_{MAX} can be calculated or measured. In case of AC module, the PV module and the MIC are connected one-on-one. Therefore, the manufacturer can reflect the known data of the PV module on the MPPT algorithm for the MIC.

Assuming that the locus of rhombic plots in Fig. 4 shows the right-side limitation of the MPP existing area under a climate condition, the right side of the locus never includes MPPs. If the operating point passes through the area quickly, the MIC can seek and track the MPP efficiently. The proposed method is quite simple. A linear function which doesn't cross the MPP existing area is given as shown in Fig 4. The present operating point is at (V_n, I_n) in Fig 4. The next targeting voltage V_{Tn} of the operating point is calculated with the linear function using the measured current I_n. If $V_n > V_{Tn}$, the operating point is out of the MPP existing area. Considering the rapidly changing atmospheric condition, if $V_n > V_{Tn}$ and $dP/dV < 0$ are satisfied, the V_{Tn} is returned to the main algorithm as the target voltage V_r following the flow chart shown in Fig. 3. Aiming at the V_r, the MIC increases the output power; and the operating point moves to (V_{n+1}, I_{n+1}). The next targeting voltage V_{Tn+1} is calculated with I_{n+1}. The same process is repeated toward the crossing point of I-V characteristic and the linear function. Over the crossing point, the target voltage is given following the conventional IncCond algorithm. The difference between V_{Tn} and V_n is far larger than ΔV, therefore the operating point moves quickly toward the proper direction. As shown in Fig. 3, the proposed method is so simple that it can be expressed by just the additional three items enclosed with double line, which is also easily applied to P&O algorithm or the others.

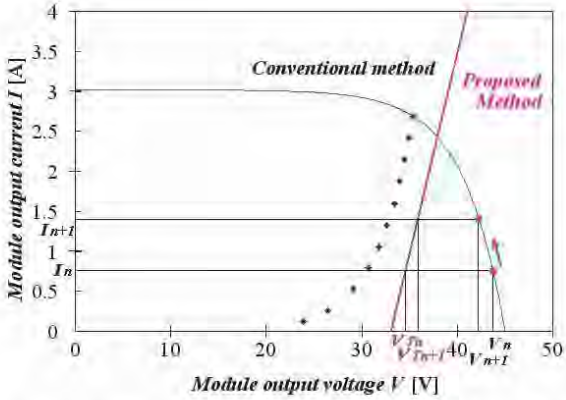


Fig. 4. Transition of the operating point under the proposed MPPT method.

IV. Experimental Conditions

The proposed algorithm is installed into an inverter for the circuit experiments. The inverter, which is composed of the main board [3] and the controller board [4], is designed for AC module in a past project. The MPPT function is mainly based on the IncCond algorithm. The experimental circuit is shown in Fig. 5. The primary side is connected with the PV module simulator (Kernel); and the secondary side is connected with AC power source (P-Station, NF corporation). The load resistance $R = 60\ \Omega$, the system voltage $v_s = 100\ \mathrm{V_{rms}}$ at 50 Hz. The two types of PV module are performed by the simulator. One has the I-V characteristics shown in Fig. 2 with the condition of $T = 25°\mathrm{C}$, $FF = 0.7$, from radiation = 0.1 kW/m^2 with P_{MAX} = 6.86 W to radiation = 1.0 kW/m^2 with P_{MAX} = 94.0 W. For the other one, the following conditions are given; $T = 25°\mathrm{C}$, $FF = 0.8$, from radiation = 0.1 kW/m^2 with P_{MAX} = 8.05 W to radiation = 1.0 kW/m^2 with P_{MAX} = 94.5 W. The slope of the proposed linear function is decided based on the linear approximation using the 6 coordinates of the MPPs with the radiation of from 0.5 kW/m^2 to 1.0 kW/m^2 by 0.1 kW/m^2. For the I-V characteristics with $FF = 0.7$,

$$I = 0.5V - 16.5, \tag{3}$$

which is drawn in Fig. 4, and for those with $FF = 0.8$,

$$I = 0.77V - 29 \tag{4}$$

are respectively given. Additionally, the linear function with higher slope is also tested with consideration for the I-V characteristics under high radiation for the purpose of rapid approach to the MPP. As shown in Fig. 4, the drawn straight line, which is the same to the function (3), is to touch and cross the locus of MPPs when the straight line is brought to the largest MPP with keeping the same slope. To avoid the contact which may induce complex performance, the slopes are assumed as 10 times of the above slopes and shifted near the largest MPP; thus, for $FF = 0.7$,

$$I = 5V - 182, \tag{5}$$

and for $FF = 0.8$

$$I = 7.7V - 303 \tag{6}$$

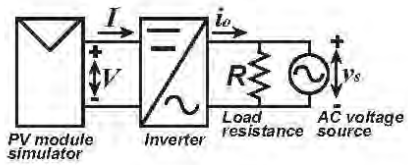


Fig. 5. Experimental circuit.

are assumed. These have a closer crossing point of the I-V characteristic and the straight line to the MPP than the function (5) or (6) respectively. However, it is important to note that the function with high slope reduces the area of the proposed method under lower radiation conditions.

All the lines are close to the MPP existing domain but never touch nor cross it; the constant term in each function is chosen to keep that condition. The margin between the MPP and each function is experimentally searched to prevent that the operating point falls into the short current position by the error of sensing.

V. Experimental Results

A PV inverter was tested with each algorithm using the above function, which was installed into a ROM. For the comparison, the circuit operation using the conventional IncCond algorithm was also tested. The radiation parameter of the PV module simulator was set to 1.0 kW/m^2 for $FF = 0.7$ and 0.8 respectively. After checking the inverter operation, the PV module simulator was turned on. The module output voltage V, module output current I, inverter output current i_o, and the system voltage v_s are observed with the digital scope (DL716 YOKOGAWA). The output current i_o is observed through a low pass filter of the DL716 to filter out the noise. Fig. 6 (a) shows the observed waveforms using the conventional algorithm under the condition of radiation = 1.0 kW/m^2 and $FF = 0.7$. The top half shows the long-term variation, and the bottom half shows the enlarged waveforms on the black vertical line shown in the top half. At the turning on, the module output voltage V rises to the V_{oc} level and gradually reduces. The module output current I rises slowly from 0 A toward the I_{MAX}. It takes 61 sec to arrive at the MPP, which is about the same to the commercial PV inverters tested in the similar conditions. The arrival to the MPP is measured by comparing with the values of V and I in steady-state. Fig. 6 (b) shows the observed waveforms using the proposed algorithm with the function (5) under the same PV characteristics. As shown in the upper half, the V and I are speedily shifted to the MPP and keep the point. It takes 40 sec to arrive at the MPP, which is about 2/3 of the conventional algorithm. Fig. 6 (c) shows the observed waveforms using the proposed algorithm with the function (3) under the same PV characteristics. It takes 37 sec to arrive at the MPP, which is shorter than the function (5) by 3 sec. Within the first 30 sec, the I reaches 1 A, as shown in the upper half. The large difference between V_n and V_{T_n} given with the function (3) around the beginning of operation could be more effective for the reduction of time than the closer crossing point to MPP realized with the function (5). The same tests were carried out under the

same conditions except the radiation which was reduced to 0.5 kW/m^2 with the PV module simulator. Observed waveforms are shown in Fig. 7. As shown in Fig. 7 (c), the program with the function (3) yields smoother MPPT operation than the others, which requires 23 sec for the approach. In case with the function (5), the approaching decelerates after the switching to the conventional algorithm as shown in Fig. 7 (b). It takes 49 sec in total which is longer than 39 sec in case of the operation following the conventional algorithm shown in Fig. 7 (a). There can be room for improvement in the switching between two algorithms.

Fig. 8 shows the observed waveforms under the simulated PV characteristic with T = 25°C, FF = 0.8, and P_{MAX} = 94.5 W. According to the definition, the FF becomes larger, the shape of I-V characteristic is getting closer to a rectangle, which makes the slope of the proposed linear function higher and narrows the difference between the V_{MAX} and V_{oc}. Therefore the linear function is approaching to a vertical line within a narrow voltage range. As shown in Fig. 8 (b) and (c), the observed performances are quite similar, because the difference between the functions (4) and (6) is not to be larger than that between the functions (3) and (5). The approaching time is 34 and 35 sec respectively for the functions (4) and (6), while the conventional method takes 45 sec. In the same condition, the tests with the radiation of 0.5 kW/m^2 were also carried out. As shown in Fig. 9 (a), the conventional method takes 31 sec for the approaching to MPP. On the other hand, both the proposed methods reach the MPP within 16 sec as shown in Fig. 9 (b) and (c). The same approaching time can be caused by the very close crossing points of the I-V characteristic and linear functions (4) and (6). The difference of the approaching process of the observed I and V could be attributable to the difference in the slope of the functions.

The measured time taken for the approach from the PV simulator's turning on to the MPP is shown in Table I. The 'High slope' means the functions (5) for FF = 0.7 and (6) for FF = 0.8. The 'Low slope' means the functions (3) for FF = 0.7 and (4) for FF = 0.8. The measured time taken for the approach to the MPP is reduced from 22 % to 48 % compared to the conventional algorithm except one case when it takes 49 sec using the function (5) under the condition of 0.5 kW/m^2 and FF = 0.7. That is caused by the long approaching time after switching to the IncCond algorithm. It takes only 20 sec, which is bracketed off, from the PV simulator's turning on to the algorithms' switching point.

Then, the response against rapid radiation increase and reduction between 0.8 kW/m^2 and 0.9 kW/m^2 were tested with the conventional program and the proposed ones. The same 4 functions from (3) to (6) were used corresponding to the FFs. Against the radiation increase, similar response to the conventional one was observed in each condition, which could be following the conventional algorithm judging from the operating domain. About the reduction step, each transient response was larger and longer than that observed in the increase. Each operation was also within the domain controlled by the IncCond algorithm, which was cleared by the observed response of V. Examples of the measured response time for the reduction step are shown in Table II. The response time is varied but within the same level to the conventional algorithm. The IncCond algorithm, which can keep tracking the MPP against rapidly changing atmospheric conditions, mainly controlled the operation around the MPP.

TABLE I
MEASURED TIME TAKEN FOR THE APPROACH FROM THE SYSTEM START TO THE MPP.

FF, *Radiation*	Conventional	High slope	Low slope
0.7, 1.0 kW/m^2	61 sec	40 sec	37 sec
0.7, 0.5 kW/m^2	39 sec	49 (20) sec	23 sec
0.8, 1.0 kW/m^2	45 sec	35 sec	34 sec
0.8, 0.5 kW/m^2	31 sec	16 sec	16 sec

TABLE II
MEASURED RESPONSE TIME AGAINST RAPID RADIATION REDUCTION FROM 0.9 kW/m^2 TO 0.8 kW/m^2.

FF	Conventional	High slope	Low slope
0.7	1.10 sec	1.12 sec	0.74 sec
0.8	0.88 sec	0.66 sec	0.84 sec

VI. CONCLUSIONS

A novel MPPT method for the module-integrated converter has been proposed. The proposed method takes full advantage of the known PV module characteristic. Identifying the domain without MPP, the operating point can rapidly approach the MPP using a linear function. In the neighborhood of the MPP, the algorithm is switched to a conventional IncCond method. Circuit experiments have been carried out with the 100 W class inverter using the proposed algorithm. The measured time taken for the approach to the MPP is reduced from 22 % to 48 % compared to the conventional algorithm. Against rapid radiation reduction from 0.9 kW/m^2 to 0.8 kW/m^2 the response time is kept about the same to the IncCond algorithm. The proposed method is quite simple so that it can be easily applied to not only IncCond method but also various MPPT algorithms. The linear function can be replaced to the higher-order function, which is to be the future study.

ACKNOWLEDGEMENT

The first author would like to thank Mr. Kyungsoo Lee for helpful discussions. This study was supported in part by Marubun Research Promotion Foundation.

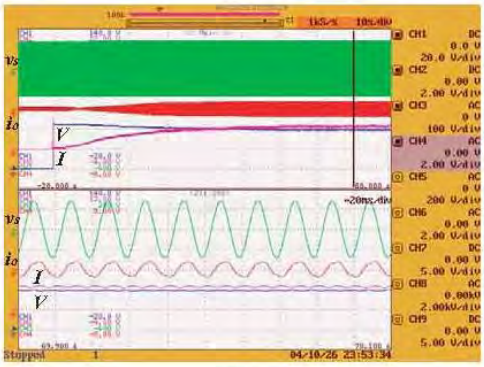
REFERENCES

[1] A. Lasnier and T. G. Ang, "Photovoltaic engineering handbook," *Adam Hilger Bristol and New York*, pp. 69–97, Jan. 1990.

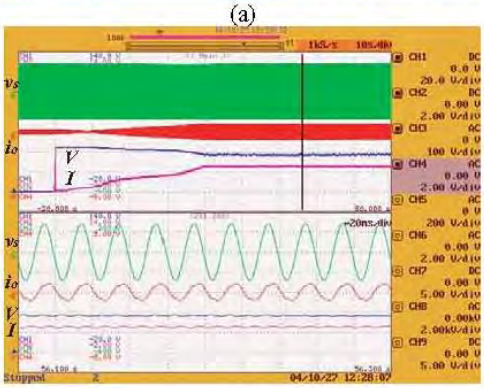
[2] K. H. Hussein, "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions," *IEE Proc. Transm. Distrib.*, Vol. 142, No. 1, pp. 59–64, Jan. 1995.

[3] T. Shimizu, K. Wada, N. Nakamura, "A flyback-type single phase utility interactive inverter with low-frequency ripple current reduction on the DC input for an AC photovoltaic module system," in *Proc. IEEE 33rd Annual Power Electronics Specialists Conference*, vol. 3, pp. 1483-1488, June 2002.

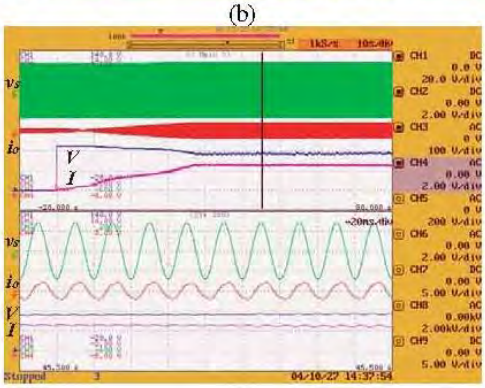
[4] H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, N. Goshima, M. Kawasaki, Y. Yamashita, A. Hashimoto, "Interconnecting micro controller for PV systems in Japan," in *Proc. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pp. 2031-2034, Osaka, Japan, May 2003.



(a)

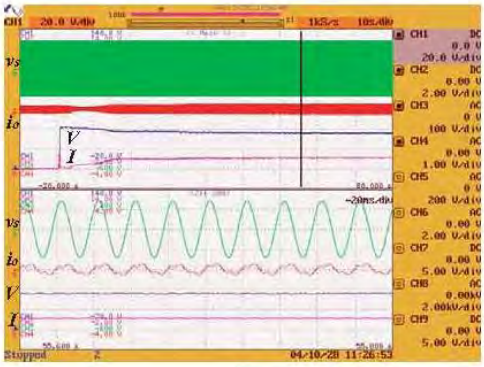


(b)

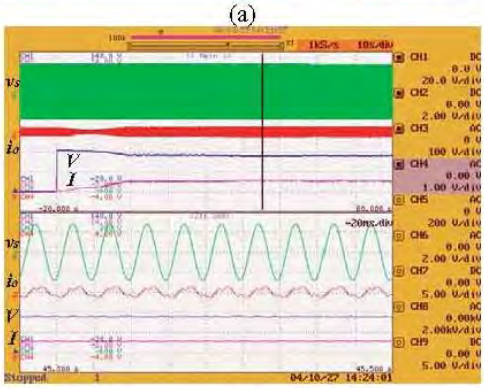


(c)

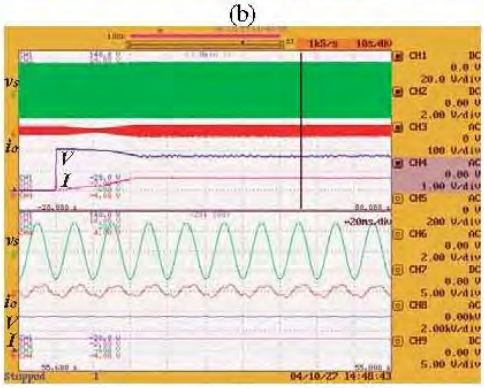
Fig. 6. Observed voltage and current waveforms under the condition of the PV characteristics with $FF = 0.7$, $Radiation = 1.0$ kW/m^2; (a) using the conventional IncCond algorithm, (b) using the proposed algorithm with the function of $I = 5V - 182$, and (c) using the proposed algorithm with the function of $I = 0.5V - 16.5$; vertical: ch1: V, 20 V/div, ch2: I, 2 A/div, ch3: v_s, 100 V/div, ch4: i_o, 2 A/div, and horizontal: 10 s/div (top), 20 ms/div (bottom).



(a)



(b)



(c)

Fig. 7. Observed voltage and current waveforms under the condition of the PV characteristics with $FF = 0.7$, $Radiation = 0.5$ kW/m^2; (a) using the conventional IncCond algorithm, (b) using the proposed algorithm with the function of $I = 5V - 182$, and (c) using the proposed algorithm with the function of $I = 0.5V - 16.5$; vertical: ch1: V, 20 V/div, ch2: I, 2 A/div, ch3: v_s, 100 V/div, ch4: i_o, 1 A/div, and horizontal: 10 s/div (top), 20 ms/div (bottom).

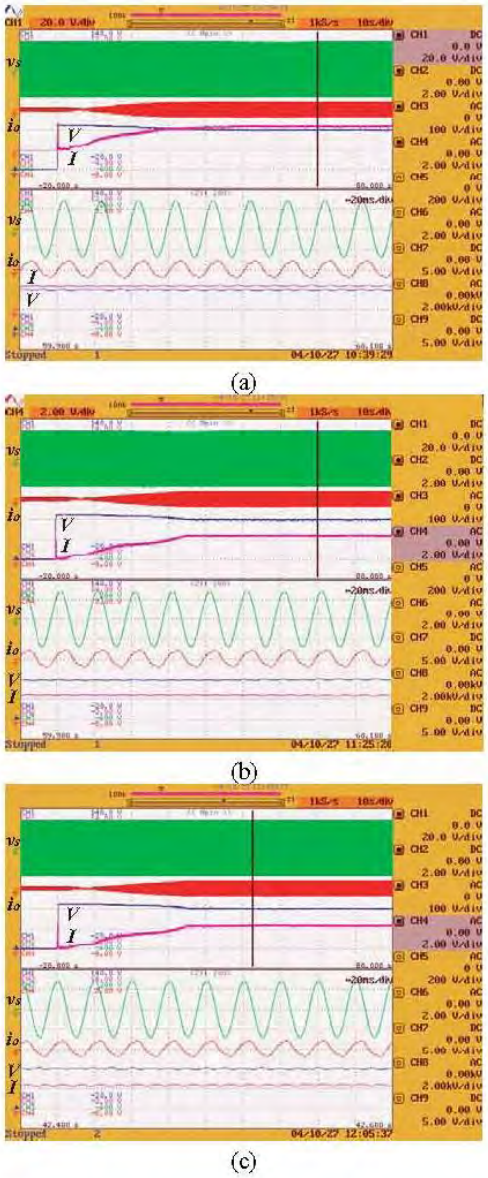


Fig. 8. Observed voltage and current waveforms under the condition of the PV characteristics with $FF = 0.8$, $Radiation = 1.0$ kW/m^2; (a) using the conventional IncCond algorithm, (b) using the proposed algorithm with the function of $I = 7.7V - 303$, and (c) using the proposed algorithm with the function of $I = 0.77V - 29$; vertical: ch1: V, 20 V/div, ch2: I, 2 A/div, ch3: v_s, 100 V/div, ch4: i_o, 2 A/div, and horizontal: 10 s/div (top), 20 ms/div (bottom).

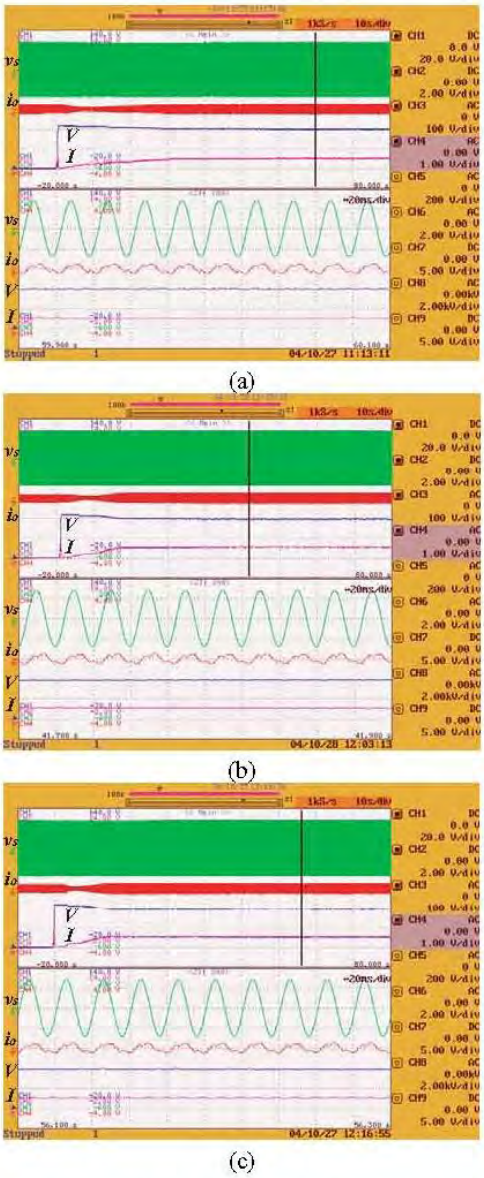


Fig. 9. Observed voltage and current waveforms under the condition of the PV characteristics with $FF = 0.8$, $Radiation = 0.5$ kW/m^2; (a) using the conventional IncCond algorithm, (b) using the proposed algorithm with the function of $I = 7.7V - 303$, and (c) using the proposed algorithm with the function of $I = 0.77V - 29$; vertical: ch1: V, 20 V/div, ch2: I, 2 A/div, ch3: v_s, 100 V/div, ch4: i_o, 1 A/div, and horizontal: 10 s/div (top), 20 ms/div (bottom).

第 22 回太陽光発電システムシンポジウム
2005 年 6 月 15～17 日，朝日ホール

太陽光発電システム研究開発の方向性

東京農工大学大学院
黒川浩助

1．長期ロードマップ合戦

一昨年のエネルギー基本計画に続き，昨2004年には2030年エネルギー需給見通しが設定され，新エネルギー産業ビジョンも発表されるなど，2030 年の世界へ向けて大きな一歩を踏み出した。太陽光発電の世界では，NEDO技術開発機構のPV2030ロードマップが6月に発表された(1)。2030年に 100GW の太陽光発電導入を目指し，わが国の電気エネルギーの 10%程度をまかなおうとするもで，これを実現するために長期にわたる幅広い技術開発を提唱し，その方向性を示している。

本 2005 年の正月早々に米国電気電子学会太陽光発電専門家会議が開催された。開会セッション冒頭に，1996 年ノーベル化学賞受賞者スモーリー博士（カーボン・ナノ構造）による 21 世紀を通した世界の技術展望や，カルフォルニア工科大ルイス教授による超長期のエネルギー展望について，テラワット・スケールの基調講演がされた。これに引き続き第 2 部基調講演として日米欧から各界の太陽光発電専門家から各地域ロードマップや太陽電池各技術の展望についてのギガワット・スケールの議論に興味が引かれた。

そのうちの日米欧のロードマップ最新ビジョン競演について，**表 1** に概要をまとめておく。日本の PV2030 発表の以降，欧米は PV2030 を上回る目標数値を示してきた。2030 年累積で，日本が 100GW に対し，欧州 EPIA が 300GW，米国 SEIA が 200GW である。EPIA の耐用年数 40 年という数字もある。欧米は 2050 年に対してもコミットしている。

表 1　日本・欧州・米国の太陽光発電ロードマップの概要

目標年		日本(PV2030)(2)	欧州(EPIA)(3,4)	米国(SEIA)(5)
2020 年	発電コスト	14 ¥/kWh	module ≤ 1 €/W	0.06 $/kWh
	累積 or 市場規模	(34 GW)	> 41 GW	3.2GW/年
2030 年	発電コスト	7 ¥/kWh	0.05-0.12 €/kWh	0.038 $/kWh
	累積	100 GW	300 GW 世界 1000 GW*	200 GW 400 TWh/Y
	市場規模/年	12 GW/Y	—	19 GW/Y
	モジュール価格	≤ 50 ¥/W	≤ 0.5 €/W	—
	耐用年数	30 yrs	40 yrs	—
2050 年		—	20% of EU's electricity	14000 TWh/Y (700 GW) 31GW/Y

* corresponding to 4 % of world electricity.

2．将来の太陽光発電産業規模を見通した技術シーズを

2004 年度は旧通産省サンシャイン計画発足から 30 周年にあたった。この研究開発プロジェクトに太陽光発電システムが含まれていたこと，2000 年を目指した長期の基本計画であったことに大きく感謝したい。これなくしては，現在の太陽光発電産業は違う姿になっていたのではないかと思う。間違っていれば日本で入手できるのはドイツ製モジュールだけ，ということも十分あり

得たのではなかろうか。

長期のビジョンを持ち続けるという点で，2004 年は新しい太陽光発電技術展開にとってふたたび重要なスタートになったのではないかとの思いを強くする。NEDO による PV2030 ロードマップの策定である。わが国専門家の知恵を集めたこの作業に関与することができたことに感謝するとともに，この旗印の下に早く後続の若い人たちのエネルギーが開花する日を見たいものである。

PV2030 の詳細については別項にあるであろうから詳細にはふれないが，底に流れる基本的な発想について私見を交えてまとめてみる。

① 国家エネルギー供給の中で見える量の導入が可能になるような電力コストと競合可能な低コスト太陽光発電システムの実現。
② 太陽電池によりオール電化住宅が可能になるほどの高効率（20%超）の太陽電池モジュールの実現。シリコンバルク系が近道か，あるいは薄膜か。ペンキ型太陽電池のような新しいブレークスルーがあるかもしれない。
③ 上流産業への過度依存を避けるための太陽電池原料の原単位の抑制・超薄型化。
④ 大量生産のためのスループットの大幅向上。高速・自動化が可能になるプロセス開発。モジュールばかりでなくインバータ生産でも次世代技術が登場するか。
⑤ 大量導入後に到来する太陽光発電システム更新時期に対するリサイクル・廃棄物対策。
⑥ 都市近郊住宅地において 100%導入を可能に対する自律度の高い地域ネットワーク技術の実現。
⑦ 21 世紀エネルギー問題を解決し，地球規模普及に対応するための大型システム構築基礎技術
⑧ 前 2 項を実現するための高度なパワーエレクトロニクスと低コストエネルギー貯蔵・輸送技術シーズ

このようなニーズを満たすために，未来の太陽電池モジュール工場はこんな姿になっているではないか。正月の夢枕にまかせて，思うままに夢見てみよう。門前の小僧の経と見て笑止あれ。

上記のようなシナリオでまず第一に必要になるのは，超薄型ウェハやセルをどうハンドリングするかである。超薄型セルの効率が出るかという問題もあるが，たとえば，紙のように薄い(37μm)結晶系太陽電池で効率 20.2%に達したというフラウンホーファ研究所の発表[6]もあり，世界の第一級の知はこの方向に向かおうしているように見える。この点は，新しい旗印 PV2030 の元に集まる優秀な若い世代の実力に期待したいところである。

2030 年に累積 100GW を目指すためには少なくとも年産 10GW～20GW の国内市場が確立しているということである。PV2030 では 12GW/年とかかれている。この実現のためにはむしろ高速の太陽電池セル・モジュールラインの実現のためになすべきことはあまりにも多いが，ここでは取り扱わなければならないマスについて考察してみよう。

表 2 では PV2030 ロードマップや 2100 年ビジョンで掲げた太陽光発電導入規模の数字から，どのような生産能力が必要になるのか概算した。前提とした諸条件は同表の脚注に記されている。例えば，2030 年に国内に 20～30 ラインのモジュール工場があるものとし，1 ラインのモジュール生産規模を 1 GW/年/ラインと想定した。生産性を上げるために大型 20 cm 角とした超薄型セル 81 枚より構成された 1.8 m 角の大型モジュール（効率 22%，700W 強/枚）が毎分 3 枚強の速度で生産されることになる。セルの生産速度は約 4 枚強/秒と非常な高速が要求される（これは 10cm 角セル 0.9m 角モジュールサイズの場合は 4 倍のモジュール 12 枚/分，セル 17 枚強/秒に相当）。pn 接合形成で大昔の NEDO500kW/年製造ラインでは，イオンインプラで 1 枚/秒をねらったが，残念ながらこの速度が実用的に確立しているようには見えない。これからの目標はこれをしのぐ生産性が要求されていることになる。

同表には，著者による 2100 年ビジョン[7]における生産規模についても併せて記した。ここでは 2100 年の世界の電気需要の 1/3 を太陽光発電で供給するケースを想定している。太陽電池の寿命は 30 年として，毎年更新される PV 設備を満たすための安定的な太陽電池生産量を前提としている。世界で 440 生産ラインによるものとすれば，2030 年ケースの 10 倍規模の生産ラインを必要

とする。ここでは大型セル 45 枚弱/秒，大型モジュール 35 枚弱/分の生産速度が必要になる。

さらに同表ではインバータの生産量についても試算した。20cm 角セル 81 枚のモジュール(700W 程度)の AC モジュールと 5kW 程度の住宅用インバータがほぼ半々のシェアを有するものとした。

表２　将来の太陽電池産業の規模イメージ

目標年	2030 年	2100 年
基本前提		
太陽光発電累積量	100 GW (Japan) *1	133 TW (World) *2
年市場規模	10～20 GW/Y	4400 GW/Y *2*3
年シリコン必要量	1~ 2 x10^4 t/Y*4	440 x10^4 t/Y*4
想定生産ライン規模	1 GW/Y×10～20 lines	10 GW/Y×440 lines
年産ベース		
取り扱いモジュール面積/年	455x10^4 m^2/Y*5	4550x10^4 m^2/Y*5
取り扱いセル枚数/年	1.14 x10^8 cells/Y*6	11.4 x10^8 cells/Y*6
取り扱いモジュール枚数/年	140x10^4 modules/Y*7	1400 x10^4 modules/Y*7
月産ベース		
取り扱いセル枚数/月	957x10^4 cells/M	9470 x10^4 cells/M
取り扱いモジュール枚数/月	11.7 x10^4 modules/M	117 x10^4 modules/M
日産ベース		
取り扱いセル枚数/日	37.9 x10^4 cells/d*8	379 x10^4 cells/d*8
取り扱いモジュール枚数/日	4680 modules/d*8	46800 modules/d*8
生産速度		
取り扱いセル枚数/秒	4.38 cells/s*9	43.8 cells/s*9
取り扱いモジュール枚数/分	3.25 modules/min*9	32.5 modules/min*9
インバータ月産ベース		
AC モジュール台数/月	5.85 x10^4 units/M*10	58.5 x10^4 units/M*10
住宅用台数/月	8350 units/M*11	83500 units/M*11
インバータ毎分生産速度		
AC モジュール台数/分	1.62 units/min*12	16.2 units/min*12
住宅用台数/分	0.232 units/min*12	2.32 units/min*12
インバータ総生産台数		
AC モジュール総台数/年	1.68 x10^8 units/Y*13	10.5 x10^8 units/Y*14
住宅用総台数/年	2410 x10^4 units/Y*13	1.50 x10^8 units/Y*14

[notes]*1: PV2030 Base Case;　*2: K. Kurokawa: 19th EU-PVSEC, June 2004;　*3: Stable market for 30 year life/replacement;　*4: Si feed stock = 1 g/W suggested by PV2030;　*5: module efficiency =22% suggested by PV2030;　*6: 20 $cm^{\square}$/cell = 8.8 W/cell assumed;　*7: 1.8$m^{\square}$ module = 81 cells/module = 713 W/module assumed;　*8: 300 days/Y production;　*9: 24 hour/day production; *10: 700 W capacity with 50% market share;　*11 5 kW capacity for 7 modules in series with another 50% share, *12: 30 days/Y, 24 hours/day production; *13: 20GW/Y PV production by Japan;　*14: 1/3 share by Japan in the world (≈150 lines).

2030 年に 20GW/年の太陽光発電市場があるとした場合，AC モジュールで約 1 億 7 千万台/年＋5kW インバータ 2.4 千万台/年の市場規模になる。現在のスイッチング電源の主力は全自動生産ラインによって競争力を維持していると推察される。経済産業省鉱工業生産統計によれば，スイッチング電源生産は 2003～2004 年平均で 7 千万台/年(8)のレベルにある。太陽光発電用インバータについても，少なくとも住宅用以下では同様な自動生産ラインやパワーIC 化を前提としたレベルのニーズがあると考えられる。AC モジュールクラスではチップを太陽電池モジュール製造時に同時積層するような思い切った技術シーズが待たれる。

３．モジュール生産ラインのイメージ

PV2030 で想定したような，例えば 50μm 台の超薄型シリコンウェハの作成のような未来の中核技術については PV2030 が絵に描いた餅にならないように各種のアプローチがこれからなされていくものと期待している。しかし，このような薄型ウェハによる高速生産を目指すためには，太陽電池製作プロセス中のハンドリング技術開発もキーポイントになるように思う。門前の小僧ではあるが，議論を呼ぶためにあえて乏しい想像力を働かせてみよう。

- スライスしたり，ピールオフして製作した例えば 20cm□・50μm 超薄ウェハは，直ぐにフィルムキャリアにはり付けられ搬送される。ウェハがピールオフ・プロセスで製作されるのであれば，転写が可能かも知れない。あるいは 2 枚重ねのフィルムキャリアに挟みつけて搬送してもよいか。以後はモジュール工程まで，このフィルムキャリア搬送がウェハの破損を防止する。都合の良いことにこのような超薄ウェハはフレキシブルなようだ。
- 問題は PN 接合・ARC 工程である。スピンコータ，シルクプリント，イオン打ち込み，等々あるが処理速度律速の関門である。イオン打ち込みそのものは早そうであるが，真空プロセスのため大気・真空間の出入りやアニール処理が速度を下げる。いずれにしても熱処理が必要であるからフィルムキャリアといっても金属系の薄板や極細ネットが必要であろう。超薄ウェハの熱ひずみ解消のアニールでも時間が必要になる。
- 電極形成には，あらかじめ（耐熱透明）フィルム側に印刷した導電ペイント又はソルダと貼り合わせ，熱処理したらどうか。セル裏側に正負電極を引き出したタイプのセルであれば，表面側は ARC をフィルムに印刷しておくことも可能であろう。直列配線の準備のために電極から配線の一部を印刷しておいてもよい。
- ストリング形成では，前工程で表面側フィルムキャリアに乗った一定間隔のセルの配列が，裏面側にあらかじめ直列配線電極（インタコネクタ）が印刷された透明融着フィルムと合体することで実現される。このフィルムはモジュールサイズ大であり，他のストリングも配列されて，モジュールすべての配線はこれですべて実現できる。印刷配線技術の導入や 30 年寿命の確保に必要な透明フィルムの耐久性向上など基礎シーズもなおざりにはできない。欧米には基礎的な研究発表があるが日本でトライしている人は見かけない(?)。
- さらに，表面側に，モジュール大の EVA と板ガラス，裏側にバックシートが重ねられラミネータへ。これもバッチではなく連続プロセスであって欲しい。これで基本モジュールは完成となる。フレーム等は建材一体型加工棟に移送され，用途に応じて追加加工される。最近の大型液晶やプラズマディスプレイのサイズはここで想定しているモジュールに近い。参考にのぞいてみたい気がする。
- ここまで自動配線ができたのであるから，最後のラミネート工程の前で IC 化された AC モジュール用インバータボードをバックシートと EVA の層間に挿入し，一緒にラミネートしてしまうのはどうであろうか。現在でもバイパスダイオードをラミネートしたモジュールは多い。
- 大量の板ガラスの輸送をさけるために，太陽電池モジュール工場の周辺には，オンサイト・ガラスプラントが隣接設置されるであろう。日本の安全ガラス生産量は平成 13～15 年平均で 4700 万 m^2/年[9]である。1 ライン当たりのモジュール生産面積は前表で 455 万 m^2/年であり，2030 年でのライン数を 10～20 ラインとすれば，ガラス生産量の 1 ～ 2 倍に匹敵する規模であることが分かる。すなわち太陽電池モジュール工場に隣接して板ガラスプラントが隣接していてもおかしくはない。ところで，強化ガラスの平均出荷単価は約 4020 円/m^2(2004 年 2 月)[10]しており，効率 22%のモジュールとすると 18.3 円/W に相当する。太陽電池モジュール目標コスト 50 円/W の 1/3 強を占めることになる。モジュール構造に新しい知恵が欲しい。
- シリコン原料問題については PV2030 で示した超薄シリコンによれば 1～2 万トン（切り代なしとして）の多結晶に相当する。このレベルは現在の日本の多結晶シリコン消費（2001 年生産量＋輸入量≒9800 トン，同世界生産能力 2.5 万トン[11]）と同等のスケールであり，2030 年に向かっての通常の投資サイクルの中で吸収され産業構造上それほど大きな問題に

はならないと考えたい。

・　大量の太陽電池が普及し，持続的は発展段階になると，寿命が来た設備の更新需要が主体となってくる。そのためには，太陽電池モジュールのリユース・リサイクル処理施設が併置されるであろう。上例のようなフィルムキャリアプロセスは，産総研の提案する難接着性フィルムでセルをくるむリサイクル用モジュール構造(12)とはなじみが良さそうである。

４．太陽光発電の本質的な価値（Ｉ）：PV-RPS

現行の RPS (Renewable Energy Portfolio Standard)制度は 2001 年 11 月の新エネルギー部会答申に基づいて，「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」として 2002 年 12 月より施行された。具体的には**表３**に示すような目標量が年次別に定められている。その備考中に，「新エネルギー等電気の利用の目標量については，必要な系統連系対策の内容及び費用規模，並びにその実施・負担のあり方等について，引き続き検討を行う必要があることから，そうした検討による方向性がまとまるまでの間（3 年間を目途），特段の系統対策が生じない範囲にとどめることとしたもの。」という見直し条項が添えられていることから，近々目標量割り当ての見直し審議が予想される。

表３　現行 RPS 義務量

2001 年 11 月新エネルギー部会答申　　(億 kWh／年)

15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度	22年度
73.2	76.6	80.0	83.4	86.7	92.7	103	122.0
備考 新エネルギー等電気の利用の目標量については，必要な系統連系対策の内容及び費用規模，並びにその実施・負担のあり方等について，引き続き検討を行う必要があることから，そうした検討による方向性がまとまるまでの間（3年間を目途），特段の系統対策が生じない範囲にとどめることとしたもの。							
対象エネルギーについて 本法の対象となる新エネルギー等については，法第2条第2項において風力，太陽光，地熱，水力（政令で定めるものに限る），バイオマスを熱源とする熱，その他政令で定めるもの，とされている。							

住宅用太陽光発電システムを中心とした国内市場の拡大に支えられて，国内太陽光発電累積設置量が 2004 年末に 100 万 kW の大台に達したといわれる。これらの太陽光発電システムが平均的に 1000 時間稼働したとすれば，年間に 10 億 kWh 発電していることになる。これらのうち 80%を住宅と見なし，さらにその半分が余剰電力購入メニューにより電気事業に逆潮流していると考えると，年間におよそ 4 億 kWh が売電されていると考えることができる。実体上，ほぼすべての売電量が連系された電気事業による新エネルギー電気として肩代わり手続きがされているものと推察されるので，住宅用太陽光発電による RPS（以下 PV-RPS という）実績は 4 億 kWh のレベルに達しよう。平成 17 年度 RPS 義務量は 80 億 kWh と定められているので，その 5%が太陽光発電逆潮流分に当たる。

さらに 2010 年度(H22)には，太陽光発電累積 482 万 kW が目標となっているので，同様の計算をすると，482 万 kW × 1000 時間 × 1/2 ≈ 24.1 億 kWh となって，現行規定の 2010 年度新エネルギー電気等の目標量 122 億 kWh のおよそ 20%に相当することになりそのウェイトは高まる。

ここで，上記特別措置法の目的を見直してみたい。第一条には，「この法律は，内外の経済的社会的環境に応じたエネルギーの安定的かつ適切な供給の確保に資するため、電気事業者による新エネルギー等の利用に関する必要な措置を講ずることとし，もって環境の保全に寄与し，及び国民経済の健全な発展に資することを目的とする。」と記されている。

PV-RPS の場合，「電気事業者」による新エネルギー等の利用といっているがその大半は電気事業が発電しているわけではない。太陽光発電の主力の住宅用システムの余剰電力はいったん電気

事業には売電されるが，結局またユーザーに戻ってくるという本質からすると，「電気事業者」は系統設備を提供して，太陽光発電を使いやすいものにすることにより，化石燃料の消費を抑え環境に優しい太陽光発電の普及を図ることに貢献し，ひいては太陽光発電産業を育成するという目的の後段にウェイトを置いた措置であると考えたい。このような寄与に対し PV-RPS という付加価値を得ていると解釈することもできそうである。

太陽光発電ユーザーの素朴な感覚からすれば，もともと自分の電気として利用するという最終目的のために太陽光発電システムを設置している。このことにより電気事業による化石燃料の消費が減少するということが大事であって，余剰電力を売買するか自家消費するかは，本質的に区別すべきものではないと考える人たちもいるであろう。

もし，太陽光発電電力の自家消費分に対しても RPS 価値を付与することが可能であれば，太陽光発電普及量の 100%を対象にして RPS 寄与量を計算することができる。つまり，平成 17 年度には 10 億 kWh となって全 RPS の 12.5%に相当することになり，平成 22 年度には目標量のほぼ 40%が期待できるわけで，大変魅力的な数字となる。特別措置法の目的の後段に相当する「化石燃料の抑制と環境に優しい新産業の創出」に対して目に見えた貢献を明示的に主張できる。

もともと上記特別措置法では，原理的に電気の流通と RPS のやりとりを一体化してはおらず RPS を単独に売買することが可能である。現状体制では，PV-RPS については**図 1** のように，余剰電力購入分に対して系統連系先の電気事業に肩代わり申請するする図式となっている。

自家消費分を RPS 対象とするには，設備の認定と発電量の届け出が必要になる。設備については，逆潮流分と同じ設備であり，設備容量も銘板から明確であるから，太陽光発電システムを設置した時に同時に行うことができる。現状の PV-RPS の逆潮流分については，電気事業との取引メータで容易に確認できているが，自家消費分の発電量の記録はふつう残らない。

解決方法は，①実際にインバータ出力を計測する，あるいは，②統計的手法により推定する方法の 2 案が提案できる。①はインバータ内の CPU に計測プログラム追加することで大きなコストアップなく（多分）可能となるがデータ収集には人手か通信インフラが入用かも知れない。電気事業の検針に含めるオプションもあり得る。

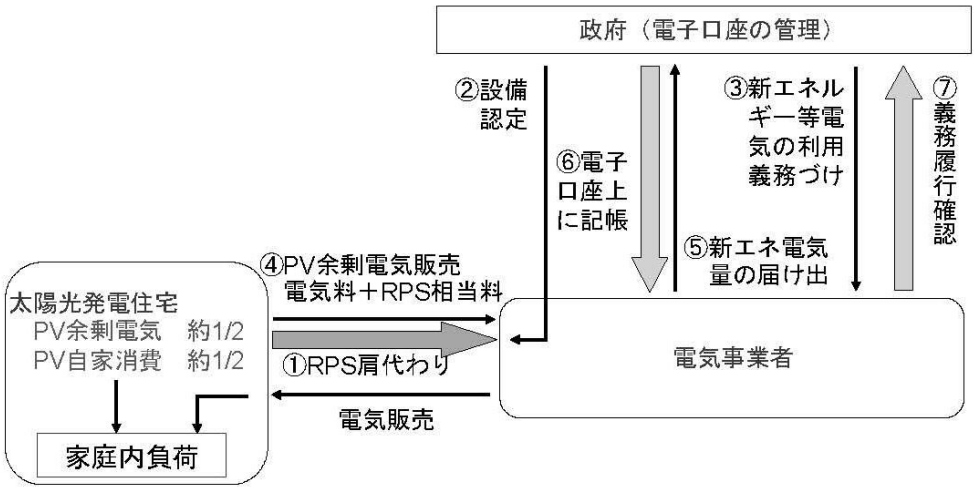


図 1　現行 PV-RPS の手順　（著者推察）

②は限定された数の地域代表サンプリング計測システムの統計データから，たとえば同地域のすべてのシステムが平均発電量と同等の発電をするとみなす方法である。すでに存在する無計測のシステムの対策や今後のますますの太陽光発電普及を考えると，このような多数分散型発電の特徴になじむ統計的手法がむしろ好ましいともいえよう。推定手法は認可の対象にするか標準規

格化すればよい。モニタリングデータベースのイメージは現在の新エネルギー財団による地域別発電量データベースが非常に近い存在である。なお，このネットワーク経由のデータベースは誰でもどこでも利用できることから利用価値が高くなっているが，住宅補助金制度が終了した時点以後の継続は保証されていない点は気にかかる。

申請手続きの煩雑さの解消や，取得した個人ユーザーRPS の流通のための肩代わりや，発電量推計のために第三者機関（他の電気事業者を含む）の存在を前提にした試案例を**図 2** に示しておく。現在のように直接連系した電気事業者でもよいが，競争原理という点では第三者機関により代行できるようにしたい。

太陽光発電の特徴は個人ユーザーを中心にした完全な分散型システムであり，この特徴をエネルギー環境政策に最大限に生かしていくためには，機械的に電気事業者のみを想定している現行制度の改善が不可欠と思われる。上に示したいくつかの PV-RPS 量試算に確かな重みを感じた読者も多いであろう。太陽光発電は確実に普及拡大に向かって進んでいかなければならない。

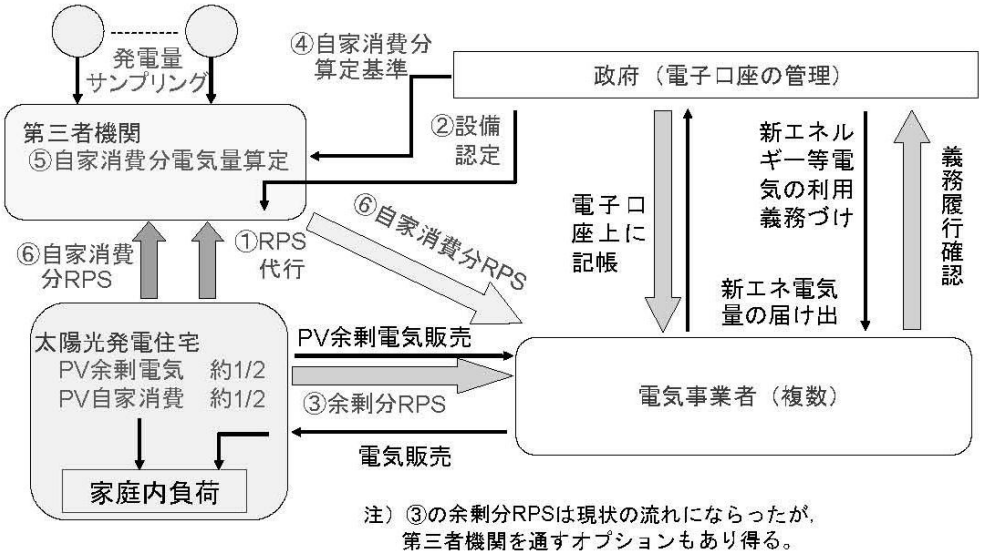


図 2　新しい PV-RPS 構想（仮の案）

5．太陽光発電の本質的な価値（Ⅱ）：グリーン PV[13]

最近の日本の電力システムからの二酸化炭素放出原単位は，360 g-CO_2/kWh といわれている。この値は 2010 年までに 300 g/kWh に削減することとなっている。ところで，太陽光発電が石油火力発電を代替すると考えると，現状では 730 g/kWh の二酸化炭素の発生を抑えることができる。しかし，太陽光発電システムの製造・建設時には，太陽光発電電力量 1 kWh 当たり 70 g-CO_2 に相当する二酸化炭素を発生するので，差し引きで 660 g-CO_2/kWh の抑制となる。

日本において平均的にいえば，1 kW の太陽光発電は年間に 1000 kWh の電力量を発電する。従って，1 kW の太陽光発電システムは年間に 660 kg の二酸化炭素を抑制することになる。さらに，モジュール効率が 10%とすれば，1 kW の太陽光発電は 10 m^2 の面積となるので，太陽光発電システム 1 m^2 当たり二酸化炭素抑制量は，年間で 66 kg-CO_2/m^2 と計算される。

一方，日本の人工林の面積当たりの年間の二酸化炭素吸収量は，0.649 kg-CO_2/m^2 といわれている[43]ので，面積当たりでは森林に比べて太陽光発電が約 100 倍の二酸化炭素排出を抑えていることになる。このように顕著な差異に注目すると，工場用地の緑化を規定している工業立地法の緑化面積に太陽光発電面積を算入することについて，二酸化炭素抑制効果の点でいえば妥当性を主張できそうである。

一般住宅の場合には，仮に 40 坪の宅地に 50%の建ぺい率で住宅を建て，南向きの屋根を半分とすれば，33m^2 の太陽電池モジュールが置けるから，年間に 2180 kg の CO_2 抑制になり，森林換算では約 3360 m^2 に相当する。つまり 40 坪の宅地は，**図 3** に示したように，およそ 1000 坪（テニスコート 6 面分）の森林緑化と同等の効果があるといえる。太陽光発電の CO2 排出抑制効果は思ったよりもずっと大きい。

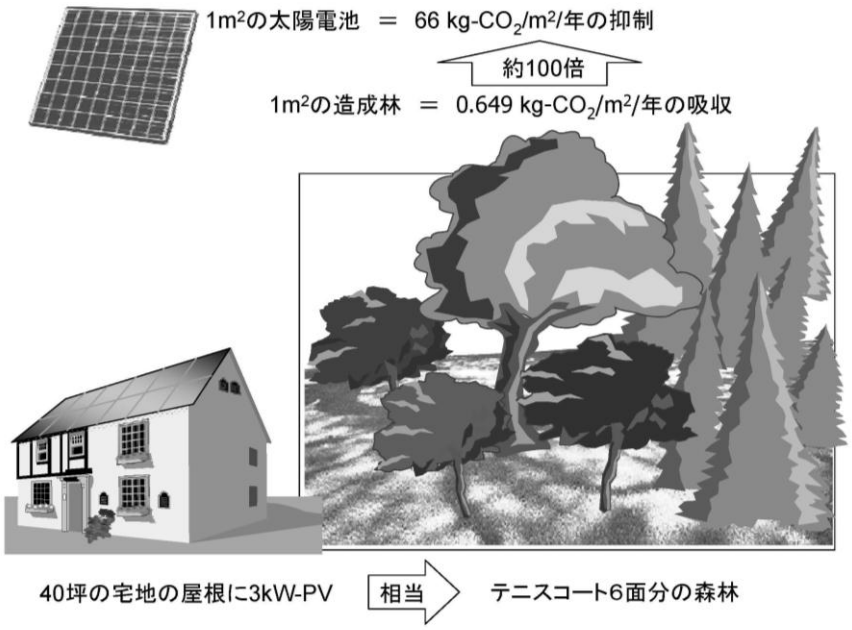


図３　グリーン PV：二酸化炭素排出抑制効果と森林の吸収効果の比較

次節でも述べるが近頃ドイツを中心にマルチメガワットクラスの大型太陽光発電プラントが非常に多く建設さている。じきに１万キロワットの大台を突破しそうである。住宅用グリーン PV だけでなく，１万キロワット・クラスの大型グリーン PV の意味づけについても考察してみよう。

先述の日本における太陽光発電システム排出削減量 66 0g-CO_2/kWh/年を用いて試算する。日本の標準的な太陽光発電稼働時間 1000 時間に対し，例えば，中国ゴビ（フフホト）では 1.5 倍の稼働時間が見込まれるので，石油火力を代替すれば 1.0 kg-CO_2/kWh/年の削減が見込まれる（実際には同国の火力発電設備の効率を考えるとこれより効果は大きいはず)。またサハラ砂漠のモロッコ(クワルザザテ)であれば 1.6 倍強の発電量が見込めるので，1.1 kg-CO_2/kWh/年の排出削減が期待できる。

１万キロワットの太陽光発電で日射量 2252 kWh/m²/年（フフホト傾斜面），システム出力係数 0.72 で計算すると，1640 万 kWh/年の発電量となることから，1640×1.0 万 kg-CO_2/年＝1.6 万トン-CO_2/年の削減量が試算される。日本政府認定 CDM プロジェクトで最小のものとしては NEDO によるカザフスタン廃熱回収プロジェクトで，6.2 万トン-CO_2/年とされている(14)から，近い将来 10 万 kW 程度のプロジェクトを組めば，立派に CDM の対象になる規模となることが分かる。わが国も 10MW 程度の太陽光発電システム開発を足がかりに，PV2030 が想定している未利用地（休耕田など）や世界の砂漠地域などを想定した技術を習熟しておく必要性が高まりつつあるように見える。

６．世界の大型太陽光発電システム

冒頭にも記したが，正月の米国出張の後半にアリゾナの砂漠で建設途上にあるプレスコット・プラント（現状 2.5MW，最終 5MW）を現地調査した（図４）。また，昨年の欧州の太陽光発電９会議に先立ってドイツのミュヘン近郊の当時世界最大のヘマウ太陽光発電プラント(4MW)も訪問できたので，10MW目前まで来た大型太陽光発電の趨勢について概要を紹介したい。2MW 級までの一覧表を表４に示すが，漏れているものもあるかもしれない。

ドイツで相次いでマルチ・メガワット級の大型プラントが建設されているのは 20 年間保証太陽光発電電力買い取り制度（EEG）によることは知られている。アリゾナの砂漠では，4 位と 11

位の２か所にあるが，アリゾナ州のRPS制度によるとの説明を受けた。

図４　アリゾナ電力のプレスコット・サイトの全景
現状では奥の方も追加されていて 2.5MW に達している（最終 5MW）

表４　世界の大型太陽光発電プラント

No	プラント名	国	PV容量	アレイ形式	運転開始	システム所有者	PVメーカ	インバータ
1	ミュールハウゼン	DE	6.3 MW	水平N/S軸追尾	Jan 2005	K & S Consulting	Powerlight /Sharp	Siemens Sinvert
2	ライツィガーランド	DE	5 MW	固定改良木架台	Aug 2004	GeoSol	Shell Solar	Siemens Sinvert
3	ビュールシュタット	DE	5 MW	固定屋根	2004	TTS- Spedition	BP Solar	
4	スプリンガービル	AZ, US	4.59 MW	34°固定	Jan 2005 update	ツーソン電力	ASE/First Solar/BP	Xantrex PV-150
5	ヘマウ	DE	4.0 MW	固定木架台		Voltwerk		Siemens Sinvert
6	ゼッヘ	DE	4.0 MW		Aug 2004	City Solar	Photowatt/ Asteria	
7	ガイゼルタールゼー	DE	4.0 MW		Sept 2004		BP Solar	
8	ランチョセコ	CA, US	3.9 MW	水平N/S軸追尾				
9	ムンケンハウゼン		3.3 MW					
10	セレ	IT	3.3 MW	Fixed/Horiz.N-S				
11	プレスコット空港	AZ, US	2.5 MW	水平N/S軸追尾/傾斜N-S/2軸集光		アリゾナ電力		
12	フロリアーデ(花博)	NL	2.3 MW	BIPV屋根			Shell Solar	Siemens Sinvert
13	ミュヘン・ニューメッセ	DE	2.1 MW	固定屋根				Siemens Sinvert
14	カウフボイレン	DE	2.0 MW					
15	ノイシュタット	DE	2.0 MW					

図５　虹の歓迎　－　プレスコット（水平南北軸平板追尾）
見えているアレイ群はワンドライブで動いていた！

図６　屋外型インバータが印象的

30kVA(Trace 社製)の他，いくつかのタイプが見られたが，いずれも屋外型

図７　アリゾナ電力 STAR センター（アモニクス製２軸追尾高集光アレイ）

図５は南北水平軸の１軸追尾アレイであるが，今まで見たものの中ではもっとも簡単な追尾機構で，図のアレイが小さなモータのワンドライブで追尾していた。**表５**に示される等価稼働時間データから傾斜固定アレイに対して追尾ゲインが 1.44 であることが分かる。同プラントのインバータ・計装関係はすべて**図６**のように屋外型の機器で構成されていた。

また，同表の右から２列目の指標は１ドルで RPS が何 kWh 獲得できるかを示していて，アリゾナ電力では右１列目の発電コスト（単に逆数の関係）には興味がないといっていたのは興味深い。将来的に同電力では**図７**のアモニクス製の２軸追尾高集光アレイに強く期待しているようであった。**表５**では高集光は現状では 14.8 セント/kWh とコストが高めであるが将来のコストダウンを見込め 6.3 セント/kWh が達成可能としている。

表５　各種アレイ方式の性能・経済比較

アレイ形式	価格 ($/Watt)	等価稼働時間 kWh/kW-yr	投資額当たり RPS* kWh/$	発電コスト* cent/kWh
固定 － 水平	5.25	1,250	4.75	21.1
固定 － 緯度傾斜	5.25	1,630	6.20	16.1
追尾 －水平	5.50	2,350	8.55	11.7
追尾 － 緯度傾斜	6.50	2,450	8.25	12.1
高集光	6.00	2,030	6.75	14.8
高集光 － 6MW	4.00	2,200	11.00	9.1
高集光－ 将来	3.00	2,400	16.00	6.3

*注：20 年間で計算：アリゾナ電力提供

昨年６月に訪問したミュンヘンから１時間程度鉄道で離れたレーゲンスブルグから 10 km程度離れた田園地帯の森中にやっとヘマウ 4MW プラントは見つかった。元米軍の秘密の武器庫があった所だということで，まだいかめしい監視塔にその昔を残すが，たくさんのアレイと所々におかれたインバータ・キュービクルのみしかない。除草のための羊が愛嬌をそえる。前に見学したフロリアーデやミュンヘン・メッセと同様にジーメンス社の単機ユニット数百 kW の輪番マスター・スレーブ式インバータであった。欧州の大型システムは事実上このインバータで決まりのようである（後述**図９**を参照）。

ドイツの EEG 対象のプラントは，アレイ架台が環境に優しくないといけないようで，**図８**のように木製であった。しかし，まだ１年しか経過していないにもかかわらず，変形してしまっており，取り付けられたモジュールのガラスさえも狂ってきている現状では，EEG の 20 年ライフは持ちそうもない。

図８　ヘマウ４MWプラント（木製架台が見える）

今回アリゾナでの IEA Task 8 でシェルソーラー社から入手した情報によれば，他のプラントも問題が出ており，**図９**に示す５MW ライプツィガーランド・プラントでは，耐食性の強い木材を使用してラーメン構造の設計に改良したそうである。この様子を**図 10** に示す。

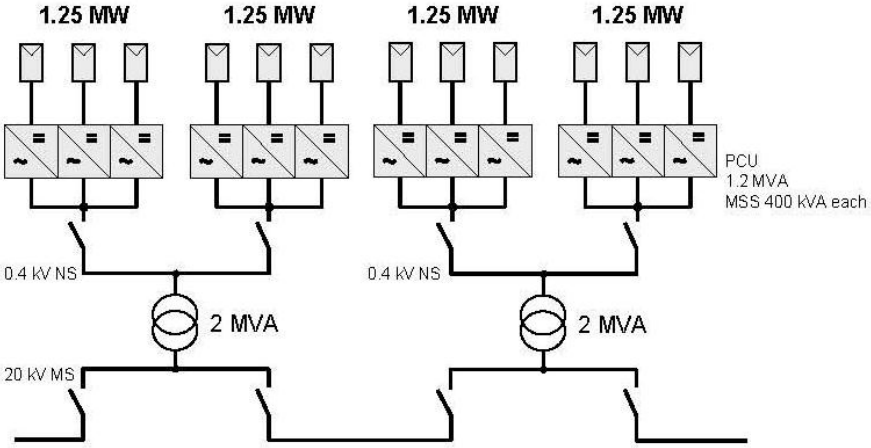


図９　５MW ライプツィガーランド・プラントの構成

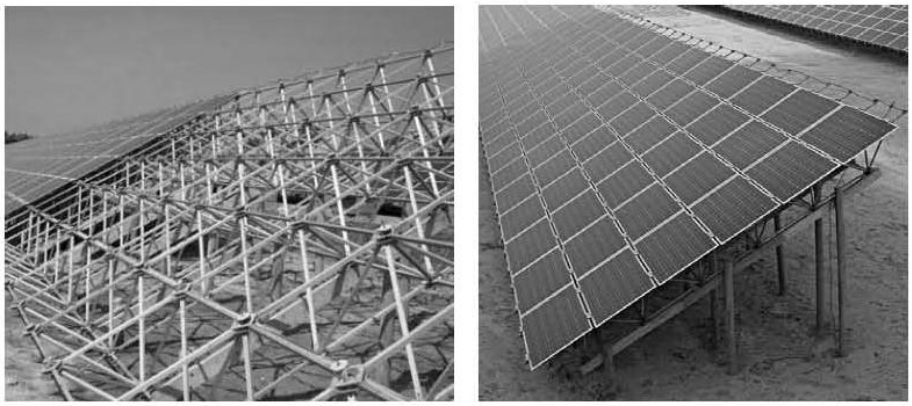


図 10　ライプツィガーランド・プラントの改良型木製架台（左側は工事中）

最後に**図 11** に示す写真は圧倒的に世界最大 PV ルーフであるビュールシュタットの５MW ルーフの空撮映像[15]である。Part 1 および Part 2 の両方が 2004 年に完成した旨の報に接したが，多くの画像が公開されているので，そのスケールの大きさが堪能できる。5MW 搭載可能ルーフがあること自体まれではないか。このシステムでも，アレイの取り付けはすべて木造になっているのが公開画像から分かる。

大型の太陽光発電プラント技術は，例えば CDM プロジェクトをねらって海外にこれから進出していくとき，競争上どうしても必要な技術に思えるが，いかがであろうか。こなれた太陽光発電用大型インバータは今のところ日本には例が少ないし，直達日射成分の多い砂漠性の地域に進出する場合には追尾平板技術が有利のように見える。日本にはほとんど実績がない方式である。追尾平板システムが得意の米国で経験豊富なパワーライト社が，あまりメリットがでない思われるドイツ・ババリア地域のミュールハウゼン 6.3 MW プラントを手がけている。同プラントはこの１月現在で世界最大である。同社はやはり近隣にあるギュンヒングおよびミンホフの両プラントを併せて 10 MW 太陽光発電地帯と称している。

図 11　ビュールシュタットの 5 MW ルーフ
奥側のほぼ正方形の屋根部分が PV ルーフ。写真は工事中のようで半分程度できている。

参考文献

(1) K. Kurokawa: Perceived technical issues accompanying large PV development AND JAPANESE "PV2030", 19th EU·PVSEC, Paris, 7·11 June 2004, 6DP2.5.
(2) K. Kurokawa: Photovoltaic technology direction – Japanese "PV2030", 31st IEEE·PVSC, Florida, January 2005, Keynote 2·1.
(3) W. Hoffmann: Future PV solar electricity industry – the European Roadmap (EPIA), 31st IEEE·PVSC, Florida, January 2005, Keynote 2·2.
(4) PV·TRAC: A Vision for PV Technology for 2030 and Beyond, 28 September 2004, http://europa.eu.int/comm/research/energy/photovoltaics/vision_report_en.html
(5) R. Resch: Our solar power future: The US industry roadmap for 2030 and beyond, 31st IEEE·PVSC, Florida, January 2005, Keynote 2·3.
(6) Fraunhofer Institut für Solare Energie Systeme ISE: Paper·thin 20% solar cells with new technology, Press release, 10 Dec. 2003.
(7) 黒川：PV 開発の方向性，太陽光発電，No.27，200 年.
(8) http://www.meti.go.jp/statistics/downloadfiles/h2d3020j.xls
(9) http://www.meti.go.jp/statistics/index.html→h2d5149j_200411.xls
(10) http://www.meti.go.jp/statistics/downloadfiles/h2d5149j_200402.pdf
(11) ㈱資源総合システム.
(12) T. Doi, et al: Development of a Recyclable PV·Module –Expansion to Multi·Cell Connected Modules, 31st IEEE·PVSC, Orlando, Jan. 2005, P2.6.4.3.
(13) 東京農工大学生存科学 COE 平成 14～15 年度報告書：砂漠からの恵み，2004 年 4 月，p.128·129.
(14) 京都議定書特集，日経，2005 年 2 月 12 日，p.12.
(15) http://www.sonnenfleck.com/

研究論文

モンゴルにおける独立小型太陽光発電システム実証研究のデータ解析・システム評価

Performance Analysis of Portable Photovoltaic Systems based on the Demonstrative Research Data in Mongolia

アジヤバト・アマルバヤル *1　　黒川浩助 *2
Amarbayar ADIYABAT　　Kosuke KUROKAWA

Abstract

This paper describes the performance analysis of small scale photovoltaic (PV) systems based on 37 sites operation data in Mongolia. The NEDO of Japan has performed demonstrative research on movable type PV systems for nomadic lifestyle in Mongolia. We have detailed analyzed the field data obtained by this project. The whole system losses separated into 6 items, also the cause of system failure investigated. From the results, 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. The main reasons of failures are oversize and underused of the systems, also much evaporation electrolyte of batteries, due to low humidity in Mongolia. Stand-alone PV systems evaluation method was improved with combinational use of parametric analysis method and time-serial simulation method. Also it was clarified the general weather conditions and important points that should be considered about PV system designing in Mongolia.

キーワード：独立小型の太陽光発電システム，実測データ解析，運転性能評価
Key Words : Solar Home System, Measured Data Analysis, Performance Evaluation

1．はじめに

独立小型の太陽光発電システム（SHS＝ソーラーホームシステムともいう）は開発及び発展途上国の無電化地域においては電化対策として有望な選択肢である．そのため，世界各国では国際共同研究から国家計画まで様々なプロジェクト・普及啓発活動が実施されて来た．

しかし，技術的ではない問題である修理サービスや保守管理体制の不備，ユーザの知識不足などによる失敗ケースも後を絶たなかった．その理由の一つは，独立小型の PV システムの性能と寿命がユーザの電力需要管理（DSM=デマンドサイドマネージメント）と保守管理に大きく左右される特徴を持つことにある．このような非技術的な問題対策については，国際エネルギー機関（IEA）の太陽光発電システム研究協力協定 [1]（PVPS）におけるタスク 3，9 の活動によってガイドラインがまとめられている [2]．

また，技術的な問題ともいうべき，設計における使用環境の考慮，蓄電池の容量などを含む周辺機器の設計バランス，制御機能等における欠点も少なくない．P.Dunlop 氏らは独立型太陽光発電システムの故障・機能低下の原因は蓄電池の設計にあると指摘している [3]．

独立型太陽光発電システムの運転性能の評価手法については，IEA/PVPS タスク 2 では，国際基準 IEC 61724 に基づき，システムの基本性能を示すパラメータによる評価方法が使用されている [4]．しかし，独立小型の太陽光発電システムについて，詳細解析やシステムの損失分離に関する研究論文が見あたらない．

スケールの大きい太陽光発電システムには運転性能を表す主なパラメータを自動計測・記録するシステムを装備することが一般的である．しかし，SHS のように小規模のシステムにはコストが掛かるため計測装置を付けることはまれである．そのため，システムの故障や機能低下原因が明らかにならないことが多い．

本研究では発展途上国であるモンゴルの遊牧民に使用された独立小型の太陽光発電システムを対象とする．

モンゴル国全人口の約 33%になる 80,8500 人が農牧林業の従事者で，その大半が家畜と共に牧草を求めて移動を繰

*1 東京農工大学大学院工学教育部学生（〒184-8588　東京都小金井市中町 2-24-16) e-mail: amar@cc.tuat.ac.jp
*2 東京農工大学　大学院　共生科学技術研究部　教授
（原稿受付：2005 年 4 月 21 日）

り返す生活を営む遊牧民である[5]．彼らに商用電源から電力を供給することは困難であり，独立分散型の電力供給システムが必要となる．モンゴル国政府は太陽光発電システムが遊牧生活スタイルに適していることを認識し，遊牧民の住居（ゲル）を電化する「10万戸ソーラーゲル計画」を打ち出している[6]．太陽光発電システムを導入する上でモンゴルの気象環境や生活スタイルに適する詳細設計及び評価に関する研究開発が求められている．

本研究では，独立小型太陽光発電システムの詳細解析手法を検討し，先行研究[7]の実測データを活用して，モンゴルにおける SHS の使用者環境とシステムの運転特性を定量的に分析することを目的とする．

2．独立小型太陽光発電システムの実証研究について

新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）はモンゴル国において平成4年度から平成8年度まで独立小型の太陽光発電システム（Fig.1）について実証研究を行った．この実証研究の目的はモンゴルの非定住の社会システムをフィールドにして，蓄電池・インバータ等の周辺機器を含む SHS の小型軽量化，可搬性・信頼性の向上を図ることであった[7]．

Fig. 1 Solar Home System in the Nomadic Family

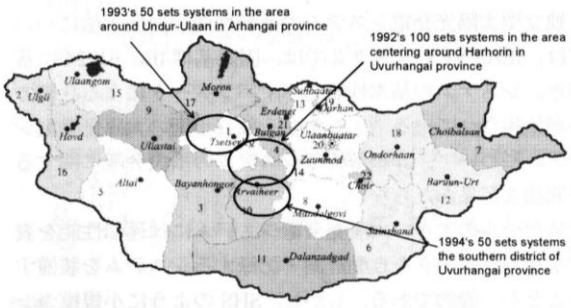


Fig. 2 Installation areas of Solar Home Systems

実証研究の発電システムの設置対象地はゲルの多い平野部及び山岳部に位置するウブルハンガイ県ハルホリン，アルハンガイ県ウンデルウランを中心とする地域であった．Fig. 2 に示す各地域に平成4年度から平成6年度にかけて合計200台のシステムが設置され，実証研究が行われた．

3．実証研究の太陽光発電システムの構成

実証研究の太陽光発電システムは Fig. 3 に示すように太陽電池ユニット，コントロールユニット，蓄電池ユニットから構成されている．定格 102W のモジュール2枚を並列に接続されたアレイの出力はチャージコントローラ（CC）を介して蓄電池に蓄えられ，インバータで AC（220V・50Hz）に変換され負荷に供給する．

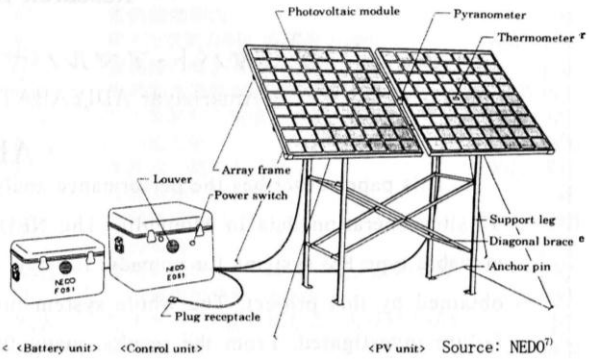


Fig. 3 Overall appearance of the Solar Home System

自動車用鉛蓄電池は PV 用途に薦められてないが，当時モンゴルで入手が簡単かつ経済的であったため 12V-70Ah（初年度のシステムでは 100Ah）の自動車用バッテリー2個が直列接続で使用された．蓄電池の連続不日照日数を3日，放電深度を 70%とし，負荷に照明機器，ラジオ，テレビを想定して，一日で 280Wh まで消費できるように設計されている．実際の負荷に白黒テレビ，蛍光灯などが一日に 3-5 時間程度使用された．Table 1 は1次システムおよびそれを改善した2次，3次システムの仕様を示している．

Table 1 System specifications

			1992's System	1993's System	1994's System
PV Unit	Array Rated Power		204W (51W x 4)	204W (102W x 2)	
	Structure	Panels	Angle Variable	Two-split table	
		Array angle	30°, 45°, 60°	45°	
		Legs	Built-in type		
	Frame material		Array frames, support legs: Aluminum		
			Braces: Stainless steel		
	Assemled dimensions (mm)		L1832xD800xH2070	L1786xD700xH1700	L1786xD700xH1701
	Weight	Panels	26.6 kg	13.5 kg x 2	13.1 kg x 3
		Legs	11.3 kg	6.5 kg	5.7 kg
		Total weight	40.9 kg	33.5 kg	31.9 kg
Control Unit	Input Voltage		DC 24V		
	Output Voltage		AC 220V 50Hz		
	Output Capacity		300VA		
	Dimensions (mm)		L476xD426xH555	L470xD420xH465	
	Weight		43.0 kg	41.7 kg	35.6 kg
	Functions		Overcharge/overdischarge prevention, Overcurrent/Overvoltage protection, and timer		
Battery Unit	Storage battery	Type	Lead-Acid battery for car		
		Voltage	24V (12V x 2 in series)		
		Capacity	100Ah	70Ah	
	Dimensions (mm)		L476xD426xH555	L415xD315xH320	
	Weight		65 kg	40.1kg	
	Total weight		148.9 kg	115.3 kg	107.6 kg

Source: NEDO[7]

コントロールユニットにはシステムの運転状態を記録するための自動データ計測装置が装備されている．測定項目は，①アレイ面日射強度，②セル温度，③アレイ電流，④バッテリー電圧，⑤バッテリー温度（初年度システム），コントロールユニット温度（2,3 次システム），⑥インバータ出力電力，⑦直流出力電流（3 次システムのみ），⑧振動(一部)であった（Fig. 4）．計測は初年度システムでは 10 分毎に，2 次，3 次システムでは 20 分毎に行われ，それぞれ約 3, 6 ヶ月分のデータが保存される．データ収集については，多数のシステムが広範囲に設置されたこと，また交通手段の不備などによって困難を極めたことが報告されている[7]．

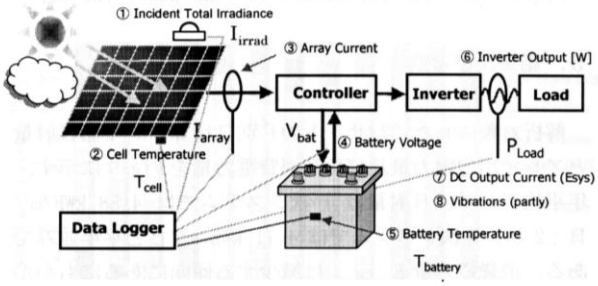


Fig. 4 Measurement Items and Points

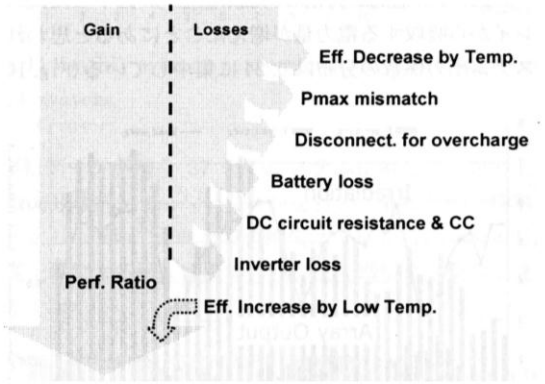


Fig. 5 Breakdown of gain and losses

4．解析方法

実測データから解析的に求める方法とモデル式を用いた時系列シミュレーションする方法を組み合わせて，PV システムの運転時に発生する損失を次の 6 つの項目（Fig. 5）に分離する：

① インバータ損失
② 直流回路及び充放電装置の損失
③ バッテリーの充放電損失
④ 満充電状態によるアレイ損失
⑤ Pmax ミスマッチ損失
⑥ 温度上昇が原因で出力低下による損失

また，システムの利得に含まれる低温によるアレイ出力向上の割合も算出した．アレイ出力電力量から負荷消費・インバータ・直流回路及び充放電装置損失を差し引いた値を蓄電池の充放電等の損失と定義した．

4.1 基本性能パラメータ

異なった設置環境に置かれる PV システムの性能を比較・評価するためにエネルギーを定格出力での稼働時間に換算した以下の 4 つのパラメータが広く使われる．システムの基本性能を示す式を国際基準 IEC 61724 に次のように定義している[8]：

- 等価日太陽日照時間(reference yield) $Y_r = H_A / G_S$ (1)
- 等価アレイ運転時間(array yield) $Y_A = E_{A,d} / P_{max}$ (2)
- 等価日システム稼働時間(final yield) $Y_f = E_{load,d} / P_{max}$ (3)
- 等価アレイ運転時間（array yield） $K = Y_f / Y_r$ (4)

等価日太陽日照時間 Y_r は，基準アレイ面日射強度 G_S で日積算アレイ面日射量 H_A を供給するのに必要な時間数を，等価アレイ運転時間 Y_A は，積算アレイ出力電力量 $E_{A,d}$ を定格出力 P_{max} で運転する場合の時間数を，等価日システム稼働時間 Y_f は，PV システムの発電力 $E_{load,d}$ がアレイ定格出力 P_{max} の何時間分に相当するかを表している．システム出力係数 K は，アレイ定格出力 P_{max} に対するシステム全体の性能を表す指標である．

4.2 アレイ出力のシミュレーション

温度及び P_{max} ミスマッチによるアレイ出力低下を計算するためにアレイ出力のシミュレーションを行った．太陽電池モデルを太陽電池等価回路の基礎式(5)に基づいて作成した．日射強度，周囲温度を用いて，標準試験条件下での各係数を求め，温度補正し，非線形連立方程式を解いて太陽電池の出力電流を算出するようにした．

$$I = I_{ph} - I_0\left[\exp\left\{q\left(\frac{V + R_s I}{nkT_c}\right)\right\} - 1\right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (5)$$

ただし，I：セル出力電流，I_{ph}：光誘起電流，I_0：ダイオード飽和電流，q：電子の電荷量，V：セル出力電圧，R_s：セル内部の直列抵抗，R_{sh}：並列抵抗，n：ダイオード因子，k：ボルツマン係数，T_c：セル温度である．

太陽電池特性は温度により大きく影響されるので各定数の温度係数を実験的に求めた近似式（6）から（9）を用いた[9]．

$$I_{ph} = I_{ph0}\{1 + 7.9736\times10^{-4}\cdot(T_C - 25)\}\times[0.94G_A + 0.06\{1 - \exp(-8G_A)\}] \quad (6)$$

$$I_0 = I_{o0}\cdot\exp\{0.14132(T_c - 25)\} \quad (7)$$

$$R_s = R_{s0}\{1 + 3.4158\times10^{-3}\cdot(T_C - 25) + 2.5324\times10^{-5}\cdot(T_C - 25)^2\} \quad (8)$$

$$R_{sh} = \frac{R_{sh0}}{1 + 4.449\times10^{-2}\cdot(T_C - 25) + 8.0575\times10^{-4}\cdot(T_C - 25)^2} \quad (9)$$

Fig. 6 に示すように，標準試験条件の最大アレイ出力 $P_{max_25℃}$ と測定された温度での最大アレイ出力 $P_{max_atTcell}$ との差から温度による出力低下損失を求めた．全てのシステム

には，最大出力点の追尾機能がため，蓄電池の電圧がシステムの動作電圧となり，出力 $P_{_operating}$ は最大出力より低くなり，Fig. 6 に示すように，動作点による出力の差が生じる．このような出力差 $P_{max\ mismatch}$ をミスマッチ損失と定義し，シミュレーションによって損失量を算出した．また，充放電装置の過充電防止機能によってアレイが短絡される間に吸収できなかったエネルギーをアレイ損失 (array capture loss) と定義し，算出している．

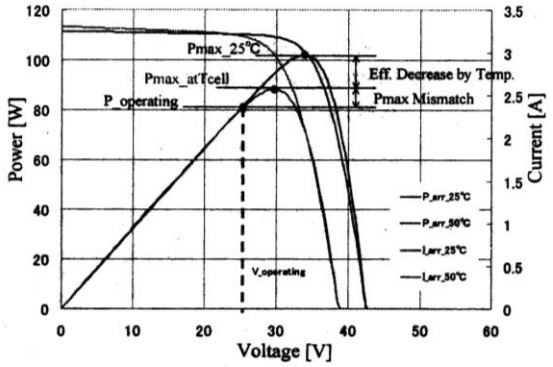


Fig. 6 I-V curves of modeled array

4.3 インバータ及び充放電装置等の損失

インバータの入力電力が計測されてなかったため，測定データだけでは DC-AC 変換による損失を求めることができない．そのため，NEDO の実証研究の見本システムを用いた実験（Fig. 7）によってインバータの効率曲線を取得した．Fig. 8 には，負荷定格容量 300W の負荷率に対するインバータ効率曲線を測定し，2 次曲線式で近似したインバータ効率 $\eta_{inverter}$ と充放電装置を含む全体の効率 η_{total} を示す．また，Fig. 5 に示すケーブルの抵抗損失を含む充放電装置の回路損失を全体の損失からインバータ損失を差し引いた値と定義した．

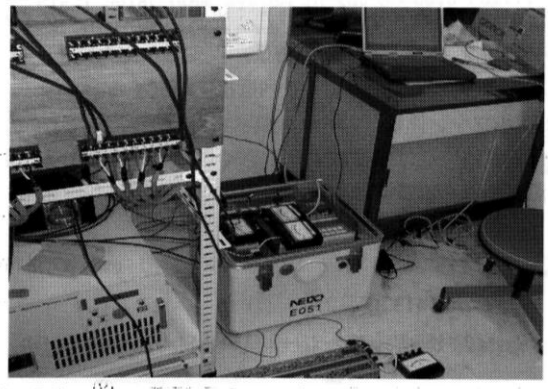


Fig. 7 Experimentation for an inverter efficiency curve

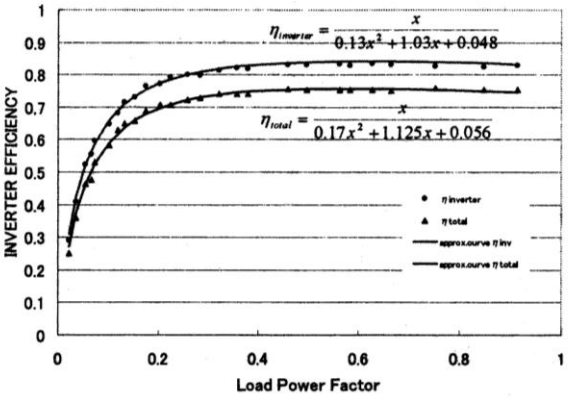


Fig. 8: Inverter efficiency vs load power factor.

5．結果及び考察

解析対象にした 37 サイトの月別日積算アレイ面日射量とアレイ出力電力量及び負荷消費電力量を Fig. 9 に示す．年平均アレイ面日射量は 1 次システムでは 4.88 kWh/m²/日；2 次，3 次システムでは 4.71 kWh/m²/日と平年並みである．消費電力量 $E_{_load_avrg}$ は減少する傾向にあるにもかかわらずアレイ出力電力量 $E_{_arr_avrg}$ が著しく増加している．その原因は，蓄電池が劣化し，充放電効率が低下したため，アレイから吸収する電力量が増えたことにあると思われる．システム出力係数の分布は 0.24 に集中している (Fig. 10)．

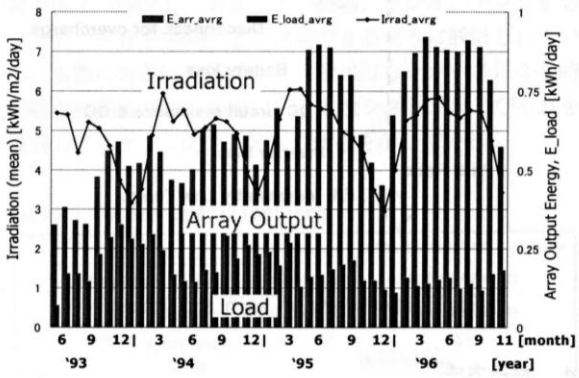


Fig. 9: Monthly average values of Irradiation, Array and Inverter output energy

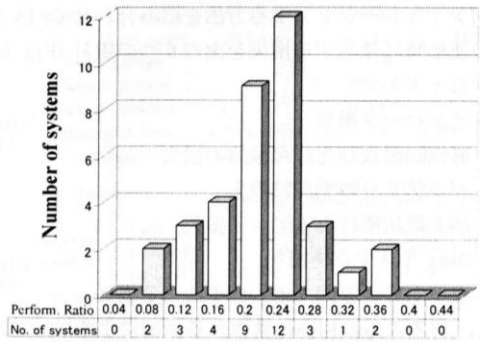


Fig. 10 Distribution of annual performance ratios

実証研究の計測データから詳細な運転特性を読み取るために特定のシステムに対して損失分離のシミュレーションを行った．アルハンガイ県ウンドルウラーンに設置された1次A019システムの平成6年度運転データのシミュレーション解析例をFig. 11に示す．計測された積算日射量に相当するアレイ出力（25℃換算）を100%とし，システム出力係数および各損失の割合を算出した．電力需要は照明が必要となる冬期に掛けて大きく増えている．インバータ及び充放電装置の損失は負荷に比例して一定であるのに対して，蓄電池の充放電損失と過充電防止機能によるアレイ損失は季節によって大きく変動する．温度上昇による出力低下は夏季に最大で5%程度であり，低温における出力向上は動作点が蓄電池の電圧に制限されるため，見られない．

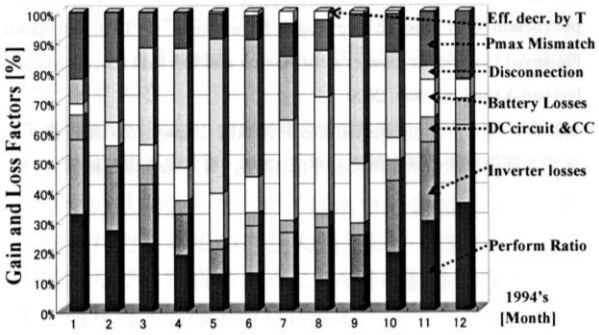


Fig. 11 Monthly average performance ratio and losses for A019 systems.

運転データが揃う37つのシステムに対して上記のような損失分離のシミュレーションを行い，各損失の平均割合をFig. 12に示す．ミスマッチ損失は一定で約20%を示し，温度上昇による損失は夏場に8%まで増加する傾向が見られる．

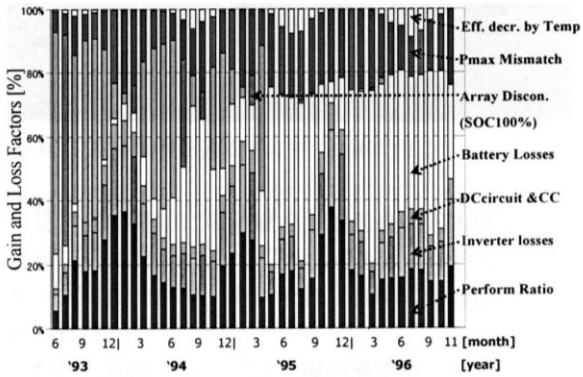


Fig. 12 Monthly average performance ratio and losses for 37 sites output energy

また，蓄電池が新しい内は充放電損失が小さく，過充電防止機能によるアレイカプチャー損失が大きいことが分かる．自動車用バッテリーを使用しているため，運転して2年間経つとアレイ損失がほぼなくなり，充放電損失がシステム損失のほとんどを占めている．Fig. 9のアレイ出力電力量の増加原因と同様に，蓄電池が劣化し，充放電効率が低下したため，太陽電池から吸収する電力量が増え，アレイ損失が減ったと考えられる．

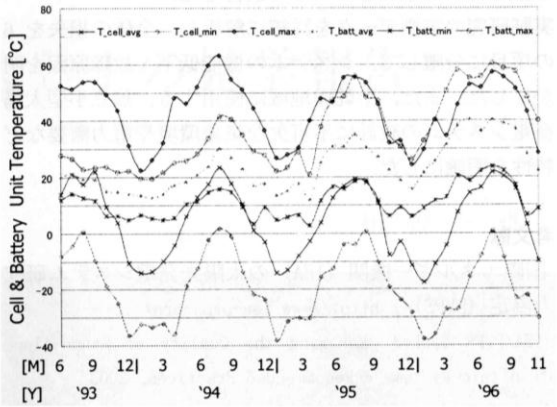


Fig. 13 Monthly maximum, minimum and average values of cells and battery unit temperatures

Fig. 13には，太陽電池セル温度$T_{_cell}$，蓄電池ユニット内の温度$T_{_batt}$の月別平均値，最大値，最小値を示す．太陽電池セル温度の最大値$T_{_cell_max}$，最小値$T_{_cell_min}$は-40℃から+65℃まで幅広く変動しており，温度ストレスの大きい運転環境であったことが分かる．ただし，セル温度の最小値$T_{_cell_min}$については，太陽電池が動作してない夜間の外気温とほぼ同じ値を示している．蓄電池ユニットの平均温度$T_{_batt_avrg}$は周囲が低温であったにもかかわらず，10℃以上に保たれており，断熱性が良かったことが分かる．一方，ユニット温度は年々上昇している．これは，蓄電池の劣化に伴う効率低下と発熱量の増加が要因だと考えられる．

6．まとめ

解析結果から，全体的に蓄電池の充放電損失の著しい増加，早期機能低下，ミスマッチによる損失量が観測された．その主な原因は次の通りであると考察できる．

- モンゴルの気候は乾燥しているため蓄電池の電解液が激しく蒸発し，機能が低下した．補充液を定期的に行う必要がある．
- 蓄電池が満充電状態には充放電装置の過充電防止機能が働き，アレイ出力がスイッチングするチャタリング現象を起こし，蓄電池の寿命に悪影響を与えた．
- 自動車用バッテリーは大電流放電できるように設計されているため，内部抵抗が大きく，据置用途に充放電効率が低くなる．
- 外気温-20℃の真冬でも蓄電池の温度10℃以上で保たれており（Fig. 13），ゲル内の温度は零度以下になることが少なく，蓄電池の容量や寿命に大きいな影響がなか

ったと考えられる.

著者らは，独立小型太陽光発電システムの解析・評価方法をシステムの基本性能を示すパラメータ分析法とシステム損失を詳細に分離できる，時系列のシミュレーション方法と組み合わせることによって改善した.

実証研究の実測データを詳細に解析し，全体の損失を 6 つの項目に分離して，システムの機能低下・故障原因を明らかにした．また，半乾燥地域に使用する，独立小型太陽光発電システムの設計に不可欠な気象環境や電力需要などの特性を明確にした.

参考文献

1) 国際エネルギー機関（IEA）の太陽光発電システム研究協力協定（PVPS），http://www.iea-pvps.org/

2) IEA/PVPS Task-3, Managing the Quality of Stand-Alone Photovoltaic systems - Recommended Practices, 2003

3) James P. Dunlop etc, Recommendations for Maximizing Battery Life in PV Systems: A Review of Lessons Learned, Proceedings of Forum 2001 Solar Energy, April 2001

4) IEA/PVPS Task-2, Analysis of Photovoltaic Systems, Report IEA-PVPS T2-01, 2000

5) Mongolian Statistical Year Book 2000, National Statistical office, 2001

6) N. Enebish, National Photovoltaic Program "100,000 Solar House (GER) in Mongolia, 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 15-22, 2000

7) 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）：太陽光発電システム実用化技術開発（携帯型太陽光発電システム実証研究，平成 9 年 3 月

8) IEC; The International Electrotechnical Commission, "Photovoltaic system performance monitoring Guidelines for measurement, data exchange and analysis", IEC 61724, 1998

9) U. Jahn, D. Mayer, M. Heidenreich and etc. "International Energy Agency PVPS Task 2: Analysis of the operational performance of the IEA Database PV systems", 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Glasgow, United Kingdom, May 2000

10) 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）成果報告書「システム評価技術の研究開発」平成 13 年，日本品質保証機構

平成 17 年電気学会電力・エネルギー部門大会

274

回転機負荷の違いによる単独運転防止装置への影響について

正 員 五十嵐 広宣 （東京農工大） 正 員 黒川 浩助 （東京農工大）

非会員 末永 章一 非会員 佐藤 孝則 （財団法人 電気安全環境研究所）

About the influence on the islanding detection device by the difference in the motor load

Hironobu Igarashi, member , Kosuke Kurokawa member (Tokyo University of Agriculture and Technology)
Shoichi Suenaga , Non-member , Tkanori Sato, Non-member,
(Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories)

1. まえがき

近年，地球温暖化対策などの地球環境問題に対する関心が一般の人々の間に広がり，加速的に住宅用太陽光発電システムが普及し始めた。住宅用太陽光発電システムの大部分は，太陽電池で発電された電力を逆変換装置にて交流電力へ変換し，電力会社の一般配電線へ連系を行う系統連系型システムである。

通常このシステムは，システムの故障又は，系統の事故時に事故の除去，事故範囲の局限化を行うため，系統との保護協調を図る目的で，電気事業法に基づく電気設備の技術基準の解釈に定められている単独運転検出装置を具備するよう定められている。しかし，この単独運転検出装置は，同一配電線内に負荷として回転機負荷が存在する場合に単独運転検出がし難くなることが確認されている[1]。

本稿は，回転機負荷の出力量の違が単独運転検出装置に与える影響の有無について，実験を行いその結果から回転機負荷の容量について検討をおこなったので報告する。

2. 回転機負荷の出力量の影響について

通常太陽光発電システムを設置する場合は，系統連係保護装置の保護継電器検出レベル及び検出時限を表 1 の標準整定値に設定する事が望ましいとされている[2]。

表 1 保護継電器の検出レベルと検出時限
Table 1. Detection level and time limit for Classification of protective relay

Classification of protective relay	Detection level	Detection time limit
Over voltage relay	115%[110～120%]	1 秒[0. 5～2 秒]
Under voltage relay	80%[80～90%]	1 秒[0. 5～2 秒]
Over frequency relay	51. 0Hz/61. 2Hz 50. 5～51. 5Hz 60. 6～61. 8Hz	1 秒[0. 5～2 秒]
Under-frequency relay	48. 5Hz/61. 2Hz 48. 5～49. 5Hz 58. 2～59. 4Hz	1 秒[0. 5～2 秒]

しかし，系統停電後の回転機負荷とパワーコンディショナの関係は，お互いに依存し合い均衡する関係[1]から，表 1 に示された整定値範囲を逸脱することが困難となり，停電後の電圧及び周波数では単独運転状態を検出することは困難な状態になる。

3. 回転機負荷の出力容量の影響

回転機負荷の出力容量は，停電直後に瞬時的に発生する起電力に大きく関与し，容量が大きければ発生する起電力は大きく逆に容量が小さければ少なくなる。単独運転検出装置は，微小な電圧及び周波数等の変化を検出し，停止させることから，出力容量の大きい回転機負荷を接続した場合の方が厳しい条件になると考えられる。

〈3･1〉 **回転機負荷の容量** 認証試験[3]に用いられている回転機負荷出力容量を 1 とし，約 1/2 及び約 1/4 出力となる回転機負荷を用いて実験を行った。

〈3･1〉 **回転機負荷** 本実験に用いた 3 種類の回転機負荷の仕様を表 2 に示す。

表 2 回転機負荷の仕様
Table 2. Spec of the motor load

Spec of the motor load	The size of the Flywheel D[m]W[kg]	Moment of inertia
1Φ100V , 6. 5A , 50/60Hz , Output645W	0. 205 0. 605	0. 06 [N･m²]
1Φ100V , 4. 0/3. 8A , 50/60Hz , Output 365W	0. 150 0. 605	0. 03 [N･m²]
1Φ100V , 2. 0/1. 8A , 50/60Hz , Output 170W	0. 150 0. 539	0. 03 [N･m²]

〈3·2〉 **慣性モーメントの算出**　慣性モーメントは，回転機負荷のフライホイールが回転する運動を回転運動での質量に相当するものを慣性モーメントとして表しており，フライホイールの重さに比例し，軸からの距離の二乗に比例する特性を持ち，特に軸からの距離が離れれば運動量が激増する特性を持っている。フライホイールの形状から，フライホイールの直径及び重さから式(1)により慣性モーメントを算出することが可能である。

$$J = \frac{1}{8} \bullet W \bullet D^2 \qquad [kg \bullet m^2] \quad \cdots\cdots (1)$$

W：フライホイールの重さ　[kg]
m：フライホイールの直径　[m]

4.運転停止までの時間計測

運転停止までの時間計測は，配電系統模擬交流電源，太陽電池アレイ模擬直流電源，潮流点電力量を計測する電力モニタ及び波形記録装置等で構成された実験回路にて行った。図1に実験回路図の概要を示す。

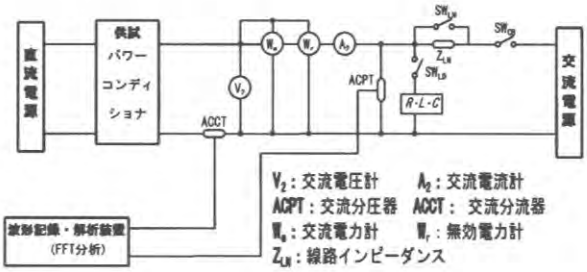


図1　単独運転試験回路図
Fig. 1.　The circuit of islanding test

〈4·1〉 **負荷条件**　潮流点における有効電力及び無効電力は，発電電力と負荷電力が平衡状態及び有効電力及び無効電力を各々パワーコンディショナの定格出力の±10%に変化させ実験を行った。また，各試験条件毎に，3種類の回転機負荷を接続し実験を行った。

〈4·2〉 **運転時間計測**　系統停電からパワーコンディショナが運転を停止するまでの運転時間測定は，パワーコンディショナの運転信号であるゲートブロック信号及び開閉器信号を直接測定し時間の計測を行った。

5. 実験結果

実験結果は，図2から図4に示す結果となり，回転機負荷の容量に関係無く，同負荷条件において，単独運転状態が発生する結果となった。また，単独運転を発生した実験の電圧及び電流波形につては，容量が小さい回転機負荷の時に電圧波形が瞬間的に収縮するが，直ぐに基準電圧に戻ることが確認されている。

以上の実験結果からは，太陽光発電システムを設置された配電線内に，出力の大小関係なく回転機負荷が存在すれば単独運転状態が発生する可能性を同時に示した結果となった。

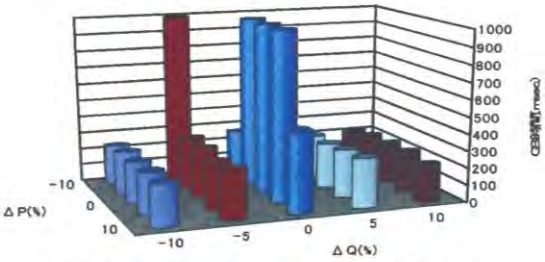


図2　単独運転試験結果 回転機負荷 645W
Fig. 2.　Result of islanding test for 645W motor load

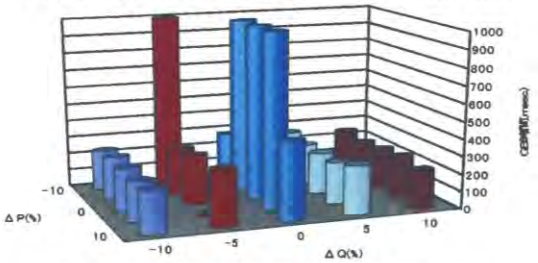


図3　単独運転試験結果 回転機負荷 365W
Fig. 3.　Result of islanding test for 365W motor load

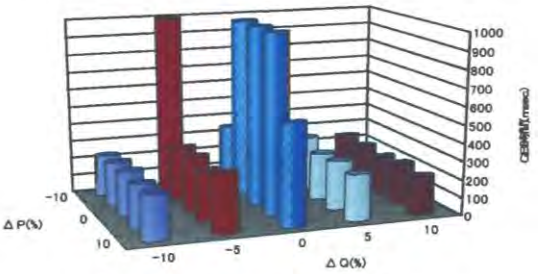


図4　単独運転試験結果回転機負荷 170W
Fig. 4.　Result of islanding test for 170W motor load

6. まとめ

本報告では，回転機負荷の容量に関係なく単独運転状態が発生することが判明した。今後は，回転機負荷の出力容量と慣性モーメント量を同時に考慮した回転機負荷について検討を行い，最適な回転機負荷について検討を行っていく予定である。

文　献

(1) Hironobu Igarashi: "The tests of islanding have an influence on motor", Proc fo 2005 National Convention Record IEE Japan,No.6-192, p.341～342 (2005)
五十嵐広宣:"単独運転防止試験時の回転機負荷影響について",平成17年度電気学会全国大会, No.6-192, p.341～342 (2005)
(2) 社団法人 日本電気協会 分散型電源系統連系専門部会:「分散型電源系統連系技術指針 JEAG 9701-2001」, p64
(3) 太陽電池発電システム用系統連系装置等の試験方法平成 14 年 10 月 財団法人 電気安全環境研究所(JET)

平成 17 年電気学会電力・エネルギー部門大会

272

面的広がりを考慮した太陽光発電変動特性の分析

学生員 川﨑 憲広（東京農工大学） 学生員 大関 崇（東京農工大学）
正 員 大谷 謙仁（産業技術総合研究所） 正 員 北村 清之（明電舎）
正 員 杉原 裕征（関電工） 正 員 西川 省吾（日本大学） 正 員 黒川 浩助（東京農工大学）

An Analysis of Area-dependency Equalization of Output Fluctuation from Distributed PV System

Norihiro Kawasaki, Takashi Oozeki, student member, Kosuke Kurokawa, member, (Tokyo University Agriculture and Technology), Kenji Otani, member, (National Institute of Advanced Industrial Science and Technology), Kiyoyuki Kitamura, member, (MEIDENSHA CORPORATION), Hiroyuki Sugihara, member, (Kandenko co., ltd.), Shogo Nishikawa, member, (Nihon University)

1. はじめに

太陽光発電(PV)システムはエネルギー・環境問題対策のために，2010 年までに 4.82[GW]の導入目標量が掲げられており，PV2030(2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ)[1]によれば，2030 年までの技術発展を想定したときの国内推定導入量は 102[GW]である。このように PV システムが急速に普及を拡大すると，配電系統に局所集中的に連系されること（集中連系）が予想される。しかし，PV システムの出力は気象の変化によって変動が激しく変動する日射に伴い不安定であり，電力系統に連系された場合，電圧変動や周波数変動などの障害の要因になると懸念されている。そのため，変動を抑制することが重要な課題であり，その抑制に期待されているのが「ならし効果」[2]である。この効果は，面展開した PV システムで起こる現象であり，面として捉えた場合，点での変動が抑制されるという効果である。

本研究では，この面展開した PV システムの変動特性を定量的に評価する手法を開発し，評価することを目的としている。そこで，フーリエ変換とウェーブレット変換の 2 つの周波数解析を用いて評価手法を提案し，群馬県太田市で実測されたデータを評価した。

2. ならし効果

PV システムの出力の短周期の変動は，主に時間的に移動している雲によって引き起こされている。そのため，PV システムの設置箇所が面的に広がりをもつと，個々のシステムの出力変動には時間的なずれが生じるため，全てのシステムの出力を平均すると変動は抑制される。この効果を「ならし効果」といい，地域全体の PV システムの信頼性を高めることができ，PV システムの設備価値を向上することが可能である[2]。

3. 解析データ

本研究は，（独）新エネルギー・産業技術総合開発機構（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」[3]の一環として行われており，実証試験サイトは群馬県太田市の「Pal Town 城西の森」（**図 1**）である。

今回は，実証試験サイト内の日射の変動特性を把握するために，周囲環境計測のシリコン日射計で計測された日射強度を用いた。データの計測周期は 1 秒で，評価対象とした期間は 2004 年 6 月から 8 月の 3 ヶ月間である。また，周囲環境計測は 6 地点であり，1 地点の日射（点日射）の変動と 6 地点の日射の平均（面平均日射）とを比較した。

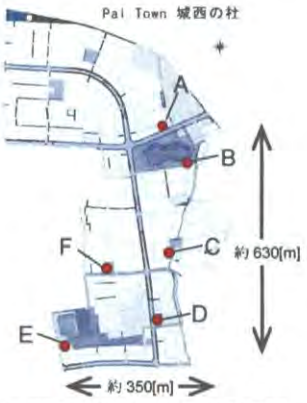


図 1 周囲環境計測装置の配置図

Fig. 1. Map of Irradiation Monitoring Systems.

4. ならし効果の定量化

ならし効果とは，変動を抑制する効果であるので，抑制前の点特性と抑制後の面特性を比較することで，定量化を図った（**図 2**）。その際，これらの変動特性を把握することが重要になる。

図 2 ならし効果の定量化の流れ

Fig. 2. Flow of quantification of the Smoothing Effect.

〈4·1〉 変動特性　変動の特徴を考える際，ならし効果の特徴である「変動のバラツキを小さくすること」と「短周期の変動を抑制すること」に注目した。前者の特徴は，ある期間全体の周波数分布から把握できるのでフーリエ解析を用いた。また，後者の特徴は，局所的な変動を抽出することで把握できるのでウェーブレット解析[4]を用いた。そこで，以下に示す変動特性評価手法を提案した。

（1） 平均スペクトル　1 日の日射データをフーリエ変換し，パワースペクトルを求めた後，変動周期が 2^j～2^{j+1}[s]（レベル：j=1～15）の範囲毎にそれの平均値を取る。これを「平均スペクトル(AP)」と定義して，変動周期毎の変動のパワーを評価した。

（2） 変動幅　平均スペクトルは定常的な特徴を捉えているが，瞬間的な特徴は考慮できていない。そこで，周波数特性の時間変化を解析できるウェーブレット変換[4]を用いて変動の特徴を抽出した。その方法は，まず対象とする 1 日の日射データをウェーブレット変換し，パワースペクトルを求める。それらの最大値を抽出し，その時間に対応する日射強度の変動した幅を算出する。これを「変動幅(FM)」と定義して，変動周期毎に，最大の変動を引き起こした大きさとして評価した。

〈4·2〉 点特性と面特性の比較（ならし効果の定量化）
変動の特性を 2 つの周波数解析法を用いることで，対象期間（1 日）の全体の変動と局所的な変動の両極端の変動を把握することを可能にした。次の段階として，ある一地点の特性（点特性）と面的な特性（面特性）を比較し，ならし効果を定量化することを試みた。そこで，抑制率と抑制幅という指標を定義する。

まず，抑制率は，平均スペクトルに関する面特性と点特性の偏差率として定義した。これは全体的な変動が抑制された割合を表す。ここで，面平均日射の平均スペクトルを AP_a，点日射の平均スペクトルを AP_p とすれば，抑制率 K_{AP} は次式で表せる。

$$K_{AP} = \frac{AP_p - AP_a}{AP_p} \times 100 \ [\%] \qquad (1)$$

次に，抑制幅は，変動幅に関する面特性と点特性の差で定義される。これは局所的に変動が抑制された差分を表す。ここで，面平均日射の変動幅を FM_a，点日射の変動幅を FM_p とすれば，抑制幅 K_{FM} は次式で表せる。

$$K_{FM} = FM_p - FM_a \ [\mathrm{kW/m^2}] \qquad (2)$$

図 3 に抑制率，**図 4** に抑制幅の 3 ヶ月分の算出結果の度数分布を示す。

抑制率の特徴は，短周期変動の領域では抑制率が 80～90[%]の日が多いのに対し，長周期変動の領域では抑制率が 20[%]を満たないものが多いというように，極端に 2 つに別れているところにある。つまり，今回用いたデータを計測している地区の面積（計測装置の設置位置間の面積）の場合，レベル 5 までのおよそ 1 分という短周期の変動に関して，面平均日射は点日射の変動を 80[%]以上抑制できた日がおよそ 20～30 日もあり，ならし効果が起きやすい領域ということができる。

抑制幅の特徴は，抑制率ほど極端な特徴の違いは現れていないが，レベルが小さくなる（短周期変動成分）ほど変動を抑制した幅が大きい日が多くなる傾向が見られる。特に，レベル 1 では抑制幅が 0.05～0.15[kW/m²]の日が 17 日以上，レベル 2 では抑制幅が 0.2[kW/m²]程度は 14 日，レベル 3 では抑制幅が 0.2～0.3[kW/m²]の日が 10 日というような抑制の頻度が高い領域がみうけられる。

5. 結論

抑制率・抑制幅はともにレベル 6 前後でならし効果による影響の違いが現れた。レベル 1 から 6 の変動は，2 秒からおよそ 2 分の変動に相当し，非常に速い変動成分である。このように，全体的な特性と局所的な特性の両極端な特性を評価する本手法は，ならし効果が得られやすい領域を特定するために有効な手法であるといえる。

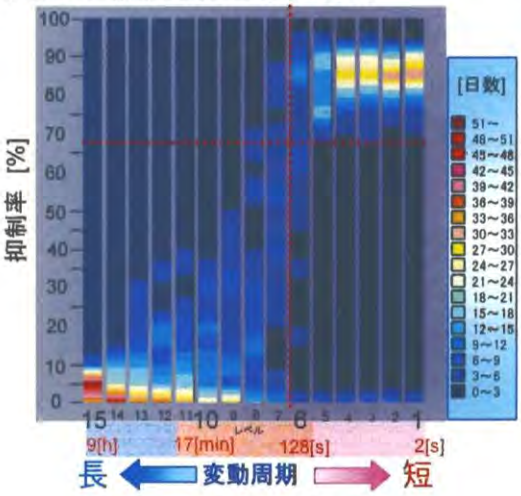


図 3　抑制率の度数分布

Fig. 3.　Frequency Distribution of Restraint Ratio of Fluctuation.

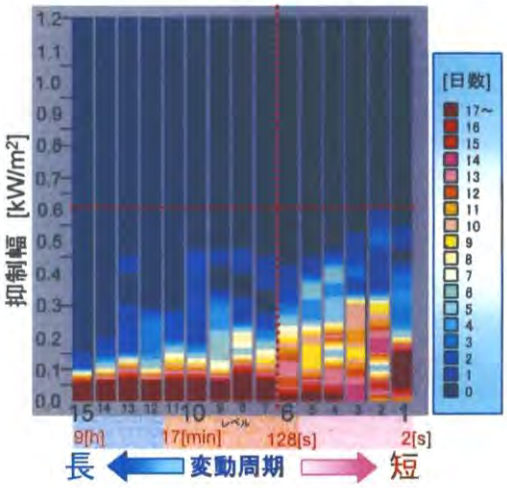


図 4　抑制幅の度数分布

Fig. 4.　Frequency Distribution of Restraint Width of Fluctuation.

文　献

（1） NEDO 技術開発機構：「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会　報告書」，2004

（2） 筭輪・大谷・津田・作田・黒川：「地域面平均日射の推定による太陽光発電システムの kW 価値分析」，太陽／風力エネルギー講演論文集 1998，p.17-20 (1998)

（3） 西川：「集中連系型太陽光発電システム実証研究の概要」，太陽／風力エネルギー講演論文集，p.51～56，2003

（4） 例えば，榊原：「ウェーブレットビギナーズガイド」，東京電機大学出版局（1995）

15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference (PVSEC-15) Shanghai China 2005 17-1

Mass Production Scale of PV Modules and Components in 2030s and beyond

Kosuke Kurokawa
Tokyo University of Agriculture and Technology – TUAT, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
E-Mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp

Abstract: Japan set "PV2030" Roadmap in May 2004, in which 100 GW of total domestic installation of PV systems are expected. Estimating 10 to 20 GW/Y in 2030s, production scale may becomes different order of magnitude from the present level around 600 MW/Y by Japanese manufacturers. If 20 to 30 lines will be operated in Japan during 2030s, this production volume corresponds to 1 GW/Y/line, which means 10 times larger than 100 MW for the present. Moreover, world total PV installation may reach 133 TW if one third of world electricity demands is considered to be fulfilled by PV electricity. For this case, the author assumed 10 GW/Y × 440 lines. According to this basic assumptions, typical production speeds are indicated, *e.g.*, more than 4 or 40 cells/second for each of 2030 or 2100; more than 100,000 or 1,000,000 modules/month; more than 8,000 or 80,000 units/month of residential inverters and another 50,000 or 500,000 units of AC modules. Basic technical requirements for such massive production volume will be discussed and rough images are also illustrated to indicate our directions for the future.
Key Words: Mass Production, Roadmap, Production Rate.

1 Introduction

Japan initiated "Sunshine Project" in July 1974, which had been seeking for the technologies of oil alternative energy with a final target by 2000. Since that PV technologies have been driven by the long-term vision for the past 30 years. Again, Japan set "PV2030" Roadmap [1,2] in June of 2004 for the first quarter of 21st century. This task force for setting the roadmap was composed of representatives from all the sectors; *i.e.*, PV industries, house industries, power utilities, academic sectors, governmental sectors, and so on. According to this flag, younger generation is expected to enter the R&D of advanced PV technologies from now on.

The basic philosophy of PV2030 is summarized as follows:

1) Meaningful contribution for national energy demand should be expected by realizing competitive cost in power utility business.

2) It will be able to develop very high efficiency PV modules so as to realize fully electrified home, practically exceeding 20 %. Options may be a thin, bulk technology of silicon, or silicon thin film or new break-through like paint-type cells by utilizing photo-sensitized devices.

3) The remarkable reduction of thickness of PV cells is aimed in order to avoid overdependence on upper stream, feedstock industries by the suppression of unit requirement of PV cell material.

4) Remarkable throughput improvements for next- generation production are necessary, for instance, high speed, automated processes for both module and inverter production.

5) As a consequence of massive deployment, another technology developments for reuse/recycling and social system establishment for massive wastes are essential at the stage of renewal in order to realize really sustainable PV industries.

6) In order to enable 100% penetration to the urban residential area, it seems to be necessary to enhance the autonomy of PV system operation or to make it less dependent on external utility grids outside the area.

7) To solve the energy problem during the 21st century by deploying PV systems globally, a very large scale PV system having a range of 1 GW capacity (VLS-PV) will become feasible especially around deserts or semi-arid areas.

8) Next generation seeds in power electronics, energy storage and transmission/distribution are also waited for as key technologies other than PV cell/module technologies.

2 Basic Assumption of Production Scale

To fulfill these needs, a future PV module factory may be like images drawn by the author himself as follows.

The first priority in a scenario described above is how to handle ultra thin wafer and cells. Though there may be some discussions about the reality of high efficiency cell by such ultra thin wafer, it is understood that frontier of knowledge seems to be going toward this direction if one looks at an example of 20.2 % efficiency by 37 μm crystalline cell achieved by Fraunhofer Institute [3].

According to the Japanese PV2030 roadmap, where 100 GW cumulative PV installation is expected up to 2030, Japanese domestic market size may be assumed 10 to 20 GW/Y. Necessary mass to be processed by a production line is discussed mainly on the basis of this market demand. This may give us a future technological direction.

Tab.1 describes production ability necessary for realizing PV2030 and year 2100 vision, the latter of which was given by the author [1]. Premised conditions are shown in the footnotes of the table.

For instance, since 20 to 30 lines in Japan are assumed for 2030, a production capacity of 1 GW per year is supposed for one production line. To raise the productivity larger module of 1.8 m^2 consisting of 81 cells, each of which is in 20 cm^2 size. The conversion efficiency of this module is 22 % by the technology of 50 μm Si crystalline wafer as described in PV2030. It means the rated power of a module of this is estimated 700 W or more. It is calculated that 3 modules or more will be fabricated every one minute and 4 cells or more are to be produced every one second. It can be said that the production speed is extremely high.

If a module size is 0.9 m^2 consisting of cells of 10 cm^2, required production speed to attain the same annual capacity corresponds to 12 modules per minute and 17 cells per second respectively.

Tab.1 An image of future PV industries – module production

Target Year	Year 2030	Year 2100
Premises: cumulative PV installation	100 GW (Japan) *1	133 TW (World)*2
annual market	10～20 GW/Y	4400 GW/Y *2*3
annual Si feed-stock	1~2 $\times 10^4$ t/Y*4	440 $\times 10^4$ t/Y*4
Assumed Module: Line Scale	1 GW/Y ×10～20 lines	10 GW/Y ×440 lines
Annual Production/line: module area/year	455$\times 10^4$ m^2/Y*5	4550$\times 10^4$ m^2/Y*5
produced cells/year	1.14 $\times 10^8$ cells/Y*6	11.4 $\times 10^8$ cells/Y*6
fabricated modules/year	140$\times 10^4$ modules/Y*7	1400 $\times 10^4$ modules/Y*7
Monthly Production/line: produced cells/month	957$\times 10^4$ cells/M	9470 $\times 10^4$ cells/M
fabricated module/month	11.7 $\times 10^4$ modules/M	117 $\times 10^4$ modules/M
Daily Production: produced cells/day	37.9 $\times 10^4$ cells/d*8	379 $\times 10^4$ cells/d*8
fabricated module/day	4680 modules/d*8	46800 modules/d*8
Production Speed: produced cells/sec	4.38 cells/s*9	43.8 cells/s*9
fabricated modules/min	3.25 modules/min*9	32.5 modules/min*9

*1: PV2030 Base Case; *2: K. Kurokawa: 19th EU-PVSEC, June 2004; *3: Stable market for 30 year life/replacement; *4: Si feed stock = 1g/W suggested by PV2030; *5: module efficiency =22% suggested by PV2030; *6: 20 cm^2/cell = 8.8 W/cell assumed; *7: 1.8m^2 module = 81 cells/module = 713 W/module assumed; *8: 300 days/Y production; *9: 24 hour/day production

Ordinary thermal diffusion process for the formation of PN junction is not likely capable to realize such a high speed. Although ion implantation process would look feasible, vacuum process may become a problem due to necessity of air tight loading/unloading for a large number of wafers. According to former experiences in NEDO's 500 kW/Y experimental lines [4] in 1980s, it was known that additional thermal annealing is necessary, which prevented original target of 1 cell/sec from its success. It is relatively time consuming process and makes a line much longer. Another possibility has to be sought for to attain higher speed in a real sense. If PN formation takes longer time, parallel processing becomes necessary, which is also very cost consuming.

The table also describes long-term future aspects on account of 2100 vision by the author It says that PV systems will supply one third of world electricity demands around 2100. Considering 30 year life time of PV modules, all the 440 production lines in the world are supposed to supply PV system renewal at a stable or sustainable stage. In this assumption, it is necessary to provide production capacity 10 times as much as 2030's, *i.e.*, 35 modules/min of 1.8 m^2 size and around 45 cells/sec of 20 cm^2.

In addition, Tab.2 describes inverter production scale required, in which 700 W AC module by using 1.8 m^2 size and 5 kW inverter for residential PV will share the market evenly.

Tab.2 An image of future PV industries – inverter production

Target Year	Year 2030	Year 2100
Premise: cumulative PV installation	100 GW (Japan) *1	133 TW (World)*2
annual market	10～20 GW/Y	4400 GW/Y *2*3
Assumed Module Line Scale	1 GW/Y×10～20 lines	10 GW/Y×440 lines
Monthly Inverter Production AC module/month	5.85 x10^4 units/M*10	58.5 x10^4 units/M*10
5 kW inverters/month	8350 units/M*11	83500 units/M*11
Inverter Production Speed AC modules/min	1.62 units/min*12	16.2 units/min*12
5 kW inverters/min	0.232 units/min*12	2.32 units/min*12
Annual Inverter Production AC modules/year	1.68 x10^8 units/Y*13	10.5 x10^8 units/Y*14
5 kW inverter/year	2410 x10^4 units/Y*13	1.50 x10^8 units/Y*14

*10: 700 W capacity with 50% market share; *11: 5kW capacity for 7 modules in series with another 50% share, *12: 30 days/Y, 24 hours/day production; *13: 20GW/Y PV production by Japan; *14: 1/3 share by Japan in the world (≈150 lines)

When 20 GW/Y PV market is considered to exist in year 2030, market scale reaches the sum of 170 million sets of 700 W AC modules and 24 million units of 5 kW inverters. The present switching power supply market is observed to hold competitiveness by fully automated production lines. According to industrial delivery statistics by Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan, annual switching power source production is reported in the range of 70 million units/year for 2003 to 2004. Also in the case of inverters for residential PV or smaller, the level of their needs is considered adaptable enough for automated assembly lines and power ICs. New technology seeds will be waited to come on the stage drastically, an example of which would be such that a power tip could be embedded in a PV module at a time of its lamination.

3 Images of Module Fabrication Line

Various approaches are expected to make future core technologies realistic such as ultra thin Si wafer around 50 μm as directed by PV2030. However, it is also important as a key technology to develop a handling process adaptable for such thin wafer at a high speed. Some examples of future images are daringly illustrated as shown in Fig.1 in order to call for broader discussions.

3.1 PV Cell Formation Processes

Entirely from wafer formation through cell fabrication to module assembly, a kind of film carrier technology may be utilized as a key option to convey ultra thin wafers around 20 cm^2 by 50μm in thickness, which may be made by slicing or peel-off process. A single film can transport by sticking wafers on, or double sheets of film may interleave wafers. Film carrier enables to prevent thin wafers from cracking.

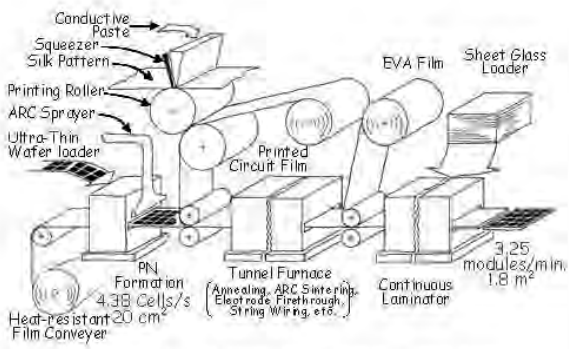


Fig.1 An Image of 1 GW /Y PV Module Production Line

From viewpoint of processing speed, PN junction formation and ant-reflection coat processes may become constraint. There exist a number of technologies such as spin coater, ion implantation, screen print, sintering furnace tunnel, burn-through, etc. Ion implantation itself may attain higher speed, but it consumes tact time practically annealing and loading/unloading to and from vacuum chamber. Furthermore, film carrier should withstand against thermal processes as shown above. In some processes, metal film or very thin metal mesh is suggested as a carrier. Ultra-thin PV cell warped by thermal stress may require additional annealing time.

3.2 Printed Circuit Technology for Stringing

Printed circuit technology can be utilized for electrode formation and series interconnection. A single sided cell, which has both contacts for P and N on the back side of cell, may be preferred since circuit patterns are allowed to be printed on back side film carrier only. It simplifies and eases this process very much. In addition, ARC material may be printed on frontal transparent film to fit on cell surface. Film should be heat resistant for following sintering treatments and is hoped to be bridgeable.

Series and parallel wiring inside a module can be realized at the same time by the extension of printed circuit as suggested previous paragraph. Inter-connectors are printed on film having module aperture size. It enables all necessary wiring inside a module at the same time.

In addition for lamination, EVA or substitutes and sheet glass on a frontal surface of cell strings as well as protective film sheet on the back side. After thermal treatment, EVA will be finally bridged at pressurized condition. These types of approaches should consider different temperature requirements for sintering and lamination. It should also be weather resistant for 30 years at least. It is pointed out that it is essential to have fundamental R&D stages in this field. 1.8 m^2 module size corresponds to roughly 100 inch LC display. To know about a LC panel production line may be a good starting point as a reference.

3.3 PV Module Assembly Processes

After basic module fabrication processes, modules will be transferred to a building integrated module assembly line. This is designed for various types of BIPV modules.

To be very ambitious, another proposal is to laminate a micro inverter board into PV module layer at the same time. Already bypass diodes are laminated commercially.

A large amount of sheet glass is necessary for module fabrication line. To avoid long distant transportation, it is recommended to locate glass factory just beside a PV production line. Production volume of safety sheet glass is averagely 47 million m^2/year for FY2001 to 2003 in Japan [5]. According to the previous table, annual module area for a 1 GW line corresponds to 4.55 million m^2/Y. If total production capacity becomes 10 to 20 GW/Y around 2030 in Japan, this means that it requires an amount of glass at the same or twice as much as the present overall glass industry capacity in Japan. It is, therefore, concluded that sheet glass production plant can be located adjacent to a module fabrication factory. An average shipment price of tempered glass is 4,020 JPY/m^2 presently[10], which corresponds to 18.3 JPY/W for 22 % efficiency PV modules. It dominates one third of the target cost of 50 JPY/W. A fundamentally different module concept is much-awaited.

3.4 Silicon Feedstock Issues

Silicon feedstock issues may be eased by the ultra-thin Si wafer technology, the amount of which is predicted 10 to 20 thousand ton/Y without considering a margin to slice according to the PV2030. This level is a similar scale of the poly-silicon consumption in Japan, *i.e.*, 14,500 ton/Y including domestic and imported silicon in 2004 [6]. World production capacity is around 29 thousand ton/Y also in 2004, out of which 7,650 ton was consumed by world PV cell industries[6]. If the ultra-thin technologies will be well developed toward 2030, silicon feedstock issues may not become so serious from the viewpoint of industrial structure.

3.5 PV Module Reuse and Recycling

When a large amount of PV modules are deployed and after their stable production stage is coming, major demands will be to fulfill renewal needs for end-of-life installations. Therefore, a reuse and recycle plant will be provided next to a module production line. For instance, a new idea of recyclable PV cells covered by antiadhesive film [7] may be a good solution suitable for film carrier module fabrication.

4 Conclusions

In recent PV conferences in Asia, US and Europe, long term PV roadmaps have been discussed as one of important topics. In years such as 2030, 2050 and 2100, PV industries are said to grow very rapidly from 100 GW level to 100 TW or more. When we look at relationship between market size and technology, it comes to a level of production speed resultingly. From this view point, the author very freely illustrated future possible directions of PV technologies, especially in conjunction with PV module fabrication line and inverter assembly line.

According to the Japanese "PV2030" Roadmap, 100 GW of total domestic installation of PV systems are expected. Estimating 10 to 20 GW/Y of production scale in 2030s, it may becomes different order of magnitude, *e.g.*, from the present level around 100 MW/Y/line to 1 GW/Y/line. This means 10 times larger than the present technology. Moreover, world total PV installation may reach much more than 100 TW if one third of world electricity demands is considered to be fulfilled by PV electricity. For this case, the author assumed 10 GW/Y × 440 lines. According to this basic assumptions, typical production speeds are indicated, *e.g.*, more than 4 or 40 cells/second for each of 2030 or 2100; more than 100,000 or 1,000,000 modules/month; more than 8,000 or 80,000 units/month of residential inverters and another 50,000 or 500,000 units of AC modules.

Seeking for the long-term, but real target, it is necessary to consider which direction is fundamentally worth while to go.

15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference (PVSEC-15) Shanghai China 2005 P-109

PV Module Performance in the Ulaanbaatar of Mongolia

Amarbayar Adiyabat[1], Kosuke Kurokawa[1], Kenji Otani[2], N.Enebish[3], G.Batsukh[3], M.Battushig[3], D.Ochirvaani[3], B.Ganbat[3], D.Otgonbayar[3]

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

2. National Institute of Advanced Industrial Science & Technology, Tsukuba Central 2, Tsukuba, Ibaraki, 305-8568, Japan

3. Inter-Univ. Solar Energy Research Net-Center, National Univ. of Mongolia, P.O.Box 46A/436, Ulaanbaatar, Mongolia

Abstract: This paper presents the evaluation results of solar energy potential and photovoltaic module performance from real measured data in the Ulaanbaatar city of Mongolia. For the purpose of estimating solar energy potentials and durability of PV systems in the Khangai region, a data acquisition system, which includes p-Si, 55W modules and two sets of precision pyranometers, thermometer and anemometer, have been installed at the Ulaanbaatar city in May, 2004. This system has been measuring 15 parameters including solar irradiation and meteorological parameters in every 10 minutes. It has been observed that the high output gain due to the operating condition of low module temperature in spring and autumn.

Key Words: Solar energy resource, PV Module performance, Outdoor exposure test.

1 Introduction

In designing a photovoltaic system, there is a basic requirement to accurately estimate the output from the proposed PV array under operating conditions. PV modules are given a power rating at standard test conditions (STC) [3]. But these conditions rarely appear under outdoor operation.

It is considered that the meteorological environment characteristic of Khangai region might affect to the PV system performance and design specifications. Therefore, need to clarify unknown factors for designing, system operation and maintain.

In the Ulaanbaatar, Mongolia, we set up p-Si PV module and the checking devices (e.g. I-V Curve Tracer, etc.) as well as the meteorological devices to study the characteristics of the photovoltaic system operation in the severe natural environment. The purpose of this study is to verify the output simulation technique for the PV and also to clarify the specification requirement for the system design. In order to clarify the actual environmental capabilities (loss analysis) in Khangai region, we will measure the meteorological data such as the amount of solar irradiation and temperature, and the I-V characteristics of the photovoltaic modules.

2 Experimental Setup

In order to determine the potential of VLS-PV in Central Khangai region it has been installed poly-crystalline silicon PV modules and checking devices in the Ulaanbaatar (47°55'N and 106°53'E) - the field site (Fig.1).

Fig.1 Overview of the experimental set-up and horizontal pyranometer

The data acquisition system (Fig.2) automatically will be switched on at every 10 min and records the total solar irradiation received on the horizontal and 30° tilted surfaces, site meteorological data and measures PV module current-voltage (I-V) curves.

The management system software package is installed in the data acquisition system, which is supplied by a 12V battery at measurement time and data are loaded into the 4 MB storage module (SM4M).

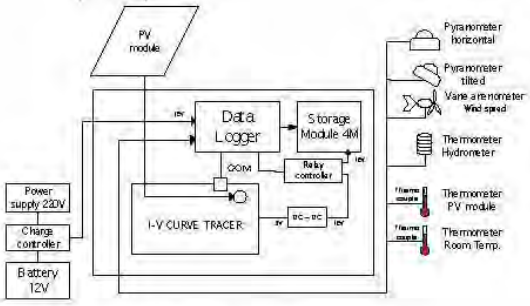


Fig.2: Schema of the data acquisition system

3 Analysis Method

The field data analysis is divided into 3 parts regarding environmental conditions, solar energy resource evaluation, and PV module performance. The environmental condition indices include ambient and module temperatures, average wind speed, and humidity. For evaluation of the solar energy resource, we use sunshine duration time, monthly average irradiation, and irradiation variable ratio. The PV Module performance indices include reference yield, array (module) yield, module performance ratio, temperature modification factor, and other loss factors of the PV module [1, 2].

In this analysis, we used 1 year of data collected from July 2004 to June 2005. First, raw data obtained from the test site were checked and correctable noise was filtered.

All system performance data have been evaluated in terms of operational performance and reliability based on the IEC Standard 61724.

$$Y_r = H_A / G_S \quad (2) \quad Y_A = E_{A,d} / P_{max} \quad (3) \quad K_{module} = Y_A / Y_r \quad (4)$$

The *reference yield*, Y_r, is based on the in-plane irradiation,

H_A, and represents the theoretically available energy, G_S, per day and kW_p. The *array yield*, Y_A, is the daily array energy output, $E_{A,d}$, per kW and represents the number of hours per day that the array would need to operate at its rated output power, P_{max}, to contribute the same daily array energy to the system as it was monitored. The *array performance ratio*, *PR*, is the ratio of actual array output energy to the energy available theoretically (*i.e.*, Y_A/Y_r). *PR* is independent of location and array size, and indicates the overall losses on the array's rated output due to module temperature and incomplete utilization of irradiation. In this paper, array means module

4 Results and Discussion

The monthly amount of duration time in winter and summer season are indicated respectively 150 and 290 hour range in a normal year. The fraction of duration indicated 0.5 in summer, due to rainy season, in the cold season it goes up to 0.75 or more. Between the duration time value of normal year and measurement period, mean error of -0.95h, RMSE of 4.3h [4]. The annual mean horizontal irradiation indicated 3.95 [kW/m^2/day], which was 1.2 fold more than in Sapporo. The annual average in-plane irradiation was 4.73 [kW/m^2/day].

The Fig.3 shows the monthly average output of PV module with comparison to the rated output. The annual energy output of module indicated 193.4Wh/day verse 259.9Wh/day in rated power.

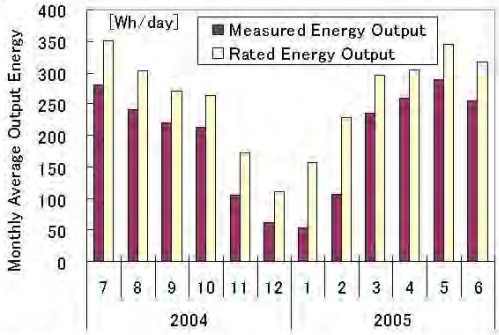


Fig.3 The Average Outputs of PV Module with comparison to the rated output

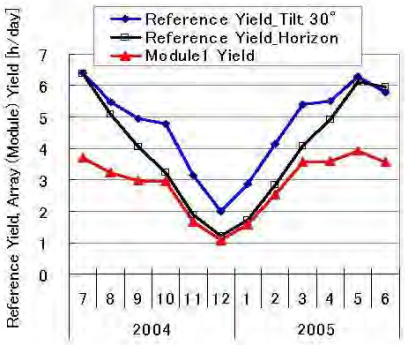


Fig.4 The Reference Yield and Array Yield

The module performance ratio is indicated around 0.8 in warm-season, but in winter it down to 0.34. The dramatic decrease in winter months is due to fully or partial snow coverage of the module.

It is important to note that shading and snow cover have a much more pronounced effect on a PV module's output than they do on the pyranometer measuring sunlight on the module. Whereas snow might quickly melt completely off of the sensor, the module could remain partially or completely covered for a prolonged period. Under such conditions, the solar sensor does not provide an accurate indication of sunlight on the module and the PR is, therefore, inaccurately low.

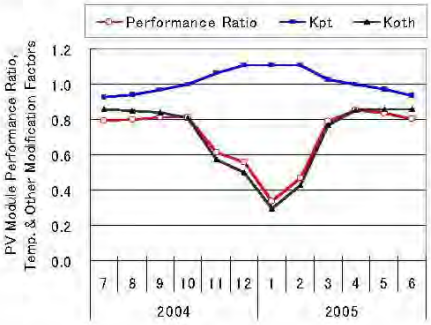


Fig.5 Module performance ratio and Temperature & Other Modification Parameters

5 Conclusions

The accurate determination of the performance of PV modules is crucial for the design of PV systems and its economic evaluation. In order to develop conceptual design and calculation of the power generation and construction cost for PV system for the Khangai region, it has been developed autonomous PV module performance monitoring devices and data acquisition system. The outdoor performance tests of polycrystalline silicon PV modules have been conducted in the Ulaanbaatar.

It has been observed that the high output gain due to the operating condition of low module temperature in spring and autumn. The monthly amount variation of 30 degree inclined in-plane irradiation and module output shows over 60% range in a year. We will continue our field study to further evaluate the long-term performance of PV modules exposed to the severe environmental conditions in the Khangai region.

Acknowledgments

The study was carried out by the Japanese-Mongolian Research team within the cooperative framework between the National Institute of Advanced Industrial Science & Technology, Tokyo University of Agriculture & Technology and Inter-Univ. Solar Research Net-Center of the NUM.

References

[1] Namjil Enebish, M. Battushig, 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, 2003, 7P-B3-51

[2] A.Amarbayar, K.Kurokawa, K.Otani, N.Enebish *etc*, Evaluation of Solar Energy Potential and PV Module Performance in the Gobi Desert of Mongolia, WREC-8, Denver, Colorado, Aug.2004

[3] IEC Standards 891 and 1215, Bureau Central de la Commission Electrotechnique International, Geneve

[4] Institute of Meteorology and Hydrology of Mongolia, www.env.pmis.gov.mn/Meteoins/.

15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference (PVSEC-15) Shanghai China 2005 P-95

About the Influence on the Islanding Detection Device by the Difference in the Motor Load

Hironobu Igarashi, Kosuke Kurokawa [1], Shoichi Suenaga, Tkanori Sato [2]
[1] *Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT) 2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588, Japan,*
E-Mail: Igarashi_H@jet.or.jp
[2] *Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories 5-14-12 Yoyogi, Sibuya-ku, Tokyo 151-8545, Japan*

Abstract: The household solar power generation systems that are connected to the electric power companies' distribution line are stipulated to have an "Islanding Detection Device" to avoid islanding when a power failure occurs. However, we have verified that these devices occasionally have difficulties to detect islanding when a motor load exists on the same distribution line. In this study, we conducted an experiment to figure out whether the variation of the output of a motor load has any influence on the funcution of the islanding detection devices. As a result, we found that as long as there is a motor load exists on the same distribution line, regardless of the output of the motor load, there are some condintions in which the islanding detection device cannot detect islanding properly.
Key Words: Islanding detection, Grid-connected, Motor.

1 Introduction

Growing public concern about global environmental issues, especially global warming, has recently led to increased use of household solar power generation systems. The majority of these systems are distribution line-linked systems in which the electricity generated by solar cells is converted to alternating current with a power conditioner, and linked with the electric company's distribution line. In Japan, the Electrical Facilities Technical Standards under the Electric Utility Industry Law provides that an islanding detection device should be furnished in the solar power generation systems in order to prevent system failures or accidents in the event of distribution line problems, to localize the area of an accident, and to enhance the cooperative protection between these systems and the distribution line.

However, it has been shown that these islanding detection devices fail to detect islanding properly in some occasion when there is a motor load connected on the same distribution line [1].

This report describes a study to figure out whether the variation of the output of a motor load has any influence on the function of islanding detection devices by conducting a experiment and examining the output of the motor load.

2 Influence of the Motor Load

An islanding detection device include four protective relays, an Over Voltage Relay (OVR), an Under Voltage Relay (UVR), an Over Frequency Relay (OFR), and Under Frequency Relay (UFR). Generally, it is required to set the detection levels and detection timing to the standard value in Tab.1[2] in installing a solar power generation system.

Tab.1 Detection level and time limit of protective relays in islanding detection device

Classification of protective relay	Detection level	Detection time limit
Over voltage relay	115%	1s
Under voltage relay	80%	1s
Over frequency relay	51.0Hz/61.2Hz	1s
Under-frequency relay	48.5Hz/61.2Hz	1s

Nevertheless, after a service interruption of the electric companies' distribution line, the mutually depending and balancing relationship[1] between the motor load and the power conditioner prevent any fluctuation of the voltage and frequency: that make it difficult to detect islanding by transient variation of voltage and frequency within the detection time limit.

3 Influence of the Output of the Motor Load

How much electricity the motor can generate in case of a power cut depends substantially on the electromotive force that rises right at the moment of the service interruption. The greater the load is, the greater the electromotive force is, and vice versa. Since an islanding detection device detects minute fluctuation of the voltage and frequency and then stops the power conditioner, it is assumed that it is more severe for the islanding detection devices when a larger moter is connected to the distribution line.

4 Timing the Power Conditioner to Stop

We conducted an experiment using the circuit consist of an AC power as a simulated distribution line, a DC power as a simulated solar battery array, a power monitor to measure the power at a tidal flow point, and a waveform recorder. Fig.1 shows the diagram of the test circuit.

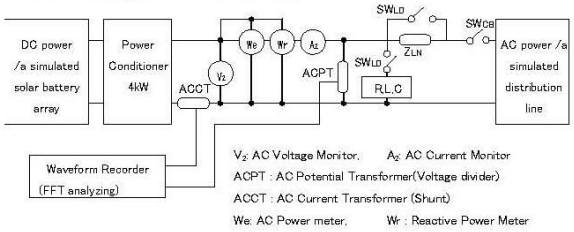


Fig.1 The circuit of islanding test

4.1 The Procedure of the Experiment

Using the circuit in Fig.1, the experiment followed the procedure below.

In the circuit in Fig.1, simulate the condition that the power conditioner running in its rated output is connected to the electric company's distribution line.

1) Simulate the power failure by opening SW_{CB}.

2) Time the cessation of power conditioner operation after the power failure by directly measuring switch signal and the gate block signal both of which represent the operation of the power conditioner.

3) When the power conditioner cannot stop within one second, conclude the islanding detection device cannot function properly.

4) Repeat the procedure above after changing the load condition.

4.2 Loading Conditions

The load condition was changed as below at the RLC in figure.1 (total 25 conditions).

1) At the tidal flow point, the load is equal to the active and reactive powers of the rated output of the power conditioner.

2) Vary both the active and reactive load within the range of ± 10% and ± 5% of the rated output. In addition, one of the motor loads was included in the RCL in each load condition.

4.3 The Specification of the Motor Load

Specifications for three types of motor loads subjected to the experiment are given in Tab.2. The motor of A) is used in the certification tests[3].

Tab.2 Specification of the motor load

Specification of the Motor Load	The Size of the Flywheel D[m]W[kg]	Moment of Inertia
A) 1Φ100V, 6.5A, 50/60Hz, Output645W	0.205 0.605	0.06 [N·m^2]
B) 1Φ100V, 4.0/3.8A, 50/60Hz, Output 365W	0.150 0.605	0.03 [N·m^2]
C) 1Φ100V, 2.0/1.8A, 50/60Hz, Output 170W	0.150 0.539	0.03 [N·m^2]

5 The Results

The Result is shown in Fig.2, 3, and 4. In the figures, the bars reaching to one second indicate that the power conditioner did not stop within the detection time limit. Therefore, there are certain load conditions in which islanding detection devices could not function regardless of the outputs of the motor loads.

Furthermore, in case that the power conditioner did not stop, only when the smallest motor load is included, the voltage waveform instantaneously shrinks and then returns to the base voltage immediately.

Taken together, this experiment indicates that when there is a motor load within the distribution line in which a solar battery system is installed, regardless of its magnitude, it is possible that it results in islanding state.

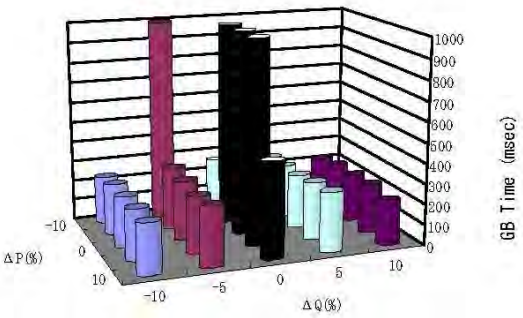


Fig.2.Result of islanding test for 645W motor load

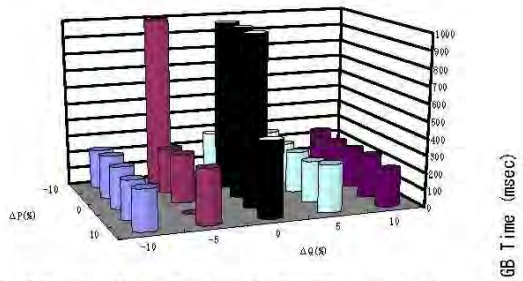


Fig.3 Result of islanding test for 365W motor load

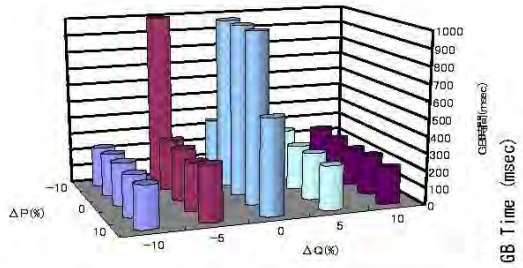


Fig.4 Result of islanding test for 170W motor load

6 Conclusions

In this study, we found that an islanding state could occur irrespective of the variation of the motor load. Future studies will involve motor loads whose magnitudes and moments of inertia are concurrently taken into consideration and the optimum motor loads.

References

[1] Hironobu Igarashi. The tests of islanding have an influence on motor. Proc fo 2005 National Convention Record IEE Japan,.No.6-192, p.341-342 (2005).

[2] Japan Electric Association, Specialized Conference on Decentralized Power Distribution Systems Linkage. Technical Guideline for the Specialized Conference on Decentralized Power Distribution Systems Linkage. JEAG 9701-2001, I, p.64.

[3] Japan Electrical Safety and Environment Technology Laboratories. Test Method for Distribution Line Linkage for Solar Battery Systems, October 2002.

15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference (PVSEC-15) Shanghai China 2005 27-5

Advanced Analysis of Shading Effect Using Minutely Based Measured Data for PV Systems

Yuzuru Ueda [1], Takashi Oozeki [1], Kosuke Kurokawa [1], Takamitsu Itou [2], Kiyoyuki Kitamura [2], Yusuke Miyamoto [3], Masaharu Yokota [3], Hiroyuki Sugihara [3]

[1]*Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588, E-Mail: yzrueda@cc.tuat.ac.jp*
[2]*MEIDENSHA CORPORATION, Riverside Building, 36-2, Nihonbashi Hakozakicho, Chuo-Ku, Tokyo 103-8515*
[3]*Kandenko co., ltd., 4-8-33, Shibaura, Minato-ku, Tokyo 108-8533*

Abstract: Output power loss due to shading effect is one of the concerns for roof mounted residential PV systems. Because of the roof design, PV modules are not always installed on a simple gable roof but also installed on a complex hipped roof. Hipped roof sometimes makes a shadow on itself and this shadow will reduce the energy yield of the PV systems. Other causes of the shading are buildings, trees or poles and transformers of the power grid especially in urban area. This research developed a method to evaluate the shading effect using minutely based measured data. This method can determine the direction of light-blocking object without taking a picture of object or the location survey. Quantitative analysis of output energy loss is also performed.

Key Words: Shading, Loss, Minutely Based Data.

1 Introduction

Output energy loss due to shading effect is one of the concerns for roof mounted residential PV systems. Most of the PV arrays have series connected string configuration to achieve enough high voltage for the efficient DC/AC inversion. In this case, only a small area of the partial shading on the string will affect whole string if the bypass diodes are not installed within the string. As a result, both shading analysis and array configuration analysis are necessary to predict the amount of energy loss due to the shading.

Shading may be caused by various reasons. For example, PV modules are not always installed on a simple gable roof but also installed on a complex hipped roof. Hipped roof sometimes makes a shadow on itself and this shadow will reduce the energy yield of the PV systems. Other causes of the shading are buildings, trees or poles and transformers of the power grid near the PV systems especially in urban area.

The objective of this research is to develop a method to quantify the energy loss due to the shading effect using minutely based measured data without taking a picture of the light-blocking object or the location survey. This method can also determine the direction of light-blocking object by using 3D contour graph.

2 Methods

2.1 Shading and Energy Loss

The definition of "shading" in this paper is the situation that the pyranometer does not have any shading but PV array has. Only the stoical sunlight-blocking objects are considered, moving clouds or other accidental shadings are not included.

Expected energy output of the PV array is calculated using module temperature and input solar irradiance at the PV array's plane which is calculated with measured solar irradiance at the pyranometer. Energy loss due to the incident angle, DC circuit resistance and module/string mismatch are also considered to calculate the possible maximum energy output from the array. [1]

Energy loss due to the shading can be calculated as the differences between the possible maximum energy output and actual maximum energy out for each sun's location because only the shading will affect the energy yield according to the sun's location and other loss factors may independent from it.

2.2 Data Filter

The maximum energy output from PV array for each sun's location is sometimes recorded not in sunny day but partially clouded day. This is because of the "Edge effect" of the clouds. The edge of moving clouds work as a kind of a lens and unexpected high irradiation is observed. To exclude this effect for shading loss analysis, data under the fast fluctuation are excluded using the following conditions.

1) Delta irradiance in 1 minute > 0.03 [kW/m^2].

2) Delta PV array output in 1 minute > 3% of array capacity.

Using these conditions for each 1 minute, delta irradiance and delta output for 1 to 5 minutes are calculated and data are excluded if the delta is larger than the conditions.

2.3 3D Contour Plots

The maximum energy losses due to the shading are calculated for each solar height angle and solar azimuth angle in increments of 5 degree. Energy loss is divided by expected maximum energy output, which is defined as a shading loss ratio, and results are plotted into 3D contour graph. X-Y plane represents the sky from array location, due south is 0 degree of the solar azimuth. Shading loss ratio is plotted as Z axis using different color. Shading loss ratio of zero means there is no shading effect and that of one means 100% of expected energy output is lost because of shading effect.

3 Results and Discussion

Data from June 2004 to May 2005 are used for this analysis. Fig.1 shows the result of site A and Fig.2 shows the result of site B. Orientations are south and tilt angles are 26.5[deg] for both sites. Three arcs in these graphs are the sun's path on the summer solstice, the equinox and the winter solstice from top to bottom respectively.

Site A has shading loss when the sun is in west. Shading loss ratio increased along with the solar height decreasing and solar azimuth increasing when the sun is in west but seasonal effect is not so obvious. On the other hand site B has shading loss when the sun is in east and the loss is observed during winter

season only.

The worst shading loss ratio of site A was about 0.8 which was recorded around the winter solstice. This means 80% of expected output energy was lost due to the shading.

In general, sunlight-blocking objects can be assumed as an object which is blocking direct component of the incoming irradiation. However, depends on the object's size, shape or material it will also reduce diffused and reflected components. For example, stepped roof will completely block direct component and also reduce diffused and reflected components, but trees may not block 100% of direct component. Shading loss ratio gives an information how the object is blocking the incoming irradiation. Size of the shadow and number of the strings which is covered by the shadow are also the factor to determine the shading loss ratio. In the case that the PV array's I-V curve has steps due to the partial shading and inverter cannot find maximum power point, MPP mismatch will reduce the output energy so the shading loss ratio become larger.

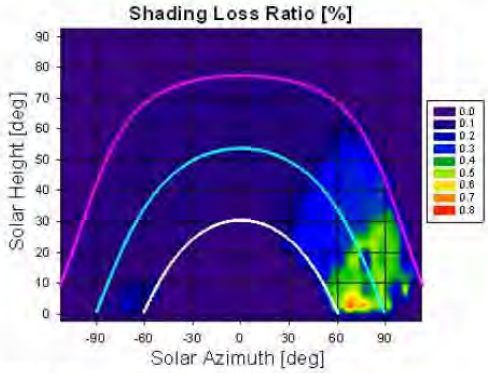


Fig.1 Shading loss ratio of site A

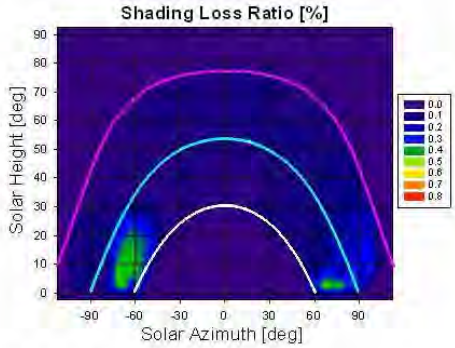


Fig.2 Shading loss ratio of site B

Monthly shading loss ratios are also summarized in Tab.1. Both site A and site B showed less shading loss ratio during summer season.

The worst monthly shading loss ratio of site A was 6.04%. Since most of the shading is occurring when the sun goes lower, input irradiance is already weak so the number of monthly shading loss ratio is not so large compare with a "sun's location" based shading loss ratio. A capacity of the system is 4.48 [kW] but expected possible energy output during the shading time is less than 1 [kW]. Actual energy loss was 36.6 [kWh] during January 2005 while the system generated 514.2[kWh] in site A.

Tab.1 Monthly shading loss ratio

	September 2004	January 2005	May 2005
Site A	4.04%	6.04%	4.50%
Site B	0.61%	3.11%	0.37%

Fig.3 shows the pictures of site A and site B. Site A has stepped roof and the west side is higher than the east side. This step is making a shadow on the lower side of the roof and causing energy loss of the PV system. Site B has a simple gable roof but there is a transformer on top of the pole which is located at the south east corner of the PV system. This transformer is making a shadow on the PV array but height of the pole is not so high so the effect is observed only during a winter season.

Fig.3 Pictures of site A (left) and site B (right)

4 Summary

Advanced analysis method of shading is developed in this research. Directions of the sunlight-blocking object are determined from the results and its effects for PV systems performance are quantified.

This research is performed as a part of"Demonstrative research on clustered PV systems" which is a project of New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO). Authors would like to acknowledge the financial support of NEDO and cooperative discussions with project members.

References

[1]Takashi Oozeki et al., The Evaluation Method of PV Systems, 12th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, 2001, P-185.

15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference (PVSEC-15) Shanghai China 2005 24-7

Study on D-UPFC in the Clustered PV System with Grid

Kyungsoo Lee, Kosuke Kurokawa
Tokyo University of Agriculture & Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo 184-8588, Japan
E-Mail: onnuri@cc.tuat.ac.jp

Abstract: Reverse power flow from a clustered PV system causes over-voltage problem in the distribution system. This paper proposes D-UPFC (Distribution-Unified Power Flow Controller) to solve the over-voltage condition when the clustered PV system is injected to the distribution system. D-UPFC simply controls distribution voltage level because PV systems almost produce active power. This system simply consists of AC-AC buck converter, a shunt transformer and an injection transformer. Simulation results show that D-UPFC controls distribution line voltage.
Key Words: Clustered PV system, D-UPFC, AC-AC buck converter.

1 Introduction

Reverse power flow from the grid-connected photovoltaic (PV) systems increases the voltage of power distribution line. In the case that large numbers of residential PV systems are connected to the power grid within a small area, this situation called "clustered", amount of delta-voltage will be higher than the stand-alone PV systems [1]. So, the over-voltage effect, which is normally happened in the grid-connected PV system, is the one of power quality problems in the distribution system.

Many kinds of methods are suggested to solve power quality problems. Among the most common are tap-changing transformers, which are the types of voltage regulators used in today's power distribution systems. However, these methods have significant shortcomings. For instance, the tap-changing transformer requires a large number of thyristors, which results in highly complex operation for fast response. Furthermore, it has very poor transient voltage rejection, and only has an average response time [2].

UPFC is basically used in the transmission line. It controls voltage level, impedance and phase angle simultaneously. However, D-UPFC, the author suggested, is not the same topology with normal UPFC. It consists of a shunt transformer, ac-ac buck converter and an injection (series) transformer. Also, it simply controls voltage level in the distribution line.

This paper is divided into two major parts. Part 2 provides details of the design and description of the D-UPFC model. Part 3 contains simulation results and their analysis. The paper ends with future scope and conclusion.

2 D-UPFC Model

To solve the over-voltage problem, the analysis of simple D-UPFC model is suggested. Fig.1 shows the simple D-UPFC model between a grid source and a clustered PV system.

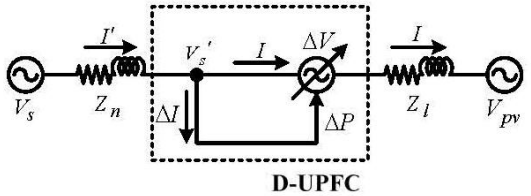


Fig.1 Simple D-UPFC model

When the distribution line voltage increases, ΔV is

$$\Delta P = \Delta V \square I \quad (1)$$

$$\Delta I = \frac{\Delta P}{V_s'} = \frac{\Delta V}{V_s'} \square I \quad (2)$$

$$I' = I + \Delta I = (1 + \frac{\Delta V}{V_s'})I \quad (3)$$

$$V_s' = V_s - Z_n I' = V_s - Z_n I(1 + \frac{\Delta V}{V_s'}) \quad (4)$$

In the equation (4), distribution line V_s' decreases due to controlling D-UPFC.

Fig.2 shows the schematic of D-UPFC system. D-UPFC system is based on an ac-ac buck converter ($V_{out} \le V_{in}$) configuration, with a shunt transformer used at its input and a step-down injection transformer used at its output [2]. Under the over-voltage with reverse power flow from the PV systems, D-UPFC injects a required voltage in series to regulate the load voltage at a desired value (100V, rms). D-UPFC has four IGBT switches. The switches S_{w1} and S_{w4} form one pair and are turned on/off simultaneously. Similarly, switches S_{w2} and S_{w3} form another pair and are turned on/off simultaneously. The duty cycle of switches varies from 0.05 to 0.95 depending upon over-voltages from the clustered PV system [3]. Also, D-UPFC controls only voltage levels. Fig.3 shows voltage control of D-UPFC.

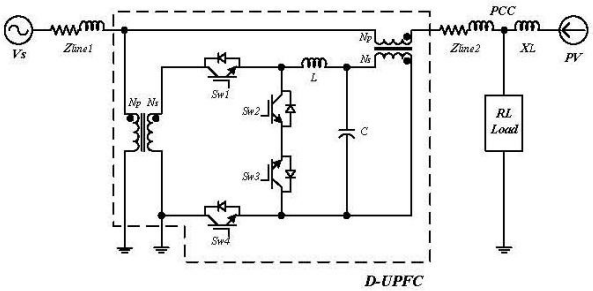


Fig.2 Schematic of D-UPFC system

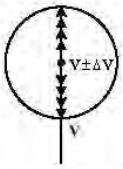


Fig.3 Voltage control of D-UPFC

3 Simulation Results and Analysis

Fig.2 was simulated in the PSIM. Tab.1 shows simulation parameters for D-UPFC.

Tab.1 Parameters of D-UPFC system

Vs	100[V],rms
Shunt & series transformer	1:1
Switching frequency	10[kHz]
LC filter	3[mH], 20[uF]
RL Load	10[Ω], 0.1[mH]
Line impedance(R+jL)	0.025+j0.00001[Ω]
PV output reactance(X_L)	1[mH]

Fig.4 shows the normal condition of distribution line and reverse power flow. Generally speaking, load voltage (Vload) is less than voltage source (Vs) in the distribution line because of line impedance. However, reverse power from the PV system flows from 0.6[s] and then line's over-voltage situation happens.

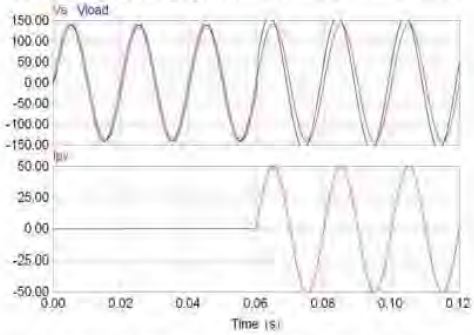


Fig.4 Normal condition and reverse power flow

Fig.5 shows the result of D-UPFC control. Although output power of PV is 50[A] at 0.6[s], Vload is the same as Vs.

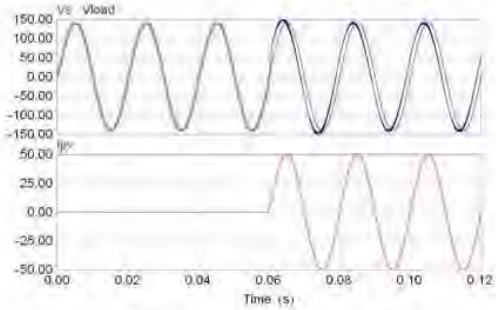


Fig.5 Voltage control with 50[A] of PV output current

Fig.6 represents over-voltage situation as well as voltage control from D-UPFC. Even though 60[A] of reverse power flow situation happens, D-UPFC controls distribution line voltage.

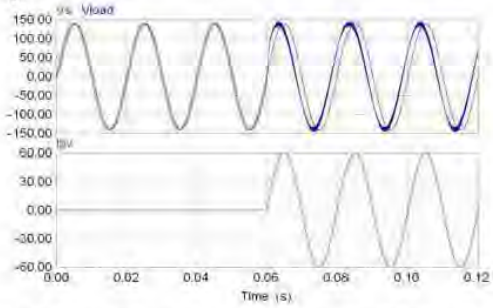


Fig.6 oltage control with 60[A] of PV output current

Through the simulation results, D-UPFC controls distribution line voltage when PV output current was 50[A] and 60[A].

4 Future Scope

D-UPFC simply controls over-voltage condition in the distribution line. However, it is important to control distribution line voltage optimally when the reverse power flow happens. Also, it needs to research why line voltage angle leads source voltage angle when the reactive power flows.

5 Conclusions

To solve the over-voltage condition due to the clustered PV systems connected with distribution line, D-UPFC was suggested and carried out the voltage regulation in this paper. It has been found that D-UPFC effectively compensates over-voltage condition in the distribution line. D-UPFC is modified from the normal UPFC, which has two converters and a dc link capacitor and two transformers in the transmission system. However, D-UPFC has an ac-ac buck converter and two transformers. Simulation results were shown that D-UPFC controls over-voltage condition in the distribution system. Future study will include to control more effectively the distribution line's voltage.

Acknowledgements

The author thanks Mr. Okada and Mr. Koizumi for discussing D-UPFC.

References

[1] Y. Ueda, "Analytical Results of Output Restriction due to the Voltage Increasing of Power Distribution Line in Grid-connected Clustered PV Systems," IEEE 31st Photovoltaic Specialist Conference, 2005.

[2] S. M. Hietpas, and M. Naden, "Automatic Voltage Regulator Using an AC Voltage-Voltage Converter," IEEE Trans. Industry Applications, 2000,36,1:33-38

[3] B.N. Singh, and M. Simina, "Intelligent solid-state voltage restorer for voltage swell/sag and harmonics," IEE Proc.-Electr. Power Appl,2004,151, 1:98-106.

15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference (PVSEC-15) Shanghai China 2005 24-3

An Evaluation Method of Area-dependency Equalization of Output Fluctuation from Distributed PV System by Using Frequency Analysis

Norihiro KAWASAKI 1, Takashi OOZEKI 1, Kenji OTANI 2, Kiyoyuki KITAMURA 3, Hiroyuki SUGIHARA 4, Shogo NISHIKAWA 5, and Kosuke KUROKAWA 1

[1] *Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, Japan, E-Mail: norihiro@cc.tuat.ac.jp*

[2] *National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST)*

[3] *Meidensha Corporation,* [4] *Kandenko co., ltd,* [5] *Nihon University*

Abstract: Short time fluctuations of solar irradiance will become an important issue with regard to future embedded photovoltaic (PV) systems. However, when a large number of systems introduce in certain area intensively, the output of the systems will be stable by the equalization of irradiance fluctuation. In this paper, the evaluation method of irradiance fluctuation is described. By using this evaluation method, frequency characteristics of irradiation are evaluated. Moreover, relations between the smoothing effect and area size are examined.

Key Words: Frequency Analysis, the Smoothing Effect, Fluctuation, Area Size.

1 Introduction

An 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 lower. For resolution of those problems, authors have studied "the smoothing effect" [1] which is smoothed total irradiance in the area. Fluctuation of output of a few PV systems is sensitive, 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 increased, and problems for utility occurred by fluctuation of PV output power can be alleviated. Therefore, it is very important to quantify this effect and to develop the evaluation method.

In this study, the evaluation method of smoothing effect of PV systems is proposed by frequency analysis: i.e. Fourier transform and Wavelet transform. Frequency analysis is useful to identify fluctuation values of each time scales. Irradiance and PV output power data about 500 PV systems clustered will be measured every second as the part of NEDO's project, "Demonstrative Research on clustered PV Systems" from March, 2004, to March 2007.

2 Measured Data

Irradiance data has been recorded by one second sampling. Irradiance data used in analysis was obtained by the special monitoring system (silicon pyrtheliometer) that consists of 30 synchronized monitoring terminals (Fig.1). Those termi-nals have been installed on a grid which covers an area measuring about 650m×440m. The size of the grid is decided by considering the size of typical residential estate. In this paper, we consider 9 area ptterns (A ~ I) for the smoothing effect.

3 Approach

Fluctuations of irradiation have variety of patterns each day. Therefore, this analysis require more than one day data. Fig.1 shows analysis flow chart. Two extreme cases such as characteristic of one cycle and characteristic of one day are being evaluated during a day.

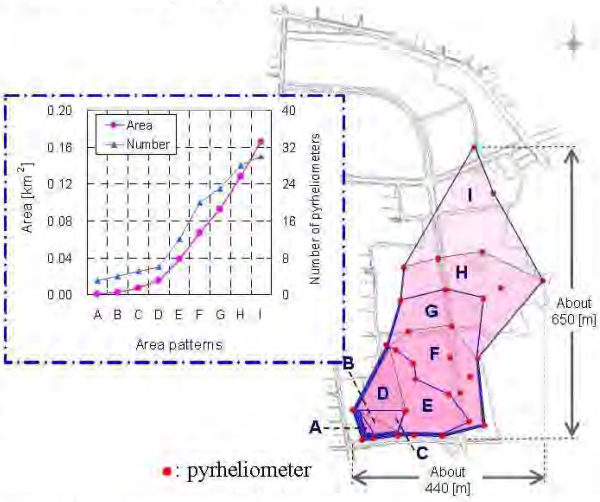


Fig.1 Location of 30 silicon pyrheliometer and area patterns

First, this section describes about maximum magnitude of the fluctuation (MMF). MMF was defined as a characteristic of one cycle. MMF shows the biggest magnitude of fluctuation during a day for each cycle of fluctuation (Level, see Tab.1). In other words, this is the worst case in the fluctuation. This is calculated from the peak of the power spectrum of Wavelet Transform. Then, KMMF was defined that was the difference in MMF of one site irradiation and areal irradiation as an index for the smoothing effect.

Next, this section describes about energy of the fluctuation (EF). EF is the total energy of fluctuation in one day for each cycle of fluctuation. This is calculated from the power spectrum density (PSD) of Fourier transform. Then, KEF was defined that was ratio of deviation in EF of one site irradiation and areal irradiation as an index for the smoothing effect.Then, it is necessary to divide the frequency domain suitably in evaluation for

the smoothing effect. So, the octave division which could be analyzed well to the low frequency element was used. Octave division (Tab.1) is a division method that is divided equally about the low frequency element in turn(Fig.2).

4 Results and Discussion

Fig.3 shows waveform of the analysis example; irradiation of 14 May, 2005. Fig.4 shows analysis result, a left graphic of (a) is MMF, a right graphic of (a) is KMMF, a left graphic of (b) is EF, and a right graphic of (b) is KEF.

The characteristic (MMF and EF) of one site in Fig.4 are plotted from the maximum value of the characteristic (MMF and EF) of 30 sites. To compare characteristic of one site and areal characteristic, characteristic of one site is smaller than areal characteristic when the measuring area spreads out. As can be seen from KMMF and KEF, the smoothing effect will increase along with area increasing.

The influence of the smoothing effect was larger in area patterns E ~ I compare with patterns A ~ D in both characteristics. The largest smoothed effect on KMMF was more than 0.4 [kW/m2], and on KEF was more than 90 [%].

As a result of this method, short term fluctuation of about 2 seconds ~ 2 minutes (Level-1 ~ 6) was smoothed for the smoothing effect in area of measured sites.

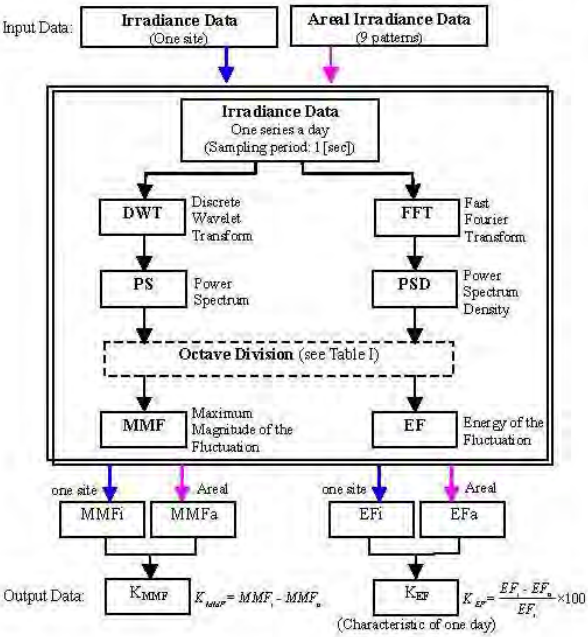


Fig.2 Analysis flow chart

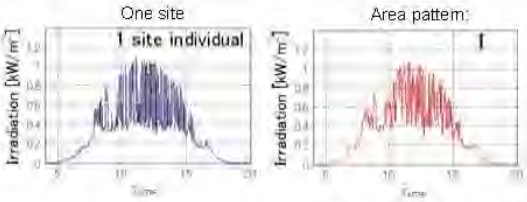


Fig.3 One site irradiation and areal irradiation (14 May 2005)

5 Conclusions

Conclusions of this paper are shown below.

1) The evaluation method of the smoothing effect for every cycle of fluctuation was developed.

2) The result of analysis conform that the smoothing effect is depended on area size.

Acknowledgments

This work was supported by NEDO as a part of the "Demonstrative Research on Clustered PV Systems" under METI (Ministry of Economy, Trade and Industry).

References

[1] K.Otani, J.Minowa, and K.Kurokawa, "Study on Areal Solar Irradiance for Analyzing Areally-Totalized PV Systems," Solar Energy Materials and Solar Cells, 1997, 47: pp.281-288.

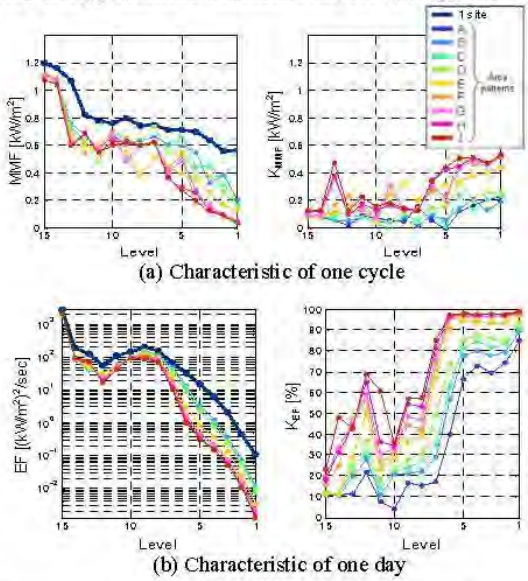


Fig.4 Analysis result of the smoothing effect for each area patterns (14 May 2005)

Tab.1 Relationship between level and **one** cycle of fluctuation, frequency of fluctuation

Level j	one cycle of fluctuation (2^j~2^{j+1}) [sec]	Frequency of Fluctuation [Hz]
1	2~4	0.5~0.25
2	4~8	0.25~0.125
3	8~16	0.125~0.0625
4	16~32	0.0625~0.03125
5	32~64	0.03125~0.01562
6	64~128	0.01562~0.00781
7	128~256	0.00781~0.00390
8	256~512	0.00390~0.00195

Level j	one cycle of fluctuation (2^j~2^{j+1}) [sec]	Frequency of Fluctuation [Hz]
9	512~1024	0.00195~0.00097
10	1024~2048	0.00097~0.00048
11	2048~4096	0.00048~0.00024
12	4096~8192	0.00024~0.00012
13	8192~16384	0.00012~0.00006
14	16384~32768	0.00006~0.00003
15	32768~65536	0.00003~0.00001

15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference (PVSEC-15) Shanghai China 2005 26-1

Temperature and Irradiance Dependence of the I-V Curves of Various Kinds of Solar Cells

Yuki Tsuno[1, 2], Yoshihiro Hishikawa[1] and Kosuke Kurokawa[2]
[1] *National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), Research Center for Photovoltaics, Central 2, 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305-8568, Japan*
[2] *Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-0012, Japan*
Phone: +81-42-388-7445, FAX: +81-42-388-7445, E-Mail: kanbai@cc.tuat.ac.jp

Abstract: It is useful to understand the effect of the irradiance and temperature on the solar cell and module performance, in order to estimate their I-V curves under various climate conditions. In this study, the linear interpolation method for the I-V curves is investigated based on experimental data on various kinds of solar cells. Physical validity of the linear interpolation for temperature is also investigated. Good agreement of the calculations and experiments of within ±1% indicates that the translation of the I-V curve based on the method is effective for estimating the performance of solar cells, modules and systems under various climatic conditions.
Key Words: solar cell, module, I-V curve, temperature, irradiance, translation.

1 Introduction

It is useful to understand the effect of the irradiance and spectrum of the incident light and temperature on the solar cell and module performance, in order to estimate their performance under various climate conditions. Although translation equations based on "shifted approximation" are employed on irradiance dependence in some standards [1], those equations can deviate from experiments when the variation in the irradiance and/or temperature is large. It has been reported that the irradiance dependence of the current-voltage (I–V) curves based on linear interpolation or extrapolation is valid for various kinds of solar cells including c-Si, a-Si and thin-film crystalline silicon solar cells, etc [2]. Recently, Marion et al. [3] reported that the I-V curves of a solar cell and modules is translated to desired conditions of irradiance and temperature by means of bilinear interpolation and four reference I-V curves. In this study, we investigate the accuracy of the linear interpolation method based on the experimental I-V curves of various kinds of solar cells. Physical validity of the linear interpolation for temperature is also investigated

2 The Linear Interpolation Method

The translation of the I-V curve for irradiance and temperature by the linear interpolation method is based on the following two assumptions.

(1) translation for irradiance: The I-V curve is expressed by the sum of a dark current and a voltage-dependent photocurrent, which is proportional to the irradiance or the short circuit current I_{sc} (equation (1)).

(2) translation for temperature: The output voltage V is a linear function of the temperature T when the output current I is a constant (equation (2)).

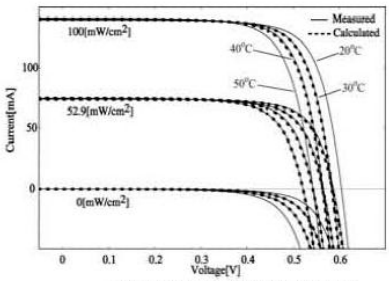
$$I_3(V)=I_1(V)+\frac{E_3-E_1}{E_2-E_1}\cdot\left(I_2(V)-I_1(V)\right) \quad (1)$$

$$V_3(I)=V_1(I)+\frac{T_3-T_1}{T_2-T_1}\cdot\left(V_2(I)-V_1(I)\right) \quad (2)$$

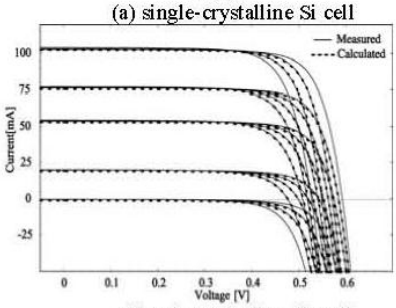
Here, $I(V)$ and $V(I)$ are the I-V curves, I_{sc} is the short circuit current and T is the device temperature. $V(I)$ $I(V)$ is the inverse function of $I(V)$. Subscripts *1* and I indicate measured conditions, and subscript *3* indicates the target condition.

3 Experiments and Results

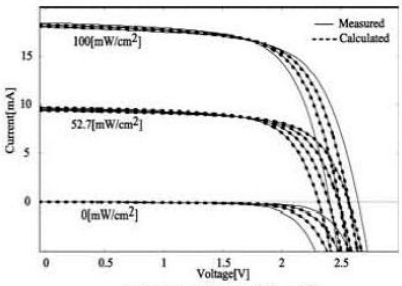
Typical single-crystalline Si, polycrystalline Si, amorphous Si and a-Si/thin-film crystalline Si tandem cells were used as samples. Their sizes ranged 2-10 cm^2. They were attached on metal plates, whose temperature was stabilized at 20°C, 30°C, 40°C, and 50°C by a flow of temperature controlled water. The temperature was controlled within a nominal accuracy of ±0.2°C. A solar simulator was used as the light source of 100 mW/cm^2. Irradiance was controlled by metallic thin film neutral density filters. For each solar cell, four reference I-V curves with irradiances of 0 and 100 mW/cm^2 and temperatures of 20°C and 50°C. The I-V curves at various irradiances and temperatures were calculated by using equations (1) and (2) from the reference I-V curves. The calculated I-V curves well agree with the experiment for all the samples measured in the present study [Fig.1(a)-(d)]. Measured and calculated I-V curve parameters I_{sc}, V_{oc}, maximum power P_{max} and fill factor FF agreed within ±0.6% for all the samples shown in the figures, which is good enough for many purposes.



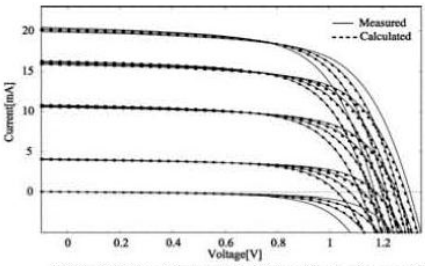
(a) single-crystalline Si cell



(b) polycrystalline Si cell



(c) amorphous Si cell



(d) a-Si/thin-film crystalline Si tandem cell

Fig.1 Measured (lines) and calculated (dotted lines) I-V curves of various kinds of solar cells

4 Physical Meaning of The Linear Interpolation for Temperature

In order to derive an approximate expression for temperature translation, we start with the single-diode model [4] of a p-n junction cell:

$$I = I_{ph} - I_0\left(\exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{kT}\right)-1\right) \quad (3)$$

Where, I is the current, I_{ph} is the photocurrent, I_0 is the diode saturation current, q is the electronic charge, V is the voltage, R_s is the series resistance, k is Boltzmann's constant and T is the temperature. I_0 is also usually expressed as an exponential form:

$$I_0 = A\exp\left(-\frac{E_g}{kT}\right) \quad (4)$$

Where, A is a constant and E_g is the bandgap energy of the active material. Therefore, the voltage can be rewritten as:

$$V = \frac{kT}{q}\ln\left(\frac{I_{ph}-I}{A}\right) + \frac{E_g}{q} - IR_s \quad (5)$$

Equation (5) means the voltage V is linear function of temperature T when current I is a constant. Using equation (5) and two I-V curves, the final expression for correcting temperature of typical solar cell is expressed as equation (2). The equation also indicates that the output current I, not the irradiance, of measured two I-V curves should be the same in order to accurately translate the I-V curve. Therefore, the validity of the translation for the temperature by the linear interpolation is based on the basic I-V characteristics of the p-n junction. It should be noted that the I-V curves of amorphous silicon solar cells (Fig.1(a)) and Si-based multi-junction structure, which are not expressed by equations (3) and (4), are also very well translated by the linear interpolation. This indicates that the equations (1) and (2) are valid for various kinds of solar cells which are presently available. It is also noted that parameters such as series resistance R_s or curve correction factor K are not required in the present translation equations, which is advantageous because these parameters cannot always be accurately determined. It is known [2] that the translation equation for the irradiance (eq. 1) can be modified when the R_s is very large. The translation equation for the temperature (eq. 2) is valid even for very large value of R_s. As a result, we have confirmed that the linear interpolation method is applicable to the solar cell which does not consist of equation (3) such as a-Si or tandem cell. In principle, four I-V curves measured at arbitrary chosen temperature and irradiance are enough for the calculation.

5 Conclusions

We have confirmed the accuracy of the linear interpolation method for translating the I-V curves of solar cells for irradiance and temperature, based on the experimental I-V curves of various kinds of solar cells measured under temperature-controlled conditions. The validity of the linear interpolation for the temperature is based on the basic I-V characteristics of the p-n junction devices. Typical single-crystalline Si, polycrystalline Si, amorphous Si and a-Si/thin-film crystalline Si tandem cells were used as samples. Good agreement of the calculations and experiments within ±1% indicates that the translation of the I-V curve based on the method is effective for estimating the performance of solar cells and modules under various climatic conditions. Therefore, simultaneous translation of the I-V curves for both the temperature and irradiance is possible.

Acknowledgement

This work was supported in part by NEDO under the Ministry of Economy, Trade and Industry.

References

[1] IEC 60891, 1987.
[2] Hishikawa Y, Imura Y, Oshiro T. Proceedings of the 28th IEEE PV Specialists Conference, 2000, 1464–1467.
[3] B. Marion, S. Rummel and A, Anderberg. Prog. Photovolt: Res. Appl. 2004, 12: 593–607.
[4] S. M. Sze. John Wiley & Sons Inc., New York, 1981.

15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference (PVSEC-15) Shanghai China 2005 06-3

A New Grid-Connected Inverter by Utilizing Ready-Made PWM ICs for Audio Power Amplifier

Kentaro Hayashi [1], Takae Shimada [1], Hirotaka Koizumi [1], Yasuo Ohashi [1], Kosuke Kurokawa [1]
[1]*Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, Japan*
Tel/Fax +81-42-388-7445, E-Mail: kentaro-@cc.tuat.ac.jp

Abstract: A cost reduction of photovoltaic (PV) grid-connected inverters is strongly required for popularization of PV systems. This paper describes a new grid-connected inverter by utilizing ready-made PWM integrated circuit (IC) for Audio Power Amplifier. Recently, the PWM IC has been developed and mass-produced with the technique of class D audio power amplifier. The technique is based on PWM inverters. Therefore, this type of IC can be applied to PV inverter, which has possibility of the dramatical cost reduction with mass production. Availability of the IC application to the PV inverter is shown by experimental results.
Key Words: Class D Audio Power Amplifier, Grid-connected Inverter, PWM Integrated Circuit.

1 Introduction

A cost reduction of photovoltaic (PV) grid-connected inverters is strongly required for popularization of PV systems. Various approaches have been tried. In this study, the Pulse-width modulation (PWM) integrated circuit (IC) for audio power amplifier is used for the cost reduction. Recently, the PWM IC has been developed and mass-produced with the technique of Class D audio power amplifier. The PWM method is used in this technique and the power stage of class D audio power amplifier is same to conventional DC/AC inverter. The main function of PV inverter is to transform DC into AC with PWM switching. On the other hand, that of Class D amplifier is to amplify musical signal input with PWM switching. However, to the Class D amplifier, DC voltage is supplied so that its function is considered as to transform DC into AC in other view point. Therefore the IC deserves utilizing as the main circuit of PV inverter.

2 Ready-Made PWM ICs for Audio Power Amplifier

2.1 Class D Audio Power Amplifier

PWM is well established in power electronics as a basis for inverters with sinusoidal output voltages. The application of PWM inverter circuits for PV inverter is well known. Besides the application of PWM inverter circuits for audio amplification has been becoming popular and sometimes called Class D audio power amplifier. The Class D audio power amplifier is realized by appearance of high speed switching device.

A configuration of the power stage of Class D audio power amplifier is shown in Fig.1. The MOSFETs (S1~S4) are switched by pulse width modulated audio signal. If S1~S4 are switched by pulse width modulated sinusoidal grid frequency, the power stage becomes prototype of PV inverter.

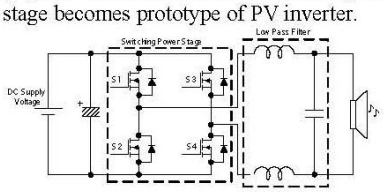


Fig.1 Power stage of Class D amplifier

2.2 Integrated Circuit for Class D Audio Power amplifier

ICs for Class D audio power amplifier can be divided into various types by their functions and mass-produced. One of them, all-in-one type, has PWM control circuit, gate driving circuit and power switching circuit. These are almost all functions of the Class D audio power amplifier. Often, due to stereo drive, the all-in-one ICs are designed by half bridge configuration. Furthermore, these ICs are designed for various applications. For example, head phone, TV speaker, home theater, subwoofer and all that. And the IC for home theater and subwoofer drives at high output power. These integrated technologies for Class D audio amplifier has possibility to grow up more and more.

These ICs are designed for audio application, some controller for grid-connected are needed. The closed loop for current control is main function for grid-connected among them, the controller is constituted by analog circuit in the examination.

3 Examination Method and Results

3.1 Examination Method

The scale down test of this study is performed with the all-in-one type IC An experimental circuit is shown in Fig.2. The

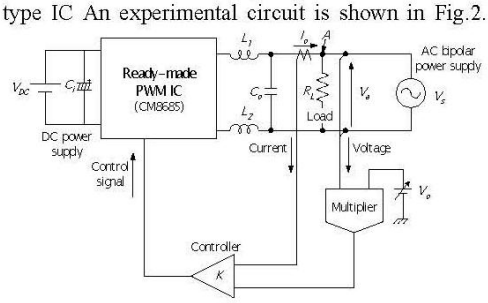


Fig.2. Applicarion circuit of grid connected inverter

IC can deliver peak output power up to 5W at 2Ω load in the high fidelity range (20Hz to 20kHz). Instead of the distribution grid, the AC bipolar power supply was used. However, it is enough to check the fundamental operation whether the inverter utilizing the IC can be connected to the distribution grid or not. To synchronize the phase of the inverter output current with the phase of the grid voltage, the voltage is fed back and passed

through the multiplier to the controller as a reference waveform. Due to control the current level for MPPT, the DC voltage is input to the multiplier. And the current is fed back to the controller to be controlled. By this control method, the inverter could be connected to the distribution grid. A stabilized DC power supply V_{DC} is used and set at 5.1V. The other parameters are shown in Tab.1.

Tab.1 System Parameters of test circuit

Parameter	Value
C_i	150 [μF]
C_o	1 [μF]
L_1, L_2	72 [μH]
R_L	2.3 [Ω]

3.2 Examination Results

Examination results are shown in Fig.3 to Fig.5. Fig.3 shows the controlled inverter output current waveform (top) and the scale down distribution voltage waveform (bottom) in steady-state. The currents is controlled by optional outside DC voltage V_o given to a multiplier shown in Fig.2 so that the current can be controlled optionally despite the grid voltage which is kept constant as shown in Fig.4. Consequently, the inverter output power can be controlled by controlling the inverter output current depended on the PV output power. Transient response of the inverter output current is shown in Fig.5. In Fig.5, the current level is to be increased in response to increasing of multiplied DC voltage. The transient response was confirmed by the test.

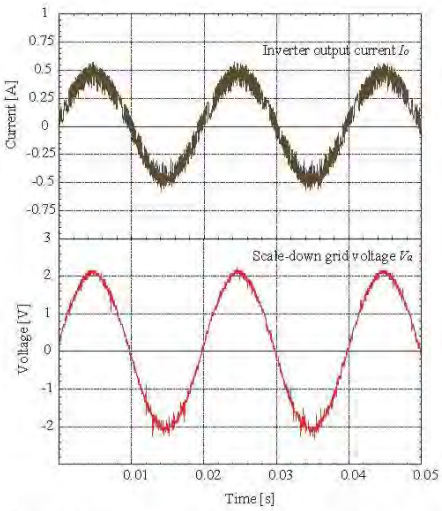


Fig.3. Observed waveforms of inverter output current and scale down grid voltage in static state

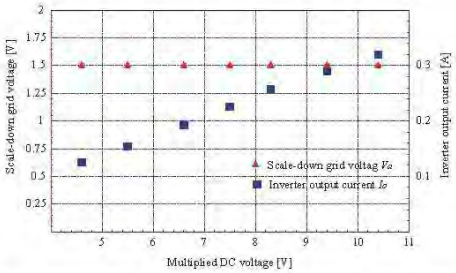


Fig.4. Inverter output current level and scale down grid voltage level with multiplied DC voltage in steady-state

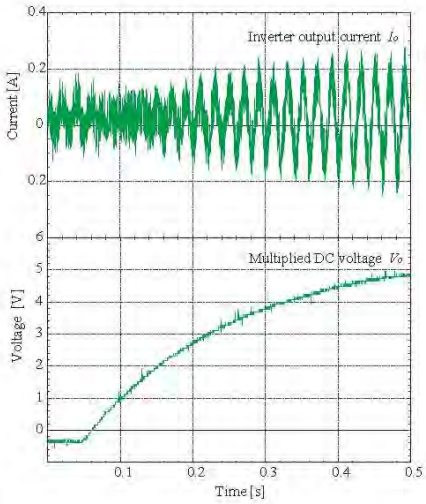


Fig.5. Transient response of inverter output current

4 Conclusions

A ready-made PWM IC for audio power amplifier has possibility to take the place of the main circuit of the grid-connected inverter in PV systems. The examination was carried out with the all-in-one type IC whose input is analog type. As results of the examination, fundamental operation of the inverter was confirmed on the scale down grid-connected condition by current-control. The experimental circuit satisfies the main requirements of the grid-connected PV inverter.

Acknowledgements

This study has been carried out as a part of "Autonomy-Enhanced PV Cluster" project funded by New Energy and Industrial Technology Organization (NEDO). The authors wish to thank them for their support.

References

[1] Marco Berkhout., "An Integrated 200-W Class-D Audio Amplifier," IEEE Journal of Solid-State Circuits, JULY 2003, Vol. 38: No. 7.

15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference (PVSEC-15) Shanghai China 2005 13-3

Irradiation Monitoring from Sunshine Hours Given by Japanese Meteorological Observation Network

Junpei YOKKAICHI, Takashi OOZEKI and Kosuke KUROKAWA
Kosuke Kurokawa Lab., Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan Phone/Fax: +81-42-388-7445, E-Mail:over@cc.tuat.ac.jp

Abstract: There are two typical estimation methods of the irradiation using sunshine hours in Japan. We developed the estimation method combined two typical methods. This method was confirmed to estimate irradiation less than 10% of error. However, this method is not investigated to adjust in various regions all around Japan. There are surface weather observations administered by Japan Meteorological Agency (JMA) in Japan. In this paper, the relative error between the estimation irradiation and the irradiance measured by surface weather observations is calculated in order to confirm the regional characteristics of the estimation method. As a result, the mean of the relative error was negative all regions, and standard deviation was large in a part of regions. The difference of irradiance in a cause the negative mean, and the resultant large standard deviation was caused by the influence of the season. Half of cases of the relative error over 10% are in winter, January, February, and December. In particularly, the relative error in the heavy snow region during winter was larger than the others.
Key Words: Irradiation, Estimation Method, Sunshine Hours, AMeDAS and Weather Observation Stations.

1 Backgrounds and Objective

Even though PV systems are known as the maintenance free generation, they have to be monitored and evaluated their output energy since certain troubles have been reported. An evaluation method for PV systems seems to be necessary. In our laboratory, the sophisticated verification (SV) method, which is the evaluation method for PV systems, has been developed. The method can estimate system losses by using a few monitoring data items despite of numerous kinds of losses, which seem not to be measured. The proposed method has estimation model of required data items even if all the measurement data is not obtained. However, it is difficult to estimate the in-plane irradiation, and proposed model has not been enough to confirm the accuracy. This paper describes the accuracy, especially when and where it can be applicable, for the estimation model of irradiation.

2 Automated Meteorological Data Acquisition System

There is a weather observation system in order to prevent and to reduce the climatic damage to nationwide various places in Japan. The system has two type of the observation station, called Automated Meteorological Data Acquisition System (AMeDAS) and surface weather observations. There are 64 sites of the surface weather observation where irradiation is measured, but those are not enough to cover the all area of Japan. In contrast, there are over 1300 of AMeDAS, and about 840 systems of them are measuring four meteorogical data, not included irradiation, but the intervals of each site are about 20 km^2 in Japan as shown in Fig.1. Therefore, AMeDAS data are seems to be versatile for the estimation of irradiation, four meteorogical data are sunshine hours, temperature, precipitation, and wind velocity and direction.

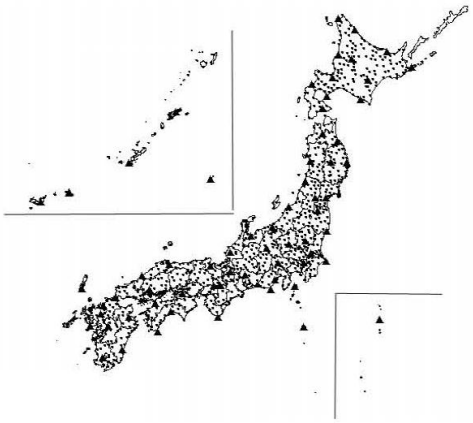


Fig.1 Weather observation system in Japan

3 The estimation method of Irradiation

In our laboratory, the estimation model of irradiation has been proposed by using AMeDAS data. The proposed model is combine AKASAKA-NINOMIYA model and ITAGAKI model. These two models estimate irradiation from sunshine hours, the temperature, and precipitation. As for these models, the accuracy is different according to the air mass. Therefore, those models are applied respectively by the air mass level in our model.

4 The Accuracy of the Proposed Method

There are some surface weather observations in the same point as AMeDAS in Japan. It is helpful to compare measured actual irradiation data with estimated one by AMeDAS data. The period of the data is 7 years from 1997 to 2003. The 14 sites are selected to verify because those sites can be the representative irradiation in Japan.

5 Results

The relative error was used to verify the accuracy of the proposed method. Fig.2 shows the distribution of the relative error in various parts of Japan. The box chart sums up data using the median, the upper and lower quartiles, and the extreme values. In a box and whisker plot, a box is drawn around the quartile values, and the whiskers extend from each quartile to the extreme data points. Tab.1 shows standard deviation and mean of the relative error in various parts of Japan. The parameter used in the model was determined by the data of site G. Therefore, standard deviation and mean of the relative error are best on the site G. Standard deviation is small with the exception of a few regions. Mean on the various parts of Japan are distributed from –3% to –11% although mean on the site G is about 0%.

$$\text{Relative error} = \frac{\text{estimated irradiation - measured irradiation}}{\text{measured irradiation}}$$

The resultant mean of relative error was negative value all site except G as shown in Fig.2. This result indicates that the irradiance each region. Tab.1 shows the mean of clearness index calculated y using data of days in which the rate of sunshine is 0.9 ±0.02. The mean of clearness index on the various part of Japan is larger than that in the site G. In other words, the irradiance on the various parts of Japan is stronger than the site G. Moreover, the result of three sites, the site of A, B, and E, was large standard deviation, Fig.2 shows the average relative error of two sites every month. The relative error of site A is difference between winter and summer, and the relative error of site B is worse in winter and summer. The sites of A and B have a heavy fall of snow in winter, and the estimation model can't be considered the effect of snow. Therefore, the site E has changed greatly every year for verified periods as shown in Fig.3. One of reason is to change the irradiance year by year.

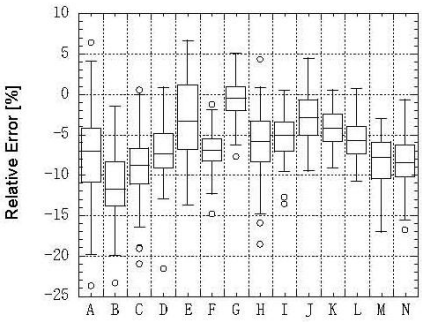


Fig.2 The relative error in the various parts of Japan

6 Conclusions

In this paper, the accuracy of the irradiation estimation model was verified by using data of the various parts of Japan. The mean of the relative error deviated from 0% toward negative value the various parts of Japan. The difference of the local irradiance is one of the causes. Standard deviation is large in a part of regions. In the region snowing heavily during winter, the accuracy of the estimation decreases because the estimation model does not consider the effect of the snow. Except these problems such as the different of the irradiance and the snow effect, the accuracy of the estimation become about ±5% because standard deviation is less than about 5%. The future works, the proposed method is improved to adjust the local irradiance. As a result, the proposed method is useful to estimate irradiation all around Japan, and the performance of PV systems can be evaluated such as performance ratio with the estimated irradiation even if system output data is only measured in PV systems.

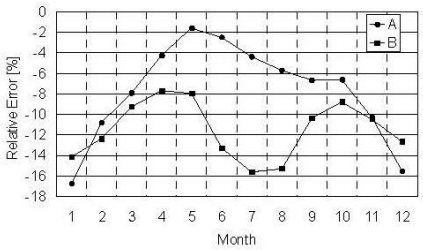


Fig.3 The relative error per month in the site A and site B

Tab.1 Standard Deviation, Mean of error, and Average Clearness Index in the various parts of Japan

Site Name	Standard Deviation	Mean	Average Cleamess Index	Number of data (Cleamess Index)
A	5.304	-7.747	0.702	103
B	3.882	-11.493	0.71	118
C	4.265	-8.881	0.708	79
D	3.39	-7.184	0.717	126
E	4.91	-3.059	0.679	105
F	2.545	-6.935	0.718	192
G	2.357	-0.59	0.665	140
H	4.029	-5.29	0.692	111
I	2.58	-5.318	0.702	317
J	2.977	-2.83	0.683	114
K	2.38	-4.339	0.684	147
L	2.428	-5.671	0.702	207
M	3.134	-8.253	0.698	120
N	3.455	-8.328	0.679	60

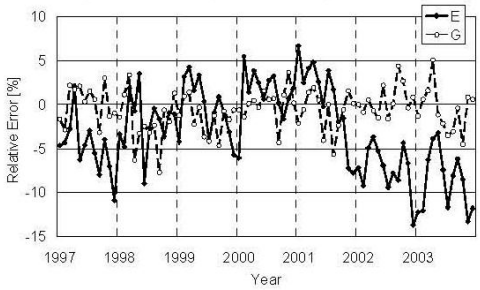


Fig.4 The relative error in the site E and site G

Acknowledgements

The author would like to thank Japan Meteorological Agency and Japan Meteorological Business support center for data support.

References

[1]T.Oozeki, T.Izawa, K.Otani and K.Kurokawa: An Estimation Method of Irradiation Date for Evaluating PV Systems, IEEJ Trans. PE, 2005, Vol.125: No.1

15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference (PVSEC-15) Shanghai China 2005 54-9

Development of a Reliable, Long Life PyranometerComposed of Multiple Photosensors

Keiji Hirata [1], Kosuke Kurokawa[1], Yukiharu Miyake[2], Kouzou Nakamura[2] and Tadashi Kato[2]
[1]*Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-6 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan,*
Phone: +81-42-388-7445, Fax: +81-42-388-7132, E-Mail: y5645128@gc.tuat.ac.jp
[2]*EKO Instruments Trading Co., Ltd. Sasazuka Center Bldg. 2-1-6, Sasazuka Shibuya-ku, Tokyo, 151-0073, Japan*

Abstract: In order to develop a cheap, stable, and high performance pyranometer, we propose the dual sensor pyranometer which measures the irradiance based on the outputs from two kinds of photodiodes. The first photodiode detects the short wavelength range of the irradiance, and the other detects the long wavelength range of the irradiance. To calculate the irradiance, the products of the output and sensitivity factor for each photodiode are added. Two kinds of calibration methods are tested to determine the sensitivity factor; the first one is to employ the least-square method, and the second one is based on the spectral irradiance obtained by spectroradiometer. As the result, the irradiance obtained from the dual sensor pyranometer is better than the single Si pyranpmeter even if the sensitivity factors are fixed.
Key Words: Irradiance, Pyranometer, Spectral Response, Sensitivity Factor.

1 Introduction

In order to evaluate the Photovoltaic (PV) system and estimate the amount of power generation, the irradiance data is the most important factor. Thus, it is necessary to measure it precisely. So far, thermopile-based pyranometer is widely used in the field. However, since a thermopile-based pyranometer is very expensive as well known and its sensitivity degrades with time, it is inappropriate for a long time measurement and large number of sites or modules. In order to solve these problems, the pyranometer which is installed a silicon photodiode (single Si pyranometer) has been used. Its spectral response, however, strongly depends on wavelength and does not cover whole solar spectrum. Therefore, the single Si pyranometer cannot measure the irradiance precisely because a spectral miss match arises strongly. In consequence, the development of a cheap, stable, and high performance pyranometer base on the new idea is required greatly now, particularly in PV Field.

The purpose of this study aims to the development of a dual sensor pyranometer which is composed of two kinds of semiconductor photodiodes, which are for both short- and long-wavelength range measurements. Moreover, this study also includes to establish the calibration method and to analyze the error of the measured results.

2 The Dual Sensor Pyranometer

2.1 Construction

The purposed dual sensor pyranometer produces the irradiance on the outputs from both Si Photodiode that responses from 350 nm to 1100 nm of wavelength and InGaAs Photodiode that responses from 900 nm to 1800 nm of wavelength. In our new dual sensor pyranometer, it is necessary to achieve measurement error within ± 0.01 kW/m^2 compared with the thermopile-based pyranometer. Moreover, GaAsP Photodiode, which responses in the short wavelength range, is introduced instead of Si Photodiode. That is two combinations, which are "Si+InGaAs" and "GaAsP+InGaAs", prepared for comparison. Fig.1 shows Relative spectral response for the Si, InGaAs and GaAsP photodiode compared to Reference Solar Spectrum.

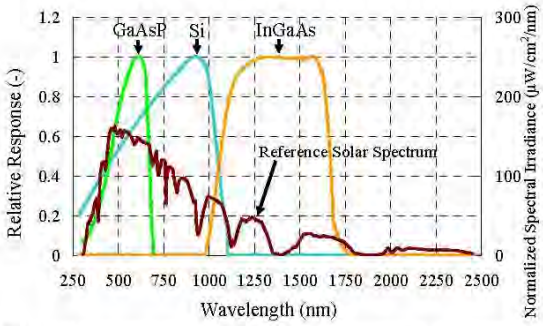


Fig.1 Relative spectral response and Reference Solar Spectrum

2.2 Irradiance and Sensitivity Factors

The irradiance obtained from the dual sensor pyranometer is calculated by

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

and

$$G_{dual} = C \times E_{GaAsP} + D \times E_{InGaAs} \quad (2)$$

where G_{dual} [kW/m^2] represents the global irradiance. A, B, C and D [kW/m^2/mV] represent the sensitivity factors. E_{Si}, E_{GaAsP} and E_{InGaAs} [mV] represent each output voltage.

In the next place, two kinds of calibration methods to determine the sensitivity are considered. Method 1: First is to employ the least-square method[1]. Method 2: Second is to determine them based on spectral irradiance measured with spectroradiometer. In fact, the sensitivity factors are calculated by

$$K_{Si} = \frac{\sum_{\lambda 1}^{\lambda m} I_\lambda \Delta\lambda}{E_{Si}} \quad (3)$$

$$K_{GaAsP} = \frac{\sum_{\lambda 1}^{\lambda m} I_\lambda \Delta\lambda}{E_{GaAsP}} \quad (4)$$

and

$$K_{InGaAs} = \frac{\sum_{\lambda n}^{\lambda 2} I_\lambda \Delta\lambda}{E_{InGaAs}} \quad (5)$$

where K_{Si}, K_{GaAsP} and K_{InGaAs} [kW/m^2/mV] represent each sensi-

tivity factor. I_λ [μW/cm^2/nm] represents the spectral irradiance and Δλ [nm] represents one nanometer interval.

Tab.1 shows the sensitivity factors have been determined by both Method 1 and Method 2 from the data measured on clear day, December 16, 2004.

Tab.1 The sensitivity factors [kW/m^2/mV] of each photodiode on clear day, December 16, 2004

			Method 1	Method 2
Dual Sensor Pyranometer	Si+InGaAs	Si	0.105	0.572
		InGaAs	0.246	0.007
	GaAsP+InGaAs	GaAsP	-0.250	0.889
		InGsAs	0.322	0.156
Single Si Pyranometer			0.761	0.762

3 Comparison Results of the Calibration Methods

The determined sensitivity factors were applied to the data of five clear days and five cloudy days. The irradiances which are from single Si pyranometer and two prepared dual sensor pyranometers were calculated. The data used are with 20 degrees or more in the solar altitude. "Clear" or "Cloudy" is judged by using clearness index. Lastly, to evaluate the precision of each pyranometer, Root Mean Square Error (RMSE) in a unit of kW/m^2 is calculated as the index. RMSE is calculated by

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(G_s - G)^2} \quad (6)$$

where G_s represents the global irradiance of single Si pyranometer or dual sensor pyranometer. G represents the global irradiance of thermopile-based pyranometer. N represents the number of data. Also, the improvement rate (IR) in a unit of % is calculated by

$$IR = \frac{RMSE_{Si} - RMSE_{dual}}{RMSE_{Si}} \times 100 \quad (7)$$

where IR [%] represents the improvement compared to the single Si pyranometer. $RMSE_{Si}$ and $RMSE_{dual}$ represent the measured errors of the single Si pyranometer and the dual sensor pyranometer, respectively.

Tab.2 shows RMSE of five clear days. Tab.3 shows RMSE of five cloudy days. The accuracy of five clear days result was improved 6.1% for "Si+InGaAs" and 1.5% for "GaAsP+ InGaAs" respectively compared with the single Si pyranometer when using sensitivity factors determined by Method 2. On the other hand, the accuracy of five cloudy days result was improved drastically 67% for "Si+InGaAs" and 43% for "GaAsP+ InGaAs" respectively compared with the single Si pyranometer when using sensitivity factors determined by Method 2.

For the result based on Method 1, despite the weather and the combination of dual sensor pyranometer, the RMSE of dual sensor pyranometers resulted in larger error than that of single Si pyranometer.

Tab.4 shows RMSE of five clear and cloudy days. For the total data in clear and cloudy days, the RMSE of the combination of Si+InGaAs was the most precise way when applied the sensitivity factors in Method 2 at the present time.

Tab.2 Measured error, RMSE[kW/m^2], five clear days when Method 1 and Method 2 were used

		Method 1	Method 2
Dual Sensor Pyranometer	Si+InGaAs	0.0078	0.0062
	GaAsP+InGaAs	0.0100	0.0065
Single Si Pyranometer		0.0067	0.0066

Tab.3 Measured error, RMSE[kW/m^2], five cloudy days

		Method 1	Method 2
Dual Sensor Pyranometer	Si+InGaAs	0.0251	0.0040
	GaAsP+InGaAs	0.0376	0.0068
Single Si Pyranometer		0.0118	0.0120

Tab.4 Measured error, RMSE[kW/m^2], total data in clear and cloudy days

		Method 1	Method 2
Dual Sensor Pyranometer	Si+InGaAs	0.0161	0.0055
	GaAsP+InGaAs	0.0237	0.0066
Single Si Pyranometer		0.0088	0.0089

4 Conclusions

When the dual sensor pyranometer applied the sensitivity factors that were determined from one clear day by Method 2, the irradiance obtained from the dual sensor pyranometer was more accurate than single Si pyranometer even if the sensitivity factors of the dual sensor pyranometer were fixed (Fig.2).

On the other hand, when the sensitivity factors determined by Method 1 applied, the result of dual sensor pyranometer was worse than that of single Si pyranometer. So that means it is difficult to apply the sensitivity factors which are determined by Method 1 using one clear day to another day.

Fig.2 A picture of experimental equipments for the development of a dual sensor pyranometer

References

[1] Y. Inoue et al, "Development of a dual sensor type pyranometer", Proc. 2004 National Convention Record IEEJ, March.2004, vol.A: pp567-568, (in Japanese).

太陽／風力エネルギー講演論文集（２００５）　Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference(2005)【2005.10.20-21】

10

太陽電池モジュール入射角特性の屋外測定と解析

学生員　○ 植田　譲　（東京農工大学）　学生員　大関　崇　（東京農工大学）
会員　黒川　浩助　（東京農工大学）

Outdoor measurement and analysis of incident angle effect of PV module

Yuzuru UEDA*, Takashi OOZEKI*, 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:yzrueda@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

The incident angle is one of the loss factors for PV modules. A performance of the PV module is generally evaluated using incoming solar irradiance which is measured by pyranometer and module output. However, due to the difference of the characteristics of incident angle dependence, PV module's output will be reduced when the incident angle became large. This paper describes the model of incident angle effect and summarizes the result of outdoor measurement experiment. Results indicate that the incident angle effect can be described using single effective refractive index and effective refractive index of 1.80 is achieved from the experiment.

キーワード：太陽電池モジュール，入射角，実効屈折率，損失

Keywords: PV module, Incident angle, Effective refractive index, Loss

1. はじめに

太陽光発電システム(PV システム)の出力特性として，雲の無い快晴日においても，太陽電池モジュール面に対して入射光の入射角が大きいときには，日射強度に対して期待される出力よりも出力が低下する傾向[(1)(2)]が知られている．この要因の一つとして，太陽電池モジュールの入射角特性があげられる．PV システムに用いられる太陽電池モジュールの定格出力は標準試験条件(STC)にて測定されるが，屋内でのソーラーシミュレータなどを用いた試験では，モジュールに入射する光は，ほぼ 100%の直達成分を持った光がモジュールに対して鉛直方向から入射することになるため，入射角はほぼ 0[deg]となる．しかし，実際に屋外に設置された PV システムにおいては，入射光は刻々と位置を変える太陽からの直達成分の他，大気中を通過する際に生じる散乱，及び，地表面などでの反射による成分を含んだ光で構成されるため，入射角は一定ではなく，常に変化する．大気中から太陽電池モジュール内等，異なる屈折率をもつ媒質の境界を入射光が通過する際には，光の反射が発生するため，太陽電池モジュールに対して異なる入射角から入射した光は，異なる割合で反射されることになる．

一方，屋外に設置された太陽電池の性能は，日射計にて計測された日射強度と，その時の発電量から評価されることが多いが，日射強度の計測に直達日射計等の追尾型の日射計を用いた場合，入射角は常に 0[deg]となる．また，水平面，または傾斜面に設置された全天日射計を用いる場合においても，ISO9060 に沿って正しく設計され，較正された日射計においてはガラスドームの形状等を最適化することにより，入射角特性は 1～3%に抑えられている．しかし，太陽電池の入射角特性は日射計に比べると悪い[(1)]ため，特に大きな入射角の時には，モジュール表面で入射光が反射することにより，入射光がモジュール内の太陽電池セルに届かない事による損失が無視できなくなる事が予想される．そこで，本研究では，太陽電池モジュールの入射角特性を定量的に把握するモデルを検討し，実際に屋外にて様々な入射角における発電特性を測定し，モデルの妥当性，及び，モジュールの入射角特性を明らかにした．

2. 入射角による損失モデル

太陽電池モジュールに入射した光はモジュール表面のカバーガラス，EVA，反射防止膜等を通過してセル内の発電層に到達する．しかし，多くの層の屈折率や厚さを正確に調査し，複数の境界面での反射モデルを構築することは煩雑になるため，ここでは簡単のため，これらの層を一つの実効屈折率 n_e を持った層として扱うこととした．また，厳密にはそれぞれの層にて吸収が生じているが，本モデルにおいては，反射，吸収を含めて最終的に透過する光の割合を実効屈折率で表すこととした．

今，Fig.1 のように異なる屈折率 n_1, n_2 を持った二つの媒質の境界を通過する光の屈折角 θ_2 は Snell の法則より，入射角 θ_1 を用いて以下のように表される．

$$n_1 \cdot \sin\theta_1 = n_2 \cdot \sin\theta_2 \quad \cdots (1)$$

また，この時の反射率 r は幾何光学的手法[3]から，以下のように表される．

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

ここで，

$$r_\perp = \frac{\sin^2(\theta_2 - \theta_1)}{\sin^2(\theta_2 + \theta_1)} \quad \cdots (3)$$

$$r_\parallel = \frac{\tan^2(\theta_2 - \theta_1)}{\tan^2(\theta_2 + \theta_1)} \quad \cdots (4)$$

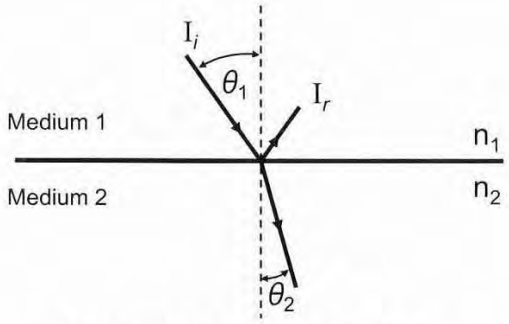


Fig.1 Angle of incidence and refraction

ここで，太陽電池モジュールに入射する光の例で考えると，n_1 は空気の屈折率であるため約 1 となり，n_2 は一般的なガラスの例では 1.5 程度の値をとる．本モデルによる光の透過率 τ は，

$$\tau = 1 - r \quad \cdots (5)$$

で表される．Fig.2 には，透過率の入射角特性を破線にて，また STC 下での定格出力測定時の微少入射角 $\Delta\theta$ =0.1[deg]とした時の透過率に対する相対透過率の入射角特性を実線にて示した．入射する光を全て同一方向から来る光と仮定すると，モジュール表面での反射により，入射角が 60[deg]を超えた辺りから急激に透過率が低下する様子が分かる．なお，Fig.2 における屈折率 n_2 は 1.5 とした．

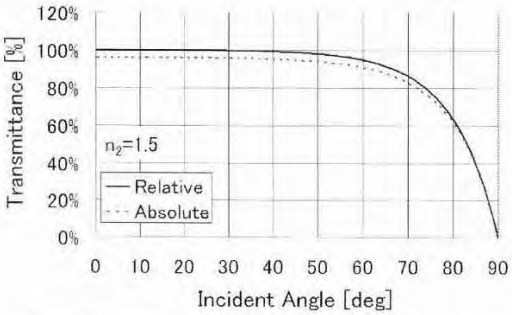


Fig.2 Percentage of light transmittance as a function of incident angle (refractive index = 1.5)

3. 実験

屋外における，太陽電池モジュールの実際の入射角特性を明らかにするため，東京都小金井市にある東京農工大学工学部 3 号館屋上にて，実験を行った．(北緯 35 度 41 分 56.8 秒，東経 139 度 31 分 00.0 秒)Fig.3 に実験機器の写真を，Table.1 には，今回使用した太陽電池モジュール(HIP-G751B1，三洋電機社製)の各種公称値を示す．入射角の変更には回転台を用い，回転台の上に傾斜角 30 度で設計された架台を乗せ，ここに太陽電池モジュールを固定し，自由に方向を変えられるようにした．また，回転台の回転軸上に太陽電池モジュールの中心がくるように調整を行った．方位の計測には，南中時の日陰から設置方位を決定し地面に設置した分度器を用い，傾斜角は傾斜計にて毎回測定した．太陽電池出力の測定には日本カーネルシステム社製 PV アナライザ(コンデンサ負荷方式)を用い，短絡電流，開放電圧の他，最大出力点電流，最大出力点電圧，及び最大出力電力を記録した．モジュール温度はモジュール裏面中央部に設置した熱電対，及び非接触型の放射温度計を用いてモジュール裏面の温度を測定し，

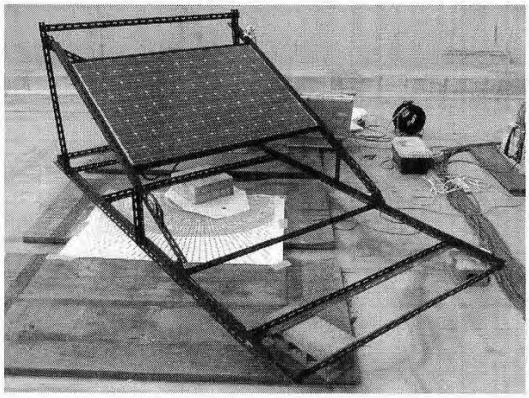


Fig.3 Picture of experimental equipments

Table.1 Specification of PV module

Standard Output	167 [W]
V_{Pmax}	51.4 [V]
I_{Pmax}	3.25 [A]
Open circuit voltage	64.9 [V]
Short circuit current	3.63 [A]

モジュール温度とした．日射強度の計測には太陽電池モジュールと同一傾斜面に設置したサーモパイル式の日射計(MS-491，英弘精機社製)を用いたほか，同屋上に常設してある直達日射計，散乱日射計のデータも解析に使用した．

実験は 2005 年 8 月 18 日の午後，障害物による日陰やエアマスの変化による影響を少なくするため，太陽高度が 30 度以上の時間帯を選んで行った．太陽電池モジュールの出力測定時刻における太陽方位，太陽高度から入射角を計算し[4]，モジュールの向きを変えて様々な入射角における太陽電池モジュールの出力を測定した．

4. 結果

測定した各太陽電池モジュール出力データを，測定時のモジュール温度を用いて 25℃の時の出力に補正し，各データ測定時の傾斜面日射強度における定格出力(STC 下で 167[W])に対する比として，入射角との関係を表したものが Fig. 4 である．

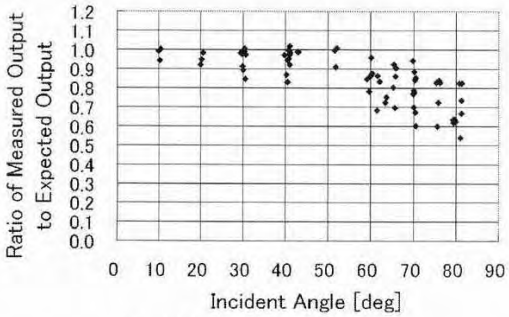


Fig.4 Measurement results

このグラフからも，入射角が 60[deg]を超えた辺りから，日射計にて計測されたモジュール面に入射している日射強度から期待される出力に対して，太陽電池モジュール出力が低下している傾向が見える．なお，温度補正には，モジュール出力温度係数として 0.33[%/℃]を用いた．また，測定は日射や大気の状態の変化，および計測誤差などのバラツキを考慮し，入射角の小さな状態から大きな状態へ，または大きな状態から小さな状態へと複数回変化させ，各測定点においても 3 回以上の測定を行っている．

5. 解析，及び考察

5.1 直散分離，及び散乱光の等価入射角

1 節で述べたように，屋外に設置された太陽電池モジュールには太陽からの直達成分の他，散乱成分，反射成分を含んだ日射が入射するため，入射角特性の解析には入射光の直散分離が必要となる．直達成分の入射角は太陽の位置から計算可能であり，太陽電池モジュールに入射する直達光の強度は，直達日射計にて計測された直達日射強度に，入射角の余弦を乗じた値となる．一方の散乱，反射成分に関しては，太陽電池モジュール面で計測された全天日射強度から，直達日射計の計測値から得た直達成分を引いた残りと考えられるが，散乱，反射成分の入射角は，様々な方向からの入射となるため，一つの値に決めることは難しい．そこで，文献[3]を参考に，太陽電池モジュールの設置傾斜角から得られる散乱光，反射光の等価入射角を用いて，散乱光の入射角とした．また，反射成分に関しては，地表面に積雪などが無い場合には，入射光に占める割合は数%であることから，今回は散乱光の一部として扱った．

なお，散乱光の等価入射角 θ_e は，以下の式によって算出可能[3]であり，その値は約 60[deg]となる．Fig. 5 に，傾斜角と散乱光の等価入射角の関係を示した．

$$\theta_e = 59.7 - 0.1388 \cdot \beta + 0.001497 \cdot \beta^2 \qquad (6)$$

ここで，

β =傾斜角[deg]

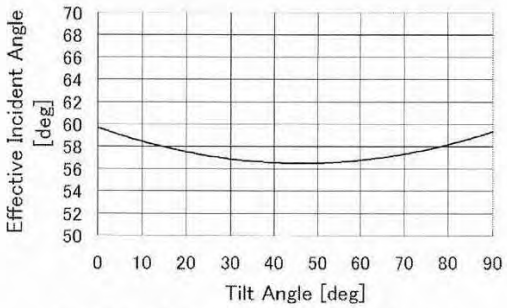


Fig.5 Effective incident angle of diffused component

以上により，太陽電池モジュールに入射する光の直散分離，および直達，散乱の各成分の入射角が決定されることから，太陽電池モジュールの屈折率 n_2 より，その時の入射光の透過率が得られる．

5.2 モジュール出力による屈折率の推定

全測定データに対して，ある太陽電池モジュールの実効屈折率 n_e に対する透過率 τ を(1)～(5)式を用いて算出し，その時のモジュール面全天日射強度と透過率からモジュール温度 25℃の時に期待される出力を算出する．この値を Y とし，実際に太陽電池モジュールから得られた出力を，モジュール温度 25℃の時の値に補正した値を X として，両者の二乗誤差が最小になる

n_eを算出した．この時のYとXの関係をFig.6に示す．解析の結果，二乗誤差を最小とする実効屈折率はn_e=1.80であった．Fig.6では出力の低い側で，実測値に対して本モデルにおける期待値が高めに出る傾向が見られており，これらのデータを切片0で直線近似した時の傾きは1.05であった．

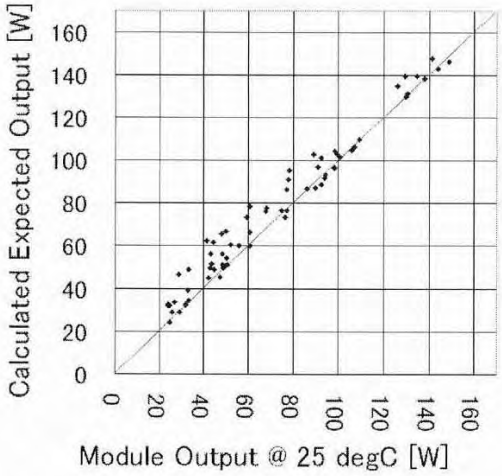


Fig.6 Correlation between calculated expected output and actual output

5.3 短絡電流による屈折率の推定

Fig.6における誤差の要因を検討するため，モジュール出力のかわりに短絡電流を用いて同様の解析を行った．短絡電流の温度係数は，通常，出力電力の温度係数に対して1桁以上小さいため，ここでは温度補正を行わず，実測された短絡電流と，透過率から算出される短絡電流の期待値との比較とした．結果をFig.7に示す．結果，得られた二乗誤差を最小とする実効屈折率は出力を用いた解析と同様，n_e=1.80であった．また，全データを切片0で直線近似したときの傾きは1.02であり，出力電力での解析に対して，より，1対1の直線に近づく結果となった．以上より，出力電力での解析においては，モジュール温度の計測精度が誤差の要因になると考えられる．

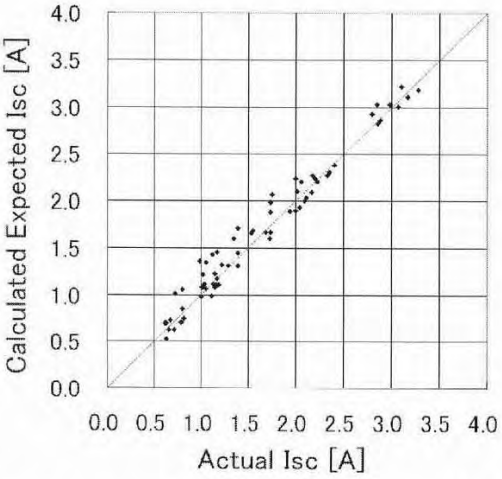


Fig.7 Correlation between calculated expected Isc and actual Isc

6. まとめ

本論文では，太陽電池モジュールの持つ入射光の反射や吸収といった入射角に依存する特性を，実効屈折率というひとつの値によって表すことにより，入射角による発電量の損失を簡単に推定できるモデルを提案した．また，このモデルの妥当性を屋外実験によって検証し，実際の出力特性とほぼ一致することを確認した．

本モデルにおける誤差の要因としては，5.3節で述べたようにモジュール温度の計測誤差などが考えられるが，誤差の改善には，測定方法の改善の他，入射角を変更した後にモジュール温度を安定化させる時間などの検討が必要となると考えられる．また，入射角に関しても，今回の実験では1[deg]単位での精度を有しているとは言えないため，特に入射角が大きく，透過率が急激に低下する領域において，誤差が大きくなったと考えられる．実験精度の向上には，高精度の追尾架台などが理想的であるが，データ数を増やすことによってもある程度精度の向上は見込めるため，今後はデータ数を増やし，より多くのモジュールに対して入射角特性を調査していきたい．

最後に，本実験に協力してくれた東京農工大学，黒川浩助研究室の諸氏に感謝の意を表する．

参考文献

(1)T. Oozeki, T. Izawa, K. Otani, K. Kurokawa: "An Evaluation method of PV systems", Solar Energy Materials & Solar cells, Vol.75, No.3-4, p.687 (2003)

(2)曽我，赤坂，黒木：「方位，傾斜角の異なる太陽電池発電量の同時測定と解析」，日本建築学会大会学術講演梗概集(北陸)，p.1159 (2002年)

(3)J A DUFFIE, W A BECKMA : "SOLAR ENGINEERING OF THERMAL PROCESSES Second Edition", A Wiley-Interscience Publication, JOHN WILEY & SONS, INC. (1991)

(4)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」(2000年)

太陽／風力エネルギー講演論文集（２００５）　Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference(2005)【2005.10.20-21】

51

太陽光発電システム変動特性の評価
～導入面積・導入数の検討～

学生員　○川﨑憲広　（東京農工大学）　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）　北村清之　（明電舎）
会　員　杉原裕征　（関電工）　会　員　西川省吾　（日本大学）
会　員　黒川浩助　（東京農工大学）

An Evaluation Method of Area-dependency Equalization of Output Fluctuation from Distributed PV System by Using Frequency Analysis ~ area and number of PV systems ~

Norihiro KAWASAKI*, Takashi OOZEKI*, Kenji OTANI**, Kiyoyuki KITAMURA*[3], Hiroyuki SUGIHARA*[4], Shogo NISHIKAWA*[5], and Kosuke KUROKAWA*

*Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, JAPAN
Fax: +81-42-388-7445, E-mail: norihiro@cc.tuat.ac.jp
**National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), *3MEIDENSHA CORPORATION,
*4Kandenko Co., Ltd, *5Nihon University

ABSTRACT

Short time fluctuations of solar irradiance will become an important issue with regard to future embedded photovoltaic (PV) systems. However, when a large number of systems introduce in certain area intensively, the output of the systems will be stable by the equalization of irradiance fluctuation. In this paper, the evaluation method of irradiance fluctuation is described. By using this evaluation method, frequency characteristics of irradiation are evaluated. Moreover, relations between the smoothing effect, area size and number of PV systems are examined.

キーワード：集中連系 PV，ならし効果，周波数解析，導入面積，導入数
Keywords： clustered grid-connected PV, smoothing effect, frequency analysis, area, number of PV systems

1．はじめに

太陽光や風力などの自然エネルギーを利用した発電は，気象の変化に伴い発電電力が激しく変動するため，系統連系時に系統へ与える影響（電圧変動や周波数変動など）が懸念されている．風力発電では大容量のものが多いため，このような変動を平滑化するために蓄電池を導入する動きが積極的である．太陽光発電(PV)システムにおいては，2010 年までに 4.82[GW]の導入目標量が掲げられており，PV2030（2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ）[1]によれば，2030 年までの技術発展を想定したときの国内推定導入量は 102[GW]とされ，急速な普及拡大（配電系統に局所集中的に連系：集中連系）が予想される．そのため，風力発電のように変動対策が必要になると考えられる．しかし，PV システムは大規模になるほど面積を要するため，その発電特性は 1 地点のときとは異なり，ある程度平滑化されたものとなる．この現象を筆者らは「ならし効果」[2]と呼んでいる．そのため，ならし効果を考慮せずに変動対策設備を導入すると，必要以上の設備費用がかかる可能性がある．そこで，ならし効果を定量的に評価することが重要視されている．また，ならし効果は PV システムが導入されている地域の面積（導入面積）や PV システムが導入されている台数（導入数）に依存しているため，これらの関係を明らかにすることが，今後の変動対策にとって有用なデータとなる．

本研究では，これまでに面的に広がりを持った PV システムの変動特性を定量的に評価する手法を開発している[3]．本論文では，これまでに開発した評価手法を用いて，PV システムの導入面積や導入数の関係を検討した．

また，本研究は，（独）新エネルギー・産業技術総合開発機構（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」の一環として行われている．

2．ならし効果

ならし効果とは，単体の PV システムより多数台の PV システムのほうが発電特性が平滑化する現象のことである．この現象は，時々刻々変化する雲の移動に関係ある．日射の変動要因はほとんど雲の移動によるものであることから，集中導入された PV システムのように空間的な

広がりを持つ場合，各地点間の日射変動には時間的なずれが生じる．そのずれは地域全体で考えるとそれらは互いに相殺し合うので，その発電特性は平滑化するという原理である．この効果は，地域全体の PV システムの信頼性を高めることができ，PV システムの設備価値を向上することが可能である[2]．

3．計測データ

実証試験サイトである群馬県太田市の「Pal Town 城西の杜」（**Fig1**）では，周囲環境，PV・住宅，系統のデータを計測している．

2005 年 9 月現在では，約 330 件の PV システムの計測が行われている．これまでの解析では，日射変動の基本的な特徴を評価するという観点から主に日射強度を用いていた．今回は，PV システムの出力について議論するため，PV アレイ出力を用いている．解析に用いたデータは，2005 年 5 月 14 日の変動日で，試験等の人為的な変動のない 161 件である。

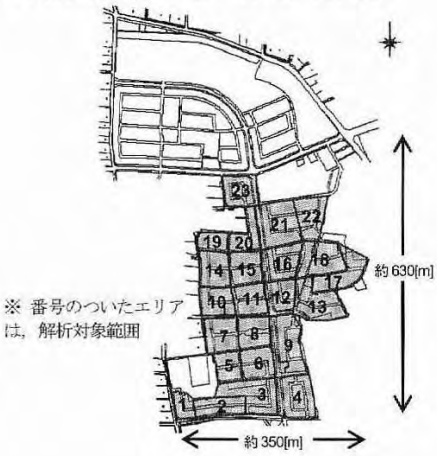


Fig1. Measuring area

4．ならし効果の評価手法

ならし効果は日射変動平滑化効果であるので，ならし効果の評価は，日射変動もしくはそれに伴う変動（PV 出力変動等）を分析した上で行う必要がある．この変動には，様々な周波数成分の変動が含まれているので周波数解析を用いた．評価手法のフローチャートを **Fig2** に示す．ここで，入力するデータは 1 地点と多地点（平均）日射データ等であり，ならし効果の定量化はそれぞれの変動特性の差異を用いて行った．

評価を行う際に，系統連系型 PV システムの発電電力の品質はそのまま系統に影響を及ぼすため，「瞬間（単発）的な変動の大きさ」と，「ある期間内（例えば 1 日間）の変動成分の分布」を把握することが重要になる．また，これらに対応して，ならし効果の特徴が「変動のバラツキを小さくすること」，「短周期の変動を抑制すること」であることから，本手法ではこの 2 つの変動特性を評価する構成にした．

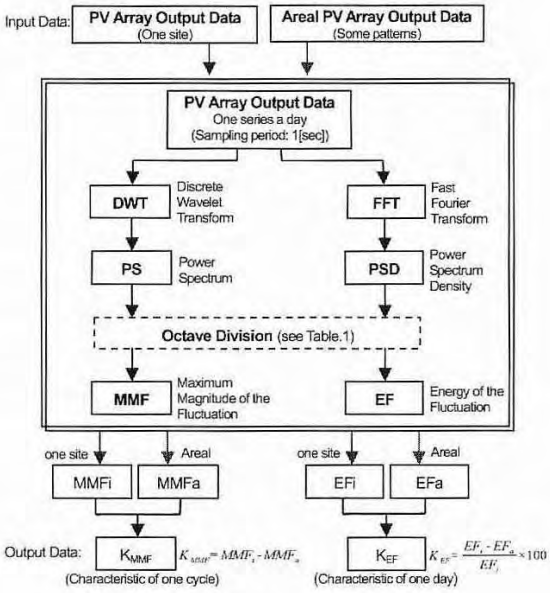


Fig2. Analysis flow chart

Table.1 Relationship between level and one cycle of fluctuation, frequency of fluctuation

Level j	one cycle of fluctuation (2^j~2^{j+1}) [sec]			Frequency of Fluctuation [Hz]		
1	2	~	4	0.5	~	0.25
2	4	~	8	0.25	~	0.125
3	8	~	16	0.125	~	0.0625
4	16	~	32	0.0625	~	0.03125
5	32	~	64	0.03125	~	0.01562
6	64	~	128	0.01562	~	0.00781
7	128	~	256	0.00781	~	0.00390
8	256	~	512	0.00390	~	0.00195
9	512	~	1024	0.00195	~	0.00097
10	1024	~	2048	0.00097	~	0.00048
11	2048	~	4096	0.00048	~	0.00024
12	4096	~	8192	0.00024	~	0.00012
13	8192	~	16384	0.00012	~	0.00006
14	16384	~	32768	0.00006	~	0.00003
15	32768	~	65536	0.00003	~	0.00001

(1) 瞬間（単発）的な変動の大きさ

この特徴を抽出するために，局所的な変動を解析できるのでウェーブレット解析[4]を用いている．解析手順は Fig2 の左側のフローである．

まず，入力データに対してウェーブレット変換を施すと，**Table1** に示す範囲に対応した波形に関する係数が抽出できる。ウェーブレット関数には Haar 関数という日射急変時に類似した矩形型の関数を用いているので，これに整合するものが抽出されることになる。

次に，抽出した係数を2乗し，パワースペクトル(PS)を算出する。各成分（各 Level）において PS のピークの時間を求め，そのピーク時の実波形（入力データ）の値から各成分の変動周期範囲内における値との差異が最大のものを「最大変動幅（MMF）」と定義した。これは，1 日間における各変動周期範囲（変動速度）の最大の変動の大きさである。

続いて，これを 1 地点と多地点のデータの両方から算出し，それらの差異を定量化する。ここでは，単純に差分で表現した。ここで，多地点の特性（面特性）の最大変動幅を MMF_a，1 地点（点特性）の最大変動幅を MMF_p とすれば，変動抑制幅 K_{MMF} は次式で表せる．

$$K_{MMF}=MMF_p-MMF_a[kW] \qquad (1)$$

(2)ある期間全体の周波数分布

この特徴は，フーリエ解析を用いることで把握できる．解析手順は Fig2 の右側のフローである．

まず，入力データに対してフーリエ変換を施し，パワースペクトル密度（PSD）を算出する。ここで，PSD を採用した理由は，入力データの 2 乗の総和と PSD の総和が等しい関係（パーシバルの定理）にあり，エネルギーが保存されることから，変動をエネルギーとして扱うためである。

また，このように，単に PSD を算出しただけでは入力データの半分のデータ数という大量の結果になるので，MMF と対応させる観点からも，算出結果を集約する。そこで，次に Table1 に示す周波数範囲毎に分割し，それぞれの領域の PSD を合計する。これにより，PSD の結果は 15 個に集約される。これらを「変動エネルギー（EF)」と定義し，1 日間の各領域の変動のエネルギーを示す。MMF では，ある瞬間の変動のみを抽出していたが，EF は 1 日全体を考慮していることが大きな違いである。

続いて，これを 1 地点と多地点のデータの両方から算出し，それらの差異を定量化する。ここでは，両特性の偏差率で表現した。多地点の特性（面特性）の変動エネルギーを EF_a，1 地点（点特性）の変動エネルギーを EF_p とすれば，変動抑制率 K_{EF} は次式で表せる．

$$K_{EF}=\frac{EF_p-EF_a}{EF_p}\times 100 \quad [\%] \qquad (2)$$

5．ならし効果と導入面積・導入数の関係

ならし効果は，PV システムが大規模に普及したときに効果を発揮すると期待されているので，それに伴い増大しうる 2 つのパラメータ，導入面積と導入数について定量的に把握する必要がある。

5-1. ならし効果と導入面積

まず，PV システムの導入面積とならし効果の関係を解析するため，Fig1 の面積の番号を 1，1 と 2，・・・というように順々に面積を拡大させた。ここで，ある面積内の PV アレイ出力は，その範囲内の導入数で割って平均し，ある 1 地点の PV システムの変動特性と比較した。また，面積毎に全ての PV システムを対象としたので，導入数と導入面積がともに増大する条件（**Fig3**）で解析している。

解析結果は **Fig4,5** に示す。ここで，結果は全ての解析パターンをグラフ化すると煩雑になるので，6 つピックアップした。Fig4 は変動抑制幅，Fig5 は変動抑制率であ

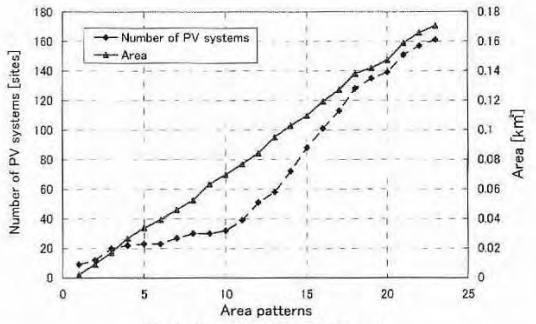


Fig3. Analysis assumption 1

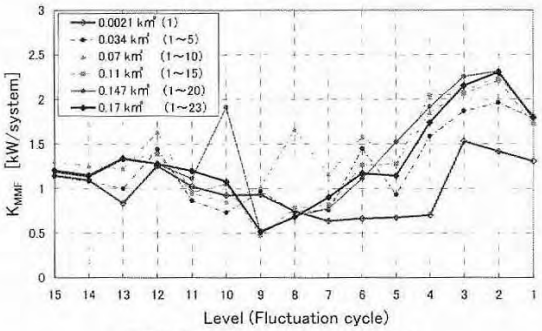


Fig4. Result of K_{MMF} for each area

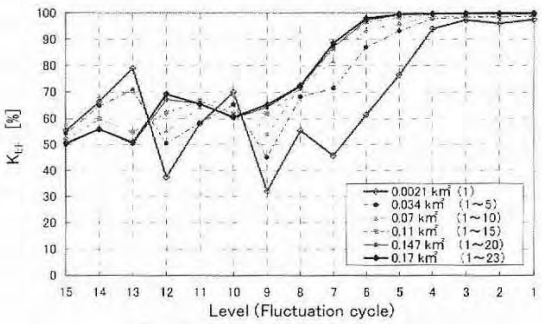


Fig5. Result of K_{EF} for each area

り，それぞれ横軸は変動の周期を表すレベルを示している。これらは，どれだけ変動を抑制したかという指標なので，値が大きいほどにならし効果による抑制が大きいことを意味する。両指標ともに，特に短周期変動成分（レベル 1～5 付近）において，面積が増大するほど値が大きくなり，ならし効果が得られていることが確認できる。また，0.11[km²]以上の特性は，最大の面積（0.17[km²]）のものとほぼ一致していることがわかる。

5-2. ならし効果と導入数

次に，導入面積を固定して，PV システムの導入数とならし効果の関係を解析した。面積は 1～23 の合計とし，導入数を 10 件程度ずつ増加させていった。面積パターンと導入数の関係を **Fig6** に示す。ここで，導入数の増加は各面積パターンで 1 度に 1 件までとしている。

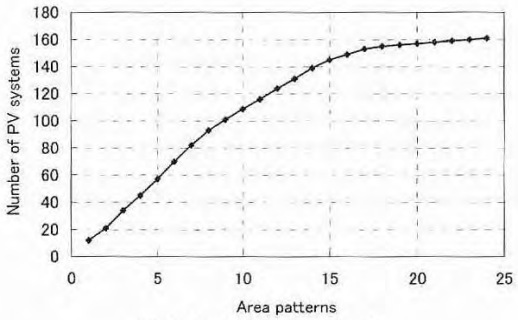


Fig6. Analysis assumption 2

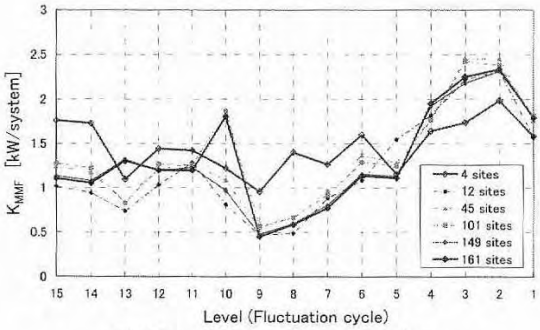


Fig7. Result of K_{MMF} for each number

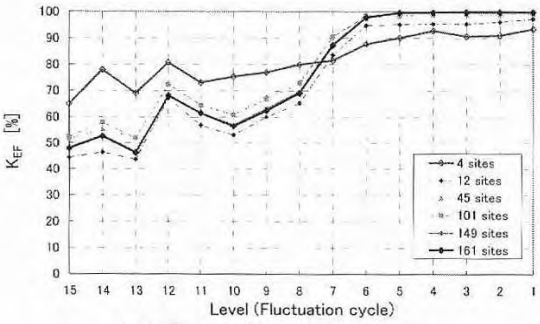


Fig8. Result of K_{EF} for each number

解析結果は **Fig7,8** に示す。ここでも，解析結果は 6 パターンをピックアップした。先ほどと同様に，Fig7 は変動抑制幅，Fig8 は変動抑制率である。この場合，4 サイト導入時の特性とそれ以外では大きく異なるが，12 サイト以上の導入数があるときの特性はほとんど特性が変わらないことが確認できた。つまり，ならし効果は面積を確保できれば，その効果を発揮できることを意味している。

6．まとめ

PV システムが集中導入されたときに引き起こる変動平滑化効果であるならし効果は，PV システムの導入面積や導入数に関係があると考えられるので，ならし効果の評価手法により定量化を図った。その結果，導入面積と導入数を同時に増加していくと，それに応じて平滑化が起こるのに対し，面積を固定し，導入数を増加させていったときはほとんど変化がみられなかった。よって，ならし効果を発揮しやすいのは，面積を拡大させていったときであることがわかる。

7．今後の展望

今回の解析は，変動の激しいある 1 日のデータに関してのみだったので，今後は解析日数を増やし，統計的に処理することでならし効果の特徴を明確にしていく。

また，変動を抑制することによって系統などに与える影響がどの程度軽減できるかを評価する手法を考察していく。

謝辞

本研究は，NEDO 技術開発機構の委託研究「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] NEDO 技術開発機構；「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会　報告書」，2004

[2] 箕輪・大谷・津田・作田・黒川：「地域面平均日射の推定による太陽光発電システムの kW 価値分析」，太陽／風力エネルギー講演論文集 1998，p.17-20 (1998)

[3] 川崎，大関，大谷，北村，杉原，西川，黒川：「面的広がりを考慮した太陽光発電変動特性の分析」，平成 17 年度電気学会 B 部門大会，No.272

[4] 例えば，榊原：「ウェーブレットビギナーズガイド」，東京電機大学出版局（1995）

太陽／風力エネルギー講演論文集（２００５）　Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference(2005)　【2005.10.20-21】

56

A Proposal of D-UPFC as a Voltage Controller in the Distribution System

学生員　○李庚垂　（東京農工大学）　　会　員　黒川浩助　（東京農工大学）

A Proposal of D-UPFC as a Voltage Controller in the Distribution System

Kyungsoo LEE 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: onnuri@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

When clustered PV system connects with distribution line, power quality problems of distribution system happened due to reverse power flow. One of main power quality concerns is over-voltage in the distribution line. This over-voltage situation can be solved by PV's OVR (Over Voltage Restriction) function. However, the generated power from clustered PV system is reduced due to inverter stop. To avoid the inverter stop, this paper proposes D-UPFC (Distribution -Unified Power Flow Controller) in the distribution system. D-UPFC consists of an ac-ac converter and two transformers. Simulation results show D-UPFC prevents over-voltage condition in the distribution system when reverse power is produced.

Keywords : Clustered PV system, reverse power flow, D-UPFC, ac-ac converter

1. INTRODUCTION

Due to the global trend of reducing greenhouse gas emissions and the exhaustion of fossil fuel affect to use renewable energy, especially PV (photovoltaic) system.

PV systems have been developing in the world and there are many cases to install PV systems. Particularly, PV town is being built in Japan recently. This style of PV systems, which we call "Clustered PV system". However, there is a big problem when the clustered PV system connects with grid. That is over-voltage condition, which happens when the reverse power flow occurs. Figure 1 illustrates over voltage situation due to reverse power flow from the clustered PV system.

There are several conditioning solutions to voltage regulation as well as over-voltage condition, which are currently available in the marketplace. Among the most common are tap-changing transformers, which are the types of voltage regulators used in today's power distribution systems. However, these methods have significant shortcomings. For instance, the tap-changing transformer requires a large number of thyristors, which results in highly complex operation for fast response. Furthermore, it has very poor transient voltage rejection and has an uneconomical size [1, 2].

UPFC (Unified Power Flow Controller) is basically used in the transmission line. It controls voltage level, impedance and phase angle simultaneously. However, D-UPFC, the author suggested, is not the same topology with normal UPFC. It consists of an ac-ac converter, two transformers. Also, it only controls voltage level in the distribution system.

The remainder of this paper is divided into two sections. The first section provides the details of the design and description of D-UPFC model. The second section shows simulation results of D-UPFC control when the reverse power flow happens.

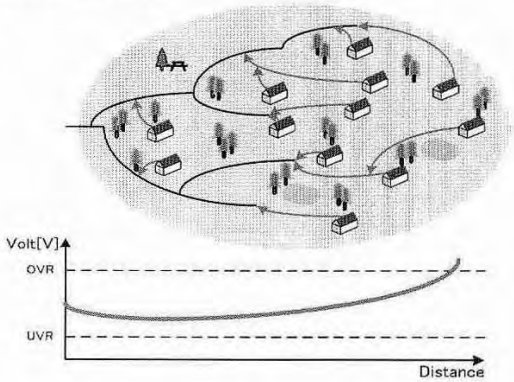


Fig. 1 Over-voltage with reverse power flow

2. D-UPFC MODEL

D-UPFC consists of an ac-ac converter, a series transformer and a shunt transformer. The ac-ac converter is based on a buck converter($v_{out} \leq v_{in}$) configuration. The shunt transformer uses input power and the series transformer sends ac-ac converter's output power to the load.

To prevent over-voltage situation in the distribution system, the analysis D-UPFC model is suggested. Figure 2 illustrates simple D-UPFC model.

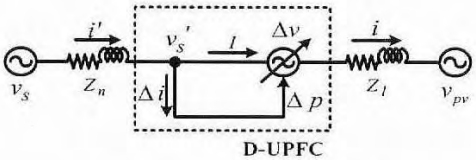


Fig. 2 Simple D-UPFC model

When D-UPFC output voltage increases because of reverse power flow, Δv is

$$\Delta p = \Delta v \bullet i \tag{1}$$

$$\Delta i = \frac{\Delta p}{v_s'} = \frac{\Delta v}{v_s'} \bullet i \tag{2}$$

$$i' = i + \Delta i = (1 + \frac{\Delta v}{v_s'}) i \tag{3}$$

$$v_s' = v_s - Z_n i' = v_s - Z_n i (1 + \frac{\Delta v}{v_s'}) \tag{4}$$

where, v_s is distribution grid voltage, Z_n, Z_l are distribution line impedances, i' is line current through Z_n, v_s' is drop voltage of v_s, i is line current of v_s', Δv is small fluctuation of D-UPFC output voltage, Δp is small fluctuation of D-UPFC output power, Δi is small fluctuation of D-UPFC output current, and v_{pv} is PV voltage.

Through the equation (1)-(4), the value of v_s' is reverse from Δv and D-UPFC controls effectively distribution line voltage level when it equals with equation (5).

$$|\Delta V_s'| \leq |\Delta V| \tag{5}$$

where, $\Delta v_s'$ is the change of v_s'.

In the figure 3, switch 1,4 and switch 2,3 are on/off simultaneously. When switch 1,4 are on condition, switch 2,3 are off.

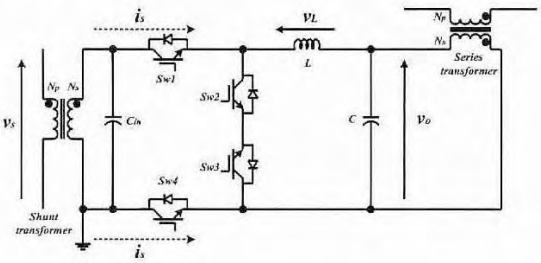


Fig. 3 Ac-ac converter

Suppose that switch 1,4 are on and then ac input voltage v_s and input current i_s are

$$v_s = \sqrt{2} V_s sin\omega t \tag{6}$$

$$i_s = \sqrt{2} I_s sin\omega t \tag{7}$$

where, V_s and I_s are the RMS (Root-Mean-Square) value of v_s and i_s, respectively.

Because of a shunt transformer, input voltage v_s has harmonics so that input C_{in} is necessary to use. The primary side and the second side of shunt transformer is Np:Ns=1:1. The inductor voltage v_L is

$$v_L = v_s - v_o = L \frac{di_L}{dt} \tag{7}$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{v_s - v_o}{L} \tag{8}$$

where, v_o is the output voltage, i_L is inductor current, and L is the inductance.

However, switch 2,3 are on and switch 1,4 are off condition, which is the freewheeling situation in the ac-ac converter, the inductor voltage v_L is

$$v_L = -v_o = L \frac{di_L}{dt} \tag{9}$$

$$\frac{di_L}{dt} = -\frac{v_o}{L} \tag{10}$$

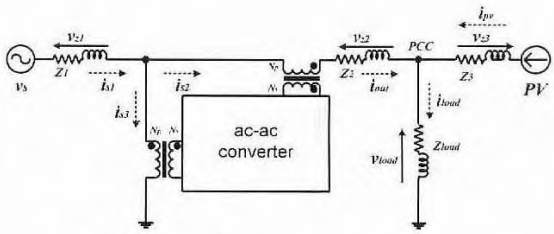


Fig. 4 Simple distribution system

In the figure 4, the ac-ac converter located between distribution grid source v_s and loads Z_{load} and a clustered PV system PV.

During normal condition, grid voltage is v_s and current flows from v_s to Z_{load}. But, when the reverse power flow situation happens, output current flows as equation (11).

$$i_{pv} = \sqrt{2} I_{pv} sin(\omega t) = i_{load} + (-i_{out}) \qquad (11)$$

where, t depends on the PV output current insertion time, $-i_{out}$ is the reverse direction from PV to v_s when reverse power flow happens. Line impedances of Z_1, Z_2, Z_3, and Z_{load} have equation (12).

$$z = \sqrt{R + jX} \qquad (12)$$

where, X is reactance, which is reactor and R is resistance. Using equation (12), line drop voltages are calculated in the distribution line.

3. SIMULATION

Simulation circuit of D-UPFC system shows in the figure 5 and it simulates using PSIM 6.1. Table 1 shows parameters of D-UPFC system.

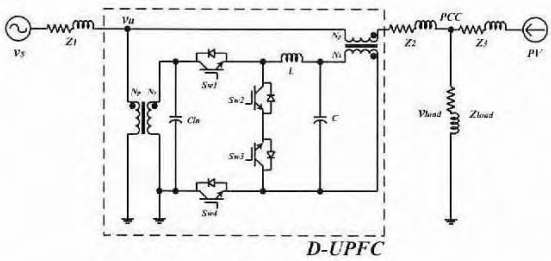


Fig. 5 D-UPFC in the simulation

Table 1 Parameters of D-UPFC system

Vs	100[V], rms
Z_1, Z_2, Z_3	0.025+j1.0^{-6} [Ω]
Shunt and series Tr.	Ideal, 1:1
Z_{load}	10+j1.0^{-4} [Ω]
C_{input}	200[μ F]
LC filter	0.1[mH], 20[μ F]
Switching frequency	10[kHz]
I_{PV}	0~200[A]

Figure 6 shows the voltage levels of v_s, v_u, and v_{load} when the PV output current flows. When the reverse power flow happens, v_u and v_{load} increase but v_s is the same because it is voltage source. Also, line impedances of distribution system are almost resistance so that voltage levels are linear.

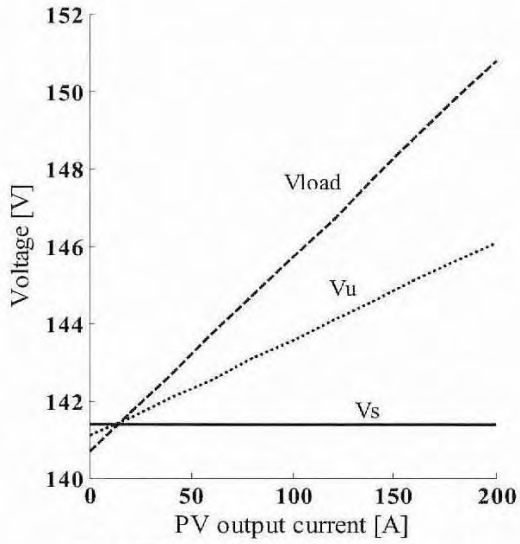


Fig. 6 PV output current with voltages

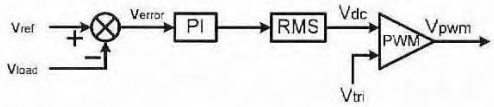


Fig. 7 control method of D-UPFC

Figure 7 shows control method of D-UPFC. The purpose of this control is that load voltage v_{load} should be the same as source voltage v_s in the distribution system. v_{ref} is the same magnitude of v_s. Using PI controller and RMS function v_{error} changes to v_{dc}. Here, v_{dc} is the voltage reference of PWM function.

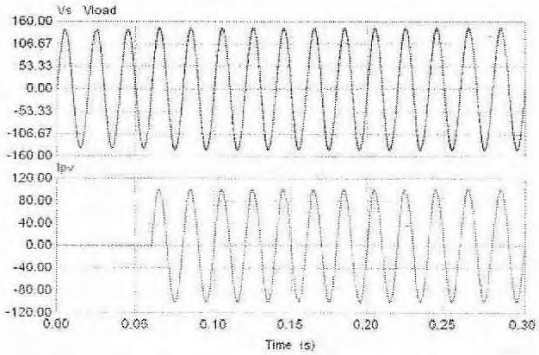


Fig. 8 i_{pv} is 100[A] and no control of D-UPFC

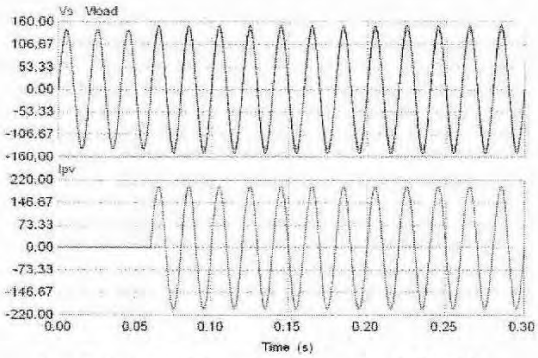


Fig. 9 i_{pv} is 200[A] and no control of D-UPFC

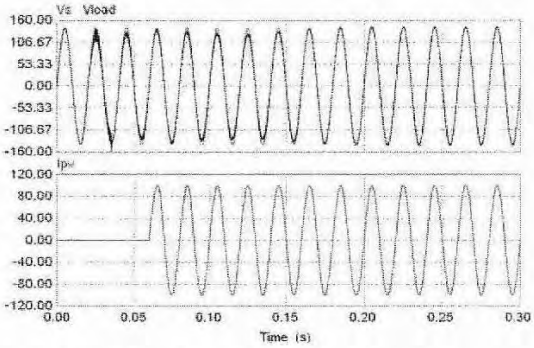


Fig. 10 i_{pv} is 100[A] and D-UPFC control

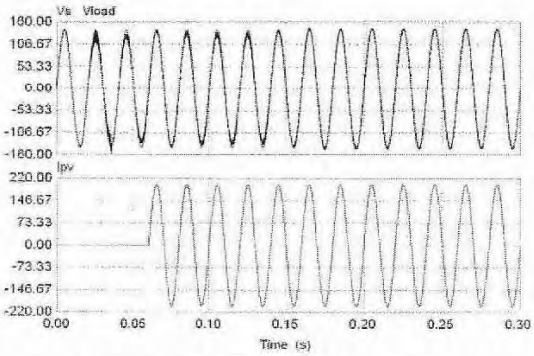


Fig. 11 i_{pv} is 200[A] and D-UPFC control

From figure 8 to 11 show simulation results of D-UPFC system. In the figure 8, v_s is the distribution voltage source, v_{load} is the load voltage, and i_{pv} is the PV current. From 0 to 0.06[s], v_{load} level is smaller than v_s as v_s-v_{z1}-v_{z2}=v_{load}. However, when i_{pv} inserts current 100[A] from 0.06[s], v_{load} level is larger than v_s. Figure 9 illustrates the same result with figure 8, however, i_{pv} is 200[A] from 0.06[s]. Load voltage is 145.7[V] and 150.8[V] when i_{pv} magnitude is 100[A] and 200[A], respectively. Figure 10 and 11 shows the results of v_{load} control using D-UPFC system. i_{pv} inserts current 100[A], 200[A] from 0.06[s]. The transient state continued during 7 cycles and then D-UPFC controls load voltage 143.9[V] and 145.7[V], respectively.

4. CONCLUSION

The main problem in the clustered grid-connected PV system is over-voltage situation. To prevent this situation, the author proposed D-UPFC. D-UPFC consists of an ac-ac converter and two transformers and its control only considers voltage control. This paper shows the basic of D-UPFC model and analyzes its performance in the distribution system using simulation tool. However, D-UPFC control is not the best when the reverse power flow happens. Secondly, D-UPFC only controls voltage down in this simulation so that it is not good voltage controller in the distribution system. Thus, future study is considered both optimal controls of D-UPFC and voltage up/down controller using D-UPFC.

ACKONWLEDGEMENT

The author special thanks to Dr. Koizumi and Dr. Okada for discussing this research.

REFERENCES

[1] S. M. Hietpas and M. Naden, "Automatic Voltage Regulator using an AC Voltage-Voltage Converter," *IEEE Trans. Industry Applications*, pp. 33-38, Vol. 36, No. 1, 2000.

[2] B.N. Singh and M. Simina, "Intelligent solid-state voltage restorer for voltage swell/sag and harmonics," *IEE Proc.-Electr. Power Appl.*, pp.98-106, Vol.151, No. 1, 2004.

[3] Do-Hyun Jang and Gyu-Ha Choe, "Step-Up/Down AC Voltage Regulator Using Transformer with Tap Changer and PWM AC Chopper," *IEEE Trans. Industrial Electronics*, pp.905-911, Vol.45, No. 6, 1998.

太陽／風力エネルギー講演論文集（２００５）　Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference(2005)　【2005.10.20-21】

47

空中写真を用いた太陽光発電システム導入可能量の推定
（住宅屋根の認識と日野市における実例）

学生員　○田口　晋也　（東京農工大学）　　会員　　黒川　浩助　（東京農工大学）

An evaluation of a potential of rooftop photovoltaic systems by aerial photogrammetry
(Rooftop recognition and a case study for Hino City)

Shinya TAGUCHI* and Kosuke KUROKAWA*

*Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)
2-24-16,Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
fax: +81-42-388-7445, E-mail: shin324@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

A building rooftop is the most suitable place for photovoltaic installation in urban areas. Therefore, in order to assess the potential of PV system, an analysis of the spatial distribution of rooftop area is required. However, existing analysis methods, based on statistical data, requires much many and time. This paper describes the efficient method to estimate the spatial distribution of rooftop area using aerial photographs. Buildings are recognized by our algorithm based on their characteristics and accuracy of the recognition results in test sites was sufficient to understand the spatial distribution of rooftop area. We applied our method to Hino City and estimated the potential of PV system.

キーワード：太陽光発電システム，導入可能量，空中写真
Keywords: PV system, Introduction potential, Aerial photograph

1. はじめに

太陽光発電ロードマップ[1]が策定され，2030 年までの太陽光発電システムの導入量として，現状 1.1GW（2004 年度）に対して 102GW という高い目標が設定された。目標の達成に向けて，産学官による技術開発とともに，普及拡大に向けた政策が進められている。これまで太陽光発電システムの普及を牽引してきた，個別の住宅を対象とした補助金は今年度を最後に廃止され，代わって，地域内のまとまった住宅を対象とした助成金制度が始められる予定である。そのような状況の中で，任意の地域における太陽光発電システムの導入可能量を効率的に推定することができれば，導入を進めていく地域の指針となることが期待される。

2. 目的

太陽光発電システムの設置には，太陽からの日射を遮る物が少なく，かつ，モジュールを並べることができる広い面積が必要なため，都市部では住宅をはじめとする建物の屋上部分に設置されるシステムがほとんどである。そのため，地域における太陽光発電システムの導入可能量を推定するためには，その地域内にある建物の屋上部の面積を求めることが必要となる。設置対象である建物屋上部の面積を求めることができれば，面積に対する導入可能な容量を推定することが可能となる。

これまでに行われた導入可能量の調査は，設置対象の面積を求めるのに統計資料を利用しているものが多い。しかし，精度の高い推定には詳細な統計資料が必要となり，資料の収集には多くの費用と時間が必要となる。また，地域における導入可能量を推定する場合，どこにどれだけ設置できるのかという分布も重要な情報となるが，統計資料だけでは面積の分布を知ることは難しい。

そこで，本研究では地域における太陽光発電システムの導入可能量を効率的に推定する手法として，航空機から撮影された空中写真を用いる手法を開発してきた。[3]本報告では，開発した手法の有効性の検証と，広範囲における解析を目的とした。解析手法をテストサイトに適用して精度を評価し，さらに東京都日野市における太陽光発電システムの導入可能面積として住宅等建物の屋上部面積の推定を行った。

3. 空中写真画像の解析

3.1 解析手法

画像認識の分野では，航空機や人工衛星から撮影した画像から地上物，とりわけ建物や道路といった人工物を対象とした，自動認識手法の研究が盛んに行われ

ている。本研究では解析対象を建物屋上部に絞り，1枚の空中写真画像から得られる地上物の色彩・形状の2つの情報を用いて建物の認識を行う。空中写真を用いるポイントとして以下の点が挙げられる。①衛星画像と比べて解像度が高く，地上物の細かい様子まで把握できる。②撮影が全国的に行われており，変遷の激しい都市部では数年間隔で更新が行われ，地上の比較的新しい情報を得ることができる。③民間の企業だけでなく，財団法人日本地図センターを通じて，容易に入手することができる。

なお，本研究には，株式会社パスコにより2002年5月～8月の期間に撮影された，解像度25cmの空中写真のオルソ補正画像を用いた。

画像認識により建物の屋上部を抽出するためには，地上物を建物領域と他の領域とに分類しなければならない。分類には画素単位で行う方法と，複数画素の集合から成る領域単位で行う方法がある。画素単位での分類はノイズなどの影響を受けやすく，また，分類に地上物の形状を利用することから，地上物の形状特徴が得られる領域単位での分類を採用する。そこで，分類の前処理として，画像を以降の解析の基本単位となる複数の領域に分割し，分割後に領域毎に色彩と形状を利用して建物屋上部の認識を行う。

3.2 領域分割

画像を構成する画素の色は赤（R），緑（G），青（B）の3つの値（画素値）の組合せで決定する。画素値が一様な隣接する画素同士を統合することで，画像を色彩が一様である複数の領域に分割することができる。分割後の領域に対して，各領域の形状特徴を適切に得られるように，他の領域と結合することなく，領域の周囲にある画素値の類似した画素を自らの領域に取り込んでいくように膨張処理を施した。(Fig.1)

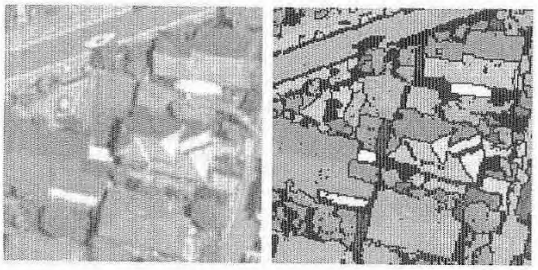


Fig.1 An example of image segmentation. Left image is original image. Right one is segmented image in which adjacent pixels have been grouped based on similar intensity levels. The black pixels delineate segments.

3.3 色彩を用いた分類

画像のRGB値からHSI6角錐カラーモデル[3]により色相・彩度・明度を計算した。それらの値をパラメータとして，最尤法により分割した各領域を分類する。ここでは地上物を植生，裸地，水域，建物や道路などの人工物に分類する。

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。

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

3.4 形状特徴を用いた分類

地上物にはそれぞれ固有の特徴的な形状がある。例えば道路は細長く連続であり，建物は一般的に矩形に近い形状をしている。そのような形状特徴[4]を利用することで地上物の分類を行う。各領域の形状特徴として領域の大きさ，外接長方形の大きさ，矩形度，細長さなどの値を計算し，建物屋上部の形状特徴として設定した条件を満たす領域を抽出する。本手法は，戸建住宅を認識の主対象として，戸建住宅の屋根の形状特徴に一致するように条件を設定した。

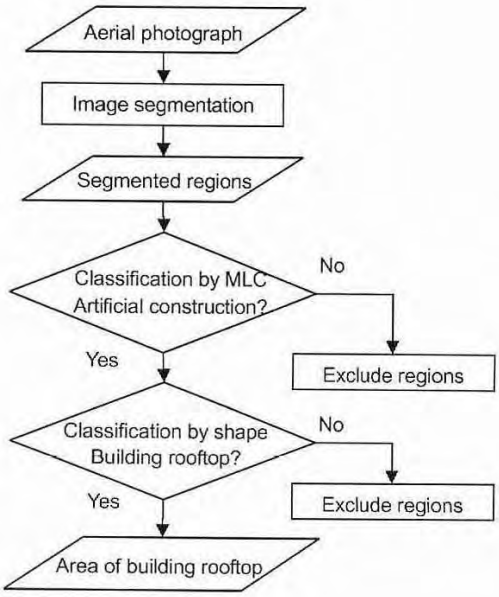


Fig.2 Image analysis flowchart

4. テストサイトにおける結果

以上で述べた手法をA，B，C，Dの4つのテストサイトに適用して，テストサイト内の建物屋上部の認識を行った。Fig.3に各サイトの元画像，Fig.4に解析結果をそれぞれ示す。テストサイトはそれぞれ500pixel×500pixel（125m×125m）の大きさで，住宅地を中心に選定した。

4.1 認識精度の検証

建物の認識精度を検証するために，解析結果と目視判読による結果との比較を行った。Fig.5は目視判読により建物屋上部を抽出した結果である。目視判読では，建物屋上部が適切に抽出できているものと考え，目視判読による結果と解析結果とを画素単位で比較することで認識精度を評価した。精度を定量的に評価するために，的中率及び面積率を次のように定義する。

$$\text{的中率}=\frac{\text{屋根か屋根で無いかを認識できた画素数}}{\text{画像全体の画素数}}$$

$$\text{面積率}=\frac{\text{抽出された画素数}}{\text{屋根領域の画素数}}$$

各テストサイトにおける，的中率（Hitting ratio）及び面積率（Area ratio）の値をTable.1に示す。

Table.1 Accuracy of the recognition method

Site	A	B	C	D
Hitting ratio [%]	81.3	84.1	81.2	82.8
Area ratio [%]	112	118	107	115

どのサイトにおいても80%以上の的中率が得られており，建物の位置を認識できている。的中率を下げている主な要因は，道路の誤抽出と屋上部の未抽出である。道路領域は，色彩だけでは建物と区別ができないために，細長い形状特徴を利用して建物との区別を行っている。しかし，日陰や車両などの影響で道路が連続な物としてではなく，短い長方形の領域として判断された場合は，形状特徴を利用しての建物と区別することが難しくなる。また，複雑な屋根の構造をしている建物や，屋上部に開口部のある建物などは，屋根の一部分に抽出できていない領域が生じる。

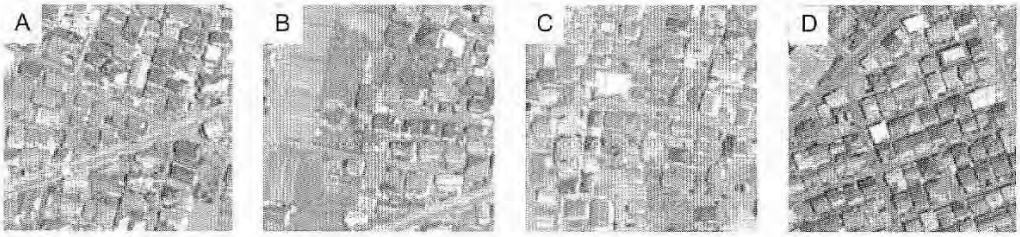


Fig.3 Original images of test site A, B, C and D

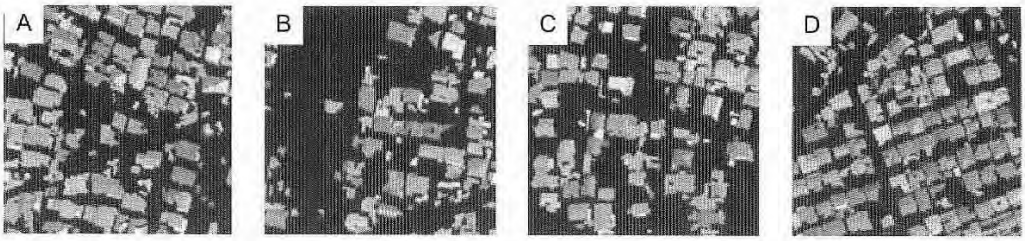


Fig.4 Analysis results of test site A, B, C and D

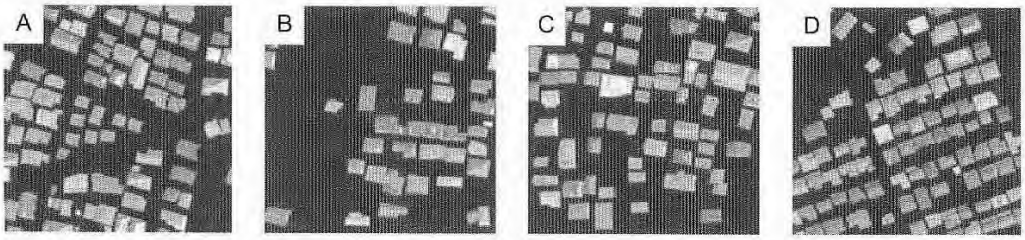


Fig.5 Extracted roofs based on visual evaluation

面積率は，4 つのテストサイトでは 107%～118%の値であった。サイトによって差はあるものの，4 サイトすべてで 110%前後の値であることから，本解析手法では屋根領域を屋根以外の領域として誤って削除してしまう割合よりも，屋根以外の領域を屋根として誤って抽出してしまう割合が大きいことがわかる。従って，解析結果の画素数をそのまま面積に変換した場合，全体的に面積を大きく見積もってしまうことを考慮する必要がある。

5. 日野市における太陽光発電システムの導入可能量

5. 1 日野市の概要

本手法を用いて，東京都日野市における太陽光発電システムの導入可能量として，住宅等建物の屋上部の面積を調査した。日野市は東京都のほぼ中央に位置しており，南部の多摩丘陵を中心に宅地化が進んでいる。また，西部には日野自動車などの工場が集まっている。

解析に用いた日野市の空中写真画像を Fig.6 に示す。縦 6001pixel×横 8001pixel のオルソ画像 16 枚で構成されている。

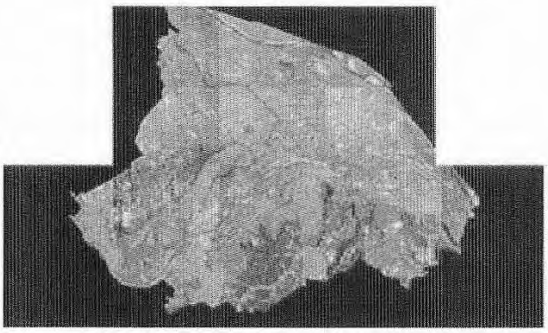


Fig.6 Aerial photographs of Hino City

5. 2 日野市における導入可能面積の推定結果

画像解析の結果をもとに，太陽光発電システムの導入可能量として導入対象となる建物屋上部の面積を計算する。抽出された建物屋上部の面積は，抽出した画素数に 1 画素当たりの面積を乗算することで求める。抽出した領域の画素数は，日野市全体で約 6552.6 万画素であった。解像度 25cm より，1 画素当たりの面積は 0.0625m² なので，抽出した建物屋上部の面積は約 4.1km² ということになる。テストサイトにおける結果から，解析結果は実際の面積よりも 10%程度大きく見積もることがわかっている。解析結果の 4.1km² は，実際よりも 10%程度多く見積られた値であると考え，推定結果は 3.7km² とする。

5. 3 推定結果の妥当性の検証

画像解析による推定結果の妥当性を検討するため，日野市内の建物に関する統計資料と比較を行った。統計データは，日野市における用途別の建物面積[5]の値を利用した。

日野市内の戸建住宅の面積（建築面積）合計は 2.93km² であり，この値と比較すると推定結果の 3.7km² はかなり大きい値である。これは，日野市全体を解析対象としているために戸建住宅以外の建物も，特徴が戸建住宅に近いものは，抽出しているためである。本手法では，画像解析における分類条件を，戸建住宅を基準に設定しているので，戸建住宅以外の建物も含めた面積が 250m² 以下の建物の合計面積を統計資料から調べた。（Table.2）面積 150m² 以下の建物の合計面積は 3.42km²，面積 200m² 以下の建物の合計面積は 3.85km² であり，これらの値と比較して，推定結果は妥当であると言える。

Table.2 Total building area in Hino city

A building area size	Total building area
0 ~ 100 m²	~ 2.50 km²
0 ~ 150 m²	~ 3.42 km²
0 ~ 200 m²	~ 3.85 km²
0 ~ 250 m²	~ 4.10 km²
Analysis result	~ 3.7 km²

6. まとめ

本論文では，空中写真画像を解析することにより，太陽光発電システムの導入可能量として住宅等建物の面積を推定できることを示した。今後は，解析アルゴリズムの改良により推定精度の向上を目指すとともに，他の地域での推定を行っていく予定である。

参考文献

[1] NEDO 技術開発機構" 2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会報告書"，2004

[2] S. TAGUCHI，K. KUROKAWA" PV Resource Survey for Urban Areas by means of Aerial Photographs" 20th EUPVSEC， Barcelona，Spain，2005.6.610

[3] 高木幹雄，下田陽久" 新編画像解析ハンドブック"，東京大学出版会，2004

[4] 松山隆司，長尾真" 航空写真の構造解析" 情報処理学会全国大会，1980

[5] 東京都都市計画情報システム，平成 8･9 年度建物用途現況

太陽／風力エネルギー講演論文集（２００５）　Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference(2005)【2005.10.20-21】

6

直線補間法を用いた 各種太陽電池 I-V 特性の温度・照度補正法

学生員 ○ 津野裕紀（産業技術総合研究所,東京農工大学）　会員 菱川善博（産業技術総合研究所）
会員 黒川浩助（東京農工大学）

Temperature and irradiance correction method of I-V curves of various kinds of solar cells

Yuki TSUNO*, **, Yoshihiro HISHIKAWA*, and Kosuke KUROKAWA**

*National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), Research Center for Photovoltaics

**Tokyo University of Agriculture and Technology
Kosuke Kurokawa Lab., 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-0012 Japan
Fax: +81-42-388-7445, e-mail: kanbai@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

It is useful to understand the effect of the irradiance and temperature on the solar cell and module performance, in order to estimate their I-V curves under various climate conditions. In this study, the linear interpolation method for the I-V curves is investigated based on experimental data on various kinds of solar cells and modules. Physical validity of the linear interpolation for temperature is also investigated. Good agreement of the calculations and experiments of within ±1%(solar cells) and±1.5%(modules) indicates that the translation of the I-V curve based on the method is effective for estimating the performance of solar cells, modules and systems under various climatic conditions.

キーワード: I-V特性,温度,照度,直線補間
Keywords : I-V curve, temperature, irradiance, translation

1 はじめに

近年,太陽光発電の普及につれて太陽電池の性能評価は基準状態（太陽電池温度 25 ℃，放射照度 1000W/m²,AM1.5G)以外にも,実際に屋外に設置した場合の幅広い条件での性能を評価する必要性が高まっている。また,現在最も普及している結晶シリコン太陽電池以外にも,アモルファスシリコン太陽電池,化合物系,薄膜,多接合型などの特性の異なる太陽電池が開発されてきていることから,放射照度,太陽電池温度,材料,構造などの適用範囲が限られている現行の規格では,これらのニーズを満たすには不十分である。そのため,太陽電池の種類や天候,気温に関わらず出力を予測,補正することのできる算出方法が望まれている。

このような背景において,菱川らは,各種太陽電池の I-V 特性は暗電流と,放射照度に比例した光電流の和で表されることを示した[1]。この方法は,2 つの I-V 特性から,任意の放射照度における I-V 特性を精度良く求めることができるというものである。また,B. Marion らは,温度の直線補間法を用い,菱川らの方法と組み合わせることで,ある 4 つの I-V 特性から,温度と照度の直線補間を用いて任意の太陽電池温度,放射照度における I-V 特性を求める方法を提案し[2],7 種類の太陽電池モジュールにおいて,様々な条件下での I-V 特性を精度良く算出できることを示した。この方法は,基準状態など任意の条件での性能評価や,太陽電池特性のモデル化などに適用できる可能性がある。しかし,温度の直線補間法の物理的な意味が明らかにされていない事や,太陽電池セルを用いた高精度測定下での検証を行っていないなど,いくつか検討の余地がある。そこで,本研究では,この温度と照度の直線補間法の,

- 温度の直線補間法の理論的検討
- 各種太陽電池セルの屋内測定値との比較
- 太陽電池モジュールの屋外測定値との比較
- 補間に必要な 4 つの I-V 特性の選出基準の検討

を行った。

2 温度と照度の直線補間法

温度と照度の直線補間法は,4 つの I-V 特性を,次の二つの仮定から得られる算出式((1),(2)式)を用いて,任意の放射照度,温度での I-V 特性を求める。

仮定 1：短絡電流一定の下で,I-V 特性の一定電流値における電圧値は,温度に対し直線的に変化する。(1 式)

$$V_3(I)=V_1(I)+\frac{T_3-T_1}{T_2-T_1}\cdot(V_2(I)-V_1(I)) \qquad (1)$$

仮定 2：温度一定の下で,I-V 特性は,暗電流と,放射照度(または短絡電流)に比例した光電流の和で表される。(2 式)

$$I_3(V)=I_1(V)+\frac{I_{sc3}-I_{sc1}}{I_{sc2}-I_{sc1}}\cdot(I_2(V)-I_1(V)) \qquad (2)$$

ここで,

$I(V)$：I-V 特性　　$V(I)$：$I(V)$の逆関数

I_{sc}：短絡電流(または放射照度)　　T：温度

添字 1,2：測定値の分類　　添字 3：算出値の分類

(1)式は,温度の直線補間法, (2)式は,照度の直線補間法,に対応する。直線補間に用いる 4 つの I-V 特性は,仮定 1,2 より,短絡電流が等しく温度が異なる 2 つの I-V 特性が 2 組,もしくは温度が等しく短絡電流が異なる 2 つの I-V 特性が 2 組必要であるが,本研究では前者の条件を用いた。また,2 式はスペクトルミスマッチや温度依存性を考慮する必要が無い場合は,放射照度を代用することができる。

3 温度の直線補間法の理論的検討

(2)式は文献[1]により,実験的に検討され物理的な意味を検討しているが,文献[2]では,(1)式の物理的な意味の検討がされていない。そこで,P-N 接合シリコン系太陽電池の基本的な式((3)式)から温度の直線補間の意味を検討した。

$$I=I_{ph}-I_0\left(\exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{kT}\right)-1\right) \qquad (3)$$

ここで,

I：電流　　I_{ph}：光電流　　q：電子電荷

V：電圧　　R_s：直列抵抗　　T：温度

k：ボルツマン定数　　I_0：逆方向飽和電流

ここで,逆方向飽和電流 I_0は,以下のように表される。

$$I_0=A\exp\left(-\frac{E_g}{kT}\right) \qquad (4)$$

ここで,

A：比例係数　　E_g：バンドギャップ

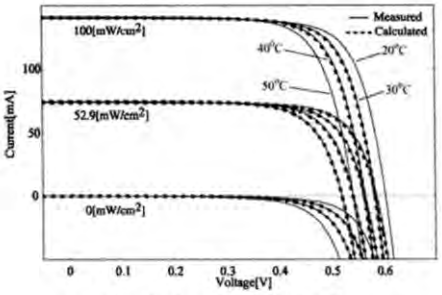
(3),(4)式から,電圧は(5)式のように表される。

$$V=\frac{kT}{q}\ln\left(\frac{I_{ph}-I}{A}\right)+\frac{E_g}{q}-IR_s \qquad (5)$$

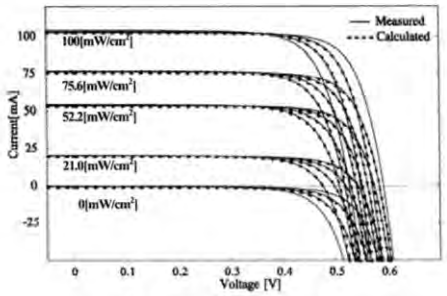
(5)式から,電流が一定の場合,電圧は温度の 1 次関数で表される。ここで,電流が等しく,温度の異なる二つの I-V 特性を(5)式に代入することで(2)式を導き出すことができる。以上から,P-N 接合の基本的な I-V 特性と,逆方向飽和電流 I_0が熱活性型であることが明らかになった。

4 各種太陽電池セルの屋内測定値との比較

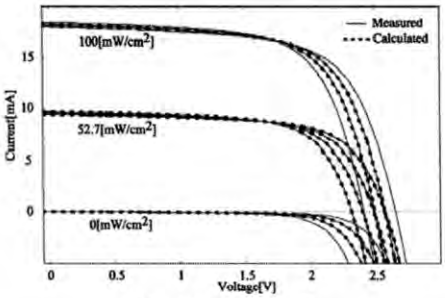
本研究で提案する温度と照度の直線補間法から算出した計算値を,太陽電池セルを用いた屋内での実測値と比較,検討した。太陽電池モジュールの場合,温度や照度にムラが生じやすく,また,温度調節も難しい。太陽電池セルを用いた理由は,モジュールに比べ,高精度な測定が可能な為である。実験には 4 種類の太陽電池セル(c-Si, polycrystalline Si, amorphous Si, a-Si/thin-film crystalline Si tandem cell) を用いた。セルのサイズは 2 cm² から 10cm² で,温度は 20℃から 50℃まで 10℃ずつ変化させ測定した。温度測定の確度は±0.2℃である。光源にはソーラシミュレータを用い,放射照度は ND フィルタで調整した。放射照度が 0mW/cm² と 100mW/cm² で,温度が 20℃と 50℃の 4 つの I-V 特性を,温度と照度の直線補間法を用いて算出した計算値と,その他の条件で測定された実測値とを比較した。 Fig.1 の(a)から(d)にその結果を示す。実験の結果,算出した I-V 特性は,実測値と非常に良く一致し,開放電圧,最大電力,曲線因子の値の誤差は±0.6%以内であった。このことから温度と照度の直線補間法は,今回用いた 4 種類の太陽電池に対し,適用可能であることが示された。



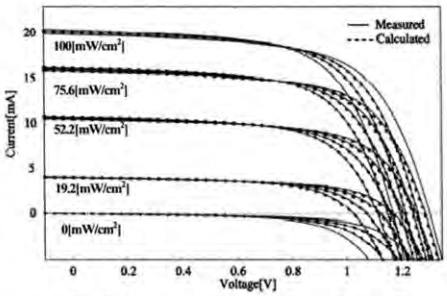
(a) single-crystalline Si cell



(b) polycrystalline Si cell



(c) amorphous Si cell



(d) a-Si/thin-film crystalline Si tandem cell

Fig.1 Measured (lines) and calculated (dotted lines) I-V curves of various kinds of solar cells.

5 太陽電池モジュールの屋外測定値との比較

5.1 測定環境と I-V 特性の選出条件

4 では,屋内の太陽電池セルを用いた高精度測定において,実測値と計算値が非常に良く一致することを示した。次に,太陽電池モジュールを用いた屋外測定の実測値と,温度と照度の直線補間法により算出した計算値とを比較した。実験には単結晶シリコン太陽電池モジュールを用いた。測定期間は,2004.09.01 から 2005.07.31 で,1 分間隔で測定した約 8 万点の実測値を用いた。モジュール温度は,太陽電池の裏面に取り付けた熱電対の測定値を使用した。温度と照度の直線補間法に用いる 4 つの I-V 特性はこれらの測定値の中から選出した。また, 4 つの I-V 特性の選出条件が算出精度に及ぼす影響を検討するために,パターン A と B の 2 組選び,それぞれ直線補間を行い,実測値と比較した。Fig.2 は,測定された頻度を,短絡電流値とモジュール温度で分類し,等高線図で示したものである。図のパターン A と B のプロット(○, ×)は,その点における温度と短絡電流での I-V 特性を用いたことを示している。

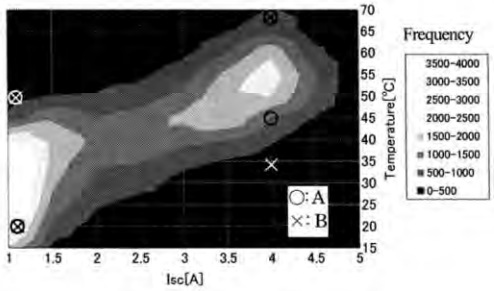


Fig.2 Frequency map of measured I_{sc} and temperature. Positions of the reference four I-V curves are also shown in the figure.

5.2 結果

測定された I-V 特性の実測値から求めた最大電力と,温度と照度の直線補間法により,2 つのパターンで求めた最大電力の計算値を比較した結果を Fig.3 から Fig.5 に示す。Fig.3 は実測値と計算値の差をヒストグラムにしたもの,Fig.4,5 は,パターン A,B それぞれの計算値と実測値との自乗平均平方誤差(RMSE)を,短絡電流,温度の値で分類したものである。どちらのパターンでも誤差は小さく,良い精度で求められていることが分かる。また,Fig.4 より,中央値を比較すると,パターン B の方がパターン A より精度良く求められたことがわかる。この原因は Fig.4 と 5 を比較することで判明する。パターン A(Fig.4)では,温度と照度の直線補間に用いた I-V 特性の範囲外の箇所で誤差が増加していることがわかる。逆にパターン B(Fig.5)は,ほぼ全ての実測値が,温度と照度の直線補間に用いた I-V 特性の範囲内である。つまり,直線補間法は,外挿より,内挿を用いた方が精度良く算出することができると言える。パターン B では,RMSE は 1.5%以内の精度で算出することができた。このことから,温度と照度の直線補間に用いる 4 つの I-V 特性は,できるだけ外挿を避け,内挿で求められるような温度,照度の条件を選出する必要があることが分かった。

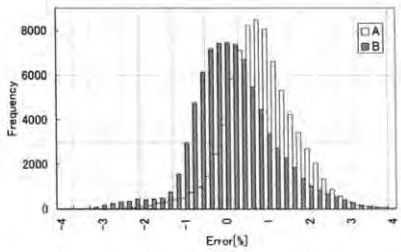


Fig.3 Histogram of error in interpolation method (pattern A and B).

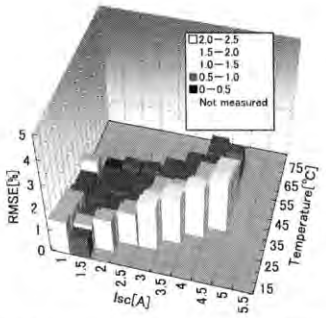


Fig.4 Root mean square error separated by short circuit current and temperature in interpolation method (pattern A).

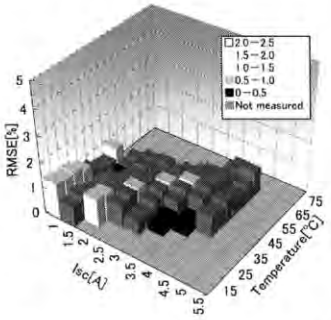


Fig.5 Root mean square error separated by short circuit current and temperature in interpolation method (pattern B).

次に,同じ実測値を用い,IEC 60891[4]やJIS C 8913[5]で記されている補正式の一部を用いてI-V特性を算出し,本方法との比較を行った。Fig.6はIEC 60891/JIS C 8913の補正式で算出した計算値と実測値との差を,直線補間法で算出した場合と比較したものである。図から,直線補間法に比べ誤差の分布が広く,算出精度が悪いことが分かる。また,IEC 60891/JIS C 8913の補正式は,各係数を算出するためにいくつかのI-V特性が必要であり,適用範囲が限られている。このことから,係数を算出する必要がなく,適用範囲が広い直線補間法の優位性が明らかになった。

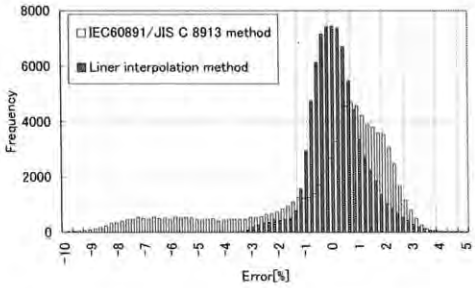


Fig.6 Histogram of error in IEC 60891/JIS C 8913 method and interpolation method.

7 結論

本研究では,温度と照度の直線補間法に関していくつかの検討を行った。温度の直線補間法を,P-N接合シリコン太陽電池の基本的な式((3)及び(4)式)を用いて物理的な意味を明らかにした。各種太陽電池セルの屋内測定値との比較をしたところ,I-V特性は実測値と計算値で非常に良く一致した。太陽電池特性の測定値との誤差が±0.6%であったことから,結晶シリコン系以外のセルでも適用可能であることが明らかになった。単結晶シリコン太陽電池モジュールの屋外測定値との比較を行ったところ,こちらも良く一致し,最大電力の実測値とのRMSEは,1.5%以内であった。また,温度と照度の直線補間に必要な4つのI-V特性の選出基準を検討し,外挿が必要になると誤差が増加することから,照度,温度,共に外挿を避け,内挿可能な範囲を選ぶ法が望ましい。ただし,外挿を用いても,RMSEは2%と良い精度である。また,60891/JIS C 8913の補正式の一部を用いて算出した方法と比較したところ,直線補間法は,比較的少ないI-V特性から,ほぼ全ての温度,照度の範囲に対して適用可能であることから,その優位性が示された。以上のことから,本方法は,様々な太陽電池セルやモジュールの性能評価に十分適用可能であることが明らかになった。

8 謝辞

本研究の一部は新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)から委託され実施したものであり,関係各位に感謝する。

9 参考文献

[1] Hishikawa Y, Imura Y, Oshiro T., Proceedings of the 28th IEEE PVSC, 2000; 1464–1467.
[2] B. Marion, S. Rummel and A, Anderberg., Prog. Photovolt: Res. Appl. 2004; 12:593–607
[3] S. M. Sze., John Wiley & Sons Inc., New York, 1981
[4] IEC 60891, 1987.
[5] JIS C 8913, 1998

太陽／風力エネルギー講演論文集（２００５）　Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference(2005)【2005.10.20-21】

75

AMeDAS を利用した日射量推定法の地域性を考慮した補正

学生員　○四日市淳平　（東京農工大学）　学生員　大関　崇（東京農工大学）
会員　黒川　浩助　（東京農工大学）

Correction of estimated irradiation considering regional deviation by utilizing AMeDAS

Junpei YOKKAICHI, Takashi OOZEKI and Kosuke KUROKAWA

Tokyo University of Agriculture and technology
2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588, JAPAN
Fax: +81-4-2388-7445, E-mail: over@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

Photovoltaic (PV) systems have been introduced around Japan. As well as, it is very important to evaluate the characteristics of them such as the performance ratio. For evaluating them, data acquisition systems are required, and they are still expensive. Consequently, an evaluation method with a very few kinds of data is necessary. As for evaluation, irradiation data are absolutely imperative item. In this paper, the accuracy of the estimation method of irradiation and the region characteristic of irradiation are confirmed. Moreover, the correction method of the region characteristic is proposed. As the result, the regional error of estimated irradiation is reduced so that estimated irradiation is applied to the evaluation method in Japan.

キーワード：太陽光発電，評価法，日射量推定，補正
Keywords: photovoltaic, an evaluation, estimated irradiation, and the correction

1. 研究背景

現在の世界の全エネルギー消費量の約8000倍に相当する豊富な太陽光エネルギーを直接電気に変換する太陽光発電（PV）は，開発と導入が全世界で積極的に進められている。2003 年末までの世界の PV の累積導入量は，約 181 万 kW に達しており，特に最近数年間の増加が著しい。日本は 1999 年から米国を抜いて世界最大の太陽電池生産国であり，2002 年の生産量は 36.3 万 kW と，世界の太陽電池の牽引役を果たしている。日本の導入目標は 2010 年までに 482 万 kW，2030 年までに 10000 万 kW なっており，現在より 1 桁以上上回る量が上げられている。[1]EU，アメリカでも同程度の導入目標を定めており，太陽光発電はまさに本格的な普及と国際競争の入り口に立っている。今後は，マーケット拡大のための導入量の根拠や，大量普及に向けた長期信頼性など，PV システムの出力管理に性能評価が必要不可欠になってくると考えられる。

2. 研究目的

本研究室では，PV システムの評価方法として，SV（Sophisticated Verification）法を提案している。この手法をより信頼性の高い，実用性に富んだ評価法として現実のものとしていくことが期待されている。SV 法とは，PV システムの 4 つの計測データから 8 つの発電損失を分離し，性能低下要因を明らかにする評価手法であり，定義式から基本的な性能パラメータを求めるだけであった従来までの評価方法とは大きく異なり，システムの性能把握のみならず，システム改良や将来の最適設計へのアプローチとしても応用可能である。しかし，実際に利用するには，4 つの計測データ（システム出力電力量，アレイ出力電力量，水平面日射量，アレイ温度）が必要となり，その中の一つであるシステム出力電力量は比較的計測が容易であるが，他のデータは，計測機器の設置コストなどの問題がある。特に入力データの 1 つである日射量データを計測する場合には，日射計を用いるのが通常であるが，メンテナンスを必要とするため，PV の利点の一つであるメンテナンスフリーという点を無くしてしまう可能性がある。また日射計は非常に高価なものであり，一般家庭においては購入困難であることも，PV 普及の足かせになりかねない。そこで，本研究室では計測データを推定などで補間することにより 1 ヶ月積算ベースでの SV 法 Level 0 として PV システムの簡易評価を提案している。これまでに PV 設置場所での日射量推定を行い日射計測無しでの評価手法を提案してきたが，本来の SV 法利用には，1 時間値で推定が求められており，時間ごとの日射量の推定精度にはまだ多くの問題が残されている。そこで本研究では，日射量の推定に関して更なる精度向上，および PV システム評価の信頼性を向上させることが目的である。本報告では，従来の推定法について

地域性の確認を行い，その補正法について報告する。

3. 日射量の推定方法

3.1 気象官署

日本各地の日射量を補間するにあたり，現在日本で日射量を実測している場所として，気象庁の気象台などの気象官署と呼ばれる施設が考えられる。しかし，日射量を実測している気象官署は日本に64箇所存在するが，これでは日本各地の細部の日射量まで補間することは難しい。そこで，同じく気象庁により設置されている日照時間を含む4要素を計測しているAMeDASを利用する。このAMeDASは日本に約840ヵ所，約20 k m^{2}に1つあることになり，日本各地を網羅できると考える。

3.2 AMeDASデータを用いた日射量推定法

日射量の推定には本研究室で提案している併用モデルを用いた。[2] このモデルは既存の2つのAMeDASデータを用いた日射量推定法を組み合わせたものである。さらに，推定の難しい日日照率が0.4以下の日に関しては，最寄りの気象官署の日射量実測データを補間している。AMeDASデータを用いた日射量推定法の1つは赤坂・二宮氏による考案された推定法[3]であり，もう1つは板垣氏により考案された推定法である。このモデルをエアマス4.0をしきい値に使い分けることにより，推定精度を向上させている。このモデルの特徴として，AMeDASデータから日射量を推定できることと高日照率時の推定精度が高いことが上げられる。

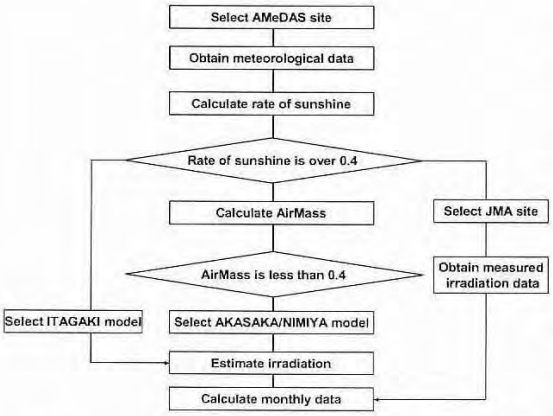


Fig.1 : Flow chart of the estimation model used both two ready-made estimation models as the situation demands

4. 日射量の地域性の確認

日射量推定モデルの全国的な推定精度の検証を行った。検証は全国の14地点において，1997年から2003年の7年間のデータを利用した。気象官署によって実測された日射量とその気象官署と同地点に存在するAMeDASのデータより推定した日射量を比較した。比較には1時間値の日射量を推定し，そこから月積算値を算出したものと実測値の月積算値を用いその相対誤差を算出した。相対誤差算出式を以下に示す。

相対誤差＝（推定値－実測値）/ 実測値 × 100［%］

各地点において相対誤差の標準偏差と平均値をTable 1に示す。Table 1より分かるように一部の地域を除き標準偏差はほぼ一定の値を示している。これは全国的にこの推定モデルを使用しても，一定の推定誤差で推定できていることを示す。しかし，平均値に関しては，全国的にばらつきがあり，サイトGと比較すると全体的に負の値である。この要因は，推定モデルのパラメータがサイトGの日射量を基準に同定されていること，およびサイトGの平均値がほぼ0であることから，各地における日射量の地域性があると考えられる。この影響を調査するために同日照率日における晴天指数を用いて検討を行った。日照率，晴天指数の算出式は以下に示す。

$CI = Hg / Ho$

CI ：晴天指数　　Hg ：水平面全天日射量

Ho ：大気外水平面日射量

$SDd = n_d / Nd$

SDd ：日照率 積算　n_d ：日照時間　Nd ：可照時間

Table 1 : Standard deviation and mean of the relative errors and average clearness index in each sites

Site Name	Standard Deviation [%]	Mean [%]	Average Clearness Index	Number of data (Clearness Index)
A	5.304	−7.747	0.702	103
B	3.882	−11.493	0.71	118
C	4.265	−8.881	0.708	79
D	3.39	−7.184	0.717	126
E	4.91	−3.059	0.679	105
F	2.545	−6.935	0.718	192
G	***2.357***	***−0.59***	***0.665***	***140***
H	4.029	−5.92	0.692	111
I	2.58	−5.318	0.702	317
J	2.977	−2.83	0.683	114
K	2.38	−4.339	0.684	147
L	2.428	−5.671	0.702	207
M	3.134	−8.253	0.698	120
N	3.455	−8.328	0.679	60

推定誤差を検証した 7 年間のデータにおいて，各日の日照率を算出し，日照率 0.88 以上 0.92 以下の日の晴天指数を算出した。今回調査した 14 サイトそれぞれの晴天指数の平均値を Table 1 に示す。Table 1 より分かるようにサイト G と比較すると晴天指数の平均が約 0.02 から 0.05 大きく，日射量には地域性があることが分かった。

5. 日射量推定モデルの地域差補正方法の提案

相対誤差の平均値のばらつきをなくすために，日射量推定法に地域性を考慮した補正方法を提案する。併用モデルでは 2 つのモデルを利用して，エアマス 4.0 をしきい値に場合分けをしている。エアマス 4.0 以下の大部分で使用しているモデルが赤坂・二宮モデルのため，本論文ではこちらのモデルにおける補正方法を主眼とした。赤坂・二宮モデルでは，1 時間あたりの日照率が 1.0 の時の大気外水平面日射量と地上で観測される水平面日射量との関係を利用している。この推定モデルのパラメータが 1 つに固定されており，地域性が考慮されていない。それが相対誤差の平均値のばらつきに繋がっていると考えられる。そこで，このパラメータを 1 ヶ月間のデータを用いて補正することにより精度改善が望まれる。

補正方法の手順を以下に示す。

- 1 ヶ月間で 1 時間あたりの日照時間が 1.0 の時の水平面日射量と大気外水平面日射量のデータを使い，その関係を最小自乗法により 1 次の単回帰式として求める。
- 得られたパラメータを推定モデルに反映させる。ここでは気温などの要素を考慮していないため，求めた単回帰式をそのまま 1 時間あたりの日照時間が 1.0 の時推定式とする。
- このままでは日照時間が 0 の時の推定式との関係が崩れてしまうため，今回は日照時間が 0.1 の時の水平面日射量と大気外水平面日射量のデータも用いて，同様に最小自乗法により 1 次の単回帰式を求める。
- 算出した日照時間 0.1 の時の推定値と日照時間 1 の時の推定値を使って日照時間 0.1 以上 1.0 以下の時の日射量の推定を行った。
- 日照時間が 0 の時の推定式は特に変更は行っていない。

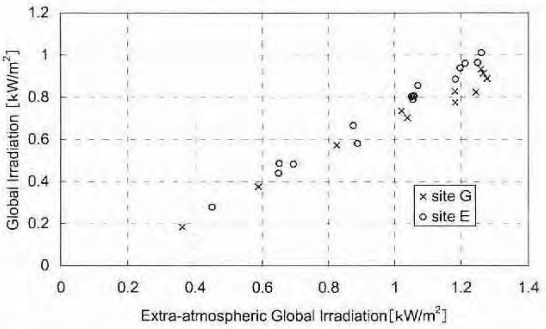


Fig.2: The correlation chart of extra-atmospheric global irradiation versus global irradiation (site G and site E, Jun. 1997)

6. 補正方法の有効性の確認

6.1 全体の推定方法

提案した補正方法を適用した後の推定日射量の精度検証を 4.と同様に月積算値を用いて相対誤差を算出した。14 地点，7 年間のデータを用いた結果を箱ひげ図を用いて示す。Fig.3 には日射量推定モデルの補正前，Fig.4 には補正後の相対誤差の分布図を示す。箱ひげ図は箱の中のラインが中央値，箱は中央値からの上下 25%を含む範囲を示し，箱全体で全データ数の内中央値付近の 50%のデータの範囲をそれぞれ示している。この 2 つの図より，日射量推定モデルの補正後では，中央値が 0 付近で一定になっており，箱の大きさも約±5%の範囲に収まり，日射量の地域性を考慮した補正方法の有効性を示している。

6.2 高日照時の推定精度

SV 法 Level 0 では日射量の快晴日パターンとして，1 ヶ月間の時刻別最大日射量の組み合わせを利用している。補正方法の高日照率時の推定精度への影響の確認を行った。ここでは，1 日あたりの日照率が 0.6 以上の比較的高日照率日を抽出し，その月積算値を求め，相対誤差を算出した。同様に 14 地点，7 年間のデータを用いた補正前後の結果を Fig.5，Fig.6 に示す。補正前は中央値は 0%から 5%，ボックス値は 0%から 8%の範囲でばらつきが見られたが，補正後は中央値，ボックス値，共に 0%から-3%の範囲に収まっていることが分かる。これより，高日照時では日射量の地域性が大きく影響しており，提案する補正方法によりその影響を緩和できることを示せた。

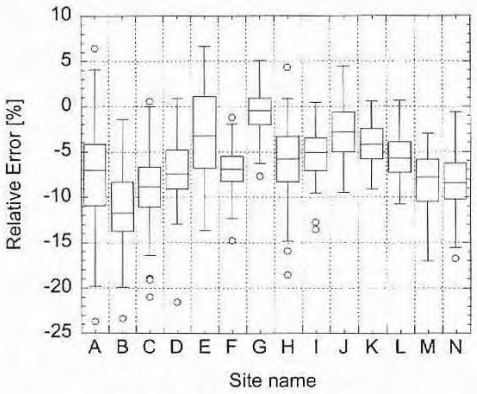


Fig.3 : the distribution of relative error in each sites before correcting the estimation model of irradiation

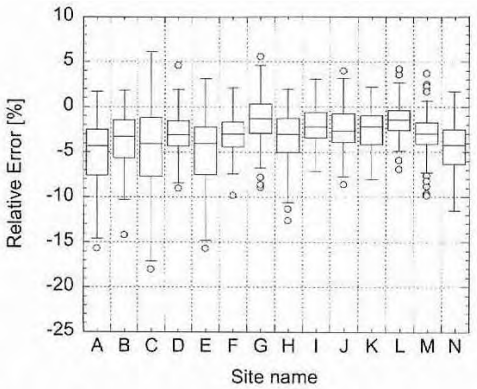


Fig.4 : the distribution of relative error in each sites after correcting the estimation model of irradiation

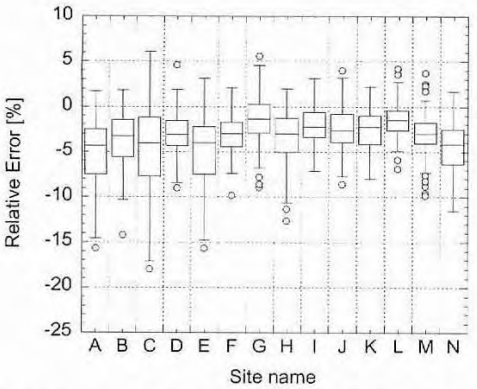


Fig.5 : the distribution of relative error in each sites before correcting the estimation model of irradiation (the rate of sunshine of 0.88 ~ 0.92)

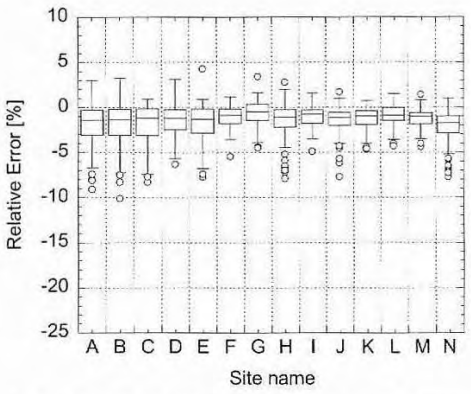


Fig.6 : the distribution of relative error in each sites after correcting the estimation model of irradiation (the rate of sunshine of 0.88 ~ 0.92)

7. まとめ

従来の日射量推定モデルの推定精度の確認を行った結果，日射量の地域差による相対誤差の偏りが見られた。本報告書では，1ヶ月ごとにパラメータを再調整する補正方法を提案した。具体的には，1ヶ月間のデータを用いて，1時間あたりの日照時間が1.0の時の日射量を推定する際のパラメータに補正を行った。その結果，全体的には相対誤差の中央値が 0%から-10%の間でばらついていたものが0%から-5%の範囲に収まり，高日照時においては，中央値，および中央値付近50%のデータは0%から-3%の範囲に収めることが出来た。これにより日射量の地域性による影響を緩和し，日射量の推定方法の精度向上が確認できた。

8. 謝辞

本論文で用いられた気象官署及び AMeDAS のデータは気象庁より提供されている「月刊気象資料」のデータを使用した。[4][5]ここに記して謝意を表する。

9. 参考文献

[1] NEDO 技術開発機構：「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ(PV2030)検討委員会報告書」, 2004

[2] 大関，井澤，大谷，黒川：「太陽光発電システムの評価に関する日射量の推定方法」, 平成 16 年電気学会部門大会，(2004.8)

[3] 二宮，松尾，赤坂，曽我：「AMeDAS のデータを用いた時刻別日射量推定法-第2報-回転式日照計および改良型太陽電池式日照計への適用」，空調・衛生工学論文集，No.65，(1997/4)

[4] 気象庁：「月刊気象資料」(CD-ROM)

[5] 気象庁 website：http://www.jma.go.jp/

A Novel Maximum Power Point Tracking Method for PV Module Integrated Converter Using Square Root Functions

Hirotaka Koizumi and Kosuke Kurokawa

Department of Electrical and Electronic Engineering
Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, JAPAN
(koizumih, kurochan)@cc.tuat.ac.jp

***Abstract*— Solar cells have a current-voltage (I-V) characteristic which is affected by the radiation and the temperature. To obtain the maximum electricity from solar cells, the power converters for PV (photovoltaic) modules have a function called MPPT (Maximum Power Point Tracking). The dc voltage and current are controlled to track the maximum power point (MPP) where the PV modules feed the maximum output power. A module integrated converter (MIC) is individually installed behind of a PV module to seek the MPP. One example is AC module composed of a PV module and a small inverter. In case of AC module, the basic characteristic of the PV module is known by the manufacturer. The domain of MPP can be approximately predicted. The proposed MPPT method takes full advantage of the known I-V characteristic. The I-V plane is divided into two domains by the square root function. One includes MPPs and the other one doesn't. In the previous research, we proposed to use linear functions. However, the linear functions with high slope are effective for high radiation, and those with low slope are suitable for low radiation. The square root functions can cover the both. The operating point can be rapidly approached to the MPP. Around the MPP, the algorithm is switched to the IncCond method. Circuit experiments have been carried out. The measured approaching time to the MPP is reduced from 56.8 % to 85.4 % compared to the IncCond algorithm. The proposed method can be easily applied to various MPPT algorithms.**

I. Introduction

Photovoltaic (PV) system, which is one of the important renewable energy sources, has been increasing world wide. Solar cells are semiconductor devices, therefore they have a current-voltage (I-V) characteristic which is affected by the radiation and the temperature. Most of the photovoltaic solar energy systems are combined with the power converters in accordance with the application. To obtain the maximum electricity from the solar cells, the power converters for PV system have a function called MPPT (Maximum Power Point Tracking). At the primary side, the dc voltage and current are controlled to track the operating point where the PV modules feed the maximum output power. Usually, the solar power system for residential use is composed of many modules and a central PV inverter. Each PV module has own characteristic by the condition, therefore the PV modules connected in series and parallel sometimes suppress their output power each other and make it difficult for the inverter to seek the maximum power point (MPP). On the other hand, the module integrated converter (MIC), which is installed by each PV module, tracks own MPP and feeds dc or ac power depending on the system [1] [2]. When some modules are shaded, the others independently continue the operation at the MPP. AC module, which is composed of one PV module and one interconnected inverter, has been in the market [2]. The output port is directly connected with the ac wiring. Even though only one AC module is installed, it can be used as a solar power system. In AC module, a PV module and a MIC are combined as a product; thus, basic characteristics of the PV module can be obtained by the manufacturer. Based on the known data, the distribution of MPP is approximately predicted. Taking full advantage of the known PV module characteristic, the authors proposed a novel MPPT method for the module-integrated converter [3], which divides the I-V plane into two domains by a linear function. One domain includes MPP and the other one never includes MPP under the normal temperature and radiation condition. Identifying the domain without MPP, the operating point can rapidly approach the MPP. In the neighborhood of the MPP, the algorithm is switched to a conventional IncCond method. The measured approaching time was dramatically reduced. However, there was a limitation of the linear function; that is, when the slope is adjusted to MPPs in high radiation conditions, it is not always effective for low radiations, and vice versa. Against the limitation, this paper proposes to use a square root function instead of a linear function. A square root function well follows the MPPs from low radiation to high radiation condition; i.e. it is effective for wide range of radiation. The range of rapid approach is expanded more than that with linear function.

The proposed method is quite simple so that it can be easily applied to not only IncCond method but also various MPPT algorithms. In case of DSP based controller, only several additional program lines are required. For the experiment, the proposed algorithm is added into the IncCond algorithm and installed into a micro controller which controls the 100 W class inverter. The measured time taken for the approach from the MPPT starting to the MPP is reduced from 56.8 % to 85.4 % compared to the one using the IncCond algorithm.

)-7803-9252-3/05/$20.00 ©2005 IEEE

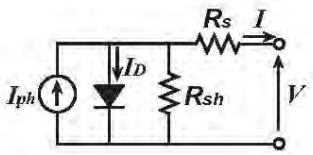


Fig. 1. An equivalent circuit of a solar cell.

II. Maximum Power Point Tracking

An equivalent circuit of a solar cell can be given as Fig. 1, which provides an equation for I-V characteristic of a solar cell,

$$\begin{aligned} I &= I_{ph} - I_D \\ &= I_{ph} - I_o\left[\exp\left(\frac{q(V+R_sI)}{Ak_BT}\right)-1\right] - \frac{V+R_sI}{R_{sh}}, \end{aligned} \quad (1)$$

where V(V) is the PV output voltage, I(A) the PV output current, I_{ph}(A) the photocurrent, I_D(A) the diode current, I_o(A) the saturation current, A the ideally factor, q(C) the electronic charge, k_B(JK^{-1}) Boltzmann's gas constant, T(K) the junction temperature, $R_S(\Omega)$ the series resistance, and $R_{sh}(\Omega)$ the shunt resistance [4]. Fig. 2 shows simulated I-V characteristics of a PV module under the condition of $T = 25°$C, $FF = 0.7$, from radiation = 0.1 kW/m^2 with $P_{MAX} = 6.86$ W to radiation = 1.0 kW/m^2 with $P_{MAX} = 94.0$ W by 0.1 kW/m^2. The fill factor FF is defined as $FF = I_{MAX}V_{MAX}/I_{sc}V_{oc}$, where I_{MAX} and V_{MAX} are the current and voltage at MPP, and I_{sc} and V_{oc} are short-circuit current and open-circuit voltage of the PV module. P_{MAX} means the PV output power at MPP, which is equal to $I_{MAX}V_{MAX}$. Substituting $V = 0$ into (1), the I_{sc} can be obtained, which is considered equivalent to the I_{ph}, i.e. proportional to the radiation. Substituting $I = 0$ into (1), the V_{oc} can be obtained, which increases logarithmically with increasing radiation level [4]. The MPP of each I-V characteristic is shown in Fig. 2. To seek the MPP, various algorithms have been proposed. The Perturb and Observe (P&O) algorithm and Incremental conductance (IncCond) algorithm are widely used because of the simple structure and the few measured parameters. The P&O algorithm finds the MPP by periodically perturbing the PV output voltage V and comparing the PV output power P_n with the previous one P_{n-1}. The perturbing operation at the MPP and the instability against rapidly changing atmospheric conditions are problem in the P&O algorithm. The IncCond algorithm requires the same measured parameters to the P&O algorithm and obtains dP/dV using

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V\frac{dI}{dV}. \quad (2)$$

Thus, by measuring the incremental and instantaneous PV module conductance i.e. dI/dV and I/V, the direction of the MPP can be known [5]. When $dP/dV = 0$, the operating point is at the MPP. If $dP/dV > 0$, the operating point is to the left of MPP. If $dP/dV < 0$, the operating point

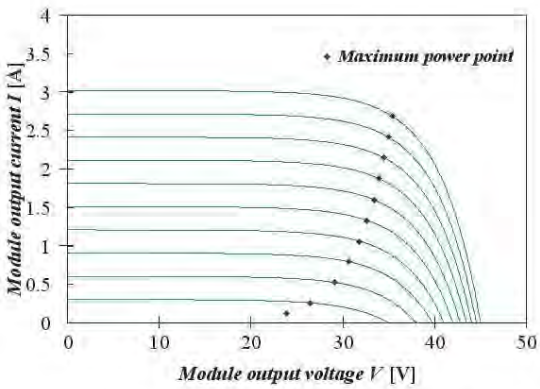


Fig. 2. $I-V$ characteristics of the PV module: $T = 25$ °C, $FF = 0.7$, from the top, radiation = 1.0 kW/m^2 with $P_{MAX} = 94.0$ W to the bottom, radiation 0.1 kW/m^2 with $P_{MAX} = 6.86$ W, every 0.1 kW/m^2 of radiation.

is to the right of MPP. This algorithm keeps the stability at the MPP and can follow it against rapidly changing atmospheric conditions [5]. A flow chart of the IncCond algorithm is shown in Fig. 3 with the exception of the items enclosed with double line, because the proposed algorithm is added to the IncCond algorithm in this report.

III. Principle of MPPT Methods for MIC

As mentioned in the above section, with increasing of radiation, the I_{sc} proportionally increases and the V_{oc} logarithmically increases. Also, the V_{oc} decreases linearly with an increase in junction temperature T [4]. The MPP is also moved following the I-V characteristics with radiation and temperature changing. However, as shown in Fig. 2, the domain where MPP can exist is limited. Under the normal conditions of radiation and temperature, the range of I_{sc}, V_{oc}, and I_{MAX}, V_{MAX} can be calculated or measured. In case of AC module, the PV module and the MIC are connected one-on-one. Therefore, the manufacturer can reflect the known data of the PV module on the MPPT algorithm for the MIC. Assuming that the locus of rhombic plots in Fig. 4 shows the right-side limitation of the MPP existing area under a climate condition, the right side of the locus never includes MPPs. If the operating point passes through the area quickly, the MIC can seek and track the MPP efficiently. An idea is to give a function which divides the I-V plane into two; thus, one includes MPPs and the other never includes MPPs.

A. MPPT Method Using Linear Functions

In the previous research, we proposed giving a linear function on I-V plane, which doesn't cross the MPP existing area as shown in Fig 4 (a). Assuming that an operating point is presently at (V_n, I_n) in Fig 4 (a). The next targeted voltage V_{Tn} of the operating point is calculated with the linear function using the measured current I_n. If $V_n > V_{Tn}$, the operating point is out of the MPP existing

area. Considering the rapidly changing atmospheric condition, only when $V_n > V_{Tn}$ and $dP/dV < 0$ are satisfied, the V_{Tn} is returned to the main algorithm as the targeted voltage V_r following the flow chart shown in Fig. 3. Aiming at the V_r, the MIC increases the output power; and the operating point moves to (V_{n+1}, I_{n+1}). The next targeted voltage V_{Tn+1} is calculated with I_{n+1}. The same process is repeated toward the crossing point X of I-V characteristic and the linear function. Over the crossing point X, the targeted voltage is given following the conventional IncCond algorithm. The difference between V_{Tn} and V_n is far larger than ΔV, therefore the operating point moves quickly toward the proper direction.

B. MPPT Method Using Square Root Functions

By using the linear functions, the measured time taken for the approach to the MPP is reduced compared to the conventional algorithm [3]. However, there is room for improvement in case of linear functions; thus, the difference between MPPs in low radiation conditions and a straight line becomes large when the slope of the line is adjusted to MPPs in high radiation conditions, and vise versa. To find a solution, this paper proposes using square root functions instead of linear functions. A given function shown in Fig. 4 (b) seems a quadric function but we call it a square root function because the targeted value is given as a voltage V_{Tn} calculating with I_n. As shown in Fig. 4 (b), the curve of the square root function well follows the distribution of MPPs from low radiation to high radiation. The square root function expands the range following the proposed method, and is expected to be effective for wide range of radiation.

As shown in Fig. 3, the MPPT method using a linear or a square root function is so simple that it can be expressed by just additional three items enclosed with double line, which are also easily applied to P&O algorithm or the others [3].

IV. Experimental Conditions

The proposed algorithm is installed into an inverter for the circuit experiments. The inverter, which is composed of the main board [6] and the controller board [7], is designed for AC module in a past project. The MPPT function is based on the IncCond algorithm. The experimental circuit is shown in Fig. 5. The primary side is connected with the PV module simulator (Kernel); and the secondary side is connected with AC power source (P-Station, NF corporation). The load resistance $R = 60\ \Omega$, the system voltage $v_s = 100\ \mathrm{V_{rms}}$ at 50 Hz. The two types of PV module are performed by the simulator. One has the I-V characteristics shown in Fig. 2 with the condition of $T = 25°\mathrm{C}$, $FF = 0.7$, from radiation = 0.1 kW/m^2 with P_{MAX} = 6.86 W to radiation = 1.0 kW/m^2 with P_{MAX} = 94.0 W. For the other one, the following conditions are given; $T = 25°\mathrm{C}$, $FF = 0.8$, from radiation = 0.1 kW/m^2 with P_{MAX} = 8.05 W to radiation = 1.0 kW/m^2 with P_{MAX} = 94.5 W. The square root functions are sought using a quadratic function. The quadratic function is calculated

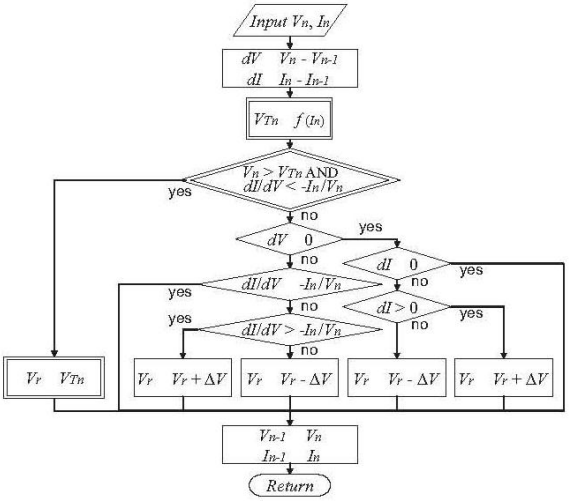


Fig. 3. Flow chart of the proposed algorithm combined with the IncCond method.

based on the approximation using the 11 coordinates of the MPPs with the radiation from 0.05 kW/m^2 to 1.0 kW/m^2. Then, the quadric function is shifted to place the apex on the V axis. At last the inverse function, that is square root function is given and shifted horizontally to keep a margin of voltage to prevent touching and crossing the locus of MPPs. For the I-V characteristics with $FF = 0.7$,

$$V_{Tn} = \sqrt{(I_n/0.0256)} + 28.55, \tag{3}$$

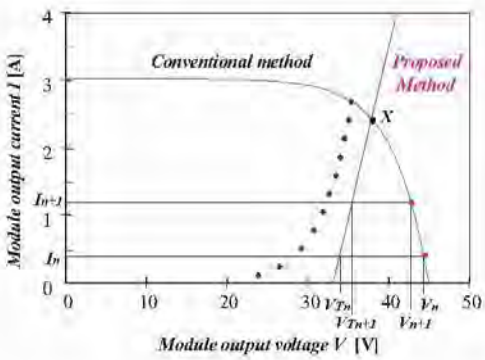
which is drawn in Fig. 4 (b), and for those with $FF = 0.8$,

$$V_{Tn} = \sqrt{(I_n/0.0662)} + 35.0, \tag{4}$$

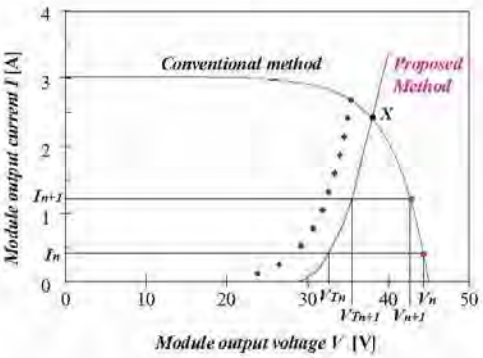
are respectively given. All the functions are close to the MPP existing domain but never touch nor cross it; the constant term in each function is chosen to keep that condition. The margin between the MPP and each function is experimentally searched to prevent that the operating point falls into the short current position by the error of sensing.

V. Experimental Results

A PV inverter was tested with each algorithm; IncCond, linear functions with high slope and low slope, and square root functions, which was installed into a ROM. The radiation parameter of the PV module simulator was set to 1.0 kW/m^2 for $FF = 0.7$ and 0.8 respectively. After checking the inverter operation, the PV module simulator was turned on. The module output voltage V, module output current I, inverter output current i_o, and the system voltage v_s are observed with the digital scope (DL716 YOKOGAWA). Observed waveforms are shown in Fig. 6 to Fig. 9. The measured time taken for the approach from the MPPT starting to the MPP is shown in Table I. The 'High slope' means the functions $V = 0.2I + 36.4$ for $FF = 0.7$ and $V = 0.13I + 39.35$ for $FF = 0.8$. The 'Low slope'



(a)



(b)

Fig. 4. Transition of the operating point; (a) using a linear function, and (b) using a square root function.

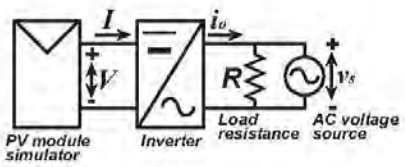


Fig. 5. Experimental circuit.

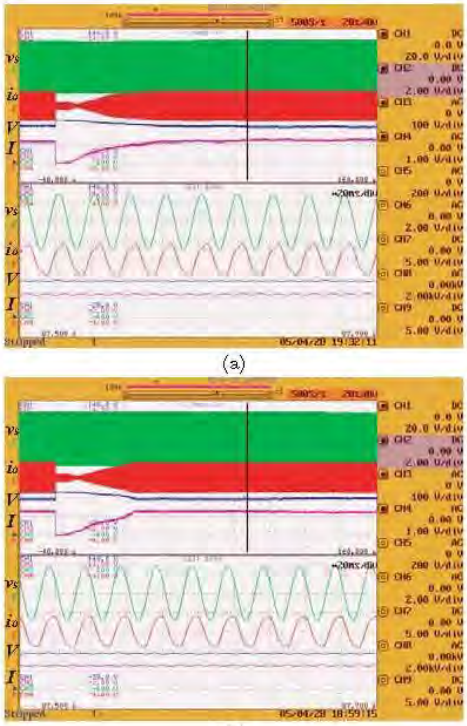
means the functions $V = 2I + 33$ for $FF = 0.7$ and $V = 1.3I + 37.7$ for $FF = 0.8$. The 'Square root' means the function (3) for $FF = 0.7$ and the function (4) for $FF = 0.8$. In [3], the MPPT operation was observed within 100 sec, however as shown in Fig. 7 (a), which was observed when IncCond method was used under the condition of $FF = 0.7$ and radiation 0.5 kW/m^2, the approaching time longer than 100 sec with two-tired approach was observed in some cases. Therefore, all the tests were started from the beginning and the results are shown in Table I. Inside of brackets means the time for which the MPPT operation was following a given function. For example, as shown in Fig. 10, from the MPPT starting to 19 sec, I rises rapidly and V decreases; during this period a linear function with high slope is used. After the period, I continues increasing and V decreasing slowly following the IncCond algorithm.

For a comparison, the measured times normalized with the approaching time with IncCond method are shown in Table II. These results show that; the linear functions with high slope are effective for high radiation condition, the linear functions with low slope are effective for low radiation condition, and proposed square root functions cover the both. The measured time taken for the approach to the MPP is reduced from 56.8 % to 85.4 % compared to the IncCond algorithm.

Fig. 6 (a) shows the observed waveforms using the conventional algorithm under the condition of radiation = 1.0 kW/m^2 and $FF = 0.7$. The top half shows the long-term variation, and the bottom half shows the enlarged waveforms on the black vertical line shown in the top half. The output current i_o is observed through a low pass filter of the DL716 to filter out the noise. At first at the reset point, the module output voltage V becomes the V_{oc} level and gradually reduces. The module output current I rises slowly from 0 A toward the I_{MAX}. The arrival to the MPP is measured by comparing with the values of V and I in steady-state. Fig. 6 (b) shows the observed waveforms using the proposed algorithm with the function (3) under the same PV characteristics. As shown in the upper half, the V and I are speedily shifted to the MPP and keep the point. It took 42 sec to arrive at the MPP, which means 56.8 % reduction of the approaching time. In this condition, the measured time with linear functions of high slope and low slope indicate similar results. In the same conditions, only the radiation was reduced to 0.5 kW/m^2 with the PV module simulator. Observed waveforms are shown in Fig. 7. As shown in Fig. 7 (b), the program with the function (3) yields smooth MPPT operation, which requires 24 sec for the approach. Compared to the IncCond method, the approaching time is reduced to 14.6 %, which is similar to the low slope linear function.

Fig. 8 shows the observed waveforms under the simulated PV characteristic with $T = 25^oC$, $FF = 0.8$, and $P_{MAX} = 94.5$ W. As shown in Fig. 8 (a), IncCond method can bring an operating point to near the MPP, however the final approach requires more seconds. Besides, the proposed algorithm with the function (4) sends the operating point to the MPP smoothly. It takes 35 sec which is 25.4 % of the IncCond method. In the same condition, the tests with the radiation of 0.5 kW/m^2 were also carried out. As shown in Fig. 9 (a), the IncCond method takes 115 sec for the approaching to MPP. On the other hand, the proposed method reaches the MPP within 17 sec as shown in Fig. 9 (b). The same approaching time was observed in the test with the low slope linear function.

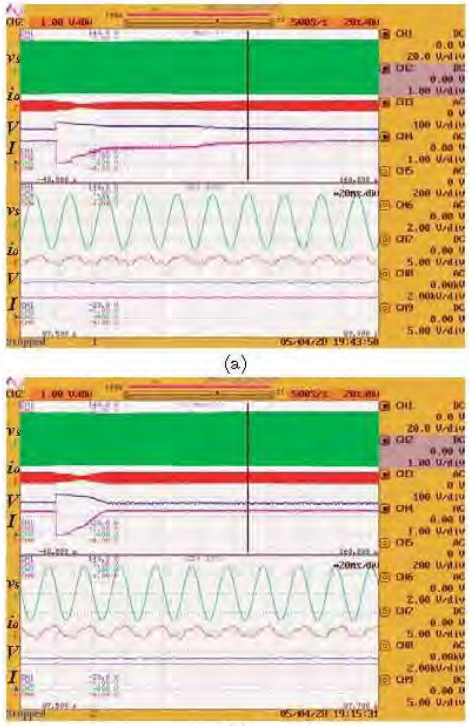
Against rapid radiation increase and reduction between 0.8 kW/m^2 and 0.9 kW/m^2 the inverter response were tested with the conventional programs and the proposed ones. The response time is varied but within the same level to the conventional algorithm. The IncCond algorithm, which can keep tracking the MPP against rapidly changing atmospheric conditions, mainly controlled the operation



(a)

(b)

Fig. 6. Observed voltage and current waveforms under the condition of the PV characteristics with $FF = 0.7$, *Radiation* $= 1.0$ kW/m^2; (a) using the conventional IncCond algorithm, and (b) using the proposed algorithm with the function of $V_{Tn} = \sqrt{(I_n/0.0256)} + 28.55$; vertical: ch1: V, 20 V/div, ch2: I, 2 A/div, ch3: v_s, 100 V/div, ch4: i_o, 1 A/div, and horizontal: 20 s/div (top), 20 ms/div (bottom).



(a)

(b)

Fig. 7. Observed voltage and current waveforms under the condition of the PV characteristics with $FF = 0.7$, *Radiation* $= 0.5$ kW/m^2; (a) using the conventional IncCond algorithm, and (b) using the proposed algorithm with the function of $V_{Tn} = \sqrt{(I_n/0.0256)} + 28.55$; vertical: ch1: V, 20 V/div, ch2: I, 1 A/div, ch3: v_s, 100 V/div, ch4: i_o, 1 A/div, and horizontal: 20 s/div (top), 20 ms/div (bottom).

TABLE I

MEASURED TIME TAKEN FOR THE APPROACH FROM THE TRACKING START TO THE MPP.

FF, *Radiation*	IncCond	High slope	Low slope	Square root
0.7, 1.0 kW/m^2	97 s	43 s	41 s	42 s
0.7, 0.5 kW/m^2	165 s	91(19) s	22 s	24 s
0.8, 1.0 kW/m^2	136 s	36 s	67(38) s	35 s
0.8, 0.5 kW/m^2	115 s	74(16) s	18 s	17 s

TABLE II

MEASURED TIME FROM THE TRACKING START TO THE MPP NORMALIZED BY THE APPROACHING TIME WITH INCCOND METHOD.

FF, *Radiation*	High slope	Low slope	Square root
0.7, 1.0 kW/m^2	44.2%	42.1%	43.2%
0.7, 0.5 kW/m^2	55.0(11.4)%	13.4%	14.6%
0.8, 1.0 kW/m^2	26.4%	49.2(27.8)%	25.4%
0.8, 0.5 kW/m^2	64.1(14.1)%	16.1%	15.1%

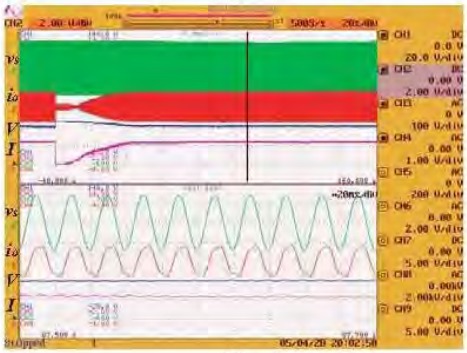
around the MPP also in the proposed programs.

VI. CONCLUSIONS

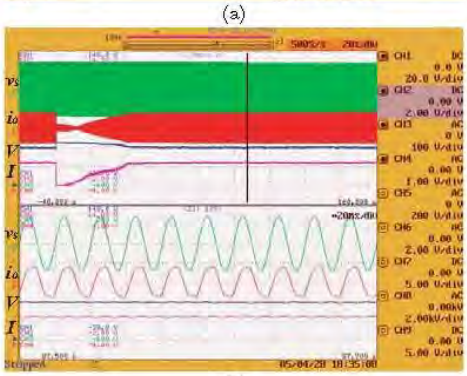
A novel MPPT method for the module-integrated converter has been proposed. The proposed method takes full advantage of the known PV module characteristic. Identifying the domain without MPP, the operating point can rapidly approach the MPP using a square root function. In the neighborhood of the MPP, the algorithm is switched to a conventional IncCond method. Circuit experiments have been carried out with the 100 W class inverter using the proposed algorithm. The measured time taken for the approach to the MPP is reduced from 56.8 % to 85.4 % compared to the IncCond algorithm. Against rapid radiation reduction from 0.9 kW/m^2 to 0.8 kW/m^2 the response time is kept about the same to the IncCond algorithm. The proposed method is quite simple so that it can be easily applied to not only IncCond method but also various MPPT algorithms.

ACKNOWLEDGEMENT

The first author would like to thank Mr. Kyungsoo Lee for helpful discussions.

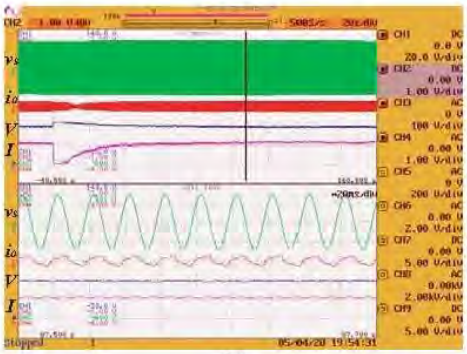


(a)

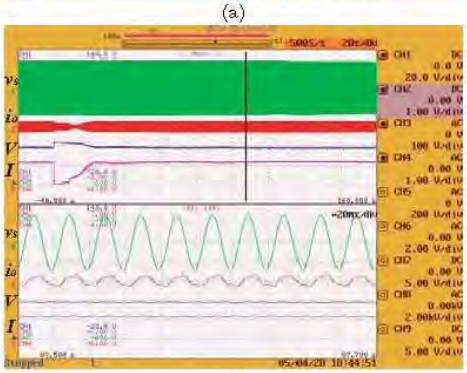


(b)

Fig. 8. Observed voltage and current waveforms under the condition of the PV characteristics with $FF = 0.8$, *Radiation* $= 1.0$ kW/m^2; (a) using the conventional IncCond algorithm, and (b) using the proposed algorithm with the function of $V_{Tn} = \sqrt{(I_n/0.0662)} + 35.0$; vertical: ch1: V, 20 V/div, ch2: I, 2 A/div, ch3: v_s, 100 V/div, ch4: i_o, 1 A/div, and horizontal: 20 s/div (top), 20 ms/div (bottom).



(a)



(b)

Fig. 9. Observed voltage and current waveforms under the condition of the PV characteristics with $FF = 0.8$, *Radiation* $= 0.5$ kW/m^2; (a) using the conventional IncCond algorithm, and (b) using the proposed algorithm with the function of $V_{Tn} = \sqrt{(I_n/0.0662)} + 35.0$; vertical: ch1: V, 20 V/div, ch2: I, 1 A/div, ch3: v_s, 100 V/div, ch4: i_o, 1 A/div, and horizontal: 20 s/div (top), 20 ms/div (bottom).

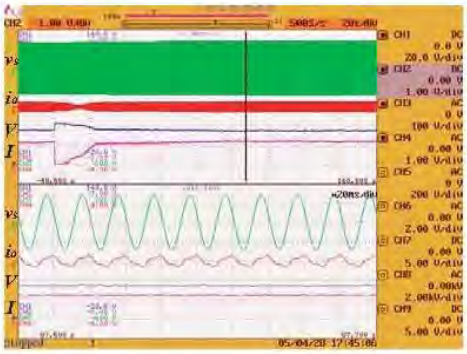


Fig. 10. Observed voltage and current waveforms under the condition of the PV characteristics with $FF = 0.7$, *Radiation* $= 0.5$ kW/m^2, using the high slope linear function $V_{Tn} = 0.2I_n + 36.4$; vertical: ch1: V, 20 V/div, ch2: I, 1 A/div, ch3: v_s, 100 V/div, ch4: i_o, 1 A/div, and horizontal: 20 s/div (top), 20 ms/div (bottom).

References

[1] E. Roman, P. Ibanez, S. Elorduizapatarietxe , R. Alonso, D. Goitia, and I. Martinez de Alegia "Intelligent PV module for grid-connected PV systems," in *Proc. IEEE 30th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 3082–3087, Nov. 2004.

[2] C.P.M. Dunselman, T.C.J. van der Weiden, S.W.H. de Hann, F. ter Heide, R.J.C. van Zolingen, "Feasibility development of PV module with integrated inverter: AC modules," in *Proc. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, vol. 1, pp. 313–315, Apr. 1994.

[3] H. Koizumi, and K. Kurokawa, "A novel maximum power point tracking method for PV module integrated converter," in Proc. *IEEE 36th Annual Power Electronics Specialists Conference*, pp. 2081–2086, June 2005.

[4] A. Lasnier and T. G. Ang, "Photovoltaic engineering handbook," *Adam Hilger Bristol and New York*, pp. 69–97, Jan. 1990.

[5] K. H. Hussein, "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions," *IEE Proc. Transm. Distrib.*, Vol. 142, No. 1, pp. 59–64, Jan. 1995.

[6] T. Shimizu, K. Wada, N. Nakamura, "A flyback-type single phase utility interactive inverter with low-frequency ripple current reduction on the DC input for an AC photovoltaic module system," in *Proc. IEEE 33rd Annual Power Electronics Specialists Conference*, vol. 3, pp. 1483-1488, June 2002.

[7] H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, N. Goshima, M. Kawasaki, Y. Yamashita, A. Hashimoto, "Interconnecting micro controller for PV systems in Japan," in *Proc. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pp. 2031-2034, May 2003.

5　提言

(前文)

今回のコラボレーション事業により実施されたユーザーアンケート調査では，多くのユーザーが自宅の太陽光発電システムが順調に発電しているという認識を示しましたが，実システムの運転性能評価では不具合が散見されています。これらの不具合の発生確率は一見低くは見えますが，一般のユーザーが気づいていない不具合の事例も発見されています。このような場合にはユーザーは長期間知らないうちに不利益をこうむっていたことになります。今回の評価で確認された不具合の主な原因は，日陰による発電量低下，パワーコンディショナーの故障，太陽電池モジュールの結線ミスです。目立った経時劣化は少ないことも観測されました。日陰問題は事前の設備計画・調査の不備，パワーコンディショナー故障は製造上の品質，結線ミスは施工上の品質，にそれぞれ起因する不具合を代表しています。

よりよい太陽光発電システムの実現を目指して，より多くの太陽光発電システムを普及させるために，今回得られた知見によりコラボレーション事業に参加した全員の総意にもとづいて以下の提言をいたします。

1．システム評価体制の確立を

太陽光発電は，自然条件により発電量が変わるので，発電量を正確に予測することは難しいことです。しかしながら，運転データをモニタリングすることにより，いざ機器に不具合が起きた時には早期に発見が可能となります。一方で日陰の問題は，事前調査を実施すれば回避できるのではないでしょうか。そこで太陽光発電設備の利用率向上の観点から以下について提言します。

(1)　設置業者による事前評価内容の整理

本コラボレーションで実施した損失原因分析・既設設備の現場検証結果から，事前調査を行いユーザーがその結果を知っていれば避けられた日陰や不適切な設置角度の問題が確認されています。

これらの反省を踏まえ，以下を提言します。

・JIS規格などの関連機関に対し，好ましい事前評価の項目を整理し，事前評価の方法などを規格化すること。

本項に関して例示できる項目は，地形，周囲の建造物の配置と高さ，適切なアレイ方位角・傾斜角，屋根形状による自己陰，多面アレイ間の結線計画などが上げられます。

(2)　ユーザーによる運転状態評価内容の整理

本コラボレーションで実施したユーザーアンケートの結果から，ユーザーが運転状況を適切に把握するのは現時点で困難であるという意見がありました。また，太陽光発電業界においても家庭用太陽光設備の評価手法が十分に確立していなかったため，本コラボレーションではこの点を解決することが可能なSV法を採用した評価に取組んできました。

本コラボレーションによる評価により初めて不具合が見つかり具体的な原因について指摘できたケースも散見されました。このような手段の提供が進めば，太陽光発電製品の故障や施工ミスの早期発見が効率的に可能となり，メーカーや施工業者へのフィードバックを通じて太陽光発電に対する信頼感の向上が期待できます。

これら状況を踏まえ，以下の4項目を提言します。

・標準・認証などの関連機関において，一般ユーザーでも容易に，kWよりkWhに重点をおいた運転性能の把握が可能になる太陽光発電システムの評価手法(例えばSV法)を標準化し，安価な計測手段・ソフトウェアを提供か，代行評価の体制を整備すること。

・標準・認証などの関連機関において，一般ユーザーでも実施が可能な日常点検項目と方法について，標準的な推奨方法を提示・制定すること。

・各製品メーカーは、前項で整備される手段・枠組みにもとづき，オプションとして評価機能を組み込むことのできる太陽光発電製品を開発すること。

・各製品メーカーや施工業者は，この点に関する具体的な情報をユーザーにマニュアル等の形で提

供すること。

Ⅱ．自主的な相談機関・情報交換の場の設立を

太陽光発電設備を購入する時や，設置後に機器に不具合が起きた場合に，一般ユーザーが相談できる相手はほとんどの場合メーカーや施工業者というのが現状です。ユーザーが「出力が少ない」と思っても，メーカーまたは設置業者から「天気が悪かったから」と言われるかもしれません。そのような時に消費者センター等既存機関の活用も考えられますが，いずれにしても太陽光発電設備の知識や技術に精通した中立的な相談機関が必要という声が多く聞かれました。

また太陽光発電の環境価値，経年劣化，各種性能評価など，本コラボレーションで議論した内容を公開し，太陽光発電の性能・コストなどについて広く知ってもらうことがトラブル回避の一助になると考えられます。

これらの状況をふまえ，以下の３項目を提言します。

・消費者保護の立場に立つ公的機関が，技術相談や苦情処理のための相談機関を設立するか，既存機関の窓口を活用するための太陽光発電に関する情報提供機関・活動を設立すること。
・あるいは，太陽光発電ユーザーが協力して，自ら相談機関を設立・運営できる支援策を関係施策官庁が整備すること。
・本コラボレーションの結果をREPWのホームページ上で紹介し，省エネルギー効果や太陽光発電の運転性能などの認知度向上をはかるとともに，前項実現までの補完手段として太陽光発電ユーザーの協力により，任意のユーザーが書込み可能なインターネット掲示板等を立ち上げ情報交換を促進すること。

Ⅲ．太陽光発電の価値評価手法の確立を

本コラボレーションでは，太陽光発電の持つ環境価値，省エネルギー効果，電源としての価値などの評価に取組んできました。

本コラボレーションで得られた発電量データ分析結果を用いて，火力発電燃料代替*として対比すると，平均CO2削減量0.617kg/kWhと明らかな環境負荷の低減が示されました。（*電事連試算値を適用）

また，家庭用太陽光設備を設置しているユーザー家庭に対して行ったアンケート結果から，太陽光発電導入により，50%程度の家庭で省エネルギー意識に明らかな変化が見られています。これは，昼間の余剰電力買電による収入金額が明示されている効果と考えられます。

しかしながら，太陽光発電電力は確率的に天候に左右され，必ずしも電力系統のピークとの同時性が保証されないため，他の発電設備を代替する電源としての価値はあまり高いとはいえません。本コラボレーションにおいては，評価期間内における電力系統の夏場ピークについて様々な角度から複数の評価手法を試みましたが，方法によって結果は幅を持ち，いわゆるピークカット価値の定量的な方法論について確定的な結論を得ることができませんでした。今後継続して検討すべき課題と思われます。

以上を踏まえて下記を提言します。

・太陽光発電設備の電源としての価値評価には方法論の検討とデータの蓄積が必要であり，公共的な研究機関や大学などで，これらの評価・研究を実施すること。

論　文

システム出力電力量のみの計測における太陽光発電システムの評価方法に関する研究

学生員　大関　崇*　　非会員　井澤　敏泰*
正　員　大谷　謙仁**　　非会員　都筑　建***
非会員　小池　寿文****　　正　員　黒川　浩助*

An Evaluation Method for PV Systems by using Limited Data Item

Takashi Oozeki*, Student Member, Toshiyasu Izawa*, Non-member, Kenji Otani**, Member,
Ken Tsuzuku***, Non-member, Hisafumi Koike****, Non-member, Kosuke Kurokawa*, Member

Beside photovoltaic (PV) systems are recently expected to introduce around Japan, almost all of them have not been taken care after established since PV systems are called maintenance free. In fact, there are few troubles about PV operations behind owners of PV systems because characteristics of them cannot be identified completely such as the ideal output energy. Therefore, it is very important to evaluate the characteristics of them. For evaluating them, equipments of measuring are required, and they, especially Pyrheliometer, are expensive as much as owners of the PV system cannot equip usually. Consequently, An evaluation method which can reveal the performance of operation such as the performance ratio with a very few kinds of data is necessary. In this paper, proposed method can evaluate performance ratio, shading losses, inverter efficiency losses by using only system output data items. The adequacies of the method are indicated by comparing with actual data and field survey results. As a result, the method is intended to be checking tool of PV system performance.

キーワード：太陽光発電，太陽電池，評価方法，システム評価，日陰損失，SV 法
Keywords: photovoltaic, solar cell, an evaluation method, an evaluation for photovoltaic systems, shading loss, the SV method

1. 緒　言

日本における太陽光発電（PV）システムは，2003 年度までに生産量 364 MW（世界全体：744 MW，2003 年推計），累積設備容量 637 MW（世界全体：1328 MW，2002 年推計）ともに世界第 1 位である[1]。住宅用のシステムに関しては，設置件数約 170,000 軒，620 MWp（2003 年度推計）にも及ぶ[2]。2010 年度の導入目標 4,820 MW に加え，2030 年度に向けた技術目標も決定され，導入目標は 102,000 MW と設定されている[1]。今後も更に普及が進むことが予想される。また 50 年 100 年後を見据え，基幹電源の一部を担うことを考えると，導入量（kW）と同時に，発電電力量（kWh）が重要となることは明らかである。そのためにも，最適設計後の運用管理，システムの価値を評価することは非常に重要な課題のひとつである。

PV システムの評価は，PV の発電特性が自然条件に大きく作用されることから，評価手法が非常に難しい。通常は，日射量・発電量・モジュール温度等の計測データを解析し，運転特性の評価を行う。これまでに著者らは，評価方法の一つとして SV（Sophisticated Verification）法の開発を行っており，その有効性を示している[3]~[5]。他にも日本全域や地域において，母体数をもった実システムのフィールドテストが実施され，データ収集・評価が行われている[6]~[9]。しかしそれらは一般的な発電特性などの評価にとどまっている。また評価に必要な計測データは，高価な計測機器への

* 国立大学法人東京農工大学工学教育部電気電子工学科
〒184-8588　小金井市中町 2-24-16
Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16, Naka-cho, Koganei 184-8588
** 独立行政法人産業技術総合研究所太陽光発電研究センター
〒305-8568　つくば市梅園 1-1-1 中央第 2
National institute of Advanced Industrial Science and Technology
1-1-1, Umezono, Tsukuba 305-8568
*** 自然エネルギー推進市民フォーラム
〒110-0015　東京都台東区東上野 1-20-6 丸幸ビル 3F
Renewable Energy Promoting People's Forum
1-20-6, 3F Maru-building, Higashiueno, Taito-ku, Tokyo 110-0015
**** 西日本再生可能エネルギー推進市民フォーラム
〒810-0001　福岡市中央区天神 4-1-17 博多天神ビル 9 階
Renewable Energy Promoting People's Forum West Japan (REPW)
4-1-17, 9F Hakatatenjin-building, Chuo-ku, Fukuoka 813-0001

投資が困難であるため完全にデータを得られているシステムは多くない。運転特性を表す際に頻繁に利用されるシステム出力係数の計算さえ，ままならない場合が多い。特に，一般家庭に設置されたすべてのシステムに計測機器を設置することは難しいため，より安価かつ十分な計測データが得られない場合の評価方法の確立が求められている。現在までにも，シミュレーションを利用した手法や，システム出力係数や発電量の経年特性を利用した評価方法が提案されている[(10)~(12)]。しかしそのほとんどが，日射量の推定に主眼を置いたものであり，他のデータの補完方法，さらに詳細な評価へは進んでいない。そこで本研究では，SV 法の level 0（以下簡易評価）として，システム出力電力量（E_P）のみの計測から，3 つのシステム損失の分離手法を提案する。（以下，文章中の同一記号において，頭文字の大文字は月ベース：積算など，小文字は瞬時ベース：本文では 1 時間値を示す。）

2. 簡易評価モデル概要

〈2･1〉 SV 法の概要　著者らは，これまでに 4 つの計測データから 8 つの損失を分離する評価方法として，SV 法の開発を行ってきた。基本となる必要な計測データと最新のバージョンにおける分離可能な損失過程は以下の項目である。SV 法は，1 ヶ月間の 1 時間値データを利用して，月損失モデルと瞬時損失モデルの 2 つから構築されており，1 時間値単位での損失分離を可能としている[(3)~(5)]。

（1） 計測データ
- （イ） 傾斜面日射量：H_{Ag}　[kWh/m^2]
- （ロ） アレイ出力電力量：E_A　[kWh]
- （ハ） モジュール温度：T_C　[°C]
- （ニ） システム出力電力量：E_P　[kWh]

（2） 損失過程
- （イ） 日陰による損失
- （ロ） 入射角依存性による損失
- （ハ） 温度の影響による損失
- （ニ） 負荷整合による損失
- （ホ） 直流回路損失
- （ヘ） 汚れ・劣化・容量不足などのその他の損失
- （ト） パワーコンディショナ（PC）スタンバイ損失
- （チ） インバータによる損失

提案する簡易評価では，未計測データを推定し，損失分離のベースは従来の SV 法と同様である。しかし後に述べるデータの推定精度との兼ね合いで 1 時間値での分離が出来ず月積算値での評価となり，且つ分離可能な損失は減少する。しかしながら，必要計測データが E_P のみとなることが大きなメリットとなる。分離可能な損失は，日陰とインバータによる損失であり，それ以外の入射角依存性・PC スタンバイ・直流回路・温度に関する損失は，その他の損失に含まれる。図 1 は，本手法における損失量算出の流れを表している。

〈2･2〉 傾斜面日射量の推定手法　傾斜面日射量（h_{Ag}）の推定は，評価において非常に重要な役割を果たす。著者らは，データインフラとして整備されている外部データを利用した日射量の推定方法を提案してきた[(13)]。気象庁の地上気象官署における実測の日射量データおよび，Automated Meteorological Data Acquisition System（AMeDAS）により観測されている日照時間データから推定した日射量を併用するモデルである。手法の精度は，時積算での推定後，月積算値において誤差率 ±10%程度の精度を確認している。

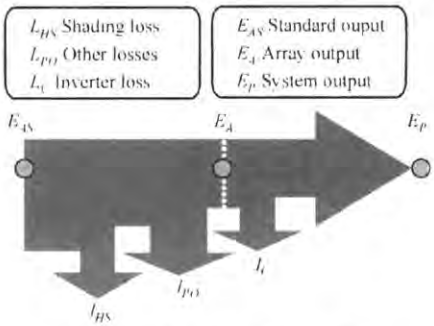


図 1　損失量算出モデルの概略

Fig. 1.　Schematic of the model for identifying losses.

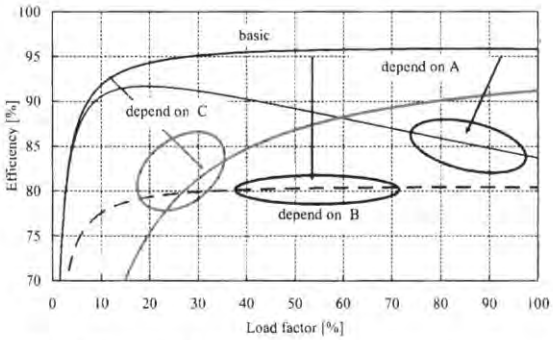


図 2　効率曲線の推定式のパラメータによる変化

Fig. 2.　The characteristic of inverter efficiency curve by changing parameter of equation (2).

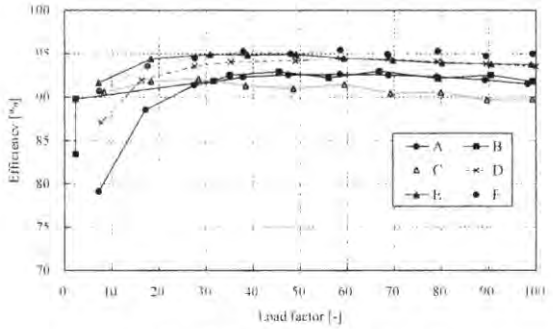


図 3　メーカー別の効率曲線

Fig. 3.　Efficiency curves of difference manufacturing.

〈2･3〉 アレイ出力電力量の推定手法　アレイ出力電力量（e_A）は，計測項目であるシステム出力電力量（e_P）とインバータの効率を用いて (1) 式により推定を行う。イン

表 1　温度推定式のアレイタイプ別のパラメータ
Table 1. Parameters for estimation model of module temperature each array types.

Type of array	A	B
Open array	46	0.41
Roof top	50	0.38
Roof integrated	57	0.33

パータの効率曲線は，負荷率との関係から (2) 式のように表せる。図 2 に，各パラメータを変化させた場合の効率曲線の変化を示す。図 3 は，各社のインバータ効率曲線を示しており，メーカー毎に効率曲線は若干異なるが，各社のインバータ効率曲線を入手することにより最小二乗法を用いて推定可能となる。(3) 式は，効率曲線を入手困難な場合のデフォルトとして利用している値である。入手可能であったカーブの値から平均的なものを最小二乗法により決定した。

$$e_A = \frac{e_P}{\eta_{INV}} \quad \cdots\cdots (1)$$

$$\eta_{INV} = \frac{x}{Ax^2 + Bx + C} \quad \cdots\cdots (2)$$

$$\eta_{INV} = \frac{x}{0.00856x^2 + 1.02939x + 0.00593} \quad \cdots\cdots (3)$$

η_{NV}：インバータ効率 [−]，x：負荷率 [−]

〈2·4〉 モジュール温度の推定手法　モジュール温度 (t_c) の推定モデルについては，各式が提案されている[14]~[17]。本手法では，JEMA (社団法人 日本電機工業会) /JQA (財団法人日本品質管理機構) によるモデルを推奨としている[14]。推定には (4) 式を利用し，式のパラメータ A，B はアレイのタイプごとに表 1 の値を利用する。推定に必要な風速は最寄りの気象官署データを利用する。推定に支配的なパラメータである日射量も推定値となるが，快晴日に良く合うことから温度についても同日において，比較的良い推定精度を得ている[13][18]。ただし，温度損失量を求めるには曇天日などにおいて，まだ検討が不十分としている。

$$t_c = t_a + \left\{\left(\frac{A}{(BV^{0.8}) + 2}\right) \cdot h_{Ag} - 2\right\} \quad \cdots\cdots (4)$$

t_A：気温 [°C] V：風速 [m/^{2}]

A，B アレイタイプによる係数（表 1 参照）

3. 簡易評価月別損失分離モデル

〈3·1〉 月別日陰損失率　ここでは，1 ヶ月単位で各時刻における日陰損失率を算出するモデルについて述べる。日陰損失率の推定手法の原理は，SV 法にて採用している手法と同様である[3][4]。まず快晴日における実測の特徴を抽出する。このデータは，日陰の影響を含む。その後，理論値との比較により日陰の影響を推定するが，その理論値の絶対値を計測データから修正することによって行うことが特徴である。以下に，日陰損失率算出までの流れを示す

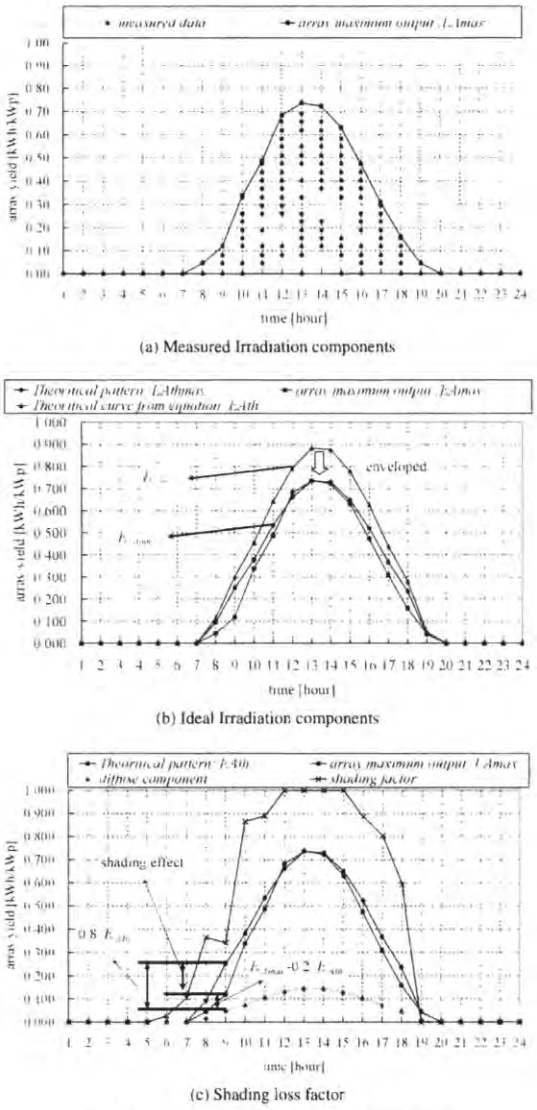


図 4　日陰の分離手法原理の概略図
Fig. 4. Schematic of the estimation model for shading loss rate.

(図 4 参照)。

（1） PV システム最寄りの気象官署データを用いた推定日射の快晴日パターンを得る。気象官署から推定した日射量は，快晴日における推定精度は，1 時間値においても非常に高いことが知られている[13]。この日射パターンを快晴日の日射量パターン（H_{Ath}）とする。

（2） H_{Ath} に規格化したアレイの定格（P_{AS}/G_S）を乗じ，理論的な形状をもつ快晴日アレイ出力電力量パターン（E_{Ath}）とする。

G_S：標準日射強度 1.0 [kW/m^2]

（3） 日陰を含む実測パターンとして，1 ヶ月間の各時刻の E_A の最大値を抽出する。これを最大アレイ出力電力量パターン（$E_{A\max}$）と呼ぶ。ただし，ここで E_A は推定さ

れた温度データを利用して温度補正を行っている。(図 4(a) 参照)

(4) E_{Ath} を等倍し，$E_{A\max}$ のなかで晴天指数が 2 番目に高い点にフィッティングする。この点は，日陰損失が全く無く，負荷整合・入射角依存性による損失が極小であると仮定する。ここで，2 番目とした点は，雲の切れ間などによる乱反射により最大値が快晴日を越えることが，1 時間値においてもごく稀に存在する。その影響を緩和するために経験的に 2 番目としている。通常の快晴日においては，1，2 番の大きさはほぼ同様であり影響はないことを確認している。フィッティング後を $E_{Ath\max}$ とする (図 4(b) 参照)。

(5) $E_{Ath\max}$ と $E_{A\max}$ の差分を日陰による損失とし，快晴日における日射量の直散比は代表的に 8:2 とおけることから[13]，(5) 式より対象月の時刻別の日陰損失率を算出する。

$$R_{HS}\ \frac{E_{A\max} - 0.2 \cdot E_{Ath\max}}{0.8 \cdot E_{Ath\max}} \cdots\cdots (5)$$

〈3・2〉 損失量の分離モデル 損失量は，時間値を求め積算することにより誤差を均し月積算での評価とする。

(1) 日陰による損失量 日陰による損失量 (l_{HS}) は，SV 法の日陰損失率算出モデルで求めた各時刻の日陰損失率 (r_{HS}) と傾斜面日射量直達成分 (h_{Ab}) より，(6) 式で表される。そして，月単位で l_{HS} を積算することにより，月積算値の日陰による損失量 L_{HS} を求める。またここで，直達成分が最も支配的な快晴，晴れ，薄曇では比較的高い精度が得られているため[13]，1 時間値の損失量算出モデルを適用しても月積算での損失量の値に影響はないと仮定している。

$$l_{HS} = \left(h_{Ab} \cdot \frac{P_{AS}}{G_S}\right) \cdot (1 - r_{HS}) \cdots\cdots (6)$$

(2) インバータによる損失量 インバータによる損失量 (l_C) は，インバータ前後の電力量差，すなわち e_A と e_P の差により式 (7) で表される。

$$l_C = e_P - e_A \cdots\cdots (7)$$

(3) その他の損失量 その他による損失 L_{PO} は，月積算傾斜面日射量 (H_{Ag}) に対応した標準アレイ出力電力量 (E_{AS}) より E_A と日陰および，温度損失量 L_{HS}，L_{PT} を引くことにより (9) 式で表される。

$$E_{AS} = P_{AS} \cdot \frac{H_{Sg}}{G_S} \cdots\cdots (8)$$

$$L_{PO} = (E_{AS} - L_{HS}) - E_A \cdots\cdots (9)$$

〈3・3〉 システム出力係数および損失割合の算出 各損失量よりシステム出力係数および損失割合を求め，総合的な評価を行う。損失割合は，入力エネルギー量に対する各損失量の割合を示し，以下の式で表される。

$$K = \frac{E_P}{E_{AS}} \cdots\cdots (10)$$

$$\lambda_{HS} = \frac{L_{HS}}{E_{AS}} \cdots\cdots (11)$$

$$\lambda_{PO} = \frac{L_{PO}}{E_{AS}} \cdots\cdots (12)$$

$$\lambda_C = \frac{L_C}{E_{AS}} \cdots\cdots (13)$$

4. 簡易評価の妥当性と精度

簡易評価の妥当性と精度確認のため，実フィールドにて計測されたデータを用いて，評価の主となるシステム出力係数および，日陰の損失について検討を行った。

〈4・1〉 計測データ 計測データには，市民団体：自然エネルギー推進市民フォーラム (REPP)，西日本再生可能エネルギー推進市民フォーラム (REPW) と電力会社 (東京電力，九州電力) のコラボレーションにより，関東圏・九州圏における住宅用 PV システムに補助設置を行い，計測を行っているデータを用いた[19]~[21]。それぞれのシステムには，少数であるが詳細な計測を行っているシステム (詳細システム)，安価な計測装置で多数の計測を行っている (簡易システム) の 2 種類のサイトに大別される。

〈4・2〉 日射量実測サイトとの比較 日射量を収集している REPP，REPW の PV システムに簡易評価を適用し，実測の日射量より算出したシステム出力係数との比較を行うことで精度検証を行った。REPP・REPW 詳細計測システムで比較を行った代表的な結果を図 5，図 6 に示す。図 7，図 8 は REPP・REPW それぞれにおける相対誤差の度数分

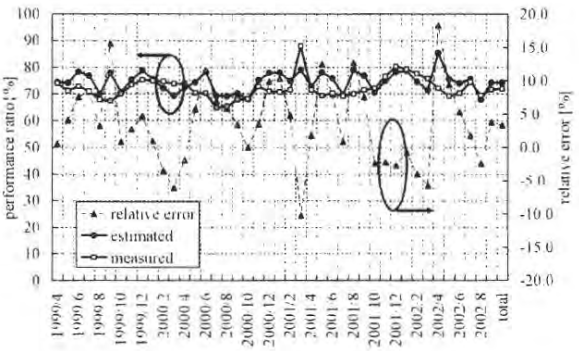


図 5 東京のサイト例 (REPP)
Fig. 5. An example site of REPP.

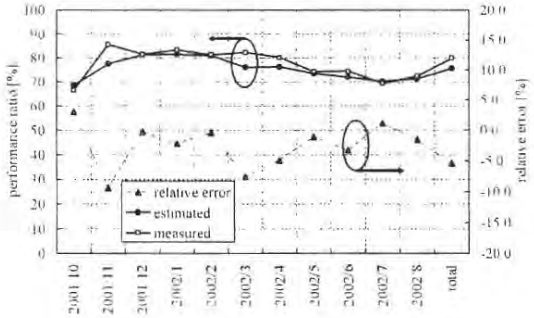


図 6 鹿児島のサイト例 (REPW)
Fig. 6. An example site of REPW.

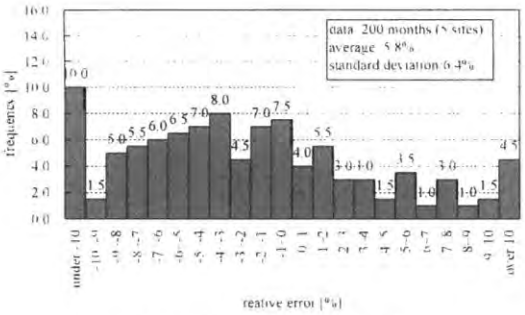


図 7　相対誤差 REPP サイト

Fig. 7.　The results of relative error (REPP).

図 9　サイト写真（日陰解析例）

Fig. 9.　Overview of the PV system with the obstacle.

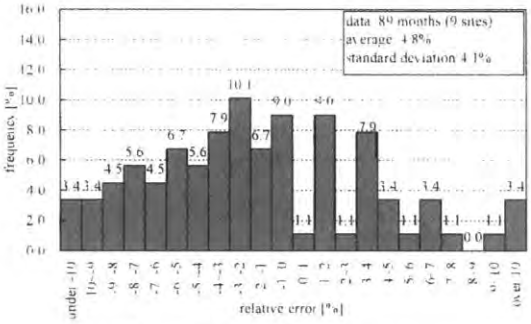


図 8　相対誤差 REPW サイト

Fig. 8.　The results of relative error (REPW).

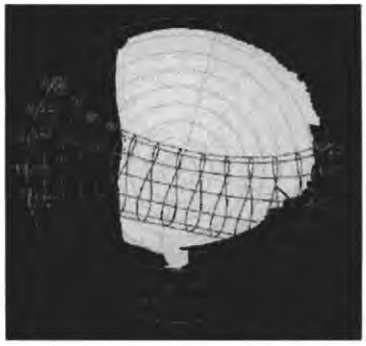
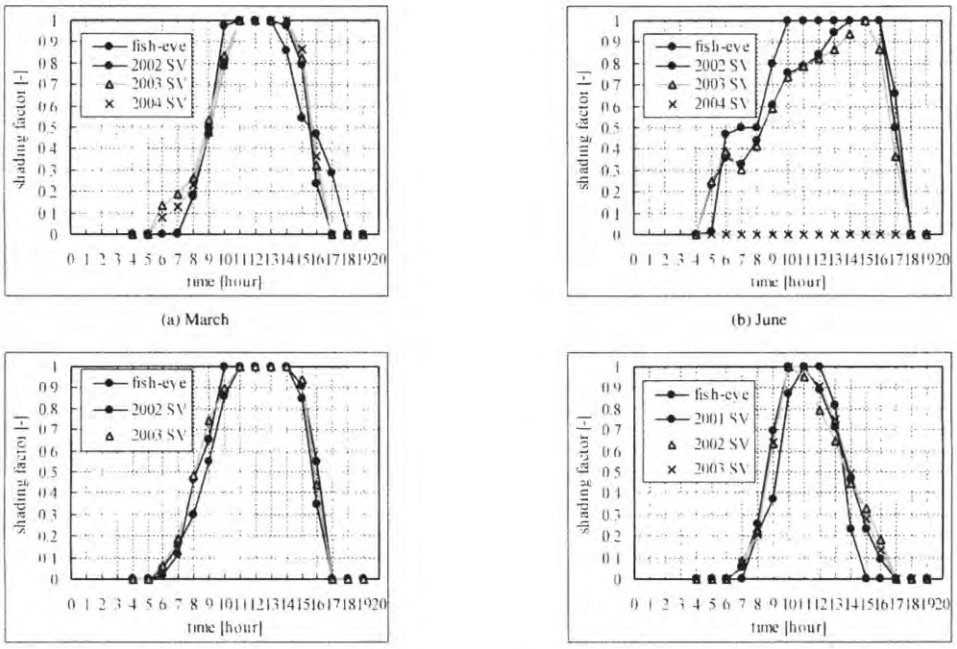


図 10　魚眼写真（日陰解析例）

Fig. 10.　Fish-eye photographs with sun tracks each point on PV array.



(a) March　(b) June　(c) September　(d) December

図 11　SV 法と魚眼解析法による日陰損失率との比較結果

Fig. 11.　Evaluated shading factor of the SV method and the fish-eye photographs analysis.

布を示す。絶対値における平均は，REPP では 5.8%，REPW では 4.8%の推定誤差であった。また，REPP・REPW ともに実測の日射量には，「計測データの品質診断法」[22] を通しているため日射計の日陰，劣化，汚れといった誤差要因は取り除かれているが，計測誤差を完全に除去できるものではないので，極端に相対誤差の大きい月およびシステムは，上記が要因であると考えられる。現地で計測されている日射計はシリコンセンサ形であることやメンテナンスが不十分なことなどを考慮すると，各月のシステム出力係数は約±10%の誤差で算出できていると考えられる。

〈4・3〉 魚眼写真解析による日陰補正係数との比較検討

SV 法と同様に，日陰評価手法のひとつである魚眼写真解析[23][24] から求めた日陰補正係数と比較を行った。検討にあたり，SV 法の評価結果で日陰の損失が顕著であった REPW のサイトを対象とした。図 9 にシステム写真を，図 10 はアレイ面上の 1 点で撮影した魚眼写真と太陽軌道を重ねた例を示す。図中の黒い部分が障害物を示し，午前中に日陰となることが分かる。図 11 は，魚眼写真解析と簡易評価，それぞれの 2001～2004 年の 3，6，9，12 月における日陰損失率（1.0 損失無し）の毎時間の結果である。両者の値は傾向ともに一致している。ただし，6 月の時間帯によっては，両者の値が異なる。これは，魚眼写真解析法は，太陽軌道が建物にかかる時間帯を写真から推定するのに対して，SV 法では出力データから推定するため，日陰のかかり方や，配線の影響を含むことによる誤差と考察できる。また，日陰の定量的な評価は非常に困難であり，現時点では，魚眼写真解析による方法がもっとも妥当とされている。その手法との比較において日陰損失率が同じような傾向を示していることにより，妥当性を示していると考える。

5. 簡易評価による実例と有効性

〈5・1〉 評価結果 REPP・REPW サイトの簡易計測システム（多面システムを除く，92，36 サイト）を解析し，求められたシステム出力係数，日陰，その他，インバータ損失率の度数分布として図 12～図 15 にまとめた。解析期間は，サイトにより多少異なるが，REPP サイトは 1999 年 4 月～2002 年 9 月，REPW サイトは 2000 年 10 月～2004 年 9 月である。システム出力係数に若干の差があるが似たような分布を示している。システム出力係数が低いサイトに関しては，日陰の損失が主要因であった。

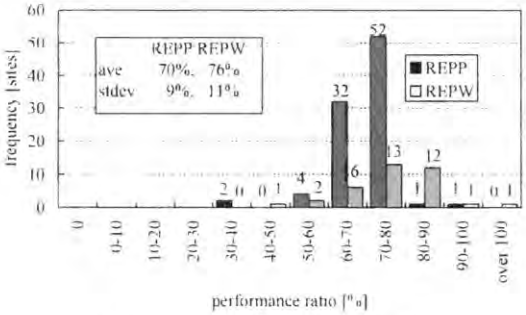


図 12 システム出力係数度数分布

Fig. 12. The frequency distribution of performance ratio.

〈5・2〉 現地調査との比較 運転特性の悪いサイトについて現地での調査を行った。REPP サイトについては，シス

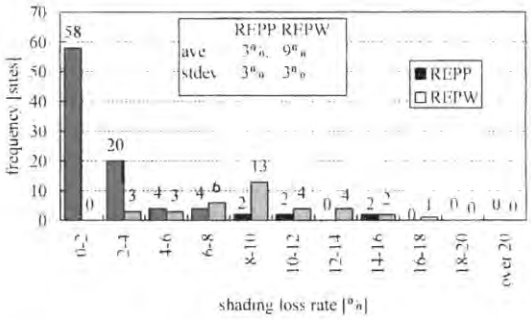


図 13 日陰損失率度数分布

Fig. 13. The frequency distribution of shading loss rate.

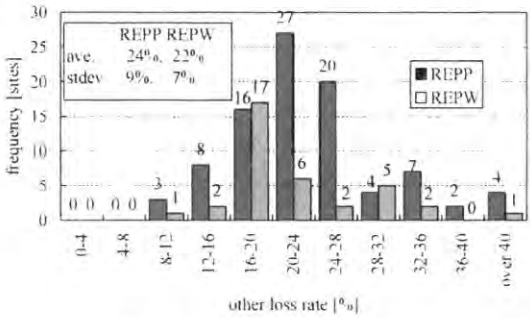


図 14 その他損失率度数分布

Fig. 14. The frequency distribution of other loss rate.

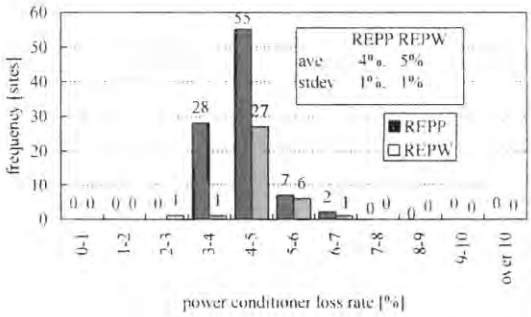


図 15 パワーコンディショナ損失率度数分布

Fig. 15. The frequency distribution of power conditioner loss rate.

表 2 現地調査による損失低下要因

Table 2. Detected factor of losses by field survey.

	REPP	REPW	Total
Shading	13	3	16
Arrange of wiring	2	1	3
other	1	1	2
Unclear	1	0	1
Total	17	5	22

テム出力係数の高い順に並べた下位のうち調査可能であった 17 サイトについて行った。REPW については，同様に 5 サイトについて調査を行った。表 2 に現地調査の主な原因についてまとめる。REPP サイトの日陰に関しては，現地での試験が困難なこともあり，目視での判断である。配線に関しては，方位・傾斜が異なるアレイを直列に配線しているもの（渡り配線）や，ストリング毎の並列数が異なる（ストリング毎の制御ではない）サイトである。実際には定量的な評価は困難であるが，原理的[25][26]に出力低減の要因となることが容易に想像できる。結果をみると，システム出力係数が低いサイトは，特に日陰による影響が多いと分かる。日陰の影響と考えられるサイトは評価結果においても平均 8%であり大きくなっていた。REPW に関しては，魚眼写真の撮影および，IV カーブの測定を行っている。

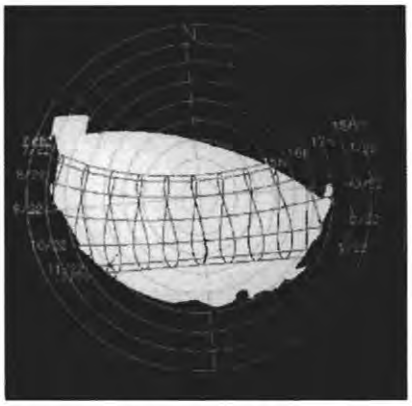
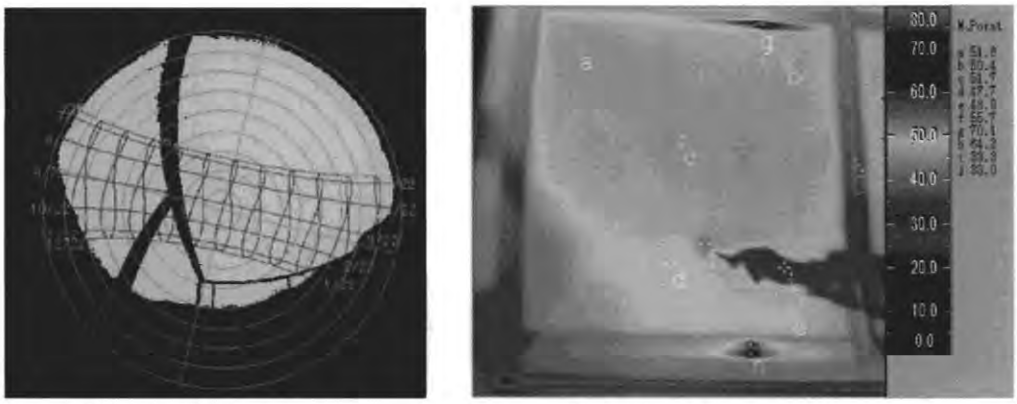


図 16　日陰が要因のサイト（低天空率）

Fig. 16.　An example site has shading losses.



(a) Shading on the module by the fence　　(b) Detected hotspot in the module by Thermo-camera

図 17　日陰およびホットスポットが要因のサイト

Fig. 17.　An example site has shading losses and hotspot in the module.

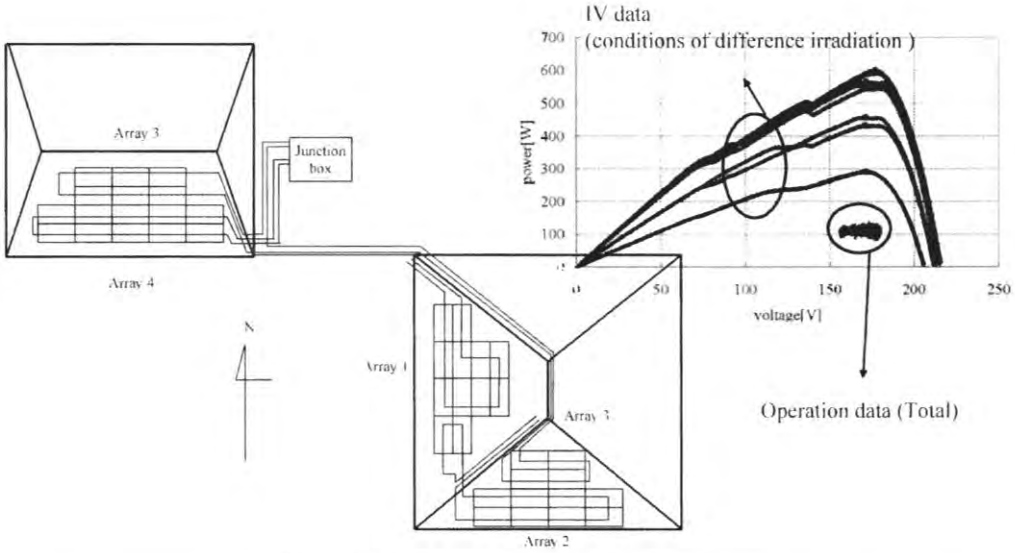


図 18　渡り配線が要因のサイトとその IV カーブ

Fig. 18.　An example site has the array arrangement is connected with difference array conditions and measured IV curve.

図 16 は，アレイ面上から天空に向けて魚眼カメラで撮影した一例であるが，写真からもアレイからみた天空率の低さがわかる。日陰も季節にかかわらず影響を受ける。図 17 に示すサイトは，図 17(a) に示すとおり一部のモジュールにおいて，周りを囲う柵の日陰ができる。さらに，赤外線カメラによる温度分布を測定したところ，日陰がかかるモジュールにおいてホットスポットが見られた。日中に部分的にかかる日陰により引き起こされたと考えられ，出力低下の一要因となっていると考察できる。また，図 18 に示すサイトは，配線図に示すとおり渡り配線を行っている。更に数 m 離れた建物同士の屋根を使った配線となっており，直流配線の長さも影響していると考察している。図 18 中にそのサイトの IV カーブを示すが，形状が非常に崩れていることがわかる。データは全ストリングをあわせた計測であり，日射条件が異なる状態で複数計測したカーブを示している。また，カーブ下のプロットは，IV カーブ測定後の実動作点を示している（ただし，日射条件が低い）。IV カーブ計測は，現地調査当日のみであるためこれ以上の定量化は難しいが，定性的に上記の要因により出力が低下していると考えられる。以上のように，システム出力電力からの簡易評価においても異常サイトの抽出が可能であることを示した。

6. まとめ

SV 法の Level 0 として，システム出力電力量のみの計測から，外部データからの推定を用いて，システム出力係数及び日陰・インバータ効率による損失を分離できる手法を提案した。日射計測があるサイトにおいて，システム出力係数の推定の妥当性を示し，魚眼写真解析との比較により日陰損失の分離についても妥当性を示した。また，評価結果が悪いサイトにおいて現地調査を行った。主な要因は日陰でありその結果は評価結果と良く合っていた。また他の要因としては，ホットスポットモジュールや渡り配線による影響として考えられるサイトを発見した。これらの結果により提案する手法が異常サイトの抽出が可能であり，有評価方法であることを示した。今後は，更なる損失要因の分離手法の開発および，現地調査結果における定量化との比較により精度向上を目指す。

（平成 17 年 2 月 23 日受付，平成 17 年 5 月 31 日再受付）

文　献

（1） New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), New Energy Technology Development Department: Overview of "PV Roadmap Toward 2030" (PV2030) (2004) (in Japanese)
独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー技術開発部 2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会：2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会報告書 (2004)

（2） New Energy Foundation (NEF) Web site: http://www.nef.or.jp/ (in Japanese)
財団法人新エネルギー財団 Web site：http://www.nef.or.jp/

（3） T. Oozeki, T. Izawa, K. Otani, and K. Kurokawa: "An Evaluation method of PV systems", *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol.75, No.3-4, pp.687–695 (2003)

（4） T. Oozeki, T. Izawa, K. Otani, and K. Kurokawa: "An Evaluation method of Photovoltaic systems using measured data", Proc. of JSES/JWEA Joint Conference (2001), pp.459–462 (2001) (in Japanese)
大関　崇・井澤敏泰・大谷謙仁・黒川浩助：「太陽光発電システムの計測データを利用した評価手法に関する研究」，太陽／風力エネルギー講演論文集 (2001) pp.459–462 (2001)

（5） T. Oozeki, T. Izawa, K. Otani, H. Koizumi, and K. Kurokawa: "An Evaluation Result of PV System Field Test Program for Industry Use by Means of The SV Method", WCPEC 3rd (2003)

（6） 日本品質保証機構：「公共施設等用太陽光発電フィールドテスト事業における収集データ評価解析」，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報告書 (2002)

（7） 株式会社資源総合システム：「産業等用太陽光発電フィールドテスト事業における収集データ分析評価」，平成 14 年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務報告書 (2003)

（8） 財団法人電気安全環境研究所/独立行政法人産業技術総合研究所：「太陽光発電技術研究開発大量導入に向けた共通基盤技術の研究開発及び調査太陽光発電システム評価技術の研究開発」，平成 14 年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務報告書 (2003)

（9） T. Yamaguchi, M. Nakashima, S. Nakagawa, T. Tokoro, T. Nakano, K. Hayama, and H. Ohyama: "Performance of PV systems Installed at National Colleges of Technology", Proc. of JSES/JWEA Joint Conference (2003), pp.473–476 (2003) (in Japanese)
山口利幸・中島正裕・中川重康・所　哲郎・中野　巧・葉山清輝・大山英典：「国立高専に設置された太陽光発電システムの発電特性」，太陽／風力エネルギー講演論文集（2003），pp.473–476 (2003)

（10） K. Otani, K. Sakuta, T. Sugiura, and K. Kurokawa: "Performance analysis and simulation on 100 Japanese residential grid-connected PV systems based on four years' experience", 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Munich, Germany (2001)

（11） PV system.net http://www.pvsystem.net

（12） A. Tanaka, T. Tsurusaki, H. Nakagami, K. Ohno, M. Suemitsu, and M. Satou: "Secular change follow-up study of power generation efficiency of PV for Residential House, Part.1", Proc. of JSES/JWEA Joint Conference (2003), pp.473–476 (2003) (in Japanese)
田中昭雄・鶴崎敬大・中上英俊・大野喜久子・末光正忠・佐藤光昭：「住宅用太陽電池発電量の経年変化追跡（その 1）」，太陽／風力エネルギー講演論文集（2003），pp.473–476 (2003)

（13） T. Oozeki, T. Izawa, K. Otani, and K. Kurokawa: "An Estimation Method of Irradiation Data for Evaluating PV System", *IEEJ Trans. PE*, Vol.125, No.1, pp.118–126 (2005-1) (in Japanese)
大関　崇・井澤敏泰・大谷謙仁・黒川浩助：「太陽光発電システムの評価に関する日射量の推定方法」，電学論 B，**125**，1，pp.118–126 (2005-1)

（14） 社団法人日本電機工業会，「新発電システム等調査研究～建物一体型太陽光発電（PV）システムの標準化に関する調査研究～」，平成 15 年度経済産業省委託成果報告書 (2004-3)

（15） S. Nishikawa: "Characteristics of PV Cell Temperature and Cooling Effect on A stand-off Type PV array", *J. JSES*, Vol.23, No.1, pp.52–59 (1997) (in Japanese)
西川省吾：「スタンドオフ方式アレイの太陽電池温度特性と空冷効果」，太陽エネルギー，**23**，1，pp.52–59 (1997)

（16） D.L. King, J.A. Krotochvil, W.E. Boyson, and W.I. Bower: "Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays", 2nd World conference and Exhibition on photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, Austria (1998-7)

（17） M.K. Fuentes: "A Simplified Thermal Model for Flat-Plate photovoltaic arrays", SAND85-0330, Unlimited Release Printed (1987-5)

（18） A. Nakata, T. Oozeki, H. Koike, and K. Kurokawa: "Evaluation for loss of temperature by Photovoltaic systems by the SV method", 2005 National Convention Record IEEE Japan (2005) (in Japanese)
中田敦士・大関　崇・小池右文・黒川浩助：「簡易評価手法を用いた温度損失評価」，平成 17 年電気学会全国大会 (2005)

（19） 自然エネルギー推進市民フォーラム：自然エネルギー推進市民フォーラムデータ分析報告書 (2003)

（20） 西日本再生可能エネルギー推進市民フォーラム：太陽光発電データ分析評価 2003 年度報告書 (2004)

（21） T. Izawa, T. Oozeki, K. Otani, and K. Kurokawa: "Simple performance analysis of photovoltaic system", Proc. of JSES/JWEA Joint Conference (2002), pp.143–146 (2002) (in Japanese)
井澤敏泰・大関　崇・大谷謙仁・都筑　建・黒川浩助：「太陽光発電の簡易評価」，太陽／風力エネルギー講演論文集 (2002), pp.143–146 (2002)

（22） T. Oozeki, T. Izawa, K. Otani, K. Tsuzuku, and K. Kurokawa: "A Quality check method of measured data in Photovoltaic systems", *J. JSES*, Vol.30,

No.6, pp.47–55 (2004) (in Japanese)
大関　崇・井澤敏泰・大谷謙仁・都筑　建・黒川浩助：「太陽光発電における計測データの品質診断法」, 太陽エネルギー, **30**, No.6, pp.47–55 (2004)

(23) K. Otani, K. Sakuta, and K. Kurokawa: "Simple Monitoring Method for Estimation of Shading Loss of Photovoltaic Systems", EuroSun98 The Second ISES-Europe Solar Congress Portoroz, Slovenia (1998-9)

(24) 大谷謙仁：「魚眼写真による日陰損失の評価と応用」, 『新エネルギーセミナーキャラバン 2000　太陽エネルギー（光・熱）の活用—環境と共生する街づくりへむけて—, 平成 12 年 11 月 7 日 都市センターホテル (2000)

(25) H. Matsukawa, T. Yamada, M. Shioya, and K. Kurokawa: "Development of simulation tool for photovoltaic systems with several surface arrays", *IEEJ Trans. PE*, Vol.124, No.3, pp.447–454 (2004-3) (in Japanese)
松川　洋・山田隆夫・塩谷正樹・黒川浩助：「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」, 電学論 B, **124**, 3, pp.447–454 (2004-3)

(26) S. Nishikawa: "Organization of PV System with Dispersed PV Array—PV System Composed of Unequal Strings—", Proc. of the Fifteenths Annual Conference of Power & Energy Society, IEE of Japan, pp.51-1–51-2, (2004) (in Japanese)
西川省吾：「太陽電池アレイ分散配置型システムの最適構成—不均一ストリングの場合—」, 平成 16 年電気学会電力・エネルギー部門大会, pp.51-1–51-2 (2004)

大　関　　崇

（学生員）1978 年 2 月 12 日生。2000 年 3 月名古屋工業大学工学部電気電子工学科卒業。2002 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。2005 年 9 月同博士後期課程修了。同年 10 月産業技術総合研究所に入所。主に太陽光発電システムの評価に関する研究に従事。工学博士。日本太陽エネルギー学会会員。

井　澤　敏　泰

（正員）1979 年 1 月 20 日生。2003 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 月横河電機株式会社入社。主に，太陽光発電システムの評価に関する研究に従事。日本太陽エネルギー学会会員。

大　谷　謙　仁

（正員）1970 年 6 月 6 日生。1995 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 月通産省工業技術院電子技術総合研究所入所（現産業技術総合研究所）。現在太陽光発電研究センターに所属し，主に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。

都　筑　　建

（非会員）1942 年 11 月 15 日生。1967 年 3 月早稲田大学理工学部電気工学科卒業。東芝案アンペックス，タウ技研後ワーカーズコープ・エコテック創立，代表。1994 年自然エネルギー事業協同組合レクタス創立。1997 年 NGO 自然エネルギー推進市民フォーラム（REPP）創立，理事長。2002 年太陽光発電所ネットワーク創立，事務局長。

小　池　寿　文

（非会員）1961 年 8 月 27 日生。1985 年 3 月西南学院大学法学部卒業。同年グリーンコープ生協入職。1993 年同生協退職後西日本リサイクル運動市民の会設立・代表幹事に就任 1999 年再生可能エネルギー推進市民フォーラム西日本設立・専務理事に就任。2002 年 NPO 法人カーシェアリングネットワーク設立，専務理事に就任。福岡県環境審議会委員。

黒　川　浩　助

（正員）1942 年 8 月 16 日生。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。主に太陽光発電システムの研究に従事。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。

論　文

系統連系型太陽光発電システムにおける出力抑制による発電量損失の定量化手法

学生員　植田　譲*　学生員　大関　崇*
正　員　黒川　浩助*　正　員　伊藤　孝充**
正　員　北村　清之**　正　員　宮本　裕介***
非会員　横田　昌治***　正　員　杉原　裕征***

Quantitative Analysis Method of Output Loss due to Restriction for Grid-connected PV Systems

Yuzuru Ueda*, Student Member, Takashi Oozeki*, Student Member, Kosuke Kurokawa*, Member, Takamitsu Itou**, Member, Kiyoyuki Kitamura**, Member, Yusuke Miyamoto***, Member, Masaharu Yokota***, Non-member, Hiroyuki Sugihara***, Member

Voltage of power distribution line will be increased due to reverse power flow from grid-connected PV systems. In the case of high density grid connection, amount of voltage increasing will be higher than the stand-alone grid connection system. To prevent the over voltage of power distribution line, PV system's output will be restricted if the voltage of power distribution line is close to the upper limit of the control range. Because of this interaction, amount of output loss will be larger in high density case. This research developed a quantitative analysis method for PV systems output and losses to clarify the behavior of grid connected PV systems. All the measured data are classified into the loss factors using 1 minute average of 1 second data instead of typical 1 hour average. Operation point on the I-V curve is estimated to quantify the loss due to the output restriction using module temperature, array output voltage, array output current and solar irradiance. As a result, loss due to output restriction is successfully quantified and behavior of output restriction is clarified.

キーワード：太陽光発電，評価，出力抑制，損失，定量化
Keywords: photovoltaic, evaluation, output restriction, loss, quantitative analysis

1. はじめに

2005 年 2 月に京都議定書発効が実現した事により，日本においても温室効果ガス排出量削減と持続可能な開発の実現に向け，再生可能エネルギーの大規模な導入がますます重要な課題となってきている。中でも，もっとも使いやすいエネルギー形態の一つである電力を，無尽蔵に降り注ぐ太陽の光から得ることのできる太陽光発電（PV）は，今後，ますますの普及が期待されるエネルギー源である。しかし，住宅用 PV システムの既存の配電系統への数百件規模での局所的な集中連系においては，PV システムからの余剰電力の系統への逆潮流による配電系統の電圧上昇が，個別連系されたシステムよりも多く発生してしまうことが懸念される。この対策として，現在日本において市販されている PV システム用パワーコンディショナ（PCS）には配電系統の電圧上昇を防ぐための出力抑制機能が搭載されているが，この機能は系統の電圧上昇時には，十分な日射があるにもかかわらず発電量を抑制してしまうなど，PV システムのシステム効率を低下させる原因となる事が予想される。

この出力抑制を回避する技術の一つとして蓄電池付き PV

* 東京農工大学
〒184-8588　小金井市中町 2-24-16
Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16, Naka-cho, Koganei 184-8588
** (株) 明電舎
〒103-8515　東京都中央区日本橋箱崎町 36-2 リバーサイドビル
MEIDENSHA CORPORATION
Riverside Building, 36-2, Nihonbashi Hakozakicho, Chuo-ku, Tokyo 103-8515
*** (株) 関電工
〒108-8533　東京都港区芝浦 4-8-33
Kandenko co., ltd.
4-8-33, Shibaura, Minato-ku, Tokyo 108-8533

システムがあげられる。平成 14 年度から行われている独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構による集中連系型太陽光発電システム実証研究は，この蓄電池付き PV システムを出力抑制回避技術の一例として用いる事により，実証実験サイトに数百台規模で多数台連系された PV システムの運転特性の評価及び出力抑制回避機能の効果等を検証するなど，汎用的な対策技術を開発し，その有効性を一般的な実配電系統において実証すると共に，PV システムの集中連系に関する応用シミュレーション手法を開発することを目的としている[1]。本研究では，この実証研究から得られたデータを用い，出力抑制機能動作時の現象把握と，出力抑制回避装置の導入効果の検証などにむけ，PV システムの発電量，及び出力抑制による損失を定量的に分離，解析可能な手法を開発した。

2. PV システム用 PCS の電圧上昇抑制制御

系統連系型 PV システムでは，発電量が住宅負荷を上回る場合，その余剰電力は系統への逆潮流となり，その結果，図 1 に示すように連系点の電圧が上昇する。この電圧上昇量は，PV システムの連系台数の増加と共に大きくなり，特に集中連系時には系統の電圧管理値である 101 V ± 6 V，または 202 V ± 20 V を逸脱するおそれがあるため，現在日本において市販されている PCS は，この対策として電圧上昇抑制制御機能を搭載している。電圧上昇抑制制御には無効電力制御方式と有効電力制御方式の 2 種類があるが，無効電力制御は電圧上昇抑制効果が少ないため，現在では有効電力制御方式の方が多く普及している[1]。表 1 には，国内において市販されている PV システム用 PCS の制御方式の一例をまとめた。進相無効電力制御は電流位相シフトによって力率を 1 から 0.85 まで変化させる事により行われ，有効電力制御は出力電流を絞ることによって出力を抑制する。抑制運転開始電圧には PCS 出力端電圧が用いられるため，厳密には連系点の電圧に対して，引き込み線などの線路抵抗による電圧降下分を考慮する必要があり，各社によって制御開始電圧に対する上乗せ分が違う事が，開始電圧が同一ではない理由の一つと考えられるが，このようなばらつきは特定の PCS への抑制運転の集中を引き起こす事が予想されるため，今後解決すべき問題点の一つとして指摘されている[1]。

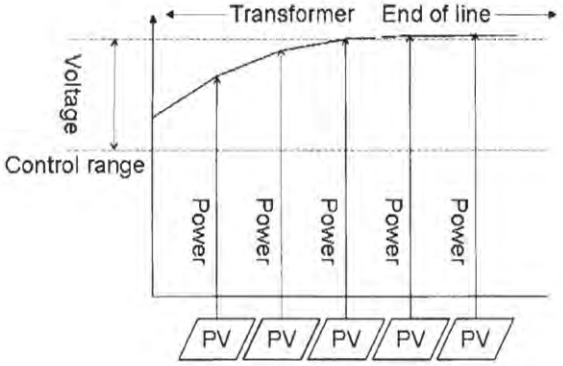


図 1　逆潮流による配電系統電圧上昇のイメージ図

Fig. 1.　Image of voltage increasing due to the reverse power flow from PV systems.

表 1　PV システム用 PCS の電圧上昇抑制制御方式

Table 1.　Types of over voltage protection for PCS.

Types	Reactive power control	
	Default / Range	Speed
A	112V / 107V - 112V	PF=1 to 0.85 in 2 to 2.5sec
B	None	None
C	None	None
D	107V / 106.5V	PF=1 to 0.85 in 10sec

Types	Active power control (Regulation)	
	Default / Range	Speed
A	After PF reached 0.85	2A/sec, 100% to 0%=10sec
B	107V / 106V – 120V	43mA/4sec
C	109V / 107V – 110V	Immediately 0%
D	109V / 107.5V	100% to 0% in 4 to 10sec

PF: Power factor

3. 発電量損失の定量化手法

〈3・1〉 PV システムにおける損失要因　PV システムにおける入力エネルギーは，太陽からの光エネルギーである。このエネルギーが太陽電池セルにおいて光電変換され，取り出された直流電力はインバータによって交流に変換されることにより，普段我々が使っている電力となる。しかし，屋外に設置された PV システムは自然環境により様々な影響を受けるため，常に理想的な状態で発電する事は不可能である[2]。そこで，PV システムに発生すると考えられる損失要因を図 2 にまとめた。入射エネルギーである太陽からの光は，まず，太陽電池モジュール内のセルに到達する前に，日陰や入射角依存性，汚れなどの影響を受け減じられる。次に太陽電池セルが受け取ったエネルギーは，セルの変換効率を乗じた分だけ，電力として取りだされる。し

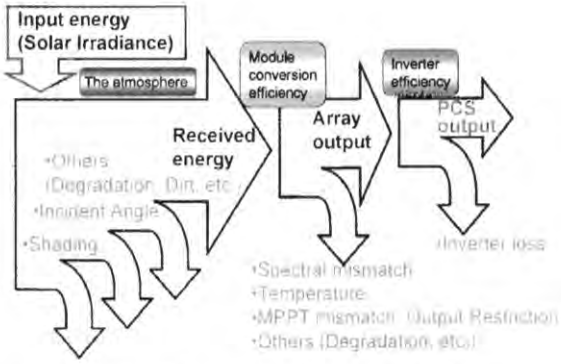


図 2　PV システムにおける損失要因のイメージ図

Fig. 2.　Loss factors of PV systems.

かし，セルの変換効率は標準試験条件（STC）[3] 下でのテストにおいて定義された値であるため，実際の自然環境下では損失や時には改善が生じることになる。例えば，STC ではセル温度が摂氏 25 度で定義されているため，モジュール温度がこれより高い場合，Si 結晶系の太陽電池においては一般に変換効率が低下するため，発電量の損失が生じる事になる。この他，動作点が最大電力点からずれている場合などの損失も，この過程で生じる損失である。このように，エネルギーの光電変換過程で生じる損失が発生した後，インバータでの直交変換時の損失が発生し，交流電力が得られる。

〈3・2〉 定量化可能な損失要因　PV システムの出力抑制による発電量損失の定量化には，実測不可能な，出力抑制によって得られなかった電力量の定量化が必要となる。そこで，本研究では PV システムの性能評価手法として，東京農工大学にて開発されている SV 法[2] を基本手法とし，アレイ面に入射した日射量とその日射量から期待される出力電力量に対して，アレイ出力や PCS 出力などの実測可能な計測値[4] を用いる事で，様々な要因による損失量を定量化する事により，出力抑制による損失量の定量化を行った。本手法では実測可能な計測値から計算によって算出可能な損失として，以下の項目について定量化を行う。

- PCS オフ状態による損失
- PCS 容量不足による損失
- 出力抑制機能による損失
- アレイ温度上昇による損失
- 変動による損失
- インバータの損失

また，実測不可能な損失として，汚れ・劣化・定格ずれによる損失，日陰による損失，入射角依存性による損失等が考えられるが，このうち，汚れ・劣化・定格ずれによる損失に関しては 1 ヶ月程度の評価期間中のデータを統計的に処理する事により算出した。また，日陰による損失に関しては，多数の評価サイトの中から日陰の影響を受けないサイトを抽出することにより，その影響を除外した。なお，入射角依存性に関しては，その損失量が通常 1%程度である事[5] や，厳密な定量化には，モジュールの種類ごとに入射角依存性のモデル式が必要になる事などから，今回はその他の損失として扱った。

〈3・3〉 定量化手法の概要　本手法における損失量の定量化には，PV システムからのアレイ出力電流や電圧，PCS 出力電流や電圧といった計測値の他，アレイ温度や水平面全天日射強度，直達日射強度などの計測データも利用する。また，計測周期は 1 秒周期で計測されたデータの 1 分平均値を用いる事とした。これは，従来の SV 法での 1 時間値ベースでの評価では，出力抑制による損失の定量化が難しかったからであり，1 分値を用いて，実測可能な数多くのデータを利用する事により，より多くの算出可能な損失を分離するのが本手法の特徴である。損失量の定量化にあたり，まず，PV システムにおいて計測された各 1 分値における同時刻のアレイ面日射量を，水平面全天日射強度と直達日射強度から，Perez らによって報告されている合成モデル[6] を用いて計算し，この値から定格アレイ出力電力量を計算する。次に，各計測データを，様々な閾値を用いて損失要因ごとに分類し，分類後に抽出された損失の極小なデータを用いて，評価期間中の理想的な出力特性を求める。最後に，求められた理想的な出力特性からのずれを，要因ごとに損失量として定量化し，評価期間におけるシステム出力係数，及び損失の定量的な評価結果を得る。この流れを図 3 に示した。各ステップの詳細に関しては次節以降で述べる。

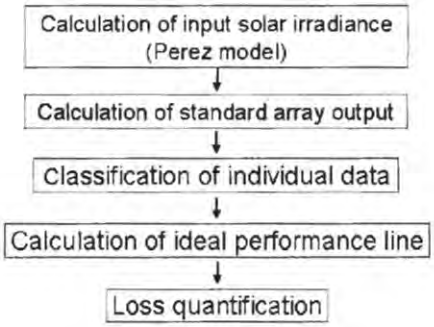


図 3　損失量定量化の流れ

Fig. 3.　Loss quantification flowchart.

〈3・4〉 アレイ面日射量と定格アレイ出力電力量の計算

Perez らの合成モデルを用いてアレイ面日射量を計算し，定格アレイ容量をかけて定格アレイ出力電力量 E_{AS} を求める。

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

ここで，

E_{AS}：定格アレイ出力電力量 [kWh]

P_{AS}：定格アレイ容量 [kW]

G_S：標準試験条件での日射強度 =1 [kW/m^2]

H_{Ag}：アレイ面日射量 [kWh/m^2]

〈3・5〉 各計測データ点の損失要因による分類

（1） PCS-OFF の判定　低日射時には，入力エネルギー量であるアレイ面日射量があるにも関わらず，アレイ出力電力量（アレイ出力電圧等）が低いため，インバータなどのパワーコンディショナの起動条件を満たせずに立ち上がらない状態がある。これを，パワーコンディショナオフ状態のために生じる損失として分類する。アレイ面日射量 H_{Ag} はあるので，アレイ面に到達するまでの損失量は考慮され，結果，定格システム出力電力量に対して損失となる。また，メンテナンス目的などで，意図的に PCS の電源がきられている場合もこの損失に含める。具体的な判定条件は，PCS 出力電流を用いて以下のようになる。

$$ACIa_{PCS1} < 0.1 \quad [\mathrm{A}] \quad \text{or} \quad ACIa_{PSC2} < 0.1 \quad [\mathrm{A}] \quad \cdots\cdots (2)$$

ここで，

$ACIa_{PCS1}$：交流電流実効値 PCS 1 相 [A]

$ACIa_{PCS2}$：交流電流実効値 PCS 2 相 [A]

なお，本論文にて対象とした PV システムは住宅用のシステムであり，PCS の定格出力は 3～5 [kW] がほとんどであるため 0.1 [A] を閾値として用いたが，より大容量の PCS 等を対象とする場合はこの限りではない。

（2） PCS 容量不足による損失 1　PCS は定格付近での運転が最も効率が高く，低負荷時には効率が低下する。また，定格アレイ容量と PCS 定格容量が同じ程度の場合，低負荷時の運転が多くなり，さらに，大容量の PCS は初期導入コストもかかるため，定格アレイ容量よりも小さい容量の PCS を設置する事例も多い[7]。このような場合，アレイ出力が PCS 定格出力を上回るような日射量を受けた場合，PCS の容量不足によって，アレイから電力を引き出せないための損失が生じる可能性がある。ここでは，このような状態を PCS 容量不足状態として，以下の式によって判定し，分類した。

$$P_A > P_{PCS} \times 0.99 \text{ and } P_{AS} > P_{PCS} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (3)$$

ここで，

P_A：アレイ出力電力 [kW]

P_{PCS}：PCS 定格出力 [kW]

（3） 出力抑制機能による損失 1，2　系統電圧が管理値以内である場合，PV システム用 PCS は，太陽電池アレイの I-V カーブ上の最大電力点を追従するよう制御を行っているが，2 章で述べたように PCS 出力端電圧が抑制開始電圧以上の時には，図 4 に示すように，動作点を意図的に開放電圧側にずらす事により，アレイからの入力電流を絞って出力を抑制する。そこで，1 分値として計測された各種データのうち，アレイ出力電圧とアレイ出力電流に着目し，アレイ出力電圧を縦軸 (Y) に，アレイ温度を横軸 (X) にとった散布図上の直線 (4) 式，及び，アレイ出力電流を縦軸 (Y) に，アレイ面日射強度を横軸 (X) にとった散布図上の直線 (5) 式を用いることにより，電圧が最適動作点よりも開放電圧側にあり，かつ，出力電流が最適動作点出力よりも少ないデータを，出力抑制状態にあるデータとして分類する。

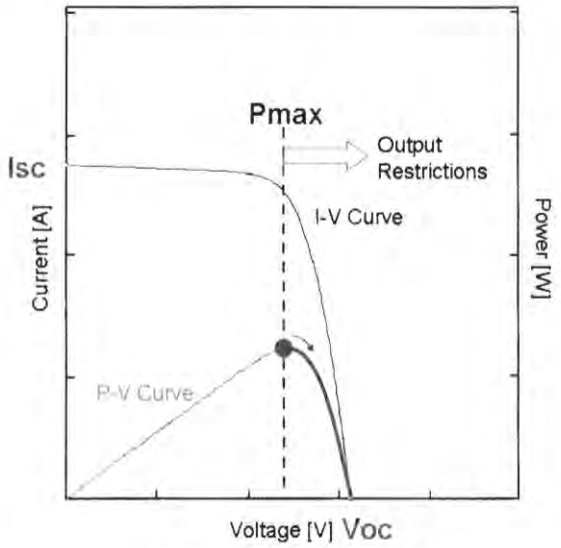


図 4　出力抑制時の動作点の動き

Fig. 4.　Operation point during output restriction.

$$Y = V_{P\max} \times N_{series} \times C + \beta_{P\max} \times N_{series} \times (X - 25) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (4)$$

ここで，

Y：アレイ出力電圧 [V]

X：アレイ温度 [°C]

$V_{P\max}$：モジュールの最適動作点での定格出力電圧 [V]

N_{series}：直列接続されたモジュール数

$\beta_{P\max}$：モジュール最適動作点電圧の温度補正係数 [V/°C]

C：定数

$$Y = I_{P\max} \times N_{parallel} \times C_{loss} \times X \pm C_{range} \quad \cdots\cdots\cdots (5)$$

ここで，

Y：アレイ出力電流 [A]

X：アレイ面日射強度 [kW/m^2]

$I_{P\max}$：モジュールの最適動作点での定格出力電流 [A]

$N_{parallel}$：並列接続されたモジュール数

C_{loss}：定数

C_{range}：最適動作点でのアレイ出力電流の幅を決める定数 [A]

各式について説明する。(4) 式はアレイ出力電圧を縦軸 (Y) に，アレイ温度を横軸 (X) にとった散布図上での最適動作点の軌跡を示すものである。最適動作点電圧は，開放電圧の温度補正係数にほぼ比例して変化する事が知られている。そこで，本章で他の損失要因に分類されたデータを除外したデータを用いて，アレイ出力電圧を縦軸に，アレイ温度を横軸に取った散布図にプロットし，(4) 式を用いて直線を引くことにより，最適動作点よりも電圧が高い側のデータを，直線の上側として抽出することができる。抽出結果例を図 5 に示す。図 5 中の直線が，(4) 式を用いて描いた最適動作点の軌跡であり，Si 系太陽電池の場合一般に負の温度特性を持つため，傾きはマイナスとなる。そして，この直線の上側のデータが，出力電圧が最適動作点電圧よりも開放電圧側にずれたデータとして抽出される。

(5) 式はアレイ出力電流を縦軸 (Y) に，日射強度を横軸 (X) にとった散布図上での最適動作点の軌跡の範囲を示すものである。最適動作点電流は，通常，損失がなければア

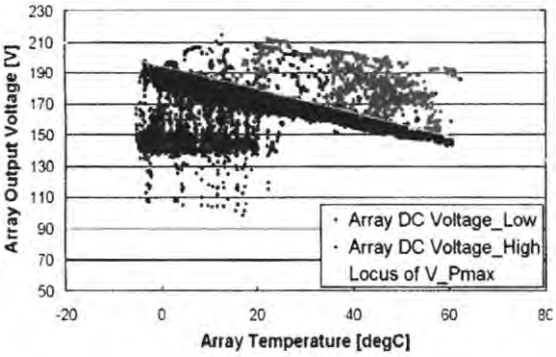


図 5　アレイ出力電圧とアレイ温度の関係図

Fig. 5.　Scatter diagram of array output voltage and array temperature.

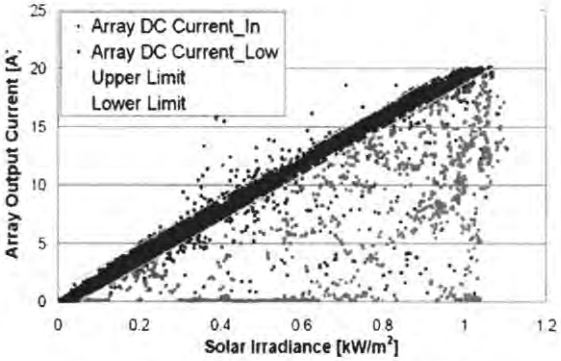


図 6　アレイ出力電流と日射強度の関係図

Fig. 6.　Scatter diagram of array output current and solar irradiance.

レイに入射した日射強度に比例する。そこで，最適動作点での出力電流にある程度の幅を持たせ，この範囲を超えて出力が少ないものに関しては，何らかの原因で出力が抑制状態にあるものと判定した。抽出結果を図 6 に示す。図 6 中の直線が (5) 式を用いて描いた最適動作点の軌跡の範囲であり，その下側のデータが，出力電流が最適動作点の範囲よりも抑制されたデータとして抽出される。

なお (4) 式，及び (5) 式における定数 C，C_{loss}，C_{range} は，アレイ構成や太陽電池の種類等によって個別の値を取るため，厳密には各サイトにあわせた値を設定する必要があるが，今回はサンプルとして用いた全 8 サイトの結果から求めた値として，$C = 0.97$，$C_{loss} = 0.95$ とし，C_{range} は，評価サイトの定格アレイ最適動作点電流（約 20 A）の 5%程度の幅を上下に持たせるため，1 を用いた。

以上の手法を用いて分類した出力抑制時と思われるデータ点に関して，PCS 出力端電圧が 107 [V] より高い時は出力抑制機能による損失 1 として，それ以外の時は出力抑制機能による損失 2 として分類した。出力抑制機能による損失 1 は通常の系統電圧上昇抑制制御であるが，出力抑制機能による損失 2 は，たとえば，PCS の内部温度が上昇し，温度上昇抑制の安全機能が働いた場合などに，出力抑制をかける事があるため[8]，そのような損失を分類した。

（4）アレイ出力温度補正　以上の分類過程においてどの損失にも分類されなかったデータを，モジュール温度を用いて標準試験条件の温度（= 25°C）に補正する。用いる式は以下の通りである。

$$P_{AT} = \frac{P_A}{1 + (\alpha_{P_{max}} \cdot (T_C - 25))} \quad \cdots\cdots (6)$$

ここで，

P_{AT}：標準試験条件に温度補正後のアレイ出力電力 [kW]

$\alpha_{P\max}$：モジュール最大出力の温度補正係数 [1/°C]

T_C：モジュール温度 [°C]

（5）PCS 容量不足による損失 2　標準試験条件は 25°C を基準としているが，日本では通常，モジュール温度は日射を受けている状態では 25°C 以上である事が多い。この場合，Si 系太陽電池の場合一般に負の温度特性を持つため，温度補正後のアレイ出力は補正前の出力に対して大きくなる事になる。温度補正前には PCS 定格出力以下のアレイ出力でも，温度補正後は PCS 定格出力以上のアレイ出力が期待される場合があるため，ここでは，その状態を分類する。具体的には (7) 式を用いて分類する。

$$P_{AT} > P_{PSC} \times 0.99 \text{ and } P_{AS} > P_{PCS} \quad \cdots\cdots (7)$$

ここで，PCS 容量不足による損失 1 は，実際に発電されなかった損失であるが，PCS 容量不足による損失 2 は，標準状態に補正したときに得られなくなると考えられる電力量であることに注意が必要である。

（6）変動による損失　日射やアレイ出力が変動状態にある時は，移動する雲の影響等を受けている場合が多く，この場合には，日射計測場所と PV システムアレイ面に若干距離がある事から，日射計だけ陰になっている，または，アレイ面だけ陰になっている，という状態が予想される。このような状態は，評価，解析における誤差となる。一方，日射計とアレイ面において，日射強度に差がない場合でも，日射強度の変化によって最適動作点がずれる事から，PCS は最適動作点追従制御（MPPT）を行うが，この制御に時間がかかるため，短い時間ではあるが最適動作点からずれて逆転しているという状態が発生しうる。これら二つの損失要因は，共に，日射やアレイ出力が変動状態にある時に発生すると考えられるため，以下の基準値を設定し，1 分間の変動量が基準値以上の時は変動状態にあるものとした。

- 毎分のアレイ出力の変動量がアレイ容量の 3%[kW] 以上
- 毎分の全天日射量の変動量が 0.03 [kW/m^2] 以上

さらに，変動状態であっても損失が無い事も考えられるため，(5) 式を用い，アレイ出力が最適動作点の軌跡の範囲外にある時のみ，損失と分類し，出力が範囲内の場合には，変動（MPPT ミスマッチ）損失は無いものとして分類した。

〈3·6〉 損失量の定量化　前節にて分類後に残ったデータは計測データからは明らかな損失が認められなかった，損失が極小なデータと考えられる。そこで，この損失が極小なデータのみを用いて，評価期間中の理想的な出力特性を求め，求められた理想的な出力特性からのずれを，要因ごとに損失量として定量化する。本手法では，評価期間中の理想的な出力特性の求め方として，SV 法で利用されている，Ideal performance line を用いた。PV システムの出力は，汚れ・劣化・システム定格容量の誤差などにより，非常に好条件な気象状態のもとであっても，実際のアレイ出力は定格出力には届かない場合がある。逆に，定格アレイ容量が実際の値より小さかった場合，好条件時の実際のアレイ出力は定格出力よりも大きくなる。これらの特性を表したのが，Ideal performance line である。このラインは個別のシステムにおける理想的な（Ideal）出力を示しており，具体的には，個別のシステムの評価期間における，PCS-OFF 損失・PCS 容量不足損失・出力抑制による損失・温度損失・変動損失等が極小である状態での，そのときの日射量に対応したアレイ出力電力量を意味する。ここで用いるデータは，全て標準試験条件（25°C）に温度補正済みである事に注意する。なお，評価期間中に各日射強度について，各種損失が極小な状態のデータが少なくとも 1 点は必要であるため，評価期間は約 3 週間以上とした。

Ideal performance line 作成は，以下の手順で行う。

（1） 各種損失が極小なデータの抽出

（2） データを標準試験条件（25°C）に温度補正

（3） アレイ面日射強度 0.4 [kW/m^2] 以上のデータのみ抽出

（4） 抽出データを，縦軸アレイ出力電力，横軸アレイ面日射強度で散布図にプロット

（5） 原点を通り，プロットした全データの上位 3%を通るように直線を引く

ここで，アレイ面日射強度を 0.4 [kW/m^2] 以上としたのは，0.4 [kW/m^2] 以下の辺りに曇天日の日中のデータなど，バラツキの大きいデータが多く含まれる事と，入射角依存性が多いデータを取り除くためである。図 7 に，Ideal performance line 作成例を示す。

以上により求められた Ideal performance line を用い，以下の各式から損失要因ごとの損失量を定量化する。なお，各損失量の判断基準は，分類時と同様である。また，PCS 容量不足損失 2 を算出するときは，損失量が温度損失と PCS 容量不足損失に分かれるため，(14) 式，及び (15) 式を用いる。

$$l_{IPL} = E_{AS} - E_{IPL} \quad \cdots\cdots (8)$$

$$l_{PCO} = E_{IPL} \quad \cdots\cdots (9)$$

$$l_{PCC1} = E_{IPL} - E_A \quad \cdots\cdots (10)$$

$$l_{OR1} = E_{IPL} = E_A \quad \cdots\cdots (11)$$

$$l_{OR2} = E_{IPL} - E_A \quad \cdots\cdots (12)$$

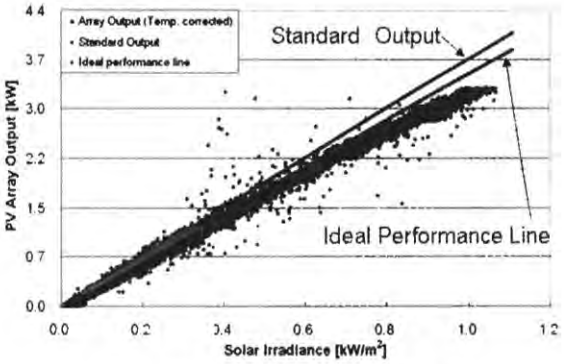


図 7　Ideal Performance line 作成例

Fig. 7.　Example of ideal performance line.

$$l_T = E_{AT} - E_A \quad \cdots\cdots (13)$$

$$l_{PCC2} = E_{IPL} - P_{PCS} \cdot [\text{hour, min or sec}] \quad \cdots\cdots (14)$$

$$l_T = P_{PCS} \cdot [\text{hour, min or sec}] - E_A \quad \cdots\cdots (15)$$

$$l_F = E_{IPL} - E_{AT} \quad \cdots\cdots (16)$$

$$l_O = E_{IPL} - E_{AT} \quad \cdots\cdots (17)$$

$$l_{PCS} = E_{PCS} - P_A \cdot [\text{hour, min or sec}] \quad \cdots\cdots (18)$$

ここで，

E_{IPL}：Ideal performance line 上の出力電力量 [kWh]

E_A：アレイ出力電力量 [kWh]

E_{AT}：標準試験条件に温度補正後のアレイ出力電力量 [kWh]

l_{IPL}：汚れ・劣化・定格ずれ損失

l_{PCO}：PCS-OFF 損失

l_{PCC1}：PCS 容量不足損失 1

l_{OR1}：出力抑制損失 1

l_{OR2}：出力抑制損失 2

l_T：温度損失

l_{PCC2}：PCS 容量不足損失 2

l_F：変動（MPPT ミスマッチ）損失

l_O：その他損失

l_{PCS}：インバータ変換損失

E_{PCS}：システム出力電力量 [kWh]

〈3·7〉 システム出力係数と損失割合の計算　以上の手法を用いて，評価期間内の各データに対して損失要因の分類と損失量の定量化を行い，評価期間に対してシステム出力係数を計算する。システム出力係数とは，ある一定の評価期間においてアレイ面に入射した標準試験条件における基準太陽光の日射量から得られる定格アレイ出力電力量に対して，実際にシステムからどのくらいの電力が得られたかを表す係数である。また，システム出力係数と同様，定

格アレイ出力電力量に対する各損失量の割合を，損失量を定格アレイ出力電力量で割る事により算出する。なお，屋外での測定では標準試験条件に定義される分光放射照度分布と実際に入射した太陽光の分光放射照度分布とのずれを定量化する事が困難であるため，分光放射照度分布のずれによる損失はその他に含めた形で扱っている。

4. 結果及び考察

〈4・1〉 月別損失評価結果 解析期間として 2004 年 3 月 15 日～4 月 25 日，6 月 1 日～7 月 9 日，8 月 10 日～9 月 12 日を選び，日陰などの影響の少ない 8 サイトに対して解析を行った。サイトごと，期間ごとに数日の欠測日があるため，実日数は約 30 日となっている。評価期間中にアレイ面に入射した全日射量から得られる定格アレイ出力電力量を 100%とし，システム出力係数と各種損失要因ごとの損失割合を円グラフにした後，出力抑制に関して特徴的な結果を示したものを図 8，図 9 に示した。また，それぞれの結果において，評価期間中の全データを損失要因ごとに分類し，縦軸アレイ出力電力，横軸アレイ面日射強度で散布図上にプロットした図も同時に示す（図 10，図 11）。

図 8 におけるシステム出力係数は 71.1%であり，これは 306.9 [kWh] に相当する。また，この期間の発電可能電力量の内，11.2%が出力抑制 1 によって失われた事が分かる。

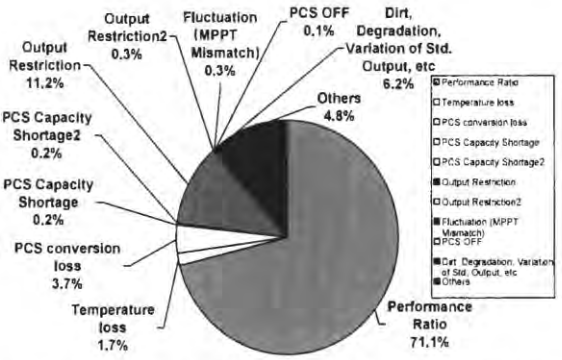


図 8 サイト A，2004 年 3 月 15 日～4 月 25 日の解析結果

Fig. 8. Result, Site A, 2004/03/15-2004/04/25.

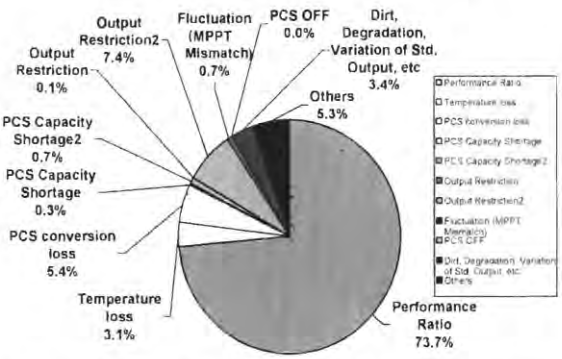


図 9 サイト B，2004 年 8 月 10 日～9 月 12 日の解析結果

Fig. 9. Result, Site B, 2004/08/10–2004/09/12.

一方，図 9 は，同じ出力抑制による損失でも，タイプ 2 による損失が顕著に見られた例である。

〈4・2〉 日別損失評価結果 前節に示した結果を，さらに詳細に解析するため，同一データの日別の損失割合を図 12，図 13 に示した。図 12 においては，出力抑制 1 による損失が特定の日にちに偏って発生している事が分かる。特に 2004 年 3 月 28 日には，実に 73%の発電可能な電力量が出力抑制によって失われた結果となっている。一方の図 13 では，出力抑制 2 による損失が，日ごとにばらつきを見せながら発生している様子が分かる。そこで，図 12 における 3 月 28 日，図 13 における 8 月 20 日の計測データを 1 分値にてグラフにプロットし，出力抑制の発生状況を確認した。結果を図 14，図 15 に示す。図 14 に示したサイト A の 3 月 28 日の結果を見てみると，朝，日射量の増加と共に順調にアレイ出力も増えているが，午前 8 時頃に PCS 出力端電圧が抑制運転開始電圧（107.5 V 程度）を超えた辺りから急激に出力抑制運転が始まり，そのまま夕方 6 時くらいまで，日射量に相当するだけの十分な発電量が得られていない事が分かる。また，夕方 4 時頃からの出力端電圧の上昇時に対しては，ほぼ 100%出力が抑制されている事が分かる。PCS の制御速度や無効電力制御などの影響で，

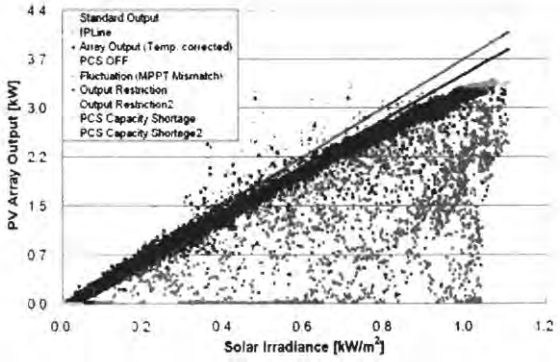


図 10 サイト A，2004 年 3 月 15 日～4 月 25 日の解析結果

Fig. 10. Result, Site A, 2004/03/15–2004/04/25.

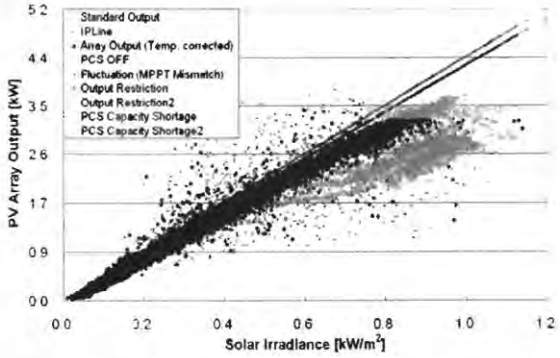


図 11 サイト B，2004 年 8 月 10 日～9 月 12 日の解析結果

Fig. 11. Result, Site B, 2004/08/10–2004/09/12.

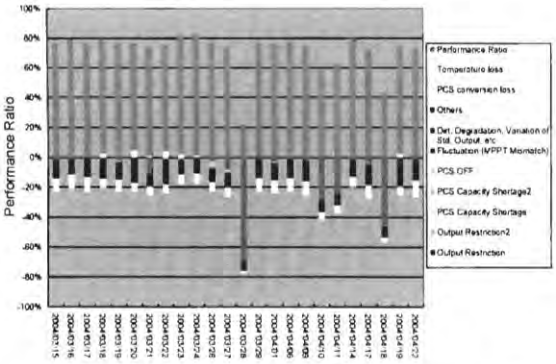


図 12　サイト A，2004 年 3 月 15 日～4 月 25 日の日別解析結果

Fig. 12.　Daily result, Site A, 2004/03/15–2004/04/25.

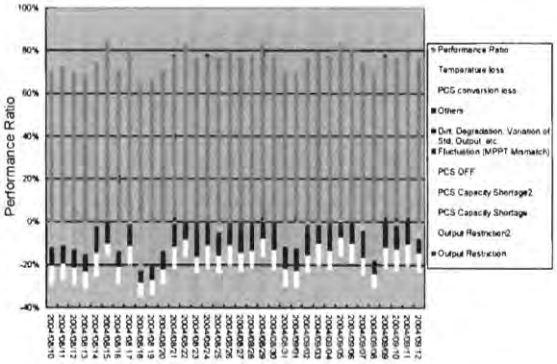


図 13　サイト B，2004 年 8 月 10 日～9 月 12 日の日別解析結果

Fig. 13.　Daily result, Site B, 2004/08/10–2004/09/12.

PCS 出力端電圧の変動と出力抑制量が完全に同じ傾向を示さない場合も見られるが，この日の天候は快晴で，日射強度は理想的な快晴日パターンを示しており，変動等による損失は考えにくい。また，PCS 出力端電圧を調べた結果，出力抑制が多い日には日平均の PCS 出力端電圧の値が，他の日と比べて高い電圧を示している事が判明した（図 16，3 月 28 日，4 月 10，11，18 日）。以上の結果より，本手法により，系統電圧上昇抑制機能による出力抑制によって失われた電力量を精度良く分離，定量化できていると考えられる。

一方，図 15 における，サイト B の 8 月 20 日の出力変動は，PCS 出力端電圧が抑制制御開始電圧の最低値である 107 V を超えていないため，動作点が開放電圧側にずれアレイ出力電流が絞られた事による損失が，出力抑制 2 による損失として分離されている。出力の抑制は午前 10 時頃に始まり，午後 2 時頃に雲の影響により日射量が低下するまで続いているが，この間，大きな日射量の変動はあまり見られていない。このような抑制は，先に述べたように，PCS の内部温度が上昇し，温度抑制の安全機能が働いた場合などに発生している可能性が考えられるため，この期間の日射強度と気温の推移を調査した（図 17 参照）。結果，出力抑制による損失 2 は，日射量が豊富で気温が高く，30°C 以上もあるような時間帯に発生している事が分かった。文献 (8) では，PCS 内部温度上昇を防ぐための電流制限による出力抑制は PCS 冷却ファンの故障により発生していたが，本件では PCS の故障は見られなかった。しかし，このサイトでは，4.3 [kW] の定格アレイ出力に対して，3.3 [kW] の PCS を取り付けているため，日射量の豊富な夏場の日中は，ほ

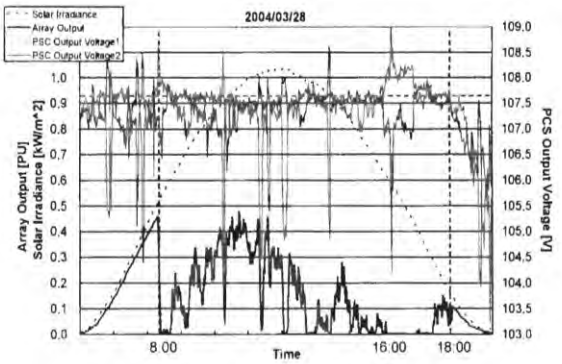


図 14　サイト A，2004 年 3 月 28 日の解析結果

Fig. 14.　Daily result, Site A, 2004/03/28.

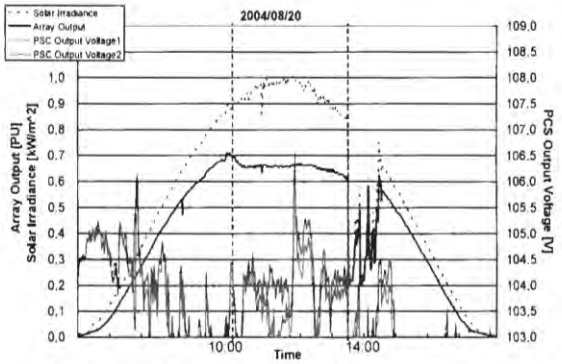


図 15　サイト B，2004 年 8 月 20 日の解析結果

Fig. 15.　Daily result, Site B, 2004/08/20.

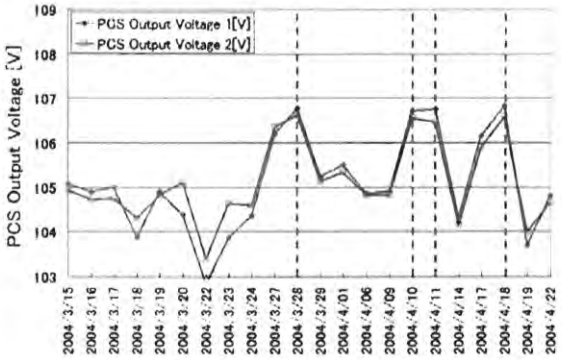


図 16　サイト A，2004 年 3 月 15 日～4 月 22 日の PCS 出力端電圧

Fig. 16.　PCS Output voltage, Site A, 2004/03/15–2004/04/22.

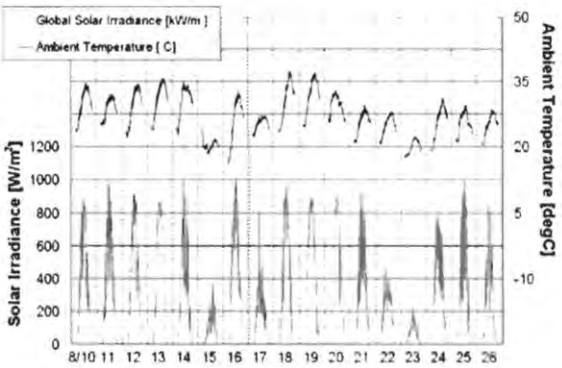


図 17　2004 年 8 月 10 日～8 月 26 日の水平面全天日射強度と気温

Fig. 17. Global solar irradiance and ambient temperature between 2004/08/10–2004/08/26.

ぼ，PCS の最大出力電流に近い出力を維持しなければならない状況が予想される。また，本来この PCS は屋内設置用の PCS であるが，本研究においては実験の仕様上，屋外収納箱に設置しているため，空調の効いた室内への設置に比べて，周囲温度が高くなっている事も PCS の温度上昇を加速する原因の一つであると考えられる。以上より，サイト B においては夏場の日射量の豊富な時間帯に PCS の温度上昇が起こりやすい条件がそろっているといえ，解析結果より，PCS が意図的に動作点をずらし出力電流を絞ることによって発生する出力抑制制御による損失のうち，PCS 内部温度上昇抑制のための電流制限など系統電圧上昇抑制制御以外の抑制を行っている場合においても，本手法を用いる事により，高精度に分離，定量化が可能である事が示されたと考えられる。

5. まとめ

本研究では，住宅用 PV システムが配電系統に局所集中的に連系された場合に懸念事項となる，出力抑制機能による発電量の低下について，発電量の損失を定量的に評価できる手法を開発した。今までの 1 時間値を基本とした評価手法では難しかった動作点が最大電力点からずれる事による損失を，1 分値を用いてデータごとに動作点を推定し，抑制状態かどうかを判断する事により定量化した。結果，出力抑制が PCS 出力端電圧に密接に関係している事を確認し，その抑制状況を実配電系統に連系されたシステムにおいて明らかにした。また，配電系統の電圧上昇回避以外にも出力抑制が発生している事を確認し，その原因が PCS の温度上昇にある事を示した。これまで定量的な評価が難しかった出力抑制による損失量の把握が可能となった事により，集中連系時の PV システムの運転特性が明らかになると共に，今後の蓄電池付き PV システムにおける蓄電池導入効果の定量的な評価などにも応用可能である。

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

（平成 17 年 2 月 23 日受付，平成 17 年 6 月 2 日再受付）

文　献

（1）（株）関電工：「集中連系型太陽光発電システム実証研究」，平成 14 年度 NEDO 委託業務成果報告書 (2003)

（2）K. Kurokawa, K. Otani, and T. Sugiura: "Realistic PV performance values obtained by a number of grid-connected systems in Japan", Energy Congress VI (2000)

（3）財団法人日本規格協会：JISC8910

（4）Y. Ueda, T. Oozeki, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, and H. Sugihara: "Evaluation method and data collection method of grid-connected clustered PV system's performance", 15th Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan (2004) (in Japanese)
植田　譲・大関　崇・黒川浩助・伊藤孝充・北村清之・宮本裕介・横田晋治・杉原裕征：「集中連系型太陽光発電システム実証研究におけるシステム運転性能の測定評価手法」，電気学会電力・エネルギー部門大会 (2004)

（5）T. Oozeki, T. Izawa, K. Otani, and K. Kurokawa: "An Evaluation method of PV systems", *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol.75, No.3-4, p.687 (2003)

（6）R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, and R. Stewart: "Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance", *Solar Energy*, Vol.44, No.5, pp.271–289 (1990)

（7）西川省吾：「太陽電池アレイ分散配置型システムにおけるインバータの最適容量」，太陽/風力エネルギー講演論文集，pp.21–24 (2000)

（8）S.J. Ransome, J. Wohlgemuth, S. Poropat, and E. Aguilar: "ADVACED ANALYSIS OF PV SYSTEM PERFORMANCE USING NORMALISED MEASUREMENT DATA", 31st IEEE PVSC (2005)

植田　譲（学生員）1972 年 8 月 24 日生。1995 年 3 月信州大学理学部物理学科卒業。同年，アプライド マテリアルズ ジャパン（株）入社。2003 年まで半導体製造プロセスの開発に従事。2004 年 4 月東京農工大学大学院工学教育部に入学。現在に至る。主に太陽光発電システムの評価に関する研究に従事。

大関　崇（学生員）1978 年 2 月 12 日生。1996 年 3 月名古屋工業大学工学部電気電子工学科卒業。2002 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進学。同課程において，主に太陽光発電システムの評価に関する研究に従事。日本太陽エネルギー学会会員。

黒川浩助（正員）1942 年 8 月 16 日生。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。主に太陽光発電システムの研究に従事。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。

伊藤孝充

（正員） 1973年1月21日生。1997年3月新潟大学大学院自然科学研究科博士前期（修士）課程修了。同年4月（株）明電舎入社。電力系統の解析業務に従事。

横田昌治

（非会員） 1971年9月27日生。1996年3月東京農工大学大学院工学研究科博士前期課程修了。同年4月（株）関電工入社。現在，太陽光発電システムの研究に従事。

北村清之

（正員） 1957年11月4日生。1980年3月早稲田大学理工学部電気工学科卒業。同年4月（株）明電舎入社。現在，電力ソリューション営業技術部に勤務。主として，電力系統監視制御システムの開発業務に従事。技術士（情報工学），情報処理学会会員。

杉原裕征

（正員） 1950年8月15日生。1976年3月東京電機大学大学院工学研究科修士課程修了。同年4月（株）関電工入社。現在，技術開発本部に勤務。主に太陽光発電システムの研究に従事。工学博士。電気設備学会会員。

宮本裕介

（正員） 1973年10月10日生。1996年3月中央大学理工学部電気電子情報工学科卒業。同年4月（株）関電工入社。現在，太陽光発電システムの研究に従事。

KIER-Seminar, March 8, 2006
Taejon, KOREA

PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGY DIRECTION - JAPANESE "PV2030"

Kosuke Kurokawa
Tokyo University of Agriculture and Technology – TUAT, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

ABSTRACT

To get the over-100-year sustainability, the intrinsic value of renewable energy is the most important. According to this understanding, some projections are provided concerning future PV capability from world energy demand side. A stable, sustainable scenario is proposed up to 2100 in this discussion. To seek for this future state, typical key technologies are also suggested toward the last half of 21st century. In addition, recently in May 2004, Japan set up a long-term roadmap called "PV2030" Assuming that the domestic PV installation will reach around 100 GW up to 2030 and cost targets for 2010, 2020 and 2030 were specified as 23 JPY/kWh, 14 JPY/kWh and 7 JPY/kWh respectively. These levels correspond to present average single-family electricity price, industrial price and whole sale price.

INTRODUCTION

To think about needs and potentials for the deployment of photovoltaic technology in the world, the author reviews and discusses recent advances in solar photovoltaic system engineering from a broader and longer aspect. To get the over-100-year sustainability, the intrinsic value of renewable energy is the most important. According to this understanding, some projections are provided concerning future PV capability from world energy demand side. A stable, sustainable scenario is proposed up to 2100 in this discussion. To seek for this future state, typical key technologies are also suggested toward the last half of 21st century.

Recently in May 2004, Japan set up a long-term roadmap called "PV2030" through discussions by the NEDO's PV2030 Roadmap Study Committee. Assuming that the domestic PV installation will reach around 100 GW up to 2030 and according to a study about practically available potentials in Japan as well as their competitive electricity prices, cost targets for 2010, 2020 and 2030 were decided as 23 JPY/kWh, 14 JPY/kWh and 7 JPY/kWh respectively. These levels correspond to present average single-family electricity price, industrial price and whole sale price.

For the improvement of economical efficiency, reduction of PV module cost is the top priority of the NEDO's tasks, expecting technological innovations such as PV cells with higher conversion efficiency, reduction of manufacturing cost, as well as development of new-concept PV cells. Other important issues for cost reduction of PV electricity are the improvement of module durability targeting 30-year life span, the development of inexpensive and highly durable multi-functional conditioners (manufacturing cost target: 15,000 JPY/kW), the development of electricity storage equipment (manufacturing cost target: 10 JPY/Wh) as well as the simplification and standardization of installation method of PV system. It seems to be also necessary to reduce the dependency of such a large number of PV systems on the existing power grids by developing a community-based PV cluster as an aggregation of individual PV systems, energy storage and network control ability to obtain the 'higher degree of autonomy'.

VALUE OF PHOTOVOLTAICS

What is sustainability?

Figure 1 specifies the 3 levels of sustainability as follows:

- The First Category is defied as an ideal case, which has the following property: i.e., no Emission at all in a completely closed system.
- The Second Category is defined as a realistic case, i.e., limited emission slower than environmental recovery speed. An example is illustrated in the middle of Fig.1.
- The Third Category is defined to show "Survivability" of a system, i.e., multi-generation-survival path for long-term sustainability, in which any excess or deficiency is not observed in a system.

Fig.1 3 categories of sustainability

When the last category is considered for over-hundreds years, a system including the utilization of fossil fuels can not become any options apparently. The author believes that most of scientists and engineers in photovoltaics are following the third category when trying to realize the sustainable world.

CO_2 Emission Reduction

Presently in Japanese power system, the intensity of CO_2 emission corresponds to 360 g-CO_2/kWh and will become 300 g/kWh up to 2010. However, if a PV system is considered to replace an oil burning station, it can cut back 730 g of CO_2 as a whole. During PV system manufacturing, 70 g-CO_2/kWh is emitted to the environment. Thus, total reduction rate by PV becomes 660 g/kWh.

It is said that artificial forest in Japan absorbs 649 g-CO_2/m^2 every year. This value is quite close to the CO_2 reduction rate of PV system. This means 1 kWh PV energy is nearly equal to 1 m^2 forest in its CO_2 reduction contribution. A 3kW PV system generates 3,000 kWh annually and corresponds to 3,000 m^2 of forest. When one has a residential patch of 130 m^2, a house can be erected for its half space and then a half of the house space may be used for PV roof with 3 kW array, preferably facing the south. This is a quite typical case in Japan and concluded that it corresponds to 3,000 m^2 of forest. The latter is equal to the size of 6 courts for playing tennis.

According to Japanese Government regulations, industrial facilities including power stations are forced to provide green space around their sites. Instead of these green spaces, PV can give more apparent effect for reducing CO_2 if it is allowed.

LONG TERM WORLD ENERGY VISION

Existing Long-Term Vision

Presently, several international institutions report future world scenarios. These forecasts imply that the share of electric energy will increase in the future and that there will be a large need for renewables in the middle of 21st century.

Moreover, there is even a major oil company, who is pointing out the realistic capability of renewable energy utilization as a worldwide major energy resource in future. The Shell International Petroleum Co. predicted world energy resources toward 2060[1]. Noting around 2020, oil will begin to decrease its share and renewables will take off as one of the major energy resources. Biomass will come first and then solar energy will become actualized around 2030. It is also forecasted that more than half of the world energy supply will come from renewable resources in 2050s.

In consideration of future energy problems, basic conditions and tendencies may be summarized as follows:

- World energy demands will rapidly expand toward the middle of this century due to world economic growth and population increase.
- The sustainable prosperity of human beings cannot be expected any longer if global environmental issues are ignored.
- Although the need for nuclear power will increase as a major option, difficulties in building new plants are getting more and more notable at the same time.
- Alternatively, renewables are considered to possess large potential as well as providing energy conservation, carbon-lean fuels and CO2 disposal/recovery.
- The share of electric energy is rising more and more as a secondary energy form.
- Thinking about the long lead-time for the development of energy technology, it is urgently necessary to seek new energy seeds applicable for the next generation.

In April 2003, the German Advisory Council on Global Change (WBGU) submitted its new report "World in Transition: Towards Sustainable Energy Systems" [2]. The report underscores the urgent need to transform global energy systems so that the world's population has access to energy based on renewable sources. This is necessary to protect the global climate and to liberate 2.4 billion people in developing countries from energy poverty. Such an approach would also yield a peace dividend by reducing dependence upon regionally concentrated oil reserves.

The first key recognition to turning energy systems towards sustainability is to convert and use energy more efficiently. According to this line it is emphasizing to produce three times the goods and services with the same amount of energy worldwide by 2050. This requires, in particular, the establishment of international standards for fossil-fuelled power plants, and the promotion of combined heat and power production. For industrialized countries promising avenues are to launch ecological financial reforms and establish mandatory labeling for buildings, energy-intensive appliances and services.

The second essential element is to promote the substantial expansion of renewable resources.

- The share of renewables in global energy production should therefore be raised from 12.7 per cent today to 20 per cent by 2020, and
- finally to more than 50 per cent by 2050.
- Moreover, solar electricity by photovoltaics and solar thermal power are assumed to become 2/3 of world energy consumption in 2100.

Considerations on Sustainable Production toward 2100

The author has also received the latest report from IEA [3] just before the end of 2030. Although it is titled "Energy to 2050 - Scenario for a Sustainable Future", it includes projections up to 2100. By utilizing these data source, the author has examined and compiled them as shown in Fig. 2.

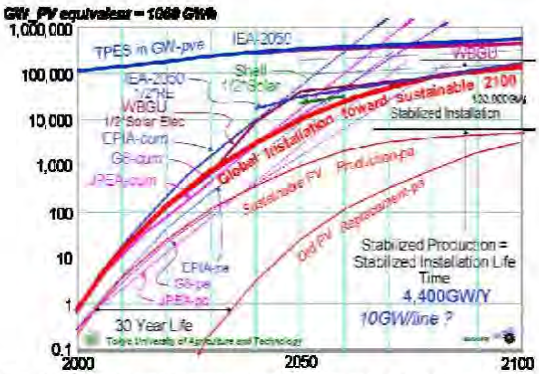


Fig. 2 Considerations on long-term sustainable scenario

Firstly, 3 famous roadmaps are plotted up to 2030 to 2040, e.g., JPEA[4], EPIA[5] and G8 Task Force Report[6]. These 3 lines are extended to after 2050. However, these growth rate are too high as compared with 2 lines for global

TPES (total primary energy supply) at the graph top: one from IEA 2050 and another from WBGU. The both of them are plotted in GW-PV equivalent, in which TPES is divided by 1000 GWh for 1 GW-PV equivalent, while thinking average energy production of 1 GW PV system is assumed 1000 GWh typically. These 2 curves are denoting 100% penetration of PV energy into the world energy market. It is a kind of virtual limit from demand side.

Secondly, Shell's vision for 2050 and 2060 are plotted. A half value of WBGU's solar electricity is plotted up to 2050 and 2100 as an assumed contribution of PV energy. A half of renewable energy content in IEA-2050 vision is also indicated for 2050 and 2050 as an assumed contribution of PV energy, too. It was felt that those values around 2050 are a little high compared with TPES in GW-pve. The author has introduced an idea that PV industry will be stabilized with the sustainable production rate. The stabilized installation might be he target vale in 2100 which is indicated by both WBGU and IEA-2050. Therefore, sustainable production rate has to be a value obtained from the division of sustainable installation capacity by PV module lifetime.

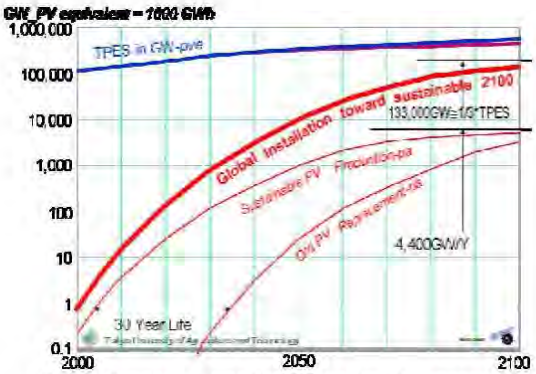


Fig. 3 Proposed long-term sustainable scenario

Another consideration has also made in terms of the replacement of PV modules after their lifetime. In this case, it is considered as 30 years. This gives module replacement curve as shown in the same figure. This should not exceed the sustainable production value described already. Thus, final installation curve has obtained as given in Fig. 3. In this study, sustainable production rate around 2100 is obtained as 4,400 GW/Y and stabilized installation reaches 133,000 GW.

Suggested Key Technologies toward 2100

To realize the sustainable scenario, there may be a number of problems to be solved technologically as long-term theme. Some examples of these are suggested as follows:

- NEW SEEDS: High Efficiency PV cell; 2nd Generation to 3rd Generation; New Storage; Hydrogen Energy; Chemical Tanker; etc.,
- OFF-GRID: SHS; Rural Electrification,
- ON-GRID: Individual Grid Connection; Clustered Interconnection such as Multiple, Battery-assisted, etc.,
- HIGHER PENETRATION: Greater Urban Area; VLS-PV for Desert [7],
- MODULE PRODUCTIVITY: Advanced Production Concept; Module Lifetime; Module Variety & Multifunction,
- Recycling of PV systems for real sustainability,
- Inverter Variety: Large or Small,
- Common Fundamentals: Standardization and Certification; Monitoring; Prediction and Forecast, etc..

JAPANESE PV ROADMAP TOWARD 2030 [8,9]

Purpose and position of PV2030 Roadmap

On May 20, 2004, just before European PVSEC-19, the study committee for national PV roadmap 'PV2030" finalized their draft. The committee was organized by NEDO under the supervision of Ministry of Economy, Trade and Industry, METI.

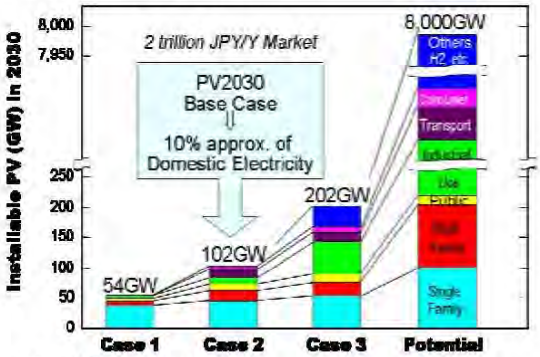
30 years have passed since R&D for photovoltaic (PV) power generation initiated in 1974 as the Sunshine Project. Over the period, various technologies were developed and some of the technologies were established as commercial production processes. By both these technologies and introduction policies for PV generation, an initial market seems to have now been raised. For the next 30 years, it is considered to be important to realize a full-scale expansion of PV market and to strengthen the position of PV in the national energy supply policy.

On the other hand, all the national PV R&D projects are scheduled to be completed in FY 2005. It is then necessary to develop a longer-term strategy for R&D for sustainable growth and further dissemination of PV, in order to foster PV industry, to secure competitiveness in the global market and to contribute to energy resources issues as well as global environmental issues.

A study committee consisting of 14 key experts from academic, business and governmental circles was settled to study and draw "PV2030". The committee has taken a basic strategy for R&D aiming 'market-driven technology' instead of simple 'technology-push' type approach or 'market-pull'.

Expectations for and effects of R&D

At the moment, major applications are considered to be a single family house. In this case, average electricity price around 23 JPY/kWh becomes target cost. However, further application areas like industrial use require lower competitive cost target, e.g., 14 JPY/kW.



Case 1: Business as usual
Case 2: R&D and Market Penetration according PV2030 Base Case
Case 3: Accelerated R&D and Market Penetration with large-scale industrial use
Potential: Physical Limit by residential, public, industrial, unused land, etc.

Fig. 4 Installable PV (GW) assuming Technological Progresses up to 2030

According to study about potentials in domestic PV application it is understood that the considerable amount of possibility can be expected if lower cost is obtainable in the future as shown in Fig. 4.

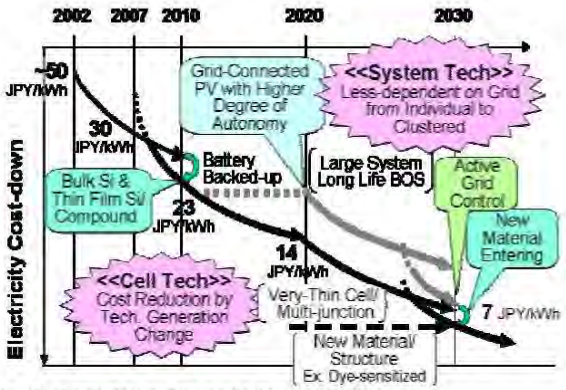


Fig. 5 Cost-down Scenario toward 2030

Through the R&D such as improvement of performance and durability of PV system as well as development of low-cost manufacturing process, the target electricity cost of PV power generation is to be achieved at the same level as the electricity charge for wholesale (approximately 7 JPY/kWh) by 2030 in order to enhance dissemination of PV systems from view point of economical efficiency as shown in the Fig.5. Milestones to achieve the target electricity cost are as follows:

- By 2010: same level as the electricity charge for household use (approximately 23 JPY/kWh),
- By 2020: same level as that for business use (approximately 14 JPY/kW),
- By 2030: electricity cost same level as that for industrial use (approximately 7 JPY/kWh).

According to this scenario, PV system deployment images are described in Fig.6 as examples. With the R&D for PV systems with higher degree of autonomy and grid-connected PV system with other energy sources, patterns of use of PV systems will be transferred from conventional grid-connection to new connections patterns that would not overload the grid. This would lead mass introduction of PV systems without limitation induced by the grid.

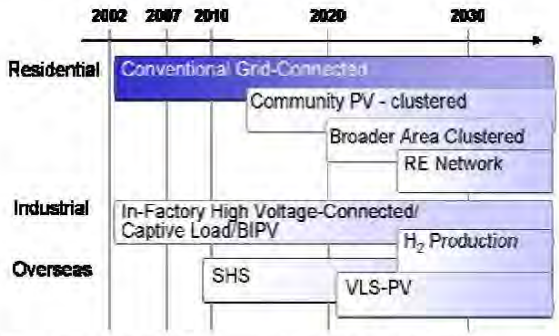


Fig. 6 PV System Deployment Images (Examples)

Application areas of PV systems will be enlarged and wider use of PV system will be realized in terms of both locations and conditions by achieving R&D for increase of generation capacity per surface area by improving performance of solar cells, improvement of PV system durability and development of wider variety of PV modules and inverters with multi functions.

With R&D as mentioned above, 100 GW level of cumulative introduced capacity of PV system can be achieved in 2030. At that time, PV power generation can supply one-third to a half of electricity consumption for domestic use in Japan. This would also save approximately 25 million kiloliters of crude oil and reduce 9 million t-C of CO_2 emission per annum.

Tasks and targets of R&D

For the improvement of economical efficiency, reduction of module manufacturing cost is the top priority of the tasks. Supported by technological innovations such as solar cells with higher conversion efficiency, reduction of manufacturing cost, as well as development of new-concept solar cells, target costs are set as follows: by 2010: 100 JPY/W, by 2020: 75 JPY/W, by 2030: 50 JPY/W or less as shown in Table 1.

Table 1 Individual Technology Target toward 2030

ITEM	Target (Target Year)
Module Cost Reduction	100 JPY/W (2010)
Higher Module Efficiency	75 JPY/W (2020) <50 JPY/W (2030)
Module Durability	30 Year Life (2020)
Stable Material Supply	Unit Si Consumption ≈ 1 g/W (2030)
Inverter Cost	15,000 JPY/kW (2020)
Storage Battery	10 JPY/Wh (2020)

Module efficiency target for individual cell technologies are also specified so as to realize target kWh electricity cost as shown in Table 2. Other important issues for reduction of PV electricity cost are improvement of module durability targeting 30-year life span, development inexpensive and highly durable multi-functional inverters (manufacturing cost target: 15,000 JPY/kW), development of electricity storage equipment (manufacturing cost target: 10 JPY/Wh) as well as simplification and standardization of installation method of PV system.

Table 2 Module Efficiency Target (%) (Cell η)

CELL TYPE	2010	2020	2030
Thin-Bulk Multi-c-Si	16(20)	19(25)	22(25)
Thin-Film Si	12(15)	14(18)	18(20)
CIS Type	13(19)	18(25)	22(25)
Super-High η	28(40)	35(45)	40(50)
Dye-sensitized	6(10)	10(15)	15(18)

In transferring to a new PV system with lower load to the grid, it is essential to establish autonomy-enhanced PV system technologies with electricity storage functions and develop energy control technologies such as active grid control technology using multi-functional inverters. With these R&D, it is also necessary to establish new types of energy sys-

tems such as a community-scale energy system combining different types of new and renewable energy systems or a large-scale energy system with hydrogen generation. In addition, from the viewpoint of international contribution for the global environment, it is also important to develop Solar Home Systems (SHS), Very Large Scale PV (VLS-PV) system for greening the deserts [7].

For mass deployment and extensive use of PV power generation, it is necessary to develop a wider variety of PV modules with diverse functions applicable to various locations, patterns of use and purposes (light-weight, flexible, bifacial, inverter-integrated, etc.). R&D such as integration of PV modules with building materials and components and development of value-added PV modules with functions such as sound and heat insulation and anti-reflection are also required to raise the value of PV system.

Fig. 7 Technological Issues to be solved toward 2030

In addition to items listed above, peripheral industrial technologies for mass production such as technologies for stable supply of high-purity silicon feedstock and fundamental technologies such as evaluation technologies for PV system performance, estimation technology of power generation output and recycling and reuse technology of PV system, etc. should be developed. R&D for enhancing the added values for PV system is also required to raise user incentives. Overview of technological issues to be solved toward 2030 is summarized in Fig.7.

Review of PV2030 Roadmap

First review of PV2030 Roadmap will be conducted in FY 2009. Looking at latest trends of PV technologies and R&D both in Japan and overseas, the PV2030 Roadmap will be reviewed regularly, approximately every 5 years. It is important to reflect the results of the review in the future R&D.

NEW PROJECTS FOR NEXT GENERATION

NEDO has recently undertaken 2-year projects for preliminary research to develop next-generation technologies based on the results of "Seed Search" technologies from the Innovative Technology program as well as basic research, which have already been progressed in universities and industries [10]. The projects cover five different categories: thin-film silicon solar cells, crystalline silicon solar cells, compound types of solar cells, dye-sensitized solar cells, and PV power generation system technology. The aims of this preliminary research are to make clear R&D direction and a process for achieving the targets by 2020 shown in Table 2. The outline of the research in each category is as follows.

Thin-film silicon solar cells: A novel materials with both wide- and narrow- bandgaps and multi-junction solar cells using these novel materials will be developed aiming for greater than 14% module conversion efficiency. Additionally, technologies for ultra-large-area plasma-CVD and microwave-plasma will be developed for low cost manufacturing.

Crystalline silicon solar cells: The main objectives of this preliminary research are to reduce the consumption of silicon feedstock in addition to obtaining efficiency greater than 19% and reducing production costs. Technologies for high quality silicon ingot production by controlling crystal-growth, slicing ingots to obtain ultra-thin wafers, and surface passivation of multi-crystalline silicon wafers will be investigated.

CIS solar cells: Research is focusing on high efficiency, therefore novel wide-bandgap materials and multi-junction solar cells using these materials will be investigated to obtain high efficiency.

Dye-sensitized solar cells: Basic R&D is being carried out for the improvement of cell efficiency. Because of simple structure and manufacturing process of dye-sensitized solar cells, a drastic reduction of module manufacturing costs can be expected for this type of solar cell. However, further improvement of cell performance will be necessary if these will be utilized in PV power generation systems. For this reason, research is focusing on an improvement in cell performance to conversion efficiency of 15% (presently 10.5%) through the development of new dyes and advanced cell structure, as well as development of production technology for large area modules with integrated circuits with various substrates.

IMAGES OF MODULE FABRICATION LINE [11]

Various approaches are expected to make future core technologies realistic such as ultra thin Si wafer around 50 m as directed by PV2030. However, it is also important as a key technology to develop a handling process adaptable for such thin wafer at a high speed. Some examples of future images are daringly illustrated as shown in Fig. 8 in order to call for broader discussions.

Entirely from wafer formation through cell fabrication to module assembly, a kind of film carrier technology may be utilized as a key option to convey ultra thin wafers around 20 cm□ by 50 m in thickness, which may be made by slicing or peel-off process. A single film can transport by sticking wafers on, or double sheets of film may interleave wafers. Film carrier enables to prevent thin wafers from cracking.

From viewpoint of processing speed, PN junction formation and ant-reflection coat processes may become constraint. There exist a number of technologies such as spin coater, ion implantation, screen print, sintering furnace tunnel, burn-through, etc.. Ion implantation itself may attain higher speed, but it consumes tact time practically annealing and loading/unloading to and from vacuum chamber. Fur-

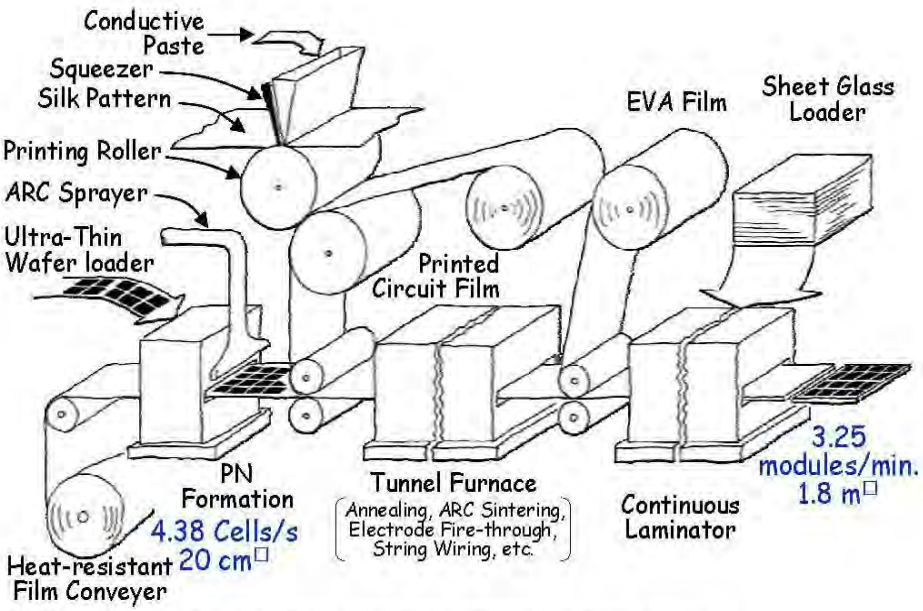


Fig. 8 An Image of 1 GW /Y PV Module Production Line

thermore, film carrier should withstand against thermal processes as shown above. In some processes, metal film or very thin metal mesh is suggested as a carrier. Ultra-thin PV cell warped by thermal stress may require additional annealing time.

NECESSITY OF AUTONOMY-ENHANCED PV CLUSTERS [12]

As shown in Case 2 of Fig. 4, corresponding to the base case for the PV2030, around 40% out of 100 GW PV installation is assumed to be brought from single-family roof-top residential PVs. Therefore, this means almost 100 % PV penetration may be necessary in the majority of urban communities. It is supposed that these kinds of state may produce technical problems to formulate community network as described in Table 3.

Table 3 Possible grid concerns arising from highly-aggregated PV systems and distributed generators

Items	Description	Remarks
Voltage Problem	Unexpected voltage distribution caused by reversal power flow from PVs	the more notable for the larger clusters.
Harmonic Distortion	Multiple Effect of Harmonic Distortion from power conditioners	
EMI	Multiple Effect of EMI from power conditioners	
Grid Protection	·Short circuit capacity increase fed by DGs ·Short circuit fault detection failure by DG's UV relay ·Islanding chance increased by multiple interaction ·Ground fault clearance difficulty by islanding chance increase	negligible for PVs.

In addition, the author believes that the higher degree of the autonomy of the community network, which means less-dependent PV clusters, will give the higher bargaining power to a utility operating the network against external utility company.

Figure 9 illustrates a basic image of "Autonomy-Enhanced PV Clusters by utilizing power electronic devices and battery storage stations. The former power electronic facilities will bring network control functions to improve grid parameters along the community internal grids by utilizing shunt/serial active components, meshed network, loop power controller (LPC) and so on. The existence of storage devices mainly gives higher degree of autonomy by the following control functions:

- Reversal power flow suppression,
- Demand/supply gap compensation with forecasting functions,
- Suppression of fluctuating power flow from PVs and loads exceeding the governor speed level of outer grids.

By formulating a kind of R&D consortium as show in Fig, 10, the authors proposed a new project to NEDO in summer, 2004. This is originally planned as a preliminary stage, with the time frame of 1.5 years, for going to the next stage of more extended R&D as shown in Figure 5.
The main objective of this feasibility study stage is planned for one and a half year time frame: i.e.,

- Illustrate possible scenarios and technological options toward 2030,
- Study new concepts of total network,
- Develop technological seeds newly required.

To realize this new technological challenge, a research group headed by the author has been formed under the supervision of the Photovoltaic Power Generation Technology Research Association – PVTEC, consisting of researchers from universities, national laboratory and indus-

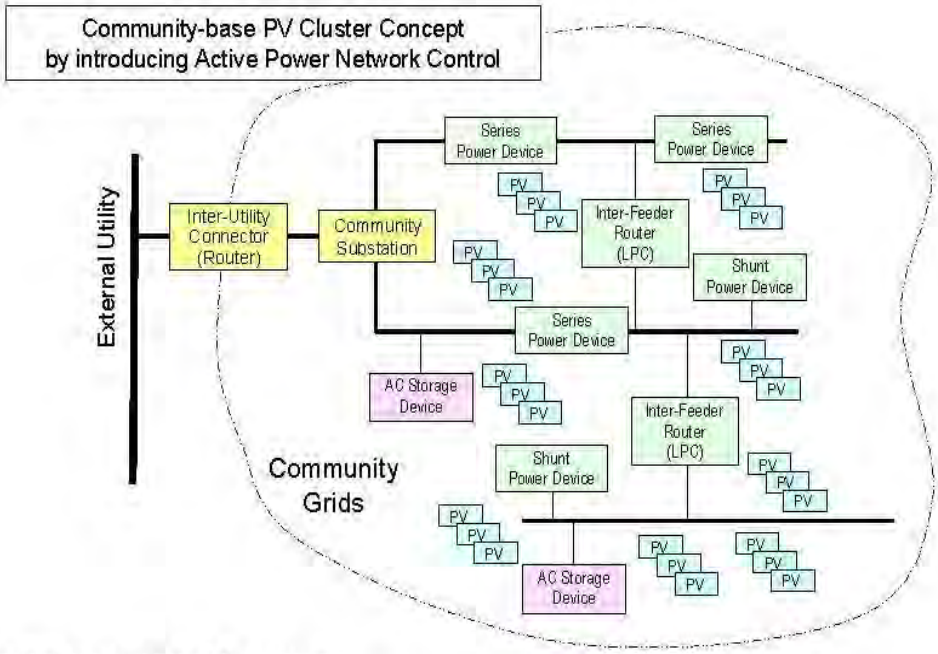


Fig. 9 A basic network image of "Autonomy-Enhanced PV Clusters" by utilising power electronic devices and battery storage stations

tries: i.e., TUAT, Waseda Univ., Univ. of Fukui, AIST, GS Yuasa Corp., Nippon Oil Corp. and other institutional cooperation. The authors have already started basic investigations: i.e., conceptual definition of "autonomy-enhanced PV clusters"; extraction of possible technical options, selected case studies for network formations by simulation; key component developments such as SiC devices/conditioners, EDLCs (electric double layer capacitors), battery storage station, power electronic ICs.

The present study has been initiated in October 2004 as the Phase I after the Japanese PV2030 roadmap was published and will be continued until March 2006. The authors are intending that the Phase II of this project will be also proposed to NEDO to be started in FY2006 hopefully for the next 4 year R&D term as shown in Fig. 11.

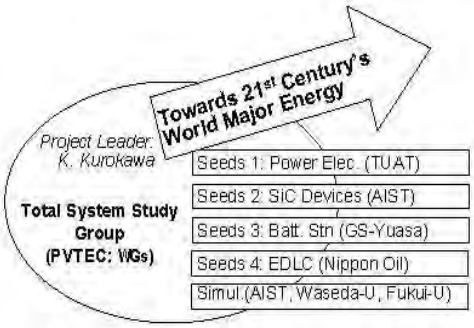


Fig. 10 Study group for AE-PVC feasibility

June 2004	Oct 2004 March 2006	FY2006 2009	toward 2030
PV2030 discuss.	AE-PVC Concepts	Active Networks &	100% PV Community

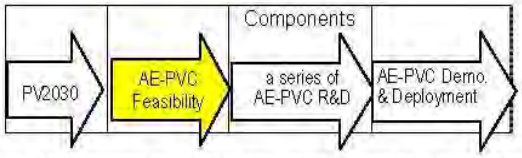


Fig. 11 Present project status and possible future plan

Table 4 Basic Definition of Autonomy-Enhanced PV Clusters

Items	Descriptions
Basic Recognition	Residential application is still one of major sectors according to PV2030.
Highly aggregated	Highly aggregated residential community where the annual energy production is at the same range of or more than total, regional energy demand.
Power direction	Downward and upward power flow along the community network.
Less-dependent	A self-controlled unit from the view point of external grids; no reversal power flow outward; no disturbance by internal faults; autonomous power/energy management as far as possible including planned purchase from external utility or IP.
Optimization	Total optimization on blank sheet in prospect of future technology advances free from present regulations.

DEFINITION OF AUTONOMY-ENHANCED PV CLUSTERS [12]

To achieve highly aggregated residential PV community expected by PV2030, AE-PVC is to be defined as described in Tables 4 and 5. Such PV aggregation can supply sufficient annual energy at the same range of or more than total,

regional energy demand. A large number of PV systems are distributed and melted into community grids among scattered residential loads.

There are various strategies to accommodate a large number of (residential) PV systems into urban power networks: e.g.,

Table 5 Detailed technological mission/definition for Autonomy-Enhanced PV Cluster concept

Studied Cases	· Major cases to meet "PV2030" roadmap scenario. · Residential community-based PV integration. · Technology optimised for 100% PV penetration or more.
Object Loads	· All the residential loads aggregated in a community network.
Reversal Power Flow Occurrence	· Designed for no reversal power flow outward to external utility grids · Community grid connected with inter-grid router in principle. · Battery storage stations provided for internal power and energy management.
Islanding Prevention	· Inter-grid router isolates community grids during external utility grid outage. · Continuing service without internal interruption. · No interference flown outwards during internal faults.
Battery Storage	· Reversal power flow suppression. · Gap compensation between demand & supply. · Forecasting functions of solar input & demands. · Suppression of power flow fluctuation homeward faster than governor control among outer grids.
Active Network Control	· Power electronics such as shunt/serial active components, meshed network, loop power controller (LPC). · Storage devices. · Low voltage grid formation as a unit bunch.
Interactions to and from external utility grids	· On occasion of external utility interruption, community network can continue its service after immediate isolation by an inter-utility router. · Community grids provide means for establishing its own voltage and frequency.

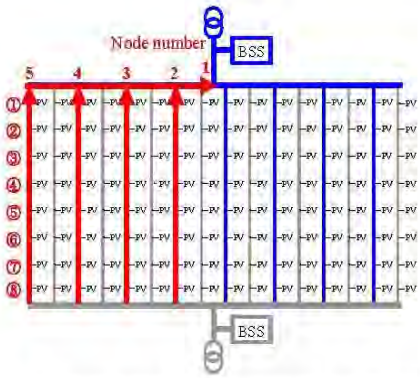
- Consider an appropriate number of PV systems individually connected to utility grids with reversal power flow following an allowable distribution voltage window,
  Divide power flow directions as one from a utility substation to individual residential loads and another from distributed PV systems to the substation respectively,
- Separate a community network entirely from the existing utility grids by providing a certain power electronics and storages for compensating voltage distribution and other grid parameters.

At least in Japan, most of presently existing projects in network issues with distributed generators are considering the first 2 categories. The authors are now dealing with the third category on a long-term basis seeking for future technical capability apart from present regulatory restrictions.

AN EXAMPLE OF EARLY RESULTS

As shown in Fig. 9, 5 research groups have started their sub-items respectively and been obtaining initial results. times every month averagely to integrate these results for formulating total concepts. By using these initial results "First Workshop of the Feasibility Study Project on Autonomy-Enhanced PV Clusters was held in Tokyo, May 2005. [13]

Figure 12 shows a typical example among these initial results. In this case study, maximum possible size of low-voltage distribution has been studied. Japanese standard low voltage is specified 100 volt with the voltage window of 101 6 V. It is assumed that 5 kW PV systems is installed for each houses, which has its internal load of 3 kW. A number of PV houses are distributed along 200 V, 3 wire distribution lines as illustrated in the figure. [14]



Fig, 12 Simulation for low-voltage distribution - most reliable Case [14]

By applying average hourly irradiation data and residential load profile, the direction and amount of power flows are calculated according to different line allocation patterns. The case indicated above is corresponding to most reliable cases, i.e., voltage distribution kept inside the voltage window at any time of irradiation and load profiles under normal operation conditions, distributed line switch utilized for minimizing power interruption under line fault condition at a certain point along any lines. Line resistances are assumed as indicated in the figure. Allowable number of PV houses is calculated 63 houses with one low-voltage line.

Maximum line losses for this case are estimated as 4.1 kW corresponding to 1.3 % of total line capacity. The number of interrupted house is suppressed to 5 houses with total loss-of-load of 15 kW.

This low-voltage distribution line is utilized as a unit cluster to integrate a residential community network as illustrated in Fig. 13. This is a typical example of our present conceptual studies.

In this figure, a main battery station is provided at the point of utility interconnecting utility, which may be an actively controlled power electronic router. A number of distributed, smaller battery sub-stations may be necessary for improving utilisation factor of distribution line. Small battery or capacitor for each PV power conditioner might also be useful to raise the value of PV system by suppressing flicker arising from residential loads.

Before we consider the future capability of photovoltaic technology, it is important to know about long-term needs in world energy tendencies and then the basic position of photovoltaic technology becomes very clear.

The author reviewed and discussed future direction in solar photovoltaic system engineering from a little broader and longer point of view. Firstly, one of the intrinsic value of renewables has been discussed specially in terms of sustainability.

Secondly, some projections are provided concerning future PV capability from world energy demand side. A stable, sustainable scenario has been proposed in this discussion. Necessary key technologies toward 2100 are also suggested in this chapter. Thirdly, an overview of the Japanese PV2030 roadmap is described including preliminary R&D projects for PV2030.

The author and his colleagues have already initiated their research works for a new type of system technology for the mass deployment of PV systems is being studied toward PV2030. Early results of them have already been obtained including conceptual definitions of autonomy-enhanced, community–base clustered PV systems and network simulation for some cases.

This work is being supported by NEDO under the Ministry of Economy, Trade and Industry.

References

[1] J. van der Veer, Royal Dutch/Shell Group and Dawson: Shell international renewables, press release from Shell International Petroleum Co., London, Oct. 6, 1997.

[2] 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/.

[3] Energy to 2050 - Scenario for a Sustainable Future, OECD/IEA, 2003.

[4] JPEA's PV Industry Vision, 19th PV System Symposium, Iino Hall, Tokyo, June, 2002.

[5] Greenpeace, European Photovoltaic Industry Association: Solar Generation - Solar Electricity for over 1 Billion People and 2 Million Jobs by 2020.

[6] G8 Renewable Energy Task Force Chairmen's Report - Annexes, July, 2001.

[7] K. Kurokawa, ed.: Energy from the Deserts, James & James, May 2003.

[8] K. Kurokawa & F. Aratani: perceived technical issues accompanying large PV development and Japanese "PV2030", EU-PVSEC, Paris, June 2004, 6DP2.5.

[9] K. Kurokawa: Photovoltaic technology direction - Japanese "PV2030", 31st IEEE-PVSC, Orlando, 3-7 Jan. 2005, Keynote Session 2.

[10] F. Aratani: Personal communication.

[11] K. Kurokawa: Mass Production Scale of PV Modules and Components in 2030s and beyond, PVSEC-15, Shanghai, 10-13 Oct. 2005, PV0926-05i

[12] K. Kurokawa, et al: Conceptual study on autonomy-enhanced PV clusters for urban community to meet the Japanese PV2030 requirements, EU-PVSEC-20, Barcelona, 6-10 June 2005, 6DP2.3.

[13] K. Kurokawa, Key note, 1st Workshop of the Feasibility Study Project on Autonomy-Enhanced PV Clusters, Takanawa Prince Hotel, Tokyo, 25 May 2005. (in Japanese)

[14] S. Wakao: Preliminary case studies for autonomy-enhanced PV clusters, 1st Workshop of the Feasibility Study Project on Autonomy-Enhanced PV Clusters, Takanawa Prince Hotel, Tokyo, 25 May 2005. (in Japanese)

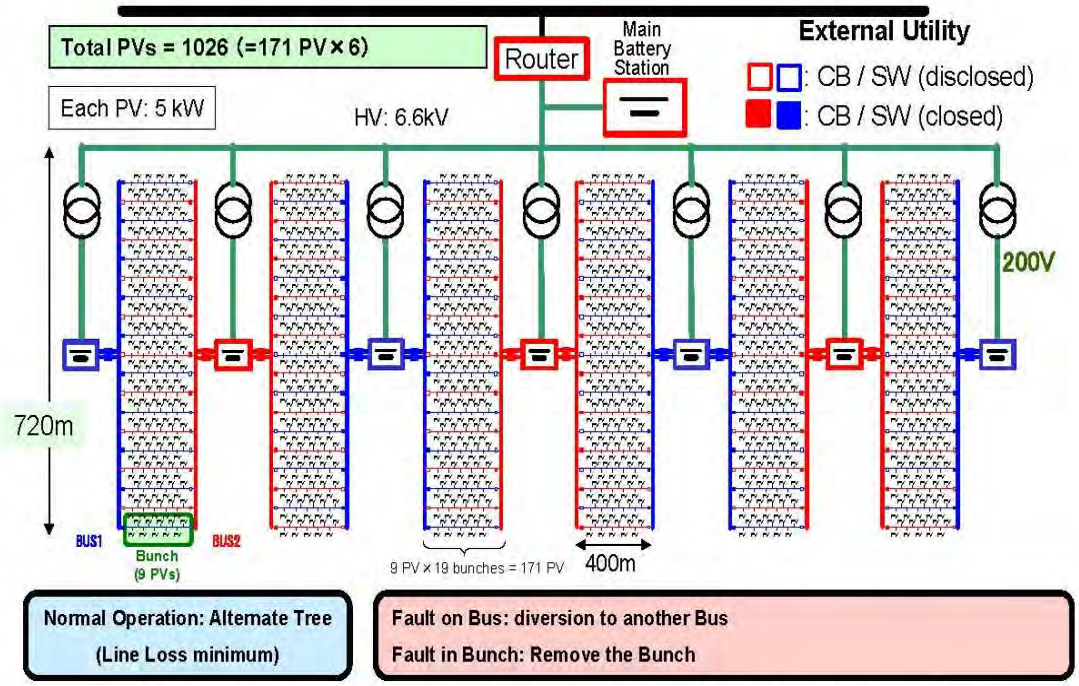


Fig. 13 One of typical example of alternate-Tree concept for AE-PVC community grids [13]

Makuhari Messe, Japan
9 -13 October 2006

再生可能エネルギー2006 国際会議

を成功させよう！！

日本から国際社会へ向けて情報発信する

太陽エネルギーを主たる起源とする再生可能エネルギーはわれわれ人類にとって無尽蔵，無公害かつ地球のエネルギーバランスを崩さない究極のエネルギー源で，世界の原油消費量と CO_2 発生量を削減できる，21 世紀後半の地球エネルギーの中核をなすものである。2005 年 2 月 16 に発効した京都議定書で，わが国はもう目前に迫った 2008 年から 2012 年までの約束期間における温室効果ガスの排出量削減目標が締約国の中ではもっとも危ぶまれている。さらにその後の 2020 年への対応が課題としてクローズアップされてくれば，再生可能エネルギーが間に合わないとは言っておられない状況が生まれてくる可能性が大きい。地球温暖化問題と 21 世紀のエネルギー消費と密接に関連しており，再生可能エネルギーは地球環境問題解決の究極の切り札である。いまから，再生可能エネルギー技術の開発を加速化していくよう，社会に認知してもらうための旗揚げが急がれる。

21 世紀は再生可能エネルギーの世紀

これらからの世界のエネルギー供給は 2020 年頃から再生可能エネルギー中心の構造への移行が始まり，2100 年には世界の一次エネルギー供給の過半が再生可能エネルギーによってまかなわれるシナリオが真実みを帯びつつある。この共通認識の下に，再生可能エネルギー技術の進歩に対する先進工業国の持てる知識を集合するような機会の実現が強く望まれている。このような時に，日本から国際社会へ向けて情報発信する機会を持つことは，京都議定書議長国であり，また，多くの再生可能エネルギー分野で世界第一級のレベルにある日本にとって，これから飛躍していくための有意義なスタート台である。

わが国の関連機関の総力を結集した再生可能エネルギー国際会議と新エネルギー世界展示会

このような状況に鑑み，国内の再生可能エネルギーに携わるすべての研究者・専門家・事業者の支持による事業主体（再生可能エネルギー2006 国際会議組織委員会）を組織し，再生可能エネルギー2006 国際会議（RE2006 国際会議）を関連の 8 共催機関・団体とともに開催しようとしているところである。また，このような活動に対しすでに，関連 32 団体に協賛いただき，経済産業省，環境省，国土交通省，文部科学省，農林水産省，千葉県の後援をいただくお願いをしている。

会場は国際会議・併設展示会ともに幕張メッセを予定している。会議期間は，再生可能エネルギー2006 国際会議については，2006 年 10 月 10 日（火）～13 日（金），新エネルギー世界展示会については，2006 年 10 月 11 日（水）～13 日（金）としている。国際会議の参加者は 1200 人，展示会には 40 カ国から 250 社程度の参加と数万人規模の来場を期待している。

１０大分野をカバーする

会議のメインテーマは，①再生可能エネルギー政策課題，②太陽光発電，③太陽熱利用，④ローエナジー建築，⑤風力，⑥バイオマス，⑦水素・燃料電池，⑧海洋エネルギー，⑨地熱，⑩新電力システム他，の 10 分野である。

21 世紀人類の共通の課題となる再生可能エネルギー技術について，その技術解決にかかわる各国の産官学における専門家・研究者が一同に集まり，21 世紀中葉を見つめた技術の方向性を明らかにしていく世界第一級の国際会議を実現していきたい。

RENEWABLE ENERGY 2006
幕張メッセ
21世紀の世界へ向けて,
わが国最先端の新エネルギー技術を結集する
再生可能エネルギー2006
http://www.re2006.org/
再生可能エネルギー2006 国際会議
NEDO・NEF・AIST特別セッション, ジャパン・デー含む
2006年10月10日(火)－13日(金)
RE2006.sec@re2006.org
会場受付け開始:10月9日(月):テクニカルツアー:10月14日(土)
新エネルギー世界展示会(併設展示)
2006年10月11日(水)－13日(金)
RE2006.exhibit@re2006.org
事業主体:
再生可能エネルギー2006 国際会議組織委員会
共催:
リニューアブルエネルギー有効利用・普及促進機構(JOPRE)
国際太陽エネルギー学会(ISES)
日本太陽エネルギー学会(JSES)
日本風力エネルギー協会(JWEA)
独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)
独立行政法人産業技術総合研究所(AIST)
財団法人新エネルギー財団(NEF)
太陽光発電技術研究組合(PVTEC)
後援:経済産業省など5省庁・千葉県
協賛:太陽光発電協会など関連32団体
さあ黒川研も大協力です!
●21世紀世界のエネルギーと環境そして人類を支える再生可能エネルギー技術
●日本の技術を起点として世界に発信する学術会議と大規模展示
●10大分野をすべて包含した充実のテーマ
① 再生可能エネルギー政策課題
② 太陽光発電
③ 太陽熱利用
④ ローエナジー建築
⑤ 風力
⑥ バイオマス
⑦ 水素・燃料電池
⑧ 海洋エネルギー
⑨ 地熱
⑩ 新電力システム他

~ memo ~

~ memo ~

~ memo ~