

The 10th Anniversary TUAT PVST
PHOTOVOLTAIC STUDENT THINK-IN

TUAT

第10回記念

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

2008年3月22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://www.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

第10回記念 太陽光発電システム研究発表会 プログラム

2008年3月22日(土) 13時～17時30分
東京農工大学 小金井キャンパス 新1号館1階 講堂

■第一セッション：研究発表

- | | | |
|---|-----------|-------------|
| (1) 挨拶 | (黒川浩助) | 13:00～13:10 |
| (2) 太陽光発電が多数台導入された配電システム 電圧分布安定化に関する研究 | (工博 李) | 13:10～13:40 |
| (3) 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 | (M2 浜野) | 13:40～14:10 |
| (4) 「集中連系型太陽光発電システム実証研究」 成果概要 | (特任助教 植田) | 14:10～14:40 |

■第二セッション：ポスター発表(題目は下記参照)

14:40～15:45

■第三セッション：講演

16:00～17:30

- | | |
|--------------------------------|-----------|
| (1) 祝辞 | (学長 小畑秀文) |
| (2) 「再生可能エネルギーとしての太陽光発電－希望と責務」 | (黒川浩助) |

■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 (D3 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 (D3 五十嵐)
- ・ 新型太陽電池の特性検証研究 (D3 筒井)
- ・ 太陽光発電変動特性評価法の研究 (D3 川崎)
- ・ 蓄電池あり系統連系システムに関する研究 (D2 嶋田)
- ・ 太陽電池の性能評価に関する研究 (D2 津野)
- ・ 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 (M2 渡辺)
- ・ 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 (M2 宮本)
- ・ 空中写真を用いた都市地域の太陽光発電システムポテンシャルの推定 (M1 鈴木)
- ・ 縮小系統模擬分散電源の開発 (M1 東方田)
- ・ 太陽光発電の付加価値に関する研究 (M1 山下)
- ・ 配電システムの電圧制御に関する研究 (M1 山口)
- ・ デュアルセンサ型日射計の開発 (B4 石崎)
- ・ 高性能太陽電池による大規模太陽光発電のLCA (B4 小宮山)
- ・ 太陽電池モジュールの温度測定方法 (B4 高橋)
- ・ 方位分散都市地域発電特性 (B4 西村)
- ・ 日射障害の形状効果解析 (B4 山中)
- ・ 大規模太陽光発電システムに関する研究 (砂漠 WG 伊藤)

目次

第一編：講演

再生可能エネルギーとしての太陽光発電
— 希望と責務 —

ページ

I～

第二編：予稿集

| | |
|-----------------------------------|--------|
| ・ 太陽光発電が多数導入された配電系統電圧分布安定化に関する研究 | i |
| ・ 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 | iii |
| ・ 「集中型太陽光発電システム実証研究」成果概要 | v |
| ・ 太陽光発電の面的発電量推定技術に関する研究 | vii |
| ・ 太陽光発電システムの単独運転試験方法に関する研究 | viii |
| ・ 新型太陽電池の特性検証研究 | x |
| ・ 太陽光発電変動特性評価法の研究 | xii |
| ・ 蓄電池あり系統連系システムに関する研究 | xiv |
| ・ 太陽電池の性能評価に関する研究 | xv |
| ・ 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 | xvii |
| ・ 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 | xix |
| ・ 空中写真を用いた都市地域の太陽光発電システムポテンシャルの推定 | xxi |
| ・ 縮小系統模擬分散電源の開発 | xxiii |
| ・ 太陽光発電の付加価値に関する研究 | xxv |
| ・ 配電系統の電圧制御に関する研究 | xxvii |
| ・ デュアルセンサ型日射計の開発 | xxix |
| ・ 高性能太陽電池による大規模太陽光発電のLCA | xxx |
| ・ 太陽電池モジュールの温度測定方法 | xxxi |
| ・ 方位分散都市地域発電特性 | xxxii |
| ・ 日射障害の形状効果解析 | xxxiii |
| ・ 大規模太陽光発電システムに関する研究 | xxxiv |

第三編：論文集

| | |
|---------|-----|
| ・ 論文リスト | 1 |
| ・ 原著論文 | 19 |
| ・ 国際学会 | 65 |
| ・ 国内学会 | 157 |

講演

再生可能エネルギーとしての太陽光発電
— 希望と責務 —

再生可能エネルギーとしての太陽光発電

－ 希望と責務 －

東京農工大学大学院
黒川 浩助

1. はじめに

太陽光発電は量的に莫大でかつ無公害なエネルギーとして期待され、わが国のエネルギー戦略でも太陽光発電を将来の最も重要なエネルギー源の 1 つに位置づけられている。これに対して現状の太陽光発電は、まだ経済性と発電量変動への対応に課題があり技術開発が継続されているが、太陽光エネルギーを 10～15%の効率で電力に変換でき、エネルギー回収期間 (EPT) と CO₂回収期間 (CO₂ PT) はともに 2 年以下の水準で、無公害エネルギー源としての地歩を固めつつある。

一方、最近、地球温暖化の兆候である各種の気候変化が頻繁に報告されるようになり、地球環境の保全にむけた活動としてゴア氏の「不都合な真実」や IPCC の 2007 年報告が評価されてノーベル平和賞の対象となったことは耳目に新しい。

また、エネルギー資源の視点からは、最近の原油価格は 1 バレル 100 ドルを超える状況も出現している。このような状況下で我が国は 2008 年～2012 年を約束期間とする京都議定書での国際的な CO₂削減責務の達成が厳しい状況にあるが、2008 年 7 月の G8 洞爺湖サミットへ向けて、地球温暖化に対する途上国などへの国際貢献も要請されているところとなっている。

これらに関連して政府は 2007 年 5 月の「地球温暖化対策に関する内閣総理大臣演説」において、2050 年までに温暖化効果ガス CO₂ の排出量を半減する『Cool Earth 50 ()』計画を発表し、このための 20 項目の重要技術の 1 つとして太陽光発電が取り上げらようとしている。

太陽光発電の利用拡大に関して、NEDO 技術開発機構では 2004 年に技術開発ロードマップ「PV2030」を策定し、2030 年までの期間を太陽光発電が地球環境問題や資源問題に対応した主要なエネルギー源の一つになるための“認知と信頼獲得の期間”と位置づけ、これに向けて変換効率 25%レベルの高性能化と汎用電力並の発電コスト (7 円/kWh) に向けた技術開発を進めている。これらの技術開発で可能となる国内の太陽光発電導入量は、ベースケースとして約 100GW、加速的ケースでは 200GW レベルと想定されるが、上記の CO₂ の排出量を半減するためにはさらにこの数倍の利用が必要とされる。

このような状況から、今回の『Cool Earth 50』計画では、これらの技術開発と並行して新たに「革新的太陽光発電技術の開発」を発足させ、2050 年までに現状効率の約 2 倍、40%以上の変換効率と火力発電並みの安価な発電コスト (7 円/kWh 以下) を実現し、温暖化効果ガス CO₂ 発生量の半減に大きく貢献するよう求められており、2008 年度より具体的な技術開発への取り組みが要請されている。「太陽光発電のニーズ・価値」に対するより本質的な認識が社会に広まってきたと捉えてもよいのではないか。大きなうねりの到来を期待したい。

2. 石油時代の終焉か？

2008 年 1 月 3 日にはバレル 100 ドルを一瞬超えたに過ぎなかったニューヨーク商品市場の原油

が、2月中旬以降史上最高値を再三更新し、3月3日には1バレル=103.95ドルとなった。原油価格は2007年に57%上昇。原油在庫が大幅に減少し、金やプラチナ・希少金属などの天然資源も高騰している。欧州委員会報道官は、「原油価格は相当上昇してきた。もしこの高値が続くならば、経済に影響するだろう」と述べた。ブッシュ米大統領も、原油がバレル当たり100ドルをつけたことについて、懸念を表明した。

図1は、第一次石油危機以来の原油価格の推移を示している。日本は、第一次石油危機の時に国民生活は大きく影響を受け、パニック状態に陥った。その後、石油備蓄や経済構造の強化が実り、第二次石油危機や第一次湾岸戦争の際の原油価格高騰の際には、欧米に比べて、国内はほぼ安定した状態を保つことができた。しかし、今回の超高騰ではさすが大きな影響が現れ始めた。

また、他の天然ガスなどのエネルギー資源も資源獲得競争の波にさらされ始めている。安定だと言われてきたウラン資源でさえ、価格上昇が起こっており、石油に劣らず寡占化された資源状況にあることが分かる。

これらの偏在したエネルギー資源は、現在の地球上に住む人類の社会活動規模と比べて、きわめて有限であり、持続生という点できわめて不安定な状態に突入していると考えざるをえない。

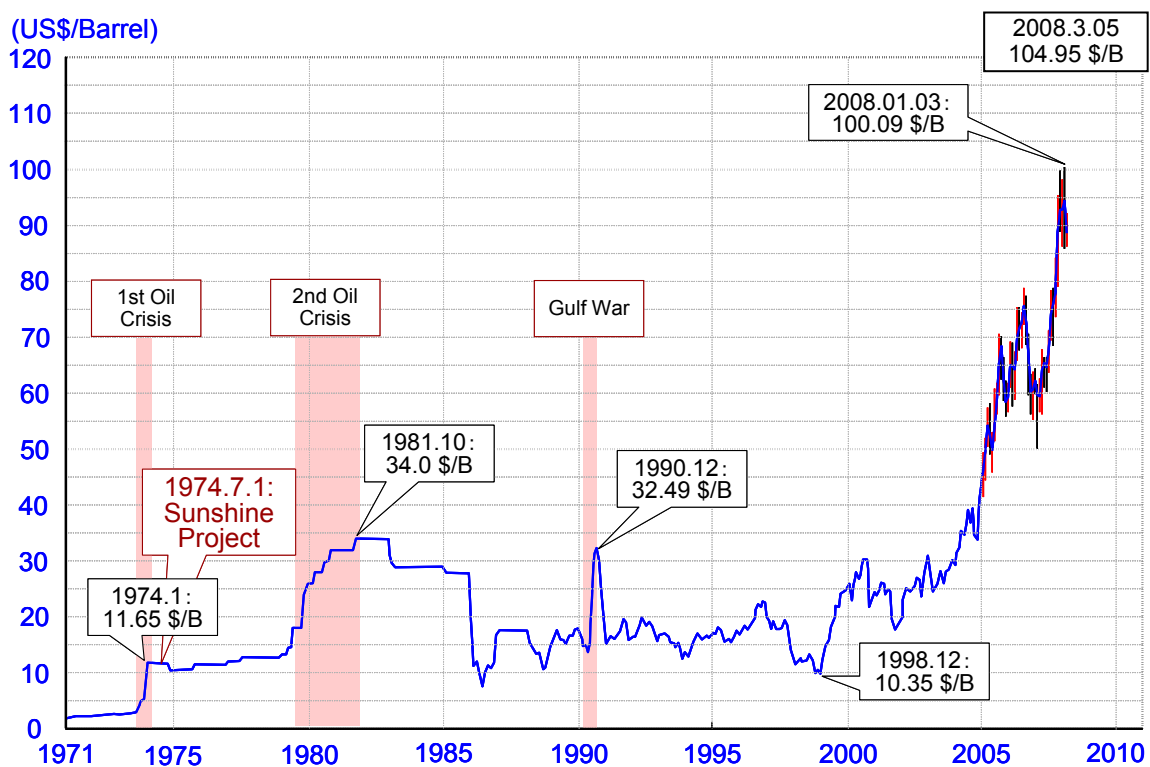


図1 サンシャイン計画発足以来の原油価格 (US\$/バレル)

出典：新・国家エネルギー戦略 (2004 年末まで) および
ニューヨーク原油チャート, Fuji Futures, Co., Ltd (2005 年以降)

一方、太陽電池の原料である金属ケイ素 (シリコン) の原料は、ケイ石 (SiO_2) で、地球表層部に存在する元素で一番多いと言われている酸素と2番目に多いと言われているシリコンの化合

物である。大陸地殻部を構成する元素の 58%がケイ素で、海洋地殻部では 42%である（鉄ではそれぞれ 5%、6%）。その資源量・埋蔵量は非常に多い。

鉄鉱石に比べれば桁違いにシリコン資源は豊富であるけれども、ちょうど製鉄高炉や圧延工場が非常に足りない状態に相当するのが、今日言われているシリコン資源供給制約問題の本質である。むしろ産業投資行動として戦略的に手を打つべき産業構造調整問題であるといえる。

3. CO₂抑制問題と真の地球環境問題

地球環境の大きさと人類社会活動持続性は別次元の問題ではない。

ローマクラブ「成長の限界」（1972 年）以来、地球環境問題が言われて久しい。とくに最近では地球温暖化抑制・イコール・二酸化炭素排出削減とのみクローズアップされてしまっているが、これは誤解の多い議論である。人類生活が今後数 100 年あるいは 1000 年生存できるかという視点に立って考えてみれば、通常の思考とは逆順に、次のような各レベルの命題から諸問題を考察しなければならないと思う。

- (1) 基底命題：地球環境の大きさととの対比において、人類活動の規模がどこまで受容されるか。
- (2) 生存命題：太陽エネルギーによりドライブされた自然生態系のみ依存した人類の生存
- (3) 資源命題：限られた資源を消費しない生活の実現
- (4) 温暖化命題 I：太陽から到達し、また宇宙へ放射される総エネルギーと対比した人工的熱排出レベルの制約（本質的地球温暖化の誘発）
- (5) 温暖化命題 II：温暖化ガス排出による地球温暖化の加速
- (6) 地域間命題：配分や負担の均等化（地域間・階層間平等性の確保）

このように並べてみると、現在世の中の関心事はもっぱら（5）項の CO₂ 削減のみ注視し、上位の制約条件、あるいは下位の（6）項までさえも、軽視あるいは無視してはいないか、このような判断基準を幾分なりとも尊重するように筆者は訴えたい。とくに（2）および（3）項についてふれてみたい。

3.1 エコロジカル・フットプリントという考え方

再生可能エネルギーの本質は、日光や雨や風や植物体のような自然に得られるエネルギー源で、そのほとんどは太陽から到達する太陽エネルギーによってドライブされるプロセスによって生起しているもので、太陽が存在すれば持続できるものを指している。

太陽エネルギーはもともと面積型のエネルギー源で、それを収穫するためには、ある面積を必要としている。農業が畑において太陽エネルギーを源として作物を育てている事と同じである。もし地上人類が永久に生存し続けようとするには、地球に降り注ぐ太陽エネルギーに依存していかなければならない。石油・石炭・天然ガスのような化石資源あるいは核資源を一方向に消費するのみでは、持続性は保証されない。（リユース・リサイクルはこれらの資源の正味の消費速度を鈍化することはできるが、もし再生可能エネルギーで再生サイクルをドライブするのであれば持続させる道はあるといってよい。）

すべて再生可能エネルギーに人類生活を託すということは、食料、資源、エネルギーの獲得を農業型に変えていかねばならない。それだけではない、人類生活・活動のあとに残される、排泄

物、廃棄物、排熱についてもすべて生態系の力を借りて実現する必要がある。オーソドックスな考え方に従って自然生態系にゆだねると言うことは、太陽エネルギーによってドライブされる生態系の面積を、生産・修復のために確保しなければならないことを意味する。

地球表面の自然生態系の活動能力に応じて重み付けされた面積をバイオキャパシティ (BC) と定義し、それに対し人類活動に必要な面積をエコロジカル・フットプリント (EF) と定義する⁽¹⁾。フットプリントとは人間が生態系を踏みつけた足跡という意味である。その単位はグローバル・ヘクタール (gha) で表される。石油などの非・再生可能エネルギーが使用されている場合には、排出した CO₂ の森林等による吸収に必要な環境修復面積でカウントしている。

この考え方のイメージを図 2^{(2),(3)}に示した。

もし、全人類の残した足跡が自然生態系の全面積を越えたら、これは人類の非生存に帰結する。すなわち、生存条件： $BC > EF$ であり、非生存条件： $BC < EF$ となる。

筆者は、持続や生存の真理はこれに尽きると考えている。太古の昔ならばいざ知らず、真剣に論じ合っていかなければならない時代に到達している。もちろん、持続的発展と称して、地球温暖化を避けながら、化石燃料などに依存していく現実的オプションも経過措置としては当面あるのかもしれないが、そうすればそうするほど、そう遠くない将来にわれわれの子孫がきつい加速的対策を迫られることを意味する。真の持続性・生存を追求する方向へ向かって大きな山が動くのは意外に近いかもしれないと楽観したい。

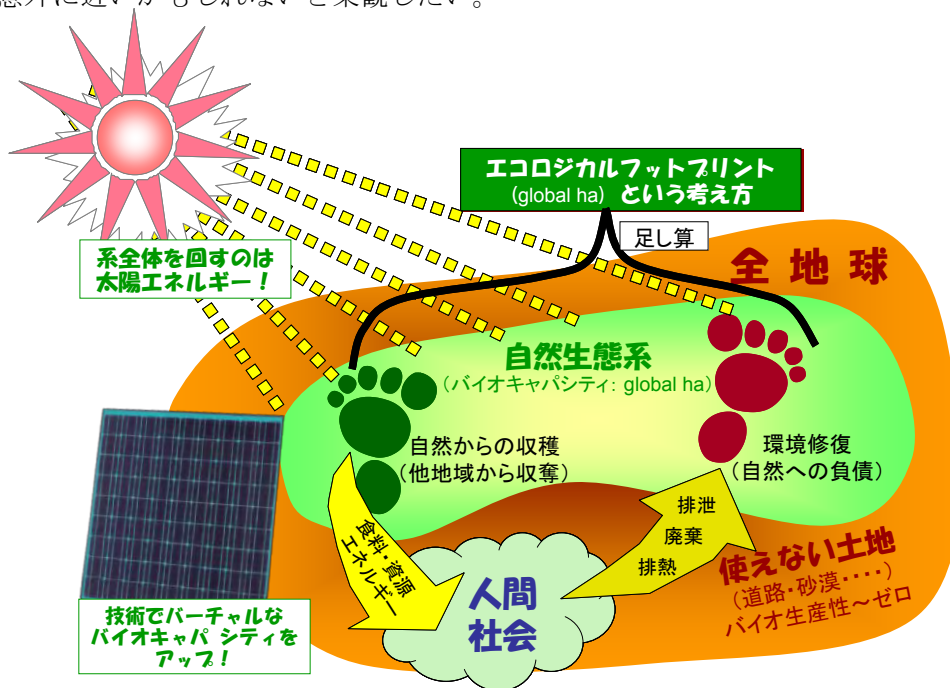


図 2 真の持続性を追求：生産・消費・環境修復をすべて自然生態系にたよる^{(2),(3)}

自然生態系の全面積：バイオキャパシティ BC

人類活動に必要な生態系面積：エコロジカル・フットプリント EF

3.2 世界のフットプリントはすでに非生存領域にある

各国のバイオキャパシティとエコロジカル・フットプリントの人口 1 人当たり値は、世界自然保護基金 (WWF: World Wide Fund for Nature) から、毎年発表されている⁽⁴⁾。2006 年版には、147

カ国の 2003 年統計値一覧が掲載されている。これによれば、日本のフットプリントは 4.4 gha/人であるが、これに対しバイオキャパシティは 0.7 gha/人であり、国土のキャパシティの 6.3 倍（EF/BC 比）という超赤字経営状態になっている。足りない部分は、他地域のバイオキャパシティに依存していることになる。米国の EF/BC 比は 1.68 倍、EU は 2.2 倍、中国 2.0 倍、世界平均で 1.25 倍である。

図 3 は世界の EF/BC 比の推移⁽⁴⁾を表しているが、すでに 1987 年に 1 を越えており、さらに急速に増加を続けている。これは地球環境が人類の生存を支えられない領域を越えており、これは単なる地球環境問題より深刻なことを告げている。WWF は 2050 年までに 1.8 倍に達すると予測しており、この事態を打開し 1 以下に戻すには、急速な打開が必要と訴えている。定性的には IPCC などの 2050 年シナリオに対応するものといえよう。

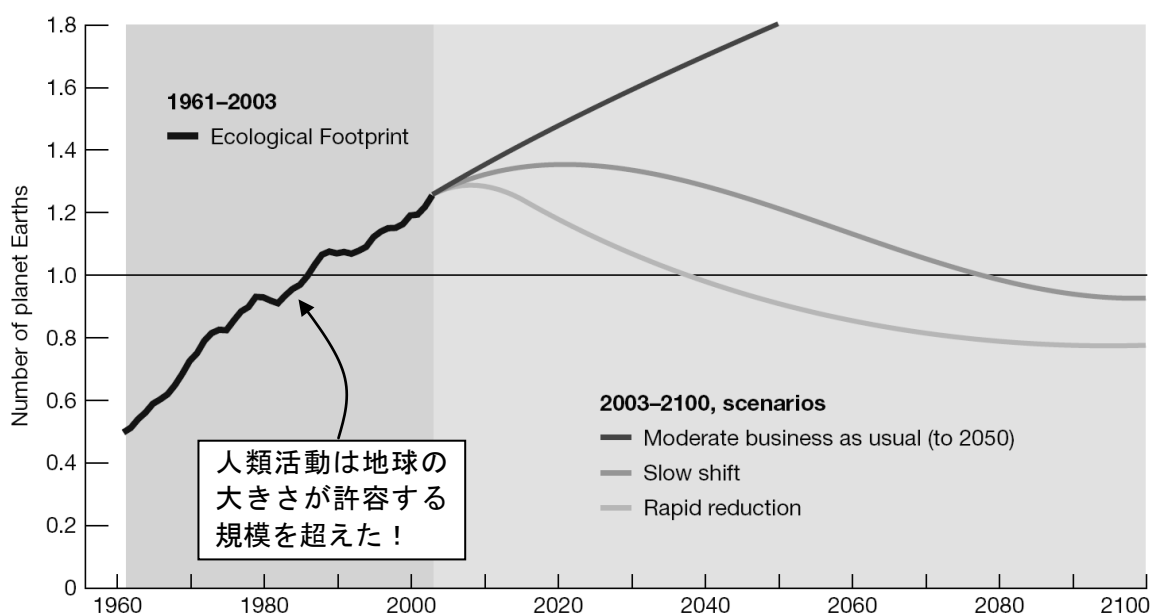


図 3 地球全体のバイオキャパシティに対するエコロジカル・フットプリントの比率

出典：Living Planet Report 2006, World Wide Fund for Nature

ところで、現在フットプリントを提唱している専門家は、農業生産を発想のベースラインとしているように見える。穀倉地帯では、宅地も農地に入れてしまっても問題はなからう（すなわち宅地はバイオキャパシティありと取り扱っている）が、人口密度の高い都市地域では具合が悪そうだ。あるいは都市全体は、バイオキャパシティをゼロとして取り扱っているのかもしれない。

フットプリント・モデルに、技術に支えられた再生可能エネルギーを導入する場合には、畑地や緑地以外にも展開が可能である。エネルギー作物ともいえる太陽光発電は、むしろバイオキャパシティをゼロと取り扱っている地域の方が適性が高い。現在の日本での太陽光発電の普及は屋根上発電がおおよそ 9 割を占めている。本来はバイオ生産性がゼロのスペースから、貴重な再生可能電気が収穫できる。これは見かけのバイオキャパシティを増やす手段といえる。筆者は、未利用地からの再生可能エネルギーを取り扱えるようなモデルの改良を試みている⁽³⁾。

また筆者は I E A（国際エネルギー機関）の太陽光発電実施協定で、世界規模でエネルギー供給を再生可能エネルギー化するアプローチとして、砂漠を中心とした未利用地に大規模太陽光発

電 (VLS-PV) を導入することを提唱している⁽⁵⁾⁽⁶⁾。世界のすべてのエネルギーを全部まかなえるほどの太陽光発電を設置できる、砂丘ではないスペースが十分に確保可能である。バイオキャパシティがほぼゼロの荒地や乾燥地が、太陽光発電により再生可能電気を供給することができる仮想の畑となる訳である。言い換えれば、技術で作った「第2種農地」からのエネルギー作物ともいえる。本来の「第1種農地」から生産されるエネルギー作物（バイオマス）とは本質的に異なるものと言ってよい。このようなアプローチを評価できる、改良版フットプリント・モデルによれば、太陽光発電の付加価値は飛躍的に高まるであろう。

3.3 再生可能エネルギーとは？

筆者が「再生可能エネルギー」と口にすると、「再生可能エネルギーとは？」という質問がおうむ返しに戻ってくることが多い。つい、エコロジカル・フットプリントの話を持ち出して生存の条件を語り出すと、「???！」。そこで、以下のように6ポイントにまとめてみた。

- ・ほぼすべてを太陽エネルギー系にまかせた地球社会。(非枯渇、永遠の持続・生存可能性)
- ・太陽エネルギーは地球上に降り注ぐ・誰でもアクセス可能。(平和・エネルギー貧困解消)
- ・滞りのない炭素 (CO₂) 循環システムが構築可能。(地球温暖化防止)
- ・自分の足下にある自前のエネルギー。(地産地消・分散型システム, エネルギーセキュリティ)
- ・巨大システムとは違って、時代の変遷や災害時にも強い。(リスク分散)
- ・天然資源を大量消費せず、公害や放射性廃棄物も出さない。

3. 超長期的な太陽光発電の将来は基幹エネルギーへの道

筆者は、昨年末の PVSEC-17 (福岡) において、図4のような超長期の世界太陽光発電市場規模の推移を予測した⁽⁷⁾。その前提は、世界のエネルギー供給において太陽光発電がどの程度寄与できるかに置いている。参考にしたのは、ドイツの環境諮問会議 WBGU シナリオと、IPCC の A1T シナリオである。前者は、地球環境問題とエネルギー貧困解決をベースに作られたシナリオ、後者は持続ある発展をベースに必要なエネルギー量を積み上げた1ケースである。図では世界の一次エネルギー供給量 (TPES) を後者で示し、2100年の太陽光発電設置量は、WBGUの太陽電気の1/2に取った (太陽熱発電も同量見込んだため)。この値が、年等価稼働時間を1000時間と見て、133TWになった。

さらに、将来の太陽電池モジュールの寿命を30年として割り算すると、4.4TW/年が持続的な生産量となった。この安定レベルに2100年には達するとして、市場規模カーブを引いた。2030年には100GW/年、2050年には1TW/年、2100年には4.4TW/年となる。これが超長期の世界太陽光発電市場規模を概観する目安となる。

2100年に安定領域に達すると言うことは、生産された太陽電池モジュール全量が、旧設備を更新する。しかし、現在では、生産されたものは、ほぼ全量が新設へ回っている。2020年頃になると徐々に寿命20年のモジュールの更新需要が立ち上がる。2030年頃には、モジュール寿命30年を見込んだ。このようにして、更新設備のカーブを作成すると、2040年には10GW/年、2060年には100GW/年、2080年には1TW/年、2100年には4.4TW/年となる。このカーブは将来のリサイクル産業の規模を示している。

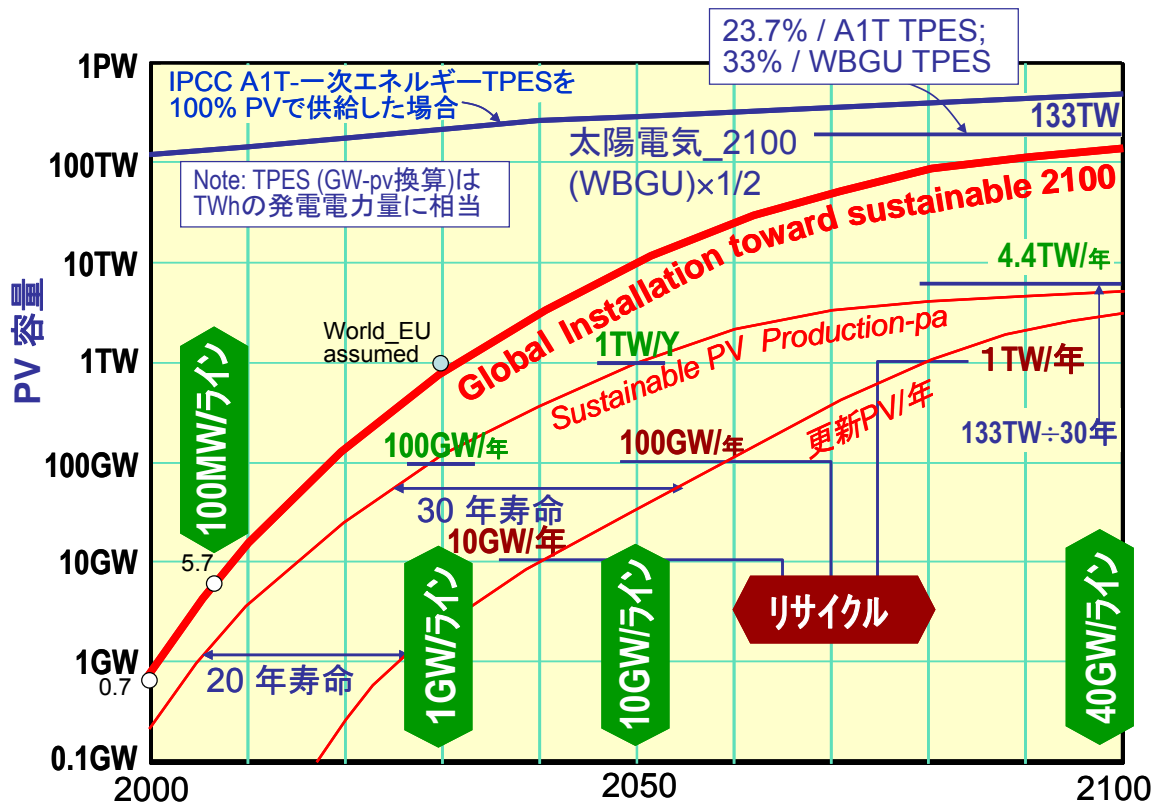


図4 超長期の世界太陽光発電市場規模推定

出典：K. Kurokawa, PVSEC-17, Fukuoka, Dec. 2007⁽⁷⁾

市場規模カーブからさらに、1ライン当たりの規模を推測した。これはこれからの太陽電池製造技術が目指すべき製造速度の指標を与える。現在は100MW/年規模と言われている。2030年の世界100GW/年市場を100ラインで供給するとすれば、1GW/ラインの技術が必要になる。このレベルはもっと早く来るという人もいるだろう。2050年には1TW/年を同じく100ラインで供給すると、10GW/ラインの高速技術が要求される。2100年も同様に考え、40GW/ラインを想定した。

これらの産業規模を想定しながら、どのような技術で供給し、どのようなアプリケーションに回していくのかについても私見を示した⁽⁷⁾。

太陽電池技術としては、現状で商業化しているものを第一世代技術、PV2030ロードマップが指しているものを第二世代技術とし、大きなブレークスルーを見込んだ超長期技術可能性を第三世代として性格付けしている。第三世代(3G)という考え方については、オーストラリアのグリーン教授が提唱し、EUでも基礎的な検討を開始している。

このような太陽電池技術の性格付けとともに、図8のような、将来のシステム形態の動向を織り込んだ将来像を提唱した⁽⁷⁾。

PV Vision toward 2030 and beyond

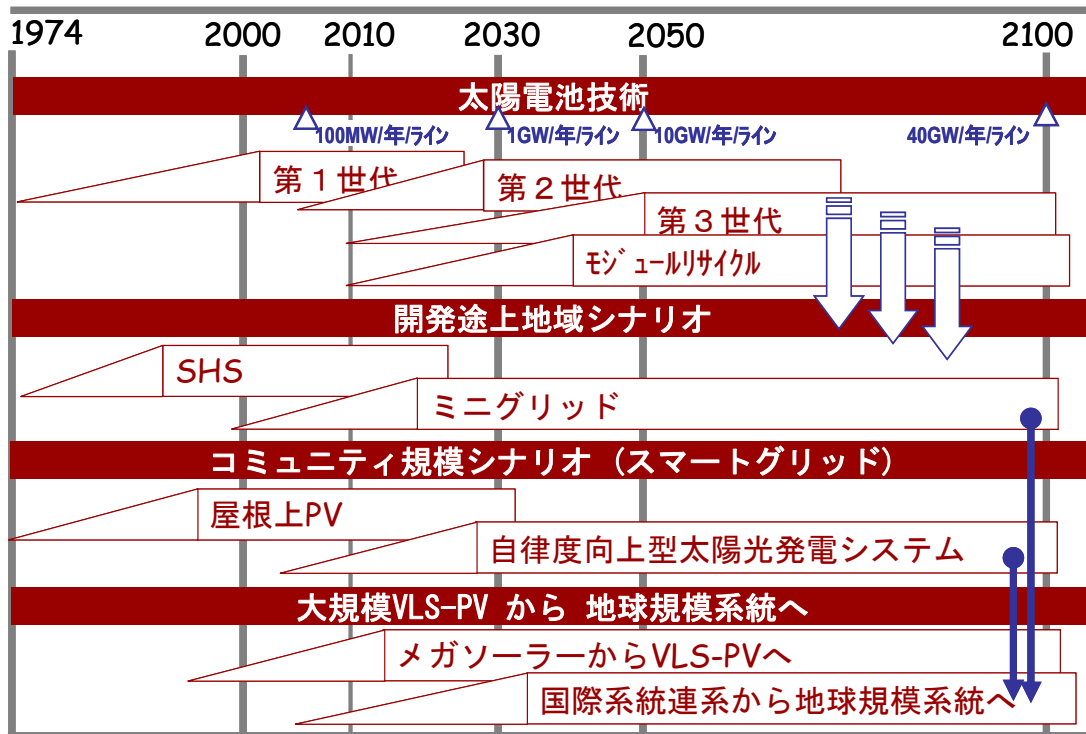


図8 超長期の世界太陽光発電技術シナリオ

出典：K. Kurokawa, PVSEC-17, Fukuoka, Dec. 2007⁽⁷⁾

4. クールアース 50 と革新型太陽光発電技術開発計画

2008年8月に洞爺湖においてG8サミットが開催されることになっている。それに先駆け、2007年のドイツ・ハイリゲンサミットでは安倍前首相が、2050年に世界の温暖化ガスを半減する必要性を訴えた。これに基づき、福田政権においてもクールアース50有識者会議を設定し、エネルギー革新技術の選定を進めてきた。

図6は現状設定されたエネルギー革新技術の枠組みである⁽⁸⁾。太陽光発電は21技術のうち4番目に選定されている。(注：図6.20技術のうち、②中のCCSが③として分離)

有識者会議では、「Cool Earth 50」の目標達成は、現在の技術の延長では困難であり、中長期視点からの実用化、普及段階までを見通した「革新的技術」の開発が不可欠とした。

同会議の議論では、わが国はエネルギー分野において世界トップ水準の技術を有する。2050年の温暖化ガス大幅削減に向け、世界をリードできる分野に研究開発資源を重点化し技術開発を加速・推進することにより、競争力を維持・強化することが必要である。また同時に、国際的な連携を強力に推進し、世界全体での大幅削減に積極的に貢献していくことが必要であり、このため、革新的技術開発の具体的な取組のあり方について検討を行い、洞爺湖サミットに向けて、「Cool Earth—エネルギー革新技術計画」を策定するとしている。

提案技術の選定では、(i) 温室効果ガスの削減効果に加え、従来の延長線上にない技術、かつ、(ii) わが国が世界をリードできる技術、のような考え方に沿って21技術を選定した。

クールアース計画の検討と平行して、NEDO 技術開発機構の太陽光発電プロジェクトとして2008年度予算が先行して認められており、「革新型太陽光発電技術開発計画」の基本的な検討が、

2007 年度後半に進められている。同検討では、革新的な技術として、前期のような第三世代技術を対象とした可能な道筋を検討した。



※1:IGCC(石炭ガス化複合発電) ※2:IGFC(石炭ガス化燃料電池複合発電) ※3:CCS(CO2回収・貯留)
 ※4:HEMS(ホームエネルギーマネジメントシステム):BEMS(ビルディングエネルギーマネジメントシステム):EMS(エネルギーマネジメントシステム)

図6 「Cool Earth - エネルギー革新技術計画」骨子(案)

出典：第2回「Cool Earth-エネルギー有識者会議」資料，2007.11，
http://www.meti.go.jp/committee/summary/0003720/files/02_01.pdf

5. 10MW+級大型太陽光発電プラントが続々

表1は、最近建設された10MW以上の大型太陽光発電プラントのリストである。現在の最大級はスペインの2プラントであるが、後述の韓国SinAnプラントは20MWの計画で進行中である。また、ドイツで建設中のブランディスは40MWの最終計画に向かって増設中である。近年、スペインで特に多く建設されている。

これらの中からいくつかの外観写真をいかに紹介する。図7は、現在世界最大の、20MWベネセマ・プラントで、70面ほどのサッカー・ピッチに相当するとしている。図8は、ドイツのブランディスの建設状況で、現在12.5MWに達している。また、図9はブランディス・プラントで採用された軽量架台構造を示す。

図9は米国最大の14MWネバダ州ネリス空軍基地の追尾架台を示している。図10はアジア最大をねらって建設中の韓国の19.6MW SinAn(シンアン)プラントで現在第1期を終わって1MWとなっている。全体工期は6期の予定である。立地場所は韓国南方の廃棄物最終処分埋め立ての跡地である⁽⁹⁾。

表1 世界の大型太陽光発電プラント（10 MW 以上）

| システム容量 | サイト | 建設年月 | システム概要 | 参考文献 |
|-----------------------|--|---------------------------|--|----------|
| 20 MW | ベネセマ (スペイン) | 2007.9 | 地上固定架台；シティソーラー社建設； Sinvert インバータ | (1), (2) |
| 20 MW | Hoya de Los Vicentes, Jumilla (スペイン) | 2008.1 | 地上追尾架台；ルゼンティア社建設 | (1), (3) |
| 14 MW | ネリス空軍基地 (ネバダ州) | 2007.12 | 地上追尾架台；サンパワー社製モジュール・ 追尾架台；サンパワー社建設 | (1), (4) |
| 13.8 MW | サラマンカ (スペイン) | 2007.9 | 地上固定架台；京セラ社モジュール； Avanzalia Solar, S.L. 社建設；SMA 社イン バータ | -1 |
| 12.7 MW | Lobosillo (スペイン) | 2007.9 | 地上固定架台；エコストリーム社建設； ソーラーマックス・インバータ | -1 |
| 12.5 MW (40 MW 計画) | パルトポレンツ・ブ ランディス (ドイツ) | 2007 | 地上固定架台；juwi GmbH, Mainz(ユービ 社)建設 | (1), (5) |
| 12 MW | エルラゼー (ドイツ) - | 2006 | 地上追尾架台；ソロンムーバー 2 軸追 尾；ソロン社建設 | -1 |
| 11 MW | セルパ (ポルトガル) | 2007.3 | 地上追尾架台；サンパワー/三洋/シャープ /サンテック製モジュール；パワーライト 社追尾架台；ジーマンス製インバータ； パワーライト社建設 | -1 |
| 10 MW | ポッキング (ドイツ) | 1 期：2005.12 2 期：2006.1 | 地上固定架台；シェルソーラー製モジュ ール；ジーマンス Sinvert インバータ 400 kVA；シェルソーラー/マーチンブッチャー 他建設 | -1 |
| | | | | |

[表3 出典]

- (1) <http://www.pvresources.com/en/top50pv.php>
- (2) http://city-solar-ag.com/fileadmin/templates/images/downloads/ENGLISCH_CS_Referenzen.pdf
<http://city-solar-ag.com/index.php?id=191>
- (3) <http://investors.sunpowercorp.com/releasedetail.cfm?releaseid=239358>
- (4) SunPower Press Release:
http://www.sunpowercorp.com/For-Power-Plants/~media/Downloads/for_powerplants/SPWRNellis_CS.ashx
- (5) Press Release by the juwi group; Aug. 2007,
http://www.juwi.de/international/information/press/PR_Grid_Connection_part_of_I_Brandis_2007_08.pdf
<http://www.renewableenergyaccess.com/rea/news/story?id=47541&src=rss>
<http://home.nestor.minsk.by/build/press/2007/02/2315.html>



図7 20 MW ベネセマ・プラント

出典：<http://www.city-solar-ag.com/index.php?id=191>



図8 最終 40 MW 計画ブランディス（ドイツ）プラント（2007.7 現在）

出典：http://www.juwi.de/international/information/press/PR_Grid_Connection_part_of_I_Brandis_2007_08.pdf



図9 ブランディス・プラントの軽量架台構造

出典：http://www.juwi.de/international/information/press/PR_Grid_Connection_part_of_I_Brandis_2007_08.pdf



図10 14 MW ネリス（ネバダ州）の追尾架台（SunPower 社）

http://www.sunpowercorp.com/For-Power-Plants/~/_media/Downloads/for_powerplants/SPWRNellis_CS.ashx



図 1 1 韓国 SinAn の 19.6 MW 計画（第 1 期 1 MW）

出典：<http://www.solarserver.de/solarmagazin/index-e.html>

6. わが国のエネルギー・インフラを構築していく覚悟を望む

今年 2008 年は京都議定書の第一約束機関の始まりである。温暖化ガス削減の取り組みへの議論が急速に高まりを見せている。また、7 月には洞爺湖 G8 サミットが開催される。これへ向かっての国際的な駆け引きも活発化してきた。日本政府はこれに伴い「Cool Earth – エネルギー革新技術計画」を策定中であり、これと連動する形で NEDO 技術開発機構においても「革新型太陽光発電技術開発計画」による第三世代太陽電池開発の道筋が検討されている。

しかし、崇高な将来の発展に向かいながら、現実の世界は段階的な産業成長を前提としており、多くの山や谷を越えてゆかねばならない。昨今の難しい時期にあたって再生可能エネルギーのトップバッター兼本命選手としての太陽光発電技術への期待はますます高まってきているのを感じずにはいられない。まだ本当に独り立ちしていない状況であることを鑑みると、たいへん重い話ではあるが、このような大きな期待を各セクターが皆で背負って、躍進への弾みとしなければならない。そういった気持であえて、日本の至近の産業・市場の状況に対する考え方について、以下に可能な限り客観的にまとめておきたい。

- 日本が一時、世界一位の太陽光発電導入国であったにもかかわらず、その後急速にドイツやその他の欧州各国で大幅に太陽光発電システムの導入が進んだ事実は、太陽光発電導入政策の違いを如実に結果論として示しているといえよう。
- シリコン産業投資へのアンバランスなどにより、日本の太陽光発電産業は減速の状況にある。産業構造調整をなるべく早期に乗り越えることが喫緊の課題である。まだ、産業はかろうじて世界トップの立場を保持しているが、急速に諸外国が足下に迫っている。
- 国内導入量ではあっという間にドイツによってトップの座を奪われてしまった。国内よりも販売条件の有利な欧州市場を優先しているという見方も出てくる。「国内の希望者が望んでも手が届かず、遠くの欧州では日本製品がトップセールス」との皮肉な論評も散見する。新エネルギー導入政策の一環として長年の諸国家施策が継続されてきたことに一定の配慮が欲しい。
- 国内導入目標の達成は産官学の一体となった目標であったはずであり、このような状況に至った事実を各セクターは重く受け止め、各々の立場だけではなく、一体的な認識の下に総合的な政策や産業活動の強化を望みたいところである。

● 産業に望まれることは、業界一丸となって国内市場を重視し、国内流通網の積極的な再構築や市場の拡大をしていくことであろう。



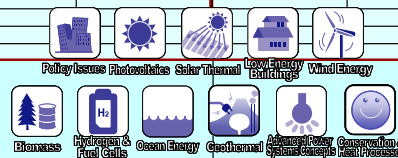
- ・ 業界団体による普及宣伝活動
- ・ 地域販売体制の再構築・整備
- ・ 新築住宅流通・施工ルートの整備
- ・ 住宅用システム施工品質維持体制
- ・ 集合住宅やたとえばプラグインハイブリッド車のような新しい概念・適用分野の開拓

● 長期的な視点からも産業立国「日本」のためには、太陽光発電産業はキー技術であり、長期的な世界トップポジション維持のために、産官学協調による国内総動員体制の構築が望ましい。

- ・ シリコン確保のための産業戦略
- ・ 第2世代・第3世代への未来技術展開のための時宜を得た未来技術・革新技術の技術開発
- ・ 長期的視点の地球温暖化防止のための主要な「日本発」技術としての太陽光発電システム

世界に冠たる日本発の太陽光発電技術・産業の実現は、日本ばかりでなく世界の繁栄のためにも、大きな可能性を与えてくれる。山が動くことを期待しながら本稿を結ぶ。

参考： 再生可能エネルギー世界フェア2008

| 再生可能エネルギー世界フェア2008   基本枠組み | | | |
|--|---|------------------|--------------|
| 7/29 TUE | 7/30 WED | 7/31 THU | 8/01 FRI |
| RE2008(予備日) 特別フォーラム | 第3回新エネルギー世界展示会 | | |
| | RE2008展示会-1 | RE2008展示会-2 | RE2008展示会-3 |
| | 展示会場内イベント | | |
| | AIST技術フォーラム1 海外フォーラム1 AIST技術フォーラム2 海外フォーラム2 NEDO発表会1 海外フォーラム3 NEDO発表会2 海外フォーラム4  | | |
| AIST-RCPVシンポ 7/28-7/29 @未来館 | オープニング行事 Cool Earth 50 G8サミット検証 プレス ネットワーキング | PVJapan 2008 | |
| | | JPEAシンポ-1 懇親会 | JPEAシンポ-2 |
| | PVJapan展示会-1 | PVJapan展示会-2 | PVJapan展示会-3 |
| | 展示会場内イベント | | |

参考図 再生可能エネルギー世界フェア2008の枠組み⁽¹⁰⁾

2006年10月に幕張で開催された、再生可能エネルギー2006国際会議・展示会の成功により、2007年10月にやはり幕張で、第2回展示会が開催されたことは記憶に新しい。この間、推進ネットワークとして常設の再生可能エネルギー協議会（Japan Council for Renewable Energy: JCRE）が設立された。

さらに2008年には、太陽光発電協会、SEMIとの共同で、再生可能エネルギー展示の拡充を図ることが合意され、**参考図**に示す枠組みで、7月29日から8月1日に「再生可能エネルギー世界フェア2008」が東京ビッグサイトで開催されることになった⁽¹⁰⁾。

参考文献

- (1) ワケナゲル（和田監訳）：エコロジカル・フットプリント，合同出版，2004.9.
- (2) 黒川：太陽光発電の恵みー人類生存へのアプローチ，東京農工大 第9回太陽光発電システム研究発表会，2007.3.24.
- (3) N. Yamashita, M. Ito, K. Komoto, K. Kurokawa: An environmental potential of PV systems in Japan by utilizing the ecological footprint, PVSEC-17, Fukuoka, 3-7 Dec. 2007, 6O-C9-04.
- (4) Living Planet Report 2006, World Wide Fund for Nature, http://assets.panda.org/downloads/living_planet_report.pdf
- (5) K. Kurokawa, editor.: Energy from the Desert - Feasibility of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems, James & James Ltd., May, 2003, 195 pages.
- (6) K. Kurokawa, K. Komoto, P. van der Vleuten, D. Faiman (editors): Energy from the Desert - Practical proposals for Very Large Scale Photovoltaic Systems, Earthscan, Jan. 2007, 201 pages.
- (7) K. Kurokawa: Future direction of PV system technologies around 2030 and beyond, PVSEC-17, Fukuoka, 3-7 Dec. 2007, PL7-1. PVSEC-17, Fukuoka, 3-7 Dec. 2007, PL7-1.
- (8) 第2回「Cool Earthーエネルギー有識者会議」資料，2007.11, http://www.meti.go.jp/committee/summary/0003720/files/02_01.pdf
- (9) <http://www.solarserver.de/solarmagazin/index-e.html>
- (10) <http://www.renewableenergy.jp/>

予稿集

太陽光発電が多数導入された配電系統電圧分布安定化に関する研究

李 庚垂(工博)

1. はじめに

本研究では、太陽光発電システムの逆潮流による電圧上昇が原因として配電系統の電圧分布安定化における電圧問題を解決するため双方向 AC-AC コンバータと変圧器を組み合わせた Distribution-Unified Power Flow Controller (D-UPFC) を提案する。D-UPFC の電圧制御を検証するため配電系統モデルを提案する。配電系統モデルは負荷変動による電圧降下モデルと太陽光発電システムの逆潮流による電圧上昇モデルで想定した。電力系統の回路現象解析シミュレーションプログラムとして Alternative Transients Program-Electromagnetic Transients Program (ATP-EMTP) を用い、電圧降下と電圧上昇時のシミュレーションを行う。シミュレーションの結果、D-UPFC は配電系統の電圧降下と電圧上昇時に電圧を補償し、配電系統電圧を安定化した。また、D-UPFC のデジタル制御を行うため、Field Programmable Gate Array (FPGA) を用いて D-UPFC を試作し、実験を通して降圧制御と昇圧制御を確認した。

配電系統における D-UPFC 運用として D-UPFC の効果的な運用については、D-UPFC 電圧制御可能範囲と D-UPFC 配置について検討した。需要家の負荷急変と太陽光発電システムの逆潮流急変における D-UPFC ダイナミック特性を分析し、配電系統に設置する D-UPFC の電圧制御による配電系統効果を分析し、負荷不平衡による電圧不平衡の問題を解決した。

2. D-UPFC の開発について

配電系統で電圧制御を行う方法として双方向 AC-AC コンバータと変圧器を組み合わせた D-UPFC を提案する。D-UPFC は配電系統で双方向際、電圧降下と電圧上昇を制御する。D-UPFC のトポロジーは絶縁タイプと非絶縁の変圧器によって二つに分けられ、図 1 と 2 に示す。非絶縁タイプは絶縁タイプより変圧器の大きさと重さが減少出来る。

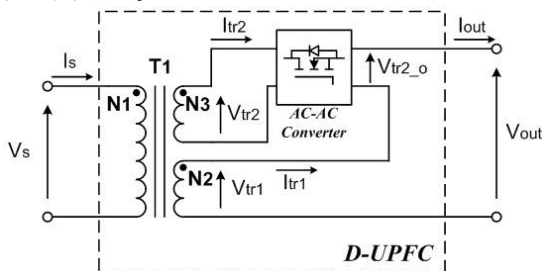


図 1. 絶縁タイプの変圧器で構成された D-UPFC

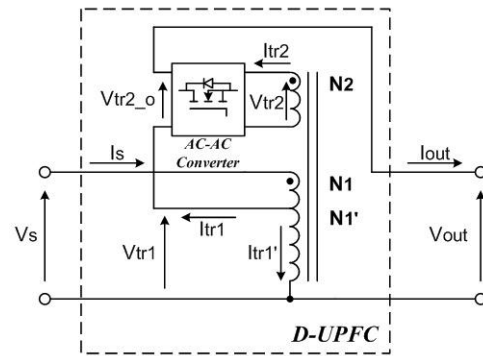


図 2. 非絶縁タイプの変圧器で構成された D-UPFC

双方向 AC-AC コンバータは配電系統で順潮流と逆潮流際、動作が出来、回路構成を図 3 に示す。

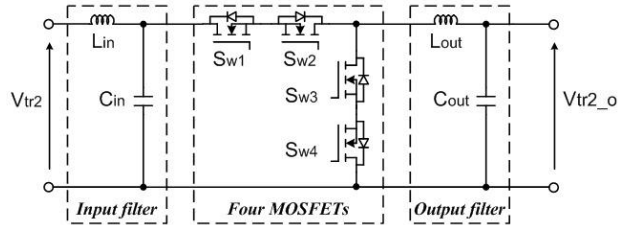


図 3. 双方向 AC-AC コンバータの回路構成

配電系統の双方向における AC-AC コンバータの入力電圧 V_{tr2} と出力電流 I_{out} の位相関係を提案し、図 4 に示す。ここで、順潮流の場合、負荷によって出力電流の位相が決まるが、太陽光発電システムの逆潮流の場合、出力電流は入力電流と位相 180 度差が出る。

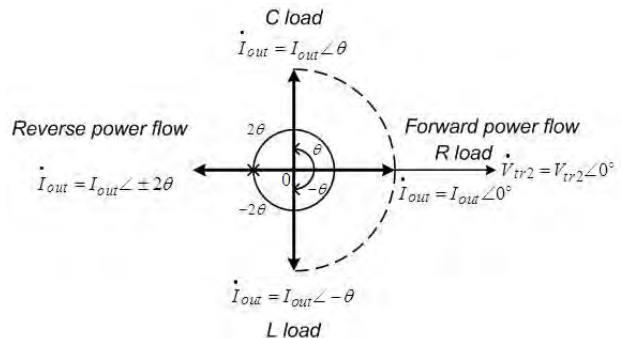


図 4. 双方向におけるコンバータの位相関係

3. D-UPFC の電圧制御について

D-UPFC を配電系統に入れ、電圧制御を行う。配電系統は住宅地域を想定し、モデル化する。ATP-EMTP シミュレーションツールを用い、D-UPFC を配電系統に配置し、電圧降下と電圧上昇のシミュレーションを行う。D-UPFC を試作し、実験で降圧制御と昇圧制御を行う。

図 5 は D-UPFC の電圧制御を行うため提案する配電系統モデルを示す。

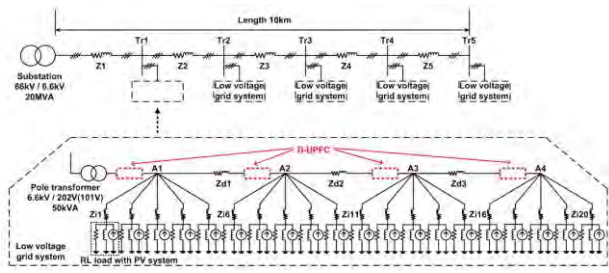


図 5. 提案する配電システムモデル

力率負荷容量の増加による電圧降下の場合、D-UPFC がノード 1 から 4 まで設置し、電圧制御のシミュレーション結果を図 6 に示す。

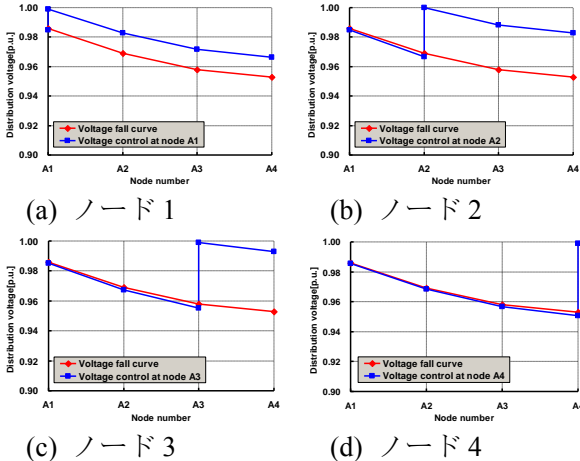


図 6. 電圧降下の場合，D-UPFC の設置

図 7 は太陽光発電システムの逆潮流による電圧上昇の時、D-UPFC の電圧制御を示す。

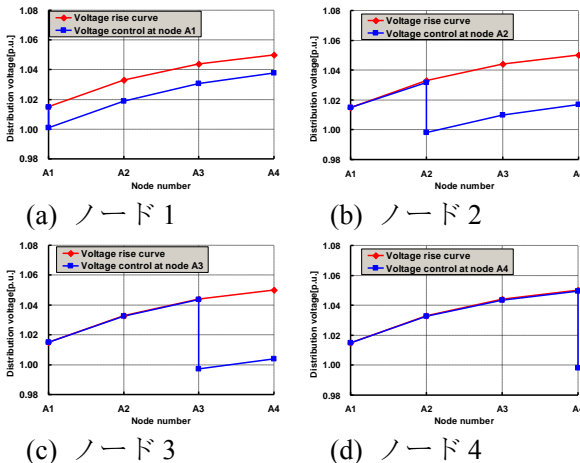
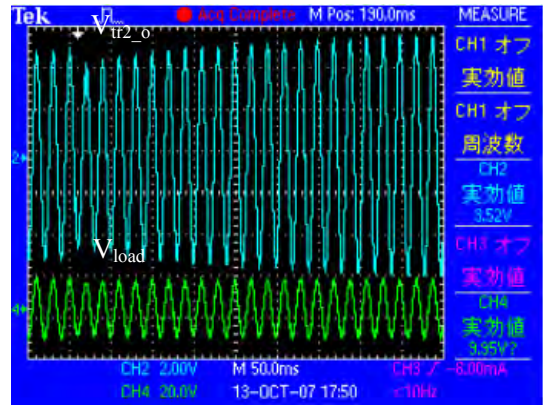


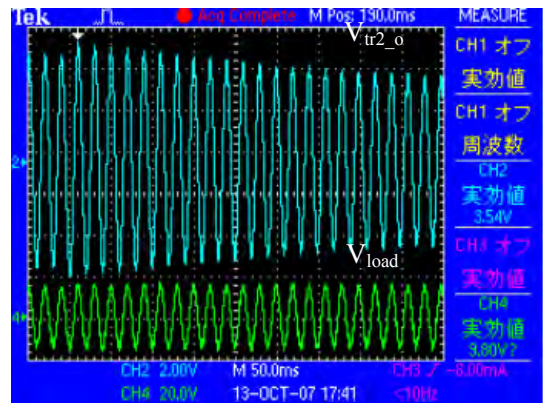
図 7. 電圧上昇の場合，D-UPFC の設置

図 6 と 7 を通して、D-UPFC 出力電圧が配電システムの基準電圧に制御された。

D-UPFC を基板に作り、FPGA によるデジタル制御を用いて電圧制御を行った。図 8 の(a)では電圧降下、(b)では電圧上昇を制御する。D-UPFC は電圧変動が発生してから約 20 サイクル以下で電圧制御を行った。 V_{tr2_o} は双方向 AC-AC コンバータの出力電圧、 V_{load} は D-UPFC の出力電圧を示す。



(a) 電圧降下の場合



(b) 電圧上昇の場合

図 8. 実験による D-UPFC の電圧制御

4. D-UPFC の運用について

配電システムと調和できるため D-UPFC の運用方法を考える。

- D-UPFC 容量計算方法の提案
- 配電システムモデル内、D-UPFC の適切な配置
- D-UPFC 電圧制御による配電システムの効果
- 負荷不平衡による電圧不平衡の制御

5. まとめ

本研究では太陽光発電が多数導入された配電システムの電圧分布を安定化し、太陽光発電より逆潮流 100%が可能になるように双方向 AC-AC コンバータと変圧器に組み合わせた D-UPFC を提案した。ここでは、D-UPFC 開発による配電システムの電圧分布安定化を分析した。D-UPFC の電圧制御を検証するため D-UPFC による配電システムの電圧制御では、配電システムモデルを提案し、電圧降下と電圧上昇を行った。また、D-UPFC を基板に作り、実際の電圧制御を検討した。配電システムと調和のため配電システムにおける D-UPFC の運用では、D-UPFC 容量計算方法、柱上変圧器二次側に D-UPFC の適切な配置、D-UPFC のダイナミック特性、太陽光発電の逆潮流の影響を分析した。最後に、D-UPFC によって負荷不平衡による電圧不平衡を解決した。

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(M2)

1.はじめに

近年、世界の経済成長に伴い世界のエネルギー需要はますます増加を続けており、新たなエネルギー源の開発は早急に行う必要がある。さらに原油価格の急激な高騰は、あらゆる分野へ影響をもたらしており、エネルギー安全保障の面からも、早急な対応が求められている。また、化石燃料の利用には環境への影響が懸念されており、地球環境の面からも環境負荷の少ない再生可能エネルギーへの期待が高まっている。

その中でも特に注目されているのが、発電時に燃料を必要とせず、太陽があればどこでも発電できる太陽光発電システムである。しかし太陽光発電で大きな電力を得るには、豊富な日射と広大な面積を必要とする。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

砂漠などの未利用地に太陽光発電システムを設置すれば、大きなエネルギーを得ることが出来る。しかし砂漠は面積が広大なため、現地へ行って建設に適した場所を捜し出すのは現実的ではない。そこで、衛星画像を利用したリモートセンシングにより、季節変動に対応した解析手法を開発し、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

3.1.適地の定義

太陽光発電システムの設置場所の適地として、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適地と定義する。つまり、太陽光発電システムの建設が困難なる山岳地帯や、さらに砂嵐の影響もある砂丘地帯、また河川付近などの不安定な地域と、植生が豊富な場所は除外する。

3.2.解析地域と使用データ

本研究では、従来と同様、世界の6つの砂漠（ゴビ、サハラ、グレートサンディ、タール、ソノラ、ネグブ）を解析対象地域とした。使用する衛星データは、メリーランド大学のHPで無償公開されている、LANDSAT7 ETM+の衛星画像を使用した。

4.解析手法の開発

本研究では砂漠という広範囲を解析するため、すべて同じ時期の画像を使用することはとても困難である。特に、本研究で採用した衛星画像は1シーンにつき1枚ずつしか使用できない。従来の手法では季節変動補正が不十分だったため、衛星画像により

解析結果が大きく異なる問題もあった。そのため、衛星画像の取得時期に左右されない解析手法を考案することが必要である。

4.1.反射率変換

本研究で使用している衛星画像は、オルソ化やジオコーディングは施されているが、反射率補正やゲイン設定の適用等を行われていない。そのため、原画像から放射輝度へ、さらに反射率への変換を施した。この補正を行うことで、画像による濃度の差が無くなった。また、撮影時期や緯度による太陽高度の差も考慮する必要が無くなった。

4.2.最尤法による土地被覆分類

最尤法 (MLE: Maximum Likelihood Classifier) を利用して、土地被覆分類を行なった。分類クラスとして5クラスを設定した。テストサイトを現地の土地被覆状態を確認しながら選出することで、テストサイトの選出ミスを低減し、精度向上を図った。

4.3.起伏地の抽出

太陽光発電システムの設置場所として不適である起伏地を、ラプラシアンフィルタなどのフィルタリングにより抽出した。その際、しきい値を統一することで、画像間での抽出度合いを等しくした。

4.4.植生量分析

植生指標値により植生レベルの分析を行った。植生指標値とは植物量や植物の活性度を示すものであり、本研究では最も一般的なNDVIを使用し、年間最大値 $I(NDVI_{y_{max}})$ により植生量を判断した。

また、設置可能だと想定する植生レベルを砂漠レベル ($NDVI_{y_{max}} < 0.15$)・ステップレベル ($NDVI_{y_{max}} < 0.35$)・耕作地レベル ($NDVI_{y_{max}} < 0.55$) の3段階で設定した。

4.5.設置可能地域の推定手法

最尤法の分類クラスと植生量の相関関係を利用し、3つの解析結果を統合した。図1のように統合することで、より精度の高い設置可能地域の推定が行えるようになった。

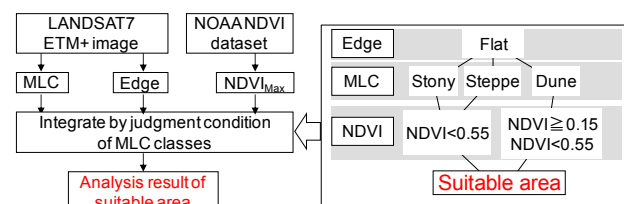


図1 フローチャート



5.世界 6 砂漠解析結果

5.1.適地推定結果

6 砂漠の適地解析結果を図 2 に示す。適地は NDVI_{ymax} のレベルにより、5 段階に色分けされている。また、灰色は不適地である。なお、ステップレベルでの太陽光発電システムの平均設置可能面積は $6.65 \times 10^6 \text{km}^2$ であり、これは解析面積の約 43% を占める。

5.2.グラウンドトゥルス作業

サハラ・ゴビ・タール砂漠において、現地調査結果との比較検証作業(=グラウンドトゥルス作業)を行った。図 3 はチュニジア・サハラ砂漠でのグラウンドトゥルス作業結果であり、青線は現地調査の軌跡を示している。点線で囲んだ地域は砂丘地帯で、不適地として正しく分類されている。

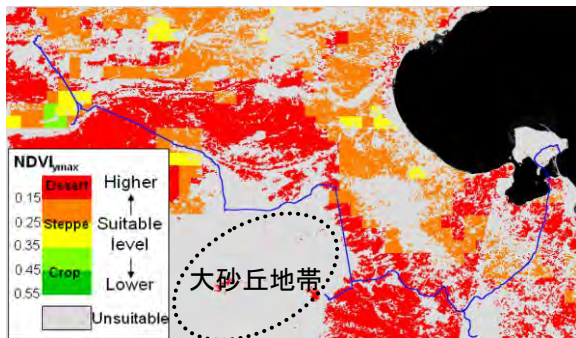


図3 サハラ砂漠グラウンドトゥルス結果

グラウンドトゥルスの結果、サハラ砂漠の 135 地点での解析精度は 85% だった。設置可能地点の現地データに対する解析結果の割合(面積率)は 75% だった。また、ゴビ両砂漠の解析精度と面積率は 84% と 108%、タール砂漠は 82% と 101% と、良好な結果が得られた。これは、リモートセンシングの解析精度としては十分な結果が得られたと考える。

5.3.資源量の推定

リモートセンシングにより作成された世界日射量データを利用して、年間発電電力量を推定した。太陽光発電システムの設置条件としては、モジュール効率 14%、占積率 50%、システム出力係数 0.7 を使用して、3 つの植生レベルごとに算出した。

その結果、ステップレベルまでの条件で、6 砂漠の合計の導入可能容量が 466TW、年間発電電力量が 752PWh となった。この発電量をジュールに換算すると 2707.2EJ に相当し、World Energy Outlook 2005 による 2010 年の推定世界一次エネルギー供給量 518EJ/year の約 5.2 倍に相当する。

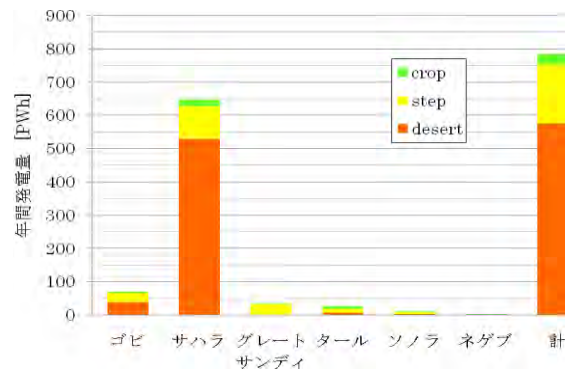


図 4 推定年間発電電力量 [PWh]

6.結論

本研究では、季節変動に対応した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手法を開発した。さらに世界の 6 砂漠の解析を行い、太陽光発電の具体的な設置可能地域を特定し、導入可能量を算出した。その資源量は、2010 年の世界の推定 1 次エネルギー供給量の約 5.2 倍と非常に大きく、太陽光発電が次世代エネルギーの中核を担える可能性が十分にあることを示した。

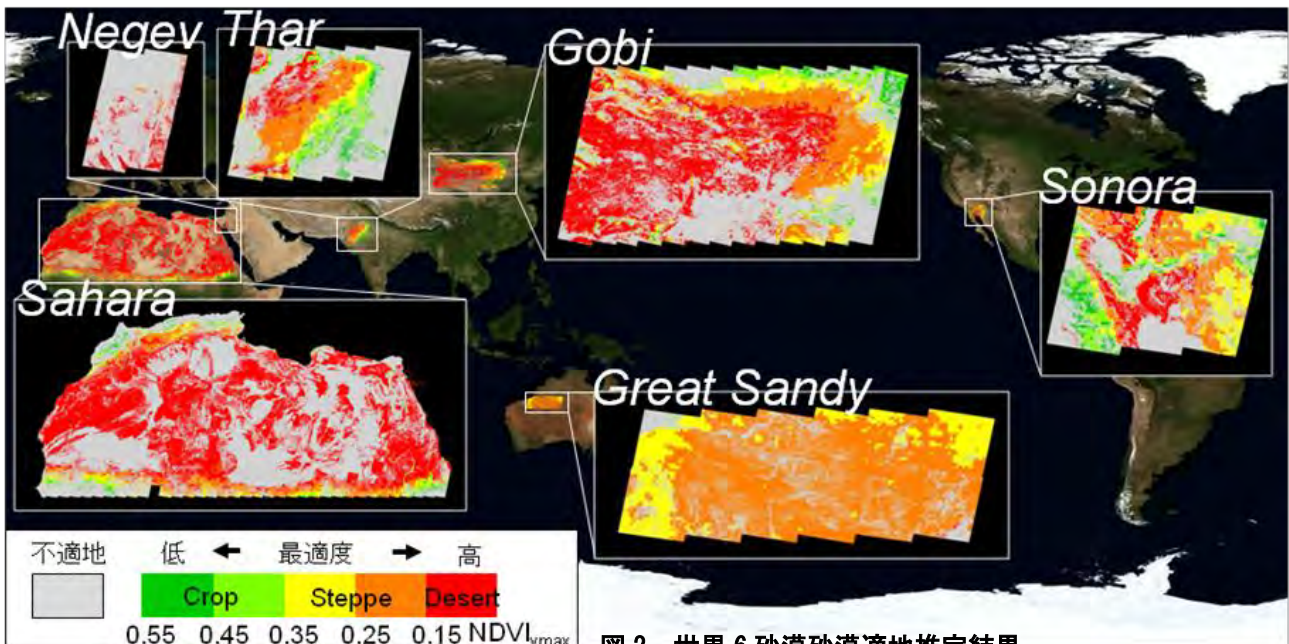


図 2 世界 6 砂漠砂漠適地推定結果

「集中連系型太陽光発電システム実証研究」成果概要

植田 譲 (特任助教)

1. はじめに

太陽光発電(PV)システム等の分散型電源が既存配電システムの末端部分に連系された場合、余剰電力の系統への逆潮流により電圧上昇が発生する。(図1参照) PVシステム用パワーコンディショナ(PCS)は、配電システムの過度な電圧上昇を防止するための出力抑制機能を搭載しており、系統電圧上昇時には十分な日射がある場合でも出力を抑制するため、特に集中連系時においては発電効率の低下が懸念されている。このような問題点に対し、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」では蓄電池を出力抑制回避技術として用いる事により、実証試験サイトに数百軒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システム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、平成14年度から19年度まで研究を行なっている。本実証研究において、東京農工大学では「SV法によるシステム運転特性評価」「地域発電特性における日射変動平滑化効果の評価」を担当し研究を行なってきたが、本稿においては特に電圧上昇と出力抑制による発電損失の解析結果、およびSV法を用いたPVシステム運転特性解析結果についてまとめる。

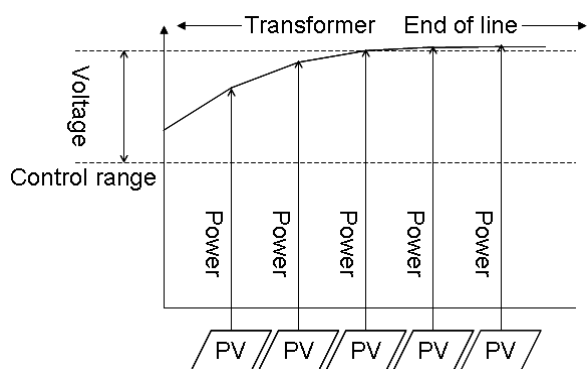


図1 逆潮流による配電系統電圧上昇のイメージ図

2. 実証試験地域における電圧変動の実態

始めに、出力抑制が発生しない範囲で実証研究地域入口の高圧側電圧が維持された状態において、個々のPVシステムにおける電圧変動の実態をまとめた結果を図2に示す。用いたのは2007年5月4日のデータであり、1年の内で最も発電量が多い時期に相当する。当日の総連系システム

数は553、総アレイ容量は約2.1[MW]であり、ほぼ全ての蓄電池が解列されており、発電パターンは理想的な快晴日のパターンであった。横軸は時間であり、1分値を用いている。図2(a)の縦軸は実証研究地域入口の高圧側電圧計測点から各PCS出力端までの電圧差を示し、電圧値は高圧・低圧を同時に扱うため[pu]に換算しており、0.01[pu]が低圧側における約1[V]に相当する。黒線は毎分の平均値であり、濃い灰色がそれぞれの時刻における全体の10[%]から90[%]の範囲を、薄い灰色はそれ以外のデータを個別に表している。

結果より、1日を通して平均値で±0.02[pu]、最大で±0.04[pu]の変動が見られた。なお、下段(b)のグラフは実証研究地域内の全PVシステムの総発電量の日推移である。また、本実証研究地域ではオール電化住宅の普及率が高い事も特徴の一つである。

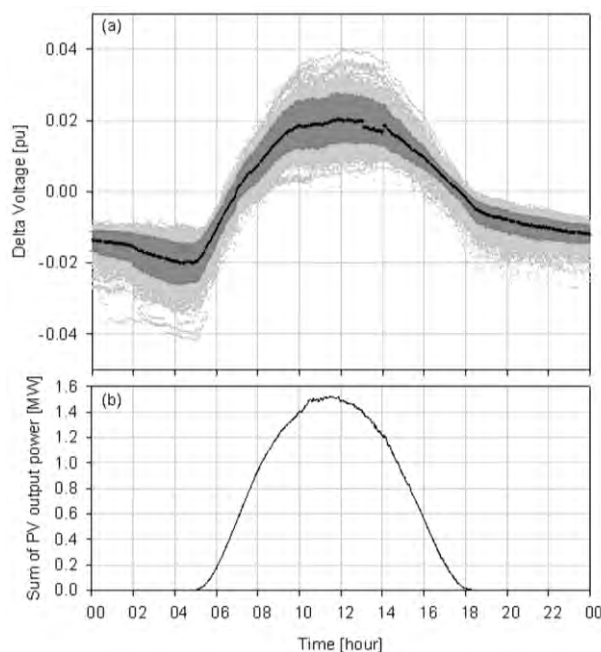


図2 実証試験地域入口から各PVシステム出力端までの電圧差の日推移と発電量の推移

3. 出力抑制による発電量の損失

2004年10月から2007年12月までの全計測データに対して、SV法により算出した出力抑制損失量の推移を1日毎にまとめた結果を図3に示す。グラフには出力抑制損失量を左側縦軸に、右側縦軸にはPVシステム設置軒数と蓄電池設置軒数を示した。PVシステムは2006年5月に全553軒の

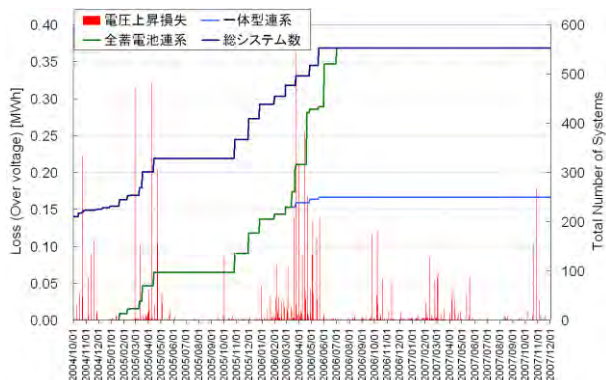


図3 SV法による日別の出力抑制による損失量算出結果

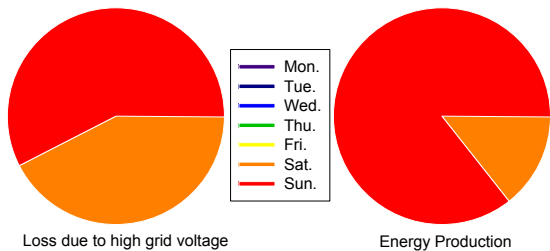


図4 曜日別の出力抑制による発電損失量の割合と総発電量の割合

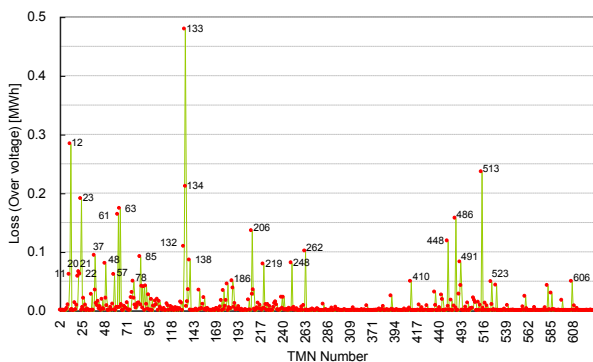


図5 システム別の出力抑制による積算発電損失量

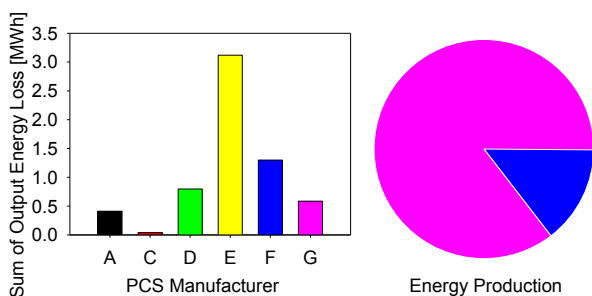


図6 PCSメーカー別の出力抑制による発電損失量と総発電量の割合

連系が完了しており、蓄電池の全軒への設置は2007年7月に完了している。一日あたりの最大の出力抑制損失量は2006年3月25日に記録された0.36[MWh]であり、同日の総発電量は10.3[MWh]であった。季節的には3,4月が最も出力抑制による損失の多い時期となり、ついで10,11月が多い結果となっている。

次に、全ての出力抑制による損失量と発電量を曜日別の割合にまとめたのが図4である。結果よ

り、全ての曜日において同程度の発電量であったにもかかわらず、ほとんどの損失が土日の週末に発生していることが分る。一方、端末番号別に集計した図5では、特定の端末に偏って出力抑制による損失が発生している様子が分る。また、PCSメーカー別に集計した図6からは、総発電量が各メーカーのPCSにおいて同程度なのに対して、E社製PCSにおいて最も多くの出力抑制が発生しており、C社製ではほとんど発生していない事が分る。

なお、これら端末番号間、PCSメーカー間の比較においては、各システムの設置時期の違いや蓄電池設置時期・運用方法の違いの影響を含んでいるが、その影響は軽微である。

4. システム構成別の発電性能比較

システム構成別にシステム出力係数を用いて運転性能を評価した結果を表1にまとめた。表中のアレイタイプは、1が南面単面、2が南を含む多面、3が南を含まない単・多面設置である。結果より、アレイメーカー、PCSメーカー、直流側コンバータの有無等によってシステム構成間で大きなばらつきがある事が明らかとなった。

5. まとめ

本稿では、「集中連系型太陽光発電システム実証研究」においてSV法を用いて行なった解析結果について、その概要をまとめた。本稿に記載することができなかった他の多くの研究成果については、平成20年発行予定の成果報告書をご参照いただきたい。

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きた。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。

表1 システム構成別のシステム出力係数算出結果

| Configuration number | Module type | PCS manuf- acturer | With DC/DC converter | # of module type | # of systems | Performance ratio [%] |
|----------------------|-------------|--------------------|----------------------|------------------|--------------|-----------------------|
| 1 | 1 | A | No | 1 | 43 | 77.7 |
| 2 | 1 | B | No | 1 | 41 | 81.6 |
| 3 | 1 | C | No | 1 | 35 | 77.3 |
| 4 | 1 | D | Yes | 1 | 23 | 71.1 |
| 5 | 1 | A | No | 1 | 38 | 78.1 |
| 6 | 1 | B | No | 1 | 27 | 81.4 |
| 7 | 1 | C | No | 1 | 31 | 76.8 |
| 8 | 1 | D | No | 1 | 35 | 74.7 |
| 9 | 2 | A | No | 1 | 7 | 76.6 |
| 10 | 2 | A | Yes | 1 | 17 | 73.3 |
| 11 | 2 | B | No | 1 | 16 | 79.3 |
| 12 | 2 | C | No | 1 | 15 | 76.9 |
| 13 | 2 | C | Yes | 1 | 11 | 76.4 |
| 14 | 2 | C | Both | 2 | 6 | 75.2 |
| 15 | 2 | D | Yes | 1 | 3 | 71.2 |
| 16 | 2 | D | Yes | 2 | 31 | 66.1 |
| 17 | 2 | A | No | 1 | 9 | 78.1 |
| 18 | 2 | B | No | 1 | 28 | 79.1 |
| 19 | 2 | C | No | 1 or 2 | 11 | 76.4 |
| 20 | 2 | D | No | 1 or 2 | 14 | 75.1 |
| 21 | 3 | All | Both | 1 | 25 | 74.9 |

太陽光発電の面的発電量推定技術に関する研究

大谷 謙仁(D3)

太陽光発電システムの国内導入量が 2001 年に累積で 45 万 kW を越え、日本は世界一の太陽光発電システム設置国となっている。この設備容量は、東京電力（株）福島第 1 号原子力発電所の出力（46 万 kW）に匹敵する。2010 年における政府の導入目標は 482 万 kW であり、これは現時点の 10 倍の規模である。2000 年における 8 月最大需要電力と比較すると、北海道電力の 457 万 kW や、北陸電力の 521 万 kW、四国電力の 535 万 kW と同程度である。また、導入件数で見ても、住宅への導入件数は 10 万件を越えており、2010 年には 100 万件を超えると考えられる。

このように大規模かつ多数の太陽光発電システムが 2010 年に実現することを想定すると、国家のエネルギー戦略の一環として、その総合的な発電出力 (kW) 及び発電量 (kWh) の定量化を行うことが必要になってくると思われる。つまり、太陽光発電システムが大規模に導入されることによって生じる、既存発電設備の代替量 (kW 価値) や燃料消費の節約量・CO₂ 排出削減量 (kWh 価値) を日本全国または地域ブロックで包括的に把握する必要が発生すると思われる。もし、kW 価値の包括的な定量化が行えないままであれば、太陽光発電システムの大規模導入は電源計画の不確実性が増加するだけで、電気事業者にとって経済的利益を生まない可能性がある。この状態では、大規模な太陽光発電システムはエネルギー戦略上で単なるお荷物となり、「お日様任せの」あてにならない発電設備群としてしか取り扱うことが出来ない。このため、太陽光発電システムの大規模導入に対して政府及び電力事業者の理解を得られず、大規模導入が円滑に進まなくなることが予想されるため、全国包括的な kW 価値及び kWh 価値の評価手法を早期に開発する必要がある。

そこで本研究では、太陽光発電システムの全

国大の発電出力 (kW・kWh) を包括的にリアルタイムで把握するための計測技術を開発することを目的とする。このために、以下のような要素技術の開発を順次行っていく。

- 太陽光発電システムのモニタリングデータの活用
 - ✓ 住宅用太陽光発電システムの実測運転データ（約 150 件）から太陽光発電システムの運転特性を明らかにし、近傍の太陽光発電システムの発電出力を推定可能とする気象情報の抽出技術の開発
 - ✓ 太陽光発電システムの性能分布、信頼性に関する統計的情報の評価
- 面的発電量推定技術
 - ✓ 面的な発電量を 100 万件の計測計画ではなく少数のサンプリングで補完・計測する技術の開発
 - ◇ 気象庁配信データ（アメダス気象、メソ数値予報 GPV、気象衛星画像など）を用いた日射量のリアルタイム推定技術の開発
 - ◇ 太陽光発電出力のリアルタイム計測値から、日射量推定値を高精度化する補完推定技術の開発
 - ◇ 持続可能なモニタリングシステムの概念設計

参考文献

- K.Otani et al., Field Experience with Large-scale Implementation of Domestic PV Systems and with Large PV Systems on Buildings in Japan, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2004; 12:449-459



太陽光発電システムの単独運転試験方法に関する研究

五十嵐 広宣(D3)

1. はじめに

太陽光発電システムなどの分散型発電システムは、電力会社などの配電線に連系運転を行う際に、配電線における電力品質や安全確保の面から、電気設備の技術基準、電力品質確保に係わる系統連系技術要件ガイドライン及び系統連系規程によって定められた単独運転検出装置などの保護装置を具備することが求められている。

この単独運転検出装置は、系統連系を行っている配電線において、地絡や短絡事故等による配電線停止が発生した場合に安全を確保するため、同停止状態を速やかに検出し太陽光発電システムなどを当該配電線から解列させ、配電線への電力供給（逆充電）を停止させることを目的としている。

単独運転検出装置の機能を試験評価する場合は、安全性を保証する上で実態に即した範囲内で最も単独運転現象が継続し易い条件を考慮して設定する必要がある。すなわち、一般の誘導性負荷と力率改善用コンデンサの容量性負荷を組み合わせた共振負荷や回転機負荷などの配電線停止時に単独系の周波数や電圧を維持する特性を持つ回生負荷を考慮する必要がある。

実際に共振負荷や回転機負荷などの回生エネルギーを持つ負荷が配電線にある場合に、単独運転現象が継続することが確認されている。

近年、太陽光発電システムの世界的導入拡大により、IEC 規格などの国際規格化の動きが活発化しており、単独運転検出装置の試験方法は、今後の改訂を含め国際規格への反映が望まれている。この中では、誘導電動機の特性を標準化するための共通的なモデルを作成する必要がある。このためには、同誘導電動機の単独運転時の挙動を詳細に解明する必要があるが、これまでになされていない。

今回、著者らは、単独運転検出装置の評価手法として用いられている誘導電動機について、配電線から切り離された後の挙動に着目し、誘導電動機の挙動及びその挙動が単独運転検出装置へどのような影響を与えているのかを検証した。

2. 系統連系形太陽光発電 PCS の運転特性

太陽光発電システム用パワーコンディショナ（PCS）は、常に変化する気象条件でも太陽光電池の発電電力を配電線に効率良く出力する必要がある。そのため、PCS は、最大電力追従制御（MPPT 制御）により出力電力値を太陽電池出力に応じて制御しながら、出力損失や配電線損失を軽

減するために無効電力の発生を抑え運転を行うことが要求されており、これらの運転条件を満たす制御方法として電圧型電流制御方式を多くの機種が採用している。

電圧型電流制御方式は、系統電圧の周波数及び位相に一致するよう PLL 制御回路（位相同期回路）によって出力電流を直接制御し、力率 1 での運転を行うものである。電圧型電流制御方式の PCS は、PLL 制御回路によって、基本的に力率が一定（通常は 1）となるように、出力電流の周波数及び位相を制御している。配電線停止直前に、特に発電量と負荷量との無効電力が不平衡状態にある場合は、配電線停止直後に一時的に不平衡分を PCS が賄うことになる。この結果、上記の力率一定制御により、出力電流位相を変化させ力率を戻そうとするが、系統電圧が存在しないため、電流位相の変化とともに電圧位相も変化し、結果的に周波数の変化を招くこととなる。

電圧については、有効電力の不平衡度の影響を特に受け、単独運転後、基本的には負荷の抵抗分と MPPT 制御による出力電力一定の条件により定まる電圧値に変化する。

3. 単独運転時の誘導電動機特性変化

誘導電動機の定数は、通常定格周波数 f にて設計されており、周波数が f' のように変化した場合には $f'/f = \alpha$ 倍となる。そのため、変化する周波数によってリアクタンスが変化し無効電力量も変化するようになる。したがって、誘導電動機は、周波数の変化によっては、無効電力を補償する作用をもつことが考えられる。

配電線停止後に周波数が低下した場合は、誘導電動機の同期速度が低下し、慣性エネルギーを持った回転子が回転数を維持することにより、誘導電動機状態から発電機状態へと状態を変化するものと考えられる。これらから誘導電動機が配電線の負荷として存在する場合には、更に有効電力の供給により電圧低下を抑制する作用も持つものと考えられる。これらの特性変化により、誘導電動機は、静止型負荷よりも単独運転を継続させ易い負荷であることが考えられる。

4. 誘導電動機の有無による単独運転実験

〈4・1〉誘導電動機が負荷として接続されている場合の影響について、誘導電動機の在否による単独運転実験により検証を行った。

検証結果は、誘導電動機がない状態では、負荷条件に関係なく配電線停止後から 600ms 前後で運転が停止しており、誘導電動機がある状態での

実験結果は、発電量と負荷量が平衡状態 ($P=0\%, Q=0\%$) にある負荷条件を中心に単独運転が1秒以上継続していることが確認できた。

〈4・2〉誘導電動機を接続しない状態での周波数分析結果は、最大 55.60Hz, 最小 44.42Hz と過不足周波数継電器の検出値を超過していることが明らかになった。また、他の負荷条件すべてにおいても同様に継電器の検出地を超過していることが併せて明らかになった。誘導電動機を接続した状態での周波数分析結果は、最大 54.01Hz, 最小 46.50Hz であり誘導電動機を接続しない状態に比べ変化が少ないことが明らかになった。また、単独運転が1秒以上継続している負荷条件の周波数変化は、過不足周波数継電器の検出値以内で維持されていることが併せて明らかになった。

〈4・3〉誘導電動機を接続しない状態での電圧分析結果は、最大 220.02V, 最小 184.11V であった。また、誘導電動機を接続した状態における電圧分析結果は、最大 229.80V, 最小 189.04V で、いずれも過不足電圧継電器の検出閾値を超過している値はないことが明らかになった。

配電線停止後における電圧値は、数箇所の負荷条件を除いて、誘導電動機を接続した状態のほうが高くなることが明らかになった。

これらの結果から誘導電動機は、周波数および電圧値の変化が抑制する効果があることを確認した。

5. 単独運転時の無効電力相互作用

〈5・1〉単独運転時における誘導電動機の無効電力は、配電線が停止した後に比較的顕著に変化していることが明らかになった。そこで、配電線停止前及び停止 0.3 秒後の誘導電動機のインダクタンスを算出し無効電力の変化と単独運転現象との関連について検証を行うこととした。

インダクタンス値算出結果を表 1 に示す。

算出結果から、単独運転が継続している負荷条件 ($P=-10\%, Q=-5\%$) において配電線停止後半分まで値が低下している。また、同様に負荷条件 ($P=+10\%, Q=+5\%$) では、1.5 倍程度まで値が増加していることが明らかになった。

〈5・2〉配電線停止後の周波数は、負荷条件の無効電力がアンバランスの場合、PCS の PLL 制御による力率一定制御によってその周波数に変化する。しかし、表 3 に示すように単独運転が継続している負荷条件の周波数は、配電線停止前と比べても大きく変化していない。そのため、負荷条件 ($P=-10\%, Q=-5\%$) 及び ($P=+10\%, Q=+5\%$) における誘導電動機は、表 1 に示すように変化する周波数に併せてインダクタンスを変化させながら無効電力を補償し、その結果、配電線停止後の周波数の変化を抑制したものと考えられる。

〈5・3〉誘導電動機が無効電力を補償する事象について負荷条件 ($P=-10\%, Q=-5\%$) 及び ($P=+10\%, Q=+5\%$) を例に検証を行った。

負荷条件 ($P=-10\%, Q=-5\%$) における配電線停止前の誘導電動機の無効電力は、272[Var]であったが、配電線停止後は、2.3 倍の 639[Var]まで顕著に増加し、単独運転前の無効電力の不均衡分を補償する方向に変化していることがわかる。

また、同様に負荷条件 $P=+10\%, Q=+5\%$ における配電線停止前の誘導電動機の無効電力は、267[Var]であったが、配電線停止後は、0.33 倍の 88[Var]まで顕著に減少し、単独運転前の無効電力の不均衡分を補償する方向に変化していることがわかる。これらの値は、インダクタンス値一定条件の値と比較して大きく異なる。

これらの結果から誘導電動機は、配電線停止後において、周波数が変化する場合は、定数から無効電力を補償する方向に作用し、単独運転の継続を助長する特性をもつことが明らかになった。

Table 1. Inductance value change table of induction motors.
Upper row (Before cut out utility line)
The lower (0.3seconds after cut out utility line)

| Reactive power (Var) | | Active power (W) | | | | |
|----------------------|-------------------|------------------|-------|-------|-------|-------|
| | | -10% | -5% | 0% | +5% | +10% |
| -10% | Normal operation | 114mH | 114mH | 114mH | 115mH | 116mH |
| | 0.3secon-ds after | 44mH | 54mH | 84mH | 90mH | 84mH |
| -5% | Normal operation | 114mH | 115mH | 114mH | 115mH | 114mH |
| | 0.3secon-ds after | 60mH | 115mH | 94mH | 104mH | 103mH |
| 0% | Normal operation | 114mH | 114mH | 114mH | 115mH | 116mH |
| | 0.3secon-ds after | 50mH | 95mH | 117mH | 128mH | 116mH |
| +5% | Normal operation | 116mH | 114mH | 114mH | 114mH | 115mH |
| | 0.3secon-ds after | 98mH | 136mH | 127mH | 118mH | 154mH |
| +10% | Normal operation | 113mH | 114mH | 114mH | 115mH | 114mH |
| | 0.3secon-ds after | 79mH | 85mH | 84mH | 95mH | 50mH |

5. まとめ

単独運転継続時間が長くなる要因は、配電線停止後に周波数が低下する場合、誘導電動機が発電機状態へ変化することにより有効電力のアンバランスを補償し、電圧の変化を抑制する特性を有することによることを明らかにした。また、同時に誘導電動機は、配電線停止後において PLL 制御による力率一定制御によって周波数が変化する場合、その周波数の変化を抑制する方向に作用し、単独運転を継続する特性も有することを明らかにした。

これらにより、誘導電動機は、静止形負荷よりも単独運転現象を発生させやすい負荷であることを明らかにした。



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 (D3)

1. はじめに

これまで日本が主導で技術と市場の両面で世界をリードしてきた環境に変化が生じつつある。数年前まで日本のメーカーが太陽電池生産量のシェアのTop 4を支配してきたが、2006年以降、中国やドイツといった新興メーカーが台頭し、ついには今年、Qセルズが生産量No.1となった。^[1] その原因の一つにシリコンの不足が挙げられる。そのような事態に対応するため、原材料が極力抑えられる薄膜太陽電池の普及が望まれる。現在、薄膜太陽電池と呼ばれる太陽電池は、シリコンを用いたタイプと化合物を用いたタイプに二分される。変換効率は従来の結晶シリコン系に及ばなく、その市場も2006年時点で約7%しかないが、シリコン価格の高騰や今後の技術開発によって変換効率の向上が見込まれ、市場の急成長が期待される。

2. 研究目的

現在、メーカーが変換効率を決定する屋内での試験条件はSTC (Standard Test Condition)である。その試験条件は今更言うまでもないが、放射照度 1.0kW/m^2 、電池温度 25°C 、太陽光スペクトルAM1.5のときに決定される。しかし屋外ではその3つのパラメータは年間を通してたえず変化し、STCとなる瞬間は日本においては非常に稀である。本研究ではリアルコンディションにおける電池性能を評価するべく、屋外に数種類の太陽電池を並べ、電池性能を評価した。その中には、従来の結晶シリコン系と薄膜太陽電池(化合物型)が含まれる。昨年度までの成果として屋外における太陽電池の出力性能は直線補間法を用いて推定が可能であり、出力が放射照度と温度に線形であれば、電池の種類に依らず推定が可能である。またその推定精度は、推定値から実測値を引いた誤差の標準偏差が0.5%未満であった。^[2] 本年度はこの高い推定精度を利用し、誤差を2004年10月1日から2007年10月31日までの約3年間電池性能が変化していないかといった耐久性評価へ応用する試みを行ったので、それについて報告する。

3. 各電池パラメータの推定方法

3.1 開放電圧

直線補間法を用いて開放電圧を推定する場合、リファレンスとなるIVカーブは開放電圧を越えて測定されていなければ推定する事は困難である。よって、本パラメータの推定はNRELのMarionらが提唱する以下の式を用いた。なお、式中の温度係数と照度係数は測定を開始した初期の屋外出力計測値か

ら近似式を算出し、その傾きを係数とした。^[2]

$$V_{oc} = V_{oc(0)} \left[1 + \beta(T - T_0) \right] \left[1 + \delta \ln \left(\frac{E}{E_0} \right) \right]$$

E : 放射照度 [kW/m^2] E_0 : 1kW/m^2
 T : モジュール温度 [$^\circ\text{C}$] T_0 : 25°C
 β : 温度係数 [$\%/^\circ\text{C}$] δ : 照度係数 [%]

3.2 短絡電流

今回の出力推定は、実測値の短絡電流を用いた。

3.3 最大出力

昨年度同様、直線補間法による推定を行った。^[2]

$$V_{T3}(I) = V_{T1}(I) + \frac{T_3 - T_1}{T_2 - T_1} \cdot (V_{T2}(I) - V_{T1}(I))$$

$$I_{E3}(V) = I_{E1}(V) + \frac{E_3 - E_1}{E_2 - E_1} \cdot (I_{E2}(V) - I_{E1}(V))$$

$V_T(I)$: 温度 (T) における V-I カーブ点

$I_E(V)$: 照度 (E) における I-V カーブ点

T_1 : 低温度 E_1 : 低日射

T_2 : 高温度 E_2 : 高日射

T_3 : 任意温度 E_3 : 任意日射

3.4 曲線因子

残る曲線因子は、推定済みの V_{oc} と P_{max} に加え、実測の I_{sc} から計算した。

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \times I_{sc}}$$

4. 推定結果

今回の評価対象は、2004年10月1日から2007年10月31日までの約3年間のデータであるが、計測間隔が1分で行われている事もあってデータが膨大である。よって耐久性を評価するといった目的から1日で最もモジュールへの入射角度が最小となる時間帯のデータを1点抽出し、それを評価対象とした。またIV計測中に日射変動が起きてIVが歪む事がある為、入射角度が最小となるデータの前後5分間で日射変動が5%以内のデータを有効とし、推定を行った。

4.1 c-Si の場合

図1にc-Siの最大出力の実測値(黒実線)と推定値(赤△)を時系列で示した。図より、約3年が経過した後でも、実測値を示した実線上を推定値が推移しており、推定精度の高さを伺われる。また、図2は各パラメータの誤差率をヒストグラムにした図

である。これからも P_{max} の誤差率の中心は 0% であることから、モジュールが劣化している様子はみられない。

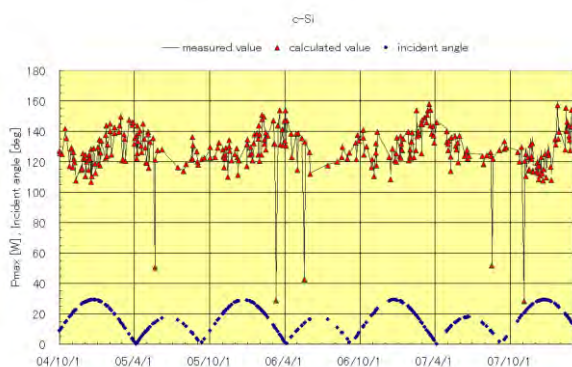


図 1. 推定&実測の時系列推移 (c-Si)

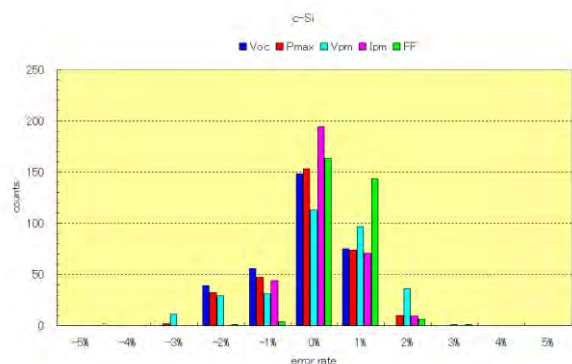


図 2. 誤差率の Histogram (c-Si)

4.2 poly-Si の場合

同様の手順で、多結晶 Si を纏めた。図 3 は c-Si と同様、推定値が実線上を推移している。一方で各特性値に着目すると、FF の誤差率が若干+側に振れている。(図 4) これは推定値が実測値と比べて大きい事を意味している。しかし 1% の誤差は直線補間法の推定精度のバラツキの範疇である事から、劣化と特定するのはやや困難である。2% を越えた場合モジュールの劣化、或いは計測系の寿命 (熱電対の精度、IV カーブトレーサのチャンネル切替機内にあるスイッチング素子の劣化) の可能性が考えられる。

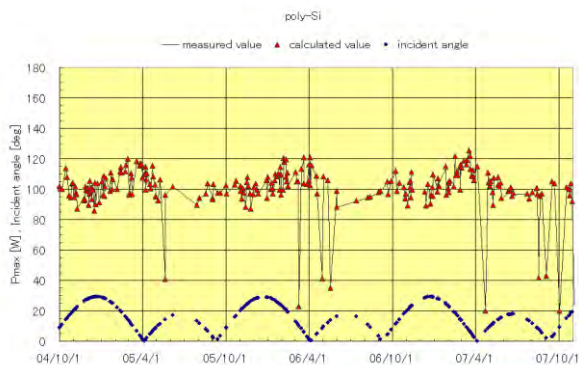


図 3. 推定&実測の時系列推移 (poly-Si)

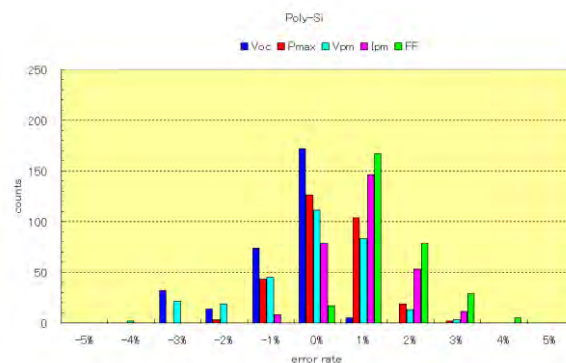


図 4. 誤差率の Histogram (poly-Si)

4.3 CIGS の場合

図 5 は上記 2 つの電池と同様、推定値が実測値を追従している。また図 6 は V_{oc} と P_{max} の誤差率の標準偏差が 1% 以内である。この事からモジュールが劣化した様子は伺えず、化合物系太陽電池の屋外での出力安定 (耐久) 性を証明する結果となった。

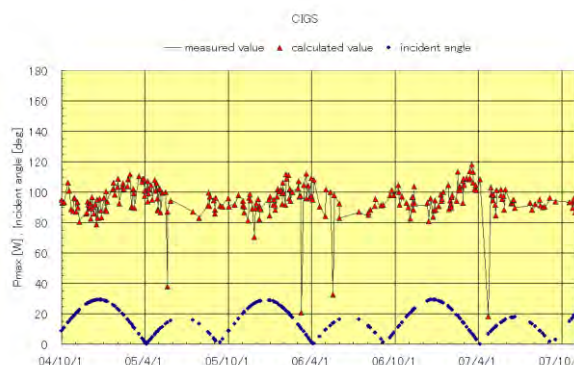


図 5. 推定&実測の時系列推移 (CIGS)

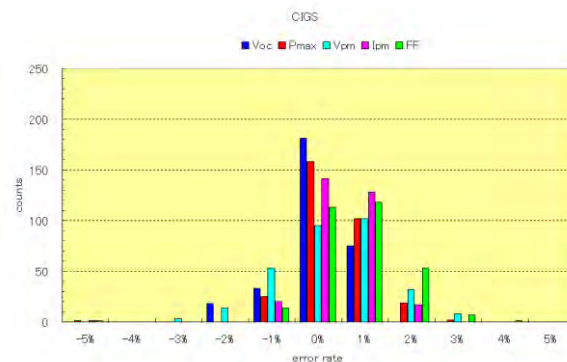


図 6. 誤差率の Histogram (CIGS)

5. まとめ

今回取り上げた 3 モジュールは誤差率の標準偏差が 1% 以内であることから、直線補間法の推定精度の範疇であり、モジュールの劣化は伺えない結果となった。

6. 参考文献

- [1] 日経ビジネス 2008 年 2 月 18 日号 P46-54
- [2] J. Tsutsui, K. Kurokawa, "Modeling the performance of several photovoltaic modules", 4th wpec, Hawaii, 2006.



太陽光発電変動特性評価法の研究

川崎 憲広 (D3)

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 システムが急速に普及すれば、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]という現象を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、これを考慮すれば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し、ならし効果を評価することを目的としている。本稿は、集中連系型 PV システム実証試験地区における PV システム、負荷、および受電の変動特性に関してシステムの導入規模を変化させて評価した結果を報告する。

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 のようになり、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、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。

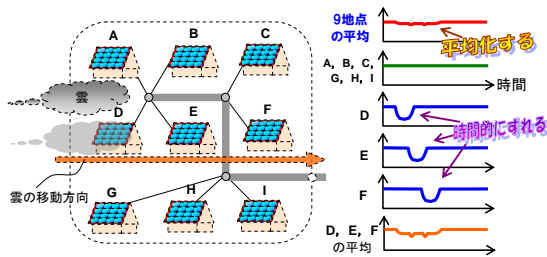


図 1. ならし効果のイメージ

3. 変動特性評価手法

変動には、速さ・大きさ・頻度という特徴が混在しているので、変動特性を評価するにはこれらを抽出する必要がある。そこで、変動の特徴を抽出するためにウェーブレット変換とフーリエ変換の 2 つの周波数解析を用いた。前者は時間周波数解析であるので、周波数帯毎の時間的な特徴点を抽出し、最大の変動の大きさ (「最大変動幅」を定義) の把握に用い、後者は変動の周波数分布から変動の頻度と大きさを考慮した特性 (「変動エネルギー」を定義) の把握に用いた。各指標については以下に述べる。

〈3・1〉 周波数領域の分割 時系列データを周波数領域に変換した後、ある範囲毎に分割することで評価が行いやすくなる。そこで、全ての周波数領域において満遍なく解析が可能なオクターブ分割を採用した。オクターブ分割とは線形軸上で帯域を 2 分割し、その後も低周波領域の

みを引き続き 2 分割する分割法で、対数軸上でみると等分割になる。以後、周波数は逆数を取り、変動周期として扱う。

〈3・2〉 最大変動幅 最大変動幅 (MMF : Maximum Magnitude of Fluctuation) とは、変動周期毎の最大の変動幅を抽出したものである。抽出方法は、時系列データをウェーブレット変換して求まるパワースペクトルの最大値が検出される時刻から、対象としている周期に対応した評価窓内の実際の変動の大きさを算出するものである。

〈3・3〉 変動エネルギー 最大変動幅ではいわゆる変動の最悪のケースを抽出したといえるが、変動の分布は考慮できていない。それに対し、1 日全体としてどのような変動が分布していたかを示す変動エネルギー (EF : Energy of Fluctuation) を定義した。これは、変動周期毎のパワースペクトルの合計値のことであり、算出方法は、時系列データ 1 日分をフーリエ変換し、パワースペクトルを求め、変動周期毎にパワースペクトルを合計したものである。

4. 解析条件

本稿で示す結果の解析条件は以下の通りである。

- ・解析期間：2006/4/17～2007/9/21
(有効端末が 500 軒以上の日、327 日)
- ・解析対象とした時間帯：2:53:53～21:06:08
(この間のデータ数:216=65536)
- ・解析端末数：500 軒
- ・解析パターン：実証試験地区の中心の PV システムから近い順に増加 (同心円状、図 2 参照)

また、評価の対象とする計測データは、PV システムのアレイ電力、負荷有効電力、受電有効電力の 3 つ (図 3) である。ここで、実証試験地区で全軒に設置されている蓄電池は、出力抑制回避のみを考慮した運用であるため、本検討からは除外した。

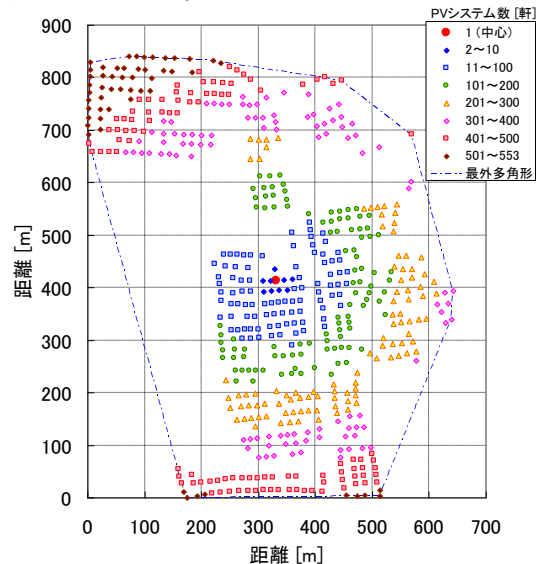


図 2. 実証試験地区における PV システムの配置図

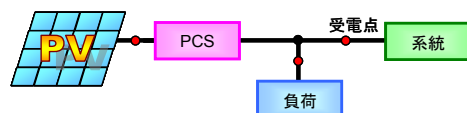


図 3. 解析対象とした計測ポイント

5. 実証試験地区における変動特性

上記の評価手法を用い、解析条件のもと解析した結果が図4以降である。これらの結果は、解析期間327日のうち、変動の大きい上位5%の値をプロットしたものである。従って、変動が多い日の解析結果であるといえる。図4~6は最大変動幅を、図7~9は変動エネルギーの結果を示す。ここで、PVシステムは設備容量が明確なので、設備容量で規格化しているが、負荷は正確に把握することが難しいので、1軒当たりの変動を示した。

まず、最大変動幅についてみる。PVシステムでは、短周期変動において最大変動幅が小さくなっていることがわかる。また、導入規模の拡大により、最大変動幅が低減する領域が拡大していることが読み取れる。一方、負荷においては、1軒のときの最大変動幅は大きいですが、導入数が拡大すると非常に小さくなる。このことから、負荷の平滑化効果は大きいことがわかる。また、受電においては、1軒のときは負荷とPVの変動の重なりにより大きな変動

になるが、導入規模が拡大することで、大きな平滑化がみられる。

次に、最大変動幅は単発的な変動をとらえる指標だが、変動の大きさと頻度を考慮できる変動エネルギーについてみる。負荷では、広範囲に平滑化効果がみられている。また、PVと負荷の合成である受電においては、PVよりも若干平滑化の領域が拡大している。これは、PVと負荷の変動が打ち消しあい、平滑化が生じたと考えられる。

以上の結果より、PVシステムの変動は短周期において平滑化の効果を発揮することや規模の拡大に伴い、その効果はより長い変動周期へ影響を及ぼすことを示した。

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

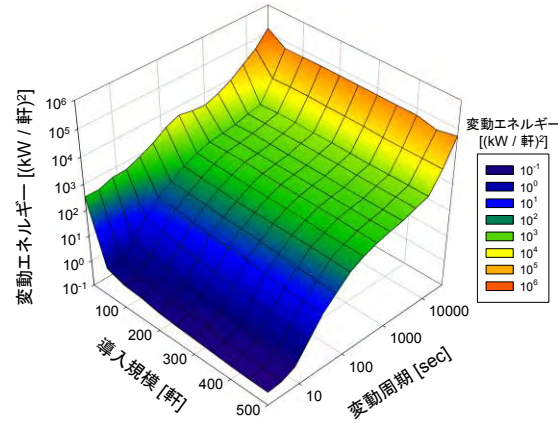
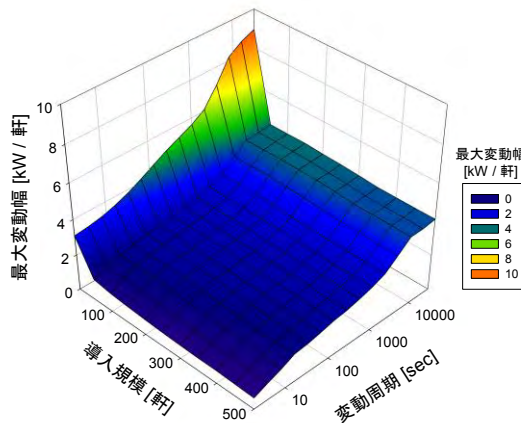
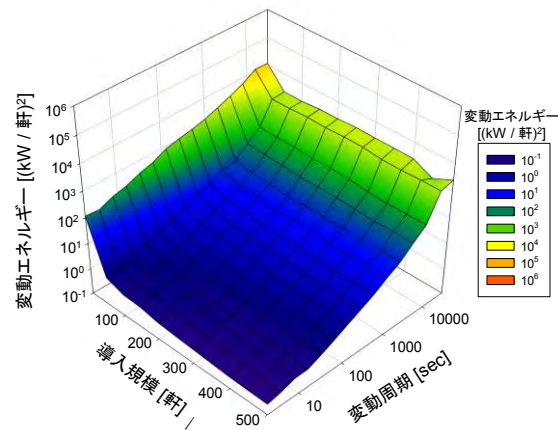
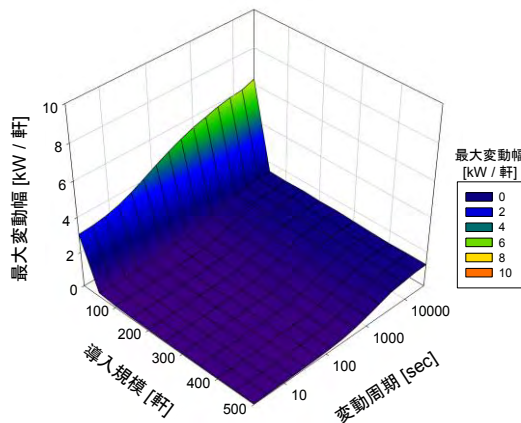
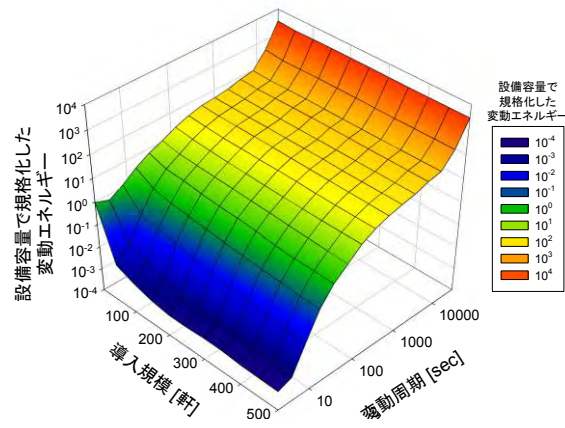
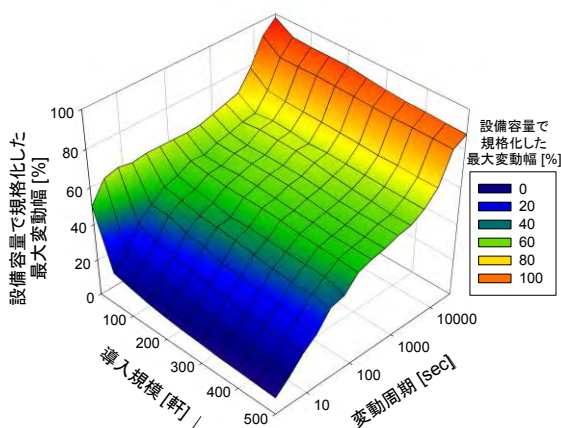


図 0. 受電の最大変動幅

図 1. 受電の変動エネルギー



蓄電池あり系統連系太陽光発電システムに関する研究 ～発電/需要予測に基づいた均等充電計画について～

嶋田 尊衛 (D2)

1. はじめに

急速に普及が進む住宅用の太陽光発電システムは、発電電力と使用電力の差を電力系統で処理する系統連系システムとして普及が加速している。太陽光発電の発電量は、気象条件である日射量に大きく左右される。今後、太陽光発電システムが持続的に発展していくために、蓄電機能を有し電力系統への依存度を低下させた「自律度向上型」システムの開発が期待されている。

この研究では、従来のシステムに蓄電池を導入した例えば図1に示すシステム構成において、予測を用いた適切な電池運用方法を検討している。設置者のメリットを確保しつつシステムの自律度を向上し、将来の太陽光発電システムの理想的な姿を追求することを目的とする。

今回、均等充電するタイミングを予測に基づいて計画する手法を検討したので報告する。

2. 均等充電計画手法

セルが直列接続された鉛蓄電池やニッケル水素電池は、蓄電池の状態を健全に保つために、定期的に過充電してセル間の容量ばらつきを解消しなければならない。これを均等充電と呼ぶ。このとき、過充電によるエネルギー損失は避けられない。通常は均等充電回数を抑えるために、前回の均等充電からの積算放電電流量が蓄電池容量の5倍に達するか15日の経過で均等充電するなどの条件を設定することが多い。

本研究では、夜間の系統電力を用いて蓄電池を充電するシステムを検討している。このとき、当該住宅における翌日の発電/需要予測に基づき、毎晩最適な充電量を算出している。

そこで今回、最適充電量が満充電に近い夜を選んで均等充電する手法を提案する。具体的には、まず現在の充電状態と翌日の発電/需要予測から、仮に今夜満充電したときに損失するエネルギーを予測し、またこの指数移動平均を求める。次に、前記条件の達成率と、予測エネルギー損失が蓄電池容量に占める割合を1から引いたものとの平均値を求め、これを均等充電所望指数とする。この値が次の閾値を超えていれば、前記条件が成立していなくても今夜均等充電を行う。

$$\text{閾値} = 1 - k \times \text{指数移動平均}$$

なお、ここでは指数移動平均は0.955/日、 k は0.73とした。

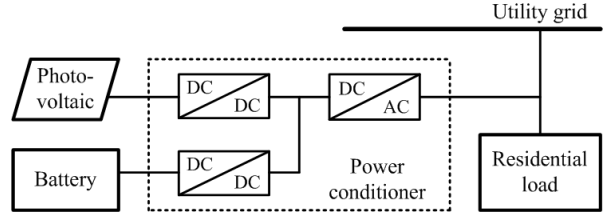


図1 太陽光発電システム構成例

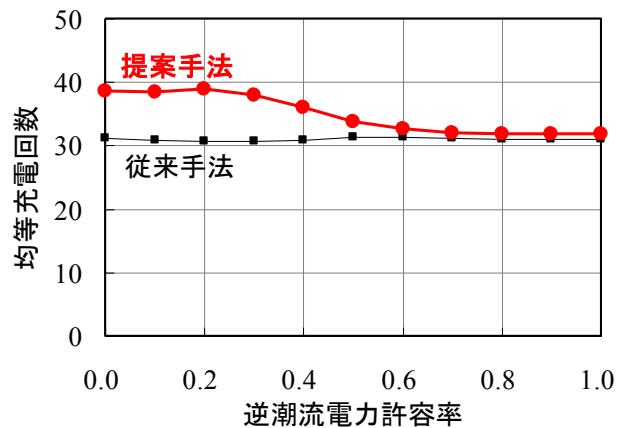


図2 1年間の均等充電回数

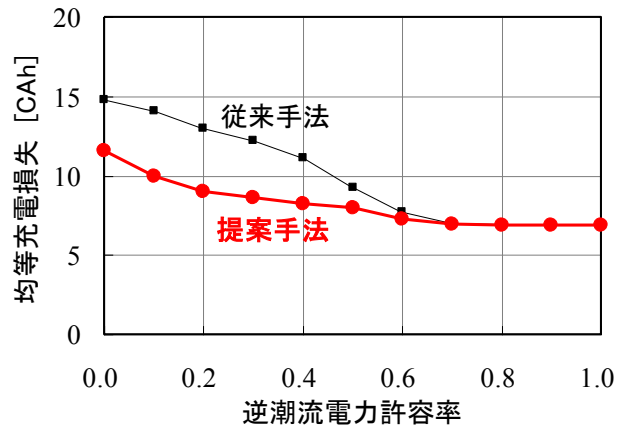


図3 1年間の均等充電損失

3. 結果・まとめ

提案手法の効果を検証するため、最大逆潮流電力に制限を設けた住宅サイトを仮定し、シミュレーションを実施した。図2、図3に示した結果より、最大逆潮流電力に制限を設けたシステムでは、提案手法により均等充電の回数は増加する。しかしながら均等充電による損失は低減されており、提案手法の省エネルギー効果が確認できた。

太陽電池の性能評価に関する研究

津野 裕紀(D2)

1. はじめに

太陽電池の性能を表す指標として出力(効率)は非常に重要である。出力測定は、国際的に定められた、一定の条件下(標準試験条件)で測定される。太陽電池の種類が結晶 Si 系のみであったときは、この出力の大小は屋外条件での出力の大小とほぼ同じであり、発電電力量を比較する上で問題は生じなかった。しかし、近年様々な種類や構造を有する太陽電池が開発され、市場に出回りつつある。これら新型太陽電池は、結晶 Si 系太陽電池とは特性が異なるため、標準試験条件下での出力の大小と、屋外条件での出力の大小が異なるという実験結果が数多く報告されている。このことから、現状の標準試験条件下での出力の他に、自動車の 10・15 モードのような、実条件を考慮した新たな性能指標を望む声が高まっている。

しかしながら、太陽電池の屋外条件における出力を再現することは非常に難しい。自動車の場合、走行条件はドライバーが決定できるが、太陽電池の場合、条件は、自然が決めるものであり再現することは不可能である。そこで数点の測定値を用いて、任意の条件に補正を行うのだが、この方法は各研究機関で種々提案されており手法は様々である。また、公平な値付けのためには、屋外条件を定めなくてはならない。自動車の場合もそうだが、測定条件によっては市場の妨げになり、余計な混乱を与える可能性があるため、慎重に決定しなければならない。これらの問題は、現在、国際電機標準化会議(IEC)TC82WG2において議論されている。

本研究では、太陽電池の屋外条件における出力を評価するための様々な問題に対し、解決手法の提案を行い、国際的に認められる評価手法を確立させることを目指している。

2. I-V 特性のモデリング

I-V 特性の直線補間/補外法 : **Linear Interpolation / Extrapolation of I-V curves (LINEX-IV)** 法は、Reference として測定した数点の I-V 特性から、様々な条件での I-V 特性に補正することが可能である。この手法は、多接合太陽電池に関する JIS 規格の素案に採用され、IEC などにも提案されている。我々は結晶 Si 系をはじめ、CIS や HIT など、様々な太陽電池に適用可能であることを示した。表 1 は LINEX-IV 法による発電電力の算出精度である。いずれも平均値、標準偏差共に十分な算出精度であることがわかる。

LINEX-IV 法による I-V 特性の算出に用いるパラメータは、モジュール温度と I_{sc} (もしくは日射)で

ある。ただし、日射をパラメータとした場合、スペクトルミスマッチなどにより多少精度が悪くなる。従って、日射やその他の条件から I_{sc} を推測する手法の開発が非常に重要である。

表 1 LINEX-IV 法による発電電力の算出精度

| Module | Ave [%] | SD [%] |
|-----------------|---------|--------|
| sc-Si | 0.1 | 0.8 |
| pc-Si | 0.2 | 0.8 |
| Hetero-junction | 0.1 | 1 |
| CIS | 0.4 | 0.8 |

3. 太陽電池モジュールの分光感度測定原理の検討

部分照射による太陽電池モジュールの分光感度測定原理を実験的に検討し、バイアス電圧と補助バイアス光を用いた分光感度測定方法を提案した。本手法は、1 セルと同条件での測定が可能であり、高精度な測定が可能である(図 1)。今後は、多接合太陽電池などの他の種類の太陽電池モジュールへの適用性を検証する予定である。

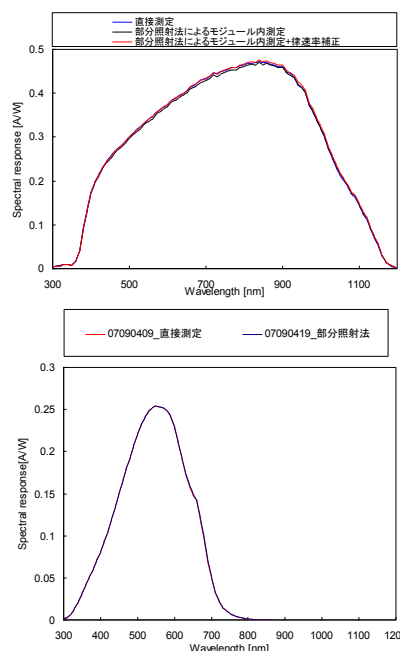


図 1 部分照射法による c-Si と a-Si 太陽電池モジュールの分光感度特性測定値と直接測定した結果の比較

4. 各種太陽電池モジュールの屋外特性評価

Energy Rating の精度を向上させるには数多くの要因を考慮しなければならない。発電電力の精度はもちろん重要であるが、最終的には発電電力量が必要であるため、ある程度精度を犠牲にしても、容易に発電電力量を求める必要性も出てきてい



る。そこで、LINEX-IV 法を用いて、屋外特性の各種要因が年間発電量に与える影響を解析した。単結晶太陽電池とヘテロ接合太陽電池の解析の結果を図 3 に示す。解析には 2004 年 9 月から、2005 年 8 月までの一年間のデータ(一分値)を使用し、各要因が発電量に与える影響を示した。負の場合は損失、正の場合は利得を示す。

推測電力量と測定値は 0.1%の誤差で、非常に精度が良い。両者を比較すると、PR はヘテロ接合の方が良い。周知の様に、温度特性が最も影響を与えているのだが、最大電力(あるいは効率)の照度依存性も無視できない。今回のサンプルでは、温度一定状態において、ヘテロ接合太陽電池は、1SUN よりも約 0.7SUN で効率が最大となり、約 0.5SUN まで効率が低下しないのに対し、単結晶太陽電池では、1SUN で最大となり、照度の減少とともに効率も低下することがわかっている。LINEX-IV 法は、このような解析も可能で、他のモデルではこの現象の把握が難しく、測定点が多数必要となるが、LINEX-IV 法は、3 から 4 点の測定で充分である。I_{sc} と照度の mismatch は分光放射照度や角度特性などが含まれるが、図 2 から、その影響はほとんど無視できることがわかる。しかしながら感度波長の異なる他の太陽電池にとっては無視できない要因である。

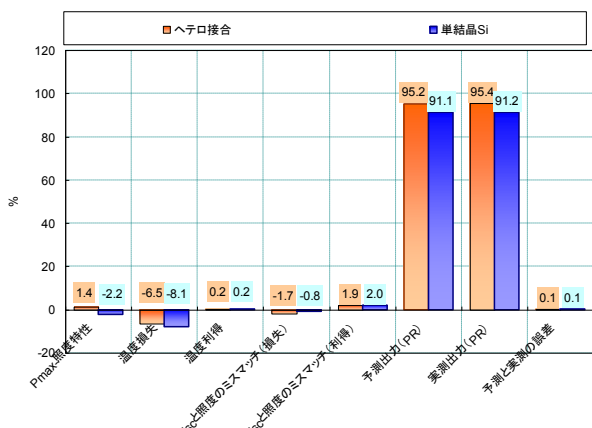


図 2 各種要因が年間発電電力量に与える影響

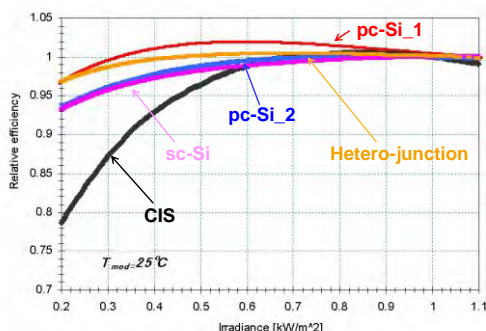


図 3 各種太陽電池の照度依存性 (LINEX-IV 法により算出)

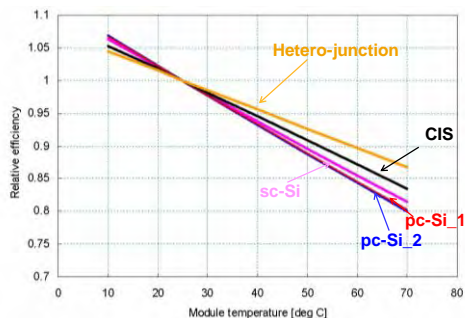


図 4 日射強度 1[kW/m²]での各種太陽電池の温度依存性。(LINEX-IV 法により算出低照度では温度係数は大きくなる傾向がある。)

5.その他の研究事項

本手法の適用範囲は、a-Si を除く単接合太陽電池に限られる。なぜならば、a-Si は温度の影響により特性が変化するためである。分光放射照度により特性(特に FF)が変化する多接合太陽電池も同様である。現在、多接合太陽電池の特性を調査しており、LINEX-IV 法の適用を模索している最中である。

また、要求精度によってはスペクトルミスマッチを考慮する必要がある。欧米では、基準セルとカラーフィルタなどを用いて分光感度を近似させ、これを日射計の代わりに用いる例が報告されている。これは、高価なスペクトルラジオメータを購入する必要が無く Energy Rating に有効である。日本ではほとんど使われた例が無い。

さらに、Energy Rating に用いる Reference I-V 特性を容易に、かつ 2-3 時間で測定する手法も開発中である。もちろん精度が要求される場合や効率的な評価を行うには屋内測定が最適でありこちらの開発も進行中である。

6.おわりに

Energy Rating の重要性と進捗状況を述べた。今後は、各種太陽電池における Energy Rating の精度を実証する予定である。ただ、太陽光発電システムはモジュールだけで構成されるものではない事を忘れてはならない。実際の太陽光発電システムの稼働状況と太陽電池モジュールとの相関をとり、モジュールベースの発電特性とシステムベースの発電特性の差異を検討する必要がある。

また、EU では“Performance”という Energy Rating のためのプロジェクトを立ち上げ、各国複数の機関が、研究だけでなく、標準化までを視野に入れた本格的な行動を始めている。わが国においても、多くの機関が連携し、同様の行動を起こすべきである。

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

渡邊 優一(M2)

1. 研究目的・内容

太陽電池（以下 PV）は太陽光を取り入れることで発電できるので、PV アレイの設置場所は、日射が障害物などの影響を受けない場所が望ましい。そこで、これらの影の影響を設置した本人が手軽に調べるために本研究では、市販されているデジタルカメラを用いた仮想平面方式による写真測量法で障害物とアレイの測量を行い、影を画像上に可視化するソフトウェアを開発した。これによって、誰でも手軽に測量の知識なくアレイにかかる影の影響を調べることが可能になった。

2. 影の定量評価システム

アレイに影がかかることは発電量の低下をもたらす、なおかつその影がどのようにかかるかを推定することが困難である。そこで、ある場所におけるアレイにかかる影がどのようなものであるか、発電量にどれだけ影響を及ぼすかを、写真測量法を用いたソフトウェアの画面上に表示する“影の定量評価システム”を考案した。このシステム全体の流れを図1に示す。

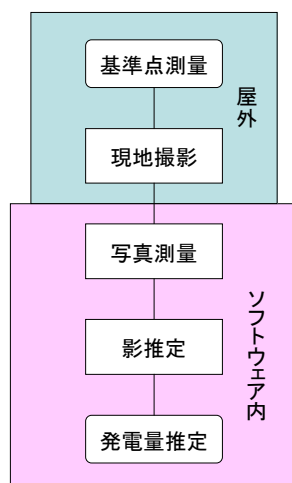


図1 “影の定量評価システム”

このシステムでは専門の知識はいらず、市販されているデジタルカメラを用いて測量ができてしまう。さらにこのシステムの大きな特徴とし

て、取り込んだ写真上に影が表示できるということが挙げられる。

3. 仮想平面方式

本研究では仮想平面方式という手法を用いて画像を変換し、ステレオ法を適用して障害物とアレイの平面の3次元座標を算出している。このときのモデル図を図2に示す。

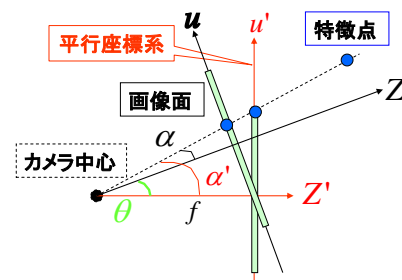


図2 仮想平面方式のモデル図

図2に示すように、仮想平面方式は実際に撮影された画像面に対して、そのカメラが仮に平行であった場合の画像平面に特徴点の座標値を射影する。これによって、カメラに加わった各種の回転角度に対する補正を行い、平行な状態で撮影された画像を作り、3次元座標を算出する。カメラの回転については、図3に示す。

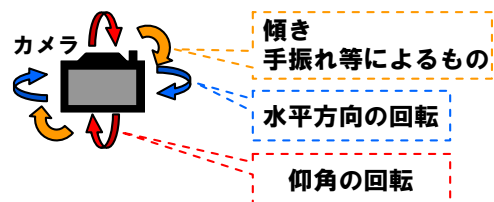


図3 カメラ回転の定義

4. Z軸の補正法

各々の回転の補正だけでは、2枚目を撮影するカメラ中心が1枚目を撮影したカメラ面に対して平行な位置になければならないという束縛が生じた。そこで図4に示すようにZ軸方向に対する補正法を考案した。

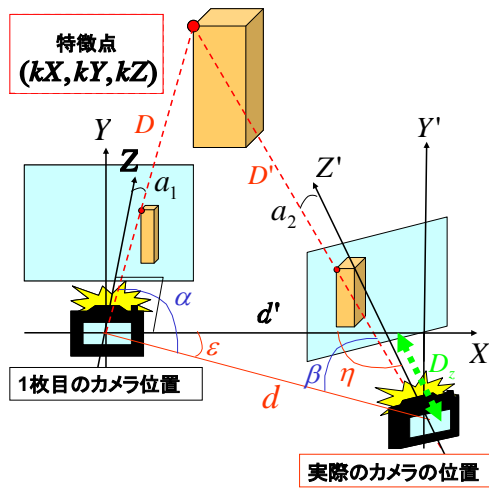


図4 補正法の全体図

図4で実測するものは、 D (1枚目の撮影カメラから特徴点までの距離)、 D' (2枚目の撮影カメラから特徴点までの距離)、 d (カメラ間距離)の3つである。 a_1, a_2 はそれぞれ、正規化した画像座標値から算出されるZ軸と特徴点のなす角である。まず、 α を求める。 α は次式によって求めることができる。

$$\cos \alpha = \frac{D^2 + d^2 - D'^2}{2Dd}$$

$$\alpha = \cos^{-1} \frac{D^2 + d^2 - D'^2}{2Dd}$$

また、この α と同様にして余弦定理から β を求める。ここで、平行と仮定した線分からのズレである ϵ の角度は次式のようにして求めることができる。

$$\epsilon = \alpha + a_1 - 90^\circ$$

ここで D_z を含み、2つの角度がそれぞれ $\epsilon, (\beta + a_2)$ となる三角形に着目する。内角の和は 180° であるに着目して η を求め、正弦定理を使って D_z を求める。 D_z は、

$$D_z = \frac{d}{\sin \eta} \times \sin \epsilon$$

のように求めることができ、 D_z の分だけシフトした後のカメラ間距離 d' は正弦定理から

$$d' = \frac{d \sin(\beta + a_2)}{\sin \eta}$$

と求めることができる。

5. 影の推定・可視化実験・結果

写真測量で求めた障害物・アレイ平面と太陽の方位・高度から障害物がアレイ平面上に作る影の位置を算出する。このとき行った実験の様子を図5に示す。また、測量結果と実際の影の位置を図6に示す。

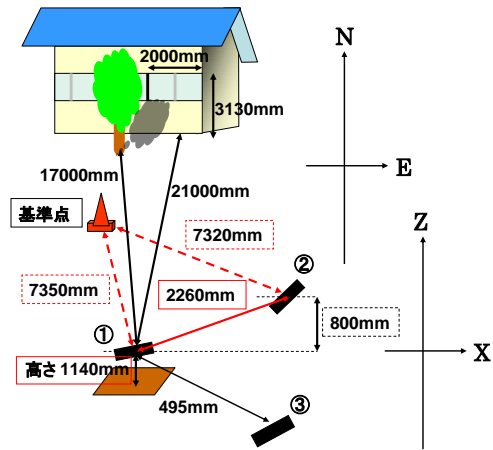


図5 影の可視化実験



(a) 測量結果 (b) 実際の影の位置

図6 測量結果と実際の影の位置

図6からわかるように、約1.5mのズレが生じていた。これは写真測量のZ軸方向の精度が影響していることがわかった。

6. まとめ・今後の展望

本研究では、“影の定量評価システム”という専門の器具や知識を使わない、手軽に測量できることを目的としたシステムを考案した。また、測量から算出した影の位置を画像上に表示すること可能にした。

(4)

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(M2)

1. はじめに

近年、環境問題に対する意識は高まっており、太陽光発電はクリーンなエネルギー源として広く普及が進みつつある。そのような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（以下、PCS）は、電力系統と連系し使用するのに欠かせない保護機能を備えている(1)。しかし PCS は、負荷として誘導電動機（以下、誘導機）が接続されると、系統異常状態の一つである単独運転状態を検出することが困難となりうるということが指摘されている(2)。

本研究は、電源遮断後の誘導機の挙動を解析し、単独運転検出機能が誘導機から受ける影響評価や性能向上に貢献することを目的としている。本論文は、電源遮断後に誘導機が発電することを確認し、発電現象は回転子の運動エネルギーの変化と類似した傾向が見られたことについて述べる。また単独運転試験回路を考慮し、抵抗・インダクタ・キャパシタからなる受動負荷と誘導機負荷の差異を検証した。

2. 発電現象確認

誘導機が電源遮断後に電力を放出する可能性について確認する為の実験を行った。使用した誘導機は、研削加工用機器として一般に用いられているグラインダ（ト石研削機）で、定格消費電力 645 [W]の単相コンデンサ・モータである。実験回路は、供試機に並列に抵抗負荷 RL を接続し、トライアック・スイッチにより電源を遮断し、供試機の電氣的挙動を抵抗負荷での消費電力として観測する回路である（図 1）。トライアック・スイッチ SW は、電流 I_{all} の位相角 0 度の時点において電源を遮断するために用い、電源遮断時を 0 秒とした。

実験は、誘導機を無負荷で運転し、抵抗負荷 RL での消費電力を変化させ、電源を遮断した。電源遮断後の過渡現象から、誘導機電圧 VM、誘導機電流 IM、抵抗負荷電流 IR、回転子回転数 fRotor が観測された。

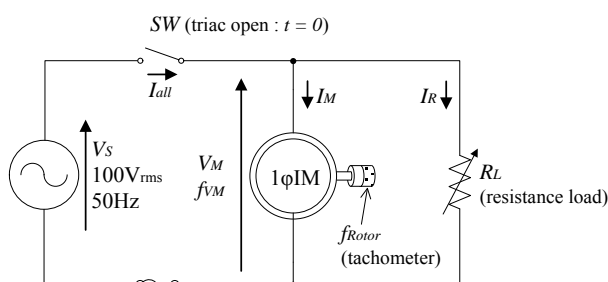


図 1 実験回路概要図

抵抗負荷 RL での消費電力は、誘導機電圧 VM と抵抗負荷電流 IR から算出し、図 2 中の Electrical

Power (実線) として示す。抵抗負荷 RL は、電源遮断後から 1 秒間程度、電力を消費している。抵抗負荷での電力消費は、電源が遮断された後に観測されていることから、誘導機から供給されたものである。

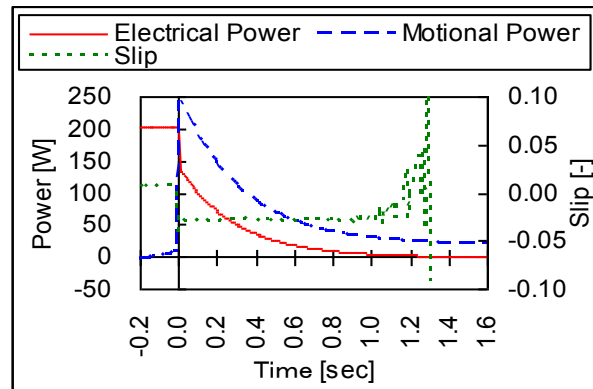


図 2 電源から切断後の供試機の挙動 (並列抵抗負荷 200W の場合)

また誘導機が発電状態は、“すべり”によって把握することも可能である。本実験での“すべり”は、誘導機電圧 VM の周波数 fVM [Hz]と、誘導機回転子の回転数 fRotor [1/s]を用いて、式(1)から算出し、図 2 中の Slip(点線)として示す。“すべり”は、電源遮断前後で正から負への変化していることから、誘導機が誘導発電機モードへ移行していることがわかる。

$$S = \frac{f_{VM} - f_{Rotor}}{f_{VM}} \quad (1)$$

前述のように誘導機は、運転状態から電源を遮断した直後は、発電機として動作することが確認された。この発電電力のエネルギー源は、回転体の慣性運動による運動エネルギーではないかと考え、回転子の回転速度変化から回転子の仕事率変化を算出した。

まず回転子の構成物ごとに慣性モーメント J [kg・m²]を算出した（表 1）。回転子の構成物の形状は、円柱形・質量分布均一であると近似した。ここで M [kg]は質量、D [m]は構成物の直径を表す。これより回転子の慣性モーメントは、軸の両端に具備されている“ト石”の影響が支配的であることがわかる。

表 1 供試機の慣性モーメント

| Parts of rotor | Mass (kg) | Diameter (m) | MOI (kg・m ²) | Percentage (%) |
|-------------------|-----------|--------------|--------------------------|----------------|
| Left grind stone | 1.37 | 0.205 | 7.20・10 ⁻³ | 48.2 |
| Right grind stone | 1.37 | 0.205 | 7.20・10 ⁻³ | 48.2 |
| Others (axis etc) | 3.52 | 0.035 | 5.39・10 ⁻⁴ | 3.6 |
| TOTAL | | | 1.49・10 ⁻² | 100.0 |



次に求めた慣性モーメント J と式(3)~(5)を用いて、回転体の仕事率変化を算出した。ここで ω は角速度、 $\dot{\omega}$ は角加速度、 T [N] はトルク、 P [W] は仕事率を表す。 $\omega \cdot \dot{\omega}$ は実測した回転子の回転速度変化から求めた。算出した回転体の仕事率変化は、図 2 中の Motional Power(破線)で示す。

回転体の仕事率の変化は、誘導機の発電電力の変化と比較し、減衰時間やその傾向が類似している。しかし仕事率と電力の絶対値は一致していない。これは機械損等の損失や、慣性モーメント算出時に質量分布を均一とした近似の誤差による影響が原因と考えられる。

$$J = \frac{1}{8}MD^2 \quad (2)$$

$$\omega = 2\pi \cdot f_{Rotor} \quad [-] \quad (3)$$

$$T = J \cdot \dot{\omega} \quad [Nm] \quad (4)$$

$$P = \omega \cdot T \quad [W] \quad (5)$$

3. 発電量と回転体の運動エネルギー

前節に示したように、誘導機の発電電力量とその間に变化する回転体の運動エネルギーを比較した。発電電力量と回転体の運動エネルギーは、各仕事率を発電現象が継続されている期間で積分して算出した。発電継続時間は、誘導機電流が定格運転時電流の 5%まで減衰する範囲とした。結果を図 3 に示す。

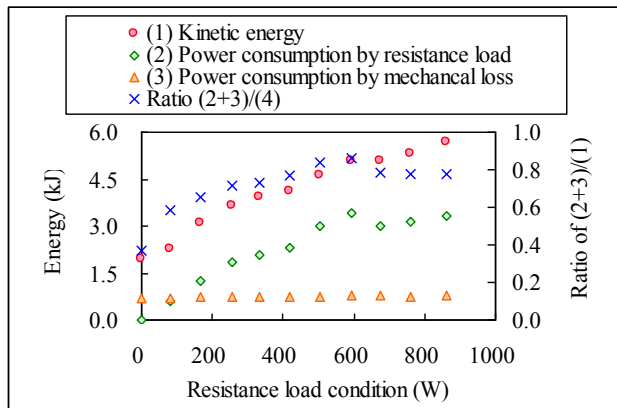


図 3 発電量・機械損・風損と回転体の運動エネルギー

電源遮断後に供試機から外部に取り出しうるエネルギー（発電電力・機械損・風損）は、回転体の運動エネルギーよりも常に少なく算出された。これは供試機が有する回路損失や、慣性モーメント算出時の誤差の影響が考えられる。

しかし抵抗負荷条件に対する取り出しうるエネルギーと回転体の運動エネルギーの変化傾向は一致している。また抵抗負荷を 250W 以上に設定した場合は、取り出し得るエネルギーが、回転体の運動エネルギーの 70%以上を占めている。これらより、抵抗負荷が十分大きければ、回転体エネルギーの 70%程度を外部に電力等の形で取り出せることがわかる。

4. 単独運転試験回路における検討

我が国におけるパワーコンディショナの性能試験での電力負荷は、抵抗（以下 R）、インダクタ（以下 L）、キャパシタ（以下 C）、誘導機（以下 M）の各負荷の組み合わせによって構成される。しかし IEC 規格では、「抵抗・インダクタ・キャパシタによる共振負荷（以降 RLC 負荷）」のみを使用することとされている。そこで RLC 負荷と M 負荷の発電現象に着目して比較した。

表 2 は、電源遮断後の RLC 負荷の LC 負荷から R 負荷に供給される電力と、M 負荷から R 負荷に供給される電力をまとめた。このとき RLC 負荷全体での無効電力を 0（LC 負荷を並列共振状態）とした。無効電力の調整は、L 負荷での無効電力を 300 [var]程度とした後、C 負荷容量を調節した。

これより RLC 負荷は LC の共振によるエネルギー放出が予想されたが、その電力量は M 負荷の電力量とはるかにかけ離れていた。これより RLC 負荷のみで、誘導機の特性をカバーすることは不可能であると判明した。

表 2 RLC 負荷と RM 負荷の発電現象の比較

| 負荷条件 | 周波数 [Hz] | 発電継続時間 [s] | 発電電力量 [W·s] |
|------|----------|------------|-------------|
| RM | 50 | 0.904 | 3029.5 |
| | 60 | 2.142 | 17927.8 |
| RLC | 50 | 0.015 | 26.2 |
| | 60 | 0.012 | 26.8 |

5. まとめ

実験に用いた供試機は、単相誘導機であり発電機として使用するには励磁が欠かせない。しかし外部からの励磁電源や回転子に対するトルクの受け渡しが無い状態であっても、誘導機が発電モードへ移行する現象が観測された。回転体の運動エネルギー変化は、グラインダの発電電力と類似した傾向が見られ、その 70%程度は発電する可能性が示された。またパワーコンディショナの試験に用いる負荷条件として、RLC 共振負荷のみで構成された負荷は、誘導機の発電現象を完全に模擬することはできず、パワーコンディショナにより厳しい条件とするためには不十分であると考えられる。

本論文では、RLC 負荷が誘導機負荷の特性を模擬できない領域があることを明らかにした。今後は、これら誘導機負荷の有する RLC 負荷にない特性を一般化し、世界各国の試験機関において一貫性のある負荷条件の実現につなげることが課題である。

参考文献

(1) 社団法人 日本電気協会 系統連系専門部会：「系統連系規定 JEAC 9701-2006」, pp.14(2006)
 (2) 五十嵐広宣 他：「単独運転試験方法の共振負荷及び回転機負荷の違いによる単独運転検出装置へ与える影響について」, 平成 18 年 電気学会 電力・エネルギー部門大会, 25-11, (2006).

空中写真を用いた都市地域における 太陽光発電システムポテンシャルの推定

鈴木 真美(M1)

1. 研究背景

太陽光発電システムは、現在国内に 1709MW^[1] 導入されている。その全導入量のうち、約 3/4 が住宅用システムである。戸建住宅の屋根は、基本的に日当たりが良く、多くの場合未利用となっている。更に、電力需要地に近接しており、住宅屋根は太陽光発電を行うのに最適な場所である。そのため近年では各住宅メーカーにおいても太陽光発電システムが基本装備されているプランが提案されている。よって、今後ますます住宅用太陽光発電システムは広まると期待されている。

太陽光発電を含む分散型電源の普及に伴い、系統連系などの問題が起こる。そのため、地域ごとに電力需給バランスを最適化していくことが望まれる。そこで、太陽光発電システムの普及を促進し、地域的なエネルギー計画の指針となるべき太陽光発電システムの導入ポテンシャルを推定することが重要となっている。

2. 研究目的・解析手法

本研究は、任意の地域における太陽光発電システムポテンシャル（設置可能面積，設置可能量）の推定手法を提案している。本研究の特徴は、行政界などに制限された地域の太陽光発電導入量を推定するだけでなく、自由に解析地域を設定でき、その地域の具体的な分布を把握できることである。解析地域のポテンシャルが集中している場所が分かれば、導入計画に役立てることができる。

この特徴を実現させているのが、航空機から撮影された空中写真の使用である。具体的には、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より認識し、その面積に太陽電池モジュールの設置割合などを反映させることにより、導入ポテンシャルを推定する。

2.1 設置対象地域の定義

本研究における太陽光発電システム設置対象地域を戸建住宅のみに限定する。スタジアムなどの大型施設，駐車場，高層ビルなどにも設置は可能であるが，設置条件の幅が大きいこと，住宅におけるポテンシャルを把握したいなどの理由から，今回の解析の対象外とする。ただし，アパートなど，空中写真からは戸建住宅との違いが判別できないものは，対象地域に含む。

2.2 解析フロー

図 1 に，空中写真から屋根領域を抽出するための解析手順を示す。

これまでにこの手法を解像度 25cm の空中写真に対して用い，東京都小金井市におけるポテンシャル推定を行った^[2]。

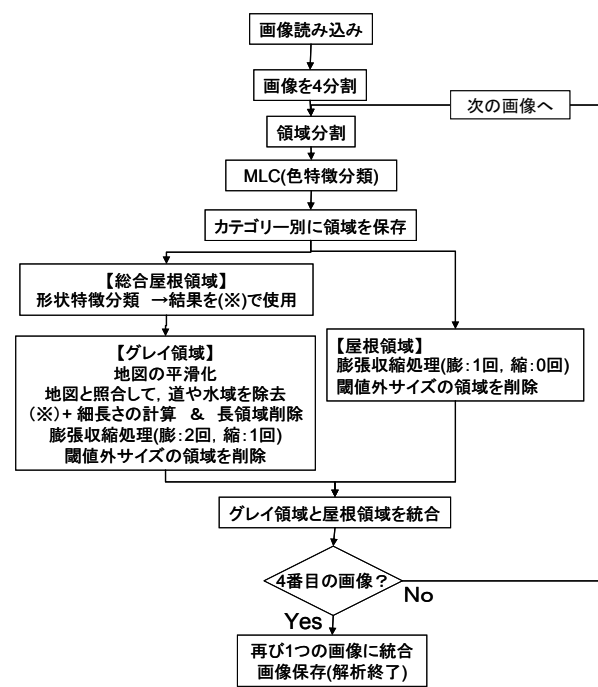


図 1. 解析フロー

3. 撮影条件の異なる画像の解析

これまででは小金井キャンパスのある小金井市に対して解析を行っていた。今回，本研究を NTT-ME に評価していただいたので，さいたま市(解像度 25cm)，23 区全域(解像度 50cm)の航空写真(以下，新画像)の提供を受けることができた。

23 区はもちろんだが，さいたま市の写真は従来と同解像度の 25cm であるが従来の小金井市の写真(以下，旧写真)と撮影条件が異なるため，既存アルゴリズムでは対応できない。そこで，撮影条件の異なる画像においても解析できることを目的として，新画像に対応するように手法の改良を行った。

3.1 トレーニングデータの有効性

本アルゴリズムでは，画像に関係なく，同一のトレーニングデータを使用している。このトレーニングデータが画像の変更に関わらず有効であ



るか検討する。トレーニングデータは、色相と彩度を用いた最尤法による分類に用いられる。分類クラスは、赤屋根、青屋根、橙屋根、樹木、芝生、裸地、水域、そして屋根か道路か判断できない灰色領域の8つである。

クラス毎の解析結果によると、赤・青屋根の誤分類が目立った。テストサイト内の赤屋根・青屋根を検証用データとし、トレーニングデータと比較した。比較は色相、彩度に関して行った。

旧画像は新画像に比べて暗く、色の違いがわかりにくい。よって、異なる地表物の区別が難しく、色相、彩度共に新画像のトレーニングデータより範囲が広がるのがわかった。よってトレーニングデータは取得し直さなければいけない。

3.2 日陰による影響の縮小

撮影時刻によって日陰は変化するため、日陰に影響されることなく普遍的に一定の精度で屋根を抽出したい。そこで、日陰部分に処理を施す必要がある。

まず、日陰部分を特定する。日陰は輝度に依存していると考えられるため、テストサイトにおける輝度分布を調べた。図2より、適当なしきい値を決定し、しきい値以下を日陰と定義する。目視によりこの日陰認識は妥当であると判断された。このしきい値は画像によって異なるので、解析時には毎回しきい値判別を行う必要がある。

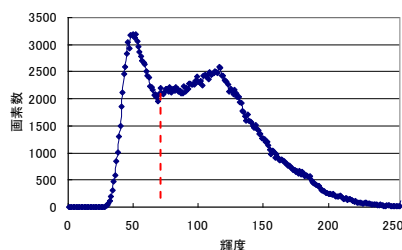


図2. テストサイトにおける輝度の分布

3.3 領域分割

新画像は旧画像より全体的に輪郭がはっきりしない。これは画像の色合いが乏しいことに加えて、画像にノイズがのっていることが原因と考えられる。よって領域を分割する際に正しく境界線を決定するのは困難である。

そこで、領域分割のしきい値や領域の後処理として使用される膨張収縮処理の回数の最適な組み合わせを検討した。これらの値による結果の違いは目視でも確認できる。最適組み浅瀬は領域分割のしきい値が25、そして膨張収縮処理は処理フローの中で3回行われるが、それぞれ膨張回数：収縮回数とすると2:0, 3:1, 1:0とした。

3.4 地表面被覆分類

地表面被覆分類のための最尤法しきい値もま

た、再検討した。そのとき、しきい値は屋根領域の項目(青・赤・橙屋根、灰色領域)で50、その他項目(樹木、芝生、裸地、水域)で300となった。

4. 解析結果

以上の処理をした上で、テストサイトを解析した結果、図3に示すような結果が得られた。しかし、従来の手法で適用していた地図情報を入手していなかったため、道路が除去されずに残ってしまった。また、画像の色合いのレベルがはっきりしていなかったために、土地被覆分類がうまく働かなかった。よって畑が多く抽出されてしまっている。



図3. 新画像解析例(左：解析写真、右：結果画像)

4. まとめ・今後の展望

新たな解析画像の仕様が以前のものと大きく異なっていたことから、既存アルゴリズムの改良を試みた。各処理段階において今回の解析画像に合ったしきい値を設定し、さいたま市写真を用いて解析を行った。新画像においては旧画像同等の精度の解析は望めない。

航空写真と言っても使用は様々であり、撮影条件もそれぞれ異なる。よってこれらを用いた解析結果もその鮮明さに応じて変化することが分かった。高精度の解析を行うためには、鮮明な航空写真を適用する必要がある。

今後は、日陰により欠落した屋根部分の補完、地域特性を考慮した設置条件を検討していきたい。

文 献

- (1) IEA PVPS : "Annual report 2006 Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems", (2007.5)
- (2) M. SUZUKI, K. KUROKAWA: "An Analysis on PV Resource in Residential Areas by means of Aerial Photo Images", 22nd EUPVSEC, Italy (2007.9)

縮小系統模擬分散電源の開発

東方田 敏彰(M1)

1. はじめに

環境問題やエネルギー問題に注目が集まり、太陽光発電 (PV) システムの研究が進み、住宅を中心に普及している。近い将来には1本の配電線に多数の PV システムが系統連系されることが予想される。多数台連系された場合には単独運転などによる安全性の低下が起こることがあるため、PV システム、特にインバータは電力系統に連系する前に系統保護機能などの安全機能が試験される。多数台連系試験を行う際には、被試験インバータのほかに多数のインバータが必要となり、それらの設置スペースやコストがかかる。模擬配電系統も大きい上に多数のインバータを接続すると、非常に大規模になる。そこで当研究室では、配電系統を電子回路で模擬することで省スペース・安価な模擬配電系統、超縮小模擬配電系統シミュレータを開発した⁽¹⁾。さらに本研究では、その超縮小模擬配電系統シミュレータを用いて多数台連系試験を行う際に必要なインバータの数を減らし、さらなる省スペース・低コストを目指し PV-PCS シミュレータを開発している。PV-PCS シミュレータは系統連系するための制御・機能を持った一種の交流電源である。被試験インバータ以外のインバータを PV-PCS シミュレータに置き換えることで多数台連系試験の規模を小さくすることができる。そのイメージを図 1 に示す。本稿では PV-PCS シミュレータを開発し、各種制御・機能実験について報告する。

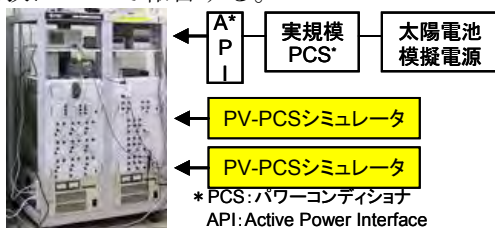


図 1 提案する多数台連系試験

2. PV-PCS シミュレータ

<2.1>仕様

超縮小模擬配電系統シミュレータで多数台連系試験を省スペースで行うためには、PV-PCS シミュレータが小型である必要がある。実際のインバータと置き換えられる PV-PCS シミュレータは、実際のインバータと同等な制御・機能をもたなければならない。また、一種類の PV-PCS シミュレータを用いて多種多様な多数台連系試験を可能にするため、PV-PCS シミュレータの各種機能、閾値をユーザーが任意に選択可能できることも

必要である。PV-PCS シミュレータの仕様を表 1 に示す。

表 1 PV-PCS シミュレータの仕様

| | |
|-----------|--|
| 定格出力 | 0.1[W] |
| 出力電圧 | 5/10[V] |
| 最大出力電流 | 20[mA] |
| 周波数 | 50/60[Hz] |
| 系統保護機能 | <ul style="list-style-type: none"> ●過電圧・不足電圧継電器 ●周波数上昇・周波数低下継電器 ●単独運転検出機能 |
| その他の機能・制御 | <ul style="list-style-type: none"> ●同期制御 ●力率制御 ●定電流制御 ●出力変動機能 |

<2.2>回路構成

2.1 に述べた 3 つの要件を満たすために、Field Programmable Gate Array (FPGA) を用いる。FPGA は並列処理能力を持ち、ひとつの FPGA で制御周波数の異なる複数の機能を搭載することができる。そのため、多数の制御 IC が必要ではなくなり、PV-PCS シミュレータを小型にできる。また、FPGA はプログラマブル IC であるため、PV-PCS シミュレータの機能、閾値がプログラムを書き換えることで任意に変更できる。図 2 に PV-PCS シミュレータ回路を示す。電圧センサと AD コンバータを使って、系統電圧波形を FPGA に取り込む。FPGA から出力される系統電圧波形と同期した 8bit 正弦波データは DA コンバータによりアナログ波形に変換される。DA コンバータからは差動波形が出力されたため、パワーオペアンプを用いた差動増幅回路を DA コンバータの出力に接続する。電流フィードバックは計装アンプとシャント抵抗を用いて行う。

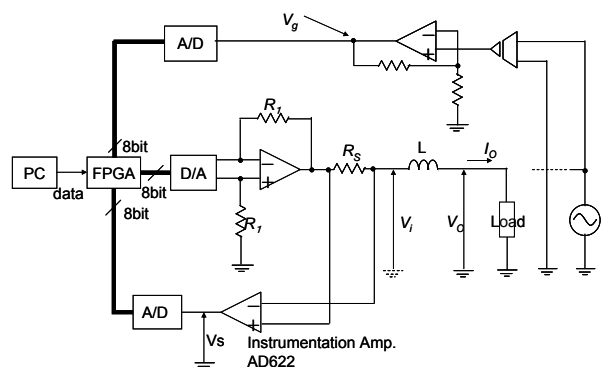


図 2 PV-PCS シミュレータ



<2.3>FPGA 内部構成

FPGA は PV-PCS シミュレータのすべての制御を行う。図 3 は FPGA 内の処理を示す。Frequency counter, NCO, Sin data により同期制御が行われる。Constant current controller は Sine data に格納されている 8bit 正弦波データを目標値、フィードバックした出力電流を帰還量として PI 制御を行うことで定電流制御を行う。また、算出された系統周波数を基に周波数上昇・周波数低下継電器 (OFR/UFR) の機能も実現した。

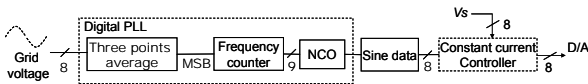


図 3 FPGA 内部構成

3. 実験結果

<3.1>同期制御・定電流制御

図 2 に示した回路を用いて同期制御・定電流制御の動作確認のため実験を行った。実験内容は負荷の大きさをステップ状に変化させたときの出力電圧、出力電流を観測した。実験結果を図 4 に示す。Vs はシャント抵抗 Rs の電圧であり出力電流を意味する。この結果から、出力電流が系統電圧と同期しており、同期制御が行われていることが確認できた。また、負荷の大きさを変えたとき出力電圧は変化しているが出力電流は一定の値を保っており、定電流制御されていることが確認できた。

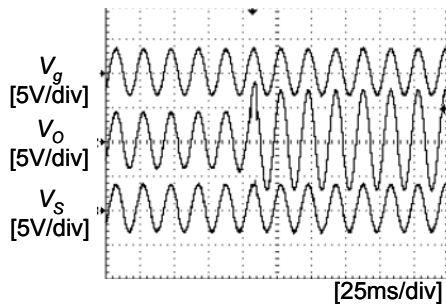


図 4 同期制御・定電流制御実験結果

<3.2>周波数上昇・周波数低下検出 (OFR/UFR)

OFR/UFR は系統周波数を監視し、系統周波数の異常を検出することでインバータを停止させる機能である。ここでは系統周波数を 45~55Hz まで 0.1Hz 刻みで変化させた場合、50Hz から 52Hz、50Hz から 48Hz にステップ状に変化させた場合の 3 パターンについて、周波数上昇・周波数低下を検出し PV-PCS シミュレータを停止させる実験を行った。系統連系規程に明記されている周波数上昇・周波数低下の検出レベルに従い閾値を決定した⁽²⁾。表 2 に OFR/UFR の標準閾値を示す。本実験は Grid phase を FPGA で作成したため、図 2 から Phase detection 回路を除いた回路で実験を行った。

実験結果を図 5, 6, 7 に示す。S は系統周波数が安全範囲内であることを示しており、S が high のとき系統周波数は安全範囲内であることを示す。いずれの場合も表 3 に示した検出時間内に停止し、OFR/UFR が適切に機能したことを確認した。

表 2 標準閾値

| | 検出レベル | 検出時限 |
|-----|-------------------------|----------------|
| OFR | 51.0Hz [50.5~51.5Hz] | 1s [0.5~2s] |
| UFR | 48.5Hz [48.5~49.5Hz] | 1s [0.5~2s] |

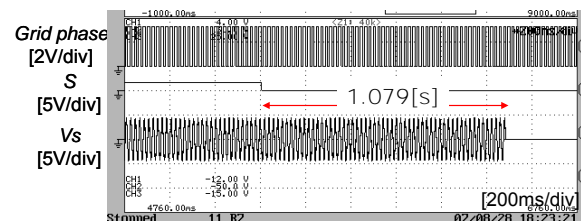


図 5 系統位相信号 45→55Hz

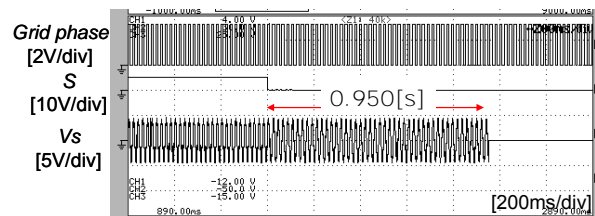


図 6 系統位相信号 50→48Hz

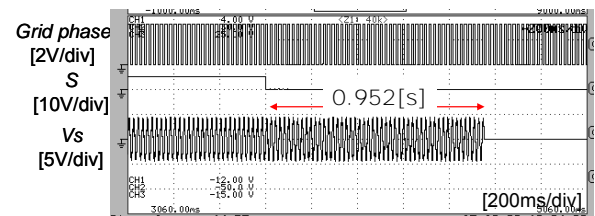


図 7 系統位相信号 50→52Hz

4. まとめ

本稿では、本研究が提案する PV-PCS シミュレータの同期制御・定電流制御・OFR/UFR が実験により適切に動作することを確認した。今後は表 1 に示した制御・機能を PV-PCS シミュレータに追加し、超縮小模擬配電系統シミュレータを用いて系統連系試験を行う。

文献

- (1)Yusuke Nakamura, Hiroataka Koizumi, and Kosuke Kurokawa, "A new type of scaled-down network simulator for testing PV inverters," in Proc. RENEWABLE ENERGY 2006, October 2006, pp.278-281
- (2)系統連系専門部会, 系統連系規程, 日本電気協会, 2006

太陽光発電の付加価値に関する研究

山下 直子 (M1)

1. はじめに

世界の経済活動を世界総生産(GWP)で見ると、およそ 18 年ごとに倍増している。この要因のひとつは、21 世紀半ばには 100 億人になると予想されている人口の増加である。もうひとつは、人口の伸びを上回る増加をみせている、一人あたりのエネルギーおよび資源消費量の増加である。

現在、地球温暖化など環境問題が懸念されている。現在の化石燃料中心のエネルギー消費による CO2 排出と共に経済成長を続けていけば、地球は環境収容力 (Biocapacity) を超え生態系の限界となることは容易に予想できる。

1980 年代以降、人間生活は Biocapacity を超えていることが Ecological Footprint の計算によりわかっている。また、2004 年には、Ecological Footprint は Biocapacity を 25%オーバーしている。つまり、人間生活は現在すでに地球環境を超えて生活していることがわかっており、私たちの周りの環境は持続可能でないと言いうことが出来る。

2. 研究の目的

人間生活が地球面積をオーバーしている状態を回避するためには、Ecological Footprint (EF) を削減する方法と、Biocapacity を増加させる方法が考えられる。本研究では、二つの方法を実現させるために、CO2 排出の少ない太陽光発電の導入を考えた。今回は、太陽光発電を化石燃料と代替することにより EF を減少させることができるということを示す。

3. Ecological Footprint と Biocapacity

人間は日々の生活を行うにあたり、生態系から食料やエネルギーなどの資源を調達し、その原料を生産するための土地を使用している。また、化石燃料の燃焼により発生する CO2 を吸収固定するためにも森林等の土地を使用している。そのように、人間生活で使用している土地面積を土地タイプごとに重み付けした和を EF という。

また、元々存在する地球の生態系を土地タイプごとの CO2 吸収量で重み付けをした土地面積を、Biocapacity という。

EF が Biocapacity を超えるということは、その土地は生産と消費のサイクルが十分に回っていないということになり、持続可能でないということができる (図 1)。

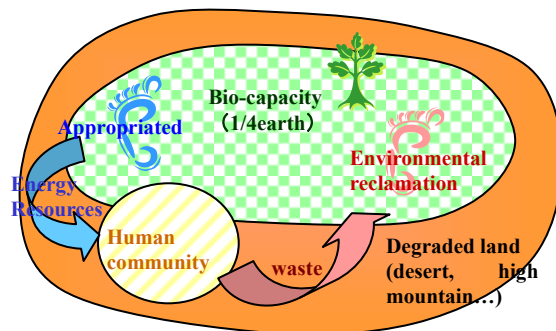


図 1 Ecological Footprint の概略図

3. 重み付け因子 Equivalence factor

人間生活が必要とする面積をそのまま足し合わせるのでは、EF とはいえない。同じ 1[ha]でも、農耕地と砂漠とでは CO2 固定量が異なり、地球環境に及ぼす影響も異なるからである。

本研究で用いるのは NPP(Net Primary Productivity)という指標である。NPP は、その土地の生物が光合成により吸収する二酸化炭素の量と、呼吸によって放出される二酸化炭素の量の差であり、土地タイプごとの CO2 固定量といえる^{[1][2]}。土地タイプごとの NPP をその土地の総面積で割り、全土地タイプのその平均が 1 になるようにしたものを、重み付け因子(Equivalence factor)とした。その結果、森林地の Equivalence factor は 3.57[gha/ha]、農耕地は 2.13、都市 (human area) は 0.45、砂漠は 0.23 となった (表 1)。植物の豊富な森林地や耕作地と比べて都市や砂漠は低い値をもっていることがわかる。

表 1 NPP と Equivalence factor

| Ecosystem Type | Surface area (*10 ⁶ km ²) | NPP (Pg) | EQF** (gha/ha) |
|-------------------|--|--------------|----------------|
| Forest | 31 | 48.7 | 3.57 |
| grassland | 37 | 52.1 | 3.20 |
| Deserts | 30 | 3.1 | 0.23 |
| Arctic-alpine | 25 | 2.1 | 0.19 |
| Cropland | 16 | 15 | 2.13 |
| Human area | 2 | 0.4 | 0.45 |
| Others* | 6 | 10.7 | 4.05 |
| Lakes and streams | 2 | 0.8 | 0.91 |
| Marine | 361 | 91.6 | 0.58 |
| Total | 510 | 224.5 | 1 |

*others = other terrestrial (chaparral, bogs..)

**EQF = Equivalence factor

Equivalence factor の単位である [gha/ha] の [gha] (グローバルヘクタール) とは、EF と Biocapacity の単位であり、土地タイプごとに重み付けされた



面積である。純粋な面積 [ha] に Equivalence factor [gha/ha] をかけることで EF を示すことができる。

4. 計算方法

本研究では、化石燃料発電による EF と PV による EF のみを検討した。

4-1. CO2 排出による EF

化石燃料発電の EF は、発電時に排出される CO2 を吸収固定するために必要な森林面積により求めることができる。また、排出された CO2 のうち 24% は海洋で吸収されているので、全体の 76% を森林で吸収固定すると考えた。計算式を以下に示す (式 4-1)。

$$\text{Carbon emission EF [gha]} = \frac{\text{carbon emission [t-C/yr]} \div \text{carbon sequestration [t-C/yr/ha]} \times 76\% \times \text{Equivalence factor [gha/ha]}}{\text{ (式 4-1)}}$$

4-2. PV 設置による EF

PV システムは、設置するだけでその土地の面積を消費している。そのため、PV の EF には設置による EF と、製造工程で排出される CO2 による EF を考慮する必要があると考えられる。PV 設置の EF の計算式を以下に示す (式 4-2)。

$$\text{PV EF [gha]} = \text{installation area [ha]} \times \text{equivalence factor by installed area [gha/ha]} \quad \text{(式 4-2)}$$

この計算には PV システムを設置した土地タイプの Equivalence factor を用いる。つまり、Equivalence factor の小さい土地タイプに設置したほうが、設置による環境への影響は小さくなるということである。

5. PV 設置による EF (ゴビ砂漠と都市)

今回は、ゴビ砂漠と都市へ 100GW の PV を設置した場合の EF を計算した。また、比較のためにそれぞれのシステムに対して同等のエネルギー量を発電する化石燃料発電の EF も計算した。計算に用いた値を以下に示す。

| | | |
|------------------------|------|---------|
| EQF_forest | 3.57 | gha/ha |
| EQF_desert | 0.23 | gha/ha |
| EQF_human area | 0.45 | gha/ha |
| 導入量 | 100 | GW |
| 地表が吸収する CO2 分 | 76% | |
| 森林による CO2 吸収量 | 1.05 | ha/t-C |
| 火力発電の CO2 排出原単位 (2000) | 181 | g-C/kWh |

ゴビ砂漠

| | | |
|-------------------------------|------|------------------------|
| ゴビの日照時間 | 1789 | h/yr |
| ゴビ砂漠でシステムの占有面積 ^[3] | 1.8 | km ² /100MW |

| | | |
|------------------------------|-------|------------------------|
| ゴビの CO2 排出原単位 ^[4] | 9.90 | g-C/kWh |
| 日本 | | |
| 日本の CO2 排出原単位 | 12.14 | g-C/kWh |
| 年間日射量 | 1295 | kWh/m ² /yr |
| 日本でのシステム占有面積 | 7 | m ² /1kW |
| システム出力係数 | 80% | |

5-1. 結果, 考察

ゴビ砂漠での PV の EF と、それにより得られる電力と同量のエネルギーを化石燃料発電によって賄う場合の EF と、場所を日本へ移した場合にも同等の評価を行った (表 3)。

表 2 計算結果

| | CO2 排出の EF [gha] | 設置による EF [gha] |
|-----------|---------------------|----------------|
| PV (ゴビ砂漠) | 46*10 ⁵ | 41400 |
| 化石燃料発電 | 922*10 ⁵ | - |
| PV (日本) | 35*10 ⁵ | 70000 |
| 化石燃料発電 | 534*10 ⁵ | - |

化石燃料の EF が異なるのは、ゴビ砂漠と日本の日射量・占有面積の違いによるものである。結果から、化石燃料の EF は、PVEF の 14.6 倍 (日本の場合)、19.7 倍 (ゴビ砂漠の場合) であることがわかった。

つまり、PV システムは製造面を考慮しても、化石燃料より小さい EF をもつことがわかった。

また、日本とゴビ砂漠における PVEF と化石燃料との割合に差が出た原因は、ゴビ砂漠は「二酸化炭素吸収能力が少ない」「日射量が豊富」という特徴をもっているためであると考えられる。

この結果から、PV システムは化石燃料に比べて、地球の生態系面積を消費しないことがわかった。さらに、同量のシステムをゴビ砂漠と日本に設置した場合では、ゴビ砂漠のほうが地球の生態系を消費しないことがわかった。以上から、EF 評価によって PV システムの地球に対する有用性と、砂漠への PV システム導入の有用性が示せたと考える。

参考文献

- [1] Jason Venetoulis A John Talberth, "Refining the Ecological Footprint", Environ. Dev. Sustain, 2006
- [2] The Flow of Energy: Primary Production to Higher Trophic Levels, <http://www.globalchange.umich.edu/>
- [3] 伊藤雅一: "大規模太陽光発電システムに関する研究 (砂漠への適用)", 2006
- [4] 小宮山陽平: "高性能太陽電池による大規模太陽光発電の LCA", 2008

配電システムの電圧制御に関する研究

山口 健一郎(M1)

1. はじめに

近年、太陽光発電や熱併給発電 (Co-generation) といった分散型電源の配電システムへの連系が増えている。この背景には、CO₂ 排出抑制のための自然エネルギーの利用や、電力自由化に伴う各自治体および企業の発電事業への参入などがある。そして今後、こうした分散型電源の連系はさらに増加するものと考えられる。

一方、電力の安定供給とその品質管理は、今日の高度情報社会を支える重要な役割を果たしている。特に、配電システムはユーザに直結しており、電力会社では電力品質の向上に対し様々な施策が行われている。

従来のシステムでは、柱上変圧器から配電線末端にかけて発生する電圧降下を補償するため、系統の途中に自動電圧調整装置 (以下 SVR: Step Voltage Regulator) を設置して昇圧制御を行っている。しかし、複数の分散型電源が系統に連系して逆潮流を起こすと、通常とは逆に柱上変圧器から配電線末端にかけて電圧が上昇するため、この状態で SVR が昇圧制御を行うと、電圧適正範囲の上限を逸脱する可能性が考えられる。

そこで本研究では、分散型電源からの逆潮流に対応した新たな電圧調整機器として D-UPFC (Distributed-Unified Power Flow Controller) を提案する。D-UPFC は SVR と同じように配電線の途中に直列に接続されるが、末端側に送り出す電圧を目標電圧値に固定することによって電圧上昇と電圧降下の両方に対応することができる。

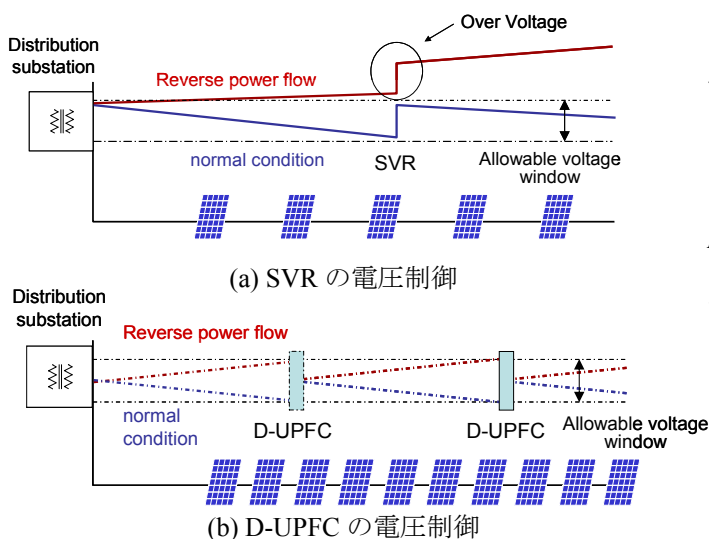


図1 SVR と D-UPFC の比較

2. D-UPFC

<2・1> 回路構成

図2にD-UPFCの回路構成を示す。D-UPFCは変圧器とAC/ACコンバータ、そしてフィードバック制御回路で構成されている。安定した電圧の部分は巻線数 N_2 の変圧器が負担し、電圧が変動する部分はAC/ACコンバータで制御する。出力電圧は電圧センサによって常に監視されており、フィードバック制御回路で目標値に近づくように制御される。

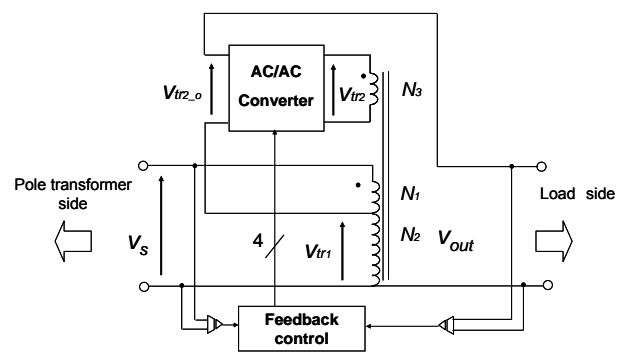


図2 D-UPFC回路

<2・2> AC/ACコンバータ

図3にAC/ACコンバータ回路を示す。この回路は交流電圧を別の値の交流電圧に変換する機能を持ち、4つのMOSFETスイッチと入出力フィルタから構成されている。原理は降圧型のDC-DCコンバータと同じく各スイッチに入力するPWM信号のデューティ比 (パルス信号の1周期のオンとオフの時間幅) を変化させることによって電圧の制御を行う。ここでAC/ACコンバータの入力電圧 V_{tr2} と出力電圧 V_{tr2_o} の関係を式で表すと次のようになる。

$$V_{tr2_o} = D \times V_{tr2} \quad (1)$$

D は PWM 信号のデューティ比で 0 から 1.0 の値をとる。すなわち AC/AC コンバータの出力電圧 V_{tr2_o} の範囲は 0 から V_{tr2} の値をとる。

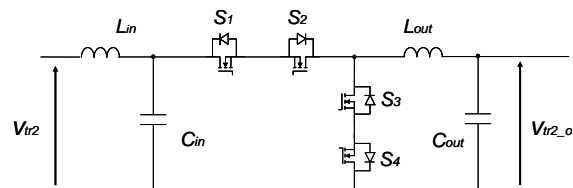


図3 AC/ACコンバータ回路

また、表 1 は AC/AC コンバータのスイッチングパターンを示している。このスイッチングパターンは入力電圧 V_{tr2} の極性によってモードが切り替わるしくみとなっている。

表 1 AC/AC コンバータのスイッチングパターン

| | | |
|---------------|---------|---------------------|
| $V_{tr2} > 0$ | S1: PWM | S3: $\overline{S1}$ |
| | S2: ON | S4: ON |
| $V_{tr2} < 0$ | S1: ON | S3: ON |
| | S2: PWM | S4: $\overline{S2}$ |

<2・3> フィードバック制御回路

図 4 にフィードバック制御回路のブロック図を示す。電圧センサで検出した負荷電圧信号は RMS 変換および A/D 変換された後 FPGA と呼ばれる制御 IC に入力される。FPGA 内では目標電圧値との誤差が算出され、その誤差と三角波 V_{tri} を比較することにより PWM 信号を作り出している。

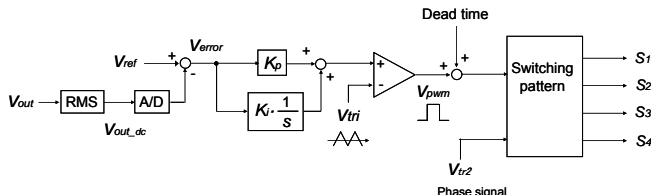


図 4 フィードバック制御回路ブロック図

3. 実験

<3・1> 配電システムモデル

今回は、図 5 に示すように柱上変圧器以下の単相三線式 100/200V の配電線モデルを想定した。このモデルは、容量 30kVA の柱上変圧器から 45m 離れたところに D-UPFC を設置し、そこからさらに 45m の地点に、負荷と PV が 15m の引込み線を介して接続されている。この負荷と PV は、複数の需要家が集まった集合体として想定している。

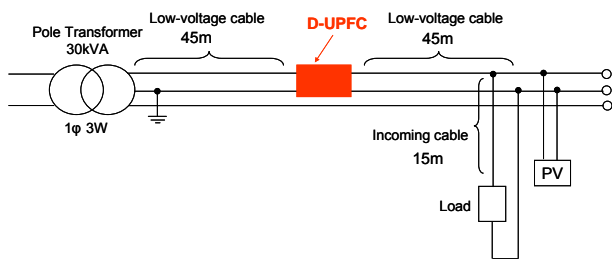


図 5 配電システムモデル

<3・2> 実験回路

図 6 に今回作成した実験回路を示す。図の Z_1 , Z_2 , Z_3 は変圧器、低圧線路、引込み線のインピーダンスを想定している。これらの値は、図 5 で示した配電システムモデルを模擬するために 30kVA の柱上変圧器を 10VA に、電圧も単相 3 線式 100/200V から 10/20V に縮小して計算している。

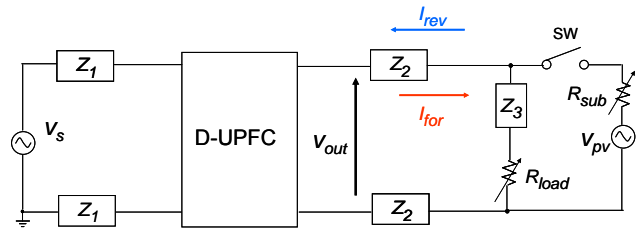


図 6 実験回路

表 2 実験時のパラメータ

| | | | |
|-------------------|--------------------------------------|---------------------|----------------|
| V_s | 10.0[V,rms] | Z_1 | $1.0 + j1.256$ |
| V_{ref} | 10.0[V,rms] | Z_2 | $0.3 + j0.345$ |
| $N1:N2:N3$ | 1.0:0.7:0.6 | Z_3 | $1.0 + j0.05$ |
| L_{in}, L_{out} | 2.5[mH] | V_{pv} | 11.0[V,rms] |
| C_{in}, C_{out} | 1.0[uF] | K_p | 1.0 |
| R_{sub} | 3~32[Ω] | K_i | 0.1 |
| R_{load} | 42~470[Ω] (電圧降下時) 1000[Ω] (電圧上昇時) | Switching frequency | 20[kHz] |

電圧降下の実験では SW をオフにして、抵抗 R_{load} の値を変化させることにより、重負荷による電圧降下の状態を発生させる。電圧上昇の実験では、SW をオンにして、抵抗 R_{sub} の値を変化させて、 V_{pv} からの逆方向電流 I_{rev} を増加させることにより、電圧上昇の状態を発生させる。

<3・3> 実験結果

図 7, 図 8 に電圧降下時と電圧上昇時の実験結果を示す。D-UPFC を接続していない回路では、順方向電流および逆方向電流の増加によって、出力電圧の値が変動しているのに対し、D-UPFC を接続した回路では、出力電圧値はほぼ目標値の 10.0[V,rms] を維持していることがわかる。

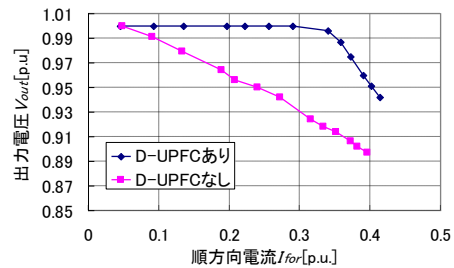


図 7 電圧降下時の実験結果

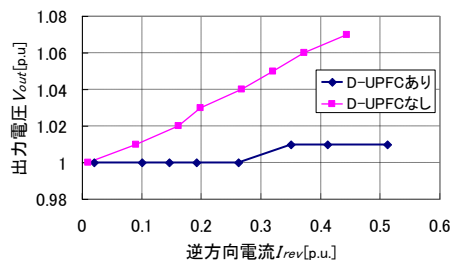


図 8 電圧上昇時の実験結果

4. まとめ

今回、分散型電源の逆潮流に対応した新たな電圧調整機器として D-UPFC を提案し、実験によりその有効性を確認した、今後は最適な D-UPFC の運用方法について検討していく予定である。

デュアルセンサ型日射計の開発

石崎 雄介 (B4)

1. 研究背景・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ためには、日射が非常に重要な要素の一つとなり、正確に測定する必要がある。本研究では、安価で長期安定性に優れた半導体素子を用いることで、従来の Si 日射計の弱点であるスペクトル誤差を改善し、高精度な日射の計測を可能とするデュアルセンサ型日射計の開発を目的としている。

2. デュアルセンサ型日射計

デュアルセンサ型日射計は、Si センサ(分光感度域：300～1100nm)で補うことができない日射の長波長域に分光感度を持つ InGaAs センサ(分光感度域：900～1700nm)を追加することで、二種類のセンサから得られる出力電圧により、正確な日射強度が計測できる

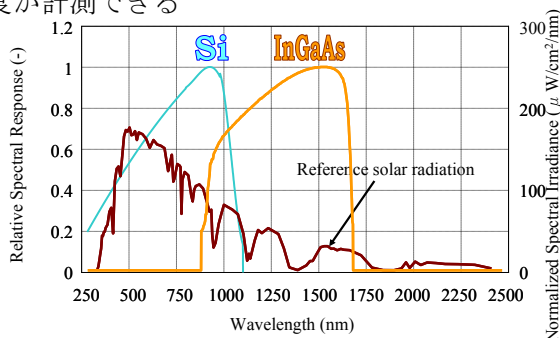


図 1：相対分光感度と基準太陽光スペクトル

3. 感度定数と補正係数の決定

各日射計の日射強度を算出する式を式(1),(2)に示す。日射強度を算出する際に必要な感度定数と補正係数は、季節により日射強度の傾向が異なることによって生じる誤差を避けるため、各季節の快晴日に算出した平均値を用いた。

$$G_{Dual} = A [K_{Si} \times E_{Si} + K_{InGaAs} \times \{E_{InGaAs} \times (1 - K_{overlap})\}] \quad (1)$$

$$G_{Single_Si} = C \times K_{Single_Si} \times E_{Si} \quad (2)$$

4. 天候別の精度検証

4.1 検証方法

2007/2/14～2007/12/31 の期間における天候別の各日射計の精度検証を行った。なお、天候は『晴天』・『曇天』・『薄曇り』・『変動』の 4 種類に分類し、スペクトルミスマッチ以外の誤差を取り除くため、精密日射計の日射強度との差が 0.1[kW/m²]以上、太陽高度 20° 以下、応答速度の違いにより出力の傾向が異なるデータを除外した。

4.2 検証結果

精密日射計の日射強度を基準値としたときの各日射計の評価指標として、RMSE(平方平均二乗誤差), MBE(絶対平均誤差), σ (標準偏差)を用い、表 1 に各天候別の評価指標を、図 2 に基準値からのズレである誤差の分布を示す。表 1 より、それぞれ天候によりスペクトルが異なるにもかかわらずデュアルセンサ型日射計の RMSE の値は Si 日射計に比べ、改善されている。また、図 2 より、Si 日射計は明らかに天候に左右されてしまっていることがわかり、曇天日にはスペクトルが短波長領域に移行するため精密日射計より大きく出力されている。これに対し、デュアルセンサ型日射計はどの天候においても、Si 日射計よりも誤差が 0 付近で安定していることが確認できた。

表 1：各日射計の天候別の評価指標

| 日射計 | 天候 | MBE | RMSE | σ |
|-------------|-----|--------|-------|----------|
| デュアルセンサ型日射計 | 晴天 | 0.001 | 0.013 | 0.013 |
| | 曇天 | 0.003 | 0.006 | 0.005 |
| | 薄曇り | 0.004 | 0.020 | 0.020 |
| | 変動 | -0.003 | 0.021 | 0.021 |
| Si 日射計 | 晴天 | 0.004 | 0.016 | 0.015 |
| | 曇天 | 0.009 | 0.011 | 0.007 |
| | 薄曇り | 0.008 | 0.022 | 0.021 |
| | 変動 | 0.000 | 0.021 | 0.021 |

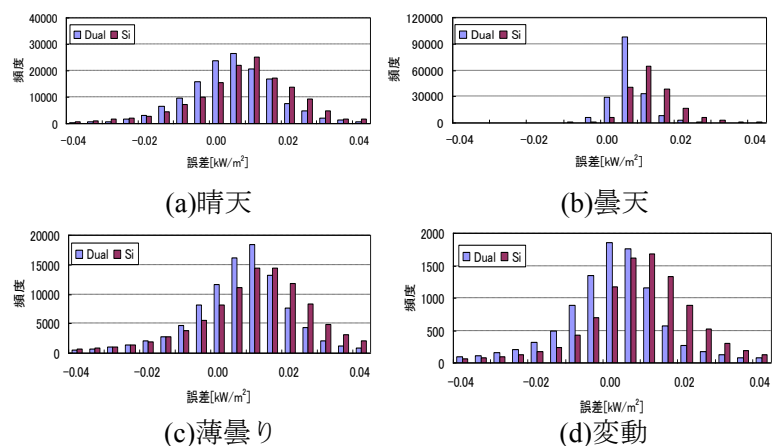


図 2：各天候別の誤差分布

5. まとめ

新しく設置したデュアルセンサ型日射計の年間精度検証を行った。その結果、天候による影響が小さく、且つ誤差分布も 0 付近で安定していることから、天候により様々に変化する太陽光スペクトルに対し、デュアルセンサ型日射計は Si 日射計に比べ高精度に計測できることが、理論だけでなく実測データより立証することができた。



高性能太陽電池による大規模太陽光発電の LCA

小宮山 陽平 (B4)

1. はじめに

広大な土地と豊富な日射量を兼ね備えた砂漠での大規模太陽光発電システム (VLS-PV) は生産能力阻害地とされていた砂漠の有効利用や世界のエネルギー問題、環境問題の早期解決につながるとして大きく期待されている。

本研究では、太陽光発電ロードマップ (PV2030) の開発目標に従った将来的な技術発展を考慮したゴビ砂漠での 100MW の VLS-PV の設置を想定し、システムの有用性を評価した。これまで実施されていたライフサイクル評価 (LCA) は製造段階にとどまっていたため、本研究ではシステムの使用後の処理も含め、製造から廃棄に至る全てのライフサイクルにおけるエネルギー採算性・環境性・経済性を評価することを目的とした。

2. 評価指標

- 発電コスト：kWh あたりの投入コスト
- Energy Payback Time：システムの設置に投入したエネルギーを発電によって賄うのに必要な年数
- CO₂ 排出原単位：kWh あたりの CO₂ 排出量

3. 前提条件

500kW アレイフィールドを 200 セット並べることで 100MW の VLS-PV を構成する。耐用年数を 30 年 (コンクリート 60 年, インバータ 15 年), 既存電力系統への送電距離を 100km とした。使用後は太陽電池・架台・基礎・ケーブルをリサイクル対象とし, その他は最終処分することとした。

また将来的な生産規模の拡大による量産効果と製造技術の進展により, セル性能の向上と共に製造負荷やコストも低減されることを想定した。

表 1. 将来的な技術水準の進展^[1]

| 技術水準 | 現状 | 中間 | 将来 |
|----------------------------|------|------|-----|
| 効率[%] | 15 | 17 | 20 |
| 製造エネルギー[MJ/W] | 26.7 | 13.1 | 7.8 |
| CO ₂ 排出量[g-C/W] | 401 | 204 | 129 |
| 単価[円/W] | 391 | 169 | 111 |

4. 分析結果

以下のようなケーススタディを設定し, 分析を行なった。今回リサイクルコストの算出には至らなかったため, 経済性の評価は Case3 までとした。

- Case1：現状技術水準+最終処分
- Case2：中間技術水準+最終処分
- Case3：将来技術水準+最終処分
- Case4：将来技術水準+リサイクル

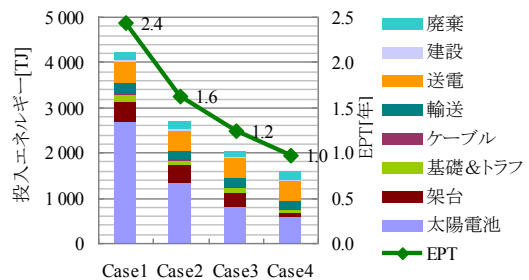


図 1. 投入エネルギーと EPT (傾斜角 30 度)

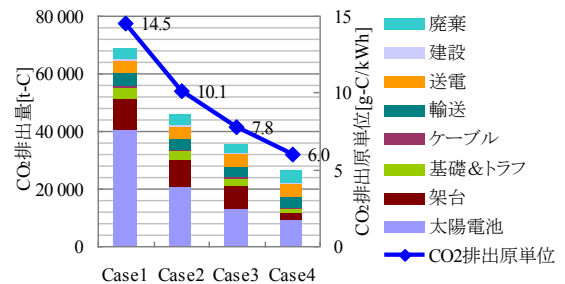


図 2. CO₂ 排出量と CO₂ 排出原単位 (傾斜角 30 度)

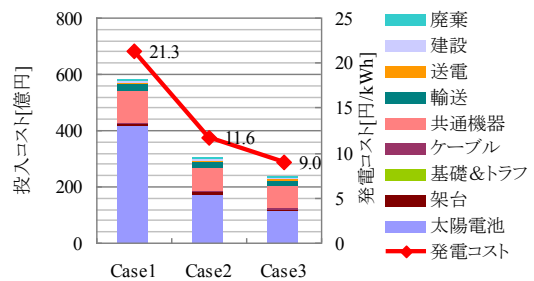


図 3. 投入コストと発電コスト (傾斜角 30 度)

以上の結果から発電コストは既存電力に比べるとやや高めだが, 投入コストの約半分を占めている太陽電池の単価がさらに下がることで既存電力並の発電コストまで改善できる。またリサイクルによって環境負荷は約 20%削減されており, エネルギー採算性も非常に良く, 環境負荷も小さいことからゴビ砂漠での VLS-PV が地球温暖化対策に有効な手段であることが示された。

参考文献

[1]山田興一・小宮山宏：「太陽光発電工学」

太陽電池モジュールの温度測定方法

高橋 晶子(B4)

1. 研究背景および目的

太陽電池の出力は、太陽光の照度、スペクトル、セルの接合部温度、気温、風速などの様々な要因に依存するため、太陽光発電システムの評価および太陽電池の性能評価を行う際にはこれらのパラメータが非常に重要となる。

本研究では太陽電池の性能評価を行う上で重要な要素である太陽電池の温度測定方法について検討をおこなった。現在は、屋内における太陽電池の性能評価および屋外におけるシステムの運転特性やモジュール評価において太陽電池の温度測定方法は正確に定義されていないため測定方法の違いにより差が生じている可能性がある。そこで本研究では、精確かつ一般化しやすい温度測定方法をみつけることを目的としている。

2. 研究内容

評価に必要な太陽電池の温度とは、太陽電池モジュール内のセルの接合部温度のことである。太陽電池モジュールはセルを直並列に接続してパッケージしたものであるためモジュール内のセルの温度を直接測定するのは困難である。そのため、本研究ではモジュール内のセルの接合部温度を算出する手法を開発し、温度センサで測定したモジュール温度との比較を行い、温度測定方法について検討した。

3. 実験概要

太陽電池の温度を測定するために最も適している温度センサは熱電対であると判断し、それを用いて実験を行った。以下に概要を示す。

<実験概要>

- i. 太陽電池の裏面の最も温度ムラの少ない部分（サーモカメラによって確認）に熱電対を以下の3種類の方法で固定する。
 - ①アルミテープ
 - ②アルミテープ+シリコーンシーラント
 - ③シリコーンシーラント
- ii. 屋外に太陽電池を設置し、発電状態の太陽電池の温度測定を行う。また同時に太陽電池の I-V 特性を測定する。(屋内においても 500W 電球を使用して屋外と同じ測定を行った。)
- iii. 測定した I-V 特性の短絡電流 I_{sc} と開放電圧 V_{oc} の値から次に述べる方法で太陽電池の接合部温度を算出する。
- iv. 算出した接合部温度と熱電対 3 本の測定温度を比較し、最もよい固定方法を検討する。

<接合部温度の算出方法>

- i. 太陽電池を恒温槽に入れ、暗状態の I-V (高温と低温 1 本ずつ) と光照射時の I-V (高温と低温 1 本ずつ) を測定する。そして、これをリファレンス I-V とする。
- ii. 接合部温度を算出したい I-V の短絡電流 I_{sc} および開放電圧 V_{oc} と、リファレンス I-V を用いて直線補間法^[1]から接合部温度を算出する。

<リファレンス I-V の精度検証>

太陽電池を恒温槽にいった状態で照度および恒温槽の温度を変化させ、様々な条件で太陽電池の I-V 測定を行う。測定した I-V から接合部温度を算出し、恒温槽内の温度との差を比較する。

4. 結果と考察

リファレンス I-V の精度検証を行なったところ (Table1.)接合部温度は±0.8℃の精度で算出可能であった。よって、このリファレンス I-V 使用して屋外及び屋内で測定した太陽電池の I-V から接合部温度を算出した (Table2.及び Table3.)。そして熱電対の測定値と比較を行ったところ、熱電対をアルミテープで固定したものが最も接合部温度に近いことがわかった。

Table1. リファレンス I-V の精度検証結果

| I-V測定条件 | Isc:2 | | | Isc:3 | | | Isc:5 | | | |
|------------|-------|------|------|-------|------|------|-------|------|------|------|
| | T:25 | T:35 | T:60 | T:30 | T:40 | T:50 | T:25 | T:35 | T:50 | T:60 |
| 接合部温度 [°C] | 26.4 | 33.1 | 59.8 | 30.3 | 39.9 | 51.2 | 26.7 | 36.6 | 53.5 | 60.1 |
| 測定温度 [°C] | 26.2 | 33.9 | 60.5 | 30.3 | 39.9 | 51.3 | 26.4 | 36.2 | 53.2 | 59.8 |
| 温度差 [°C] | 0.2 | -0.8 | -0.7 | 0 | 0 | -0.1 | 0.3 | 0.4 | 0.3 | 0.3 |

Table2. 屋外測定の結果

| Isc[A] | Voc[V] | 接合部温度 [°C] | 接合部温度との差 [°C] | | |
|--------|--------|------------|---------------|-------------------|------------|
| | | | アルミテープ | アルミテープ+シリコーンシーラント | シリコーンシーラント |
| 5.722 | 0.6010 | 35.4 | 0.1 | 0.1 | 1.5 |
| 5.108 | 0.5994 | 34.9 | -0.5 | -0.1 | 0.5 |
| 3.811 | 0.5986 | 30.9 | -0.1 | -0.1 | 0.3 |
| 4.976 | 0.6041 | 32.0 | -0.1 | -0.2 | 0.8 |
| 4.909 | 0.6042 | 31.7 | 0.1 | 0.2 | 0.9 |
| 4.925 | 0.6054 | 31.1 | -0.2 | 0.2 | 0.8 |
| 4.895 | 0.6045 | 31.6 | -0.2 | 0.1 | 0.5 |

Table3. 屋内測定の結果

| Isc[A] | Voc[V] | 接合部温度 [°C] | 接合部温度との差 [°C] | | |
|--------|--------|------------|---------------|-------------------|------------|
| | | | アルミテープ | アルミテープ+シリコーンシーラント | シリコーンシーラント |
| 3.771 | 0.6045 | 27.8 | 0.0 | 1.3 | 2.0 |
| 3.807 | 0.5946 | 32.5 | 0.3 | 1.9 | 2.6 |
| 3.750 | 0.5740 | 42.9 | -0.2 | 1.7 | 2.5 |
| 3.794 | 0.5549 | 52.7 | 0.1 | 2.4 | 3.2 |
| 3.938 | 0.5370 | 62.3 | -0.2 | 2.0 | 3.1 |
| 3.867 | 0.5279 | 66.7 | 0.2 | 2.5 | 3.6 |

5. まとめ

直線補間法を使用することで太陽電池の接合部温度が精度よく算出できた。そして、屋外測定・屋内測定ともに太陽電池の裏面に熱電対をアルミテープで固定したものが最も接合部温度に近かった。

参考文献

- [1] Y. Tsuno, et al, "Translation Equations for Temperature and Irradiance of the I-V curves of Various PV Cells and Modules"4th WCPEC (2006)



方位分散都市地域発電特性

西村 真一(B4)

1. 研究背景・目的

今後、住宅への PV システムの大量普及を進めるためには、コミュニティ内での電力自給率を高め、既存送配電網への影響を少なくした自律度向上型 PV システムへの移行が必要であると考えられている。そこで、住宅地域に PV システムが大量に設置された場合の地域全体での発電特性を調べる必要があるとされている。PV システムが住宅地域に高密度に設置された場合、地域的に見て多量の PV アレイが非常にランダムな方向にむけて設置される方位分散設置という状態が潜在的に発生する。本研究ではこの方位分散設置が地域全体の発電特性に与える影響を調べることを目的とし、その発電量の推定および評価を行った。

2. 発電量推定ツールの開発

方位分散設置された PV システムが受ける日射量と発電量の時系列グラフを任意地点(全国 836 箇所)、任意期間(日積・月積・年積)で推定・閲覧できるツールの開発を行った。これにより、誰でも簡易に方位分散設置 PV システムの推定発電データを得られるようになった。

3. 方位分散発電特性

表 1 の①から⑥へ模擬的に分散度合いを大きくしたときの年間平均日変動グラフの変化(図 1)から分かるように、方位分散設置の特徴として、発電量低下と日変動グラフのなだらかさの増大が挙げられる。

表 1 方位分散パターン変化

| 方角 | 方位角 | PV設置パターン [単位:枚] | | | | | |
|----|---------|-----------------|---|---|---|---|---|
| | | ① | ② | ③ | ④ | ⑤ | ⑥ |
| 南 | 0 deg | 10 | 8 | 6 | 4 | 2 | 0 |
| 西 | 90 deg | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 東 | 270 deg | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |

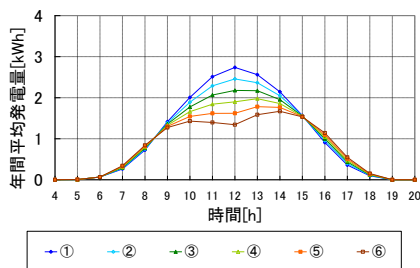
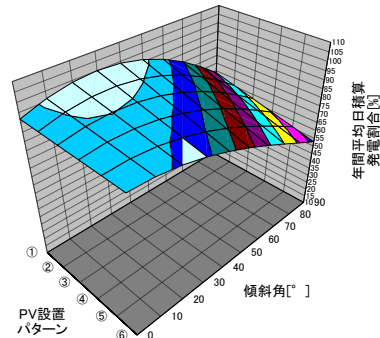


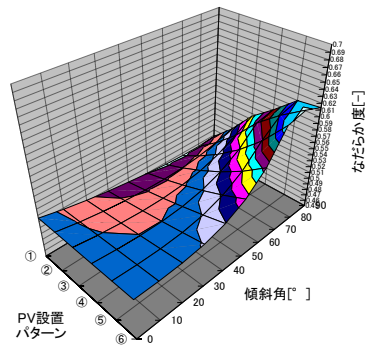
図 1 方位分散に対する日変動グラフ変化

日変動グラフのなだらかさは、自律度向上型システムにおいて、電力安定供給の観点から利点となり得る特徴である。そこで、推定した方位分散発電量に対して年間平均日積算発電量、年間平均ピーク発電量、なだらか度の 3 つの指標を用いて

評価を行った。なだらか度とは、値が 1 に近い程日変動グラフがなだらかであり、0 に近い程急であることを表す指標である。傾斜角 30°・南面の値を 100 とした年間平均日積算発電割合となだらか度を例に、各傾斜角と方位分散度合いでの指標の値をまとめたものを図 2 に示す。



(a) 年間平均日積算発電割合



(b) なだらか度

図 2 各傾斜角・分散度合いでの評価指標の値

方位分散を進めることにより発電量は減少し、なだらか度は増大するというトレード・オフの関係とその様子を明らかにすることが出来た。また、傾斜角が大きくなるほど分散の効果は大きく表れることが分かった。

4. まとめ

既存地域では傾斜角 30°・南面に近い形で PV アレイが設置されるため、方位分散設置の効果はあまり顕在化していないと言える。しかし、今後壁面 PV システムや BIPV(Building Integrated Photovoltaics)システム等の普及により PV 設置形態が多様化し、各方位角・傾斜角への PV アレイの分散が進んだ場合、発電総量は低下するが、地域的に見た発電の潜在的な安定化に繋がると考えられる。

日射障害の形状効果解析

山中 景介(B4)

1. 研究背景と目的

太陽電池(PV)上の影は、発電量の損失など負の影響が非常に大きいことで知られている。そこで本研究では、太陽電池への影の影響を明らかにすることを目的とした。特に、半影という薄影の部分に着目し、半影を含む影特性と発電特性との関係を示した。

2. 影の特性

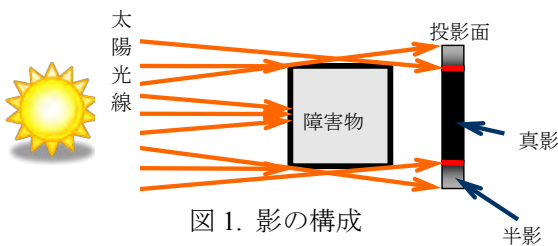


図 1. 影の構成

影は、図 1 に示すように真影と半影から構成される。真影は、光の入り込まない直達日射強度が $0[\text{kW}/\text{m}^2]$ の領域であり、半影は、 $0[\text{kW}/\text{m}^2]$ でない領域である。影の算出結果と測定から明らかとなった PV に対する重要な影特性に関して以下に示した。

- 1). 投影面と障害物との距離を離すほど、影領域は増大する。その際、真影領域は縮小もしくは消滅し、半影領域が拡大する
- 2). 影面日射強度の最小値は、障害物の距離を離すほど上昇する。
- 3). 半影の日射強度は、真影領域に向けてほぼ直線的に減少する。

3. 太陽電池への影の影響

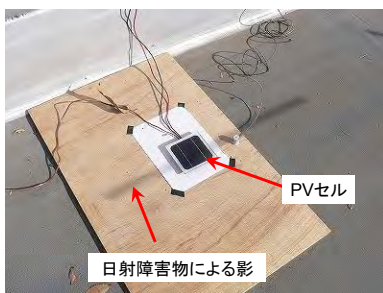


図 2. 測定装置

この得られた影の特性を考慮し、PV への影響を測定により検証した。対象とした障害物は、電線やワイヤなど細い形状の物体である。測定装置

を図 2 に示した。

測定①：距離の変化に対する影響

距離 6 パターン(直径 13mm 固定)でそれぞれ測定し、障害物との距離の変化に対する短絡電流の減少率を算出した。

測定②：影面日射強度に対する影響

距離 4 パターンで(直径 13mm 固定)でそれぞれ影面上の日射強度を測定し、セル上での日射の減少率を算出した。

4. 結果

図 3,4 に結果を示した。距離の変化に対する短絡電流の減少率がほぼ一定の値を示した。これは、距離の変化に対してセル面積当たりの日射の減少率がほぼ一定であることが要因であった。

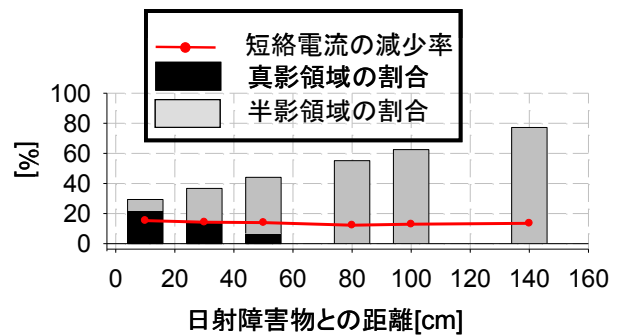


図 3. ①測定結果

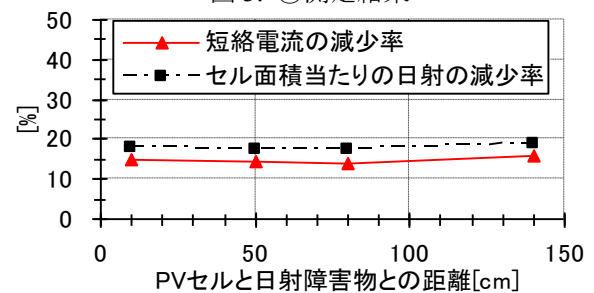


図 4. ②測定結果

5. まとめ

本研究では、電線など細い物体による PV への影響を解析した。その結果、障害物と PV との距離変化における影響は、ほとんど見られなかった。これは、障害物によって遮られ、PV に到達する日射が、距離の変化に対してほとんど変化しないことが要因であった。また、半影のみで構成された影においても影響することが明らかとなった。

大規模太陽光発電システムに関する研究

伊藤 雅一 (砂漠 WG)

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への期待は高い。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 年には太陽エネルギーが世界のエネルギー需要の 3 分の 2 を占めると予測している。

本研究は砂漠の広大な土地と強い日射、そして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 1 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。

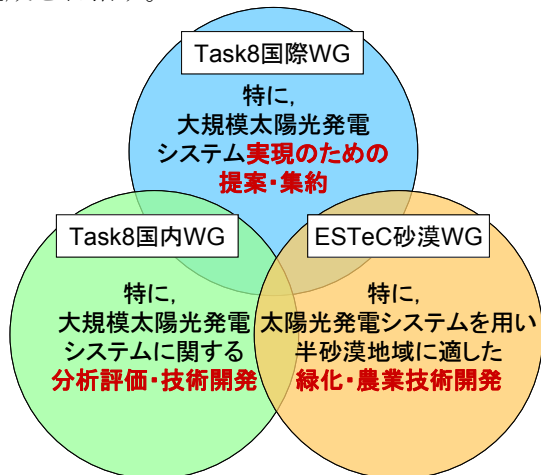


図 1 砂漠地域における太陽光発電システム開発に関わるワーキンググループ



図 2 農と工の融合による研究開発

2. 農工大 COE 砂漠 WG

本 WG は、日射量が豊富かつ広大な、砂漠等の未利用地への設置を想定し、人口増加による食糧危機への対応、多種多様性の維持のための緑化・農業開発、そしてエネルギー問題解決のための太陽光発電システム開発と、それぞれに必要な雨量、日射、環境図等の整備、さらに砂漠等未利用地域における太陽光発電システム技術、緑化・農業開発技術の集合を行う。各技術の各地域における適用を行い、経済性・エネルギー性・廃棄物性・実現性・地域性に有利なコミュニティの提案、そして改善点を示す。

図 2 は砂漠 WG での議論から、乾燥地域に向けた持続可能なコミュニティの提案である。

3. IEA/PVPS Task8

Task8 は砂漠地域における大規模太陽光発電システムの可能性を明らかにするため、1998 年に Task6 Subtask5 として発足し、1999 年に Task8 となった。第一期では主に可能性の検討を実施し、環境性に優れ、モジュールコストが下がれば経済的に成り立つと結果を得て報告書 Energy from the Desert (James and James 社) を発行した。第二期ではいくつかの地域を想定し、より実際的なケーススタディを行い、報告書 Energy from the Desert II (James and James 社) を発行した。現在、第三期が進行中であり、より詳細なケーススタディや、手引き書の作成、将来オプションの検討について議論している。

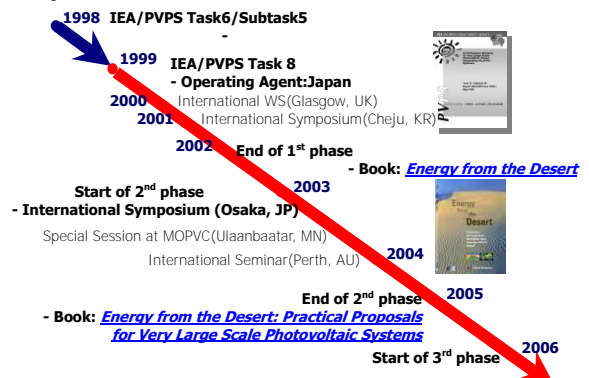
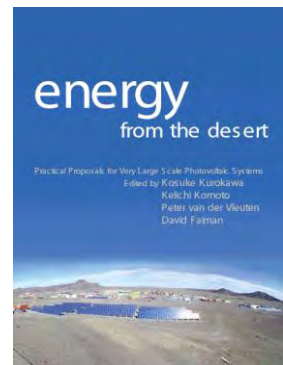


図 3 IEA/PVPS Task8 のこれまでの流れ

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～2008年]



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～2008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-PVSEC, 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解析，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



10th Anniversary TUAT Photovoltaic Student Think-in

- 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I-Vカーブを利用した日陰損失シミュレーション技術の開発, 日本太陽エネルギー学会, No.92, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (44) 田村, 黒川, 大谷: 観測日射量の瞬時直散分離に関する研究, 日本太陽エネルギー学会, No.126, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (45) 川口, 黒川, 野崎, 谷内: EDLCを組み込んだ独立型太陽光発電システムのシミュレーション, 電子通信エネルギー研究会, 機械振興会館, 2000.11.17
- (46) 黒川: 太陽光発電の課題と将来展望, 政策総合研究所, エネルギーの有効利用と環境保全, 2000.12.10. (執筆原稿)

<2001年>

- (1) 黒川: 21世紀に羽ばたく太陽光発電, 太陽光発電協会「太陽光発電」誌寄稿, 2001.1
- (2) 谷口, 大谷, 黒川: 衛星雲画像を用いた雲アルベドの動的分析, 電気学会論文誌B, Vol.121-B, No.2, 2001.2
- (3) 石川, 黒川, 岡田, 滝川: 太陽光発電システム複数台連系時における運転特性評価, 電気学会新エネルギー・環境研究会, FTE-01-4, 2001.2.21
- (4) 井澤, 大関, 大谷, 都筑, 黒川: , 電気学会全国大会, 名古屋大学, 2001.3.21-23
- (5) 高宮, 黒川: 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.Do, 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 POWER GENERATION, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (20) M.Ito, K.Kato, H.Sugihara, T.Kichimi, J.Song, K.Kurokawa: A Preliminary Study on Potential for Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) System on the Gobi Desert from Economic and Environmental Viewpoints, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (21) P.Menna, U.Ciorba, F.Pauli, K.Komoto, K.Kato, J.Song, K.Kurokawa: Analysis of the Impacts of Transferring a Photovoltaic Module Manufacturing Facility, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (22) T.Ishikawa, K.Kurokawa, N.Okada, K.Takigawa: EVALUATION OF OPERATION CHARACTERISTICS IN MULTIPLE INTERCONNECTION OF PV SYSTEMS, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (23) H.Matsukawa, K.Koshiishi, H.Koizumi, K.Kurokawa, M.Hamada, L.Bo: Dynamic Evaluation of Maximum Power Point Tracking Operation with PV array Simulator, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (24) J.Tamura, K.Kurokawa, K.Otani: A study of measuring estimating for in-plane irradiation using minute horizontal Global Irradiation, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (25) A.Yamaguchi, K.Kurokawa, T.Uno, M.Takahashi: Reflection and Absorption Characteristics of Electromagnetic Waves for PV Modules, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (26) K.Otani, K.Sakuta, T.Tomori, K.Kurokawa: Shading loss analysis of PV systems in urban area, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (27) T.Oozeki, T.Izawa, K.Otani, K.Kurokawa: The Evaluation Method of PV Systems, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (28) T.Sugiura, T.Yamada, H.Nakamura, M.Umeya, K.Sakuta, K.Kurokawa: Measurements, Analysis and Evaluation of Residential PV Systems by Japanese Monitoring Program, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (29) J.Song, K.Kurokawa, P.Menna, K.Kato, N.Enebish, D.Collier, S.C.Shin: International Symposium on "Potential of Very Large Scale Power Generation System on Desert, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (30) Y.Nozaaki, K.Akiyama, T.Yachi, H.Kawaguchi, K.Kurokawa: Operating characteristics of an EDLC-battery hybrid stand-alone photovoltaic system, IECE Tans Communications, E84B (7), July 2001
- (31) K.Kurokawa: The state-of-the-art in Photovoltaic, 1st MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001
- (32) K.Otani: Solar Energy Mapping for Eastern Asia by Satellite Images, 1st MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001
- (33) M.Ito, Kazuhiko Kato, Hiroyuki Sugihara, Tetsuo Kichimi, Jinsoo Song, Kosuke Kurokawa: A life-cycle analysis of Very Large Scale Photovoltaic (VLS-PV) System in the Gobi desert, 1st MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001
- (34) A.Amarbayar, K.Kurokawa: Performance analysis of Portable photovoltaic power generation systems based on measured data in Mongolia, 1st MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001
- (35) 黒川：日本における太陽光発電の現状と今後の動向，関電工太陽光発電国際シンポジウム「太陽光発電は地球を救えるか」，品川コクヨホール，2001.9.18
- (36) 黒川：太陽光発電にかける夢，NEDO フォーラム-パネル太陽技術分科会，ホテルニューオータニ，2001.9.20
- (37) K.Otani, K.Sakuta, T.Sugiura, K.Kurokawa: Performance analysis and simulation on 100 Japanese residential grid-connected PV systems based on four years' experience, 17th EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (38) M.Ito, K.Kato, H.Sugihara, T.Kichimi, J.Song, K.Kurokawa: A Preliminary Study on Potential for Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation System (VLS-PV) on the World Desert, 17th EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (39) J.Tamura, K.Kurokawa, K.Otani: Measuring and estimating for In-plane Irradiation, 17th EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (40) A.Yamaguchi, K.Kurokawa, T.Uno, M.Takahashi: A New Added Value of Photovoltaic Module ~Absorption Characteristics of Electromagnetic wave~, 17th EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (41) H.Koizumi, T.Kaito, Y.Noda, K.Kurokawa, M.Hamada, L.Bo: Dynamic Response of Maximum Power Point Tracking Function for Irradiance and Temperature Fluctuation in Commercial PV Inverters, 17th EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (42) 黒川：最近の太陽光発電研究・成果と今後の動向，田友会，学士会館，2001.11.09
- (43) 野田，水野，小泉，黒川：太陽光発電が連系した配電システムのシミュレータの開発，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (44) 山下，小泉，黒川，名島，川崎：PVインバータのデジタル制御，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (45) 登守，大谷，作田，大野，飯田，黒川：都市環境における太陽光発電システムの日陰評価法，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (46) 中村，杉浦，高橋，黒川：複数面設置された住宅用太陽光発電システムの発電量推定について，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (47) アマルバイヤル，黒川：モンゴルにおける携帯型発電システム実証研究のデータ解析・システム評価，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (48) 井澤，大関，大谷，都築，黒川：太陽光発電システム計測データの品質診断法，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (49) 大関，井澤，大谷，黒川：太陽光発電システムの計測データを用いた評価方法，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (50) 竹内，金井，黒川：太陽電池単セルによる充電回路，電子情報通信学会電子通信エネルギー技術研究会，信学技報 EE 2001-33(2001-11)
- (51) 黒川：太陽光発電の課題と将来展望，新政策（政策総合研究所），2001.11
- (52) 黒川：太陽光発電技術の現状と将来動向，横浜市工業技術支援センター，2001.12.11



<2002 年>

- (1) 黒川：太陽光発電システムの新展開，光協会成果報告書，2002.3
- (2) 黒川：21 世紀世界の主役「太陽光発電」，JPEA 誌「光発電」，2002.2
- (3) 黒川：私の学生時代，グリーンキャンパス，2002.3
- (4) 黒川：世界へ向けた長期的な産業戦略が望まれる，PVTEC ニュース，2002.3
- (5) 竹内，金井，黒川：太陽電池単セル昇圧回路への MPPT 制御の適用，日本機械学会情報・知能・精密機械部門，東京工業大学，2002.3.26
- (6) 高橋，谷口，大谷，黒川：衛星雲画像の空間周波数を用いた日射量予測法の研究，電気学会全国大会，工学院大学，2002.3.26-29
- (7) 大関，井澤，大谷，中村，高橋，杉浦，黒川：電圧上昇抑制運転状態の実例と SV 法解析結果との比較検討，電気学会全国大会，工学院大学，2002.3.26-29
- (8) Paulo Sergio Pimentel, H. Matsukawa, T. Oozeki, T. Tomori, K. Kurokawa: PV System Integrated Evaluation Software, 29th IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (9) A. Amarbayar, K. Kurokawa: PERFORMANCE ANALYSIS OF PORTABLE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEMS BASED ON MEASURED DATA IN MONGOLIA, 29th IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (10) Y. Noda, T. Mizuno, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa: THE DEVELOPMENT OF A SCALED-DOWN SIMULATOR FOR DISTRIBUTION GRIDS AND ITS APPLICATION FOR VERIFYING INTERFERENCE BEHAVIOR AMONG A NUMBER OF MODULE INTEGRATED CONVERTERS (MIC), 29th IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (11) K. Kurokawa, K. Kato, M. Ito, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara: A COST ANALYSIS OF VERY LARGE SCALE PV (VLS-PV) SYSTEM ON THE WORLD DESERTS, 29th IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (12) A. Amarbayar, K. Kurokawa: PERFORMANCE ANALYSIS OF PORTABLE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEMS BASED ON MEASURED DATA IN MONGOLIA, WREC-7, Warszawa, June 29 – July 5 2002
- (13) 水野，野田，小泉，黒川：商用 PV インバータの単独運転検出要因の推定，電気学会部門大会，福井大学，2002.8.7-9
- (14) 皆藤，五島，川崎，小泉，黒川：デジタルインバータにおける MPPT 制御の検討，電気学会部門大会，福井大学，2002.8.7-9
- (15) 谷口，高橋，大谷，黒川：AC モデルを用いた衛星雲画像による日射量予測の検討，電気学会部門大会，福井大学，2002.8.7-9
- (16) H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, N. Goshima, M. Kawasaki, Y. Yamashita, A. Hashimoto: DEVELOPMENT OF INTERCONNECTING MICRO CONTROLLER FOR PV SYSTEMS IN JAPAN, PV in Europe Conference and Exhibition From PV Technology to Energy Solutions, Rome, October 6-11 2002
- (17) T. Mizuno, T. Ishikawa, Y. Noda, H. Koizumi, K. Kurokawa, Y. Arai, N. Goshima, M. Kawasaki, H. Kobayashi: THE ISLANDING DETECTION ALGORITHM OF A NEW AC MODULE FOR THE GRID CONNECTION IN JAPAN, PV in Europe Conference and Exhibition From PV Technology to Energy Solutions, Rome, October 6-11 2002
- (18) 井澤，大関，黒川，大谷，都筑：太陽光発電システムの簡易評価，日本太陽エネルギー学会，仙台国際センター，2002.11.7-8
- (19) 田村，大谷，黒川：多傾斜面日射量の測定と評価に関する研究，日本太陽エネルギー学会，仙台国際センター，2002.11.7-8
- (20) 伊藤，加藤，河本，杉原，吉見，黒川：ゴビ砂漠における大規模太陽光発電システムのライフサイクル評価，日本太陽エネルギー学会，仙台国際センター，2002.11.7-8

<2003 年>

- (1) 伊藤，加藤，河本，杉原，吉見，黒川：世界の砂漠における 100MW 大規模太陽光発電システム(VLS-PV)のライフサイクル評価，第 19 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス，虎ノ門パストラル，2003.1.30-31
- (2) パウロ，松川，大関，黒川：太陽光発電システム発電特性の統合評価ソフトウェア(PVI)の住宅用システムによる検証，電気学会全国大会，東北学院大学，2003.3.17-19
- (3) 高橋，谷口，黒川，大谷：衛星雲画像の空間周波数分析を用いた日射予測，電気学会全国大会，東北学院大学，2003.3.17-19
- (4) 皆藤，小泉，黒川，五島，川崎：太陽光発電用インバータ向けデジタル MPPT 法の開発，電気学会全国大会，東北学院大学，2003.3.17-19
- (5) 公楽，黒川：LED ソーラーシミュレータによる太陽電池新測定法，電気学会全国大会，東北学院大学，2003.3.17-19
- (6) 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 industry 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 Japanese 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) Junsetu 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 control and voltage 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) systems 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



10th Anniversary TUAT Photovoltaic Student Think-in

- (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 solar 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: 超縮小規模配電システムを用いた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 Simulator for Testing PV Inverter Functions, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (6) H. Tada, K. Kurokawa, T. Uno, M. Takahashi, S. Yatabe: Reflection and Absorption Characteristics of Electromagnetic Waves by PV Modules, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (7) S. Kohraku, K. Kurokawa: A fundamental experiment for discrete-wavelength LED solar simulator, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (8) N. Okada, M. Ichikawa, K. Kurokawa: Experiment and Evaluation of Loop Power Flow Control for Distribution System Adaptable to a Large Number of Distributed PV Systems, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (9) N. Kawasaki, T. Oozeki, K. Otani, K. Kurokawa: An Evaluation Method of the Fluctuation Characteristics of Photovoltaic Systems by Using Frequency Analysis, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (10) A. Adiyabat, K. Kurokawa: Photovoltaic Systems for Village Electrification in Mongolia: Techno-Economic Analysis of Hybrid System in Rural Community Centers, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (11) T. Kaito, H. Koizumi, N. Goshima, M. Kawasaki, K. Kurokawa: Development of MPPT Algorithm for a Digital Controlled PV Inverter, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (12) H. Matsukawa, H. 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: IDENTIFYING 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 very 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



一学会, 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
- (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
- (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
- (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
- (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
- (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
- (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
- (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
- (26) H. Igarashi, S. Suenaga, K. Kurokawa: CHARACTERISTICS OF THE ELECTROMAGNETIC ENVIRONMENTS OF POWER CONDITIONERS FOR PV GENERATING SYSTEMS, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (27) J. Tsutsui, K. Kurokawa: The Comparison of System Performance Measuring Multiple Modules, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (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
- (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
- (30) S. Taguchi, K. Kurokawa: PV Resource Survey for Urban Areas by means of Aerial Photographs, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (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
- (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
- (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
- (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
- (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
- (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
- (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
- (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
- (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
- (42) K. Kurokawa : Mass Production Scale of PV Modules and Components in 2030s and beyond, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (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
- (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
- (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
- (46) K. Lee, K. Kurokawa : Study on D-UPFC in the clustered PV System with Grid, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (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
- (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
- (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
- (50) J. Yokkaichi, T. Oozeki, K. Kurokawa : Irradiation Monitoring from Sunshine Hours given by Japanese Meteorological Observation Network, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (51) K. Hirata, K. Kurokawa, Y. Miyake, T. Kato, K. Nakamura : Development of a Reliable, Long Life Pyranometer Composed of Multiple photo sensors, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (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・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
- (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
- (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事例), 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
- (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
- (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



10th Anniversary TUAT Photovoltaic Student Think-in

ギ一協会合同研究発表会, 諏訪東京理科大学, 2005.10.20-21

- (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
- (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
- (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
- (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

<2006 年>

- (1) 植田, 黒川, 北村, 赤沼, 横田, 杉原 : 太陽光発電システム評価における傾斜面日射量算出精度の検証と誤差の評価, 太陽エネルギー, p.45-53, Vol.32, No.5, Jan. 2006
- (2) 黒川 : 太陽光発電システム研究開発の方向性と再生可能エネルギー2006 国際会議, 第 23 回太陽光発電システムシンポジウム, 朝日ホール, 14-16, Jun, 2006
- (3) アマル, 中島, 大谷, 黒川 : 独立小型太陽光発電システムの利用実態と課題ーモンゴルの遊牧民を事例としてー, 農業情報研究, p.139-154, 第 15 巻 2 号, Feb. 2006
- (4) H. Koizumi, K. Kurokawa, S. Mori : Analysis of class D inverter with irregular driving patterns, IEEE Trans. Circuits & Systems, p.677-687, Vol.53, No.3, Mar. 2006
- (5) K. Kurokawa : Photovoltaic technology direction - Japanese "PV2030", KIER-TUAT Joint Seminar, Taejon, KOREA, 8. Mar. 2006
- (6) K. Kurokawa, S Wakao, Y Hayashi, H Yamaguchi, K Otani, M Yamaguchi, T Ishii and Y Ono : Autonomy-Enhanced PV Cluster Concept for Solar Cities to Meet the Japanese PV2030 Roadmap, 2nd International Solar Cities Congress, Oxford UK, 7E.2, 3-6. Apr. 2006
- (7) K. Kurokawa : A conceptual study on solar pv cities for 21st century, WCPEC-4, Hawaii, p.2283-2288, 7-12. May. 2006
- (8) M Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa : A SENSITIVITY ANALYSIS OF VERY LARGE-SCALE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION(VLS-PV) SYSTEMS IN DESERTS, WCPEC-4, Hawaii, p.2387-2390, 7-12. May. 2006
- (9) K Lee, H Koizumi, K Kurokawa : Voltage sag/swell controller by means of D-UPFC in the distribution system, WCPEC-4, Hawaii, p.2427-2430, 7-12. May. 2006
- (10) J Tsutsui, Y Sato, K Kurokawa : Modeling the performance of several photovoltaic modules, WCPEC-4, Hawaii, p.2258-2261, 7-12. May. 2006
- (11) Y Ueda1, K Kurokawa, T Itou, K Kitamura, Y Miyamoto, M Yokota, H Sugihara : Performance ratio and yield analysis of grid connected clustered pv systems in Japan, WCPEC-4, Hawaii, p.2296-2299, 7-12. May. 2006
- (12) Y Tsuno, Y Hishikawa, K Kurokawa : Translation equations for temperature and irradiance of the I-V curves of various PV cells and modules, WCPEC-4, Hawaii, p.2246-2249, 7-12. May. 2006
- (13) H. Igarashi, T. Sato, H. Kobayashi, I. Tuda, K. Kurokawa : RESULT OF REVIEW BY ELECTRIC ENERGY AMOUNT COMPARISON WITH RESONANCE LOAD TURNED TO MOTOR LOAD STANDARDIZATION, WCPEC-4, Hawaii, p.2415-2418, 7-12. May. 2006
- (14) K Otani, T Takashima, K Kurokawa : Performance and reliability of 1MW photovoltaic power facilities in AIST - The first year's results, WCPEC-4, Hawaii, p.2046-2049, 7-12. May. 2006
- (15) H. Koizumi, K. Kurokawa, S. Mori : A comparison of output envelope waveforms of the delta-sigma modulated Class D series resonant inverter, Proc. IEEE International Symposium on Circuits and Systems 2006 (ISCAS 2006), pp. 253-256, 21-24. May. 2006
- (16) K Lee, H Koizumi, K Kurokawa : Voltage Control of D-UPFC between a Clustered PV System and Distribution System, PESC06, Jeju, p.1367-1371, 18-22. Jun. 2006
- (17) K Hayashi, H Koizumi, Y Ohashi, and K Kurokawa : A single-phase grid-connected inverter by utilizing ready-made PWM power IC, Proc. IEEE International Symposium on Industrial Electronics 2006 (ISIE 2006), pp. 1138-1142, 9-13. Jul. 2006
- (18) H Koizumi, K. Kurokawa : Plane division maximum power point tracking method for PV module integrated converter, Proc. IEEE International Symposium on Industrial Electronics 2006 (ISIE 2006), pp. 1265-1270, 9-13. Jul. 2006
- (19) A Adiyabat., K. Otani, K. Kurokawa, N. Enebish, G. Batsukh, M. Battushig, D. Ochrvani, B. Ganbat : Evaluation of solar energy potential and PV module performance in the Gobi Desert of Mongolia, Progress in Photovoltaics, in press, p.553-566, Vol.14, issue 6, Sep. 2006
- (20) K Kurokawa, K Komoto, P Vleuten, D Faiman : A NEW KNOWLEDGE HOW TO MAKE THE VERY LARGE SCALE PVS HAPPEN ON THE DESERT!, 21th EU-PVSEC, Dresden, p.2590-2596, 3-10. Sep. 2006
- (21) Y Ueda, K Kurokawa, T Itou, K Kitamura, Y Miyamoto, M Yokota, H Sugihara : Performance Analyses of Battery Integrated Grid-connected Residential PV Systems, 21th EU-PVSEC, Dresden, p.2580-2584, 3-10. Sep. 2006
- (22) 五十嵐, 佐藤, 小林, 津田, 黒川 : 単独運転試験方法の共振負荷及び回転機負荷の違いによる単独運転検出装



- 置へ与える影響について, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 琉球大学, p.25-11~20, 13-15. Sep. 2006
- (23) 五十嵐, 佐藤, 黒川: 共振負荷による回転機負荷の代替検討について, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 琉球大学, No.159, p.7-25~26, 13-15. Sep. 2006
- (24) 植田, 黒川, 伊藤, 北村, 赤沼, 横田, 杉原, 森本: 系統連系型太陽光発電システム運転特性の高度解析と蓄電池導入効果の検証, 電気学会電力・エネルギー部門大会, No.9, p.11-1~11, 13-15. Sep. 2006
- (25) 川崎, 植田, 北村, 杉原, 西川, 黒川: 太陽光発電システム出力変動の検出時間別発生確率分布を用いた変動特性定量化手法, 電気学会 B 部門大会, No.188, p.11-13~14, 13-15. Sep. 2006
- (26) 平田, 黒川, 三宅, 中村: 二種類のフォトセンサを持つ新型日射計におけるスペクトル誤差の解析手法の開発, 電気学会 B 部門大会, No.183, p.10-5~6, 13-15. Sep. 2006
- (27) 中村, 小泉, 黒川: 超縮小模擬配電システムを用いた P V インバータ試験装置の開発, 電気学会 B 部門大会, No.182, p.10-3~4, 13-15. Sep. 2006
- (28) 鎌倉, 林, 黒川: マトリックスコンバータを用いた系統連系用ルータ機器の開発, 電気学会 B 部門大会, No.185, p.10-9~10, 13-15. Sep. 2006
- (29) 瀬尾, 黒川: F P G A を用いた P V インバータ用デジタルコントローラの開発, 電気学会 B 部門大会, No.197, p.11-31~32, 13-15. Sep. 2006
- (30) 小柳, 黒川: LED ソーラーシミュレータを用いた I V 特性測定の改良基礎実験, 電気学会 B 部門大会, No.184, p.10-7~8, 13-15. Sep. 2006
- (31) H Igarashi, A. Tasai, K. Kurokawa : The Status Report of the PV System Ream Inter-Connected Guideline in 5 Countries of Asia, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Ot-5, 10-13. Oct. 2006
- (32) H Igarashi, T. Sato, K. Kurokawa : About the Examination of an Alternative Technique of the Motor Load According to the Resonance Load, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-17, 10-13. Oct. 2006
- (33) K.Otani, T. Takashima, K. Kurokawa : Comparison of Performance and Energy Yield of PV Modules by Using Two-Axis Tracking Array, RENEWABLE ENERGY 2006, O-Pv-6-6, 10-13. Oct. 2006
- (34) Y.Ueda, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, K. Akanuma, M. Yokota, H. Sugihara : Analysis Results of Maximum Power Point Mismatch on Grid-Connected PV Systems, RENEWABLE ENERGY 2006, O-Pv-3-7, 10-13. Oct. 2006
- (35) M.Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa : Suitable Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation Systems (VLS-PV) for Desert Regions from Four Types of Case Studies by Using Life-Cycle Analysis Method, RENEWABLE ENERGY 2006, O-Pv-6-4, 10-13. Oct. 2006
- (36) A. Adiyabat, M. Nakajima, K. Otani, E. Namjil, K. Kurokawa : A Study on the Evaluation of Solar Home System Viewed by Users: -A case of Nomadic Families in Mongolia-, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-25, 10-13. Oct. 2006
- (37) N.Kawasaki, K. Kurokawa, K. Kitamura, H. Sugihara, S. Nishikawa : An Evaluation of Area-Dependency Equalization of Fluctuation Characteristics from Distributed PV Systems, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-90, 10-13. Oct. 2006
- (38) K Lee, K.yamaguchi, H.Koizumi, K.Kurokawa : D-UPFC as a Voltage Regulator in the Distribution System , RENEWABLE ENERGY 2006, P-N-5, 10-13. Oct. 2006
- (39) Y.Tsuno, Y.Hishikawa, K.Kurokawa : TRANSLATION EQUATIONS FOR TEMPERATURE AND IRRADIANCE OF THE I-V CURVES OF Various PV Cells and Modules by Linear Interpolation, RENEWABLE ENERGY 2006, O-Pv-5-4, 10-13. Oct. 2006
- (40) T.Shimada, K.Kurokawa : HIGH PRECISION SIMULATION MODEL OF BATTERY CHARACTERISTICS, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-1, 10-13. Oct. 2006
- (41) T.Shimada, K.Kurokawa : GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH BATTERY STORAGES CONTROL BASED ON INSOLATION FORECASTING USING WEATHER FORECAST, RENEWABLE ENERGY 2006, O-Pv-6-1, 10-13. Oct. 2006
- (42) T.Kamakura, K.Hayashi, Y.Ohashi, K.Kurokawa : CONSIDERATIONS ON POWER LINE ROUTER BY USING MATRIX CONVERTER, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-7, 10-13. Oct. 2006
- (43) Y.Nakamura, H.Koizumi, K.Kurokawa : A new type of scaled-down network simulator for testing PV inverters, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-11, 10-13. Oct. 2006
- (44) J.Koyanagi, K.Kurokawa : A Fundamental Experiment of Solar Cell' s I-V Characteristics Measurement Using LED Solar Simulator, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-9, 10-13. Oct. 2006
- (45) Y.Seo, K. Hayashi, K. Kurokawa : Development of FPGA-based Digital Controller for PV Inverter, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-6, 10-13. Oct. 2006
- (46) K.Hirata, K.Nakamura, T.Kato, K.Kurokwa : Spectral Error Analyses of Pyranometers Composed of Multiple Photodiodes, RENEWABLE ENERGY 2006, O-Pv-3-4, 10-13. Oct. 2006
- (47) N. Kawasaki, T. Oozeki, K. Otani, K. Kurokawa : An Evaluation Method of the Fluctuation Characteristics of Photovoltaic Systems by Using Frequency Analysis, Solar Energy Materials & Solar Cells, p.3356-3363, Volume 90, Issues 18-19, 23. Nov. 2006
- (48) S. Kohraku, K. Kurokawa : A fundamental experiment for discrete-wavelength LED solar simulator, Solar Energy Materials & Solar Cells, p.3364-3370, Volume 90, Issues 18-19, 23. Nov. 2006



- (49) H. Koizumi, T. Mizuno, T. Kaito, Y. Noda, N. Goshima, M. Kawasaki, K. Nagasaka, and K. Kurokawa : A novel micro controller for grid-connected photovoltaic systems, IEEE Trans. Industrial Electronics, pp. 1889-1897, vol. 53, no. 6, Dec. 2006
- (50) 黒川 : New Trends Shaping IEC Standards

<2007 年>

原著論文

- (1) 植田, 黒川, 伊藤, 北村, 赤沼, 横田, 杉原, 森本 : 系統連系型太陽光発電システム運転特性の高度解析と蓄電池導入効果の検証, 電気学会論文誌 B, p.247-258, Vol.127, No.1, Jan. 2007
- (2) 五十嵐, 佐藤, 小林, 津田, 黒川 : 共振負荷と回転機負荷の相違と単独運転試験への影響について, 電気学会論文誌 B, p.192~199, Vol.127, No.1, Jan. 2007
- (3) Y. Ueda, T. Oozeki, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, H. Sugihara : Quantitative Analysis of Output Loss due to Restriction for Grid-connected PV Systems, Electrical Engineering in Japan, pp9-19, Vol. 158, No. 2, 30. Jan. 2007
- (4) ○K. Lee, K. Yamaguchi, K. Kurokawa: Proposed Distribution Voltage Control Method for Connected Clustered PV System, The Journal of Power Electronics, p.286 – 293, Oct. 2007
- (5) ○嶋田尊衛, 黒川 : 天気予報と天気変化パターンを用いた日射予測, 電気学会論文誌 B, Vol.127, No.11, pp.1219-1225, 2007.Nov. 1
- (6) ○K. Lee, K. Yamaguchi, K. Kurokawa: D-UPFC Voltage Control in the Bi-directional Power Flow Condition, 太陽エネルギー, Vol.33, No.6, p.35 – 40, 2007

国際学会

- (7) K. Kurokawa: International Symposium on Energy from the Desert, Task 8 Symposium, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, 6 Sep. 2007.
- (8) ○K. Kurokawa: Further considerations on solar PV community concept consisting of massive roof-top pvs and domestic loads, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.2889-2894, Plenary 5BP.2.5, 3-7 Sep. 2007
- (9) ○H. Igarashi, K. Tanaka, T. Sato, T. Watanabe, H. Sugihara, Y. Miyamoto, N. Fukuoka, K. Kurokawa: Study of islanding Test Method using Multiple interconnected Photovoltaic Inverters - Examination by Difference in Motor Load installation Conditions, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.2992-2994, 5BV.1.2, 4 Sep. 2007
- (10) ○Y. Ueda, K. Kurokawa, T. Tanabe, K. Kitamura, K. Akanuma, M. Yokota, H. Sugihara: STUDY ON THE OVER VOLTAGE PROBLEM AND BATTERY OPERATION FOR GRID-CONNECTED RESIDENTIAL PV SYSTEMS, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.3094-3097, 5BV.1.32, 4 Sep. 2007
- (11) ○T. Tohoda, K. Kurokawa: THE SIMULATED POWER CONDITIONER FOR PV SYSTEMS BY ELECTRONIC DEVICES FOR THE ULTRA SCALED-DOWN NETWORK SIMULATOR, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.3123-3126, 5BV.1.40, 4 Sep. 2007
- (12) ○K. Miyamoto, H. Igarashi, K. Kurokawa: A STUDY ON THE INFLUENCE OF AN INDUCTION MOTOR FOR ISLANDING-DETECTION POWER CONDITIONING SYSTEMS, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.3180-3183, 5BV.3.4, 4 Sep. 2007
- (13) ○Y. Hamano, M. Ito, K. Kurokawa: Desert PV resource analysis by detecting seasonal changes among satellite images, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.3567-3570, 6DV.4.50, 6 Sep. 2007
- (14) ○M. Suzuki, M. Ito, K. Kurokawa: AN ANALYSIS ON PV RESOURCE IN RESIDENTIAL AREAS BY MEANS OF AERIAL PHOTO IMAGES, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.3571-3574, 6DV.4.52, 6 Sep. 2007
- (15) ○K. Komoto, K. Kurokawa, M. Ito, J. S. MacDonald, C. Beneking, E. Cunow, M. Ermer, D. Faiman, F. Paletta, A. Sarno, J. Song, R. Knol, P. van der Vleuten, T. Hansen, H. Hayden, N. Enebish: IEA-PVPS TASK8: VERY LARGE SCALE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION (VLS-PV) SYSTEMS ON THE DESERT, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, 6 Sep. 2007
- (16) ○Y. Hishikawa, Y. Tsuno, K. Kurokawa: Spectral Response Measurements of PV Modules and Multi-Junction Devices, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, 4BV.2.10, 6 Sep. 2007
- (17) ○K. Lee, K. Yamaguchi, K. Kurokawa: Case study of distribution-unified power flow controller (D-UPFC) in the clustered PV system, The 7th International Conference on Power Electronics, EXCO, Daegu, pp.832-840, 22 Oct. 2007
- (18) ○K. Yamaguchi, K. Lee, K. Kurokawa: Study on voltage regulation method in the power distribution system, The 7th International Conference on Power Electronics, EXCO, Daegu, pp.488-492, 22 Oct. 2007
- (19) ○Y. Hamano, M. Ito, K. Kurokawa: PV resources analysis in world six deserts with detecting seasonal differences among satellite images, PVSEC-17, Fukuoka, pp.886-887, 3-7 Dec. 2007
- (20) ○H. Igarashi, K. Miyamoto, K. Kurokawa: Verification of changing into state of asynchronous induction generator of induction motors, PVSEC-17, Fukuoka, pp.1013-1014, 3-7 Dec. 2007
- (21) ○K. Megherbi, M. Ito, F. D. Ferretti, K. Komoto, K. Kurokawa: Financing very large scale PV systems in Gobi Desert, PVSEC-17, Fukuoka, pp.911-912, 3-7 Dec. 2007
- (22) ○N. Kawasaki, K. Kitamura, H. Sugihara, S. Nishikawa, K. Kurokawa: Analysis of fluctuation characteristics of PV system according to the array configuration, PVSEC-17, Fukuoka, pp.655-656, 3-7 Dec. 2007
- (23) ○R. Andoulsi, A. El kazen, A. Boutouta, A. Ounalli, B. Bessais, K. Kurokawa: A recent status and future prospects of photovoltaics in Tunisia, PVSEC-17, Fukuoka, pp.905-906, 3-7 Dec. 2007
- (24) ○Y. Watanabe, K. Kurokawa: Research on three-dimensional coordinates acquisition for shadow estimation in photovoltaic



- system, PVSEC-17, Fukuoka, pp.653-654, 3-7 Dec. 2007
- (25) ○N. Yamashita, M. Ito, K. Komoto, K. Kurokawa: An environmental potential of pv systems in japan by utilizing the ecological footprint, PVSEC-17, Fukuoka, pp.518-519, 3-7 Dec. 2007
- (26) ○Y. Tsuno, Y. Hishikawa, K. Kurokawa: Modeling I-V curves of pv modules using linear interpolation /extrapolation, PVSEC-17, Fukuoka, pp.449-450, 3-7 Dec. 2007
- (27) ○T. Shimada, K. Kurokawa: Online correction for insolation forecasting using weather forecast, PVSEC-17, Fukuoka, pp.639-640, 3-7 Dec. 2007
- (28) ○K. Komoto, M. Ito, N. Yamashita, K. Kurokawa: Environmental potential of very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems on deserts, PVSEC-17, Fukuoka, pp.520-521, 3-7 Dec. 2007
- (29) ○M. Ito, M. Kudo, K. Kurokawa: A preliminary life-cycle analysis of a mega-solar system in Japan, PVSEC-17, Fukuoka, pp.508-511, 3-7 Dec. 2007
- (30) ○K. Kurokawa: Future direction of PV system technologies around 2030 and beyond, PVSEC-17, Fukuoka, pp.60-63, 3-7 Dec. 2007
- (31) ○Y. Ueda, K. Kurokawa, K. Kitamura, M. Yokota, K. Akanuma, H. Sugihara: PERFORMANCE ANALYSIS OF VARIOUS SYSTEM CONFIGURATIONS ON GRID-CONNECTED RESIDENTIAL PV SYSTEMS, PVSEC-17, Fukuoka, pp.383-384, 3-7 Dec. 2007
- (32) ○R. Andoulsi, B. Khiari, A. Sellami, A.Mami, G.Dauphin-Tanguy: NON LINEAR CONTROL OF A PHOTOVOLTAIC PUMPING SYSTEM, PVSEC-17, Fukuoka, pp.665-667, 3-7 Dec. 2007
- (33) ○M. Ito, Y. Tsuno, K. Kurokawa: A COST ANALYSIS OF CO2 REDUCTIONBY UTILIZING LARGE-SCALE PV SYSTEMS IN JAPAN, PVSEC-17, Fukuoka, pp.898-899, 3-7 Dec. 2007
- (34) ○Y. Hishikawa, Y. Tsuno, K. Kurokawa: SPECTRAL RESPONSE MEASUREMENTS OF PV MODULES, PVSEC-17, Fukuoka, pp.1003-1004, 3-7 Dec. 2007

国内学会

- (35) ○五十嵐, 田中, 佐藤, 渡邊, 杉原, 宮本, 福岡, 黒川: 複数台連系時の単独運転試験方法検討について-回転機負荷設置条件の違いによる検討結果-, 平成 19 年電気学会全国大会, Vol. 6, pp. 370-371. 2007.3.15
- (36) ○渡邊, 黒川: 写真測量法による影の定量評価システムの提案, 平成 19 年電気学会全国大会, Vol. 3, pp. 152-153. 2007.3.16
- (37) ○植田, 黒川, 田邊, 北村, 赤沼, 横田, 杉原: 単相三線式配電線負荷電流不平衡による片相電圧上昇の太陽光発電システム出力抑制への影響, 平成 19 年電気学会全国大会, Vol. 7, pp. 73-74, 2007.3.17
- (38) ○五十嵐, 宮本, 黒川, 飯田, 高江洲, 石井, 水野, 前田, 浅井, 長畑: 多数台連系用パワーコンディショナの開発について, 平成 19 年電気学会 B 部門大会, pp. 51-25 - 51-26, 2007.9.12
- (39) ○植田, 川崎, 黒川, 田邊, 北村, 中島, 宮本, 杉原: 集中連係型太陽光発電システムにおける出力抑制回避技術の開発(1)-実証試験地区における出力抑制発生状況の調査-, 平成 19 年電気学会 B 部門大会, pp. 52-1 - 52-2, 2007.9.13
- (40) ○川崎, 植田, 北村, 杉原, 西川, 黒川: 集中連系型太陽光発電システムの変動特性の評価, 平成 19 年電気学会 B 部門大会, No.426, pp. 53-5 - 53-6, 2007.9.14
- (41) ○五十嵐, 佐藤, 末永, 杉原, 宮本, 福岡, 黒川: 太陽光発電システムの能動的単独運転検出信号の干渉による影響について, 平成 19 年電気学会 B 部門大会, pp. 55-1 - 55-2, 2007.9.14
- (42) ○宮本, 五十嵐, 黒川: PV 用パワーコンディショナの単独運転検出機能に与える誘導電動機回生エネルギーの影響に関する一考察, 平成 19 年電気学会 B 部門大会, pp. 55-3 - 55-4, 2007.9.14
- (43) ○五十嵐, 佐藤, 宮本, 黒川: 誘導機負荷の発電確認と単独運転検出装置への影響について, 平成 19 年電気学会 B 部門大会, pp. 55-5 - 55-11, 2007.9.14
- (44) ○高橋, 津野, 黒川: 熱電対による太陽電池モジュールの温度測定方法, 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, 札幌コンベンションセンター, pp.67-70, 2007.10.25-26
- (45) ○山中, 黒川: 太陽電池日射障害における半影の影響, 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, 札幌コンベンションセンター, pp.83-86, 2007.10.25-26
- (46) ○津野, 菱川, 黒川: 部分照射による太陽電池モジュールの分光感度測定原理の検討, 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, 札幌コンベンションセンター, pp.373-376, 2007.10.25-26
- (47) ○植田, 黒川: 太陽光発電システム発電効率向上に向けた損失要因の影響分析, 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, 札幌コンベンションセンター, pp.449-452, 2007.10.25-26

招待公演・その他解説・展望

- (48) 大谷: 世界のトップを走る太陽光発電, 精密工学会誌 Vol.73, No.1, p48-51, Jan, 2007
- (49) 黒川: 再生可能エネルギー2006 国際会議開催報告書, 2007.2.
- (50) 黒川: 寄稿: 太陽光発電の節目, 太陽光発電協会機関誌「太陽光発電」, p.35-42, 2007.3
- (51) 黒川: 太陽光発電システムの地球規模導入を目指して, JEMA 新エネルギー講演会, 6. Mar. 2007
- (52) K. Kurokawa: A new knowledge how to make the very large scale PVs happen on the desert!, IEA PVPS Task 2 Expert Meeting, Tokyo, 14 March 2007.
- (53) K. Kurokawa: Solar Photovoltaic Systems - Present Status & Future Directions, Seminar for Tunisian visitor Dr. Manef Abderrabba, 16 Mar. 2007.
- (54) 黒川: 高効率太陽光発電技術の開発の現状と課題, 54 応物 2007 春連合講演会, エネ・環境研究会「これからのエネ技術を考える」 29p-ZK-5, p.0-127, 2007.3.29
- (55) K. Kurokawa: Conceptual Considerations on the Aggregated Network consisting of Massive Roof-top PVs and Domestic



10th Anniversary TUAT Photovoltaic Student Think-in

- Loads in Urban Residential Area, Nagoya 2007 Symposium on Microgrids, Mielparque-Nagoya Hotel, 6 April 2007
- (56) K. Kurokawa: International Symposium on Energy from the Desert, Task8 Symposium_PV-Med_EPIA, 21-22 April 2007
- (57) 黒川：太陽光発電技術のこれからの方向性，GS ユアサ技報法，4巻1号，p.1-8, 2007.6
- (58) 黒川：太陽光発電の恵みー人類生存のためのアプローチ，東京電機大学大学院理工学研究科セミナー，2007.6.1
- (59) 黒川：太陽光発電の新しい面展開：概念的考察，学振175委員会第4回【次世代の太陽光発電システムシンポジウム】東北大学さくらホール，2007.6.28-29
- (60) 黒川：自律度向上型太陽光発電システムおよびパワーロータに関する考察ー 未来型太陽光発電における蓄電機能の役割ー，第11回電力貯蔵技術研究会，2007.10.3
- (61) 黒川：世界の太陽電池開発動向ならびに PV リサイクルの動向とグリーン電力証書の課題，JPEA セミナー，太陽光発電の最新開発動向とリユースリサイクル・グリーン電力セミナー，2007.10.12
- (62) 黒川：日本の最北端で考える太陽光発電のこれから，稚内新エネルギーセミナー，2007.11.6
- (63) K. Kurokawa: Solar Photovoltaic Energy A Solution for our Sustainability, International Symposium on Global Sustainability- Social Systems and Technological Strategies -, November 26 & 27, 2007

著書

- (64) K. Kurokawa, K. Komoto, Peter van der Vleuten, David Faiman (editors): Energy from the Desert - Practical proposals for Very Large Scale Photovoltaic Systems, Earthscan, 201 pages, Jan. 2007

<2008 年>

原著論文

- (1) ○M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa: A Comparative Study on Cost and Life-Cycle Analysis for 100 MW Very Large-Scale PV (VLS-PV) Systems in Deserts Using m-Si, a-Si, CdTe and CIS modules, Progress in Photovoltaics, Vol.16, Issue 1, pp 17-30, Jan. 2008
- (2) ○J Tsutsui, K Kurokawa: INVESTIGATION TO ESTIMATE THE SHORT CIRCUIT CURRENT BY APPLYING THE SOLAR SPECTRUM, Progress in Photovoltaics, 2008

○：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[2007年～2008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.

原著論文

[2007 年～2008 年]

JPE 7-4-3

Proposed Distribution Voltage Control Method for Connected Cluster PV Systems

Kyungsoo Lee[†], Kenichiro Yamaguchi^{*} and Kosuke Kurokawa^{*}

^{*}Dept. of Electronics and Information Eng., Tokyo University of Agriculture and Technology, Tokyo, Japan

ABSTRACT

This paper proposes a distribution voltage control method when a voltage increase condition occurs due to reverse power flow from the clustered photovoltaic (PV) system. This proposed distribution voltage control is performed by a distribution-unified power flow controller (D-UPFC). D-UPFC consists of a bi-directional ac-ac converter and transformer. It does not use any energy storage component or rectifier circuit, but it directly converts ac to ac. The distribution model and D-UPFC voltage control using the ATP-EMTP program were simulated and the results show the voltage increase control in the distribution system.

Keywords: reverse power flow, clustered photovoltaic system, distribution-unified power flow controller, bi-directional ac-ac converter, ATP-EMTP

1. Introduction

In present power systems, the generated power is assumed to feed into the system at a high voltage level and the power is consumed at a low voltage level. Thus, the power direction through a transformer would always be from the high voltage level to the low voltage level^[1].

However, if the distributed generation (DG) like PV system connects with the grid, the reverse power flow can occur. When the reverse power flows from the PV side to the grid, the PV side voltage level is higher than the grid side. When a clustered PV system, and not a PV system, connects with the grid, a voltage increase condition occurs.

The voltage curve of the clustered PV system with the grid is shown in Fig. 2.

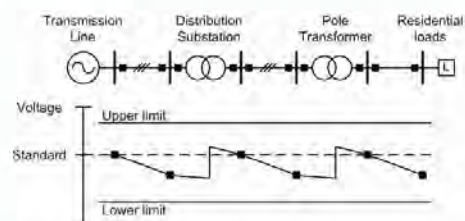


Fig. 1 Voltage curve of the present power system

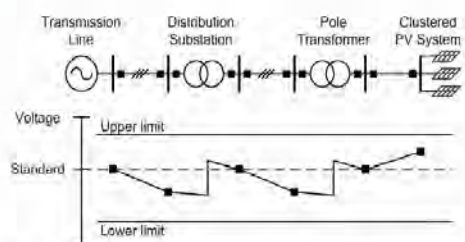


Fig. 2 Voltage curve of the clustered PV system connected with grid

Manuscript received ; April 23, 2007; revised July 24, 2007

[†]Corresponding Author: onnuri@cc.tuat.ac.jp

Tel : +81-042-388-7445, Tokyo Univ. of Agriculture and Technology,

^{*}Dept. of Electronics and Information Eng., Tokyo Univ. of Agriculture and Technology.

So far, voltage control methods of the distribution system during voltage decrease and voltage increase have been researched. In the grid side voltage control methods, a static var compensator (SVC) has been used by controlling reactive power. However, the reactive control makes power loss in the distribution system. Line drop compensator (LDC) and scheduled voltage operation methods have been performed controlling substation voltage tap. But, it is known that it can not rapidly control the distribution voltage when voltage variation occurs. Also, a dynamic voltage restorer (DVR) has been used in the grid system. However, it depends on the capacitor size. If the power increases, the capacitor size will increase^[2]. Autotransformer based step voltage regulator (SVR) has been used but it takes 100[ms] to several seconds to control the voltage.

Also, PV side voltage control methods, which solve mainly voltage increase conditions, have been developed. The first method is to restrict the PV output power when the distribution voltage reaches the over-voltage limit. For the second method, the reactive power control from the PV inverter can avoid the over-voltage limit. Finally, the PV inverter with battery system can assist to prevent over-voltage conditions in the distribution system. Grid and PV side voltage control methods are summarized in Table 1.

Table 1 Summary of grid and PV side voltage control methods

| |
|---|
| Grid side voltage control methods |
| Reactive power control – SVC |
| Substation control - LDC, Scheduled operation |
| Voltage tap control – SVR |
| PV side voltage control methods |
| Power restriction control - PV output power restriction |
| Reactive power control - PV output power factor change |
| Battery control - PV output power to battery charge |

Here, the proposed D-UPFC is the grid side voltage controller. D-UPFC has advantages compared with other grid side voltage controllers. For example, it controls the distribution voltage during forward power flow and reverse power flow. It controls the distribution voltage within several cycles. It has linear voltage characteristics when the converter is performed because of PWM control.

This paper begins by studying D-UPFC topology. Voltage control method and switching pattern of bi-directional ac-ac converter are analyzed. In the transformer, transformer power rating calculation is studied. Distribution model is simulated using the ATP-EMTP program. Finally, D-UPFC is injected into the distribution model in order to verify voltage increase control in the distribution system.

2. D-UPFC Analysis

2.1 Bi-directional ac-ac converter topology

The bi-directional ac-ac converter consists of four MOSFET switches and input & output LC filters. The converter topology is shown in Fig. 3.

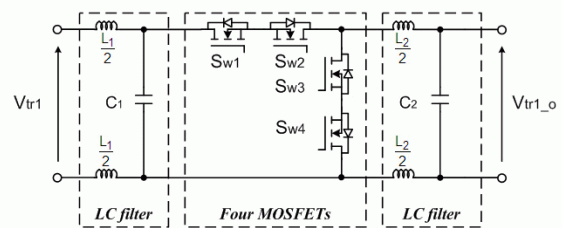


Fig. 3 Bi-directional ac-ac converter topology

Input and output voltage relation of the converter is the same as the dc-dc buck converter^[3]. Thus, the ac-ac converter voltage equation can be expressed,

$$V_{tr1_o} = DV_{tr1} \tag{1}$$

where, D is duty ratio of the ac-ac converter.

2.2 Converter control

In the bi-directional ac-ac converter control, the reference signal to inject PWM should be used after transforming the dc signal. So far, one of methods uses single phase direct-quadrature (d-q) transformation^[4]. Its main advantage is that it can control the transient response quickly. The other option is to use root-mean-square (RMS) function. It is easy to design both in simulation and experiment. Here, the ac-ac converter uses rms function in the simulation. Bi-directional ac-ac converter control method is shown in Fig. 4.

In the control method, ac-ac converter output voltage $V_{tr1,o}$ is injected into RMS function and then it is transformed to dc signal. The reference dc voltage V_{ref} compares with $V_{tr1,o,dc}$. The value of V_{error} is used through PI and PWM controls. Finally, the switching patterns from S_{w1} to S_{w4} are decided by phase detect function with logic circuit.

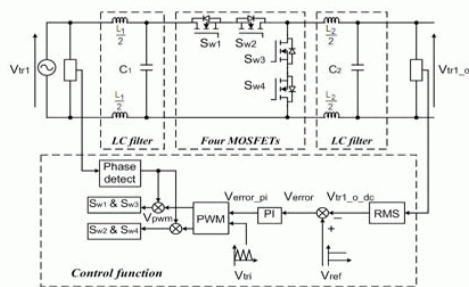


Fig. 4 Bi-directional ac-ac converter control method

2.3 Converter switching patterns

The switching patterns in the bi-directional ac-ac converter offer safe commutation without high-voltage spikes using intelligent PWM switching patterns. Also, the switching patterns are decided by the polarity of the input voltage V_{tr1} . Figure 5 to 7 shows the switching patterns during forward power condition and the input voltage V_{tr1} is positive. When V_{tr1} is positive, S_{w1} and S_{w3} act PWM switching reversely. At the same time, S_{w2} and S_{w4} turn on. If the sign of the V_{tr1} is changed, the switching patterns are reversed. In the switching patterns, active, dead-time and freewheeling modes are divided by converter operation. In the active mode, $S_{w1,3}$ perform PWM and $S_{w2,4}$ turn on as shown in Fig. 5. Thus, the inductor current flows through input voltage. The dead-time mode occurs during $S_{w1,3}$ as they turn off together. The current paths can be formed by the direction of the inductor current as shown in Fig. 6. In the freewheeling mode as shown in Fig. 7, the output filter inductor current flows to the load through switch $S_{w3,4}$ ^[5].

Figure 8 to 10 shows the switching patterns when reverse power flows from clustered PV system to the grid. The clustered PV system is regarded as the current source. Switching patterns from Fig. 8 to 10 are the same as Fig. 5 to 7 because the sign of V_{tr1} is the same. If the sign of V_{tr1} is changed, the switching patterns are also reversed.

Switching patterns of the ac-ac converter from Fig. 5 to

10 can be created using a logic circuit as shown in Fig. 11. This logic circuit of bi-directional ac-ac converter is performed in the simulation.

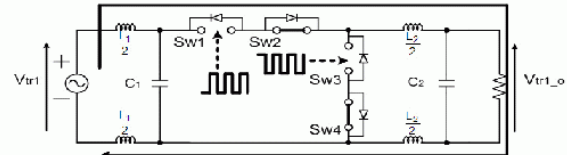


Fig. 5 Active mode during forward power flow

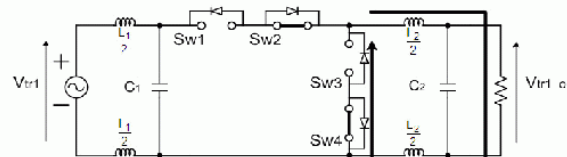


Fig. 6 Dead-time mode during forward power flow

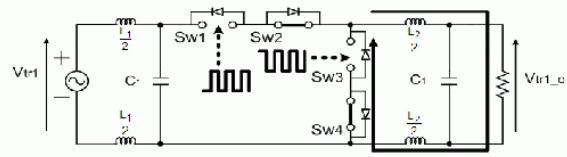


Fig. 7 Freewheeling mode during forward power flow

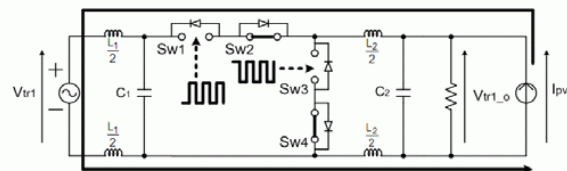


Fig. 8 Active mode during reverse power flow

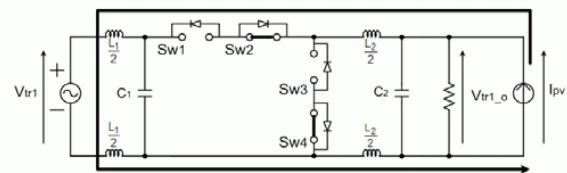


Fig. 9 Dead-time mode during reverse power flow

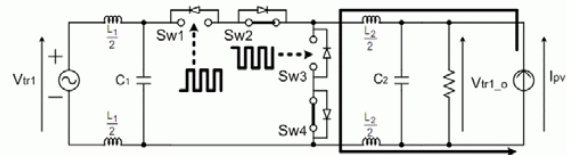


Fig. 10 Freewheeling mode during reverse power flow

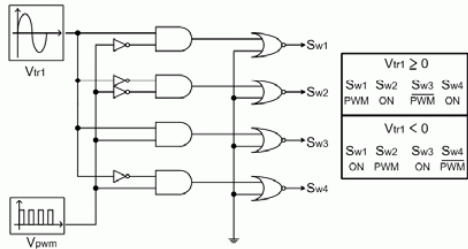


Fig. 11 Logic circuit of the converter switching pattern

2.4 Transformer power rating and D-UPFC voltage control

The transformer is an essential component to design D-UPFC topology. In the D-UPFC voltage control, the transformer mainly takes charge of the input voltage in the distribution system. D-UPFC topology is shown in Fig. 12.

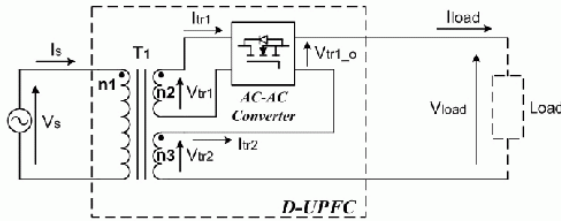


Fig. 12 D-UPFC topology

D-UPFC consists of T_1 , which is transformer, and ac-ac converter. The primary side of T_1 is connected with secondary voltage V_s of the pole transformer. The secondary side of T_1 is divided two transformers and the upper transformer is connected with ac-ac converter and the lower transformer supplies a part of constant voltage to the converter^[6].

In order to calculate the power rating of T_1 , the value of turns ratio n_1 , n_2 and n_3 are assumed to 1, 0.2 and 0.9, respectively. Considering the power rating of T_1 ,

$$P_s = V_s I_s \quad (2)$$

$$P_{tr1} = V_{tr1} I_{tr1} \quad (3)$$

$$P_{tr2} = V_{tr2} I_{tr2} \quad (4)$$

Total power of T_1 is,

$$P_s = P_{tr1} + P_{tr2} \quad (5)$$

$$V_s I_s = \frac{1}{5} V_{tr1} I_{tr1} + \frac{9}{10} V_{tr2} I_{tr2} \quad (6)$$

AC-AC converter input current I_{tr1} is decided by,

$$I_{tr1} = D I_{tr2} \quad (7)$$

If duty ratio D of ac-ac converter is 0.5 during normal condition, the equation (6) can be rewritten as,

$$V_s I_s = \frac{1}{10} V_{tr1} I_{tr2} + \frac{9}{10} V_{tr2} I_{tr2} \quad (8)$$

If the value of load is decided,

$$I_s = I_{tr2} = I_{load} \quad (9)$$

Finally, equation (8) can be rewritten as,

$$V_s I_s = \frac{1}{10} V_{tr1} I_s + \frac{9}{10} V_{tr2} I_s \quad (10)$$

If the transformer is ideal, the transformer power rating can be calculated by equation (10). The relationship of the value of n_2 , n_3 can be shown in Fig. 13.

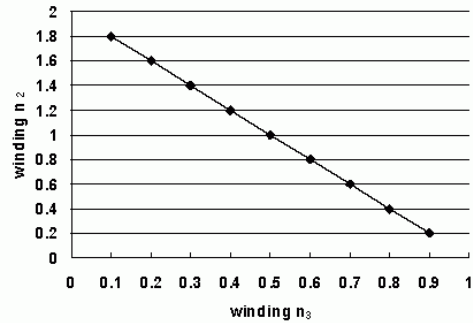


Fig. 13 Transformer power rating calculated by n_2 and n_3

In the D-UPFC voltage control from Fig. 12, the load voltage is decided,

$$V_{load} = V_{tr1_o} + V_{tr2} \quad (11)$$

where, V_{tr1_o} is output voltage of ac-ac converter and V_{tr2} is output voltage of the secondary of T_1 .

$$V_{lr1_o} = \frac{1}{5}V_s D \quad (12)$$

$$V_{lr2} = \frac{9}{10}V_s \quad (13)$$

where, $n_1:n_2:n_3 = 1:0.2:0.9$.

The goal of D-UPFC voltage control is,

$$V_{load} = V_{ref} \quad (14)$$

where, V_{ref} is the reference voltage. It is assumed 202[V,rms] which is the pole transformer secondary voltage.

If the increasing voltage condition occurs due to reverse power flow from the clustered PV system, the load voltage increases as,

$$V_{load} = (1+n)V_{ref} \quad (15)$$

where, n means the increasing voltage per unit.

Rewrite from equation (11) to (15),

$$\left(\frac{1}{5}V_s D\right) + \left(\frac{9}{10}V_s\right) = (1+n)V_{ref} \quad (16)$$

In the end, ac-ac converter duty ratio D is calculated as,

$$D = \frac{(1+n)V_{ref} - \frac{9}{10}V_s}{\frac{1}{5}V_s} \quad (17)$$

3. D-UPFC Simulation Results

In this section, the distribution model is simulated. In order to verify D-UPFC voltage control during increased voltage conditions, D-UPFC is injected to the distribution model.

3.1 Distribution model

The distribution model using ATP-EMTP program is shown in Fig. 14. The distribution model is assumed to be a residential area in Japan. Total feeders of the distribution model are eight. The length of one feeder is 10[km] and the pole transformer is located every 2[km]. Each pole transformer connects with 20 houses and divided by 4 nodes. The distance between node A_{21} and A_{22} is 40[m]. Each 5 houses connect with the node from A_{21} to A_{24} in parallel. The distance between node to each house is 15[m]. The capacity of each PV output power is 3[kW]. Distribution model parameters are shown in table 2.

Table 2 Distribution model parameters

| | | |
|--|-------------------------|---------|
| Substation | 66kV/6.6kV, 20MVA | |
| Pole transformer | 6.6kV/202V(101V), 50kVA | |
| HV line impedance(Z_1 to Z_5) | 0.626+j0.754[Ω/2km] | |
| LV line impedance(Z_{d1} to Z_{d3}) | 0.025+j0.020[Ω/40m] | |
| Lead-in wire imp.(Z_{i1} to Z_{i20}) | 0.0552+j0.037[Ω/20m] | |
| Total load | Light load | 4.08[Ω] |
| | Heavy load | 1.02[Ω] |
| Each PV source(1 to 20) | 3[kW] | |

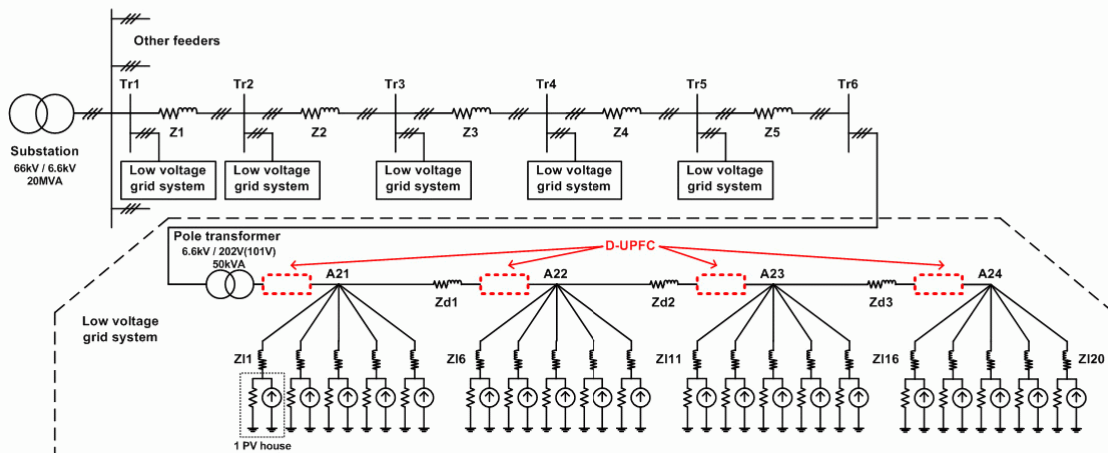


Fig. 14 Distribution model in the ATP-EMTP simulation

There are three constraints in the simulation:

- (1) Each feeder is radial topology.
- (2) Loads only consist of resistance.
- (3) PV output power factor is 1.

3.2 Distribution model simulation results

The pole transformer secondary voltage range is $202 \pm 20(101 \pm 6)$ [V,rms]. In the light load condition, total power is consumed 20[%] of the pole transformer power rating. 80[%] of the pole transformer power is consumed during heavy load situation. In the reverse power flow condition, 20 PV systems from node A_{21} to A_{24} connect with pole transformer. Each PV system generates 3[kW] and thus, it totally generates 60[kW]. From clustered PV power supply 10[kW] for the load and remained about 50[kW] flows to the pole transformer.

It means that the reverse power flows to the pole transformer side with maximum power capacity of the pole transformer.

The voltage curves during light load, heavy load, and light load with reverse power flow are shown in Fig. 15. In the light load condition, the pole transformer secondary

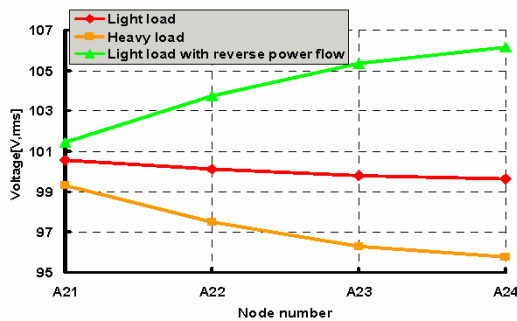


Fig. 15 Voltage curves at the pole transformer secondary side

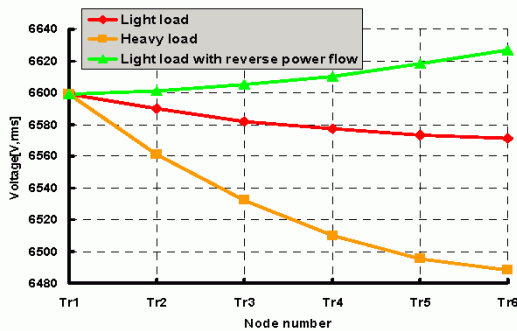


Fig. 16 Voltage curves at the pole transformer primary side

voltage decreased 100.55[V,rms] at node A_{21} to 99.65[V,rms] at node A_{24} . In the heavy load condition, the voltage decreased 99.3[V,rms] at node A_{21} to 95.75[V,rms] at node A_{24} . In the light load with reverse power flow condition, the voltage increased 101.45[V,rms] at node A_{21} to 106.15[V,rms] at node A_{24} . Here, the A_{21} voltage is not the same as pole transformer reference voltage 101[V,rms] because the clustered PV system with loads are located in T_{r6} , which is 10[km] far from the substation.

The pole transformer primary side voltage curves are also drawn during light load, heavy load, and light load with reverse power flow conditions which is shown in Fig. 16. Similar with the pole transformer secondary side voltage, the voltage decreased during light and heavy load. In the light load with reverse power flow condition, the voltage increased 6600[V,rms] at T_{r1} to 6627[V,rms] at T_{r6} .

In the reverse power flow simulation, D-UPFC is injected to the distribution model. D-UPFC parameters are shown in table. 3.

Table 3 D-UPFC parameters.

| | | | |
|---------------|--------------|-----------------|--------------|
| V_s | 202[V,rms] | C_1 & C_2 | 50[μ F] |
| $n_1:n_2:n_3$ | 1:0.2:0.9 | V_{ref} | 202[V,rms] |
| V_{tr1} | 40.4[V,rms] | K gain of P | 0.025 |
| V_{tr2} | 181.8[V,rms] | K gain of I | 0.001 |
| L_1 & L_2 | 50[μ H] | Switching freq. | 20[kHz] |

The reverse current increased 250[A,rms] from 0.02[s] to 0.1[s]. Figure 17 shows the reverse current waveform from the clustered PV system.

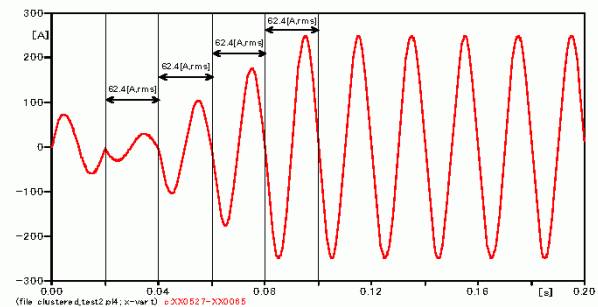


Fig. 17 Reverse current flow from the clustered PV system

Figure 18 shows D-UPFC voltage waveforms during voltage increase condition. V_{tr2} is 181.8[V,rms] and ac-ac converter input voltage V_{tr1} is 40.4[V,rms]. V_{tr1_o} is decided by D-UPFC control. V_{tr1} and V_{tr1_o} of the bi-directional ac-ac converter are close to the same phase angle and thus, it does not generate reactive power to control the distribution voltage in the ac conversion.

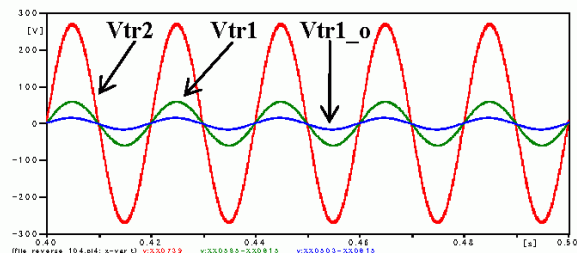
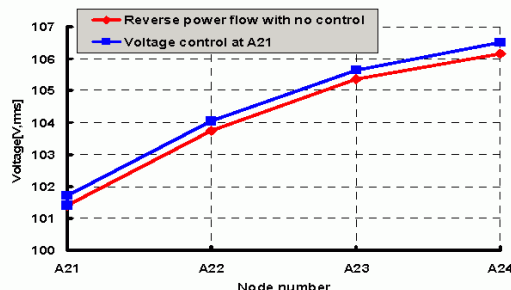
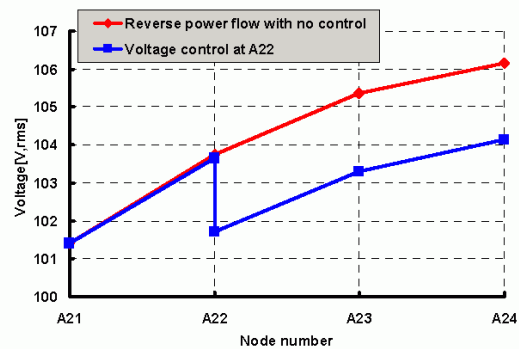


Fig. 18 D-UPFC voltage waveforms during voltage increase control at node A_{24}

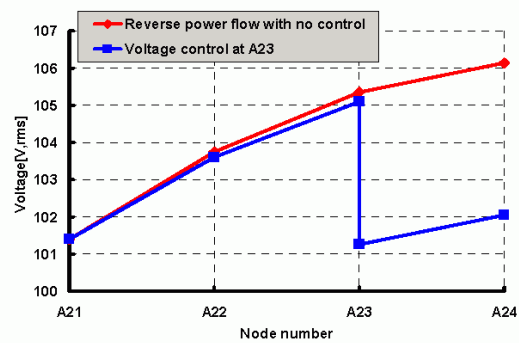
Fig. 19 shows the simulation results of D-UPFC voltage control in the distribution model. As mentioned from Fig. 15, the pole transformer secondary voltage increased from 101.45[V,rms] at node A_{21} to 106.15[V,rms] at node A_{24} during reverse power flow condition. D-UPFC is injected into node A_{21} to A_{24} . In the D-UPFC voltage control, the reference voltage is 101[V,rms], which is the pole transformer secondary voltage. When D-UPFC controls the distribution voltage at node A_{23} , the controlled voltage is 101.7 [V,rms]. The controlled voltage is affected from the reverse power of the PV system thus, it does not follow the reference voltage 101[V,rms]. D-UPFC controls the distribution voltage to 101.7[V,rms] at node A_{22} and 101.25[V,rms] at node A_{23} . In the node A_{24} , D-UPFC controls the voltage to 100.95[V,rms].



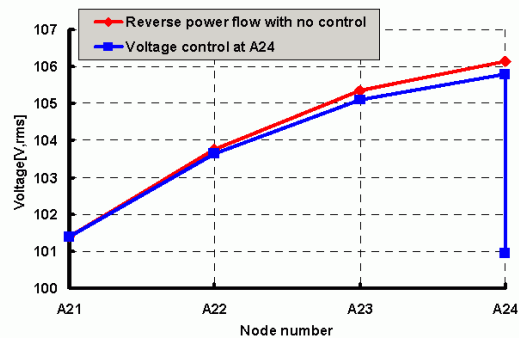
(a) D-UPFC installation at node A_{21} .



(b) D-UPFC installation at node A_{22} .



(c) D-UPFC installation at node A_{23} .



(d) D-UPFC installation at node A_{24} .

Fig. 19 D-UPFC voltage control in the distribution model during reverse power flow condition

Through the D-UPFC control simulation, D-UPFC only controls the distribution voltage at the installation area and it has a voltage control limit due to the distance.

4. Conclusions

Distribution model and D-UPFC using ATP-EMTP program for controlling voltage increase condition are simulated in this paper. D-UPFC consists of bi-directional ac-ac converter and transformer. The converter topology, control method and switching patterns are shown.

Transformer power rating calculation is performed. Distribution model simulations show the voltage curves during load and reverse power flow conditions. D-UPFC partially controls the voltage increase when it is installed for each node.

Acknowledgment

This research has been carried as a part of "Autonomy-Enhanced PV Cluster" project and thanks for financial support of NEDO. The author offers special thanks to Prof. Koizumi and Prof. Ohashi for their comments on this research.

References

- [1] A. F. Povlsen, "Impacts of Power Penetration from Photovoltaic Power Systems in the Distribution Networks", IEA PVPS T5-10, pp. 2~5, Feb. 2002.
- [2] J. Pérez, V. Cárdenas, H. Miranda, and R. Álvarez, "Compensation of Voltage Sags and Swells using a Single-phase AC-AC Converter", The 30th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, pp. 1611~1616, Nov. 2004.
- [3] K. S. Lee, K. Yamaguchi, H. Koizumi, and K. Kurokawa, "D-UPFC as a Voltage Regulator in the Distribution System", *Renewable Energy* 2006, pp. 1756~1759, Oct. 2006.
- [4] R. Zhang, M. Cardinal, P. Szczesny, M. Dame, "A Grid Simulator with Control of Single-Phase Power Converters in D-Q Rotating Frame", *IEEE PESC'02*, pp. 1431~1436, June 2002.
- [5] B. Kwon, B. Min, and J. Kim, "Novel topologies of AC choppers", *IEE Proc. Electr. Power Appl.*, Vol. 143, No. 4, pp. 323~330, July 1996.
- [6] E. C. Aeloiza, P. N. Enjeti, L. A. Morán, O. C. Montero-Hernandez, and S. Kim, "Analysis and Design of a New Voltage Sag Compensator for Critical Loads in Electrical Power Distribution Systems," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, Vol 39, No. 4, pp. 1143-1150, July/Aug. 2003.



Kyung-Soo Lee was born in Buan, Korea, in 1978. He received B.E. from Hoseo University, Korea in 2003 and M.E. from Chungbuk National University, Korea in 2005. Now he is a doctoral course student in the Department of Electronic and Information Engineering, Tokyo University of Agriculture and Technology. His main areas of interests are power electronics applied to power systems including grid-connected PV inverter, ac-ac converter, and power quality issue. Mr. Lee is a student member of IEEJ, IEEE.



Kenichiro Yamaguchi was born in Nagasaki, Japan, in 1984. He received his B.E. from Tokyo University of Agriculture and Technology, Japan in 2007. Now he is a Master's course student in Department of Electrical and Electronic Engineering, Tokyo University of Agriculture and Technology. His main areas of interests are power electronics including ac-ac converter.



Kosuke Kurokawa is currently with Electrical and Electronic Engineering Department, Faculty of Technology, Tokyo University of Agriculture and Technology. After graduation from Waseda University in 1965, he joined Electro-technical Laboratory, Ministry of International Trade and Industry and has been engaged in research on energy systems technology for 30 years mainly at Electro-technical Laboratory. He received his Doctorate Degree of Engineering from Waseda University in 1993. He moved to his present position in May 1996. His current research interests include Solar Energy, Photovoltaic Systems Engineering and Energy Systems Analysis. He has been the Operating Agent of Task VIII in photovoltaic system R&D program by the International Energy Agency since 1998. He was assigned the General Chairperson of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion in Osaka, May 2003. He was also assigned the General Chairperson of the Renewable Energy 2006 in Chiba, October 2006.



天気予報と天気変化パターンを用いた日射予測

正員 嶋田 尊衛^{*,**} 正員 黒川 浩助^{**}

Insolation Forecasting Using Weather Forecast with Weather Change Patterns

Takae Shimada^{*,**}, Member, Kosuke Kurokawa^{**}, Member

This paper reports an insolation forecasting method for photovoltaic power predictions. The method of proposal forecasts the global irradiance every one hour by using weather forecast every three hours. The weather forecast is classified into 14 kinds of weather change categories by weather change patterns, and the insolation forecasting accuracy is improved. The forecasting accuracy was examined based on the measurement data and the weather forecast announced in Tokyo. In the result, using weather change patterns decrease mean absolute error ratio of hourly forecasting from 32.6 to 30.2% and the error ratio of daily forecasting from 24.7 to 23.5%. The result also shows the possibility that the error ratio of hourly forecasting is decreased to 24.5% and the error ratio of daily forecasting is decreased to 17.8% in Tokyo when the weather forecast accuracy is improved.

キーワード：太陽光発電システム，日射予測，天気予報

Keywords: photovoltaic system, insolation forecasting, weather forecast

1. はじめに

化石燃料使用量の増加と、これに伴う地球温暖化を抑制することが世界的な急務となっており、再生可能エネルギーへの期待が高まっている。特に導入可能ポテンシャルの高い太陽光発電システムは、発電電力と使用電力の差を電力系統で処理する系統連系システムとして普及が加速している。しかしながら太陽光発電の発電量は、気象条件である日射量に大きく左右される。今後、さらに太陽光発電が発展していくためには、蓄電機能を有し、電力系統への依存度を低下させた自律度向上型システムの開発が期待されている⁽¹⁾。太陽光発電をエネルギー貯蔵要素と組み合わせたシステムでは、エネルギーの有効利用率や設置者の経済的損益の観点から、発電量を事前に予測してシステムの制御に活かすことで、より有利なシステムを構築できることが報告されている⁽²⁾⁻⁽⁴⁾。

太陽光発電による発電量を予測するための日射予測に関しては、これまで様々な手法が提案されてきた。地上から撮影した上空の雲画像から予測する手法⁽⁵⁾や、気象衛星に

よって撮影された衛星雲画像を利用する手法⁽⁶⁾、気圧配置とニューラルネットワークを利用した手法⁽⁷⁾が提案されている。一方、設置された太陽光発電システムが容易に入手できる情報として、天気予報を用いた日射予測も検討されている。3時間ごとの天気予報である地域時系列予報から予測する手法⁽⁸⁾や、降水確率を利用する手法⁽⁹⁾、天気概況を表す字句から予測する手法⁽¹⁰⁾が提案されている。これらは、いずれも主として日積算日射量を予測するものである。しかしながら自律度向上型の太陽光発電システムで、より高度なエネルギー制御を実現するためには、日射量を時系列に1時間値で予測することが望まれる。最近になり、1時間値で予測する具体的な手法が提案⁽¹¹⁾され、予測精度が明らかになった。

本研究では、設置された太陽光発電システムが自律的に動作する状況を想定し、日射予測に利用する情報を天気予報のみにとどめつつ、全日射量を1時間値で予測する手法を検討した。本論文で、天気の変化パターンを考慮して予測精度を向上させた新しい日射予測手法を提案し、予測精度を検証する。

まず、1990～1999年の10年間に、気象庁東京地点で観測された気象データから日射予測に必要なデータを生成した。次に、2000～2003年の4年間に、実際に気象庁から発表された3時間ごとの天気予報である地域時系列予報を用いて、提案手法により翌日の全日射量を1時間値で予測した。予測精度を検証した結果、天気変化パターンを用いた補正手法の妥当性が示され、比較的高精度に予測できる

* (株)日立製作所日立研究所
〒319-1292 日立市大みか町 7-1-1
Hitachi Research Laboratory, Hitachi, Ltd.
7-1-1, Omika-cho, Hitachi 319-1292

** 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

ことが確認されたので報告する。

2. 日射予測手法の提案

〈2・1〉 提案手法の概要 提案する日射予測手法では、天気予報を用いて1時間平均全天日射強度を1時間ごとに予測する。利用する天気予報としては、3時間ごとの天気予報を選定した。これは、気象庁から地域時系列予報として毎日発表され、気象庁ホームページで閲覧が可能である他、広く報道されており入手性に優れる。

提案手法では、まず、予測日射を得たい日付と時刻、その時刻の天気予報から基本推定値を得る。次に、前後の時間帯の天気予報を参照して天気変化パターンを考慮し、基本推定値を補正して最終的な予測値とする。

〈2・2〉 日射予測手法 予測対象日付(月 M , 日 D)、時刻 h [時台]、その時刻の天気予報 W から、次式により基本推定値 $G_{est,b}(W, M, D, h)$ を計算する。

$$G_{est,b}(W, M, D, h) = \begin{cases} \frac{1}{3}[2G_{dat}(W, M, h) + G_{dat}(W, M-1, h)] & (1 \leq D \leq 10) \\ G_{dat}(W, M, h) & (11 \leq D \leq 20) \\ \frac{1}{3}[2G_{dat}(W, M, h) + G_{dat}(W, M+1, h)] & (21 \leq D \leq 31) \end{cases} \dots\dots\dots(1)$$

$G_{dat}(W, M, h)$: 天気 W , 月 M , 時刻 h [時台] における天気・月・時刻別日射データ
 W : 天気 <0: 平均, 1: 晴, 2: 曇, 3: 雨 (雪を含む)>
 M : 月 <1~12> (0, 13 は, 12月, 1月として扱う)
 h : 時刻 <0~23> [時台]
 D : 日 <1~31>

上記 $G_{dat}(W, M, h)$ は、天気・月・時刻別に分類された日射強度データであり、 $4 \times 12 \times 24$ の配列データとして与えられる。なお、今回検討した東京地点では、天気が雪となることが少ないため雪は雨として扱う。また、何らかの理由で天気予報が得られない場合にも日射を予測するためには、天気の別で分類しない天気平均の日射データが必要である。これにより、天気の種類は、平均、晴、曇、雨の4種類となる。

日 D は、1ヶ月のうち上・中・下旬の違いを加味するために用いる。同じ月であっても上旬と下旬では日射状況に差が出ることを考慮し、例えば、3月上旬には2月、3月下旬には4月の日射状況を加味する。予測時に上・中・下旬を考慮するこの手法は、始めから1年を36の旬に分類する手法と比べ、日射データの分類数を3分の1に減らすことができる。これにより、各分類のサンプル数が増加し、ノイズの少ない日射データの生成に寄与する。

前述の基本推定値 $G_{est,b}(W, M, D, h)$ は、そのまま日射予測結果として用いることもできるが、本提案の予測手法では、天気変化パターンを考慮して予測精度を向上する。具

体的には、予測対象時刻の天気予報の他に、前後の時間帯の天気予報も参照し、その時間的な変化パターンに応じて基本推定値 $G_{est,b}(W, M, D, h)$ を補正する。〈2・4〉節で述べる天気変化カテゴリ Wcc 、天気変化パターン補正係数 $\gamma(Wcc)$ を用いて、次式により目的の予測日射強度 G_{est} を得る。

$$G_{est} = \gamma(Wcc) \cdot G_{est,b}(W, M, D, h) \dots\dots\dots(2)$$

$\gamma(Wcc)$: 天気変化パターン補正係数
 Wcc : 天気変化カテゴリ

〈2・3〉 天気・月・時刻別日射データの生成 1990~1999年の10年間に、気象庁東京地点で観測された気象データを基に、前述の天気・月・時刻別日射データ $G_{dat}(W, M, h)$ を生成した。

まず、降水量と雲量の観測データを用い、上記10年間の天気を、3時間ごとに晴、曇、雨の3種類に分類した。分類フローを Fig. 1 に示す。ここで、降水量としては求める3時間の降水量を用いた。また、雲量の観測データは3時間おきであるため、雲量としては求める3時間の両端の時刻における雲量の平均値を用いた。

このように分類して得られた天気の出現頻度を Fig. 2 に示す。Fig. 2(a) は、月ごとの出現頻度を示しており、日本の四季を反映した結果と言える。Fig. 2(b) は、時間帯ごとの出現頻度を示しており、昼間は晴れることが多い分、曇が減少する。また、雨の頻度は少ないが時間帯によらず一定である。

次に、全天日射量1時間値の観測データを天気、月、時刻によって分類し、それぞれの分類に含まれる日射量の平均値を計算して、天気・月・時刻別日射データ $G_{dat}(W, M, h)$ を生成した。

$$G_{dat}(W, M, h) = \frac{\sum_{i=0}^{n(W,M,h)} G_{msr,i}}{n(W, M, h)} \dots\dots\dots(3)$$

G_{msr} : 実測日射 (全天日射量1時間値の観測データ)
 $n(W, M, h)$: 各 W, M, h の分類に含まれる G_{msr} のデータ数

Fig. 3 に $G_{dat}(W, M, h)$ の一例を示す。Fig. 3(a), (b) は、そ

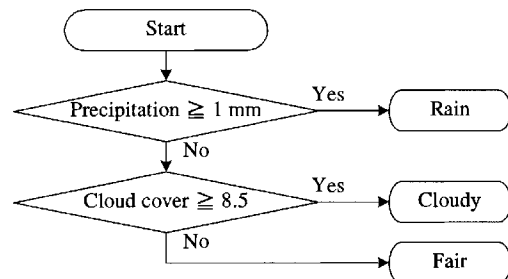


Fig. 1. Weather classification flowchart.

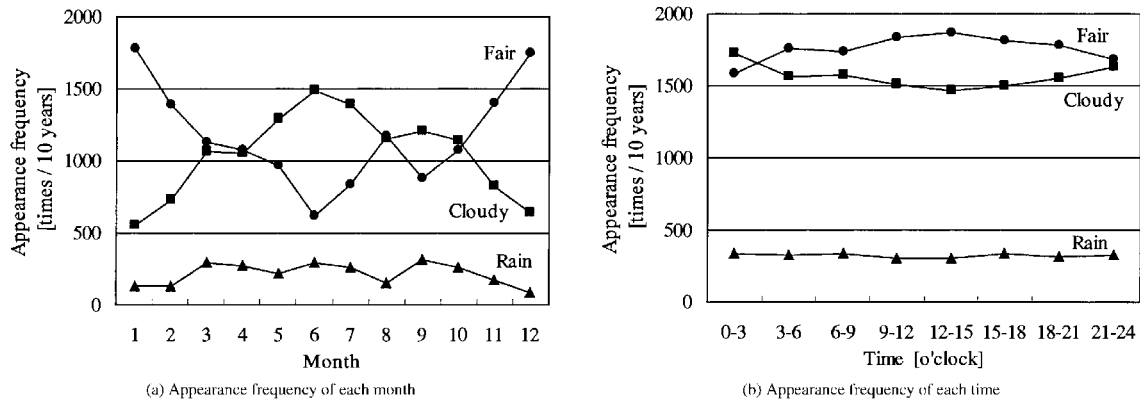


Fig. 2. Classification result of past weather (Tokyo, 1990–1999, every 3 hours).

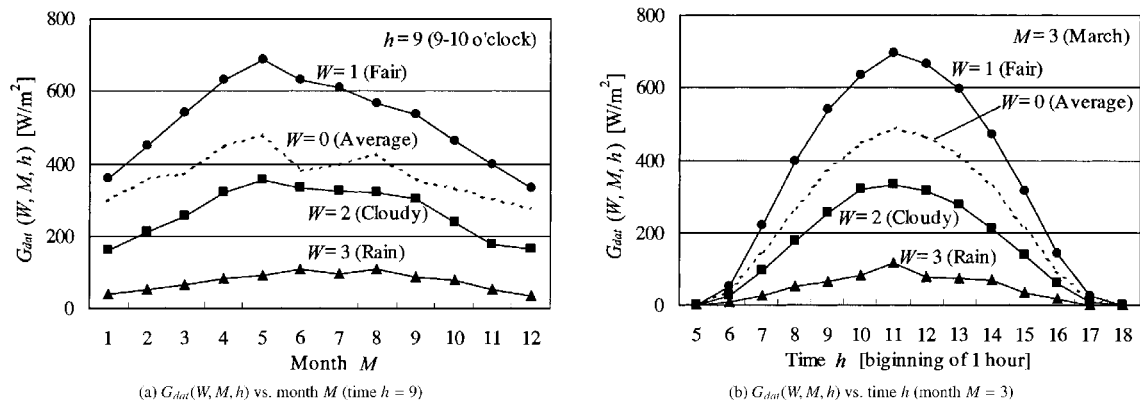


Fig. 3. One example of insolation data $G_{dar}(W, M, h)$ classified by weather, month, and time.

それぞれ時刻 h を 9 時台に固定して月 M を変化させた場合、月 M を 3 月に固定して時刻 h を変化させた場合について、各天気 W における $G_{dar}(W, M, h)$ を示している。同図 (a) において、6 月、9 月に天気平均 ($W = 0$) の $G_{dar}(W, M, h)$ の落ち込みが目立つが、これは曇、雨の出現頻度が高いためと考えられる。

(2・4) 天気変化パターン補正係数の決定 天気が同じ曇であっても、晴れ間の曇と、雨が降りそうな曇とでは、空の明さが異なることは経験的に良く知られている。これを日射予測に活かす手段が、天気変化パターン補正である。具体的には、晴を 3 種類、曇を 6 種類、雨を 5 種類の天気変化カテゴリ Wcc に分類し、それぞれのカテゴリ Wcc に属する天気変化パターンを Table 1 に定義した。表中、3 桁または 5 桁の数字列が天気変化パターンであり、中央の数字が予測対象時刻の天気、前後の数字が前後の時間帯の天気を表している。なお、1 が晴、2 が曇、3 が雨を表す。ここで、予測時に利用する天気予報は 3 時間ごとであり、数字 1 文字が 3 時間に相当する。

例を挙げて説明する。Table 2 は、ある日の天気を表している。9 時から 10 時までの 1 時間、すなわち 9 時台 ($h = 9$)

の日射を予測する場合には、9 時台を含む 3 時間と、前後の 3 時間の天気 W を参照し、天気変化パターン「111」を得る。パターン「111」は、Table 1 に記されていないため、さらに前後の 3 時間の天気 W を参照する。これにより、天気変化パターン「21113」を得て、天気変化カテゴリ Wcc は 1-2 に分類される。同様に、13 時台の日射を予測する場合には、天気変化パターンは「113」であり、カテゴリ Wcc は 1-3 となる。このように、考え得る全ての天気変化パターンは、月日や時刻によらず、Table 1 に示した 14 種類の天気変化カテゴリ Wcc に分類される。

1990~1999 年の 10 年間を含む全ての 3 時間を天気変化カテゴリ Wcc に分類し、次式によってカテゴリ Wcc ごとに補正係数 $\gamma(Wcc)$ を決定した。

$$\gamma(Wcc) = \frac{\sum_{i=0}^{n(Wcc)} G_{msr_i}}{\sum_{i=0}^{n(Wcc)} G_{est,b}(W, M, D, h)_i} \dots \dots \dots (4)$$

$n(Wcc)$: 各 Wcc に含まれる G_{msr} のデータ数

Table 1. Weather change categories and correction factors.

| Weather change categories <i>Wcc</i> | Fair | | | Cloudy | | | | | | Rain | | | | |
|---|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 1-1 | 1-2 | 1-3 | 2-1 | 2-2 | 2-3 | 2-4 | 2-5 | 2-6 | 3-1 | 3-2 | 3-3 | 3-4 | 3-5 |
| Correction factor $\gamma(Wcc)$ | 1.051 | 1.016 | 0.881 | 1.483 | 1.345 | 1.217 | 0.950 | 0.713 | 0.592 | 1.315 | 1.250 | 0.958 | 0.779 | 0.702 |
| Appearance frequency | 4305 | 1229 | 1733 | 189 | 1215 | 676 | 2696 | 489 | 782 | 185 | 307 | 279 | 304 | 211 |
| Weather change patterns | 11111 | 11112 | 112 | 121 | 122 | 12221 | 12223 | 22223 | 123 | 131 | 331 | 133 | 13331 | 33333 |
| | | 11113 | 113 | | 221 | 12222 | 22222 | 32222 | 223 | 132 | 332 | 233 | 13332 | |
| | | 21111 | 211 | | | 22221 | 32221 | 32223 | 321 | 231 | | | 13333 | |
| Fair: 1 | | 31111 | 311 | | | | | | 322 | 232 | | | 23331 | |
| Cloudy: 2 | | 21112 | 212 | | | | | | 323 | | | | 23332 | |
| Rain: 3 | | 21113 | 213 | | | | | | | | | | 23333 | |
| | | 31112 | 312 | | | | | | | | | | 33331 | |
| | | 31113 | 313 | | | | | | | | | | 33332 | |

Table 2. Classification method of weather change patterns.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|---|
| 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | h |
| 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | h |
| 2 | | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | W |

上式において、分子は実測日射 G_{msr} を、分母は基本推定値 $G_{est,b}(W, M, D, h)$ をそれぞれカテゴリ Wcc ごとに 10 年間積算した値である。Table 1 に、求めた補正係数 $\gamma(Wcc)$ と各カテゴリ Wcc の出現頻度を示してある。ここで、出現頻度については、日射予測の重要性が高い 6~18 時を含む 4 つの 3 時間についてのみ出現回数をカウントした。同表にて、補正係数 $\gamma(Wcc)$ を比較することにより、例えば晴に挟まれた曇 ($Wcc = 2-1$) は、雨に隣接した曇 ($Wcc = 2-6$) と比較し、日射強度が約 2.5 倍であると読むことができる。

〈2・5〉 天気変化カテゴリの定義手法 本提案の天気変化パターン補正にて日射予測精度を効果的に改善するためには、Table 1 に示した天気変化カテゴリと、これに属する天気変化パターンを適切に定義することが重要である。筆者らは、予測対象時刻の前後の時間帯までを参照する 3 桁の数字列を基本としたが、この 3 桁が同一数字で構成 (「111」「222」「333」) される場合のみ、さらに前後の時間帯を参照する 5 桁とした。したがって、各天気注目すると、3 桁の数字列の組合せは 8 通り、5 桁の数字列の組合せは 9 通りであるから、各天気は計 17 通りの天気変化パターンで構成される。これら全ての天気変化パターンにつき出現頻度と補正係数を計算し、出現頻度が低く、補正係数が近いパターンを統合して天気変化カテゴリを構成した。

同様の手法で天気変化カテゴリを定義すれば、本提案の予測手法を他の地域にも適用できると考えているが、その検証は今後の課題としたい。

3. 予測精度の検証

気象庁から実際に発表された天気予報を用いて、前章に

て提案した日射予測手法の精度を検証する。2000~2003 年の 4 年間、毎日 18 時に発表された東京地方の地域時系列予報に基づいて、提案手法により翌日の 1 時間平均全日射強度を 1 時間ごとに予測した。なお、地域時系列予報とは、天気、気温、風を 3 時間単位で予報したものであり、ここでは天気の予報のみを用いた。天気は、晴、曇、雨、雪の 4 種類で予報されるため、雪は雨として扱った。また、この予報は毎日 3 回発表されるが、ここでは 18 時 (2007 年 3 月現在は 17 時) に発表された翌日 24 時までを予報したものを用いた。検証に際し、1 時間平均全日射強度の実測結果として、気象庁東京地点の観測データを用いた。

〈3・1〉 時系列予測結果 Fig.4 は、ある 1 日の日射予測結果と実測結果を示している。図中、Using weather forecast のラインは、天気変化パターン補正をしない場合の予測結果、すなわち基本推定値を示している。一方、Using weather forecast with WCP は、基本推定値を天気変化パターンにより補正した場合、すなわち提案手法による予測結果を示している。また、プロットエリア右上に記した 8 桁の数字列は、前日に発表された天気予報を示しており、数字と天気との対応は前章に示した通りである。

Fig.4(a) は 2001 年 3 月 24 日の結果を示している。この日の天気は、9~15 時が曇、それ以外の時間は雨と予報されていた。9~15 時の 6 時間に注目すると、天気変化パターン補正をしない場合には、3 月下旬の曇の平均的な日射強度である 400 W/m^2 前後と予測されており、 200 W/m^2 程度以下の実測結果よりも大きく予測されている。一方、天気変化パターン補正を用いた提案手法では、付近の時間帯に雨の予報がある情報を有効に活かしている。予測対象時刻の曇を天気変化カテゴリ 2-6 (Table 1 参照) に分類し、日射強度を小さく見積もることにより、実測結果に近い予測が得られている。

また、Fig.4(b) 2002 年 2 月 17 日の天気は、9 時までが晴、9~18 時が曇と予報されていた。提案手法では、9~12 時の曇を天気変化カテゴリ 2-2 (Table 1 参照) に分類して、平均的な曇よりも日射強度を大きく見積もり、実測結果に近い予測が得られている。

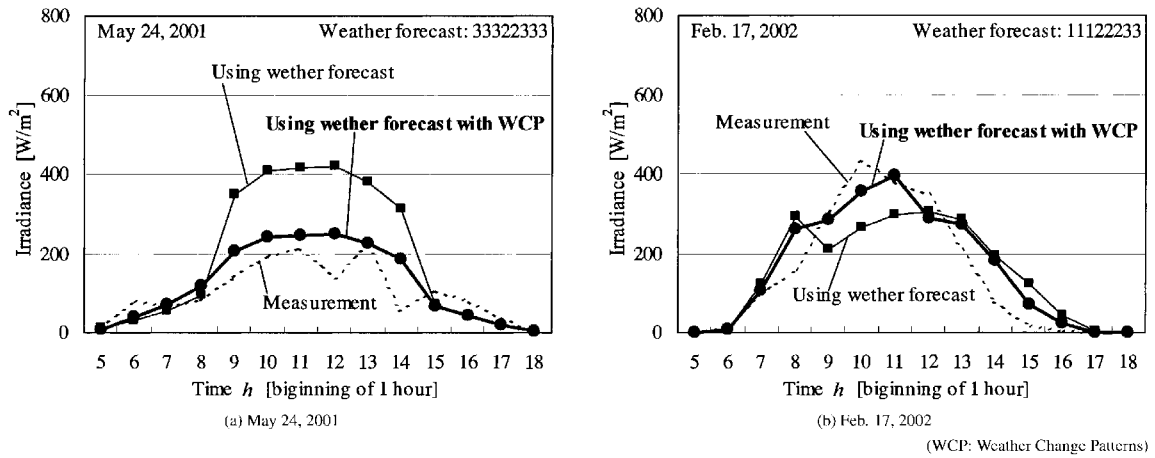


Fig. 4. Examples of time-series insolation forecasting results.

(3・2) 改善日数による評価 次に、天気変化パターン補正による予測精度の改善効果を改善日数により評価する。検証した4年間について、1時間ごとに計算した予測誤差の絶対値を積算し、1日ごとに積算絶対誤差を求めた。その結果、天気変化パターン補正により、全1461日のうち149日では、積算絶対誤差が年平均日積算全天日射量の10%である347 Wh/m²以上低減された。一方、積算絶対誤差が同10%以上増加した日数は32日にとどまっており、天気変化パターン補正の効果を確認できた。なお、年平均日積算全天日射量3.47 kWh/m²は、検証した4年間の実測データから計算した。

(3・3) 定量的評価 日射予測精度を定量的に評価するため、次式にて誤差率 E を定義する。

$$E = \frac{\sum_i |G_{est i} - G_{msr i}|}{\sum_i G_{msr i}} \dots\dots\dots (5)$$

上式において、誤差率 E を求める区分ごとに、分子は予測誤差の絶対値を、分母は実測日射をそれぞれ1時間ごとに積算している。なお、日積算日射量の予測誤差率を求める場合には、1日ごとに積算する。提案手法では1時間ごとの予測日射を積算して日積算日射量を求めるが、誤差が時間帯により正負に分かれた場合、1日の内で正負の誤差が打ち消しあう。したがって、1時間値の予測誤差率は、日積算値の予測誤差率よりも大きくなる。また、一般的に1時間値で予測することは難しく、他の研究においても誤差率は比較的大きくなっている⁽⁹⁾⁽¹¹⁾。

Fig. 5は、1時間値で予測した場合の誤差率を月ごとに示している。図中、Using weather forecastおよびUsing weather forecast with WCPの意味は前節と同様である。天気変化パターン補正を用いることにより、1年を通して予測精度が向上している。検証した4年間の平均誤差率は、32.6%から30.2%に低減されることが確認できた。

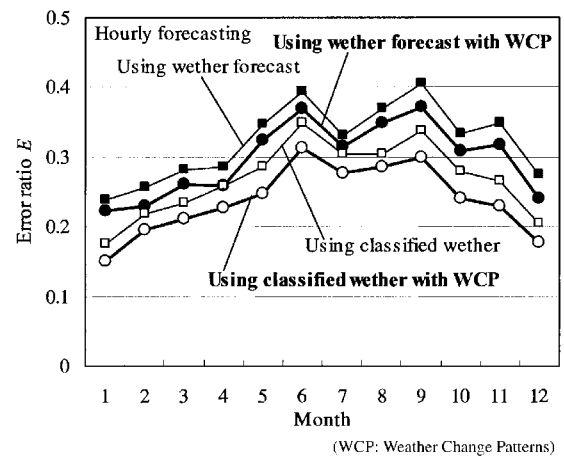


Fig. 5. Hourly insolation forecasting error ratio.

また、Using classified weatherは、同じく2000~2003年の4年間について、Fig. 1に示したフローにより分類した天気を天気予報の代わりに用いて日射予測した結果であり、with WCPは天気変化パターン補正ありを意味する。ここで、Fig. 1のフローにより分類された天気は、ほぼ実際の天気と考えられる。したがって、Using classified weatherの誤差率は、Using weather forecastの誤差率から天気予報が外れることに起因する誤差率を分離したものと考えることができる。この場合にも天気変化パターン補正により予測精度が向上し、4年間の平均誤差率が27.5%から24.5%へ改善された。以上のことから、天気予報の的中率が向上した場合、本提案の日射予測手法を用いることにより、東京地点の1時間平均全天日射強度を年平均誤差率24.5%の精度で予測できる可能性があると言える。

一方、Fig. 6は日積算日射量の予測誤差率を示している。Fig. 6に示した日積算日射量の予測誤差率は、Fig. 5に示

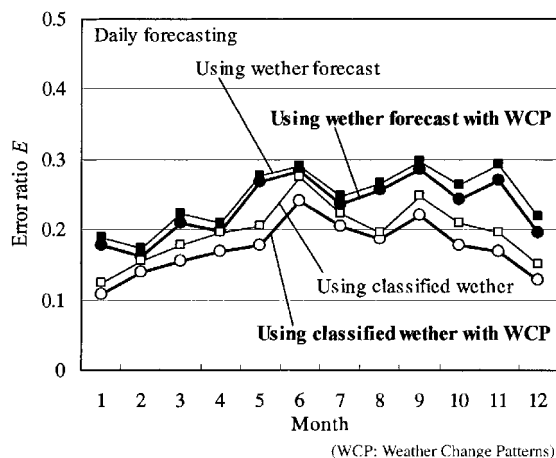


Fig. 6. Daily insolation forecasting error ratio.

した1時間値の予測誤差率よりも低下することは前述の通りである。Fig. 6より、天気変化パターン補正は日積算日射量の予測精度向上にも効果があり、誤差率が24.7%から23.5%に低減された。また、Fig. 1のフローにより分類した天気から日射予測した場合には、誤差率が20.1%から17.8%に低減された。

4. まとめ

本論文では、太陽光発電システムの発電量を予測するために新しい日射予測手法を提案し、予測精度を検証した。提案手法では、入手性に優れる3時間ごとの天気予報を用いて、1時間平均全日射強度を1時間ごとに予測した。このとき、天気予報の変化パターンを14種類の天気変化カテゴリに分類して補正し、日射予測精度を向上させた。

まず、1990~1999年の10年間に、気象庁東京地点で観測された気象データから日射予測に必要なデータを生成した。次に、2000~2003年の4年間に、実際に気象庁から発表された3時間ごとの天気予報である地域時系列予報を用いて、提案手法により翌日の日射を予測し精度検証した結果、以下の知見を得た。

1時間予測誤差の絶対値を1日積算した積算絶対誤差が、天気変化パターン補正により年平均日積算全日射量の10%以上低減された日数は、検証した4年間の全1461日のうち149日に達した。一方、積算絶対誤差が同10%以上増加した日数は32日にとどまった。

1時間平均日射強度を予測した場合、年平均絶対誤差率は、天気変化パターン補正により32.6%から30.2%に低減された。また、日積算日射量を予測した場合には、24.7%から23.5%に低減された。

天気予報の的中率が向上した場合、東京地点の1時間平均日射強度を24.5%、日積算日射量を17.8%の年平均絶対誤差率で予測できる可能性がある。

今後は、東京以外の地域における提案手法の有効性を検

証する必要がある。また、日射予測を活用し、自律度を向上させた太陽光発電システムを検討していく予定である。

なお、本研究は、(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構からの助成を受けて実施した。

(平成19年4月17日受付, 平成19年6月26日再受付)

文 献

- (1) K. Kurokawa, S. Wakao, Y. Hayashi, I. Ishii, K. Otani, M. Yamaguchi, T. Ishii, and Y. Ono: "Conceptual Study on Autonomy-Enhanced PV Clusters for Urban Community to meet the Japanese PV2030 Requirements", 20th European Photovoltaic Solar Energy Conf., 6DP.2.3 (Invited), Barcelona, Spain (2005)
- (2) T. Shimada and K. Kurokawa: "Grid-connected Photo-voltaic Systems with Battery Storages Control based on Insolation Forecasting Using Weather Forecast", Renewable Energy 2006 Proc., pp.228-230, Chiba, Japan (2006)
- (3) Y. Kemmoku, H. Nakayama, H. Takikawa, and T. Sakakibara: "A Method for Forecasting Insolation Using Artificial Neural Network and Operation of a Solar Thermal/Night-only Electricity Hot-water Supply System", J. JSES, Vol.28, No.6, pp.27-32 (2002) (in Japanese)
見日喜重・中山洋展・滝川浩史・榊原建樹:「ニューラルネットワークによる日射量予測とそれを利用した太陽熱/深夜電力給湯システムの運用」, 太陽エネルギー, 28, 6, pp.27-32 (2002)
- (4) S. Yamamoto, K. Sumi, E. Nishikawa, and T. Hashimoto: "An Operating Method Using Prediction of Photovoltaic Power for a Photovoltaic-Diesel Hybrid Power Generation System", IEEJ Trans. PE, Vol.124, No.4, pp.521-530 (2004-4) (in Japanese)
山本茂広・角 和芳・西川榮一・橋本 武:「太陽光発電電力予測を用いた太陽光・ディーゼルハイブリッド発電システム運用法」, 電学論 B, 124, 4, pp.521-530 (2004-4)
- (5) S. Yamamoto, T. Katagi, J. Park, T. Hashimoto, and T. Hashimoto: "A Basic Study to Forecast the Power Fluctuation of the Photovoltaic Power Generation by Image Processing of Clouds", T. IEE Japan, Vol.119-B, No.8/9, pp.521-530 (1999-8/9) (in Japanese)
山本茂広・片木 威・朴 在植・橋本 武・橋本 岳:「雲の画像解析による太陽光発電の出力変動予測に関する基礎的研究」, 電学論 B, 119, 8/9, pp.909-915 (1999-8/9)
- (6) S. Takahashi, H. Taniguchi, K. Kurokawa, and K. Otani: "Irradiation Forecast by Using Spatial Frequency Analysis on GMS Images", 2003 National Convention Record IEE Japan, No.7, pp.215-216 (2003) (in Japanese)
高橋史枝・谷川清成・黒川浩助・大谷謙仁:「衛星雲画像の空間周波数分析を用いた日射予測」, 平成15年電気学会全国大会, No.7, pp.215-216 (2003)
- (7) S. Oke, Y. Kemmoku, H. Takikawa, and T. Sakakibara: "Insolation Forecast Through Atmospheric Pressure Forecast Using Neural Network", Proc. of JSES/JWEA Joint Conf., pp.53-56 (2004) (in Japanese)
桶真一郎・見日喜重・滝川浩史・榊原建樹:「ニューラルネットワークによる気圧予測を介した日射量予測」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, pp.53-56 (2004)
- (8) S. Nakagawa, Y. Kemmoku, and T. Sakakibara: "Insolation Forecasting Using Local Time Sires of Weather Forecast", Proc. of Annual Conf. of PE IEE Japan, pp.444-445 (1998) (in Japanese)
中川重康・河本 映・見日喜重・榊原建樹:「地域時系列予報を用いた日射量予測」, 平成10年電気学会B部門大会, pp.444-445 (1998)
- (9) S. Nakagawa, S. Sugioka, Y. Kemmoku, and T. Sakakibara: "Effective Operation of Solar Photovoltaic/Heat Utilization System Using Insolation Forecasted from Precipitation Probability", J. JSES, Vol.21, No.4, pp.35-42 (1995) (in Japanese)
中川重康・杉岡伸一郎・見日喜重・榊原建樹:「降水確率に基づく日射量予測を用いた太陽光・熱利用システムの効率的運用」, 太陽エネルギー, 21, 4, pp.35-42 (1995)
- (10) 中川重康・織田慎一郎・見日喜重・榊原建樹:「天気概況からその日の晴天指数を算算する手法」, 太陽エネルギー, 22, 2, pp.33-38 (1996)
- (11) H. Murata, S. Oke, H. Takikawa, and T. Sakakibara: "Forecasting of Time-Series Solar Irradiance in Nationwide Various Places for Forecast of Amount of PV Power Generation", Proc. of JSES/JWEA Joint Conf. (Renewable Energy 2006 Japan Day), pp.105-108 (2006) (in Japanese)
村田浩之・桶真一郎・滝川浩史・榊原建樹:「PV発電量予報に向けた全国各地の時系列日射量予測」, 太陽/風力エネルギー講演論文集 (Renewable Energy 2006 Japan Day), pp.105-108 (2006)

嶋田 尊 衛 (正員) 1980年8月5日生。2005年3月東京農工大学大学院工学教育部博士前期課程修了。同年4月(株)日立製作所日立研究所入社。2006年4月東京農工大学大学院工学府博士後期課程入学。現在、同社にて主に電源システムの回路と制御の研究、同大学にて主に太陽光発電システムの研究に従事。日本太陽エネルギー学会、パワーエレクトロニクス学会会員。



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。





研究論文

D-UPFC Voltage Control in the Bi-directional Power Flow Condition

Kyungsoo LEE *¹ Kenichiro YAMAGUCHI*¹ Kosuke KUROKAWA *¹

Abstract

This paper proposes distribution voltage control using distribution-unified power flow controller (D-UPFC) during forward power flow and reverse power flow condition. During forward power flow condition, voltage sags, swells, under- and over-voltage occur due to fault occurring or load conditions. In the reverse power flow condition, voltage increase happens because of reverse power flow from clustered PV system. D-UPFC consists of a transformer and bi-directional ac-ac converter. The transformer maintains a part of reference voltage and bi-directional ac-ac converter regulates the voltage to keep the reference voltage. Bi-directional ac-ac converter provides direct ac to ac conversion without storing energy. Also, distribution system model is used in order to analyze distribution voltage patterns and to verify the D-UPFC voltage control. Simulation results using ATP-EMTP program show the voltage control in the power flow and reverse power flow condition.

Key Words : Forward power flow, Reverse power flow, D-UPFC, Bi-directional ac-ac converter, ATP-EMTP

1. Introduction

In the power flow condition, faults occurring in power distribution systems or facilities in plants generally cause the voltage sags or swells. Also, power systems supply power for a wide variety of different user applications, and sensitivity to voltage sags and swells varies widely for different applications [1].

A few voltage control methods have been developed. Static var compensator (SVC) regulates over- and under-voltage conditions by controlling its reactive power. Autotransformer with line drop compensator based step voltage regulator (SVR) selects suitable voltage using a switch during voltage change. Also, scheduled operation controls distribution line voltage in the substation [2].

These voltage control methods concerns during forward power flow condition. Also, they are performed not the low-voltage distribution system but the high-voltage distribution system.

Reverse power flow happens when clustered PV system connects with distribution system. Voltage increase phenomenon happens due to reverse power flow. When the voltage increase

occurs in the low-voltage distribution system, it affects to stop generating power from clustered PV system or to trouble distribution system equipments.

D-UPFC is proposed in the bi-directional power flow condition. It can fast control distribution voltage during voltage decrease as well as voltage increase condition. D-UPFC consists of a transformer and bi-directional ac-ac converter. The transformer maintains a part of reference voltage and bi-directional ac-ac converter regulates the voltage to keep the reference voltage during voltage decrease and increase condition.

This paper begins by studying D-UPFC analysis. D-UPFC voltage control concept is explained. Bi-directional ac-ac converter shows the voltage decrease and increase control methods, switching patterns. The transformer and bi-directional ac-ac converter capacity calculation is performed. Using the distribution model, voltage patterns are shown. Finally, ATP-EMTP simulation tool is employed in the D-UPFC voltage control.

2. D-UPFC analysis

2.1 D-UPFC voltage control concept

D-UPFC is proposed in order to control voltage decrease and increase phenomenon in the power flow and reverse power flow condition. The transformer and bi-directional ac-ac converter are the components of D-UPFC. Proposed D-UPFC topology uses

*1 Kosuke Kurokawa Lab., Dept. of Electronics and Information Eng., Tokyo University of Agriculture and Technology (2-24-16, Nakacho, Koganei, Tokyo 184-8588)
e-mail : onnuri@cc.tuat.ac.jp
(原稿受付：2007年7月4日)

LEE · YAMAGUCHI · KUROKAWA :

transformer N_1' and N_2 but other reference papers uses N_1 , N_2 and N_3 [3,4]. Proposed D-UPFC topology has the advantage of minimizing the transformer capacity. Proposed D-UPFC topology is shown in Fig. 1.

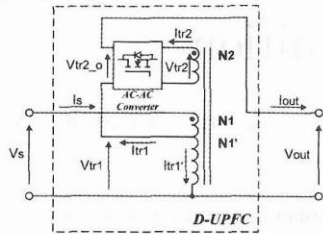


Fig. 1 Proposed D-UPFC topology.

V_s is the distribution system side and V_{out} is load side. In the D-UPFC control, D-UPFC output voltage V_{out} is decided by V_{tr1} and V_{tr2_o} . The value of V_{tr1} is decided by the transformer voltage ratio N_1' . V_{tr2_o} is decided by bi-directional ac-ac converter and it controls voltage decrease and increase using pulse width modulation (PWM) control. In the normal distribution voltage condition, V_{tr2_o} keeps constant voltage by controlling the converter duty to 0.5. Thus, D-UPFC output voltage V_{out} is the same as reference voltage V_{ref} . If the voltage decrease happens, the ac-ac converter duty ratio increases over 0.5. Reversely, when the voltage increase occurs, the converter duty ratio decreases under 0.5. D-UPFC output voltage can be expressed,

$$V_{out} = V_{tr1} + V_{tr2_o} \quad (1)$$

D-UPFC voltage control diagram is shown in Fig. 2.

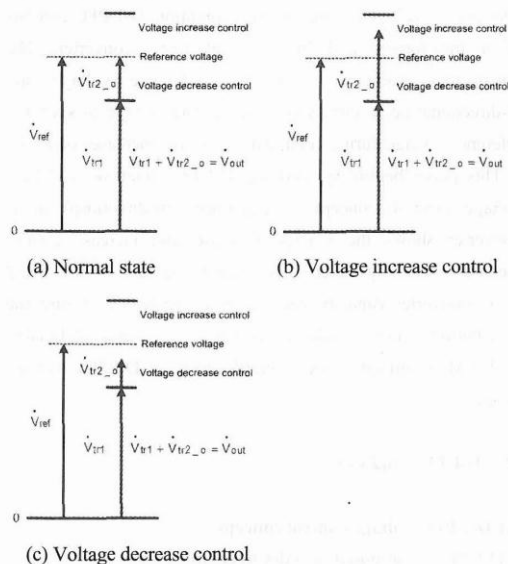


Fig. 2 D-UPFC voltage control diagram.

2. 2 Bi-directional ac-ac converter

Bi-directional ac-ac converter consists of four MOSFET switches, input and output filters. The converter is the step-down converter as the dc-dc buck-converter. The output voltage is always less than the input voltage and thus,

$$V_{tr2_o} = V_{tr2} \times D \quad (2)$$

where, D is duty ratio of the bi-directional ac-ac converter

The converter provides direct ac to ac conversion, thus there is no energy storage device except input and output filters. The bi-directional ac-ac converter circuit is shown in Fig. 3.

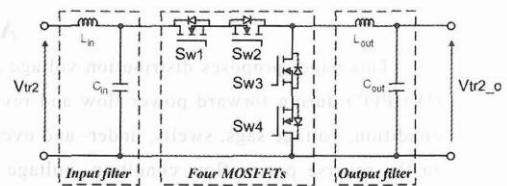


Fig. 3 Bi-directional ac-ac converter circuit.

The switching patterns of the converter offer safe commutation without high-voltage spikes using intelligent PWM switching patterns. Switching patterns are decided by the polarity of input voltage V_{tr2} . When V_{tr2} is positive, S_{w1} and S_{w3} act PWM switching, reversely. At the same time, S_{w2} and S_{w4} turn on state. If the sign of the V_{tr2} is changed, the switching patterns of four switches are reversed [5]. The converter switching diagram is shown in Fig. 4.

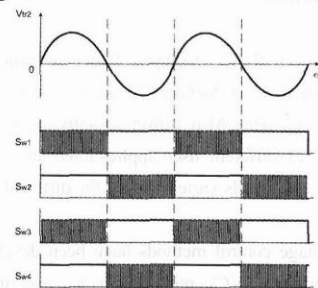


Fig. 4 Bi-directional ac-ac converter switching diagram.

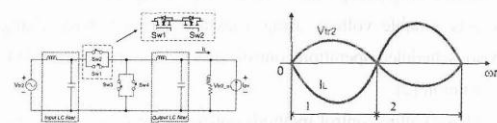


Fig. 5 Converter circuit and its input voltage, output current waveform.

Referenced paper shows the conveter switching patterns during power flow condition [3]. However, the reverse power flow switching patterns are necessary to control over-voltage phenomenon. The clustered PV system can be expressed as the current source and it connects with ac-ac converter. When the reverse power flows, the converter output current is reversed 180 degree. The converter circuit connected with clustered PV system



and its input voltage, output current are shown in Fig. 5.

When the sign of V_{tr2} is positive and I_L is negative, Switch S_{w1} and S_{w3} perform PWM control, reversely. At the same time, S_{w3} and S_{w4} turn on state. At this state, three modes are generated as shown in referenced paper [5]. Active, dead-time and freewheeling modes are performed by the converter switching pattern. These three modes are shown in Fig. 6 (a) to (c). When the sign of V_{tr2} is changed, the reverse switching patterns are applied. Here, the reverse power flows to the distribution source but the load voltage $V_{tr2,o}$ is always controlled.

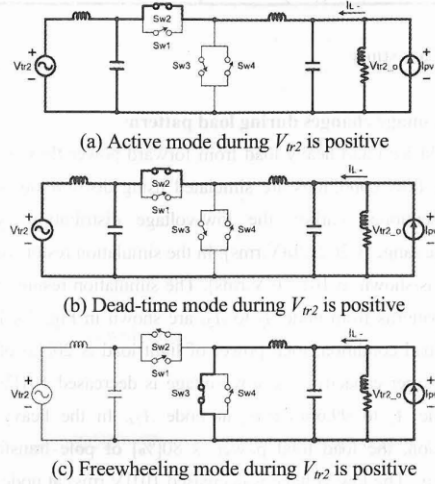


Fig. 6 Reverse power flow switching patterns in the bi-directional ac-ac converter.

In the forward power flow condition, input voltage V_{tr2} and output current I_L relation of the converter is changed by load condition. In the resistive condition, the phase of input voltage and output current is the same. When the load is inductive condition, the output current lags θ the input voltage. In the capacitive load condition, the output current leads θ the input voltage. Also, the output current 2θ difference compared with input voltage in the reverse power flow condition. The phase diagram of the forward power flow, reverse power flow condition is shown in Fig. 7.

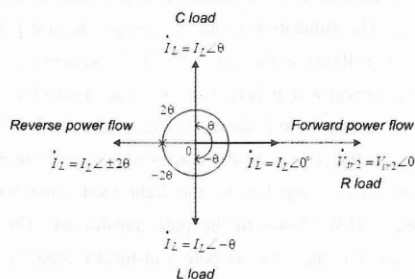


Fig. 7 Phase diagram of the converter input voltage and output current relation during bi-directional power flow condition.

2.3 D-UPFC capacity calculation

As shown in Fig. 1, the D-UPFC capacity is decided by bi-directional ac-ac converter and the transformer. The low-voltage distribution system voltage range is 202 ± 20 (101 ± 6) [V,rms]. Considering from the converter capacity, the output voltage $V_{tr2,o}$ compensates or regulates 20[V,rms] in this paper. Thus, D-UPFC can cover the distribution voltage until under- and over-voltage limit. In the normal condition, the converter operates with duty 0.5 and thus, the output voltage $V_{tr2,o}$ of the converter is 20.2V[V,rms]. The input voltage V_{tr2} of the converter is 40.4[V,rms]. The transformer supported voltage V_{tr1} is 181.8[V,rms] because D-UPFC output voltage V_{out} should be 202[V,rms]. D-UPFC input voltage V_s is 202[V,rms]. Therefore, N_1, N_1' and N_2 are 1, 0.9 and 0.2, respectively.

The power relation between D-UPFC input and output is expressed,

$$P_s = V_s I_s \tag{3}$$

$$P_{tr1} = V_{tr1} I_{tr1} \tag{4}$$

$$P_{tr2} = V_{tr2} I_{tr2} \tag{5}$$

Transformer total power P_s is

$$P_s = P_{tr1} + P_{tr2} \tag{6}$$

$$V_s I_s = \frac{9}{10} V_{tr1} I_{tr1} + \frac{1}{5} V_{tr2} I_{tr2} \tag{7}$$

The bi-directional ac-ac converter input current I_{tr2} is decided by,

$$I_{tr2} = D I_{tr1} \tag{8}$$

Here, the converter duty D is 0.5 and thus,

$$V_s I_s = \frac{9}{10} V_{tr1} I_{tr1} + \frac{1}{10} V_{tr2} I_{tr1} \tag{9}$$

If the value of load is decided,

$$I_s = I_{tr1} = I_{out} \tag{10}$$

$$V_s I_s = \frac{9}{10} V_{tr1} I_s + \frac{1}{10} V_{tr2} I_s \tag{11}$$

2.4 D-UPFC voltage control

In the D-UPFC voltage control, D-UPFC output voltage V_{out} is always controlled by reference voltage V_{ref_dc} . V_{ref_dc} is the same as low-voltage distribution system voltage 202[V,rms] and it compares to V_{out} . V_{out} changes to root mean square (RMS) value. The error voltage V_{error} inputs PI compensator and then it adds reference duty V_{ref_duty} . V_{ref_duty} is 0.5. Finally, V_{pwm} compares to triangle waveform V_{tri} with 20[kHz] in the PWM control. D-UPFC voltage control block is shown in Fig. 8.

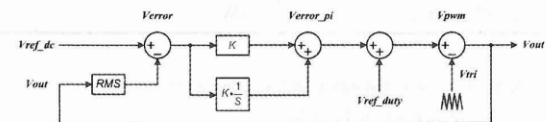


Fig. 8. D-UPFC voltage control block.

3. D-UPFC model

Distribution model is proposed in order to analyze distribution voltage characteristics according to load patterns. The second is to verify the D-UPFC voltage control when voltage decrease and increase happens in the bi-directional power flow condition. The distribution model using ATP-EMTP simulation program is shown in Fig. 9. This model is referenced from NEDO report [6]. It is assumed the residential area in Japan. The total feeder lines are eight. The length of one feeder is 10[km] and the low voltage grid system is located every 2[km]. Here, only one feeder line is scaled down and simulated. In the node A_1 to A_4 and node A_{21} to A_{24} , each 20 PV houses connects with the pole transformer. Node number A_1 to A_4 at 0[km] from substation is shown in Fig. 9 (a). Node number A_{21} to A_{24} at 10[km] from substation is shown in Fig. 9 (b). Detailed distribution model parameters are shown in table. 1.

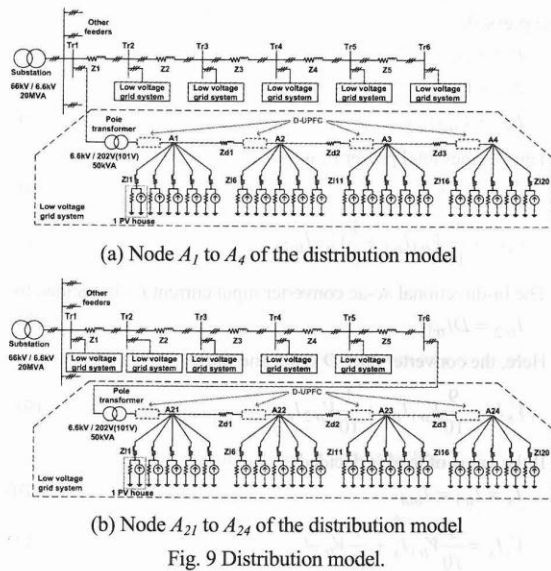


Fig. 9 Distribution model.

Table 1 Distribution model parameters

| | | |
|--|-------------------------|-----------------------------|
| Substation | 66kV/6.6kV, 20MVA | |
| Pole transformer | 6.6kV/202V(101V), 50kVA | |
| HV line impedance(Z_1 to Z_5) | 0.626+j0.754[Ω/2km] | |
| LV line impedance(Z_{d1} to Z_{d3}) | 0.025+j0.020[Ω/40m] | |
| Lead-in wire imp.(Z_{l1} to Z_{l20}) | 0.0552+j0.037[Ω/20m] | |
| Total load | Light load | 4.08[Ω], 20% of pole trans. |
| | Heavy load | 1.02[Ω], 80% of pole trans. |
| Each PV source | 3[kW] | |

There are a few constraints in the simulation:

- (1) Each feeder is radial topology.
- (2) Load is assumed to resistance.
- (3) PV output power factor is 1.

D-UPFC parameters in the simulation are shown in Table 2. The input voltage V_s is 202[V,rms] and thus, the reference

voltage $V_{ref,dc}$ is the same as V_s . The switching frequency is 20[kHz]. In the Input and output filter design, input current and output voltage harmonics are should be removed [7].

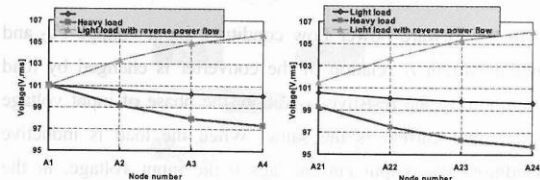
Table 2 D-UPFC parameters

| | | | |
|----------------------|--------------|----------------------|----------------------------|
| V_s | 202[V,rms] | C_{in} & C_{out} | 50[μF] |
| $N_1 : N_1' : N_2$ | 1:0.9:0.2 | $V_{ref,dc}$ | 202[V,rms] |
| V_{tr1} | 181.8[V,rms] | PI gain | $K_p=0.025$ $K_i=0.001$ |
| V_{tr2} | 40.4[V,rms] | Switching freq. | 20[kHz] |
| L_{in} & L_{out} | 50[μH] | $V_{ref,duty}$ | 0.5 |

4. Case study

4.1 Voltage changes during load patterns

Light load and heavy load from forward power flow, reverse power flow conditions are simulated using distribution model. As mentioned earlier, the low-voltage distribution system voltage range is 202 ± 20 [V,rms]. In the simulation result, voltage range is shown in 101 ± 6 [V,rms]. The simulation results due to load patterns from node A_1 to A_{24} are shown in Fig. 10. In the light load condition, total power of light load is 20[%] of pole transformer capacity. The low-voltage is decreased 101[V,rms] at node A_1 to 99.65[V,rms] at node A_{24} . In the heavy load condition, the load total power is 80[%] of pole transformer capacity. The low-voltage is decreased 101[V,rms] at node A_1 to 95.75[V,rms] at node A_{24} . The reverse power flow condition caused by clustered PV system is simulated.



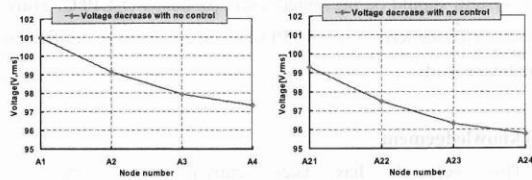
(a) Node A_1 to A_4 (b) Node A_{21} to A_{24}

Fig. 10 Distribution voltage changes due to load patterns.

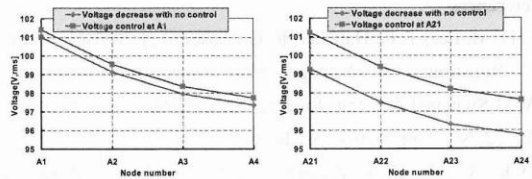
In the light load with reverse power flow condition, 20 PV systems from node A_1 to A_4 connect with pole transformer in the Fig. 9 (a). The simulation result of voltage increase pattern is shown in Fig. 10 (a). In the Fig. 9 (b), 20 PV systems from node A_{21} to A_{24} connect with pole transformer. The simulation result of voltage increase pattern is shown in Fig. 10 (b). Each PV house generates 3[kW] power. 20 PV houses totally generate 60[kW] and then 10[kW] supplies to the light load condition. The remaining 50[kW] flows to the pole transformer. Thus, total reverse power is the same as pole transformer capacity. When the reverse power flows from clustered PV system, the distribution low-voltage is increased 101[V,rms] at node A_1 to 106.15[V,rms] at node A_{24} .

4. 2 Voltage decrease control using D-UPFC

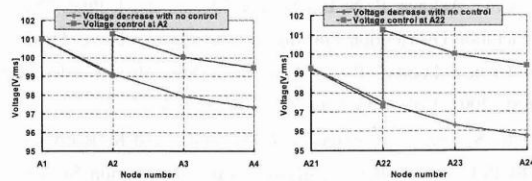
In the Fig. 11, D-UPFC voltage control during voltage decrease phenomenon of forward power flow condition is simulated. As mentioned Fig. 10, heavy load affects voltage decrease in the distribution system. The simulation condition is the same as Fig. 10 thus, the voltage decrease from node A_1 to A_4 is 101[V,rms] to 97.4[V,rms], respectively. The voltage decrease from node A_{21} to A_{24} is 99.3[V,rms] to 95.8[V,rms], respectively. Fig. 11 (a) and (b) show the voltage decrease before injecting D-UPFC. In the Fig. 11 (c) to (j), D-UPFC controls the voltage to 101[V,rms] at its installation place. The controlled voltage ranges are 101.4[V,rms] at node A_1 to 101.3[V,rms] at node A_{24} . D-UPFC assists the voltage patterns with keeping in the distribution voltage range.



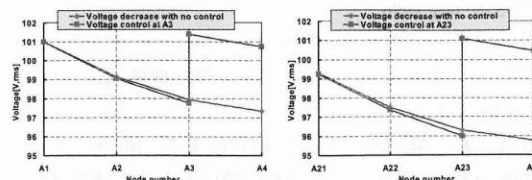
(a) Node A_1 to A_4 with no control (b) Node A_{21} to A_{24} with no control



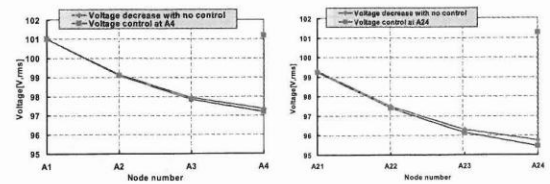
(c) Node A_1 to A_4 with control at A_1 (d) Node A_{21} to A_{24} with control at A_{21}



(e) Node A_1 to A_4 with control at A_2 (f) Node A_{21} to A_{24} with control at A_{22}



(g) Node A_1 to A_4 with control at A_3 (h) Node A_{21} to A_{24} with control at A_{23}



(i) Node A_1 to A_4 with control at A_4 (j) Node A_{21} to A_{24} with control at A_{24}

Fig. 11 Voltage decrease control using D-UPFC.

Fig. 12 shows the D-UPFC waveform at node A24 when voltage decrease occurs from 0[s].

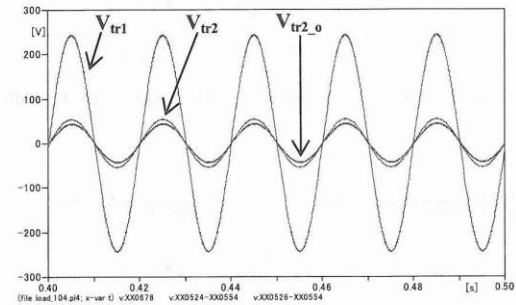
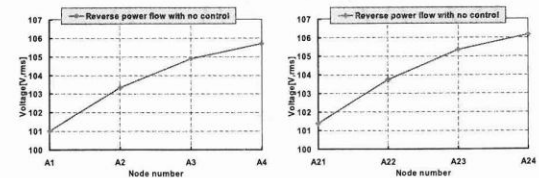


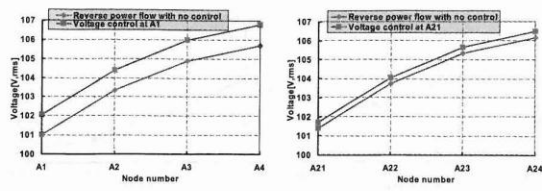
Fig. 12 D-UPFC voltage waveforms during voltage decrease.

4. 3 Voltage increase control using D-UPFC

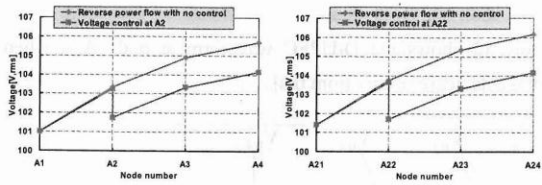
In the Fig. 13, D-UPFC voltage control during voltage increase phenomenon of reverse power flow condition is simulated. As mentioned Fig. 10, light load with reverse power flow affects voltage increase in the distribution system. The simulation condition is the same as Fig. 10. The voltage increase from node A_1 to A_4 is 101[V,rms] to 105.7[V,rms], respectively. The voltage increase from node A_{21} to A_{24} is 101.5[V,rms] to 106.2[V,rms], respectively. Fig. 13 (a) and (b) show the voltage increase before injecting D-UPFC. In the Fig. 13 (c) to (j), D-UPFC controls the voltage to 101[V,rms] at its installation place. After D-UPFC control, the voltage patterns during voltage increase are regulated. The controlled voltage ranges are 102.1[V,rms] at node A_1 to 101[V,rms] at node A_{24} . Thus, D-UPFC assists the voltage patterns with holding in the distribution voltage range.



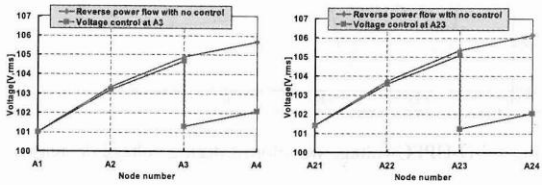
(a) Node A_1 to A_4 with no control (b) Node A_{21} to A_{24} with no control



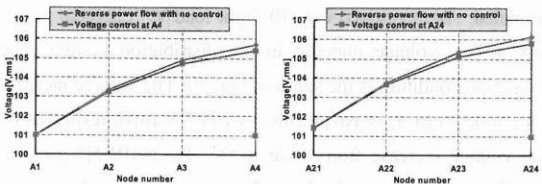
(c) Node A_1 to A_4 with control at A_1 (d) Node A_{21} to A_{24} with control at A_{21}



(e) Node A_1 to A_4 with control at A_2 (f) Node A_{21} to A_{24} with control at A_{22}



(g) Node A_1 to A_4 with control at A_3 (h) Node A_{21} to A_{24} with control at A_{23}



(i) Node A_1 to A_4 with control at A_4 (j) Node A_{21} to A_{24} with control at A_{24}

Fig. 13 Voltage increase control using D-UPFC.

Figure 14 shows the D-UPFC waveforms at node A24 when voltage increase happens due to reverse power flow from 0.02[s].

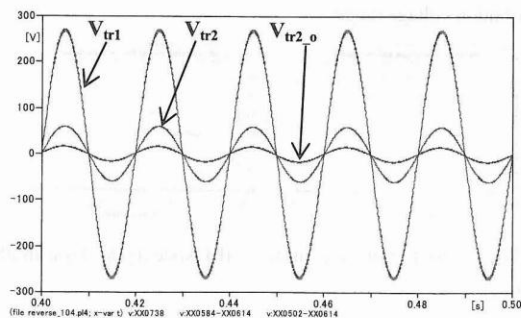


Fig. 14 D-UPFC voltage waveforms during voltage increase.

5. Conclusion

This paper proposes distribution voltage control using D-UPFC during forward power flow and reverse power flow condition. D-UPFC consists of a transformer and bi-directional ac-ac converter. The transformer maintains a part of reference voltage and bi-directional ac-ac converter regulates the voltage to keep the reference voltage. Bi-directional ac-ac converter provides direct ac to ac conversion without storing energy. In the case study, D-UPFC controls the voltage not all distribution nodes but it controls the voltage at its installation site. Thus, D-UPFC assists the voltage patterns with holding inside the distribution voltage range. Finally, voltage sags or swells due to rapidly changing irradiation and load condition in the clustered PV system should be prevented using proposed D-UPFC. Thus, dynamic characteristic of D-UPFC voltage control is verified in the future study.

Acknowledgement

This research has been carried as a part of “Autonomy-Enhanced PV Cluster” project and special thanks for financial support of NEDO.

References

- (1) D. M. Lee, T. G. Habetler, R. G. Harley, T. L. Keister, and J. R. Ronstrom, “A Voltage Sag Supporter Utilizing a PWM-Switched Autotransformer,” *IEEE Trans. Power Electron.*, Vol. 22, No. 2, pp. 626–635, March 2007.
- (2) K. S. Lee, K. Yamaguchi, and K. Kurokawa, “Proposed Distribution Voltage Control Method due to Connecting the Clustered PV System,” *Journal of Power Electronics*, October 2007 (Accepted)
- (3) E. C. Aeloiza, P. N. Enjeti, L.A. Morán, and I. Pital, “Next Generation Distribution Transformer: To Address Power Quality for Critical Loads,” *Power Electronics Specialists Conference PESC 2003*, Vol. 3, pp. 1266-1271, June 2003.
- (4) K. S. Lee, K. Yamaguchi, H. Koizumi, and K. Kurokawa, “D-UPFC as a Voltage Regulator in the Distribution System,” *Renewable Energy* 2006, pp. 1756–1759, Oct. 2006.
- (5) B. Kwon, B. Min, and J. Kim, “Novel topologies of AC choppers,” *IEE Proc. Electr. Power Appl.*, Vol. 143, No. 4, pp. 323–330, July 1996.
- (6) 平成13年度集中連系型太陽光発電システムに係る調査研究, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, pp. 89–119, 平成14年3月.
- (7) E. C. Aeloiza, P. N. Enjeti, L.A. Morán, O. C. Montero-Hernandez, and S. Kim, “Analysis and Design of a New Voltage Sag Compensator for Critical Loads in Electrical Power Distribution System,” *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol. 39, No. 4, pp.1143–1150, July/August 2003.



Research

A Comparative Study on Cost and Life-cycle Analysis for 100 MW Very Large-scale PV (VLS-PV) Systems in Deserts Using m-Si, a-Si, CdTe, and CIS Modules

Masakazu Ito^{1*,†}, Kazuhiko Kato², Keiichi Komoto³, Tetsuo Kichimi⁴ and Kosuke Kurokawa⁵

¹*Tokyo Institute of Technology, 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550, Japan*

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

³*Mizuho Information & Research Institute (MHIR), Japan*

⁴*Resources Total System (RTS), Japan*

⁵*Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), Japan*

This paper is a study of comparisons between five types of 100 MW Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems, from economic and environmental viewpoints. The authors designed VLS-PV systems using typical PV modules of multi-crystalline silicon (12.8% efficiency), high efficiency multi-crystalline silicon (15.8%), amorphous silicon (6.9%), cadmium tellurium (9.0%), and copper indium selenium (11.0%), and evaluated them by Life-Cycle Analysis (LCA). Cost, energy requirement, and CO₂ emissions were calculated. In addition, the authors evaluated generation cost, energy payback time (EPT), and CO₂ emission rates. As a result, it was found that the EPT is 1.5–2.5 years and the CO₂ emission rate is 9–16 g-C/kWh. The generation cost was 11–12 US Cent/kWh on using 2 USD/W PV modules, and 19–20 US Cent/kWh on using 4 USD/W PV module price. Copyright © 2007 John Wiley & Sons, Ltd.

KEY WORDS: VLS-PV; LCA; desert; energy payback time; CO₂; cost

Received 16 November 2006; Revised 23 March 2007

INTRODUCTION

According to an International Energy Agency (IEA) report,¹ total CO₂ emissions and the primary energy supply in the world in 2030 will be twice as much as in 2000. Too much energy consumption causes serious environmental problems such as global warming and acid rain.

Renewable sources of energy are expected to resolve both the energy and environmental problems. Photovoltaic power generation systems are one of the promising sources of renewable power. The PV system

*Correspondence to: Masakazu Ito, Tokyo Institute of Technology, 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550, Japan.

†E-mail: ito@iri.titech.ac.jp

needs no fuel, produces no emission, and requires very low maintenance at the operational stage. However, by nature, solar energy has the disadvantage of its low energy density. To generate large quantities of power, such as a nuclear power plant do, the PV systems must be introduced on a very large scale.

A 'Desert' is a large area of land that has very little water and very few plants growing in it. However, if we think about photovoltaic systems, large areas with very little water and plants are very suitable. The authors focused on these points and the very good combination of photovoltaics and deserts. Then, we studied the possibilities for very large-scale photovoltaic systems in desert areas in the IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS).

IEA PVPS Task8 was established to examine and evaluate the potential of VLS-PV systems, which have a capacity ranging from several megawatts to gigawatts. One of the projects of Task8 was to do a realistic simulation by Life-Cycle Analysis (LCA), which assumes a 100 MW VLS-PV system.

This paper describes the LCA in case studies of the 100 MW VLS-PV systems using five modules: m-Si(a) (typical multi-crystalline silicon), m-Si(b) (high efficiency m-Si), a-Si (amorphous silicon), CdTe (cadmium tellurium), and CIS (Copper Indium Selenium). Then the energy payback time (EPT), CO₂ emission rate, and generation cost of the systems were evaluated and discussed.

METHODOLOGY

For simulation and evaluation of the system, we applied the LCA methodology. It is an appropriate measure to evaluate the potential of VLS-PV systems in detail because the purpose of this methodology is to evaluate its input and output from cradle to grave. In this study, generation cost, EPT, and the CO₂ emission rate of the VLS-PV system were calculated with this method. These indices are defined by the following equations:

$$\text{EPT (year)} = \frac{\text{Total primary energy requirement of the PV system throughout its life-cycle (GJ)}}{\text{Annual primary energy reduction by using PV system (GJ/year)}} \quad (1)$$

EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. Both the total primary energy requirement of the PV system and the annual power generation concerned primary energy. To convert from annual power generation in kWh of electricity to primary energy, we looked at the efficiency of power plants in the assumed country, China.

$$\text{CO}_2 \text{ Emission rate (g-C/kWh)} = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emissions throughout its life-cycle (g-C)}}{\text{Annual power generation (kWh/year)} \times \text{Lifetime (year)}} \quad (2)$$

The CO₂ emission rate is a useful index to know how effective the PV system is for global warming.

$$\text{Generation cost (Cent/kWh)} = \frac{\text{Annual expence of the PV system (Cent/year)}}{\text{Annual power generation (kWh/year)}} \quad (3)$$

GENERAL ASSUMPTIONS

General information on deserts

There are many kinds of deserts composed of various substances, sand, rock, gravel, and other materials. It is hard to build PV systems in sand deserts. However, gravel deserts are not difficult to install PV systems in, because they are not sandy or rocky places, and there are not many sandstorms, thus minimal damage is caused. High irradiation and very large unutilized land areas exist in the world's deserts. For example, even the Gobi desert, located at high latitudes has higher irradiation (4.7 kWh/m²/d) than Tokyo (3.5 kWh/m²/d). The Sahara desert has even more irradiation, or 7.4 kWh/m²/d. Theoretically, PV systems of 15% module efficiency with

0.7 performance ratio installed in the 1.3 million km² Gobi desert with a 50% space factor have the potential to generate as much energy as the recent world energy supply.

In this paper, the Gobi desert was used for comparing VLS-PV systems using five module types. The Gobi desert is located in northern China and southern Mongolia. It is 1600 km east to west and 970 km north to south. Almost all areas are highlands. The elevation is 900 m in the east and 1500 m in the west. Especially, there are huge flat lands that are suitable for installing VLS-PV systems.

We assumed that geographical data of this study are from Huhhot (40° 49'N, 111° 41'E), inner-Mongolia, China. The ambient temperature is 5.8°C.

Irradiation

Both irradiation and ambient temperature data were assumed to be from Huhhot, in China, and were referred to in the World Irradiation Data Book² used for system designs. In-plain irradiation data were calculated by using the r_b ,³ H_{ey} ,⁴ and isotropic models.³ The results of the irradiation estimates were 1702 kWh/m²/year at the horizontal and 2017 kWh/m²/year at a 30-degree tilt angle.

VLS-PV design and configuration

An image of the VLS-PV system installed in a desert area is shown in Figure 1. It shows an image of a basic array and a 500 kW array unit. It consists of 30 modules in the basic array and 4200 modules in the 500 kW array unit, which is about 100 m in length and width in the m-Si case. A 100 MW system consists of 200 sets of 500 kW array units. It requires 840 000 modules, 10 000 tonnes of steel, and 140 000 tonnes of concrete. The length of cable reaches 1300 km. The system size is 1.1 km in length and 2.1 km in width for a 100 MW system. Buffer plants should be set beside the system as windbreakers and for environmental reasons. If it is 1 km in width, then the total 1 GW PV system will be 15 km from east-west and 2 km from north-south.

The VLS-PV systems are assumed to have been installed in the Gobi desert. The performance ratio considers the operating temperature, degradation, load-matching factor, efficiency factor, inverter officiating, and other data. Figure 2 shows the thematic circuit diagram of a 100 MW VLS-PV system. Sets (200) of inverters, 208 sets of 6.6 kV circuit breakers, 5 sets of 30 MVA transformers, 18 sets of 110 kV GIS, 10 sets of 110 kV

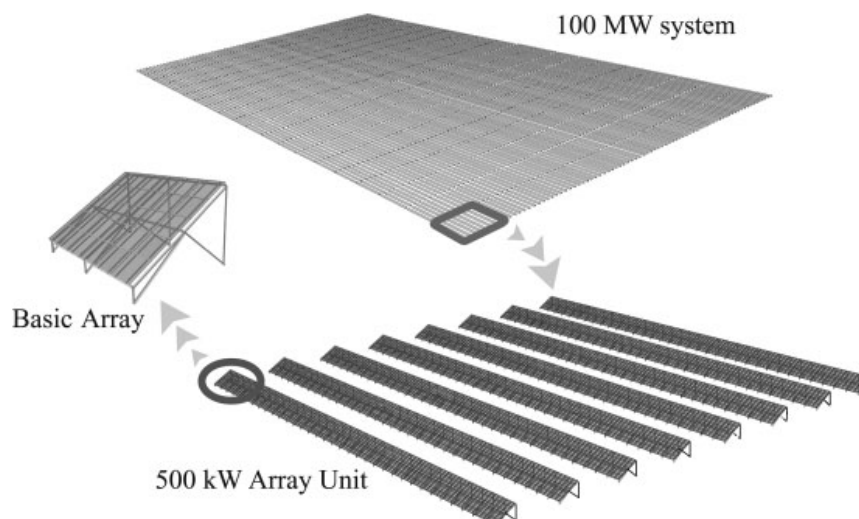


Figure 1. Image of a 100 MW system

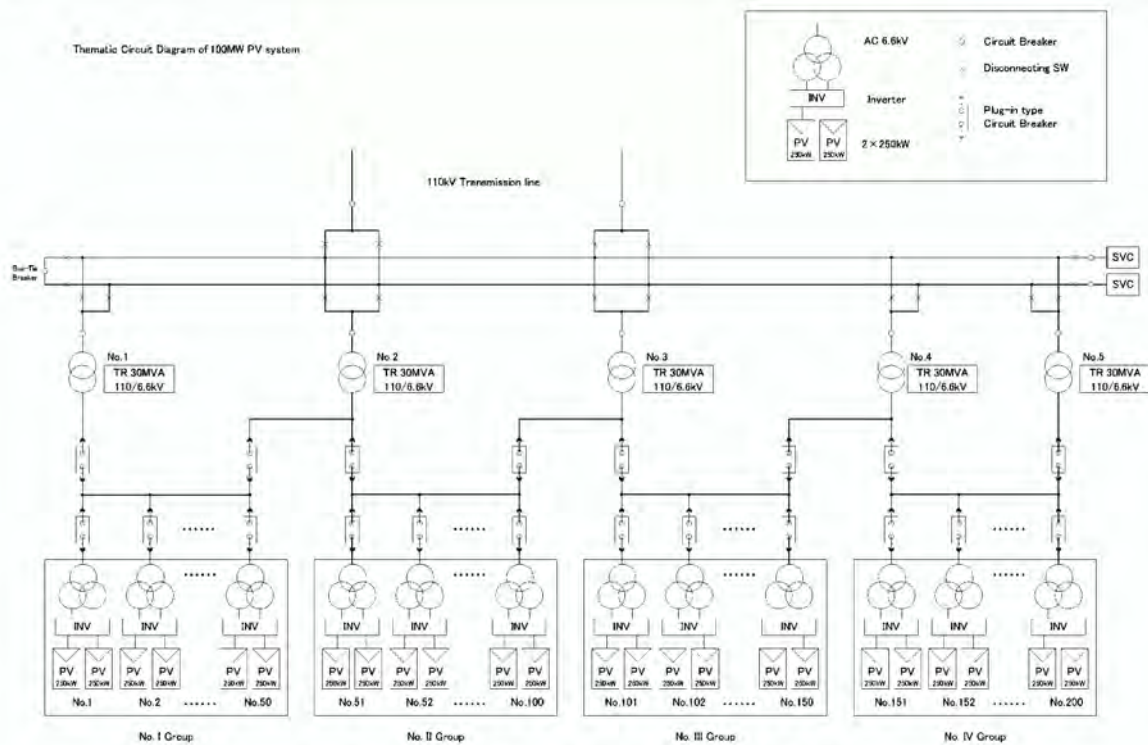


Figure 2. Thematic circuit diagram of 100 MW VLS-PV

disconnecting SW, 2 sets of SVC (Static Var Compensator), and a common power board are installed in a 100 MW unit.

Case studies

This research is a comparative study, focused on the environment. Fixed flat plate systems installed with m-Si with 15.8 and 12.8% efficiency, a-Si with 6.9% efficiency, CdTe with 9.0% efficiency, and CIS PV modules with 11.0% efficiency will be discussed concerning cost, EPT, and CO₂ emission rates. The m-Si PV modules are assumed to be 15.8 and 12.8% efficient for comparison. Table I shows the module specifications. Because this paper is based on the use of current technology, we referred to Photon international⁵ which described a commercial PV module list. Suitability (voltage, current, efficiency, size) was checked, and applied to simulations. The decommission stage is not included in this study stage at present.

Table I. PV module specifications

| Cell type | m-Si(a) | m-Si(b) | a-Si | CdTe | CIS |
|---------------------------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Nominal power (W) | 120 | 152 | 58 | 65 | 80 |
| Efficiency of module (%) | 12.8 | 15.8 | 6.9 | 9.0 | 11.0 |
| Length, Width (mm) | 0.971, 0.966 | 1200, 802 | 920, 920 | 1200, 600 | 1205, 605 |
| Weight (kg) | 11.9 | 14.0 | 12.5 | 11.4 | 12.7 |
| Voltage open circuit (V) | 21.4 | 49.98 | 85.0 | 91.0 | 45.5 |
| Current short circuit (A) | 7.45 | 3.85 | 1.12 | 1.15 | 2.5 |
| Coefficient of power | -0.50%/°C | -0.49%/°C | -0.22%/°C | -0.25%/°C | -0.36%/°C |
| Flame | Aluminum | Aluminum | Aluminum | Aluminum | Aluminum |

Table II. Annual operation and maintenance cost (USD/year)

| | m-Si(a) | m-Si(b) | CdTe | CIS |
|----------------------|---------|---------|------|------|
| Wages (USD/man-year) | 545 | | | |
| O&M cost (MUSD/year) | | | | |
| Module = 4 USD/W | 0.46 | 0.45 | 0.47 | 0.46 |
| Module = 3 | 0.36 | 0.36 | 0.38 | 0.37 |
| Module = 2 | 0.27 | 0.26 | 0.29 | 0.28 |
| Module = 1 | 0.18 | 0.17 | 0.19 | 0.18 |

Data preparation for this case study

For the LCA of VLS-PV systems, price, energy, and CO₂ emission data in China and Japan were collected. We assumed that the price of steel is 780 USD/tonne and that of concrete is 15 USD/tonne in local prices for constructing a PV array and transmission tower. PV module, steel, and concrete are assumed to be domestic materials. Cables, inverters, and components are assumed to be imported. It is assumed that the inverter price is related to the module price, which is set at several prices because the VLS-PV system is assumed to be installed in the near future, and the module price will decrease by that time. We assumed that inverter price is 0.41 USD/W for 4 USD/W module price, 0.36 USD/W for 3 USD/W, 0.32 USD/W for 2 USD/W, and 0.27 USD/W for 1 USD/W.

Maintenance costs are also calculated based on actual results of the PV-USA project.⁶ We referred to the SSI Kerman PV system in California. It was a low cost and experienced system. System capacity was 500 kW. This is same capacity as this study's 500 kW unit. In addition, the number of inverters was the same. However, the system had one axis tracking. Therefore, we divided the cost related to tracking. In this case, the costs for repair parts were 0.084% per year of the total construction costs, and labor for maintenance involved one person per year. Table II shows the results for annual operation and maintenance costs.

Table III shows energy and CO₂ emission data of an average electric power plant in Japan and China, and material data. It is for calculating materials that require electricity to produce. Basic materials used in the VLS-PV system use energy and emit CO₂ to produce them. Energy and CO₂ contents are shown in Tables IV and V.

Table III. Energy and CO₂ emission data of an average power plant (in kWh of Electricity, in MJ of primary energy, respectively)

| Item | Unit | Value |
|--|----------|--------|
| Japan | | |
| Primary energy consumption for power generation | MJ/kWh | 10.38 |
| Average CO ₂ emission rate of utility | g-C/kWh | 114 |
| China | | |
| Primary energy consumption for power generation | MJ/kWh | 12.01 |
| Calorific value of Chinese standard coal | MJ/SCE-t | 29 302 |
| Retail price of diesel oil | Yuan/L | 1.95 |
| Common | | |
| Coal | | |
| Calorific value | MJ/t | 25 643 |
| CO ₂ emission rate | g-C/MJ | 24.7 |
| Oil | | |
| Calorific value | MJ/t | 45 000 |
| CO ₂ emission rate | g-C/MJ | 19.2 |
| Diesel oil | | |
| Calorific value | MJ/L | 38.5 |
| CO ₂ emission rate | g-C/MJ | 18.7 |
| Heavy oil | | |
| Calorific value | MJ/l | 40.6 |
| CO ₂ emission rate | g-C/MJ | 19.4 |

Table IV. Energy and CO₂ contents of PV modules

| | Product | Energy contents (MJ) | CO ₂ contents (g-C) |
|-------|----------------------------------|----------------------|--------------------------------|
| Japan | m-Si PV module (m ²) | 2044 | 31 009 |
| | a-Si PV module (m ²) | 1202 | 14 789 |
| | CdTe PV module (m ²) | 918 | 13 451 |
| | CIS PV module (m ²) | 1069 | 14 842 |

Table V. Energy and CO₂ contents of products used in this study

| | Product | Energy contents (GJ) | CO ₂ contents (t-C) |
|-------|---------------------------|----------------------|--------------------------------|
| Japan | Silicon steel (tonne) | 13.4 | 0.321 |
| | Aluminium (tonne) | 227 | 2.13 |
| | Copper (tonne) | 46.5 | 0.771 |
| | HDPE (tonne) | 15.8 | 0.264 |
| | PVC (tonne) | 29.4 | 0.373 |
| | Epoxy resin (tonne) | 40.5 | 0.754 |
| | FRP (tonne) | 81.6 | 2.74 |
| | Ceramics (tonne) | 0.8 | 0.02 |
| China | Steel (tonne) | 26.6 | 1.17 |
| | Zinc-plated steel (tonne) | 53.1 | 2.34 |
| | Cement (tonne) | 5.3 | 0.126 |

PV module data are based on a paper written by Kato *et al.*,⁷ NEDO report⁸ and the others were referred to the LCA database.⁹ Kato *et al.* have studied LCA of three kinds of silicon PV modules, that is, c-Si, m-Si, and a-Si. The module manufacturings were assumed to be 10, 30, and 100 MW/year production lines. In the NEDO report, they wrote an update to the study. They have studied other types of modules, CdTe, CIS, and thin-film multi-crystalline silicon (VEST). Energy and CO₂ emission data of a 100 MW/year production line were selected for this study. Energy contents are 2044 MJ/m² for m-Si, 1202 MJ/m² for a-Si, 918 MJ/m² for CdTe, and 1069 MJ/m² for CIS module. CO₂ contents are 31 009 g-C/m² for m-Si, 14 789 g-C/m² for a-Si, 13 451 g-C/m² for CIS, and 14 842 g-C/m² for the CIS module.

Concerning data for system construction, the construction period is assumed to be 1 year, or 240 working days. Distance of land transport is assumed to be 600 km, and distance of marine transport is assumed to be 1000 km. As for economic data, land cost is not included in this case study at this time, because it is difficult to know it clearly, and it is probably negligible. Currency is assumed to be 13 yen/yuan and 120 yen/USD. The interest rate is 3%, salvage value rate is 0.1, and property tax rate is 1.6%/year, Overhead expense rate is 5%/year and the depreciation period and system lifetime are 30 years.

VLS-PV SYSTEM DESIGN

Array design

Array support structure and foundation

Figure 3 on the left shows the basic structures of array supports for a 30-degree tilt angle. The figures on the right show the layout of the basic structures that compose 250 kW unit. A couple of 250 kW units connecting with a 500 kW cascade inverter compose a 500 kW unit. Sets (200) of 500 kW units make a 100 MW system, as shown in Figure 4. It is assumed that array supports are made of zinc-plated stainless steel, and the thickness of several types of steel materials were chosen according to stress analysis, and assuming that the wind velocity is 42 m/s (based upon the design standard of structure steel by the Japanese Society of Architecture). Cubicle foundations made of concrete are applied. The rectangular solids are about 1.0 m each, considering the design standard of

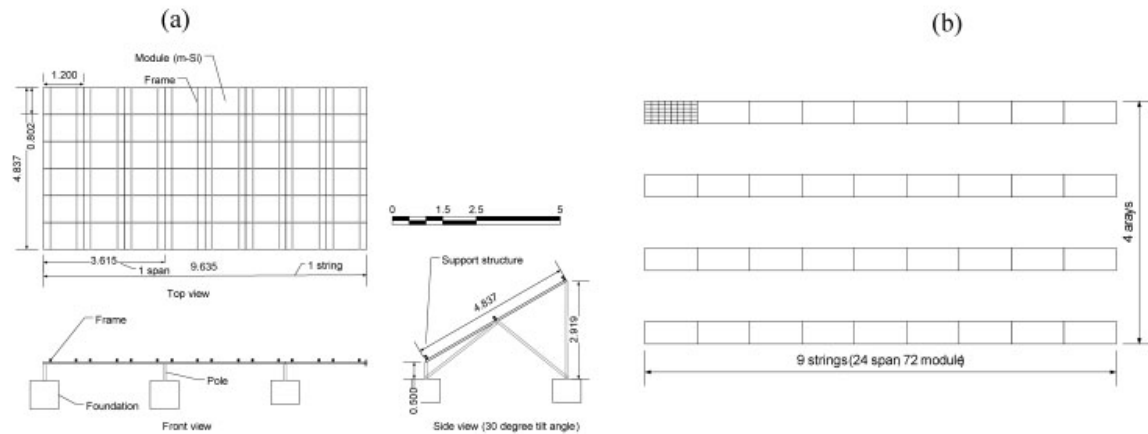


Figure 3. Design drawings of a 30-degree tilted basic array when using m-Si: (a) basic array design of m-Si case; (b) 250 kW array unit

support structures for power transmission by the Institute of Electrical Engineering in Japan. Material composition of the concrete is determined in order to obtain 240 kg/cm^2 of concrete strength.

Wiring

The short and simple wiring was designed in order to prevent miswiring. The cable is considered to be of current capacity sufficient to make the voltage drop to be less than 4%. It was determined from Japan Industrial Standards-JIS.

Transmission

The electric transmission system is assumed to be 100 km, two channels, and 110 kV for connecting to the existing transmission. It consists of steel towers, foundations, cables, and ground wires. We assumed a wind velocity 42 m/s (standard). After calculations, transmission lines and ground wires were decided to be TACSR 410 sq and AC 70 sq. A utility company designed the transmission towers. A 22.0 tonne steel tower and a 22.1 m^3 foundation are required for each of the 334 towers for 100 km transmission. Table VI is a summary of required materials for a 100 MW VLS-PV system.

Taking into account arid or semi-arid land areas, large parts may be far from existing power grid lines. Therefore, if the VLS-PV systems are installed in such areas, transmission cost has to be discussed. This section

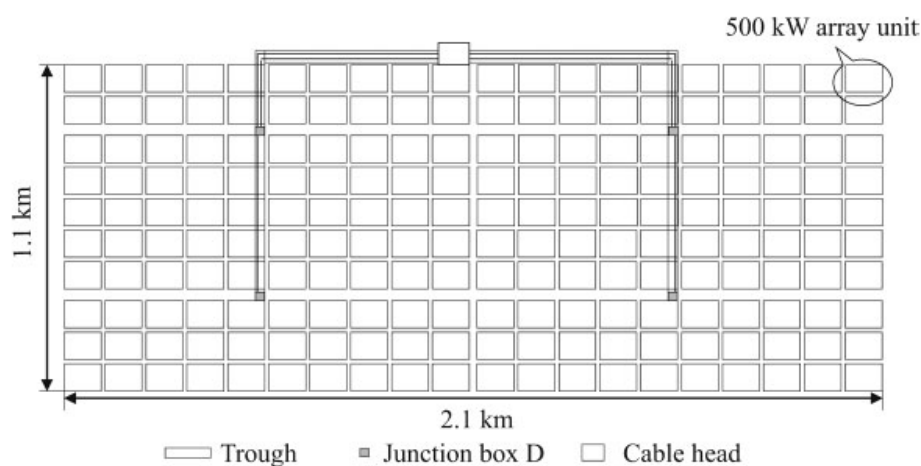


Figure 4. 500 kW array unit layout for 100 MW system



Table VI. Required equipment for 100 MW PV system components

| PV module | m-Si(a) | m-Si(b) | a-Si | CdTe | CIS |
|--|---------|---------|-----------|-----------|-----------|
| Piece | 840 000 | 691 200 | 1 909 100 | 1 616 200 | 1 296 000 |
| Capacity (MW) | 100.8 | 105.1 | 109.6 | 104.0 | 103.7 |
| Performance ratio (%) | 78.0 | 78.0 | 77.1 | 77.2 | 77.6 |
| Annual power generation (GWh) | 159 | 165 | 171 | 162 | 162 |
| Land requirement (km ²) | 2.3 | 2.0 | 4.4 | 3.4 | 2.8 |
| Array support structure (tonne) | 9658 | 7963 | 19 255 | 18 690 | 13 457 |
| Foundation (m ³) | 135 660 | 40 960 | 110 455 | 68 267 | 68 813 |
| Cable (30-degree) | | | | | |
| 600 V CV 2 mm ² (km) | 1291 | 6115 | 16 521 | 10 284 | 9773 |
| 600 V CV 8 mm ² double core (km) | 156 | 62 | 584 | 487 | 90 |
| 600 V CV 60 mm ² (km) | 98 | 97 | 497 | 203 | 212 |
| 6.6 kV CV-T 22 mm ² (km) | 30 | 20 | 44 | 33 | 29 |
| 6.6 kV CV 200 mm ² (km) | 29 | 29 | 36 | 36 | 28 |
| 110 kV CV 150 mm ² (km) | 34 | 24 | 43 | 35 | 29 |
| Trough (30-degree) (m ³) | 34 046 | 21 392 | 80 511 | 50 457 | 30 935 |
| Common apparatus | | | | | |
| Inverter with transformer (set) | | | 202 | | |
| 6.6 kV circuit breaker (set) | | | 208 | | |
| 110 kV/6.6 kV 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 a 100 MW PV system | | | | | |
| Transmission line | | | | | |
| 110 kV TACSR 410 mm ² (km) | | | 401 | | |
| AC 70 mm ² (km) | | | 33 | | |
| Pylon (steel) (km)* | | | 2229 | | |
| Foundation (km)* | | | 5150 | | |

*Transmission lines are assumed to have a 333 MW capacity. One-third data are used for calculating cost, energy, and CO₂ emissions.

describes transmission losses of MW or GW scale VLS-PV systems installed in desert areas. The calculation method is referred to in the paper.¹⁰

Total electricity losses are 8–10 GWh/year and the total loss ratio is approximately 5% of PV power generation. The total loss ratio of an m-Si system is higher than in other systems. The m-Si VLS-PV system's first cable that is a module to junction box A is much higher than the others. Other losses are almost the same. The reasons for the large electricity loss in the first cable are that; module string voltage of each module system depends on the input voltage of the inverter, and the m-Si string output is bigger than in other modules. Therefore, the first cable's losses become large. The loss will decrease, if the first cable is changed to a thicker cable. The greatest loss is from the power transmission line. It is much larger than other cable losses.

Land area and system components

The land requirements of an a-Si PV module case study in the Gobi desert are 3–5 km². It is about twice as much as in the m-Si case studies because of the efficiency of the a-Si PV modules, which is almost half. In the CdTe PV module case study, it is 1.5 times the m-Si case studies. Therefore, there is a relationship between land requirements and module efficiency. The array support requirement is 10 000 tonnes of steel, and the foundation needs 60 000 tonnes of concrete. The land requirement chosen is due to spacing between the PV arrays. Lower efficiency requires a large number of PV arrays. Therefore, the amounts of steel and concrete for the foundation increase.



PV power generation

PV power generations of the systems were from irradiation data described in Section ‘Irradiation’ and the performance ratio. In this study, the performance ratio was calculated by using cell temperature factors, load-matching factors, efficiency deviation factors, and inverter mismatch factors. The performance ratio and annual power generations are shown in Table VI. The location of this study was assumed to be at a high latitude. The performance ratio is also comparatively high. Only the coefficient of power causes a difference between the five performance ratios.

Transportation

PV modules, array supports, foundations transmission towers, and troughs are produced in China, and other system components such as cables and inverters are manufactured in advanced countries. All the components are transported to the installation site by marine and land.

Operation and maintenance of VLS-PV systems

The method of operation and maintenance is calculated using the experience of a real PV system model, the PV-USA project.⁶ Three shifts of three operator teams work in a 100 MW PV system. These teams operate in alternate shifts. One laborer works on maintenance. Concerning labor cost, different labor requirements for system construction were estimated by considering conditions, and the unit labor cost was taken from ILO statistics.¹¹ Furthermore, supervisory labor cost is added to the cost for the installation of some apparatus. Additional information is described in Section ‘Data preparation for this case study’.

EVALUATION RESULTS

Based on general assumptions and VLS-PV system design, there are results from an economic and an environmental perspective in the Gobi desert in China. The results are shown only in the 30-degree tilted module case, because the 30-degree titled system in the Gobi desert has been obtained from the best of 10, 20, 30, and 40-degree tilted module systems. It is referred to in paper.¹²

System components

The 100 MW VLS-PV systems using m-Si, a-Si, CdTe, and CIS PV modules in the Gobi desert are designed based on the above assumptions. Table VI shows details and a summary of required materials for a 100 MW scale PV system. A 100 MW VLS-PV system with a-Si PV modules requires a 4.4 km² land area which is twice as much as with m-Si modules. The characteristics of the CdTe and CIS module system are moderate, between m-Si and a-Si. The array support requirement is 8000–19 000 tonnes of steel and the foundation needs 41–110 m³ of concrete. The land requirement is set due to spacing between PV arrays.

Economic analysis

Initial cost

Initial costs are calculated in order to estimate generation costs of VLS-PV systems installed in the desert. Figure 5 shows the initial cost of the systems. These costs consist of system components, transport, transmission, and construction costs. Land costs are not included in these studies. Almost all component costs are at the same

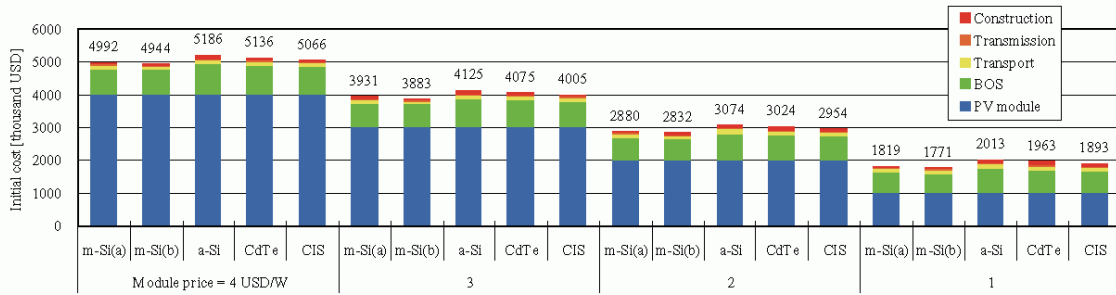


Figure 5. Initial cost of a 100 MW VLS-PV system using 30-degree tilted, five module types (per MW)

level in each VLS-PV system. However, initial costs, except for PV module cost are different between systems because of the different system sizes, steel, and foundation requirements. High efficiency module systems have lower support requirements per Wp installed. Therefore, an m-Si PV system has the lowest cost. On the other hand, Photon International wrote figure¹³ which says the price of systems over 10 kW, including mounting, grid connection, and VAT is about 5000 Euro/kW in 2004 and 5700 Euro/kW in 2006. It is about 20% higher than the initial cost using a 4 USD/W PV module as in this study. However, it should be considered that module price in 2004 is higher than 4 USD/W. This information is from a survey from Solarbuzz.¹⁴

Annual cost

The 100 MW VLS-PV systems installed in the Gobi desert are designed, and their potential evaluated from an economic perspective. 100 MW VLS-PV systems are assumed to have 30 years of lifetime and a 30-year depreciation period. A 3% interest ratio, 10% salvage value rate, 1.4% annual property tax, and 5% overhead expenses, operation, and maintenance costs are accounted for in the annual cost. Figure 6 breaks down this annual cost. The major cost component is the PV modules in all systems. BOS and property tax are second and third, respectively. Even if the module price is reduced to 1 USD/W, it is still half of the annual cost.

Generation cost

Table VII shows the results of the generation cost of the 100 MW VLS-PV systems with a 100-km transmission line in the Gobi desert in China. These results were obtained by dividing the annual cost by the power generation. Power generation at a 40-degree tilt angle is the highest and wind pressure is the highest cause for cost increase. It requires thick steel for the array and a large foundation. Therefore, the minimum generation cost is obtained at a 30-degree array tilt angle in each PV module system. The generation cost is around 19–20 US Cent/kWh at

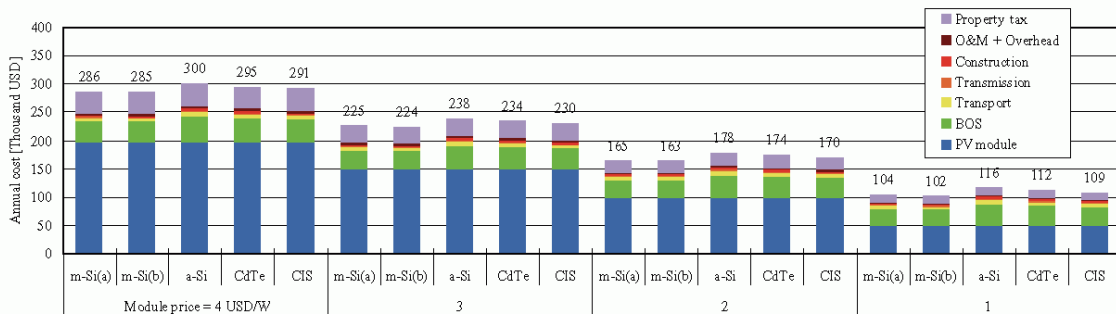


Figure 6. Annual costs for 100 MW VLS-PV systems with five module types and a 30-degree tilt (per MW)

Table VII. Generation cost of 100MW VLS-PV systems at optimal tilt angle (30 degrees)

| | m-Si(a) | m-Si(b) | a-Si | CdTe | CIS |
|------------------------|---------|---------|------|------|------|
| Module price = 1 USD/W | 6.6 | 6.8 | 7.8 | 7.5 | 7.3 |
| Module price = 2 USD/W | 11.1 | 10.9 | 11.9 | 11.7 | 11.4 |
| Module price = 3 USD/W | 15.2 | 15.0 | 16.0 | 15.8 | 15.5 |
| Module price = 4 USD/W | 19.3 | 19.2 | 20.2 | 20.0 | 19.6 |

Unit: US Cent/kWh.

4 USD/W PV module price. If the module price is reduced to 1 or 2 USD/W, generation cost reaches 7 or 11 US Cent/kWh.

These results only considered current technology. If not only the module and inverter price, but also other BOS prices and labor requirements are lowered, the generation cost will be greatly reduced.

Environmental analysis

Section ‘Generation cost’ discussed the economic analysis of VLS-PV systems using five kinds of PV modules. In this section, we are focusing on the environmental impact of these PV modules, which are the m-Si, a-Si, CdTe, and CIS PV modules. These studies obtained environmental information about EPT and CO₂ emission rates.

Energy requirements

Table VIII shows the required energy and EPT of each system. With multi-crystalline silicon solar modules, the EPTs are 1.9 and 1.5 years, 2.5 years of EPT are obtained for amorphous silicon solar modules, 1.9 years of EPT for CdTe PV modules, and 1.6 years of EPT for CIS PV modules. These are the differences between the EPTs. However, if these EPTs are compared over their lifetimes, their values will be very small. These systems can produce much more energy than required in their lifecycle.

For comparing EPTs of m-Si systems, Alsema *et al.*¹⁵ calculated EPT. EPT of a roof-top PV system is 1–2 years for a Southern-European location (at a yearly electricity output of 1700 kWh/kWp/year) and 1.7–3.5 years for Middle-European locations (output 1000 kWh/kWp/year). Jungbluth¹⁶ also calculated EPT of roof-top systems. The time was 3–6 years for different types of PV plants. As to array support, energy

Table VIII. Life-cycle energy requirements and CO₂ emissions of 100MW PV systems (per MW)

| | Energy requirement (GJ/MW) | | | | | CO ₂ Emissions (t-C/MW) | | | | |
|---|----------------------------|---------|--------|--------|--------|------------------------------------|---------|------|------|------|
| | m-Si(a) | m-Si(b) | a-Si | CdTe | CIS | m-Si (a) | m-Si(b) | a-Si | CdTe | CIS |
| PV module | 16 487 | 13 074 | 17 743 | 10 303 | 9831 | 259 | 198 | 218 | 151 | 137 |
| Array support | 5139 | 4065 | 9326 | 9542 | 6961 | 127 | 101 | 231 | 236 | 172 |
| Foundation and trough | 1700 | 1237 | 3188 | 2328 | 1773 | 42 | 31 | 79 | 58 | 44 |
| Cable | 398 | 525 | 1187 | 876 | 827 | 6 | 8 | 18 | 13 | 13 |
| Transportation | 2768 | 1892 | 5087 | 3504 | 2989 | 52 | 35 | 95 | 66 | 56 |
| Transmission | 4526 | 4343 | 4162 | 4387 | 4400 | 46 | 44 | 42 | 45 | 45 |
| Other components | 226 | 217 | 208 | 219 | 220 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| Total | 31 333 | 25 178 | 40 990 | 30 987 | 26 826 | 539 | 417 | 690 | 568 | 466 |
| Energy payback time (EPT) (year) | 1.9 | 1.5 | 2.5 | 1.9 | 1.6 | 12.1 | 9.4 | 15.6 | 12.8 | 10.5 |
| CO ₂ emission rate (g-C/kWh) | | | | | | | | | | |



Table IX. Generation cost of three interest ratio cases and transmission distance

| Interest ratio | 1% | 3% | 6% |
|-----------------------|-------|-------|--------|
| Module price = 1 USD | 5.1 | 6.6 | 9.2 |
| Module price = 2 USD | 8.6 | 11.1 | 15.5 |
| Module price = 3 USD | 11.7 | 15.2 | 21.1 |
| Module price = 4 USD | 14.9 | 19.3 | 26.9 |
| Transmission distance | 10 km | 50 km | 100 km |
| Module price = 1 USD | 6.4 | 6.5 | 6.6 |
| Module price = 2 USD | 10.7 | 10.9 | 11.1 |
| Module price = 3 USD | 14.7 | 14.9 | 15.2 |
| Module price = 4 USD | 18.7 | 19.0 | 19.3 |

requirement of zinc-plated steel is much larger than Arizona 3.5 MW system's paper written by Mason.¹⁷ If the VLS-PV system uses a support structure made by a high efficient factory, it will reduced by half.

CO₂ emissions

Five kinds of modules are chosen for 100 MW VLS-PV systems, and their CO₂ emissions are estimated as shown in Table VIII. It is 12.1 and 9.4 g-C/kWh for multi-crystalline silicon, 15.6 for amorphous silicon, 12.8 for CdTe, and 10.5 for CIS module technology. The majority of CO₂ emissions are associated with the array support. High module efficiency can reduce CO₂ emission rates because it can reduce array support structures and foundations that require much energy to produce. If the PV module is installed on a roof-top or slope, there is not a major required energy difference, because a small array support structure can be installed. High efficiency m-Si PV modules may use CF₄, which is a strong greenhouse gas. The paper does not calculate this.

SENSITIVITY ANALYSIS

Three studies about interest ratios, transmission distances, and ambient temperatures were evaluated. Table IX shows generation cost when the interest ratio is reduced to 1% or increased to 6%. And, 10, 50, and 100 km transmission distances were assumed and evaluated. A change in interest ratio has a strong effect. If the interest ratio is reduced to 1%, generation cost also reduces by approximately 20%. And a 6% interest ratio increases generation cost by 30%.

On the other hand, Table X shows the effect of ambient temperature. This study mainly assumed a cold desert where ambient temperature is 5–8°C. For the comparison, high ambient temperature in a hot desert, the Sahara was also evaluated using the same data as in this paper. High ambient temperature reduces the performance ratio about 10% for the system using an m-Si module and 4–6% for the system using a thin-film module. This change

Table X. Sensitivity analysis of ambient temperature assuming cold and hot deserts

| | Temperature | m-Si(a) | m-Si(b) | a-Si | CdTe | CIS |
|--|-------------|---------|---------|------|------|------|
| Performance Ratio (%) | 5-8 | 78.0 | 78.0 | 77.1 | 77.2 | 77.6 |
| | 30-2 | 68.7 | 68.9 | 73.0 | 72.6 | 70.9 |
| EPT (year) | 5-8 | 1.9 | 1.5 | 2.5 | 1.9 | 1.6 |
| | 30-2 | 2.2 | 1.8 | 2.7 | 2.0 | 1.8 |
| CO ₂ emissions rate (g-C/kWh) | 5-8 | 12.1 | 9.4 | 15.6 | 12.8 | 10.5 |
| | 30-2 | 13.8 | 10.7 | 16.5 | 13.7 | 11.5 |

effected EPT and the CO₂ emission rate. Differences in the parameters between the m-Si module and the thin-film module were reduced.

CONCLUSION

This paper compared 100 MW very large-scale power generation systems installed in the Gobi desert using five types of PV modules, the m-Si with 12.8 and 15.8%, a-Si with 6.9%, CdTe with 9.0%, and CIS with 11.0% efficiency. Their potentials were evaluated from economic and environmental perspectives. This comparative study considered all equipment, transport, operation, maintenance, and 100 km transmission loss. The authors concluded as below.

- Module efficiency is important for energy and CO₂ reduction in a ground-mounted, large PV system. High efficiency modules reduced equipment such as PV modules, arrays, foundations, cables, and troughs. It requires much energy to produce them. Therefore, high efficiency modules reduced energy and CO₂ emissions. However, an important point is that required energy for the VLS-PV systems can be recovered in 3 years. In addition, CO₂ emission rates are much smaller than at conventional fossil fuel plants, when even current PV technologies are employed.
- The PV module efficiency was a dominant factor for energy and CO₂ in the VLS-PV systems. Consequently, the m-Si was the best module for the VLS-PV system in a cold desert. However, in hot deserts such as the Sahara, a-Si, CdTe, and CIS PV module can be good components in the VLS-PV systems.
- Module prices in these case studies did not concern module efficiency and market price. The results will be changed, if we consider market price, module fabrication technology, mass production and learning curves. Thin-film modules are usually sold at a lower price (dollar) per watt. Therefore, it may be difficult to compare at the same module price.
- From the sensitivity analysis, the VLS-PV system using a m-Si PV module is good for cold deserts, and the VLS-PV system using thin-film PV modules is good for hot deserts.

The VLS-PV system is promising for energy resource saving and CO₂ emission reduction, even if current technologies are applied. The same conclusion can be seen in other desert areas.

Acknowledgements

This work was supported in part by the Grant-in-Aid for JSPS Fellows. The authors also thank IEA/PVPS Task VIII members for discussing the results.

REFERENCES

1. IEA. *World Energy Outlook 2002*. 2002.
2. Japan Weather Association. *World Irradiation Data Book*. FY1991 NEDO Contract Report (in Japanese).
3. Japan Solar Energy Society. *Japan Solar Energy Utilization Handbook 2000*; 26 pp.
4. Hay JE. *A Study of Shortwave Radiation on Non-horizontal Surfaces*. Report No. 79-12. Atmospheric Environment Service, Downsview, Ontario; 1979; 140 pp.
5. *Photon international*, February, 2005; 56 pp.
6. Jennings C, Reyes AB, O'Brien KP. *PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, Proceedings of WCPEC-1*, December 5–9, 1994; Hawaii.
7. Kato K, Murata A, Sakuta K. Energy pay-back time and life-cycle CO₂ emission of residential PV power system with silicon PV module. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 1998; **6**: 105–115.
8. *Development of Technology Commercializing Photovoltaic Power Generation System, Research and Development of Photovoltaic Power Generation Application System and Peripheral Technologies, Survey and Research on the*



- Evaluation of Photovoltaic Power Generation*. 2000. NEDO. 45 pp. (In Japanese, summary written in English is available).
9. *Rapid and Innovative Energy Environment Technology Development, LCA Common Database*. 2000, NEDO, Mizuho Information and Research Institute (In Japanese).
 10. Ito M, Kato K, Komoto K, Kichimi T, Kurokawa K. 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.
 11. ILO. Year Book of Labour Statistics, 62nd Issue, 2003. 2003.
 12. Ito M, Kato K, Sugihara H, Kichimi T, Song J, Kurokawa K. A preliminary study on potential for very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system in the Gobi desert from economic and environmental viewpoints. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 2003; **75**: 507–517.
 13. *Photon international*, September, 2006, 52 pp.
 14. Photovoltaic Module Survey Retail Prices, <http://solarbuzz.com/>
 15. Alsema EA, de Wild-Scholden MJ, Fthenakis VM. Environmental impacts of PV electricity generation—a critical comparison of energy supply options. Proceedings of 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany, September 4–8, 2006; 3167–3172 pp.
 16. Jungbluth N. Life cycle assessment of crystalline photovoltaics in the Swiss Ecoinvent Database. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2005; **13**: 429–446.
 17. Mason JE, Fthenakis VM, Hansen T, Kim HC. Energy pay-back and life Cycle CO₂ Emissions of the BOS in an Optimized 3.5MW PV Installation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2006; **14**, 179–190.

Research

Investigation to Estimate the Short Circuit Current by Applying the Solar Spectrum

Jun Tsutsui^{*,†,‡} and Kosuke Kurokawa[§]

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

The influence of the solar spectrum is investigated to estimate the outdoor short circuit current (I_{sc}) of various photovoltaic (PV) modules. It is well known that the solar spectrum always changes. Hence, it is rare to fit the standard solar spectrum AM1.5G defined in standard IEC 60904-3. In addition, the spectral response (SR) of PV module is different depending on the material. For example, crystal silicon (c-Si) has broad sensitivity that the wavelength range is between 350 and 1150 nm; meanwhile, amorphous silicon (a-Si) has relatively narrow sensitivity comparing to c-Si. Since I_{sc} of the PV module decides by multiplying the solar spectrum and SR together, it is necessary to investigate the solar spectrum to estimate the outdoor I_{sc} in addition to the solar irradiance and module temperature. In this study, the spectral mismatch is calculated and the outdoor I_{sc} is estimated in the whole year. Copyright © 2007 John Wiley & Sons, Ltd.

KEY WORDS: solar spectrum; spectral mismatch; spectral response

Received 1 May 2007; Revised 14 July 2007

INTRODUCTION

The performance evaluation for photovoltaic (PV) module is defined by the international rule, which PV module must be measured on standard test condition (STC), that is, solar irradiance: 1 kW/m^2 , solar spectrum distribution: AM1.5G, module temperature: 25°C . However, actual outdoor conditions rarely meet STC. For example, the junction temperature reaches about 60°C in the summer, influenced by the ambient temperature and outdoor wind. Moreover, the outdoor solar spectrum distribution changes during a day because of the aerosol and water vapour. Hence, it is rare to fit the standard solar spectrum AM1.5G defined

in standard IEC 60904-3. Figure 1 shows a certain spectrum at 12 o'clock on 5 April 2005, and shows the spectral irradiance does not fit the standard solar spectrum. The reason why the upper limit of this measurement is 1050 nm depends on the specification of the measuring device. Practically, it is preferable to measure within the area which the PV module can absorb the sunlight.

In this study, the outdoor I_{sc} is estimated using the indoor I_{sc} on STC and environmental parameters. If environmental parameters, which are the solar irradiance, spectrum and the module temperature, are not substituted in the estimated equation, the estimation is impossible. It is easy to substitute the solar irradiance and module temperature; meanwhile, it is difficult to quantify the influence that the solar spectrum gives to PV module. Nowadays, some laboratories have tried to quantify the influence. For example, average photon energy (APE) is an index that indicates a spectral irradiance distribution.^{1,2} APE is

*Correspondence to: Jun Tsutsui, Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), Naka-cho 2-24-16, Koganei, Tokyo 184-8588, Japan.

[†]E-mail: 50004834704@st.tuat.ac.jp

[‡]Doctoral Student.

[§]Professor.

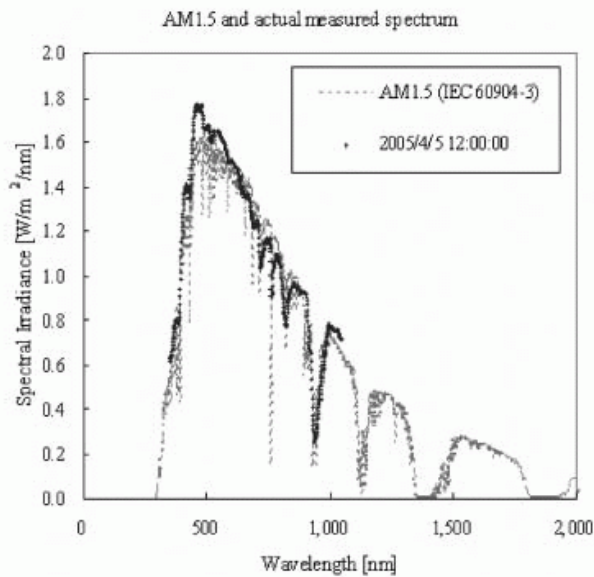


Figure 1. The solar spectrum at solar noon on 5 April 2005

calculated from measurements of spectral irradiance, usually taken 1.88 eV when the solar spectrum distribution becomes AM1.5G. However, it is disadvantageous not to reflect the influence that APE gives the PV module immediately. Spectral mismatch which is introduced this time includes spectral response (SR) in the equation, so it is possible to reflect the influence that the spectral mismatch gives the PV module.

EXPERIMENTAL

To verify the estimation of I_{sc} , we have installed the measuring system, which was set toward the southern orientation and at an inclination angle of 30°. Our system has both mono-crystalline and multi-crystalline silicon modules, and copper indium gallium diselenide (CIGS) module. The module characteristic is defined by current-voltage (I-V) curve. The interval is measured every minute. One minute sampled data have been obtained with the measurement facilities installed on the top of a building at our 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 which is declined at the same to module angle. The module temperature has been

obtained by a thermo couple that is attached to the backside of each module at the same time as I-V curve. Figure 2 shows a component of the measurement facilities. The data for the analysis is an annual data from Oct 2004 to Sep 2005.

This time, when I_{sc} is estimated, it is necessary to consider the dependency of the incident angle to the pyranometer or the module. The reflection of sunlight on the surface of the module increases around in exceeded 50° which is the incident angle. Thus, the transmittance to the inside of the module decreases inversely. The ratio which total solar irradiation of the time zone when the incident angle is more than 50° occupied the annual total solar irradiation is calculated under an actual outdoor environment. As a result of calculation, the total irradiation when the incident angle is more than 50° is only about 9% of an annual irradiation (Figure 3). To investigate that the spectral mismatch influences I_{sc} in this study, the data of time zone for the incident angle to occupy more than 50° was intentionally removed from an annual data for the analysis.

Additionally, to cancel the measurement error of a pyranometer which cannot follow rapid change of the solar irradiance, we selected the data which the change of irradiance is within 3.0% every 5 min of the back and forth, and the difference of the irradiance on adjacent module is within 1.0 W/m². Figure 4 shows certain period data which are the irradiance and a ratio of the I_{sc} on arbitrary condition and STC, before and after selecting. This figure indicates the data before selecting depart from a regression line, which the standard deviation (SD) is 3.1%; meanwhile, the data after selecting is that SD improves 1.0%. In this study, we analysed an annual data corresponding to three conditions, which is the incident angle is less than 50°, the change of irradiance is within 3% every 5 min and the difference of the irradiance on adjacent module is less than 1 W/m².

ESTIMATE METHOD

Spectral mismatch

The spectral mismatch M is expressed by Equation (1)^{3,4}; meanwhile, Equation (2) is described in IEC 60904-7 which discusses in IEC TC82 WG2. Both equations are very similar, but SR of a reference cell in Equation (2) is handled as a constant value in Equation (1). It is because a reference cell in Equation (1) corresponds to

ESTIMATION OF SHORT CIRCUIT CURRENT

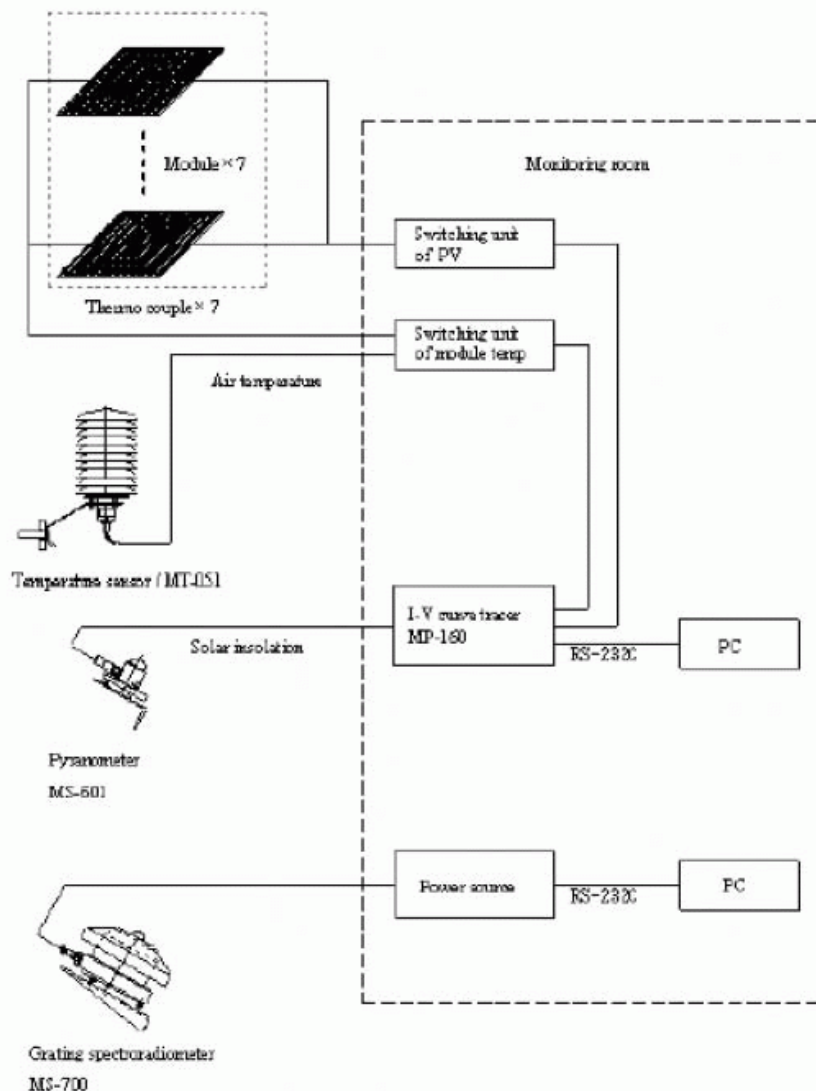


Figure 2. Measurement instruments

a pyranometer. The Equation (2) consists of four parameters, which is the standard solar spectrum $E_{ref}(\lambda)$, the actual measured solar spectrum $E_{exp}(\lambda)$, the relative SR of a reference cell $SR_{ref}(\lambda)$, and the relative SR of measured solar cell $SR_{sample}(\lambda)$. In the Equation (1), it is assumed that the relative SR of a reference cell as a pyranometer has stable sensitivity in relation to the incident light, so the value of a SR becomes a constant number, and moves outside an integral. As a result, the constant term disappears in the denominator and the numerator. Thus, Equation (2) indicates a spectral mismatch which is often expressed by the Equation (1). A spectral mismatch usually takes between about 0.95 and 1.05, and approaches to 1.00 when the arbitrary spectrum is extremely similar to AM1.5G, or a SR of

measured solar cell is extremely similar to a reference cell.

$$M = \frac{\int E_{ref}(\lambda) \cdot SR_{sample}(\lambda) \cdot d\lambda}{\int E_{exp}(\lambda) \cdot SR_{sample}(\lambda) \cdot d\lambda} \cdot \frac{\int E_{exp}(\lambda) \cdot d\lambda}{\int E_{ref}(\lambda) \cdot d\lambda} \quad (1)$$

$$M = \frac{\int E_{ref}(\lambda) \cdot SR_{sample}(\lambda) \cdot d\lambda / \int E_{ref}(\lambda) \cdot SR_{ref}(\lambda) \cdot d\lambda}{\int E_{exp}(\lambda) \cdot SR_{sample}(\lambda) \cdot d\lambda / \int E_{exp}(\lambda) \cdot SR_{ref}(\lambda) \cdot d\lambda} \quad (2)$$

How to estimate the short circuit current

First time, two kinds of equations without considering the spectral mismatch were introduced, which were

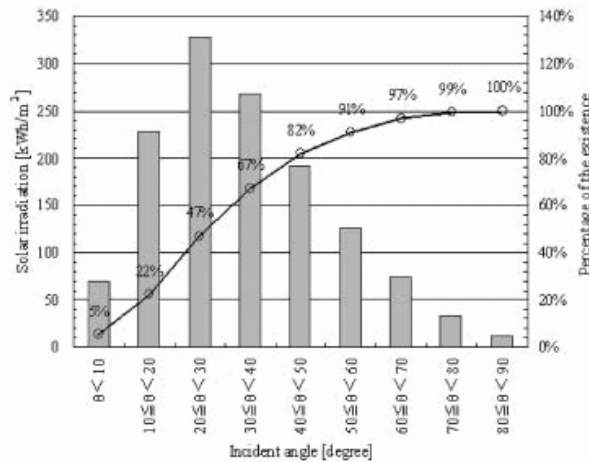


Figure 3. Histogram of solar irradiation for each incident angle in 2005

Equations (3) and (4). Equation (3) is a simple equation which crosses the irradiance E measured by the pyranometer and the short circuit current on STC I_{sc-STC} , which divided by reference 1sun irradiance E_0 , and moreover, Equation (4) is very popular equation which add the term to compensate the temperature to Equation (3).⁵ The temperature coefficient α in this equation is different depending on the kind of module. The temperature coefficient α_1 for crystal silicon (c-Si) usually takes between about 0.04 (%/°C) and 0.05 (%/°C), so we have applied 0.05 (%/°C) in Equation (4);

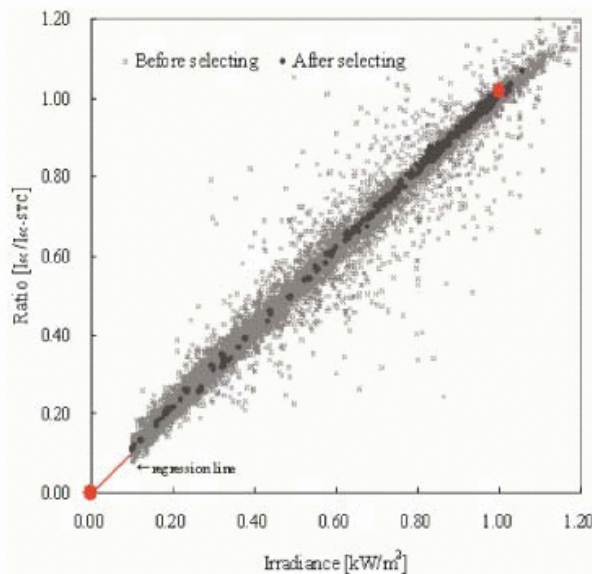


Figure 4. Selection of the data

meanwhile, we have applied $\alpha_2 = 0.01$ (%/°C) for CIGS module.

$$I_{sc} = \frac{E}{E_0} \cdot I_{sc-STC} \quad (3)$$

$$I_{sc} = \frac{E}{E_0} \cdot I_{sc-STC} \cdot \{1 - \alpha_1 \text{ or } \alpha_2 \cdot (T - 25)\} \quad (3)$$

Next time, Equation (5) is an equation considering the spectral mismatch. In this equation, M_{c-Si} and M_{CIGS} indicate the spectral mismatch on each module which is c-Si and CIGS modules; it is expressed by Equations (6) and (7). Figure 5 shows annual data that is reciprocals of those spectral mismatches, which is from October 2004 to September 2005. The vertical axis of this figure indicates reciprocal of the spectral mismatch, because the actual measured solar spectrum becomes basis in case of non-reciprocal; meanwhile standard spectrum AM1.5G becomes basis in case of reciprocal. Since the aim of Equations (3)–(5) is to estimate the actual measured I_{sc} from STC, it becomes easy to understand by showing the reciprocal. In case the reciprocal of the spectral mismatch is bigger than 100%, the measured I_{sc} is bigger than calculated I_{sc} on the reference spectrum.

From Figure 5, the spectral mismatch increases in the winter, inversely decreases in the summer. This is because the relative spectral irradiance around 500 nm that is the wavelength of the blue light increases in summer, as air mass is lower. When air mass is larger, the spectrum moves to red shift, because the blue light is scattered to a greater extent by the atmosphere. Thus, the spectral mismatch of the module which hardly has a

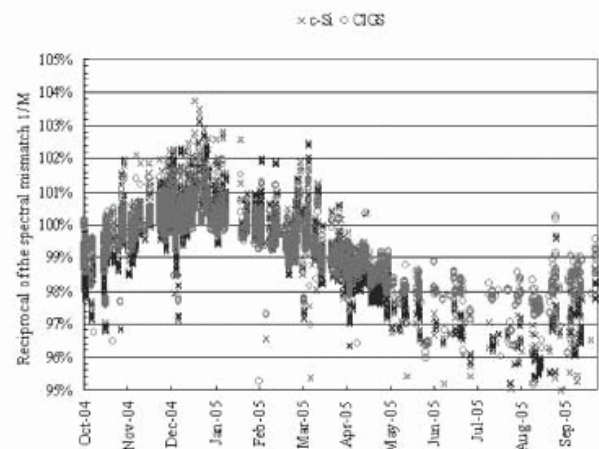


Figure 5. Transition of the reciprocal of the spectral mismatch on each module

ESTIMATION OF SHORT CIRCUIT CURRENT

sensibility around 500nm tends to increase in the winter, and decrease in the summer.

$$I_{sc} = \frac{1}{M_{c_Si\ or\ cigs}} \cdot \frac{E}{E_0} \cdot I_{sc_STC} \cdot \{1 - \alpha_{1\ or\ 2} \cdot (T - 25)\} \tag{5}$$

$$M_{c_Si} = \frac{\int E_{ref}(\lambda) \cdot SR_{c_Si}(\lambda) \cdot d\lambda}{\int E_{ref}(\lambda) \cdot d\lambda} \cdot \frac{\int E_{exp}(\lambda) \cdot d\lambda}{\int E_{exp}(\lambda) \cdot SR_{c_Si}(\lambda) \cdot d\lambda}$$

$$M_{cigs} = \frac{\int E_{ref}(\lambda) \cdot SR_{cigs}(\lambda) \cdot d\lambda}{\int E_{ref}(\lambda) \cdot d\lambda} \cdot \frac{\int E_{exp}(\lambda) \cdot d\lambda}{\int E_{exp}(\lambda) \cdot SR_{cigs}(\lambda) \cdot d\lambda}$$

The values calculated by Equations (3)–(5) is investigated by Equation (8), which is defined as the equation to expresses the error. Equation (8) divides the absolute error of the calculated value and actual measured value by the short circuit current on STC.

$$Error\ (\%) = \frac{Absolute\ error}{I_{sc(0)}} \tag{8}$$

RESULTS

Calculation of I_{sc} using the irradiance measured by a pyranometer

Table I shows the results to verify mean and SD of all errors in annual data that is shown by Equation (8). It is found that SD of Equations (3) and (4) for the estimation is within about 1.0%, but SD of Equation (4) does not change compared to Equation (3), though the estimation of Equation (4) is compensated by the module temperature. Moreover, SD of Equation (5) increases by 0.4% compared to Equation (4), so that the calculation accuracy of I_{sc} using the irradiance measured by pyranometer was not good, even if it is compensated

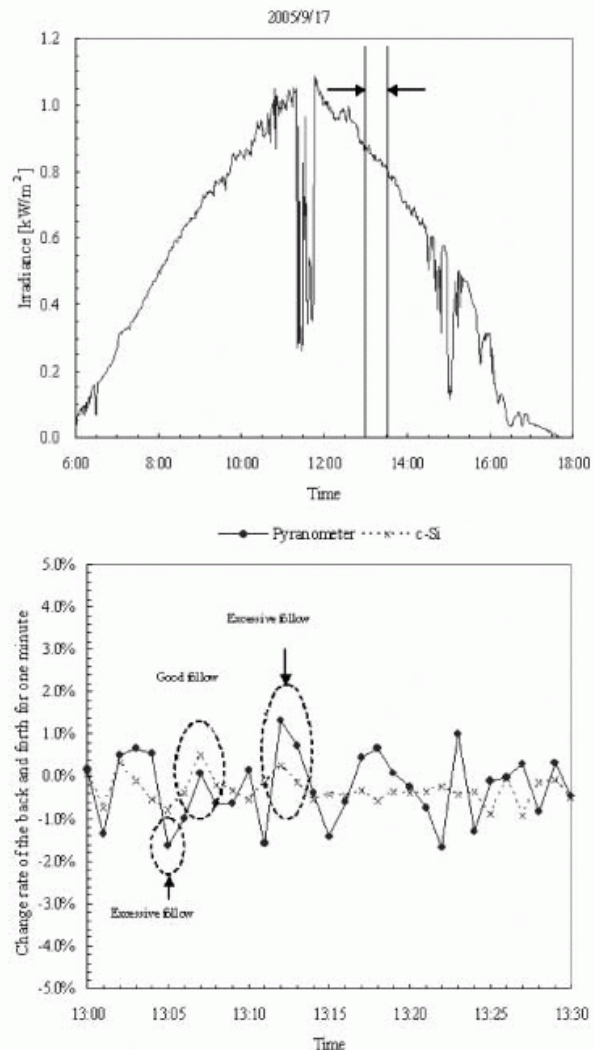


Figure 6. Change rate of the pyranometer and I_{sc} from 13:00 to 13:30

by the spectral mismatch. One of the causes that the error is about 1.0% is that a pyranometer respond to a small change of the irradiance excessively. Figure 6 indicates the rate of change of the back and forth for 1 min of the pyranometer and I_{sc} of c-Si module at solar noon on

Table I. Investigation of the calculation accuracy in Equations (3)–(5)

| | c Si | | CIGS | |
|--------------|----------|--------|----------|--------|
| | Mean (%) | SD (%) | Mean (%) | SD (%) |
| Equation (3) | -0.54 | 0.99 | -0.32 | 0.99 |
| Equation (4) | 0.37 | 1.00 | -0.12 | 0.98 |
| Equation (5) | -0.33 | 1.38 | -0.63 | 1.32 |

17 September 2005. Assuming that I_{sc} can reflect accurately in response to the irradiance change, the pyranometer can follow to the irradiance change at 13:07. However, at 13:05 or 13:12, the rate of change of the pyranometer is about 1.0% more than I_{sc} . The mean difference of the rate of change between pyranometer and I_{sc} becomes 0.1%, and SD becomes 0.8% in 30 min. Hence, in case of the estimation using the pyranometer, which measures by making use of a thermoelectric power, the errors of about 1.0% might be allowed.

Calculation of I_{sc} making use of another PV module's I_{sc}

In previous section, it was found that the measurement errors were caused by a pyranometer. To solve this problem, we investigated how to estimate I_{sc} without a pyranometer, and applied the irradiance calculated from I_{sc} of adjacent module. This time, the PV module to estimate I_{sc} is CIGS module, and the adjacent module is c-Si. Thus, the equation to calculate the spectral mismatch changes from Equations (6), (7) to Equation (12), since the SR of both modules is different. Similarly, the equations to estimate I_{sc} change from Equations (3)–(5) to Equations (9)–(11).

$$I_{sc} = \frac{I_{sc(Si)}}{I_{sc_STC(Si)}} \cdot I_{sc_STC(CIGS)} \quad (9)$$

$$I_{sc} = \frac{I_{sc(Si)}}{I_{sc_STC(Si)} \cdot \{1 - \alpha_1 \cdot (T_1 - 25)\}} \cdot I_{sc_STC(CIGS)} \cdot \{1 - \alpha_2 \cdot (T_2 - 25)\} \quad (10)$$

$$I_{sc} = \frac{1}{M} \cdot \frac{I_{sc(Si)}}{I_{sc_STC(Si)} \cdot \{1 - \alpha_1 \cdot (T_1 - 25)\}} \cdot I_{sc_STC(CIGS)} \cdot \{1 - \alpha_2 \cdot (T_2 - 25)\} \quad (11)$$

$$M = \frac{\int E_{ref}(\lambda) \cdot SR_{CIGS}(\lambda) \cdot d\lambda / \int E_{ref}(\lambda) \cdot SR_{c_Si}(\lambda) \cdot d\lambda}{\int E_{exp}(\lambda) \cdot SR_{CIGS}(\lambda) \cdot d\lambda / \int E_{exp}(\lambda) \cdot SR_{c_Si}(\lambda) \cdot d\lambda} \quad (12)$$

Figure 7 indicates the transition of the spectral mismatch calculated by Equation (12). This spectral mismatch differs from Equations (6) and (7), and shows the current ratio of CIGS module to c-Si. Therefore, the line of Figure 7 changes opposite to it of Figure 5. Table II shows the calculation accuracy in Equations (9)–(11). In addition, the data used to verify the calculation accuracy in Table II used the same data as Table I. Comparing the Table I, SD of each equation improves from 1.0% to

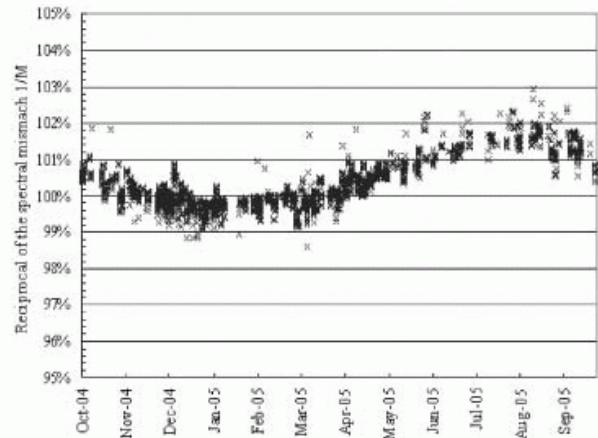


Figure 7. Transition of the reciprocal of the spectral mismatch calculated by Equation (12)

Table II. Investigation of the calculation accuracy in Equations (9)–(11)

| | CIGS | |
|---------------|----------|--------|
| | Mean (%) | SD (%) |
| Equation (9) | 0.23 | 0.41 |
| Equation (10) | -0.49 | 0.50 |
| Equation (11) | -0.29 | 0.42 |

0.5%, and this method has succeeded in reducing SD by half. In the meantime, SD of Equations (9) and (11) is equivalent, because the spectral mismatch at this time becomes a small value, between -1.0% and 2.0%, that is, SR of both c-Si and CIGS modules was comparatively similar. Hence, when the SRs of both modules are different, the calculation accuracy of Equation (9) might be lower. Summarizing Table II, it was found that the calculation using the current of the adjacent module is superior to the calculation using the irradiance measured by the pyranometer.

CONCLUSIONS

In case of the estimation for outdoor I_{sc} , the correction coefficient that is a spectral mismatch is needed, since the solar spectrum always changes and rarely meets AM1.5G. In this study, two kinds of the calculation equation and the spectral mismatch were applied. As the result of the calculation, SD of the error whose equation is Equation (8) becomes less than 0.5%, by

ESTIMATION OF SHORT CIRCUIT CURRENT

making use of I_{sc} of the adjacent PV module. Comparing how to make use of the pyranometer, this method has succeeded in reducing SD by half. Hence, it is found that the current of the adjacent PV module is suitable for the estimation of exact I_{sc} , compared to the pyranometer. In addition, it is expected that the spectral mismatch is needed, when I_{sc} of the PV module which has quite different SR is estimated.

REFERENCES

1. Williams S, Betts T, Helf T, Gottschalg R, Beyer H, Infield D. *Modeling long-term module performance based on realistic reporting conditions with consideration to spectral effects. Proceedings of the 3rd World Conference on PV Solar Energy Conversion, Osaka 2003*; 1908–1911.
2. Minemoto T, Nagae S, Takakura H. Impact of spectral irradiance distribution and temperature on the outdoor performance of amorphous Si photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*; **91**: 919–923.
3. King D, Kratochvil J, Boyson W. *Measuring solar spectral and angle-of-incidence Effects on Photovoltaic modules and solar irradiance sensors. Proceeding of the 26rd IEEE-PVSC, Anaheim, 1997*; 1113–1116.
4. Perez-Lopez J, Fabero F, Chenlo F. Experimental solar spectral irradiance until 2500 nm: results and influence on the PV conversion of different materials. *Progress in Photovoltaic: Research and Applications 2006*; **15**: 303–315.
5. Marion B. A method for modeling the current–voltage curve of a PV module for outdoor conditions. *Progress in Photovoltaic: Research and Applications 2002*; **10**: 205–214.

国際学会

[2007 年～2008 年]



**FURTHER CONSIDERATIONS ON SOLAR PV COMMUNITY CONCEPT
CONSISTING OF MASSIVE ROOF-TOP PVS AND DOMESTIC LOADS**

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

ABSTRACT: According to Japan's R&D roadmap "PV2030", a base-case scenario is showing that the mass deployment of 100GW PV aggregation will supply 10 % of national electricity up to 2030. About a half of this PV installation is assumed to be brought still from residential roof-top applications. In such a state, PV penetration will reach almost 100 % in the majority of urban areas. Since the classical grid formation approach does not seem to be a good solution to deal with this issue, the author has already proposed "Autonomy-Enhanced PV Clusters (AE-PVC)" to realize a less dependent PV aggregation on the existing power grids in conjunction with grid power electronics and battery stations. Main contents are: (i) Case studies for residential towns and cities, (ii) Town grids mainly composed of massive residential PVs by considering fluctuating supply and demand; bidirectional power flows; daily cycle and irregular components; autonomous and decentralised control of town grid; necessity of battery stations or controllable power sources; own frequency and voltage, (iii) Inter-grid coordination by autonomous and decentralised principle: interconnection through national grids with power producers; inter-town interconnections; asynchronous power routers and so on

Keywords: Power Conditioning, Battery Storage and Control, PV Cluster, Power Router

1 INTRODUCTION

Japan set up the long-term R&D roadmap titled "PV2030" in June 2004. According to this scenario, it is known that mass deployment is expected up to 100 GW totally, more than 40 % of which will be brought from residential roof top applications. To make this story realistic, the author proposed "Autonomy-Enhanced PV Cluster" concept [1-6]. 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 detailed 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.

The author organised and completed the "Autonomy-Enhanced PV Cluster" (AE-PVC) feasibility study for 1 and a half year time frame by the New Energy and Industrial Technology Development Organisation (NEDO) for achieving the targets stated in "PV2030". As the results of study, the author has deepened his conceptual proposals to remove the restrictions which are arising from the existing rules and regulations for introducing a large number of distributed, small generators along the grid.

There are proposed various strategies to accommodate a large number of (residential) PV systems into urban power networks.

3 kinds of voltage compensation to solve voltage distribution problems for accepting maximum number of PV houses, i.e.,

- Passive line improvements,
- Active series voltage control,
- Distributed storage devices to decrease occasions of reversal power flow.

By utilising storage functions, the following 3 categories are proposed, i.e.,

- Installation and operation of individual (PV + battery),

- Installation of individual (PV + battery) but harmonised operation each other,
- A local battery station for whole community to reduce total battery capacity
- The same for giving additional functions to stabilise power level from/to external utility according to pre-specified profile.

As protective measures, a combination of 3 kinds of protection are also mentioned, i.e.,

- Isolating operation for external utility faults/shutdowns at the battery station by self-detection and/or signal transfer from upper grids,
- Community faults/islanding detected/operated by the battery station and/or broadcasted to downstream for further operation by individuals,
- Distributed protection for faults in individual PVs and loads.

2 MOTIVE OF CONCEPTUAL STUDY

2.1 Residential PV deployment scenario

Figure 1 shows an image of residential PV development scenario in urban area, where distribution grid is indicated by a 1-dimensional solid line.

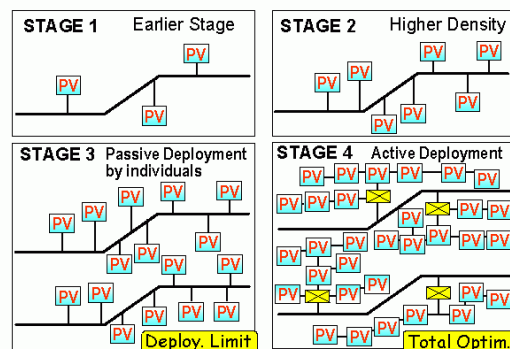


Figure 1: Residential PV deployment scenario in urban area



Although already installed PV houses have reached the range of 300 thousand, most may be still corresponding to Stage 1. In some cases, Stage 2 with higher density might be able to be luckily seen. If much higher density is sought for than Stage 2, the corresponding area should be considered as 2-dimensional area as shown stage 3. Then, optimisation for the 2-dimensional area as a whole can make another type of solution possible apart from the existing grid restrictions. Stage 4 is presented as an image example of this kind.

As shown in Japanese PV2030, average deployment fraction of single family houses is assumed much more than 40%. This means that we should consider the case of a community provided with PV capacity as much as 100% of its local consumption. To make it happen, quite different type of distribution grid should be developed.

2.2 The Main Objectives

Main objectives of this study may be directed to the following way:

- Maximise PV installation into a residential community.
- Allow grid power flow downward and upward equally.
- Stabilise the fluctuation of power flow specified by $|PV - Load|$ to raise added value for purchase & sale.
- Minimise storage capacity by community-scale optimization.
- Extend to regional management of other type of distributed energy resources, DER from longer-term view.

3 RESTRICTIONS AND SOLUTIONS

3.1 Restrictions on voltage distribution

Traditionally, power sources only exist upper-grids and no power source in the distribution grid. This means that power flows in a direction from upper-stream to down-stream. Therefore, sending voltage at a substation is the highest and the far side of the grid becomes the lowest as shown in Figure 2. Often at the mid-stream of the grid, a step voltage regulator (SVR), which is a kind of autotransformer, is employed for the compensation of voltage drop.

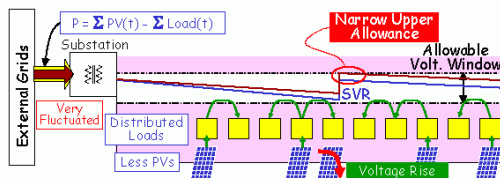


Figure 2: Restriction by allowable voltage window

When some PV houses are provided, reversal power flow slightly raises grid voltage at the terminal of individual PV houses in case of small domestic consumption as shown. PV houses at the lower stream may suffer from the higher voltage rise. The severest case may be often observed near the SVR. If the voltage rise is observed by a PV conditioner reduces its output power automatically and its uses loses some part of availability.

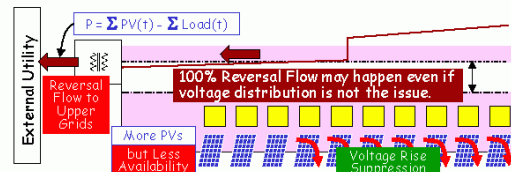


Figure3: A case of higher density deployment

For the case of PV houses increased much more, voltage rises would be observed more clearly and frequently. In this case, investments by individual owners cannot be merited at all. To solve this circumstances, The adoption of power electronics may become a good solution as described below.

3.2 Interference of islanding protection

In case of massive PV clusters if total PV power tends to become the same level of total consumption, effective power P and reactive power Q watched at the breaker of a substation becomes nearly equal to zero. Under this condition, even if the breaker shut down, this cannot be detected by so-called passive methods. Therefore, a so-called active method is also forced to be adapted in parallel with a passive method by the Japanese regulations.

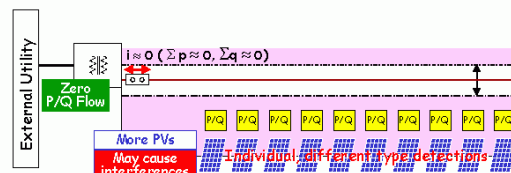


Figure 4: Present approach for islanding detection by individual PCUs

In case of Massive PV Cluster as shown in Figure 4, the probability of P/Q-balance state apt to be higher. Moreover, the present arbitrary choice of active method may cause some mutual interference. However, this higher number of parallel operation makes testing method practically more difficult.

Several numbers of PCUs may be able to be certified by the existing test bench like JET Laboratory, which is the National Certification Body. Well then, is it possible to prepare a new test bench for 100-parallel operation? Or, in case of 1000-parallel? At the moment, it is felt that it is an endless issue and different methodology how to assure the function of massive PCUs other than means of individual, jumbling detection approach based on 'Worst-Case Philosophy'.

4 SOLUTIONS: AUTONOMY ENHANCED PV CLUSTER

As shown in Figure 5, the author has been proposing 'Autonomy Enhanced PV Cluster' approach [3-6].

To realise 100 % PV deployment of PV houses, it is necessary to solve restrictions mentioned above by develop another type community network.

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 buy or purchase energy from or to a utility operating network.



Figure 5 illustrates a basic image of “Autonomy-Enhanced PV Clusters (AE-PVC)” by utilizing power electronic devices and battery storage stations. The former will bring network control functions to improve grid parameters along the community internal grids by utilizing shunt/serial active components, meshed network,

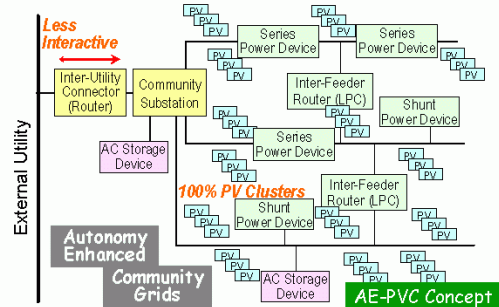


Figure 5: Autonomy-Enhanced, Community-base PV Cluster Concept by employing active control

To compensate voltage rise (or drop), a kind of automatic voltage regulator may be introduced by power electronic devices.

As one of candidate, compensating voltage can be injected in series on 3 phase HV line or 3 wire single phase LV line after pole transformer to keep line voltages within allowable voltage window. This has been being developed by the author and named D-UPFC. [6-10]

Advanced power electronic circuits and power devices such as SiC are expected near future.

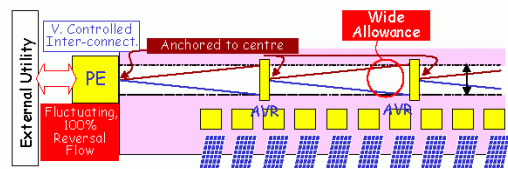


Figure 6: Possible solutions 1 – Active voltage control

When the voltage rise happens, excess PV power is diverted to individual storage device to suppress reversal power flow and discharged to domestic loads during evening time.

To follow the present, practically-allowable manners, energy from the batteries cannot be discharged to loads outside individual houses. Therefore, battery should be dimensioned for each PV system and its internal load.

This results higher initial cost without any house owner’s incentives.

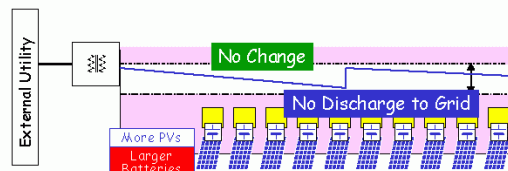


Figure 7: Possible Solution 2 - Storage Battery A

If discharge to outside is allowed for excess energy utilization in other houses as shown in Figure 8, total optimization becomes possible to reduce the battery size.

This may result less initial cost, but still no incentives for house owners.

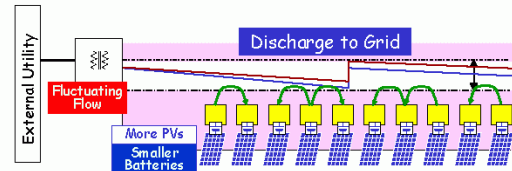


Figure 8: Possible Solution 3 - Storage Battery B

Local Battery station for the community can be provided for massive PV clusters through larger size conductor or higher voltage grid by reducing voltage drop to accept 100% reversal power flow as shown in Figure 9.

This battery station can control power level between its community and external utility to keep it in a pre-specified profile. This may raise the value of PV energy by reducing its fluctuation. [11-13]

To reduce the risk, PV output forecast in advance becomes meaningful and necessary.

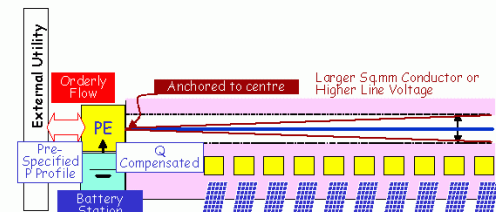


Figure 9: Possible Solution 4 - Storage Battery C

Figure 10 illustrates a methodology to raise the value of PV energy. The excess power defined by [PV~Load] is stored when it is positive and discharges when negative. In addition, when electricity is bought outside, its power level can be kept constant by absorbing fluctuating component through discharge or charge as shown in the figure. Thus, orderly interconnection can become possible.

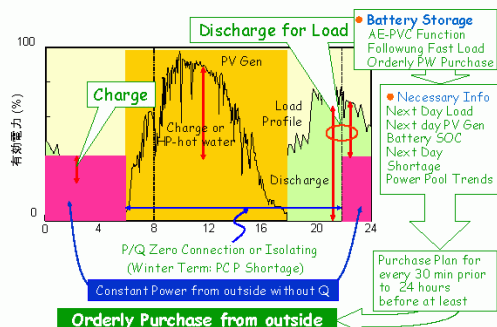


Figure 10: Orderly Strategy for External Utility

Local Battery station for the community can be provided for massive PV clusters in conjunction with voltage distribution compensation by power electronics to accept 100% reversal power flow.

Furthermore, this battery station can control power between its community and external utility to keep it in a pre-specified pattern. As shown in the previous case, orderly interconnection can also become possible.

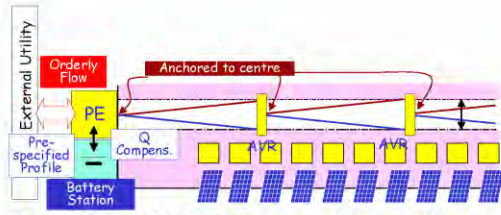


Figure 11: Possible Solution 1+4 - Storage Battery C

By the provision of Local Battery station, necessary protection measure can be taken as shown in Figure 12:

- External faults/shutdown: external faults/shutdown can be isolated at the station.
- Community grid faults/islanding: internal faults/islanding can be detected by the station and broadcasted to individual PVs as a whole.
- Individual PV's: minor protections can be treated by individual PVs.

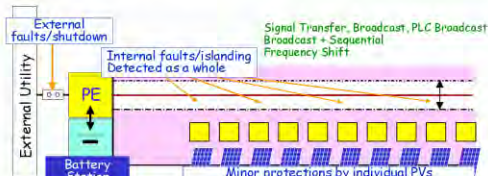


Figure 12: Possible Solution 5 - Islanding/Protection

5. POWER ROUTER CONCEPT

Distributed energy resources – DER can be utilized very flexibly, however, energy and power management must also be realised very locally. If centralised control logic stands between each other, flexibility is lost. When some of power source added into this network, centralised should be modified to include the new comer and it costs very high and time consuming. Therefore, it is essential to develop a Decentralized, Autonomous Control Logics.

To make it possible, all the control function should be achieved locally, where control decisions are made only according to own data. To realise this decentralised logic, the voltage and frequency which is measured at localised facilities. The voltage and frequency are slightly adjusted as droop characteristics within an allowable range to broadcast output power level P and Q each other. This technology can be utilized for parallel operation of voltage source power conditioners and for interconnecting 2 neighbour networks. The latter can be called 'Power Router' similar as an internet router.

To do this principle, basic function of the power router is to interconnect in an asynchronous condition.

Power Router: Asynchronous, *i*-controlled AC-AC converter

Router Functions are realized by asynchronous power conditioners such as BTB (back-to-back), matrix converters, etc. as shown in Figure 13.

Basic control functions are as follows: current control on individual PVs and droop V/F control on battery station(s). (P_{PV} : Current controlled PV Inv.)

- Power Flow Control by localized sensing on router terminals, including zero P/Q control.
- Local Voltage Control. Q_A, Q_B : autonomously balanced by *V*-droop for each town.

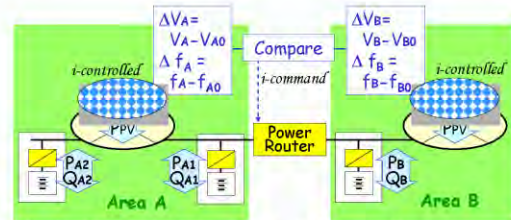


Figure 13: A principle of proposed Power Router

- Local Frequency Control is independent from External Grids and adjusted according to supply/demand balance. P_A, P_B : autonomously balanced by *f*-droop for each town.
- Interconnection power flow can be adjusted by the differences of voltages and frequencies for both networks. $P_{AB}, (Q_{AB})$: adjusted according to $\Delta f_A \sim \Delta f_B$ (and $\Delta V_A \sim \Delta V_B$).
- For parallel operation of battery station, difference of each SOC can also be reflected by utilising shifted *f*-droop control as shown in Figure 14. [14]

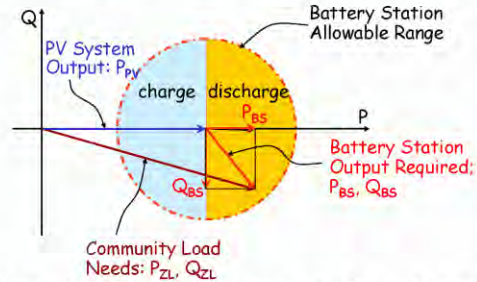


Figure 14: Battery Operation for Demands/Supply Balance

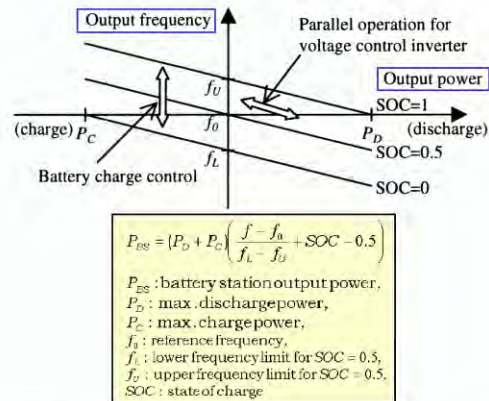


Figure 15: *f*-droop control for parallel operation and SOC balance [14]

Figure 16 shows an example of parallel operation by *V*-droop [14]. Although power router by BTB cannot pass reactive power Q, matrix converter can deal with Q. In Figure 17, the former indicated as Power Router-1 and the latter as Power Router-2. When capacitor is provided in stead of energy storage, this becomes SVC and deal with Q only and effective power P is exchanged between networks.

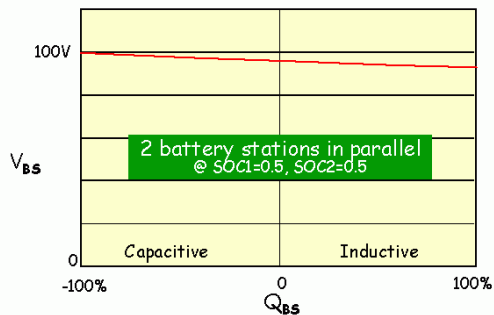


Figure 16: An example of parallel operation by V -droop

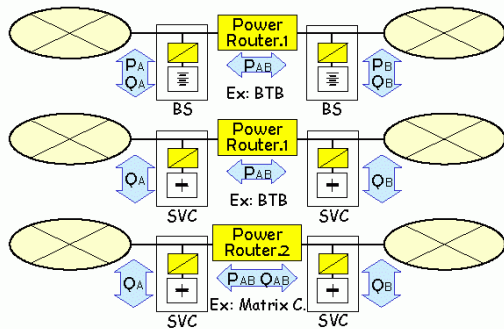


Figure 17: Different functions of decentralised, autonomous power router.

Figure 18 shows an image of autonomously interconnected community PV aggregation in order to form a regional electrical network. Town grids are mainly composed of massive residential PVs by considering fluctuating supply and demand; bidirectional power flows; daily cycle and irregular components; autonomous and distributed control of town grid; necessity of battery stations or controllable power sources; own frequency and voltage.

In this case, any centralized control units are not preferred to realize real decentralised system like internet in the field of telecommunication network. Key technical requirements for this concept of "energy Internet" with power routers may be illustrated as follows: Power router concepts may also become useful device to form global scale network.

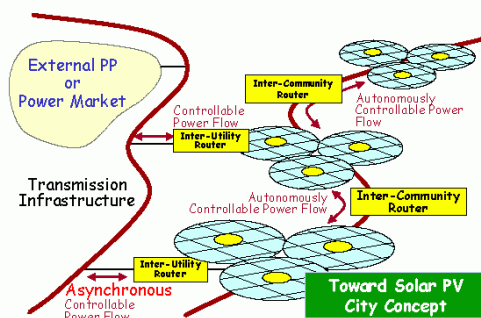


Figure 18: AE-PVC Extension to Wide Area Autonomous Network

6 CONCLUSIONS

There are proposed various strategies to accommodate a large number of (residential) PV systems

into urban power networks.

(1) 3 kinds of voltage compensation to solve voltage distribution problems for accepting maximum number of PV houses, i.e., i) passive line improvements, ii) active series voltage control, and iii) distributed storage devices to decrease occasions of reversal power flow.

(2) By utilising storage functions, 3 categories are proposed, i.e., iv) installation and operation of individual (PV + battery), v) installation of individual (PV + battery) but harmonised operation each other, vi) a local battery station for whole community for reducing total battery capacity and vii) the same for giving additional functions to stabilise power level from/to external utility according to pre-specified profile.

(3) As protective measures, a combination of 3 kinds of protection are also mentioned, i.e., viii) isolating operation for external utility faults/shutdowns at the battery station by self-detection and/or signal transfer from upper grids, ix) community faults/islanding detected/operated by the battery station and/or broadcasted to downstream for further operation by individuals, x) distributed protection for faults in individual PVs and loads.

(4) Basic operation of Power Router are also defined by V -droop and f -droop very clearly. This will expand the possibility of community-scale PV clusters as well as global scale network.

Finally, the author concludes as follows:

- AE-PVC Concept is a solution to maximise PV deployment for urban communities.
- Power Router is an asynchronous power interface connecting different network areas.
- This adjusts power flow by decentralised, autonomous way.
- Power router concepts may also become useful device to form global scale network.

References

- [1] K. Kurokawa: Areal evolution of PV systems, PVSEC-9, Miyazaki, PL-II-3, pp.881-884, 11-15 Nov. 1996.
- [2] K. Kurokawa, et al.: Conceptual study on autonomy-enhanced PV clusters for urban community to meet the Japanese PV2030 Requirements, 20th EUPVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10, 6DP.2.3.
- [3] K. Kurokawa, et al.: Conceptual Study on autonomy-enhanced PV clusters for urban community to meet the Japanese PV2030 requirements, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 6-10 July 2005.
- [4] K. Kurokawa, et al: Autonomy-enhanced, PV cluster concept for solar cities to meet the Japanese PV2030 Roadmap, 2nd International Solar Cities Congress, Oxford UK, 3-6 April 2006, 7E.2.
- [5] K. Kurokawa: A conceptual study on solar PV cities for 21st century: WCPEC-4, Hawaii, 8-12 April 2006.
- [6] K. Kurokawa: Conceptual Considerations on the Aggregated Network consisting of Massive Roof-top PVs and Domestic Loads in Urban Residential Area, 2007 Symposium on Microgrids, Nagoya, 2 April 2007.
- [7] K. et al: Study on D-UPFC in the clustered PV system with Grid, PVSEC-15, Shanghai, 10-14 Oct. 2005, PV0722-05.



- [8] K. Lee, et al.: Voltage Control of D-UPFC between a Clustered PV System and Distribution System, PESC06, Jeju, 2006.6.18-22, p.1367-1371.
- [9] K. Lee, et al. Voltage sag/swell controller by means of D-UPFC in the distribution system, WCPEC-4, Hawaii, April 8-12, 2006.
- [10] K. Lee, et al.: D-UPFC as a Voltage Regulator in the Distribution System, Renewable Energy 2006, 2006.10.10-13, P-N-5.
- [11] T. Shimada, et al.: Grid-connected photovoltaic system with battery, Storage Conference, Aix en Provence, Oct. 20-22, 2003.
- [12] T. Shimada, et al: Grid-connected photovoltaic systems with battery storages, Renewable Energy 2006, 2006.10.10-13, O-Pv-6-1.
- [13] T. Shimada: High precision simulation model of battery characteristics, Renewable Energy 2006, 2006.10.10-13, P-Pv-1.
- [14] N. Okada, et al.: Advanced concept for dispersed power supply system using AC modules, Solar Energy Materials & Solar Cells 67 (2001) 571-581.
- [15] T.Kamakura, et al.: Considerations on power line router by using matrix converter, Renewable Energy 2006, 2006.10.10-13, P-Pv-7.



**STUDY OF ISLANDING TEST METHOD USING MULTIPLE INTERCONNECTED
PHOTOVOLTAIC INVERTERS
- EXAMINATION BY DIFFERENCE IN MOTOR LOAD INSTALLATION CONDITIONS -**

Hironobu Igarashi⁽¹⁾⁽³⁾, Kiiti Tanaka⁽¹⁾, Takanori Sato⁽¹⁾, Takuya Watanabe⁽¹⁾
Hiroyuki Sugihara⁽²⁾, Yusuke Miyamoto⁽²⁾, Norio Fukuoka⁽²⁾
Kousuke Kurokawa⁽³⁾

Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories⁽¹⁾,
Kandeuko Co., Ltd⁽²⁾,

Tokyo University of Agriculture and Technology⁽³⁾,
5-14-12 Yoyogi Shibuya-ku, Tokyo, 151-8545 JAPAN, e-mail: Igarashi_H@jet.or.jp

ABSTRACT: There are high expectations for photovoltaic (PV) power generation systems as a means of curbing the carbon dioxide (CO₂) emissions that cause global warming. Recently there has been rapid growth in the use of PV power generation systems installed locally (i.e. concentrated interconnection) to a specific power distribution system, and therefore there are issues regarding the safety of such systems and the quality of the electric power generated, such as rises in system voltage, increases in higher harmonics, and the emergence of the phenomenon of islanding operation.

This may be attributed to the launch by the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) of verification research for concentrated interconnection PV power generation systems as a five-year program beginning in fiscal 2002 to aid the smooth and reliable growth of residential PV power generation systems in concentrated interconnection. The research and development concerned has included engineering development to meet the technical requirements for performing concentrated interconnection, such as the construction of systems allowing the effective utilization electric power generated by PV power generation systems. However, since no method of evaluating devices for detecting islanding operation during concentrated interconnection of PV power generation systems exists, there is an urgent need to establish a method of testing multiple interconnected photovoltaic inverters, and this has resulted in the launch of a two-year program of basic experiments and study of test methods beginning in fiscal 2006.

In this report, we identify issues that need to be resolved when developing the testing method, and perform studies under different motor load installation conditions, one of the issues to be examined.

Keywords: Photovoltaic, Interconnected, Interconnected photovoltaic inverters, Islanding, Motor Load, Resonance circuit.

1 INTRODUCTION

Recently there has been rapid growth in the use of PV power generation systems installed locally (i.e. concentrated interconnection) to a specific power distribution system, and therefore there are issues regarding the safety of such systems and the quality of the electric power generated, such as rises in system voltage, increases in higher harmonics, and the emergence of the phenomenon of islanding operation.

This may be attributed to the launch by the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) of verification research for concentrated interconnection PV power generation systems⁽¹⁾ as a five-year program beginning in fiscal 2002 to aid the smooth and reliable growth of residential PV power generation systems in concentrated interconnection.

The research and development concerned has included engineering development to meet the technical requirements for performing concentrated interconnection, such as the construction of systems allowing the effective utilization electric power generated by PV power generation systems. However, since no method of evaluating devices for detecting islanding operation during concentrated interconnection of PV power generation systems exists, there is an urgent need to establish a method of testing multiple interconnected photovoltaic inverters, and this has resulted in the launch of a two-year program of basic experiments and study of test methods beginning in fiscal 2006.

In this report, we identify issues that need to be resolved when developing the testing method, and perform studies under different motor load installation conditions, one of the issues to be examined.

2 OUTLINE OF RESEARCH

2.1 Development of method of testing multiple interconnected photovoltaic inverters

No clear method of testing and evaluating multiple interconnected photovoltaic inverters has been offered to date, because the rapid spread of PV power generation systems was not taken into account in devising the JET test⁽³⁾ setting method "Guidelines for technical requirements for interconnected electric power systems"⁽²⁾ which has as its main purpose the evaluation of performance in islanding operation. However, due to a recent increase in the installation of multiple interconnected photovoltaic inverters in the same distribution line, the Japan Electrical Manufacturers' Association (JEMA) has determined the testing and operation methods required for multiple interconnected photovoltaic inverters, and begun to release the results of tests⁽⁴⁾ for use in the installation of inverters.

Issues concerning methods for testing multiple interconnected photovoltaic inverters to be examined are identified on the basis of the JEMA testing methods.

2.2 Issues for study concerning testing methods for multiple interconnected photovoltaic inverters

The test results published by JEMA are the results of tests conducted by PCS manufacturers on their own

premises, not of tests conducted under identical conditions, due to differences in equipment and the like, however do reveal that evaluation is performed using motor load under the load conditions. In addition, the conditions of distribution lines and suchlike are not clarified, because the test is performed for the purpose of confirming mutual stopping of the PCSs. In terms of the conditions of the distribution line, there is a difference in the size of the PV power generation system in which a grid will be cut off, depending on the grid severance point of the distribution line. For instance, there may be a ten-fold or more difference between the amount of PV power generation on the secondary side of the cylindrical transformer and the PV power generation separated by the section switch as shown in Figure 1 "Outline of grid cut-off".

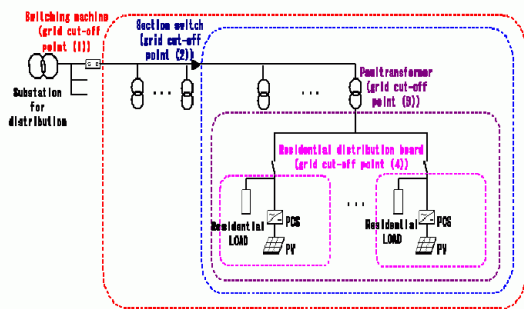


Figure 1: Outline of grid cut-off

3 EXAMINATION Of EXPERIMENTAL CONDITIOS

3.1 Experiment examining method of motor load installation.

The motor load is a load that makes inspection of islanding operation difficult when the power supply is cut off in the system (5). Therefore, when examining the testing method, the number of loaded motors and the conditions of motor load installation and the like become critical issues.

In this study, islanding operation time is measured with regard to the effect of motor load on each PCS in the following cases: (Case 1) The proportion of PCSs for the number of the loaded motors is made equivalent (i.e. 1:1) and the motor load is dispersed for installation as shown in Figure 2, and (Case 2) The motor load is concentrated on one point and installed as shown in Figure 3. In addition, the types of PCS are defined as four and the number of PCSs increased in the order of 1, 2, 4, 6 and 8 to perform verification.

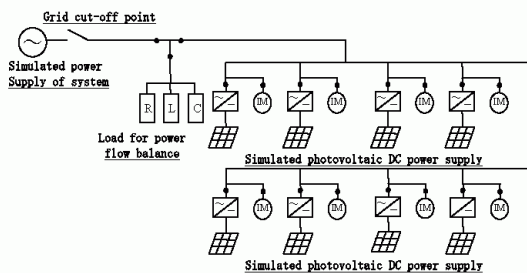


Figure 2: Setting up motor load-dispersion

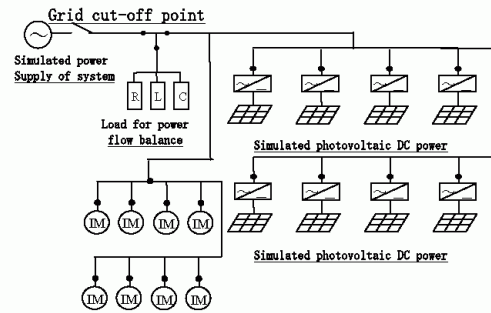


Figure 3: Setting up motor load-concentration

3.2 Result of experiment on method of motor load installation

The result of the experiment on islanding operation shows a similar tendency under load condition ($Q=0$) except when reactive power is in equilibrium, even when the motor load is dispersed or concentrated and installed and the number of interconnected PCS is changed. In addition, in the case of reactive power in a state close to equilibrium ($Q=0$), a tendency to extended islanding operation is confirmed.

In terms of the minimum duration of islanding operation, it can be confirmed that no notable difference exists even when the motor load is dispersed or is concentrated and installed and the kinds of PCS or the number of interconnected photovoltaic inverters for the PCS is changed. However, in terms of the maximum duration of islanding operation as shown in Figure 4 (for motor load-dispersion installation) and Figure 9 (for motor load-concentration installation), it can be confirmed that a difference in the duration of islanding operation exists, due to a difference in the number of two kinds of interconnected photovoltaic inverters respectively for Company B and Company D.

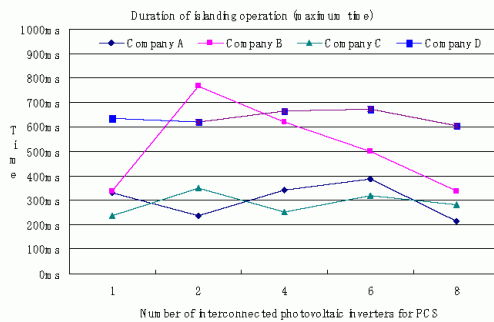


Figure 4: Result of setting up motor load-dispersion (maximum time)

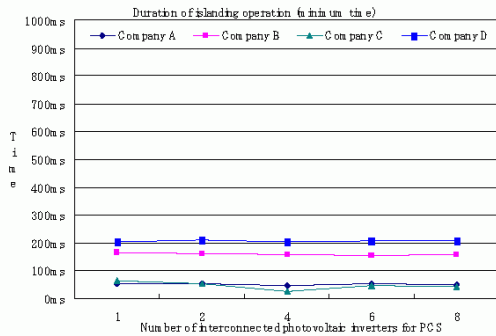


Figure 5: Result of setting up motor load-dispersion (minimum time)

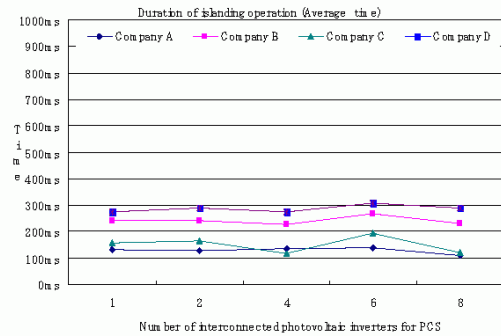


Figure 9: Result of setting up motor load-concentration (average time)

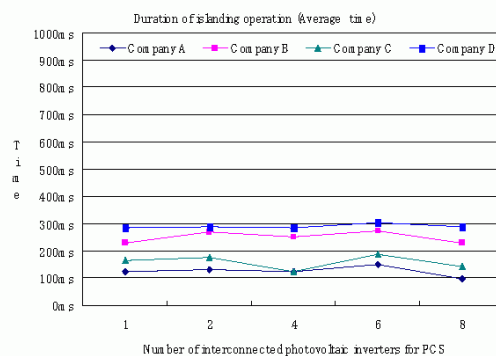


Figure 6: Result of setting up motor load-dispersion (average time)

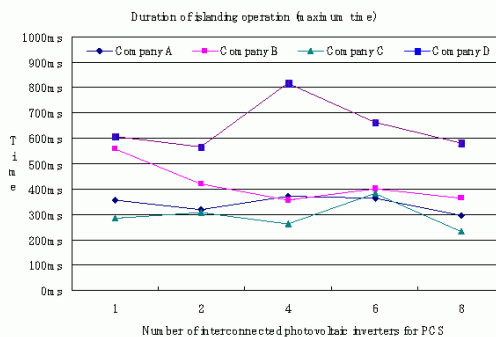


Figure 7: Result of setting up motor load-concentration (maximum time)

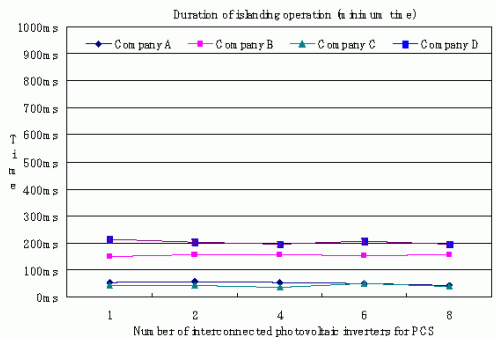


Figure 8: Result of setting up motor load-concentration (minimum time)

4 Conclusion

The above results show that whether the motor load is dispersed or is concentrated and installed has no effect on the duration of islanding operation; however a difference in duration of islanding operation can be confirmed when the number of interconnected photovoltaic inverters for PCS is changed. Our next step will be to study conditions such as impedance between PV power generation systems, and also to identify the duration of islanding operation depending on differences in the number of interconnected photovoltaic inverters for PCS.

References

- [1] Miyamoto, Yokota, Nishikawa, Sugihara: "Outline of verification research for concentrated interconnection type of PV power generation system", National IEE convention, 2004
- [2] "Explanatory guidelines for technical requirements for interconnected electric power system", 2003
- [3] "Test method for system interconnected protection device for photovoltaic cell power generation system or the like" written by: JET (Oct., 2002)
- [4] "Report on islanding operation test for multiple interconnected photovoltaic inverters for residential PV power generation system" Jun., 2006, JEMA, Engineering sub-committee for PV power generation system
- [5] Hironobu Igarashi: "Effect of motor load on performing tests for preventing islanding operation", National IEE convention, 2006, No.6-192, p.341-342 (2005)M. Smith, A. Miller, Proceedings 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Vol. I (2002) 903.



STUDY ON THE OVER VOLTAGE PROBLEM AND BATTERY OPERATION FOR GRID-CONNECTED RESIDENTIAL PV SYSTEMS

Yuzuru Ueda¹, Kosuke Kurokawa¹, Takayuki Tanabe², Kiyoyuki Kitamura²,
 Katsumi Akanuma³, Masaharu Yokota³, Hiroyuki Sugihara³

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 Hakozaicho, Chuo-Ku, Tokyo 103-8515, Japan
 3 Kandenko Co., Ltd., 4-8-33 Shibaura, Minato-ku, Tokyo 108-8533, Japan

ABSTRACT: “Demonstrative research on clustered PV systems” has been conducted since December, 2002 in Ota, Japan. Approximately 2.1 [MW] of PV systems which are composed of 553 residential PV systems are installed with lead acid batteries and grid-connected in the demonstrative research area. Battery is used as an over voltage avoidance system which will prevent the over voltage at the power distribution line and avoid the output energy loss due to the high grid voltage. “Voltage control mode”, “Minimizing reverse power mode” and “Schedule mode” are tested in the real grid-connected condition, results are quantitatively summarized followed by the charge / discharge efficiency in this paper.

Keywords: Battery Storage and Control, Grid-Connected, PV System

1 INTRODUCTION

“Demonstrative research on clustered PV systems” has been conducted since December, 2002 in Ota, Japan. The main objective of the research is to investigate about the over voltage problem that is anticipated occurring in the clustered photovoltaic (PV) systems. [1]

In clustered PV systems, many of residential PV systems are intensively installed and grid-connected in the small urban area’s power distribution network. In this case, voltage at the power distribution line will rise because of the reverse power flow from each PV systems. [2] Thus PV system’s output needs to be regulated even with the enough irradiation if the grid voltage becomes high. To minimize the output energy loss due to the high grid voltage, newly developed battery integrated PV systems are installed in this research. Approximately 2.1 [MW] of PV systems which are composed of 553 residential PV systems are installed with batteries and grid-connected in the demonstrative research area. The purpose of this paper is to clarify the requirement of the battery operation to avoid the over voltage problem and to compare the different types of battery operation mode for grid-connected residential PV systems.

2 BATTERY INTEGRATED PV SYSTEMS

2.1 Overview of the battery integrated PV system

Lead acid battery with a capacity of 49 [Ah] for single cell are used for the systems, 96 cells are series connected and installed in the outdoor storage box for each PV systems. A capacity of the battery is approximately 9.6[kWh] which is chosen based on the simulation result and the regulation of the fire department. Only the power from PV arrays will be charged to the battery, charged electric energy will be used in the in-house load. Charge-controller monitors a power flow at the connecting point, more than 150[W] of a forward power flow is required for discharging in order to prevent the reverse power flow from battery to the grid. The maximum depth of discharge is set to 70 [%] in order to avoid the 100 [%] discharge condition which may cause

the reduction of the battery’s capacity and affect the battery life. Periodic full charge is performed in order to recover the capacity of the battery. Batteries are fully charged every two weeks and judgment condition of the completion of recovery charge is that the charging current becomes less than 1 [A] and continue this condition for more than five hours.

Two types of charge-controller are developed in the demonstrative research. One is the additional charge controller for commercial PV systems and the other is the unified PCS which controls both PV and battery. Schematic drawing of the additional battery system is shown in Figure 1 and that of the unified PCS’s is shown in Figure 2.

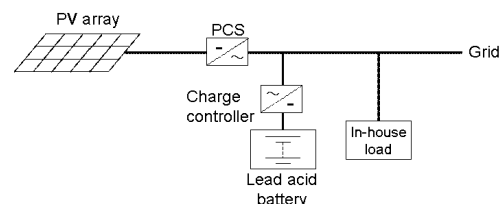


Figure 1: Schematic drawing of the battery integrated PV system with the additional charge controller

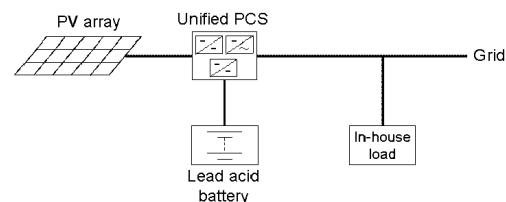


Figure 2: Schematic drawing of the battery integrated PV system with the unified PCS

2.2 Over voltage and energy loss

The voltage at the power distribution line needs to be controlled within 101[V] +/- 6[V] or 202[V] +/- 20[V] in Japan. If the voltage becomes higher than this limitation, PV systems need to reduce its output to prevent over

voltage. Since this research is the demonstrative research and using commercial power distribution system, voltage is well managed by utility side so the energy loss due to the high grid voltage is not so severe so far.

Output energy loss due to the high grid voltage (over voltage) is calculated using SV method. [3][4] The maximum energy loss was recorded on March 25th, 2006. Total energy loss and daily total output on this day were 0.36 [MW] and 10.3 [MW] respectively. Summary of the output energy loss due to the high grid voltage is shown in Figure 3. Most of the energy losses are observed in spring and autumn which seasons relatively have nice clear sky and good weather thus electric load such as air conditioners are not in use. Figure 4 shows an output energy loss for each time in an increment of one minute. Most of the over voltage occurred in between 10:00 to 14:00.

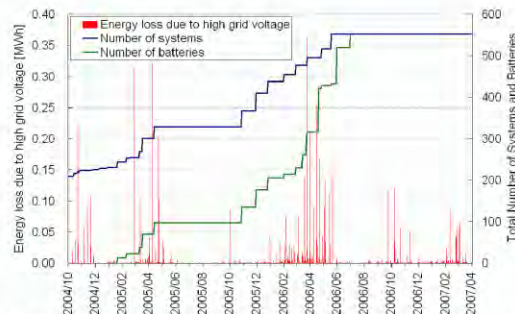


Figure 3: Summary of the output energy loss due to high grid voltage

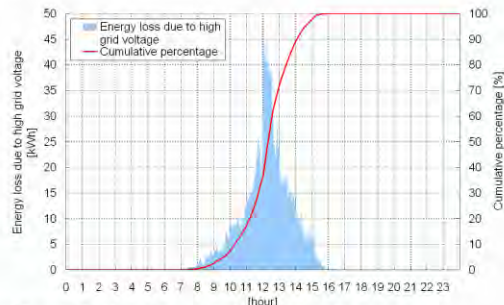


Figure 4: Output energy loss for each time in an increment of one minute

2.3 Battery operation mode

Basic concept of the battery integrated PV system is shown in Figure 5. In clear day, grid voltage becomes high due to the reverse power from PV systems. If the voltage reaches to the upper limit, PV system needs to regulate or stop outputting the power to the grid even with a lot of irradiation. This kind of output loss usually occurs not only because of the particular system's output but neighbors also raise the voltage around it. Thus some of the systems never output during this "high voltage" period while the other systems are feeding the power to the grid. This difference is strongly depending on the line impedance and type of PCS. Systems connected with low impedance experience less over voltage, systems which have low starting voltage of output regulation have more energy loss.

To avoid this energy loss, battery integrated PV

system will charge the battery during the daytime and use that stored energy during the night. As long as the battery has enough capacity to charge the energy from PV, this system never experience the output energy loss due to the high grid voltage. More battery's capacity is better for this purpose.

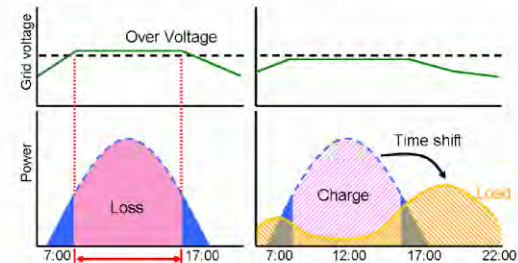


Figure 5: Illustration of the basic concept of the battery integrated PV systems

On the other hand, installing the battery adds extra cost for PV system so smaller capacity is better from the cost stand point. Preferable state of charge (SOC) have also inconsistent requirement, the higher SOC is better for lead-acid battery from the life time stand point but keeping lower SOC is better for the over voltage avoidance in order to maintain enough capacity to charge the reverse power flow from PV.

To find out the optimum battery operation mode to solve these conflicts of the requirements, several battery operation modes are tested in this research. Most of the operation mode can be classified into three operation mode, i.e. "Voltage control mode", "Minimizing reverse power mode" and "Schedule mode." Battery control using weather forecast and other intelligent control mode are also tested. Figure 6 illustrates the image of charging pattern for basic three operation modes.

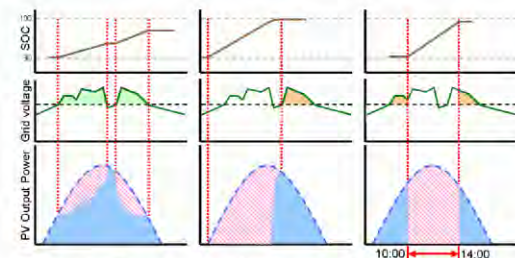


Figure 6: Illustration of the charging pattern of "Voltage control mode" (left), "Minimizing reverse power mode" (center) and "Schedule mode" (right)

"Voltage control mode" will charge the battery only when the PCS's output terminal voltage exceeds the set point. If the voltage is always lower than the set point battery will never be charged except the recovery charge. This situation may happen in rainy season or other "heavy load" seasons. This mode can minimize the charge / discharge loss and have a potential to reduce the capacity of the battery. However, if the voltage is always higher than the set point battery will be kept charging so it will be the same operation as the "Minimizing reverse power mode."

"Minimizing reverse power mode" will charge the battery anytime until the battery becomes full charge. An



average nominal power of each PV systems is approximately 4 [kW], so most of the battery will be fully charged around noontime in clear day. As a result, this mode often fails to avoid output energy loss in afternoon due to the lack of the remaining capacity to charge. SOC will be kept high in this mode which may prevent degradation of the battery.

“Schedule mode” will charge the battery based on the schedule. For example, battery will be charged from 10:00 to 14:00 everyday regardless the voltage. Since most of the over voltage occurred in between 10:00 to 14:00, this mode can avoid most of the output energy loss. Charging current is also limited in this mode. 0.2 [CA] which is equivalent to 9.8 [A] and 0.1 [CA] are used in the schedule of 10:00 to 14:00 and 9:00 to 15:00 respectively. Both combination aims to avoid full charge situation until the end of the schedule time.

3 RESULTS AND DISCUSSIONS

3.1 Battery operation results

An actual operation data of each mode are summarized on two weeks basis which period starts right after the recovery charge and ends right before the next. One minute averages of secondly measured data are used for the analysis. Data from January 1st, 2007 to January 11th, 2007 which period includes sunny days and cloudy days are summarized in Figures 7, 8, 9, 10 and 11. Each figure shows 10 days average of PV array output, AC power at the connecting point (Positive=reverse (sell to the grid) / Negative=forward (buy from the grid)), load, Battery DC power (Positive=discharge / Negative=charge), PCS output terminal voltages and battery’s SOC in an increment of one minute. Operation modes in Figures 7, 8, 9, 10 and 11 are “Voltage control mode” which start charging from 104.5 [V], “Voltage control mode” which start charging from 105 [V], “Minimizing reverse power mode”, “Schedule mode” which charge from 10:00 to 14:00 with 0.2 [CA] and “Schedule mode” which charge from 9:00 to 15:00 with 0.1 [CA] respectively. Numbers of the PV systems assigned for each operation mode are 19, 22, 18, 27 and 26 in the same order with the explanation of operation modes.

Grid voltage was not so high in this period, average voltage at PCS’s output terminal around noon is approximately 104 [V]. Thus 104.5 [V] and 105 [V] are chosen in “voltage control mode” to avoid “never charged” situation. Minimum SOC is not 30 [%] but around 40 [%] in each mode, this is mainly because of the few systems which don’t have enough electric loads to discharge all the electric power in the battery during the night.

To review these operation results, percentages of the electric power charged to generated, 10 days averages of SOC at 12 o’clock and average daily peak SOC are summarized in Table 1. The first criterion is to compare the battery usage. The second criterion is to compare the remaining capacity of the battery which can be used for over voltage avoidance. The third criterion is to compare the possibility of battery degradation. Lower average SOC is better for the over voltage avoidance, higher peak SOC is better for the battery’s life.

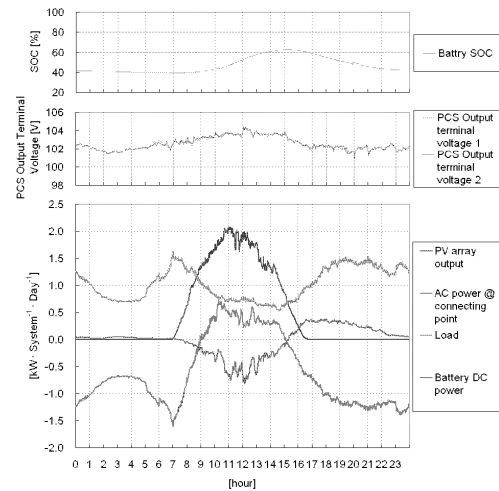


Figure 7: Battery operation results of “Voltage control mode” start charging from 104.5 [V]

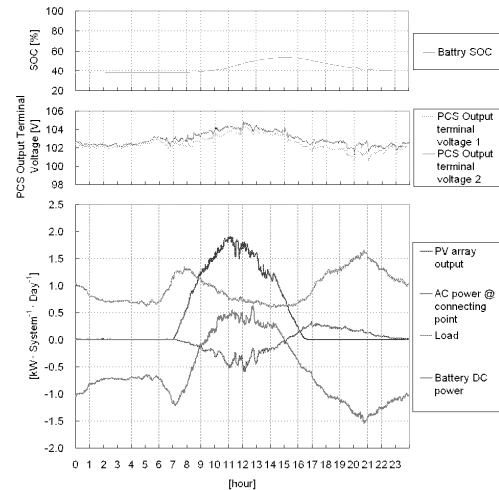


Figure 8: Battery operation results of “Voltage control mode” start charging from 105 [V]

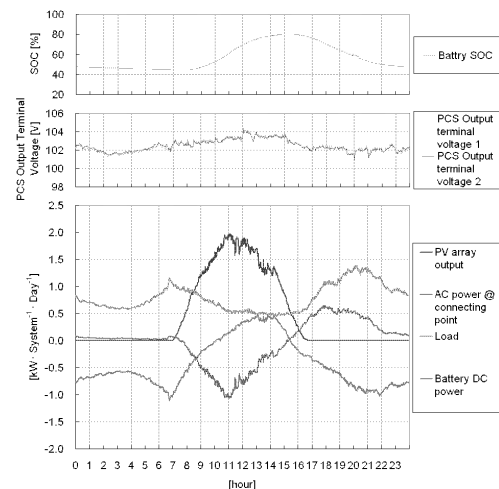


Figure 9: Battery operation results of “Minimizing reverse power mode”

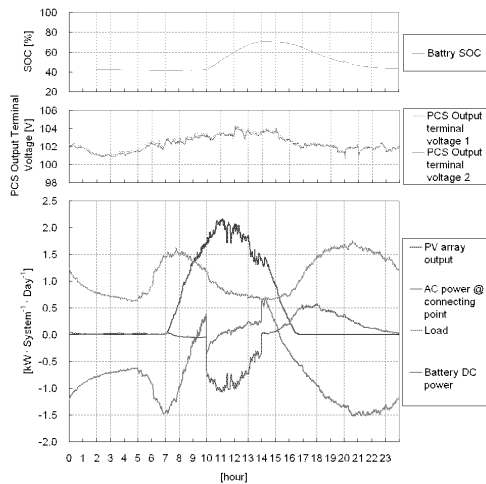


Figure 10: Battery operation results of “Schedule mode” charge from 10:00 to 14:00 with 0.2 [CA]

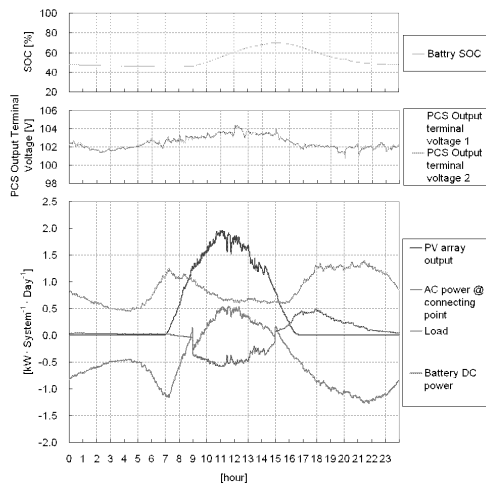


Figure 11: Battery operation results of “Schedule mode” charge from 9:00 to 15:00 with 0.1 [CA]

Table 1: Comparison of the battery operation results

| | % of power (Charged/Generated) | SOC [%] @12:00 | Daily Peak SOC [%] |
|--------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------------|
| Voltage (104.5V) | 23.9 | 52.1 | 62.8 |
| Voltage (105V) | 20.7 | 47.0 | 53.6 |
| Min. reverse power | 38.1 | 69.3 | 80.1 |
| Schedule (10-14) | 29.4 | 59.9 | 71.1 |
| Schedule (9-15) | 27.6 | 60.4 | 70.2 |

As a result, both of the “voltage control mode” had lowest SOC through a day and the smallest battery usage. Only the 0.5 [V] difference of the charge-start voltage had enough impact to differentiate the results. “Minimizing reverse power mode” had the highest average SOC and the peak SOC, easily became high SOC during the day and had the highest usage of the battery. “Schedule mode” was in between these two modes. Both combinations of the time and current limitation controlled both an average and a peak SOC well.

3.2 Charge / Discharge efficiency

Charge / discharge efficiencies are calculated and

summarized in Table 2. Evaluation period is the same as the period in section 3.1 but including post recovery charge because the state of charge need to be 100 [%] in the beginning and the end of the calculation period in order to correct the measurement error of the cumulative ampere hour. As a result, charge / discharge efficiencies are almost the same value regardless the operation mode. Although the ampere hour efficiency of the battery’s DC output was around 96 [%] as expected, watt hour efficiency of the charge-controller’s AC output was less than 70 [%] including the loss in the battery and the charge controller.

Table 2: Comparison of the battery charge / discharge efficiency

| | kWh efficiency (DC) [%] | kWh efficiency (AC) [%] | Ah efficiency (DC) [%] |
|--------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|
| Voltage (104.5V) | 85.8 | 68.9 | 96.2 |
| Voltage (105V) | 85.2 | 62.9 | 95.0 |
| Min. reverse power | 85.7 | 69.1 | 96.5 |
| Schedule (10-14) | 85.6 | 68.9 | 96.7 |
| Schedule (9-15) | 87.2 | 69.4 | 96.9 |

4 CONCLUSIONS

Actual operation results of battery integrated residential PV systems are summarized in this paper. Real grid-connected battery operations are successfully demonstrated, SOC changes and efficiencies are quantitatively analyzed. Due to the low efficiency of the current battery systems, small usage of the battery is better for total efficiency at this moment. Thus “voltage control mode” can be the first choice of the operation mode. Further research will be continued until the end of the project.

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] Kandenko Co., Ltd., FY2002 NEDO report “Demonstrative research on clustered PV systems” (2003) (in Japanese)
- [2] A F POVLSEN, “Impacts of Power Penetration from Photovoltaic Power Systems in Distribution Networks”, Report IEA PVPS T5-10 (2002)
- [3] 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
- [4] Y.Ueda, K.Kurokawa, T.Itou, K.Kitamura, Katsumi Akanuma, M.Yokota, H.Sugihara, “Performance Analyses of Battery Integrated Grid-connected Residential PV Systems”, 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference Proceedings, pp.2580-2584, September 2006.



THE SIMULATED POWER CONDITIONER FOR PV SYSTEMS BY ELECTRONIC DEVICES FOR THE ULTRA SCALED-DOWN NETWORK SIMULATOR

Toshiaki Tohoda¹ and Kosuke Kurokawa¹

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
email: 50007645121@st.tuat.ac.jp

ABSTRACT: PV systems have spread rapidly around distribution network. In case of a large number of PV systems are connected to the distribution network, safety issue by islanding and degradation of power quality which is caused by the over voltage and the harmonic can be happened. Therefore, it is necessary to evaluate PV system at the condition which a large number of PV systems are connected to the distribution network. The ultra scaled-down network simulator which emulated the distribution network by electric devices was developed to evaluate the condition. It has some advantages in comparison to full-scale network simulator, the scaled-down network simulator and simulation using personal computer. Consequently, this paper proposes a simulated power conditioning system (PCS) for PV system which is composed of electronic devices to test cheaply a PCS at the condition by using the ultra scaled-down network simulator on small space. Field Programmable Gate Array (FPGA) is used to design functions flexibly in control system of the simulated PCS. The required functions of the simulated PCS are functions which general PCSs equip for grid-connection. In this paper, synchronize control, constant current control, over voltage relay and under voltage relay in functions which will be equipped are reported.

Keywords: Grid Connected, PV system, Power Conditioning

1 INTRODUCTION

Dispersed Generators (DGs) for grid-connection has spread rapidly. In case of a large number of DGs are connected to the distribution network, safety issue by islanding and degradation of power quality by the over voltage and the harmonic can be happen. Therefore, it is necessary to evaluate DGs in the condition which a large number of DGs are connected to the network.

There is a full-scale network simulator for testing such a condition directly. However, it is very expensive and needs large space. Therefore, a scaled-down network simulator was developed [1]. It makes a full-scale grid downscale, but it still needs large space. In others assessment methods, digital simulation methods by a personal computer have advantages in size of test equipment, cost and usability. However, long time is required to obtain a solution under a complex network. Moreover, it's difficult to simulate the real performance of DGs. On the other hand, assessment methods employing analog circuits can obtain a real-time result from experiments in a timely manner. To evaluate a complex network including actual DGs is an advantage of these methods.

Consequently, the ultra scaled-down network simulator was developed at laboratory as an analog simulator [2]. This simulator has advantages in size, cost and extensibility for adapting to the condition which a large number of DGs are connected. It is composed of electronic circuits include Active Power Interface (API) [3]. By using the API, an actual DG and this simulator can be connected in the equivalent per API. However, connecting a large number of actual DGs to this simulator is difficult because of cost to purchase a large number of DGs and large space for installing a large number of APIs. If a downscaled DG is developed as an electronic circuit, it is possible to simulate condition which a large number of DGs are connected to the network in small power level.

In this study, actual DGs are emulated by electronic devices. Functions of the simulated DG have to be the same of general DGs. In addition, if functions of the

simulated DG are user-selectable, large variety of DGs connecting to the network can be emulated. The simulated DG can perform the various types of actual DGs by using FPGA. In this paper, the simulated PCS for PV systems which is composed of electronic devices for the ultra scaled-down network simulator is proposed.

2 REQUIRED SPECIFICATION OF THE SIMULATED PCS

Requisitions of the simulated PCS are shown below.

- To equip same functions and control which general PCSs equip for grid-connection.
- Functions and parameters for control are selectable.
- Small size
- Connectable to the ultra scaled-down network simulator
- Output of the simulated PCS is ideal sine waveform with no switching noise.

The last requisition is a requisition as test equipment. In the case of it evaluates an actual PCS in the condition which a large number of PCSs are connected to the distribution network by using a large number of the simulated PCS, operation of an actual PCS is clear if the output of the simulated PCS is ideal sine waveform with no switching noise.

FPGA is used in control system of the simulated PCS to suit as requisitions above. FPGA has an ability of parallel processing. Therefore, some functions which control frequency is different can be installed in a chip of FPGA and the simulated PCS becomes small size. And also, functions of the simulated PCS are designed flexibly because internal logic of FPGA is customizable by rewriting Very High Speed Integrated Circuit (VHSIC) Hardware Description Language (VHDL). Table I shows specification of the simulated PCS. Rated output power, rated output voltage, rated output current and frequency are designed to connect the simulated PCS

to the ultra scaled-down network simulator. Methods of grid protection, other functions and control which general PCSs equip are shown in Table I. In this paper, synchronize control, constant current control and OFR/UFR are reported.

Table I: Required specification of the simulated PCS

| | |
|-----------------------------|--|
| Rated output power | 0.1 [W] |
| Rated output voltage | 5/10 [V] |
| Rated output current | 20 [mA] |
| Frequency | 50/60 [Hz] |
| Grid protection | <ul style="list-style-type: none"> • OVR/UVR^{*1} • OFR/UFR^{*2} • Islanding detecting function (Active + passive) |
| Others function and control | <ul style="list-style-type: none"> • Start-and-stop control • Synchronize control • Power factor control • Constant current control • Over voltage protection |

*1: OVR/UVR: Over Voltage Relay/ Under Voltage Relay

*2: OFR/UFR: Over Frequency Relay/ Under Frequency Relay

3 Architecture of the simulated PCS

3.1 Circuit design

The simulated PCS circuit is shown in Fig. 1. The simulated PCS circuit can be divided into four parts. The four parts are phase detection, FPGA, D/A converter and current sensor. A signal of grid phase is created, in the part of phase detection which is composed of a comparator (NJM2903, JRC). It is used to calculate the grid frequency in the FPGA (Cyclone EP1C6T144C8, Altera). The signal of grid phase is 1 bit. This signal is high during positive periods of the grid voltage, and this signal is low during negative periods of the grid voltage. In the FPGA, some control processing are operated. For example, synchronize control, constant current control and OFR/UFR and so on. The definitive output of the FPGA is 8 bit digital data of sine-wave. By inputting the digital data into the D/A converter (DAC0800, National Semiconductor), the digital data are converted analog sine-wave. The D/A converter has two output pins, and the relationship between these pins is inversion. Therefore, a differential amplifier has to be connected the D/A converter for getting desired waveform. The output of differential amplifier is an output of the simulated PCS. Shunt resistance R_s is connected for sensing output current. Voltage of R_s , V_s is converted into 8 bit digital data by the A/D converter (AD7821, Analog Devices) as output current of the simulated PCS. The converted data are used to operate constant current control in the FPGA.

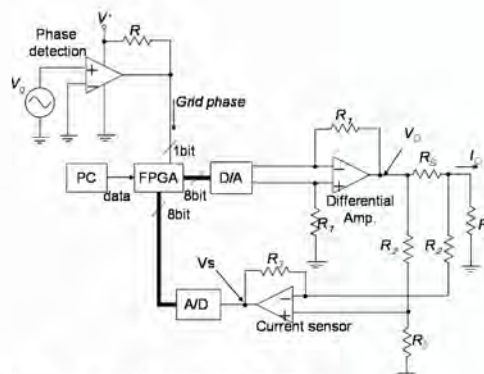


Figure 1: The simulated PCS circuit

3.2 Internal logic of FPGA

The internal logic is shown in Fig. 2. Each blocks are explained below.

3.2.1 Digital PLL

The signal of grid phase which is made at phase detection is input into frequency counter. Internal clocks of the FPGA are counted during grid phase is high in frequency counter. For example, if internal clock is 100[kHz] and frequency of grid phase is 50[Hz] (duty ratio is 0.5), number of internal clock is 1020. The grid frequency is calculated in this way.

Output frequency of Numerical Controlled Oscillator (NCO) is changed by input value which is calculated at frequency counter. For example, output frequency of NCO is 10[kHz] when input value is 1020, and output frequency of NCO is 20[kHz] when input value is 510. Together with frequency counter and NCO are called Digital Phase Locked Loop (PLL).

3.2.2 Sine data

In sine data, sine-wave data which are 200 points are stored. The data are output one by one. The output frequency is the same frequency which is the input frequency. For example, the sine-wave data is output one by one per 100[us] when input frequency is 10[kHz]. Overview of sine-wave is 50[Hz] when all 200 points data finish to output. Therefore, output frequency of the simulated PCS is 50[Hz] when grid frequency is 50[Hz]. The synchronize control is controlled as above processing.

3.2.3 Constant current control

An algorithm of constant current control is one of PI control. Target value of constant current control is output from sine data and return value is V_s . Formulas of PI control are shown below. Error of control system, $E(n)$ is shown in formula (1) using target value is $R(n)$ and return value is $X(n)$. n means n^{th} discrete-valued data.

$$E(n) = R(n) - X(n) \quad (1)$$

If previous output of PI control $U(n-1)$ and previous error $E(n-1)$ are stored, output of PI control $U(n)$ can be calculated by twice of multiplication and adder-subtractor. If proportional gain is K_p and integral gain is K_i , $U(n-1)$ is shown in formula (2) below. $U(n)$ is input into the D/A converter.



$$\begin{aligned}
 U(n) &= K_p E(n) + K_i \sum_{i=1}^n E(i) \\
 &= U(n-1) + (K_p + K_i)E(n) - K_p E(n-1)
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

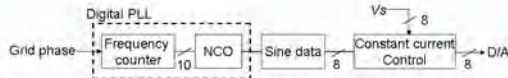


Figure 2: Internal logic of the FPGA

3.2.4 OFR/UFR
3.2.4.1 Algorithm

The block diagram of OFR/UFR is shown in Fig. 3. The grid frequency is calculated in the same way of section 3.2.1 in frequency counter. The result of frequency counter is processed in moving average for avoiding detecting transient fluctuation of the grid frequency. An equation of moving average is shown in formula (3) below. C_n means n^{th} data and N means number of data.

$$\text{Average}_n = \frac{C_n + C_{n+1} + \dots + C_{n+N-1}}{N}
 \tag{3}$$

In the case of detecting over or under frequency, a signal which stops the simulated PCS is output from determination of OF/UF in 1[s].

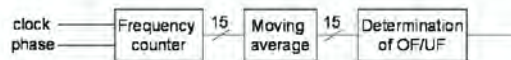


Figure 3: The block diagram of OFR/UFR

3.3.4.2 Thresholds of over frequency and under frequency [4]

Grid-interconnection code which shows technical requirements for grid connection has been published to help to spread DGs in Japan. About thresholds of OFR and UFR are shown in grid-interconnection code. Table II shows the thresholds. In this paper, a threshold at over voltage is 51[Hz] and a threshold at under voltage is 49[Hz] are configured based on grid-interconnection code.

Table II: Standard thresholds for OFR/ UFR

| | Level of detection | Detecting time |
|-----|--------------------|----------------|
| OFR | 51.0 Hz | 1 s |
| | [50.5~51.5 Hz] | [0.5~2 s] |
| UFR | 48.5Hz | 1 s |
| | [48.5~49.5 Hz] | [0.5~2 s] |

4 EXPERIMENT OF THE SIMULATED PCS

4.1 Synchronize control and constant current control

Table III shows system parameters in the simulated PCS circuit. R_2 and R_3 are settled on such value in Table III because $E(n)$ needs to be zero when output current is 20[mA]. In other words, V_s is about 2.9[V] and $E(n)$ is zero when target value is settled on 20[mA]. Observed waveforms are shown in Fig. 4. From the upper waveform in Fig.4, V_g shows the grid voltage, *grid phase* which made at phase detection in Fig.1, V_o shows the output voltage of the simulated PCS and V_s shows the output voltage at a part of the current sensor and it shows

the output current of the simulated PCS. According to Fig. 4, V_s was synchronized with the grid voltage V_g and a value of V_s was almost 2.9[V] of target value. Therefore, it found that synchronize control and constant current control were operated.

Table III: System parameters in the simulated PCS circuit

| | |
|-------|----------|
| R | 10 [kΩ] |
| R_1 | 5 [kΩ] |
| R_2 | 1 [kΩ] |
| R_3 | 147 [kΩ] |
| R_s | 1 [Ω] |
| R_L | 300 [Ω] |

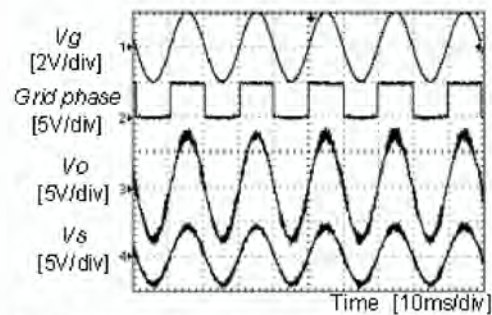


Figure 4: Observed waveforms of the simulated PCS

4.2 OFR/UFR

In this experiment, the part of phase detection in Fig. 1 is removed because the grid phase which has 3 change patterns is created in the FPGA. First, the grid phase is changed from 45[Hz] to 55[Hz] by 0.1[Hz]. Second, the grid phase is changed from 50[Hz] to 52[Hz] steeply. Third, the grid phase is changed from 50[Hz] to 48[Hz] steeply. And, N in formula (3) is configured at 16 in this experiment. Each results of changed grid phase are shown in Fig. 5, 6 and 7. From the upper waveform in Fig. 5, 6 and 7 each, *grid phase* which is created in the FPGA, S shows whether *grid phase* is in 49 ~ 51[Hz], V_s shows the output of the simulated PCS in the same way of section 4.1. In the case of S is high, *grid phase* is in 49 ~ 51[Hz], in the case of S is low, *grid phase* isn't in 49 ~ 51[Hz].

According to Fig. 5, the simulated PCS stopped after detecting over frequency in 1.079[s]. Similarly, the simulated PCS stopped in 0.952[s] in Fig. 6 and in 0.950[s] in Fig. 7. In these experiments, the simulated PCS stopped in around 1[s] when over frequency or under frequency were detected.

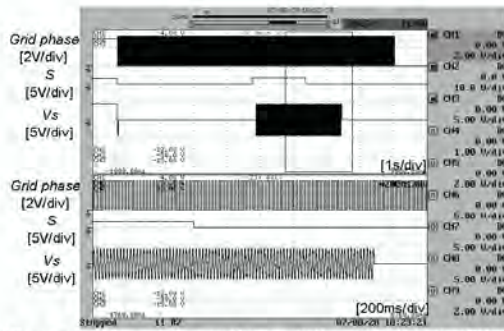


Figure 5: Observed waveforms at the experiment of the grid phase changes from 45[Hz] to 55[Hz] by 0.1[Hz]



Figure 6: Observed waveforms at the experiment of the grid phase changes from 50[Hz] to 52[Hz] steeply

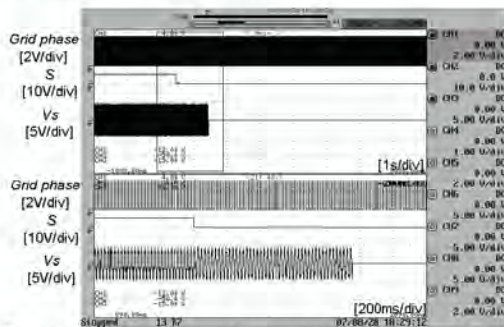


Figure 7: Observed waveforms at the experiment of the grid phase changes from 50[Hz] to 48[Hz] steeply

5 CONCLUSION

This paper has proposed the simulated PCS which is composed of electronic devices. It has functions for grid-connection which general PCSs equip and is connectable to the ultra scaled-down network simulator. By using FPGA in control system, functions of the simulated PCS are designed flexibly. The presented simulated PCS has equipped synchronize control, constant current control and OFR/UFR. By experiments, it found these controls and function were operated properly.

For the future, the simulated PCS will equip the others function and control in Table I. And then, the simulated PCS will be connected to the ultra scaled-down network simulator for test of grid-connection.

REFERENCES

- [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)," in *Proc. 29th IEEE Photovoltaic Special Conf.*, 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," in *Proc. 3th World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, May 2003, pp.2039-2042 vol.2
- [3] Yusuke Nakamura, Hirotaaka Koizumi, and Kosuke Kurokawa, "A new type of scaled-down network simulator for testing PV inverters," in *Proc. RENEWABLE ENERGY 2006*, October 2006, pp.278-281
- [4] Agency of National Resources and Energy "Grid-interconnection code," August 2006



A STUDY ON THE INFLUENCE OF AN INDUCTION MOTOR FOR ISLANDING-DETECTION POWER CONDITIONING SYSTEMS

Kazunori Miyamoto, Hironobu Igarashi and Kosuke Kurokawa
 Dept. of Elec. and Electronic Eng., Tokyo University of Agriculture and Technology
 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588, Japan
 Email: kazumiya@ieee.org

ABSTRACT: The power conditioner used for a generic PV system has the protection devices to connect with a utility grid. The one of the devices is an islanding detection function. There is a knowledge the islanding detection function was influenced from an induction machine load. The finding obtained by analyzing the experiment result is described. In this study, we focused attention on the power generation phenomenon of the induction machine after the power supply to the induction machine was cut off. In the beginning, our purpose is to know the phenomenon of a monadelphous induction machine. The findings obtained by analyzing the experimental results are described in this paper. As a result, we confirmed the generated electricity from the induction machine after the power supply was cut off. The external circuit condition makes changes in the duration and the electric power of the generation phenomenon. The relation between the calculated kinetic energy of the rotor and the generation phenomenon is shown by comparing each one. There is the possibility that the generated electric power by the induction machine disturbs a sudden change of other electrical equipments, furthermore the power causes that power conditioners can't detect the islanding phenomena.

1 INTRODUCTION

1.1 Background

The installation of the PV systems for houses is advancing in Japan aiming at PV2030 by NEDO. They are almost a grid-connected type. The PV systems for the commonly installed houses are connected with a utility grid. The power conditioner is a device that has both of the inverter which converts a direct-current to an alternating-current and protection functions to connect with a grid. The islanding detection function is one of the protection functions. The islanding phenomenon means the electrical power is supplied to a distribution line from the distributed generators. The islanding phenomenon causes many dangers. For example, repair or ordinary person gets an electric shock, the electronic products to be broken and so on. Therefore, we must prevent the islanding phenomenon.

However, there is knowledge^{[1][2]} that the islanding detection functions become difficult to detect the islanding phenomenon when the induction machine load exists in the same distribution line. That phenomenon was checked by comparing with the case of the RLC resonance load only. As affairs stand, the cause is not clarified. Then, authors are aiming to verify the difference between an induction machine load and a RLC resonance load, and to make the standardization model of the induction machine. Finally, the authors aim to be able to estimate the performance of the islanding detection using the model.

This paper describes the analysis about the generation phenomenon of the induction machine after the power supply was cut off. This paper's experiments didn't use a power conditioner, because of to get characteristic of the induction machine only.

1.2 Approach

The power generation phenomenon of an induction machine has experimented after the power supply was cut off. A single phase induction machine (1φIM or SPIM) was selected in experiments as follows, because of the power-conditioners which was used in houses outputs a single phase electric power.

How electricity is generated by 1φIM, after a power supply is cut off, is analyzed by measuring of power

consumption by the resistance load which connected in parallel with 1φIM. The slip is also calculated to know the generation of the 1φIM. Moreover, the electrical energy and the kinetic energy of the rotor are compared to examine an origin of the generation.

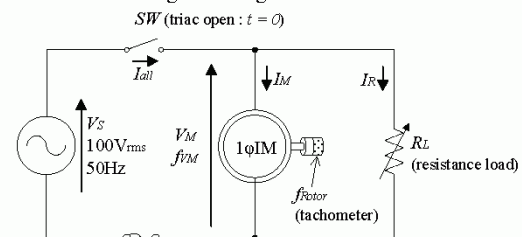


Figure 1: Experimental circuit to measure the generation

2 EXPERIMENTAL SETUP

2.1 Circuitry

Fig. 1 shows the experiment circuit. The detail of 1φIM which is used in the experiments is describe.

The power supply was decided that its voltage is 100V_{rms} and frequency is 50Hz. This is a general condition used in eastern Japan.

The switch *SW* was made by using triac. A triac is a three-electrode semiconductor device that will conduct in either direction when triggered by a positive or negative signal at the gate electrode. The triac switch was used to unite the cut-off timing of the power supply, and to secure a reproducibility of the experiments. The triac switch cut off the power supply from the induction machine in zero-crossing point of the current *I_{all}* that occurs immediately after the input of the trigger.

The rotational speed *f_{Rotor}* was measured by photo sensor.

To consume the generated power from the induction machine, the resistance load *R_L* is connected in parallel with the induction machine. The resistance load *R_L* was changed within the range from 0W (opened circuit) to 860W (about 12Ω).

The voltage *V_M* between the induction machine terminals, the current *I_M* of the induction machine, the resistance load current *I_R*, and the rotational speed *f_{Rotor}* are measured after the triac switch has turned off. The



measuring equipment used a power analyzer "PZ4000" which was made by Yokogawa Electric Corporation.

2.2 Specification of 1φIM

In these experiments, a grinder is used in these experiments as a split-phase induction machine. A grinder is often used in factories and houses. The phase of the current that flows to a main-winding and a sub-winding of the induction machine are divided by the capacitor. That divided phases makes a torque to rotate.

Table I: Specifications of using induction motor

| | | |
|---------------------|------------|--------------|
| Input | 645 (W) | |
| Output | 400 (W) | |
| Source | Phase | 1φ |
| | Voltage | 100 (V) |
| | Frequency | 50 / 60 (Hz) |
| Rotation @ no-load | 2960 (rpm) | |
| Current @ full-load | 6.5 (A) | |

The rotor's moment of inertia (MOI) added the MOI of an axis and each parts as a grinding stone. The MOI of each part is calculated from the equation 1. The equation 1 can calculate that the MOI of the column which has rotation axis on the center of a circle. To calculate easily, the MOI of each part which composed the rotor approximates to the column with a uniform mass distribution. Where J is the inertia moment ($\text{Kg} \cdot \text{m}^2$), M is mass (kg) and D is diameter (m).

$$J = \frac{1}{8}MD^2 \tag{1}$$

Table II: Component and inertia moment of Rotor

| Parts of rotor | Mass (kg) | Diameter (m) | MOI ($\text{kg} \cdot \text{m}^2$) | Percentage (%) |
|-------------------|-----------|--------------|--------------------------------------|----------------|
| Left grind stone | 1.37 | 0.205 | $7.20 \cdot 10^{-3}$ | 48.4 |
| Right grind stone | 1.36 | 0.205 | $7.14 \cdot 10^{-3}$ | 48.0 |
| Others (axis etc) | 3.52 | 0.035 | $5.39 \cdot 10^{-4}$ | 3.6 |
| TOTAL | | | $1.49 \cdot 10^{-2}$ | 100.0 |

Table II shows the MOI calculation results of each part. As the result, the rotor MOI is 1.49×10^{-2} ($\text{kg} \cdot \text{m}^2$). It is understood that the MOI of the rotor consist mainly of the grind stones.

2.2 Experimental procedures

The triac switch is turned on, and waiting until the rotational speed of the induction machine became constant. The experiments are carried out in each condition of the resistance load R_L . When the gate input of the triac is turned off, the triac can pass the current until the time of $I_{di} = 0$, after that the triac switch is opened. In this paper, this timing is defined to be zero on the axis of time.

Transients in the circuit which has the induction machine and the resistance load R_L are measured. Following analysis are based on these measured results.

3 RESULTS AND DISCUSSION

3.1 Shift to the power generation mode

Power consumption by resistance load R_L can be calculated from the measured results of the induction machine voltage V_M and the resistance load current I_R .

Figure 2 shows the power consumption by the resistance load R_L that were 0W, 335W, 505W, and 860W. Figure 2 shows that the resistance load R_L had consumed the electric power during 0.6 seconds approximately after the power supply had cut off. The electric powers observes after the power supply had cut off. It's explained that the electricity was supplied by the induction machine.

The generating durations were different depending on the condition of the resistance load. Figure 3 is a summary of the durations of the induction machine voltage V_M up to 2% of ratings. The power consumption of the resistance load R_L has been changed within the range from 0 to 860W. The attenuation of the induction machine voltage V_M means the stop of power generation.

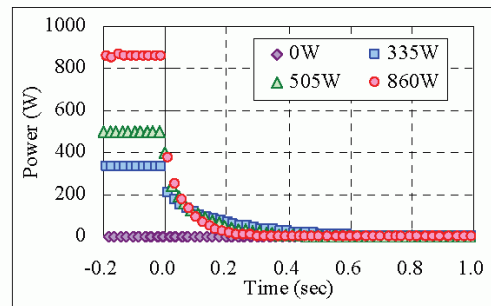


Figure 2: Transients of the electrical power (Resistance consumption were set in 0W, 335W, 505W, 860W)

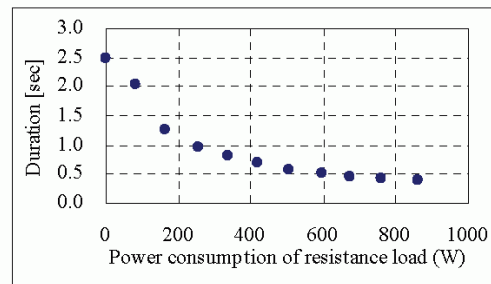


Figure 3: Duration up to 2% ($2 V_{rms}$) of the rating voltage ($100 V_{rms}$)

3.2 Confirmation of power generation by a slip

The power generation of the induction machine can be understood by a "slip". A slip in these experiments is calculated from the rotational speed f_{Rotor} (1/sec) and the frequency f_{VM} (Hz) of the induction machine voltage V_M . f_{VM} isn't obtained as the voltage V_M attenuates. Therefore, a slip calculated within the duration dt .

$$S = \frac{f_{VM} - f_{Rotor}}{f_{VM}} \tag{2}$$

Figure 4 shows calculated slips. The slip calculates from equation 2. The slip has changed from positive to negative at zero-second. It was shown that the induction machine was a power generation mode from the slip. Moreover, it became a comparable result in all the resistance load conditions.

However, the duration of the induction machine voltage V_M is different as shown in Figure 4. Therefore, the generated power is different depending on the resistance load condition. It's also understood from the difference of the slip's magnitude.

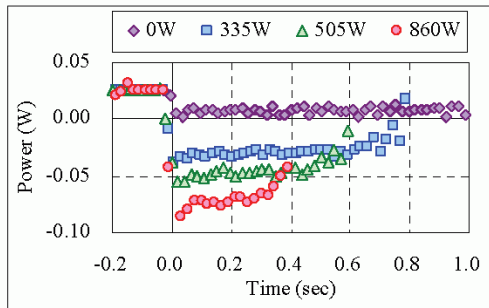


Figure 4: Transients of the slip (Resistance consumption were set in 0W, 335W, 505W, 860W)

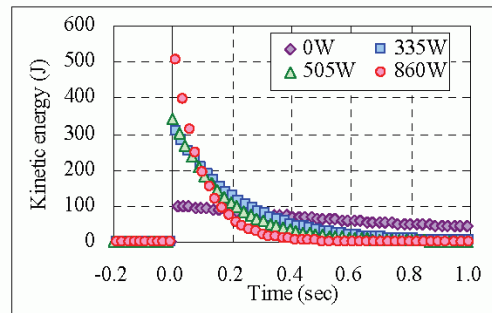


Figure 5: Transients of the kinetic power (Resistance consumption were set in 0W, 335W, 505W, 860W)

3.3 The kinetic energies calculations

As previously stated, the energy source of power generation is thought to a kinetic energy by the inertia movement of the rotor. Then, the kinetic energy of the rotor is calculated from the change of the rotational speed, and it compared with the generated electric power.

$$\omega = 2\pi \cdot f_{Rotor} \quad (3)$$

$$T = J \cdot \dot{\omega} \quad (4)$$

$$P = \omega \cdot T \quad (5)$$

$$E_{kinetic} = P / dt \quad (6)$$

Equations (3) - (6) are used to calculate a kinetic energy of the rotor. The MOI J and the duration dt has already been shown in previous. Where ω (rad/sec) is the angular rate, $\dot{\omega}$ (rad/sec²) is the differentiated angular rate, T (Nm) is the torque, P (W) is the kinetic power and $E_{kinetic}$ (J) is the kinetic energy. ω & $\dot{\omega}$ is calculated from the rotational speed change of the rotor.

The calculated kinetic energy is approximated by using exponential, and shown in Figure 5. It approximated to remove the superimposed periodic vibration of the calculated kinetic power and to understand its tendency. It's thought that a periodic vibration was caused by the blur of the rotor axis.

Figure 5 shows that the attenuation time and tendency of the kinetic power are similar to those of the generated electric power. The tendency of the kinetic energy of the rotor and the tendency of the generated power are similar by comparing Figure 2 and 5.

3.4 Comparison of kinetic energies of the rotor and the electrical energy

The mechanical loss that was one of the losses originated in the induction machine was measured, before the kinetic energy was compared with the electrical energy. A mechanical loss was guessed by the approximated straight line. Figure 6 shows that the mechanical loss was measured by the actual experiments in many rotation speed conditions.

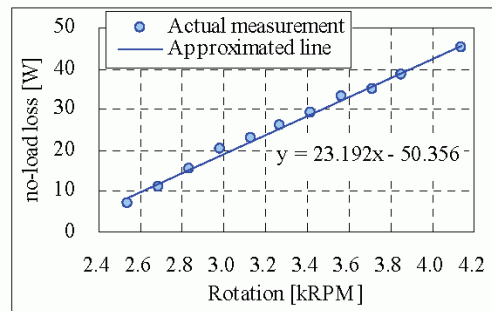


Figure 6: Actual mechanical loss and approximated line

The equation (7) was obtained from the result. Where ML (W) is the mechanical loss, and x (kRPM) is the rotational speed. Needed mechanical losses were calculated by substituting the adequate rotational speed.

$$ML = 23.2 \cdot x + 50.4 \quad (7)$$

Table III: Comparison of kinetic energies and electrical energies

| Resistance load condition (W) | (1) Power consumption by resistance load (J) | (2) Power consumption by mechanical loss (J) | (3) Sum of (1) & (2) (J) | (4) Kinetic energy (J) | (5) Ratio (3) / (4) |
|-------------------------------|--|--|--------------------------|------------------------|---------------------|
| 0 | 0.00 | 0.71 | 0.71 | 1.94 | 0.37 |
| 80 | 0.61 | 0.70 | 1.32 | 2.27 | 0.58 |
| 160 | 1.26 | 0.73 | 2.01 | 3.07 | 0.65 |
| 250 | 1.84 | 0.74 | 2.62 | 3.65 | 0.72 |
| 330 | 2.07 | 0.73 | 2.87 | 3.93 | 0.73 |
| 420 | 2.31 | 0.73 | 3.15 | 4.09 | 0.77 |
| 505 | 2.98 | 0.75 | 3.87 | 4.62 | 0.84 |
| 590 | 3.40 | 0.77 | 4.35 | 5.06 | 0.86 |
| 670 | 2.98 | 0.77 | 3.96 | 5.06 | 0.78 |
| 760 | 3.13 | 0.75 | 4.13 | 5.32 | 0.78 |
| 860 | 3.32 | 0.78 | 4.39 | 5.68 | 0.77 |

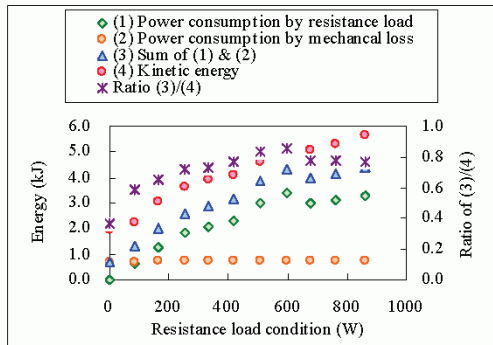


Figure 7: Comparison of kinetic energies and electrical energies

Table III and figure 7 shows results of the comparison by energy. The calculated kinetic energy of the rotor was always bigger than the amount of the electric energy and the mechanical loss. Because of the power consumption includes the iron loss and the excitation reactance. However, they were not considered in this time. Because of the iron loss and the excitation reactance has the frequency characteristic which was confirmed by the experiments. To calculate those things, it is necessary to use the moment changed V_M and I_M , and its difficult now. This issue is future tasks. Moreover, when the MOI was calculated, the mass of each part was approximated as it distribute uniformly. It can be thought that the error margin influence to the result.

The calculated value was not corresponding accurately, because of some losses. But, the electric energy takes almost its 70% or more of the kinetic energy when the resistance load is 250W or more.

If other induction machine which isn't used in this paper has a similar phenomenon, the induction machine generates the electric power by the influence of the MOI, and there is a possibility of supplying the electric power to the load on the same line. There is possibility that the phenomena interferes the islanding detection of power conditioner.

4 CONCLUSIONS

From the both "Power consumption in the parallel resistance load" and "Calculated slip from the V_M 's frequency f_{VM} (Correspond at a synchronous speed in the usage usually) and the rotational speed f_{Rotor} ", the generated electricity was confirmed. The 1φIM generated electricity in a short time, when the power supply had cut off.

As for the power generation phenomenon, the correlation with the kinetic energy of the rotor is seen. It is understood that the kinetic energy of the rotor contributes to the power generation phenomenon of 1φIM. However, the calculated value was not corresponding accurately. Because of there are some loss, such as the iron loss, the excitation reactance and the error of calculation. These will be examined in the future.

The phenomenon that the induction machine supplies the electric power to outside influences the equipment of the same distribution line. This will have some influences on the islanding detection devices.

One induction machine is only analyzed in this paper. A similar examination will be requested to be done about other induction machines in the future.

Future tasks in this research, the model which is enable to simulate the generation phenomena of the induction machine will be made. Definitely, the influence that the induction machine gives to the islanding detection devices will be estimated by the model.

5 REFERENCES

- [1] H Igarashi, T Sato, H Kobayashi, I Tsuda and K Kurokawa, "Result of Review by Electric Energy Amount Comparison with Resonance Load Turned To Motor Load Standardization", *Proceedings of WCPEC-4*, pp. 2415-2418, May 2006.
- [2] H Igarashi, K Kurokawa, S Suenaga, T Sato, "About the Influence on the Islanding Detection Device by the Difference in the Motor Load ", *TECHNICAL DIGEST of PVSEC-15*, pp. 1234-1235, Oct. 2005.



**DESERT PV RESOURCE ANALYSIS
BY DETECTING SEASONAL CHANGES AMONG SATELLITE IMAGES**

Yuki Hamano ^{*1}, Masakazu Ito ^{*2} and Kosuke Kurokawa ^{*1}

*1: Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan,
Phone/Fax: +81-42-338-7445, e-mail: 50006645127@st.tuat.ac.jp

*2: Integrated Research Institute, Tokyo Institute of Technology, Tokyo 152-8550 Japan

ABSTRACT: Recently, a Very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system has been studied in order to resolve the world energy and environment problems. A desert is very suited for VLS-PV system and has very large resource, because a desert has a lot of solar irradiation and a large unused land. However, it is very hard to install PV systems to all area, because a desert has various ground surfaces. Moreover, it is distant to make firsthand observations. Therefore, a remote sensing approach using satellite images was selected for detecting a suitable area easily from very large desert area. The vegetation level was analyzed more accurately than the previous method by installing the yearly maximum NDVI. A resource of solar photovoltaic generation in Gobi deserts has been evaluated very large.

Keywords: Remote sensing, Satellite image, VLS-PV

1 INTRODUCTION

A Very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system has been studied in order to resolve the world energy and environment problems in recent years. It's contemplated that a desert is very suited for VLS-PV system and has very large resource, because a desert has a lot of solar irradiation and a large unused land. For example, the resource of VLS-PV system in Gobi desert is as much amount as of world primary energy supply in theory. But, deserts have some area which is very hard for install the PV system. In this paper, it is defined that sand dune, mountain and oasis area were not suitable for PV system installation. Sand dune area is unsuitable for PV system, because it is unstable and PV modules may be covered with sand by sand storm. In addition, PV system should be constructed at the area without oasis, because, it is useful place for not only animals and plants but also human.

To calculate concrete resource of photovoltaic system in deserts is very useful for energy plan and installation plan of VLS-PV system. But, it is almost impossible to conduct a field survey at all area. Therefore, in this study, a remote sensing approach using satellite images was selected for finding a suitable area easily for the VLS-PV system from very large desert area. Sakakibara et al. [1] estimated the potentials of six major world deserts. However, the estimation didn't enough consider the disparity of the images acquisition date.

Purpose of this study is invention of the method which is able to estimate suitable area without dependency on the image acquisition date even if estimation area bestrides many images. Furthermore, the authors made the PV potential map in Gobi desert.

2 SATELLITE IMAGES AND SUBJECT AREA

2.1 Satellite images and subject area

LANDSAT-7 ETM+ (Enhanced Thematic Mapper Plus) images and Normalized Difference Vegetation Index (NDVI) dataset were used for this study. These images are available to download free.

LANDSAT-7 images which are 30m x 30m resolution are released at the website of the Global Land

Cover Facility (GLCF)[2]. This database publishes one image per scene which are obtained about year 2000. That is to say, acquisition date and sensor setting of images are different. Therefore, authors converted from raw data by sensors to reflectance. This conversion uniformed images level between images. The expression is released at Landsat7 Science Data Users Handbooks[3]. The pixel values were doubled, because the value of reflection is very small.

The NDVI dataset are released at the website of the Center for Environmental Remote Sensing (CEReS)[4]. It is the Pathfinder global 10-day composite 8 km Global 4-minute Advanced Very High Resolution Radiometer (AVHRR) NDVI data. NDVI is one of the most famous evaluation approach of vegetation level. It is calculated from atmospherically corrected reflectance from the visible red (Red) and near infrared (IR):

$$\frac{(IR - Red)}{(IR + Red)} \tag{1}$$

At AVHRR, Red is Ch1 in the reflective wavelengths (0.58-0.68 um) and IR is Ch2 in the reflective infrared wavelengths (0.725-1.1 um). One year data consist of 36 (= 3 x 12) 10 day composites data. The authors used five years data from 1995 to 1999.

A subject desert is Gobi desert in China and Mongolia. The desert has many types of land surfaces. The LANDSAT-7 images of 60 scenes were used for the analysis. The subject area is about 1.52 x 10⁴ km².

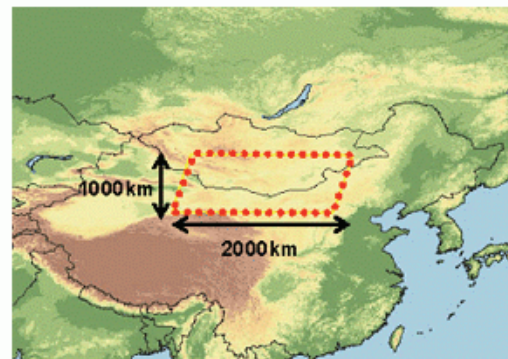


Figure 1: Analysis area in Gobi desert

2.2 Definition of potential area for PV system

Deserts are not all suitable area for installation of PV system. For example, a sand dune is the most unsuitable land, because it is easy to remove and PV modules are covered with sand by heavy sand storms. A precipitous mountains area is not suitable land, too. Moreover, an oasis in deserts does not have to construct PV system, since it is very valuable land in deserts. Therefore, in this paper, authors defined that the most suitable land is stable, flat and little vegetation area as stony desert. In some case, a steppe vegetation land is possible to set up for PV system.

classified area was painted black and others area were painted white. The subject area are around a lake in north with an area of 60 km x 45 km.

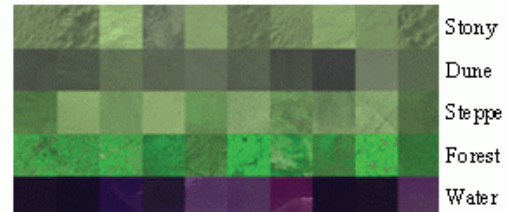


Figure 3: Training data of MLC

3 ANALYSIS METHOD

An analysis method consists of three layers; ground surface classification by Most Likelihood Classifier (MLC), extraction of edge line, and vegetation analysis. The method provided a detail estimation result by uniforming LANDSAT-7 images level to reflection and detecting seasonal differences among satellite images.

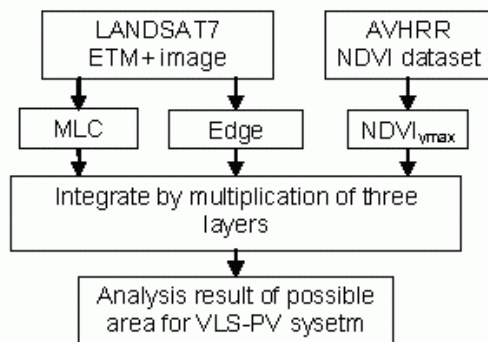


Figure 2: Flow chart of the analysis method

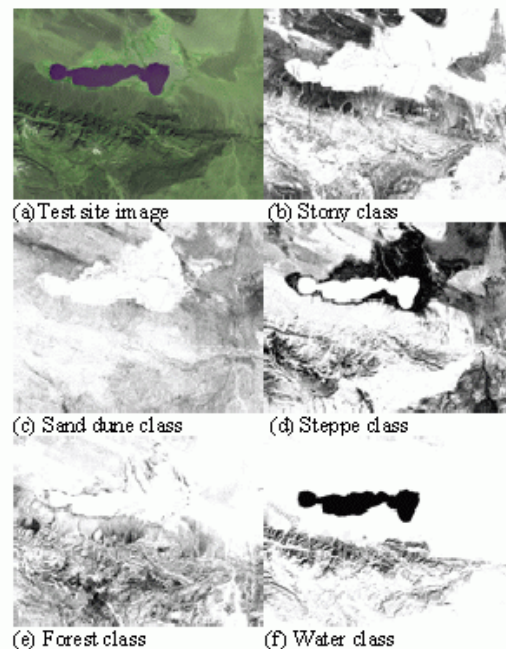


Figure 4: Result of MLC at a test site

3.1 Classification by MLC

At first, authors classified the ground surface of Gobi desert into major five types by MLC. MLC is one of the most famous classification methods for remote sensing.

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

- C : classification class
- $L(x, c)$: likelihood
- $d^2 M(x, c)$: Maharanobis distance
- cV : covariance matrix

The five classes are shown below. Authors thought that the Stony desert and Steppe classes are able to install PV system. Three bands data of Ch2 of green (0.52-0.60 um), Ch3 of red (0.63-0.69 um) and Ch4 of near infrared (0.76-0.90 um) were chosen as parameters of MLC.

- Stony desert
- Sand dune
- Steppe
- Forest
- Water

Training data of MLC are chosen 10 points of 100 pixels x 100 pixels per class. It is shown in Figure 3. A result of MLC in a test site is shown in Figure 4. The

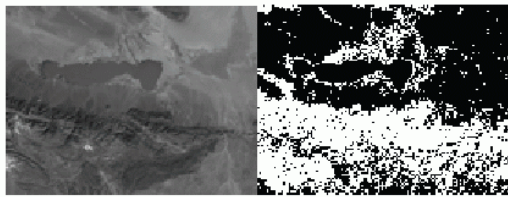
3.2 Extraction of edge line

The MLC is not able to identify the up and down land. It is able to find the unsuitable areas which are sand dune, mountainous area and flood mark. The up and down of terrain were extracted with the use of Gaussian filter and Laplacian filter for band3. Gaussian filter is used for smoothing of images. It is weighted by distance from the target pixel. Laplacian filter is used for edge extraction. The window size of these filters is 3 pixels x 3 pixels. The filtering result images were divided to two levels of white and black by a threshold level. The threshold is changed by differential of a ground surface distribution if threshold number is set the number at the percentage to the all number of pixels in one image. Therefore, the authors decided one threshold. In addition, two levels image reduced noise by filtering of dilation and erosion.

A result of edge extraction is shown in Figure 5. The test site is same place of MLC. The rugged area was painted in white. The lower half of the image was extracted as up and down lands. The mountainous area was picked up finely by the effect of dilation and erosion operation. However, this method was extracted too much area. Some flat area by visual observation was estimated



as rugged lands. It is most important future problem.



(a) Band2 of a test site (b) Result of edge extraction
Figure 5: Result of edge extraction

3.3 Vegetation analysis

The authors can not know the seasonal difference, since LANDSAT-7 images of GLCF are used only one image per scene. Arid area has very large variation width vegetation change. For example, even if the place was very dry, we can not estimate the ground condition in rainy season. Therefore, the authors used the NDVI dataset. It consists of yearly variation of vegetation. However, the resolution of this dataset is lower than one of LANDSAT-7. Though the original resolution of AVHRR is 1 km, the dataset was processed resampling to 4 minute (about 8 km). It is problem for detail analysis to use different resolution data. However, next two points were emphasized; one is that the vegetation level changes very smoothly, and the other is that it has the detailed yearly seasonal variations. A vegetation level of the point was decided by the yearly maximum NDVI ($NDVI_{y_{max}}$).

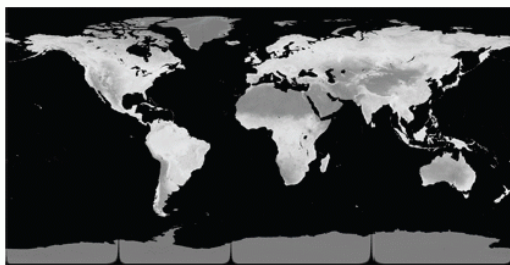


Figure 6: World yearly maximum NDVI

Moreover, yearly change of vegetation is very large in arid and semi-arid area. The relation of NDVI to vegetation level is not defined, because NDVI is affected by not only vegetation but also ground surface. Gamo^[5] classified the desertification area by $NDVI_{y_{max}}$. In this paper, it is defined that area of $NDVI_{y_{max}} \geq 0.55$ is abundance of vegetation and excluded from possible area. In addition, $NDVI_{y_{max}}$ was separated by color by 0.1 from 0.05 to 0.55 according to the classification.

4 RESULT AND VALIDATION

4.1 Analysis result

The potential of VLS-PV system installation was estimated by integrating with three layers. For example, the suitable land for PV system is the land which is classified stony class or steppe class by MLC and which is estimated flat land by extraction of edge line and which is presumed arid area. In addition, the authors estimated the potentials by 20 pixels x 20 pixels for VLS-PV system, because a very large area was required for installation of a PV system.

Authors analyzed Gobi desert ($1.52 \times 10^6 \text{ km}^2$) by these methods. Result was calculated six types of vegetation level. In case of allowing vegetation at the maximum, the area percentage of suitable land was estimated as 47%. Most of estimated area as suitable was very arid desert area which $NDVI_{y_{max}}$ is less 0.15. It represented that a resource of solar photovoltaic generation in Gobi deserts has been evaluated very large.

Table 1: Standing waves ratio

| $NDVI_{y_{max}}$ | ~0.15 | ~0.25 | ~0.35 | ~0.45 | ~0.55 | Total |
|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| percentage | 28.4% | 11.9% | 4.5% | 1.8% | 0.7% | 47.4% |
| $\times 10^3 \text{ km}^2$ | 433 | 181 | 69 | 28 | 11 | 721 |

An estimated result at the test site is shown in Figure 7. High vegetation area of near lake and the mountainous area in the lower half of image were excluded as unfitting area. However, the resolution of $NDVI_{y_{max}}$ is much lower than LANDSAT-7 images. The algorithm was not able to respond to rapid changes of vegetation.

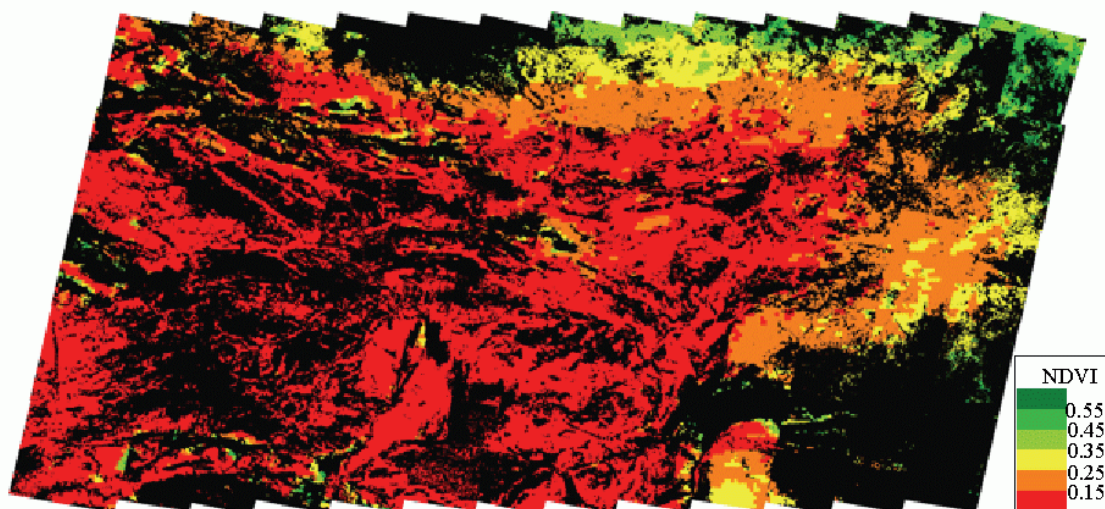


Figure 7: Estimated result in Gobi desert

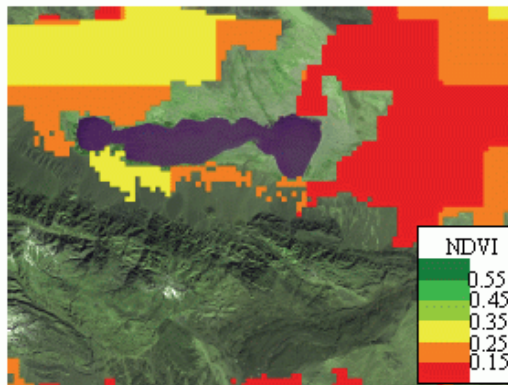


Figure 8: Estimated result in a test site

4.2 Ground truth

Authors verified the accuracy of estimated results by actual ground truth data. Ground truth means accuracy validation or the field investigation for accuracy validation of remote sensing. Ground truth data is obtained by using a GPS receiver and digital camera, when Sakakibara et al. visited at Noyon soum, in Mongolia in 2003 September 7. The precise latitude and longitude were measured every second by GPS receiver. A lot of photographs were taken on the running car or getting out of the car. A GPS-photograph dataset was made by these data. Because some data which is same GPS data were excluded from the database, 46 points in the dataset were available data. In this dataset, each photograph was evaluated as S, A and B rank. The definition of these ranks was shown in Table 2.

Table 2: Standing waves ratio

| rank | condition |
|------|---|
| S | stable and flat surface as far as one can see |
| A | stable and flat surface, but rugged area in far |
| B | unbefitting surface. i.e. rugged or forest etc. |

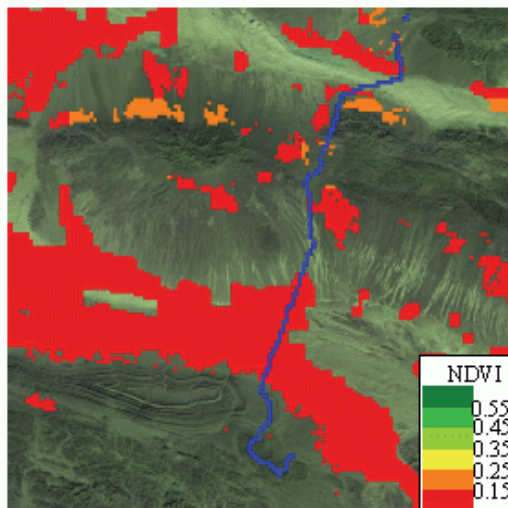


Figure 9: Accuracy validation of estimated result

Figure 9 is lied the GPS data on the estimated result image. The light blue line is the tracking points of GPS data. There are few points of Steppe or Forest lands. The analysis accuracy was 74 %. The mountainous area was

certainly eliminated, but the accuracy at the rich vegetation area was not validated because the test area is very arid area. Most of mistake points were rejected by misclassification at extraction of edge line in spite of S or A rank.

The validation result is far from very high accuracy. However, the analysis result has a certain amount of accuracy because the potentials of desert PV were estimated uniformly by detecting seasonal changes among satellite images as shown in Figure 7. Thus, it means that this study can provided with sufficient information for the planning of PV system installations.

5 CONCLUSIONS

The authors identified the potential of PV system in desert by the remote sensing methods. The method is consisted of ground surface classification by MLC (Most Likelihood Classifier) method, vegetation analysis by NDVI dataset and edge extraction by filtering. The algorithm was developed by conversion from raw image data to reflection and by adopting the yearly maximum NDVI ($NDVI_{max}$). These methods reduced difference of image acquisition condition, and detected seasonal differences among satellite images. The algorithm is adopted to many satellite images in Gobi desert. The unique each parameters of the algorithm were used for all images. Moreover, the accuracy of analysis results was examined by compared with actual ground truth data. It is concluded by the comparative study with the ground truth that the proposed method can provide sufficient information for the planning of PV system installations. Additionally, a resource of solar photovoltaic generation in Gobi deserts has been evaluated huge. However, the following future problems were left. The edge extraction method was extracted too much area as rugged land. In addition, the resolution of $NDVI_{max}$ is much lower than LANDSAT-7 images. This algorithm was not able to respond to rapid changes of vegetation. After finding solution of these problems, resources of other deserts and semiarid area will be estimated by this algorithm.

REFERENCES

- [1] K. Sakakibara, M. Ito and K. Kurokawa, "RESULTS OF PV RESOURCE SUEVEY FOR WORLD 6 DESERTS BY A MODIFIED REMOTE SENSING APPROACH", 31st IEEE PVSC, 2005
- [2] GLFC retains ownership of LANDSAT-7 data
- [3] NASA, "The Landsat-7 Science Data User's Handbook", <http://landsathandbook.gsfc.nasa.gov/handbook.html>
- [4] Center for Environmental Remote Sensing (CEReS) Chiba University, "Twenty-year Global 4-minute AVHRR NDVI Dataset of Chiba University"
- [5] M Gamo, "Classification of arid regions by climate and vegetation", *J. Arid Land Studies*, 9, 1, 17-26, 1999



**AN ANALYSIS ON PV RESOURCE IN RESIDENTIAL AREAS
BY MEANS OF AERIAL PHOTO IMAGES**

Mami SUZUKI^{*1}, Masakazu ITO^{*2}, Kosuke KUROKAWA^{*1}

^{*1} 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: 50007645116@st.tuat.ac.jp

^{*2} Integrated Research Institute, Tokyo Institute of Technology

ABSTRACT: This paper presents a method for estimation of photovoltaic systems potential by using aerial photographs. Rooftops have good conditions for PV system installation. Then, installation areas were assumed as roofs of residences and buildings. This estimation calculated from extracted roof area by image analysis. Authors have added new processes to previous roof-extraction method. The new processes are to update training data, to set priority of classification categories, and to apply geographical data. In the result, authors get accuracy improvement of the analysis. By utilizing this method, PV installation potentials in Koganei city in Tokyo have been analyzed. The estimation had shown that 216.1 MW PV can be installed in 1.44 km² of rooftop spaces. This result suggested that the potential of rooftop PV is large.

Keywords: PV System, Rooftop, Aerial Photograph

1 INTRODUCTION

To install photovoltaics (PV) in cities is predictably-effective. Because of low energy density of sunlight, PV systems require large space to generate enough electricity. There are not empty areas in cities basically. However, most of the rooftop of residences and commercial buildings might be unused area and will have good condition for PV systems. Moreover, the place of rooftop is near the demand.

In Japan, residential PV systems have been installed over 80% of total installation. The “Japan’s PV roadmap 2030 (PV2030)” in Ref. [1] was developed. PV2030 outlines possible development routes leading to 102GWp of PV in 2030. It targets the installation of 45-60GWp residential PV systems in 2030. Scheduled installations of natural energy have planned by local governments.

It is important for the target volumes to estimate the PV installation potential. The estimation could be guessed the scale and the effect of PV installation.

Earlier studies have investigated the PV installation according to only statistical data concerning the construction and land use. However these estimations cannot grasp the potential distribution. Furthermore the analysis ranges is limited because the data are also limited.

This study developed PV potential estimation by means of aerial photographs. The method solves the problems of the distribution and the limit. Automatic program to extract available area for PV installation have been developed by Taguchi et al. in Ref. [2], [3]. This study is aimed at accuracy improvement by adding a new process to previous method.

In this study, all roofs including buildings are defined as available area for PV installation. The developed program extracts roofs from aerial photographs. Resolution of using photographs is 25 x 25 cm/pixel.

On test sites, the accuracy of available area by updated method has been verified. PV installation potential has been estimated in Koganei city in Tokyo.

This paper consists of analysis-flow, new process’s content, accuracy verification, assessment and conclusion.

2 ANALYSIS METHOD

The analysis consists of 5 steps including preparation. Process flowchart is shown in Figure 1.

Preparation:

10 training data are selected per class in order to classify into land-cover classes by color appearance. The 8 classes are shown in section 3.2. Each data is 10 x 10 pixels. Authors select the data evenly by eyes. See Figure 2.

Each color appearance of each data has calculated. Hue and saturation have been adopted to the classification in order to exclude the effect of photograph’s tone.

Step 1:

An aerial photograph is divided into regions by color density difference. Each region is labeled. The color appearance is transformed from RGB model into HSI model.

Step 2:

The divided regions are classified into 8 classes by Maximum Likelihood Classifier (MLC). MLC is based on the training data of Step 1. Moreover the regions are classified into Roof areas, Vague areas, and Non-roof areas. These 3 categories are determined by possibility that the region is roof area. See section 3.2 for details.

Step 3:

This step target Vague areas at Step 2. It matches the regions with geographical data. Then, the regions can be judged whether the regions are roof area. See section 3.3 for details.

Step 4:

The regions that formally decided as roof area are the following 2 patterns. One is the regions that the highest possibility of roof area at Step 2, the other is the regions that judged as roof area at Step 3. These roof areas are treated by dilation and erosion. The processes help the result image smooth. Moreover, total roof areas are counted.

Final:

Roof-distribution image areas and total roof area are shown.

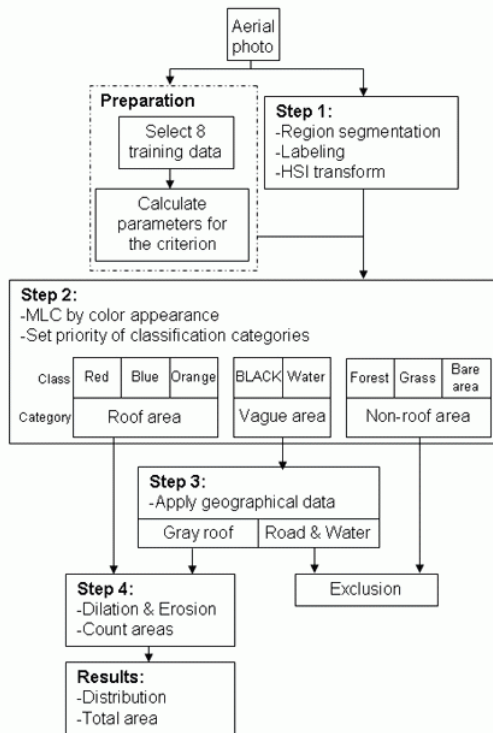


Figure 1: Process flowchart for roof areas extraction

3 NEW ANALYSIS PROCESSES

3.1 Update training data

Gray and black color training data were updated. The training data had been selected at Preparation. Gray color and black color are treated with same color because they are not related to intensity. These colors are called BLACK. BLACK include roof area and road (parking) area. Then, roof area isn't distinguished from road area at this step. To divide into roof area and road area by color difference is very difficult.

The training data of BLACK had been selected from a road area on previous method in Ref. [2]. Road area is not suitable for residential PV systems. Then, BLACK have been data to extract unavailable area in this analysis. This time, BLACK are updated as the data to extract available area because training data of BLACK were replaced by the data from black and gray roofs.

The 3 data patterns readied data from only road area, from both of road and roof area, and from only roof area in order to decide best of BLACK data. The analyzed results by these 3 data patterns were compared. The extracted image using data from only road area is the worst extraction of roof area. The others are similar results and good extractions.

In order to make easy analysis method, the data from only roof area are applied. These data help to decrease wrong extraction.

3.2 Set priority of classification categories

8 classes have been set for land-cover classification. 8 classes are red roof, blue roof, orange roof, BLACK, water (dark navy), forest (green), grass (light green), and

bare area (beige). It defines the following 3 categories. Roof area is that area of red roof, blue roof, and orange roof. Vague area is that area of BLACK and water. Non-roof area is that area of forest, grass, and bare area.

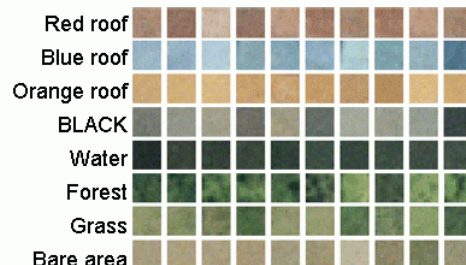


Figure 2: Training data

Each region which is divided at Step 1 is classified into the 8 classes by MLC. Moreover, the regions are classified into Roof areas, Vague areas, and Non-roof areas. Roof areas are used as available area for PV installation at Step 4. Vague area is matched with geographical data at Step 3. Non-roof area is excluded.

This additional process decrease errors of the extraction.

3.3 Apply geographical data

Vague area at Step 2 is classified using geographical data. The classification is means to distinguish roof area from road and water area. The geographical data include data of road's center lines with several widths, and of water regions.



Figure 3: Geographical data

It matches vague area and the geographical data. If the pixels of vague area have overlapped 400 pixels with the object-pixels of geographical data, the region including these pixels is determined as road or water area. The other areas are determined as roof area. These roof areas are as available area for PV installation at Step 4.

4 ACCURACY VERIFICATION

4.1 Verification methodology

5 test sites have been selected from residential area for the verification. Each site is 500 x 500 pixels, and that is equivalent to 125 x 125 m. In these test sites, roof



area images of recognition by eye are defined as correct images.

Result images compared with correct images. Hitting roof area shows extracted roof area exactly. Error area of surplus shows extracted non-roof area as roof area. Error area of shortage shows un-extracted roof area. Hitting area of non-roof shows the other area; non-roof area exactly.

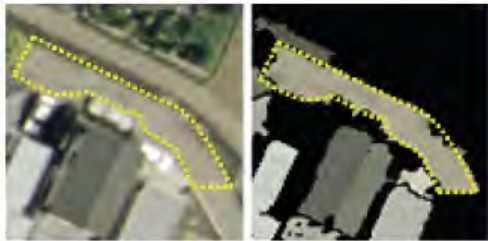


Figure 4: Extraction error (surplus)

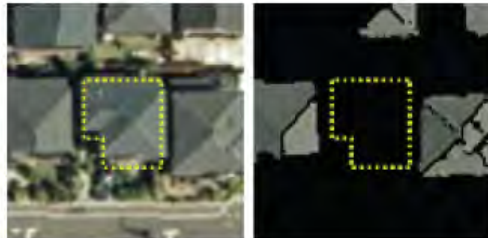


Figure 5: Extraction error (shortage)

Measure for verification is 2 kinds. One is the ratio that both of roof area and non-roof area are classified exactly. It is called Class Ratio.

$$\begin{aligned} \text{ClassRatio} [\%] &= \frac{\text{HittingArea}(\text{Roof} + \text{NonRoof})[\text{pixel}]}{\text{TotalArea}[\text{pixel}]} \times 100 \quad (1) \end{aligned}$$

The other is the ratio that is total extracted area to total correct roof area. It is called Area Ratio.

$$\text{AreaRatio} [\%] = \frac{\text{TotalExtractedArea}[\text{pixel}]}{\text{TotalCorrectArea}[\text{pixel}]} \times 100 \quad (2)$$

4.2 Result of accuracy verification

These ratios have been calculated. Averages of 5 test sites were improved from 78.0 % to 83.0 % of Class Ratio, and from 73.2 % to 103.9 % of Area Ratio. This results show accuracy enhancement of this analysis method by adding new processes.



Figure 6: A test site image

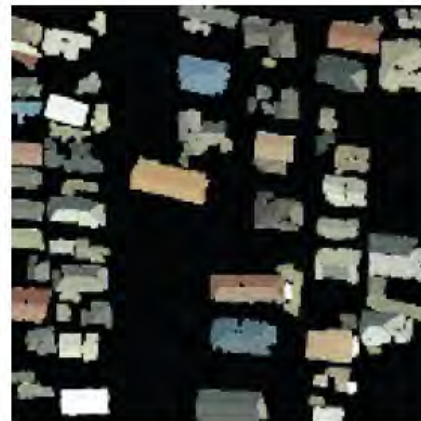


Figure 7: Result image of the test site of Figure 6

5 PV POTENTIAL ASSESSMENT

5.1 Roof area estimation

The potential area was estimated in Koganei city in Tokyo. Koganei city is located in the center of Tokyo, and about 25 km from city core. Area of Koganei city is 11.33 km². About 110,000 people live there. There are residences and parks mainly without tall buildings.

Extracted roof area in Koganei city was 2.36 km². This area shows that about 20 % in Koganei city is roof area as shown in Figure 8. Red color areas describe roof area in Figure 8.

5.2 Assumption of PV installation

There are the following 3 assumptions for estimation of the potential of residential PV systems. First pattern is that PV systems are installed in 100 % of roof area. Second pattern is that PV systems are installed in 50% of roof area. Third pattern is that PV systems are installed by application of parameters according to statistics of construction.

- Assumption 1: All roofs are pent roof. Therefore 100 % of roof area is available. Filling factor is 100 %. The inclinations are 30°. The surfaces face south.
- Assumption 2: All roofs are gabled roof. Therefore 50%



of roof area is available. However available area is actual 45% as filling factor set 90 %. The inclinations are 30°. The surfaces face south.

- Assumption 3: A ratio of all roofs depends on statistics of construction. See the following and Table 1 for detail.

Table 1: Roof shapes and available areas (Assumption 3)

| Roof shape | Installable ratio [%] | Available area (gray) |
|-------------|-----------------------|-----------------------|
| Gabled roof | 50.0 | |
| Hipped roof | 62.5 | |
| Pent roof | 100.0 | |

- Inclination of roofs; 20° (40%) and 30° (60%)
- Orientation of roofs; 0° (48%), 45° (15%), 90° (9%), 270° (9%), and 315° (19%)
Note that 0° shows south.
- PV surface facing south, southeast, east, west, and southwest are installed.
- Filling factor are all 90%.

PV conversion efficiency is 150 W/m². PV possible capacity is calculated by the following.

$$PossibleCapacity[W] = RoofArea[m^2] \times 150[W/m^2] \quad (3)$$

Annual output energy at STC is calculated the following.

$$E_p = P_A \times (H_A / G_g) \times K \quad (4)$$

Where each parameter is;

- E_p : Annual output energy [kWh/year]
- P_A : PV capacity [kW]
- H_A : Annual in-plain irradiation [kWh/m²/year]
- G_g : Irradiance at STC; 1.0 kW/m²
- K : Performance ratio; 71.6 % based on Ref. [5].

5.3 Results of estimation

PV potentials have been estimated according to 3 assumptions. See Table 2.

Table 2: Results of estimation

| Assumption | 1 | 2 | 3 |
|------------------------------------|-------|-------|-------|
| Total roof area [km ²] | 2.73 | 2.73 | 2.63 |
| Available area [km ²] | 2.73 | 1.23 | 1.44 |
| Possible capacity [MW] | 409.5 | 184.5 | 216.1 |
| Annual output energy [GWh] | 453.6 | 204.4 | 225.7 |

The estimation of assumption 3 will be close to actual potential.

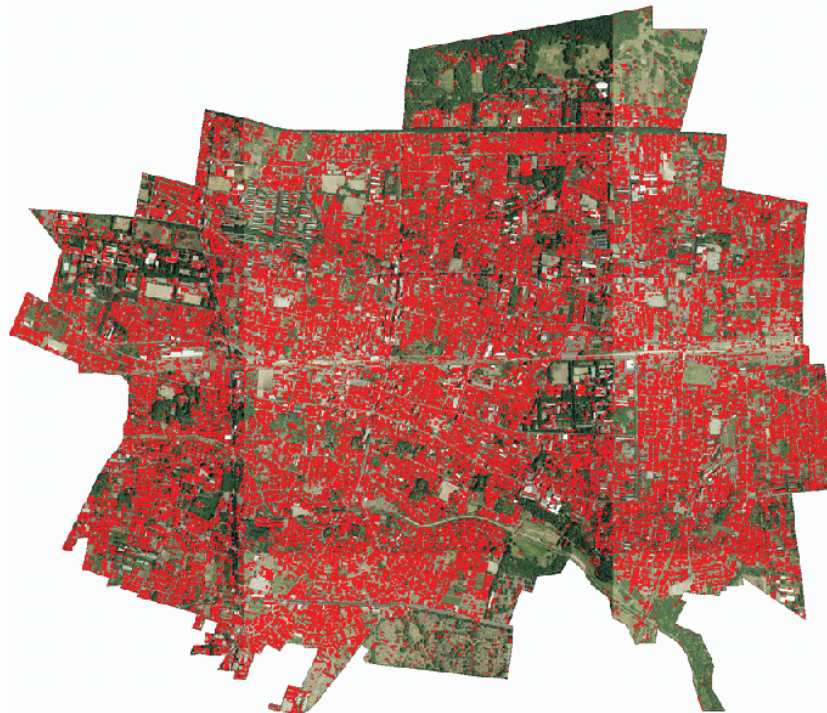


Figure 8: Result image in Koganei city



6 CONCLUSION

This paper presented to add new processes to previous method. The new processes are to update training data, to set priority of classification categories, and to apply geographical data. In the result, we get accuracy enhancement of analysis.

PV installation potential in Koganei city was analyzed. In the case of assumption by statistics of construction, the estimation has been obtained that 216.1 MW PV would be installed in 1.44 km². Annual output energy is 225.7 GWh/year. This amount is able to cover about 62,000 households on the assumption of 3,621 kWh/house/year. This presentation showed that the potential of rooftop PV is large.

Authors are going to apply the method to 23-wards in center of Tokyo. Then, potential of the rooftop PV in big cities including tall buildings and broad streets will be shown.

REFERENCES

- [1] NEDO, "Overview of "PV Roadmap Toward 2030" (PV2030)", 2004.
- [2] S. TAGUCHI, K. KUROKAWA, "PV Resource Survey for Urban Areas by means of Aerial Photographs", 20th EUPVSEC, Barcelona, Spain, 2005.
- [3] S.TAGUCHI, K.KUROKAWA, "An evaluation of a potential of rooftop photovoltaic systems by aerial photogrammetry (Rooftop recognition and a case study for Hino City)", Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference (2005), pp.197-200, 2005. (In Japanese)
- [4] T. Matsuyama, M. Nagao, "Structural Analysis of Aerial Photograph", Information Processing, Vol.21 No.5, 1980. (In Japanese)
- [5] Kosuke Kurokawa, Daisuke Uchida, Kenji Otani, Tadatashi Sugiura, "Realistic PV performance values obtained by a number of grid-connected systems in Japan", North Sun '99, the 8th International Conference on Solar Energy in High Latitudes, 1999.
- [6] IEA PVPS Task1, "Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2005", 2006.
- [7] Government Housing Loan Corporation, "Survey result of 1999 Primary Housing Construction Data – Single-Dwelling Housing", 2000. (In Japanese)



IEA-PVPS TASK8: VERY LARGE SCALE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION (VLS-PV) SYSTEMS ON THE DESERT

K. Komoto¹, K. Kurokawa², M. Ito³, J. S. MacDonald⁴, C. Beneking⁵, E. Cunow⁶, M. Ermer⁷, D. Faiman⁸, F. Paletta⁹, A. Sarno¹⁰, J. Song¹¹, R. Knol¹², P. van der Vleuten¹³, T. Hansen¹⁴, H. Hayden¹⁵, N. Enebish¹⁶

¹Mizuho Information & Research Institute (MIIR), 3-1 Kanda-Nishiki-cho, Chiyoda-ku, Tokyo 101-0054, Japan, tel: +81-3-5281-5295, fax: +81-3-5281-5466, email: keiichi.komoto@mizuho-ir.co.jp

²Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588, Japan, tel/fax: +81-3-42-388-7132, email: kurochan@cc.tuat.ac.jp

³Tokyo Institute of Technology (ITT), 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550, Japan, email: ito@iri.titech.ac.jp

⁴Day4 Energy Inc., #101-5898 Trapp Avenue Burnaby, B.C. V3N 5G4, Canada, email: jmacdonald@day4energy.com

⁵ErSol Solar Energy AG, Wilhelm-Wolff-Str. 25, 99099 Erfurt, Germany, email: claus.beneking@ersol.de

⁶PVConsult, Am Weidegrund 10, D-82194 Groebenzell, Germany, email: edwin.cunow@web.de

⁷SunTechnics Solartechnik GmbH, Anckelmannsplatz 1, 20537 Hamburg, Germany, email: m.ermer@suntechnics.de

⁸Ben-Gurion University of the Negev, Sede Boqer Campus, 84990 Israel, email: faiman@bgumail.bgu.ac.il

⁹CESI Ricerca, Via Rubattino, 54, Milano 20134, Italy, email: paletta@cesiricerca.it

¹⁰ENEA, Italy, email: sarno@portici.enea.it

¹¹Korean Institute of Energy Research, 71-2 Jang-dong Yusong-ku, Taejeon 305-343, Korea, email: jsong@kier.re.kr

¹²Siemens Nederland N.V., Prinses Beatrixlaan 800, 2595 BN Den Haag, the Netherlands, email: remko.knol@siemens.com

¹³Free Energy International, Ambachtsweg 21, 5627 BZ Eindhoven, The Netherlands, email: p.vleuten@free-energy.net

¹⁴Tucson Electric Power, Mail Stop OH 203, P.O.Box 711, Tucson, AZ 85702, U.S.A., email: thansen@tucsonelectric.com

¹⁵Arizona Public Service, 400 N. 5th street, Phoenix, AZ 85004, U.S.A., email: herbert.hayden@aps.com

¹⁶National Renewable Energy Center, P.O.Box 479, Ulaanbaatar 210136, Mongolia, email: enebish@magicnet.mn

ABSTRACT: The objective of IEA PVPS Task8 is to examine and evaluate the potential of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems on desert areas, which have a capacity ranging from multi-Megawatt to Gigawatt, and to develop practical proposals for demonstrative research toward realization of the VLS-PV Systems in the future. The Task8 started in 1999 (as 1st-Phase) and the 2nd-Phase was succeeded in 2005. To develop these results toward an implementation of VLS-PV system, we've started 3rd-phase activity. In 3rd-Phase (2006-2008), specific case studies from viewpoints of local, regional and global aspect are carried out, and financial and institutional scenarios and a general instruction for practical project proposals are developed. Also, considerable future technical options implementing VLS-PV system are analysed. Through the activities, Task 8 will give recommendations to stakeholders and for world brightness future.

Keywords: Large Grid-connected PV systems, sustainable, desert, VLS-PV

1 INTRODUCTION

The objective of IEA PVPS Task8 is to examine and evaluate the potential of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems on desert areas, which have capacities ranging from several megawatts to gigawatts, and to develop practical project proposals for demonstrative research toward realizing VLS-PV Systems in the future.

We started the Task8 in 1999. In 1st-Phase (1999-2002), key factors that enable VLS-PV systems feasibility were identified and the benefits of this system's applications for neighbouring regions were clarified as well as the potential contribution of system application to global environment protection and renewable energy utilization in the long term was clarified. Mid- and long- term scenario options for making VLS-PV systems feasible in some given areas were also proposed [1]. Based on the scenario options of 1st-Phase, in 2nd-Phase (2003-2005), case studies on VLS-PV systems were carried out in depth and practical proposals for demonstrative research projects on pilot PV systems suitable for selected regions, which would enable sustainable growth into VLS-PV Systems in the future, were discussed [2]. To develop these results toward an implementation of VLS-PV systems, we've started 3rd-phase activity. In 3rd-Phase (2006-2008), specific case studies from viewpoints of local, regional and global aspect are carried out, and financial and institutional scenarios and a general instruction for practical project

proposals are developed. Also, considerable future technical options implementing VLS-PV system are analysed.



Figure 1: History of IEA PVPS Task 8 activity

2 RESULTS OF THE 2ND-PHASE ACTIVITY

2.1 Practical proposals for VLS-PV systems [2]

It is apparent that VLS-PV systems can contribute substantially to global energy needs, become economically and technologically feasible, and contribute considerably to the environment and socio-economic development. Securing these contributions and deploying



the actions for implementing VLS-PV in the future, we developed proposals of practical projects suitable for selected regions.

Considering sustainable growth of VLS-PV systems, project proposals for these regions, the Mediterranean region, the Middle East region, Asian region (China and Mongolia) and Oceania region were selected. The Mediterranean project performed case studies of Spain, Portugal, Tunisia, from viewpoints of irradiation and general condition. A "Top-Down" approach is developed to introduce VLS-PV System into the Middle East. By the cooperation of Japan, Korea and Mongolia, a case of locations along railway, where infrastructures, local community and power transmission already exist in Mongolia, was selected and studied. Also, 8MW PV Project is planed in China. It can be considered as a preliminary stage or first stage for future VLS-PV. Further, in Oceania region, to build mega-watt class PV system at the Western Australia was discussed. It also has possibility to be a preliminary stage.

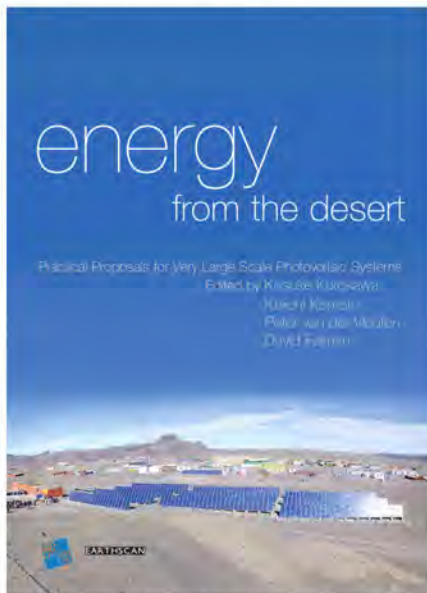


Figure 2: 'Energy from the Desert: Practical Proposals for Very Large Scale Photovoltaic Systems' [2]

2.2 Task8 Phase2 Communique: 'Energy from the Desert' [3]

For the sake of dissemination of the outcomes from Phase 2 activities and discussion of expected outcomes from Phase 3, Task8 held an international symposium on 9 October 2006, as a side event of the Renewable Energy 2006, in Makuhari, Chiba in Japan. Then, 'Task8 Phase2 Communique' as below was developed and approved at the end of the symposium.

<General Understandings for VLS-PV>

From the perspective of the global energy situation, global warming and other environmental issues, as well as from the case studies and scenarios, it is apparent that VLS-PV systems can:

- contribute substantially to global energy needs
- become economically and technologically feasible
- contribute considerably to a cleaner environment
- contribute considerably to socio-economic development.

'It might be a dream, but ...' has been a motive for continuing our study of VLS-PV. Now we have become confident that it is no longer a dream. This report deals with one of the promising recommendations for sustainable development in terms of solving world energy and environmental problems in the 21st century.

<Recommendations to the World>

VLS-PV is anticipated to be a highly globally friendly energy technology, contributing to the social and economic development of desert regions in an environmentally sound manner.

However, concrete realization of VLS-PV projects depends upon successful negotiation between project developers and PV and electricity industries, and must have the support of government regarding its acceptance, sustainability and initial economic incentives.

In order to make negotiations successful and to establish a VLS-PV project, approaches required for project development are as follows:

- Clarify critical success factors on both technical and non-technical aspects.
- Demonstrate technical capability and extendibility.
- Demonstrate economic and financial aspects.
- Show local, regional, and global environmental and socio-economic effects.
- Assess, analyse and allocate project risks such as political and commercial risks.
- Find available institutional and organizational schemes.
- Provide training programmes for installation, operation and maintenance.
- Develop instructions or guidelines for these approaches.

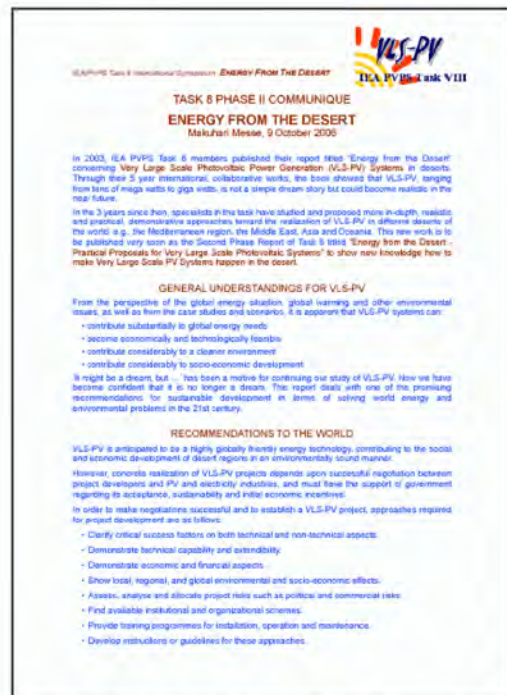


Figure 3: Task8 Phase2 Communique: 'Energy from the Desert' [3]



3 EXPECTED RESULTS OF 3RD PHASE ACTIVITY

In 3rd-Phase (2006-2008), toward a realisation of VLS-PV systems, specific case studies from viewpoints of local, regional and global aspect are carried out, and financial and institutional scenarios and a general instruction for practical project proposals are developed. Also, considerable future technical options implementing VLS-PV system are analysed.

In 3rd-phase, Participants will carry out extended Subtask 2 and 5, and new Subtask 6.

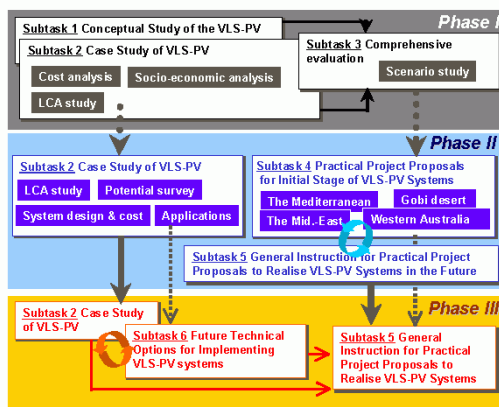


Figure 4: Overall framework of Task8 activity

3.1 Case studies for selected regions for installation of VLS-PV systems

Employing the concepts of VLS-PV and the criteria and other results produced under Subtask 1, Participants have been undertaking case studies on VLS-PV systems for the selected regions and evaluating the resulting effects, benefits and environmental impact. Feasibility and potential of VLS-PV on deserts will be evaluated from viewpoints of local, regional and global aspect. Some activities will carry out the following work for the regions selected in parallel.

One of the study items on life-cycle analysis (LCA) is a comparison of PV modules from a viewpoint of the life-cycle. The latest data of PV modules' LCA will be added to VLS-PV system analyses. Second item is LCA of concentrator PV (CPV) systems and the discussion has been started.

To know where a suitable place is for VLS-PV and to evaluate a potential of arid land area, a solar resource analysis is carried out. To develop accuracy of the analysis, NOAA's satellite images are utilized to identify vegetation areas. From our discussion of research topics in 3rd phase, we decided to analyze not only arid land area but also semi-arid land area. Because the semi-arid land area would have a high potential, as much as the arid land area, and a distance between the VLS-PV system and demand should be close. In addition, a solar resource map of world arid and semi-arid land area would be discussed.

From the viewpoint of agricultural field in desert regions, soil properties such as crusting, salt content, etc. were overviewed. The risk of careless irrigation under dry climate was pointed out and it was proposed a new concept of irrigation combined with desalination equipments powered by PV as one example. The necessity of total economy evaluation for cost/clean-water-ton was pointed out during discussions. As a first

step, we started an experiment to know how much water is suitable for irrigation in arid area.

Also, seawater desalination is an important development in some regions. We'll perform a case study on its application using solar energy, for example, in the Mediterranean region, and some useful information would be provided.

3.2 General instruction for practical project proposals to realise VLS-PV systems in the future

Detailed practical instructions and training kit for the development of other practical project proposals, to enable others to sustainable implement VLS-PV systems in the future, will be discussed. Employing the results developed under the previous activities, financial and institutional scenarios will be further discussed, and the guidelines for practical project proposals will be developed.

A survey and case study of large-scale PV systems is carried out. Then, existing or planed plants with PV capacity > 1 MW will be surveyed to collect practical information relating to planning, installation, performance, and guarantee system of large PV systems. Some selected plants will be further case studied in-depth, from a series of technological, civil and economical viewpoints. Desert case will also be included as separated issues even if it is smaller than 1 MW. Economical evaluation also will be expected to be surveyed as well as other items such as utility scale or on-site application, etc.

Based on experts' experiences in the field of PV and large-scale renewable technology including industry, project developer, investor, policy-maker, etc., successful and un-successful factors for VLS-PV project, on both technical and non-technical aspects, will be clarified. Existing financial schemes will be overviewed and available financial and institutional scenarios and case studies will be also discussed.

For example, carbon finance is becoming a major financial resource in energy projects. It is thought that CDM would be one of the promising schemes for implementing VLS-PV. Working items for raising the value of VLS-PV were identified and some examples in terms of PV CDM were prepared. Solar energy projects exist but are so small part, since even large PV projects are still considered small by CDM investors. However, VLS-PV may provide the solution to this barrier of PV projects, because the transaction cost of the CDM project is negligible small because of very large size of project. Also, VLS-PV projects are competitive with other renewable CDM projects, because of large volume of CERs.

3.3 Future technical options for implementing VLS-PV systems

We will propose and analyze various technical options for implementing VLS-PV systems, including scenarios for storage and for reliable integration of VLS-PV systems into the existing electrical grid networks. From the viewpoint of future electrical grid stability, a global renewable energy system utilizing globally dispersed VLS-PV systems as the primary electrical energy source will be also analyzed.

Considerable technical options to be discussed are, for example, electricity grid network scenario, energy storages, concentrator technologies and solar hydrogen scenario for future.



As for an issue on electric grid, a precise comparison between CPV and non-tracking flat PV, as regards their relative suitability for integration into a utility grid, has been discussed with some actual hourly load requirements for a desert city, together with some performance data of a large PV system.

An experimental study of a vanadium redox flow battery, that charge and discharge using a large array of PV panels, will be started. The purpose of the project will be to study the in/out efficiency of these batteries under extreme desert conditions, and the degradation rate under a regime of constant deep charge/discharge cycles.

In addition, because CPV suggests that the ultimate cost of generating electricity from solar energy will be around 0.005 USD/kWh, VLS-PV and electrolysis would be an ideal source for hydrogen. However, the problem is then what to do with the hydrogen, e.g. the direct-use path, the path of CO₂-sequestration, etc. From such viewpoints, solar hydrogen scenario will be discussed with inviting experts on the fields, as well as reviewing the latest CPV technologies.

4 FUTURE PERSPECTIVE

Toward implementation of VLS-PV system, stakeholders targeted to will be policy makers, investors and project developers including PV industries, which enable to make a plan and concrete vision to realize VLS-PV from a viewpoint of global energy and environmental issues, as well as researchers and engineers in the field of solar cells and PV system technology.

In the 3rd-phase activity, Task 8 will elaborate more on socio-economic considerations, and give recommendations to stakeholders and for world brightness future.

REFERENCES

- [1] Kosuke Kurokawa, Energy from the Desert: Feasibility of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems, James & James (Science Publishers) Ltd., London, 2003
- [2] Kosuke Kurokawa, Keiichi Komoto, Peter van der Vleuten and David Faiman, Energy from the Desert: Practical Proposals for Very Large Scale Photovoltaic Systems, James & James (Science Publishers) Ltd., London, 2007
- [3] IEA PVPS Task8, Task8 Phase II Communique: Energy from the Desert, IEA PVPS Task8 International Symposium, Makuhari Messe, Chiba, Japan, 9 October 2006



SPECTRAL RESPONSE MEASUREMENTS OF PV MODULES AND MULTI-JUNCTION DEVICES

Yoshihiro Hishikawa¹, Yuki Tsuno^{1, 2} and Kosuke Kurokawa²

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

Phone: +81-29-861-5780, FAX: +81-29-861-5829, E-mail: y-hishikawa@aist.go.jp

² Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-0012, Japan

ABSTRACT: Precise characterization of the spectral response (SR) of the series connected PV devices such as the modules and multi-junction devices are investigated. The SR measurement of series-connected PV devices show more complicated features than that of single-junction cells, since multiple component cells are series-connected in one device. The SR of multi-junction devices is discussed, in conjunction with the measurement conditions such as the intensity and spectrum of the color bias light, as well as the shape of the I-V curves. As the cells in PV modules are also series connected, measured and "true" spectral response of each constituent cell have similar relations with the multi-junction cells. Various factors to affect the SR measurement of the modules are also discussed. Measurement conditions to yield accurate spectral response results are discussed. Measurement of the SR's of commercial-size modules are demonstrated for various kinds of modules including crystalline Si, thin-film Si, and multi-junction structures.

1 INTRODUCTION

The spectral response (SR), or the quantum efficiency, is an essential feature of the photovoltaic (PV) devices. In the performance characterization of the PV devices, information on the SR is necessary for choosing the appropriate reference device, adjusting the solar simulator light, and also for correcting the measured I-V curves into those under Standard Test Conditions (STC). The SR measurement of series-connected PV devices, such as modules and multi-junction solar cells (hereafter referred to as multi-junction devices) show more complicated features than that of single-junction cells, since multiple component cells are series-connected in one device[1-7]. Recent study has shown that the measured and "true" spectral responses of monolithic multi-junction cells have a rather simple relation[8]. The present study further investigates the relation in conjunction with the measurement conditions such as the intensity and spectrum of the color bias light. Measurement of the module spectral response was so far investigated and carried out by a few organizations [9-11]. In this study, various factors to affect the SR measurement of the modules are also discussed.

2 SPECTRAL RESPONSE MEASUREMENTS OF MULTI-JUNCTION PV DEVICES

To measure the spectral response of one component cell, appropriate color bias light is usually applied to the multi-junction device in addition to the chopped monochromatic light, such that the component cell limits the output current of the device. Since the spectral response can be dependent on the operating voltage, a bias voltage may be applied to keep the component cell at the desired operation voltage, provided the output voltage of the other component cells can be estimated. In addition, ambiguity in the measured spectral response is also caused by measurement artifacts, due to the non-ideal cell properties and color bias light. This was discussed in detail by Meusel et al. with respect to III-V compound multi-junction devices. In this study, quantitative relation among the "true" and measured

spectral responses, and the shape of the I-V curve of the component cells is discussed.

2.1 Typical experimental results

Examples of the spectral response of an a-Si/thin-film c-Si double junction cell and an a-Si/thin-film c-Si/thin-film c-Si triple junction cell are shown in Figs. 1 and 2, respectively. The spectra are shown on a relative scale based on the dimension of A/W. As shown by the solid lines, the spectral responses of the top and bottom cells are usually clearly separated. Slight differences in the spectra are partly due to the variation of the bias voltage of each component cell caused by the variation in the balance of the photocurrent. The measured spectra are also significantly affected by contributions from other component cell(s) under some measurement conditions, as shown by the broken lines.

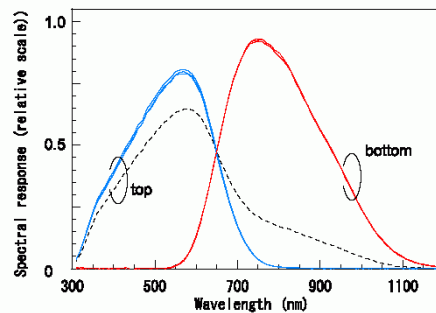


Figure 1. Example of the spectral responses of the component cells of an a-Si/thin-film c-Si solar cell under various color bias light. The spectra are shown on a relative scale based on the dimension of A/W. The various types of color bias light were generated by filtering the solar simulator light with color filters. R72, IR76 and IRD-80A filters were used for the top cell, and C50, HA30, and IRA-25S filters were used for the bottom cell. The broken line corresponds to the case where no color filter is used. Bias voltage = 0 V.

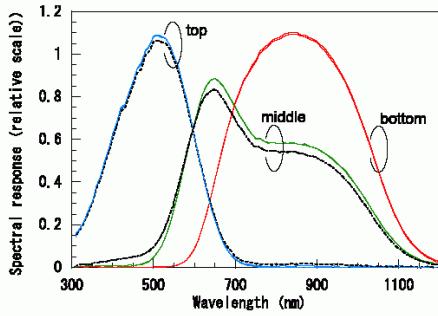


Figure 2. Example of the spectral responses of the component cells of an a-Si/thin-film c-Si/thin film c-Si solar cell under various kinds of color bias light. The spectra are shown in the relative scale based on the dimension of A/W. Y52 and Y44 filters were used for the top cell, B410 and B410HW filters for the middle cell, and HA30, HA30HW, and IRA-25S filters were used for the bottom cell. The bias voltage is 1.2V for the dot-dashed line, and 0 V for others.

2.2 Relation among the measured SR, "true" SR, and the I-V curves

For example, the operating current I of a double-junction device is always the same as that of the top cell I_a and the bottom cell I_b . The operating voltage is the sum of those of the top cell V_a and the bottom cell V_b (Fig. 3). When chopped light is applied to the device, the I-V curves of the component cells are modified synchronously with the chopped light. A magnified view of Fig. 3 around the operation point of the top cell A is shown in Fig. 4. The I-V curve of the top cell, when the chopped light is off, is shown by the solid line in the figure. The curve changes to follow the dotted line when the chopped light is on. In Fig. 4, the "true" spectral responses of the top and bottom cells SR_a , SR_b have the following relationship,

$$\Delta I_a = SR_a \times \Delta E, \quad \Delta I_b = SR_b \times \Delta E \quad (1)$$

Here, ΔE is the intensity of the chopped monochromatic light. The definition of ΔI_a is shown in Fig. 4. As the output voltage of the device is usually held constant by an external circuit during spectral response measurement, the operation point of the component cell moves between the points A and A2 in the figure, when the chopped light is applied. The operating voltage and current of the top and the bottom cells have the following relationship.

$$\begin{aligned} V_{a1} + V_{b1} &= V_{a2} + V_{b2}, \\ I_{a1} = I_{b1}, \quad I_{a2} &= I_{b2}. \end{aligned} \quad (2)$$

Here, V_{a1} (V_{a2}) and V_{b1} (V_{b2}) denote the operating voltage of the top and bottom cells when the chopped light is respectively off and on. If the slope of the I-V curve can be assumed to be independent of the on/off state of the chopped light,

$$\begin{aligned} V_{a2} &= V_{a1} - (\Delta I_a - \Delta I) \frac{dV_a}{dI_a}, \\ V_{b2} &= V_{b1} - (\Delta I_b - \Delta I) \frac{dV_b}{dI_b}. \end{aligned} \quad (3)$$

Here, ΔI is the net increase in the output current of the device caused by the application of chopped light, as shown in Fig. 4. The dV_a/dI_a and dV_b/dI_b denote the slope of the I-V curve of the top and bottom cells at their operation points; i.e., at point A and point B in Fig. 3. Equation (3) is valid when the slope of the I-V curves at around the points A, A', and A2 are the same. This usually corresponds to the case where the photocurrent of the target cell is much smaller than the other cells. Therefore, the spectrum of the color bias light should be chosen to realize such situation. Equations (2) and (3) lead to the following formula for the measured spectral response SR_{meas}

$$\begin{aligned} (\Delta I_a - \Delta I) \frac{dV_a}{dI_a} + (\Delta I_b - \Delta I) \frac{dV_b}{dI_b} &= 0, \\ \therefore SR_{meas} = \frac{\Delta I}{\Delta E} &= \frac{SR_a \frac{dV_a}{dI_a} + SR_b \frac{dV_b}{dI_b}}{\frac{dV_a}{dI_a} + \frac{dV_b}{dI_b}}. \end{aligned} \quad (4)$$

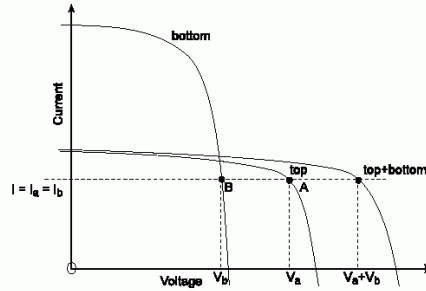


Figure 3. Example of the I-V curves of the component cells in a double-junction solar cell.

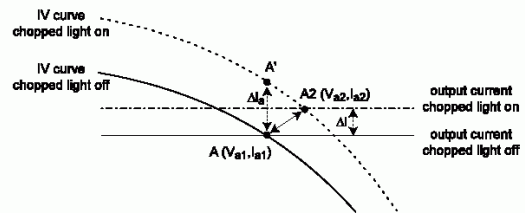


Figure 4. Enlargement of Fig. 3 around the operation point of the top cell (point A in Fig.3).

2.3 Correction of the measured SR

Equation (4) clarifies the relationship among the measured spectral responses SR_{meas} , spectral responses SR_a , SR_b , and shape of the I-V curves of the top and bottom component cells. Correction of the measured spectral response is possible by applying the equation. For example, assume a case where the measured spectral response of the bottom cell $SR_{b,meas}$ shows an apparent measurement artifact due to non-optimized color bias, etc., while the measured spectral response of the top cell $SR_{a,meas}$ is expected to be accurately measured (i.e., $SR_{a,meas} \cong SR_a$), as shown in Fig. 5. Considering that the short wavelength region of the SR_b (e.g., < 950 nm) is expected to be zero for this device structure, the $(dV_a/dI_a)/((dV_a/dI_a)+(dV_b/dI_b))$ concerning the



measurement of $SR_{b, meas}$ is estimated to be 0.07. Thus, from Eq. (4), SR_b is expressed as $SR_b = (SR_{b, meas} - 0.07 \times SR_a) / (1 - 0.07)$, as shown in Fig. 5. The calculated SR_a shows good agreement with the measured top SR where the color bias is optimized, demonstrating the usefulness of the correction procedure. When the difference in the slope of the I-V curves at points A, A', and A2 cannot be neglected, the dV_g/dI_g and dV_b/dI_b in Eq. (3) may be modified to include higher-order terms.

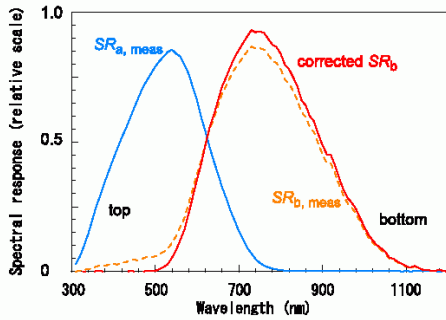


Figure 5. Example of the correction of the SR of the top cell, measured under non-optimized conditions (broken line). Corrected SR_b (solid line) well agrees with the SR_b measured under optimized conditions (broken line).

In the spectral response measurements, the color bias light should be chosen so that the photocurrent of the target component cell is much smaller than those of other component cells, in order to minimize the contribution from other component cells. Although the photocurrent of the target component cell should be the same as that under the standard sunlight, lower photocurrent may be allowed if the component cell has a linear response [5,7]. The correction procedure is not always necessary in practical measurements, since the contribution from other component cells is, in many cases, not significant in the measured spectral response. However, there are some cases where contribution from other component cells cannot be neglected. For example, when the I-V curve of the target component cell is leaky, the dV/dI of the target component cell is not large enough compared to those of other component cells. Similar situation occurs when we want to measure the spectral response at forward bias. For measuring the spectral response of a component cell at a short circuit condition, the multi-junction device should be forwardly biased at a voltage close to the sum of the V_{oc} of other component cells [7]. Although the contribution from other component cells can be reduced by choosing appropriate bias voltage [5], varying the bias voltage can also affect the spectral response of a-Si based solar cells. Also, ideal color bias light is not always available for experimental reasons. The correction procedure is especially useful for those cases.

Equation 4 can be generalized to any kind of multi-junction device as follows, where n is the number of junctions. Correction of the measured spectral responses is also possible for various kinds of devices. The spectral response may be either in the dimension of A/W or of quantum efficiency. It should be noted that Meusel et al. have presented a similar procedure to reduce measurement artifact in the relative spectral response.[5] The present results, such as Eqs. (4)-(5), offer a quantitative relationship among the measured spectral

responses SR_{meas} , spectral responses SR_a , SR_b , and shapes of the I-V curves of the top and bottom component cells, thus enabling correction of the absolute value of the spectral response, as shown in Fig. 5. This is useful for accurately evaluating the balance of the photocurrent of the component cells.

$$SR_{meas} = \frac{\sum_{i=1}^n SR_i \frac{dV_i}{dI_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{dV_i}{dI_i}} \quad (5)$$

3 SPECTRAL RESPONSE MEASUREMENTS OF MODULES

There is growing needs for characterizing the SR of modules without knowing the details of their series connected constituent cells beforehand. The SR measurements of the modules have similar features as that of the multi-junction cells as discussed above, because of their series connected structures. For example, similar relation to Eq. (2) is also valid for the output voltage and current of the modules. However, the practical procedure for the SR measurement is different, as each constituent cell in a module is spatially separated.

3.1 Basic apparatus and procedure

The basic procedure of the module SR measurement in the present study is to measure the SR of each constituent cell in the module by the following method (Fig. 6).

- (1) Chopped monochromatic light is irradiated on the target cell for the SR measurement.
- (2) Bias light is irradiated on the target cell, in order to put the cell under an operating condition. For the multi-junction samples, color bias light is used instead of the white bias light.
- (3) Supplemental bias light is irradiated on all the cells in the module other than the target cell, so that the other cells do not strongly limit the output current of the module.
- (4) Bias voltage is applied to the module, so that the operation voltage of the target cell is set to desired value (e.g., short circuit, open circuit, or maximum power condition, etc.). It is noted that during the practical measurement, the bias voltage should be applied before the supplemental bias light. Otherwise, the output voltage of all the other cells is possibly applied to the target cell, and may damage the target cell.

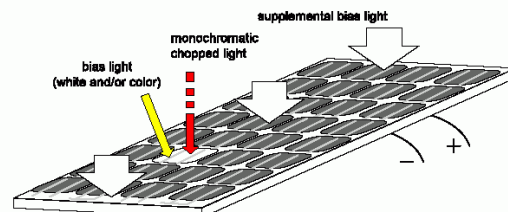
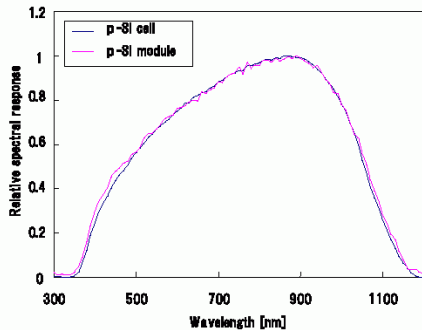


Figure 6. Schematic setup of the module SR measurement apparatus of the present study.

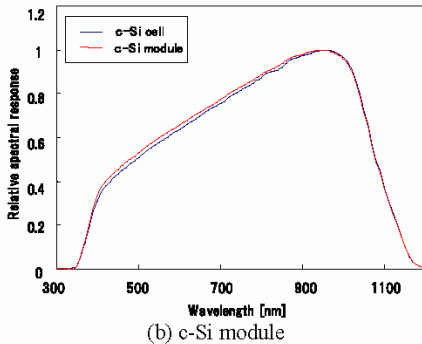
Basic validity of the above procedure was confirmed by comparing the measured SR's of crystalline Si



commercial-size module with that of one-cell module, as shown in Fig. 7. Here, the modules were specially ordered and the constituent cells were chosen from a group of cells where the SR's are practically the same. Good agreement of the measured relative SR's of the one-cell module and commercial-size module confirms the validity of the present approach.



(a) p-Si module

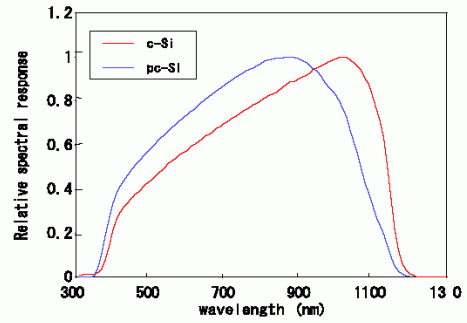


(b) c-Si module

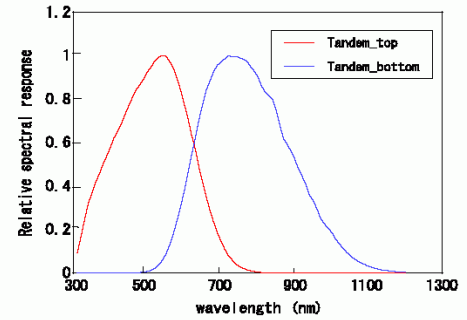
Figure 7. Comparison of the measured relative SR's of a commercial size module (red line) and one-cell module (blue line).

3.2 Measurement parameters and application to various PV modules

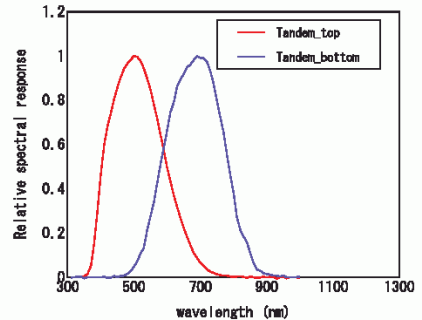
The most essential experimental requirement is that the photocurrent of the target cell generated by the chopped monochromatic light is not substantially limited by other cells. In order to satisfy the requirement, the irradiance of the chopped monochromatic light should be as high as possible, the irradiance of the supplemental bias light should be also high enough, and the irradiance of the white and/or color bias light should be chosen properly. When the shunt current of the constituent cells are large and white bias light is not applied to the target cell, the supplemental bias light may not be necessary. when the integrated thin-film multi-junction module are measured, both the color bias light and the supplemental bias light are usually necessary. Confirmation of the invariance of the relative SR concerning these parameters is necessary for checking the validity of the measurement. Although detailed optimization of the parameters are in progress, the experimental results (Fig. 8) suggest that the present procedure and apparatus (Fig.9) are applicable to many kinds of PV modules including thin-film modules and multi-junction modules.



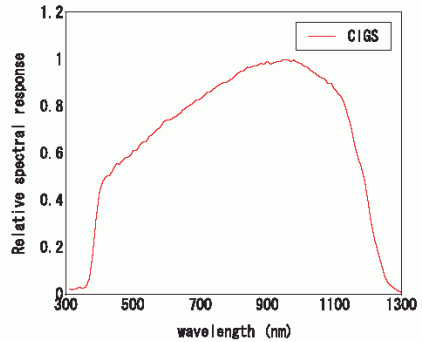
(a) c-Si and p-Si module



(b) double-junction Si-based thin-film module



(c) double-junction Si-based thin-film module



(d) CIGS thin-film module

Figure 8. Example of the measured relative SR's of various PV modules.



Figure 9. Module SR measurement apparatus of the present study.

4 CONCLUSION

The SR measurement of series-connected PV devices show more complicated features than that of single-junction cells, since multiple component cells are series-connected in one device. Although ambiguity is inevitable, understanding of the relation among the measured spectral response and the I-V curves of the component cells helps to reduce the ambiguity by correcting the measured spectral response. Quantitative relation among the measured SR, "true" SR and the shape of the I-V curve has been presented, which can be used for correcting the measured SR into "true" SR. Various factors to affect the SR measurement of the modules are also discussed. The procedure for the measurement of module SR is based on the measurement of each constituent cell in the module, which irradiates chopped monochromatic light and white or color bias light on the target cell, and supplemental bias light on other cells. Measurement of the SR's of commercial-size modules demonstrated that the procedure and apparatus of the present study is applicable for various kinds of modules including crystalline Si, thin-film Si, CIGS, and multi-junction structures.

ACKNOWLEDGEMENT

This work was supported in part by NEDO under the Ministry of Economy, Trade and Industry.

REFERENCES

[1] S. Igari, Y. Imura, S. Shimada and N. Watanabe, "Conceptual design on solar simulator for large area multi-junction PV devices", Tech. Digest of PVSEC-11, Sapporo (1999) 707.

[2] R. Shimokawa, F. Nagamine, M. Nakata et al., "Supplementary-light method for measuring the conversion efficiency of multijunction solar cells", Jpn. J. Appl. Phys. 28 (1989) L845-L848.

[3] K. Emery, M. Meusel, R. Beckart et al., "Procedures for evaluating multijunction concentrators", Proc. 28th IEEE PVSC, Anchorage (2000) 1126.

[4] M. Meusel, R. Adelhelm, F. Dimroth et al. "Spectral mismatch correction and spectrometric characterization of monolithic III-V multi-junction

solar cells", Prog. Photovol: Res. Appl. 10 (2002) 243.

[5] M. Meusel, C. Baur, G. Letay et al. "Spectral response measurements of monolithic GaInP/Ga(In)As/Ge triple-junction solar cells: measurement artifacts and their explanation", Prog. Photovol: Res. Appl. 11 (2003) 499-514.

[6] Y. Hishikawa and S. Igari, "Characterization of the I-V curves of multi-junction solar cells/modules by high-fidelity solar simulators and their irradiance dependence", to be published in the Proceedings of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2004) Paris.

[7] J. Burdick and T. Glatfelter, "Spectral response and I-V measurements of tandem amorphous-silicon alloy solar cells", Solar Cells, 18 (1986) 301-314.

[8] Y. Hishikawa, "Characterization of The Silicon-Based Thin Film Multi-Junction Solar Cells " MRS Symposia Proceedings vol. 862 (2005) 579-590.

[9] H. Müllejans et al., "Temperature and Bias Light Dependence of Spectral Response Measurements", Proceedings of the PV in Europe Conference, Rome (2002) 891

[10] H. Field, "Solar Cell Spectral Response Measurement Errors Related to Spectral Band Width and Chopped Light Waveform", Proceedings of the 26th IEEE PVSC, Anaheim (1997)

[11] J. Sutterlüti et al., "Mapping of the Local Spectral Photocurrent of Monolithic Series Connected a-Si:H P-I-N Thin Film Solar Modules", Proceedings of the 21st EUPVSEC, Dresden (2006)



Case study of distribution-unified power flow controller (D-UPFC) in the clustered PV system

Kyungsoo Lee, Kenichiro Yamaguchi, and Kosuke Kurokawa

Tokyo University of Agriculture and Technology

Department of Electronics and Information Engineering

2-24-16, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

Email: ommuri@cc.tuat.ac.jp, 50007645129@st.tuat.ac.jp, kurochan@cc.tuat.ac.jp

Abstract—This paper shows the case study of D-UPFC in the clustered PV system. D-UPFC mainly controls distribution voltage and thus, it is installed in the low-voltage distribution system connects with clustered PV system. Proposed D-UPFC topology is shown and compared with existing topology. The proposed topology can decrease the transformer capacity compared with existing topology. In the case study, voltage control and dynamic characteristic of D-UPFC are analyzed. Forward power flow, reverse power flow, and load power factor change conditions are simulated using ATP-EMTP tool.

I. INTRODUCTION

In the power flow condition, faults occurring in power distribution systems or facilities in plants generally cause the voltage sags or swells. Also, power systems supply power for a wide variety of different user applications, and sensitivity to voltage sags and swells varies widely for different applications [1].

A few voltage control methods have been developed. Static var compensator (SVC) regulates over- and under-voltage conditions by controlling its reactive power. Autotransformer with line drop compensator based step voltage regulator (SVR) selects suitable voltage using a switch during voltage change. Also, scheduled operation controls distribution line voltage in the substation [2].

These voltage control methods concerns during forward power flow condition. Also, they are performed not the low-voltage distribution system but the high-voltage distribution system.

Reverse power flow happens when clustered PV system connects with distribution system. Voltage increase phenomenon happens due to reverse power flow. When the voltage increase occurs in the low-voltage distribution system, it affects to stop generating power from clustered PV system or to trouble distribution system equipments.

This paper shows the case study of D-UPFC in the distribution system. D-UPFC is a voltage controller in the low-voltage distribution system. When the voltage decrease is happened due to load consumption power low, D-UPFC controls the voltage rapidly. Also, when voltage increase condition due to reverse power flow from clustered PV system occurs, D-UPFC regulates the distribution voltage.

Proposed D-UPFC topology is compared with existing D-UPFC topology. Proposed topology can decrease transformer size, weight, and capacity because it uses only

one secondary side winding. Using this proposed topology, the case study of the distribution model is performed. Distribution voltage control during RL load condition and reverse power flow condition is simulated. The dynamic voltage control due to load power change and reverse power flow is also verified using ATP-EMTP software.

II. D-UPFC THEORY

A. Proposed Topology

D-UPFC consists of transformer and bi-directional ac-ac converter in the low-voltage distribution system. The transformer of the existing D-UPFC topology is divided one primary side and two secondary sides. Bi-directional ac-ac converter is connected in the upper side of the secondary. Fig. 1 shows the existing D-UPFC topology [2,3].

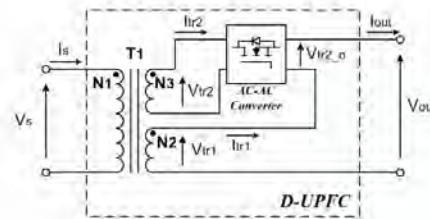


Fig. 1: Existing D-UPFC topology

D-UPFC output voltage equation can be expressed,

$$V_{out} = \frac{N_2 + (D \times N_3)}{N_1} \times V_s = V_{b1} + (D \times V_{b2}) = V_{b1} + V_{b2_0} \quad (1)$$

Where, D is duty ratio of the bi-directional ac-ac converter.

Transformer of the proposed topology is divided one primary side and one secondary side. Tap voltage N_1' of primary side is added to secondary side voltage. It is similar to auto-transformer topology. Proposed D-UPFC topology is shown in Fig. 2.

D-UPFC output voltage equation can be expressed,

$$V_{out} = \frac{N_1' + (D \times N_2)}{N_1} \times V_s = V_{b1} + (D \times V_{b2}) = V_{b1} + V_{b2_0} \quad (2)$$

The 7th International Conference on Power Electronics
October 22-26, 2007 / EXCO, Daegu, Korea

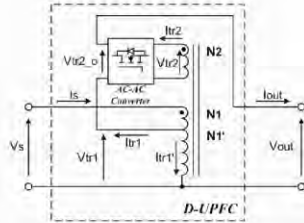


Fig. 2. Proposed D-UPFC topology

Transformer turn's ratio N_1' is the tap which is located in the primary side. Thus, Proposed D-UPFC topology can decrease the transformer size, weight and capacity compared with the existing topology.

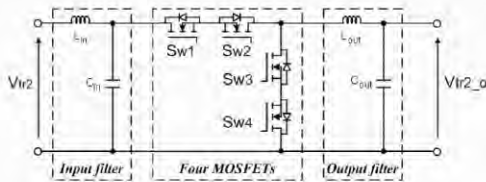


Fig. 3. Bi-directional ac-ac converter circuit

Bi-directional ac-ac converter from the Fig. 2 is shown in Fig. 3. The equation of this converter is,

$$V_{tr2_o} = D \times V_{tr2} \quad (3)$$

B. Voltage Control Method

D-UPFC input voltage V_{in} is always controlled by reference voltage V_{ref_dc} . V_{in} is changed from ac to dc through RMS function. V_{ref_dc} is 202[V,rms], which is low-voltage distribution system voltage. Error voltage V_{error} between V_{in} and V_{ref_dc} is through PI compensator. V_{ref_duty} which is the reference duty of ac-ac converter is added to V_{error_pi} . V_{pwm} compares with V_{tri} in the PWM function. Switches S_{w1} to S_{w4} are operated by PWM function. D-UPFC voltage control block is shown in Fig. 4.

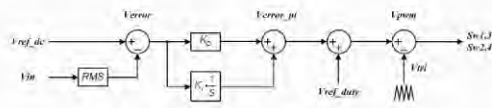


Fig. 4. D-UPFC voltage control block

Bi-directional ac-ac converter can directly transfer ac power to ac power without large energy storage devices. Also, it can control the voltage during power flow change and load change conditions. These conditions are realized using the switching patterns [3, 4].

Considering the clustered PV system connects with low-voltage distribution system, the power flow and load power factor should be changed. Forward power flow, reverse power flow and load power factor change can be expressed using phase diagram. Fig. 5 shows the phase diagram of input voltage and output current relation in the bi-directional ac-ac converter.

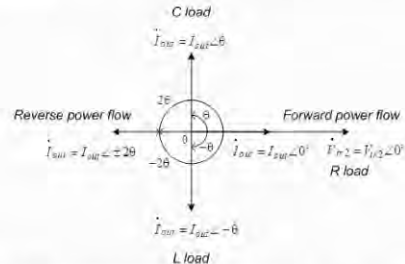


Fig. 5. AC-AC converter input voltage and output current phase diagram considering power flow and load power factor

III. CASE STUDY

D-UPFC voltage control in the low-voltage distribution system is shown. Voltage decrease and increase control are simulated considering load power factor change. D-UPFC dynamic voltage control also simulated using ATP-EMTP.

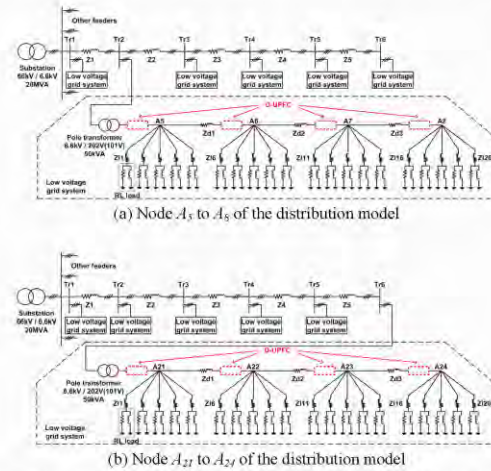


Fig. 6. Distribution model for voltage decrease condition in the RL load

D-UPFC simulation models are shown in Fig. 6 and 7. They are assumed the residential area of Japan. Detailed model explanation is shown in reference [2]. Fig. 6 shows voltage decrease model due to heavy load condition.



D-UPFC installation is shown from A_5 to A_8 of Tr_2 , from A_{21} to A_{24} of Tr_6 pole transformer.

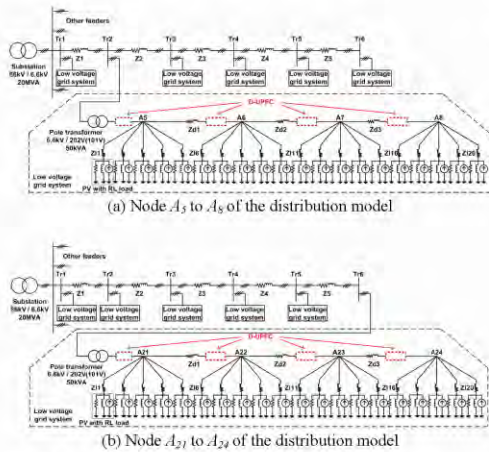


Fig. 7: Distribution model for voltage increase condition in the RL load with clustered PV system

Fig. 7 shows the voltage increase model due to reverse power flow from clustered PV system. D-UPFC installation is shown from A_5 to A_8 of Tr_2 , from A_{21} to A_{24} of Tr_6 pole transformer.

Table 1 shows the distribution model parameters. Power factor is assumed 0.9 in the RL load condition. Capacity of a PV system is regarded as 3[kW].

TABLE 1. Distribution model parameters

| | | |
|--|-------------------------|---------------------------|
| Substation | 66kV/6.6kV, 20MVA | |
| Pole transformer | 6.6kV/202V(101V), 50kVA | |
| HV line impedance(Z_1 to Z_5) | 0.626+j0.754[Ω/2km] | |
| L.V line impedance(Z_{a1} to Z_{a3}) | 0.023+j0.020[Ω/40m] | |
| Lead-in wire imp.(Z_{l1} to Z_{l20}) | 0.0552+j0.037[Ω/20m] | |
| Total load | Light load | 4.08+j2.028[Ω] (p.f. 0.9) |
| | Heavy load | 1.02+j0.507[Ω] (p.f. 0.9) |
| Each PV power | 3[kW] | |

D-UPFC parameters are shown in Table 2. The maximum D-UPFC voltage control range is ± 20.2 [V,rms] from transformer voltage tap N_2 . Input and output LC filters reduce input current and output voltage harmonics [5]. D-UPFC output is the same as distribution system voltage 202[V,rms] during normal mode.

TABLE 2. D-UPFC parameters

| | | | |
|----------------------|--------------|----------------------|----------------------------|
| V_S | 202[V,rms] | C_{in} & C_{out} | 50[μF] |
| $N_1: N_1': N_2$ | 1:0.9:0.2 | $V_{ref,dc}$ | 202[V,rms] |
| V_{in1} | 181.8[V,rms] | PI gain | $K_p=0.025$ $K_i=0.001$ |
| V_{in2} | 40.4[V,rms] | Switching freq. | 20[kHz] |
| L_{in} & L_{out} | 50[μH] | $V_{ref,duty}$ | 0.5 |

A. Voltage decrease control

Voltage decrease control is shown in Fig. 8. These simulation results are performed when heavy load is connected to the distribution system. Heavy load parameters are shown in Table 1.

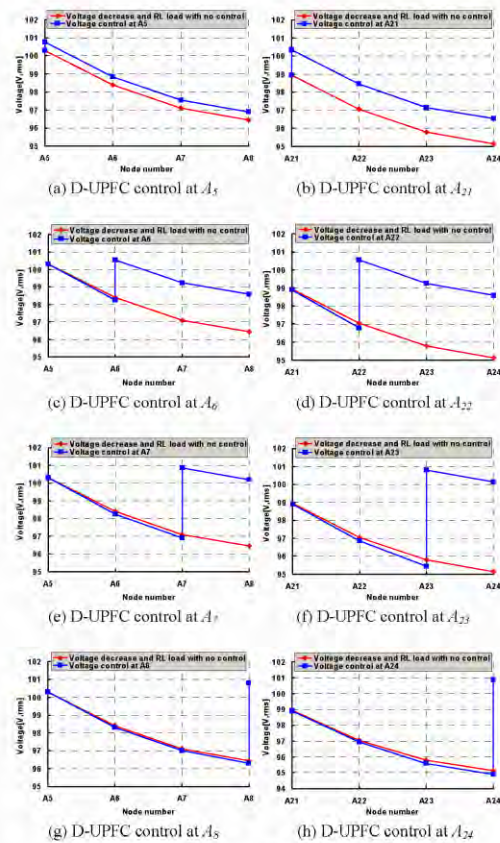


Fig. 8: Voltage decrease control in the RL load condition

As the Fig. 6, D-UPFC is installed in the secondary of the pole transformer. The low-voltage distribution voltage range is 202 ± 20 (101±6)[V,rms]. Fig. 8 shows the 100[V,rms] line results. Before the D-UPFC control voltage decrease from node A_5 (a) to A_8 (g) is from 100.3[V,rms] to 96.5[V,rms], respectively. However, D-UPFC controls 100.7[V,rms] to 100.8[V,rms] from node A_5 to A_8 , respectively. Also, voltage decrease from node A_{21} (b) to A_{24} (h) is from 99[V,rms] to 95.2[V,rms], respectively. These voltage decreases are controlled from 100.4[V,rms] to 100.9[V,rms], respectively. Thus, D-UPFC controls distribution voltage to reference voltage at the installation site.

Fig. 9 shows D-UPFC inner voltage (V_{tr1} , V_{tr2} , $V_{tr2,o}$), output voltage (V_{out}), output current (I_{out}), and ac-ac converter switches (S_{w1} to S_{w4}) current waveforms at node A_{2d} . When the voltage decrease occurs caused by heavy load the bi-directional ac-ac converter output voltage $V_{tr2,o}$ increases in the (a) of Fig. 9. D-UPFC output current phase lags to output voltage in the (b) of Fig. 9. Also, switches from S_{w1} to S_{w4} show the current waveforms without any problem in the (c) and (d) of Fig. 9.

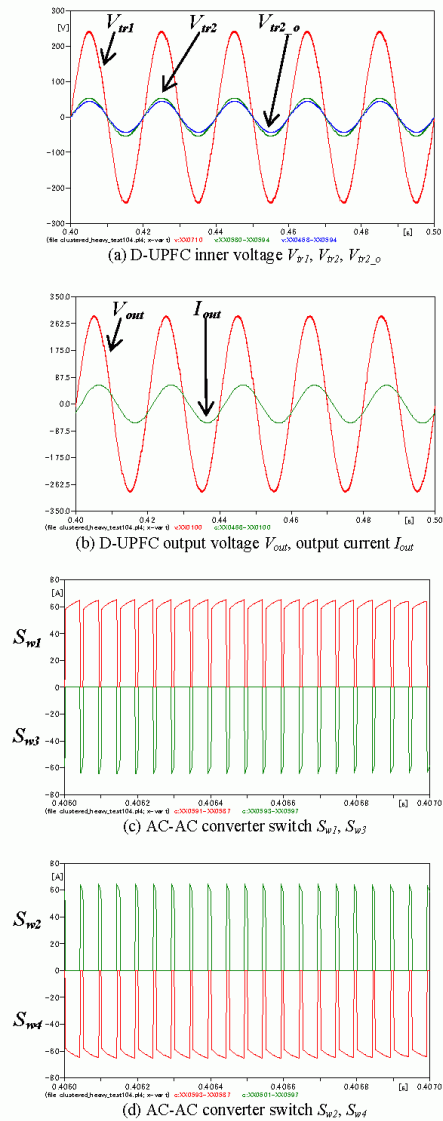


Fig. 9: Voltage and current waveforms during voltage decrease at A_{2d}

B. Voltage increase control

Fig. 10 shows the D-UPFC voltage control during voltage increase from PV reverse power flow. As shown in Table 1 and 2, parameters are used in the simulation. Voltage increase from node A_5 (a) to A_8 (g) is 101[V,rms] to 105.3[V,rms], respectively. These node voltages are controlled through D-UPFC from 101.3[V,rms] to 101.1[V,rms], respectively. Also, voltage increase from node A_{21} (b) to A_{24} (h) is 101.3[V,rms] to 105.6[V,rms], respectively. D-UPFC controls the voltages from 101.5[V,rms] to 101.3[V,rms], respectively. From the Fig. 10, D-UPFC controls the distribution voltage at the installation site as the voltage decrease control.

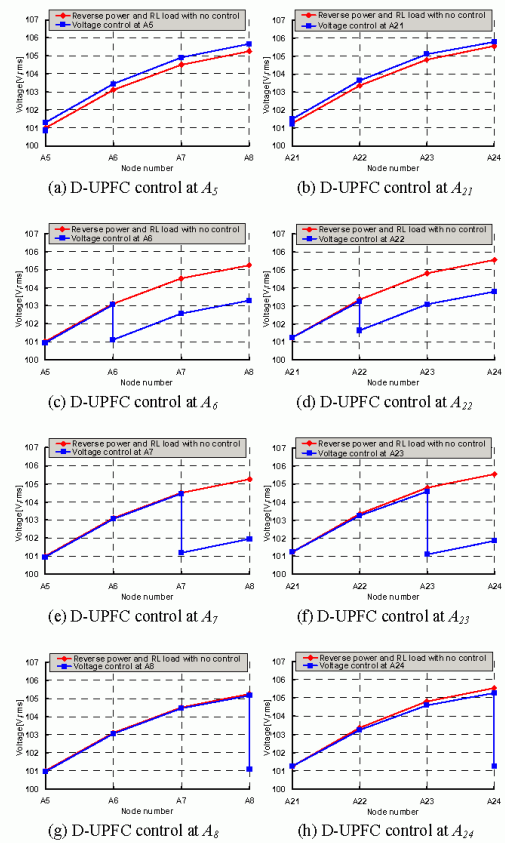


Fig. 10: Voltage increase control in the reverse power flow condition

Fig. 11 shows D-UPFC inner voltage (V_{tr1} , V_{tr2} , $V_{tr2,o}$), output voltage (V_{out}), output current (I_{out}), and ac-ac converter switches (S_{w1} to S_{w4}) current waveforms at node A_{2d} . In the D-UPFC control, ac-ac converter output voltage $V_{tr2,o}$ is decreased in the (a) of Fig. 11. The second waveforms show the V_{out} and I_{out} of D-UPFC. Here, I_{out} phase is 180° different



The 7th International Conference on Power Electronics
October 22-26, 2007 / EXCO, Daegu, Korea

from V_{out} due to reverse power flow condition. Even though the load power factor is 0.9, I_{out} is not affected by load current because PV output current was large and grid-connected. Switches which are from S_{w1} to S_{w4} current waveforms (c) and (d) of Fig. 11 perform with no problem during operation.

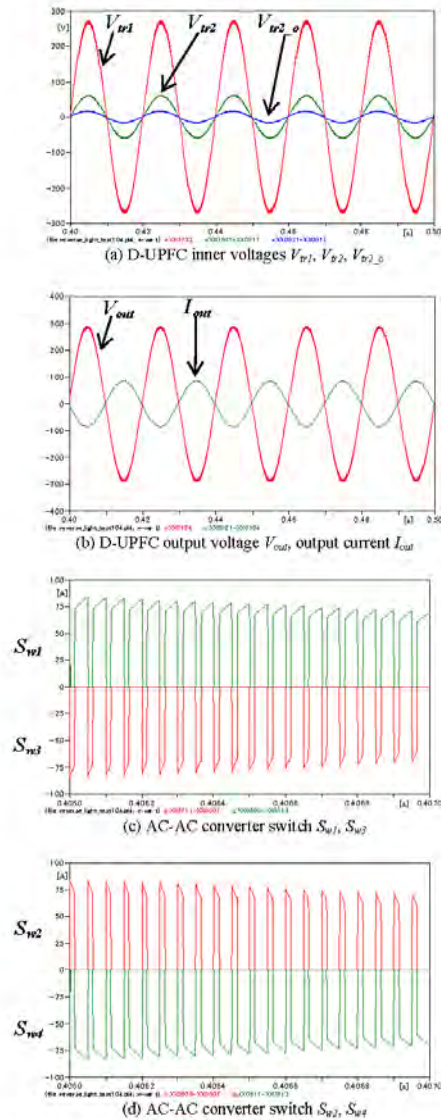


Fig. 11: Voltage and current waveforms during voltage increase at A_{14}

C. Dynamic voltage control

Rapid voltage change is always occurred in the low-voltage distribution system due to load consumption

power and PV reverse power. Thus, D-UPFC should control this rapid voltage change in order to prevent voltage problem in the distribution line. Dynamic voltage control during the voltage decrease condition is shown in Fig. 12.

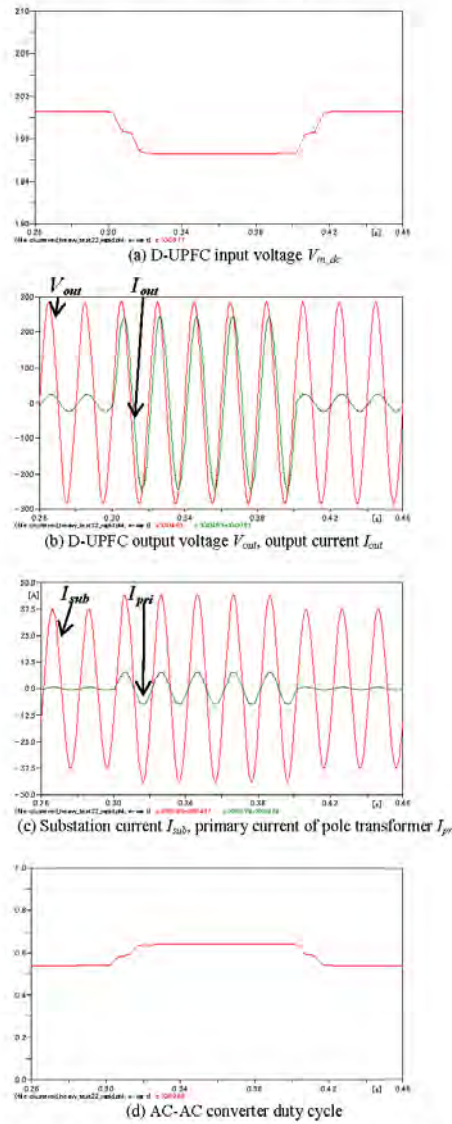


Fig. 12: Load consumption power change from 0.3[s] to 0.4[s] and D-UPFC installation at node A_4

From the Fig. 6 (a), load consumption power changes 4.9[kW] to 34.6[kW] between 0.3[s] and 0.4[s] at pole transformer. In the Fig. 12 (a), distribution voltage at node A_4 changes 200.5[V,rms] to 196.5[V,rms] during voltage

decrease period. Also, it shows the voltage decrease as the rms value. Fig. 12 (b) shows the D-UPFC output voltage, current waveforms and D-UPFC controls the voltage to 201.1(100.55)[V,rms] during 0.3[s] to 0.4[s]. Fig. 12 (c) shows the substation output current and pole transformer primary current. Here, current from the substation increases due to heavy load during 0.3[s] to 0.4[s]. Fig. 12 (d) shows the ac-ac converter duty ratio and it controls the D-UPFC output voltage during 0.3[s] to 0.4[s].

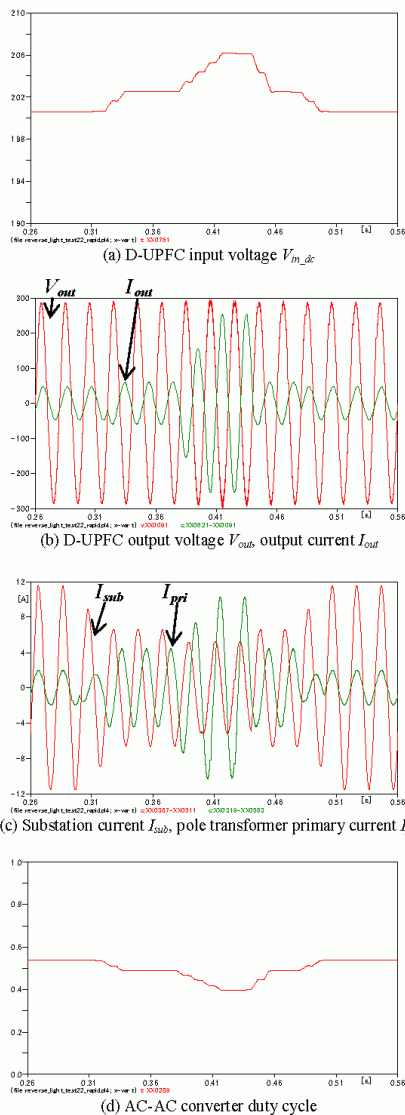


Fig. 13: PV reverse power flow during 0.32[s] to 0.48[s] and D-UPFC installation at node A_6

Dynamic voltage control during the voltage increase condition is shown in Fig. 13. From the Fig. 7 (a), PV reverse power increases 9[kW] to 47.6[kW] at pole transformer. PV reverse power flows at random from 0.32[s] to 0.48[s]. The maximum reverse current of PV output is 236[A,rms]. Distribution voltage at node A_6 changes 200.5[V,rms] to 206.14 (103.07)[V,rms] during reverse power flow period. Fig. 13(a) shows the voltage increase as the rms value. Fig. 13 (b) shows the D-UPFC output voltage, current waveforms and D-UPFC controlling the voltage is 203.3 (101.65)[V,rms]. Fig. 13 (c) shows the substation output current and pole transformer primary current. Substation output current decreases 0.32[s] to 0.48[s], because the reverse current of PV output flows to other pole transformers. Finally, Fig. 13 (d) shows the ac-ac converter duty ratio and it controls the D-UPFC output voltage during 0.32[s] to 0.48[s].

IV. CONCLUSION

This paper shows distribution voltage control using the proposed D-UPFC topology in the distribution model. D-UPFC controls the distribution voltage during voltage decrease and increase conditions. Also, dynamic characteristic of D-UPFC voltage control is verified through the simulation results. D-UPFC protection study will be performed soon.

ACKNOWLEDGMENT

This research has been carried as a part of "Autonomy-Enhanced PV Cluster" project and special thanks for financial support of NEDO.

REFERENCES

- [1] D. M. Lee, T. G. Havetler, R. G. Harley, T. L. Keister, and J. R. Ronstrom, "A Voltage Sag Supporter Utilizing a PWM-Switched Autotransformer," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 22, no. 2, pp. 626~635, March 2007.
- [2] K. S. Lee, K. Yamaguchi, and K. Kurokawa, "Proposed Distribution Voltage Control Method due to Connecting the Clustered PV System," *Journal of Power Electronics*, in press.
- [3] K. S. Lee, K. Yamaguchi, and K. Kurokawa, "D-UPFC as a Voltage Regulator in the Distribution System," *Renewable Energy* 2006, pp. 1756~1759, Oct. 2006.
- [4] J. H. Youm and B. H. Kwon, "Switching Technique for Current-Controlled AC-to-AC Converters," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 46, no. 2, April 1999.
- [5] E. C. Aeloiza, P. N. Enjeti, L. A. Morán, O. C. Montero-Hernandez, and S. Kim, "Analysis and Design of a New Voltage Sag Compensator for Critical Loads in Electrical Power Distribution System," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 39, no. 4, pp.1143~1150, July/Aug. 2003.



Study on voltage regulation method in the power distribution system

Kenichiro Yamaguchi, Kyungsoo Lee, and Kosuke Kurokawa
Tokyo University and agriculture and Technology
Department of Electrical and Electronic Engineering
2-24-16, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
Email: 50007645129@st.tuat.ac.jp, onnuri@cc.tuat.ac.jp, kurochan@cc.tuat.ac.jp

Abstract— This paper focuses on distribution voltage control when over-voltage or under-voltage occurs in the low-voltage (LV) distribution line. The distribution voltage control is performed by transformer and ac-ac converter. Transformer supports a part of settled voltage and ac-ac converter controls voltage disturbance. Bi-directional ac-ac converter employs digital control using Field Programmable Gate Array (FPGA). This method enables simple and fast the distribution voltage control. In this paper, voltage control concept is explained. Scaled-down experimental result is shown, when load condition is changed.

I. INTRODUCTION

In recent years, photovoltaic (PV) systems for grid connection have rapidly spread to solve energy and environmental problem. However, when the clustered PV systems connect with the power distribution system and reverse power flows, there is a possibility that the distribution line voltage increase and exceed the allowable voltage limit. This condition is called over-voltage.

In the present distribution power systems, autotransformer with line drop compensator based step voltage regulator (SVR) have been used. Also, the scheduled operation have controlled distribution line voltage in the substation. However, these method are not designed for over-voltage by reverse power flow. Also, the power conditioner of PV is equipped over-voltage relay (OVR). Thus, the electric power from PV systems can not be effectively used.

Therefore, some voltage regulators used power electronics technique have been proposed [1]. Distributed-Unified Power Flow Controller (D-UPFC) is a voltage regulator and able to regulate bi-directional power flow in the distribution systems [2]. D-UPFC consists of transformer and bi-directional ac-ac converter. it can convert directly ac to ac and keep the distribution line voltage to reference voltage. This method enables simple and fast distribution line voltage control.

In this paper, voltage control concept is explained. Scaled-down experimental results are shown, when load condition is changed.

Distribution power system connected clustered PV systems is shown in Fig. 1. When the clustered PV systems connect with distribution system and reverse power flow, the distribution line voltage increase. In this condition, SVR can not control distribution line voltage level. Distribution power system controlled D-UPFC is shown in Fig. 2. D-UPFC controls the voltage to be fixed to reference voltage in allowable voltage window [3].

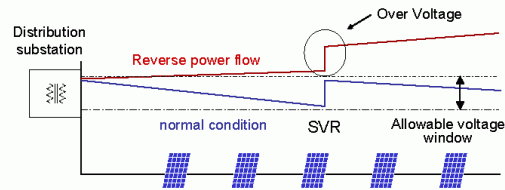


Fig. 1: Distribution power system connected clustered PV systems

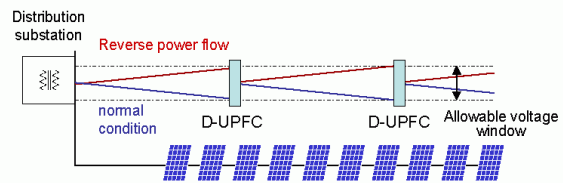


Fig. 2: Distribution power system controlled D-UPFC

II. VOLTAGE CONTROL CONCEPT

A. Voltage control circuit (D-UPFC)

Fig. 3 shows the voltage control circuit. V_s is distribution system side voltage and V_{out} is clustered PV systems side voltage. This circuit is installed between distribution the pole transformer primary side and clustered PV systems.

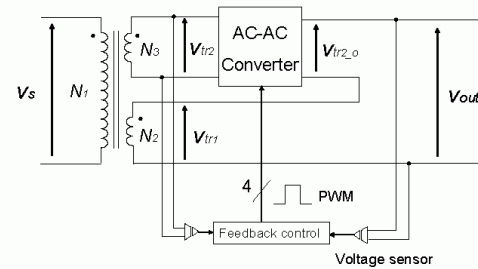


Fig. 3: Voltage control circuit of D-UPFC

Distribution voltage control is performed by transformer and bi-directional ac-ac converter. N_1 , N_2 , and N_3 are turns

ratio of transformer. Normally N_2 is smaller than N_1 and N_3 is smaller than N_2 . V_{tr1} and V_{tr2} are secondary voltage of transformer. Thus, V_{tr1} and V_{tr2} can be expressed,

$$V_{tr1} = \frac{N_2}{N_1} V_e \quad (1)$$

$$V_{tr2} = \frac{N_3}{N_1} V_e \quad (2)$$

V_{tr2-o} is output voltage of bi-directional ac-ac converter. V_{tr2-o} is controlled by pulse width modulation (PWM) signals. PWM signal is made by the feedback control block using Field Programmable Gate Array (FPGA). V_{tr2-o} can be expressed,

$$V_{tr2-o} = D \times V_{tr2} \quad (3)$$

Where, D is the duty cycle of PWM signal. D-UPFC output voltage V_{out} is decided by V_{tr1} and V_{tr2-o} . V_{out} can be expressed,

$$V_{out} = V_{tr1} + V_{tr2-o} \quad (4)$$

Therefore, V_{out} can be rewritten as follows

$$V_{out} = \frac{N_2 + (D \times N_3)}{N_1} V_e \quad (5)$$

Thus, transformer supports a part of settled voltage and bi-directional ac-ac converter controls voltage disturbance. If voltage decrease happens in the distribution line, ac-ac converter duty ratio increases. Reversely, when voltage increase occurs in the distribution line, ac-ac converter duty ratio decreases. D-UPFC output voltage V_{out} is kept reference voltage V_{ref} . Vector diagram of D-UPFC voltage control is shown in Fig. 4.

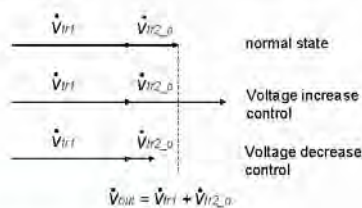


Fig. 4. Vector diagram of D-UPFC voltage control

B. Bi-directional converter

Fig. 5 shows bi-directional ac-ac converter circuit. This converter consists of four MOSFET switches (S_1, S_2, S_3, S_4), input and output filter ($L_{in}, C_{in}, L_{out}, C_{out}$). This converter is controlled by switching duty as a dc-dc buck converter. So, output voltage is always less than input voltage.

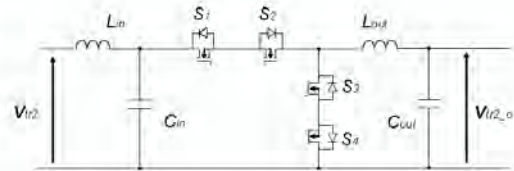


Fig. 5. Bi-directional ac-ac converter circuit

Table 1 shows the switching pattern of ac-ac converter. This switching pattern concept is proposed in referenced paper [4, 5]. Switching pattern is decided by polarity of input voltage V_{tr2} . When V_{tr2} is positive, S_1 and S_2 act PWM signal with 20 [kHz]. At the same time, S_3 and S_4 turn on. Reversely, when V_{tr2} is negative, S_2 and S_3 act PWM signal with 20 [kHz]. At the same time, S_1 and S_4 turn on all the while. AC-AC converter switching waveform is shown in Fig. 6.

TABLE 1. Switching pattern of the ac-ac converter

| | | |
|---------------|-------------|--------------------------|
| $V_{tr2} > 0$ | S_1 : PWM | S_3 : $\overline{S_1}$ |
| | S_2 : ON | S_4 : ON |
| $V_{tr2} < 0$ | S_1 : ON | S_3 : ON |
| | S_2 : PWM | S_4 : $\overline{S_2}$ |

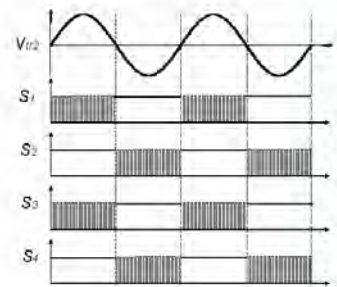


Fig. 6. Switching waveform of ac-ac converter

When the PWM signal changes, there are three operating modes in ac-ac converter [4]. These modes are called active mode, dead time mode, and freewheeling mode. Dead time mode prevents high-voltage spike in the circuit and offers safe commutation. Therefore, the protection circuit such as snubber circuit is not necessary in this converter. Moreover, these modes enable ac-ac converter to control output voltage properly when output current phase is different from output voltage phase by the four quadrant load such as inductive load or capacitive load. So, this ac-ac converter can control the bi-directional power flow in the distribution system. Fig. 7 shows switching waveform of PWM when ac-ac converter input voltage V_{tr2} is positive.

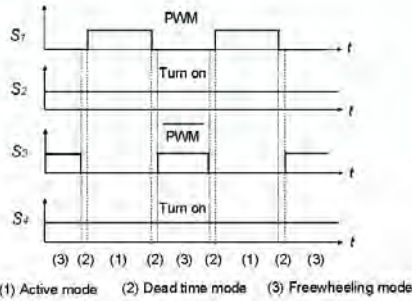


Fig. 7: Switching waveform of PWM signal when ac-ac converter input voltage V_{r2} is positive

C. Feedback control block

D-UPFC employs digital control by field programmable gate array (FPGA). FPGA is integrated circuit (IC) which can rewire an internal circuit by very high speed integrated circuit hardware description language (VHDL). While D-UPFC is controlled, output voltage V_{out} is always kept reference voltage V_{ref} . V_{ref} is decided by distribution line voltage condition.

Fig. 8 shows feed back control block of D-UPFC. V_{out} is detected by voltage sensor. V_{out} changes DC voltage from AC voltage using rms. V_{out_dc} is transformed digital value by analog-digital (A/D) converter and inputted FPGA control block. In the FPGA, error voltage V_{error} is computed and inputted PI compensator. PI compensator gain (K_p, K_i) is depends on D-UPFC control speed and stability. V_{error} is compared triangle waveform V_{tri} with 20[kHz] to make PWM signal V_{pwm} . Finally, V_{pwm} is added dead time and inputted four switches of the ac-ac converter as Table 1.

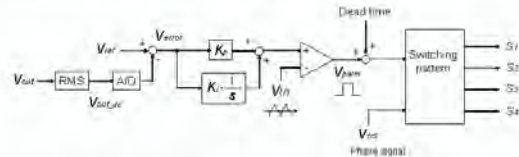


Fig. 8: Feedback control block

III. EXPERIMENTAL DESIGN

Experimental circuits of D-UPFC are shown in Fig. 9. D-UPFC input voltage V_r is supplied 10.0[V,rms]. This voltage is scale down the low-voltage (LV) distribution voltage. And, the transformer turns ratio is

$$N_1 : N_2 : N_3 = 1.0 : 0.9 : 0.2 \quad (6)$$

Thus, D-UPFC output voltage V_{out} changes from 9.0[V,rms] to 11.0[V,rms]. Also, D-UPFC load has three conditions, normal condition, under-voltage condition, and over-voltage condition. Fig. 10 shows two load conditions. In the normal condition, load is only a resistor (R_{load}). This condition tests

D-UPFC fundamental voltage control. In under-voltage condition, shunt resistance (R_{sh}) is connected to R_{load} in parallel by a switch (S_{sh}). This condition simulates that heavy load occurred in the distribution system. R_{sh} is changed in under-voltage condition. Finally, Experimental parameters are shown in table 2.

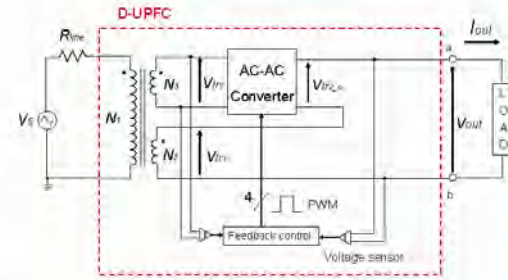


Fig. 9: Experimental circuit of D-UPFC

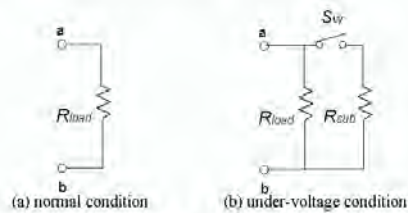


Fig. 10: Experimental conditions of load side.

TABLE 2 Experimental parameters

| | |
|---------------------|-------------|
| V_s | 10.0[V,rms] |
| $N_1:N_2:N_3$ | 1.0:0.9:0.2 |
| L_{in}, L_{out} | 2.5[mH] |
| C_{in}, C_{out} | 1.0[uF] |
| R_{line} | 1[Ω] |
| R_{load} | 1[kΩ] |
| K_p | 4.0 |
| K_i | 0.25 |
| Circuit frequency | 50[Hz] |
| Switching frequency | 20[kHz] |

IV. EXPERIMENTAL RESULTS

A. normal condition

Fig. 11 shows waveform of D-UPFC input voltage V_s , ac-ac converter output voltage V_{tr2_o} , and D-UPFC output voltage V_{out} when reference voltage V_{ref} changed 9.5[V,rms], 10.0[V,rms], and 10.5[V,rms] in FPGA. V_{tr2_o} changed while V_{ref} was changed.

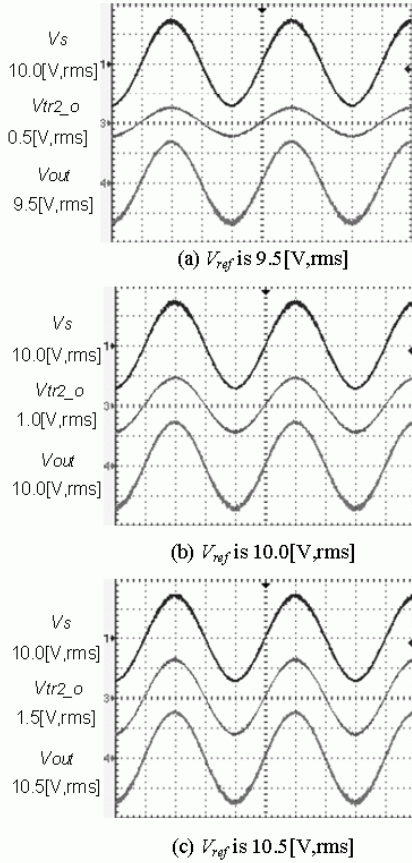


Fig. 11: Waveform of D-UPFC input voltage (V_s), ac-ac converter output voltage (V_{tr2_o}), and D-UPFC output voltage (V_{out}), when the reference voltage (V_{ref}) changed in normal condition. Scales: 10V/div, 10V/div, 2V/div, 10V/div, 10ms/div.

Fig. 12 shows relationship of reference voltage V_{ref} and D-UPFC output voltage V_{out} . V_{out} increases in proportion to V_{ref} .

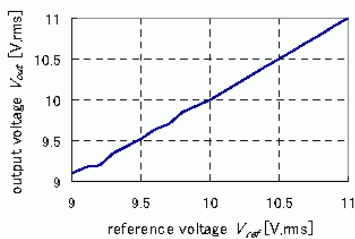


Fig. 12: Relationship of reference voltage (V_{ref}) and D-UPFC output voltage (V_{out}).

Fig. 13 show waveforms of bi-directional ac-ac converter switching pattern. This result is the same switching pattern as table 1. Fig. 14 shows waveform of PWM signal inputted S_1 and S_3 , when reference voltage V_{ref} is 10.0[V]. This result shows that duty cycle 0.5 of ac-ac converter. Fig. 15 shows waveform of dead time between S_1 and S_3 . In this result, dead time is 250[ns].

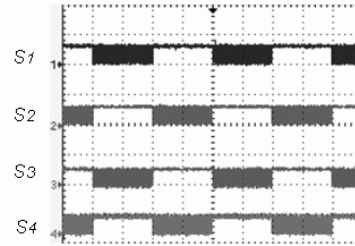


Fig. 13: Switching pattern waveform of switching pattern S_1 , S_2 , S_3 and S_4 during converter duty cycle 0.5. Scales: 5V/div, 5V/div, 5V/div, 5V/div, 5ms/div

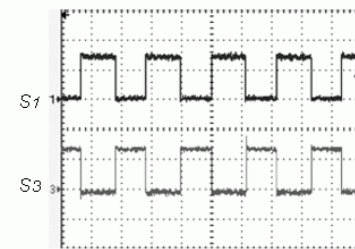


Fig. 14: Switch S_1 and S_3 waveforms during converter duty cycle 0.5. Scales: 2V/div, 2V/div, 25us/div

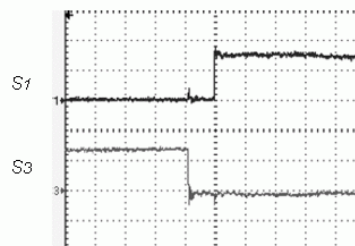


Fig. 15: Dead time waveforms of S_1 and S_3 Scales: 2V/div, 2V/div, 250ns/div.

B. under-voltage condition

Fig. 16 shows relationship of output voltage V_{out} and shunt resistance R_{sh} in under-voltage condition. Additionally, reference voltage V_{ref} was 10.0[V,rms] constant. In under voltage condition, load impedance decreases, at the same time, circuit current increases because R_{sh} is connected to



The 7th International Conference on Power Electronics
 October 22-26, 2007 / EXCO, Daegu, Korea

R_{load} in parallel. When circuit current increases, input voltage drop occurs in the circuit. Therefore, V_{out} decreases due to R_{sub} . When D-UPFC is not connected to the circuit, V_{out} decreases from 10.0[V,rms] to 9.75[V,rms]. However, When D-UPFC is connected to the circuit, V_{out} is constant 10.0[V,rms].

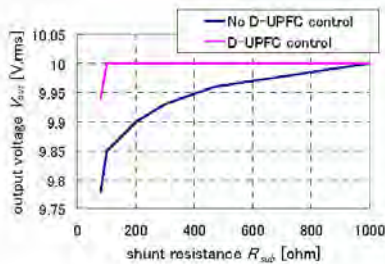


Fig. 16: relationship of reference shunt resistance (R_{sub}) and D-UPFC output voltage (V_{out})

V. CONCLUSION

This paper proposes a distribution voltage regulation method using D-UPFC when over-voltage and under-voltage occurs in the distribution line. Voltage control is performed by transformer and bi-directional ac-ac converter. Experimental results show the D-UPFC fundamental voltage control when load changes from normal condition and under-voltage condition. In the future works, D-UPFC voltage control test is experimented in over-voltage condition.

ACKNOWLEDGMENT

This research has been carried out as a part of "Autonomy-Enhanced PV cluster" project and special thanks financial support of NEDO.

REFERENCES

- [1] Eddy C.Aeloiza, Prasad N.Enjeti, Luis A.Moran, Oscar C.Montero-Herandez, and Sangsun Kim, "Analysis and design of a new voltage sag compensator for critical loads in electrical power distribution systems", *IEEE Trans-Industry*, July/August 2003, pp.1143-1150.
- [2] Kyungsoo Lee, Kenichiro Yamaguchi, Hirotaka Koizumi, and Kosuke Kurokawa, "D-UPFC as a Voltage Regulator in the Distribution System", *Renewable energy* 2006, October, 2006, pp.1756-1759.
- [3] Kosuke Kuorkawa, "A CONCEPTUAL STUDY ON SOLAR PV CITIES FOR 21ST CENTURY", *WCPEC-4*, Hawaii, May, 2006, pp.2283-2288
- [4] B.-H.Kwon, B.-D.Min, and J.-H.Kim, "Novel topologies of AC choppers", *IEE Proc.-Electr. Power Appl.*, Vol 143, No. 4, July 1996, pp323-330.
- [5] C. A. Petry, J .C. Fagundes, and I. Barbi, "New Direct Ac-Ac Converters Using Switching Modules Solving the Commutation", *IEEE ISIE* 2006, July 9-12, 2006, pp. 864-869.



PV RESOURCES ANALYSIS IN WORLD SIX DESERTS WITH DETECTING SEASONAL DIFFERENCES AMONG SATELLITE IMAGES

Yuki Hamano¹, Masakazu Ito², Kosuke Kurokawa¹

- 1. Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, 184-8588, Japan,
- 2. Tokyo Institute of Technology, 2-12-1, Ookayama, Meguro-ku, Tokyo, 152-8550, Japan

ABSTRACT

In this paper, the resource of very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems in deserts was estimated by remote sensing approach. The surface conditions for the VLS-PV system installation are basically required to be flat, rigid. The algorithm has been intensively improved by integrated evaluation approach with three kinds of layers. Also, vegetation index analysis has been for tuning seasonal differences among satellite images. The accuracy was verified by comparing to field investigation data in Gobi and Sahara deserts, and has improved spectacularly. Realistic PV resources in world six deserts have been identified by the new algorithm, and it is huge.

1. INTRODUCTION

Very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system has been studied in order to resolve the world energy and environment problems in recent years. It's contemplated that a desert is very suited for VLS-PV system and has very large energy resource, because a desert has a lot of solar irradiation and a large unused land. However, the VLS-PV system can be put in not all deserts area. In this study, The surface condition for the VLS-PV system installation are basically required to be flat, rigid, and not to be covered with sand.

To calculate concrete resource of photovoltaic system in deserts is very useful for energy plan and installation plan of VLS-PV system. But, it is almost impossible to conduct a field survey at all area. Therefore, in this study, authors selected a remote sensing approach using satellite images for finding a suitable area easily for the VLS-PV system from very large desert area. However, because acquisition condition of satellite image is not same, solution to the problem is necessary. The fundamental algorithm was proposed by Sakakibara et al [1]. It is not enough considered seasonal differences by satellite images. Research purposes in this paper are to improve the analysis method which includes a function of detecting differences between images, and to analyze realistic PV resources in world deserts.

2. SATELLITE IMAGES AND ANALYSIS AREA

2.1 Satellite Images

In this paper, the two satellite images were used for an analysis algorithm. One of the satellite is LANDSAT-7/ETM+ images which are available at web site of the Global Land Cover Facility (GLCF) [2]. It is converted from original image to reflectance [3]. Another is a Normalized Difference Vegetation Index (NDVI) data set which is calculated from NOAA/AVHRR images. This NDVI dataset are released at web site of the Center for Environmental Remote Sensing (CEReS) [4]. The yearly maximum NDVI ($NDVI_{y_{max}}$) was calculated from the NDVI dataset. For smoothing yearly climate variability, five-year average of $NDVI_{y_{max}}$ was used, since the amount of precipitation of desert differs widely each year.

2.2 Analysis Area

The world six major deserts (Gobi, Sahara, Great Sandy, Thar, Sonora and Negev) were decided as analysis area. The details of analysis area are shown in Table I. The number of used Landsat-7 images was 361 and the sum of analysis area is over 10 million km^2 . It covers about 6.9% of the surface of the earth.

Table I. Analysis area and numbers of landsat-7 images

| Name | Number of images | Analysis area [$10^3 km^2$] |
|-------------|------------------|-------------------------------|
| Gobi | 68 | 1,522.6 |
| Sahara | 254 | 7,166.4 |
| Great Sandy | 12 | 372.5 |
| Thar | 15 | 671.5 |
| Sonora | 6 | 26.28 |
| Negev | 6 | 26.31 |
| Total | 361 | 10,258.8 |

3. ANALYSIS METHOD

It has been intensively improved by integrated evaluation approach with three kinds of layers; the land surface classification by Most Likelihood Classifier

(MLC), the edge extraction of undulation ground by filtering and analysis of the vegetation level by vegetation index (NDVI). The suitable area was estimated by integrating three layers by judgment condition each MLC classes. An estimation result leads true determination even if the misclassification occurred in the MLC layer. Therefore, the new algorithm reduced the erroneous decision.

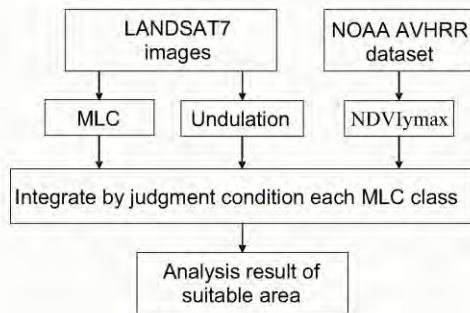


Fig. 1 A flow chart of the algorithm

4. ANALYSIS RESULT

The some parameters for the algorithm were set by using each desert data. The six deserts (Gobi, Sahara, Great Sandy, Thar, Sonora and Negev) were analysis by the new algorithm. The analysis result is shown Table II. A rate of suitable area in Gobi desert was 54% and it is larger than previous result as 47%. The sum of suitable area is about 5×10^6 km² and the average of the rate is near 50%. It is very large potential for PV system.

Table II. Analysis result and rate of suitable area

| Name | Suitable area [10 ³ km ²] | Rate [%] |
|-------------|--|----------|
| Gobi | 826.7 | 54 |
| Sahara | 3,163.9 | 44 |
| Great Sandy | 286.5 | 77 |
| Thar | 425.7 | 63 |
| Sonora | 177.0 | 67 |
| Negev | 97.0 | 37 |
| Total | 4,976.8 | 49 |

The map of analysis result of Gobi desert is shown in Fig. 2. The suitable areas were separated by color and non-suitable areas were painted in black which is based on the level of NDVI_{ymax} [5]. The analysis result has very little gap among satellite images.

In addition, the analysis accuracy was verified by comparing to field investigation data in the Gobi and Sahara deserts. These data which were used for validation consisted of latitude and longitude by GPS receiver and photographs of each place. The dataset of

Gobi desert has 46 points data at September 7, 2001. It is the same dataset as before. The analysis accuracy was improved from 74 % to 84 %. Sahara's data has 97 points at September 10, 2004. The accuracy was 75 %. These results were very high accuracy in remote sensing field.

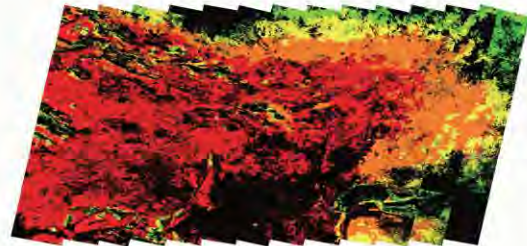


Fig. 2 The analysis result in Gobi desert

5. CONCLUSIONS

The analysis method was improved by an addition of the weight integration method. The six deserts were analyzed by the new algorithm. A half of deserts area is suitable for the PV systems. The accuracy was improved very much. It is concluded that the proposed method can provide sufficient information for the planning of VLS-PV system installations. Additionally, realistic PV resources in world six deserts have been identified by the new algorithm, and it is very large.

REFERENCES

- [1] K. Sakakibara, M. Ito and K. Kurokawa, "RESULTS OF PV RESOURCE SUEVEY FOR WORLD 6 DESERTS BY A MODIFIED REMOTE SENSING APPROACH", *Proceedings of the 31th Photovoltaic Specialists Conference*, (IEEE, Florida, 2005) p..
- [2] GLFC retains ownership of LANDSAT-7 data
- [3] NASA, "The Landsat-7 Science Data User's Handbook", <http://landsathandbook.gsfc.nasa.gov/handbook.html>.
- [4] Center for Environmental Remote Sensing (CEReS) Chiba University, "Twenty-year Global 4-minute AVHRR NDVI Dataset of Chiba University".
- [5] M Gamo, "Classification of arid regions by climate and vegetation", *J.Arid Land Studies*, 9, 1, p.17-26, (1999)



VERIFICATION OF CHANGING INTO STATE OF ASYNCHRONOUS INDUCTION GENERATOR OF INDUCTION MOTORS

Hironobu Igarashi¹,

Hironobu Igarashi², Kazunori Miyamoto² and Kousuke Kurokawa²

1. Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories,

2. Tokyo University of Agriculture and Technology.

Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories, 5-14-12, Yoyogi, Shibuya-ku, 151-8545, Japan

ABSTRACT

The photovoltaic generation system must have protection device and islanding detection devices to connect with utility line of the electric power company.

It is regulated in the technological requirement guideline and the electric equipment technology standard that the country provides.

The islanding detection device detected purpose install for blackout due to the accident occurrence of the earth fault and the electrical short circuit in the utility line. We had already known that the islanding detection device can't detect the islanding phenomenon, if is there the induction machine load in the loads. Authors decided to investigate the influence that the inducement machine load gave to the islanding detection device.

The result was confirmed the induction machine load had changed from the state of the electric motor into the state of the generator.

1. The induction motors state changes into the dynamo. And, it is thought that electric energy into which electricity is generated influences the islanding detection device.

2. It is thought that the induction motors separated from the distribution line plays the role of the pilot of the frequency and the voltage.

This time, authors assumed that they confirmed driving as the dynamo when the induction motors was separated from the distribution line by the experiment.

1.2 OUTLINE OF INDUCTION MOTORS

The induction motors can easily buy everyone that uses it by the certification test. Because it is important that it is not induction motors only for the certification test but equipment used in general widely.

Table 1 shows the spec of the induction motors that uses it by the certification test.

Table 1. Spec of the induction motors.

| Electric ratings | Size of motor W[m]×H[m] | The size of the Flywheel D[m] W[kg] | Moment of inertia [kg·m ²] |
|--|----------------------------|---|---|
| 1Φ100V, 6.5A, 50/60Hz, 2960/3560rpm Output power 645W | W:0.452 H:0.267 | D:0.205×2 W:1.300×2 | 0.015 |

1. CONFIRMATION OF CHANGING INDUCTION MOTORS INTO ELECTRICAL GENERATOR

1.1 IMPORTANT INDUCTION MOTORS FOR CERTIFICATION TEST

The induction motors used for the certification test of the grid connected power conditioner for the photovoltaic generation system in Japanese case.

The islanding detection device detected purpose install for blackout due to the accident occurrence of the earth fault and the electrical short circuit in the utility line. We had already known that the islanding detection device can't detect the islanding phenomenon, if is there the induction machine load in the loads^[1]. Authors decided to investigate the influence that the inducement machine load gave to the islanding detection device.

But, it has not been clarified that the islanding detection device cannot detect the islanding phenomenon when the induction motors is used.

The following items are thought as the reason.

1.3 ELECTRICAL GENERATION PHENOMENON MEASUREMENT OF INDUCTION MOTORS

The induction motors is composed of a main winding and the sub-winding. The capacitor is connected with the series in the sub-winding. These are well-known capacitor generally induction motors.

In the circuit chart shown in Figure 1, the confirmation to which electricity was generated measured. Current [Am] of a main winding of the induction machine load, current [As] of the sub-winding, and common current [Ac] voltages [V1] and

5P-P4-54
Late News

Technical Digest of the International PVSEC-17, Fukuoka, Japan, 2007

rotational speeds[rpm] according to the following procedures.

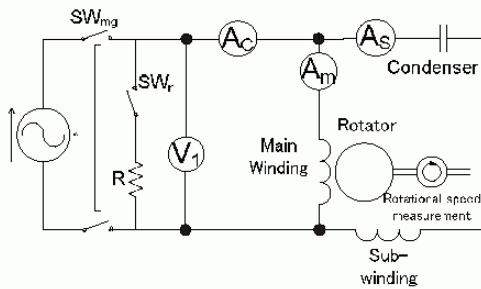


Fig. 1 Circuit chart of induction machine load.

1.4 MEASUREMENT RESULT OF POWER GENERATION

The measurement result became a result as shown in Figure 2

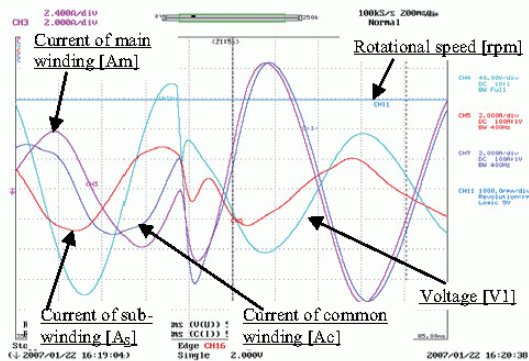


Fig. 2 Power generation state measurement result of induction machine load.

The direction where common current [Ac] and current [Am] of a main winding flowed after having liberated switch SWmg reversed.

That is, this current state is a result of showing that the current discharges from the induction machine load.

However, it actually changed from the state of the induction motor into the state of the electrical generator in the shape of waves of the measurement result or is indefinite.

2. FIXATION OF ELECTRICAL GENERATOR PHENOMENON

2.1 CALCULATED SLIPPING

We calculated slipping that did the characteristic of the induction motors to fix the power generation phenomenon and summoned it and assumed the clarifying female.

Slipping can be calculated by expression 1.

$$S = \frac{(N_s - N)}{N_s} \tag{1}$$

$$N_s = \frac{120}{p} f \tag{2}$$

However, synchronous speed N_s always changes because it is separated from the power supply. Therefore, the frequency was calculated from the voltage wave form that remained after it had been separated. The calculated frequency was substituted for expression 2 and a synchronous speed was requested. Figure 2 shows the calculated synchronous speed and the measured rotational speed.

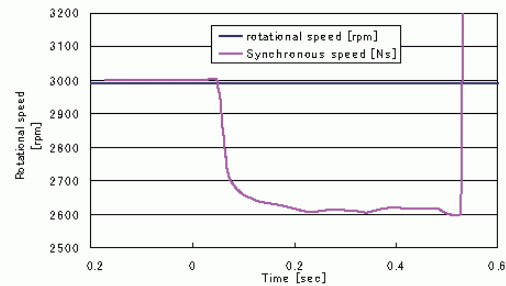


Fig. 3 Calculation result of synchronous speed and rotational speed.

Slipping after the synchronous speed separated from the power supply and the measured rotational speed was substituted for expression 1 and it was separated from the power supply was calculated. The calculated slipping is occupied to Figure 4.

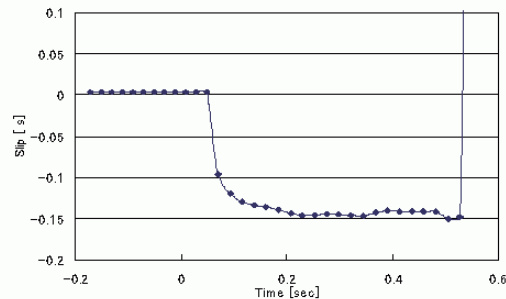


Fig. 4 Calculation result of Slip.

3. SUMMARY

We showed that the induction motors separated from the distribution line was changed into the state of the dynamo. That is, the induction motors that became a dynamo was able to show possible that influenced the islanding detection device.

REFERENCES

[1] Hironobu Igarashi: "About the influence on the difference and the Islanding test of the resonance load and the motor load", IEEJ Trans. PE, Vol.127 No1 2007 p.192~199)



FINANCING VERY LARGE SCALE PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN GOBI DESERT

Karim Megherbi¹, Masakazu Ito², Fabrizio Donini Ferretti¹, Keiichi Komoto³ and Kosuke Kurokawa⁴

1. Dexia Credit Local, France, 2. Tokyo Institute of Technology, Japan, 3. Mizuho Information & Research Institute (MHIR), Japan, 4. Tokyo University of Agriculture and Technology, Japan

ABSTRACT

Dexia Credit Local and the Tokyo Institute of Technology collaborated within the Task 8 – PVPS program of the IEA [1] in assessing the costs for the society of constructing and operating a 1 GWp VLS-PV system in the Gobi desert, financed on a non recourse basis. Our approach consists essentially in calculating the level of the Feed In Tariff (FIT) necessary to make the project financially viable. Results show that the minimum FIT is around 14.5cUSD/kWh. This means that, if PV electricity price can largely compete with other sources of energy, it remains in the upper cost range and therefore should be appreciated in the context of CO₂ emission reduction mechanisms, increasing energy commodities prices and the huge potential of cost reductions of the sector.

1. THE PROJECT

1.1 Technical Description

The project consists in the financing of the construction and operation of several MWp VLS-PV systems in the Gobi desert, totaling 1.07 GWp. All systems are connected to a 100km transmission line, whose construction is also part of the project. This line is itself connected to an existing 500kV transmission line reaching Beijing ((a) in Fig.1).



Fig. 1 1GWp VLS PV system in Gobi Desert

Each VLS-PV system of several tens of MWp consists of sets of 25MW unit field. A 25MW unit consists of 50 sets of 500kW unit system.

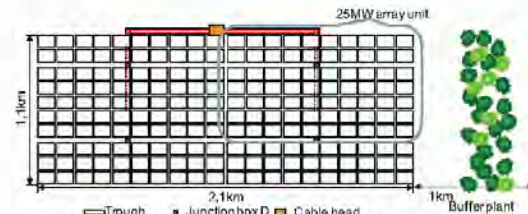


Fig. 2 Concept design of VLS PV System (Fixed flat plate case)

South-faced fixed flat array structures and foundations are designed. Wind pressure and earthquake are also taken into account. Land preparation is considered. Array support and foundation are produced in installation site, and other system components such as modules, cables and inverters are manufactured in Japan or Europe. All the components are transported to the installation site by marine and land transport.

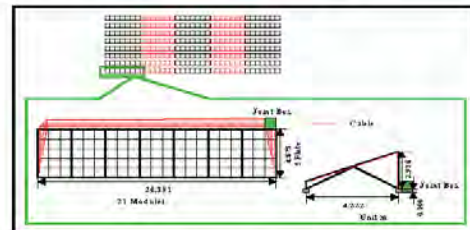


Fig. 3 Array configuration for Poly crystalline PV modules (Example)

1.2 Construction and Operation Costs

The Tokyo Institute of Technology assessed the costs of the plant, assuming different angles, modules prices and inverters prices hypothesis, which are presented in Table I.

Table I. Prices Scenarios – USD/Wp

| Price Scenarios (PS) | 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------------------------|------|------|------|------|
| Module Price - USD/Wp | 1,00 | 2,00 | 3,00 | 4,00 |
| Inverter Price - USD/Wp | 0,27 | 0,32 | 0,36 | 0,41 |

Table II and Table III show that the minimum construction and operating costs are respectively of 2.175 billion USD and 1.934 kUSD/y. Investments include equipment, transportation and construction costs and yearly operating expenses include operation, maintenance and administration. It would take 7 years to achieve the whole construction.

5P-P3-76
Late News

Technical Digest of the International PVSEC-17, Fukuoka, Japan, 2007

Table II. Total Plant Costs – MUSD

| Angle (°) | 10 | 20 | 30 | 40 |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| PS1 - Total Plant Costs (MUSD) | 2 175 | 2 189 | 2 207 | 2 233 |
| PS2 - Total Plant Costs (MUSD) | 3 342 | 3 355 | 3 374 | 3 400 |
| PS3 - Total Plant Costs (MUSD) | 4 489 | 4 502 | 4 521 | 4 547 |
| PS4 - Total Plant Costs (MUSD) | 5 657 | 5 671 | 5 689 | 5 715 |

Table III. Total Yearly Operating Costs - kUSD

| Angle (°) | 10 | 20 | 30 | 40 |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| PS1 - Total Operating costs (kUSD) | 1 934 | 1 946 | 1 963 | 1 985 |
| PS2 - Total Operating costs (kUSD) | 2 963 | 2 975 | 2 991 | 3 014 |
| PS3 - Total Operating costs (kUSD) | 3 975 | 3 987 | 4 003 | 4 026 |
| PS4 - Total Operating costs (kUSD) | 5 005 | 5 017 | 5 034 | 5 056 |

1.3 Contractual Structure and Total Project Costs

We supposed that the project would be financed using structured, non recourse project financing. Fig.4 summarizes the main contracts that have to be signed so that the project reaches the minimum market standards required for this type financing.

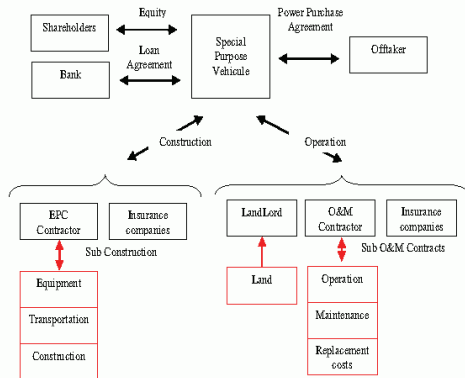


Fig. 4 Contractual Structure

We assumed that the different contractors and sub contractors will transfer to the SPV the costs of their financial obligations regarding the different contracts, such as the provision of a completion guarantee and a 22 years plant availability guarantee. Dexia Credit Local has tried to assess these costs in Table IV and Table V, based on its experience of international major energy projects financing.

Table IV. Other Project Costs

| Other Project Construction Costs | |
|----------------------------------|-------------------------|
| Development | USD 10M |
| Conception/Studies | 6% of total plant costs |
| Insurances | USD 0.02/Wp |
| Technical Due Diligence | USD 300 000 |
| Legal Due Diligence | USD 300 000 |
| Insurance Due Diligence | USD 150 000 |

Table V. Other Yearly Project Operating Costs

| Other yearly Project operating costs | |
|--------------------------------------|--------------|
| Security | USD 0,009/Wp |
| Insurances | USD 0.02/Wp |
| Management fee | USD 250 000 |
| Rent | USD 200 000 |

2. CALCULATION OF THE FEED IN TARIFF

2.1 Methodology

Our methodology consists mainly in assessing the level of the FIT necessary to pay (i) operating costs (ii) debt service (iii) dividends while achieving a target IRR. If it is inspired by the Levelized Electricity Costs approach [2], there are nevertheless strong differences:

- our simulations include the inflation;
- the financing is structured according to current state of the art of PV project financing;
- tax and accounting environment is similar to the French one;
- our simulations are run on a half year basis.

In order to optimize the financial structure – increasing the Investment Returns leads to a lower FIT – we included a shareholders’ loan and chose aggressive debt characteristics, comprising an Equity Bridge, a Debt Service Coverage Ratio of 1.18x, a maturity of 22 years (3 year tail), margins of around 100 bps and 6 months Debt Reserve Account and Maintenance Reserve Account.

2.2 Results

Table VI shows the underlying electricity generation assumptions.

Table VI. Electricity Generation Assumptions

| Angle (°) | 10 | 20 | 30 | 40 |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Total capacity - GWp | 1,061 | | | |
| Performance ratio | 82,91% | | | |
| Degradation | 0,50% | | | |
| Radiation - kWh/m2/year | 1 847 | 1 956 | 2 018 | 2 029 |
| Losses (% of total production) | 0,054% | 0,058% | 0,060% | 0,062% |
| Land surface - ha | 121 | 162 | 198 | 228 |

Fig. 5 shows that, considering a target 25 year after tax IRR of 10%, the minimum FIT is 14.5cUSD/kWh.

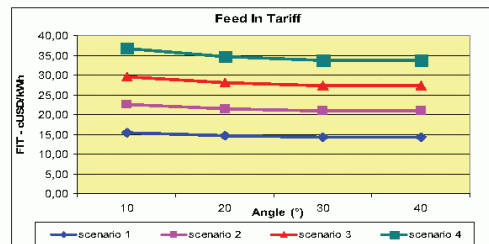


Fig. 5 Feed In Tariff cUSD/kWh

REFERENCES

[1] www.iea-pvps.org
 [2] IEA, “Guidelines for The Economic Analysis of Renewable Energy Technology Applications” (1991).



ANALYSIS OF FLUCTUATION CHARACTERISTICS OF PV SYSTEM ACCORDING TO THE ARRAY CONFIGURATION

Norihiro KAWASAKI¹, Kiyoyuki KITAMURA²,
 Hiroyuki SUGIHARA³, Shogo NISHIKAWA⁴, and Kosuke KUROKAWA¹,
 1 Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-0012, Japan
 2 MEIDENSHA CORPORATION, Japan, 3 Kandenko co., ltd, Japan, 4 Nihon University, Japan

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. This phenomenon is called “the smoothing effect” by the authors. There are three factors to which the smoothing effect smoothes the fluctuation; number of PV systems, area of installed PV systems, and PV array configuration. In this time, authors report on result of analyzing the fluctuation characteristics of each array configuration.

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. The purpose of this study is quantification of the smoothing effect [2], [3], [4]. Therefore, authors developed an evaluation method of fluctuation of PV output. There are three factors to which the smoothing effect smoothes the fluctuation; number of PV systems, area of installed PV systems, and PV array configuration. In this paper, fluctuation characteristics of PV system according to the array configuration are analyzed by using this evaluation method. Especially, the result concerning short-term fluctuation is described.

2. APPROACH

2.1 FLUCTUATION ANALYSIS METHOD [4]

In an evaluation of fluctuation characteristics of PV output, it is necessary to know the relation between speed of fluctuation and magnitude of fluctuation.

Then, analytical data is prepared in the beginning, and the power spectrum (PS) is calculated from this data

by using the Wavelet transform. “Haar” has been chosen as a wavelet function. Next, the peak of PS is detected for each range of fluctuation time. An evaluation window is prepared centering on the peak of PS as shown in Fig. 1, and the difference between the maximum value and minimum value in the window is calculated. This difference is defined as Maximum Magnitude of the Fluctuation (MMF). MMF shows the biggest magnitude of fluctuation during a day for each range of fluctuation time. In other words, this is the worst case in the fluctuation. MMF is calculated from every hour in this time though MMF is originally obtained from a whole day. Because there is a possibility that the detection time of MMF is different depending on the array configuration.

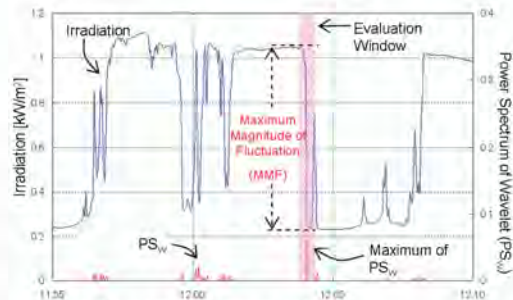


Fig. 1 Calculation image of MMF.

2.2 ANALYSIS CONDITION

An analytical period is from 1st May 2007 to 4th June 2007. Among these, 30days that was able to be analyzed was used. The data used for the analysis is PV array output (normalized by PV array capacity) measured every second. The array configuration of the analytical object is single array oriented east (I), single array oriented south (II), and single array oriented west (III) as shown in Table I.

Table I. Array configuration of PV systems used for the analysis.

| System No. | Azimuth [deg] | Tilt angle [deg] |
|------------|---------------|------------------|
| I | -85 (East) | 26.57 |
| II | 0 (South) | 26.57 |
| III | 84 (West) | 45 |



3. ANALYSIS RESULT

Analysis results of from two to four seconds fluctuation time are shown in Fig. 2, 3, 4 with box-whisker chart. 30days results are plotted in one box.

The lower boundary of the box indicates the 25th percentile, a line within the box marks the median, and the upper boundary of the box indicates the 75th percentile. Whiskers above and below the box indicate the 90th and 10th percentiles respectively. Black points indicate outlier. 50% of all data is included in the box.

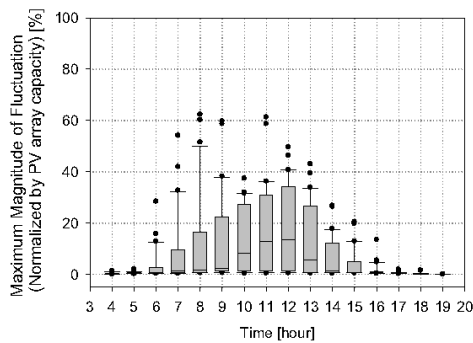


Fig. 2 MMF of System I (single array oriented east) of from two to four seconds fluctuation time.

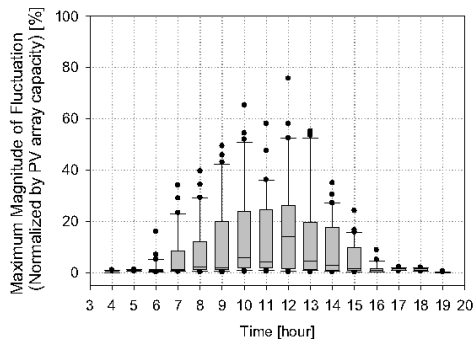


Fig. 3 MMF of System II (single array oriented south) of from two to four seconds fluctuation time.

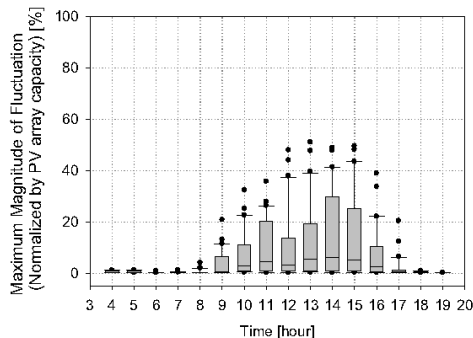


Fig. 4 MMF of System III (single array oriented west) of from two to four seconds fluctuation time.

From these analysis results, the detection time of maximum of MMF for above outlier is different depending on the array configuration; System I is eight, System II is noon, and System III is fifteen. If the azimuth of the PV array is different, it is known that the peak of the power generation electric power of PV system shifts; especially, this is about long-term fluctuation. According to this analysis, it was clarified to the short-term fluctuation that the MMF and time zone were different depending on the array configuration. This means that fluctuation is large near the peak of PV output.

4. CONCLUSIONS

MMF every one hour was calculated by applying the evaluation method that authors had developed. Then, fluctuation characteristics of PV system according to the array configuration for a short-term fluctuation were analyzed, and these features were understood.

ACKNOWLEDGMENTS

This work was supported by New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) as a part of the “Demonstrative Research on Clustered PV Systems” under Ministry of Economy, Trade and Industry (METI). Authors would like to acknowledge the financial support of NEDO and cooperative discussions with project members.

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, 47, pp.281-288, 1997
- [2] N. Kawasaki, T. Oozeki, K. Otani and K. Kurokawa, “An evaluation method of the fluctuation characteristics of photovoltaic systems by using frequency analysis”, Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 90, Issues 18-19, pp. 2951-3480, 2006
- [3] N. Kawasaki, T. Oozeki, K. Otani, K. Kitamura, H. Sugihara, S. Nishikawa, and K. Kurokawa, “An Evaluation Method of Area-dependency Equalization of Output Fluctuation from Distributed PV System by Using Frequency Analysis”, Proceedings of 15th PVSEC, pp.393-395, 2005
- [4] N. Kawasaki, K. Kitamura, H. Sugihara, S. Nishikawa, and K. Kurokawa, “An Evaluation of Area-dependency Equalization of Fluctuation Characteristics from Distributed PV Systems”, Proceedings of Renewable Energy 2006, 2006



RECENT STATUS AND FUTURE PROSPECTS OF PHOTOVOLTAICS IN TUNISIA

R.Andoulsi¹, A.El kazem², A.Boutouta³, A.Ounalli², B.Bessais¹, K. Kurokawa⁴

¹ Photovoltaic and Semi-Conductor Laboratory, Research and Technology Centre of Energy, Tunisia.

² National Agency for Energy Conservation, Ministry of Industry, Energy and Small and Medium Enterprises, Tunisia

³ Department of Rural Engineering and Water Exploitation, Ministry of Agriculture and water Exploitation, Tunisia

⁴ Tokyo University of Agriculture and Technology, Japan

ABSTRACT

The Tunisian energy context is currently characterized by an increase of the energy demand and a stagnation of the hydrocarbon resources, which leads to an energy deficit estimated at 8 Mtep by 2010. To face this situation, Tunisia has adopted an energy strategy taking account of both the requirements of the socio-economic development and the safeguarding of the environment primarily based on the development of renewable energies. The photovoltaic (PV) energy integration constitutes an important issue in this energy policy since the global solar radiation intensity varies from 4.5 kWh/m²/day in the north to more than 6 kWh/m²/day in the south and 350 sunny days per year.

In this paper, the authors described the current status and Government policy for PV dissemination in Tunisia aiming the development of rural people life. The main experience results, gained from PV rural electrification and water supply installations, are presented and prospects for future activities have been also outlined.

1. INTRODUCTION

Tunisia, located in Northern Africa has a population of 9.9 million people, mostly concentrated in a narrow strip along the Mediterranean coast in the north. The total area of Tunisia is 163 610 Km² (Fig.1).



Fig.1. Average annual horizontal solar radiation in Tunisia in MWh / m²

The average annual horizontal global radiation in Tunisia increases from about 1700 KWh/ m²/year in the north to intensities of more than 2100 KWh/ m²/year in the south in the Sahara Desert [1][2]. This Abundance of solar energy opens a real opportunity to PV system installations either in remote areas or in urban area by PV connected to the grid

2. ENERGY ISSUES IN TUNISIA

Located between two major producer countries, Tunisia only has limited energy resources of gas and petroleum. Resources of primary energy are composed of 51,2% of oil, of 48,2% of natural gas and 0,6% of

renewable energies (hydraulic, wind and PV). The oil products and the natural gas represent 54,7% and 44,7% respectively in the primary energy demand. Due to economic growth, and continuous improvement in living standards, the demand for electricity has constantly risen in recent years. According to an economic projection, the demand will increase to 14 140 GWh by 2007 [1]. This energy demand involves serious energy deficit estimated at 8 Mtep by 2010 [2].

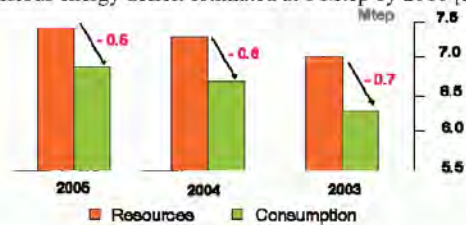


Fig.2. Energy balance in Tunisia

Conscious of this situation, Tunisia committed itself in an energy policy compatible with the durable development. Among this energy policy we note the development of renewable energies which resulted in the development of wind power for the production of electricity by the installation of a wind park of 300 MW (2005-2011), the diffusion on large scale of solar heaters of water, and the optimization of the rural electrification by PV systems.

3. NATIONAL PV PROGRAM

3.1. PV rural electrification (PVRE)

Since the beginning of the years 1980, Tunisia has achieved some projects in the field of PV electricity. These realizations concerned essentially: the electrification of the village of Hammam Biadha, 150 km south-west of Tunis by a 30 kWp PV centralized plant under USA cooperation, some border stations of the army, and the forest ranger's stations. Since its creation in 1985, the ANME (National Agency for Energy Conservation) achieved a certain number of demonstrative and dissemination projects in the field of photovoltaic rural electrification (PVRE) (table 1).

Table 1. Bilateral cooperation projects in PVRE

| Bilateral Cooperation | Project | Year | Power (kWp) |
|-----------------------|------------|------|-------------|
| Spain | O.Nouaouia | 1990 | 3 |
| Germany | Keï | 1992 | 14 |
| France | Dhokara | 1993 | 2,7 |
| Germany | Keï | 1994 | 70 |

Theses ANME's activities were carried out within the framework of the great effort provided by Tunisia in rural electrification. The grid extension program is implemented by the Tunisian Electricity and Gas Company (STEG). The roles of STEG and ANME are



5P-P3-73
Late News

Technical Digest of the International PVSEC-17, Fukuoka, Japan, 2007

different but their work is closely coordinated by the national commission for rural electrification. The main objective of the ANME is to contribute in the national effort aiming to reach a rate of global electrification of 100 % on the horizon 2010. According to a strategic survey, the rate of electrification in this date would be 97 % in the rural area and the 3 % remaining of the rural households could be equipped by photovoltaic systems. Therefore, the ANME planed its programs in PV rural electrification. Thus, by the end of 2006, the ANME has been already installed 12000 PV home systems, electrified 214 schools, and realized 5 projects of PV public Lighting. The total PV power, installed yet in rural electrification, reaches 1,2 MWp in 2006.

3.2. PV water pumping (PVP)

In Tunisia, the inhabitants of the rural environment represent about 40 % of the total population. Surface and deep wells provide the drinking water for these populations. The ANME launched in the beginning of the years 1990 diffusion program of photovoltaic water pumping through cooperation demonstrative projects (Table 2). These projects have been done under coordination of ANME and regional water programs authorities for supplying rural areas with drinking water which are led essentially by CRDAs (Regional Committee for Agriculture Development). The most PV water pumping systems were installed in the desert area (40 % of the Tunisian area) in the south of Tunisia because of rarity of water and the dispersed rural agglomerations with very difficult access. The success of these demonstrative projects encouraged, since 1999, the decision makers to use solar energy for water pumping in the sites far away from the national grid. Thus, since 1992, 84 PVP systems were installed. The total PV power installed is close to 230 kWp.

Table 2. Bilateral cooperation projects in PVP

| Bilateral Cooperation | Site | period | num ber | PVP (kWp) |
|-----------------------|---------------------------|-----------|---------|-----------|
| Germany (GTZ) | Kairouan, Kebili Medenine | 1992-1995 | 14 | 32 |
| Spain (IDAE) | Tataouine | 1998 | 1 | 4,5 |
| State budget | Kebili | 1999-2006 | 56 | 135 |

Within Programmed photovoltaic installations framework, a cooperation project with the Japanese Bank for the International Cooperation (JBIC), will be carried out in 2005-2011 period. This project concerns the installation of:

- 63 photovoltaic systems for the desalination and/or the pumping of water in the Tunisian southern governorships
 - 500 PV home systems in north-west of Tunisia,
- The total power to install is about 310 kWp [4] [5].

4. PHOTOVOLTAIC R&D IN TUNISIA

At the 1980's and in the framework of a national project promoting renewable energies, a PV Pilot Plant (PVPP) was installed (1985) at the National Institute of Scientific and Technical Research (INRST), by local competences. Since 1986, the role assigned to the PVPP is to apply renewable energy - based national programs, particularly related to the research and development (R &D) of PV materials and technologies. The main first objective was the development of a local PV technology that may produce monocrystalline Silicon solar cells and modules with efficiencies approaching international ones.

Recently, a new Techno park was created in 2006 on

the site of Borj-Cedria, beside the INRST. This TechnoPark will encourage the researchers to present a strategic project-program aiming the installation of a viable photovoltaic technology in an industrial environment supported by research laboratories. This important field may open many initiatives especially in semiconductor and electronic technologies [6].

5. POTENTIEL OF PV APPLICATIONS IN TUNISIA

According to the ANME, the total PV installations in Tunisia are 2MWp and it is foreseen that around 2010, the photovoltaic systems capacity will reach 3.5 MWp. In PV rural electrification, the total potential would be 2 MWp. This potential market could be doubled if ANME's recommendations would be applied. These recommendations proposed the increase of the PV systems power from 100 Wp to 200 Wp. In this case, the potential would be of 4 MWp.

Regarding PV water pumping, the number of wells which might be equipped is very important. The Centre and Southern Governorates, suitable areas for PVP development, offer 10 000 non equipped wells. Beside of surface wells, the country has about 100 deep wells with characteristics suitable for PVP systems (power demand below 4 kWp). More than half of these deep wells are situated in the Centre and the Southern areas. The potential of PVP systems is estimated to 2 MWp [3] [4]. We note also that desalination of brackish water by photovoltaic energy will take a great interest in Tunisia since the water sources are often brackish in south of Tunisia.

6. CONCLUSION

The use of the photovoltaic rural electrification or pumping systems in Tunisia, as well through the projects of demonstration of the ANME or through the projects of the CRDA, showed that the PV technology is efficient, mature, and provide satisfactory service to the consumers. Therefore, it is an appropriate technology suitable for dissemination in the rural Tunisian areas.

The photovoltaic technology potential for Tunisia is high, based on the fact that many remote and isolated sites are located far away from the national electric grid and cannot be connected to it in the near future.

REFERENCES

- [1] K. Kurokawa, k. Komoto, P.V.D. Vleuten, D.Faiman. "Energy from the desert, Practical proposals for very large scale photovoltaic systems", *EARTHSCAN*, London. Sterling, VA, 2007.
- [2] A.S. Bouazzi and M. Krarti, "Net Metering and its Impact on PV Program in Tunisia", *proceeding of 3rd World Conf. on PV Energy Conversion*, Osaka, Japan, 12-16 May 2003, Vol.3, pp2562 - 2565 .
- [3] A. Ounalli, "Photovoltaic application in Tunisia experience and prospects", ANME report, 2003.
- [4] A. Boutouta, "Experience tunisienne en matiere de pompage photovoltaique", *Seminaire sur l'energie dans le secteur de l'eau potable*, Tunis, 16 June 2005.
- [5] A.El Khazen, "Application du solaire photovoltaique en Tunisie, cas du pompage", *La revue de l'Energie*, Mars 2006.
- [6] Brahim Bessais , Project for a technological leveling of the photovoltaic pilot plant of the National Institute of Scientific and Technical research", Tunisia, May 2003.



RESEARCH ON THREE-DIMENSIONAL COORDINATES ACQUISITION FOR SHADOW ESTIMATION IN PHOTOVOLTAIC SYSTEM

Y.Watanabe¹, K.Krokawa¹

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

ABSTRACT

The amount of power generation of the PV system greatly depends on the quantity of solar radiation. When the shadow hangs to the PV system with the tree and the buildings, it has a great influence on the amount of power generation.

This research describes estimation for the shadow hangs to the PV system by using “quantity estimation system of the shadow impacts” in TUAT. This paper describes the improvement of the three-dimensional measurement in “quantity estimation system of the shadow impacts”. New technique makes it possible to take pictures easily and reduces most of restrictions.

1. “Quantity estimation system of the shadow impacts”

When the shadow hangs to the PV system with the tree and the buildings, it has a great influence on the amount of power generation. Moreover, the position of shadow is changed by the altitude of the sun and the position. Therefore, it is difficult to judge the forecast of the shadow on site.

This system calculates three dimensional coordinates from easy measurement and estimates the shadow on PV system. Moreover, it estimates the amount of power generation of PV system. The easy measurement doesn't need the expensive machine parts used in a general measurement at all. Therefore, everyone can measure three dimensional coordinates at low price^[1].

Figure 1 shows “quantity estimation system of the shadow impacts” flow chart. This system is composed of photogrammetry and estimation of shadow. The part of photogrammetry calculates three dimensional coordinates of the obstacles and plane. The part of estimation of shadow receives its coordinates and estimates shadow that hangs to plane from the position of the sun^[2].

2. PHOTOGRAMMETRY

2.1 Stereo Photogrammetry

It is necessary to know the position of the plane, the obstacle, and the sun for estimating the shadow. These positions are calculated by the stereo photogrammetry. Figure 2 shows this principle.

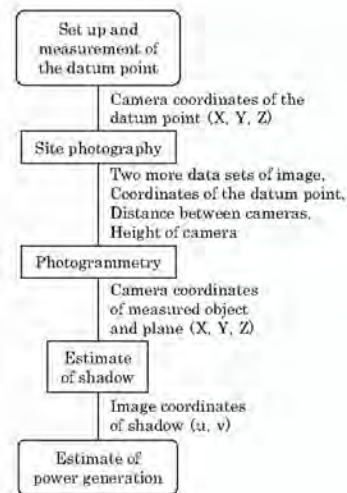


Fig. 1 Flow chart of “quantity estimation system of the shadow impacts”.

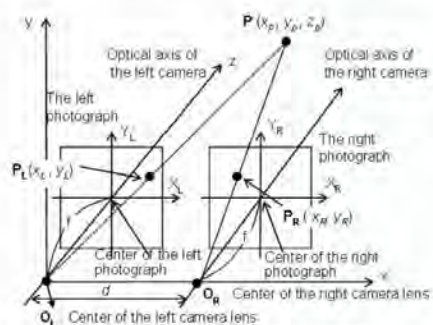


Fig. 2 Stereo photogrammetry.

The stereo photogrammetry calculates three dimensional coordinates by using trigonometric from the two more parallel images.



2.2 Correction of right camera rotation

Two more parallel photographs are needed to calculate three dimensional coordinates of plane and the obstacles. However, it is difficult to take a picture in parallel. Then, this system corrects the rotation of image and projects points of the image plane on a virtual parallel plane in the right camera. (Fig 3)

Figure 3 shows the rotations of the camera which are classified into three kinds^[3]. These three rotations are corrected and it makes possible to use stereo photogrammetry. The photography condition becomes easy by using virtual parallel plane in the right camera.

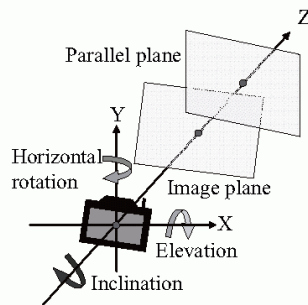


Fig. 3 Three kinds of rotation

2.3 Correction of standard camera

Three rotations of right camera can correct in this technique. However, rotations of standard camera can't correct in this technique. In addition, generally the target things become a center. Then, the technique for correcting the rotation of a standard camera was devised. Most of the restrictions are reduces by using the new technique. The new technique can correct rotations and inclination in standard camera (Fig 4).

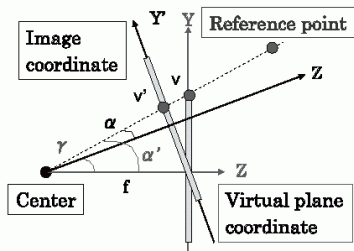


Fig 4 Correction of rotation in standard camera

The angle of elevation is calculated by using the gap of the reference point from image plane and virtual plane. Height and the depth of the reference point measured beforehand. From Fig 4, equation (1) and (2) are derived.

$$\tan \gamma = \tan(\alpha' - \alpha) \tag{1}$$

$$\gamma = \tan^{-1} \frac{f(v - v')}{f^2 + vv'} \tag{2}$$

Image plane coordinates is converted into virtual parallel plane coordinates by using equation (1) and (2). The restraint of photography condition is decreased by using new technique.

3. Photogrammetry experiment

We survey the three dimensional coordinates of an obstacle and plane by using new technique and the marketed digital camera, a tripod, a compass and a major. The distance from the standard camera to the reference point is measured and the distance between cameras is measured. The coordinates of specified measurement point and obstacle are calculated in "quantity estimation system of the shadow impacts".

Table 1 shows the result of measurement experiment by using traditional technique and new technique.

Table I. Result of the measurement experiment

| | X[cm] | Y[cm] | Z[cm] |
|-----------------------|-------|-------|-------|
| Actual measurement | 238 | 267 | 900 |
| Traditional technique | 233 | 163 | 921 |
| Error | -5 | -104 | 21 |
| This technique | 233 | 270 | 921 |
| Error | -5 | 3 | 21 |

As a result, accuracy of measurement using this technique was several centimeters margin of error. Especially, Y coordinates are improved.

4. CONCLUSION

The new technique makes it possible to take pictures easily and reduces most of restrictions. Therefore, everyone measure easily the coordinates of the obstacle and plane. In addition, the accuracy becomes almost the same as the traditional technique.

We will estimate the shadow by using this technique in the future.

REFERENCES

- [1] S. Ike et al., "Estimation of obstacles for PV systems by using photogrammetry", NATIONAL CONVENTION RECORD I.E.E. JAPAN, pp.59-60 (2004).
- [2] Y. Watanabe et al., "Proposal for quantitative estimation system of shadow by using photogrammetry", THE 2007 ANNUAL MEETING RECORD I.E.E. JAPAN, Vol. 3, pp.152-153(2007).
- [3] G. Jo et al., "Epipolar Geometry in Stereo, Motion and Object Recognition: A Unifield Approach", Kluwer Academic Publishers, (1996).

**AN ENVIRONMENTAL POTENTIAL OF PV SYSTEMS IN JAPAN
BY UTILIZING THE ECOLOGICAL FOOTPRINT**

Naoko Yamashita¹, Masakazu Ito², Keiichi Komoto³ and Kosuke Kurokawa¹

1.Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16, nakacho, koganei city, Tokyo, 184-8588, Japan

2.Tokyo Institute of Technology, 2-12-1, Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550, Japan

3.Mizuho Information & Research Institute, 3-1 Kanda-Nishikicyo, Chiyoda-ku, Tokyo 101-0054, Japan

ABSTRACT

This paper gives an environmental potential of PV systems in Japan by utilizing the Ecological Footprint (EF). It is a measure of how much biological productive land and water area that humanity uses to produce the resources and to absorb the waste. To weigh the EF of PV systems against fossil fuel energy, the authors calculated the PV EF and the fossil fuel EF and PV biocapacity of Japan. The calculations represent the fossil fuel uses more than sixty percent of the total EF of Japan. Assuming 100GW PV systems are installed in Japan that is shown in "PV2030" which is Japanese PV roadmap, we compared the annual electricity by 100GW PV systems with equivalent electricity by fossil fuel energy. The result is the EF of PV systems is much smaller than the same amount of energy from fossil fuel. That is, PV systems reduce consumption of biological resources and the calculation of the PV biocapacity show that they increase the biological productive area.

1. INTRODUCTION

1.1 Background and Objective

The world economy is rapidly developing because of increase of the world population and the consumption per capita. We will have to exceed the limit of ecosystem if nothing is done. Actually, we can see the problems of global warming all over the world. And since the late 1980s, we have been in overshoot – the Ecological Footprint (EF) has exceeded the Earth's biocapacity – as of 2003 by about 25%. If we will be able to increase the Earth's biocapacity, we can evade the state of overshoot. In the conventional calculation of EF, the several land types are regarded as the degraded land. But we will be able to consider that they are energy land by PV systems. Therefore, my study is showing added value of PV systems by utilizing the EF. Especially, because the traditional calculation of the EF and the biocapacity did not calculate about PV systems, this paper gives Photovoltaic Ecological Footprint and biocapacity in Japan.

1.2 The Ecological Footprint as an Indicator of Sustainability

The EF is a measure of how much biologically productive area an individual, a country, or humanity uses to produce the resources and to absorb the waste (see Fig. 1). This area can be located anywhere in the world. For instance, the EF of imports is calculated as the EF of the country that imports them. The EF is expressed in units of global hectares [gha]. The global hectare is normalized to the area weighted average productivity of biologically productive area, because different land types have different productivity. The weighted factor is called equivalence factor. For example, croplands have an equivalence factor of 2.21 (see Table I) that means croplands have over twice productivity of world average productivity. And a hectare with world average productivity has an equivalence factor of 1. The equivalence factors are the same for all countries in a given year. But yield factor is a factor that accounts for differences between countries in productivity of a given land type and a given year.

The biocapacity is the all biological productive areas to produce useful biological materials and to absorb waste materials generated by humans, or the supply side of the equation (EF is the demand side). The biocapacity is also expressed in units of global hectare.

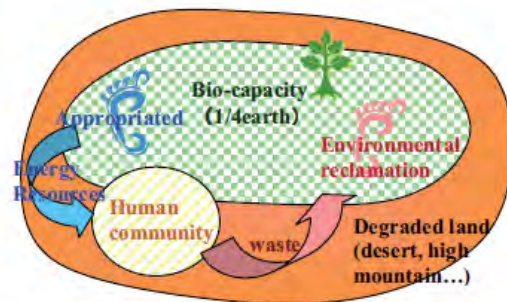


Fig. 1. Image of the Ecological Footprint

Table I. Equivalence factors (2003)

| Land type | Equivalence factor[gha/ha] |
|--------------|----------------------------|
| Cropland | 2.21 |
| Pasture land | 0.49 |
| Forest land | 1.34 |

2. METHOD
2.1 The Calculation Method of the Fossil Fuel EF

The fossil fuel EF is calculated by estimating the forest land area that is needed to assimilate carbon dioxide by burning fossil fuels and subtracting the percentage of this carbon dioxide sequestered by oceans. We calculated the carbon emissions from amount of the used fossil fuel in a year, and multiplied forest land equivalence factor and divided into the amount of world average carbon sequestration and population. So, this calculation gives the forest land area that a human uses to absorb the carbon dioxide by burning fossil fuel in a year.

2.2 The Calculation Method of the PV EF

The PV EF is calculated by the annual electricity and the effective yield (annual electricity per hectare). "PV2030" says the potential of the domestic installation area is 8000GW. If we can install PV systems all over the domestic area, the annual electricity per hectare is 2049[MWh/yr/ha]. But it is an imagination; we consider that the 100GW PV systems will have been installed until 2030. We calculated the PV EF by using equation 1.

$$\text{PV EF} = \text{Effective production [kWh/yr]} \times \text{Equivalence factor [gha/ha]} \times \text{Yield factor [-]} \div \text{Effective yield [kWh/yr/ha]} \div \text{population} \quad (1)$$

And we will consider that the carbon footprint by producing PV modules. Our need growth rate is 7%/yr to realize 100GW PV systems installed until 2030. So, we will have to produce 7.7GW PV modules in 2030. The manufacturing line that they produce 100MW poly-Si PV systems in one year exhausts 235g carbon per watt (see Table II). We calculated that each kind of modules occupy production in 2030. If poly-Si PV modules will be made 7.7GW, we will emit 1.8×10^6 ton carbon in 2030. The EF of this amount of carbon is calculated as well as fossil fuel EF. But we don't consider that the EF of rejection and recycling PV modules as yet.

Table II: CO₂ emission of producing four type of PV module (100MW/line) ^[3]

| | CO ₂ emission[g-C/W] |
|----------|---------------------------------|
| poly-Si | 235 |
| a-Si | 123 |
| CdS/CdTe | 134 |
| CIGS | 117 |

2.3 The Calculation Method of the PV Biocapacity

The biocapacity of an area is calculated by multiplying the actual physical area by the yield factor and the equivalence factor. In the calculation of the PV biocapacity, the actual physical area can be regarded as the 100GW PV systems installed area. And we calculated the coefficients (equivalence and yield factor) as one.

3. RESULTS AND DISCUSSIONS

The calculation of fossil fuel energy in Japan (2004) was 2.53 [gha/cap] that represents more than 60% of the total EF in Japan. The result of the PV EF in Japan (operating) was 0.0037 [gha/cap] and the result of the poly-Si PV EF in Japan (producing) was 0.014 [gha/cap] in 2030. So, total PV EF (poly-Si) was 0.018 [gha/cap]. Others are shown in Table III. And we compared the annual electricity by 100GW PV systems with equivalent electricity by fossil fuel energy. This result was 0.057[gha/cap]. And the biocapacity of 100GW PV systems was 0.0004[gha/cap]. By the way, the total biocapacity in Japan is 0.7[gha/cap] in 2003. These results show that PV systems reduce consumption of biological resources than the fossil fuel energy and increase biological productive area.

Table III. PV EF (to produce 7.7GW PV modules)

| | PV EF(producing) [gha/cap] | PV EF(total) [gha/cap] |
|----------|-------------------------------|---------------------------|
| poly-Si | 0.0141 | 0.017 |
| a-Si | 0.0074 | 0.011 |
| CdS/CdTe | 0.0080 | 0.012 |
| CIGS | 0.0070 | 0.010 |

4. CONCLUSION

This paper presents an environmental potential of PV systems in Japan by utilizing the Ecological Footprint. It is a measure of how much biological productive land and water area that humanity uses to produce the resources and to absorb the waste. The calculation of the fossil fuel EF in 2004 are 2.53[gha/cap] and 100GW total PV EF are from 0.010 to 0.017[gha/cap]. The details of total PV EF are operating and producing PV modules. So, these results show that PV systems can reduce consumption of biological resources than the fossil fuel energy and the producing PV modules needs about 2.5 times land more than operating PV systems. In addition, the calculation of the PV biocapacity was 0.0004[gha/cap]. Therefore they can also increase biological productive area slightly. In the EF, deserts, paved road and high mountains and so on are regarded as degraded lands. Degraded land is not included in the biocapacity. We will be able to regard that these areas are energy land by PV systems. That is, we can increase the biocapacity by PV systems and we will be able to evade the state of overshoot.

REFERENCES

- [1] Mathis Wackernagel and William E. Rees, Yoshihiko Wada, "Our Ecological Footprint"
- [2] WWF, "living planet report2006"
- [3] Photovoltaic Power Generation Technology Research Association, "Survey and Research on the Evaluation of Photovoltaic Power Generation", 2001



**MODELING I-V CURVES OF PV MODULES USING
LINEAR INTERPOLATION /EXTRAPOLATION**

Yuki Tsuno^{1,2}, Yoshihiro Hishikawa¹ and Kosuke Kurokawa²

¹National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), Research Center for Photovoltaics,
Central 2, 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305-8568, Japan

²Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-0012, Japan

ABSTRACT

A translation procedure based on the linear interpolation/extrapolation is proposed, in order to translate the I-V curves to target conditions of irradiance and temperature. The accuracy of the method is investigated, based on the indoor measurements of I-V curves. The calculated I-V curves over a wide range of irradiance and temperature well agree with experimental results. These results indicate that the translation of the I-V curve based on the method is effective for estimating the performance of the PV devices under various climatic conditions.

1. INTRODUCTION

It is useful to understand the effect of the irradiance and temperature on the photovoltaic (PV) cell and module performance, in order to estimate their I-V curves under various climate conditions for power rating and energy rating. Several models for translation of I-V curves or prediction of energy are proposed [1]. However, these models need a lot of measurements in order to determine the parameters, and it takes a long time to determine them.

In this study a practical formation for the linear interpolation / extrapolation which uses no parameters and only four measurements is proposed. The accuracy of the method based on the experimental I-V curves is investigated.

**2. LINEAR INTERPOLATION /EXTRAPOLATIO
METHOD**

The present study demonstrates the new practical formulae [2, 3], which are extension of the equations and do not require adjustment of the reference I-V curves. The procedure of the linear interpolation / extrapolation of the present study is as follows. The measured current-voltage characteristics are corrected to target G and T values by equations (1) and (2).

$$V_3 = V_1 + a \cdot (V_2 - V_1) \tag{1}$$

$$I_3 = I_1 + a \cdot (I_2 - I_1) \tag{2}$$

Here, I_1 and V_1 are the current and voltage of the reference I-V curve measured at an irradiance G_1 and temperature T_1 . I_2 and V_2 are the current and voltage of the reference I-V curve measured at G_2 and T_2 . I_3 and V_3 are current and voltage of the I-V curve at G_3 and T_3 , which is the target of the translation. The pair of (I_1, V_1) and (I_2, V_2) should be chosen so that $I_2 = I_1 + (I_{sc2} - I_{sc1})$. Here, I_{sc1} and I_{sc2} are the short circuit current of the reference I-V curves. a is a constant for the interpolation, which has the relation with the irradiance and temperature as shown in equations (3) and (4). When $0 < a < 1$, the procedure is interpolation, When $a < 0$ or $a > 1$, the procedure is extrapolation.

$$G_3 = G_1 + a \cdot (G_2 - G_1) \tag{3}$$

$$T_3 = T_1 + a \cdot (T_2 - T_1) \tag{4}$$

Equation (5) is also applicable, when the I_{sc} of the device is linear with G. Here, I_{sc3} is the short circuit current of the target I-V curve.

$$I_{sc3} = I_{sc1} + a \cdot (I_{sc2} - I_{sc1}) \tag{5}$$

The primary advantage of the equations (1), (2) is that there is no restriction for the I_{sc} (or G) and the T of the reference I-V curves. Therefore, any I-V curves can be used as the reference I-V curves without adjustment. Translation of the I-V curves for G at constant T and translation for T at constant G are possible by the same formulae. Furthermore, simultaneous translation for both G and T is possible within the relation of equations (3) and (4).

By utilizing present procedure, I-V cures at wide range of G and T can be calculated from only three or four reference I-V curves measured at indoor or outdoor.

3. EXPERIMENTS



Modeling of the I-V curves was investigated by using the experimental I-V curves of the outdoor poly-Si modules which are located in Tsukuba, Japan. Data were taken for about one year. The total number of the I-V curves used was about 40,000.

The four reference I-V curves for modeling were measured at indoor by using a steady-state solar simulator (Fig. 1). The conditions (G, T_{mod}) of the measurements were (1SUN, 25°C), (1SUN, 65°C), (Dark, 25°C) and (Dark, 65°C). The module temperature was raised by illumination of the solar simulator light.

Two combinations for input parameter (I_{sc} , T_{mod}), (G, T_{mod}) were used. Then Measured I-V curves and energy were compared to the calculated them.

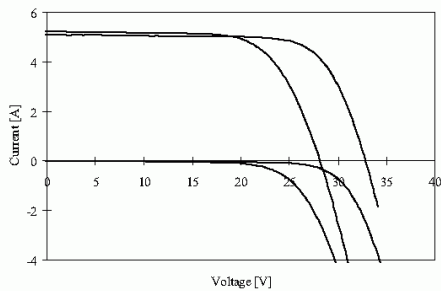


Fig. 1 Reference I-V curves of poly-Si module measured at indoor.

4. COMPARISON OF EXPERIMENTAL RESULTS WITH MODEL PREDICTIONS

The I-V curves calculated by using input parameter (I_{sc} , T_{mod}) showed very good agreement with the experimental data (Fig. 2). For example, the standard deviation and the average between the measured and calculated P_{max} was about 0.68% and -0.45%, respectively (Fig. 3) which demonstrates the accuracy and usefulness of the present procedure of the linear interpolation. On the other hand, the error was observed when (I_{sc} , T_{mod}) were used. This confirms that the G of the device is not linear with I_{sc} caused by spectral irradiance, angle effect etc. The accuracy of energy predictions shows the same tendency (Table I).

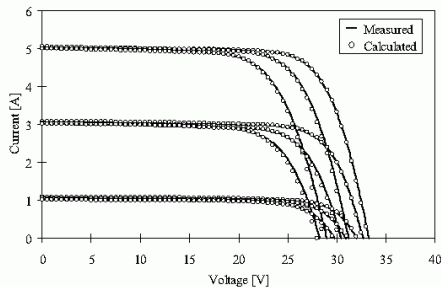


Fig. 2 Examples of measured (lines) and calculated (circles) I-V curves of a polycrystalline Si PV module. Calculated results show very good agreement with the

experiment.

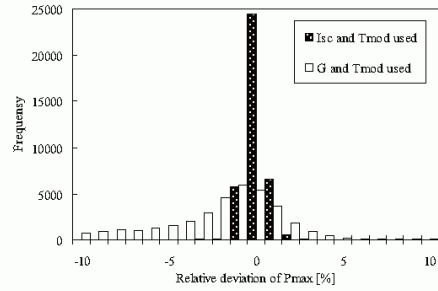


Fig. 3 Deviation of the measured and calculated P_{max} of the outdoor poly-Si module.

Table I. The accuracy of energy predictions by using G or I_{sc} .

| | Error |
|--|--------|
| Calculated energy (I_{sc} , T_{mod}) | -0.4 % |
| Calculated energy (G, T_{mod}) | -1.5 % |

5. CONCLUSIONS

A new practical formulation for the linear interpolation/extrapolation has been investigated, in order to translate the I-V curves and predict the energy of the PV modules for the irradiance G (or I_{sc}) and temperature T. The accuracy of the translation has been investigated based on the experimental outdoor I-V curves of poly-Si modules. Four I-V curves measured at any G (or I_{sc}) and T (also dark conditions) can be used as the reference I-V curves. This makes practical translation procedure and energy prediction much easier than other parametric models. The results well agree with measured maximum power and energy of PV modules. The present method is expected to be very useful for the energy rating and power rating of the PV devices.

This work was supported in part by NEDO under the Ministry of Economy, Trade and Industry.

REFERENCES

[1] S.R. Williams et al., "Accuracy of Energy Prediction Methodologies", Proceedings of the 4th WCPEC (2006) Waikoloa, Hawaii; 2206-2209.

[2] Y. Tsuno, Y. Hishikawa and K. Kurokawa, "Translation Equations for Temperature and Irradiance of the I-V curves of Various PV Cells and Modules" Proceedings of the 4th WCPEC (2006) Waikoloa, Hawaii; 2246-2249.

[3] Y. Hishikawa, Y. Tsuno and K. Kurokawa, "Translation of the I-V curves of various solar cells by improved linear interpolation", Proceedings of the 21st EU PVSEC (2006) Dresden; 2093-2096.



ONLINE CORRECTION FOR INSOLATION FORECASTING USING WEATHER FORECAST

Takae Shimada ^{1,2} and Kosuke Kurokawa ²

- 1. Hitachi Research Laboratory, Hitachi, Ltd. 7-1-1 Omika-cho, Hitachi 319-1292, Japan
- 2. Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei 184-8588, Japan

ABSTRACT

This paper reports a correction method for insolation forecasting using weather forecast. The proposed method corrects insolation after several hours forecasted before this day by comparing forecasted insolation with actual insolation condition on this day. This means this method allows photovoltaic systems to obtain more accurate insolation forecasting during a day in the morning.

The correcting accuracy was examined based on the measurement data and the weather forecast actually announced in Tokyo. In the result, the effect of the proposed method was shown.

1. INTRODUCTION

Most of the photovoltaic (PV) systems for residences spreading rapidly are grid-connected type. Usually, since this system has no electricity storages, demand/supply power gap is processed by the utility grid. However, PV supply power depends on the weather, current PV systems strongly depend on the utility grid. In the future so that the PV systems may spread further, it is necessary to develop "Autonomy-Enhanced" PV (AE-PV) system technologies with electricity storage functions that less depends on the utility grid [1]. The authors are researching insolation forecasting using weather forecast for AE-PV system control [2] [3].

This time, the authors propose a method of online correction for insolation that has already been forecasted, and confirm the effect of the proposed method.

2. INSOLATION FORECASTING

The authors already reported an insolation forecasting method for photovoltaic power predictions [2] [3]. The method forecasts the global irradiance every one hour by using weather forecast every three hours. The weather forecast is classified into 14 kinds of weather change categories by weather change patterns, and the insolation forecasting accuracy is improved.

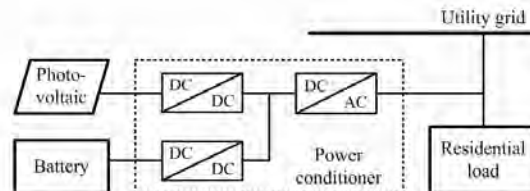


Fig. 1 One example of AE-PV system configurations.

The forecasting accuracy was examined based on the measurement data and the weather forecast announced in Tokyo. In the result, the method forecasted hourly insolation with 30.2 % of mean absolute error ratio and daily insolation with 23.5 % of the error ratio. The result also showed the possibility that the error ratio of hourly forecasting is decreased to 24.5 % and the error ratio of daily forecasting is decreased to 17.8 % in Tokyo when the weather forecast accuracy is improved.

3. ONLINE CORRECTION

Insolation forecasted by the method described above often has same signed (positive or negative) errors throughout the day. The authors focus on this factor and propose a method of online correction.

The proposed method corrects insolation after several hours forecasted before $G_{est}(t_1, w_1)$ by comparing current forecasted insolation $G_{est}(t_0, w_0)$ with current actual insolation $G_{mor}(t_0)$, and obtains online correction result G_{OLC} at t_1 by using following equations.

$$G_{OLC} = \left\{ 1 + \gamma_{OLC} \left(\frac{G_{est}(t_1, w_0)}{G_{est}(t_1, w_1)} \frac{G_{mor}(t_0)}{G_{est}(t_0, w_0)} - 1 \right) \right\} G_{est}(t_1, w_1) \tag{1}$$

$$\gamma_{OLC} = 1 - 0.1(t_1 - t_0) \tag{2}$$

G_{OLC} : Irradiance of online correction result at t_1
 $G_{est}(t, w)$: Irradiance of insolation forecasting result when time = t , weather forecast = w

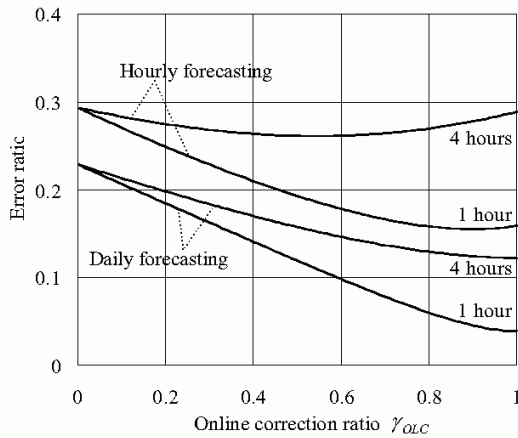


Fig. 2 Online correction error ratio vs. γ_{OLC} .

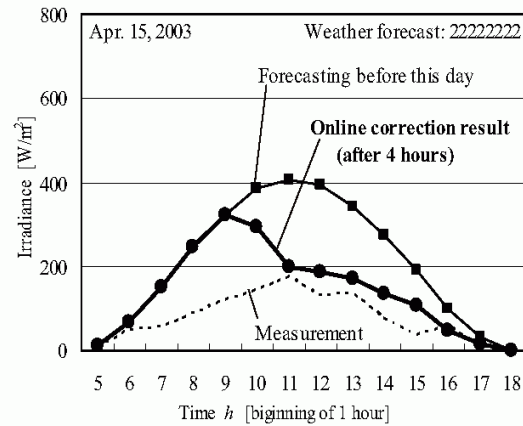


Fig. 3 Online correction result (Apr. 15, 2003).

$G_{msr}(t)$: Irradiance of measuring result
when time = t

γ_{OLC} : Online correction ratio ($0 < \gamma_{OLC} < 0.9$)

t_0 : Current time

t_1 : Time when it is online corrected

w_0 : Weather forecast at t_0

w_1 : Weather forecast at t_1

In above equations, t includes date, w includes weather change patterns [2] [3]. The first fraction in equation (1) considers the difference between w_0 and w_1 .

γ_{OLC} adjusts strength of the correction. The proposed method corrected insolation that was forecasted based on the weather forecast announced by the Japan Meteorological Agency in Tokyo every 1 hour of 4 years from 2000 through 2003. Insolation after 1 hour and 4 hours was corrected, and the online correction error ratio in various γ_{OLC} was calculated (see Fig. 2). $\gamma_{OLC} = 0.9$ if insolation after 1 hour will be corrected, $\gamma_{OLC} = 0.6$ if insolation after 4 hours will be corrected (see equation (2)).

Fig. 3 shows an online correction result on Apr. 15, 2003. Weather forecast on this day was announced cloudy throughout the day. This case is difficult to forecast insolation by using weather forecast. In fact, insolation forecasted before this day shows typical irradiance in April though this day is dark cloudy. In contrast, a result of online correction after 4 hours every 1 hour shows irradiance close to the measurement result, the effect of the proposed method is shown.

4. CONCLUSIONS

The authors proposed the online correction method for insolation that has already been forecasted using weather forecast for PV power predictions, and confirmed the effect of the proposed method.

In the future, we are going to study a method of use of actual PV power instead of actual insolation, and study a method of AE-PV system control using the online correction.

This work was being supported by New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) under the Ministry of Economy, Trade and Industry.

REFERENCES

- [1] K. Kurokawa, S. Wakao, Y. Hayashi, I. Ishii, K. Otani, M. Yamaguchi, T. Ishii, and Y. Ono, "Conceptual Study on Autonomy-Enhanced PV Clusters for Urban Community to meet the Japanese PV2030 Requirements", *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 6DP.2.3 (Invited), Barcelona, Spain (2005).
- [2] T. Shimada and K. Kurokawa, "Grid-connected Photovoltaic Systems with Battery Storages Control based on Insolation Forecasting Using Weather Forecast", *Renewable Energy 2006 Proceedings*, pp. 228-230, Chiba, Japan (2006).
- [3] T. Shimada and K. Kurokawa, "Insolation Forecasting Using Weather Forecast with Weather Change Patterns", *IEEEJ Trans. PE*, **127**, 11 (2007), (Preliminary).



ENVIRONMENTAL POTENTIAL OF VERY LARGE SCALE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION (VLS-PV) SYSTEMS ON DESERTS

Keiichi Komoto¹, Masakazu Ito², Naoko Yamashita³ and Kosuke Kurokawa³

1. Mizuho Information & Research Institute, 3-1 Kanda-Nishiki-cho, Chiyoda-ku, Tokyo 101-0054, Japan

2. Tokyo Institute of Technology, 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550, Japan

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

ABSTRACT

The objective of this study is to evaluate the environmental potential of very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems with capacities of over multi-MW to GW.

A life-cycle analysis has been employed, and energy payback time (EPT) and CO₂ emission rate of the VLS-PV system were calculated. Because there are various kinds of PV modules and array structures to be applied for the VLS-PV system, comparative case studies on array structures and PV module types were carried out.

Also, a concept of the Ecological Footprint has been discussed to evaluate an ecological potential of VLS-PV systems. The sustainable VLS-PV development would improve productivity of the region because non-available land would change to an energy production or CO₂ absorption field. This means that the VLS-PV development can create positive ecological impacts.

1. INTRODUCTION

It is already known that the world's very large deserts present a substantial amount of energy-supplying potential. Therefore, very large-scale schemes for solar electricity generation in such area look very promising for the relevant role they could play in the future, CO₂-emission free and world energy scenarios. Further, to sustainably develop non-available lands like deserts may contribute to recover the ecological characteristics, to create positive socio-economic impacts and to improve productivity of the lands.

Authors have proposed a future possibility of very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems on deserts, which has a capacity of ranging from several megawatts to gigawatts in desert areas, and discussed various kinds of aspects and potentials of the VLS-PV systems. [1][2].

The objective of this study is to evaluate the environmental potential of VLS-PV systems with capacities of over-multi-MW to GW.

2. ENVIRONMENTAL POTENTIAL OF VLS-PV SYSTEMS

2.1 Life-Cycle Analysis

Life-Cycle Analysis has been employed as a major approach. The life-cycle analysis is an appropriate method to evaluate its environmental potential by quantifying its input and output from cradle to grave of the VLS-PV system, and energy payback time (EPT), CO₂ emission rate of the VLS-PV system were calculated as indicators. EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. CO₂ emission rate is a useful index to know how much the PV system is effective for the global warming.

A process of life-cycle analysis in this study was 1) plan basic assumptions such as capacity, component, transport etc., 2) calculate irradiations for static and tracking systems, 3) design module layout, array structures, foundations, transmissions and wires, and 4) calculate EPT and CO₂ emissions rate.

Because there are various kinds of PV modules and PV array structures to be applied for the VLS-PV system, comparative case studies on array structures and PV module types were carried out (see Table. I). One axis horizontal tracking PV array which would rotate from east to west was designed as well as a conventional fixed array.

Table I. PV array and module specification

| Array type | Module | | |
|-----------------|-----------|-------------------|----------------|
| | Cell type | Nominal power (W) | Efficiency (%) |
| Fixed | p-Si (a) | 120 | 12.8 |
| | p-Si (b) | 152 | 15.8 |
| | a-Si | 58 | 6.9 |
| | CdTe | 65 | 9.0 |
| | CIS | 80 | 11.0 |
| 1 axis tracking | p-Si (a) | 120 | 12.8 |

As shown in Fig. 1 and Fig. 2, Overall results in all cases assumed were that EPT was around 1.5 to 2.5 years and that CO₂ emissions rate was estimated around 9 to 16 g-C/kWh. From comparative studies, it was

indicated that most suitable system would be a lower array structure, a higher efficiency module and that a tracking system would have a potential to generate much electricity.

VLS-PV development can create positive ecological impacts.

3. FUTURE PERSPECTIVE

This study has been carried out under the activities of IEA/PVPS Task8, "Study on Very Large-Scale Photovoltaic power generation (VLS-PV) systems". The objective of the Task8 is to examine and evaluate the potential of VLS-PV systems with capacities of over-multi-MW to GW, to develop practical project proposals for demonstrative research toward realisation of the VLS-PV Systems in the future.

Toward implementation of VLS-PV system, stakeholders targeted to will be policy makers, investors and project developers including PV industries, which enable to make a plan and concrete vision to realize VLS-PV from a viewpoint of global energy and environmental issues.

Task 8 will give recommendations to stakeholders and for world brightness future.

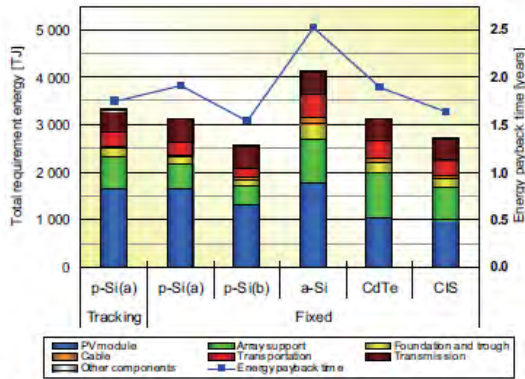


Fig. 1 Total requirement energy and Energy payback time

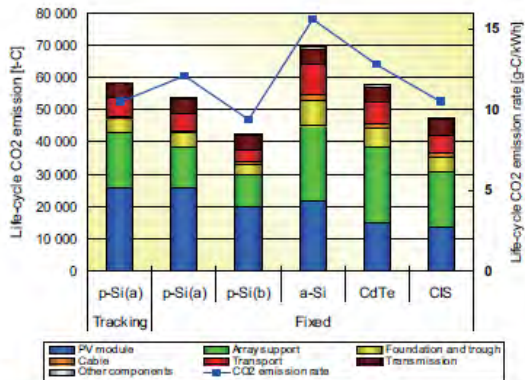


Fig. 2 Life-Cycle CO2 emission and CO2 emission rate

2.2 Ecological Footprint

As another approach, we've started to evaluate an ecological potential of VLS-PV systems by using a concept of the Ecological Footprint. The Ecological Footprint is an indicator to show ecological productivity of various kinds of fields on the earth (or specified region), and consumption of energy and resources by human-activity, as existing and required land area. For a sustainable future, the difference between productivity and consumption should be smaller.

Thinking about the sustainable VLS-PV development of desert region, productivity of the region would be improved because non-available land would change to an energy production or CO2 absorption field and required field for fossil-fuel consumption would be reduced. A proper green area coupled with VLS-PV may change to agriculture fields, as well. Although the degree of its potential depends upon the desert regions,

REFERENCES

- [1] Kosuke Kurokawa, *Energy from the Desert: Feasibility of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems*, James & James (Science Publishers) Ltd., 2003
- [2] Kosuke Kurokawa, Keiichi Komoto, Peter van der Vleuten and David Faiman, *Energy from the Desert: Practical Proposals for Very Large Scale Photovoltaic Systems*, Earthscan, 2007



60-C9-01
Invited

Technical Digest of the International PVSEC-17, Fukuoka, Japan, 2007

**A PRELIMINARY LIFE-CYCLE ANALYSIS OF
A MEGA-SOLAR SYSTEM IN JAPAN**

Masakazu Ito¹, Mitsuru Kudo² and Kosuke Kurokawa³

1. Tokyo Institute of Technology, 2-12-1-16-25 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550, Japan

2. NTT Facilities, Inc., Grandparktower, 3-4-1 Shibaura, Minato-ku, Tokyo 108-0023, Japan

3. Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Nakacho, Koganei-shi, Tokyo 184-8588, Japan

ABSTRACT

To mitigate global warming and energy problem, NEDO started a 5-year project. Main purpose of our group is development of large capacity PV power conditioner for electricity grid stability. This paper studied about two topics. First study is array configuration about a comparison between concrete and pile foundation. As a result, energy requirement and CO₂ emissions of pile foundations are smaller than concrete foundation. Second study is evaluations of whole PV systems with several PV modules. As a result, short energy payback time and small CO₂ emissions rate have been obtained.

1. INTRODUCTION

Fortunately, cumulative installed PV power is rapidly growing, and German Advisory Council on Global Change (WBGU) has been estimated that two thirds of world primary energy use in 2100 is supplied by the PV and Solar thermal [1]. This is good news for PV people. However PV still has an important consideration which means PV is dominated by the sun. Especially, a large PV system is affected by it strongly.

New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) has started a 5-year

project ‘Verification of Grid Stabilization with Large-scale PV Power Generation Systems’ which is focusing on generating good electricity which does not affect grid voltage, frequency and waveform. And energy demand peak cut is another purpose. Conceptual system image is shown in Fig. 1.

Our group consists of Hokuto city in Yamanashi prefecture, NTT Facilities Inc., Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), Tokyo Institute of Technology (Tokyo Tech), National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST) and Hitachi, Ltd. is planning to install a 2 MW PV system in Hokuto city in Yamanashi prefecture in Japan. The installation site is famous for sunny area. Purposes of our group are;

- 1) Develop a large capacity PV power conditioner considering grid stability.
- 2) Find suitable PV modules for a large scale PV system from advanced PV modules,
- 3) Research on a system design, materials and construction methods from economic and environmental view points,

2. PURPOSE AND METHODOLOGY

This paper is described about a preliminary Life-cycle analysis of the PV system. This pre-study help to find environment-friendly design and to estimate how much environmental potential the PV system have. A methodology of “Life-Cycle Analysis (LCA)” is an appropriate measure to evaluate the potential of PV systems in detail, because a purpose of this methodology is to evaluate its input and output from cradle to grave.

At first, two types of array support structures were evaluated by the LCA method to find an environmental-friendly design. Different point

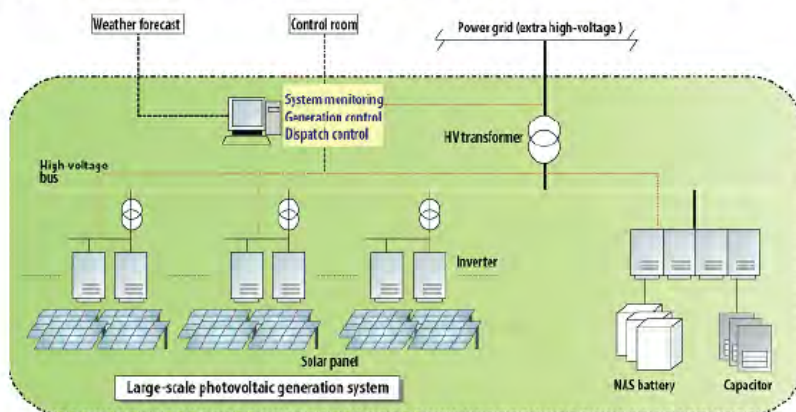


Fig. 1 Conceptual system image of the large-scale PV system.



Technical Digest of the International PVSEC-17, Fukuoka, Japan, 2007

60-C9-01
Invited

is foundation. One system is normal system which uses concrete for foundations. The other does not use concrete but piles made of steel.

In this study, energy payback time (EPT) and CO₂ emission rate of the PV system were calculated by the method. EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. CO₂ emission rate is a useful index to know how much the PV system is effective for the global warming.

3. APPROACH

Based on the concept of LCA, designing of the PV system followed these steps.

- 1) Plan basic assumptions such as capacity, component, transport etc.
- 2) Calculate irradiations for the systems.
- 3) Design two types of array structures and foundations.
- 4) Calculate energy requirement and CO₂ emissions to find a low emission PV array structure.
- 5) Design other equipments they are module layouts, transmissions and wires.
- 6) Calculate all materials' energy requirement, CO₂ emissions. And calculate energy payback time and CO₂ emissions rate.

4. SYSTEM CONFIGURATION

Approximately 600 kW PV systems will be installed in first phase in 2007. And the others will be installed in second and third phase in next two years. Fig. 2 shows a conceptual drawing of the system



Fig. 2 A conceptual drawing of a mega-solar system installed in Hokuto city in Yamanashi prefecture.

In the first phase, over 20 types of PV modules were selected to obtain their characteristics. It includes single crystalline silicon PV module, multi crystalline silicon, amorphous silicon, copper indium serene, ribbon silicon, spherical silicon, heterojunction and concentrator systems.

After the experiments in the first phase, some types of PV modules will be selected and installed in the field. Total capacity will be approximately 2 MW. It will be connected to 6.6 kV and 66 kV grid line of electric company.

The project also has a development of new large capacity inverter which Hitachi take charge of. They are targeting cost effective inverter for large scale PV system with consideration of regulations.

4. COMPARISON BETWEEN CONCRETE AND PILE FOUNDATION

Concrete foundations are usually used for ground mounted PV systems. However, its CO₂ emission is not small. For the comparison, we designed two PV array structures. They are with concrete foundations and with pile foundations. They followed Japanese regulations, for example, wind velocity was assumed 30 m/s in the region.

Fig. 3 and Fig. 4 are design drawings of standard array structure with concrete and pile foundations. An interval of 4 m for concrete foundations and of 2 m for pile foundations were designed to optimize requirement of materials.

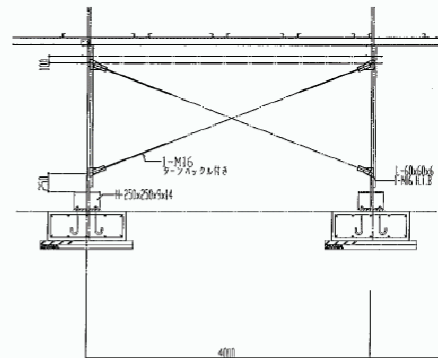


Fig. 3 Front view of basic array structure with concrete foundations

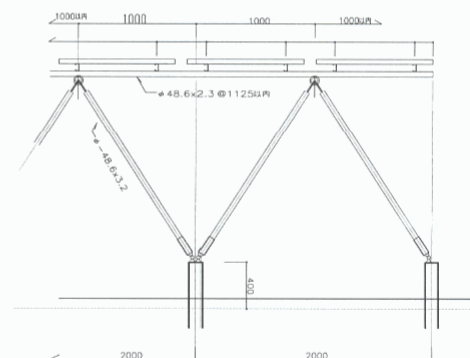


Fig. 4 Front view of basic array structure with pile foundations



6O-C9-01
Invited

Technical Digest of the International PVSEC-17, Fukuoka, Japan, 2007

They are assumed basic array unit which is for about 10 kW PV modules. Array support structure is made of galvanized steel. Basic units of galvanized steel are referred from LCA data book of NEDO report [2], and of ready-mixed concrete are referred from AIJ-LCA software developed by Architectural Institute of Japan. Basic units of galvanized steel are 22.5 GJ/t of energy requirement and 521 kg-C/t of CO₂ emissions rate, and of ready-mixed concrete are 1.38 GJ/t of energy requirement and 56 kg-C/t CO₂ emissions.

Table I shows results of calculation of energy requirement and CO₂ emissions. Concerning the energy requirement, array with concrete foundations require 20 % more energy than array with pile foundations. In addition, array with concrete emit 70 % more CO₂ than with pile foundations.

We have selected an array with pile foundations for installation of the Mega-solar system.

Table I. Energy requirement and CO₂ emissions of two types of arrays for 10 kW PV modules.

| | With concrete foundations | With pile foundations |
|---------------------------|---------------------------|-----------------------|
| Energy requirement | 51.6 GJ | 41.8 GJ |
| Array | 29.2 GJ | 23.9 GJ |
| Foundations | 22.4 GJ | 17.8 GJ |
| CO ₂ emissions | 1586 kg-C | 919 kg-C |
| Array | 678 kg-C | 556 kg-C |
| Foundations | 908 kg-C | 414 kg-C |

5. ENVIRONMENTAL ANALYSIS OF THE MEGA-SOLAR SYSTEM

5.1 Geographic information

For the calculation of irradiation in Hokuto city in Yamanashi prefecture, irradiation database called MONSOLA [3] has been applied. We referred to annual mean irradiation data and ambient temperature at Oizumi in Hokuto city. (see Table II)

Table II. Annual mean irradiation and ambient temperature

| | kWh/m ² /day | |
|-----------------------------|-------------------------|----------------|
| Horizontal | 3.72 | |
| South facing 10 degree tilt | 3.97 | |
| South facing 20 degree tilt | 4.13 | |
| South facing 30 degree tilt | 4.20 | |
| South facing 40 degree tilt | 4.19 | |
| Annual ambient temperature | 10.3 | Celsius degree |

5.2 Electricity generation of the PV system

In the phase of preliminary study, we set parameters for calculating output of the PV system (see Table III). System performance ratio (PR) calculated by considering the other parameters. Degradation factor is

assumed that 0.5 %/year degradation ratio and average of 30 years.

Table III. Parameters for calculation of the PV system output

| | |
|---|---------|
| System performance ratio (PR) | 0.75 |
| Cell temperature factor (α_{Pmax}) | |
| Multi crystalline silicon | -0.0050 |
| Amorphous silicon | -0.0022 |
| Copper Indium Serene | -0.0035 |
| Soil degradation factor | 0.95 |
| Annual mean degradation ratio | 0.0050 |
| Degradation factor | 0.93 |
| Array circuit factor | 0.98 |
| Array mismatch factor | 0.98 |
| Inverter efficiency | 0.90 |

By using the geographic data and the system parameters, electricity output of the PV system using multi crystalline PV module is 1150 kWh/kW.

5.3 Equipments and its LCA data used for the mega-solar system

Table IV shows assumptions of equipments and LCA data. In this preliminary study, PV systems using 12.6 % efficiency multi crystalline silicon, 6.1 % efficiency amorphous silicon and 10.1 % efficiency copper indium serene PV module have been evaluated. PV module's LCA data were referred to NEDO report [4], and inverter data was referred to LCA of a 3.5 kW system [5], because inverter capacity in the first phase is 3 to 10 kW. And the inverter is considered one time replacement. Other equipments were calculated by analyzing its materials. However, measurement equipments are not include at this time.

Table IV. Assumptions of LCA data of the system equipments

| | Energy requirement | CO ₂ emissions |
|------------------------------|--------------------|---------------------------|
| PV module [m ²] | | |
| Multi crystalline silicon | 2044 MJ | 31.0 kg-C |
| Amorphous silicon | 1202 MJ | 14.8 kg-C |
| Copper Indium Serene | 1069 MJ | 14.8 kg-C |
| Inverter [kW] | 1.0 GJ | 16.6 kg-C |
| Cable, conduit [600 kW] | 1310 GJ | 21.2 t-C |
| Array (Galvanized steel) [t] | 22.5 GJ | 521 kg-C |
| Concrete foundation [t] | 1.38 GJ | 56 kg-C |

5.4 Boundary of LCA evaluation

This preliminary study evaluated the PV system's life-cycle stages, which are mining, manufacturing and construction as shown in Fig. 5. Other stages will be evaluated in the second phase.



Fig. 5 Life-cycle stages of the PV system

5.5 Results

We have obtained results of energy requirement, energy payback time, CO₂ emissions and CO₂ emissions rate. The energy requirement have been 22-33 GJ/kW, energy payback time have been 2-3 years, CO₂ emissions have been 380-510 kg-C/kW, and CO₂ emissions rate have been 11-15 g-C/kWh in case of 30 years life-time as shown in Fig. 6 and 7.

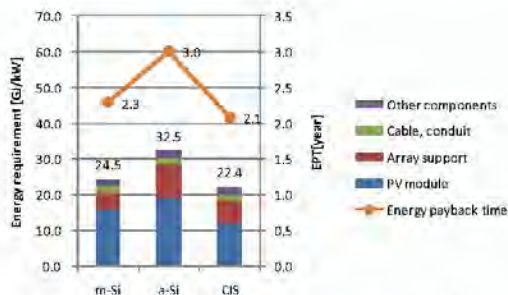


Fig. 6 Results of energy requirement and Energy pay-back time.

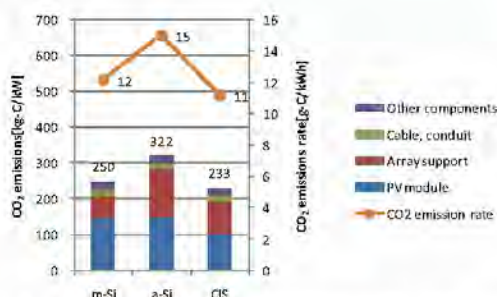


Fig. 7 Results of CO₂ emissions and CO₂ emissions rate

CONCLUSION

This paper studied about two topics. First study was array configuration. Especially, we evaluated a comparison between concrete foundation and pile foundation. As a result, energy requirement of pile foundations are smaller than concrete foundation, and CO₂ emissions of pile foundations are much smaller than concrete foundation. This study helps to built environmental-friendly PV system construction. And we started to build the system with the pile foundations.

Second study was evaluations of whole PV systems with several PV modules. From the result of the study, short energy payback time and small CO₂ emissions rate have been obtained. It means the PV system can recover required energy of the system's life-cycle in a few years. In addition, the PV system can mitigate global warming because of the very small CO₂ emissions rate.

However, this preliminary study does not evaluate life-cycle's three stages which are transport, operation and maintenance and waste management. These stages will be studied in next phase.

ACKNOWLEDGEMENT

The authors would like to express their gratitude to New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) for support of life-cycle analysis research.

REFERENCES

- [1] World in Transition: Turning Energy Systems Towards Sustainability, WBGU, Mar 2003
- [2] New Energy and Industrial Technology Development Organization, Fuji Research Institute Corporation, "Fast-acting and Innovative Technological Development of Energy Environment, LCA data book", NEDO report (2000).
- [3] New Energy and Industrial Technology Development Organization, "MONSOLA05(801)", <http://www.nedo.go.jp/library/index.html> (in Japanese).
- [4] Development of Technology Commercializing Photovoltaic Power Generation System, Research and Development of Photovoltaic Power Generation Application System and Peripheral Technologies, Survey and Research on the Evaluation of Photovoltaic Power Generation. 2000. NEDO. 45 pp. (In Japanese)
- [5] K. Yamada and H. Komiyama, "Photovoltaic Engineering", Nikkei BP, 2002



**FUTURE DIRECTION OF PVSYSYSTEM TECHNOLOGIES
AROUND 2030 AND BEYOND**

Kosuke Kurokawa,
Tokyo University of Agriculture and Technology – TUAT, Japan
Nakacho, Koganei, Tokyo, Japan 184-8588

ABSTRACT

To think about needs and potentials for the long-term deployment of photovoltaics, first of all, the author discusses some intrinsic values for sustainability or survivability including a new measure of biological capacity vs. ecological footprint. Then, 3 types of scenarios are described, i.e., (1) rural PV electrification with mini-grid and (2) urban micro-grid for residential PV community, one example of which is called Autonomy-Enhanced PV Clusters, as well as (3) Very Large Scale PVs (VLS-PV) around deserts with global network. The necessity of power electronics is emphasized to make total concepts more flexible for easier operations and expansions by following autonomous and dispersed logics. It means the future network mainly relying on PVs will become entirely different from the present power grids which are mostly passive.

1. INTRODUCTION

Looking at long-term energy problems over the entire 21st century, there seem to exist mainly 3 different categories of transition scenarios from the present states toward so-called environmentally friendly, sustainable development as shown in an example illustrated in Fig. 1 [1].

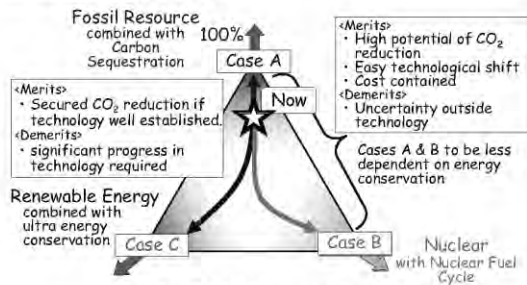


Fig. 1 METI's ultra long term energy technology vision

In this example, global warming is only discussed from the view point of CO₂ emission reduction for the coming 50 to 100n years. However, if everybody considers the real meaning of sustainability in the sense of survivability for longer term, only one solution is apparently to take Case C in the figure. It is because the utilization of the exhaustible natural resources like fossil or nuclear fuels results in their consumption and becomes useless state. It should be noted that an approach to rely on natural ecosystem on the earth only

makes both of our society and the ecosystem really sustainable.

2. INTRINSIC VALUE OF SOLAR ENERGY

From the ancient times, human society has been depending on natural ecosystem by taking food, energy resources and by returning excretion, waste material and heat. This eco-cycle is driven by solar energy as shown in Fig. 2 [2].



Fig. 2 Balance of ecological footprint with bio-capacity for ecosystem sustainability

In this figure, ecological footprint is defined as an equivalent area per capita of eco-system necessary for maintaining a cycle sustainable. If weighed ecosystem area per capita is more than the footprint, the system can be maintained sustainable, but, if less, it cannot survive any more. Since 18th century, human beings have been exhausting most of useful resources very rapidly. People seem to be rushing toward the final end of the earth's ecosystem.

The same figure mentions that solar energy technology may act as an additional space for ecosystem if unusable land can be activated newly by renewable technologies. The most promising option is solar PV systems on the desert. It is capable to supply much sufficient electricity to people in the world [3, 4].

3. FUTURE DIRECTIONS IN 21ST CENTURY

A top line in Fig. 3 shows the projection of world total primary energy supply (TPES) up to 2100 given as IPCC SRES-A1T scenario [5] and its interpolation by IEA [6]. TPES is denoted by GW-pve, which means 1 GW-pve is equivalent to 1 TWh considering annual PV yield of 1000 hours. It is also converted to 3.6 PJ.

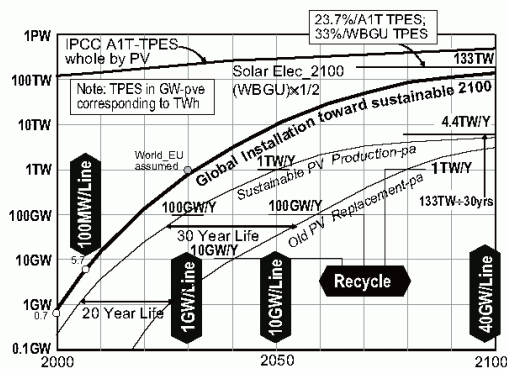


Fig. 3 Proposed long-term sustainable scenario

The 2nd curve corresponds to world PV module cumulative installation starting from the present level, i.e. 0.7 GW in 2000 and 5.7 GW in 2006. This reaches stable level of 133 TW in 2100, which corresponds to 23.7% of the SRES-A1T TPES and 33% of WBGU's TPES or 50% of solar electricity [7]. Thus, intermediate values are given 1 TW in 2030, 10 TW in 2050 and 100 TW in 2090 respectively.

Based on the cumulative curve and with the assumption that annual PV production becomes stable in 2100, the 3rd curve gradually reaches the 4.4 TW/Y, which is given by [2100 stock (144 TW) + module lifetime (30 years)]. It means that all the life-ended modules are replaced by all the newly produced modules. Intermediate values are 100 GW/Y in 2030 and 1 TW/Y in 2050.

Module replacement curve is shown as the 4th curve, assuming 20 year lifetime at the beginning and 30 years after 2030 or so. Therefore, recycling or waste management should consider 10 GW/Y in 2040, 100 GW/Y in 2060, 1 TW/Y in 2080 and finally 4.4 TW/Y in 2100.

Furthermore, since annual module production scale is given in this figure, required production speed can be specified supposing the number of production lines in the world as 100 lines.

Presently, a typical PV module fabrication line may be in the range of 100 MW/Y/line. This will become 1 GW/Y/line in 2030, 10 GW/Y/line in 2050 and 40 GW/Y/line in 2100.

For 1 GW/Y/line and 10 GW/Y/line respectively, necessary line speeds for PV cells, modules and power conditioners were studied by the author [8].

4. MAJOR TECHNOLOGY STREAMS

To think about needs and potentials for the long-term deployment of photovoltaics mentioned above, the author suggested a technology development roadmap as shown in Fig. 4.

It seems to be essential to improve PV energy conversion efficiency remarkably and to raise production speed and yield according to production volume expansions decade by decade. Final targeted electricity cost should be lower than wholesale price at least. It is also necessary to develop total system approaches to accommodate huge number of PV

distributed clusters in many types of regions in the world to realize true sustainable societies. As illustrated in the figure above, 4 major streams are specified as follows.

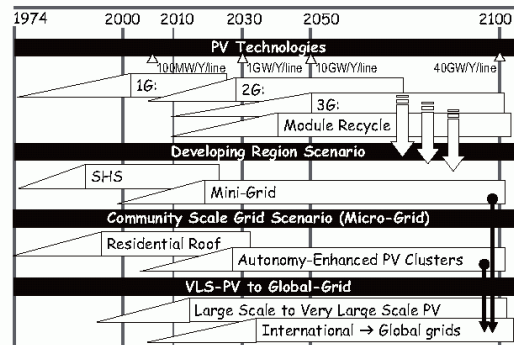


Fig. 4 PV Technologies and applications toward 2030 and beyond

(1) PV Technology Stream

- PV materials and device processes such as present commercial processes as the 1st generation; ongoing major R&D may be categorized as the 2nd generation like Japanese PV 2030; for longer term future, fundamental researches on 3rd generation concepts expecting breakthroughs beyond 2030.
- Replacement/waste issues of old modules arising after 2015 to 2020 considering 20 year life time; the necessities of recycling /waste management technologies glowing decade by decade.

(2) Developing Region Deployment

- Solar home systems (SHS) as an initial stage of small scale Rural PV electrification,
- village electrification by medium size PV station with mini-grids; finally extended to larger size network to connect villages each other; other renewable energy resources also combined together.

(3) Urban Community Grids

- Annual-base residential PV potential sufficient to supply 80% of household energy presently; 100% for completely electrified house by 22% efficiency module (the target of Japanese PV2030).
- Expanded to an urban micro-grid concept as residential PV community or solar PV town/city; 'Autonomy-Enhanced PV Clusters (AE-PVC)' as a typical example [9-11].
- The necessity of power electronics emphasized to follow autonomous and dispersed logics, entirely different from the present power grids; advanced power devices such as SiC and power IC [12].
- Energy storage function fundamentally necessary for raising the autonomy of PV aggregation; expecting advanced storage technologies like lithium ion battery; at least 3 days capacity for adjusting load/demand gap within a micro-grid; weather forecast control logics for raising its value.

(4) Very Large Scale PVs (VLS-PV) to Global Grids

- Large Scale PV plants (LS-PV) raring multi-10MW appearing already; plants larger than 100MW becoming realistic soon especially for desert area; VLS-PV up to GW class studied by IEA PVPS Task 8 [3, 4].



PL7-1

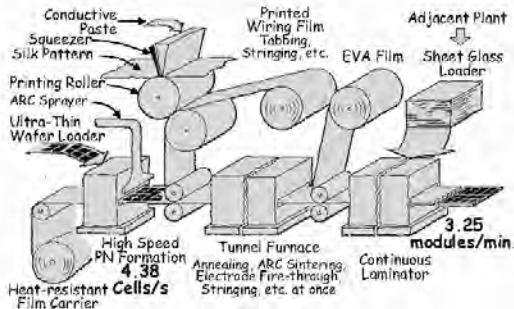
Technical Digest of the International PVSEC-17, Fukuoka, Japan, 2007

- VLS-PV utilized for developing desert areas and for other regions through transmission line; desert countries able to export abundant electricity by the interregional link infrastructure.[4],
- Asynchronous power routing functions easier to realize wide-area and global network by localized power controls.

5. SUGGESTED SPECIFIC DIRECTIONS

5.1 Roll to Roll Process for Cell/Module Fabrication

An example concept of roll-to-roll, film carrier process from wafer to module was proposed previously to realize very high speed fabrication for ultra-thin bulk Si wafers with single-sided-electrode cells as shown in Fig. 5 [8]. The film carrier helps to maintain higher production yield for ultra thin wafers. For 1 GW/Y production line, necessary process speed is calculated 4.38 cells every second for PN formation of 20 cm² cell. Thus, 3.25 modules per minute can be produced, which is corresponding to 1 GW/Y.



[Assumptions]
 Module efficiency ~22% as suggested by PV2030;
 20 cm²/cell = 8.8 W/cell;
 1.8m² module = 81 cells/module = 713 W/module;
 300 days/Y production; 24 hour/day production.

Fig. 5 An image of a 1 GW/Y PV module production line

5.2 Autonomy-Enhanced PV Clusters for Urban, Residential Communities

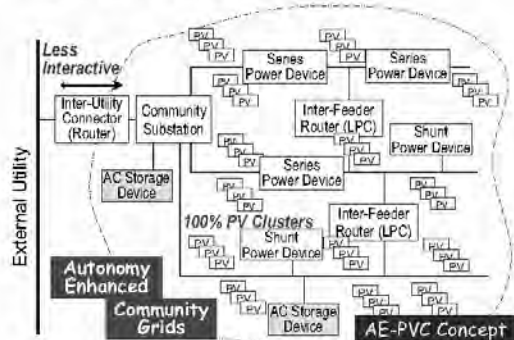


Fig. 6 A concept of autonomy-enhanced PV cluster for residential communities [9-11]

Figure 6 shows an image of autonomously interconnected community PV aggregation in order to form a regional electrical network. Town grids are mainly composed of massive residential PVs by

considering fluctuating supply and demand; bidirectional power flows; daily cycle and irregular components; autonomous and distributed control of town grid; necessity of battery stations or controllable power sources; own frequency and voltage.

5.3 Asynchronous Power Router Solution for Advanced Network

For the utilization of distributed energy resources, all control functions should be achieved locally, where control decisions are made only according to own data. To realize this decentralized logic, the system voltage and frequency are slightly adjusted with droop characteristics within an allowable range to broadcast output power level P and Q. This technology can be utilized for parallel operation of voltage source power conditioners and for interconnecting 2 neighbour networks. The latter can be called 'Power Router', which is a similar concept as an internet router.

Router Functions are realized by asynchronous power conditioners such as BTB (back-to-back), matrix converters, etc. as shown in Fig. 7 [11].

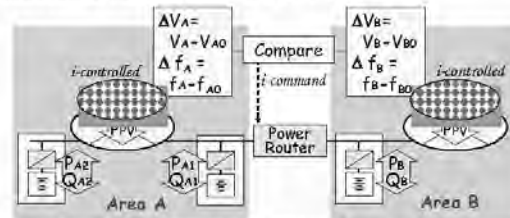


Fig. 7 A principle of proposed Power Router

Basic control functions are as follows:

- Current controlled inverters following MPPT on individual PVs and droop V/F control on battery station(s).
- Power flow control attained by current control mode with localized sensing on router terminals, including zero P/Q control.
- Local voltage control by QA and QB, which is autonomously balanced by V-droop of battery station for each town.
- Local frequency control is independent from external grids and autonomously balanced by f-droop for each town according to the town network frequency which is denoting supply/demand balance PA + PB.
- Interconnection power flow can be adjusted by the differences of voltages and frequencies for both networks. PAIB, (QAIB): adjusted according to ΔfA-ΔfB (and ΔVA~ΔVB).
- For parallel operation of battery stations, difference of each SOC can also be reflected by utilising shifted f-droop control. [13]

As illustrated in Fig. 8, plural residential PV communities can be connected each other through power routers flexibly as described the previous section. Their excess and shortage in power /energy needs can be autonomously adjusted by this interlink.

In this case, any centralized control units are not preferred to realize real decentralized system like internet in the field of telecommunication network. Key



technical requirements for this concept of “Energy Internet” with power routers may be illustrated as follows. Power router concepts may also become useful device to form global scale network.

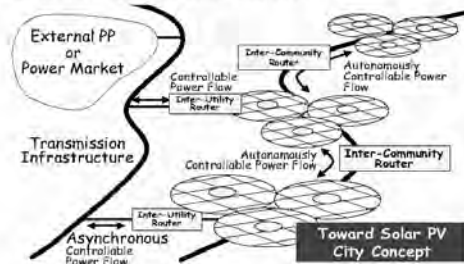


Fig. 8 Regional extension to wide area autonomous network

5.4 VLS-PVs around Desert Area

When a PV aggregation is constructed by VLS-PV concept around deserts, expected electricity cost will be 5-7 US cents/kWh with \$/W modules as shown in Fig. 9 [3]. To introduce this concept smoothly into desert society, sustainable socioeconomic development scenario was also proposed in these studies [3, 4].

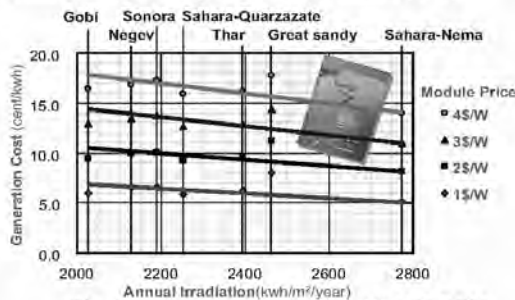


Fig. 9 Indicative generation cost by VLS-PV

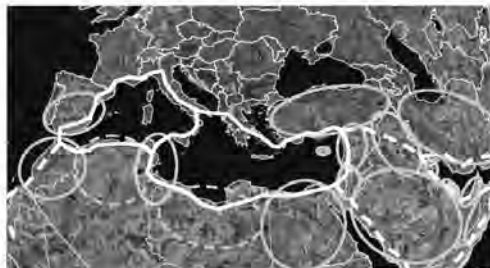


Fig. 10 Mediterranean Network connected with VLS-PV systems around desert area countries (circled)

In longer term view, the VLS-PV concept will be connected to wider area network such as the Mediterranean Network as illustrated in Fig. 10 [14] or ASEA HVDC link. In this case HV power routers may become one of solutions for realizing asynchronous, autonomous operation.

6. CONCLUSIONS

To think about needs and potentials for the long-term global deployment of photovoltaics, first of all, the author has discussed some intrinsic values for sustainability or survivability including a new measure of biological capacity vs. ecological footprint.

Then, 4 types of scenarios are described, i.e.,

- (1) PV technologies,
- (2) Rural PV electrification with mini-grid and
- (3) Autonomy-Enhanced PV Clusters to form urban micro-grid for residential PV community,
- (4) Very Large Scale PVs (VLS-PV) around deserts with global network.

The necessity of power electronics is emphasized and the power router concept is proposed to make total concepts more flexible for easier operations and expansions by following autonomous and dispersed logics. It means the future network relying on PVs will become entirely different from the present power grids mostly passive.

REFERENCES

- [1] M. Akai (AIST): METI's ultra long term energy technology vision, Public Symposium on Global Warming Research Frontier (under supervision of ANRE, METI), Mita Conf. Hall, Tokyo, 11 Nov. 2005
- [2] N. Yamashita, et al.; An environmental potential of PV systems in Japan by utilizing the ecological footprint, PVSEC-17, Fukuoka, 3-7 Dec. 2007.
- [3] K. Kurokawa, ed.: Energy from the desert, James & James, Mar. 2003.
- [4] K. Kurokawa, et al. eds.: Energy from the desert, Earth Scan, Jan. 2007.
- [5] Special report on emissions scenarios (SRES) - Summary for Policymakers, IPCC WG3, Mar. 2000.
- [6] Energy to 2050, IEA, 2003.
- [7] German Advisory Council on Global Change (WBGU): World in Transition - Towards Sustainable Energy Systems, 2003, Earthscan, London.
- [8] K. Kurokawa: Mass Production Scale of PV Modules and Components in 2030s and beyond, PVSEC-15, Shanghai, Oct. 2005.
- [9] K. Kurokawa, et al: Conceptual study on Autonomy-Enhanced PV Clusters for urban community to meet the Japanese PV2030 Requirements, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 6-10 June 2005, 6DP2.3.
- [10] K. Kurokawa: Conceptual considerations on the aggregated network consisting of massive roof-top PVs and domestic loads in urban residential area, 3rd Microgrid Symp., Nagoya, 2 April 2007.
- [11] K. Kurokawa: Further considerations on solar PV community concept consisting of massive roof-top PVs and domestic loads, 22nd EU-PVSEC, Milan, 3-7 Sept. 2007, Plenary 5BP.2.5.
- [12] J. Kondoh, et al: Estimation of Inverters with SiC devices for domestic dispersed generators, Proceedings 2nd Intern. Conf. Power Electronics for Distributed and Co-Generation (PEDAC'05), 27-29 June 2005, Detroit Novi.
- [13] N. Okada, et al.: Advanced concept for dispersed power supply system using AC modules, Solar Energy Materials & Solar Cells 67 (2001) 571-581.
- [14] K. Kurokawa: Recommendations for IEA PVPS/Task 8 International Symposium on Energy from the Desert, Milan, 6 Sept. 2007.



PERFORMANCE ANALYSIS OF VARIOUS SYSTEM CONFIGURATIONS ON GRID-CONNECTED RESIDENTIAL PV SYSTEMS

Yuzuru Ueda¹, Kosuke Kurokawa¹, Kiyoyuki Kitamura², Masaharu Yokota³,
Katsumi Akanuma³, Hiroyuki Sugihara³

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

2. MEIDENSHA CORPORATION, Japan, 3. Kandenko co., ltd., Japan

ABSTRACT

Performance and loss analysis of residential PV systems are conducted using SV method. Performance of the various system configurations are quantitatively analyzed and compared in this paper. Difference of the module manufacturers shows more than 5 [%] differences in the performance ratio whereas array configuration shows less difference.

1. INTRODUCTION

Grid-connected residential photovoltaic (PV) system is one of the main applications in Japanese PV market. Approximately 50 [%] of the single houses are expected to have PV systems in PV2030 [1]. Under such high dissemination rate of residential PV systems in urban area, deterioration in the quality of electricity becomes serious. To investigate the issues of these PV systems, "Demonstrative research on clustered PV systems" has been conducted since December, 2002 in Ota, Japan. [2] Approximately 2.1 [MW] of PV systems which are composed of 553 residential PV systems are installed in the demonstration research area. Since the design of the roof is not always optimized for the PV system, various kinds of system configurations are used in the research area. System performances of each PV systems are quantitatively analyzed and comparison results of different system configurations are summarized in this paper.

2. ANALYSIS METHOD

Data from July, 2006 to June, 2007 are used for the analysis. Array output current and voltage, PCS output current, voltage and power and module temperature which are measured at a few selected systems are used for the analysis along with the irradiation data which is measured at the meteorological stations using pyranometer. One-minute averages of secondly measured data are used for the analysis.

Sophisticated verification (SV) method [3][4] is employed for the analysis. SV method can

quantitatively separate the system performance loss into 12 loss factors which are;

1. Inverter
2. Module Temperature
3. PCS capacity shortage
4. Grid voltage
5. Operating point mismatch (high voltage side)
6. Fluctuation
7. PCS Off / PCS Standby
8. Reflection
9. DC circuit resistance
10. Shading
11. System peak power loss
12. Miscellaneous loss.

System peak power loss includes soiling, degradation and imbalance of the PV module's current-voltage (I-V) characteristics within the array. Operating point mismatch (high voltage side) includes non-dynamic maximum power point tracker error mainly occurred due to the stepped I-V curve of the array and intentional output regulation due to the PCS's protective functions.

Systems which have significant shading loss are excluded from the comparison.

3. SYSTEM CONFIGURATION

To compare all the different system configurations, array configuration are classified into 3 types, i.e. single array oriented south as type1, multiple arrays oriented south and/or east and/or west as type2 and array(s) not oriented south as type3. Manufacturers of the PV modules, those of the PCS's, presence of the DC/DC converter before the PCS's input and number of the PV module type are also used for the system configuration classification. Definitions of the classification and number of systems are summarized in Table I.

4. RESULTS AND DISCUSSIONS

Performance ratios of each system, average performance ratio for each configuration and average reference yield for each configuration are summarized

in Fig. 1. Average performance ratios are also added in Table I. Configurations from 1 to 4 are the comparison of the different module manufacturers with their own PCS, configurations from 5 to 8 are similar comparison but only for modules because PCSs are from manufacturer E. The same comparison can be seen in array type 2, Type2 also include the comparison for the presence of DC/DC converter (9-10, 12-13) and number of module type (15-16). Loss analysis result using SV method is summarized in Fig. 2.

Table I Definition of system configuration classification

| Configuration number | Array type | Module manuf- acturer | PCS manuf- acturer | With DC/DC converter | # of module type | # of systems | Performance ratio [%] |
|----------------------|------------|-----------------------|--------------------|----------------------|------------------|--------------|-----------------------|
| 1 | 1 | A | A | No | 1 | 43 | 77.7 |
| 2 | 1 | B | B | No | 1 | 41 | 81.6 |
| 3 | 1 | C | C | No | 1 | 35 | 77.3 |
| 4 | 1 | D | D | Yes | 1 | 23 | 71.1 |
| 5 | 1 | A | E | No | 1 | 38 | 78.1 |
| 6 | 1 | B | E | No | 1 | 27 | 81.4 |
| 7 | 1 | C | E | No | 1 | 31 | 76.8 |
| 8 | 1 | D | E | No | 1 | 35 | 74.7 |
| 9 | 2 | A | A | No | 1 | 7 | 76.6 |
| 10 | 2 | A | A | Yes | 1 | 17 | 73.3 |
| 11 | 2 | B | B | No | 1 | 16 | 79.3 |
| 12 | 2 | C | C | No | 1 | 15 | 76.9 |
| 13 | 2 | C | C | Yes | 1 | 11 | 76.4 |
| 14 | 2 | C | C | Both | 2 | 6 | 75.2 |
| 15 | 2 | D | D | Yes | 1 | 3 | 71.2 |
| 16 | 2 | D | D | Yes | 2 | 31 | 66.1 |
| 17 | 2 | A | E | No | 1 | 9 | 78.1 |
| 18 | 2 | B | E | No | 1 | 28 | 79.1 |
| 19 | 2 | C | E | No | 1 or 2 | 11 | 76.4 |
| 20 | 2 | D | E | No | 1 or 2 | 14 | 75.1 |
| 21 | 3 | All | All | Both | 1 | 25 | 74.9 |

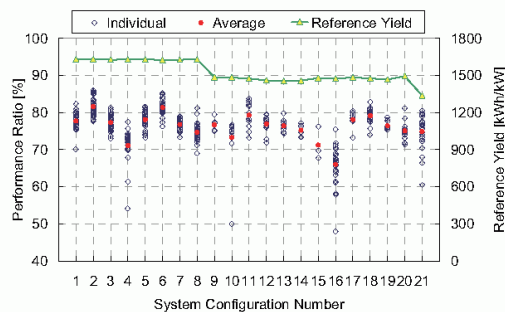


Fig. 1 Performance ratios of all the systems and average for each system configuration with reference yield.

As a result, differences of the performance ratios between array type 1 and type 2 are smaller than those among the module / PCS manufacturers whereas reference yield results approximately 10 [%] lower in type 2. Configuration 2, 6 and 11 which have PV modules of manufacturer B result highest average performance ratio. This is mainly because of the small value of the temperature coefficient, loss due to the module temperature is less than the other modules which is shown in Fig. 2. On the other hand, modules

from manufacturer D result lowest performance ratio in all the comparison. This is mainly because of the low efficiency of the PCS and higher system peak power loss. Detailed analysis of the high system peak power loss needs to be performed in order to clarify the cause of low performance ratio.

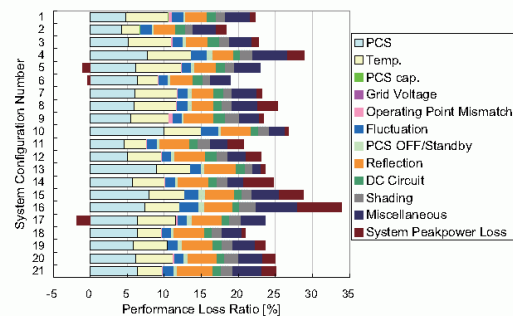


Fig. 2 Performance loss ratios for each system configuration.

5. CONCLUSIONS

Detailed performance and loss comparison among the various system configurations is summarized in this paper. Differences of the performance ratios between configurations are quantitatively analyzed.

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] New Energy and Industrial Technology Development Organization “PV Roadmap Toward 2030(PV2030)” (2004)
- [2] Kandenko Co., Ltd., FY2002 NEDO report “Demonstrative research on clustered PV systems” (2003)
- [3] Y Ueda, T Oozeki, K Kurokawa, T Itou, K Kitamura, Y Miyamoto, M Yokota, H Sugihara, “Quantitative Analysis Method of Output Loss due to Restriction for Grid-connected PV Systems” IEE Japan Vol.125-B, No.12, pp1317-1326, December 2005
- [4] Y Ueda, K Kurokawa, T Itou, K Kitamura, K Akanuma, M Yokota, H Sugihara, A Morimoto, “Advanced Analysis of Grid-connected PV system’s Performance and Effect of Battery” IEE Japan Vol.127-B, No.1, pp247 - 258, January 2007



NON LINEAR CONTROL OF A PHOTOVOLTAIC PUMPING SYSTEM

R.Andoulsi¹, B. Khiari¹, A. Sellami¹, A.Mami², G.Dauphin-Tanguy³

¹ Photovoltaic and Semi-Conductor Laboratory, Research and Technology Centre of Energy, Tunisia.

² LACS laboratory, ENIT, Tunisia

³ LAILS, UPRESA CNRS 8021, Ecole Centrale de Lille. France.

ABSTRACT

The PV generator cost is so relatively high and the PV system designers try to have the maximum power by using controlled electronic devices known as MPPT (Maximum Power Point Tracking). In addition, the photovoltaic (PV) generator has a nonlinear dependent-solar illumination volt-ampere characteristic which makes the control technique more complicated. To avoid these difficulties, a non linear control, based on feedback linearization, is used. This technique permits to get a linear control of the PV system by using all its non linearity and increasing its dynamical performance.

The PV water pumping system object of this study is composed of a PV generator, a DC/DC buck converter and a DC motor-pump. The nonlinear controller is based on Feedback input-output linearization

In this paper, we are interested to output linearization of PV generator voltage. We develop at first the PV system model. Secondly, the non linear control law is presented. The third part relates to some simulation results permitting to test the robustness of the proposed control law. The simulation results indicated a good performance for the controller

1. INTRODUCTION

The amount of power given by a PV generator depends on its operating voltage. A PV's Maximum Power Point (MPP) is unique on the non linear volt-ampere curve and depends on solar insolation and temperature. At the MPP, the PV generator operates at its highest efficiency. Therefore, many methods have been developed to determine the MPPT operating [1]. The system considered in this paper is a photovoltaic array feeding a DC moto-pump via a DC-DC buck converter which ensures the MPPT operating by the regulation of the PV generator tension. This PV system architecture is highly non linear from control point of view. For that, a non linear control, based on feedback linearization, is used to control the duty ratio in such a manner as to keep the PV generator voltage equal to a reference value which is proportional to the opened circuit voltage.

2. MODELLING OF THE PV SYSTEM

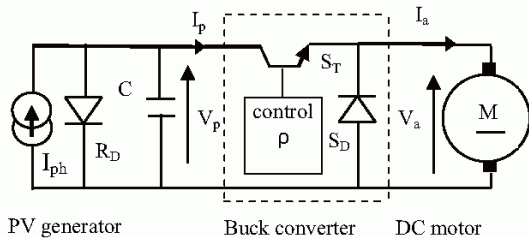


Fig. 1. Equivalent electrical scheme of the PV system

The equivalent electrical scheme of the studied photovoltaic system is given by Fig.1. This system is composed of a PV generator, a DC/DC buck converter and a DC motor-pump.

The solar generator can be described by the following equation [1]:

$$I_p = I_{ph} - I_s [\exp(\frac{V_p}{V_T}) - 1] \tag{1}$$

where: I_p and V_p are respectively the solar generator output current and voltage. $V_T = nK_B T/q$ is the thermodynamic potential, I_{ph} is the PV generator photocurrent proportional to the irradiance level, I_s is the PV cell reverse saturation current diode, q is the electron charge, K_B is the Boltzman's constant ($1,38.10^{-23}$ j/K), T is the solar array temperature (°K), n : the ideality factor for PN junction.

- The buck converter is composed of a power transistor (S_T) operating as a switch and a free-wheeling diode (S_D). The power transistor S_T is used as a switch turning on and off periodically by a PWM external driver circuit. The average output voltage are determined by the equation (2),

$$V_a = \rho V_p \tag{2}$$

where: V_a the DC motor voltage, and ρ is the S_T duty ($0 < \rho < 1$). The output voltage of the DC converter can be controlled by varying the chopper duty cycle ρ . To vary ρ , we used the pulse width modulation (PWM) technique.

- The DC motor is a permanent magnet machine. We suppose that the flux remains constant for all operating points (the magnetic reaction is neglected). For the DC machine model, R_a and L_a represent respectively the armature resistance and inductance. The energy transfer, from electric part toward the mechanical part, is represented by the proportionality relation between the fem E_a and the angular speed Ω :

$$E_a = k_b \Omega \tag{3}$$

- The DC motor is driving a centrifugal pump, which is characterized for simplification reason, by a torque Γ proportional to the angular speed Ω :

$$\Gamma = k_T \Omega \tag{4}$$

The mechanical losses are represented by J and F which designate respectively inertia and viscous friction coefficients of DC machine.

The whole system (PV panel, buck converter and DC motor connected) is described by the following equations:

$$\begin{aligned} \dot{i}_a &= -\frac{R_a}{L_a} i_a - \frac{k_b}{L_a} \Omega + \frac{1}{L_a} v_p .u \\ \dot{\Omega} &= -\frac{k_b}{J} i_a - \frac{k_T + F}{J} \Omega \\ \dot{v}_p &= -\frac{u}{C} i_a - \frac{I_s}{C} [\exp(\frac{v_p}{V_T}) - 1] + \frac{I_{ph}}{C} \end{aligned} \tag{5}$$



4P-P1-54
Late News

Technical Digest of the International PVSEC-17, Fukuoka, Japan, 2007

3. NONLINEAR CONTROLLER LAW

The nonlinear controller is based on Feedback input-out put linearization. This nonlinear control approach relies on differentiating the output of interest until the input is directly related to a derivative of the output, after which a linearization is introduced.

To control variable expression ($u=\rho$), is deduced by applying the differential geometry method [2][3] to equation (5). The control law obtained is the following:

$$u = \frac{1}{i_a} [-I_s \exp(\frac{v_p}{V_T}) - 1] + I_{ph} - \frac{C}{i_a} v \quad (6)$$

Where v is an external input.

Once Given linearizing control law, it is possible to apply one of the variable linear control laws. The control objective is to maintain every time the PV generator voltage ($y(t)=V_p$) at optimal value ($y_d(t)=V_{po}$) corresponding to the point of maximum power. By neglecting the variation of the reference, this objective will be achieved by choosing the controller v as follows:

$$v = k(y_d - y) \quad (7)$$

The linearizing internal loop has then simplified the system which become identically to an integrating block. So a P controller with gain K is then suitable. The value of K makes it possible to place the poles of the system closed loop in $-K$. The value of K is then adjusted according to the desired performances. The control expression (6) permits to represent the closed loop system diagram given by Fig.2:

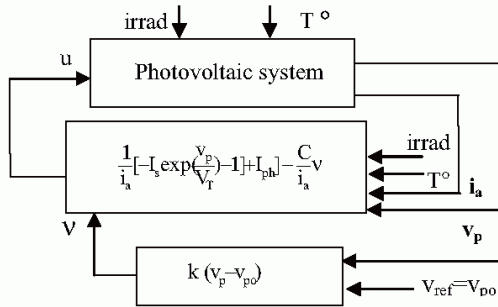


Fig. 2. Block diagram of the non linear controlled PV system

4. SIMULATION RESULTS

The simulation of the controlled PV system was carried out in 20SIM environment. The numerical values parameters used are the following:

- PV generator: $I_{ph}=4.4A, I_s=52,75 \cdot 10^{-6}A, V_T=6.73V$.
- Capacity: $C=4000 \cdot 10^{-6}F$.
- The permanent magnet DC motor-pump is characterized by a nominal operating point: $U_n=24V$ and $I_n=12A, W_n=2000$ round/mn (rpm) and a power $P_n = 0.3$ hp. The identified parameters of DC motor are in USI : $R_a=1.072, L_a=0.05, J=476 \cdot 10^{-6}, F=88 \cdot 10^{-5}, K_T=14 \cdot 10^{-4}, K_b=45 \cdot 10^{-3}$.

The simulation results, given in Fig.3, describe the state variables responses at the starting up phase and in a cloudy passage (50% irradiation).

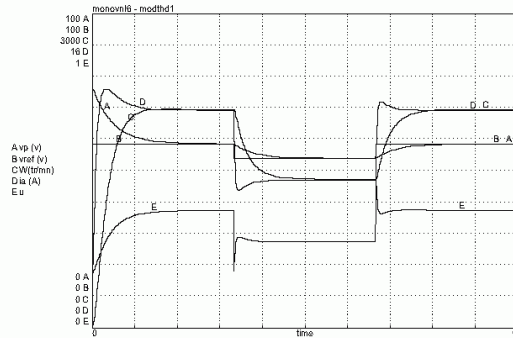


Fig. 3. Simulated step responses of state variables in insolation disturbance (50%)

The results obtained show the good performances of the nonlinear regulator, in particular the aptitude to quickly compensate, for system dynamics variations even for significant disturbances.

To test the robustness of this controller to uncertainties of the model, we carried out simulations. These tests showed that the non linear controller ensured a good stability to the PV system.

These results are also in conformity with the PV system using a nonlinear controller permitting to charge a battery via a boost converter in [4].

5. CONCLUSION

In this paper, the feedback linearization control of a PV generator coupled to a DC motor-pump via a buck converter was described. This PV system used a nonlinear controller in order to assure an MPPT operating. Some simulation results have been given. These results concerned transient responses of output variables (V_p, i_a, Ω) in the starting-up operating. The curves presented above highlight the MPPT operating of the PV system.

The simulation results indicated also a good performance for the controller. The overall system stability was studied and showed that the system is not of non-minimum phase type if the PV generator tension is controlled.

The nonlinear control algorithm of the PV system is currently in experimentally test and the first results are satisfactory.

REFERENCES

- [1] M.F.Mimouni, M.N. Mansouri, B.Benghanem, M.Annabi, "Vectorial command of an asynchronous motor fed by photovoltaic generator", *Renewable Energy*, Vol 29 2004, pp 433-442.
- [2] A. Isidori, Non-linear control system- An introduction, 2nd edit, *springer verlag*, New York, 1989.
- [3] P.D.Olivier " Feedback linearization of DC motors", *IEEE Transaction on Industrial electronics*, Vol 38, No 6, December 1991, pp 494-501.
- [4] V. Mahout, V. Boitier, Nonlinear control of a photovoltaic converter, *11th Mediterranean conference on control and automation. IEEE MED'03*, Greece, 2003.



**A COST ANALYSIS OF CO₂ REDUCTION
BY UTILIZING LARGE-SCALE PV SYSTEMS IN JAPAN**

Masakazu Ito¹, Yuki Tsuno², Kosuke Kurokawa²

1 Tokyo Institute of Technology, 2-12-1, Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 184-8550, Japan

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

ABSTRACT

The IPCC report says global warming boosts floods, drought and storms. And Stern Review says, if we don't act, the overall costs and risks of the climate change will be 5 % of global GDP each year. We need low cost CO₂ reduction method to mitigate global warming.

This paper described about CO₂ reduction cost by PV system and reforestation for comparison. As a result, CO₂ reduction cost of base case of the PV system was 0.13 [yen/kWh], which is about 50 % of reforestation cost. In addition, required land area of the PV system was much smaller than reforestation.

1. INTRODUCTION

The IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) has been studied about effect of global warming caused by green house gasses. The report says, CO₂ level in the air was stable until 1900. However the industrial revolution started to burn fossil fuel and to emit CO₂ gas. It caused high CO₂ density level and start global warming. Even sustainable development scenario A1T made by them, CO₂ level in 2030 get 550 ppm which is twice as stable CO₂ level in preindustrial era, and world average temperature rise 2.5 Celsius degrees. In addition, the increase of temperature boosts floods, drought and storms.

If we want to keep our living, we have to reduce green house gasses for our future. There are many way to reduce it, but almost technologies are considered to be high cost. In this paper, we focus on CO₂ reduction cost by using PV system in Japan. And for the comparison, reforestation is evaluated by simple calculation.

2. METHODOLOGY OF PV SYSTEM'S CO₂ REDUCTION

CO₂ reduction of PV system was calculated by assuming that PV system is alternative energy of fired power, because it works day time. Therefore difference between CO₂ emission rate of fired power and of PV system is CO₂ reduction of PV system. For the comparison, Japanese average CO₂ emission rate of electric power plant was also compared. System configurations are; 1000 kW capacity, 0.75 and 0.80 PR,

20 and 30 year life-time. We assumed 26.9 g-C/kWh CO₂ emissions rate. It referred to seven literatures and we normalized as Japanese irradiation level. 93.8 of Japanese average CO₂ emissions and 202.4 g-C/kWh CO₂ emissions rate of fired plant were assumed for calculation. From the reference of "National survey report of PV Power Applications in Japan 2006, IEA/PVPS" [1], we assumed 700 million yen construction cost for 1 MW PV system. 0,11,15,23 yen/kWh revenue and 30 yen/m² land price were assumed. 11 yen/kWh was assumed present situation of RPS, 15 was considered premium price, and 23 is Japanese residential electricity price. 30 yen/m² land rent cost was assumed not used land. Summary of assumptions are listed in Table I. CO₂ emissions ratio is calculated by equation (1).

$$\text{CO}_2 \text{ emissions ratio [g-C/kWh]} = \frac{\text{CO}_2 \text{ emissions in its life-cycle [g-C]}}{\text{Annual output per kW [kWh/yr]} \times \text{lifetime [yr]}} \quad (1)$$

Table I. Assumptions for calculations

| | |
|--|-------------------------------|
| System capacity | 1000 kW |
| Irradiation | 1481 kWh/m ² /year |
| Performance Ratio | 0.75, 0.80 |
| System life time | 20, 30 years |
| CO ₂ emissions rate of PV | 26.9 g-C/kWh |
| CO ₂ emissions rate of Japanese average and fired plant | 93.8, 202.4 g-C/kWh |
| Construction cost | 700,000,000 yen |
| Selling price of PV electricity | 0, 11, 15, 23 yen/kWh |
| Operation and maintenance including replacement of inverter | 2,000,000 yen |
| Land cost (15,000 m ²) | 450,000 and 0 yen/year |

3. METHODOLOGY OF REFORESTATION'S CO₂ STORAGE

CO₂ reduction of reforestation was calculated by evaluating weight of trees. We calculated amount of trees which can storage carbon which is same amount of CO₂ reduction of the PV system. Cost of reforestation include silvicultural cost and land cost which is same as



PV system case above. The data are from Iwate silvicultural technology center [2] and Shinri-gakushi (Japanese journal related to forest) [3].

Silvicultural cost of Cedar is about 2.5 million yen/ha for 10 age class corresponding to 50 years age (see Table II). In case of 20 or 30 years life time of PV system, age class of IV or VI were used for calculation. The cost was calculated by equation (2).

$$\begin{aligned} \text{Carbon strage [t-C/ha]} \\ &= \text{Volume of trees [m}^3\text{/ha]} \\ &\times \text{biomassfactor[t/m}^3\text{]} \\ &\times \text{carboncontent[t-C/t]} \dots (2) \end{aligned}$$

Here, biomass factor is 0.5970 for conifer and 0.8443 for broadleaf tree. Carbon content is assumed 0.5.

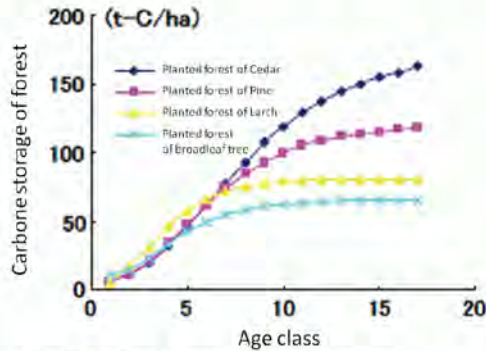


Fig. 1 Carbon storage of trees in its age

Table II. Age class, age and Silvicultural cost of Cedar

| Age class | Age | Silvicultural cost [million yen] |
|-----------|-------|----------------------------------|
| I | 1-5 | 1.4 |
| II | 6-10 | 0.44 |
| III | 11-15 | 0.23 |
| IV | 16-20 | 0.15 |
| V-VI | 21-30 | 0.17 |
| VII-X | 31-50 | 0.17 |
| Total | 1-50 | 2.5 |

4. RESULT AND CONCLUSION

Fig. 2 is example of CO₂ reduction and CO₂ storage cost. It is assuming realistic assumptions, they are 0.75 PR, 20 year life-time, and PV system's CO₂ reduction cost was calculated by comparing oil fired plant. PV system's CO₂ reduction cost is 0.190 yen/g-C, and 0.192 which is added land price. Reforestation cost without land cost is 0.073 yen/g-C. However, if it includes land cost, carbon storage cost was 0.273 [yen/g-C], because it requires 87 times land area of the PV system. In summary, CO₂ reduction cost of base case of the PV system was 0.129 [yen/kWh], which is 47 % of

reforestation cost. In addition, required land area of the PV system was much smaller than reforestation.

The reforestation cost was assumed silvicultural of cedar. We will consider other kinds of trees. And price of wood will be considered.

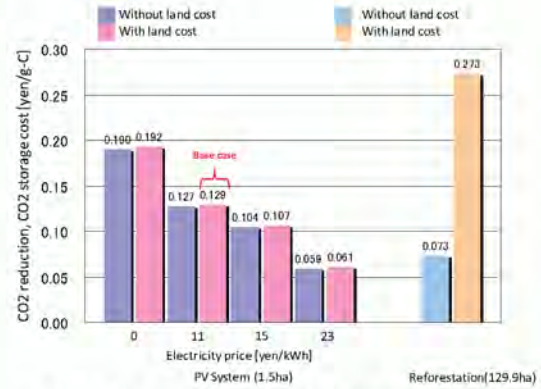


Fig. 2 CO₂ reduction and CO₂ storage cost

ACKNOWLEDGEMENT

The authors would like to thank Mr. S. Taguchi for support of calculation.

REFERENCES

- [1] O. Ikki, K. Matsubara, "National survey report of PV Power Applications in Japan 2006", IEA/PVPS, 2007
- [2] Iwate silvicultural technology center
- [3] Journal of Shinri-gakushi (Japanese journal related to forest)



SPECTRAL RESPONSE MEASUREMENTS OF PV MODULES

Yoshihiro Hishikawa¹, Yuki Tsuno^{1,2} and Kosuke Kurokawa²

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

Phone: +81-29-861-5780, FAX: +81-29-861-5829, E-mail: y-hishikawa@aist.go.jp

² Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-0012, Japan

ABSTRACT

Precise characterization of the spectral response or the quantum efficiency of the series connected PV modules are investigated. As the cells in PV modules are series connected, measurements of the spectral responses of the modules and their component cells are not straightforward. In this study, various factors to affect the measurement of module spectral response are discussed. Measurement conditions to yield accurate spectral response results are discussed. Measurement of the SR's of commercial-size modules are demonstrated for various kinds of modules including crystalline Si, thin-film Si, and multi-junction structures.

1. INTRODUCTION

The spectral response (SR), or the quantum efficiency, is an essential feature of the photovoltaic (PV) devices. There is growing needs for characterizing the SR of modules without knowing the details of their series connected constituent cells beforehand. The SR measurement of series-connected PV devices, such as modules and multi-junction, show more complicated features than that of single-junction cells, since multiple component cells are series-connected in one device[1-5]. Measurement of the module spectral response was so far investigated and carried out by a few organizations [6-8]. In this study, module SR measurement at AIST is described. Various factors to affect the SR measurement of the modules are also discussed, and measurement of the SR's of commercial-size modules are demonstrated for various kinds of modules.

2. RESULTS AND DISCUSSION

The SR measurements of the modules have similar features as that of the multi-junction devices[2]-[4], because of their series connected structures. However, the practical procedure for the SR measurement is different, as each constituent cell in a module is spatially separated. The SR of a module can be measured either by illuminating the whole module, or by illuminating a part of the constituent cells in the module. Each approach has advantages and disadvantages[6]-[7]. In the present study, the latter approach is employed, which can measure both the

average and local performances of the module with relatively small scale equipments.

2.1 Basic apparatus and procedure

The basic procedure of the module SR measurement in the present study is to measure the SR of each constituent cell in the module by the following method (Fig. 1).

- (1) Chopped monochromatic light is irradiated on the target cell for the SR measurement.
- (2) Bias light is irradiated on the target cell, in order to put the cell under an operating condition. For the multi-junction samples, color bias light is used instead of the white bias light.
- (3) Supplemental bias light is irradiated on all the cells in the module other than the target cell, so that the other cells do not strongly limit the output current of the module.
- (4) Bias voltage is applied to the module, so that the operation voltage of the target cell is set to desired value (e.g., short circuit, open circuit, or maximum power condition, etc.). It is noted that during the practical measurement, the bias voltage should be applied before the supplemental bias light. Otherwise, the output voltage of all the other cells is possibly applied to the target cell, and may damage the target cell.

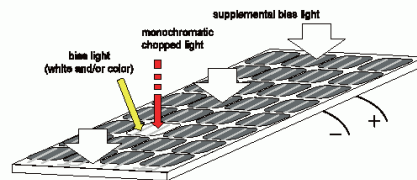


Fig. 1 Schematic setup of the module SR measurement apparatus of the present study.

Basic validity of the above procedure was confirmed by comparing the measured SR's of crystalline Si commercial-size module with that of one-cell module[9]. Here, the modules were specially ordered and the constituent cells were chosen from a group of cells where the SR's are practically the same. Good agreement of the measured relative SR's of the one-cell module and commercial-size module confirms the validity of the present approach.

2.2 SR Measurements of Various PV Modules

The most essential experimental requirement is that the photocurrent of the target cell generated by the

chopped monochromatic light is not substantially limited by other cells. In order to satisfy the requirement, the irradiance of the chopped monochromatic light should be as high as possible, the irradiance of the supplemental bias light should be also high enough, and the irradiance of the white and/or color bias light should be chosen properly. When the shunt current of the constituent cells are large and white bias light is not applied to the target cell, the supplemental bias light may not be necessary. when the integrated thin-film multi-junction module are measured, both the color bias light and the supplemental bias light are usually necessary. Confirmation of the invariance of the relative SR concerning these parameters is necessary for checking the validity of the measurement. Although detailed optimization of the parameters are in progress, the experimental results (Fig. 2) suggest that the present procedure and apparatus are applicable to many kinds of PV modules including thin-film modules and multi-junction modules.

3. CONCLUSION

Various factors to affect the SR measurement of the modules are discussed. The procedure for the measurement of module SR in the present study is based on the measurement of each constituent cell in the module, which irradiates chopped monochromatic light and white or color bias light on the target cell, and supplemental bias light on other cells. Measurement of the SR's of commercial-size modules demonstrated that the procedure and apparatus of the present study is applicable for various kinds of modules including crystalline Si, thin-film Si, CIGS, and multi-junction structures.

ACKNOWLEDGEMENT

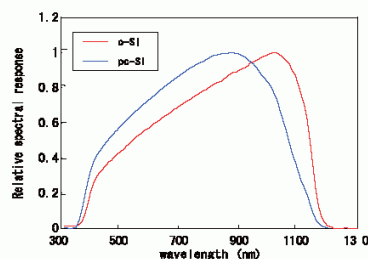
This work was supported in part by NEDO under the Ministry of Economy, Trade and Industry.

REFERENCES

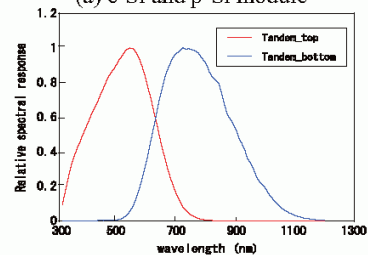
[1] K. Emery, M. Meusel, R. Beckart et al., "Procedures for evaluating multijunction concentrators", Proc. 28th IEEE PVSC, Anchorage (2000) 1126.
 [2] M. Meusel, C. Baur, G. Letay et al. "Spectral response measurements of monolithic GaInP/Ga(In)As/Ge triple-junction solar cells: measurement artifacts and their explanation", Prog. Photovol. Res. Appl. 11 (2003) 499-514.
 [3] Y. Hishikawa and S. Igari, "Characterization of the I-V curves of multi-junction solar cells/modules by high-fidelity solar simulators and their irradiance dependence", to be published in the Proceedings of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2004) Paris.
 [4] J. Burdick and T. Glatfelter, "Spectral response and I-V measurements of tandem amorphous-silicon alloy solar cells", Solar Cells, 18 (1986) 301-314.
 [5] Y. Hishikawa, "Characterization of The Silicon-Based Thin Film Multi-Junction Solar Cells " MRS Symposia Proceedings vol. 862 (2005) 579-590.
 [6] K. Emery, D. Dunlavy, H. Field, and T. Moriarty, "Photovoltaic Spectral Responsivity Measurements", Proc. 2nd World Conference and Exhibition on

Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna Austria July 6-10, 1998.

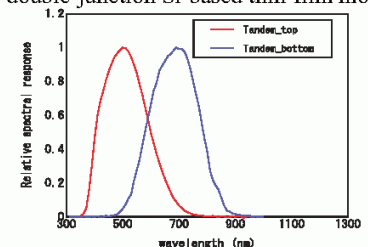
[7] J. Hohl-Ebinger and W. Warta, "Investigation of Large Area Cell and Module Spectral Response Measurement" 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, France (2004) 2611.
 [8] H. Müllejans et al., "Temperature and Bias Light Dependence of Spectral Response Measurements", Proceedings of the PV in Europe Conference, Rome (2002) 891.
 [9] Y. Hishikawa, "Spectral Response Measurements of PV Modules and Multi-Junction Devices", to be published in the Proceedings of the 22nd EUPVSEC, Milano (2007)



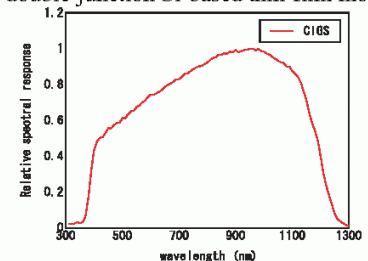
(a) c-Si and p-Si module



(b) double-junction Si-based thin-film module



(c) double-junction Si-based thin-film module



(d) CIGS thin-film module

Fig. 2 Example of the measured relative SR's (in the dimension of A/W) of various PV modules. Each curve is normalized according to its maximum value.

国内学会

[2007 年～2008 年]



複数台連系時の単独運転試験方法検討について — 一回転機負荷設置条件の違いによる検討 —

五十嵐 広宣*, 田中 喜一, 佐藤 孝則, 渡邊 卓也 (財団法人 電気安全環境研究所)

杉原 裕征, 宮本 裕介, 福岡 則夫 (関電工) 黒川 浩助 (東京農工大)

About the examination for the method of testing the islanding test to plural interconnected photovoltaic inverters.

- Examination by difference of motor load installation condition -

Hironobu Igarashi, Kiiti Tanaka, Takanori Sato, Takuya Watanabe (Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories,) Hiroyuki Sugihara, Yusuke Miyamoto, Norio Fukuoka (Kandenko Co., Ltd.)

Kousuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology.)

1. まえがき

太陽光発電 (PV) システムは、地球温暖化の要因である二酸化炭素 (CO₂) の抑制対策手段の一つとして、大きな期待がもたれている。

昨今、急速な普及拡大が進む PV システムは、特定の配電系統に局所集中的に導入 (集中連系) されることにより、系統電圧の上昇、高調波の増加、単独運転現象の発生等、系統の安全性や電力品質等について課題が挙げられている。

そのため新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO 技術開発機構) は、住宅用 PV システムの集中連系時における円滑かつ、健全な普及に資する目的で、平成 14 年度からの 5 年計画で「集中連系型太陽光発電システム実証研究」⁽¹⁾ を開始した。

当該研究開発は、PV システムが発電した電力を有効活用出来るようなシステムの構築をはじめ、集中連系を行うための技術的要件を満たせるような技術の開発を行ってきた。しかし、PV システムが、集中連系を行う際の単独運転検出装置についての評価手法が現存しないことから、「複数台連系時試験方法」について早期確立が求められ、平成 18 年度から 2 年計画で基礎的実験及び検討を行うこととした。

ここでは、試験方法作成時に解決すべく課題について抽出を行い、検討課題の一つに挙げられた一回転機負荷の設置条件の違いについて検討をおこなったので報告する。

2. 研究概要

2.1 複数台連系時試験方法の開発について

複数台連系時試験方法は、電力系統連系技術要件ガイドライン⁽²⁾や単機での性能評価を主目的としている JET 試験方法⁽³⁾等では、PV システムの急速な普及を想定していなかった理由から今日まで明確にされた試験方法や評価方法が

示されていなかった。しかし、現在は、同一配電線に複数台導入する事例が増加しているため、社団法人 日本電機工業会 (JEMA) が、複数台連系を行う際に必要となる試験結果について、試験方法と運用方法を取り纏め試験結果の公開⁽⁴⁾を行い、設置時にデータの活用が行われている。

複数台連系時試験方法作成のための検討課題抽出は、現在公開されている JEMA 試験方法を基に抽出を行うこととした。

2.2 複数台連系時試験方法の検討課題

JEMA が公開している試験結果は、PCS 製造者が自社にて試験を行ったものであり設備等の都合により、全ての試験が統一された条件で行われたものではないが、負荷条件において一回転機負荷を用いて評価を行っていることが判明した。また、配電線等の条件等については、PCS 相互が停止することを確認することを目的に実施しているため、配電線の条件については、明確にされていなかった。

配電線の条件は、配電線の解列箇所によって、解列される PV システムの量が異なる。例えば、図 1 の系統解列概要図に示すように、柱状変圧器の二次側と区分開閉器での切り離される PV の量が 10 倍以上異なる可能性もある。

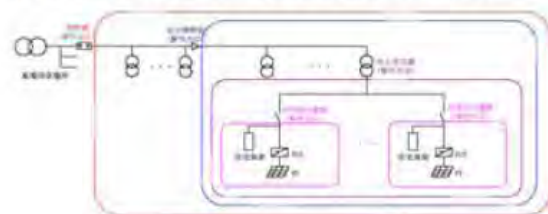


図 1 系統解列概要図

Fig1 Outline chart of grid cut off

そのため、解列箇所の検討については、柱状変圧器一台

に連系することが可能である最大連系台数やどの程度の規模までを想定すれば、試験方法として妥当性があるのか引き続き検討を行うこととした。

3. 実験

3.1 回転機負荷設置方法の検討実験

回転機負荷は、系統が停電した場合に単独運転を検出し難くする負荷である⁽⁵⁾。そのため、試験方法を検討する場合においては、回転機負荷の台数や設置条件等が重要な問題点となる。

今回の検討は、PCS と回転機負荷の台数との割合(1 対 1)を同等にし、図 2 に示すように回転機負荷を分散させて設置した場合と図 3 に示すように一箇所に回転機負荷をまとめて設置した場合において、回転機負荷が各 PCS に与える影響について単独運転時間の計測を行った。また、PCS の種類も 4 種類とし、台数も 1, 2, 4, 6, 8 台と増加させて検証を行った。

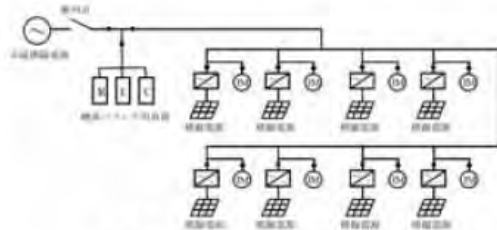


図 2 回転機負荷分散設置概要図

Fig2 Setting up motor load-dispersion

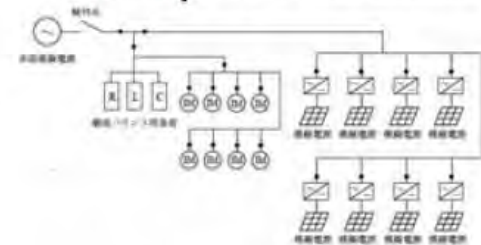


図 3 回転機負荷集中設置概要図

Fig3 Setting up motor load-concentration

3.2 回転機負荷設置方法の実験結果

単独運転実験結果は、回転機負荷を分散又は集中設置し、PCS 連系台数を変化させても、無効電力が平衡状態以外(Q ≠ 0)の負荷条件では、同様の傾向を示した。また、無効電力が平衡状態(Q=0)付近においては、単独運転の継続時間が長くなる傾向が確認できた。

単独運転継続時間の最短時間については、分散又は集中設置し PCS の種類や連系台数を変化させても顕著な差は生じなかったが、図 4(分散設置)及び図 5(集中設置)に示す最長時間の結果については、B 社及び D 社の 2 種類の PCS の連系

台数が異なることにより単独運転の継続時間に差異が生じることが確認できた。

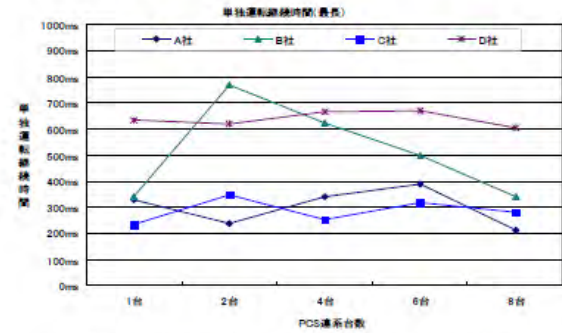


図 4 回転機負荷分散設置時の結果(最長時間)

Fig.4 Result of setting up motor load-dispersion

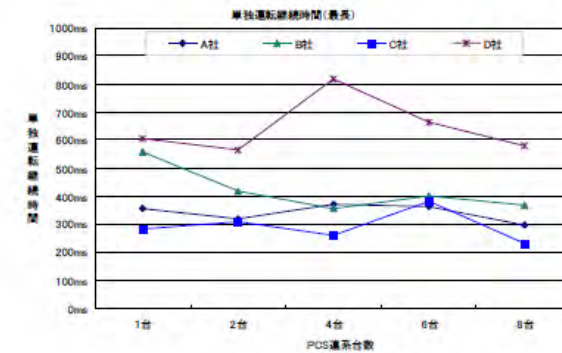


図 5 回転機負荷集中設置時の結果(最長時間)

Fig.5 Result of setting up motor load-concentration

4. まとめ

以上の結果により、回転機負荷を分散又は集中設置した場合に単独運転継続時間への影響が無いことが確認できたが、連系台数を変化させた場合に単独運転継続時間に差異が生じることが明確になった。今後は、各 PV システム間のインピーダンス等の諸条件について検討を進めると共に、連系台数が異なることによる単独運転継続時間の解明を行うこととする。

文献

- (1) 宮本, 横田, 西川, 杉原: 集中連系型太陽光発電システム実証研究の概要 平成 16 年電気学会全国大会
- (2) 解説電力系統連系技術要件ガイドライン 2003
- (3) 太陽電池発電システム用系統連系保護装置等の試験方法作成: 財団法人電気安全環境研究所 (平成 14 年 10 月)
- (4) 住宅用太陽光発電システムの複数台連系単独運転試験報告書平成 18 年 6 月 社団法人 日本電機工業会 太陽光発電システム技術分科会
- (5) 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)



写真測量法による影の定量評価システムの提案

(学生員) 渡辺 優一*, (正員) 黒川 浩助 (東京農工大学)

Proposal for quantitative estimation system of shadow by using photogrammetry
Yuichi Watanabe, Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology)

1. はじめに

太陽光発電 (以下 PV) は太陽光を取り入れることで発電するために、PV アレイの設置場所は、日射が障害物などの影響を受けない場所が望ましい。しかし、実際はそのような理想的な場所に設置できるのはわずかであり、建物や木などの影がかかる場所に設置することがほとんどである。設置予定の PV アレイの出力を予測するためにも、影の定量評価を含めたシステム評価の必要性が重要となってくる。

ここで日影について考える。日影は時間的に変化するために、定量的にとらえるには、障害物とアレイの位置関係を把握しなければならない。そのため測量が必要となるが、専門知識・器具・人員・費用などが必要となる。

これまでに本研究室では、写真測量・影推定において、研究が行われてきた^①。そこで、本研究ではこれまでの研究を含めた、現場向きの手軽な影定量評価システムを提唱する。さらに、写真測量の改善点について述べる。

2. 影定量評価システム

影定量評価システムには、5つの段階がある。

- ①基準点の設置・測量：ポール 1 本とメジャーを使用し、民間用デジタルカメラを用いて、2 箇所から撮影する。この画像を元にポールの基準点 (X, Y, Z) を測量 (カメラ座標系) する。
- ②現場撮影：基準点との奥行きを変えずに、測量物体・設置平面・基準点を写しこんだ写真を 2 枚以上撮影 (うち 1 枚は回転なしの基準画像) する。
- ③写真測量：内部評定 (光軸・焦点距離のズレ、歪曲収差を修正) をおこない、外部評定 (撮影時のカメラの位置・回転) を算出する。そして、位置・回転角度を考慮して、正規化カメラ平面に射影する。この正規化カメラの座標を用いて、三角測量を行い、測量物体・設置平面の (X, Y, Z) を算出 (カメラ座標系) する。
- ④影推定：測量物体・設置平面のカメラ座標系を極座標系に変換する。物体の位置と太陽高度から、年月日毎の影の位置を算出し、影直線と設置平面の交点から、平面にできる影に変換する。平面にできる影の極座標系を、カメラ座標系に変換し、カメラ座標系を 2 次元画像座標系に変換する。この座標値から、画像に影のできる位置を表示する。

⑤発電量推定：ストリングを考慮し、影のできる位置から年間発電量を予測し、設置場所・コストパフォーマンスの検証を行なう。

このシステムの構造を図 1 に示す。

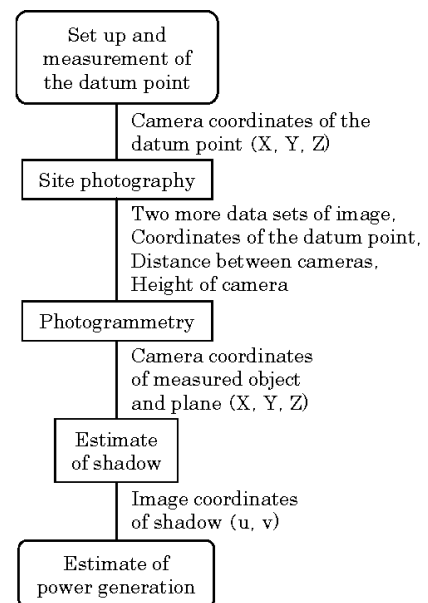


図 1 影定量評価システムの構造

Fig.1. Structure of quantitative estimation system of shadow

3. 写真測量

現在は写真測量の部分を中心に行っており、基準点の設置・測量の箇所は、既知点を使うことによって測定した値を測量値の代わりとして使用している。

<3・1>平行移動変換測量 これまでの本研究室では、平行移動変換測量によって、測量物体の 3 次元座標を測量してきた。この方法は、三角測量の原理を元にして画像を平行移動させることで、3 次元座標を算出している。しかし、平行移動であるので回転が入ると誤差が大きくなる。また、写しこむ範囲にも限界がある。

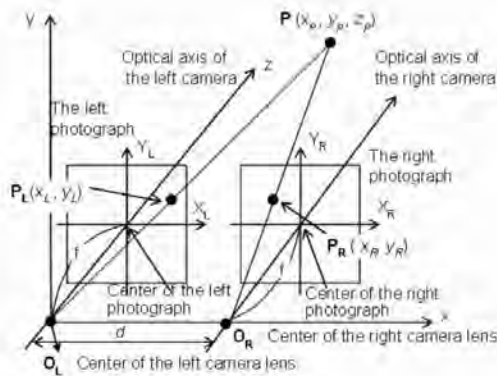


図2 三角測量の様子

Fig.2. Calculation of the coordinates by triangulation

<3・2>回転変換測量 平行移動変換では限界があるため、回転変換をかけて平行座標に変換し、測量物体の3次元座標を算出する。カメラの回転としては、傾き・仰角・水平方向の回転の3つの回転が存在する⁽²⁾。

傾きは、シャッターを押すときに生じる回転で、鉛直方向の2点から傾きから算出する。

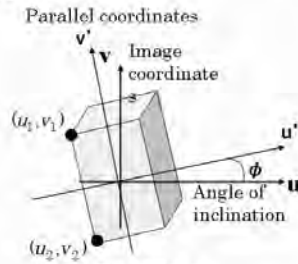


図3 傾き角度

Fig.3. Angle of inclination

図3から傾き角度は

$$\phi = \tan^{-1} \left| \frac{u_2 - u_1}{v_2 - v_1} \right| \quad (1)$$

となる。これより図3の値を使用し、平行座標は以下のように算出される。

$$\begin{cases} u' = u \cos \phi - v \sin \phi \\ v' = v \cos \phi + u \sin \phi \end{cases} \quad (2)$$

仰角・水平方向の回転については、基準点と基準画像を用いて、三角測量の原理から2枚目の平行座標上における理論値を算出する。その算出した座標と、実際に取り込んだ画像のズレから、回転角度を推定する。

図4から回転角度は

$$\gamma = \tan^{-1} \frac{f(v - v')}{f^2 + vv'} \quad (3)$$

と算出される。

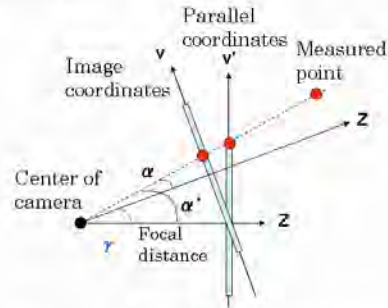


図4 仰角・水平回転

Fig.4. Angle of elevation and horizontal rotation

4. 実験・結果

理論通りに回転が推定できているかを確認するために、実際に撮影した画像を用いて、検証を行った。画像はそれぞれ三脚を使い固定し、基準画像に対して上下左右に回転させたものを使用した。

表1 推定結果

Table 1. Results of estimation

| | Inclination | Elevation | Horizontal | |
|---|--------------------------------|-----------|------------|--------|
| a | Actual measurement (degree) | 0 | 0 | -10.00 |
| | Estimated measurement (degree) | 0.09 | 0.36 | -9.40 |
| | Relative error [%] | 9.00 | 36.00 | -6.00 |
| b | Actual measurement (degree) | 0 | 20.00 | 12.00 |
| | Estimated measurement (degree) | 0.09 | 20.03 | 12.77 |
| | Relative error [%] | 9.00 | 0.15 | 6.42 |

表1から、0付近では誤差は大きいですが、他の箇所では精度よく回転の推定ができています。また、傾き角度では、正負で傾きの方向も判定できることが確認された。

5. まとめ

影を推定するために、ボール・メジャー・デジタルカメラという必要最低限の備品で、手軽な影定量評価システムの提唱を行った。また写真測量の部分において、回転角度の推定と傾きの方向を判別できることを確認した。

今後は、基準点の設置・測量の部分で基準点のカメラ座標系を測定からではなく、測量から求める。さらには、回転変換によって測量物体・設置平面を算出し、その座標値から影のできる位置を推定し、取り込んだ画像上に可視化する予定である。

文献

- (1)池さつき；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, 31th IEEE PVSC, 2005.
- (2)村木広和・田中成典・吉田均・北川悦治・野田繁, デジカメ活用によるデジタル測量入門, 森北出版, 2000

単相三線式配電線負荷電流不平衡による片相電圧上昇の太陽光発電システム出力抑制への影響

植田 譲*, 黒川 浩助 (東京農工大学)
 田邊 隆之, 北村 清之 (明電舎)
 赤沼 克己, 横田 昌治, 杉原 裕征 (関電工)

Influence of voltage imbalance on PV systems in Single-Phase Three-Wire power distribution systems
 Yuzuru Ueda, Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology)
 Takayuki Tanabe, Kiyoyuki Kitamura (MEIDENSHA CORPORATION)
 Katsumi Akanuma, Masaharu Yokota, Hiroyuki Sugihara (Kandenko Co., Ltd.)

1. はじめに

太陽光発電(PV)システム等の分散型電源が既存配電システムの末端部分に連系された場合、余剰電力の系統への逆潮流により電圧上昇が発生する。この電圧上昇量は同一配電系統内に連系された電源容量の増加に伴って大きくなるため、局所集中的に PV システムが導入された地域においては配電システムの過度な電圧上昇を防止するための PV システム用パワーコンディショナ(PCS)の出力抑制機能により、十分な日射があるにも係らず発電量が著しく低下する場合がある事が実配電系統において確認されている(1)(2)。筆者らはこれまで、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」において、この出力抑制による損失量の定量化やその発生要因の分析を行っており、出力抑制による損失量は、PV システムが連系された配電線のインピーダンスや同一配電線に連系された負荷量等により決まる電圧上昇幅 ΔV の他、系統側の送出し電圧や同一バンク内の総負荷量・総発電量等によって決定される柱上変圧器二次側電圧、PCS 毎に設定された出力抑制開始電圧などの影響を強く受ける事を明らかにしてきたが、これらの研究の中から、単相三線式配電系統に連系された PV システムにおいては、各相に接続された負荷の瞬時的な負荷電流の不平衡により発生する電圧不平衡の影響が無視できないことが明らかとなった。そこで本論文では、負荷電流不平衡が電圧上昇と PV システム出力抑制へ与える影響について分析した結果をまとめる。

2. 負荷電流不平衡による片相電圧上昇

単相三線式配電系統に連系された負荷、および PV システムの簡略化した結線図を Fig.1 に示す。一般的な単相三線式 PV システム用 PCS では I_{PCS1} と I_{PCS2} は等しいため、簡単のため負荷接続点から PV システム用 PCS 接続点までの線路インピーダンスは無視できるものとし、柱上変圧器二次側を定電圧源とする (V_1, V_2)。 a-n 間にのみ負荷が接続された

状態で各点での電流の向きを Fig.1 のように取ると、PV システムからの逆潮流の有無に関わらず、中性線の n-N 間を流れる電流 (I_0) の向きは常に正方向となる。ここで、閉回路 A-a-n-N、および N-n-b-B においては、それぞれ

$$V_1 = I_1 \cdot Z_1 + V_{PCS1} + I_0 \cdot Z_0 \quad (1)$$

$$V_2 = I_2 \cdot Z_2 + V_{PCS2} - I_0 \cdot Z_0 \quad (2)$$

が成り立つ事から、負荷電流不平衡により生じる中性線の電流は、負荷の接続された相では PCS 出力端において常に電圧降下要因となり、逆の相では常に電圧上昇要因となる事が分る。

次に、片相電圧上昇の例として、Fig.1 におけるインピーダンスを $Z_1=Z_2=Z_0=0.1[\Omega]$ とし、系統側電圧を $V_1=V_2=101[V]$ 、負荷 a-n 間を流れる電流 I_{Load} を 0, 15[A] とした時の、PV からの出力電流を変化させた場合の PCS 出力端電圧を Table 1 に示す。結果より、PV からの逆潮流がある場合、無負荷時よりも片相のみに負荷が接続された状態の方が、その逆相において高い電圧を示す事が分る。PCS はいずれかの相の高い方の電圧が出力抑制開始電圧を上回った場合に出力を

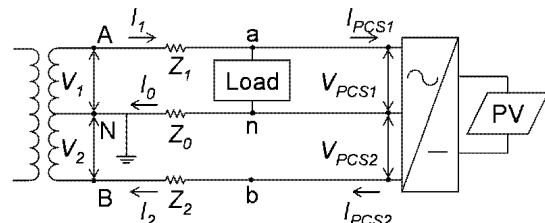


Fig.1 Schematic drawing of grid connected PV system

Table 1 Example of voltage imbalance

| I_{Load} | I_{PCS1} | I_{PCS2} | I_1 | I_2 | I_0 | V_{PCS1} | V_{PCS2} |
|------------|------------|------------|-------|-------|-------|------------|------------|
| 15 | 0 | 0 | 15 | 0 | 15 | 98 | 102.5 |
| 15 | -15 | -15 | 0 | -15 | 15 | 99.5 | 104 |
| 15 | -30 | -30 | -15 | -30 | 15 | 101 | 105.5 |
| 0 | -30 | -30 | -30 | -30 | 0 | 104 | 104 |

抑制するため、負荷電流不平衡による片相電圧上昇は PV システムの電圧上昇による出力抑制要因になると言える。

3. 電圧上昇要因

PV システムにおける系統電圧上昇回避の為の出力抑制による損失の発生要因を分析するにあたり、目的とする変数を PCS 出力端電圧と各 PCS の出力抑制開始電圧との差 ($\Delta V_{PCS-Start}$) とした。この値を目的変数とする事により、値が負であれば出力抑制は発生しないが、ゼロに近づくにつれて出力抑制のリスクは高まり、正の値となった時に出力抑制が発生することになるため、種々の電圧上昇要因が出力抑制の発生に与える影響を同列に評価することができる。

電圧上昇要因には 1 節で述べたように、柱上変圧器二次側から PCS 出力端までの電圧上昇幅 ΔV_{PCS-Tr} 、柱上変圧器二次側電圧と各 PCS の出力抑制開始電圧との差 $\Delta V_{Tr-Start}$ 、および PCS 出力端電圧の各相の差の絶対値 $V_{Imbalance}$ を設定した。出力抑制が発生しているときには ΔV_{PCS-Tr} は住宅負荷と同一柱上変圧器以下に連系された他の PV システムからの逆潮流により決定される値となるが、 $V_{Imbalance}$ は各 PV システムにおいて決定される値である。

4. 解析結果および考察

解析には「集中連系型太陽光発電システム実証研究」において計測された 1 分値を用い、2005 年 12 月から 2006 年 9 月までの間に計測された全 553 軒の住宅用 PV システムの出力データの中から出力抑制状態にあった計測値のみを抽出した。抽出された全 54784 データに対して、 $\Delta V_{Tr-Start}$ 、 ΔV_{PCS-Tr} 、 $V_{Imbalance}$ の発生頻度をまとめたのが Fig.2, 3, 4 である。それぞれのグラフの右側 Y 軸には積算割合を実線で示した。結果より、出力抑制時の $V_{Tr-Start}$ の平均値は -1.80[V]、 ΔV_{PCS-Tr} の平均値は 1.33[V]、 $V_{Imbalance}$ の平均値は 0.73[V] であったが、分布を見ると不平衡による電圧上昇が大きい側に広がっている様子が分る。

次に、 $\Delta V_{PCS-Start}$ を目的変数とし、他の 3 要因の和の形で重回帰分析を行い各要因に対する係数を決定した後、要因毎の変動範囲を考慮して $\Delta V_{PCS-Start}$ に対する影響度を評価するため、それぞれを平均値で中心化し範囲の半分で尺度化した値を用いて各要因の影響度を評価した。結果、目的変数 $\Delta V_{PCS-Start}$ の全変動に対する最大の要因は柱上変圧器二次側電圧と出力抑制開始電圧により決まる $\Delta V_{Tr-Start}$ の変化であったが、 ΔV_{PCS-Tr} と $V_{Imbalance}$ の影響は同程度となった。

5. まとめ

本論文では、出力抑制状態にある系統連系型 PV システムの計測データを用いて電圧上昇要因を分析し、負荷電流不平衡により生じる片相電圧上昇の影響が逆潮流電力による柱上変圧器以下での電圧上昇の影響に対して無視できない大きさである事を示した。今回の分析では重回帰分析を行う際の電圧上昇要因の設定を単純化しているため、今後も検討を重ね、更なる電圧上昇要因の明確化と影響度の評価

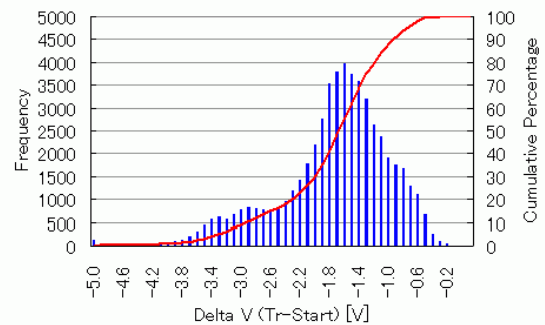


Fig. 2 Frequency of voltage difference between pole transformer and starting voltage of PCS

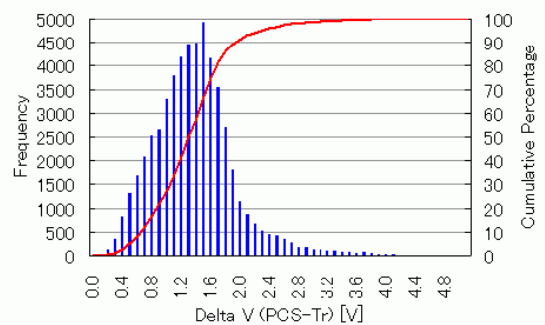


Fig. 3 Frequency of voltage difference between PCS output terminal and pole transformer

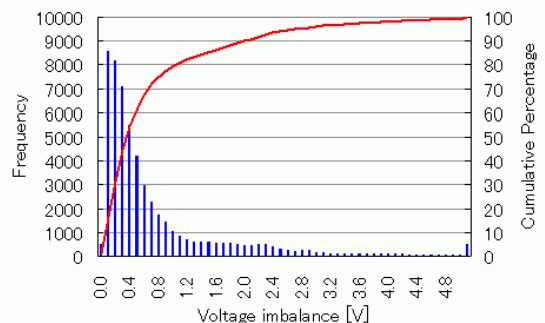


Fig. 4 Frequency of voltage imbalance

を行っていく予定である。

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

文 献

- (1) 閉関電工：平成 14 年度 NEDO 委託業務成果報告書「集中連系型太陽光発電システム実証研究」(2003)
- (2) 植田, 大関, 黒川, 伊藤, 北村, 宮本, 横田, 杉原：「系統連系型太陽光発電システムにおける出力抑制による発電量損失の定量化手法」, 電学論 B, Vol.125, No.12 pp.1317-1326 (2005-12)



平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

411

多数台連系用パワーコンディショナの開発について

正員 五十嵐 広宣 正員 宮本 和典 正員 黒川 浩介 (東京農工大学)

正員 飯田 重樹 正員 高江 洲昇 正員 石井 隆文 正員 水野 環樹 (新日本石油)

非会員 前田 則幸 非会員 浅井 純 非会員 長畑 二郎 (日本カーネルシステム)

About the development of the power conditioner for plural grid connected system.

Hironobu Igarashi, Member, Kazunori Miyamoto, Member, Kousuke Kurokawa, Member,
(Tokyo University of Agriculture and Technology.),Shigeki Iida, Member, Noboru Takaesu, Member, Takafumi Ishii, Member, Tamaki Mizuno, Member,
(Nippon Oil Corporation)

Noriyuki Maeda, Non-member, Jyun Asai, Non-member, Jirou Nagahata, Non-member, (Nihon kernel KK)

1. まえがき

住宅用太陽光発電システムは、発電時にCO₂を排出しないクリーンな発電システムとして注目を集め、誰もが手軽で簡単に使用できることから、日本を始め世界各国で利用されている。太陽光発電システムの利用形態には、蓄電池等と併用し配電線に連系しない独立形や、電力会社等の配電線に連系連系を行なう系統連系形等があり、様々な地域の文化や風土に合わせて使用されている。日本における利用形態は、系統連系形が最も多く、最近では同一配電線に多数の太陽光発電システムを連系する多数台連系と言われる形態が増えつつある。

多数台連系は、電圧上昇や単独運転信号の相互干渉による単独運転検出低下等の新たな連系に関する問題を示す結果となった。これらの多数台連系に関する問題については、多くの調査研究開発が行われている⁽¹⁾。

本論文は、多数台連系による単独運転検出信号の能動信号の相互干渉による単独運転検出低下問題の解決手法の一つとして、多数台連系時に能動信号を同期させ系統異常を高速に検出し、各パワーコンディショナを確実に停止させるシステムを開発した。これらの機能について単独運転実験による検証を行いその結果から有効性について確認できたので報告する。なお、本研究成果は、平成 17 年度大学発事業創出実用化研究開発による成果である。

2. 多数台連系用パワーコンディショナ

(2-1) 多数台連系用パワーコンディショナの構成

本研究によって開発されたパワーコンディショナは、電気方式が単相 3 線式、定格出力が 1kW ものである。本機は、単機にて系統連系連系を行うことが可能なものである。また、複数台連系連系を行う場合は、マスター機をハブに最大 64 台(64kW)まで並列連系連系できるよう、各パワーコンディショナの単独連系連系装置の能動信号を有線通信によって同期させ連系連系を行っている。このように、単機又は複数台での連系連系が可能に出来ることから、本パワーコンディショナの名称を「拡張性のあるパワーコンディショナ」EGPCS (extension of gridinterconected Power conditioner system) とした。また、多数台連系連系行なった場合の単独連系連系検出方法は、マスター機によって高速かつ高感度単独連系連系検出を行い、常時系統異常を監視しながら、マスター機に接続された各 EGPCS 独自に系統の異常について判断を行っており、マスター機及び各 EGPCS の異常値を集計し、多数決によって判定を行っている。この多数決法は、系統異常が停電状態ではなく、系統擾乱によって瞬時的に発生した擾乱の場合に、EGPCS 全ての連系連系を停止させることによる、系統への影響を少なくするためである。

(2-2) EGPCS 単機における単独連系連系検出評価 多数台連系時における EGPCS の単独連系連系検出方式は、前述したようマスター機によって予め高感度及び高速に単独連系連系現象を検出しておき、個々の EGPCS が単独連系連系の判定を行い多数決によって判定している。そのため、EGPCS 単機の場合における単独連系連系検出能力について、図 1 に示す実験回路において単独連系連系防止試験を行い、その有効性について検証を行った。

平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

検証方法は、認証試験方法⁽²⁾と同様の方法にて行うこととした。また、単独運転検出装置は、受動方式が電圧位相跳躍とし検出感度を $\pm 5^\circ$ 、能動方式が無効電力変動方式とし検出周期を0.5秒、検出感度を $\pm 7^\circ$ と設定した。

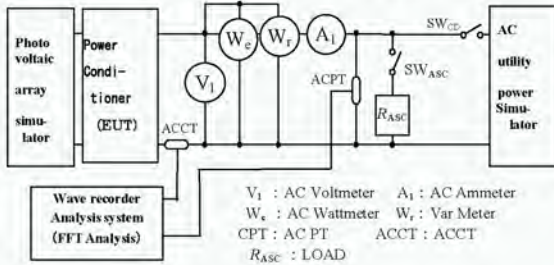


図 1 単独運転実験回路図
Fig. 1. The circuit of islanding tests.

(2・3) EGPCS 単機の実験結果 単機での単独運転実験結果は、認証試験方法における全ての負荷条件において受動的検出により停止しており、最大で 398ms にて停止していることが確認できた。EGPCS 単機の単独運転検出装置は、認証試験方法による判定基準を満足することが確認できたことから、次に複数台連系時における検証を行うこととした。

(2・4) EGPCS 複数台連系時の検証 複数台連系時は、能動的単独運転検出信号の相互干渉により単独運転現象を検出できない場合があるため、EGPCS の能動信号を同期しない非同期運転及びマスター機による同期運転により単独運転検出時間に差異の有無について検証を行った。検証方法は、EGPCS を 3 台連系運転し、それぞれ非同期及び同期運転にて単独運転実験をおこなった。

実験結果は、非同期運転時の負荷条件が $P=5\%$, $Q=0\%$ において、検出結果が受動方式、停止時間が 770ms であった。この実験結果は、認証判定基準では不適合となる結果であり、そのとき計測した結果を図 2 に示す。

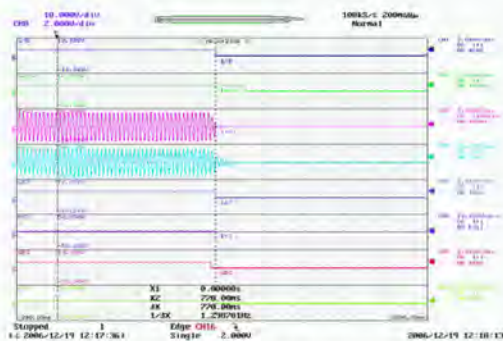


図 2 3 台連系運転実験結果 (非同期)
Fig. 2. Result of three ream system drive test. (Asynchronous system)

次に、マスター機によって同期運転を行い、同実験条件にて単独運転実験を行った。実験結果は、図 3 に示すとおり検出結果が受動方式、停止時間が 282ms であった。

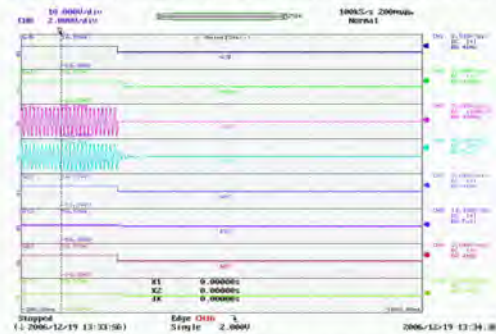


図 3 3 台連系運転実験結果 (同期)
Fig. 3. Result of three ream system drive test. (Synchronization).

本実験結果は、非同期運転では正しく単独運転を検出することが出来なかった負荷条件において、マスター機を介し同期運転とした場合に、単独運転現象を確実に検出することが確認できた。この結果は、本研究開発の目的である同一配電線に複数台のパワーコンディショナが連系運転された場合に発生する、能動信号の相互干渉による単独運転現象の発生防止を可能とする単独運転検出方法として、マスター機による能動信号の同期運転手法の有意性を示す結果であると考えられる。

3. まとめ

本論文は、多数台連系用パワーコンディショナとして EGPCS の開発を行い、単機連系運転による単独運転検出装置の性能について満足することを確認した。また、多数台連系運転された EGPCS が能動信号の相互干渉により単独運転検出時間遅延の発生を確認した。

これらの多数台連系による単独運転検出信号の能動信号の相互干渉による単独運転検出低下問題の解決手法の一つとして、マスター機による高感度・高速検出単独運転検出装置及び能動信号の同期運転により、非同期運転では正しく単独運転を検出することが出来なかった負荷条件において、単独運転現象を確実に検出することが確認できた。

今後は、同期信号以外による複数台連系運転による単独運転防止方法の検討を行うこととしたい。

文 献

- (1) 宮本、横田、西川、杉原：「集中連系型太陽光発電システム実証研究の概要」平成 16 年電気学会全国大会
- (2) 太陽電池発電システム用系統連系保護装置等の試験方法 作成：財団法人電気安全環境研究所 (平成 14 年 10 月)



集中連系型太陽光発電システムにおける出力抑制回避技術の開発(1) -実証試験地区における出力抑制発生状況の調査-

正員 植田 謙 学生員 川崎 憲広 正員 黒川 浩助 (東京農工大学)

正員 田邊 隆之 正員 北村 清之 (明電舎)

正員 中島 栄一 正員 宮本 裕介 正員 杉原 裕征 (関電工)

Development of an output suppression avoidance system in “Demonstrative research on clustered PV systems” (1)

Yuzuru Ueda, Member, Norihiro Kawasaki, Student member, Kosuke Kurokawa, Member (TUAT)

Takayuki Tanabe, Member, Kiyoyuki Kitamura, Member (MEIDENSHA CORPORATION)

Eiichi Nakashima, Member, Yusuke Miyamoto, Member, Hiroyuki Sugihara, Member (Kandenko Co., Ltd.)

1. はじめに

太陽光発電(PV)システム等の分散型電源が既存配電システムの末端部分に連系された場合、余剰電力の系統への逆潮流により電圧上昇が発生する。PVシステム用パワーコンディショナ(PCS)は、配電システムの過度な電圧上昇を防止するための出力抑制機能を搭載しており、系統電圧上昇時には十分な日射がある場合でも出力を抑制するため、特に集中連系時においては発電効率の低下が懸念されている。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」では、蓄電池を出力抑制回避技術として用いる事により、実証試験サイトに数百軒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システム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研究を行なっている⁽¹⁾。

2. 出力抑制による発電損失の定量化手法

一般に、PVシステムの発電損失は、モジュール温度上昇や日陰、出力抑制など様々な損失要因の影響を同時に受けて発生していると考えられる。そのため、出力抑制による損失量の定量化には、同時に発生している可能性のある全ての損失要因による損失量をそれぞれ分離し定量化する必要がある。本研究では、PVシステム運転特性評価手法の一つであるSophisticated Verification(SV)法⁽²⁾を用い、1分周期で収録された計測データを用いて系統電圧上昇時の出力抑制による発電損失量の定量化を行なっている。SV法におい

て考慮される損失要因は、以下に挙げる13種類である。

- ① 日陰による損失
- ② 入射角による損失
- ③ システム最大出力低下損失
- ④ アレイ温度上昇による損失
- ⑤ 出力抑制機能による損失
- ⑥ 動作点ミスマッチ高電圧側による損失
- ⑦ 変動による損失
- ⑧ PCS容量不足による損失
- ⑨ その他
- ⑩ 直流回路抵抗による損失
- ⑪ PCSでの損失
- ⑫ 蓄電池システムによる損失
- ⑬ PCSオフ状態による損失

このうち、①～④に関しては出力抑制による損失と同時に発生する可能性のある損失として扱っており、出力抑制損失定量化時などにおいて、実際に出力抑制が発生した時の計測データから出力抑制が無かった場合のPVアレイ出力を算出する際にも考慮される。また、⑤～⑧は排他的に発生する損失としており、系統電圧上昇時の出力抑制による損失を含む、非定常的に発生する損失として分類している。一方、⑩⑪⑫は実際に発生した損失量を直接算出する為、出力抑制が無かった場合のPVアレイ出力を算出する際にも、実際に発生した損失量のみが考慮される。

SV法では、出力抑制状態の判定条件として、PCS出力端電圧が107[V]以上である事と、PVアレイの出力電圧が日射強度とPVモジュール温度から推定される最大出力動作電圧よりも高く、出力電流が最大出力動作電流よりも少ない事を用いている。しかし、一部のシステムではPCSへの入

平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

前に DC/DC コンバータを用いており、この場合の計測ポイントは DC/DC コンバータ通過後の出力となるため、直接的な最大出力点との比較が不可能である。そこで、このようなシステムにおいては簡易的に、PCS 出力端電圧が 107[V] 以上であり、⑤～⑨として分類された損失量の割合が日射強度と PV モジュール温度から算出される期待発電量の 5[%]を超えた場合に、出力抑制状態と判断した。

3. 結果および考察

2004 年 10 月から 2007 年 3 月までの全計測データに対し、出力抑制損失量の推移を 1 日毎にまとめた結果を Fig. 1 に示す。グラフには出力抑制損失量を左側縦軸に、右側縦軸には PV システム設置軒数と蓄電池設置軒数を示した。PV システムは 2006 年 5 月に全 553 軒の連系が完了しており、蓄電池の全軒への設置は 2007 年 7 月に完了している。一日あたりの最大の出力抑制損失は 2006 年 3 月 25 日に記録された 0.36[MW]であり、同日の総発電量は 10.3[MW]であった。季節的には 3、4 月が最も出力抑制による損失の多い時期となり、ついで 10、11 月が多い結果となっている。

次に、全ての出力抑制による損失量を曜日別にまとめたのが Fig. 2 である。結果より、ほとんどの損失が土日の週末に発生していることが分る。一方、端末番号別に集計した Fig. 3 では、特定の端末に偏って出力抑制による損失が発生している様子が見られる。また、PCS メーカー別に集計した Fig. 4 からは、E 社製 PCS において最も多くの出力抑制が発生しており、C 社製ではほとんど発生していない事が分る。

なお、これら端末番号間、PCS メーカー間の比較においては、各システムの設置時期の違いや蓄電池設置時期・運用方法の違いの影響を含んでいるが、その影響は軽微である。

4. まとめ

本論文では、実証試験地区において実際に発生した出力抑制による損失を、SV 法を用いて定量化した結果について報告した。本解析により、季節的傾向、曜日別、PCS メーカー別など、実際の配電系統における出力抑制による損失の発生状況が明らかとなった。

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

文 献

(1) 株式会社：平成 14 年度 NEDO 委託業務成果報告書「集中連系型太陽光発電システム実証研究」(2003)
 (2) Y.Ueda, T.Oozeki, K.Kurokawa, T.Itou, K.Kitamura, Y.Miyamoto, M.Yokota, H.Sugihara: "Quantitative Analysis Method of Output Loss due to Restriction for Grid-connected PV Systems" IEE Japan Vol.125-B, No.12, pp1317-1326 (2005-12) (in Japanese)
 植田, 大関, 黒川, 伊藤, 北村, 宮本, 横田, 杉原: 「系統連系型太陽光発電システムにおける出力抑制による発電量損失の定量化手法」, 電学論 B, Vol.125, No.12 pp.1317-1326 (2005-12)

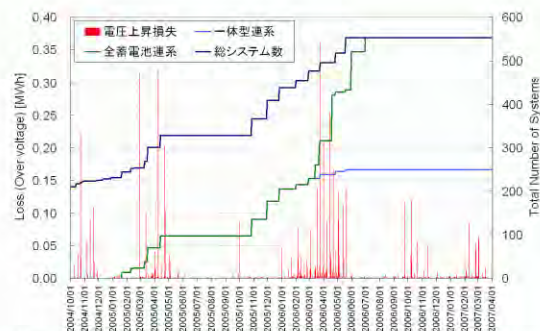


Fig. 1. Quantification result of the output energy loss due to the high grid voltage.

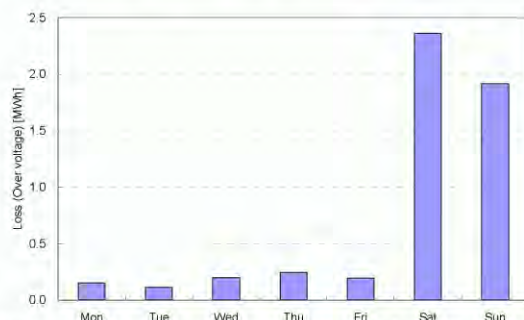


Fig. 2. Cumulative energy loss due to the grid voltage as a function of a day of the week.

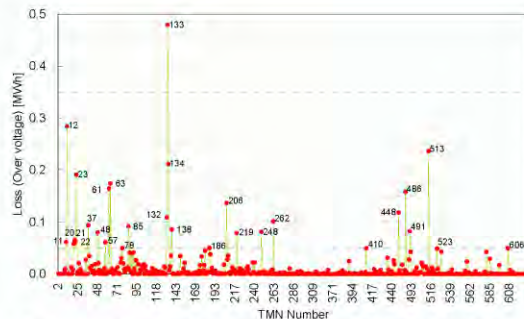


Fig. 3. Cumulative energy loss for each system.

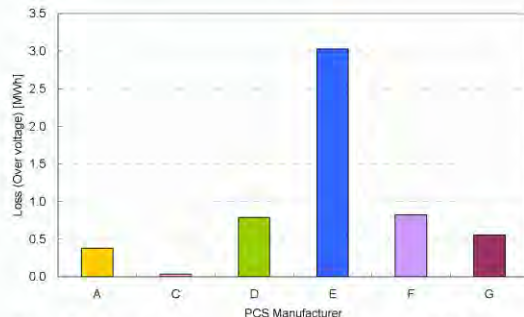


Fig. 4. Cumulative energy loss for each PCS type.



集中連系型太陽光発電システムの変動特性の評価

学生員 川崎 憲広 (東京農工大学) 正員 植田 謙 (東京農工大学)
 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 Evaluation of the Fluctuation Characteristics of Clustered PV Systems

Norihito Kawasaki, student member, Yuzuru Ueda, Kosuke Kurokawa, member, (Tokyo University Agriculture 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) システムの発電電力は、入力エネルギーである日射強度に依存しているため、雲の移動等による日射変動の発生に伴い変動が生じる。このため、系統連系型 PV システムでは、発電電力の変動による電力品質の低下、及び発電設備としての価値 (kW 価値) の低下が懸念されている。しかし、ある地域内に多数台の PV システムが集中連系し、設置面積が広がると、雲の移動による日射変動はシステム毎に時間的なずれが生じる。そして、これらの PV システムを 1 つのシステムと考えれば、これらの日射に起因する変動は平滑化される「ならし効果」という現象が起こる。このように、集中連系型 PV システムの発電電力の変動は、1 軒の PV システムの発電電力の変動に対して相対的に小さくなるという特徴をもっている。したがって、PV システムの発電電力変動が電力系統に与える影響や kW 価値等を議論する際にこの効果を考慮することは不可欠である。そこで、ならし効果を定量的に評価する手法の開発が求められており、いくつかの研究^{(1)~(4)}が行われている。

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」の一環として行っており、553 軒の PV システムの計測データからならし効果を実証することも目的の一つとしている。本稿では、500 軒以上連系されたときの集中連系型 PV システムの変動特性を統計的に分析したので報告する。

2. 変動特性定量化手法

変動には、速さ・大きさ・頻度という特徴が混在しているので、変動特性を評価するにはこれらを抽出する必要がある。そこで、変動の特徴を抽出するためにウェーブレット変換とフーリエ変換の 2 つの周波数解析を用いた。前者は時間周波数解析であるので、周波数帯毎の時間的な特徴点を抽出し、最大の変動の大きさ (「最大変動幅」を定義) の把握に用い、後者は変動の周波数分布から変動の頻度と大きさを考慮した特性 (「変動エネルギー」を定義) の把握に用いた。各指標については以下に述べる。

〈2・1〉 周波数領域の分割 時系列データを周波数領域に変換した後、ある範囲毎に分割することで評価が行いやすくなる。そこで、全ての周波数領域において満遍なく解析が可能なオクターブ分割を採用した。オクターブ分割とは線形軸上で帯域を 2 分割し、その後も低周波領域のみを引き続き 2 分割する分割法で、対数軸上でみると等分割になる。以後、周波数は逆数を取り、変動周期として扱う。

〈2・2〉 最大変動幅 最大変動幅 (MMF: Maximum Magnitude of Fluctuation) とは、変動周期毎の最大の変動幅を抽出したものである。抽出方法は、時系列データをウェーブレット変換して求まるパワースペクトルの最大値が検出される時刻から、対象としている周期に対応した評価窓内の実際の変動の大きさを算出するものである。

〈2・3〉 変動エネルギー 最大変動幅ではいわゆる変動の最悪のケースを抽出したといえるが、変動の分布は考慮できていない。それに対し、1 日全体としてどのような変動が分布していたかを示す変動エネルギー (EF: Energy of Fluctuation) を定義した。これは、変動周期毎のパワースペクトルの合計値のことであり、算出方法は、時系列データ 1 日分をフーリエ変換し、パワースペクトルを求め、変動周期毎にパワースペクトルを合計するといったものである。

3. 集中連系型 PV システムの変動特性

〈3・1〉 解析条件 解析期間は、変動解析に適した計測データが 500 軒以上存在する期間の中から 2006/4/17~2006/8/31 (このうち、91 日) を用いた。解析対象項目は、PV アレイ電力である。ここでは、1 軒と 500 軒のときの結果について考察する。500 軒の PV システムの設置面積 (全 PV システムが囲む面積) は約 0.4[km²]であった。

〈3・2〉 最大変動幅 図 1 には、PV システムが 1 軒のときと 500 軒のときの最大変動幅を箱ひげ図で示した。箱ひげ図の見方は、箱内の中央の線がデータの中央値、箱の大きさは中央値から上下 25%が含まれる範囲、ひげの線の上下はそれぞれ 90%、10%を示し、それ以外のデータは外れ値として点でプロットされている。このように、箱ひげ図を使用すると、データ分布の位置、規模 (幅)、および大体の形を素早く把握することができる。

平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

各変動周期の箱ひげ図一つに 91 日分の結果が含まれている。また、縦軸は左が変動の絶対値であり、右が設備容量で規格化した変動の相対値である。同じグラフから両方が読みとれるようになっていく。これらの結果から、1 軒の PV システムの最大変動幅は短周期成分 (2~128 秒) において最大でも設備容量の約 40~60% であるのに対し、500 軒の PV システムでは約 10~40% となり、ならし効果により相対的に変動が抑制されたことがわかる。また、箱の大きさも小さくなっているため、天候による違いも小さくなったといえる。

(3・3) 変動エネルギー 図 2 には、変動エネルギーの解析結果を示した。グラフの見方は、図 1 と同様である。これらの結果から、1 軒と 500 軒の PV システムの変動エネルギーの違いは変動周期 128 秒以下の短周期成分で特に表れており、さらに変動周期 8 秒以下の変動エネルギーに関しては、あらゆる天候においても小さい値になることがわかった。これは、変動の発生頻度と大きさも効果的に低減していることを示している。

4. まとめと今後の展望

変動特性を定量化する手法を開発し、500 軒の PV システムが集中連系した場合の発電電力の変動特性を評価した。その結果、変動周期毎の変動の最大値を意味する最大変動幅と変動の大きさと頻度を併せもつ変動エネルギーの両面

から評価しても、変動周期が約 2 分以下の領域でならし効果が大きく表れていることが統計的にも明らかになった。

今回の結果は、PV システムの軒数、面積、システムの構成等の平滑化要因を全て含んでいる。この結果は、実際の現象を把握する為には重要であるが、今後、大規模に PV システムが異なる条件で設置されることが想定されるので、平滑化要因を分離し、それらがどのように影響してくるのかを把握することが課題となる。

謝 辞

本研究は、NEDO 技術開発機構の「集中連系型太陽光発電システム実証研究」の一環として行っている。関係者各位に感謝の意を表す。

文 献

- (1) 村田, 山口, 大谷:「広域的に多数台導入された太陽光発電に関する出力変動幅の推定法」, 電学論 B, 127 巻 5 号, p.645-652 (2007)
- (2) NEDO 技術開発機構:「風力発電電力系統安定化等調査」, 平成 13 年度調査報告書 (2002)
- (3) 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 値分析」, 太陽/風力エネルギー講演論文集 1998, p.17-20 (1998)
- (4) 川崎, 大関, 大谷, 北村, 杉原, 西川, 黒川:「面的広がり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 電力・エネルギー部門大会, No.272 (2005)

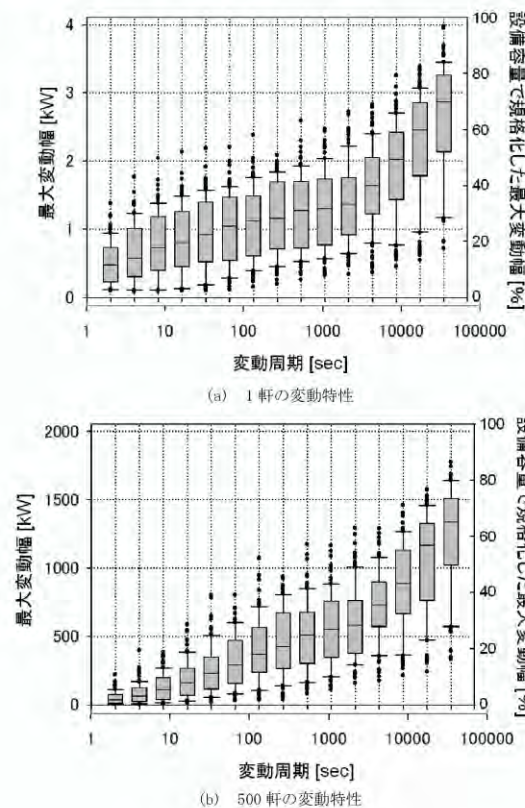


図 1 変動周期別の最大変動幅
Fig. 1. Maximum Magnitude of Fluctuation (MMF) for each fluctuation period.

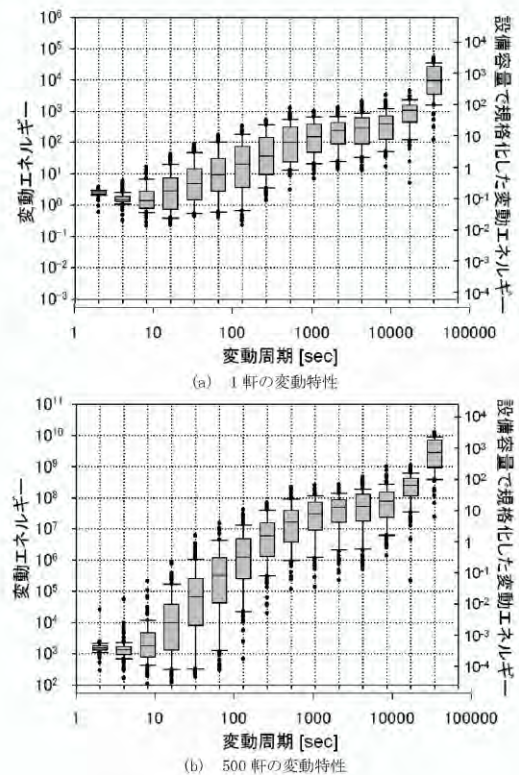


図 2 変動周期別の変動エネルギー
Fig. 2. Energy of Fluctuation (EF) for each fluctuation period.



437

太陽光発電システムの能動的単独運転検出信号の干渉による影響について

正員 五十嵐 広宣 非会員 佐藤 孝則 非会員 末永 章一 (財団法人 電気安全環境研究所)

正員 杉原 裕征 正員 宮本 裕介 正員 福岡 則夫 (関電工)

正員 黒川 浩助 (東京農工大)

About the influence by the interference with the active islanding detection device of the Photovoltaic generation system

Hironobu Igarashi, member, Takanori Sato nonmember, Shouiti Suenaga
(Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories),

Hiroyuki Sugihara, member, Yusuke Miyamoto, member, Norio Fukuoka, member, (KANDENKO CO., LTD.)

Kousuke Kurokawa member, (Tokyo University of Agriculture and Technology.)

1. まえがき

太陽光発電 (PV) システムは、電力を発電する際に地球温暖化の要因である二酸化炭素 (CO₂) を排出しないため、地球温暖化対策手段の一つとして大きな期待がもたれている。

昨今、急速な普及拡大が進む PV システムは、特定の配電系統に局所集中的に導入 (集中連系) されることにより、系統電圧の上昇、高調波の増加、単独運転現象の発生等、系統の安全性や電力品質等について課題が挙げられている。

新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO 技術開発機構) は、住宅用 PV システムの集中連系時における円滑かつ、健全な普及に資する目的で、平成 14 年度からの 5 年計画で「集中連系型太陽光発電システム実証研究」⁽¹⁾を開始した。

本報告は、当該実証研究において、PV の集中連系による単独運転検出装置の能動的検出信号の相互干渉による単独運転発生について、能動信号を FFT 解析し単独運転検出時間との相関について検証を行い能動信号の相互干渉の影響による単独運転検出時間が長くなることを確認した。

2. 単独運転検出方式の種類

(2-1) 単独運転検出方式 単独運転検出装置は、受動的検出方式と能動的検出方式の 2 種類があり、それぞれの検出原理の長所を活かし検出を行なっている。

受動的単独運転検出装置は、電圧位相跳躍検出方式、周波数変化率検出方式及び 3 次高調波電圧歪急増検出方式等といった検出方式があり、主に系統停電時に発生する電圧、電流、周波数等の系統擾乱を高感度で検出することから、

高速性に優れている。しかし、発電量と負荷量が平衡状態では、停電時に発生する系統擾乱が発生し難いため単独運転を検出できない点や、高感度検出に検出を行うことから急激な負荷変動などによる誤検出等の欠点もある。

能動的単独運転検出装置は、周波数シフト方式、無効電力変動方式、有効電力変動方式及び負荷変動方式等といった検出方式があり、常時系統へ電圧や周波数等の変動を与え単独運転移行時に顕著に発生する変動を検出することから、検出までの時間が係る場合もあるが不感帯領域が無く確実に検出できる点が優れている。

しかし、同一能動信号の相互干渉による信号低下による不検出等の欠点もある。

(2-2) 能動的検出方式の相互干渉の検討 当該研究に用いられているパワーコンディショナは、能動的単独運転検出方式に周波数シフト方式及び無効電力変動方式を採用した機種である。無効電力変動は、逆変換装置の内部信号などに周波数バイアスを掛けている周波数シフト方式よりも、集中連系時などの場合に能動信号の相互干渉の可能性が高く注意が必要とされている。そのため、今回の検討については、無効電力変動方式を採用されているパワーコンディショナが集中連系された場合の相互干渉について解析を行った。

(2-3) 無効電力変動方式の解析方法 無効電力変動方式は、発電出力に周期的な無効電力変動を与え、単独運転移行時に現れる周期的な周波数変動又は電流変動を検出する方式である。能動信号は、周期変動しているものやパルス的に発生させるものなど製造者毎に異なる。連系台数

平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

増加に伴う能動信号の相互干渉については、解列前 1 サイクル分について FFT 解析を行い定量化することとした。図 1 に FFT 解析による能動振動定量化方法を示す。

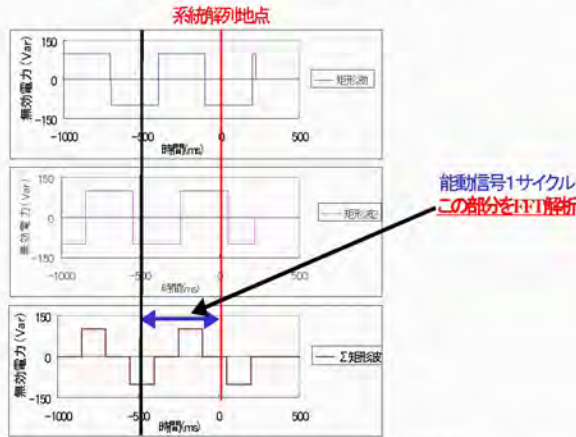


図 1 能動信号相互干渉定量化方法

Fig.1. Method of quantifying active signal mutual interference

(2・4) 相互干渉の検証 能動信号の相互干渉の検証方法は、同一のパワーコンディショナを単機及び複数台(各 2,4,6,8 台)に設定し、試験条件 ($P=0\%, Q=0\%$) ($P=5\%, Q=0\%$) ($P=10\%, Q=0\%$) の 3 条件において各 50 回単独運転実験を実施した。連系台数毎の単独運転継続時間の計測結果を図 2 に示す。

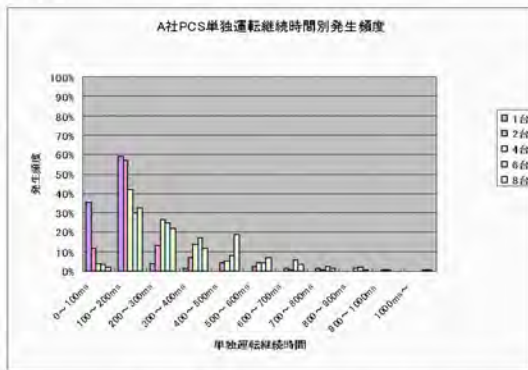


図 2 能動信号相互干渉定量化方法

Fig.1. Method of quantifying active signal mutual interference

実験結果は、連系台数が 2 台以上の場合に能動信号の同期ずれが要因と考えられる単独運転検出時間の遅延が確認された。また、6 及び 8 台連系時においては、1 秒を超過する結果が 1 回ずつ確認された。

単独運転検出時間が長くなる要因については、能動信号の相互干渉によるものと考えられる。そのため、単独運転検出時間と能動信号の相関について検証を行うこととした。

検証方法は、単独運転実験結果の能動信号について FFT 解析を行い、解析結果の中から基本波成分を抽出し、単独運転検出時間との相関を求めることとした。

(2・5) 能動信号と単独運転検出時間の相関 単独運転検出時間は、無効電力が 0Var 付近では長くなる傾向にあり、無効電力が大きく変動する場合には短くなる傾向にあることが判明した。

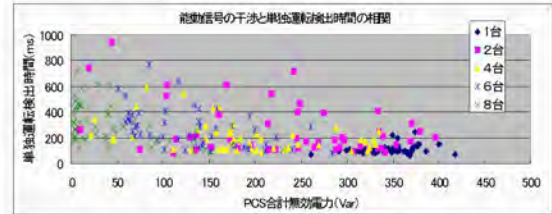


図 3 $P=0\%, Q=0\%$ の相関図

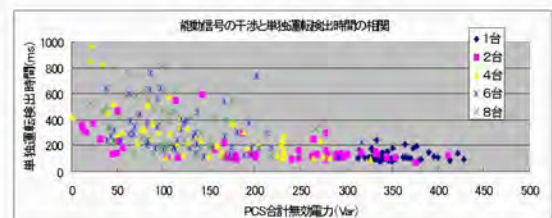


図 4 $P=0\%, Q=5\%$ の相関図

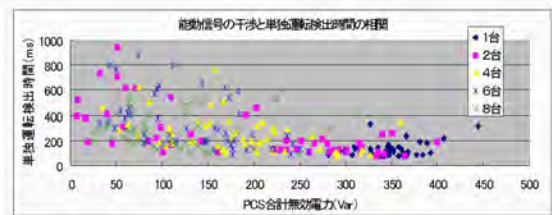


図 5 $P=0\%, Q=10\%$ の相関図

Fig.1. Method of quantifying active signal mutual interference

また、単機では、無効電力が 0Var 付近へは移動しないことが明確であるが、2 台以上の複数台になった場合には無効電力が 0Var 付近へ移動していることがわかる。すなわち、無効電力は、連系台数が増加すると共に低下し、単独運転時間が長くなるのが今回の実験から示された。

3. まとめ

本報告は、加速的普及に伴う PV システムが集中連系される場合に発生する能動的単独運転検出信号の相互干渉問題について、解列前の能動信号の FFT 解析結果と単独運転検出時間との相関について検討を行った。相関は、無効電力が 0Var 付近で単独運転時間が長くなり、連系台数が増加すると共に無効電力が 0Var 付近に移行することが示された。

文 献

- (1) 宮本, 横田, 西川, 杉原: 集中連系型太陽光発電システム実証研究の概要 平成 16 年電気学会全国大会



平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

438

PV用パワーコンディショナの単独運転検出機能に与える 誘導電動機回生エネルギーの影響に関する一考察

学生員 宮本 和典 正員 五十嵐 広宣 正員 黒川 浩助 (東京農工大学)

A Study on An Influence of Induction motor's Regenerative Power on Islanding Detection Device of PV Power Conditioner

Kazunori Miyamoto, Student-Member, Hironobu Igarashi, Member, Kosuke Kurokawa, Member,
(Tokyo University of Agriculture and Technology)

1. はじめに

近年、環境問題に対する意識が高まっており、太陽光発電は発電時に地球温暖化の原因となる二酸化炭素を排出しないクリーンなエネルギー源として広く普及が進みつつある。そのような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、電力系統と連系し使用するのに欠かせない保護機能を備えている。しかし負荷として電動機が接続された場合は、系統異常状態の一つである単独運転状態⁽¹⁾を検出することが困難となりうる⁽²⁾ことが指摘されている⁽³⁾。

筆者らは、パワーコンディショナに負荷として接続された電動機の挙動を解析し、特に電源から切り離れた後の電動機について、再現性の高い一般化モデルの開発に取り組み、単独運転防止機能の性能評価や開発に貢献することを目的とし研究を行っている。

2. 実験概要

同一配電線内に負荷として電動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難いという知見⁽²⁾がある。この理由としては、系統停電と同時にそれまで負荷として動作していた電動機が発電機のように振る舞うことが原因となり、パワーコンディショナの単独運転検出機能が系統停電を検出できない可能性が考えられる⁽³⁾。そこで本論文では電源から切り離れた後の電動機の電気的・機械的な挙動を調査した。

電動機には、研削加工用機器として一般に用いられているグラインダ (ト石研削機) を用いた。供試グラインダは、定格消費電力が 645 [W] の単相コンデンサモータである。図 1 のように、グラインダに並列に抵抗負荷 R_L を接続し、トライアックによるスイッチで回路を電源から切り離れた直後のグラインダの電気的な挙動を抵抗負荷での消費電力の変化として観測する回路を構成した。抵抗負荷での消費電力は、定格時に 10 [W], 100 [W], 200 [W] となるように変化させ実験を行った。

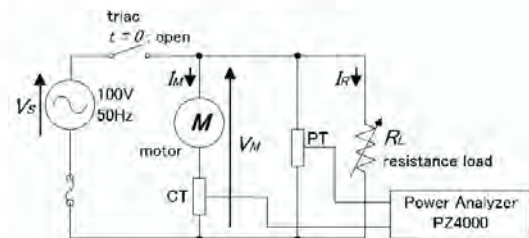


図 1 実験回路図

Fig 1 Experimental equipment.

3. 実験結果および考察

(3.1) 発電現象の確認

グラインダを無負荷で運転し回転数が一定となった後に、スイッチを開放しグラインダの電気的な挙動を観測した。その結果から求まる近似曲線を図 2 に示した。

これより電源から切り離れた直後の 1 秒間程度はグラインダから抵抗負荷に電力が供給されており、この間はグラインダが発電機として振る舞っていると考えられる。

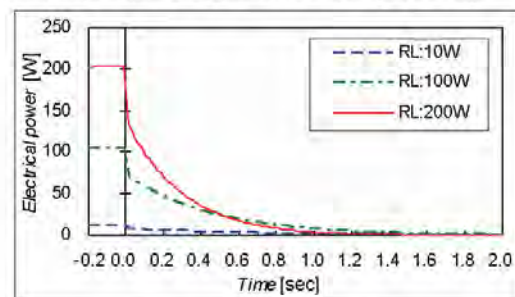


図 2 並列可変抵抗での消費電力

Fig 2 Electrical power consumed by resistance load.

(3.2) すべりの算出

(3.1)の結果を踏まえ、グラインダ極間電圧の周波数 f_{var} と回転子回転数 f_{rotor} から、式(1)によって算出した“すべり”

平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

とその近似直線を図 3 に示す。

図 3 より電源から切り離れたと同時に、すべりが負に転じており、グラインダが誘導発電機モードへ移行していることがわかる。

$$S = \frac{f_{VM} - f_{Rotor}}{f_{VM}} \quad (1)$$

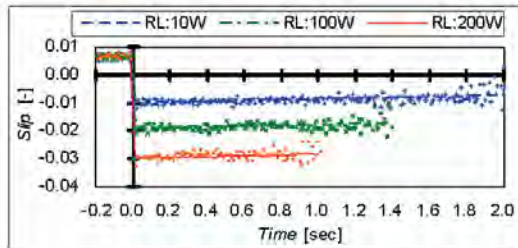


図 3 すべりの変化
Fig 3 Slip transition.

(3-3) 回転体の運動エネルギーの変化

前述のように、電源に接続されている間に電動機として動作していたグラインダは、電源から切断された直後からは発電機として動作していることが確認された。

このような発電現象のエネルギー源は回転体の慣性運動にあると仮定し、回転子の慣性運動による運動エネルギーに着目し、回転子の回転速度変化から回転子の仕事率の算出を行った。

まず回転子の構成物それぞれにおいて、式(2)より慣性モーメント J を算出し、結果を表 1 にまとめた。ここで M は質量、 D は構成物の直径を表す。表 1 より回転子の慣性モーメントは左右に備えている“ト石”の慣性モーメントが支配的であることがわかる。

$$J = \frac{1}{8}MD^2 \quad [\text{kg}\cdot\text{m}^2] \quad (2)$$

表 1 供試グラインダの慣性モーメント
Table 1 Component & inertia moment of Rotor.

| PARTS | Mass (kg) | Diameter (m) | Inertia moment (kg·m ²) |
|-------------------|-----------|--------------|-------------------------------------|
| Left grind stone | 1.370 | 0.205 | 7.197E-03 |
| Right grind stone | 1.360 | 0.205 | 7.144E-03 |
| Others | 3.520 | 0.027 | 3.208E-04 |
| TOTAL | | | 1.466E-02 |

次に慣性モーメントと式(3)~(5)によって、回転体の運動エネルギーを算出した。ここで ω は角速度、 $\dot{\omega}$ は角加速度、 T はトルク、 P は仕事率を表す。 $\omega \cdot \dot{\omega}$ は実測した回転子の回転速度変化から求めた。算出した運動エネルギーを指数関数で近似し、図 4 に示す。

図 4 よりグラインダの発電電力の変化は、回転体の仕事率の変化と比較し、減衰時間やその傾向が類似しているが、

それらの絶対値は一致していない。これは機械損の影響や、慣性モーメント算出時に質量分布を均一とした近似の誤差による影響が原因と考えられる。

$$\omega = 2\pi \cdot f_{Rotor} \quad (3)$$

$$T = J \cdot \dot{\omega} \quad (4)$$

$$P = \omega \cdot T \quad (5)$$

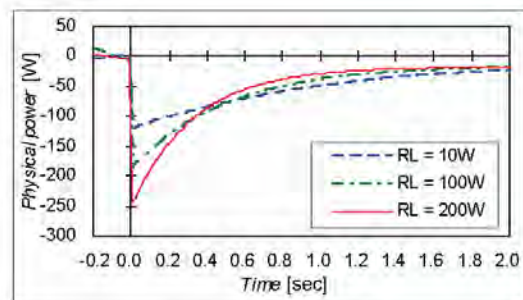


図 4 回転体の仕事率変化
Fig 4 Power transition of rotor.

4. まとめ

今回の実験に用いたグラインダは単相誘導電動機であり、通常であれば単相誘導機を発電機として使用する場合には、外部からの励磁が欠かせない。しかし今回の結果から、外部の励磁電源や回転子に対するトルクの受け渡しが無い状態においても、誘導電動機が発電機モードへと移行する現象が観測された。また回転体の運動エネルギー変化は、グラインダの発電電力と類似した傾向が見られた。

本報告ではある一台のグラインダを対象に実験を行った。回転機の容量に関わらず単独運転現象が確認される⁽⁴⁾という報告があるので、回転機容量の差異は本報告で検討した点においても存在しないのか確認する必要がある。

今後は種々の回転機において、停止過渡時での発電電力と回転体の仕事率の変化の相関性について、各特徴的なエネルギー量の計算といった詳細な分析・比較を行い、停止過渡現象時での発電現象を模擬できる電氣的回転機モデルを作成し、回転機が単独運転検出機能に与える影響の解明へとつなげていく予定である。

文 献

- (1) 社団法人 日本電気協会 系統連系専門部会：「系統連系規定 JEAC 9701-2006」, pp14(2006)
- (2) 五十嵐広宣 他：「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, 6-192, pp.341-342 (2005)
- (3) 五十嵐広宣 他：「共振負荷と回転機負荷の相違と単独運転試験への影響について」、電気学会論文誌 B, Vol. 127, No. 1, pp.192-199(2007)
- (4) 五十嵐広宣 他：「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 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 274, pp31 15-16(2005)



平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

68

誘導機負荷の発電確認と単独運転検出装置への影響について

正員 五十嵐 広宣*** 非会員 佐藤 孝則*
 学生員 宮本 和典** 正員 黒川 浩助**

About the power generation confirmation of the induction machine load and the influence on the islanding detection device

Hironobu Igarashi***, Member, Takashi Sato*, Non-member, Kazunori Miyamoto**, Student-member,
 Kousuke Kurokawa**, Member

The photovoltaic generation system must have protection device and islanding detection devices to connect with utility line of the electric power company. It is regulated in the technological requirement guideline and the electric equipment technology standard that the country provides. The islanding detection device detected purpose install for blackout due to the accident occurrence of the earth fault and the short-circuit in the utility line. When the islanding detection device detects the power blackout, it is necessary to stop the photovoltaic generation system immediately. If the photovoltaic generation system is not immediately stopped that electricity comes to charge the utility power line very at risk. We had already known that the islanding detection device can't detect the islanding phenomenon, if is there the induction machine load in the loads. Authors decided to investigate the influence that the inducement machine load gave to the islanding detection device. The result was confirmed the induction machine load had changed from the state of the electric motor into the state of the generator. And, the induction machine load that had entered the state of the generator changed into the electric motor driven at a synchronous speed and maintained the frequency. It was clarified not to be able to detect the islanding phenomenon because the frequency was maintained by the influence of the inducement machine load driven at a synchronous speed. The induction machine load was not able to be substituted by linear loads of an inductivity load and a capacitive load, etc. and was able to be confirmed from these results at the same time.

キーワード：太陽光発電システム、誘導機負荷、単独運転検出装置、単独運転、発電機

Keywords : Photovoltaic system, Induction machine load, Islanding detection device, Islanding, generator

1. 緒言

太陽光発電システム等の分散型発電システムは、電力会社等の配電線に連系運転を行う際に、配電線における電力品質や安全確保の面から、電気設備の技術基準⁽¹⁾や電力品質確保に係わる系統連系技術要件ガイドライン⁽²⁾及び系統連系規程⁽³⁾によって定められた単独運転検出装置等の保護装置を具備することが求められている。

この単独運転検出装置は、系統連系を行っている配電線において地絡や短絡事故等による停電が発生した場合に、

停電状態を速やかに検出し太陽光発電システムを当該配電線から解列させ、配電線への電力の供給（逆充電）を停止させることが目的である。

しかし、単独運転検出装置は、太陽光発電システムが電力を供給している負荷に、共振回路や回転機負荷等の回生エネルギーを持つ負荷などがある場合に、単独運転現象を検出できずに単独運転が継続することが確認されている⁽⁴⁾。また、著者らは、回生エネルギーを持つ共振負荷と回転機負荷の相違と単独運転検出装置へ与える影響について検証を行い、共振負荷よりも回転機負荷が単独運転を継続できる負荷であることを明確にした⁽⁵⁾⁽⁶⁾。すなわち、単独運転検出装置をより厳しい条件において性能評価する際に優れている負荷は、回転機負荷であることを明らかにした。

単独運転検出装置の評価に用いられている回転機負荷は、誰もが一般的に入手可能な製品であり日常一般的に使用されている機器であることを前提条件に検討及び選択さ

* 財団法人 電気安全環境研究所
 〒151-85450 東京都渋谷区代々木 5-14-12
 Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories.
 5-14-12, Yoyogi, Shibuyaku, Tokyo 151-8545
 ** 国立大学法人東京農工大学工学府電子情報工学専攻
 〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16
 Tokyo University of Agriculture and Technology.
 2-24-16 Naka-cho, Koganei 184-8588

平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

れた誘導機負荷のことである。また、誘導機負荷が試験用負荷として用いられたのは、財団法人 電力中研究所が新エネルギー・産業技術総合開発機構から委託された研究開発事業^{(6)~(11)}において、系統連系保護装置の評価手法として開発した回転機負荷試験法⁽⁹⁾が始まりである。

この回転機負荷試験法における誘導機負荷の持つ意味は、実際に配電線に負荷として存在する誘導機負荷を模擬すると共に、配電線から切り離された後の空回転する誘導機負荷が、配電線電圧及び周波数の主導的な役割を果たし、同一配電線に接続された太陽光発電システムや回転機発電機を模擬する負荷として採用されたことである。

しかし、配電線から切り離された後の誘導機負荷がどのような挙動を示し、単独運転検出装置に影響を与えているのかは未だ明確にされていない。

今回、著者らは、単独運転検出装置の評価手法用として用いられている誘導機負荷について、配電線から切り離された後の挙動について着目し、誘導機負荷の挙措及びその挙措が単独運転検出装置へどのような影響を与えているのかを検証することとした。

検証結果は、配電線から切り離された後の誘導機負荷単体は、誘導機が電動機として運転している電動機状態から、誘導機が発電機として運転している発電機状態に変化することが確認できた。また、発電機状態となる誘導機負荷は、連系している配電線へ電力を供給する特性を併せ持つことが確認できた。

次に、誘導機負荷と実機のパワーコンディショナと組み合わせることで単独運転試験を行った。その結果は、配電線から切り離された後の誘導機負荷は、電動機状態から発電機状態に変化し、その後同期速度で運転する誘導機に変化することからパワーコンディショナの出力周波数と誘導機負荷の周波数が維持され単独運転が継続することが確認された。

2. 誘導機負荷の発電について

(2-1) 誘導機負荷の概要 単独運転検出装置の評価に用いている誘導機負荷は、一般に市販されているグラインダーと言われる機器である。グラインダーの仕様を表 1 に示す。

表 1 誘導機負荷の仕様

Table 1. Spec of the inducement machine load.

| Electric ratings | Size of motor W[m] × H [m] | The size of the Flywheel D[m]W[kg] | Moment of inertia [kg · m ²] |
|--|-------------------------------|--|--|
| 1Φ 100V, 6.5A, 50/60Hz, 2960/3560rpm Output power 645W | W:0.452 H:0.267 | D:0.205 × 2 W:1.300 × 2 | 0.015 |

通常グラインダーは、誘導電動機のシャフトに研磨用の砥石を取り付け、回転している砥石部分に鉄等の切れ端部分を当て、研磨を行う機器である。

グラインダーを単独運転検出装置の評価用負荷として使用する場合は、グラインダーを空回転（無負荷）状態にて運転をする。回転している砥石は、砥石自身の重さと大きさによって運動エネルギーである慣性モーメントを持ち、慣

性負荷となる。そのため、配電線から切り離された後も慣性によって回転し続ける誘導機負荷は、発電機状態へ変化することにより、発電した電力が単独運転検出装置へ影響を与えると考えられている。

そのため、配電線から切り離された誘導機負荷単体が、電動機状態から発電機状態に変化するかを検証した。

(2-2) 誘導機負荷の発電について 誘導機負荷は、主巻線と副巻線にコンデンサを直列接続した一般的なコンデンサ型誘導電動機である。

発電状態の確認は、図 1 に示す回路図にて以下の手順に従い誘導機負荷の主巻線電流 [Am], 副巻線電流 [As], コモン電流 [Ac], 電圧 [V₁] 及び回転数 [rpm] の計測を行った。

- ① 回転機負荷を定常運転状態（無負荷）で運転する。
- ② 並列抵抗負荷 [R] を 10 [Ω] に設定し、SW_f を投入する。
- ③ t=0 のタイミングで開閉器 SW_{mg} を開放し、配電線から切り離された状態とする。
- ④ 開閉器 SW_{mg} 開放前後の波形を測定する。

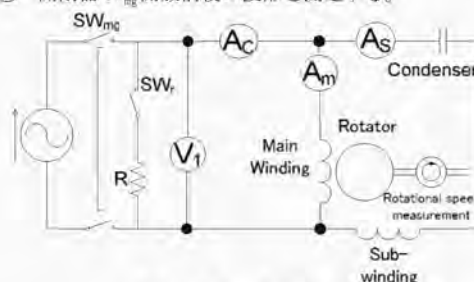


図 1 誘導機負荷の回路図

fig. 1. Circuit chart of inducement machine load.

計測結果は、図 2 に示すとおり開閉器 SW_{mg} 解放後にコモン電流 [Ac] 及び主巻線電流 [Am] の流れる方向が反転し、誘導機負荷から電流が放出していることが確認できた。

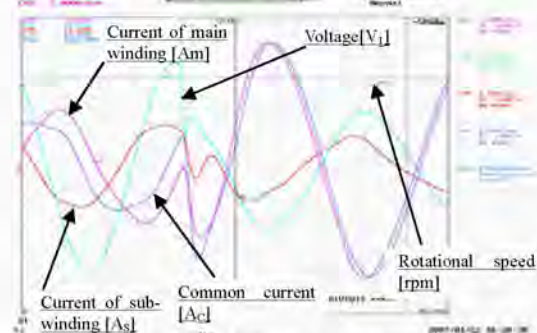


図 2 誘導機負荷の発電状態計測結果

fig. 2. Power generation state measurement result of inducement machine load.

誘導機負荷の主巻線電流 [Am] 及びコモン電流 [Ac] の流れる向きが反転する現象は、外部電源から電力の供給を受け



平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

た状態で、誘導機負荷として運転を行っている状態から、開閉器 $SW_{開}$ を解放した後、外部に接続された並列抵抗負荷 [R] に誘導機負荷から電力を供給したことによるものと考えられる。しかし、計測結果の波形からでは、実際に電動機状態から発電機状態に変化したか不明確である。

誘導機負荷が電動機状態から発電機状態に変化したことを確認するには、開閉器 $SW_{開}$ 解放前後のすべり [S] の変化について求めることにより各状態について明らかにすることができる。

〈2・3〉配電線から切り離された後の状態解析 誘導機負荷が電動機状態から発電機状態となるには、回転数 [N] が同期速度 $[N_s]$ を越えて運転しているかを確認すればよい。誘導機負荷は、誘導電動機であることから、通常すべり [S] が 0~1[S] の範囲で運転されている。そのため、すべり [S] が、0 よりも小さくなればその間は発電機状態に変化したと考えられる。

すべり [S] は、(1) 式の同期速度と回転数から求められる。

$$S = \frac{(N_s - N)}{N_s} \dots\dots\dots(1)$$

S : すべり [S]
 N_s : 同期速度 [rpm]
 N : 回転数 [rpm]

しかし、開閉器 $SW_{開}$ 開放後の誘導機負荷の同期速度 $[N_s]$ は、配電線から切り離されることから周波数が常に変化する。そのため、変化する周波数に合わせて同期速度 $[N_s]$ も時々刻々と変化することになる。配電線から切り離された後の同期速度を求めるには、開閉器 $SW_{開}$ 開放後の周波数と磁極の数が明確になれば(2)式より求めることができる。

誘導機負荷の磁極数 [P] は通常運転時の同期速度 $[N_s]$ から求められる。また、開閉器 $SW_{開}$ 開放後の誘導機負荷の周波数は、配電線から切り離された後に残る電圧波形から電圧がゼロを通過するゼロクロス点を求め、一周期毎の時間から周波数を算出した。算出した周波数を図 3 に示す。

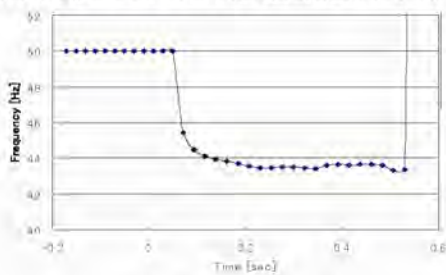


図 3 周波数の算出結果

fig. 3. Calculation result of frequency.

$$N_s = \frac{120 \cdot f}{p} \dots\dots\dots(2)$$

N_s : 同期速度 [rpm]
 f : 周波数 [Hz]

P : 磁極の数

同期速度は、電圧波形から算出した周波数 [f] を(2)式に代入し算出を行った。算出結果の同期速度 $[N_s]$ を図 4 に示す。

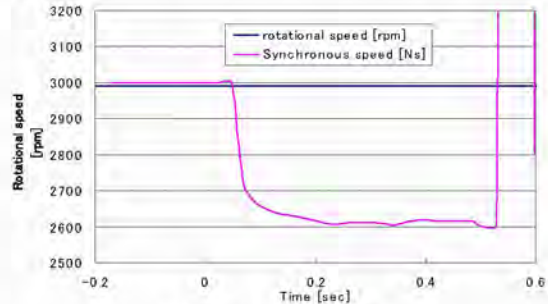


図 4 同期速度の計算結果

fig. 4. Calculation result of synchronous speed.

また、算出した同期速度 $[N_s]$ と計測した回転数 [rpm] を(1)式に代入し、すべり [S] を算出した。算出したすべりを図 5 に示す。

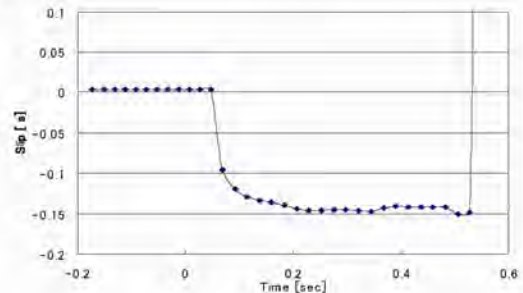


図 5 すべりの算出結果

fig. 5. Calculation result of Slip.

算出されたすべり [S] は、開閉器 $SW_{開}$ 開放後にマイナス (S<0) になっていることが確認できた。すなわち、すべり [S] が 0 より小さい状態であることから、誘導機負荷が電動機状態から発電機状態に変化していることが明確になった。配電線から切り離された誘導機負荷は、外部に接続された負荷に電力を供給するため周波数低下するが、回転子は慣性エネルギーを持つ磁石の影響によって回転速度が低下しないことから、発電機状態へと変化したと考えられる。

〈2・4〉回転機負荷の発電状態 開閉器 $SW_{開}$ 開放後の誘導電動機は、慣性エネルギーを持つ磁石が、回転子の回転数の低下を防ぐことにより回転数が維持され、電動機状態から発電機状態へ運転状態を変化することが確認できた。

すなわち、配電線から切り離された誘導機負荷は、発電機状態となる。発電機状態となる誘導機負荷が、実際の単独運転防止装置へどのような影響を与えるのを検証するため、実機のパワーコンディショナと組み合わせて単独運転実験を行うこととした。

平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

3. 誘導機負荷の発電現象による単独運転検出装置への影響について

(3-1) 単独運転防止の実験条件 単独運転防止の実験方法は、図 6 に示す一般住宅用太陽光発電システムが配電線に連系運転している状態をモデル化した実験回路にて行った。また、当該実験回路は、日本国内の認証試験方法⁽¹²⁾及び IEC⁽¹³⁾規格においても採用されている。

太陽光発電システム用パワーコンディショナが配電線と連系運転を行なっている状態から、開閉器 SW_{CB} を開放し配電線から切り離された状態（停電状態）を発生させ、太陽光発電システムと負荷だけの状態とする。

単独運転検出装置の評価方法は、配電線から切り離された状態から単独運転検出装置が単独運転現象を検出し、パワーコンディショナのゲートブロック信号及び解列信号（開閉器解列信号）が出力するまでの時間を計測することとした。

今回単独運転実験に用いた供試機器のパワーコンディショナの仕様は、定格出力 4[kW]、受動的単独運転検出装置：電圧位相跳躍検出方式、能動的単独運転検出装置：周波数シフト検出方式を採用したものである。また、単独運転検出装置以外の保護継電器は、工場出荷時整定値に設定された過電圧 OVR:115.0[V]、不足電圧 UVR:85.0[V]、過周波数 OFR:51.0[Hz]、不足周波数 UFR:48.5[Hz]とした。

(3-2) 単独運転実験方法 単独運転実験は、図 6 に示す負荷 (R_{ASC}) が接続されている箇所を潮流点とし、パワーコンディショナから発電する電力量に対し負荷量を増減させ、負荷条件を設定し単独運転の継続時間の計測を行う。

潮流点における順潮流量と逆潮流量の調整は、有効電力計[We2]及び無効電力計[W_{r2}]にて計測を行い、有効電力量及び無効電力量それぞれをパワーコンディショナの定格出力 -10%~+10%の範囲において 5%刻み毎で調整を行った。

したがって、単独運転実験の計測点数は、有効電力量及び無効電力量の組み合わせによって合計 25 の負荷条件となる。単独運転の継続時間測定方法は、以下の手順によって行った。

- ① パワーコンディショナを定格出力状態になるように運転する。

- ② 有効電力の調整は、パワーコンディショナの定格出力に対して -10% (3600W), -5% (3800W), 0% (4000W), +5% (4200W), +10% (4400W) の各 5 条件となるようそれぞれ抵抗を調整する。
- ③ 無効電力の調整は、パワーコンディショナが運転を開始し定格出力になった後、容量性負荷を調整し、パワーコンディショナの定格出力に対して、-10% (-400Var), -5% (-200Var), -0% (0Var) となるように調整する。また、無効電力を +5% (200Var), +10% (400Var) に調整する場合は、誘導性負荷を調整し行う。
- ④ 単独運転の継続時間の計測は、 $t=0$ 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のゲートブロック信号が出力されるまでの $\Delta X[\text{Sec}]$ について測定を行う。

(3-3) 単独運転実験結果 単独運転の継続時間計測結果は、図 7 及び表 2 に示すとおり、無効電力量が -5%~+5% 及び有効電力量が -10%~+10% の範囲で単独運転が 2 秒以上継続することが確認された。

次に、単独運転が 2 秒以上継続している負荷条件について、誘導機負荷の運転状態について検証を行うこととした。

なお、図 7 における単独運転が 2 秒以上継続している負荷条件は、パワーコンディショナの停止時間を計測ができないことから 0 秒として表記した。

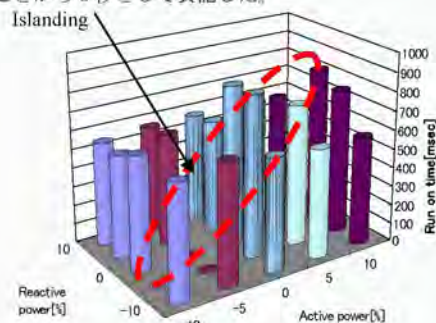


図 7 単独運転の継続時間
fig. 7. Continuance time of islanding.

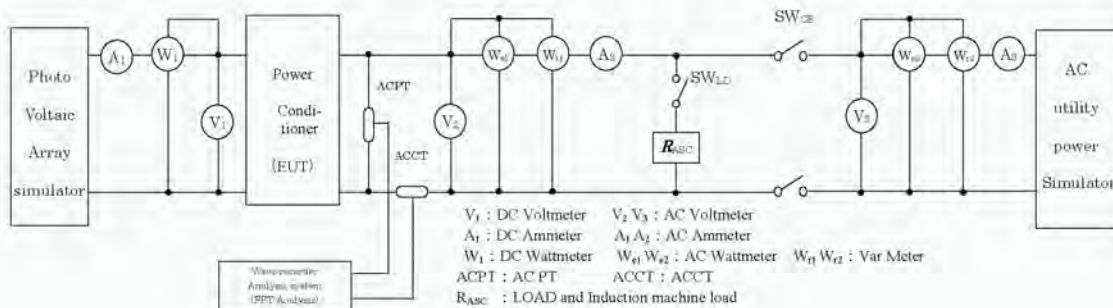


図 6 単独運転実験回路図
fig. 6. The circuit of islanding tests.



平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

〈3-4〉単独運転継続時の誘導機負荷の解析 単独運転検出装置は、配電線から切り離された直後に誘導機負荷が発電機状態へ変化し、単独運転の状態を検出できないと考えられている。

したがって、誘導機負荷の運転状態の検証は、前項に記述したすべり算出方法を用いて、配電線から切り離される前後のすべりについて算出し、誘導機負荷が発電機状態にあるかを確認することとした。

各単独運転実験結果におけるすべりを表3に示す。

すべりの算出結果は、無効電力がマイナス側（進み力率）へ調整された負荷条件において、誘導機負荷が発電機状態($S < 0$)となることが多く確認された。また、単独運転の継続の有無及び誘導機負荷の運転状態との関係について、負荷条件毎に以下の3種類に分類することができる。

- ① 誘導機負荷が発電機状態において、単独運転が継続した負荷条件
- ② 誘導機負荷が発電機状態において、単独運転が継続しない負荷条件
- ③ 単独運転が継続しているが、回転機負荷が発電機状態となっていない負荷条件

①の状態における誘導機負荷のすべりの算出結果は、電動機状態から一旦発電機状態へ変化し、同期電動機状態に近い状態運転した後、誘導機負荷の電動機状態に戻ることが示された。この結果の代表例として、 $P=-5\%, Q=-5\%$ の負荷条件におけるすべりと周波数を図8に示し、回転数と同期速度を示す図9に示す。

単独運転が継続した理由は、発電電力よりも負荷が少ない負荷条件において、配電線から切り離されたとき誘導機負荷が発電機状態へ変化し、その後同期電動機状態に近

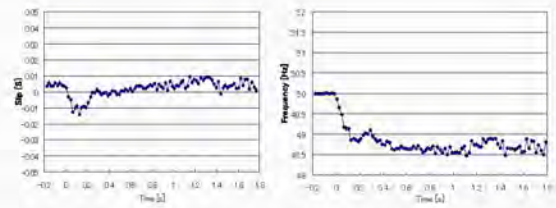


図8 単独運転実験のすべり及び周波数 ($P=-5\%, Q=-5\%$)
fig. 8. Slip and Frequency of islanding test. ($P=-5\%, Q=-5\%$)

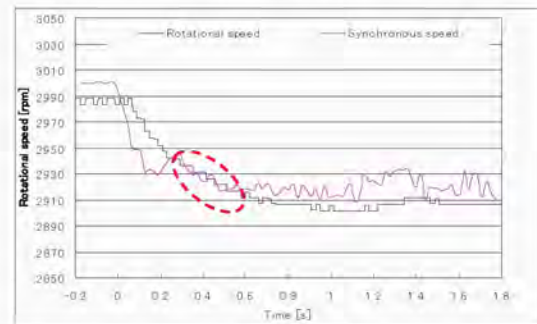


図9 単独運転実験の回転数及び同期速度 ($P=0\%, Q=-5\%$)
fig. 9. Rotational speed and synchronous speed of islanding test. ($P=0\%, Q=-5\%$)

い状態へ変化することにより、誘導機負荷が周波数の維持を補助し、それに伴いパワーコンディショナ出力周波数が維持された周波数へ追従しながら運転制御を行ったことが要因と考えられる。また、発電電力よりも負荷が少ない場合は、電圧低下が防止されると共に、パワーコンディシ

表2 単独運転継続時間の計測結果

Table 2. Measurement result of continuance time of islanding

| | | Active power [W] | | | | |
|----------------------|------|--|--|----------|--|--|
| | | -10% | -5% | 0% | +5% | +10% |
| Reactive power [var] | +10% | 550.20mS | 570.10mS | 576.60mS | 593.60mS | 572.60mS |
| | +5% | 545.50mS | 591.00mS | 601.80mS | 686.80mS | The islanding continues for more than two seconds. |
| | 0% | 607.10mS | The islanding continues for more than two seconds. | 843.50mS | The islanding continues for more than two seconds. | 825.10mS |
| | -5% | The islanding continues for more than two seconds. | The islanding continues for more than two seconds. | 851.90mS | 743.50mS | 764.80mS |
| | -10% | 601.80mS | 635.50mS | 597.20mS | 576.40mS | 574.50mS |

表3 誘導機負荷の発電状態解析結果（すべり）

Table 3. Power generator state analysis result of induction machine load (Slip)

| | | Active power [W] | | | | |
|----------------------|------|------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | -10% | -5% | 0% | +5% | +10% |
| Reactive power [var] | +10% | $S > 0$ | $S > 0$ | $S > 0$ | $S > 0$ | $S > 0$ |
| | +5% | $S > 0$ | $S > 0$ | $S > 0$ | $S > 0$ | $S < 0$ |
| | 0% | $S > 0$ | $S < 0$ | $S > 0$ | $S < 0$ | $S < 0$ |
| | -5% | $S < 0$ | $S < 0$ | $S < 0$ | $S < 0$ | $S < 0$ |
| | -10% | $S < 0$ | $S < 0$ | $S < 0$ | $S < 0$ | $S < 0$ |

平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

ヨナは電圧型電流制御によって運転制御をおこなっていることから、更に電圧の低下が防止されたと考えられる。これらの、条件が合い重なることにより、誘導機負荷が一旦発電機状態へ変化し電気エネルギーを放出した後、誘導機負荷へ返るとき、同期速度が回転速度と同等となるため同期電動機のような振る舞いとなり、周波数が維持されことにより単独運転の継続が発生したと考えられる。

②の状態における誘導機負荷のすべりの算出結果は、電動機状態から一旦発期状態に変化し、同期電動機状態に近い状態で運転していることが示された。

この結果の代表例として、 $P=0\%, Q=-5\%$ の負荷条件におけるすべりと周波数を図 10 に示し、回転数と同期速度を示す図 11 に示す。

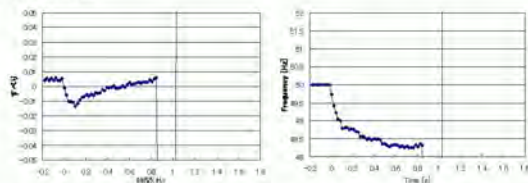


図 10 単独運転実験のすべり及び周波数 ($P=0\%, Q=-5\%$)
fig.10. Slip and Frequency of islanding test..($P=0\%, Q=-5\%$)

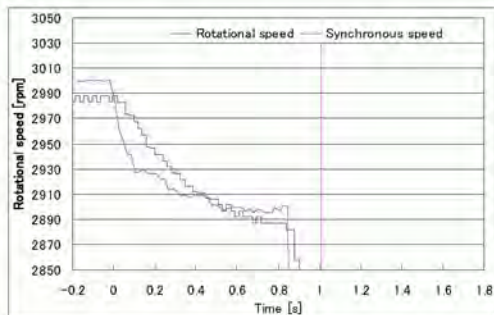


図 11 単独運転実験の回転数及び同期速度 ($P=0\%, Q=-5\%$)
fig. 11. Rotational speed and synchronous speed of islanding test.($P=0\%, Q=-5\%$)

誘導機負荷が発電しているにもかかわらず単独運転の継続時間が短かった理由は、①の負荷条件よりも負荷量が多いため周波数の低下する速度が速く、更に単独運転検出装置による周波数を変化させる要素が加わり、不足周波数リレーの限界値(48.5Hz)を超えたことが要因として考えられる。

③の状態における誘導機負荷は、配電線と切り離された前後のすべり及び周波数に変化がないことから単独運転を継続していることがわかった。この結果の代表例として、($P=-5\%, Q=0\%$) におけるすべり及び周波数を図 12 示す。

誘導機負荷が発電機状態にならずに周波数が維持される現象は、配電線から切り離される前後において、発電量と

負荷量が平衡状態になっていたことが要因として考えられる。

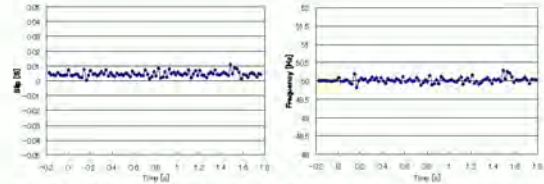


図 10 単独運転実験のすべり及び周波数 ($P=-5\%, Q=0\%$)
fig. 10. Slip and Frequency of islanding test. ($P=-5\%, Q=0\%$)

従来、この現象が発生すると考えられていた負荷条件は、発電量と負荷量が平衡状態 ($P=0, Q=0$) であるときに発生すると考えられていた。しかし、パワーコンディショナ内にある誘導性や容量性の部品によって、潮流点において平衡状態に合わせた負荷条件であっても、配電線から切り離される後に、それらの部品による影響によって不平衡樹大になる。そのため、不平衡状態の負荷条件において、配電線から切り離された後に、発電量と負荷量が平衡状態になり単独運転が継続したものと考えられる。

4. まとめ

本論文は、誘導機負荷として用いられている誘導電動機が、配電線から切り離された後に発電機状態となることを配電線から切り離された後に残る電圧から周波数を算出し、算出された周波数から同期速度 [Ns] を求め、実測した回転数 [rpm] と算出された同期速度 [Ns] からすべり [S] を求め確認した。

また、発電機状態となる誘導機負荷は、実際の単独運転防止装置へどのような影響を与えるのを検証するため、実際のパワーコンディショナと回転機負荷を組み合わせる単独運転実験を行なった。その結果は、配電線から切り離されたとき誘導機負荷が発電機状態へ変化し、その後に同期電動機状態に近い状態へ変化することにより、誘導機負荷が周波数の維持を補助し、それに伴いパワーコンディショナの出力周波数が維持された周波数へ追従しながら運転制御を行ったことが単独運転の継続の要因となった。

また、発電機状態にもかかわらず単独運転が継続しなかったケースもあることから、単独運転が継続する要因は、誘導機負荷が発電機状態だけではなく負荷バランスやパワーコンディショナの運転制御が組み合わさった条件で発生することが確認できた。更に、誘導機負荷が発電機状態や同期電動機状態と類似する運転へと状態を変化させる性能を持っていることが明らかになり、線形負荷等では代替できないことが合わせて確認できた。



平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会

文 献

- (1) 経済産業省原子力安全・保安員 編「電気設備の技術基準」最終改正
平成 18 年 6 月 解釈改正
- (2) 資源エネルギー庁「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」平成 16 年 10 月 1 日 資源エネルギー庁
- (3) 系統連系規程 JEAC 9701-2006 社団法人 日本電気協会 系統連系専門部会
- (4) Takanori Murakami, Kousuke Kurokawa, Hiromu Kobayashi, Kiyoshi Takigawa "Dynamic characteristic simulation of the utility interconnected PV system - Effect of the induction motor on the detection of islanding-"
村上高徳, 黒川浩介, 小林広武, 滝川清「系統連系型太陽光発電の動特性シミュレーション -誘導機負荷が単独運転検出装置に与える影響の評価-」, 平成 10 年 電気学会電力エネルギー部門大会 P472~P473
- (5) Hironobu Igarashi: "About the influence on the difference and the islanding test of the resonance load and the motor load" 〓 IEEJ Trans. PE, Vol.127 No1 2007 p.192~199)
五十嵐広宣:「共振負荷と回転機負荷の相違と単独運転試験への影響について」, 平成 19 年 電気学会論文誌 B, 平成 19 年 1 月 Vol.127, p.192~199
- (6) 『ニューサンシャイン計画 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書』として、平成 5 年度 太陽光発電システム実用化技術開発「太陽光発電利用システム評価技術の研究開発」(周辺技術評価システムの研究開発)』
- (7) 『ニューサンシャイン計画 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書』として、平成 6 年度 太陽光発電システム実用化技術開発「太陽光発電利用システム評価技術の研究開発」(周辺技術評価システムの研究開発)』
- (8) 『ニューサンシャイン計画 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書』として、平成 7 年度 太陽光発電システム実用化技術開発「太陽光発電利用システム評価技術の研究開発」(周辺技術評価システムの研究開発)』
- (9) 『ニューサンシャイン計画 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書』として、平成 8 年度 太陽光発電システム実用化技術開発「太陽光発電利用システム評価技術の研究開発」(周辺技術評価システムの研究開発)』
- (10) 『新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書』として、平成 4 年度 分散型新発電技術実用化実証研究に関する保護機能等試験方法の確立』
- (11) 『新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書』として、平成 5 年度 分散型新発電技術実用化実証研究に関する保護機能等試験方法の確立』
- (12) 太陽電池発電システム用系統連系保護装置等の試験方法 作成:財団法人電気安全環境研究所(平成 14 年 10 月)
- (13) IEC 62116: Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters



9

熱電対による太陽電池モジュールの温度測定方法

学生員 ○ 高橋晶子 (東京農工大学) 学生員 津野裕紀 (東京農工大学)
 会員 黒川浩助 (東京農工大学)

Thermometry method of Photovoltaic Modules
 by thermocouples

Akiko TAKAHASHI, Yuki TSUNO,
 and Kosuke KUROKAWA

Tokyo University of Agriculture and Technology
 Kosuke Kurokawa Lab., 2-24-16 Naka-cho, Koganei,
 Tokyo, 184-0012 Japan
 Tel. & Fax: +81-42-388-7445,
 e-mail: 50004257056@st.tuat.ac.jp

ABSTRACT

The module temperature is important to calculate the output electricity of the PV module. However, difference of temperature may occur by the difference of the measurement method because the thermometry method of the PV module is not defined precisely.

In this paper, the differences of the fixed materials of the thermocouple are discussed. Based on the experiments, we propose a method to fix a thermocouple with an insulating tape and aluminum tape.

キーワード: モジュール温度, 熱電対

Keywords: Module temperature, Thermocouple

1. はじめに

屋外に設置された太陽電池モジュールのモジュール温度は、太陽からの放射や周囲温度、風速、周囲への放射などにより常に変動する¹⁾。モジュール温度は、太陽電池モジュールの出力電力、変換効率及び温度係数を算出するのに重要であるため、正確な温度を測定する必要がある。

現在、太陽電池モジュールの温度測定方法は統一されていないが、多くの機関ではモジュール裏面の中央付近に

熱電対を固定して温度測定を行っている。しかし、熱電対の固定方法や固定位置の違いにより温度に差が生じている可能性がある。

従来、太陽電池モジュールの温度推定に関する研究は関心の高いテーマであり、数多くの文献を見かけるが、温度測定方法に関する資料は比較的少ない。

そこで本研究では、モジュール温度を熱電対で測定する際の熱電対の固定方法の違いによる影響を確かめるため、実験を行い検証した。その結果に基づき、比較的モジュール温度に近い固定方法について考察する。

2. 表面温度測定

表面温度の測定方法は接触法と非接触法に大別されるが、本研究では熱電対を太陽電池モジュールの裏面に直接貼付して測定する接触法について述べる。

熱電対の表面温度測定は、表面と熱電対との接触部において、固定方法の違いによるもの及び熱電対の径などによって誤差が生じる。対流及び輻射による影響を分離測定ができず、真の表面温度が不明確であり、その誤差の絶対量をとらえることは出来ない²⁾が、本研究は熱電対の固定方法の違いによる測定温度の差を考察する。

現在、モジュール温度を測定するための熱電対の固定方法は様々であるが、アルミテープやシリコンなどで太陽電池モジュールに固定している機関が多くみられる。

熱電対の固定方法の違いによる温度の誤差研究として宮野氏らは、熱電対の固定材料はアルミ箔のように熱伝導率や温度伝播率が大きく、しかも厚さが薄く、熱電対となじみが良く表面と密着しやすいものが好ましいことを実験から明らかにした³⁾。しかし、これは一般の建築材料の温度を測定することを目的としているため、本研究では太陽電池モジュールの温度測定の場合について検討した。

今回の実験では様々な種類のある熱電対の中から T 型のシート状熱電対を用いた。その理由は、太陽電池モジュールの裏面と熱電対がしっかり接触し、間に空気が入るのを防ぐためである。



3. 屋内実験

3.1. 実験概要

熱電対の固定方法の違いにより測定温度に差が生じるか確かめるため、条件が安定していて太陽電池の温度特性を取得しやすい室内で実験を行った。

実験では照度ムラを少なくするために 125mm×125mm の太陽電池セルを使用した。実験概要を Fig.1 に示す。実験装置は太陽電池セル、LED 光源、リファレンスセルおよびデータロガーから構成する。太陽電池セルは LED 光源に対して水平になるように設置し、表面に均一に光が照射するようにした。初め、太陽電池セルに光を当てずに室温に保った状態から LED 光を当てて一定温度になるまで温めた。

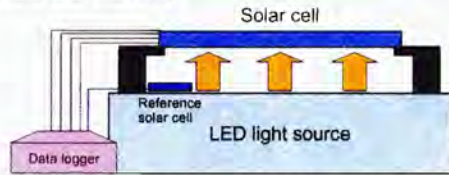


Fig.1 Schematic view of the indoor experiment

太陽電池セルの温度は、裏面に熱電対を次の 4 種類の固定方法で固定し、測定を行った。

- (1) 絶縁テープ+アルミテープ
- (2) 絶縁テープ+RTV ゴム
- (3) 絶縁テープ+ガムテープ
- (4) 絶縁テープ

絶縁テープ（ニトフロンテープ、日東電工社製）はシート状熱電対の感温部が導電するのを防ぐ目的で貼った。それぞれ Fig.2 のようにシート状熱電対の感温部が全て覆われるように同じ寸法で貼り付けた。

また、実験を行う前にサーモカメラを使って太陽電池セルに光が照射した時の温度ムラを調べ、その中で最もムラの少ない部分に熱電対を 4 種類の固定方法で固定した。

温度測定と同時に太陽電池セルの開放電圧、表面付近及び裏面付近の温度、リファレンスセルで LED 光源の照度変化も測定した。全てのデータは 1 秒間隔で測定した。

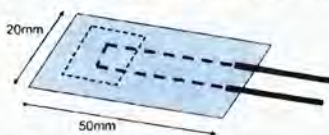


Fig.2 Fixation of the thermocouple

3.2. 実験結果

Fig.3 に太陽電池セルの温度と開放電圧の測定結果を示す。固定方法(1)~(4)の測定温度を比較すると、測定開始時は 4 種類とも同じ温度であったが、太陽電池セルに

光を照射して一定温度に達した際、測定温度に明らかな差がみられた。Table.1 は太陽電池セルが一定温度に達した部分のそれぞれの平均温度である。(1)と(4)の差は約 3°Cであった。

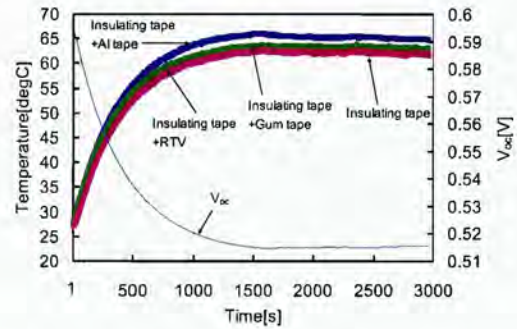


Fig.3 Experimental result of the indoor experiment

Table.1 Steady operating temperature

| Materials of fixation | Steady operating temperature(°C) |
|--------------------------|----------------------------------|
| Insulating tape+Al tape | 65.1 |
| Insulating tape+RTV | 62.9 |
| Insulating tape+Gum tape | 63.3 |
| Insulating tape | 62.2 |

4. 屋外実験

4.1. 実験概要

実際に屋外に設置された太陽電池モジュールの温度を測定する際、熱電対の固定方法の違いにより測定温度に変化が見られるか確かめるために実験を行った。

実験概要を Fig.4 に示す。実験装置は太陽電池モジュール、日射計及びデータロガーから構成する。太陽電池モジュールと日射計は傾斜角 30 度の架台に固定した。

実験を行う前にサーモカメラを使って太陽電池モジュールに光が照射した時の温度ムラを調べ、ムラの少ない部分に熱電対をした。熱電対の固定方法は屋内実験と同様の 4 種類である。

この実験は 2007 年 9 月 22 日に東京都小金井市にある東京農工大学工学部 3 号館の屋上にて行った。



Fig.4 Picture of the outdoor experiment



4.2. 実験結果

Fig.5 の各測定結果から、短時間での温度の変動を見たところ 4 種類ともほぼ同じ動きをしているのが確認できた。

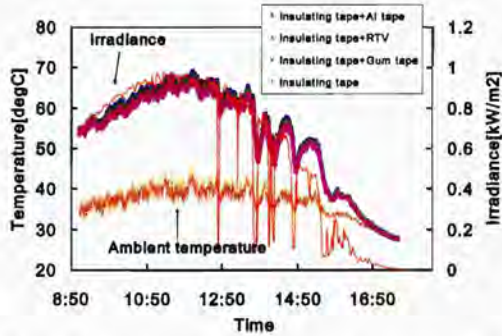


Fig.5 Experimental result of the outdoor experiment

5. 考察

屋内実験の結果より、太陽電池の温度が一定温度に達した時、固定方法の違いによる測定温度の差が確認された。

ここで、太陽電池セルに照射する光の照度の変化がない場合、開放電圧と温度は比例関係になる性質がある。式(1)は開放電圧の式であり、これをみると温度 T 以外は全て定数であることから開放電圧は温度に比例することがわかる。^[4]

$$V_{oc} = \frac{E_g}{q} - \frac{kT}{q} \ln \frac{A}{I_{ph}} \quad (1)$$

(E_g :禁制帯幅[eV], k :ボルツマン定数[eV/K], q :電子電荷[C], I_{ph} :光電流[A], T :温度[K], A :比例定数)

このことから Fig.3 の測定開始温度と一定温度に達した時の、開放電圧をそれぞれ 2 点とり、比例関係で表わしたものが Fig.6 である。この直線上の値を理想値とする。Fig.7 では理想値と測定値との差をとり、比較を表わしている。これより、(2) (絶縁テープ+RTV ゴム) と(3) (絶縁テープ+ガムテープ) は理想値からのずれが大きいことがわかる。この原因は、RTV ゴムとガムテープの表面に凹凸があるため輻射の影響が比較的大きく現れたと考えられる。ここから、温度の過渡特性をよくとらえているものは(1) (絶縁テープ+アルミテープ) と(4) (絶縁テープ) と判断できる。

Table.2 では、Fig.6 の理想値から算出したそれぞれの開放電圧の温度係数を示している。(1)と(4)の温度係数を比較すると約 0.03%/°C の差があることがわかる。

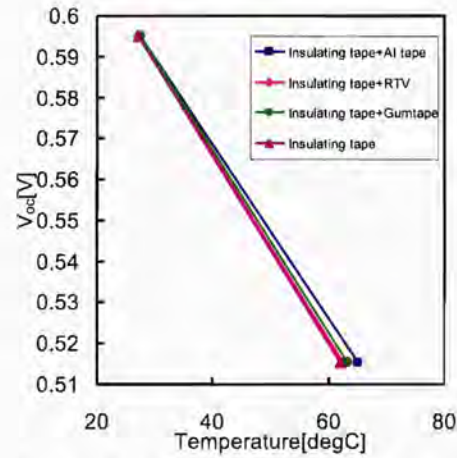


Fig.6 Ideal relationships between open circuit voltage and temperature

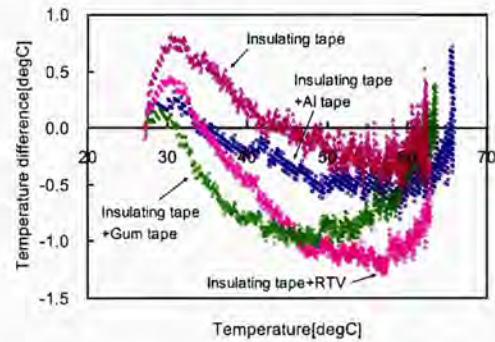


Fig.7 Compare of measurement and ideal temperature

Table.2 Voltage temperature coefficients

| Materials of fixation | Temperature coefficient(%/°C) |
|--------------------------|-------------------------------|
| Insulating tape+Al tape | 0.32 |
| Insulating tape+RTV | 0.34 |
| Insulating tape+Gum tape | 0.34 |
| Insulating tape | 0.35 |

ここで、(1)と(4)の固定方法でモジュール温度に近い温度はどちらであるか考察する。

太陽電池モジュールは屋外に設置され常に発電を行っているためモジュール温度が大気温度より低くなることは起りえないため、熱流は常に太陽電池モジュール内のセルから大気へと流れる。すると、熱電対と大気との熱抵抗が大きくなるほど太陽電池モジュールから大気に流れる熱流は小さくなり、熱電対の温度はモジュール温度に近づくと考えられる。

絶縁テープのみで固定した場合に比べ、その上にアルミテープを貼って固定したものの方が測定温度が高くなった

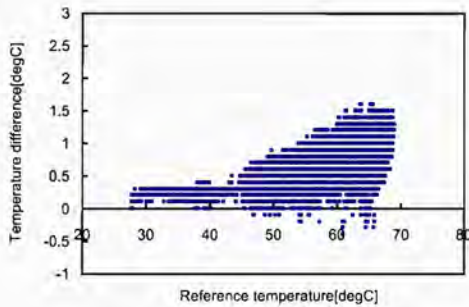


原因は、アルミテープを貼ることで熱抵抗が大きくなったためだと考えられる。そのため、太陽電池セルから大気に伝わる熱流量がアルミテープを貼ることで小さくなったといえる。よって、アルミテープで固定して測定した温度の方がより太陽電池セルの温度に近いと言える。以上の考察から(1)~(4)の固定方法の中でモジュール温度に一番近い値を測定していたものを(1) (絶縁テープ+アルミテープ)と判断する。

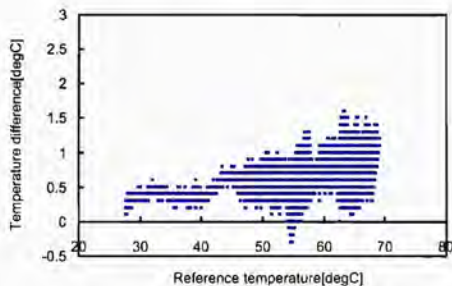
次に、屋外実験の結果解析に移る。

Fig.8は(1) (絶縁テープ+アルミテープ)の測定温度を基準とした時の他の測定温度との差の分布を表わしている。これより、屋内実験と同様に(1)が他の3つの固定方法と比較して高い温度であったことがわかる。また、測定温度が約50°C以上で温度差が大きくなっており、屋内実験の結果と性質がよく一致していた。

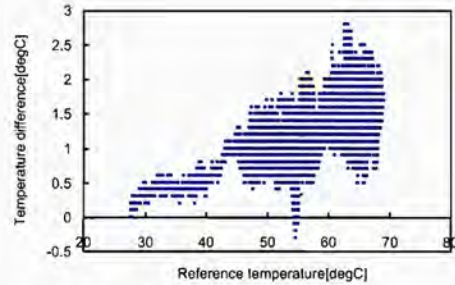
以上の考察より、(2)と(3)は測定温度に輻射の影響が現れ、(4)は熱電対と大気間の熱抵抗が小さいと判断されるため、4種類の固定方法の中では(1)がよいと推測される。



(a) Difference between (1) and (2)



(b) Differences between (1) and (3)



(c) Differences between(1) and (4)

Fig.8 Comparison of the temperature between insulating tape+ Al tape and other fixed materials

6. まとめ

本研究では熱電対を4種類の固定方法で太陽電池に固定し、温度の測定を行った。

屋内実験の結果から太陽電池の温度が一定に達した時、熱電対の固定方法の違いによる影響があることがわかった。また、開放電圧と温度の関係からは絶縁テープ+アルミテープ及び絶縁テープのみの固定方法が比較的理想な特性を示していることがわかったが、熱電対と大気間の熱抵抗を比較した際に絶縁テープ+アルミテープの方が実際の温度に近い値が測定されていたと推測される。

屋外実験の結果からは、4種類の中で絶縁テープ+アルミテープが比較的高い温度で、モジュール温度が高くなると固定方法の違いによる影響が大きくなり、屋内実験の結果とほぼ一致していた。

このことから4種類の固定方法の中では絶縁テープ+アルミテープの固定方法がよいと推測される。

今後は、アルミテープの寸法や厚みなどの影響、及び太陽電池モジュール内の熱電対の固定位置を検討する予定である。

参考文献

- [1] 松川洋, 黒川浩助:「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, (2004)
- [2] 成瀬哲生, 梶井宏宣:「熱電対による表面温度測定方法に関する実験」, 日本建築学会大会学術講演集, pp381-382(1977)
- [3] 宮野秋彦, 小林定教:「熱電対による表面温度測定について」, 日本建築学会論文報告集, pp81-89(1977)
- [4] 津野裕紀, 菱川善博, 黒川浩助:「直線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)
- [5] 望月貞成, 村田章:「伝熱工学の基礎」, 日新出版, (1994)



13

太陽電池日射障害における
半影の影響

学生員 ○ 山中 景介 (東京農工大学)

会員 黒川 浩助 (東京農工大学)

Influence of half shadow caused by insolation obstacle in front of photovoltaic modules

Keisuke YAMANAKA*, Kosuke KUROKAWA*

* Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-0012 Japan
Phone/Fax: +81-42-388-7445
e-mail: 50006257528@cc.tuat.ac.jp

ABSTRACT

The photovoltaic cell is very sensitive for shadow. The shadow causes the decrease of electricity generated and the hot spot. The shadow is composed of the core shadow and the half shadow. In the core shadow, direct irradiance strength is 0 [wm^{-2}]. In the half shadow, direct irradiance strength is not 0 [wm^{-2}]. Therefore, influence of the core shadow is thought to be large. However, influence of the half shadow is not clarified. Because the research that evaluates influence of the half shadow is a little. Then, this paper paid attention to the half shadow. This paper explains about the core shadow and the half shadow, and clarifies influence of the half shadow on the photovoltaic module by experiment.

キーワード: 太陽電池モジュール, 真影, 半影, 損失
Keywords: PV module, Core shadow, Half shadow, Loss

1. はじめに

近年, 太陽光発電システムを設置した住宅やビルなどが多くなってきた。これに伴い, 太陽電池アレイ上に日影が生じる場面も多く見られるようになった。太陽電池における影は, 発電量の低下やホットスポットの発生, 最大電力点追従制御を困難にさせるといった負の影響が非常に大きいことで知られている。この問題は, 太陽光発電システムを障害物のない場所に設置することで解決できるが, 現状で, その理想的な太陽光発電システムの設置は, 日射障害物のために非常に難しいといえる。現状では, この影による損失の有効な解決方法は提案されておらず, 太陽電池は損失を含まざるを得ない。現在, この解決方法を見出す糸口となるためにも影による損失の詳細な解析が急がれている。

影は, 真影と半影もしくは真影のみと半影のみから構成され, 一般的に太陽電池へは真影の影響が大きいと考えられている。真影は, 巨大な物体や近距離であるほど影全体の大半を占め, 直達日射強度が0となる領域である。それに対し半影は, 微小な物体や遠距離であるほど影全体の大半を占め, 半影領域では直達日射強度は0ではない。そのため, 太陽電池において半影の影響はほぼないと考えられ, 現状として半影の影響を評価した例は少なく明らかになっていない。

そこで本研究では, 日射障害物の中で特に電線などの細い物体による半影に着目した。これは, 設置された太陽電池への日射障害物による半影の影響を明らかにすることを目的としている。そこで, 太陽電池モジュールに真影と半影を投影し, その発電特性の違いを評価することで, 太陽電池モジュールと障害物との距離による発電量低下の関係性の解析を行った。

2. 真影と半影

一般的に太陽と地球の平均距離が, 約1億5000万kmと離れているため, 地球に降り注ぐ太陽光を平行光線として捉えることが多い。しかし, 実際の太陽光線は, Fig.1に示すように視半径 α 度という角度を持っている。この α 度は, 1年平均で約0.266度である。この視半径によって実世界における影は Fig.2に示すように, 真影と半影から構成される。ただし, 視半径は微小な角度である。したがって, 半影は, 物体と投影面との距離が離れるほど顕著に現れ, 真影領域は減少していく。その際, 微小な物体であるほど影全体に対する半影の割合が大きくなる。

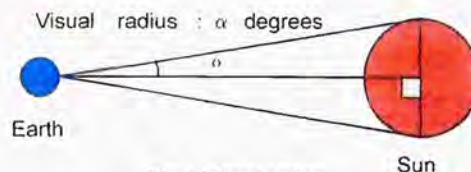


Fig.1 Visual radius

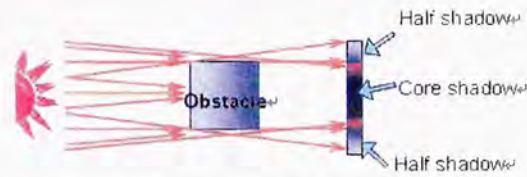


Fig.2 Core shadow and half shadow

また、距離が離れるほど影の面積も増大する。影面積の増大は、単純に太陽電池にかかる影面積の増大と考えられる。つまり、最も影響を及ぼすとされる真影は減少するが、太陽電池に影響を及ぼす範囲は増大する。これから、遠くにある物体が一概に影響しないとは言いきれない。本研究では、これを明らかにするために実験および、解析を行った。

3. 実験

3.1 実験概要

太陽電池モジュールの実際の発電特性を明らかにするため、屋外にて実験を行った。実験場所は、東京農工大学工学部3号館屋上(北緯 35 度 41 分 56.8 秒、東経 139 度 31 分 00.0 秒)である。Fig.3 に今回使用した太陽電池モジュール(SP75, SIEMENS 社製)の写真、Table.1 にその太陽電池モジュールの各種公称値を示す。

実験には、電線などの影響を明らかにするため、それらを模擬した円柱状の棒を使用し、その影を太陽電池モジュール上に投影したときの I-V 特性の測定を行った。



Fig.3 Picture of measurement module

Table.1 Specification of PV module

| | |
|-----------------------|---------|
| Standard Output | 75[W] |
| V_{mpp} | 17.0[V] |
| I_{mpp} | 4.4[A] |
| Open circuit voltage | 21.7[V] |
| Short circuit current | 4.8[A] |

3.2 影面の日射強度の測定

太陽電池モジュールに投影する影の特性を得るために、影面の日射強度を測定した。日射強度の測定には、シリコンセンサーを用いた小型日射計(ML-020V, 英弘精機社製)を使用し、データロガーに KEYENCE 社製の NR-2000 を用いた。測定方法は、棒と水平面との垂直距離を変更し、そのときの影面の日射強度の測定を行うこととした。その際、半影領域と真影領域での日射強度の違いを得るために、小型日射計を Fig.4 に示すように、影面を貫く形で移動させた。測定した垂直距離は、25cm, 85cm, 95cm, 140cm とし、この 4 パターンに関して測定を行った。

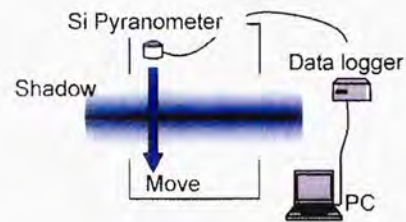


Fig.4 Measurement outline diagram of irradiance

3.3 影率変化時の太陽電池モジュール I-V 特性の測定

太陽電池モジュール上に影を投影し、そのときの I-V 特性を測定した。I-V 特性の測定には、日本カーネルシステム社製 PV アナライザ(PVA01928)を用い、電線を模擬した棒は、直径 13mm の円柱状のものを使用した。また、太陽電池セルの面積に対する影の割合は、約 11%から 24%の範囲とした。実験装置を Fig.5 に示す。棒と太陽電池モジュールとの距離は、0cm から 140cm の範囲内で自由に設定でき、真影と半影の割合を任意に変化させることができる。実験は、基準となる影なし時の太陽電池モジュールの I-V 特性を測定し、影あり時との比較を行えるようにした。測定した垂直距離は、25cm, 85cm, 95cm, 140cm とし、3.2 節の測定同様、この 4 パターンに関して測定を行った。

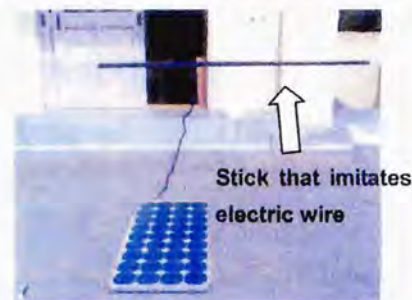


Fig.5 Picture of experimental equipments



4. 結果

4.1 影面の日射強度

測定は、日射変動による測定値のばらつきを軽減するため、快晴日のほぼ同時刻(2007/09/18, 正午付近)に行った。また、結果の再現性を示すために、別の日にも同様の測定を行い、同様の測定結果を得ている。Fig.6 に、影面の日射強度の測定結果を示す。縦軸は、影なし面の日射強度の平均値を1としたときの相対値を示し、横軸は、日射計の移動距離を示している。この測定結果から、距離を離すほど、影面の日射強度の最小値の増加の傾向が見て取れた。

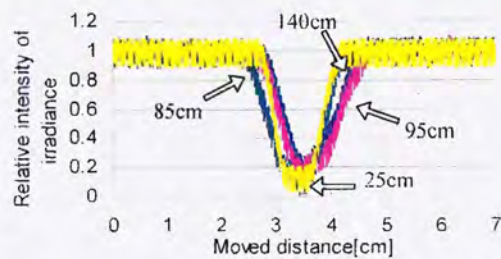


Fig.6 Measurement result of irradiance on shaded surfaces

4.2 影率変化時の太陽電池モジュール I-V 特性

4.1 節の測定と同じ日時に測定を行った。測定は、基準となる影なし時の太陽電池モジュールの I-V 特性の測定を行い、次に同一の太陽電池モジュールにおいて影あり時の I-V 特性の測定を行った。この測定における時間間隔は、1 分以下とし、日射変動による測定誤差を軽減した。また、同一太陽電池モジュールを用いることによって、セル特性のばらつきによる測定誤差を排除した。

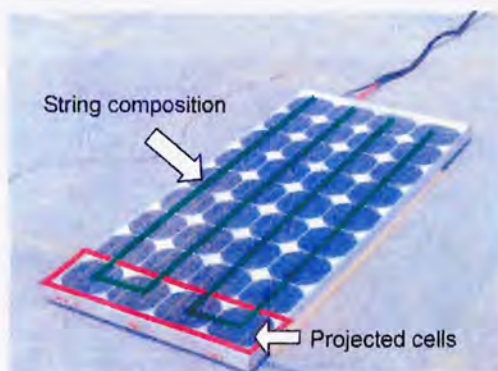
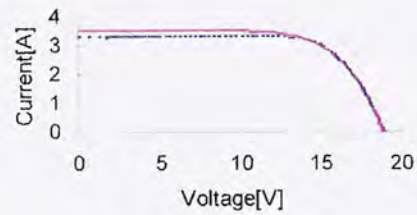
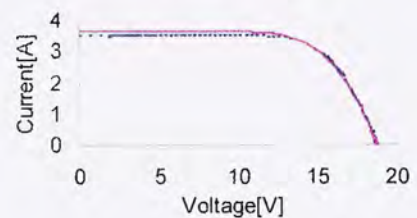


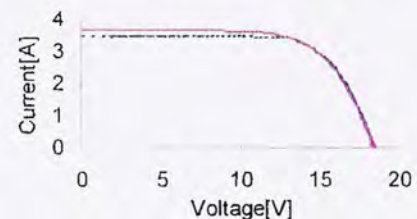
Fig.7 Part projected to photovoltaic module



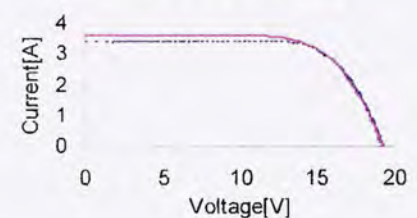
(a) Distance 25[cm]



(b) Distance 85[cm]



(c) Distance 95[cm]



(d) Distance 140[cm]

Fig.8 Measurement result of I-V characteristic (Solid line: Shadow none, Broken line: With shadow)

太陽電池モジュールに投影した箇所を Fig.7 に示し、Fig.8(a)~(d)に、測定結果を示す。Fig.8(a)~(d)まで、影なし時の太陽電池モジュールと影あり時の太陽電池モジュールの比較を行っている。このグラフから距離 140cm においても影による損失が見られた。

5. 解析、及び考察

影面の日射強度の測定結果から、影幅に対する真影と半影の影率と、影面における日射強度の減少率を算出した。影率の算出には、影面をデジタルカメラで

撮影し、その写真から画像処理による領域選択によって、影全体の幅に対する真影と半影の割合を算出する方法を用いた。減少率の算出には、影なし面の日射強度から、影面によって減少した日射強度の割合を算出した。その結果を Table.2 に示す。この表から、距離の変化による減少率の変化は、最大値と最小値の差が、11.3%と大きな変化は見られないが、距離を離すことによる減少率の低下が見取れた。また、影率の変化の視点から見ると、95cm と 140cm においては、11.6%の影率の変化に対し、減少率の変化は、2.6%と小さい値を示した。以上の考察は、4.2 節の測定結果においても同様のことが言える。0cm から 140cm までの基準値に対する影あり時の短絡電流の減少率を Table.3 に示した。この表の値は、5 回行った測定の平均値である。この表から、太陽電池モジュールの測定結果においても、大幅な減少は見られないが、距離を離すことによる減少率の低下が見られた。

Table.2 Obstruction rate of irradiance

| Distance [cm] | Ratio of core shadow[%] | Ratio of half shadow[%] | Obstruction rate[%] |
|---------------|-------------------------|-------------------------|---------------------|
| 25 | 72.7 | 27.4 | 58.7 |
| 85 | 20.0 | 80.0 | 57.2 |
| 95 | 16.3 | 83.7 | 49.7 |
| 140 | 7.9 | 92.1 | 47.4 |

Table.3 Reduction rate of short circuit current

| Distance [cm] | Reduction rate [%] |
|---------------|--------------------|
| 25 | 14.1 |
| 85 | 12.4 |
| 95 | 11.5 |
| 140 | 6.2 |

以上の結果を Fig.3 において比較した。この図から日射強度の減少率と太陽電池モジュールの発電特性は、関係性を持っていると考えられる。大きな影率の変化に対して、減少率の変化があまり見られない理由としては、真影領域の減少が、結果として半影領域の増大に繋がり、日射強度の減少にあまり影響を与えないものと考えられる。したがって、太陽電池モジュールに与える影響も同様に、あまり変化が見られないと推測できる。ただし、距離を離すことによって、日射強度の減少率と短絡電流の減少率が低下している傾向を見て取れた。これは、太陽電池モジュールの発電特性において、日射障害物との距離に対する依存性を持っているものと考えられる。さらに、真影領域において日射強度が 0 でない要因として、散乱日射の影響が考

られ、その影響も測定結果に含まれていると考えられる。

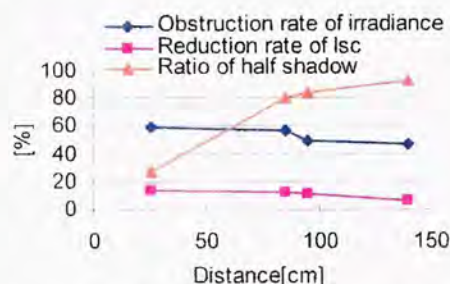


Fig.9 Comparison of measurement results

6. まとめ

本論文では、太陽電池モジュール上の半影の影響の解析を行った。結果は、日射障害物と太陽電池モジュールの距離を離すことによる、日射強度の減少率と短絡電流の減少率の低下を見て取れた。これは、太陽電池モジュールと日射障害物との距離依存性を示す形になった。したがって、数十メートル先の日射障害物による発電特性の影響は、近距離に存在するときよりも、改善できると予想される。さらに、散乱日射の影響も加わり、影による影響は低下すると考えられる。

また、測定結果より、25cm から 140cm で 64.7%の影率の変化があったのに対し、日射強度の減少率は、11.7%と少ない変化量であった。これは、距離を離すことによって、真影領域は減少したが、影幅が増大したため、日射強度の減少率に影率の影響をあまり与えなかったものと考えられる。したがって、半影においても発電特性に影響を及ぼすものと考えられる。

以上より今後は、データ数、測定距離を増やし、より多くの条件下での太陽電池モジュールに対して影響の調査を行う必要がある。また、太陽電池アレイにおける影の影響を調査し、実際の設置された状況下での半影による発電特性も解析していきたいと考えている。

謝辞

本研究を行うにあたって、東京農工大学、黒川浩助研究室の方々には多くの助言を頂くなど大変お世話になった。改めて心より感謝の意を表します。

参考文献

- (1)松川、塩谷、山田、杉浦、黒川：「建築設計のための太陽電池アレイシミュレーション手法に関する検討～I-Vカーブ合成法の検討と単セルモジュールを用いたアレイ実験による日影損失分析～」、日本太陽エネルギー学会・風力エネルギー協会合同研究発表会。(1999年)
- (2)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)



107 部分照射による太陽電池モジュールの分光感度測定原理の検討

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)

Spectral response measurements of photovoltaic modules by partial irradiation method

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

This paper describes the method for spectral response measurements of photovoltaic modules by partial irradiation method. The measurement principle is discussed by using series connection of I-V curves and operating voltage under the spectral response measurements. Spectral response of each cell in PV modules can be separately measured by the present method. Based on this analysis, a detailed procedure for the spectral response measurement of photovoltaic modules is developed.

キーワード: 部分照射, 分光感度特性, 太陽電池モジュール

Keywords: Partial irradiation, Spectral response, Photovoltaic module

1 はじめに

太陽電池の分光感度特性は、基準セルの校正をはじめ、太陽電池セルや太陽電池モジュールの基準状態での性能評価などに用いられ、基準太陽光とソーラシミュレータの分光放射照度の差(スペクトルミスマッチ)を補正するために必要である。近年は太陽電池モジュールの屋外特性を評価するためにも用いられるなど、分光感度特性の重要性は高まっている。

これらの評価に使われる分光感度特性は、太陽電池セルで測定された値を用いており、一般的に太陽電池モジュールの分光感度特性は、太陽電池セルと同様とみなしている。

これは、太陽電池モジュールの分光感度特性の測定が困難なためである。太陽電池モジュールは、数十から数百のセルが直列接続されており、バイパスダイオードが並列接続されているなど、モジュールの分光感度の測定にとって複雑な要素が多い。

いくつかの機関では、太陽電池モジュールの分光感度特性を測定するための装置を開発しており、主にモジュール全面に単色光を照射する方法[1](以下全面照射法)と、モジュールの一部に単色光を部分照射し、モジュール内部のセルの分光感度を測定する方法[2]-[4](以下部分照射法)がある。全面照射法は、おおむね太陽電池セルと同様の手順で測定可能である。しかし、全面照射法はソーラシミュレータと同等の大きな光源を必要とし、照度ムラや光源のちらつきの問題が無視できない。また、バイパス光が必要な a-Si 太陽電池や多接合太陽電池の分光感度を測定するには、全面照射可能な光源がさらにもう一つ必要であるため、大規模な設備が必要で、光学設計も複雑になると考えられる。

一方部分照射法は、単色光の面積は小さいが、均一な照射が可能のため測定精度は比較的良く、バイパス光の照射も容易なため、a-Si 太陽電池や多接合太陽電池の測定が可能であると思われる。しかしながら部分照射法は、バイパス電圧の印加や、非測定セルにバイパス光(以下、補助バイパス光)を照射する必要があり、これらが原因で生じる動作電圧の変動に関する議論はされていない。

本研究では、様々な太陽電池モジュールに適用できる可能性のある部分照射法の、バイパス電圧と補助バイパス光が分光感度測定時の動作電圧の変動に及ぼす影響を実験的に調べ、この結果と、測定セルと非測定セルの I-V 特性の直列接続の概念から、その測定原理を検討した。そして部分照射法による太陽電池モジュール内のセルの分光感度測定方法を提案し、この方法を用いて市販の太陽電池モジュールの分光感度測定を行った。

3 実験

実験に用いたサンプルは、サイズが 30mm×50mm の単結晶 Si セルで、このセルを 4 枚直列接続させ、任意のセル電

圧を計測可能なミニモジュールを作成した。分光感度の測定には,CEP-M7(分光計器)を使用した。バイアス電圧の印加機能は,CEP-M7 に搭載されている。単色光は,測定対象のセル(測定セル)全面に照射した。単色光の強度は,各波長において一定になるように設定した。また,補助バイアス光は高輝度赤外LED(分光計器)を使用した。

Table 1 に測定条件を示す。6つの条件で測定を行った。(a): 1つのセルを測定する一般的な測定。(b): 4つのセルを直列接続させ,1つのセルに単色光を照射し,他の3つのセル(非測定セル)は暗状態。(c): (b)の条件に加え非測定セルに補助バイアス光を照射。(d): (c)の条件に加え測定セルの電圧が 0[V]になるようにバイアス電圧をミニモジュール全体に印加。(e, f): (d)と同様だが補助バイアス光を減少させる。

Table 1 の補助バイアス光強度は,定格短絡電流に対する割合で示した。また,分光感度測定と同時に測定セルの電圧も測定した。

Table 1 Condition of spectral response measurements

| | Number of series connection | Supplemental bias light [%]** | Bias voltage [V] |
|---|-----------------------------|-------------------------------|------------------|
| a | 1 | - | 0 |
| b | 4 | Dark | 0 |
| c | 4 | 27.5 | 0 |
| d | 4 | 27.5 | 1.64 |
| e | 4 | 0.9 | 1.17 |
| f | 4 | 0.05 | 0.66 |

**100%=1SUN

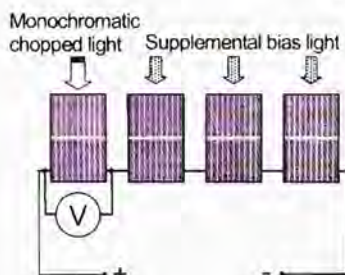


Fig.1 Schematic view of the measurement set-up for spectral response measurements of mini module.

4 実験結果

分光感度測定結果を Fig.2 に, 分光感度測定中に測定セルに印加された電圧の測定結果を Fig.3 に示す。実験結果から,補助バイアス光を照射しない場合(b)は(a)に比べ絶対値が減少し,相対値も異なった。また補助バイアス光の強度が非常に弱い場合(f)も同様の結果であった。このとき測定セルには順電圧が印加され,かつ印加量は単色光の波長に依存して変動した。ある程度の強度をもつ補助バイアス光を照射した場合(c, d, e)は,バイアス電圧の有無で分光感度に大きな差は見られなかったが,バイアス電圧を

印加しない場合(c),測定セルには約 1.6[V]の逆電圧が印加された。測定セルの電圧が 0[V]になるようにバイアス電圧を印加した場合(d, e)は,測定セルに印加される電圧はほぼ 0[V]であった。

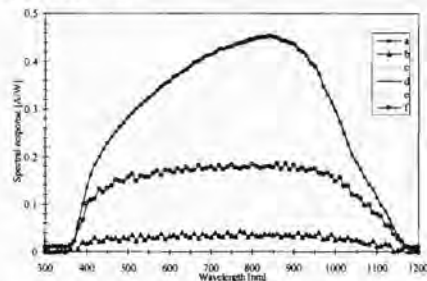


Fig.2 Spectral response of the sc-Si mini module and one cell for different conditions (see Table 1).

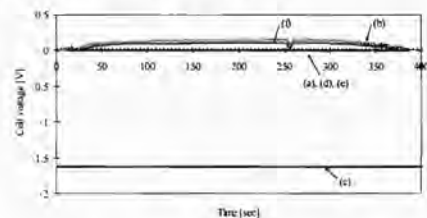


Fig.3 Cell voltage changes of the sc-Si mini module and one cell for different conditions (see Table 1).

5 考察

実験結果から,部分照射によりモジュール内の分光感度を測定する場合には,補助バイアス光とバイアス電圧が測定結果に影響を及ぼすことがわかった。これは,1セルでの測定と異なり,セルが直列接続されているためである。そこで,(e)を除く各条件での①測定セルが暗状態での全体のI-V特性②非測定セルのみのI-V特性(aを除く)③測定セルに波長 550[nm]の単色光を照射したときの全体のI-V特性④全セルに補助バイアス光を照射したときのI-V特性(条件(a, b)を除く)を測定し,補助バイアス光とバイアス電圧が測定結果に及ぼす影響を解析した。

Fig.4 に,(a)での暗状態と,550[nm]の単色光を照射したときの I-V 特性を示す。分光感度はその用途からバイアス電圧が 0[V]での値を用いるため,電圧 0[V]でのシグナルの強さ ΔI と単色光の放射照度から分光感度を算出することができる。従って,単色光の放射照度が一定である今回の測定では,他の(b)から(f)の条件においても 1セルと同等の条件での分光感度を得るためには, ΔI (a)と同じシグナルで,かつ測定セルの電圧が 0[V]でなければならない。

Fig. 5 は(b)での I-V 特性である。このときのシグナル ΔI (b)は ΔI (a)に比べ非常に小さい。これは,測定セルのシグナルが暗状態の他のセルにより律速されたためである。



このことから、非測定セルで律速されないよう補助バイアス光を照射する必要があることがわかる。

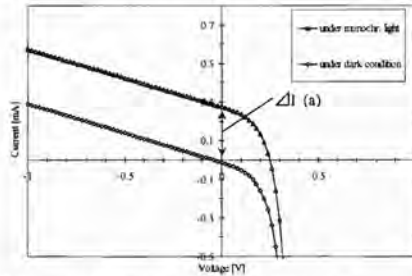


Fig. 4 Measured I-V curves under conditions (a).

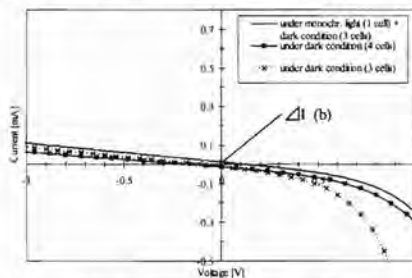


Fig. 5 Measured I-V curves under conditions (b).

Fig. 6 は、条件(c)と(d)での各 I-V 特性である。ここで非測定セルと測定セル、全体の I-V 特性を、それぞれ $V_{normed}(I_a)$, $V_{med}(I_a)$, $V_{module}(I_a)$ とすると、 $V_{module}(I_a)$ は、 $V_{module}(I_a) = V_{med}(I_a) + V_{normed}(I_a)$ と表すことができる。 I_a は任意の電流値である。単色光に比べ十分大きい放射照度の補助バイアス光を照射した場合、Fig.6 下図の様に動作電流付近の $V_{normed}(I_a)$ は電流に依存せずほぼ一定電圧 V_{normea} となるため、式(1)は $V_{module}(I_a) = V_{med}(I_a) + V_{normea}$ となる。つまり、全体の I-V 特性は、測定セルの I-V 特性を電圧方向に V_{normea} だけ平行移動させたものとなる。このときバイアス電圧 V_{bias} を印加したときに測定セルに印加される電圧 V_{cell} は下式で表される。

$$V_{cell} = V_{bias} - V_{normea} \quad \dots (3)$$

従って、条件(c)の測定の様に、バイアス電圧 0[V] で測定した場合、式(3)より $V_{cell} = -V_{normea}$ となり、測定セルには V_{normea} の逆電圧が印加されることになり、実測値も同様の結果であった(Fig. 3)。一般に逆電圧を印加した場合、セルの劣化や破壊が発生する可能性がある。特に太陽電池モジュールは直列数が多いため、 V_{normea} が大きくなり、大きな逆電圧を印加させることになる。また、逆電圧の I-V 特性は同種のセルでも異なることがわかっており[5]、分光感度に差異が生じることが予想される。

逆電圧を防ぐためには条件(d)の様に適切なバイアス電圧を印加する必要がある。このときのシグナル $\Delta I(d)$ は

$\Delta I(a)$ と等しく、測定セルに印加される電圧も Fig. 3 より 0[V] であり、1セルでの測定と同様の条件で測定できたと考えられる。

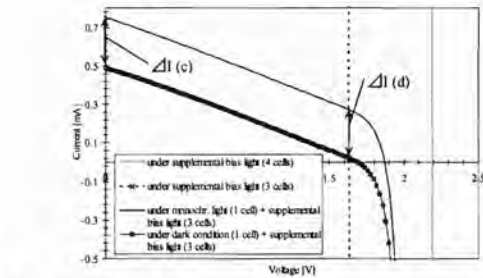
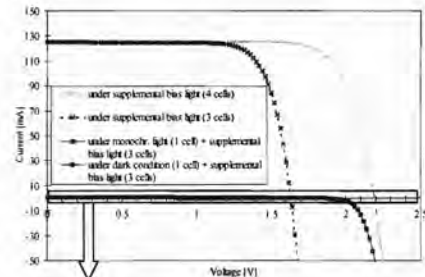


Fig. 6 Measured I-V curves under conditions (c) and (d).

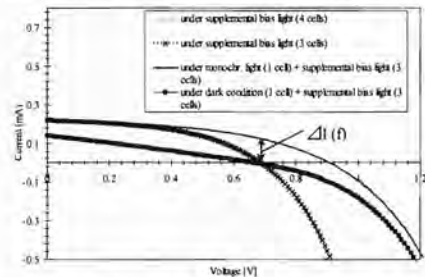


Fig. 7 Measured I-V curves under conditions (f).

Fig. 7 は、条件(f)での各 I-V 特性である。非常に弱い補助バイアス光を照射したとき、条件(b)と同様に非測定セルによる電流律速が生じているため、 $\Delta I(f)$ は、 $\Delta I(a)$ に比べ減少したことがわかる。また、 $V_{normed}(I_a)$ は動作電流付近では、単色光に比べ十分大きい放射照度の補助バイアス光を照射した条件(c, d)に比べ大きく変化する。条件(f)では $I_a=0$ のとき $V_{bias} = V_{normea}$ で式(3)より、 $V_{cell} = 0$ となり、1セルでの測定と同じ条件となるが、 $I_a > 0$ のとき $V_{normed} < V_{bias}$ となり、式(3)より、 $V_{cell} > 0$ となる。従って、測定セルに順電圧が印加されることになり、実測値も同様の結果であった(Fig. 3)。このように、測定セルの動作電流付近における非測定セルの I-V 特性の傾きが小さい場合、測定セルの動作電圧は大きく変動するため、補助バイアス光の放射照度は十分大きくし、傾きを大きくする必要があります。

以上から、部分照射による太陽電池モジュールの分光感度測定において、セルと同等の条件で測定を行う



には、補助バイアス光とバイアス電圧を用い、最適な動作電圧に設定することが必要で、その原理は測定セルと非測定セルの I-V 特性の直列接続の概念から説明ができることが明らかとなった。

6 部分照射法による太陽電池モジュールの分光感度測定方法

5 までの考察により得られた、部分照射法による分光感度の測定原理を基に、実モジュールに対応した分光感度測定方法を提案する。

1. モジュール全体(もしくは一部のストリング)に補助バイアス光を均一に照射し、I-V 特性を測定する。
2. 非測定セルに補助バイアス光を照射した状態で測定セルを暗状態もしくはバイアス光を照射し、I-V 特性を測定し、その後非測定セルに補助バイアス光を照射した状態で測定セルに単色光、もしくはバイアス光と単色光を照射し、I-V 特性を測定する。(測定セルに逆電圧が印加されないように印加電圧の範囲に注意する。)
3. 1 で測定した I-V 特性の電圧値と、モジュール全体のセル数 n 、測定セル数 b から、式(4)を用いて非測定セルの I-V 特性を求める。

$$V_{(n-b)}(I_n) = (n-b)/n \times V_n(I_n) \cdots (4)$$
4. 2, 3 の I-V 特性の交点を仮のバイアス電圧とする。
5. 2, 4 の I-V 特性から測定セルの動作電圧が変動しないことが確認された場合、仮のバイアス電圧を最適バイアス電圧とする。動作電圧が変動する場合は、補助バイアス光の放射照度を変更し、1 から 5 を繰り返す。
6. 最適バイアス電圧を印加して分光感度を測定する。

実験では非測定セルの I-V 特性ならびに測定セルの電圧を測定できたが、パッケージされた太陽電池モジュールではこれらの測定はモジュールの一部を破壊しない限り不可能である。従って、式(4)の様にセルの直列数から計算する方法を用いた。

7 太陽電池モジュールでの分光感度測定と結果

6 で示した手順に基づき太陽電池モジュールの分光感度を測定した。用いたモジュールの直列数は 48 個で、バイパスダイオードが 2 個並列接続され、2 ストリングが直列接続された構成となっている。直列数を最小限にするために 1 ストリングにのみ補助バイアス光を照射し、他は暗状態にした。また、バイパスダイオードの影響を避けるため、測定セルに補助バイアス光をわずかに照射した。I-V 特性の測定結果を Fig.8 に、分光感度の測定結果を Fig.9 に示す。Fig.8 より、最適バイアス電圧は 10.86[V]であることがわかる。また、非測定セルの I-V 特性の傾きから動作電

圧の変動は、約 2[mV]とわずかであるため、測定結果にほとんど影響を与えないと考えられる。このように提案手法を用いることで、測定セルにバイアス光を照射した場合においても最適動作点を算出でき、他の種類の太陽電池にも適用できると考えられる。また、動作電圧の変動もあらかじめ把握できるため、誤差の見積もりも可能である。

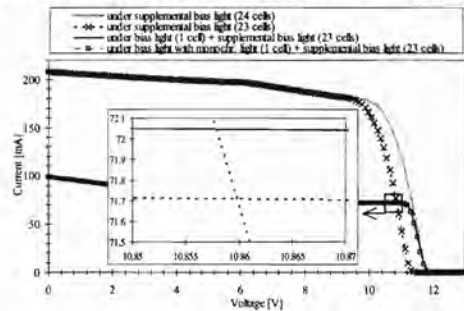


Fig. 8 Measured I-V curves of the PV module.

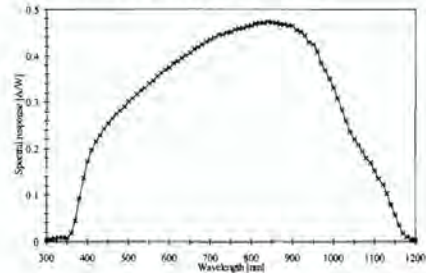


Fig. 9 Measured spectral response of the PV module by the present procedure.

8 まとめ

本研究では部分照射による太陽電池モジュールの分光感度測定原理を実験的に検討し、バイアス電圧と補助バイアス光を用いた分光感度測定方法を提案した。本手法は、1セルとほぼ同条件での測定が可能であり、高精度な測定が可能である。今後は、他の種類の太陽電池モジュールへの適用性を検証する予定である。

9 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。

10 参考文献

- [1] H.Mullejans et al., Thin Solid Films 451-452, 2004; 145-151
- [2] Emery K et al., 2nd WCPEC, Vienna, 1998; 2298-2301
- [3] J. Sutterluti et al., 21st EUPVSEC, Dresden, 2006; 1749-1752
- [4] J. Hohl-Ebinger et al., 19th EUPVSEC, Paris, 2004; 2611-2614
- [5] W. Herrmann et al., 2nd WCPEC, Vienna, 1998; 2357-2359



88

太陽光発電システム発電効率向上に向けた 損失要因の影響評価

会員 ○ 植田 譲 (東京農工大学)

会員 黒川 浩助 (東京農工大学)

Effect evaluation of PV system's loss factors aimed at
improving system efficiency

Yuzuru UEDA*, 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

PV system's performance loss is depending on both environmental effect and system configuration. This paper summarizes the performance analysis result of residential PV systems and simulation results of effect evaluation aimed at improving system efficiency. SV method is used for the analysis. As the results, array configuration not oriented the south shows more reflection loss during winter compared with the other array configurations. Change of the effective refractive index does not have large effect for the system efficiency improvement while DC circuit resistance has linear effect.

キーワード: 太陽光発電システム, 損失, 反射, 直流回路抵抗

Keywords: PV system, Loss, Reflection, DC circuit resistance

1. はじめに

太陽光発電(PV)システムの発電効率の低下要因には日射や気温などの気象条件に依存する要因のほか、システム構成に依存する要因も多い。筆者らはPVシステムの損失を定量的に分析する手法としてSV法の開発を行っており、1分値を用いた解析においては、以下に挙げるその他を含む12種類の損失要因に対して定量的な分析が可能である。

- ① 日陰による損失
- ② 反射による損失
- ③ システム最大出力低下損失
- ④ アレイ温度による損失
- ⑤ 出力抑制機能による損失
- ⑥ 動作点ミスマッチ高電圧側による損失
- ⑦ 変動による損失
- ⑧ PCS容量不足による損失

- ⑨ その他
- ⑩ 直流回路抵抗による損失
- ⑪ PCSでの損失
- ⑫ PCSオフ状態による損失

このうち、システム構成に依存する損失要因としては、モジュール設置方位や傾斜角に依存する入射光の反射による損失、PVモジュールからPCSまでの配線長に依存する直流回路抵抗による損失、およびPVモジュール容量とPCS容量に依存するPCS容量不足損失などが挙げられる。本論文では、住宅用太陽光発電システムの発電特性を、SV法を用いてアレイ構成別に解析すると共に、システム構成に依存する損失要因に対して、定量的な影響の評価を行なった。

2. 損失量の算出モデル

1分値を用いたSV法による損失量の定量化手法は文献⁽¹⁾⁽²⁾に詳しいため、ここでは、モデル内の係数を変化させて、その影響の評価を行なった。入射光の反射による損失と直流回路抵抗による損失についてのみ、その算出モデルについて以下にまとめる。

2.1 反射による損失

屋外に設置された平板定置型の太陽電池モジュールにおいては、入射光の入射角は時々刻々と変化する。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入射した光の一部はモジュール表面等で反射され、モジュール内の発電層に到達しないことになる⁽³⁾。このような損失をSV法では反射による損失と定義する。損失量の算出には、まず入射光を直達・散乱・反射成分に分割し、それぞれの成分の入射角を算出する。次に、太陽電池モジュールの表面から発電層までを、実効的な屈折率 n_e を持った一つの層として扱うことにより、比較的簡単に入射光の損失割合を算出可能としている。その算出手法を以下に示す。

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。

$$n_1 \cdot \sin \theta_1 = n_2 \cdot \sin \theta_2 \quad \dots (1)$$

また、この時の反射率 r は入射光 I_i と反射光 I_r の比となり、鉛直成分の反射率 r_{\perp} と、平行成分の反射率 r_{\parallel} を用いて以下のように表される。

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

ここで、

$$r_{\perp} = \frac{\sin^2(\theta_2 - \theta_1)}{\sin^2(\theta_2 + \theta_1)} \quad \dots (3)$$

$$r_{\parallel} = \frac{\tan^2(\theta_2 - \theta_1)}{\tan^2(\theta_2 + \theta_1)} \quad \dots (4)$$

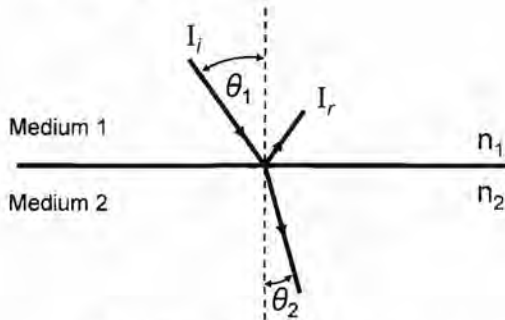


Fig.1 Angle of incidence and refraction

SV 法においては、 n_1 は空気の屈折率であるため 1 とし、 n_2 の値には、実験より求めた実効屈折率⁽⁴⁾である 1.8 を用いている。本モデルによる光の透過率 τ は、

$$\tau = 1 - r \quad \dots (5)$$

で表される。

2.2 直流回路抵抗による損失

PV アレイの各ストリングに設置されるブロッキングダイオードの順方向電圧降下と、屋根等に設置された PV アレイから接続箱を通り PCS に達するまでの直流回路に用いるケーブルの抵抗分等により、電圧降下が生じ、損失となる。SV 法では、この電圧降下分を、次式を用いて算出している。

$$\Delta V_{PV} = 0.6 + R_{DC} \cdot I_{PV} \quad \dots (6)$$

ここで、

ΔV_{PV} : 直流回路抵抗による電圧降下量 [V]

R_{DC} : 直流回路抵抗分を表す係数

I_{PV} : アレイ出力電流 [A]

この式はブロッキングダイオードによる電圧降下分

を 0.6[V] とし、ケーブルの抵抗値を R_{DC} で表すことにより直流回路抵抗による電圧降下分を算出しており、 R_{DC} には標準値として 0.2[Ω] を用いている。この値は、一般的な直流配線に用いられている CV ケーブル (2mm²) の抵抗値 (9.24[Ω/km]) で換算した場合、約 20[m] 分に相当する抵抗値である。

また、直流回路抵抗による損失 l_{DC} は、

$$l_{DC} = \Delta V_{PV} \cdot I_{PV} = 0.6 \cdot I_{PV} + R_{DC} \cdot I_{PV}^2 \quad \dots (7)$$

となる。

3. 発電特性解析結果

3.1 アレイ構成の分類

始めに、解析対象とした住宅用太陽光発電システムのシステム構成と使用したデータの概要についてまとめる。解析には 2006 年 6 月から 2007 年 5 月までの 1 年間の計測データを使用した。解析対象システム数は極端な日陰や直流側に昇圧コンバータを持たない 150 システムである。SV 法による解析には 1 秒毎計測値の 1 分平均値を用い、1 ヶ月毎に解析を行ない各種要因による損失量を定量化した。

解析結果を整理するにあたり、システムをアレイ構成別に 3 タイプに分類し、結果を比較した。各タイプの分類定義は、タイプ 1 は南面単面のシステムとし、タイプ 2 は南を含む複数面設置、タイプ 3 は南を含まない単面、または複数面設置のシステムとした。解析対象とした全 150 システムのうち、タイプ 1、タイプ 2 はそれぞれ 70 システム、タイプ 3 は 10 システムである。各タイプにおける方位別のアレイ容量を Table.1 に示す。

Table.1 PV array capacity for each type and azimuth

| [kW] | South | East | West |
|-------|-------|------|------|
| Type1 | 279 | 0 | 0 |
| Type2 | 134 | 74 | 67 |
| Type3 | 0 | 16 | 27 |

3.2 アレイ構成別発電特性解析結果

年間の発電特性を、SV 法を用いてアレイ構成別に解析した結果を Fig.2 に示す。システム出力係数は各タイプとも約 78[%] で、タイプ 1 が若干高い。PCS における逆変換時の損失割合は各タイプとも 5.5[%] 前後である。アレイ温度上昇による損失の割合はタイプ 1 が最も多く 4.7[%]、タイプ 3 が最少で 3.0[%] であるが、入射光の反射による損失の割合は逆にタイプ 3 が最多であり 4.8[%]、タイプ 1 が最少で 3.0[%] となっている。



直流回路抵抗による損失の割合は約 1[%]であり、わずかにタイプ 1 が多い傾向がある。システム最大出力低下損失の割合はタイプ 1 で最少であり 0.9[%]、最多はタイプ 3 で 2.1[%]となっている。解析対象期間において解析対象システムでは、系統電圧上昇回避のための出力抑制機能による損失や動作点ミスマッチ高電圧側による損失はほとんど発生していない。なお、解析期間中のタイプ別の等価システム稼働時間は、タイプ 1 が 1251[hour]、タイプ 2 が 1112[hour]、タイプ 3 が 1028[hour]であった。また、月別、アレイ構成別の等価システム稼働時間を Fig.3 に示した。2006 年夏季は天候が悪く、逆に 2007 年春季は天候が良く日射量が多かったため、季節別傾向に若干の年差があるが、解析対象期間の年積算値で見ると、平年値と大きな違いは無い。アレイ構成別に見ると、特に冬季にアレイ構成の違いによる等価システム稼働時間の違いが大きくなっていることが分る。

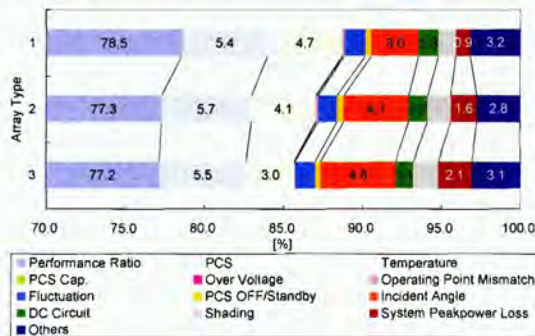


Fig.2 Performance analysis result

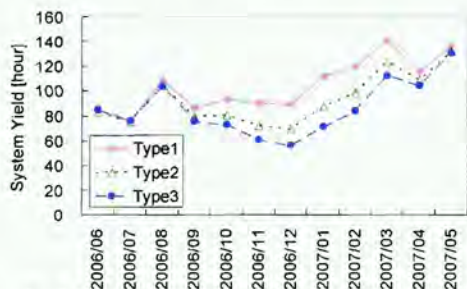


Fig.3 Monthly system yield for each array type

次に、アレイ構成別で異なる傾向を見せた反射による損失の、損失割合の月別の推移を Fig.4 に示す。

結果より、反射による損失の割合が、タイプ 3 において冬季に増加している傾向が見える。このような違いに関しては、冬季に太陽高度が低くなる事が原因であると考えられる。20 度から 30 度の傾斜角で東西面に設置された太陽電池アレイ面への入射光の入射角は、

太陽高度が低くなる冬季に、日射量が豊富な南中時刻付近で大きな値となる事から、タイプ 3 では反射による入射光の損失が大きくなっていると考えられる。

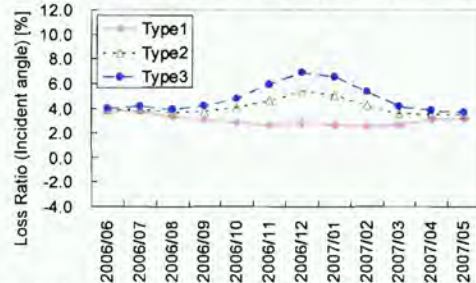


Fig.4 Monthly loss ratio of the incident angle for each array type

4. 損失要因の影響評価

3 節で用いた計測データを入力データとし、反射による損失を算出する際の実効屈折率、および直流回路抵抗による損失を算出する際の R_{DC} を変更し、年間発電特性に対する影響の大きさを評価した。SV 法における解析では、これら二つの損失に関しては 2 節に示したモデル式より直接算出しているため、他の損失の影響を受けずに、理想発電量に対する損失量の評価が可能である。

4.1 反射による損失の影響評価

実効屈折率を変化させ、年間の理想発電量に占める、予想される損失量の割合をアレイ構成別に算出した結果を Fig.5 に示す。

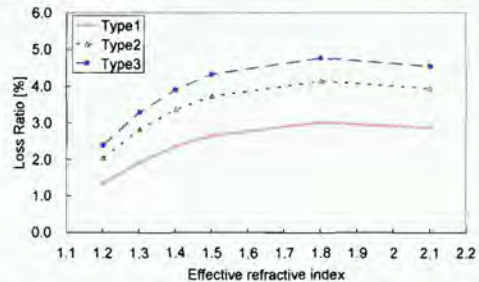


Fig.5 Simulated ratio of loss due to the reflection as a function of effective refractive index

結果より、一般に太陽電池モジュールに用いられるガラスや EVA、反射防止膜の屈折率の値である 1.5~2.1 程度の範囲⁽³⁾では、入射光の反射による損失に大きな差が無いことが分る。これは、定格測定時(入射光が全て鉛直方向から入射した場合)に対する相対的な反射による減少を損失とするためであり、Fig.6 に示すように、SV 法における算出モデルでは絶対透過率は実効屈折率の上昇と共に下がっていくが、相対透過率は

先に示した範囲ではほぼ一定の特性を示している事から説明ができる。

なお、実効屈折率 1.8 におけるタイプ 1 の損失割合 3.0[%]とタイプ 3 における損失割合 4.8[%]は、年間の等価システム稼働時間に換算すると、それぞれ 47.7[hour]、63.6[hour]に相当する損失量である。

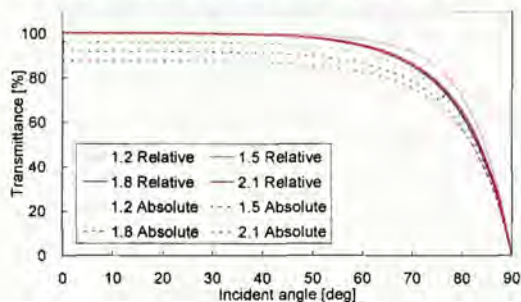


Fig.6 Relative and absolute transmittance as a function of incident angle for different refractive index

4.2 直流回路抵抗による損失の影響評価

反射による損失と同様、 R_{DC} を変化させた場合のアレイ構成別の直流回路抵抗による損失割合の変化を Fig.7 に示す。

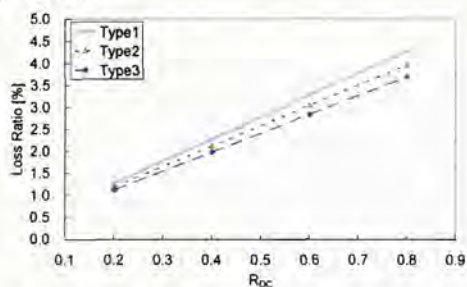


Fig.7 Simulated ratio of loss due to the DC circuit resistance for each array type

結果より、電流の 2 乗に比例する係数 R_{DC} を変化させていることから、損失割合は R_{DC} の増加に対してほぼ直線的に変化している。アレイ構成間の違いは反射による損失と比べると小さいが、タイプ 1 が最大であることから総発電量に対して日射強度の強い時間帯の占める割合が影響していると考えられる。

なお、Table.2 には各アレイ構成における、 R_{DC} を変化させた場合に予想される損失量を年間の等価システム稼働時間に換算した値をまとめた。文献⁽⁵⁾等では、余分な配線を巻きだめにして放置している例も報告されており、このような場合には直流側配線が往復で 80[m]を越える事も十分に予想される。余分な配線長はそのまま損失の増加につながると考え、最適なシステ

ム構成を選択する事が重要である。

Table.2 Equivalent system yield loss due to the DC circuit resistance

| R_{DC} | 0.2 | 0.4 | 0.6 | 0.8 |
|----------|-------------------------------------|------|------|------|
| | Equivalent system yield loss [hour] | | | |
| Type1 | 20.2 | 36.3 | 52.4 | 68.3 |
| Type2 | 17.2 | 30.6 | 44.0 | 57.2 |
| Type3 | 15.0 | 26.6 | 38.1 | 49.4 |

5. まとめ

本論文では、SV 法を用いて住宅用太陽光発電システムの発電特性を解析すると共に、アレイ構成に起因する反射による損失と直流回路抵抗による損失に対して算出モデル内の係数を変化させることにより、その影響を定量的に評価した。反射による損失は実効屈折率の変化に対して大幅な改善が見込めないため、モジュール表面の凹凸処理等、実効的な入射角を小さくする取り組みが有効である他、反射による損失が少ないアレイ構成を選択することも重要である。一方、直流回路抵抗による損失はケーブル長に比例して大きくなるため、不必要に長い配線はできるだけ避けることが望ましい。

なお、本研究は、「集中連系型太陽光発電システム実証研究」の計測データを用いて行ったものである。(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。

参考文献

- (1)Y Ueda, T Oozeki, K Kurokawa, T Itou, K Kitamura, Y Miyamoto, M Yokota, H Sugihara, "Quantitative Analysis Method of Output Loss due to Restriction for Grid-connected PV Systems" IEE Japan Vol.125-B, No.12, pp1317-1326, December 2005
- (2)Y Ueda, K Kurokawa, T Itou, K Kitamura, K Akanuma, M Yokota, H Sugihara, A Morimoto, "Advanced Analysis of Grid-connected PV system's Performance and Effect of Battery" IEE Japan Vol.127-B, No.1, pp247 - 258, January 2007
- (3)T Yamada, H Nakamura, T Sugiura, K Sakuta, K Kurokawa, "Reflection loss analysis by optical modeling of PV module" Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 pp.405-413 (2001)
- (4)Y Ueda, T Oozeki and K Kurokawa "Outdoor measurement and analysis of incident angle effect of PV module" Proceedings of JSES/JWEA Joint Conference pp51-54 (2005)
- (5)再生可能エネルギー推進市民フォーラム西日本 太陽光発電データ分析評価 2004 年度報告書, pp18 - 19 (2005)

~ Memo ~



10th Anniversary TUAT Photovoltaic Student Think-in

~ Memo ~

~ Memo ~



10th Anniversary TUAT Photovoltaic Student Think-in

~ Memo ~