

S-3 脱温暖化社会に向けた中長期的政策オプションの多面的かつ総合的な評価・予測・立案
手法の確立に関する総合研究プロジェクト

3. 都市に対する中長期的な二酸化炭素排出削減策導入効果の評価

(4) 都市への燃料電池と太陽電池導入によるエネルギー削減効果

信州大学 繊維学部

高橋伸英

[要旨] 低炭素社会の実現に向けて、民生部門のエネルギー消費由来のCO₂排出を削減することは急務である。その一つの手段はCO₂排出原単位の小さいエネルギー源への代替であり、太陽電池はその有力な候補である。本研究では、都市への太陽光発電の導入可能性を明らかにし、中長期的な導入シナリオを描き、太陽光発電導入によるCO₂削減効果を予測することを目的としている。

太陽光発電の導入を検討する場合、しばしば既存の系統電力との発電コストの比較が行なわれるが、他の温暖化対策との比較ではCO₂排出削減コストが重要な指標となる。そこで本研究では、住宅用屋根置き型の太陽光発電システムについて、日射量および月別平均気温の地域差を考慮したモデルにより、都道府県別の年間発電量を推定し、システムのLCA結果を利用し、都道府県別の発電コストおよびCO₂排出原単位を推定した。さらに、各電力会社の電源構成を考慮した発電コストおよびCO₂排出原単位を元に、都道府県別のCO₂排出削減コストの推定を試みた。

電力会社の電源構成が不変とした場合、既存の系統電力のCO₂排出原単位が大きい沖縄電力、中国電力、中部電力管轄地域でCO₂排出削減コストは低く、一方、東京電力および関西電力管轄地域では高い。全国平均のCO₂排出削減コストは約95,000円/t-CO₂と推定された。しかし、石油火力または石炭火力の代替として太陽光発電を導入した場合、平均CO₂排出削減コストはそれぞれ43,000円/t-CO₂と37,000円/t-CO₂となった。また、CO₂排出削減コストは地域によって大きく異なり、技術進歩、生産規模拡大による発電コストの低下によって地域差はさらに拡大する傾向が示された。このことより、太陽光発電の導入はCO₂排出削減コストが低い地域から優先的に進め、技術進歩、生産規模拡大によるコストの低下が達成されるにつれ、よりCO₂排出削減コストが高い地域へと拡大するなどの戦略的な導入シナリオが、より低コストで太陽光発電の導入を促進するためには有効であると示唆された。

[キーワード] 太陽光発電、CO₂排出原単位、発電コスト、CO₂排出削減コスト、都道府県別

1. はじめに

NEDOの太陽電池(PV)ロードマップ¹⁾では、2030年までに累積導入量100GW、発電量として家庭用電力の50%、全電力の10%程度を太陽光発電により賄うことを想定している。現在導入が進んでいる太陽光発電システムは主に住宅の屋根に設置するものであるが、太陽電池を設置できる場所およびその面積は都市の建物構成によって大きく変わり、太陽光発電による供給可能電力量(発電ポテンシャル)は都市によって大きく異なる。昨年度までの報告では、宇都宮市と札幌市の利用可能な建築面積を利用することにより、それぞれ電力需要の1.8倍、1.1倍の電力を太陽光発電により賄えることを示した。さらに、NEDOの導入目標に基づき、都道府県別の太陽光発電の導入量を2050年まで予測した。全体として、2050年の太陽光発電による発電シェアは40%まで増加し、

住宅の屋根のみに設置した場合、日本全国の屋根面積の約60%が太陽電池で覆われると予測され、その規模まで大量に太陽光発電が導入されると電源構成の大幅な変更を余儀なくされることが示唆された。

また、太陽光発電システムの導入を推し進めるためにはコストの低減は必須である。現在の発電コストは45円/kWhと言われており¹⁾、系統電力の発電コストの数倍となっている。NEDOのロードマップでは、2010年に従量電力料金並み(23円/kWh)、2020年に業務用電力料金並み(14円/kWh)、2030年に汎用電力料金並み(7円/kWh)にまで発電コストを低減することを目標としている。さらに、仮にコストが低減し導入が進んだとしても、太陽光発電システムの大量集中導入に伴う問題を克服しなければならない。現在導入が進んでいる太陽光発電システムは概ね系統と連系した逆潮流型のシステムであるが、現状のように導入量が少なれば系統に与える影響は小さいが、限られた地域で大量の太陽光発電システムが系統と接続され逆潮流を行う場合には、電圧変動や高調波ノイズなどの問題が生じると懸念される。また、これらの局所的な問題とは別に、気候により大きく変動する太陽光発電を大規模に導入することによる電力品質の問題、また出力調整の問題が生じる。いずれにせよ、電力貯蔵設備を併設するなどの太陽光発電の不安定さを補償するような手段が講じられない限り、例えコストが低下しても大量導入への道を開くのは困難である。そこで昨年度は、太陽光発電の大規模導入を可能にする手段として蓄電池の併用に着目し、蓄電池を併設した、「完全独立型」と「系統連系逆潮流なし」の二つのシステムについて発電コスト、CO₂排出原単位を評価した。「完全独立型」は、蓄電池製造コストが現状の約10分の1まで低下したとしても、発電コストは現在の系統電力の数倍程度にしか低減できない。一方、「系統連系逆潮流なし」では、太陽電池容量と蓄電池容量の間に最適な組み合わせがあり、蓄電池コストが現状の10分の1程度まで低下すれば、系統電力に匹敵する発電コストになり、太陽光発電量も有効に利用され、太陽光発電の大規模導入を可能にする有望なシステムであることが示された。

太陽光発電の経済性を考える場合、しばしば発電コストやコスト・ペイバック・タイムが指標として用いられる。しかし、発電コストは系統電力の発電コストとの比較により優位性、実現性を検討する上では重要であるが、CO₂削減対策として他のCO₂削減対策との優位性を検討する場合にはCO₂排出削減コストを指標とする必要がある。現在は太陽光発電は環境意識の高い個人消費者や事業所などによって自主的に導入され、費用も負担されているが、国や政府としてCO₂排出削減を進めていくには、よりCO₂排出削減コストが低い技術に先行的に補助を行い、導入を促進していく必要があると考えられる。そのためには太陽光発電のCO₂排出削減コストを明らかにしておく必要がある。

2. 研究目的

本研究では、太陽光発電システムのCO₂排出削減コストを明らかにする。太陽光発電は気象条件の影響を大きく受けるため、同じシステムを用いても地域によって発電量が異なり、それに伴い発電コスト、CO₂排出原単位も変化する。そこで、気象条件を考慮したモデルにより都道府県別の太陽光発電量、発電コストおよびCO₂排出原単位の推定を行う。また、CO₂排出削減コストは、太陽光発電に代替される発電方式によって異なる。さらには、電力会社間でも電源構成の違いにより、系統電力の発電コスト、CO₂排出原単位が異なるため、それらを考慮し、都道府県別のCO₂排出削減コストを明らかにする。

3. 研究方法

対象とする太陽光発電システムは住宅用屋根置きとし、発電容量は3.5kWで逆潮流ありとした。都道府県別のCO₂削減コストを推定するために、まず地域ごとの気象条件を考慮した年間太陽光発電量を推定する。その発電量を元に太陽光発電の発電コスト[円/kWh]とCO₂排出原単位[t-CO₂/kWh]を計算する。発電コストおよびCO₂排出原単位の計算では、技術進捗を仮定した場合についても推定を行なう。また、各電力会社の系統電力のCO₂排出原単位との比較により、都道府県別のCO₂排出削減コスト[円/t-CO₂]を推定する。

年間発電量の計算は以下の手順により行なった²⁾。

計算は都道府県別に行い、365日24時間別の発電量を計算する。

(1) 太陽電池に接続されたパワーコンディショナの各時間 h における出力電力は次の式で計算される。

$$P_{PC}(h) = \frac{H_A(h)}{G_s} \cdot \eta_{PC}(h) \cdot K_{PT}(h) \cdot K \cdot P_m$$

$P_{PC}(h)$: 時間 h におけるパワーコンディショナ出力電力量 [kWh/h]

$H_A(h)$: 時間 h における傾斜面日射量 [kWh/m²/h]

G_s : 標準状態における日射強度 [kW/m²] (=1.0)

$\eta_{PC}(h)$: 時間 h におけるパワーコンディショナ運転効率 [-]

$K_{PT}(h)$: 時間 h が属する月における太陽電池出力の温度補正係数 [-]

K : その他のシステム出力係数 [-](モジュール表面汚れなどによる影響を考慮) (=0.89)

P_m : 標準状態での太陽電池モジュール容量 [kW] (=3.5)

(2) 日射データ $H_A(h)$ は、太陽光発電システム用標準気象データ(METPV-2)³⁾を用いて、各都道府県の県庁所在地における時間別斜面日射量の平年値を365日24時間別に計算した値を用いた。このときの太陽電池パネルの水平面に対する角度は年間の受光量が最大となる最適傾斜角を用いた。最適傾斜角とは年間の斜面日射量が最大となる角度であり、「太陽光発電導入ガイドブック<資料編>」⁴⁾から各県庁所在都市における値を使用した。

(3) パワーコンディショナの出力は日射の変化に応じて変動し、軽負荷時には運転効率が低下する。そこでパワーコンディショナの出力補正係数 $\eta_{PC}(h)$ については文献2)で示されている代表的な運転効率曲線により推定した。

(4) 太陽電池モジュールは温度により効率が変化するため、温度による補正を行う必要があり、補正係数 $K_{PT}(h)$ は次の式で計算した。

$$K_{PT}(h) = 1 - 0.0041 \cdot (T_m(m) + 2 + \Delta T(m) - 25)$$

ここで、 m は時間 h が属する月であり、 $T_m(m)$ は m 月における月別平均気温[°C]である。 $\Delta T(m)$ は太陽電池動作時の温度上昇幅[°C]であり、5~10月で15°C、11~4月で10°Cの値が推奨されている。月別平均気温のデータは各都道府県の県庁所在地の値を使用した。

(5) 今回想定している太陽光発電システムは逆潮流ありを想定しているため、発電した電力は余剰電力も含めて全て有効に利用されるため、発電電力量全てが有効発電量である。

発電コストおよびCO₂排出原単位の計算には、文献2)によって示されている多結晶シリコンの太陽電池を使用した3.5kWの住宅屋根置き用の発電システムに関するLCA結果を利用した(表1)。こ

のLCAでは、将来の生産規模の拡大、技術の向上を考慮した解析も行われている。

表1 太陽光発電システムのLCA結果²⁾

分析ケース	Case 1	Case 2	Case 3
システム容量 [kW]	3.5		
太陽電池生産規模	10 MW/y	1 GW/y	100 GW/y
モジュール効率	0.118	0.142	0.17
モジュール面積 [m ²]	29.6	24.6	20.6
耐用年数 [y]	20		
エネルギー投入量 [GJ]	107.4	57.8	38.5
CO ₂ 排出量 [kg-C]	1674	921	639
投入コスト [千円/y]	2,501	1,328	1,014
年経費 [千円/y]	31	9	7

これらのLCA結果および各都道府県別に計算した年間発電量から、CO₂排出原単位および発電コストは以下の式で計算した。

$$\text{CO}_2\text{排出原単位 [g-CO}_2\text{/kWh]} = \frac{\text{システム製造時のCO}_2\text{排出量[g-CO}_2\text{]}}{\text{年間有効発電量 [kWh/y]} \times \text{耐用年数 [y]}}$$

$$\text{発電コスト [円/kWh]} = \frac{\sum (\text{構成機器の年経費 [円/y]} + \text{その他の年経費 [円/y]})}{\text{年間有効発電量 [kWh/y]}}$$

構成機器の年経費については、機器のコストに次の式で計算される資本回収係数 $D(l)$ (l は耐用年数)を掛けて年経費に換算した。

$$D(l) = \frac{r(1+r)^l}{(1+r)^l - 1}$$

ここで、 r は金利[-]である。

また、太陽電池を導入することによるCO₂排出削減コストは次の式により計算した。

$$\begin{aligned} \text{CO}_2\text{排出削減コスト [円/t-CO}_2\text{]} &= \frac{\text{太陽光発電の導入によるコスト増加 [円/kWh]}}{\text{太陽光発電により削減できるCO}_2\text{排出量 [t-CO}_2\text{/kWh]}} \\ &= \frac{\text{太陽光発電の発電コスト} - \text{代替される電力の発電コスト}}{\text{代替される電力のCO}_2\text{排出原単位} - \text{太陽光発電のCO}_2\text{排出原単位}} \end{aligned}$$

これらを計算するためには、各発電方式の発電コストとCO₂排出原単位が必要であり、表2に示される値を使用した。

表2 電源別の発電コストとCO₂排出原単位⁵⁾

	石油	石炭	LNG/LPG	水力	原子力
発電コスト [円/kWh]	10.7	5.7	6.2	11.9	5.3
CO ₂ 排出原単位 [g-CO ₂ /kWh]	742	975	608	11	22

また、表2で示した各発電方式の発電コストの値を使用し、各電力会社の電源構成を考慮して既

存の電力の発電コストを推定した。その結果を表3に示す。

表3 電力会社別の電源構成（2006年度）⁵⁻¹⁴⁾と平均発電コスト

電力会社	電源構成割合 [%]						発電コスト [円/kWh]
	石油	石炭	LNG/LPG	水力	原子力	その他	
東京電力(株)	9	8	38	6	38	1	6.6
関西電力(株)	7	18	18	11	45	1	6.7
中部電力(株)	8	24	45	8	15	0	6.8
九州電力(株)	7	26	17	6	41	3	6.4
東北電力(株)	7	29	25	16	20	3	7.1
中国電力(株)	13	53	15	7	11	1	6.8
北海道電力(株)	15	41	0	15	27	3	7.3
北陸電力(株)	4	52	0	21	23	0	7.1
四国電力(株)	13	40	0	9	38	0	6.8
沖縄電力(株)	21	78	0	0	0	1	6.8

さらに、各地域におけるCO₂排出削減コストを推定するために、各電力会社の系統電力のCO₂排出原単位を調査した。表4に各電力会社の2006年度実績の販売電力量、CO₂排出量およびCO₂排出原単位を示す。

表4 電力会社別のCO₂排出原単位（2006年度実績）⁵⁻¹⁴⁾

電力会社	販売電力量	CO ₂ 排出量	CO ₂ 排出原単位
	[億kWh]	[万t-CO ₂]	[kg-CO ₂ /kWh]
東京電力(株)	2,876	9,760	0.339
関西電力(株)	1,473	4,981	0.338
中部電力(株)	1,327	6,378	0.481
九州電力(株)	844	3,160	0.374
東北電力(株)	809	3,570	0.441
中国電力(株)	613	4,080	0.666
北海道電力(株)	315	1,508	0.479
北陸電力(株)	282	1,288	0.457
四国電力(株)	282	1,036	0.368
沖縄電力(株)	73.8	688	0.932

この結果より、CO₂排出原単位は関西電力の0.350 kg-CO₂/kWhから、沖縄電力の0.932 kg-CO₂/kWhまで大きく異なることが分かる。これは各電力会社の電源構成の違いに起因すると考えられ、CO₂排出原単位の小さい水力発電や原子力発電の電源構成に占める割合が大きいほど、全体としてのCO₂排出原単位が小さくなっている。

4. 結果・考察

図1に3.5kW住宅屋根置き型の太陽光発電システムを設置した場合の、都道府県別の年間発電量の計算結果を示す。全国平均の年間発電量は5000 kWh/yであったが、最小は石川県（金沢市）で約4500 kWh/yであり、最大は山梨県（山梨市）で約5700 kWh/yであった。同じ容量の太陽電池を用いても、地域によって約24%も発電量が異なる。今回の計算では、日射のみでなく太陽電池の温度上昇による効率低下を、月別平均気温を用いて考慮しているため、必ずしも九州や沖縄など南の地域で高い発電量が得られてはいない。沖縄の年間発電量は北海道と同程度である。また、東北や北陸では低く、東海や四国で高い傾向がある。

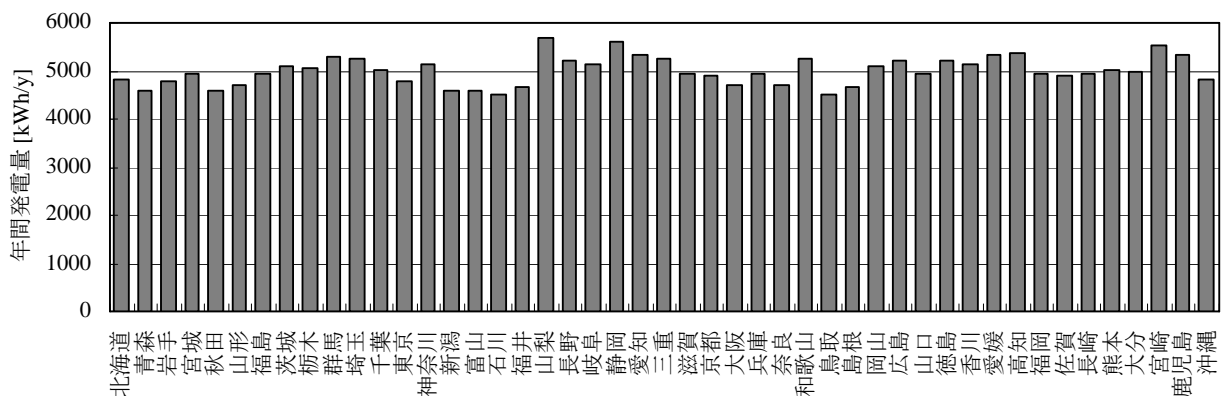


図1 3.5kW住宅用太陽光発電システムによる都道府県別の年間発電量

図1で示した年間発電量の計算結果と表1で示した太陽光発電システムのLCA結果から、それぞれのケースにおける都道府県別の発電コストおよびCO₂排出原単位を推定した結果を図2および図3に示す。

発電コストの平均値はCase 1 - 40 円/kWh、Case 2 - 20 円/kWh、Case 3 - 15 円/kWhであった。Case 3でも表2に示した各発電方式の発電コストよりは高いが、Case 2で仮定した程度に生産規模が拡大し、モジュール効率が向上すれば、現在の系統電力料金と競合できる値にまで低下すると予測された。また、CO₂排出原単位の平均値は、Case 1 - 62 g-CO₂/kWh、Case 2 - 34 g-CO₂/kWh、Case 3 - 24 g-CO₂/kWhであった。石油火力、石炭火力、LNG火力による発電のCO₂排出原単位よりは大幅に小さいが、水力や原子力による発電に比べるとCO₂排出原単位は大きい。

太陽光発電システムのコスト、CO₂排出量は地域によって変わらず同一の値を用いているため、発電コストおよびCO₂排出原単位の地域による差は年間発電量の差を直接反映している。したがって、年間発電量が大きい地域ほど発電コスト、CO₂排出原単位が低くなる。今回の計算からは、発電コストおよびCO₂排出原単位が最も大きい県は石川県であり、最も小さい県は山梨県であり、その差は約23%であった。ここで興味深いのは、Case 2からCase 3へは1 GW/yから100 GW/yへと100倍の生産規模の拡大を想定し、モジュールの効率も0.142から0.17へと大幅な向上を期待しているが、発電コストは20円/kWhから15円/kWhへと25%低下するのみである。これはモジュールの技術進歩や生産規模の拡大に伴いモジュールのコストは大幅に低下するが、モジュール以外のコストがそれほどまで低下しないためである。一方、Case 2における最小値である山梨県での発電コストは17.3円/kWhであり、Case 3における最大値である石川県の発電コストは16.6円/kWhであり、

その差は1円未満である。つまり、技術開発や生産規模の拡大によるコストの低減は勿論重要であるが、より発電量の高い地域では低コストでの導入が可能であり、そのような地域で優先的に導入を進め、導入規模を拡大していくのがコストから見た導入シナリオとして有効であると考えられる。

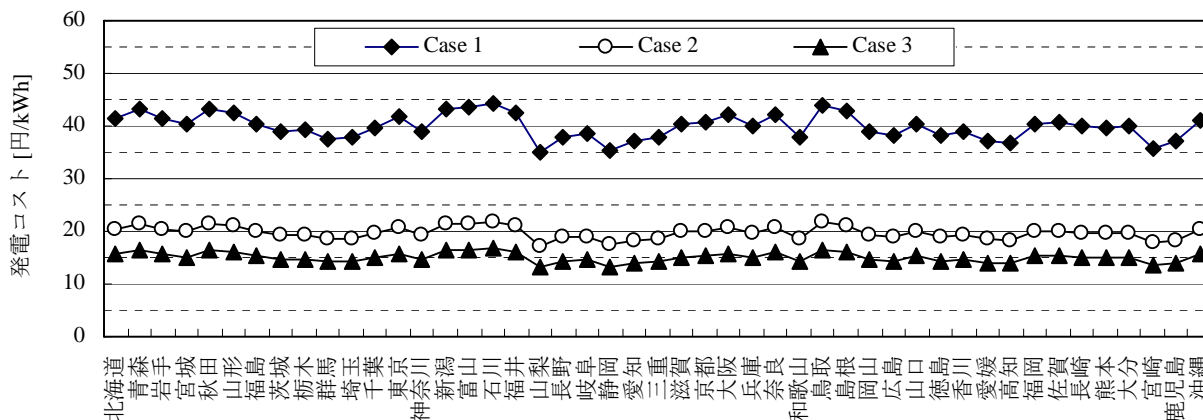


図2 都道府県別の太陽光発電システムの発電コスト

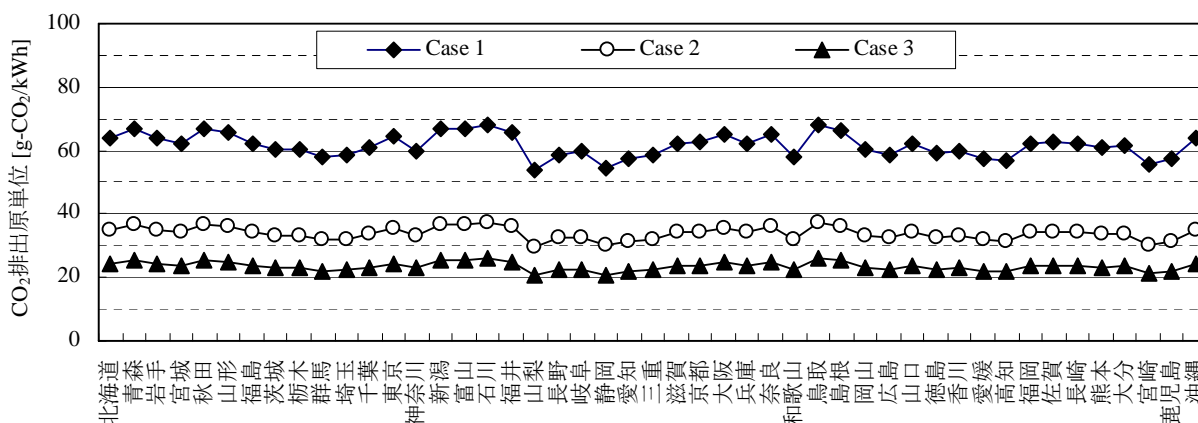


図3 都道府県別の太陽光発電システムのCO2排出原単位

太陽光発電の導入を考える場合、既存の系統電力料金との比較が良くなされるが、CO₂排出削減対策として経済性を評価する場合には、CO₂排出削減コストという指標を用いる必要がある。

太陽光発電の導入初期の段階では、電力会社は太陽光発電を石油火力や石炭火力に替わる低炭素な発電システムとして認識し導入するという事はなく、したがって太陽光発電の導入が電源構成を変更する要因とはならないと考えられる。そこで、各電力会社の電源構成は変わらないと仮定し、太陽光発電によるCO₂排出削減コストを都道府県別に推定した結果を図4に示す。

前述のように年間発電量の違いにより、発電コストおよびCO₂排出原単位は地域によって約23%程度異なるが、図4では電力会社間のCO₂排出原単位の差を強く反映した結果となった。Case 1の場合のCO₂削減コストの都道府県平均値は約95,000円/t-CO₂であったが、CO₂排出原単位が最も大きい沖縄電力管轄内の沖縄県では、約40,000円/t-CO₂と平均値の2分の1以下であった。次いでCO₂排出

削減コストが低いのは2番目にCO₂排出原単位の高い中国電力管轄地域内の県であり、CO₂排出削減コストは50,000～60,000円/t-CO₂であり、次は中部電力管轄地域で60,000～80,000円/t-CO₂であった。一方、CO₂排出削減コストが高いのは関西電力管轄地域と東京電力管轄地域であり、両者とも電力のCO₂排出原単位が小さく、太陽光発電の代替によるCO₂削減効果が小さい。このように、電力会社の電源構成の違いによりCO₂排出原単位が異なるため、太陽光発電の導入によるCO₂排出削減コストが地域によって大きく異なる。その差はCO₂排出削減コストが最も低い沖縄県と最も高い奈良県では3倍以上に達する。Case 2、Case 3のCO₂排出削減コストの平均値はそれぞれ34,000円/t-CO₂と21,000円/t-CO₂であり、Case 3では、最も低い沖縄県のCO₂排出削減コストは10,000円/t-CO₂を下回った。発電コストおよびCO₂排出原単位それぞれが単独のときに比べて、CO₂排出削減コストはそれら両方の影響を受けるため、生産規模拡大、技術進歩に伴う低下の割合が大きい。そのような太陽光発電システムの性能向上、生産規模拡大がCO₂排出削減コストの低減に有効であることは勿論である。しかし、Case 1の沖縄県のCO₂排出削減コストがCase 2の関西電力や東京電力の管轄地域よりも低いことから分かるように、CO₂排出削減コストがより低い地域から優先的に太陽光発電を導入し、技術の進歩と生産の拡大に伴いシステムコストが低下するにつれCO₂排出削減コストがより高い地域へと導入を拡大していく、というのもより低コストで太陽光発電の導入を拡大し、CO₂排出を削減するシナリオとして有効であると考えられる。

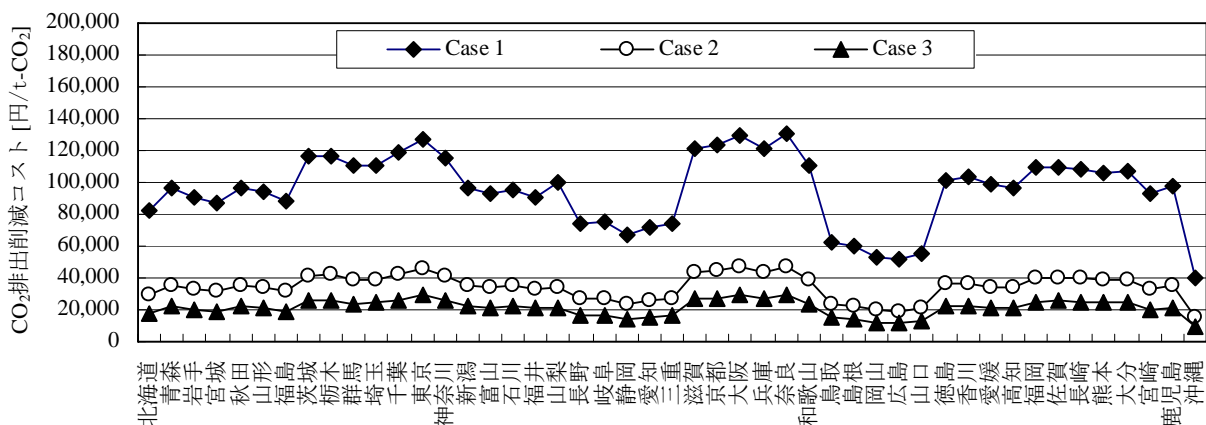


図4 都道府県別の太陽光発電によるCO₂排出削減コスト
(各電力会社の電源構成が現状と変わらないとした場合)

NEDOの太陽電池 (PV) ロードマップ¹⁾ では、2030年までに累積導入量100GW、発電量として家庭用電力の50%、全電力の10%程度を太陽光発電により賄うことを想定している。そこまで大量に太陽光発電が導入された状況では、各電力会社の電源構成が現在から変化していないとは考えにくい。CO₂の削減のみを考えれば、石油火力や石炭火力のようなCO₂排出原単位の高い発電方式は太陽光発電により置き換わっていくものと考えられる。そこで、太陽光発電が石油火力または石炭火力を代替する場合のCO₂排出削減コストの推定を行なった。それぞれの場合について、都道府県別に計算を行った結果を図5および図6に示し、表5にはそれぞれの平均値をまとめて示す。

これらの図表から分かるように、石油火力あるいは石炭火力を代替すると仮定した場合の方が、電源構成不変として計算するよりも、著しく低いCO₂排出削減コストが得られた。これは電源構成

を考慮した電力のCO₂排出原単位よりも、石油火力および石炭火力のCO₂排出原単位が著しく大きい
 ためである。ただし、沖縄県については、沖縄電力がほぼ石油火力と石炭火力で電力が賄われて
 いるためCO₂排出原単位が大きく、電源構成を考慮した場合と石油火力あるいは石炭火力を代替し
 た場合でもCO₂排出削減コストは余り変わらない。都道府県間のCO₂排出削減コストの差は太陽光発
 電による発電量の差を反映している。したがって、山梨県で最低で、石川県で最高となっている。
 しかし、その差は発電コスト単独の場合に比べて大きくなっている。さらに、Case 2、Case 3と
 なるにつれ、両県の差は拡大し、Case 3でのCO₂排出削減コストは山梨県では3,500円/t-CO₂である
 が、石川県では8,300円/t-CO₂であり、倍以上異なっている。これはCO₂排出削減コストの計算式か
 ら分かるように、分子には単なる太陽光発電の発電コストではなく、代替される発電方式の発電
 コストとの差を取っているため、異なるケースでの発電コストの差がより大きく影響するため
 である。同じ理由により、石油火力と代替する場合の方が、石炭火力と代替する場合よりも都道府
 県間の差が大きくなっている。

このように、太陽光発電のCO₂排出削減コストは、それが代替する発電方式により値が異なる。
 現在の太陽電池の生産規模、技術レベルはCase 1とCase 2の間にあると予想され、石油火力また
 は石炭火力を代替するとした場合のCO₂排出削減コストは20,000～30,000円/t-CO₂程度と予想され
 る。また、近年の原油価格の高騰を考えると、石油火力の発電コストは表2で示した値よりもさら
 に高くなっていることが予想されるため、太陽光発電によるCO₂排出削減コストはより低下するも
 のと期待される。Case 3では太陽光発電の発電コストは15円/kWhと推定しているが、そこまで発
 電コストが低下するとCO₂排出削減コストは10,000円/t-CO₂以下となると推測される。

また、今回の結果で示したように、CO₂排出削減コストは導入される地域によって大きく異なる。
 特に太陽光発電の発電コストが低下するにつれ、地域間差は顕著になってくる。前述したように
 少しでもCO₂排出対策の経済性を向上するためには、このようなCO₂排出削減コストの地域間差を考
 慮し、優先的に太陽光発電を導入するというような戦略的なシナリオが必要であると思われる。
 購入補助事業が終了し、現在は太陽光発電の導入費用は環境意識の高い消費者が全て負担するこ
 とになっているが、政府として、あるいは事業所として、他のCO₂排出削減方法のコストと比較し、
 相応な額の補助を行い、太陽光発電の導入の拡大を図る必要があると考える。

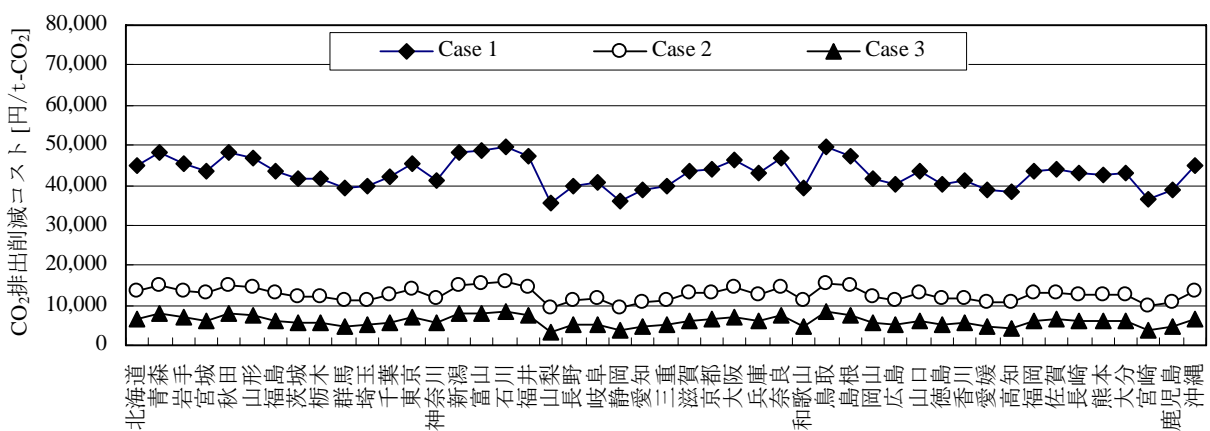


図5 都道府県別の太陽光発電によるCO₂排出削減コスト
 (太陽光発電が石油火力発電を代替すると仮定した場合)

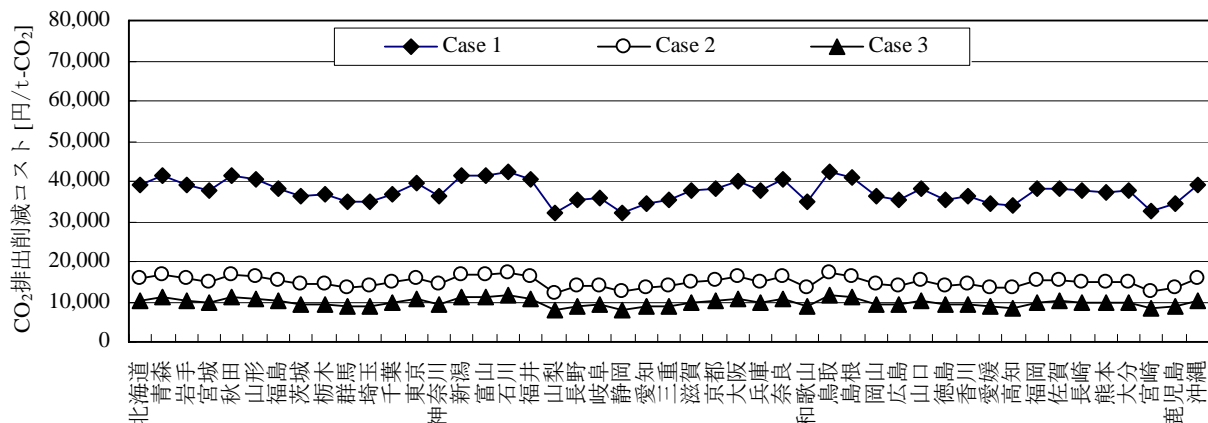


図6 都道府県別の太陽光発電によるCO₂排出削減コスト
(太陽光発電が石炭火力発電を代替すると仮定した場合)

表5 太陽光発電の導入仮定とCO₂排出削減コスト(都道府県平均)

太陽光発電の導入仮定	CO ₂ 排出削減コスト [円/t-CO ₂]		
	Case 1	Case 2	Case 3
電源構成は変わらないと仮定した場合	95,318	34,362	21,368
石油火力を代替する場合	42,926	12,706	6,028
石炭火力を代替する場合	37,446	14,872	9,807

5. 本研究により得られた成果

(1) 科学的意義

日射量だけでなく、気温の上昇による太陽電池のセル効率の低下、パワーコンディショナの運転効率を考慮したモデルにより、都道府県別の太陽光発電量をより正確に推定するとともに、発電コストおよびCO₂排出原単位の地域差を明らかにした。また、CO₂排出削減コストについては、太陽光発電に代替される発電方式によって異なることを示し、さらに、電力会社間の電源構成の違いによる発電コスト、CO₂排出原単位を考慮することにより、CO₂排出削減コストの地域差を明らかにした。さらに、技術革新や生産規模の拡大に伴う太陽光発電システムのコスト低下により、CO₂排出削減コストがどの程度低減されるか明らかにした。

(2) 地球環境政策への貢献

気象条件や代替される発電方式の発電コスト、CO₂排出原単位を考慮することにより、太陽光発電の発電コスト、CO₂排出削減コストが地域によって大きく異なることを明らかにした。また将来

太陽光発電システムのコスト低下によりCO₂排出削減コストが著しく低下することを示した。これらの結果から、よりCO₂排出削減コストの低い地域から導入を促進し、コストの低下を待って、よりCO₂排出削減コストの高い地域へと導入を拡大するなど、CO₂排出削減技術としてより経済性を高めつつ導入を促進し、CO₂排出削減を達成するための戦略的な太陽光発電の導入シナリオを提示した。

6. 引用文献

- (1) 新エネルギー・産業技術総合開発機構:「2030年に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030)」, 2004
- (2) 山田興一, 小宮山宏:「太陽光発電工学-太陽電池の基礎からシステム評価まで-」, 日経BP社, 東京, 2002
- (3) 経済産業省:「エネルギー白書2004年版」, <http://www.meti.go.jp/report/whitepaper/index.html>, 2004
- (4) NEDO:「技術情報データベース」, <http://www.nedo.go.jp/database/>
- (5) 新エネルギー・産業技術総合開発機構:「太陽光発電導入ガイドブック<資料編> (2000年改訂版)」, 2000
- (6) 東京電力株式会社1:「サステナビリティレポート2007」, 2007
- (7) 関西電力株式会社:「CSR Report 2007」, 2007
- (8) 中部電力株式会社:「CSR Report 2007」, 2007
- (9) 九州電力株式会社:「九州電力CSR報告書2007」, 2007
- (10) 東北電力株式会社:「CSR Report 2007」, 2007
- (11) 中国電力株式会社:「2007 エネルギアグループ CSR報告書」, 2007
- (12) 北海道電力株式会社:「ほくでんサステナビリティレポート2007」, 2007
- (13) 北陸電力株式会社:「北陸電力グループCSR報告書」, 2007
- (14) 四国電力:「よんでんCSRレポート2007」, 2007
- (15) 沖縄電力株式会社:「沖縄電力環境行動レポート2007」, 2007

7. 国際共同研究等の状況

特に記載すべき事項はない。

8. 研究成果の発表状況

(1) 誌上発表

<論文(査読あり)>

なし

<査読付論文に準ずる成果発表>

なし

<その他誌上発表(査読なし)>

なし

(2) 口頭発表(学会)

なし

(3) 出願特許

なし

(4) シンポジウム、セミナーの開催(主催のもの)

なし

(5) マスコミ等への公表・報道等

なし

(6) その他

なし