

カーボンニュートラルを目標とした  
都市交通計画に関する研究

カーボンニュートラルを目標とした  
都市交通計画に関する研究プロジェクト

2026年3月

公益社団法人日本交通政策研究会

1. “日交研シリーズ”は、公益社団法人 日本交通政策研究会の実施するプロジェクトの研究  
成果、本研究会の行う講演、座談会の記録、交通問題に関する内外文献の紹介、等々を印刷  
に付して順次刊行するものである。
2. シリーズはAよりEに至る5つの系列に分かれる。  
シリーズAは、本研究会のプロジェクトの成果である書き下ろし論文を収める。  
シリーズBは、シリーズAに対比して、より時論的、啓蒙的な視点に立つものであり、  
折にふれ、重要な問題を積極的にとりあげ、講演、座談会、討論会、その他の方法によっ  
てとりまとめたものを収める。  
シリーズCは、交通問題に関する内外の資料、文献の翻訳、紹介を内容とする。  
シリーズDは、本研究会会員が他の雑誌等に公けにした論文にして、本研究会の研究調査  
活動との関連において復刻の価値ありと認められるもののリプリントシリーズである。  
シリーズEは、本研究会が発表する政策上の諸提言を内容とする。
3. 論文等の内容についての責任はそれぞれの著者に存し、本研究会は責任を負わない。
4. 令和2年度以前のシリーズは印刷及び送料実費をもって希望の向きに頒布するものとする。

公益社団法人日本交通政策研究会

代表理事 山 内 弘 隆  
同 原 田 昇

令和2年度以前のシリーズの入手をご希望の向きは系列番  
号を明記の上、下記へお申し込み下さい。

〒102-0073 東京都千代田区九段北 1-12-6

守住ビル 4階

公益社団法人日本交通政策研究会

電 話 (03) 3263-1945 (代表)

F a x (03) 3234-4593

E-Mail: office@nikkoken.or.jp

日交研シリーズ A-933

令和6年度共同研究プロジェクト

「カーボンニュートラルを目標とした都市交通計画に関する研究」

刊行：2026年3月

カーボンニュートラルを目標とした都市交通計画に関する研究  
Urban Transport Planning for Carbon Neutralization

主査：室町泰徳（東京科学大学）

Yasunori Muromachi

要 旨

日本は2025年2月にパリ協定に従って2035年度、2040年度において、温室効果ガスを2013年度からそれぞれ60%、73%削減することを目指す国が決定する貢献（NDC）を国連に提出しており、さらなる温室効果ガス排出量削減施策が必要となっている。本研究では、カーボンニュートラルを目標とした都市交通計画の内容に関して検討することを目的として行った。具体的には、電気自動車（EV）などの普及促進政策やライフスタイルの変化に関する政策などを検討し、各政策の効果やコストなどを分析した。

報告書をまとめるにあたり、3編の研究内容を収めることとした。第1章は、ペラルタ・マシュー氏と主査による「統合型PV+V2B事業所・世帯マイクログリッドシステムにおけるEV充電制御」である。本章では、事業所とその従業員世帯を含むマイクログリッドに適用された太陽光発電（PV）+V2Bシステムのさまざまなシステム柔軟性を分析している。結果として、事業所での充放電や連携性を含む追加された柔軟性が、PVシステムと定置型蓄電池の初期、運用コストなどの全体コストを削減することを示している。

第2章は、再びペラルタ・マシュー氏と主査による「サマータイムの導入による太陽光発電の利用促進可能性に関する分析」である。本章では、ライフスタイルの変化の一例として、サマータイム導入が家庭および業務施設における太陽光発電（PV）の利用に与える影響を検討している。結果として、時計を遅くすることは、家庭においては朝のピーク需要をPV時間帯に近づけるため、PV利用率の向上に有効であることを示している。一方、業務施設においては、ピーク需要がすでにPV時間帯内にあるため、時計を進めることで、より多くの営業時間が発電時間帯に重なることによってPV利用率の向上に寄与することなどを示している。

さらに、第3章として、IEA「United Kingdom 2024 Energy Policy Review」（2024）の運輸部門に関する部分をレビューした。英国政府は気候変動法により法的拘束力のあるネットゼロ目標を設定している。また、運輸部門に関しては、2035年までにすべての新しい化石燃料乗用車とバンを段階的に廃止するなど多様な気候変動対策を実施している。

本研究により、電気自動車（EV）などの普及促進政策やライフスタイルの変化に関する政策によるCO<sub>2</sub>排出量削減の可能性が明らかにされたと考えられる。いずれの内容も、運輸部門や都市部門の脱炭素化を図る上で重要な示唆を与えており、今後の気候変動対策の推進に際し貴重な知見を与えるものとなっている。

キーワード： 気候変動、電気自動車、ライフスタイル、CO<sub>2</sub>

Keywords: Climate Change, Electric Vehicle, Lifestyle, CO<sub>2</sub>



# 目 次

## 第1章 統合型PV+V2B事業所・世帯マイクログリッドシステムにおけるEV充電制御

1. 背景と目的 .....	1
2. 既往の研究 .....	1
3. 供給・需要の枠組み .....	3
4. 研究対象地域、シナリオ設定および分析手法 .....	4
5. 結果と考察 .....	12
6. 結論と今後の課題 .....	18

## 第2章 サマータイムの導入による太陽光発電の利用促進可能性に関する分析

1. はじめに .....	22
2. 使用したデータとその分析方法 .....	23
3. 分析結果の考察 .....	30
4. 結論と今後の展望 .....	39

## 第3章 IEA「United Kingdom 2024 Energy Policy Review」(2024)の運輸部門に関するレビュー

はじめに .....	43
1. 気候とエネルギー政策 .....	43
4. 運輸 .....	48

(他章は省略)

研究メンバーおよび執筆者（敬称略・順不同）

太田 勝敏	東京大学名誉教授
杉山 雅洋	早稲田大学名誉教授
香川 勉	交通評論家
兵藤 哲朗	東京海洋大学海洋工学部教授
室町 泰徳	東京科学大学環境・社会理工学院教授（主査、1、2、3章）
大須賀竜治	一般社団法人日本自動車工業会安全・環境領域部長
永田 豊	一般財団法人電力中央研究所社会経済研究所
松橋 啓介	独立行政法人国立環境研究所社会システム領域地域計画研究室長
古屋 秀樹	東洋大学国際地域学部教授
小根山裕之	東京都立大学都市環境学部教授

2025年3月現在

# 第1章 統合型 PV+V2B 事業所・世帯マイクログリッドシステム における EV 充電制御

## 1. 背景と目的

電気自動車 (EV) は、運輸部門のみならず建築エネルギー部門の脱炭素化を実現する主要な手段の一つとして注目されている。特に、再生可能エネルギー (例：太陽光発電) の時間的変動を補う代替的な蓄電源として、EV の走行中および廃車後のバッテリーが活用可能であることが指摘されている<sup>1)</sup>。ゼロエネルギービルを達成するためには、EV の双方向充放電を可能にする Vehicle-to-Everything (V2X) 技術、特に Vehicle-to-Building (V2B) の活用が不可欠である<sup>2)</sup>。V2B のうち、Vehicle-to-Home (V2H) は、Vehicle-to-Grid (V2G) に比べて実現可能性が高く、近い将来における実用化が見込まれている<sup>2,3)</sup>。しかしながら、現状では V2B の実用例は非常に限られており、その主な理由は技術的・経済的制約にある。多くの都市が 2050 年までに乗用車の 100% を EV 化する「ネット・ゼロ・エミッション (NZE)」シナリオへの移行を試みる中<sup>1)</sup>、これらのシステムが実際に適用されるシナリオや文脈を検討し、実際の走行特性、再生可能エネルギーの発電可能量、電力需要を考慮することが重要である。

本研究では、送電網に依存しない太陽光発電によって全電力をまかなう Vehicle-to-Building (PV+V2B) システムを対象とし、事業所ビルとその従業員世帯から構成されるマイクログリッドに適用した場合を検討した。特に、事業所充電、単方向・双方向充放電、建物間連携といったシステムの柔軟性要素が、総費用および充放電プロファイルに与える影響を分析することを目的としている。

## 2. 既往の研究

本研究で用いる主な概念は、V2B 応用 (特にマイクログリッド応用)、EV 需要の推定、EV 充電スケジューリング戦略、およびそれに関連する最適化手法である。これらの概念は既往の研究レビューを通じて整理され、本研究の位置づけと研究上の課題の特定の基礎となる。

太陽光発電システムにおける V2B 導入の主な利点は、EV の充放電を利用して、時間的・空間的に余剰電力を貯蔵・分配できる点にある。定置型蓄電システム (Battery Energy Storage System (BESS)) と同様に、EV は日中に生成された太陽光電力を蓄え夜間に利用可能にすることができる。これは、住宅用マイクログリッドにおける複数の PV+V2H 研究において確認されており、電力系統から購入する電力量の削減や自給率の向上に寄与することが示されている<sup>4,6)</sup>。一方で、定置型 BESS と異なり、EV は発電地点とは異なる場所でも電力を利用

きるという特徴を持ち、従来の送電網に依存せず電力を移動可能にする。この特性は、都市スケールの応用において特に有用であり、EV が自宅だけでなく駐車している他の建物にも電力を供給・受電できることとなる<sup>7-10)</sup>。都市スケールでの研究では、屋根形状や住宅密度に影響される屋根面積、車依存度（人口あたり車両数、マイカー比率）、標高、二酸化炭素排出削減量など、都市的要因の影響も分析対象となっている。こうしたシステムは、蓄電容量や売電・買電能力に応じて、系統連系型または独立型マイクログリッドのいずれかに分類される。

近年では、商業施設や教育・公共施設における PV+V2B システムの利用に関する研究も進んでいる。He ら<sup>11)</sup>は、固定容量の PV を備えた商業ビルを対象に、想定する EV 台数および出退勤パターンが、独立型マイクログリッドにおける必要 BESS 容量に与える影響を検討した。彼らは確率的手法を用いて、EV の到着・出発時刻、初期充電率 (State of Charge(SOC))、出発時必要 SOC を推定し、季節変動（夏季と冬季の発電量・電力需要差）を考慮した。最適化は混合整数線形計画法 (MILP) により最小 BESS 容量を求める形で行われた。同様に、Thomas ら<sup>12)</sup>は、大学建物に適用した系統連系型 PV+V2B マイクログリッド（従業員 30 台の EV を想定）を分析し、到着時刻をカイ二乗分布、滞在時間を平均 8 時間の正規分布で確率モデル化した。また、スマートメーターデータ（2 年分）から得られた離散的確率シナリオを用いて太陽光発電量の変動も確率的に扱った。発電・蓄電容量は固定とし、最適化変数は EV の充放電量のみとした。目的関数は、系統からの電力購入コストから売電収入を差し引いたネットコスト最小化である。本研究の主な貢献は、EV の出発・到着時刻および太陽光発電量の双方を確率的にモデル化する手法の提示にある。また、Ioakidimis ら<sup>13)</sup>は、ピーク削減と負荷平準化を目的とし、電力消費プロファイルの平坦化を最適化目標とする異なるアプローチを取った。EV 台数の増加は確かに平坦化に寄与するが、建物のピーク需要の影響も受け、線形的ではないことを示した。これらの研究は、V2B 応用における多様な最適化目標を示すと同時に、EV の充放電スキームの設定が、充放電速度だけでなく、EV の稼働可能性に強く依存することを明らかにしている。なお、本研究では、対象利用者の実際のトリップパターンを分析し、各時間帯における自宅・職場での駐車台数を推定した。これにより、走行距離や時間に応じた EV バッテリー消費も考慮され、次の走行に必要な容量が確保される範囲で充電する、より現実的なモデル化を試みている。

以上のように、既往の研究の多くは住宅 (V2H) または建物 (V2B) 単体のマイクログリッドを対象とし、都市スケールの研究は限定的である。前者は「ナノグリッド」、後者は「コミュニティマイクログリッド」または「ミリグリッド」に分類される<sup>14)</sup>。本研究はその中間規模として、事業所と従業員世帯で構成されるマイクログリッドを対象とした。これにより、事業所充電、単方向・双方向充放電、建物間連携といった運用柔軟性の影響を比較可能とし

た。建物間連携とは、事業所と従業員世帯住宅間の電力共有を指し、PV+V2B 統合マイクログリッドシステムの分析を可能にする。

本研究の主な貢献点は以下の通りである：

- 実際のトリップデータを用いた車両の利用可能性および走行電力需要の推定
- 事業所と従業員世帯住宅を含むマイクログリッド構成の分析
- 事業所充電、単方向・双方向充放電、建物間連携といった柔軟性要素がシステム費用および挙動に与える影響の検討

### 3. 供給・需要の枠組み

図1は、本研究で想定したエネルギー供給・需要システムの構成要素の一般的な枠組みを示している。太陽光発電は、事業所建物および従業員世帯住宅の両方で利用可能であると仮定した。生成された電力は、現在の電力需要への供給、定置型蓄電池への充電、そして各場所に駐車しているEVの充電に使用できる。本研究では、これらのマイクログリッドはゼロエミッション型エネルギー供給を目指す独立系システムであると想定したため、外部電力供給からの電力購入は考慮していない。また、定置型蓄電池のエネルギーは、EVへの充電にも利用でき、逆にEVからの放電も可能である。通勤に必要な走行用電力も考慮され、次の移

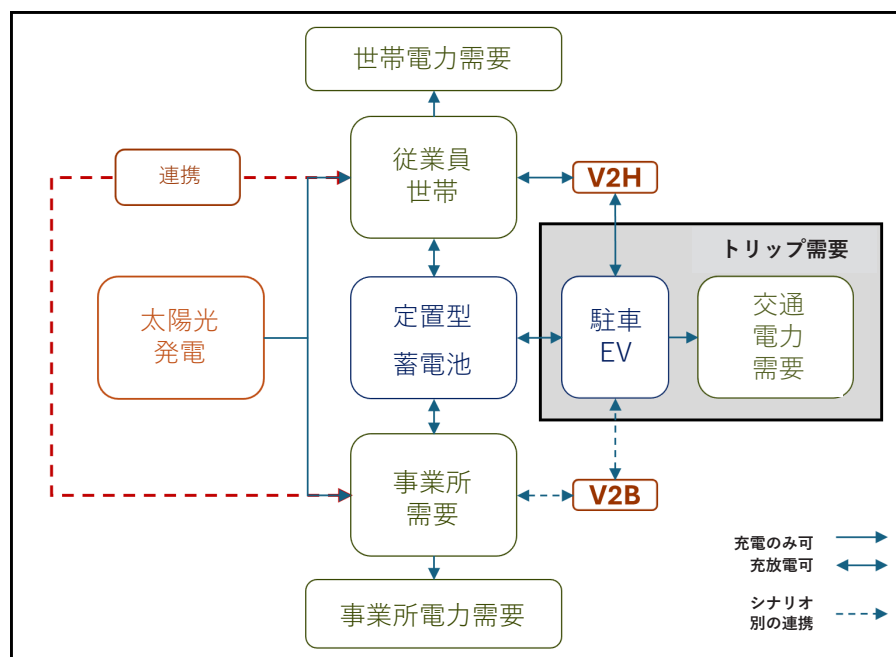


図1 本研究で想定したエネルギー供給・需要システムの構成要素の一般的な枠組み

動に必要な充電量が EV に残るように設定される。自宅および職場（事業所）における 1 時間あたりの駐車車両数、および通勤需要の推計は、対象業種の従業員の実際のトリップ需要の分析に基づいて与えた。すべてのシナリオで V2H は利用可能とし、V2B の有無はシナリオごとに変化させた。最後に、事業所と従業員世帯住宅のマイクログリッド間に連携接続が存在するかどうかシナリオによって変化させた。

#### 4. 研究対象地域、シナリオ設定および分析手法

異なる条件下で EV 充放電制御および V2B 利用可能性の影響を検討するためには、実際のトリップ需要・電力需要・太陽光発電量を想定し得る既存都市の特性を考慮する必要がある。本研究では、神奈川県相模原市を対象地域として選定した。市の統計によると、2020 年時点で人口 721,949、世帯数 348,622、事業所数 22,480、従業員数 248,832 である<sup>15)</sup>。

本研究では、以下の前提条件に基づいてシステムを構成した。

- 事業所業種は金融・保険業とし、延床面積 10,000 m<sup>2</sup>の事業所ビルを想定。従業員は 1,000 人。
- 2010 年国勢調査によると、相模原市における通勤通学の 60%が自家用車によって行われている。したがって、600 台の車両を分析対象とした。
- 車両はすべて EV 化されたと仮定し、1 台あたりのバッテリー容量を 40kWh、充電出力 3kW、放電出力（V2H または V2B 時）6kW と設定した。エネルギー消費率は 6km/kWh とした。

分析手順は以下の 4 つの主要な要素で構成される。

まず、太陽光発電モデリングについては、近年、太陽光発電ポテンシャルを推定する多様な手法やツールが存在し、本研究では Goswami<sup>16)</sup>および Martinez-Garcia ら<sup>17)</sup>の手順に従った。太陽位置計算は、対象地域の気象観測所の位置情報と関連する気象データに基づいて行った。日本の気象庁データを使用し、Erbs Model<sup>18)</sup>により拡散成分を求めた。照度成分は、反射成分のアルベドを 0.2 とし、Perez の異方性モデル<sup>19)</sup>を用いて入射成分に変換した。結果は、設置容量 1kW あたりの発電量 (kW/kW) として出力され、モデル上で柔軟に適用可能な形とした。図 2 に示すように、相模原地域では冬季および春季に晴天日が多く、太陽光発電量が多い傾向がある。一方、夏季は気温が高いために、発電効率がやや低下し発電量も相対的に低下する。この傾向は初秋（特に 9 月）まで続く。

電力需要データの収集については、世帯部門の電力需要データは GfK HEMS が 2014 年に収集したデータセットから取得し、事業所部門のデータはエネルギーマネジメントシステム・オープンデータ (BEMS, 2014 年) を用いた。特に、金融・保険業に属する事業所の需要パタ

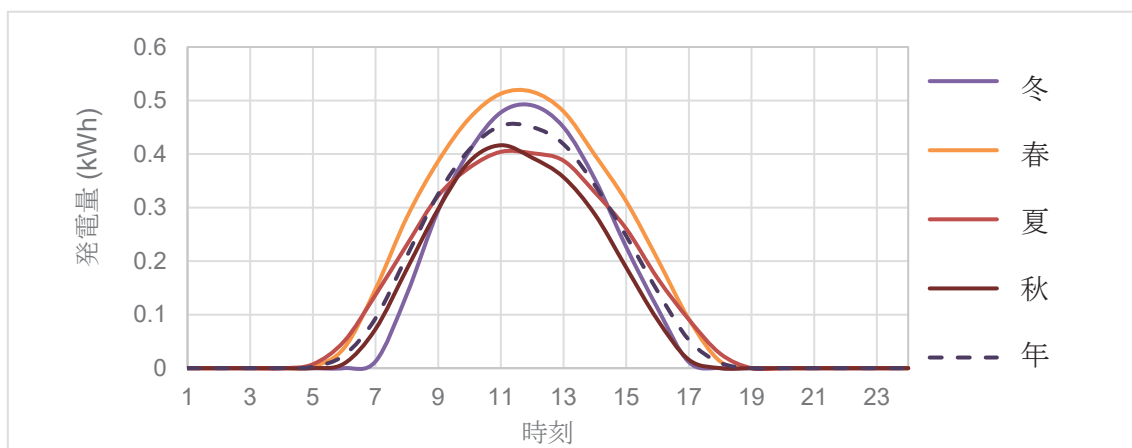


図2 時刻別平均太陽光発電量

ーンを抽出した。

世帯および事業所の電力需要データはいずれも1時間刻みで処理した(図3,4)。事業所電力需要は建物延床面積(10,000 m<sup>2</sup>)に基づいてスケールリングし、世帯電力需要は従業員数に応じて集計した。金融・保険業における平均電力需要データから、10,000 m<sup>2</sup>の事業所ビルの年間電力消費量は約390MWhと推計された。従業員世帯の合計電力消費量は約2,500MWh/年と見積もられた。年間を通して、事業所の電力需要は営業時間帯に一定の水準を保ち、非営業時間帯には最小値に低下する傾向がみられる。ピークは冬季には早い時間帯、夏季には遅い時間帯に発生し、これは空調負荷および日照時間の違いに起因すると考えられる。一方、世帯需要では、出勤前の朝と帰宅後の19~20時頃に明確なピークが現れる。季節による需要の絶対値は変化するが、日内パターンはおおむね類似している。

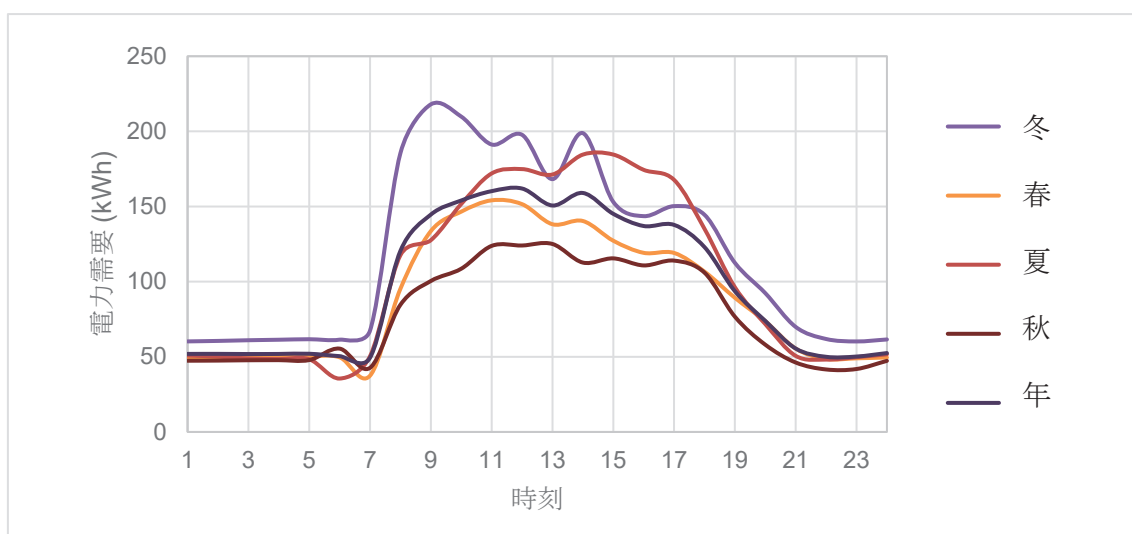


図3 時刻別事業所の電力需要

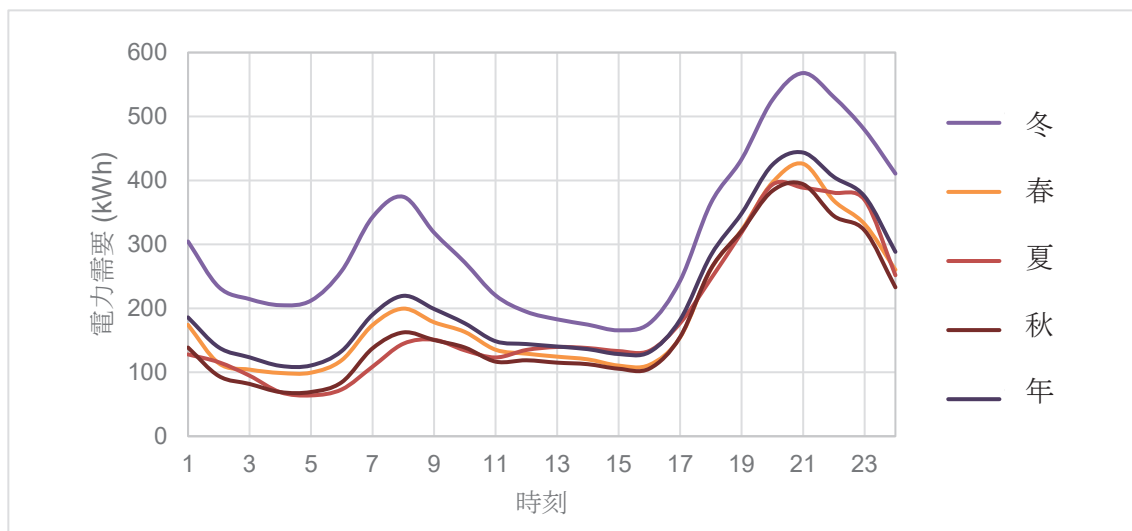


図4 時刻別世帯の電力需要（合計）

トリップ需要の分析には、センサデータを用いた。このデータは平日および休日の移動を含んでおり、相模原市在住で金融・保険業に従事する自家用車利用者を抽出した。普通車および軽乗用車による移動を対象とし、通勤・帰宅・私用・買物などあらゆる目的の移動を集計した。これらのデータから、時間ごとの走行エネルギー消費量を算出し、電力需要に換算した。また、各時間帯における自宅・職場・その他の場所での駐車台数も算出し、時間単位での充放電可能車両数の基礎データとした。これにより、走行で消費される電力量および今後の走行に必要な電力量を考慮したEVの必要充電量を時間ごとに算定することができる。

本研究では、複数シナリオに基づく充放電制御に関するコスト最適化を行った。世帯については、600世帯の電力需要・太陽光発電量・定置型蓄電池容量を合算した単一のエンティティとして扱った。事業所も同様に独自の太陽光発電量および定置型蓄電池容量を有するものとした。自宅に駐車中のEVは世帯住宅マイクログリッドに接続され、事業所に駐車中のEVは事業所マイクログリッドに接続される。表1は、検討した各シナリオの詳細を示している。V2HおよびV2Bはそれぞれ、EVと世帯・事業所間の双方向接続を意味する。連携とは、事業所と従業員世帯住宅との間で電力を相互に融通できる構成を指し、シナリオ2・4・6で考慮した。これらのシナリオでは、事業所または世帯住宅に駐車したEVはいずれも両方の電力需要（事業所・世帯）に充放電で貢献できる。また定置型蓄電池も同様である。

目的関数は、太陽光発電設備容量 (capPV) および定置型蓄電池容量 (capBAT) の初期費用 (IC) と運用費用 (OC) を考慮したものである (式 1, 2 参照)。これらはさらに世帯側 (HHcapPV, HHcapBAT) および事業所側 (BScapPV, BScapBAT) に分解される (式 3, 4)。また、連携を有するシナリオ (2, 4, 6) では、電力輸送に伴う送電コスト (dc) を考慮した。こ

表 1 シナリオ条件

シナリオ	V2H		V2B		連携
	充電	放電	充電	放電	
1	✓	✓	×	×	×
2	✓	✓	×	×	✓
3	✓	✓	✓	×	×
4	✓	✓	✓	×	✓
5	✓	✓	✓	✓	×
6	✓	✓	✓	✓	✓

これは、世帯または事業所からの融通電力量（HHexport, BSexport）にコスト単価を乗じること  
で計算する。融通電力量は、世帯および事業所ごとに、発電量と消費量の差として定義され  
る。システム寿命を 25 年、社会的割引率を 4%と仮定し、最終的な目的関数は初期費用と運  
用費用のコスト合計（式 5）で表される。

最適化変数は以下の通りである：

- 太陽光発電容量：HHcapPV, BScapPV
- 定置型蓄電池容量：HHcapBAT, BScapBAT
- 各時間（8760 時間）における EV への充放電量：HHloadEVt, BSloadEVt
- 各時間（8760 時間）における定置型蓄電池への充放電量：HHloadBATt, BSloadBATt
- 各時間（8760 時間）における電力融通（連携ありシナリオのみ）：HHexportt, BSexportt

$$IC = capPV \cdot icPV + capBAT \cdot icBAT \quad (1)$$

$$OC = capPV \cdot ocPV + capBAT \cdot ocBAT + dc \cdot \sum_{t=1}^{365 \cdot 24} (HHexport_t + BSexport_t) \quad (2)$$

$$capPV = HHcapPV + BScapPV \quad (3)$$

$$capBAT = HHcapBAT + BScapBAT \quad (4)$$

$$\text{minimize: } C_{\text{合計}} = IC + \sum_{y=1}^{25[\text{年}]} \frac{OC}{(1+r)^{y-1}} \quad (5)$$

以下の式群は、各シナリオに適用された最適化制約条件を示している。特に指定がない限り、すべてのシナリオに適用される。表2には、コストおよび充電パラメータに関する設定値を示す。

- 各世帯および事業所における時間ごとの駐車車両台数、およびEVの充放電率（3kW および6kW）に基づく、EVの充放電制限

1A 家庭における各時刻  $t$  のEV充放電エネルギー制限：

$$-\sum_{i=1}^{n_{ev}} disEV \cdot HHtrip_{t,i} \leq \mathbf{HHloadEV}_t \leq \sum_{i=1}^{n_{ev}} chEV \cdot HHtrip_{t,i} \quad (6)$$

$HHtrip_{t,i} = 1$  (自宅にいる場合)、 $0$  (それ以外の場合)

1B 事業所における各時刻  $t$  のEV充放電エネルギー制限：

シナリオ1 および2：

$$\mathbf{BSloadEV}_t = 0 \quad (7)$$

シナリオ3 および4：

$$0 \leq \mathbf{BSloadEV}_t \leq \sum_{i=1}^{n_{ev}} chEV \cdot BStrip_{t,i} \quad (8)$$

シナリオ5 および6

$$-\sum_{i=1}^{n_{ev}} disEV \cdot BStrip_{t,i} \leq \mathbf{BSloadEV}_t \leq \sum_{i=1}^{n_{ev}} chEV \cdot BStrip_{t,i} \quad (9)$$

$BStrip_{t,i} = 1$  (事業所にいる場合)、 $0$  (それ以外の場合)

- 定置型蓄電池の充放電率（± 0.75 kW）に基づく、定置型蓄電池の充放電制限

$$-HHcapBAT \cdot disBAT \leq HHloadBAT_t \leq HHcapBAT \cdot chBAT \quad (10)$$

$$-BScapBAT \cdot disBAT \leq BSlloadBAT_t \leq BScapBAT \cdot chBAT \quad (11)$$

- EV および定置型蓄電池の充放電効率

$$\begin{aligned} eff_e &= loss_{ch} (load_{e,t} \geq 0 \text{ の場合}) \\ &= \frac{1}{loss_{dis}} (load_{e,t} < 0 \text{ の場合}) \end{aligned} \quad (12)$$

- 年初の初期充電率（SOC）を考慮し、各時間までに EV に充電された総電力量は、その時点までに消費された移動需要エネルギーを賄うのに十分でなければならない。

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{nEV} \sum_{k=1}^t const_{i,k} - inEV \sum_{i=1}^{nEV} batEV_i &\leq \sum_{k=1}^t HHloadEV_k \cdot effEV + \sum_{k=1}^t BSlloadEV_k \cdot effEV \\ &\leq (1 - inEV) \sum_{i=1}^{nEV} batEV_i + \sum_{i=1}^{nEV} \sum_{k=1}^t const_{i,k} \end{aligned} \quad (13)$$

$const_{i,k} = EV_i$  が時間  $k$  に消費したエネルギー

$nEV =$  考慮された EV の総数 (600)

- 年初の初期充電率（SOC）を考慮した、各時間までの定置型蓄電池への総充電電力量

$$\begin{aligned} -inBAT \cdot HHcapBAT &\leq \sum_{k=1}^t HHloadBAT_k \cdot effBAT \\ &\leq (1 - inBAT) \cdot HHcapBAT \end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} -inBAT \cdot BScapBAT &\leq \sum_{k=1}^t BSlloadBAT_k \cdot effBAT \\ &\leq (1 - inBAT) \cdot BScapBAT \end{aligned} \quad (15)$$

- 各年末における、EV および定置型蓄電池の初期 SOC への復帰  
6A 年末の初期 EV 充電量への復帰：

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^{365 \cdot 24} \mathbf{HHloadEV}_t \cdot \mathit{effEV} + \sum_{t=1}^{365 \cdot 24} \mathbf{BSloadEV}_t \cdot \mathit{effEV} \\ = \sum_{i=1}^{nEV} \sum_{t=1}^{365 \cdot 24} \mathit{const}_{i,t} \end{aligned} \quad (16)$$

- 6B 年末の初期蓄電池 (BAT) 充電量への復帰：

$$\sum_{t=1}^{365 \cdot 24} \mathbf{HHloadBAT}_t \cdot \mathit{effBAT} = 0 \quad (17)$$

$$\sum_{t=1}^{365 \cdot 24} \mathbf{BSloadBAT}_t \cdot \mathit{effBAT} = 0 \quad (18)$$

- 1 時間ごとの需給バランス。(連携ありのシナリオの場合は) システム全体として、または (連携なしのシナリオの場合は) 世帯と事業所で個別に。  
シナリオ 1、3、5：

$$\mathbf{HHcapPV} \cdot E_t - \mathbf{HHloadEV}_t - \mathbf{HHloadBAT}_t - \mathbf{HHD}_t = 0 \quad (19)$$

$$\mathbf{BScapPV} \cdot E_t - \mathbf{BSloadEV}_t - \mathbf{BSloadBAT}_t - \mathbf{BSD}_t = 0 \quad (20)$$

- シナリオ 2、4、6：

$$\begin{aligned} \mathbf{BScapPV} \cdot E_t + \mathbf{HHcapPV} \cdot E_t - \mathbf{HHloadEV}_t - \mathbf{BSloadEV}_t \\ - \mathbf{HHloadBAT}_t - \mathbf{BSloadBAT}_t - \mathbf{HHD}_t - \mathbf{BSD}_t = 0 \end{aligned} \quad (21)$$

- 1 時間あたりの融通電力量 (シナリオ 2、4、6 のみ)

$$\mathbf{HHexport}_t = \max(\mathbf{HHcapPV} \cdot E_t - \mathbf{HHloadEV}_t - \mathbf{HHloadBAT}_t - \mathbf{HHD}_t, 0) \quad (22)$$

$$\mathbf{BSexport}_t = \max(\mathbf{BScapPV} \cdot E_t - \mathbf{BSloadEV}_t - \mathbf{BSloadBAT}_t - \mathbf{BSD}_t, 0) \quad (23)$$

表 2 使用パラメータの値

パラメータ	説明	値
$E_t$	時刻 $t$ における太陽光パネル 1kW あたりの発電量 (kW/設置 kW)	-
$HHD_t$	時刻 $t$ における世帯の電力需要 (kW)	-
$BSD_t$	時刻 $t$ における事業所の電力需要 (kW)	-
$e$	コンポーネントのインデックス <ul style="list-style-type: none"> <li>EV = 電気自動車</li> <li>PV = 太陽光発電</li> <li>BAT = 定置型蓄電池</li> </ul>	-
$dis_e$	放電レート (kW) <ul style="list-style-type: none"> <li>EV</li> <li>BAT</li> </ul>	-6 0.75
$in_e$	初期 SOC (%) <ul style="list-style-type: none"> <li>EV</li> <li>BAT</li> </ul>	90 50
$loss_{ch/dis}$	充電・放電時の損失係数	0.8
$ic_e$	初期費用 <ul style="list-style-type: none"> <li>PV (円/設置 kW)</li> <li>BAT (円/kWh)</li> </ul>	240,000 50,000
$oc_e$	運用費用 <ul style="list-style-type: none"> <li>PV (円/設置 kW/年)</li> <li>BAT (円/kWh/年)</li> </ul>	5,000 0
$dc$	電力送電コスト (円/kWh)	10
$r$	社会的収益率 (%)	4

これらの制約条件を基に、各シナリオのコストを比較し、柔軟性要素の追加がシステム全体の最適化結果に与える影響を分析した。さらに、各シナリオについて、季節別の平均的な時刻別電力需要を抽出し、柔軟性の違いが充放電挙動に与える効果を可視化した。連携を有するシナリオ (2、4、6) では、送電コスト ( $dc$ ) の水準を 0~50 円/kWh の範囲で変化させ、総費用および最適な充放電パターンへの感度分析を行った。なお、1 年間 (8,760 時間) を通じて解析を行い、最適化変数の総数はシナリオ 1 で 26,284 個、シナリオ 6 では 52,564 個に

達した。最適化計算は、MATLAB の最適化ツールボックスを用いた線形計画法 (LP) により実施した。

## 5. 結果と考察

トリップパターンに基づく車両の状態について、各時間帯における車両の利用状況（走行中、自宅駐車中、事業所（職場）駐車中）の割合を算出した。平日および週末・休日の結果をそれぞれ図 5 および図 6 に示す。結果として、平日では午前 10 時までに全車両の 80%以上が職場に到着し、その状態が午後 5 時頃まで維持されていることが分かった。これは、特に平日において「勤務中の充放電」の実現可能性が極めて高いことを示している。すなわち、EV が勤務時間中に事業所の電力需要を補う役割を果たす潜在性が高い。一方、夜間は多くの車両が自宅に駐車されており、世帯の電力需要を賄う、または翌日の走行や職場での電力供給に備えて充電することが可能である。

休日においては、予想通り移動量が減少し、日中における充電不能（走行中）車両の割合は約 20%にとどまった。自宅に駐車している車両の割合が高いため、翌週の走行に備えた充電や、世帯需要・定置型蓄電池への電力供給に活用できる可能性が高い。一方、休日は職場に駐車している車両が少ないため、事業所側の電力需要（少量ながら存在する）は、現地の太陽光発電または定置型蓄電池によって対応する必要がある。この場合、世帯と事業所間を連携することで、世帯で発電した電力を事業所でも利用できる利点がある。

走行距離分布をみると、相模原市の平日においては、約 40%の移動が 6km 未満であり、

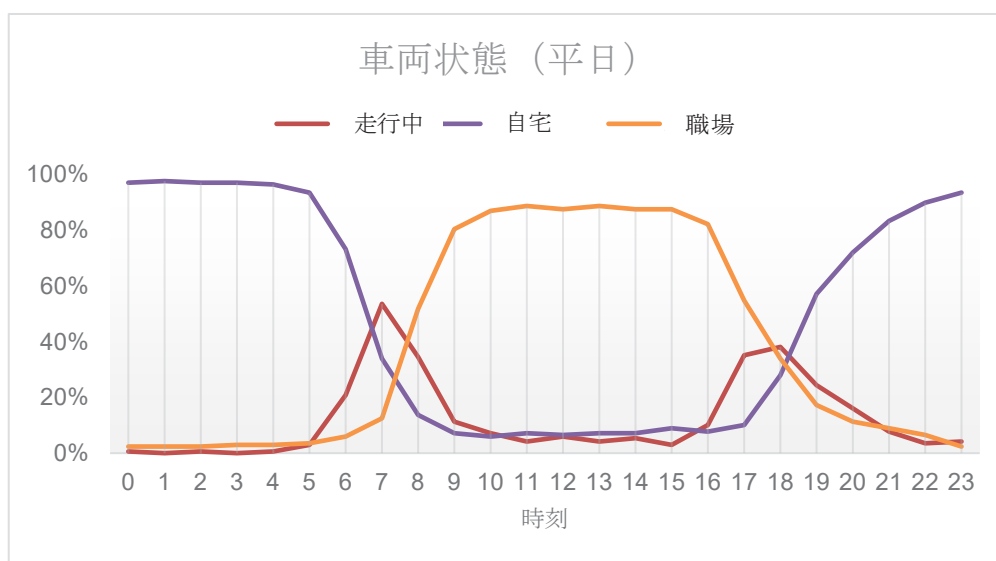


図 5 時刻別車両状態 (平日)

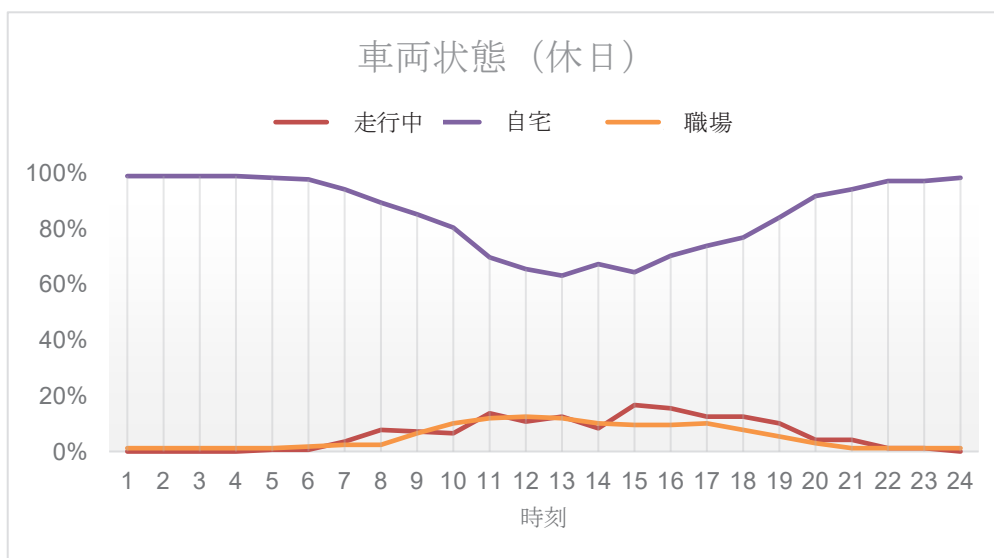


図6 時刻別車両状態 (休日)

11km を超える移動は 30%にとどまる。これは、走行に伴う電力消費が比較的少なく、V2H/V2B システムとしての電力供給に利用できる蓄電余力が高いことを意味する。休日ではこの傾向がさらに顕著であり、移動距離 6km 未満が 70%、11km 超が 15%に減少している。

自宅および職場に駐車している車両台数は、トリップデータをもとに 1 時間単位で集計し、マイクログリッド対象の 600 台に正規化した。この結果をもとに、各時間における充電可能車両数を算出した。また、各トリップで消費されるエネルギー量も計算し、それに応じて正規化した。これは、すでに消費された電力および後続のトリップで消費される電力に基づき、各時間までの EV への必要充電量を算出するために用いた。

各シナリオの最小コストパターンの結果として得られたコストを表 3 に示す。連携ありのシナリオでは、想定される送電コストが 10 円/kWh であったことに留意すべきである。追加されたシステムの柔軟性が全体コストに与える影響を理解するためには、「独立型」シナリオ (すなわち 1、3、5) 内と、「連携型」シナリオ (すなわち 2、4、6) 内で比較する必要がある。表 3 の結果は、柔軟性を追加すると、主に必要な太陽光発電容量が減少するため、システムのコストが減少することを示している。例えば、シナリオ 1 の EV は自宅での充放電のみに制限されており、このシナリオでは連携もないため、代替ストレージとしての EV が提供する柔軟性は限定的であり、その結果、必要な太陽光発電、および定置型蓄電池容量が増加する。

V2B の充電 (1 vs 3 および 2 vs 4) は、放電 (3 vs 5 および 4 vs 6) と比較して、より大幅にコストを削減する。V2B 充電は、独立型シナリオで 4200 万円コストを削減するのに対し、放電はさらに 100 万円しか削減しない。連携型シナリオでは、V2B 充電はコストを 1200 万

表3 シナリオごとの総コストと必要な容量

シナリオ	太陽光発電 capPV (MW)			定置型蓄電池 capBAT (MWh)			総コスト (10 <sup>6</sup> 円)
	HH	BS	Total	HH	BS	Total	
1	7.866	0.758	8.624	21.579	4.951	26.530	4070.0
2	7.600	0.869	8.469	22.287	4.300	26.587	4023.7
3	7.370	1.078	8.448	22.044	4.764	26.808	4027.9
4	7.541	0.869	8.410	22.411	4.308	26.719	4011.5
5	7.359	1.096	8.454	24.627	2.123	26.750	4026.9
6	7.573	0.837	8.410	22.036	4.683	26.719	4011.5

円削減するのに対し、放電はさらに 10 万円の削減しか提供しない。連携型シナリオでは、EV は理論的に世帯で放電して事業所の電力需要を賄うことができる。したがって、事業所での放電は絶対的に必要ではない。これは、特に双方向システムと一方向システムのコスト差を考慮に入れる場合に、重要な考慮事項となるであろう。

連携の効果については、シナリオ 1 と 2、3 と 4、5 と 6 を比較することで示される。これらのペアは同様のレベルの柔軟性を伴い、各ペアの違いは連携性のみである。コストの差は、シナリオ 5 と 6、3 と 4、1 と 2 で、それぞれ 1540 万円、1640 万円、4630 万円である。ここでも、最も柔軟性の低いシステムで最も大きな差が生じており、これは必要な太陽光発電容量が大幅に削減されるためである。3 と 4、および 5 と 6 の間の差が比較的小さいことは、V2B 放電の利用可能性の効果が低いことをさらに示している。

送電コストが必要な容量と融通電力量に与える影響を明らかにするため、0~50 円/kWh の範囲で異なるレベルの送電コストを検討した。シナリオ 4 の結果を表 4 に示す。送電コストを使用するだけで、連携システムの追加コストのために、世帯と事業所の両方からの融通電力量は非常に低い値になる。参考までに、世帯、事業所、EV の電力需要を考慮した、システムによって賄われるべき年間総需要は約 4000MWh である。したがって、少なくとも 1 円/kWh の送電コストがある場合の融通値は、年間総需要の 0.03%未満となる。

ただし、capPV、capBAT、および融通量の値は、すべての送電コストレベルで一定ではないことに留意すべきである。さらに詳細に調べると、融通値は約 5000 円/kWh でゼロに減少し、それに応じて必要な総 capPV と capBAT が増加する。

融通量へのこの影響とは別に、送電コストの主な影響は、事業所での太陽光発電の必要性に生じる。送電コストがなく、連携がある場合、世帯で発電して必要に応じて事業所に送電できるため、事業所で発電する必要はない。これらの傾向は、シナリオ 2 と 6 の結果でも同

表4 送電コストの影響（シナリオ4）

送電コスト (円/kWh)	太陽光発電 capPV (MW)		定置型蓄電池 capBAT (MWh)		融通電力量 (MWh)		総コスト (10 <sup>6</sup> 円)
	HH	BS	HH	BS	HH	BS	
	0	8.410	0.000	18.934	7.785	4583.497	
1	7.541	0.869	22.411	4.308	0.879	0.295	4011.36
5	7.541	0.869	22.411	4.308	0.879	0.295	4011.43
10	7.541	0.869	22.411	4.308	0.879	0.295	4011.52
50	7.541	0.869	22.411	4.308	0.879	0.295	4012.26

様に観察された。

さらに、異なるシステム柔軟性レベルの影響を明らかにするため、シナリオ3と4の平均

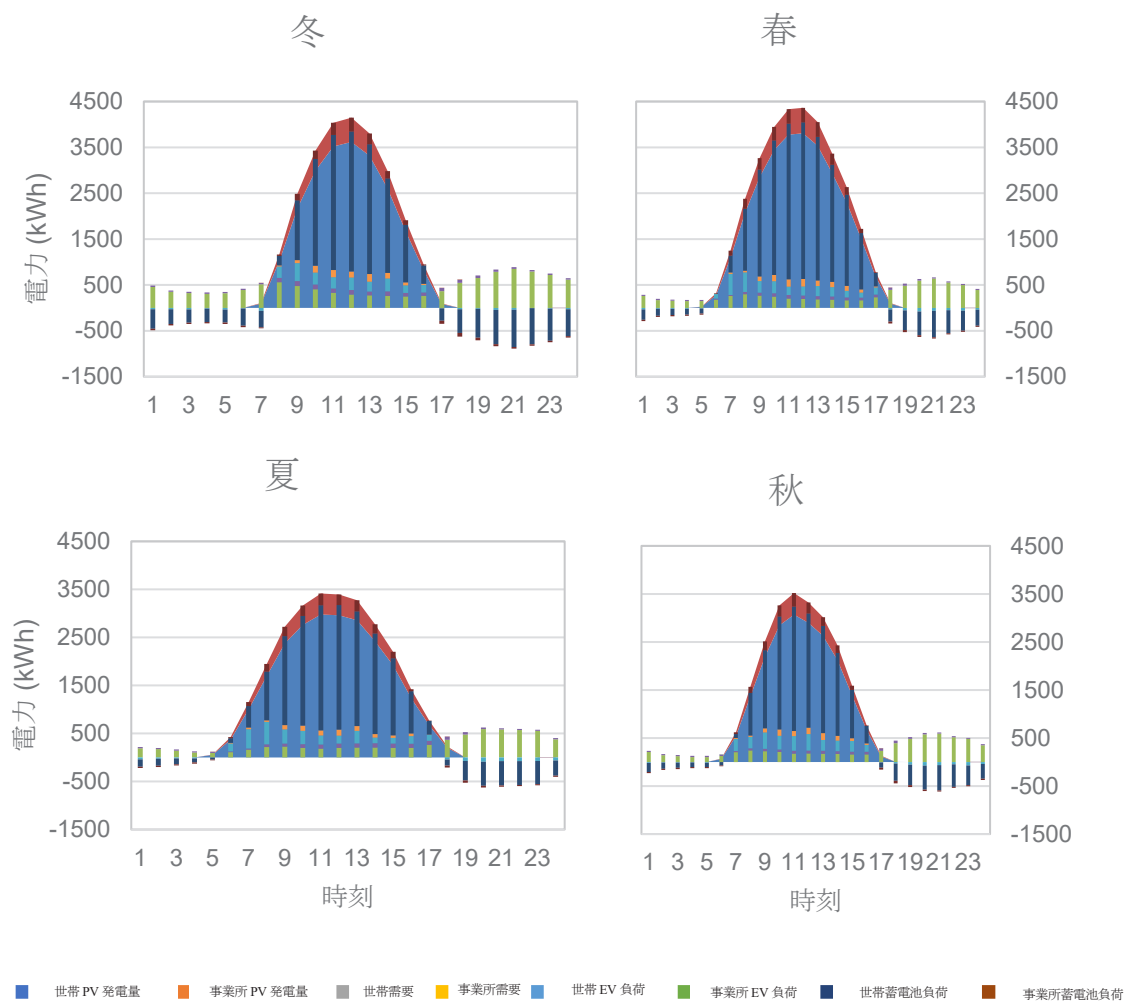


図7 季節ごとの時刻別平均電力プロフィール（シナリオ3）

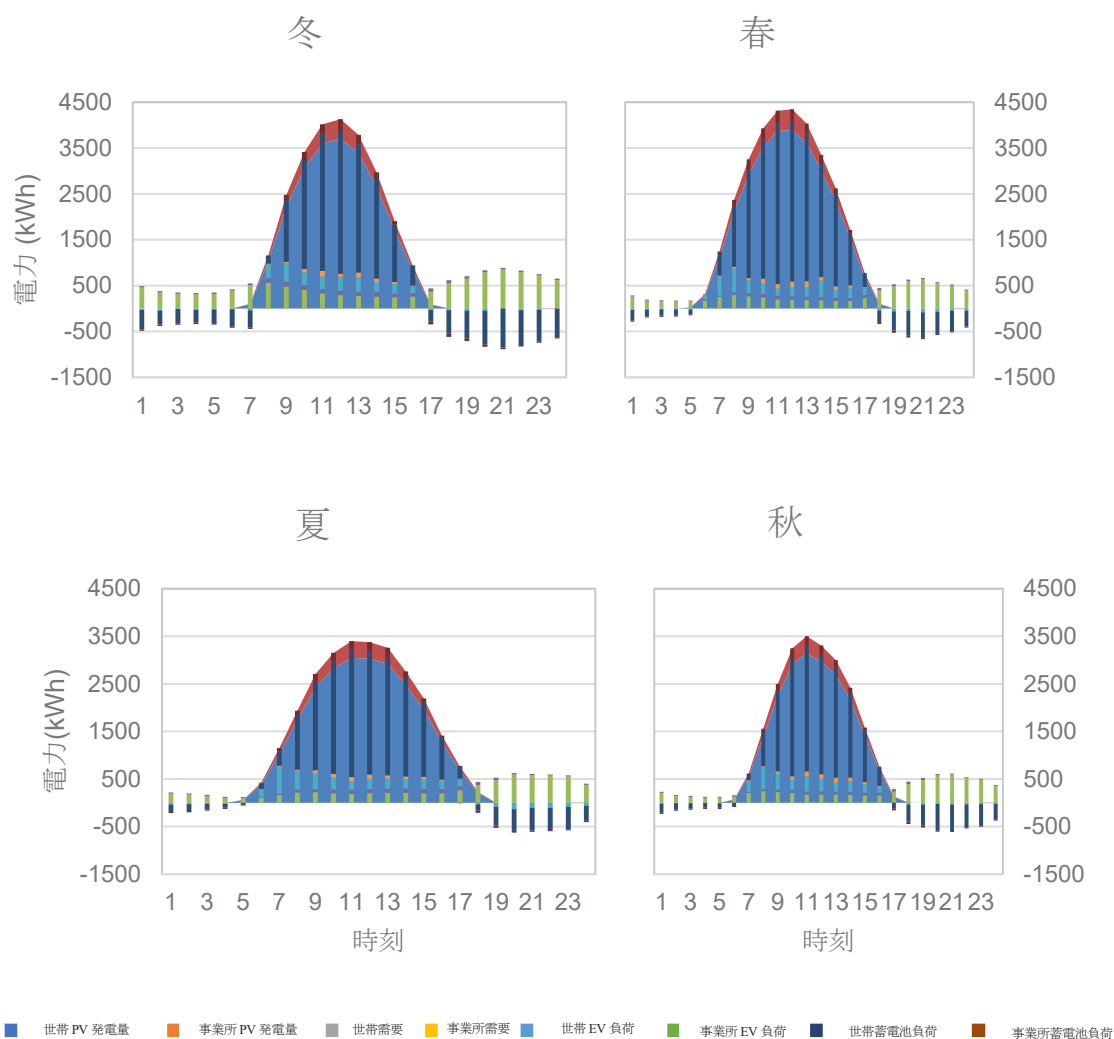


図 8 季節ごとの時刻別平均電力プロファイル (シナリオ 4)

時間帯別プロファイルをそれぞれ図 7 と図 8 に示す。EV と定置型充電電池の充電値は、充電している場合は正、システムに放電している場合は負として扱われている。

前述のように、太陽光発電量は春に最大に達する。日照時間という点で最も長い期間は夏であり、早ければ午前 5～6 時から、遅くとも午後 6～7 時まで顕著な日射がある。すべての季節に共通する一般的な傾向は、日照時間帯には、太陽光発電が世帯と事業所の両方の定置型蓄電池、および EV の充電に使用されることである。これは、特に現在の世帯での慣行である夜間充電という EV 充電に関する一般的な想定とは異なる。これは、過去の研究<sup>6,7,20,21)</sup>でも見られるように、太陽光発電の統合によるものである。非日照時間帯には、電力需要のほとんどは、それぞれの定置型蓄電池、および、それよりは少ない程度で駐車中の EV によって供給される。

もう一つの重要な結果は、特に独立型シナリオにおいて、事業所と世帯の間の代替連携手段としての EV の利用レベルである。表 5 は、世帯と事業所の EV および定置型蓄電池に充電および放電された（絶対値）総電力量を示す。結果は、事業所 V2B システムを介した EV への総負荷が、連携型シナリオ 4 と 6 よりも独立型シナリオ 3 と 5 の方が高いことを示している。とはいえ、シナリオ 4 と 6 では連携を利用するための送電コストがあるため、EV を通過した負荷は依然として重要である。連携性は、負荷を事業所の V2B から世帯のシステムにシフトさせる効果の方が大きいようである。連携型シナリオでは、世帯の EV と定置型蓄電池の両方の負荷が独立型シナリオよりも高く、これはおそらく、車両が自宅にいる時間が長いこと、および自宅で放電された電力を事業所の需要を満たすために使用できる可能性があるためであろう。

このシナリオ間の違いは、表 6 に示す EV 充放電の季節別合計を見ることでさらに検討できる。事業所 V2B システムについては、独立型シナリオと連携型シナリオ（すなわち 3 vs 4 および 5 vs 6）を比較すると、年間を通じて総量が明確に減少している。したがって、連携性は、事業所 V2B システムを通過する必要がある総量を明らかに減少させる。放電能力の効果（シナリオ 5 と 6）も、充電専用システム（シナリオ 3 と 4）と比較して、事業所 V2B システムを通過する総量を増加させることがわかる。世帯のシステムに関しては、独立型システムと連携型システム間の変動は、季節間でそれほど一貫していない。太陽光発電量が多い春の月には、ほとんどの場合、連携型シナリオの方が世帯の V2B を通過する電力が多くなる。連携性は、自宅に駐車している EV が事業所の需要にも応えるための手段として機能する。また、世帯での EV 充電量が最も多いのは、一貫して春季であることにも留意すべきである。

表 5 各構成要素における年間総充放電量 (MWh)

シナリオ	世帯 EV	事業所 EV	世帯 定置型蓄電池	事業所 定置型蓄電池
1	1277.8	0.0*	8914.6	809.2
2	1357.2	0.0*	8593.4	929.6
3	1347.0	334.7	8411.5	874.4
4	1421.7	236.6	8548.2	722.9
5	1476.1	692.7	8369.0	815.6
6	1491.7	606.9	8499.5	753.8

\*事業所 V2B なしのシナリオ

表 6 EV への季節別充放電量

シナリオ	世帯 EV (MWh)				事業所 EV (MWh)			
	冬	春	夏	秋	冬	春	夏	秋
1	289.9	382.7	344.5	260.6	0	0	0	0
2	306.5	430.5	335.5	284.8	0	0	0	0
3	280.7	375.3	371.5	319.6	82.7	100.3	74.3	77.4
4	295.1	428.2	403.7	294.8	50.5	74.9	55.4	55.9
5	343.6	435.9	398.6	298.1	134.8	219.1	185.1	153.8
6	395.0	425.1	368.2	303.4	112.2	200.2	162.2	132.2

これは、EV に貯蔵できる太陽光発電量が多いためであり、それが夜間の需要および/または事業所の需要に使用できるためである。

## 6. 結論と今後の課題

本研究は、事業所とその従業員世帯を含むマイクログリッドに適用された太陽光発電 (PV) +V2B システムのさまざまなシステム柔軟性を分析することを目的とした。これらの柔軟性が、システムの全体コスト、および季節ごとの結果として得られる充放電プロファイルに与える影響を調査した。結果は、事業所での充放電や連携性を含む、追加された柔軟性が、太陽光発電システムと定置型蓄電池の初期、運用コスト、ならびに連携性シナリオの場合の送電コストを考慮した場合、必要なシステムの全体コストを削減することを示した。この削減は、連携型システムと比較して、独立型システム間の方がより顕著である。事業所での EV 充電を許可する効果も、放電を許可する効果よりも大きいことがわかった。

本研究はまた、送電コストの影響も調査した。結果は、このコストが融通電力量を最小レベルまで減少させ、システムが事業所の需要を満たすために世帯で充電された EV により依存するようになる傾向があることを明確に示した。

最後に、本研究は、システムの柔軟性が結果として得られる負荷プロファイルに与える影響を分析した。比較可能な連携型システムと独立型システムの間で、さまざまな電力コンポーネントの時間的分布は類似しているが、コンポーネントごとの総量は異なる。少なくとも事業所での EV 充電が可能なシステムでは、連携性は、世帯の太陽光発電導入量と蓄電池容量の必要量を増加させる。送電コストの影響により、世帯の V2B システムを通過する総電力量も増加する一方、事業所の V2B の量は連携性によって減少する。

今後の研究では、一方向と双方向の V2B システムのコスト差、連携線の設置コスト、将来の太陽光発電および蓄電池コストの低下の影響など、他のコストパラメータのさらなる考慮が含まれる。充電可能な車両の利用可能性の推定も、特にケース固有のマイクログリッドについて、トリップデータを更新することによって改善され得る。さまざまなレベルの EV 統合も考慮され得る。最後に、最適化については、従業員世帯をより詳細に考慮することも可能であろう。なぜなら、本研究では、それらは一つの巨大な世帯として考慮されたからである。これにより、本研究で考慮された一つの事業所と一つの巨大な世帯からなるマイクログリッドが、複数の世帯と一つの事業所からなるより現実的なマイクログリッドに転換されるであろう。

## 参考文献

- 1) International Energy Agency. 2024. World Energy Outlook 2024. Paris.
- 2) Lo KY, Yeoh JH, Hsieh IYL. 2023. Towards Nearly Zero-Energy Buildings: Smart Energy Management of Vehicle-to-Building (V2B) Strategy and Renewable Energy Sources. *Sustain Cities Soc.* 99:104941. doi:10.1016/J.SCS.2023.104941
- 3) Habib S, Kamran M, Rashid U. 2015. Impact analysis of vehicle-to-grid technology and charging strategies of electric vehicles on distribution networks – A review. *J Power Sources* [Internet]. [accessed 2025 Oct 20] 277:205–214. doi:10.1016/J.JPOWSOUR.2014.12.020
- 4) Higashitani T, Ikegami T, Uemichi A, Akisawa A. 2021. Evaluation of residential power supply by photovoltaics and electric vehicles. *Renew Energy.* 178:745–756. doi:10.1016/J.RENENE.2021.06.097
- 5) Ochiai J, Nakagawa Y, Matsuhashi K, Taniguchi M. 2013. POTENTIAL FOR ELECTRIC POWER SELF-SUFFICIENCY BY PHOTOVOLTAICS IN MUNICIPALITIES -BY INTRODUCING SMART GRIDS TO RESIDENCES-. *Journal of Japan Society of Civil Engineers, Ser G (Environmental Research).* 69(6):II\_217-II\_225. doi:10.2208/jscejer.69.II\_217
- 6) Chen J, Zhang Y, Li X, Sun B, Liao Q, Tao Y, Wang Z. 2020. Strategic integration of vehicle-to-home system with home distributed photovoltaic power generation in Shanghai. *Appl Energy.* 263:114603. doi:10.1016/J.APENERGY.2020.114603
- 7) Peralta MHT, Muromachi Y. 2025. CITY-SCALE APPLICATION OF AN INTEGRATED SOLAR PV AND V2H SYSTEM FOR TRANSPORT AND RESIDENTIAL ENERGY DEMANDS. *Journal of JSCE.* 12(2):24–20082. doi:10.2208/journalofjsce.24-20082
- 8) Kobashi T, Jittrapirom P, Yoshida T, Hirano Y, Yamagata Y. 2021. SolarEV City concept: Building

- the next urban power and mobility systems. *Environmental Research Letters*. 16(2). doi:10.1088/1748-9326/abd430
- 9) Deroubaix P, Kobashi T, Gurriaran L, Benkhelifa F, Ciais P, Tanaka K. 2023. SolarEV City Concept for Paris. *Appl Energy* [Internet]. [accessed 2024 Oct 31] 350:121762. doi:10.1016/j.apenergy.2023.121762
  - 10) Dewi RG, Siagian UWR, Asmara B, Anggraini SD, Ichihara J, Kobashi T. 2023. Equitable, affordable, and deep decarbonization pathways for low-latitude developing cities by rooftop photovoltaics integrated with electric vehicles. *Appl Energy*. 332:120507. doi:10.1016/J.APENERGY.2022.120507
  - 11) He Z, Khazaei J, Freihaut JD. 2022. Optimal integration of Vehicle to Building (V2B) and Building to Vehicle (B2V) technologies for commercial buildings. *Sustainable Energy, Grids and Networks*. 32:100921. doi:10.1016/J.SEGAN.2022.100921
  - 12) Thomas D, Deblecker O, Ioakimidis CS. 2018. Optimal operation of an energy management system for a grid-connected smart building considering photovoltaics' uncertainty and stochastic electric vehicles' driving schedule. *Appl Energy* [Internet]. [accessed 2025 Oct 20] 210:1188–1206. doi:10.1016/J.APENERGY.2017.07.035
  - 13) Ioakimidis CS, Thomas D, Rycerski P, Genikomsakis KN. 2018. Peak shaving and valley filling of power consumption profile in non-residential buildings using an electric vehicle parking lot. *Energy* [Internet]. [accessed 2025 Oct 20] 148:148–158. doi:10.1016/J.ENERGY.2018.01.128
  - 14) Marnay C. 2016. Microgrids: Finally Finding their Place. *Future of Utilities - Utilities of the Future: How Technological Innovations in Distributed Energy Resources Will Reshape the Electric Power Sector* [Internet]. [accessed 2025 Oct 20]:51–74. doi:10.1016/B978-0-12-804249-6.00003-8
  - 15) Sagami-hara City. 2025. Sagami-hara outlines of the city [Internet]. <https://honyaku.j-server.com/LUCSAGAMI/ns/tl.cgi/https%3a/www.city.sagami-hara.kanagawa.jp/shisei/1026709/profile/1010888.html?SLANG=ja&TLANG=en&XMODE=0&XPARAM=q,&XCHARSET=UTF-8&XPORG=&XJSID=0>
  - 16) Goswami DY. 2015. *Principles of Solar Engineering*. Third. Boca Raton, Florida: CRC Press.
  - 17) Martinez-Gracia A, Arauzo I, Uche J. 2019. Solar energy availability. In: *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies*. [place unknown]: Academic Press; p. 113–149. doi:10.1016/B978-0-12-814853-2.00005-9
  - 18) Erbs DG, Klein SA, Duffie JA. 1982. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy* . 28(4):293–302.
  - 19) Perez R, Ineichen P, Seals R, Michalsky J, Stewart R. 1990. Modeling daylight availability and

irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy*. 44(5):271–289. doi:10.1016/0038-092X(90)90055-H

- 20) Aguilar-Dominguez D, Dunbar A, Brown S. 2020. The electricity demand of an EV providing power via vehicle-to-home and its potential impact on the grid with different electricity price tariffs. *Energy Reports*. 6:132–141. doi:10.1016/j.egy.2020.03.007
- 21) García-Vázquez CA, Espinoza-Ortega H, Llorens-Iborra F, Fernández-Ramírez LM. 2022. Feasibility analysis of a hybrid renewable energy system with vehicle-to-home operations for a house in off-grid and grid-connected applications. *Sustain Cities Soc*. 86(July). doi:10.1016/j.scs.2022.104124

## 第2章 サマータイムの導入による太陽光発電の利用促進可能性に関する分析

### 1. はじめに

サマータイム、または夏時間（DST）は通常春に時計を一時間進め、冬に標準時/太陽時に戻す慣行である。現在、およそ 80 か国<sup>1)</sup>で実施されており、主な目的は春から夏にかけて昼間が長くなることを利用してエネルギー需要を削減することにある<sup>2)</sup>。日本の場合、第二次世界大戦後の米国占領期にのみ導入され、1952年に終了した。直近では2020年東京オリンピックに合わせて再検討されたが、その後は主に金銭的および運用上のコストをめぐる批判に直面している<sup>3)</sup>。

サマータイム導入が社会のさまざまな側面に及ぼす影響は広く研究されている。たとえば、春および冬の時刻変更直後の数週間に交通事故<sup>4,5)</sup>や労働災害<sup>6)</sup>の発生頻度に影響を与えること、運転中の疲労が増す<sup>7)</sup>こと、夏時間移行直後に睡眠時間が増加する<sup>8)</sup>ことが示されている。それでも、サマータイム導入で最も多く研究されている影響はエネルギー消費への効果であり、政策の有無をモデル化する方法<sup>9-11)</sup>や、特定の期間のみを用いてモデルを作成し他の期間に適用する方法<sup>12-15)</sup>など、消費モデルを用いて検討されている。トルコ<sup>16,17)</sup>、スロバキア<sup>18)</sup>、スペイン<sup>19,20)</sup>、英国<sup>21)</sup>、メキシコ<sup>22)</sup>、チリ<sup>23)</sup>、西オーストラリア<sup>2)</sup>のデータを用いた複数の研究は、DSTによる総合的なエネルギー消費削減効果は最大でもわずかであり、0.5～2%の範囲にとどまること、年間の特定の期間に消費が増加することすらあることを報告している。しかし、この政策を実施している数少ない熱帯の国のひとつであるブラジル<sup>24)</sup>における研究では、家庭消費に加えて工業・商業ビルの消費変化も含めると電力消費の削減が最大12%に達する可能性が示されている。これは欧州の複数都市におけるオフィスビルの研究<sup>25)</sup>が比較的有意な削減を示し、最大で6%に達したこともとも一致する。日本では近年長期間にわたる導入実績がないため、その影響を分析した研究はわずかしか存在しない。Fongら<sup>14)</sup>の研究は、典型的な生活スケジュールと日の出・日の入り時刻を用いて、日本の4都市における家庭の照明へのサマータイムの影響を調査したものである。彼らは、サマータイムは中心・北部の都市で年間家庭用照明エネルギー消費を8～13%削減し、南部の都市では30～36%削減できると報告した。下田ら<sup>15)</sup>は、大阪市を対象に、家電使用、給湯、暖房/冷房、住民のスケジュールを含む家庭のエネルギー消費モデルを開発し、サマータイム導入を含む各種省エネ対策の影響を推定した。彼らの推計では、時計を1時間進めると、夕方の冷房需要増加によりエネルギー消費が0.13%増加するとしている。

これらの研究の多くは、全体的な消費量の変化は比較的小さいものの、サマータイム政策

が需要の時間分布を変化させる効果を持つことを示している。特に冷房、暖房、照明の需要分布においてその影響は顕著である。

太陽光発電がエネルギー部門の脱炭素化において重要な役割を担うとされる中、本研究ではサマータイム導入によるエネルギー消費の時間分布の変化の影響を検討することを目的としている。サマータイム導入によって人々の活動時間、ひいては電力需要が日中にシフトすることで、同じく日中に多く発電する太陽光発電の利用促進につながる可能性がある。特に春から夏にかけてはその傾向が顕著となると想定される。本研究では、家庭および業務施設における太陽光発電の利用に対するサマータイム導入の効果を明らかにする。

本章の構成は以下の通りである。第1節では既存の研究レビューと本研究の貢献について述べる。第2節では使用したデータとその分析方法、ならびにエネルギー需要の概要を説明する。第3節では分析結果を考察し、最後に第4節で本研究の結論を示す。

## 2. 使用したデータとその分析方法

本研究では、年間の異なる季節において時計を進めたり戻したりすることが、特定の家庭および業務施設における太陽光発電の利用に与える影響を検討した。対象地域である日本の関東地方ではサマータイムが導入されていないため、現在のタイムゾーン（UTC+9）とは異なる時間帯を考慮した実際のエネルギー需要データは存在しない。したがって、サマータイムの影響をシミュレーションするための仮定を設定した。主な仮定は、時計の設定よりも外的要因によって大きく左右される需要の区分に関するものである。たとえば、空調は気温に依存すると仮定され、照明は主に日照の有無に依存すると考えられる。他の需要項目も同様に他の要因に一部依存すると考えられるが、より詳細な需要に関するデータが不足しているため、本研究では上記の仮定に留める。

特に業務施設において重要なパラメータとして考慮されたのが、時計の設定によって大きく影響を受ける営業時間である。これらの特定の需要に対して回帰モデルを構築し、サマータイム導入の影響を推定した。さらに、対象となる施設の需要レベルに対応して、現在一般的に使用されている太陽光発電および蓄電システムの運用値を適用した。太陽光発電の利用においては、定置型蓄電池の有無の2ケースを考慮している。

前節のサマータイムの影響に関する既存研究レビューからも明らかなように、太陽光発電の利用と特定の需要との関係はまだ十分に検討されていない。この新規性は、太陽光発電のさらなる利用を通じて脱炭素化への一步を進めるだけでなく、サマータイムと太陽光発電に関する知識体系に重要な視点を加えるものと考えられる。

まず、家庭のエネルギー需要については、GfK HEMS（House Energy Management System）

によって 2014 年に収集されたデータセットから取得した。これらは、関東地方の一部（東京都、神奈川県、埼玉県、千葉県）の家庭から得られた 30 分間隔の電力消費量データであり、分析の一貫性を保つために 1 時間単位に集約した。

このデータは、以下のような異なる測定ポイントからの電力消費量を提供している。

- ・家庭全体の消費量
- ・空調（リビング、寝室、その他）
- ・その他の主要家電（例：調理、冷蔵庫、洗濯機など）

このデータベースから、本研究では横浜市に所在する 3 世帯を選定した。表 1 には、選定された家庭の関連する特性が示されている。年間電力消費量は、日本における家庭のエネルギー消費に関する先行研究<sup>26)</sup>で示された範囲（1～20 MWh/年/世帯）内に収まっている。

本研究では、各家庭の電力消費量を個別にモデル化するのではなく、対象としたサンプル間で平均化して使用した。図 1 は、対象家庭の平均的な時間別消費量を 2 月（冬）、4 月（春）、8 月（夏）、11 月（秋）ごとに示している。

朝のピークは午前 6 時～8 時頃に発生し、夜間のピークは午後 8 時～10 時頃に見られる。冬季には暖房の必要性から空調の需要が最も高くなるため、空調が家庭の電力需要を牽引する主要因となっており、家庭全体の消費の最大 60%に達することもある。

業務施設のエネルギー需要については、2014 年の BEMS（Building Energy Management System）から取得した。本研究では、不動産業、レストラン、小売業の 3 業種を対象とし、それぞれ 1 施設ずつ選定した。

業務施設では、営業時間が電力需要の大部分を左右する。対象となった不動産業および小売業の施設では、主な電力需要は 9:00～22:00 の間に発生し、レストランでは 11:00～24:00 の間に集中している。これらのパターンは年間を通じて比較的一貫しており、夏季および冬季には需要が増加する傾向がある。これは空調の必要性によるものであり、特にレストランでは空調が最大で 73%を占めることが確認されている。小売業の施設では、営業時間外でも空調が 1 時間あたり約 10～20 kWh を消費しており、これは商品保管のためと推定される。同様の傾向はレストランにも見られ、冬季および夏季の営業時間外において空調需要が 20～30 kWh に達することがある。これらの業務施設は異なる業種を代表しているため、家庭の消費のように平均化するのではなく、それぞれ個別にモデル化して分析を行った。

エネルギー消費の構成要素は、主に以下の 2 つの要因群に依存すると仮定した：人の活動（ライフスタイル要因）<sup>14,15,25,27,28)</sup>と気象要因<sup>10,14,15,29-32)</sup>である。人の活動は時刻設定に強く依存する。家庭では、家電の使用は居住者が在宅している時間に大きく左右され、これは通常、勤務時間や学業時間によって決定される。一方、業務施設では、固定された営業時間が活動全体を規定し、それが電力需要に直結する。気温は暖房および冷房の需要に大きな影響を与

表 1 家庭の情報

世帯 ID	住宅タイプ	人数	建築年	床面積 (m <sup>2</sup> )
A	一戸建て	2	1979	118
B	一戸建て	3	2006	97
C	マンション (集合住宅)	4	2001	80
平均				98.33

表 2 家庭の年間総電力消費量

世帯 ID	年間総消費量	全体	空調	その他
A	MWh	5.2	0.8	4.4
	kWh/m <sup>2</sup>	43.7	7.1	36.6
B	MWh	3.6	0.7	2.9
	kWh/m <sup>2</sup>	37.0	7.6	29.4
C	MWh	3.4	0.5	2.9
	kWh/m <sup>2</sup>	42.9	6.8	36.1
平均	MWh	4.1	0.7	3.4
	kWh/m <sup>2</sup>	41.3	7.2	34.1

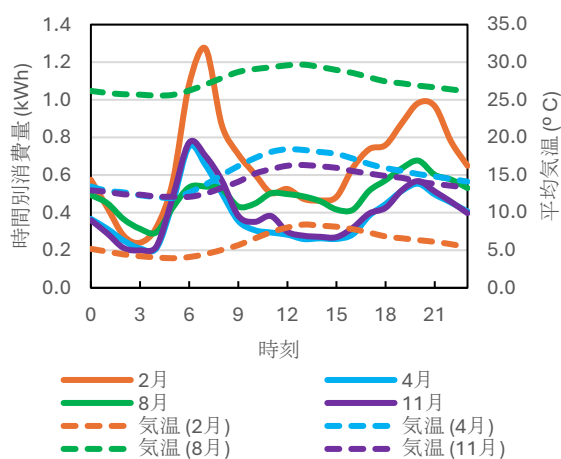


図 1 家庭の平均時間別電力消費（日本標準時 UTC+9）

表 3 業務施設の情報

業務施設	業種	床面積(m <sup>2</sup> )
A	不動産業	3500
B	小売業	900
C	レストラン	1800

表 4 業務施設の年間総電力消費量

業務施設	単位	全体	空調	その他
A	MWh	394.3	105.2	289.2
	kWh/m <sup>2</sup>	112.7	30.1	82.6
B	MWh	243.6	108.9	134.7
	kWh/m <sup>2</sup>	270.6	120.9	149.7
C	MWh	430.9	271.4	160.5
	kWh/m <sup>2</sup>	239.4	150.8	89.2

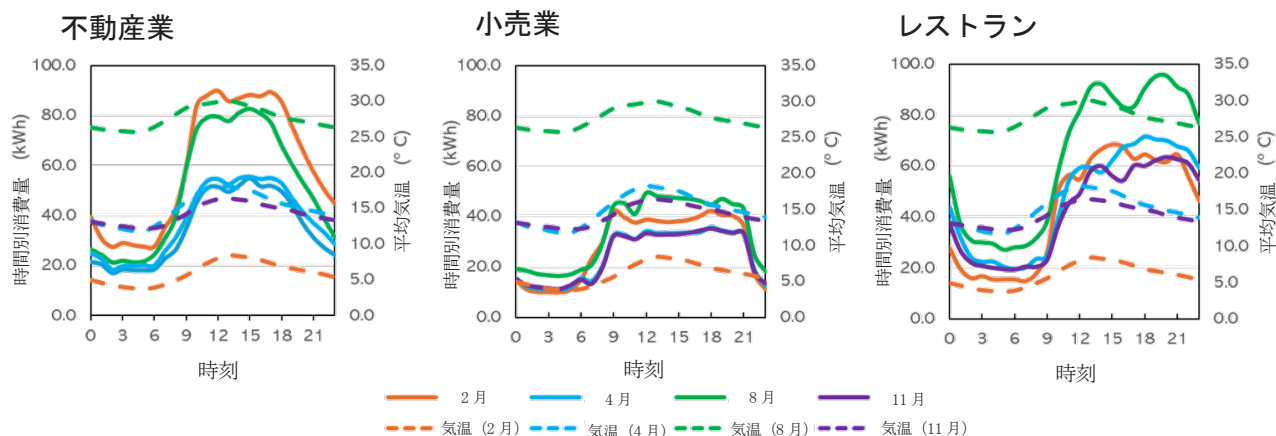


図 2 業務施設の平均時間別電力消費 (UTC+9)

える気象要因であり、日照の有無は照明の使用に影響する。

本研究で考慮した要因は表 5 に示されている。祝日は一般的な需要に影響を与えると予想されるが、年間を通じて祝日の数が少なく、週末と重なる場合もあることから、その影響は有意ではないと判断した。この点は曜日変数によって部分的に補完されると考えられる。

家庭の構成員の勤務時間や業務施設の営業時間に関する情報はデータ上明示されていない。

表 5 考慮された説明変数

変数	表記	種類	水準/範囲
時刻	Hr	カテゴリ	0,1,2,...,23
曜日	DoW	カテゴリ	1,2,3,...,7
営業時間	WorkHr	カテゴリ	0,1
気温(°C)	Temp	連続	-0.7-35.5
日照時間(hr)	SS	連続	0-1

表 6 業務施設の営業時間

業務施設	A	B	C
業種	不動産業	小売業	レストラン
営業時間	9:00-21:00	9:00-22:00	11:00-24:00
平日営業	×	○	○
休日営業	×	○	○

家庭の場合、曜日ごと個人ごとに勤務時間が大きく異なる可能性があるため、本研究では電力消費モデルに含めなかった。一方、業務施設の営業時間はより一貫性があるため、時刻、曜日、祝日ごとの電力消費の分散分析を用いて推定を行った。分析結果を表 6 に示す。

気象データは、対象地域の気象庁の観測所から取得した。本研究で日照の指標として用いたのは「日照時間」であり、これは直達日射量が  $120 \text{ W/m}^2$  を超える時間として定義されている。この指標は、1 時間のうちでこの閾値を超える時間の割合を測定するため、値は 0 から 1 の範囲で表される。

電力消費の各構成要素のモデル化には、重回帰分析を用い、以下のように表される：

$$E_i = \beta_{0i} + \sum_1^k \beta_{ki} \cdot x_{ki} + \varepsilon_i \quad (1)$$

ここで、応答変数  $E_i$  は各構成要素  $i$  の消費量を表し、 $\beta_{0i}$  は切片パラメータ、 $x_{ki}$  は説明変数、 $\beta_{ki}$  は各変数のパラメータ、 $\varepsilon_i$  は観測されない誤差項を示す。モデル化の対象となる構成要素は、家庭および業務施設における空調需要とその他の電力需要である。空調需要については、時間ごとの気温に基づいて以下の3つのクラスに分類した：

- (1)  $14^\circ\text{C}$ 未満、(2)  $14\sim 24^\circ\text{C}$ 、(3)  $24^\circ\text{C}$ 超

これは、日本人が暖房および冷房のために空調を使用し始める典型的な気温の閾値に基づいている<sup>34)</sup>。また、気象要因とカテゴリカル要因（曜日、時刻など）の相互作用も考慮され

た。各構成要素に対して、有意水準 0.05 に基づいて有意な変数を選定し、調整済み決定係数 (adjusted  $R^2$ ) が最も高いモデルを採用した。これにより、各要因が電力消費に与える影響を精度高く評価できるようにしている。

家庭の消費については、前述の通り 3 世帯の時間別データを平均化して使用した。一方、業務施設の消費については、各施設が異なる営業時間を持つため、パネルデータとして扱った。また、ある構成要素が本研究で考慮した気象要因に対して有意な依存性を示さなかった場合 (すなわち、時刻設定のみに依存する場合)、それらの値はモデルから算出せず、実測値をそのまま使用した。

太陽光発電のモデル化については、利用可能な日射量は、Goswami<sup>35)</sup>および Martinez-Garcia<sup>36)</sup>の手法に従って推定し、主要な手順は太陽位置の計算、全球日射量の分解、傾斜面への入射日射量の算出となっている。

対象となる気象庁の観測所の緯度・経度に基づいて太陽位置を計算した後、水平面上の太陽放射成分である全球水平日射量 (GHI) を算出した。GHI は、直達日射量 (DNI) と散乱日射量 (DHI) から構成される。本研究では、DHI と GHI の比率に Erbs モデル<sup>37)</sup>を用いた。これらの成分は、傾斜面への入射日射量に変換される。本研究では、太陽光パネルの傾斜角を  $30^\circ$ 、方位角を南向きの  $0^\circ$  と仮定した。

反射成分にはアルベド値 0.2 を使用し、散乱成分には Perez の異方性モデル<sup>38)</sup>を適用した。また、パネルの汚れ、劣化、システムの運用効率を考慮した補正係数も導入している。詳細な議論は川崎・室町<sup>39)</sup>に記されている。これらの処理の結果、設置容量 1kW あたりの利用可能な太陽光発電量 (kWh/kW) が得られた。

本研究で想定した太陽光+蓄電池システムは、前述の太陽光発電設備、定置型蓄電池、電力系統からの補完供給、そして余剰太陽光発電の系統への売電から構成されている。検討した基本的なシステムは、蓄電池を備えたもの (WithBatt) と、蓄電池を持たないもの (No-Batt) の 2 種類である。太陽光発電設備および蓄電池 (該当する場合) の容量は、各建物に対して固定した。蓄電池の運用は、「自家消費最大化 (MSC : Maximization of Self-Consumption)」の最適化戦略に従っている<sup>40)</sup>。MSC 戦略では、ある時刻に太陽光発電量が需要を上回る場合、余剰電力は充電および容量の制限に従って、蓄電池に充電される。さらに余剰がある場合は、系統へ売電される。一方、太陽光発電量が需要を下回る場合は、蓄電池から電力を供給するが、同様に放電率や最大放電深度の制限を受ける。それでも不足する場合に限り、電力系統からの補完供給が行われる。運用パラメータを表 7 に示す。

主に考慮された変数は、時間別のエネルギー需要  $D_t$ 、太陽光発電量  $PV_t$ 、蓄電池の充放電量  $B_t$ 、系統からの買電または売電量  $G_t$  である。蓄電池の充放電量  $B_t$  は、放電 (エネルギー供給) の場合は正、充電 (エネルギー需要) の場合は負と定義した。系統からの電力  $G_t$  は、

買電の場合は正、売電の場合は負と定義した。つまり、エネルギー供給として機能する場合は正、エネルギー需要として機能する場合は負とみなされる。この定義に基づき、各時間  $t$  におけるエネルギー収支は以下のようなバランス式で表される：

$$D_t = PV_t + B_t + G_t \quad (2)$$

現在、最も一般的なサマータイムの運用方法は、春に時計を1時間進め、冬に元に戻すというものであるが、通年での導入効果を検討した研究も存在する。本研究では、以下の時刻設定シナリオを考慮した：

- ・日本標準時 (Dt\_JST シナリオ) : UTC+9
- ・JST から±1 時間の通年設定 (Dt\_JST±1 シナリオ)
- ・JST から±2 時間の通年設定 (Dt\_JST±2 シナリオ)

これらの効果は季節ごとに評価され、季節間の変動も明らかされる。各季節に対応する月は以下の通りである：

- ・春：3月～5月
- ・夏：6月～8月
- ・秋：9月～11月
- ・冬：12月～2月

サマータイム導入の効果をシミュレーションするために、各構成要素のエネルギー需要は、前述のモデルから推定された。構成要素が気象要因に対して有意な依存性を示さなかった場合には、時刻設定に応じて単純に時間をシフトさせることで需要が調整されると仮定した。一方、太陽光発電量については、日射量が時刻設定に依存しないことから、調整されることはない。

サマータイム導入が太陽光発電の利用に与える影響は、以下の2つの効果指標を用いて評価した：

- ・自家消費率—発電されたエネルギーのうち、どれだけが自家消費されたかを示す割合

$$SU = \frac{\sum_{8760} PV_t - \sum_{8760} (G_t < 0)}{\sum_{8760} PV_t} \quad (3)$$

- ・自給率—需要のうち、どれだけが発電されたエネルギーによって賄われたかを示す割合

$$SS = \frac{\sum_{8760} PV_t - \sum_{8760} (G_t < 0)}{\sum_{8760} D_t} \quad (4)$$

表 7 システム運用パラメータ

パラメータ	単位	家庭 (全体)	業務施設	
			A & C	B
太陽光発電パラメータ				
設置容量	kWp	3	300	200
定置型蓄電池パラメータ				
蓄電容量	kWh	5	500	300
充放電出力	kW	3	250	150
充電効率	%		80	
初期SOC	%		50	
最大SOC	%		100	
最小SOC	%		20	

分子の2番目の項は、いずれも太陽光発電によって発生した電力のうち、系統に売電された分、つまり自家消費されなかったエネルギーである。自家消費率は、発電されたエネルギーのうち、実際に自身が使用した割合を示し、自給率は発電されたエネルギーが需要をどれだけ満たしているかを示す。自家消費率は、発電時間帯の分布が需要時間帯とどれだけ一致しているかを測る指標でもある。これは重要な点であり、たとえ発電量が多くても、需要の高い時間帯と一致していなければ、そのエネルギーは系統に売電されるだけで、自家消費にはつながらない。

### 3. 分析結果の考察

まず、家庭のエネルギーモデルに関して、家庭の消費構成要素に対しては、合計4種類の回帰モデルを構築した。内訳は、空調需要に関する3モデル（気温区分別）と、その他の需要（照明など）に関する1モデルである。表8には、有意水準0.05で統計的に有意と判断された変数が示されている。すべてのモデルにおいて「時刻」が有意であり、 $<14^{\circ}\text{C}$ および $>24^{\circ}\text{C}$ の空調モデルでは「曜日」も有意であった。これは、平日と週末で在宅時間帯が異なることに起因すると考えられる。これら2モデルの調整済み $R^2$  (adjusted  $R^2$ ) は53~60%であり、Kipping et al.<sup>41)</sup>や Alberini et al.<sup>31)</sup>などの先行研究と同等な水準にある。一方、 $14\sim 24^{\circ}\text{C}$ の空調モデルでは、いくつかの変数が有意であるものの、いずれの組み合わせでも調整済み $R^2$ が20%を超えることはなかった。これは、該当する気温範囲における消費量のばらつきが小さいか、他の変数がより説明力を持つ可能性があることを示唆している。実際、 $>14^{\circ}\text{C}$ および

<24°Cのモデルの標準偏差はそれぞれ 0.9 および 1.8 であったのに対し、14~24°C モデルでは 0.4 と非常に低かった。これは、この気温帯では空調の使用量がほぼゼロに近いことが多いためであり、シミュレーションにおいてもこの範囲の時間帯には消費量ゼロを設定した。

その他の需要に関する回帰モデル分析の目的の1つは、照明需要が時刻依存的な要因だけでなく、気象要因（特に日照）にも有意に影響されるかを検証することである。ただし、照明需要はデータ上で明確に分離されていないため、残余需要として扱った。このモデルでは、時刻、曜日、日照時間、カテゴリカル変数間の相互作用が有意であり、調整済み R<sup>2</sup>は約 55% であった。気象要因が有意であることが確認されたため、このモデルは以降の分析において使用することとした。

業務施設のエネルギーモデルに関しては、業務施設の消費構成要素に対して、家庭と同様に 4 種類のモデルを構築した。パネル回帰分析を用いたため、業務施設識別子 (ID) をランダム変数として導入し、施設ごとの特性を考慮した。また、営業時間 (WorkHr) と時刻が中程度の相関を示したため、モデルには WorkHr のみを採用した。曜日変数は、いずれのモデルでも有意ではなかった。これは、対象となった 3 施設のうち 2 施設が週を通じて営業していたため、曜日による変動が少なかったためと考えられる。

空調に関する 3 モデルすべてにおいて、気温が有意な影響を示し、調整済み R<sup>2</sup>は 74~82% の範囲であった。これは、使用した変数のみで約 80% の変動を説明できることを示している。この高い R<sup>2</sup>値は、業務施設の電力需要が営業時間と非営業時間で明確に分かれており、比較的一定であることにも起因している (図 2 参照)。この結果は、空調需要が時刻設定だけでなく気象要因にも依存していることを示しており、以降の計算においてこれらのモデルを使用することとした。

照明需要については、業務施設では個別にデータが取得可能であるため、気象要因（特に日照）との関係を直接検証した。結果として、日照時間や気温を加えても、WorkHr のみを用いたモデルと比べて決定係数に有意な変化は見られなかった。これは、業務施設では日照の有無にかかわらず営業時間中は照明を使用するためと考えられる。したがって、業務施設の照明需要は主に営業時間に依存しており、サマータイム導入による時刻の変更に応じて単純にシフトすると仮定できる。このため、以降の分析では照明需要はその他の需要とまとめて扱うこととした。

次に、サマータイム導入による家庭のエネルギー需要の変化を検討した。季節ごとの家庭の平均時間別電力需要を太陽光発電量 PV と共に図 3 に示す。すべての需要は日本の太陽時 (UTC+9) に調整して比較を行った。

家庭の電力需要には、朝と夕方（または夜間）に明確なピークが存在することが前述の分

表 8 家庭のエネルギーモデルにおける有意な変数

分類	Hr	DoW	Temp	SS	Temp *Hr	Temp *DoW	Hr* DoW	adj. R <sup>2</sup> (%)
空調								
<14°C	✓	✓	✓		✓		✓	59.7
14-24°C	✓		✓		✓			-
>24°C	✓	✓	✓		✓	✓		53.5
その他	✓	✓		✓			✓	54.6

表 9 業務施設のエネルギーモデルにおける有意な変数

空調	ID	WorkHr	Temp	SS	adj. R <sup>2</sup> (%)
<14°C	✓	✓	✓		74.6
14-24°C	✓	✓	✓		80.2
>24°C	✓	✓	✓		82.4
照明	✓	✓			-

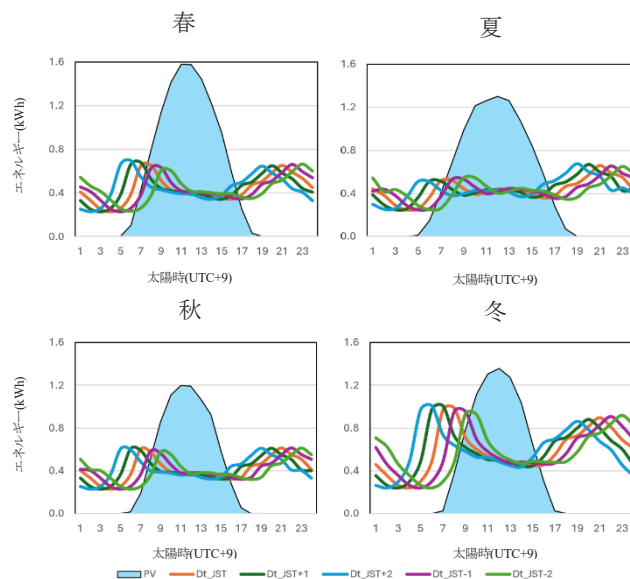


図 3 家庭の平均エネルギー消費分布 (UTC+9 に調整済)

析から確認できている。サマータイム導入によるピークの変化は、特に寒冷期の朝の時間帯において顕著である。

時計を 1~2 時間遅らせるシナリオ (JST-1 および JST-2) では、朝のピークがわずかに減

少する傾向が見られた。これは、太陽時において人々の起床時間が遅くなり、活動開始時の気温が高くなることで暖房需要が減少するためである。一方、時計を1～2時間進めるシナリオ（JST+1 および JST+2）では、需要のピークが左方向、つまり早い時間帯にシフトする。これにより、朝のピークは太陽光発電が始まる時刻よりも前に発生するようになり、発電との時間的重なりが減少する。午後のピークも同様に早まるが、ピークが19時から17～18時に移動するだけで、太陽光発電が終了する概ね16時以降に発生するため、利用率の向上にはつながらない。逆に、JST-1 および JST-2 のシナリオでは、需要のピークが遅くなり、朝のピークが太陽光発電時間帯に近づくことで利用率の改善が期待される。ただし、朝のピークと太陽光発電時間帯との間には依然として大きなギャップがあり、特に冬季にはその差が顕著である。図中では、JST-1 および JST-2 の朝のピークが太陽光発電時間帯（青色で示された領域）にわずかに重なる程度であることが確認できる。午後のピークについては、JST-1 および JST-2 のシナリオではさらに遅くなり、太陽光発電時間帯から遠ざかるため、利用率はむしろ低下する結果となった。これらの結果から、家庭におけるサマータイム導入は、太陽光発電の利用率向上には限定的な効果しか持たないことが示唆される。

サマータイム導入による業務施設のエネルギー需要の変化に関しては、3つの業務施設（不動産業〈業務施設A〉、小売業〈業務施設B〉、レストラン〈業務施設C〉）における電力需要と太陽光発電量を、日本標準時（UTC+9）に基づいて重ね合わせて分析した。家庭と比較して、業務施設では需要のピークが遅れて始まり、営業時間中は比較的一定の高い需要が持続し、閉店後に急激に低下する傾向がある。前述の通り、不動産業および小売業の営業開始時刻は午前9時頃であり、これは太陽光発電PVが活発な時間帯と重なっている（図4および図5参照）。このように、業務施設ではピーク需要が太陽光発電時間帯と重なる割合が高く、

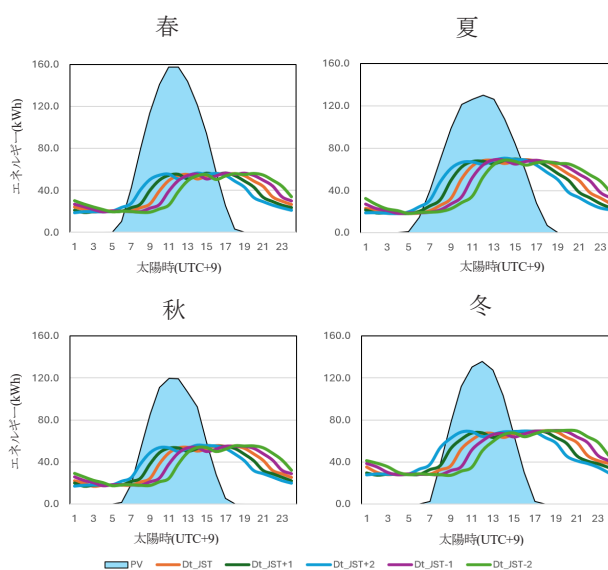


図4 業務施設A エネルギー消費分布（UTC+9に調整済）

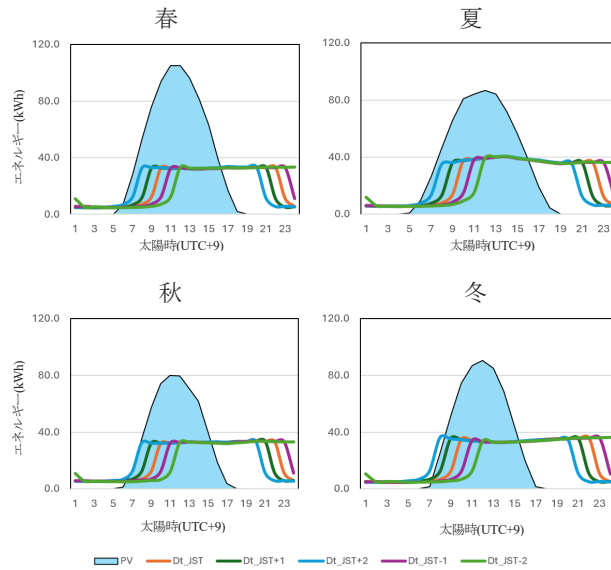


図5 業務施設 B エネルギー消費分布 (UTC+9 に調整済)

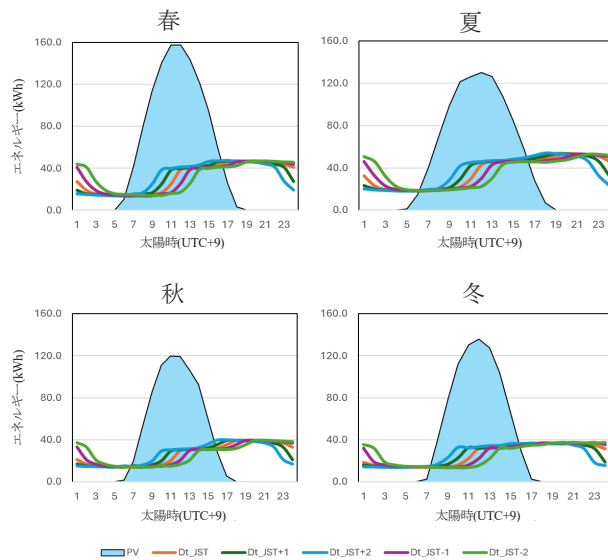


図6 業務施設 C エネルギー消費分布 (UTC+9 に調整済)

特に JST+1 および JST+2 のシナリオでは、需要のピークがより早く始まるため、太陽光発電時間帯との重なりがさらに大きくなる。これにより、太陽光発電の自家消費率および自給率の向上が期待される。一方、JST-1 および JST-2 のシナリオでは、営業開始時刻が遅くなるため、ピーク需要の開始が太陽光発電時間帯の後半または終了後にずれ込み、発電との重なりが減少する。これにより、太陽光発電の利用効率は低下する可能性がある。レストラン（業務施設 C）の場合、図 6 に示されるように、ピーク需要の開始はさらに遅く、JST で午前 10 時頃から始まる。したがって、JST+1 および JST+2 のシナリオでも、ピーク需要は依然として太陽光発電時間帯内に収まっており、利用率の向上が見込まれる。なお、すべての業務施

設において、午後の需要の減少は太陽光発電時間帯（概ね 16 時まで）を大きく過ぎた時間帯に発生するため、時計を 1~2 時間シフトしても、この部分の太陽光発電との重なりには大きな影響を与えないことが確認された。これらの結果から、業務施設においては、特に JST+1 および JST+2 のサマータイム導入が太陽光発電の利用率向上に寄与する可能性が高いことが示唆される。家庭とは異なり、業務施設では需要の時間分布がより安定しており、太陽光発電の供給時間帯と整合しやすいためである。

太陽光発電の利用指標である自家消費率 (Self-utilization, SU) および自給率 (Self-sufficiency, SS) を用いてさらに検討を行った。表 10 および表 11 には、蓄電池なし (No-Batt) および蓄電池あり (WithBatt) の両ケースにおける指標値が示されている。表中の赤色はベースケース (JST) よりも値が小さいことを、緑色は大きいことを示し、色の濃さはその差の大きさを表している。

全体的に、蓄電池の使用によって SU および SS の両方が向上する傾向が確認された。これは予想通りの結果であり、蓄電池があることで、太陽光発電による余剰電力を発電時間外(例: 夜間)にも利用できるためである。これが成立するためには、発電量が需要を上回る時間帯が存在し、かつ蓄電池に十分な容量がある必要がある。また、時計を進めるシナリオは、両指標の値を減少させる傾向があり、逆に時計を遅らせるシナリオは、指標値を増加させる傾向が見られた。

2つの指標を比較すると、ほとんどのケースで SU が SS よりも高い値を示している。これは、発電されたエネルギーの多くが自家消費されているものの、全体の需要を満たすには不十分であることを意味する。

最も高い自家消費率 (SU) は、夏季および冬季に一貫して得られた。これは、これらの季節では発電量が少ないため、系統への売電量が減少し、生成されたエネルギーのより多くが自家消費に回されるためである。一方、自給率 (SS) が最も高かったのは春季および夏季であった。これらの季節は晴天日が比較的多く、太陽光発電量が多いため、より多くの需要を賄うことができる。

家庭におけるサマータイム導入の影響は限定的であるように見える。JST+1 および+2 のシナリオでは、家庭の SU および SS の値が減少したが、蓄電池ありのケースでは 1%未満、蓄電池なしのケースでは 2~6%の減少にとどまった。JST-1 および-2 のシナリオでは、太陽光発電の利用率は一般的に増加したが、蓄電池ありのケースで 0.3~0.8%、蓄電池なしのケースで 1~12%の増加にとどまった。最も大きな影響が見られたのは冬季であり、朝のピーク需要が最も高くなる時期である。また、時計を 2 時間調整した場合の影響は、1 時間調整よりも蓄電池なしのケースで大きくなることが確認された。これは、蓄電池の使用によって標準時設定の変更による影響が緩和されることを示している。

表 10 家庭における太陽光発電利用指標

季節	時刻 シナリオ	NoBatt		WithBatt	
		SS	SU	SS	SU
年間	JST	0.34	0.41	0.67	0.79
	JST+1	0.33	0.40	0.67	0.79
	JST+2	0.33	0.39	0.67	0.79
	JST-1	0.36	0.42	0.67	0.80
	JST-2	0.36	0.43	0.68	0.80
春	JST	0.39	0.36	0.77	0.71
	JST+1	0.38	0.35	0.76	0.71
	JST+2	0.37	0.35	0.76	0.71
	JST-1	0.40	0.37	0.78	0.71
	JST-2	0.40	0.36	0.78	0.71
夏	JST	0.42	0.43	0.76	0.79
	JST+1	0.41	0.42	0.76	0.79
	JST+2	0.40	0.42	0.76	0.79
	JST-1	0.42	0.44	0.76	0.79
	JST-2	0.42	0.44	0.76	0.79
秋	JST	0.32	0.39	0.66	0.81
	JST+1	0.30	0.37	0.65	0.81
	JST+2	0.30	0.37	0.65	0.81
	JST-1	0.33	0.41	0.67	0.82
	JST-2	0.33	0.41	0.67	0.82
冬	JST	0.28	0.47	0.53	0.90
	JST+1	0.27	0.45	0.53	0.90
	JST+2	0.27	0.45	0.53	0.90
	JST-1	0.29	0.50	0.53	0.91
	JST-2	0.31	0.53	0.53	0.91

表 11 業務施設の太陽光発電利用指標: NoBatt

業務施設		A		B		C	
季節	シナリオ	SS	SU	SS	SU	SS	SU
年間	JST	0.41	0.43	0.47	0.39	0.38	0.29
	JST+1	0.44	0.46	0.51	0.42	0.41	0.31
	JST+2	0.46	0.48	0.54	0.45	0.44	0.33
	JST-1	0.38	0.40	0.42	0.35	0.35	0.26
	JST-2	0.35	0.36	0.37	0.31	0.32	0.24
春	JST	0.44	0.35	0.50	0.33	0.40	0.26
	JST+1	0.48	0.37	0.55	0.36	0.44	0.29
	JST+2	0.50	0.40	0.59	0.38	0.48	0.31
	JST-1	0.41	0.32	0.45	0.29	0.37	0.24
	JST-2	0.38	0.30	0.40	0.26	0.33	0.22
夏	JST	0.49	0.51	0.53	0.45	0.42	0.36
	JST+1	0.52	0.54	0.58	0.49	0.44	0.38
	JST+2	0.54	0.56	0.61	0.52	0.47	0.41
	JST-1	0.45	0.47	0.48	0.41	0.39	0.33
	JST-2	0.42	0.43	0.44	0.37	0.36	0.31
秋	JST	0.37	0.40	0.41	0.38	0.33	0.26
	JST+1	0.40	0.43	0.45	0.42	0.36	0.28
	JST+2	0.42	0.46	0.48	0.45	0.38	0.30
	JST-1	0.34	0.37	0.37	0.35	0.31	0.24
	JST-2	0.31	0.34	0.32	0.30	0.29	0.23
冬	JST	0.33	0.48	0.41	0.38	0.33	0.25
	JST+1	0.36	0.51	0.45	0.42	0.37	0.28
	JST+2	0.37	0.53	0.48	0.45	0.39	0.30
	JST-1	0.31	0.44	0.37	0.34	0.30	0.23
	JST-2	0.28	0.40	0.32	0.29	0.27	0.21

表 12 業務施設の太陽光発電利用指標: WithBatt

業務施設		A		B		C	
季節	シナリオ	SS	SU	SS	SU	SS	SU
年間	JST	0.74	0.78	0.88	0.73	0.90	0.69
	JST+1	0.75	0.79	0.88	0.73	0.91	0.69
	JST+2	0.75	0.79	0.88	0.73	0.92	0.70
	JST-1	0.74	0.78	0.88	0.72	0.89	0.67
	JST-2	0.73	0.77	0.86	0.71	0.87	0.66
春	JST	0.85	0.67	0.97	0.63	0.93	0.61
	JST+1	0.85	0.67	0.97	0.63	0.95	0.62
	JST+2	0.85	0.67	0.97	0.63	0.96	0.63
	JST-1	0.84	0.66	0.95	0.62	0.91	0.60
	JST-2	0.82	0.64	0.92	0.60	0.88	0.58
夏	JST	0.80	0.83	0.90	0.76	0.84	0.72
	JST+1	0.80	0.83	0.90	0.76	0.85	0.73
	JST+2	0.80	0.83	0.90	0.76	0.86	0.74
	JST-1	0.79	0.82	0.90	0.76	0.83	0.71
	JST-2	0.79	0.81	0.88	0.74	0.82	0.70
秋	JST	0.72	0.79	0.82	0.77	0.90	0.70
	JST+1	0.73	0.79	0.82	0.77	0.90	0.71
	JST+2	0.73	0.79	0.82	0.77	0.91	0.72
	JST-1	0.72	0.78	0.82	0.77	0.89	0.70
	JST-2	0.71	0.77	0.81	0.76	0.87	0.69
冬	JST	0.63	0.89	0.85	0.79	0.95	0.72
	JST+1	0.63	0.90	0.85	0.79	0.96	0.72
	JST+2	0.63	0.90	0.85	0.79	0.96	0.73
	JST-1	0.63	0.89	0.85	0.79	0.94	0.71
	JST-2	0.63	0.89	0.84	0.79	0.92	0.70

業務施設に関しては、時計を進めることが太陽光発電の利用率向上により有効であると考えられる。蓄電池ありのケースでは、季節を問わずすべての施設で 0.2～3%の増加が見られた。蓄電池なしのケースでは、5～18%の増加が確認されており、蓄電池がない場合には、ピーク需要と太陽光発電時間帯の重なりがより重要になるためである。最も大きな影響は春季および秋季に見られたが、家庭と比べると変動は小さい。これは、業務施設では季節を問わず朝のピーク以降の需要が比較的平坦であるためである。また、夏季および冬季においては、現行の JST シナリオでも利用率がすでに高いため、増加率が相対的に小さくなる傾向がある。業務施設 B では、JST+2 および JST-2 の両シナリオで SS が減少するケースも見られた。これは、春季および冬季の蓄電池ありのケースで発生しており、図 5 に示される分布に基づくところ、JST+2 では朝のピークが早すぎて、上昇過程の一部が太陽光発電時間帯の外に出てしまうためと考えられる。ただし、この差は非常に小さく、JST との比較で約 0.04%程度である。

#### 4. 結論と今後の展望

本研究の主な目的は、サマータイム導入が家庭および業務施設における太陽光発電の利用に与える影響を明らかにすることであった。時計を遅らせる（JST-1 および JST-2）ことは、家庭においては朝のピーク需要を太陽光発電時間帯に近づけるため、利用率の向上に有効であることが示された。一方、業務施設においては、ピーク需要がすでに太陽光発電時間帯内にあるため、時計を進める（JST+1 および JST+2）ことでピークの開始が早まり、より多くの営業時間が発電時間帯に重なることから、利用率の向上に寄与する。これらの効果は、春季および秋季に導入した場合に割合として大きく表れる傾向がある。これは、これらの季節における現状の利用率が低いためである。蓄電池を持たないシステムでは、利用率の増加がより顕著になると予測される。また、理論的には、UTC±3 や±4 など、より大きな時刻の変更を検討することで、さらなる利用率の向上が可能である。ただし、2 時間以上の調整を行う場合には、太陽光発電の開始時刻よりも早くシフトしてしまうリスクがあるため、注意が必要である。また、こうした時刻の変更が、交通、通信、医療など社会の他の側面に与える影響についても、今後の研究で検討されるべきである。家庭と業務施設ではサマータイム導入の影響が異なることが確認されたため、今後の研究では、同一地域内で家庭と業務施設が共通の時間体系を有していることを考慮し、地域全体としての影響を評価することが望まれる。さらに、太陽光発電の利用に関連する大規模な効果、例えば炭素排出量の削減や空間利用の変化などについても、地域単位での研究を通じて検討することが可能である。

## 参考文献

- 1) Herber SP, Quis JS, Heineck G. Does the transition into daylight saving time affect students' performance? *Econ Educ Rev.* 2017;61:130-139. doi:10.1016/J.ECONEDUREV.2017.07.002
- 2) Choi S, Pellen A, Masson V. How does daylight saving time affect electricity demand? An answer using aggregate data from a natural experiment in Western Australia. *Energy Econ.* 2017;66:247-260. doi:10.1016/J.ENECO.2017.06.018
- 3) Nakagawa S, Hatta K. Daylight saving time causes more trouble than benefits, say critics. *The Mainichi.* <https://mainichi.jp/english/articles/20180812/p2a/00m/0na/010000c>. August 12, 2018. Accessed September 22, 2024.
- 4) Zhou R, Li Y. Traffic crash changes following transitions between daylight saving time and standard time in the United States: New evidence for public policy making. *J Safety Res.* 2022;83:119-127. doi:10.1016/J.JSR.2022.08.009
- 5) Lambe M, Cummings P. The shift to and from daylight savings time and motor vehicle crashes. *Accid Anal Prev.* 2000;32(4):609-611. doi:10.1016/S0001-4575(99)00088-3
- 6) Depalo D. Should the Daylight Saving Time be abolished? Evidence from work accidents in Italy. *Econ Model.* 2023;128:106520. doi:10.1016/J.ECONMOD.2023.106520
- 7) Orsini F, Domenie ED, Zarantonello L, Costa R, Montagnese S, Rossi R. Long-term effects of daylight saving time on driving fatigue. *Heliyon.* 2024;10(15):e34956. doi:10.1016/J.HELİYON.2024.E34956
- 8) Jin L, Ziebarth NR. Sleep, health, and human capital: Evidence from daylight saving time. *J Econ Behav Organ.* 2020;170:174-192. doi:10.1016/J.JEBO.2019.12.003
- 9) Rivers N. Does Daylight Savings Time Save Energy? Evidence from Ontario. *Environ Resour Econ (Dordr).* 2018;70(2):517-543. doi:10.1007/s10640-017-0131-x
- 10) Guven C, Yuan H, Zhang Q, Aksakalli V. When does daylight saving time save electricity? Weather and air-conditioning. *Energy Econ.* 2021;98:105216. doi:10.1016/j.eneco.2021.105216
- 11) Bircan Ç, Wirsching E. Daylight saving all year round? Evidence from a national experiment. *Energy Econ.* 2023;127:107093. doi:10.1016/j.eneco.2023.107093
- 12) López M. Daylight effect on the electricity demand in Spain and assessment of Daylight Saving Time policies. *Energy Policy.* 2020;140:111419. doi:10.1016/j.enpol.2020.111419
- 13) Mirza FM, Bergland O. The impact of daylight saving time on electricity consumption: Evidence from southern Norway and Sweden. *Energy Policy.* 2011;39(6):3558-3571. doi:10.1016/j.enpol.2011.03.057
- 14) Fong WK, Matsumoto H, Lun YF, Kimura R. Energy Savings Potential of the Summer Time Concept in Different Regions of Japan from the Perspective of Household Lighting. *Journal of*

- Asian Architecture and Building Engineering*. 2007;6(2):371-378. doi:10.3130/jaabe.6.371
- 15) Shimoda Y, Asahi T, Taniguchi A, Mizuno M. Evaluation of city-scale impact of residential energy conservation measures using the detailed end-use simulation model. *Energy*. 2007;32(9):1617-1633. doi:10.1016/j.energy.2007.01.007
  - 16) Küfeoğlu S, Üçler Ş, Eskicioğlu F, Öztürk EB, Chen H. Daylight Saving Time policy and energy consumption. *Energy Reports*. 2021;7:5013-5025. doi:10.1016/J.EGYR.2021.08.025
  - 17) Bircan Ç, Wirsching E. Daylight saving all year round? Evidence from a national experiment. *Energy Econ*. 2023;127:107093. doi:10.1016/J.ENERCO.2023.107093
  - 18) Kudela P, Havranek T, Herman D, Irsova Z. Does daylight saving time save electricity? Evidence from Slovakia. *Energy Policy*. 2020;137:111146. doi:10.1016/J.ENPOL.2019.111146
  - 19) Graf C, Rosselló-Nadal J, Sansó-Rosselló A. Is Daylight Saving Time worth it in tourist regions?\*. *Tour Manag Perspect*. 2023;45:101068. doi:10.1016/J.TMP.2022.101068
  - 20) López M. Daylight effect on the electricity demand in Spain and assessment of Daylight Saving Time policies. *Energy Policy*. 2020;140:111419. doi:10.1016/J.ENPOL.2020.111419
  - 21) Hill SI, Desobry F, Garnsey EW, Chong YF. The impact on energy consumption of daylight saving clock changes. *Energy Policy*. 2010;38(9):4955-4965. doi:10.1016/J.ENPOL.2010.03.079
  - 22) Flores D, Luna EM. An econometric evaluation of daylight saving time in Mexico. *Energy*. 2019;187:116124. doi:10.1016/J.ENERGY.2019.116124
  - 23) Verdejo H, Becker C, Echiburu D, Escudero W, Fucks E, Jose Reveco M. Impact of daylight saving time on the Chilean residential consumption. *Energy Policy*. 2016;88:456-464. doi:10.1016/J.ENPOL.2015.10.051
  - 24) Giacomelli-Sobrinho V, Cudlínová E, Buchtele R, Sagapova N. The tropical twilight of Daylight-Saving Time (DST): Enlightening energy savings from electricity markets across Brazilian regions. *Energy for Sustainable Development*. 2022;67:81-92. doi:10.1016/J.ESD.2022.01.002
  - 25) Bellia L, Acosta I, Campano MÁ, Fragliasso F. Impact of daylight saving time on lighting energy consumption and on the biological clock for occupants in office buildings. *Solar Energy*. 2020;211:1347-1364. doi:10.1016/J.SOLENER.2020.10.072
  - 26) Tran LN, Gao W, Novianto D, Ushifusa Y, Fukuda H. Relationships between household characteristics and electricity end-use in Japanese residential apartments. *Sustain Cities Soc*. 2021;64:102534. doi:10.1016/J.SCS.2020.102534
  - 27) Fong WK, Matsumoto H, Lun YF, Kimura R. Household Energy Consumption under Different Lifestyles. In: *Proceedings of Clima 2007 WellBeing Indoors*. ; 2007. Accessed June 16, 2025. <https://www.irbnet.de/daten/iconda/CIB7657.pdf>
  - 28) Genjo K, Tanabe SI, Matsumoto SI, Hasegawa KI, Yoshino H. Relationship between possession of

- electric appliances and electricity for lighting and others in Japanese households. *Energy Build.* 2005;37(3):259-272. doi:10.1016/J.ENBUILD.2004.06.025
- 29) Harish S, Singh N, Tongia R. Impact of temperature on electricity demand: Evidence from Delhi and Indian states. *Energy Policy.* 2020;140:111445. doi:10.1016/J.ENPOL.2020.111445
- 30) Kang J, Reiner DM. What is the effect of weather on household electricity consumption? Empirical evidence from Ireland. *Energy Econ.* 2022;111:106023. doi:10.1016/J.ENECO.2022.106023
- 31) Alberini A, Prettico G, Shen C, Torriti J. Hot weather and residential hourly electricity demand in Italy. *Energy.* 2019;177:44-56. doi:10.1016/J.ENERGY.2019.04.051
- 32) Ye Y, Koch SF, Ye X. The effect of temperature on household hourly electricity consumption: Evidence from South Africa. *Energy.* 2025;319:134925. doi:10.1016/J.ENERGY.2025.134925
- 33) World Meteorological Organization. *Guide to Instruments and Methods of Observation (WMO-No. 8), Volume I – Measurement of Meteorological Variables.*; 2024. doi:10.59327/WMO/CIMO/1
- 34) Energy Data and Modelling Center. *EDMC Handbook of Energy and Economic Statistics.* Energy Conservation Center, Japan; 2024.
- 35) Goswami DY. *Principles of Solar Engineering.* Third. CRC PReSS; 2015.
- 36) Martinez-Gracia A, Arauzo I, Uche J. Solar energy availability. In: *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies.* Academic Press; 2019:113-149. doi:10.1016/B978-0-12-814853-2.00005-9
- 37) Erbs DG, Klein SA, Duffie JA. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy.* 1982;28(4):293-302.
- 38) Perez R, Ineichen P, Seals R, Michalsky J, Stewart R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy.* 1990;44(5):271-289. doi:10.1016/0038-092X(90)90055-H
- 39) Kawasaki N, Muromachi Y. ACHIEVING ZERO-EMISSION CITY UTILIZING PV, EV AND BATTERY WITH CHARGING AND DISCHARGING CONTROL. *Journal of Japan Society of Civil Engineers, Ser D3 (Infrastructure Planning and Management).* 2022;77(5):29-38.
- 40) Li B, Liu Z, Wu Y, Wang P, Liu R, Zhang L. Review on photovoltaic with battery energy storage system for power supply to buildings: Challenges and opportunities. *J Energy Storage.* 2023;61:106763. doi:10.1016/J.EST.2023.106763
- 41) Kipping A, Trømborg E. Modeling and disaggregating hourly electricity consumption in Norwegian dwellings based on smart meter data. *Energy Build.* 2016;118:350-369. doi:10.1016/J.ENBUILD.2016.02.042

## 第3章 IEA 「United Kingdom 2024 Energy Policy Review」 (2024) の運輸部門に関するレビュー

### はじめに

IEA は、2024 年に英国 (United Kingdom) におけるエネルギー政策のレビュー結果を報告している。英国のエネルギー政策と関連する気候変動対策の重要性を考慮し、以下、運輸部門に関連して重要と考えられる部分の抄訳を行うこととした。なお、図表番号は参考文献のものを使用している。

### 1. 気候とエネルギー政策

過去 10 年間で、英国のエネルギー構成は大きく変化し、エネルギーの生産、供給、消費が全体的に減少した。他の IEA 加盟国と比較すると、国内のエネルギー生産は総エネルギー供給 (TES) のかなりの部分を占めている (2022 年には 68%)。

国内の石油とガスの生産は英国の供給の大部分を占めている (石油は 75%、ガスは 54%)。残りは輸入である。その他のエネルギー生産源はそれほど重要ではなく、石炭生産は 2012 年から 2022 年にかけて 96%減少している。原子力も減少しているが、再生可能エネルギーは特に近年大幅に増加している。

英国の TES は、再生可能エネルギーの供給が最近増加しているにもかかわらず、依然として化石燃料に大きく依存しており、2010 年の 87%から 2022 年には 77%に減少している。エネルギーのほとんどは直接使用される (輸送用の石油や暖房用のガスなど) が、TES の一部のエネルギー源は、電力、熱生成、石油精製などの変換プロセスに使用される。

近年、電力構成は大きく変化しており、石炭発電が急激に減少し、風力、バイオエネルギー、太陽光発電 (PV) による発電が増加している。地域暖房の燃料構成も、主に天然ガスとバイオエネルギーへの移行により、石炭から移行している。

建物部門はエネルギー需要の最も高い割合を占めており (2022 年には 41%)、次いで運輸 (35%)、産業 (24%) となっている (図 1.3)。建物のエネルギー需要は最近増加しているが、産業と運輸では減少している。

英国の建物部門は、主にガス、石油、電気からなる多様なエネルギーミックスに依存している。運輸部門は石油が主流である (2022 年のエネルギー需要の 92%、主に道路輸送におけるディーゼルとガソリン)。英国の産業部門は多様なエネルギーミックスを有しており、天然ガスと電気の割合が著しく高くなっている (図 1.3)。

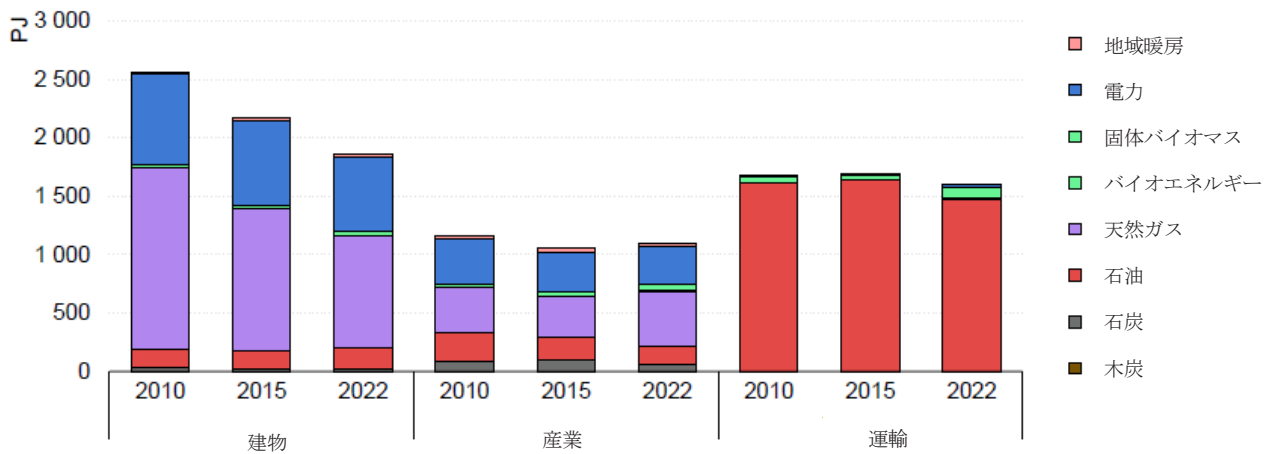
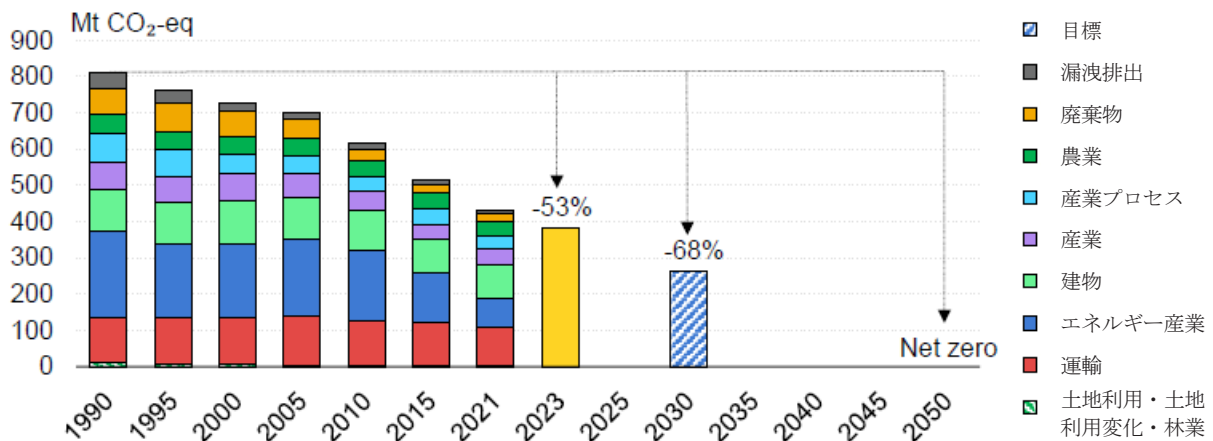


図 1.3 部門別および燃料別のエネルギー需要、2010～2022 年



注: MtCO<sub>2eq</sub> = 百万トンの CO<sub>2</sub> 換算値、2022 年のデータは英国の国家統計から取得。  
 出典: UNFCCC (2023) のデータに基づく IEA の分析、温室効果ガスインベントリデータ。

図 1.4 部門別温室効果ガス排出量、1990～2023 年、および 2030 年と 2050 年の目標

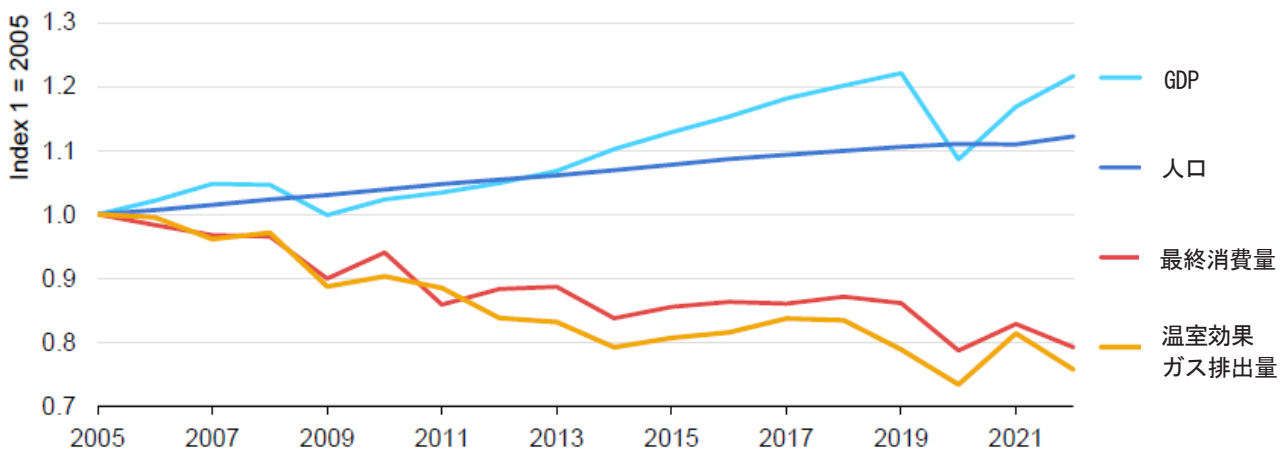


図 1.6 2005～2022 年の GDP、人口、最終消費量、温室効果ガス排出量の推移

## 気候変動目標

2019年6月、英国政府はネットゼロ排出目標を制定し、法的拘束力のあるネットゼロ目標を設定した最初の主要経済国となった。2020年12月、英国は国連気候変動枠組条約への自国が決定する貢献を強化し、2030年までに経済全体の温室効果ガス排出量を1990年比で少なくとも68%削減することを目標とした。最新のデータによると、2023年には英国は1990年比で排出量を53%削減する予定である（図1.4）。

英国が2050年の目標を達成する軌道に乗るために、政府は12年先を見据えて、法的拘束力のある5年間の排出量上限（炭素予算）を設定し、予算達成のための提案と政策をまとめた報告書を発表している。これまでに2008年から37年までの6つの炭素予算が設定されてきた。

英国は最初の3つの炭素予算（2008～2012年、2013～2017年、2018～22年）を達成した。温室効果ガス排出量の削減の大部分は、石炭の使用量の減少と発電用再生可能エネルギーの増加によるものである。英国の第6次炭素予算では、2033年から2037年の間に温室効果ガス排出量を965Mt CO<sub>2eq</sub>に削減するという目標が法律に盛り込まれた。これは、2035年の排出量が1990年と比較して約77%減少することを意味する（国際航空および船舶を含む）。

2008年の気候変動法により、気候変動委員会が独立した法定機関として設立され、政府に排出量目標について助言し、温室効果ガス排出量の削減と気候変動の影響への備え、および適応の進捗状況を議会に報告している。

なお、英国の国内総生産（GDP）は2005年以降成長を続けており、2009年には金融危機の影響、2020年には新型コロナウイルス感染症の影響によりわずかに減少した（図1.6）。人口は2015年の6,500万人から2022年には6,800万人へと緩やかに増加している。経済と人口全体の成長にもかかわらず、排出量は着実に減少している。

## エネルギー移行政策の概要

政府は、エネルギー関連の気候変動政策を支援するための目標と政策の長いリストを持っている。また、目標を絶えず見直しており、最新の更新は2023年3月に炭素予算実施計画に基づいて行われた。実施計画は、今後16年間にわたる移行のためのダイナミックな長期計画であり、国を2050年までにネットゼロ達成の軌道に乗せる。これは、炭素予算4（2023～27年）から炭素予算6（2033～2037年）までを満たすことを可能にする、定量化された提案と非定量化された提案、政策、および関連するタイムスケールと実施リスクのパッケージを示すものである。

この計画の主要政策には、次のものが含まれる。

- 供給の安全性を条件に、2035年までに電力システムを完全に脱炭素化する。

- 2030年までに最大 50GW の洋上風力発電の目標。これには、最大 5GW の革新的な浮体式洋上風力発電が含まれている。
- 英国の現在の 15GW の太陽光発電容量を 2035年までに 70GW に増やすことを目指し、商業施設での屋上太陽光発電の計画を簡素化するためのコンサルティングを行い、導入を可能にするために効率的でタイムリーなネットワーク接続を確保する。
- 再生可能エネルギー源をサポートするために、2050年までに最大 24GW の原子力発電を導入する。
- 2030年までに最大 10GW の低炭素水素生産能力を実現する。このうち少なくとも半分は、洋上風力発電やその他の再生可能エネルギーと新しい原子力発電の規模拡大を利用して、電解水素から供給される。
- 2030年までに少なくとも年間 1,000 万トンの CO<sub>2</sub> を追加で貯留するための道筋として、CCUS クラスタシーケンスプロセスのトラック 2 を開始する。

### エネルギー法 2023

2023年10月、英国政府はエネルギー法 2023 を可決した。これは、エネルギー移行の取り組みを加速し、エネルギーの手頃な価格と安全性を確保することを目的とした包括的な新法である。この法律は、他の措置の中でも、エネルギー規制機関である Ofgem の業務と決定の一環としてネットゼロ目標を考慮するという義務を更新している。また、CO<sub>2</sub> 輸送と貯蔵、水素グリッド変換試験の新しいライセンスフレームワークが含まれ、陸上電力ネットワークの新しい入札プロセスが導入されている。さらに、この法律には、ヒートポンプの導入を奨励し、スマートメーターを増やし、スマート家電の需要を高めるための措置が含まれている。

エネルギー法 2023 の注目すべき進展は、将来のシステムオペレーター (FSO) の設立である。これは、電力システムオペレーターのすべての責任に加えて、天然ガスシステムオペレーターの長期計画、予測、市場戦略機能を引き継いでいる。

### エネルギーと環境への課税

気候変動税は 2001 年に導入され、英国における非家庭用エネルギーの供給に課税するものであり、エネルギー効率化による排出量の削減と、よりクリーンな燃料への切り替えの促進を目的としている。ガスやその他の課税対象商品に対する気候変動税の税率は 2019/20 年から上昇しているが、液化石油ガス (LPG) に対する税率は 2019/20 年から凍結されており、電気に対する税率は 2019/20 年と 2020/21 年に引き下げられ、それ以降は凍結されている。

炭素価格支持は、英国における発電に使用される化石燃料に対する税であり、税率は燃料 (ガス、石油、LPG、固形燃料) の炭素含有量に基づいている。これは、EU 排出量取引制度

の低い炭素価格を補うために 2013 年に導入され、石炭ベースの発電が 2015 年の 5 分の 1 以上から 2022 年にはわずか 2.2%に減少する一因となった。2016 年以降、二酸化炭素 1 トン (tCO<sub>2</sub>) あたり 18 ポンド相当で凍結されている。

燃料税は、ガソリン、ディーゼル、その他のさまざまな炭化水素燃料の購入に課せられる。付加価値税 (VAT) は、適用される燃料税を含めた燃料価格に適用される。2011 年から 2022 年にかけて、ガソリンとディーゼルには 1 リットルあたり 57.95 ペンスの税率が課せられた。この税率は、2022 年 3 月に 12 か月間一時的に 52.95 ペンスに引き下げられた。この引き下げはその後、2023 年 3 月にさらに 12 か月間延長され、2024 年 3 月に期限切れとなる予定である。バイオ燃料には、化石燃料と同等の燃料税率が適用される。

### 炭素価格設定

英国は現在、英国排出量取引制度 (UK ETS) を通じて、国内排出量の約 25%に炭素価格を適用している。これは、電力、重工業、航空部門を対象とするキャップアンドトレード制度である。化石燃料を使用するエネルギー生産者も、1 トンあたり 18 ポンドの炭素価格支援を支払う。2024 年 1 月から、UK ETS 内の部門別排出量上限の軌道は、2050 年までにネットゼロを達成するという全体的な軌道と一致するようになった。UK ETS の炭素価格は市場によって決定される。2023 年には、電力部門で平均 74 ポンド、エネルギー集約型産業で平均 56 ポンドであった。

UK ETS は、炭素漏出のリスクを軽減するために、一部の参加者に排出枠の一部を無償で割り当てている。無償排出枠は、過去の排出量、炭素漏出リスク、ベンチマークと比較した炭素効率に基づく式を使用して発行される。政府は無償割り当ての枠組みの見直しを進めており、炭素漏出のリスクを軽減するために 2027 年に炭素国境調整メカニズムを導入することを発表している。

2023 年の政府対応で、英国 ETS 当局は、2030 年に年間排出量の上限を約 49.3 MtCO<sub>2eq</sub> 削減し、フェーズ 1 全体の上限を 936 MtCO<sub>2eq</sub> に削減することを決定した。これは、フェーズ 1 全体と比較して総排出量の約 30%の削減となる。

### エネルギー価格支援

世界的なエネルギー危機によって小売エネルギー価格が高騰したため、英国政府は小売価格上限 (供給業者が電気とガスに請求できる金額を制限する) に関する既存の規制措置に加えて、世帯への直接的な財政支援を実施した。エネルギー価格支援制度により、2022~23 年冬季のエネルギー料金が各世帯に対して 400 ポンド割引されたが、2023 年 3 月に同制度は終了した。同省は、再開された「It All Adds Up」キャンペーンを通じて引き続き世帯の料金を

支援している。このキャンペーンでは、世帯がエネルギー使用量を減らし、エネルギー料金を下げるために実行できる、低コストまたは無償の簡単な対策についてアドバイスを提供している。

## 2. 電力（省略）

## 3. 建物（省略）

## 4. 運輸

運輸部門は英国最大の排出部門であり、2022年には国内のエネルギー関連排出量の36%を占め、脱炭素化の加速は全体的な気候コミットメントの実現の中心となっている。道路車両は運輸部門の温室効果ガス排出量の90%以上を占めている。

運輸部門は英国における石油製品の主な使用者であり、2022年には石油製品需要のほぼ4分の3、総エネルギー消費量の5分の1を占めている。運輸エネルギー需要と排出量は2017年にピークに達し、その後2019年まで徐々に減少した。パンデミックによる2020年の落ち込みの後、2021年と2022年の運輸部門のエネルギー需要と排出量は2019年の水準を大きく下回った。運輸部門の総エネルギー需要はディーゼル（60%）とガソリン（30%）が主流であるが、近年ではバイオ燃料とバイオガスの割合が2022年に運輸エネルギー需要の6%に増加した（図4.1）。英国政府は最近の政策文書と戦略の中で、運輸による排出量を削減するための総合的かつ複合的なアプローチを打ち出しており、そのアプローチが新たな証拠と技術開発を考慮し、目標に沿った投資を促進するのに十分な確実性を提供するように、定期的に進捗状況を確認する予定である。

### 電気自動車

英国ではEV（バッテリー電気自動車とプラグインハイブリッドを含む）の数が増加している。2023年末時点で、英国では認可を受けたゼロエミッション電気自動車（ZEV）が982,328台あり、前年比67%増加している。2023年には、販売された新車全体の16.5%がゼロエミッション車となり、ZEVは現在、全道路車両の3.1%を占めている。これは、2022年末の1.7%から増加している。

ZEV義務化を実施する2023年自動車排出量取引制度命令は、2024年から2030年まで毎年ZEVの販売割合を増やすことをメーカーに義務付ける取引制度を確立し、2035年までにすべての新しい化石燃料乗用車とバンを段階的に廃止する道筋を定めている。この義務化により、2030年までに新車の80%と新しいバンの70%をゼロエミッション車にするという目

標が設定されている。

ZEV 義務化と並行して、政府は新しい従来型乗用車とバンからの排出 CO<sub>2</sub> 排出量を引き続き規制している。英国政府は、新しい ZEV の初期費用を相殺するために、10 年以上にわたって助成金を提供してきた。50 万台以上の超低排出 EV（うち 35 万 5000 台は ZEV）を支援するため、16 億ポンドを超える補助金が交付された。この補助金は成功し、プラグイン車については 2022 年 6 月に新規注文が締め切られた。補助金は、タクシーとオートバイについては少なくとも 2023/24 年度まで、バン、トラック、車椅子対応車については 2024/25 年度まで継続される。

2025 年から、ゼロエミッション車、バン、オートバイは、ガソリン車やディーゼル車と同じ自動車物品税を支払う必要がある。ただし、ZEV は、最も汚染の多い車と比較して、初年度の自動車物品税の優遇税率を引き続き受ける。自動車物品税に関する高額な自動車補助金は、2025 年 4 月 1 日以降に登録された ZEV にのみ適用され、この日付より前に登録された EV には遡及的に適用されない。

社用車に対する有利な現物給付率が、ZEV の普及を引き続き促進している。現物給付率は、EV の場合 2025 年までは 2% であるが、その後は毎年 1% ポイントずつ増加し、2028 年 4 月までにバッテリー EV の場合は 5% になる。対照的に、ガソリン車とディーゼル車の給付率は 2025~26 年に 1% ポイント増加し、その後は維持されるが、最も汚染の多い車は 2028 年までに 37% の給付率が適用される。

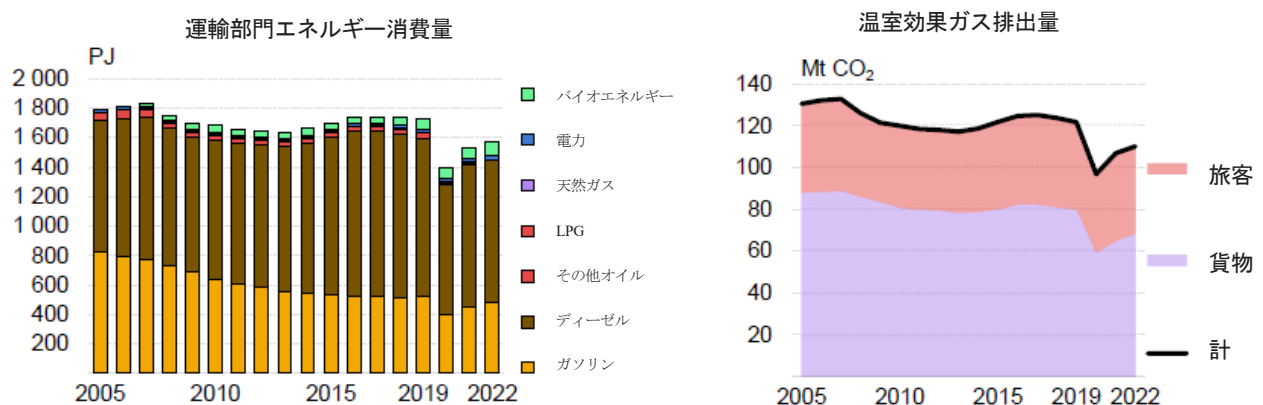


図 4.1 運輸部門におけるエネルギー需要と排出量（発生源別、2005~2022 年）

英国では EV の価格は引き続き下落しており、中古車市場では一部のモデルの価格がガソリン車やディーゼル車と同等になっている。英国のドライバーの大半は中古車で車を購入しているため、これは手頃な価格の EV の重要な供給源となっている。

## 充電インフラ

全体的に、EV 充電ステーションと EV の比率は、国内の車両における EV の割合と並行して増加している。2022 年には、路上には EV1 台あたり約 19 台の充電器があり、一般的に推奨されている EV1 台あたり 10 台の充電器を上回っている。全国に充電器を適切に配置することも必要となる。

2024 年 1 月 1 日現在、50 キロワット以上のデバイス 10,000 台以上を含む、53,600 を超える公共の充電ポイントがあり、2023 年 1 月から 45%増加している。2023 年 7 月 1 日現在、政府は 2013 年以来 380,555 台の家庭用充電デバイスの設置に資金を提供し、さらに 2022 年 4 月に開始された新しい電気自動車充電ポイント助成金の下で 3,433 個のソケットの設置に資金を提供している。2023 年 7 月現在、政府は 2016 年以来、職場の駐車場における 46,172 個の充電ポイントの設置にも資金を提供している。

2022 年 3 月、英国政府は EV インフラ戦略を発表し、充電ネットワークを提供する計画を示した。この戦略では、2030 年までに少なくとも 30 万の公共充電ポイントを設置するという見通しが示されている。政府はすでに、高速道路サービスエリア (MSA) の運営者と民間セクターがすべての MSA に超急速のオープンアクセス充電ポイントを提供できるよう支援している。政府の急速充電基金は、これらの早期介入プロジェクトを基に、現在商業的に採算が取れない戦略的な場所で電力網をアップグレードするための費用の一部に資金を提供している。1,100 万ポンドの全国高速道路エネルギー貯蔵システムプロジェクトでは、超急速 EV 充電器の設置をサポートするために、MSA サイトでバッテリーストレージを調達して設置している。

MSA 以外では、地方 EV インフラ基金がイングランドの地方自治体に資金を提供し、業界と連携して路外駐車場を利用しなくてもドライバーが充電できるように変革を促している。2023 年 3 月、政府は、今後 2 年間で地方自治体に 3 億 8,100 万ポンドを追加で提供し、地方での地方充電インフラの商業化を加速させると発表した。

政府はまた、公共充電ネットワーク全体で消費者の体験を改善し、消費者の信頼を高めるための規制を導入した。2023 年 11 月に施行されたこの規制により、価格情報と支払い方法が簡素化され、充電ポイントが信頼でき、公共充電ポイントのデータがオープンで自由に利用できるようになっている。

2022 年 6 月に施行された法律では、駐車場を備えた新築または大規模に改装された建物には EV 充電インフラを設置することが義務付けられている。これにより、イングランド全土で年間最大 145,000 の新しい充電ポイントが設置されると推定されている。英国には 8 つの公的にアクセス可能な水素燃料補給ステーションがあり、さらに 4 つの計画があり、現在の約 265 台の車両にサービスを提供している。追加の水素燃料補給インフラに対する将来の政

府支援は、基本的な需要レベルを提供することが期待される特定の研究開発プログラムに関連付けられている。

## 再生可能燃料

英国では、運輸エネルギー需要における再生可能燃料の割合が、2007年の1%未満から2022年には5.7%に増加した（エネルギー換算）。2022年には、再生可能バイオ燃料の63%をバイオディーゼルが占め、バイオガソリンが31%、バイオガスが5%、バイオLPGのごく一部がこの部門で使用される再生可能エネルギーの構成内容となっている。2019年から2021年にかけて減少したものの、2022年には、運輸部門で使用される再生可能エネルギーが過去最高を記録した。これは、2019年から2022年にかけてバイオガソリンの使用が62%増加し、バイオディーゼルが3%増加し、バイオガスの使用が急増したためである（図4.2）。

バイオ燃料や非生物由来の再生可能燃料などの再生可能燃料を含む低炭素燃料は、電化などの他の重要な対策とともに、運輸部門の脱炭素化において重要な役割を果たすことが期待されている。これらは、現在の法的拘束力のある炭素予算で要求されている運輸部門の炭素削減の約3分の1に貢献している。現在、低炭素燃料は主に道路部門で使用されており、再生可能輸送燃料義務（RTFO）によってサポートされている。ネットゼロへの道のりでは、航空や海運などの他の輸送モードにも拡大する必要がある。持続可能な航空燃料（SAF）の別の義務は、2025年から適用される予定である。また、今後のクリーン海事計画の更新では、政府は国内の海運部門で低炭素燃料の使用を促進するために必要な措置を約束する予定である。

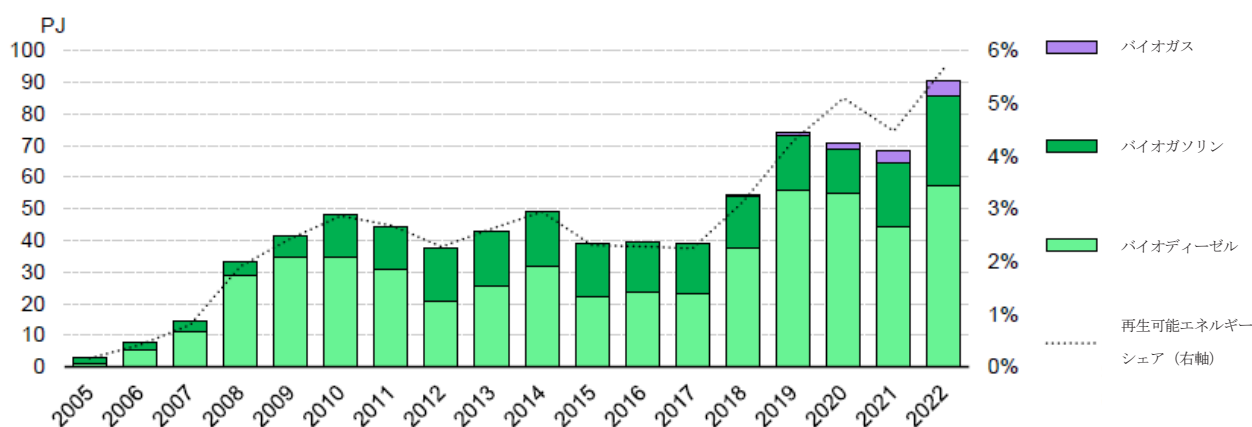


図 4.2 運輸部門における再生可能エネルギー、2005-2022年

2008年以來、RTFOは道路輸送における再生可能燃料の採用を促進してきた。この規則は、年間45万リットル以上の燃料を供給する燃料供給業者に再生可能燃料を供給することを義

務付けている。RTFO でサポートされる燃料には、バイオ燃料やその他の再生可能燃料が含まれる。その他の再生可能燃料には、再生可能エネルギーまたはバイオガスから生成される水素、再生可能水素と CO<sub>2</sub> 源から生成される合成燃料が含まれる。一般的に、最低限の温室効果ガス削減閾値とより広範な持続可能性基準を満たす限り、あらゆる再生可能燃料を RTFO で供給できる。

2024 年、RTFO の主な義務は 11.8% に設定されているが、開発燃料義務（水素や合成燃料などの新しい戦略的燃料を対象とする）は 1% に設定されている。これらは、2032 年までにそれぞれ 14.6% と 2.8% に増加する予定である。RTFO は証明書取引制度として運営されている。供給業者は、持続可能な再生可能燃料を供給するか、他の供給業者から証明書を購入することで、コンプライアンスを達成する。義務を負う供給者は、証明書を償還するのではなく、政府に金銭を支払うことで義務を「買い取る」こともできる。事実上の価格上限として機能するその費用は、主な義務については 1 リットルあたり 0.50 ポンド、開発燃料義務については 1 リットルあたり 0.80 ポンドである。

この分野の成長を支援するために、運輸省は 2024 年に低炭素燃料戦略を発表する予定である。この戦略では、2050 年までの輸送モード全体で低炭素燃料を展開するためのビジョンが示される。

## 公共交通機関とアクティブモビリティ

英国政府はまた、2030 年までに都市での移動の半分以上が徒歩または自転車で行われるというビジョンを掲げ、徒歩や自転車による移動の増加を促進する計画である。第 2 次法定サイクリングおよびウォーキング投資戦略では、2021 年から 25 年にかけてこれらの目標と、それを達成するための財源が定められている。新たに設立された行政機関である **Active Travel England**（運輸省傘下）は、アクティブトラベルインフラの品質向上に取り組んでおり、計画システム内で法定コンサルタントの役割を果たしている。

英国の排出量の 82% が地方自治体の管轄下にあることを考えると、地方自治体や地域自治体は、必要な交通手段の転換を実現する決定を下すのに最適な立場にあることが多い。そのため、運輸省は、政策、規制、ガイダンス、および当局間の能力構築と戦略的調整を通じて障壁を解消することに重点を置いている。

運輸省はまた、全国的な接続性指標を開発している。これは、人々が仕事やサービスを求めて移動する目的地まで公共交通機関、徒歩、自転車で最も接続性の高い場所を強調することで、交通インフラ計画や土地利用に関する決定に役立てるものである。その目的は 2 つある。第 1 に、持続可能な場所に新たな開発を誘導し、移動の炭素強度を最小限に抑え、高密度に建設すること。第 2 に、これらのモードによる接続性のギャップを特定し、新しいサー

ビスを導入することで改善できるようにすることである。レベルアップおよび再生法 2023 では、地方計画当局に対し、新たな成長を支えるために必要なインフラの優先順位を示すインフラ提供戦略を導入することも義務付けている。持続可能な交通手段の資金を積極的に計画、見積、特定することで、地方当局は、新規開発地に住み働く人々が低炭素の移動手段を利用できるようにし、住民が必要なサービスに簡単にアクセスできるようにする。

## 大型貨物車

2021 年 11 月、英国政府は、2035 年までに重量 26 トン以下の非ゼロ排出大型貨物車 (HGV) の販売を終了し、2040 年までに販売されるすべての新規 HGV の排出ガスを完全にゼロにする意向を確認した。

運輸省はまた、業界の利害関係者と協力して、2024 年に公表するゼロ排出 HGV およびコーチンフラ戦略を策定している。この戦略は、戦略的方向性を設定し、政府と業界のそれぞれの役割と責任を概説して、2035 年と 2040 年の新規非ゼロ排出 HGV の販売終了日に間に合うようにするために必要な燃料補給および再充電インフラの提供を確実にする。

英国政府の 2 億ポンドのゼロ排出 HGV およびインフラデモンストレーターは、ゼロ排出 HGV テクノロジーを大規模に展示し、車両の大量展開と再充電および燃料補給インフラの設置に対する障壁の特定に役立つ。

## 鉄道

英国政府は、2050 年までにネットゼロ鉄道ネットワークを実現することを約束しており、2040 年までにディーゼルのみ列車をすべて廃止するという野心を持っている。実現を支援するために、英国は追加の路線を電化し、経済的および運用上の意味がある一部の路線にバッテリー列車と水素列車を配備する予定である。2021 年の統合鉄道計画の一環として、政府はすでにいくつかの路線の電化を発表している。

2019 年以来、政府は、水素試験を含む鉄道における初めての競争を支援するために、国立イノベーション機関である Innovate UK を通じて約 475 万ポンドの資金を提供してきた。追加の資金には、英国初の急速充電バッテリーのみ列車の試験を支援することで技術革新と運用アプリケーションの間のギャップを埋めるのに役立つ鉄道ネットワーク強化パイプラインへの 215 万ポンドが含まれている。

近年、英国は高速鉄道の野望に対する課題を経験してきた。特に、ロンドンとバーミンガムを結び、さらにマンチェスターまで続く高速鉄道 2 号線プロジェクトは、2009 年に当初構想されて以来、コスト超過と遅延に見舞われている。政府は 2021 年にミッドランドからリーズまでのプロジェクト路線をキャンセルした。さらに最近では、バーミンガムとマンチェス

ターを結ぶプロジェクトの第2フェーズもキャンセルすると政府は発表した。バーミンガム以降の高速鉄道2号線への資金は、ネットワーク・ノースを通じて、新しい鉄道プロジェクトを含む他の交通プロジェクトに振り向けられている。

5. 産業（省略）

6. エネルギー研究とイノベーション（省略）

7. 石油とガス（省略）

## 参考文献

1) IEA, United Kingdom 2024 Energy Policy Review, 2024

日交研シリーズ目録は、日交研ホームページ  
[http://www.nikkoken.or.jp/publication\\_A.html](http://www.nikkoken.or.jp/publication_A.html) を参照してください。

A-933 「カーボンニュートラルを目標とした  
都市交通計画に関する研究」

カーボンニュートラルを目標とした  
都市交通計画に関する研究プロジェクト

2026年3月 発行

公益社団法人日本交通政策研究会

