

地域連系太陽光発電システムの研究

A Study on Photovoltaic Power Systems with the New
Interconnected Method in Local Area高木 久考 *¹
Hisataka TKAGI芝村 浩 *¹
Hiroshi SHIBAMURA藤澤 徹 *²
Tôru FUJISAWA平田 陽一 *³
Yôichi HIRATA谷 辰夫 *⁴
Tatuo TANI

Abstract

Photovoltaic power system (PV system) has been expected to be a new and clean power generating system. The authors have proposed the new interconnected method of PV systems distributed in local area. The community composed private houses, family houses, hotels and so on with annual electric load power of 3500MWh has been tabulated for simulation. Annual electric power, introduction rate of PV systems, utilization rate in community and so on have calculated by the computer simulation. It is found that electric power generated by PV systems with the interconnected method could be used in community efficiently. It is expected that the application of the new method will be widely used in the near future because of various advantages of one's when the technical and economical subjects have been solved.

Key Words: Photovoltaic power system, Interconnected method in local area, The rate of the use in a community

1. はじめに

1993年の3月、系統連系ガイドラインが整備され、太陽光発電システムを設置した需要者と電気事業者との間に余剰電力の売買電が可能となった⁽¹⁾。現在の系統連系システムは、両者が個別に契約を結び、各月の余剰電力量、不足電力量をほぼ同一売買電単価で清算している。

将来、太陽光発電システムが多数設置されたコミュニティの建設が想定できる。このようなコミュニティにとって、合理的で有効な系統連系方式が開発され実用化されれば、太陽光発電システムの大幅な導入が期待できる。このとき各月の余剰電力と不足電力を同一の売買電単価で清算している現料金体系から、売買電単価が異なる新しい料金体系へ変わることが十分考えられる。例えば、余剰電力は独立発電事業者が電気事業者へ売電する電力単価、不足電力は現状の電力単価で買電する料金体系などである。このような新しい金体系を想定すると、太陽光発電システムを設置し運用しているサイドからは、可能な限り発生電力をコミュ

ニティー内に融通して余剰電力量や不足電力量を少なくすることが望ましいことになる。

筆者らは、これまで太陽光発電システムをコミュニティに導入した際の新しい系統連系方式である地域連系方式を提案している⁽²⁾。ここで、地域連系方式とは、ある地域内に太陽光発電システムなど分散型電源を多数設置して特別な幹線で結び、電気事業者と原則的に一箇所で連系する方式である。この方式によれば、太陽光発電システムの発生電力をこの地域内の各種の負荷に有効に供給することが可能となり、現連系方式に比べ余剰電力量を少なくすることが出来る。

本論文は両連系方式（現連系方式と地域連系方式）を採用したコミュニティ（約300軒をベース）について年間売買電々力量、自給率、コミュニティ内利用率などを評価指標として比較し論述したものである。その結果、様々な負荷パターンを有するコミュニティに適用した地域連系方式は現連系方式に比べ、地域内の自給率、コミュニティ利用率が大きく、売電する年間余剰電力量や不足電力量を大

*1 東京理科大学 工学部

*2 東京理科大学 工学部 助手

*3 東京理科大学 諏訪短期大学 助手

*4 東京理科大学 工学部 教授

(原稿受付：平成13年3月22日)

Under Graduate course of Eng. Science University of Tokyo

Faculty Eng. Science University of Tokyo

Faculty Eng. Suwa Collage, Science University of Tokyo

Prof. Faculty Eng. Science University of Tokyo

幅に減少させることができることがわかった。このことは、近い将来売買電単価に差異が生じた場合、条件によっては有効な方式であるといえる。

なお、この地域連系方式は新しい連系方式として提案するものであり、実用化のためには法規上や技術的に解決しなければならない課題が多々存在することは勿論である。

2. 基本構成

図 1 は現連系方式、図 2 は地域連系方式である。現連系方式は、現在採用されている系統連系方式であり、各システムは個別に電力事業者と契約されている。太陽光発電システム（以下 PV システムと称する）の発生電力では足りない時、配電線から不足電力を負荷に供給してもらい、逆に余った時には、配電線を介して逆潮流して、個々に電力量、電気料金の精算を行っている。

これに対して、地域連系方式では、図 2 のように地域内を特別な幹線（地域幹線）で結び、原則的には一個所で電力系統と連系する。その結果、負荷へ供給された後の余剰電力はこの幹線を介して、地域内の電力が不足している負荷に供給することが可能になる。

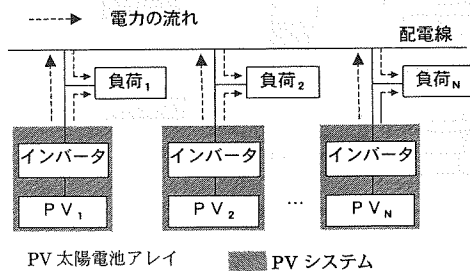
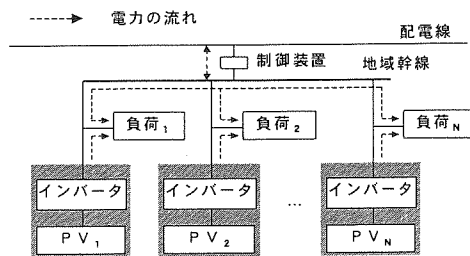


図 1. 現連系方式



* 転送遮断装置・精算電力系

図 2. 地域連系方式

3. コミュニティの作成

筆者らは都市近郊の住宅地域をいくつか実態調査するとともに航空写真などから検討して、千葉県 U 市 I 地区 308 軒のコミュニティ（総面積約 11.3km²）を典型的な基準コミュニティとして解析を進めた。図 3 は標準コミュニティの建物配置図であり、表 1 に標準コミュニティ内の各建物の軒数を示す。

表 1. 各建物の軒数(標準コミュニティ)

建物	軒数 (軒)
戸建住宅	230
ファミリーマンション	4
ワンルームマンション	38
事務所	10
店舗	18
スーパーマーケット	1
病院	7
シティーホテル	1
計	308

このコミュニティは全建物軒数の 75%が戸建住宅であり、約 12%がワンルームマンション、事務所や店舗などの事業所が約 12%で構成されている。建築種別の分類と単位面積当たりの年間負荷電力量を表 2、一軒あたりの年間負荷電力量と年間発生電力量を表 3 に示す。PV システムの年間発生電力量は、最大で年間消費電力量と同じ値である。また、太陽電池アレイの設置面積は屋根、屋上面積の 40%（スペースファクタが 0.4）であるとした。

なお、ファミリーマンションは 2～5 階建て、ワンルームマンションは全て 2 階建てとした。

表 2. 建築種別の分類と単位面積当たりの年間負荷電力量(基準コミュニティ)

物用途別 分類	建物	単位床面積の 年間負荷電力量 (kWh/m ² ・年)
住宅施設	戸建住宅	24.8
	ファミリーマンション	39.4
	ワンルームマンション	58.6
業務施設	事務所	109.5
商業施設	店舗	210
	スーパーマーケット	296.6
医療施設	病院	90.2
宿泊施設	シティーホテル	132.4

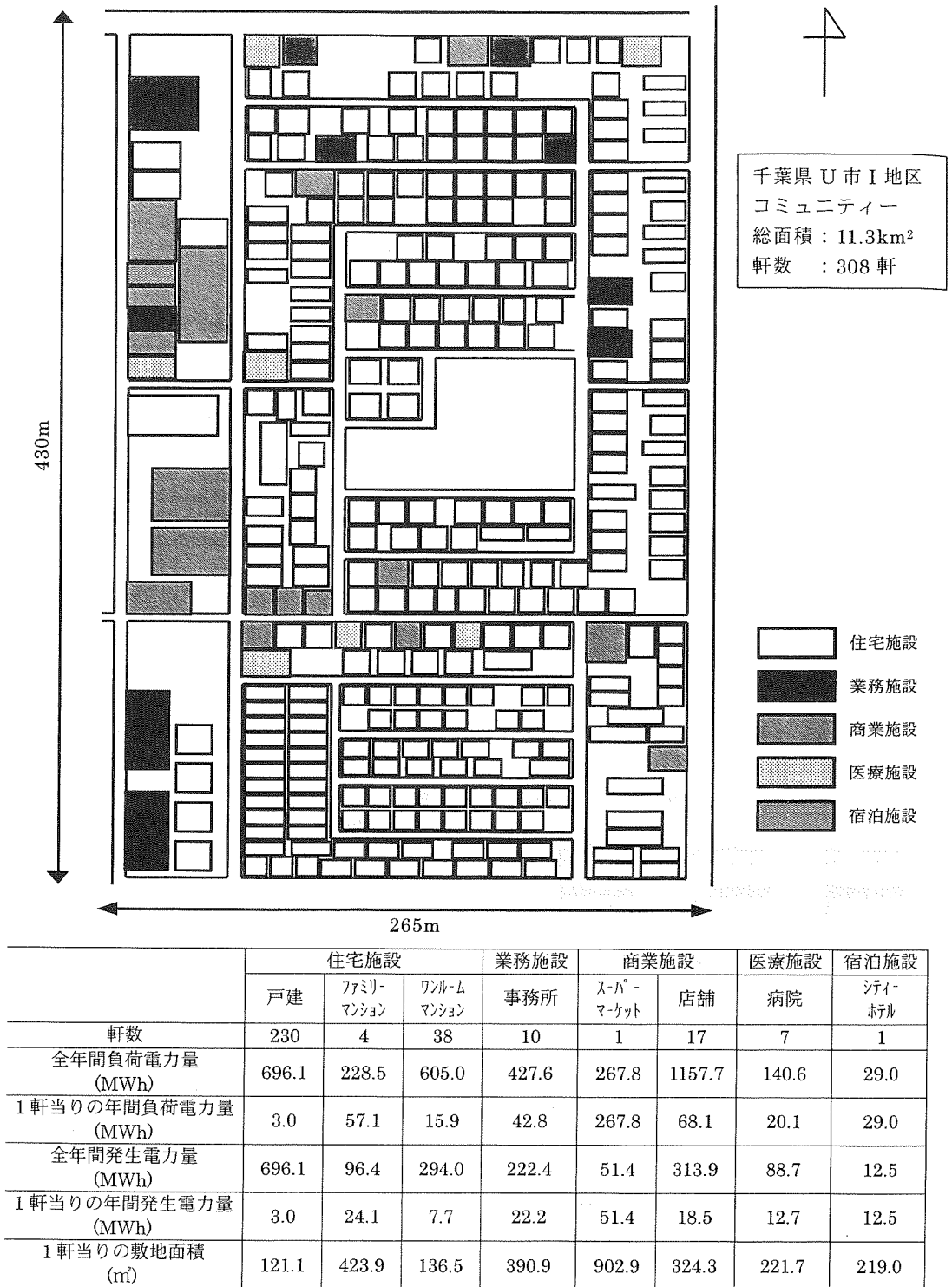


図 3. コミュニティの建物配置図(基準コミュニティ)

4. シミュレーション方法

基準コミュニティについてのシミュレーションの流れ図を図4に示す。

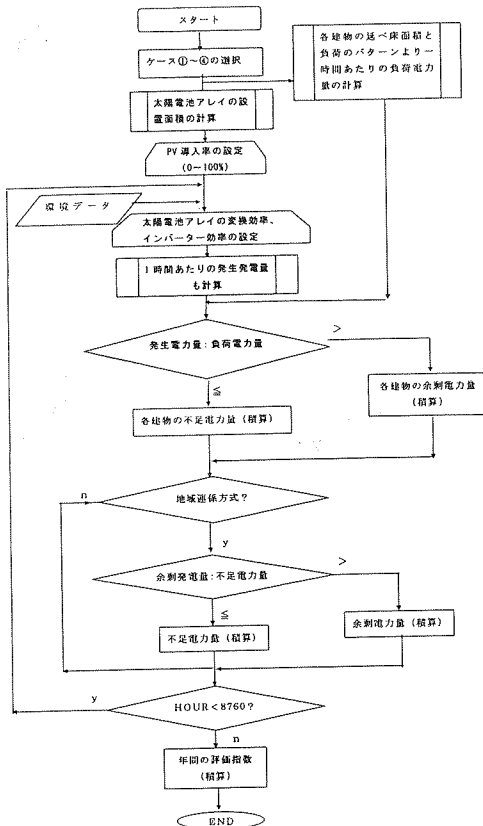


図4. 流れ図

本論文のシミュレーションは図4の流れ図にしたがった。その方法は次のようである。まず、(a)ケース①～④を選択する。各ケースについてコミュニティを構成する各建物の延べ床面積、単位面積当たりの年間負荷電力量、負荷パターンから各建物と全体の1時間あたりの負荷電力量、年間負荷電力量を求める。(b)選択したケースの太陽電池アレイ設置可能面積とPV導入率から太陽電池アレイ面積を求める。また、この値と太陽電池アレイの効率、インバータ効率、環境データ(傾斜面全天日射量、外気温度)より1時間当たり発生電力量(発電パターン)を求める。(c)これらのデータ(太陽光発電システムの発生電力量と負荷電力量)を比較して各建物の余剰電力量、不足電力量を求める。ここまでの計算は

現連系方式に関するものである。(d)筆者らが提案する地域連系方式についても同様に、全体の余剰電力量、不足電力量を求める。この計算を8760時間(1年間)繰り返し計算を行なう。(e)最後に各ケース、両連系方式、評価指標にしたがって精算して、作表、作図を行なう。

なお、シミュレーションではパラメータとしてPV導入率を用いている。ここでPV導入率とは、次式で表されるものとした。

$$P_{pv} = \{N_{pv}/N_t\} \times 100$$

ここで、

N_{pv} : PVシステム設置軒数(戸)、

N_t : 全軒数(戸)

この値はコミュニティに導入されるPVシステムの全体の負荷電力量への影響を明らかにするためのものである。例えば、PV導入率が50%のとき、PVシステムは戸建住宅、集合住宅等のそれぞれ50%の軒数に設置することを示す。なお、PVシステムを設置する順番については、年間負荷電力量が少ない建物から順にPVシステムを設置する方法と、逆に年間負荷電力量の大きい建物から順にPVシステムを設置する方法でシミュレーションを行った。そして、その平均をシミュレーションの結果として用いた。

表3. コミュニティの構成

ケース	コミュニティの構成	太陽光発電システムの設置状況
①	基準コミュニティ(表2、図3)	住宅施設のみに設置
②	基準コミュニティの住宅施設を2倍	全体に設置
③	基準コミュニティ	全体に設置
④	基準コミュニティの住宅施設を1/2倍	全体に設置

表3に示すように、この基準コミュニティの構成をベースにし、このコミュニティの住宅施設のみに太陽光発電を設置する場合をケース①、標準コミュニティの住宅施設を2倍に増やし、すべてに太陽光発電を設置する場合をケース②、基準コミュニティを構成する建築物すべてに設置する場合をケース③、基準コミュニティの住宅施設を半分に減らし、すべてに太陽光発電を設置する場合をケース④とした4つのケースについて解析した。なお、ケース①～④は負荷パターンの構成を変化させることによって評価指標の変化を定量的に求めるためのものである。

なお、PV 導入率のほかに、本論文では次のような指標を用いている。

$$\text{自給率 } P_{ss} = \{P_{ou}/P_{co}\} \times 100$$

現方式のコミュニティー

$$\text{内利用率}(P_{c1}) = \{P_{su}/P_{ou}\} \times 100$$

本方式のコミュニティー

$$\text{内利用率}(P_{c2}) = \{(P_{su}+P_n)/P_{ou}\} \times 100$$

ここで、

P_{ou} : 年間発生電力量 (kWh/年)、

P_{co} : コミュニティー内年間負荷電力量 (kWh/年)、

P_{su} : 負荷への年間直接供給電力量 (kWh/年)、

P_n : コミュニティー内年間融通電力量 (kWh/年)

5. シミュレーションに必要なデータ

5-1 環境データ

時系列に整理された1時間毎の年間(8760時間)の東京年平均気象データ(HASP)を用い、上記のシミュレーションの入力データとした。

5-2 太陽電池アレイ及びインバータ効率

太陽電池は多結晶シリコン太陽電池とし、その変換効率はセル温度が25℃、日射強度が1.0kW/m²のとき、14%とした。本シミュレーションでは、太陽電池アレイの年間発生電力量 P_o は次式によって求める。⁽⁴⁾

$$P_o = \sum_{i=1}^{8760} S \phi(i) \eta(i) [1 - 0.005 \{T_a(i) + \Delta T(i) - 25\} h_i]$$

ここで、 S : 太陽電池アレイ面積、 $\phi(i)$: 傾斜面全天日射強度(傾斜角35.5度、真南向きに設置)、

$\eta(i)$: 太陽電池モジュール変換効率、 $T_a(i)$: 外気温度、 $\Delta T(i)$: 太陽電池モジュール温度と外気温度との差、 h_i : インバータ効率であり本論文では負荷軽重にかかわらず96%一定、 i : 1月1日午前0時から12月31日24時までの8760時間

5-3 負荷パターン

負荷パターンとは1年を通して、消費電力の1時間毎の変動状況を表したものである。図5、6に例として4月1日の各建物の負荷パターンを示す。シミュレーションでは、同種類の建物に対し、複数の負荷パターンを用いた。各建物に使用した負荷パターンの種類数を表4に示す⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾。なお、シミュレーションで用いた負荷パターンは、7月～9月を夏季、12月～2月を冬季、その他の月を中間期とし、

3種類用意した。また、この期間の負荷パターンは同一とした。

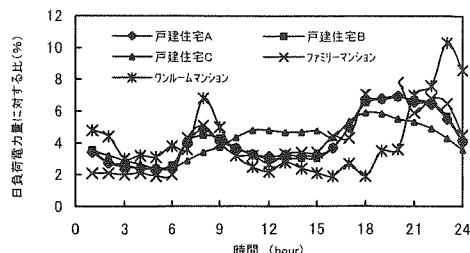


図5. 住宅施設の負荷パターンの例(4月1日)

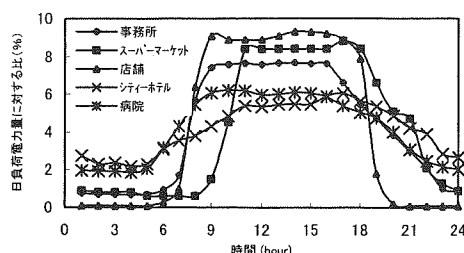


図6. 事業施設の負荷パターンの例(4月1日)

表4. 同建物に用いた負荷パターン種類数

建物	負荷パターン種類数
戸建住宅	12
ファミリーマンション	1
ワンルームマンション	1
事務所	4
店舗	2
スーパーマーケット	1
病院	2
シティホテル	1

6. 結果と考察

6-1 ケース①の年間電力量、自給率、コミュニティー内利用率

コミュニティーを構成する建築物の住宅施設のみに太陽光発電を設置した場合(ケース①)について諸特性を求めた。このケースの住宅施設の軒数は272軒であり、コミュニティー全体の年間負荷電力量は1530MWhである。

図7-1は現方式と筆者等が提案する地域連系方式とについて求めたPV導入率に対する年間電力量の関係である。図中の▼印は両方式の年間発生電力量であり、PV導入率の増加に伴って直線的に増加していることがわかる。また、◆印は両方式の負荷への年間直接供給電力量であり、両方式ともにこの量は同じで、PV導入率の増加に従って緩やかに直

線的に増加している。たとえば、PV 導入率が 100% のとき、年間 468MWh である。さらに、●印は現方式の年間余剰電力量（電気事業者への年間売電電力量）であり、■印は地域連系方式の年間売電電力量である。これらの特性に明らかな相違がある。すなわち、地域連系方式のこの電力は地域幹線内の負荷に電力が融通されて、現方式のそれに比べ大幅に少なくなっていることがわかる。▲印は地域連系方式の地域幹線内での年間融通電力量を表しており、PV 導入率が約 45% でピーク値を持ちその後減少する傾向となった。減少した融通電力量は電気事業者に売電されることになる。

図 7-2 は現方式と地域連系方式との 2 方式についての、PV 導入率に対する自給率、コミュニティ内利用率の関係である。現方式のコミュニティ内利用率は PV 導入率の値に無関係にほぼ 43% で一定であり、残りの約 60% の電力量は電気事業者に余剰電力として売電していることになる。また、地域連系方式のそれは、PV 導入率が 9% 程度から減少している。これは負荷への年間直接供給電力量が増加するに従い、地域幹線内で融通できる電力量が減少することによる。したがって、良好なコミュニティ内利用率で太陽光発電システムを設置するには、PV 導入率を 20% 程度に抑えることが必要である。一方、両方式の自給率は、PV 導入率の増加に従ってい

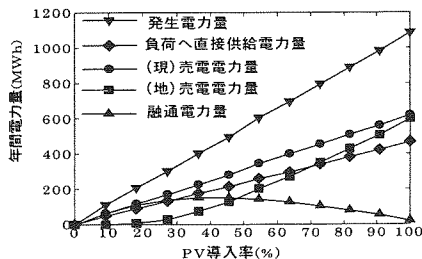


図 7-1. PV 導入率に対する各種年間電力量
(ケース①: $P_{co}=1530\text{MWh}$)

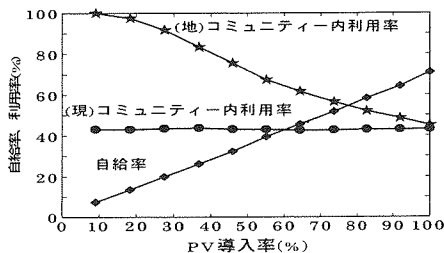


図 7-2. PV 導入率に対する自給率、利用率
(ケース①: $P_{co}=1530\text{MWh}$)

ずれも増加し導入率が 100% のとき約 70% となった。

6-2 ケース④の年間電力量、自給率、コミュニティ内利用率

表 3 に示したケース②、③、④の特性はいずれもよく似た傾向であるため、ここではケース④について述べる。このケースの年間負荷電力量は 2721MWh である。図 8-1 は PV 導入率に対する年間電力量の関係である。このケースはケース②の特性と同じ傾向を示した。ただ、地域連系方式の年間売電電力量は極めて少ない。これは PV 導入率が 65% まではほとんど地域幹線内で融通している事を意味しており、同じ傾向の住宅負荷パターンの電力量を減らすことにより、コミュニティ内の負荷パターンが様々な負荷パターンで構成されることによる。また、年間融通電力量のピークは PV 導入率が 75% 付近にあり、その時のピーク値は 248MWh となった。

図 8-2 は PV 導入率に対する両方式の自給率、コミュニティ内利用率の関係である。2 方式の自給率はケース①のそれに比べ低いが、地域連系方式のコミュニティ内利用率は高く、年間発生電力量がこのコミュニティ内で地域幹線を介して大部分利用されていることがわかる。

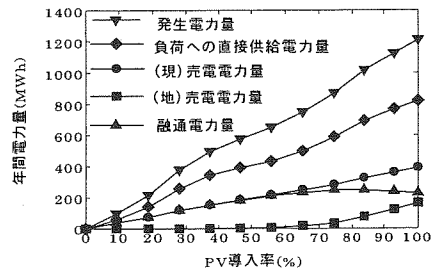


図 8-1. PV 導入率に対する各種年間電力量
(ケース④: $P_{co}=2721\text{MWh}$)

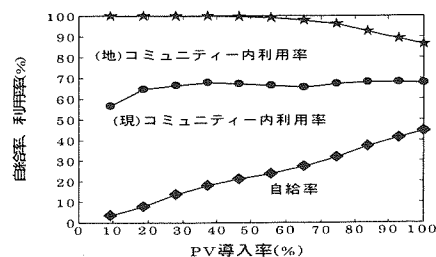


図 8-2. PV 導入率に対する自給率、利用率
(ケース④: $P_{co}=2721\text{MWh}$)

6-3 4 ケースの特性

図 9-1、図 9-2 はケース①～ケース④について、2 方式の PV 導入率に対する年間売電電力量の関係である。図中の●印は現連系方式の電気事業者への年間売電電力量である。現方式ではコミュニティ内利用率がほぼ一定であるため、年間売電電力量は PV 導入率の増加に対してほぼ直線的に増加する事がわかる。一方、■印は地域連系方式の年間売電電力量を示しており、現方式のそれに比べ大幅に少ないことが分かる。

わが国では、先に述べたように現在の系統連系システムは、電気事業者と需要者とが各月の余剰電力量、不足電力量をほぼ同一の売買電単価で精算している。最近、部分電力自由化をはじめ、独立発電事業者が電気事業に参入できるようになった。近い将来、このようなコミュニティを対象として独立発電事業者（IPP）が太陽光発電システムで電力を供給することやグループが共同で多数の太陽光発電システムを設置することが考えられる。このような状況下では、売買電単価に差をつけるような指導を受けることが十分考えられる。たとえば、売電電力量（余剰電力量）は独立発電事業者（IPP）が売っている電力単価（約 10 円/kWh）で、電気事業者からの買電電力量（不足電力量）は現電力単価（20～30 円/kWh）などである。その結果、太陽光発電システムを設置、運用しているサイドからは、コミュニティ内の発生電力を融通して利用し、売買電電力量をできるだけ少なくすることが望まれる。このような観点から、本論文で提案している地域連系方式は現連系方式に比べ有効な方式であるといえる。

図 10 は 2 方式の各ケースにおけるコミュニティ内利用率の関係である。このときの PV 導入率はいずれも 100%である。この図より、いろいろな負荷パターンを有するコミュニティに適用した地域連系方式は、現連系方式に比べ発生電力量をコミュニティ内に有効に利用することができることが分かる。例えば、コミュニティの比較的負荷パターンが似て住宅施設のみのケース①では、両方式のコミュニティ内利用率の間には大きな差異が認められない。しかし、いろいろな負荷パターンを持つコミュニティ全体に設置するケース③④では地域連系方式のコミュニティ内利用率は現連系方式のそれに比べ約 20%大きい。また、図 9-2 からケース③における両方式の年間売電電力量差の最も大きい PV 導入率は

65% 付近であることが分かる。これらの結果から、都市近郊の住宅地域にコミュニティに地域連系方式を導入することにより、年間売買電力量が少なくなり、発生電力量を有効に利用できるとともに、売買電単価が異なる場合には経済的にも有効な連系方式であることが分かる。

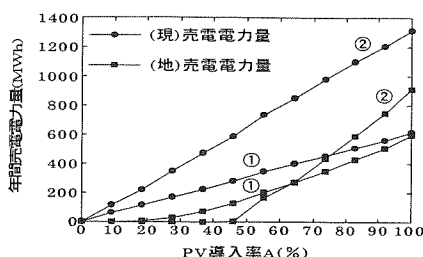


図 9-1. PV 導入率に対する年間売電電力量
(ケース①、②の場合)

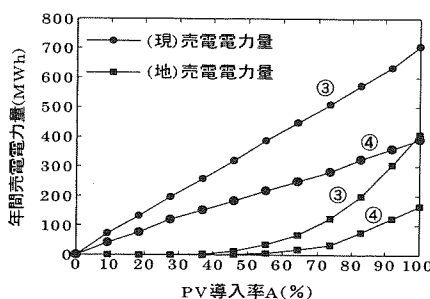


図 9-2. PV 導入率に対する年間売電電力量
(ケース③、④の場合)

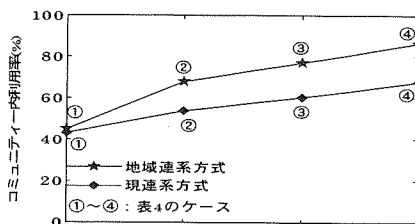


図 10. コミュニティ内利用率
(PV 導入率 100%)

7. おわりに

都市近郊住宅地域の典型的なコミュニティとして千葉県 U 市 I 地区（308 軒）を基準にして、現連系方式と筆者らが提案する地域連系方式とを適用した際の、年間売買電力量、自給率、コミュニティ内利用率などを評価指標として比較検討した。その結果、コミュニティが様々な負荷パターンによって構成されているため、地域連系方式は現連系方

式に比べ、自給率のケースにコミュニティ内に有効な標準コミュニティに現連系方式に地域連系方式で年間余剰電力量も可能である。値に差がある。の条件が整ったシステムを設置、であるといえる。

(1) 太陽光
設計
社、東

6-3 4 ケースの特性

図 9-1、図 9-2 はケース①～ケース④について、2 方式の PV 導入率に対する年間売電電力量の関係である。図中の●印は現連系方式の電気事業者への年間売電電力量である。現方式ではコミュニティ内利用率がほぼ一定であるため、年間売電電力量は PV 導入率の増加に対してほぼ直線的に増加する事がわかる。一方、■印は地域連系方式の年間売電電力量を示しており、現方式のそれに比べ大幅に少ないことが分かる。

わが国では、先に述べたように現在の系統連系システムは、電気事業者と需要者とが各月の余剰電力量、不足電力量をほぼ同一の売買電単価で精算している。最近、部分電力自由化がはじまり、独立発電事業者が電気事業に参入できるようになった。近い将来、このようなコミュニティを対象として独立発電事業者（IPP）が太陽光発電システムで電力を供給することやグループが共同で多数の太陽光発電システムを設置することが考えられる。このような状況下では、売買電単価に差をつけるような指導を受けることが十分考えられる。たとえば、売電々々量（余剰電力量）は独立発電事業者（IPP）が売っている電力単価（約 10 円/kWh）で、電気事業者からの買電々々量（不足電力量）は現電力単価（20～30 円/kWh）などである。その結果、太陽光発電システムを設置、運用しているサイドからは、コミュニティ内の発生電力を融通して利用し、売買電々々量をできるだけ少なくすることが望まれる。このような観点から、本論文で提案している地域連系方式は現連系方式に比べ有効な方式であるといえる。

図 10 は 2 方式の各ケースにおけるコミュニティ内利用率の関係である。このときの PV 導入率はいずれも 100% である。この図より、いろいろな負荷パターンを有するコミュニティに適用した地域連系方式は、現連系方式に比べ発生電力量をコミュニティ内に有効に利用することができることが分かる。例えば、コミュニティの比較的負荷パターンが似ている住宅施設みのケース①では、両方式のコミュニティ内利用率の間には大きな差異が認められない。しかし、いろいろな負荷パターンを持つコミュニティ全体に設置するケース③では地域連系方式のコミュニティ内利用率は現連系方式のそれに比べ約 20% 大きい。また、図 9-2 からケース③における両方式の年間売電々々量差の最も大きい PV 導入率は

65% 付近であることが分かる。これらの結果から、都市近郊の住宅地域にコミュニティに地域連系方式を導入することにより、年間売買電力量が少なくなり、発生電力量を有効に利用できるとともに、売買電単価が異なる場合には経済的にも有効な連系方式であることが分かる。

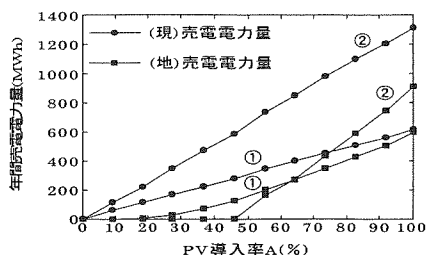


図 9-1. PV 導入率に対する年間売電電力量
(ケース①、②の場合)

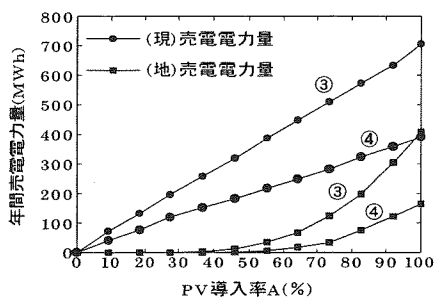


図 9-2. PV 導入率に対する年間売電電力量
(ケース③、④の場合)

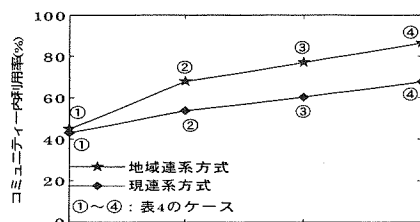


図 10. コミュニティ内利用率
(PV 導入率 100%)

7. おわりに

都市近郊住宅地域の典型的なコミュニティとして千葉県 U 市 I 地区（308 軒）を基準にして、現連系方式と筆者らが提案する地域連系方式とを適用した際の、年間売買電々々量、自給率、コミュニティ内利用率などを評価指標として比較検討した。その結果、コミュニティが様々な負荷パターンによって構成されているため、地域連系方式は現連系方

式に比べ、自給率、コミュニティー内利用率はいずれのケースについても増加し、発生電力はコミュニティー内に有効に利用されることがわかった。例えば、基準コミュニティー(PV導入率100%)の場合、現連系方式によるコミュニティー内利用率50%が地域連系方式では75%に増加する。また、売買する年間余剰電力量や不足電力量を大幅に減少させることも可能であることがわかった。近い将来、売買電単価に差がある料金体系の導入を想定すれば、実用化の条件が整った上での地域連系方式は太陽光発電システムを設置、運用するサイドから有効な連系方式であるといえる。

参考文献

- (1) 太陽光発電技術研究組合：太陽光発電システム設計ガイドブック(1994)、181-183、オーム社、東京
- (2) 車・谷・中村：高密度に分散された太陽光発電システムの連系方式、第14回エネルギーシステム・経済・環境・コンファレンス公演論文集1998
- (3) 尾島俊夫研究室、建築の光熱水原単位、(1995)、26-184、早稲田大学出版部、東京
- (4) 藤沢・谷：住宅用太陽光・熱複合利用システムの評価に関する考察(太陽依存率による評価)、電気学会論文誌B、19-B-3、1999、(363)
- (5) 社団法人日本地域冷暖房協会：地域冷暖房技術手引書、(1997)、31-45、地域冷暖房技術手引書作成委員会、東京
- (6) (3)に同じ 26-184
- (7) 社団法人空気・調和・衛生工学会：都市ガスによるコージェネレーションシステム計画・設計と評価、(1994)、137-142、新日本印刷株式会社、東京