

Feed-in Premium と施設栽培での自家消費を考慮した 営農型太陽光発電システムにおける蓄電設備の活用

Battery Storage Utilization in Agrivoltaic Systems with Feed-in Premium and Greenhouse Self-Consumption

増田 理気^{*}・前 匡鴻^{*}・吉岡 剛^{*}・松橋 隆治^{*}

Riki Masuda

Masahiro Mae

Tsuyoshi Yoshioka

Ryuji Matsuhashi

Abstract

To enhance energy security and achieve carbon neutrality, promoting renewable energy while optimizing land-use efficiency is crucial, making agrivoltaic systems a highly promising solution. As the market environment shifts under schemes like the Feed-in Premium (FIP), evaluating the feasibility of these systems has become increasingly important. We formulate a linear programming model that optimizes power allocation among self-consumption, grid purchase, and battery operations under commercial electricity tariffs including demand-based basic charges. Analysis of 90 cases demonstrates that the net-benefit-maximizing configuration is 20 kW without battery storage at an FIP premium of 0 JPY/kWh, and 50 kW without battery storage at premiums of 3 and 5 JPY/kWh. While battery storage improves greenhouse energy self-sufficiency and environmental performance, it introduces an economic trade-off under current high equipment costs. In conclusion, optimal system design requires a precise capacity balance among greenhouse demand, solar generation, and storage, and future research will explore thermal storage as an alternative load-shifting strategy.

Key words : Agrivoltaics, Battery Storage, Feed-in Premium, Greenhouse, Optimization

1. 序論

日本ではエネルギー安全保障やカーボンニュートラルの観点から、再生可能エネルギー導入の拡大が求められている¹⁾。太陽光発電 (PV) は代表的な電源であるが、国土利用に制約の大きい日本では、PV のさらなる導入において、用地確保と地域受容性の両立が大きな課題である。こうした条件の下で、農地の上部空間を活用しつつ農業生産と発電を両立させる営農型太陽光発電 (Agrivoltaics) は、有望な導入形態として注目されている²⁾。実際に国内でも営農型太陽光発電の導入は進展しており、2023 年度末時点の農地一時転用許可は累計 6,137 件、1,361.6 ha に達している³⁾。

一方で、営農型太陽光発電の事業環境は、発電電力に着目すると固定価格買取制度 (FIT) を前提とした段階から、市場連動型の Feed-in Premium 制度 (FIP) を前提とする段階へ移行しつつある⁴⁾⁵⁾。FIT の下では売電収入の予見性が高く、主に発電量に基づく事業性評価が行いやすかった。それに対し、FIP 制度の下では収益性が市場価格の時間変動に左右されるため、新しい市場環境における営農型太陽光発電の経済性を評価することが重要となっている。その中の一つとして発電電力の自家消費や蓄電池による需給調整が、営農型太陽光発電を含むシステム全体の経済性に与える影響を明らかにする必要性は高い。

ここで、自家消費先の候補として施設栽培で用いられる温室が挙げられる。温室は冷暖房・換気などの環境制御を行うため、年間を通じた電力需要を有しており、農業分野の温室効果ガス排出の一因となっている⁶⁾。営農型太陽光発電の発電電力を温室で自家消費することができれば、システム全体の経済性向上と農業の脱炭素化を同時に達成する可能性がある。実際に、営農型太陽光発電の評価では、発電量だけでなく農業との両立価値を考慮すべきことが指摘されており⁷⁾、農業・食品分野での自家消費などの地域内でのエネルギー融通が費用削減に寄与するとの報告もある⁸⁾。このため、近隣の需要と結び付いた運用評価は、営農型太陽光発電の実装可能性を検討する上で重要である。

既往研究では、営農型太陽光発電の農業・発電両面への影響の整理²⁾や、日本の農村地域を対象とした地域経済効果を含む導入評価⁹⁾が報告されている。しかし、FIP 制度下で、温室での自家消費、市場売電、蓄電池による需給調整を同時に扱い、さらに基本料金を含む需要家側の料金体系まで反映して経済性を評価した研究は十分ではない。

そこで本論文では、FIP 売電と温室での自家消費を想定した営農型太陽光発電の経済性評価の研究¹⁰⁾に対し、蓄電池運用を追加し、FIP 売電、自家消費、蓄電池運用、系統買電を統合した線形計画モデルを構築する。その上で、PV 容量と蓄電池容量の組合せが、温室の電力コスト削減、FIP 売電収入、年換算設備費から算出される年間純便益、および系統買電削減に伴う CO₂ 削減量に与える影響を比較し、現

^{*} 東京大学大学院工学系研究科電気系工学専攻

〒113-8656 東京都文京区本郷 7-3-1

E-mail : rmasuda@ieee.org

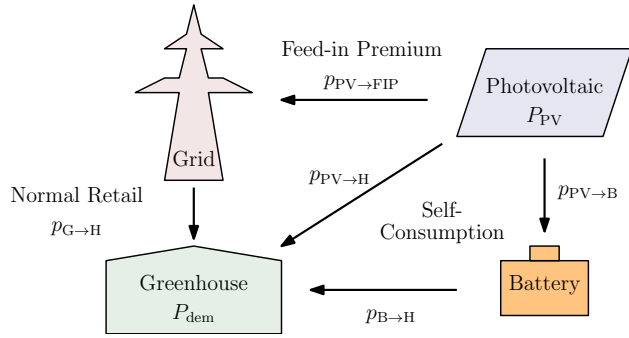


図1 対象システムの構成

行の制度・価格条件の下で有望な設備規模と経済性・環境性のトレードオフを明らかにすることを目的とする。

2. 問題設定

2.1 対象システム

図1に対象システムの概念図を示す。本論文では、露地栽培を行う農地の上部空間を活用した営農型太陽光発電を対象とし、その近隣に電力需要を持つ施設栽培温室と蓄電池が併設された単一の需要家モデルを構築する。ここでは、温室・営農型太陽光発電・蓄電池の所有者が同一であると仮定し、設備導入コストと運用の便益をまとめて評価する。

PV 発電電力は、温室での自家消費、蓄電池の充電、FIP 売電に配分される。一方、温室の電力需要は、PV からの直接供給、蓄電池からの放電、および系統からの買電によって満たされる。蓄電池は PV の余剰電力のみで充電され、その放電電力は温室でのみ用いられるものとする。したがって、本システムにおける蓄電池の役割は、市場価格の変動を利用した売電収益の追求ではなく、温室における自家消費率の拡大、系統買電量の削減、および年間最大受電電力の抑制による基本料金の低減にある。

2.2 入力データとシミュレーション条件

最適化の時間解像度は 30 分とし、対象期間は 2024 年の 1 年間 (17,520 時点) とした。気象データには NEDO のデータベース¹¹⁾から宇都宮のデータを取得し、各時刻の日射量や気温に基づき PV 発電量と温室の電力需要を計算した。温室の電力需要については、イチゴの栽培を想定し、1 分解像度の環境制御シミュレーションにより、図2に示すような冷暖房や換気制御に要する電力需要を算出した上で、最適化モデルの解像度に合わせて 30 分値へ集約して与えた。また、電力市場価格には日本卸電力取引所 (JEPX) のスポット市場価格¹²⁾を用いた。2024 年の JEPX 平均価格は 13.66 円・kWh⁻¹である。

2.3 ケース設定とベースライン

本論文におけるシミュレーション条件を表1に示す。PV の導入容量は 10, 20, 30, 40, 50 kW の 5 ケースを設定した。パネルの出力密度を 40 W・m⁻²と想定している。蓄電池

表1 シミュレーション条件

項目	数値	単位
対象年	2024	-
時間解像度	30	min
PV 容量	10, 20, ..., 50	kW
蓄電池容量	0, 10, ..., 50	kWh
FIP プレミアム	0, 3, 5	円・kWh ⁻¹
系統従量料金	26	円・kWh ⁻¹
系統基本料金	1000	円・kWh ⁻¹
契約電力係数	1.1	-
PV 設備単価	300,000	円・kW ⁻¹
蓄電池設備単価	80,000	円・kWh ⁻¹
PV 寿命	20	年
蓄電池寿命	15	年
割引率	5	%
充放電効率	0.95 / 0.95	-
SOC 上限 / 下限	0.9 / 0.1	-
充放電出力係数	0.5	h ⁻¹

容量は 0, 10, 20, 30, 40, 50 kWh の 6 ケース、FIP プレミアムは 0, 3, 5 円・kWh⁻¹ の 3 ケースとし、これらを組み合わせ合わせた合計 90 ケースを解析した。蓄電池の最大充放電電力は、定格容量の 0.5 倍としており、例えば、容量が 50kWh の場合は 25kW となる。電気料金は、従量料金 26.0 円・kWh⁻¹と基本料金 1,000 円・kW⁻¹・month⁻¹の料金体系に基づく¹³⁾。設備初期費用として、PV は 300,000 円・kW⁻¹、蓄電池は 80,000 円・kWh⁻¹に設定した⁹⁾¹⁴⁾。

比較基準として、PV および蓄電池を一切導入しないベースラインケースを設けた。このベースラインにおける年間系統買電量は 32,440 kWh・year⁻¹、年間電力コストは 1,079,799 円・year⁻¹となった。その内訳は、従量料金 843,436 円・year⁻¹と基本料金 236,363 円・year⁻¹である。契約電力は年間最大受電電力の 1.1 倍にすることとし、ベースラインにおいては、17.91 kW の 1.1 倍である 19.70 kW となった。PV および蓄電池の導入効果は、このベースラインとの差分に基づき評価・解釈を行う。

3. 手法

本論文では、PV および蓄電池の容量を所与とした各ケースに対し、30 分ごとの最適な電力運用を決定する線形計画モデルを構築した。評価期間を $t = 1, \dots, T$ ($T = 17,520$) とし、各時刻の PV 発電電力 $P_{PV}(t)$ 、温室の電力需要 $P_{dem}(t)$ 、および JEPX 価格系列は定数として与えた。本モデルにおいて、各タイムステップ $\Delta t (= 0.5h)$ で最適化される決定変数は以下の通りである。

- $p_{PV \rightarrow H}(t)$: PV から温室への直接供給電力[kW]

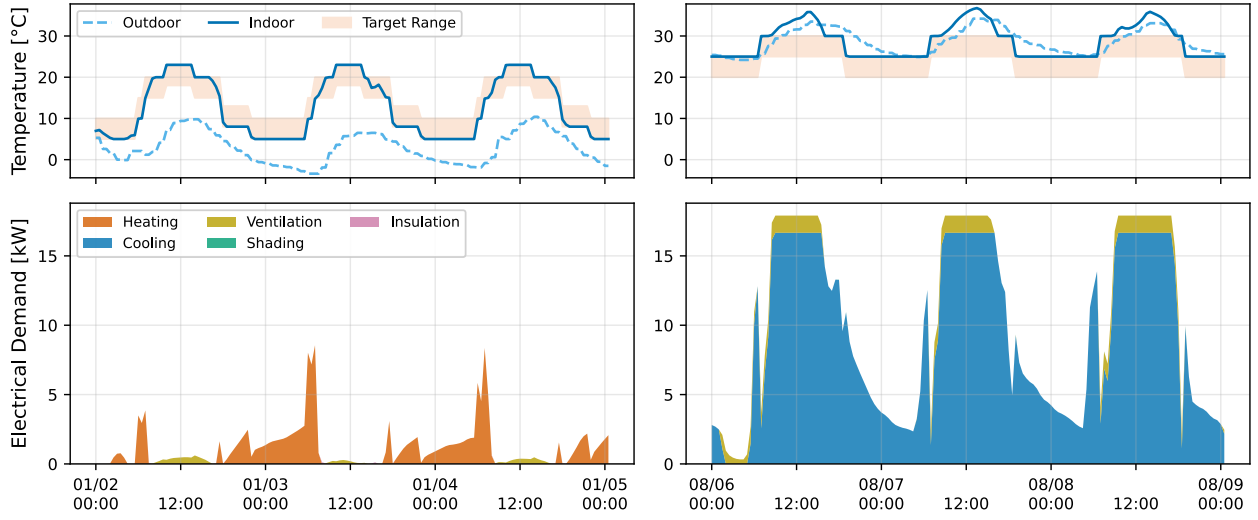


図2 冬季（左）および夏季（右）における温室の温度制御と電力需要

- $p_{PV \rightarrow B}(t)$: PV から蓄電池への充電電力[kW]
- $p_{PV \rightarrow FIP}(t)$: PV から FIP 市場への売電電力[kW]
- $p_{B \rightarrow H}(t)$: 蓄電池から温室への直接供給電力[kW]
- $p_{G \rightarrow H}(t)$: 系統から温室への放電電力[kW]
- $s(t)$: 蓄電池の蓄電量[kWh]
- $P_{contract}$: 年間契約電力[kW]

なお、各設備容量はシミュレーションケースごとに固定されており、本モデルは与えられた設備構成下での電力運用のみを最適化する。

3.1 目的関数

最適化の目的関数は、FIP 売電収入から系統買電の従量料金および基本料金を差し引いた年間収益 R であり、次式で表される。

$$\max R = \sum_t (C_{FIP}(t) p_{PV \rightarrow FIP}(t) - C_{grid} p_{G \rightarrow H}(t)) \Delta t - 12 C_{basic} P_{contract} \quad (1)$$

ここで、 $C_{FIP}(t)$ は時刻 t における FIP 売電単価 (JEPX スポット市場価格とプレミアムの和) [円・kWh⁻¹]、 C_{grid} は系統従量料金単価 [円・kWh⁻¹]、 C_{basic} は基本料金単価 [円・kW⁻¹・month⁻¹] である。

3.2 制約条件

各時刻 t において、PV 発電電力が温室での自家消費、蓄電池の充電、FIP での売電のいずれかに配分されるため、次式の電力バランス制約を設けた。

$$P_{PV}(t) = p_{PV \rightarrow H}(t) + p_{PV \rightarrow B}(t) + p_{PV \rightarrow FIP}(t) \quad (2)$$

また、温室の電力需要は、PV 発電、蓄電池放電、系統買電の和によって過不足なく満たされるものとした。

$$P_{dem}(t) = p_{PV \rightarrow H}(t) + p_{B \rightarrow H}(t) + p_{G \rightarrow H}(t) \quad (3)$$

ここで、すべての決定変数は非負制約を満足するものとする。蓄電池の蓄電残量 $s(t)$ の状態遷移は、充放電効率 η_c および η_d を用いて次式で定義される。

$$s(t) = s(t-1) + \eta_c p_{PV \rightarrow B}(t) \Delta t - \frac{p_{B \rightarrow H}(t) \Delta t}{\eta_d} \quad (4)$$

蓄電池容量を E_B [kWh]、定格容量に対する最大出力を決定する C レート定数を κ [h⁻¹] とすると、各時刻の充放電電力の上限は次式により制限される。

$$0 \leq p_{PV \rightarrow B}(t) \leq \kappa E_B, 0 \leq p_{B \rightarrow H}(t) \leq \kappa E_B \quad (5)$$

本論文では $\kappa = 0.5 \text{ h}^{-1}$ と設定した。また、過充電および過放電に伴うセルの急激な劣化を抑制するため、蓄電量に対して以下の上下限制約を設けた。

$$\alpha_{min} E_B \leq s(t) \leq \alpha_{max} E_B \quad (6)$$

ここで、運用可能範囲の制約係数は $\alpha_{min} = 0.1, \alpha_{max} = 0.9$ とした。初期蓄電残量は $\alpha_{init} E_B$ ($\alpha_{init} = 0.5$) とし、年間を通じたエネルギーの持ち越しを考慮し、評価期間の終端条件として次式を設定した。

$$s(T) = s(0) \quad (7)$$

なお、蓄電池容量が 0 kWh のケースでは、すべての時刻で充放電電力および蓄電残量を一律で 0 に固定している。さらに、年間最大受電電力の抑制効果を基本料金に連動させるため、全時刻における系統買電電力に対し、契約電力係数 1.1 を乗じた値を上回るように年間契約電力 $P_{contract}$ を定めた。

$$1.1 p_{G \rightarrow H}(t) \leq P_{contract} \quad (8)$$

3.3 経済性・環境性指標

最適化によって得られた各ケースの電力運用に基づき、年間純便益、割引回収期間、および CO₂ 削減量を算出した。太陽光発電および蓄電池の年換算設備費 A_j ($j \in \{PV, B\}$) [円・year⁻¹] は、初期投資費用 I_j [円]、耐用年数 L_j [year]、および割引率 r を用いて、以下の式に基づき算出した。

$$A_j = I_j \frac{r(1+r)^{L_j}}{(1+r)^{L_j} - 1} \quad (9)$$

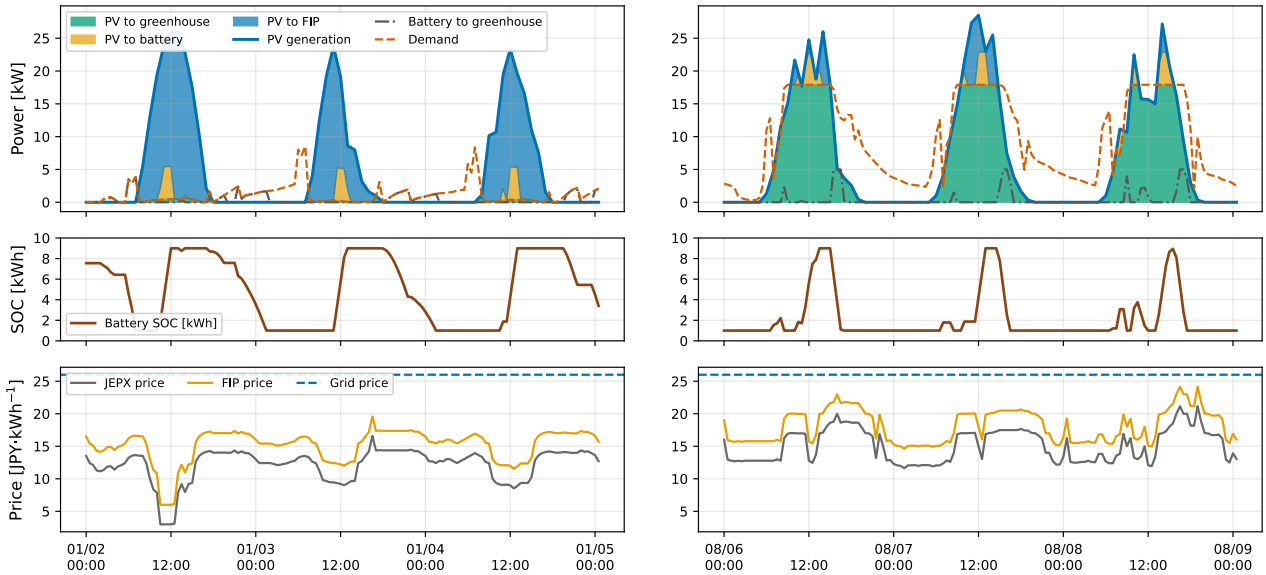


図3 冬季（左）および夏季（右）発電電力配分・蓄電池 SOC・市場価格
(PV30kW・蓄電池 10kWh・プレミアム 3 円・kWh⁻¹)

これにより、各ケースにおける PV および蓄電池を導入した場合の年間純便益 B_{net} [円・year⁻¹] は次式で与えられる。

$$B_{\text{net}} = TC_{\text{base}} + R - A_{\text{PV}} - A_B \quad (10)$$

ここで、 TC_{base} は PV および蓄電池を導入していないベースラインの年間総電力コスト (1,079,799 円・year⁻¹) である。設備投資の割引回収期間については、累積キャッシュフローが正に転じる年数として算出した。

また、システム導入による温室のエネルギー自給度を示す指標として、年間総電力需要のうち PV からの直接供給および蓄電池放電によって賄われた電力量の割合を示す自給率 β [%] を以下のように定義した。

$$\beta = \frac{\sum_t (p_{\text{PV} \rightarrow \text{H}}(t) + p_{\text{B} \rightarrow \text{H}}(t)) \Delta t}{\sum_t P_{\text{dem}}(t) \Delta t} \times 100 \quad (11)$$

さらに、環境性の評価指標である CO₂ 排出削減量 ΔCO_2 [kg-CO₂·year⁻¹] は、系統電力の排出係数 $\gamma = 0.45 \text{ kg-CO}_2 \cdot \text{kWh}^{-1}$ を用いて以下の式で算出した。

$$\Delta \text{CO}_2 = \gamma \sum_t (P_{\text{dem}}(t) - p_{\text{G} \rightarrow \text{H}}(t)) \quad (12)$$

4. 検証

4.1 温室需要と市場価格の特徴

温室の季節別電力需要は図2に示すとおりで、冬季は暖房需要が支配的であり、夏季は換気と冷房需要が増加する。このため、夏季の日中は太陽光発電と温室需要の時間的一致度が高く、自家消費が生じやすい一方、冬季は発電量に対して暖房需要が夜間に偏るなど、需給の時間的不一致が相対的に大きい。

市場価格は時間帯によって変動するため、発電電力の価

値も時刻ごとに变化する。図3に示すケース (PV30kW・蓄電池 10kWh・プレミアム 3 円・kWh⁻¹) では、昼間の発電増加時にまず温室の電力需要が満たされ、余剰分が蓄電池の充電または FIP での売電に配分される。その後、発電が低下する時間帯には蓄電池の放電が系統買電を代替しており、蓄電池が需要シフトと年間最大受電電力の抑制に機能する様子が確認できる。本システムにおいて、温室の電力需要と市場価格の季節性・時間変動を同時に考慮することが不可欠である。

4.2 PV 容量と蓄電池容量の感度分析

図4、図5および図6に、プレミアム 3 円・kWh⁻¹ での年間純便益・割引回収期間・CO₂ 排出削減量を示す。まず、蓄電池を導入しない場合、年間純便益は PV 容量 10, 30, 50 kW でそれぞれ 110,993 円・year⁻¹, 212,419 円・year⁻¹, 247,740 円・year⁻¹ となり、PV 容量の増加に伴って上昇した。しかしその増加幅は縮小しており、FIP 売電収入や電力コスト削減額の増加に対して、太陽光発電の年換算設備費の増加が上回るため、年間純便益は単調には拡大しない。一方、蓄電池容量の増加は CO₂ 削減量の改善に寄与したものの、現行の設備価格条件のもとでは経済性の面で不利に働いた。

図6に示す PV30 kW のケースでは、蓄電池容量を 0 kWh から 50 kWh へ増やすと、CO₂ 削減量は 7,617 から 10,280 kg-CO₂·year⁻¹ へ向上した。しかし、蓄電池の年換算設備費の負担を考慮したシステム全体の年間純便益は 212,419 円・year⁻¹ から -31,539 円・year⁻¹ へと低下した。割引回収期間についても、13.46 年から 18.99 年へと容量に応じて長期化した。これは、蓄電池による系統買電の削減効果が現時点の設備初期費用を十分には相殺できないことを意味している。ただし、PV30 kW 条件では蓄電池 40 kWh までは年間純便益が正の値を維持しており、経済的な破綻を回避しつ

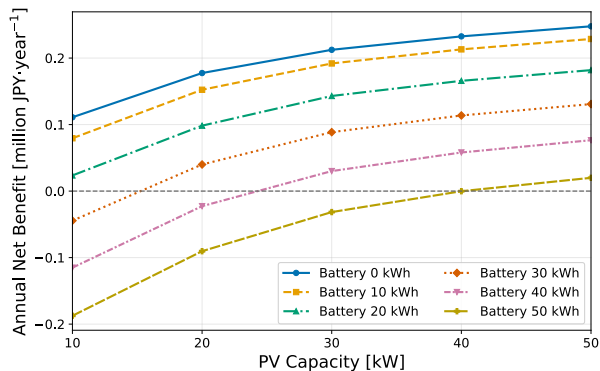


図4 年間純便益（プレミアム3円・kWh⁻¹）

つ環境性を改善できる運用領域が存在する。

これらの結果は、蓄電池を伴う営農型太陽光発電システムの設計において、温室の電力需要・PV容量・蓄電池容量の3者の規模のバランスを緻密に調整することが極めて重要であることを示している。将来的に蓄電池価格の低下や環境価値の内部化が進めば最適なバランスは変化し得るが、現行のコスト水準では経済性最大化の観点から蓄電池なしのケースが選好されるというトレードオフが存在する。

4.3 プレミアム条件による経済性の違い

プレミアム条件の違いを比較すると、年間の純便益を最大化する最適なPV規模はプレミアム水準に強く依存した。プレミアム0円・kWh⁻¹では、年間純便益の最大値はPV容量20kW・蓄電池0kWhの124,352円・year⁻¹であり、売電比率の高いPV容量50kW・蓄電池0kWhの66,949円・year⁻¹を上回った。すなわち、売電プレミアムが付与されない場合には、自家消費主体の小規模な太陽光発電が有利となる。これに対して、プレミアム3円・kWh⁻¹ではPV容量50kW・蓄電池0kWhで247,740円・year⁻¹、プレミアム5円・kWh⁻¹では同じくPV容量50kW・蓄電池0kWhで368,639円・year⁻¹となり、大規模な太陽光発電を導入したケースの優位性が明確になった。これらの結果はプレミアムの上昇に連動して売電収入の寄与度が高まるためであり、市場連動型のFIP制度におけるプレミアム水準が適切な設備規模選択を左右する要因となることが確認できる。

一方で、割引回収期間が最短となるケースは、年間純便益が最大となるケースとは一致せず、すべてのプレミアム条件において最も小規模なPV容量10kW・蓄電池0kWhの組み合わせとなる。具体的な最短回収年数は、プレミアム0, 3, 5円・kWh⁻¹に対して、それぞれ12.50年、11.39年、10.76年であった。小規模な太陽光発電では設備費自体を低く抑えつつ、発電電力を無駄なく温室での自家消費に使えるため、設備費の回収効率が相対的に高くなる。

このように、年間純便益と割引回収期間は異なる挙動を示すため、長寿命な設備を伴う営農型太陽光発電システムを評価する際には、これら2つの投資指標を明確に区別して適正規模の議論を行う必要がある。

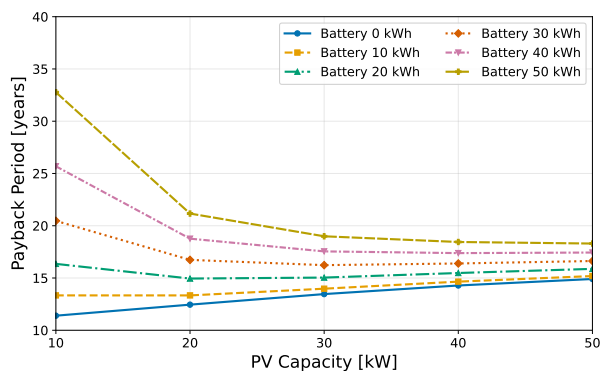


図5 割引回収期間（プレミアム3円・kWh⁻¹）

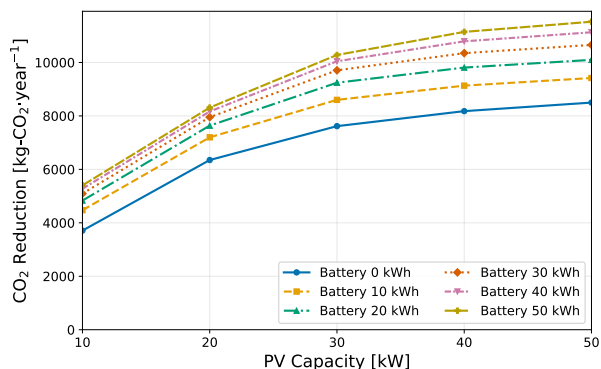


図6 CO₂削減量（プレミアム3円・kWh⁻¹）

5. 結論

本論文では、FIP売電・自家消費・蓄電池運用・系統買電を統合した線形計画モデルに基づき、温室需要を有する営農型太陽光発電システムの経済性と環境性を評価した。得られた主な結論は以下の4点である。

1) 蓄電池の導入はCO₂削減量を向上させ、PV30kW・プレミアム3円・kWh⁻¹の条件下では、50kWhの蓄電池追加によりCO₂削減量10,280kg-CO₂・year⁻¹に達した。一方で、年間純便益は-31,539円・year⁻¹まで低下しており、現行の価格水準では経済性と環境性の間に明確なトレードオフが存在することがわかった。ただし、経済性を一定程度維持しながら環境性を改善できる領域があることも確認された。

2) FIPプレミアムの水準は最適なPV容量の選択に直接的な影響を与えることがわかった。具体的には、年間純便益を最大化する構成が、プレミアム0円・kWh⁻¹においてはPV20kW・蓄電池0kWh、3円・kWh⁻¹および5円・kWh⁻¹においてはPV50kW・蓄電池0kWhとなった。

3) 割引回収期間が最短となるケースは、すべてのプレミアム条件において最小規模のPV10kW・蓄電池0kWhであり、年間純便益の最大化と投資回収期間の最小化で望ましい設備規模が一致しないことを示している。

今後は、蓄電池価格の低下や環境価値の市場化を見据えた評価を追加するとともに、電気的な蓄電池以外のエネルギー貯蔵方法として、温室の熱需要の特性を活かした温水

および冷水を貯蔵する蓄熱システムを含めた検証を行う。
また、太陽光パネルの設置形態に応じた日射量分布¹⁵⁾から
露地栽培における作物生産の収益を考慮するなど、より多
面的なアプローチから営農型太陽光発電システムの最適設
計条件を明らかにすることを目指す。

参考文献

- 1) 資源エネルギー庁; 第7次エネルギー基本計画,
(2025.02),
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_01.pdf (アクセス日 2026.06.15) .
- 2) Y. Zheng, A. Chen, X. Fu, D. Li; Photovoltaics and Agriculture Nexus: Exploring the Influence of Agrivoltaics on Food Production and Electricity Generation, IEEE Journal of Photovoltaics, 14-5(2024), pp.705-719, doi: 10.1109/JPHOTOV.2024.3421298.
- 3) 農林水産省; 営農型太陽光発電について, (2026.01),
<https://www.maff.go.jp/j/shokusan/renewable/energy/attach/pdf/einou-64.pdf> (アクセス日 2026.06.15) .
- 4) 資源エネルギー庁; FIP 制度に関する政策措置について, (2024.09.30),
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisai_kano/pdf/069_01_00.pdf (アクセス日 2026.06.15) .
- 5) G. Xydis, N. Vlachakis; Feed-in-premium renewable energy support scheme: A scenario approach, Resources, 8-2(2019.06), doi: 10.3390/resources8020106.
- 6) 土屋遼太, 奥島里美; 温室効果ガスインベントリに基づく農業由来の温室効果ガス排出の現状, 農業施設, 50-3(2019), pp.117-125, doi: 10.11449/sasj.50.3_117.
- 7) A. Leon, K. N. Ishihara; Assessment of new functional units for agrivoltaic systems, Journal of Environmental Management, 226-7(2018.11), pp.493-498, doi: 10.1016/j.jenvman.2018.08.013.
- 8) F. Cruz, et al; Energy Behaviour of Selected Agri-Food Business and Potential Savings from Collective Self-Consumption, International Conference on the European Energy Market, EEM, (2025), doi: 10.1109/EEM64765.2025.11050230.
- 9) H. Nakata, S. Ogata; Integrating Agrivoltaic Systems into Local Industries: A Case Study and Economic Analysis of Rural Japan, Agronomy, 13-2(2023.02), doi: 10.3390/AGRONOMY13020513.
- 10) R. Masuda, M. Mae, R. Matsuhashi; Agrivoltaic System Design under Feed-in Premium Considering Self-Consumption by Greenhouse, International Conference on the European Energy Market, EEM, (2026).
- 11) NEDO; 日射量データベース閲覧システム,
<https://domessolar.infop.nedo.go.jp/appww/> (アクセス日 2026.06.15) .
- 12) JEPX; スポット市場取引市場データ,
<https://www.jepx.jp/electricpower/market-data/spot/> (アクセス日 2026.06.15) .
- 13) 東京電力エナジーパートナー株式会社; 電気需給約款 [低圧] , (2024.04),
https://www.tepco.co.jp/ep/private/plan/agreement/pdf/20240401kyotu_k001.pdf (アクセス日 2026.06.15) .
- 14) 経済産業省; 定置用蓄電システムの現状と課題, (2025.03),
https://www.meti.go.jp/policy/mono_info_service/joho/conference/battery_strategy2/shiryo06.pdf (アクセス日 2026.06.15) .
- 15) 鄭聡, 前匡鴻, 松橋隆治; 営農型発電システム設計における日射量分布と発電効率の評価, 第41回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, (2025), pp.509-511.