資料４－３

局地的電力需要増加と
送配電ネットワークに関する研究会
報告書

2024 年 6 月

目次

はじめに 1

１．局地的電力需要の増加 3

電力需要の推移と送配電ネットワーク投資 3

本年１月に広域機関が公表した需要想定 4

国際エネルギー機関（IEA）が指摘する今後の電力需要増加 6

データセンター関係需要 8

EV 関係需要 10

定置用蓄電池等関係需要 12

ヒートポンプ給湯機関係需要 15

製造プロセスの脱炭素化に伴う電力需要 15

小括 16

２．送配電ネットワークに与える影響 18

送配電ネットワークの仕組み 18

配電ネットワークの特徴 22

送配電ネットワークの増強プロセス 30

小括 34

３．データセンター・脱炭素需要等への対応 36

データセンター需要の特徴 36

（参考）千葉県印西市のデータセンター 37

需要増に対する送配電ネットワークの設備増強 38

迅速な電力供給が可能な地点の可視化 40

産業立地政策への視点 43
電源エリアへの需要の誘導 44
製造プロセスの脱炭素化への視点 46
送配電ネットワークの効率的利用 47
４．EV の充電需要への対応 49
EV 充電需要の現在 49
普通充電と急速充電 51
急速充電の普及と送配電ネットワーク 53
（参考）電気自動車バス車庫における充電管理 55
普通充電の普及と送配電ネットワーク 56
EV への充電タイミングのシフト 59
（参考）英国の小売電気事業者が提供する料金プラン 60
充電タイミングの制御 60
時間帯別料金による充電タイミングの誘導 62
EV の需給調整リソースへの活用 68
５．まとめ 69
局地的電力需要増加に対する基本的考え方 69
大規模需要についての考え方 69
EV などへの充電需要についての考え方 70
託送料金メニューについての考え方 71
今後検討を深めることが考えられる課題 73
おわりに 76

委員等名簿 77

開催実績 79

図表一覧

図 1　部門別電力最終消費の推移　3
図 2　送配電網の設備更新（鉄塔）　4
図 3　需要電力量の想定（使用端）の比較　5
図 4　データセンター・半導体工場の新増設に伴う個別織り込み　6
図 5　IEA が示す今後のデータセンター等の需要（AI、仮想通貨に伴う需要を含む）の増加見通し　7
図 6　IEA による全世界での電力需要推計　8
図 7　データセンター拠点の電力容量の推移　10
図 8　各国における EV/PHV の累計販売台数と公共用充電器数（2022 年実績）　11
図 9　我が国の乗用車の一日あたり走行距離　12
図 10　国内の定置用蓄電システム導入実績（ストック）　14
図 11　系統用蓄電池の導入見通し　14
図 12　送配電ネットワークの仕組みについての模式図　18
図 13　送配電ネットワークの例（関西地域ー和歌山市付近）　19
図 14　2035 年までに設備を竣工するための意思決定スケジュール例　22
図 15　配電ネットワークの模式図　23
図 16　配電ネットワークの電圧管理　27
図 17　無効電力補償装置の例　29
図 18　配電ネットワークの無効電力が上位系統に与える影響　29
図 19　特別高圧・高圧需要における供給までの流れ　31
図 20　レベニューキャップのプロセス概要　33
図 21　千葉ニュータウンエリアでの電力需要の増加　38
図 22　ウェルカムゾーンマップの例（関西電力送配電）　42
図 23　米国ニュージャージー州のホスティング・キャパシティマップの例　42
図 24　英国の需要側託送料金におけるゾーン別課金額（2023～2024 年）　46
図 25　IEA が示す EV の送配電ネットワークとの統合段階　50
図 26　今後の充電器設置場所についての WEB アンケート結果　51
図 27　充電器の種類　52
図 28　時間あたりの充電出力イメージ　53

図 29　浜松 SA における充電器の稼働状況　54
図 30　電気自動車バス車庫における充電管理　56
図 31　EV の普通充電が配電ネットワークに与える影響についての試算例　57
図 32　オール電化家庭における EV への充電状況の一例　58
図 33　非オール電化家庭における EV への充電状況の一例　58

表 1　需要規模と電圧の関係 20
表 2　欧州における接続費用の分担方法 40
表 3　2022 年時点でのスマートメーターの設置率（欧州） 63
表 4　欧州における時間帯別託送料金の導入状況 63
表 5　フランスの託送料金の例（低圧託送料金：HV-A1-LTU） 64
表 6　託送料金における時間帯別料金（KWH 料金単価部分） 65
表 7　託送料金のピークシフト割引（需要増加時の KW 料金の割引） 66
表 8　エリアごとの時間帯別託送料金の割合 67

はじめに

「局地的電力需要増加と送配電ネットワークに関する研究会（座長：林 泰弘早稲田大学教授）」（以下、単に「研究会」という。）は、電力・ガス取引監視等委員会事務局長が主催する研究会として設置された。2024 年３月１日から議論を開始し、これまで、４回の議論を重ねてきた。

我が国の想定電力需要については、長らく、現状維持若しくは減少が見込まれる状況が続いてきた。こうした中、本年１月に電力広域的運営推進機関（以下、「広域機関」という。）が示した需要想定においては、データセンターの新設需要等を背景に、一部エリアでの需要想定が大きく引き上げられている。我が国において、少なくとも局地的には、電力需要が増加に転じる動きが見られる。

送配電ネットワークは従来から、①再生可能エネルギーの増加、②設備の高経年化、③激甚化する災害へのレジリエンス強化といった、大きな課題に直面していることが認識されてきた。局地的電力需要の増加は、送配電ネットワークに対して、第４の課題を突きつけようとしている。

本研究会が開催されている間にも、局地的電力需要の増加についての社会的関心が高まってきた。こうした中、本研究会では、送配電事業者のみならず、電気の需要家や地方自治体、国際エネルギー機関など様々な関係者から現状を聴取し、いち早く課題を整理することを目指してきた。

送配電ネットワークは、特に送電線の建設などの設備増強を伴う場合には、長期間のリードタイムを要し、時には大きな費用が発生する。また、送配電ネットワークは固定的費用が大半を占め、設備容量の範囲内では、利用率を高めても追加費用はほとんど発生しないという特性を持つ。

このため、①設備増強を行う際には、リードタイムや費用を考慮して計画的に行う、②既存ネットワークを極力効率的に活用する、の２つの観点を持つことが、本問題を考えていく上で決定的に重要である。

また、新たに発生する需要についても、料金などのインセンティブによる行動変容や、需要家に対する適時の情報提供、デジタル技術を活用した需要の制御技術などで、一定程度の需要を誘導することができるという可能性も視野に入れて、対応策を検討していくべきである。

本研究会で得られた知見が、電力・ガス取引監視等委員会や、関係機関・団体において広く活用されることを期待する。

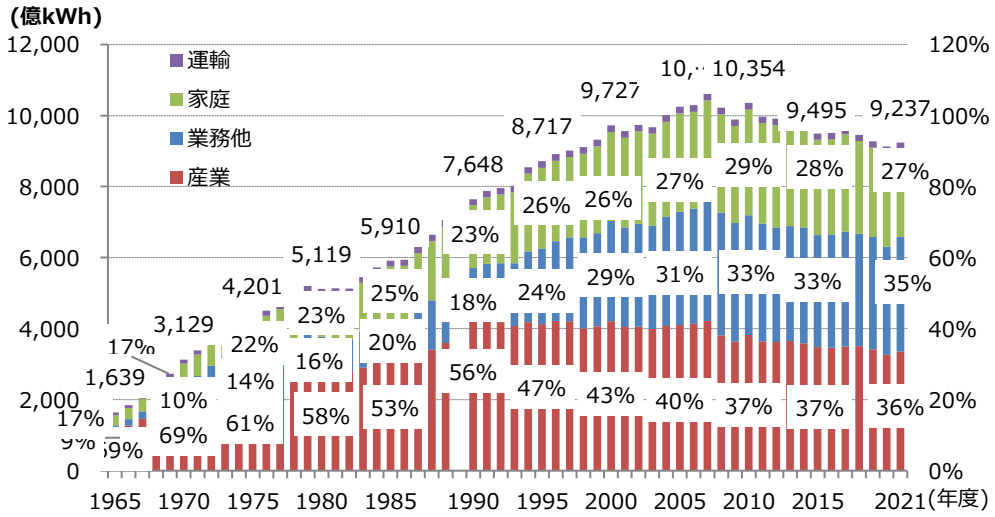
1．局地的電力需要の増加

電力需要の推移と送配電ネットワーク投資

我が国の電力需要は、1960 年代から 2000 年代の約 40 年間で 5 倍に増大した。電力需要は 2007 年にピークとなったあとに頭打ちとなり、2011 年の東日本大震災以降は、節電や省エネにより、減少傾向が続いてきた。

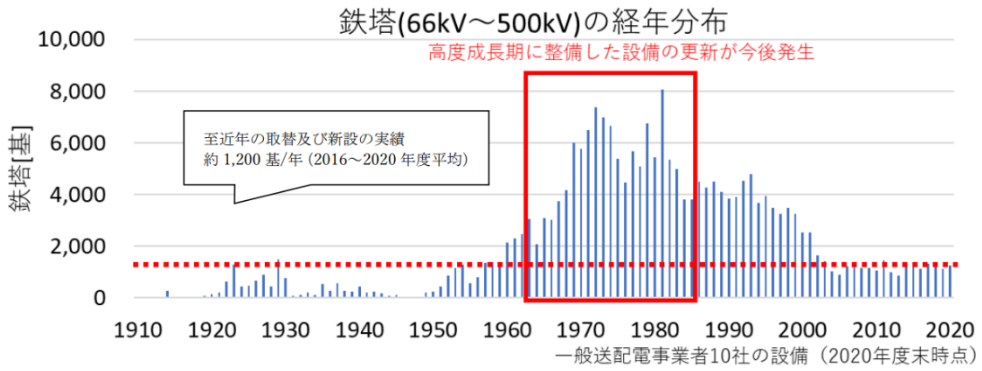
高度成長期においては急増する需要に対応するべく、送配電ネットワークの整備が活発に行われた。電力需要の伸びが鈍化するにつれて、送配電ネットワークへの投資も減少し、近年の設備更新・投資は最盛期の 5 分の 1 程度になっている。近年は、施工力が限られる中で、高経年化する設備の更新・維持をどのように計画的に行うかが課題となっている。

図 1　部門別電力最終消費の推移



（注 1）「総合エネルギー統計」では、1990 年度以降、数値の算出方法が変更されている。
（注 2）民生は家庭部門及び業務他(第三次産業)。産業は農林水産鉱建設業及び製造業。
出典：令和 4 年度エネルギーに関する年次報告（エネルギー白書 2023）図第 214-1-1 を基に作成

図 2　送配電網の設備更新（鉄塔）



出典：広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（2023 年 3 月）

本年 1 月に広域機関が公表した需要想定

他方、我が国全体の今後の電力需要想定について、変化が見られる。

本年 1 月に広域機関が想定した需要想定においては、需要電力量（使用端）に関して、2023 年度から 10 年間で全国の電力需要が 0.4%増大する見通しとなった。これは、広域機関がその前年（2023 年 1 月）に公表した需要想定においては、2030 年度の全国の電力需要を 2023 年度比で 1.4%減少するとしていたことと比較すると、対照的である。

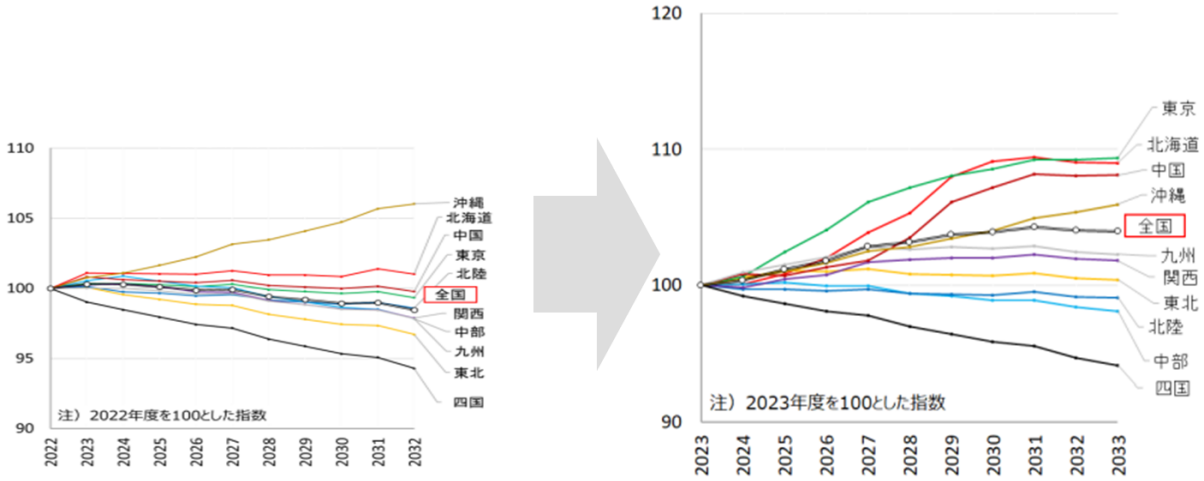
一般に、需要想定は世帯数や GDP、IIP などの趨勢を参照し行われている。これまで、広域機関や一般送配電事業者が将来の需要想定を現状維持ないし減少傾向として見積もっていたのは、将来推計人口などに基づき人口減少が見込まれる一方で、中長期の経済見通しにおいて、人口減少を打ち消した上で電力需要を拡大させるような、高い成長率が見込まれていなかったからであった。

今回の広域機関の需要見通しにおいては、データセンター・半導体工場の新増設に伴う個別需要の織り込みが行われ、東京、北海道、中国、九州エリアについて、前年度に公表した需要想定から、2030 年時点の電力需要見通しを大きく引き上げた。その他のエリアについては、前年度に公表した需要想定と大き

な違いはなく、2030 年度にかけて電力需要は横ばいないし減少する想定としている。

つまり、今回の需要想定の引き上げは、局地的な需要増加によるものである。

図 3　需要電力量の想定（使用端）の比較



電力広域的運営推進機関が公表した「全国及び供給区域ごとの需要想定」の 2023 年度版（2023 年 1 月）及び 2024 年度版（2024 年 1 月）から事務局作成

広域機関や一般送配電事業者が、その需要想定において個別需要を織り込むことはこれまでも行われてきた。例えば、レベニューキャップの第一規制期間開始にあたって、各一般送配電事業者は収入見通しを算定するにあたり、それぞれ需要想定を行っているが、一部の一般送配電事業者は個別需要の織り込みを行っている[1]。

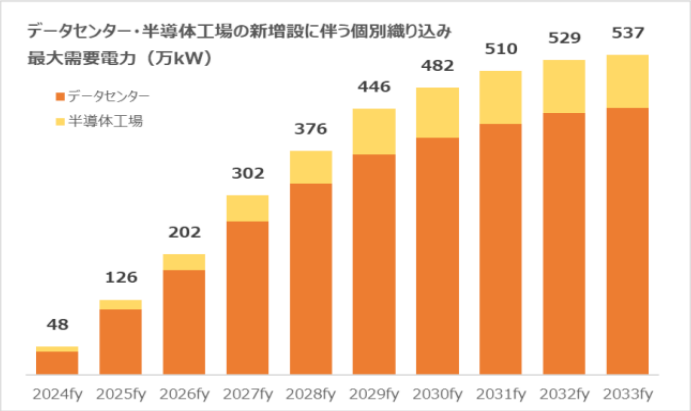
---

1 第一規制期間の需要想定において個別地点の需要織り込みが行われたのは、大阪・関西万博（2025 年度に約 1 億 kWh）、北陸新幹線延伸についてのみである。個別地点の需要織り込みではないが、コロナ影響による需要変化（在宅テレワークの定着による家庭需要増）がどの程度継続するか等について、各一般送配電事業者はそれぞれ想定を行っている。

他方で、今回の個別需要織り込みは、これまでの需要想定における個別需要織り込みと比べて、極めて大規模なものになっている。

図 4　データセンター・半導体工場の新増設に伴う個別織り込み

	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度	2033年度
最大需要電力［万 kW］	48	126	202	302	376	446	482	510	529	537
需要電力量［億 kWh］	37	97	159	229	289	342	369	387	401	407



電力広域的運営推進機関　「全国及び供給区域ごとの需要想定（2024 年度）」（2024 年 1 月）

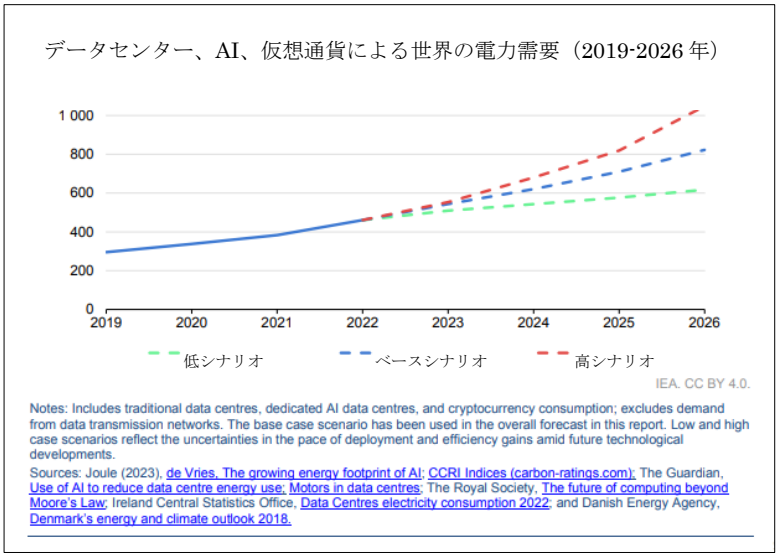
国際エネルギー機関（IEA）が指摘する今後の電力需要増加

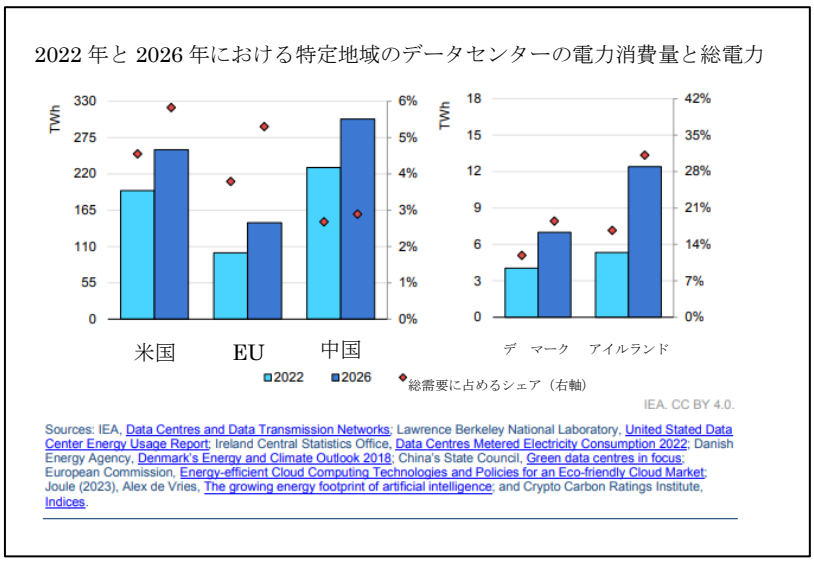
国際エネルギー機関（IEA）が本年 1 月に公表した分析においては、今後、データセンターによる電力需要は増加が見込まれ、世界のデータセンター需要（AI、仮想通貨に伴う需要を含む）が 2022 年比で 2026 年に倍増するとの見通しが示されている。

これに伴い、各国の電力需要に占めるデータセンター需要の比率も高まることが見込まれている。欧州においてデータセンター立地の一大拠点となっているアイルランドにおいては、データセンター需要が国内電力需要に占める比率が 3 割に達するとしている。

このように、データセンター需要の増加は我が国のみの事象ではなく、近年、先進国共通に見られる事象である。

図 5　IEA が示す今後のデータセンター等の需要（AI、仮想通貨に伴う需要を含む）の増加見通し



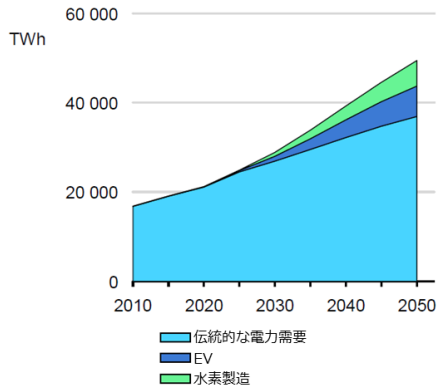


IEA, Electricity 2024 Analysis and forecast to 2026, (2024 年 1 月)を基に研究会事務局作成

データセンター需要以外の今後の電力需要増加の要素として、IEA は電気自動車（EV）の普及や、水素活用などの脱炭素化に伴う電力需要を指摘している。これらの電力需要への対応は、社会全体の脱炭素化のために必須としている。

また、こうした需要増加は、太陽光発電や風力発電の増加といった、電力供給側の構造変化と同時に進むことが見込まれる。送配電ネットワークは、需要、供給両面の変化に対応することが求められることから、送配電ネットワークへの投資が必要だと指摘している。

図 6　IEA による全世界での電力需要推計



研究会（第２回）（2024 年４月）資料４（IEA 資料）を基に研究会事務局作成

データセンター関係需要

インターネットやクラウド技術の普及などにより、データセンターで処理される情報量は拡大を続けてきた。近年は、情報化社会の進展に伴い、AI 技術の進化やブロックチェーンの普及などにより、データセンターで処理される情報量はさらに増大を続けている。データセンターで必要とされる電力も、2000 年頃の 2～5MW から、近時は 25～50MW に拡大し、近い将来には 300MW～1GW といった膨大な電力を消費する AI 向けのデータセンターの建設も想定されている。

従来、データセンターは東京圏や大阪圏など、海底通信ケーブルの陸揚げ局に近く、インターネットの相互接続拠点（IX）も集中する地域に集中する傾向

があった。一方、AI の精度向上のための機械学習においては、高速な応答が求められるクラウドサービスや、AI による推論処理とは異なり、一定程度の通信遅延が許容される。このため、必ずしも東京・大阪だけでなく、大量の電気と敷地が確保可能な地域への分散が可能となる。

経済産業省・総務省の「デジタルインフラ（DC 等）整備に関する有識者会合」では、北海道や九州を東京圏・大阪圏を補完・代替する第三、第四の中核拠点として位置付け、さらに地域における分散型のデータセンターなどの整備を推進するとしている[2]。

AI の進化により、モデルの学習で使用される計算量は、2012 年以降３～４ヶ月で２倍の増加を遂げてきたとの分析もある[3]。また、データセンターに用いられる最新型のサーバーの１台あたりの電力消費量は性能向上とともに近年大きく増大し、AI 計算に用いられるサーバー１ラックあたりの消費電力は 20～60kW 以上に達するものもあるとされる[4]。

こうした直近の趨勢が今後も継続するのかどうかについては不明な点もあり、サーバーの省エネが今後進む可能性もある。他方で、処理される情報量や計算量が現在のペースで増大し、機器あたりの電力需要が比例して増大するとしたならば、データセンターによる電力需要は今後さらに大きく増加し、高密度化が進むことになる。

こうした動きを裏付けるように、北海道では 2023 年 11 月、従来よりも大型の 300MW 級のデータセンターの建設プロジェクトが公表された[5]。同プロジェク

---

2 中間とりまとめ 2.0（2023 年 5 月）。

3 第３回研究会におけるソフトバンク資料。OpenAI「AI and Compute」に基づき同社が試算したもの。

4 第３回研究会におけるソフトバンク資料。

5 苫小牧に建設されるソフトバンク株式会社のプロジェクト。最終的に 300MW まで増設予定。

トの公表以降、北海道庁には、大型のデータセンターの立地可能性についての照会が相次いでいるという[6]。

図 7　データセンター拠点の電力容量の推移

第 3 回研究会（2024 年 5 月）　資料 5 （ソフトバンク社提出資料 ）

EV 関係需要

我が国の電気自動車（EV）の保有台数（EV、PHV の保有台数）は、2022 年度末時点で 42 万台となっている。これは、我が国の自動車保有台数は、2022 年度末時点で乗用車 6,186 万台、四輪車全体で 7,828 万台（自動車検査登録情報協会資料による）であることから、現状において、EV の保有台数は全体の 1％に満たない状況にある。

EV は、基本的には家庭や事業所の車庫で充電されるものと考えられるが、移動先での充電ニーズに対応するため、公共用の充電設備も整備されている。公共用の充電設備については、日本国内においてこれまで 3 万台が設置されており、このうち、急速充電器は 0.8 万台となっている。現在の我が国の EV の普

[6] 第 3 回研究会における北海道庁説明時の発言。

及台数を踏まえると、現状において、これら公共用急速充電器の設置数は、他国と比較しても遜色ない数値となっている。

他方で、EV は我が国においても今後の普及が見込まれており、2023 年 10 月に策定された「充電インフラ整備促進に向けた指針」においては、2030 年までに公共用急速充電器 3 万口を含む 30 万口を設置することを目標として設定している。

図 8　各国における EV/PHV の累計販売台数と公共用充電器数（2022 年実績）

	日本	中国	米国	ドイツ	イギリス	フランス	オランダ	スウェーデン	ノルウェー
EV・PHVの累計販売台数	41万台	1,410万台	296万台	189万台	95万台	99万台	53万台	44万台	79万台
公共充電器数	2.9万基	176万基	12.8万基	7.7万基	5.1万基	8.4万基	12.4万基	1.8万基	2.4万基
（うち急速充電器数）	0.8万基	76万基	2.8万基	1.3万基	0.9万基	1.0万基	0.4万基	0.3万基	0.9万基
EV・PHV1台あたりの公共用充電器基数	0.07	0.12	0.04	0.04	0.05	0.08	0.23	0.04	0.03

出典：IEA Global EV Outlook2023 及び IEA Global EV Data Explorer に基づいて経済産業省作成

我が国においても、乗用車について、2035 年までに、新車販売で電動車（EV、FCV、PHEV、HEV）100%を実現することを目標にしており、EV（BEV）や PHEV についても今後増加していくことが見込まれる。

EV の 1kWh あたりの走行距離（いわゆる電費）は、６～７km 程度とされる。国内における１日あたりの乗用車の平均走行距離は、平日：20km/日、休日：28km/日となっており、電力消費量に換算すると、１台あたり３～４kWh/日程度となる。仮に、我が国の自動車保有台数の１割が EV になったとすると、消費電力量は 2,348 万 kWh～3,131 万 kWh/日と試算されるが、これは、我が国の１日あたり平均電力需要（約 23.7 億 kWh（2022 年度））の１%程度に過ぎない。

したがって、EV への充電が、1 日を通じて平均的に、かつ、地理的にも分散した形で行われるとすれば、送配電ネットワークにとって影響が生じるとは考

えにくい。一方で、EV への充電が時間的・地理的に集中して行われた場合への影響については精査する必要がある。

なお、我が国の 1 日あたりの乗用車の平均走行距離は、米国等と比較した場合には相当程度短いものと考えられる[7]。送配電ネットワークのつくりや、ユーザーの行動パターン等についても違いがある可能性があるため、EV の普及に伴う送配電ネットワークへの影響については、諸外国と同じような形で生じるとは限らず、我が国のデータに基づいた検討が必要である。

図 9　我が国の乗用車の一日あたり走行距離

(n=3,445)　出典：一般社団法人 日本自動車工業会「2021年度乗用車市場動向調査」より

第 2 回研究会における e-mobility power 提出資料

定置用蓄電池等関係需要

バッテリー価格の低下により、定置用蓄電池の導入量は増加しつつある。定置用蓄電池は、太陽光発電所や風力発電所などに設置され、再生可能エネルギーの出力変動抑制に活用されることもある。また、家庭用蓄電池は、固定価格

7 米国の 1 日あたり乗用車の平均走行距離は 59km/日(米国運輸省 Federal Highway Administration の運転手一人あたり年間平均走行距離から計算)。英国は 12km/日(National Travel Survey 2022 の運転手一人あたり年間平均走行距離から計算)。

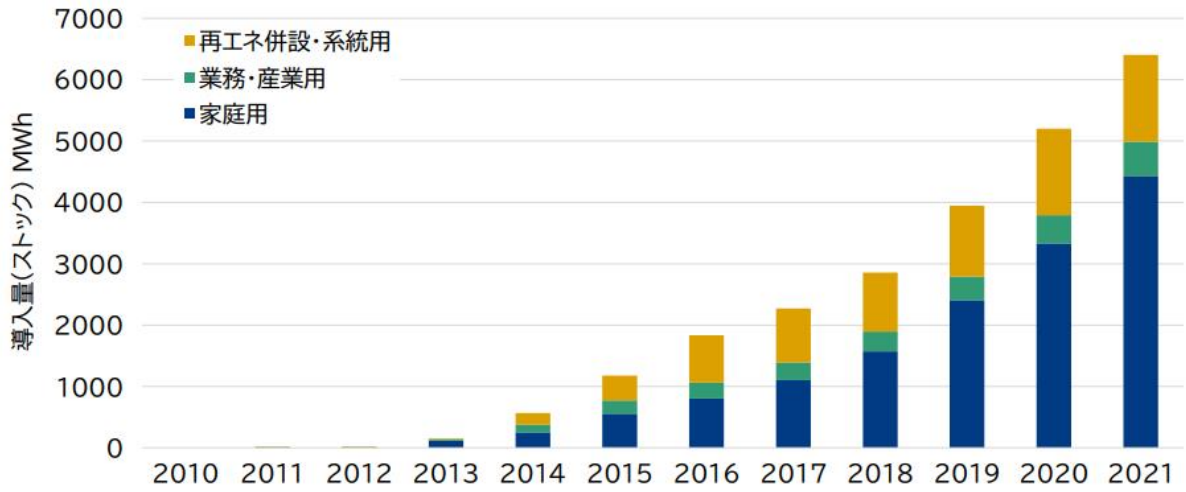
買取制度（FIT）の買取期間終了後、太陽光発電に併設されるなどして、再生可能エネルギーの自家消費に活用される場合もある。

こうした発電設備併設型の蓄電池とは別に、送配電ネットワークから充電し放電する、系統蓄電池も導入が増加している。特に、容量市場の一部として新たに長期脱炭素電源オークションが開始され、2023 年度のオークションにおいて、系統用蓄電池は 30 件、109 万 kW が落札された（他に、揚水発電所が 57 万 kW 落札された）。

こうした蓄電池・揚水式発電は、供給力として活用可能である一方で、充電（あるいは揚水）時の断面においては、送配電ネットワークにとっては新たな電力需要が発生しているとも言える。

多くの場合は、太陽光発電が出力している日中昼間などの電力価格の安い時間帯に充電し、夕方に放電することが多いと考えられ、日中の特定時間帯の需要増加につながるものと考えられる。

図 10　国内の定置用蓄電システム導入実績（ストック）

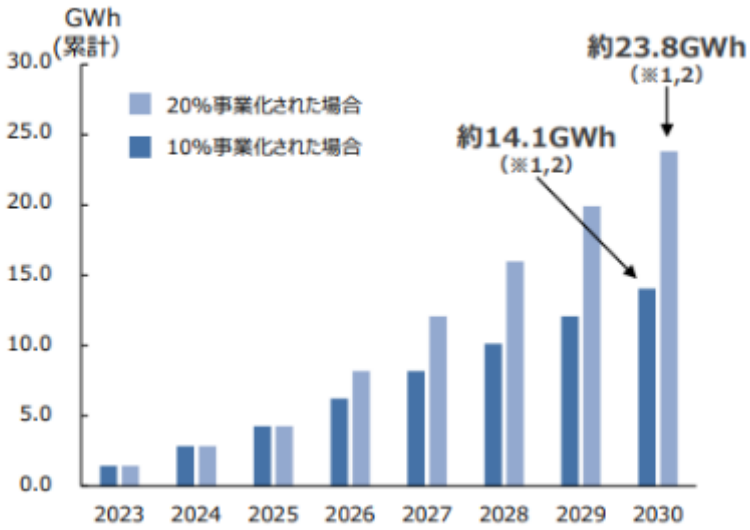


※ 各年の導入量実績を積み上げたもの(廃棄は考慮していない)

出所）資源エネルギー庁，“第4回 定置用蓄電システム普及拡大検討会 資料4”，閲覧日：2023年2月22日，
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/storage_system/pdf/004_04_00.pdf、富士経済，エネルギー・大型二次電池・材料の将来展望シリーズを基に三菱総研作成

経済産業省　定置用蓄電システムの普及拡大策の検討に向けた調査　調査報告書（2023 年３月）

図 11　系統用蓄電池の導入見通し



(※1)2023 年 5 月末時点における系統用蓄電池の「接続検討申込」の総数に対して「契約申込」に移行した案件数の割合が約 10%。今後、蓄電池コストの低減などにより事業化される確度が上がり、太陽光や陸上風力並み（電力広域的運営推進機関 発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ 2022 年度の受付・回答参照）となった場合、20%程度となると仮定し、両ケースで「接続検討申込」 から「契約申込」に移行する案件数を想定。

(※2)「契約申込」から「実際に稼働」へ移行する案件数については、第 6 次エネ基検討時に陸上風力発電の導入見込みで想定した既認定未稼働案件の稼働比率を参照。陸上風力の認定取得においては接続契約の締結が必要であり、このうち「実際に稼働」する案件については業界ヒアリング等を通じた結果約 70%（陸上風力の場合）が稼働すると想定されており、本見通しの想定においても 70%程度が 「契約申込」から「実際に稼働」すると仮定。
経済産業省　分野別投資戦略 参考資料（蓄電池）（2023 年 12 月）

ヒートポンプ給湯機関係需要

ヒートポンプ給湯機の出荷数量は 2002 年頃から 2010 年度まで急速に進展し、2010 年代には年間出荷台数は一時減少したものの、近年は増加に転じている。2022 年度末の普及台数は 877 万台であり、2030 年度の普及・導入台数は 1,590 万台となっている[8]。ヒートポンプ給湯機や電気温水器は、戸建て住宅を中心に普及し、戸建て住宅の約 25%に普及しているが、集合住宅については約 3%の普及率にとどまっている[9]。

ヒートポンプ給湯機や電気温水器の導入世帯は、時間帯別料金契約に申し込むことが通常であり、割安に設定された夜間料金を活用して温水を作っていた。近年、需要が比較的小さい一方で太陽光発電の出力が大きいような春・秋の晴天日の昼間時間帯においては、一日のうちで最も電力コストが安価な時間帯が昼間になることもあり、昼間に温水をつくることを促す料金プランを設定する小売電気事業者も見られる。

製造プロセスの脱炭素化に伴う電力需要

研究会においては、製造プロセスの脱炭素化に伴う電力需要も議論された。

---

8 長期エネルギー需給見通し
9 環境省　令和 4 年度家庭部門の CO2 排出量調査

鉄は様々な用途で大量に使用されている素材であり、自動車産業、建設業などあらゆる産業において使用されている。鉄鋼製造時の温室効果ガスの排出は、アルミニウム、炭素繊維といった素材と比較して小さいものの、大量に製造されるため、鉄鋼セクターは日本における CO2 排出量の約 12.6%を占める。鉄鋼業の脱炭素化は社会の脱炭素化を実現するための大きなカギであると認識されている。

鉄鋼の生産には大きく、高炉で鉄鉱石を還元して銑鉄を生産する高炉法と、鉄スクラップ等を電炉で溶かす電炉法とがある。世界の鉄鋼需要が高まる中で、鉄スクラップの再利用だけで需要をまかなうことはできず、引き続き、鉄鉱石の還元の必要性があるところ、鉄鋼メーカーでは従来の高炉法よりも温暖化ガス排出量を大幅に削減するため、水素還元製鉄などの革新的な高炉プロセスの技術開発に取り組んでいる。加えて、排出量削減の取組として従来の高炉法から革新的な電炉プロセスへの転換や、CCUS（二酸化炭素回収・利用・貯蔵）に関する取組も見られる。

従来の高炉法においても大きな電力需要が発生していたが、石炭に由来する副生ガスを利用し、自家発電設備を利用していたため、外部からの受電は最小限に抑えられてきた。他方、従来の高炉から電気炉へのプロセス転換により、電炉の稼働に伴う電力需要が発生することに加え、副生ガスを利用した自家発電量の減少や CCUS プロセス導入による需要増といった脱炭素化に伴う大規模な電力供給インフラの再構築が必要となる。

小括

以上、本研究会で議論した局地的電力需要について概観したが、これらの需要については大きく分けて、①データセンター、製造プロセスの脱炭素化のための電力需要のように、特定の地点において大きな電力需要が生じるもの[10]

---

10 本研究会では具体的に取り上げなかったが、大規模半導体工場の立地に伴う電力需要増加も前者に分類すべきと考えられる。

と、②EV 向けの充電設備や系統蓄電池のように、箇所ごとの電力需要は大きくないものの、今後多くの地点で新規の電力需要が見込まれるものがある。

これら２つのタイプの局地的電力需要増加への対応は、それぞれ異なったものになり得る。以降では、局地的電力需要の増加が送配電ネットワークに及ぼす影響について確認した上で、対応策について検討を行っていく。

２．送配電ネットワークに与える影響

送配電ネットワークの仕組み

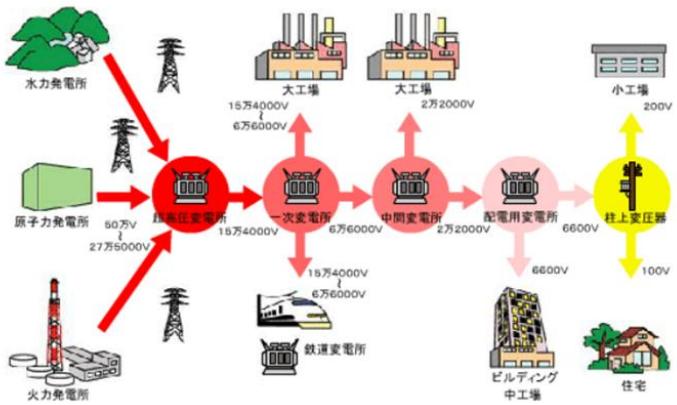
送配電ネットワークは、遠方の発電所で発電された電気を、需要地まで送り届けるインフラである。

電気を需要地まで電線やケーブルで送電するにあたっては、物理的に一定の送電ロスが発生する。送電ロスを少なくするためには、電圧を上げて送電することが有効であり、遠方の発電所の電気は変電所で 50 万ボルトや 27.5 万ボルトといった超高電圧まで昇圧した上で、需要地近傍の変電所まで送電される。

需要地の近くまで送電されてきた電気は、一次変電所で降圧された上で配電用変電所に送られる。特別高圧で受電する大規模需要家については、一次変電所から直接送電されることもある。

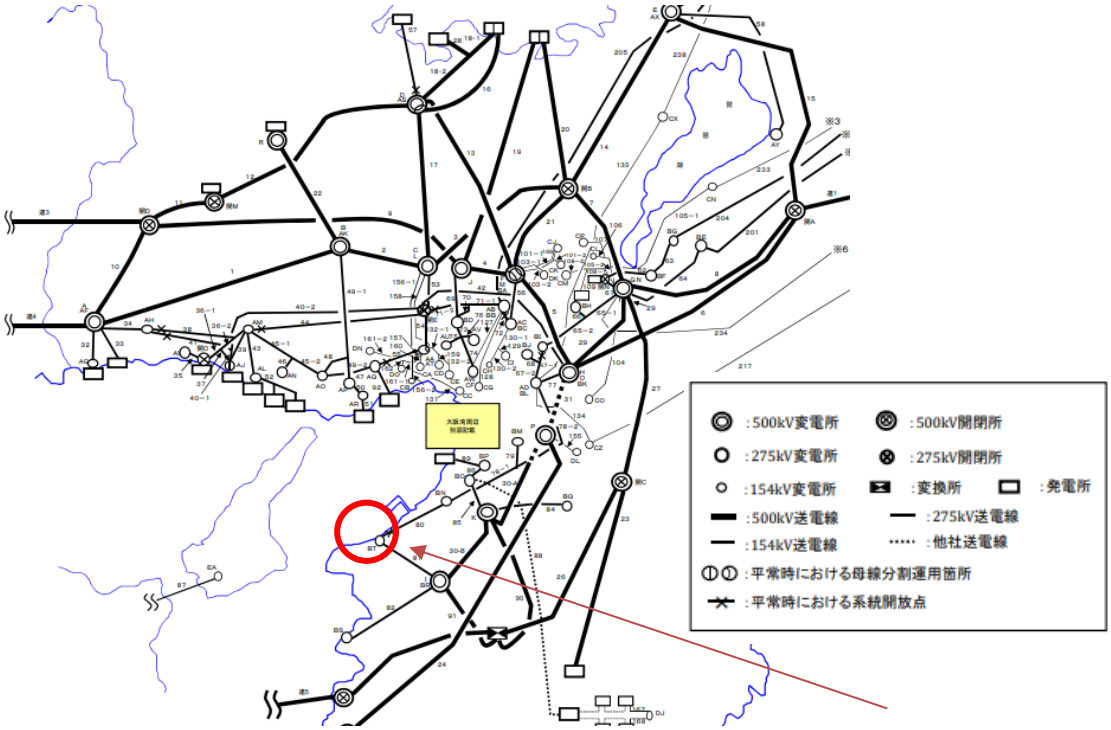
配電用変電所では 6,600 ボルトに降圧され、配電線に電気が供給される。高圧需要家は配電線から直接受電し、低圧需要家は柱上変圧器などで 100 ボルトや 200 ボルトに降圧された電気を受電する。

図 12　送配電ネットワークの仕組みについての模式図

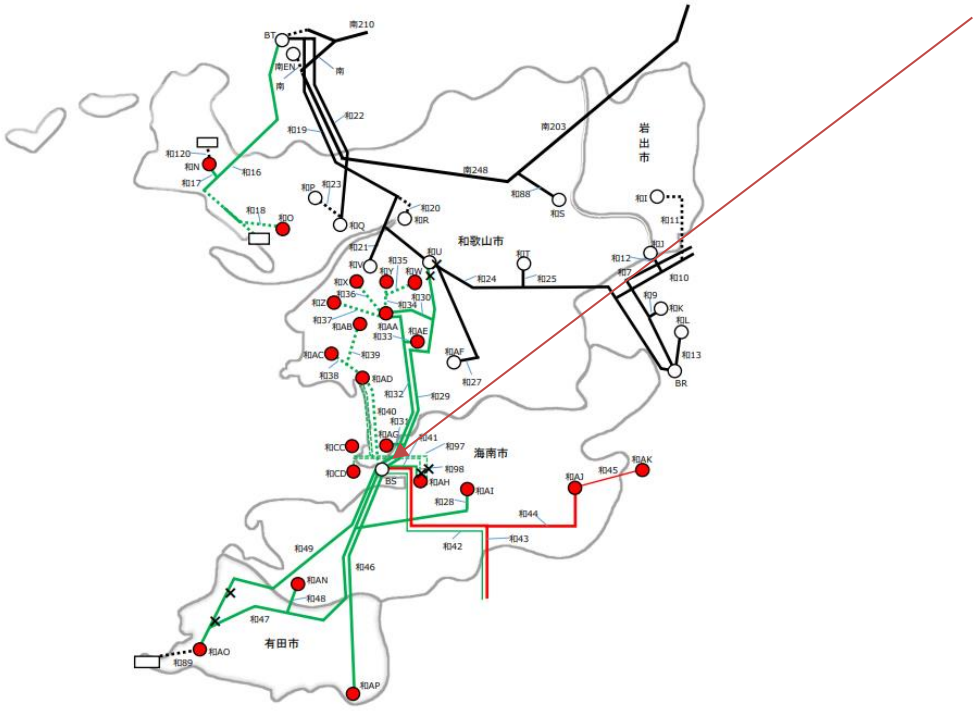


出所：電気事業連合会ホームページ

図 13　送配電ネットワークの例（関西地域ー和歌山市付近）



15.4 万 V 変電所



関西電力送配電がホームページで公表している「系統情報の公開　地点別需要・系統潮流実績 他　154kV 以上　2022 年度系統図」及び「系統連系制約（154kV 未満）マッピング有田市／岩出市／海南市／和歌山市 」から転載許可を得た上で、送配電ネットワークの例を示すために研究会事務局で作成したもの。
遠方の発電所（左図の白抜き長方形で示されたもの）の電気が 50 万 V の超高圧送電線を経由して需要地に運ばれ、変電所（二重丸印）において 27.5 万 V ないし 15.4 万 V に降圧されて需要地近傍に送電されていることが見てとれる。左図で示された和歌山市近傍の 15.4 万 V の変電所から更に低い電圧への系統図が右図であり、15.4 万 V の変電所で 7.7 万 V などに降圧された上で近傍の多数の配電用変電所に送電されている様子が分かる。配電用変電所からは、さらに 6,600V に降圧されて、各世帯の近傍まで送電される。なお、赤い丸で示されている配電用変電所や緑色で示された電線は、新規電源接続の際の空き容量が存在しないことを目安として示しているもの。（2024 年 5 月時点）

一般的には、需要の規模によって送配電ネットワークへの接続ポイントは異なる[11]。

本研究会における議論では、データセンター需要や製造プロセス脱炭素需要は特別高圧での受電を、公共用急速充電器や定置用蓄電池は高圧での受電を、家庭用充電器については低圧での受電（もしくは、高圧一括受電を行ってから需要地敷地内で低圧に降圧されたもの）を想定している。

表 1　需要規模と電圧の関係

	電圧	需要規模	関係する需要（研究会関係）	（参考）関係する発電設備の例
特別高圧	2万ボルト～ 6万～7万ボルト 14万ボルト	2MW～ 10MW～ 50MW～	データセンター需要 大規模半導体工場需要 製造プロセス脱炭素需要 ※いずれも大規模なもの	大規模火力発電所、大規模水力発電所、原子力発電所、風力発電所　等
高圧	6,000ボルト～ 6,900ボルト	50kW～2MW	公共用急速充電器 定置用蓄電池 ※いずれも一部の大規模なもの	メガソーラー発電所　等
低圧	100～200ボルト	～50kW	家庭用充電設備 ヒートポンプ給湯機	屋根置き太陽光発電　等

注）標準受電電圧や対応する需要規模はエリアによって異なる。

11 託送供給等約款においても標準受電電圧が定められている。

送配電ネットワークにおいては、送電線、変電所、配電線などそれぞれに設備能力の限界がある。

送電線においては、送電線の導体数や材質により、回線あたりの容量上限が存在する。送電線は鉄塔などの支持物を構築した上でアルミ導線を空中に通すもの（架空送電線）と、地中トンネル（洞道）を構築して絶縁被覆された銅ケーブルを地中に通すもの（地下ケーブル）があるが、鉄塔はアルミ送電線の重量を勘案して構築されているため、送電容量の増強にあたっては、鉄塔の建て替えや回線の新設を伴うことが多い。また、工事にあたっては、安全上、関係する送電線における送電を停止することが必要な場合もあり、近隣需要家との間で停止時期の調整が生じることもある。

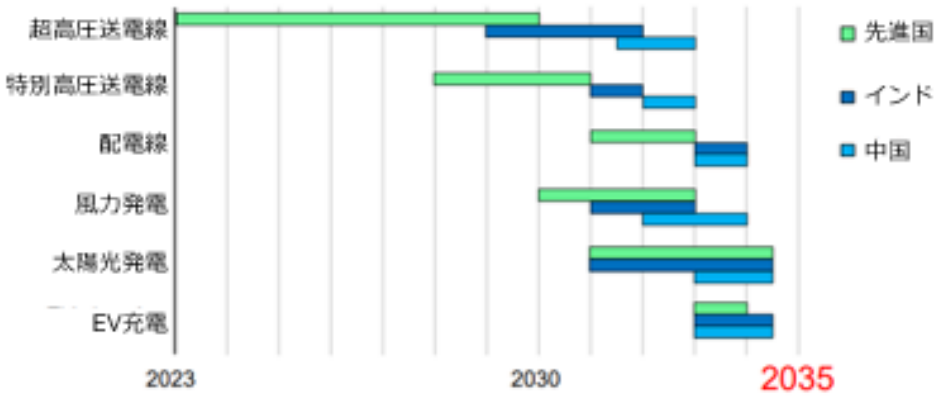
また、鉄塔の新設については、鉄塔敷地の確保のほか、上空を送電線が走る土地の所有者に対する補償交渉などが必要となる。地下ケーブルの敷設にあたっては、道路管理者の許可を得る必要があり、工事期間中は渋滞が発生することもあるため、近隣コミュニティとの調整が必要となることもある。

変電所においては、変圧器や遮断器１台あたりの容量が存在するため、増強の際には装置の増設などが必要となる。変圧器や遮断器の設置には一定の面積を必要とし、市街地の場合は騒音対策なども必要となることから、一定の敷地の確保又は建屋の構築などが必要となる。

こうしたことから、送電線の増強や変圧器の増強工事を行う場合、我が国においては、数年単位の期間を要することが通常となっている。

もっとも、送配電ネットワークの敷設に時間を要することは、日本だけに特有の事情ではない。IEA は、送配電ネットワークの整備には、多くの関係者が存在する複雑なプロセスであるため、とりわけ先進国においては、完成までに長い年数がかかることを指摘している。このため、IEA においては、将来の必要性を見越して早い段階から準備を始め、計画的に整備を進めることの重要性を指摘している。

図 14　2035 年までに設備を竣工するための意思決定スケジュール例



研究会（第２回）（2024 年４月）資料４（IEA 資料）を基に研究会事務局作成

配電ネットワークの特徴

配電線は配電用変電所から送り出された電気を、一般家庭などの低圧需要家や商業ビルなどの高圧需要家に送り出す仕組みである。

配電用変電所は我が国全体で約 5,670 存在し[12]、例えば人口 10 万人程度の都市であれば、通常、複数の配電用変電所が存在している。それぞれの配電用変電所からはさらに複数の配電用フィーダー線が延びている。 それぞれの配電用フィーダー線は、一定の数又は規模の需要家に対して電気を送り届けている。

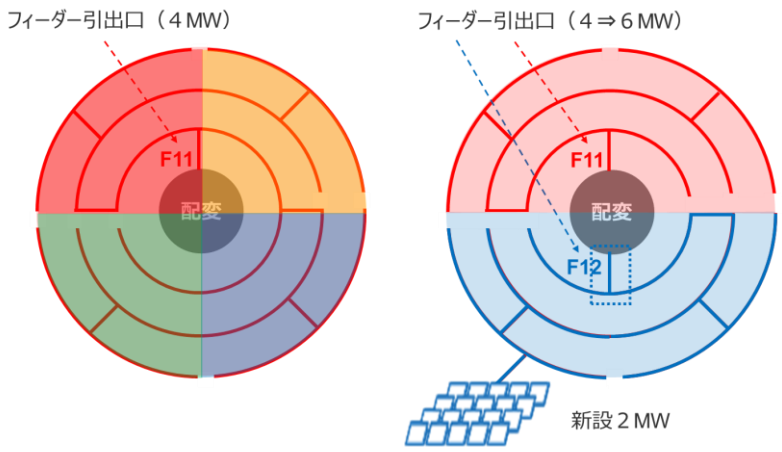
一本の配電線には、それぞれ設備容量が存在するが、配電線につながる需要が増加したとしても、配電線が網の目のように敷設されていて配電線間で担当する需要を再配分することができる場合には、配電線そのものを増設する対策は不要となる。

12 発電側課金の割引 B の割引区分の合計。

また、地区全体の需要が増加したとしても、配電用変電所間の需要を再配分することなどで対応できる場合もある[13]。そうした意味で、配電ネットワークはある程度、需要の増加に対して速やかに対応できる柔軟性を備えている。
※中部電力 PG 資料（第 1 回研究会）によれば、2020 年時点の配電用変電所の平均稼働率（順潮流方向）は、重負荷期でも 54%となっており、95%の配電用変電所（859 カ所中 823 カ所）は重負荷期でも平均稼働率が 80%以下である。

ただし、配電線間で需要の再配分ができない場合や、再配分しても配電線の設備容量または電圧変動が基準値を超過する場合は、配電線の増強・増設を行う必要がある。また、配電用変電所についても、配電用変電所間で需要を再配分したとしても設備容量を超過する場合や、かえって高コストな配電線増強が必要となる場合には、配電用変電所の増強が行われることになる。

図 15　配電ネットワークの模式図



中部電力パワーグリッドによると、１フィーダー当たりの送電容量は約４MW という形になっており、４MW を超えるとフィーダーの増設拡充工事が必要。

[13] 中部電力パワーグリッド資料（第 1 回研究会）によれば、2020 年時点の配電用変電所の平均稼働率（順潮流方向）は、重負荷期でも 54%となっており、95%の配電用変電所（859 カ所中 823 カ所）は重負荷期でも平均稼働率が 80%以下である。

例えば、図のとおり２MW の太陽光発電設備の新設申込みが出た場合、フィーダーの引出口に流れる逆潮流が ４MW から６MW に増加するとなると、フィーダーの増設工事が必要となる。
高圧配電系統は面的に布設されており、また、連系点も多いという特徴があることから、フィーダーの引出口の工事を実施することによって供給力を増やすことが可能。これは大容量の急速充電ステーションの新設申込みがあった場合も同様。
また、左の図のように４分割するような形にすれば、さらに送電容量を倍増させることが可能。
このように、高圧配電系統は発電量や負荷量の増加に対して比較的柔軟に対応が可能。
研究会（第１回）（2024 年３月）資料７（中部電力パワーグリッド資料）

配電線（6,600 ボルト）から直接需要家（高圧）に電気が送電されることもあるが、一般家庭などの需要家（低圧）に対しては、100～200 ボルトに降圧させてから供給する。このための変圧器（柱上変圧器等）は、日本全体で約 1 千万個設置されている[14]。

一つの柱上変圧器の容量は、5kVA 程度のものから 133kVA のものまで様々である。例えば、50kVA の柱上変圧器の場合、100 ボルトであれば、最大 50kW 程度の需要（600W の電子レンジであれば、80 台程度を同時に稼働させる需要）まで対応可能となる。

100V30 アンペアの契約電力の世帯の場合、通常、最大消費電力は 3kW となる。柱上変圧器は、近傍の需要家の契約電力を踏まえた上で、需要の不等時性も一定程度勘案し、十分に余裕がある形で設置されている。 近傍の需要が増加するなどして、容量がひっ迫すると判断された場合には、より大容量の柱上変圧器に交換したり、柱上変圧器を増設することによって対応することになる。

14 東京電力ホールディングスのホームページによる。
（https://www.tepco.co.jp/corporateinfo/illustrated/electricity-supply/distribution-j.html）

住宅地や郡部における配電用変電所のデータに基づけば、現在の負荷のピークは 18 時頃である。22 時から翌朝 6 時頃にかけての深夜帯の負荷はピーク時間帯の 5 割～7 割程度となっている[15]。

配電用変電所や柱上変圧器等に発生する負荷という観点では、新たな電力需要が 18 時頃のピーク時間帯に発生した場合には、配電設備への負荷が増大すると考えられる。他方、電力需要の増加が深夜帯に発生した場合には、配電設備への負荷が現状よりも増大する可能性は小さい。

また、今後の人口減少による世帯数減少により、住宅地や郡部において配電用変電所や柱上変圧器には設備上の余裕が生まれる傾向にあると考えられ、局地的電力需要増加が生じたとしても需要減少と相殺される可能性がある。

送配電ネットワークの設備能力の限界は、電気の需給だけではなく、電圧変動によってもたらされることもある。

我が国においては、需要家側の設置機器への影響を抑えるため、供給電圧の適正範囲が定められている。低圧需要については、法令[16]によって適正範囲が定められており、100 ボルトについては 101 ボルトの上下 6 ボルトを超えない範囲、200 ボルトについては 202 ボルトの上下 20 ボルトを超えない範囲とされている。また、高圧や特別高圧の需要については、法令で適正範囲が定められているものではないが、送配電設備を保護するとともに、需要家への影響を抑えるため、一般送配電事業者においては、一定の電圧の範囲に収まるように運用を行っている。

需要設備（モーターなどの負荷）が配電ネットワークから電気を受け取る際や、太陽光発電のような供給設備が配電ネットワークに電気を送り出す際には、有効電力のみならず無効電力（系統の交流電圧の位相と異なる交流電流で電力を消費・供給することに伴う電力）が消費又は供給される。

---

15 日中は太陽光発電からの発電などにより、順潮流が減少する。ただし、雨天時などで太陽光発電からの発電が見込まれない場合には、日中の順潮流負荷は増大する。

16 電気事業法施行規則第 38 条。

需要や供給における有効電力と無効電力の比率を示す指標として力率がある。一般に、モーターなどの需要設備は無効電力を消費するため、遅れ方向の力率となっている需要設備が多い。

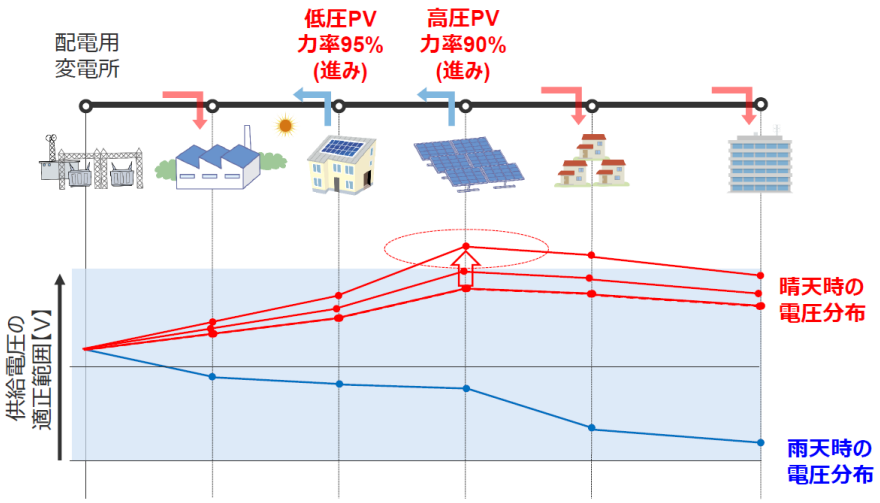
太陽光発電が多数接続されている配電系統においては、太陽光発電の稼働時には適正電圧の限界近くまで電圧が上昇する傾向がある。一方で、雨天・夕方などで太陽光発電が稼働していない状況においては、配電線に接続する需要が無効電力を消費するため、適正電圧の限界近くまで電圧が低下することになる。このため、太陽光発電の普及もあいまって、近年、配電線の電圧管理は難しくなる傾向にある。

こうした中で、新たな需要が配電線に接続されることで、状況によっては配電フィーダーの電圧が適正範囲を逸脱してしまうこともあり得る。こうした問題が生じる場合には、調相設備の設置や、他の需要家への影響を排除するための専用線の設置などが必要になることになる。

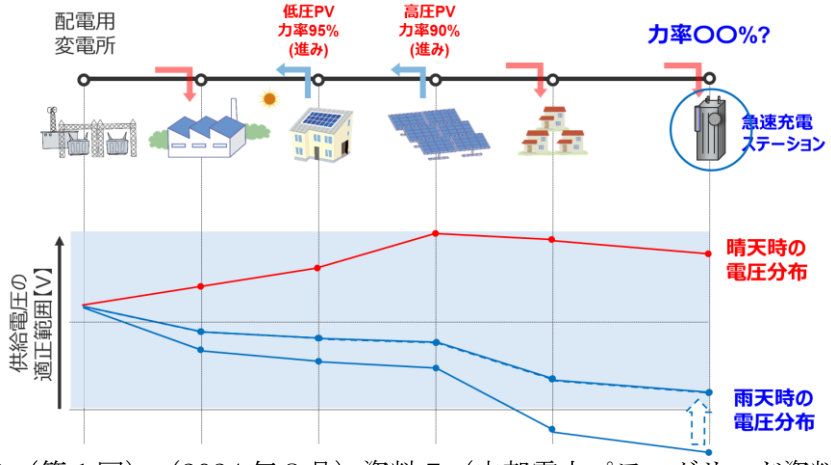
なお、送配電ネットワークに接続する需要（発電側も同様）の電圧管理としては、託送供給等約款において定めがあり、接続・解列時の瞬時電圧変動は 10 パーセント以内とし、需要の変動や接続・解列時の電圧変動が問題となる場合には、需要家側において対策を行うことが求められる。

図 16　配電ネットワークの電圧管理

配電系統の電圧管理（発電）



配電系統の電圧管理（負荷）



研究会（第１回）（2024 年３月）資料７（中部電力パワーグリッド資料）

また、需要家による無効電力の消費を抑えるため、託送供給等約款において、力率割引・割増し制度が以前から導入されている。これは、高圧・特別高圧の需要家について、力率が 85%を超えた場合や下回った場合に、託送基本料金の割引又は割増しを行う制度である。力率が 85%を 1%上回るごとに、基本料

金が１%割り引かれ、力率が 85%を１%下回るごとに、基本料金が 1%割増される仕組みとなっている。

こうした制度も背景として、需要家側においてコンデンサの設置による無効電力の供給などの取組が行われ、送配電ネットワークの電圧が過度に低下しないような取組が行われてきた。

一方で、近年、太陽光発電の普及、電圧調整機能を持つ大規模火力の並列台数減少、需要減少に伴う需要家コンデンサからの過剰な無効電力供給等により、送配電ネットワーク全体での電圧の上昇が問題となる局面も生じている。配電ネットワークに供給される無効電力は、上位系統の送電線に流れることにより、上位系統の電圧も上昇させる。現在は上位系統の電圧上限を適正範囲に抑えることにも支障が生じてきているとされる[17]。このため、従来は送配電ネットワークへの負担を低減させるために行われてきた需要家による無効電力の供給についても、状況によっては送配電ネットワークに負担を与えることについて、注意が必要となる。

電圧低下・電圧上昇のどちらが問題となるかは需要や発電の状況次第で変化する。近年の配電線の難しい電圧管理に対応するため、系統状況に合わせて無効電力を供給又は消費することが可能な無効電力補償装置を系統に設置することもあり得る。

---

[17] 研究会（第 4 回）（2024 年 5 月）資料 4（中部電力パワーグリッド資料）

図 17　無効電力補償装置の例

柱上に、右の写真のような無効電力補償装置が設置され、送配電ネットワークの電圧が過度に低下しないようにしている。
※写真に関しては、転載許諾を得て掲載しているもの。

図 18　配電ネットワークの無効電力が上位系統に与える影響

研究会（第 3 回）（2024 年 5 月）資料 4（中部電力パワーグリッド資料）から抜粋。配電ネットワークから上位系統に流れ込む無効電力を消費するため、基幹系統の送電線を一部において 2 回線から 1 回線にするなどして、無効電力の損失を増加させるという運用を行うこともあることが示されている。こうした運用は、効率面でも、供給信頼度の観点でも望ましいことではない。

送配電ネットワークの増強プロセス

送配電ネットワークを整備する際のコストについては、大きく分けて、一般送配電事業者が託送料金を原資として負担する「一般負担」と、需要家（又は発電事業者）がコストを負担する「特定負担」がある。託送料金による「一般負担」についても、託送料金の負担者に着目すると、一般送配電事業者のエリア内の需要家が需要側託送料金で負担する部分と、エリア内の発電事業者が発電側託送料金（発電側課金）で負担する部分がある。また、広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）で整備される送電設備については、「全国調整スキーム」によって一般送配電事業者間の負担が調整される。

このうち、需要家に請求される特定負担については、託送供給等約款に定めがあり、当該新規需要への供給に伴って送配電ネットワークの設備増強が必要な場合であって、工事こう長や工事費の金額が一定の水準を上回る場合等には、需要家に対して工事費負担金が請求される。

具体的には、工事費負担金が請求される状況として、以下のような規定が置かれている。

- 低圧・高圧の場合は工事こう長が 1,000m（地中の場合 150m）を超える場合
- 特別高圧の場合は、約款の工事費負担金単価によって算定された工事費が、5,500 円/kW（税込み）を超える場合
- 特例需要場所[18]の新増設により発生する工事
  （約款上の工事費負担金単価ではなく、工事費の全額が工事費負担金として請求される）

---

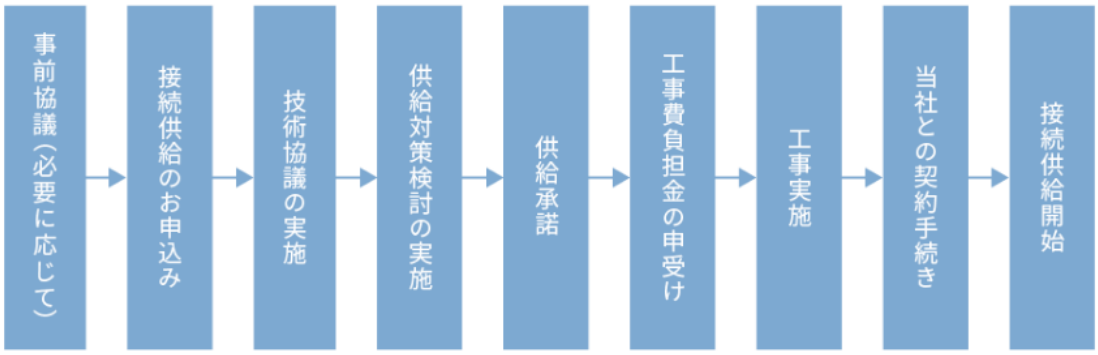
18 特例需要場所とは、EV 充電器、FIT 全量買取、防災、温室効果ガス排出抑制、設備の合理化などの理由により、「一の需要場所」には一引込線のみという原則の例外として、引き込み線を別途設置できる需要場所。

需要家が一般送配電事業者に対して受電を申し込む際には、以下のような流れをとる。

①必要に応じて一般送配電事業者との間で事前協議を行う
②接続供給契約を申し込む
③一般送配電事業者において技術検討を行う
④供給の可否や工事費負担金の要否等の連絡
⑤工事費負担金の納入、工事の実施
⑥電力供給の開始

このうち、①の事前協議又は一般送配電事業者における事前検討は、原則として 2 週間以内に回答されることとなっている。その後、契約申し込み後の技術検討や各種工事を実施することとなる。

図 19　特別高圧・高圧需要における供給までの流れ



出所：東京電力パワーグリッド　ホームページ

前述のとおり、新規需要への供給に伴って送配電ネットワークの設備増強が必要な場合であって、工事こう長や費用単価が契約電力に照らして一定の単価を上回る場合等には、当該需要家の特定負担において工事が行われる。

ただし、特定負担の対象は、接続地点から需要地点までの送電線や地下ケーブルに係る部分がある。近傍の送電線や変電所の容量がひっ迫している場合は、さらに遠方の空き容量のある送電線や変電所から送電線や地下ケーブルを

敷設することになる。変電所や変電所間の送電線は、一般負担において増強されることが原則である。

なお、送配電ネットワークへの接続に係る費用負担については、「シャロー（浅い）」「ディープ（深い）」という考え方がある。シャローの接続費用は、送配電ネットワークへの接続線の構築費用を指し、ディープの接続費用は上位系統の送電線増強費用や変電所の増強工事など、送配電ネットワークに発生する費用全体を指す。

我が国が新規接続する需要家に対して請求する費用は、近傍の接続点までのシャローの送配電コストである。他方で、近傍の送電線や変電所の容量がひっ迫している場合には、さらに遠方での接続を求められることで、工期、費用が大幅に増大するケースもある。

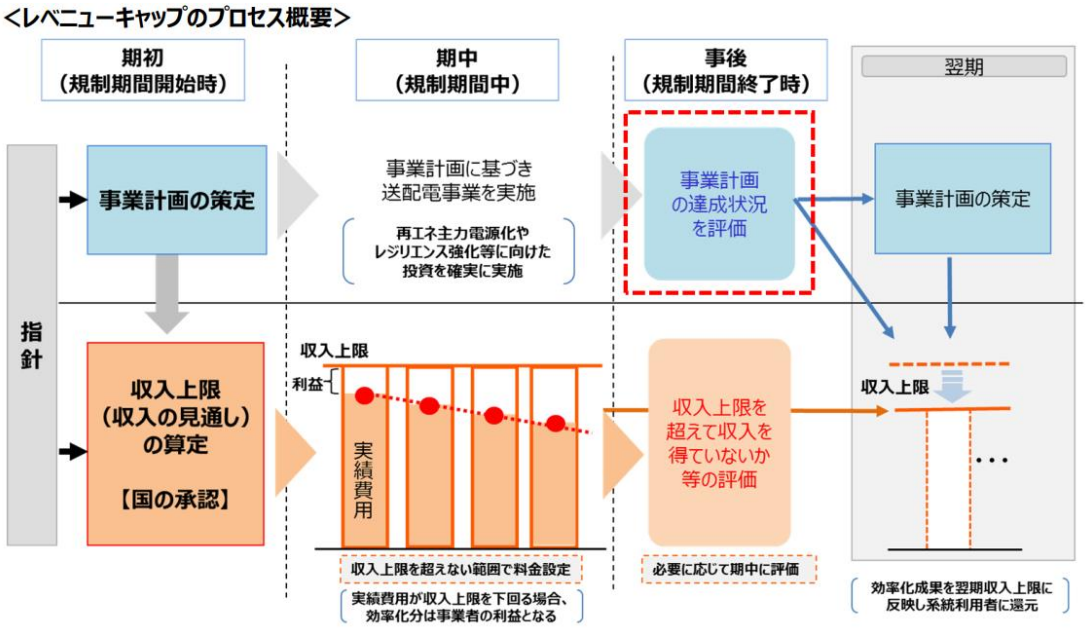
シャローの費用負担は、新規に接続する需要家にとっての負担は軽くなるが、送配電ネットワークの他の利用者には追加の費用負担が発生する。我が国の送配電ネットワークへの接続については、形式的にはシャローの接続費用が請求されているとも解されるが、接続コストについては新規に接続する需要家の負担と他の送配電ネットワークの利用者の負担の両面から考えていく必要がある。

一般負担の原資は、需要家が小売電気事業者を通じて一般送配電事業者に支払う需要側託送料金や、発電事業者が支払う発電側託送料金（発電側課金）である。

託送料金は規制されており、2023 年度からレベニューキャップ制度に基づく新たな託送料金制度が導入された。レベニューキャップ制度においては、一般送配電事業者は５年間の事業計画と、計画実現のために必要となる費用の見通し（「収入の見通し」）を作成した上で、「収入の見通し」の範囲内で託送料

金を設定する。2023 年度から開始された第一規制期間は、2027 年度末までであり[19]、2028 年度から第二規制期間に移行する。

図 20　レベニューキャップのプロセス概要



第 54 回料金制度専門会合（2024 年２月）資料 7

レベニューキャップ制度においては、事業計画の策定が重要な要素となる。事業計画は、一般送配電事業者が、将来的な電力需給を見通した上で、設備の高経年化や電力供給の信頼性向上、効率的な事業運営などを勘案しながら策定するものである。

[19] 2024 年４月から、収入の見通しの変更や発電側課金の導入により、託送料金が変更された。

とりわけ、高度成長期に建設された設備の高経年化が進む中で、山間部や高所における厳しい環境での作業が求められることや昨今の人手不足もあり、設備更新のための施工力確保も大きな課題となっている。

そうした中、事業計画においては、一般送配電事業者は工事の優先度を見極めながら、施工力を確保しつつ、計画的に設備増強や設備更新を行うことが求められる。

こうした事業計画の策定にあたっては、電気の利用者など様々なステークホルダーの声を反映する必要があることから、レベニューキャップ制度においては、ステークホルダー協議の実施が求められている。

また、事業計画においては、再生可能エネルギーや安定供給、顧客満足度などの観点から、目標設定を行うこととなっている。事業計画の進捗については、電力・ガス取引監視等委員会を中心に、国において期中及び規制期間終了後に評価が行われる仕組みとなっている。

なお、一般送配電事業者の供給区域を越えて、全国大で求められる送電設備を策定するプロセスとしては、広域機関が策定する広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）があり、レベニューキャップ制度においては、マスタープランも勘案しながら各一般送配電事業者は事業計画を策定することとなる。

小括

以上、本節においては、送配電ネットワークの仕組みについて概観した上で、新規需要への接続プロセスについて触れた。

送配電ネットワークは、現在、多数の分散電力リソース（DER: Distributed Energy Resources）の接続という大きな変化の中に置かれている。かつて、大規模電源に指令を行い、上流から下流へと一方向に流れていた電気は、分散電源の接続により双方向に流れるようになった。

また、日本においては、人口減少による世帯数の減少から、長期的には低圧需要が減少すると考えられてきた。また、屋根置き太陽光などの設置などが進むにつれ、送配電ネットワークから供給される電気を減少させ、いわゆる「Behind the Meter」の電力が増大し、こうした動きも配電系統の電気の流れを変化させる。

加えて、従来型の電源（同期発電機）の比率が低下し、太陽光発電のようにインバーターで直流から交流に変換された電源が増加することによる慣性力の低下は、周波数制御をより困難にする。配電系統に多数接続される太陽光発電によって、電圧管理はより複雑で困難になっている。

こうした送配電ネットワークを巡る大きな構造変化が進むとともに、設備の高経年化などによる更新工事も限られた施工力の中で行う必要がある中で、局地的電力需要が新たに発生しつつあるという点に注意が必要である。

IEA は、電力供給の脱炭素化を図っていくにあたり、送配電ネットワークへの投資は鍵となるとしている。同時に、送配電ネットワークの投資には長期間のリードタイムを要すること、概して送配電ネットワークへの投資は不足しがちであることなども指摘している。

我が国においても、2023 年度からレベニューキャップ制度が導入され、一般送配電事業者が計画的に設備投資を行う仕組みと、設備投資に要した費用を託送料金によって回収する仕組みが整備された。

他方、先述のとおり、送配電ネットワークは既に大きな課題に直面しており、計画的な設備投資と同時に、デジタル技術などを活用しながら、より効率的に送配電ネットワークの利用を行っていく必要がある。

３．データセンター・脱炭素需要等への対応

データセンター需要の特徴

データセンターにおいては、複数のサーバーやネットワーク機器が収納されたサーバーラックがフロア内に多数設置されることが一般的である。データセンターでは、サーバーの運用に必要となる、高速なインターネット接続、電源、冷却装置や空調などが備えられ、災害に強くセキュリティも確保された頑強な建屋の中に入っていることが通常である。

クラウド事業などのサービスを行っている事業者が自らデータセンターを建設することもあるが、サーバーラックやフロア単位で外部に貸し出す事業を営むために、データセンターが建設されることもある。とりわけ、後者のような場合においては、最初から全てのサーバーラックやフロアが貸し出されるとは限らず、満床となるまでに一定の時間を要することもある。

サーバーの運用は、サーバーラックやフロアの利用者が行うため、データセンター側では契約に則ってサーバーの運用に必要な電力を供給するものの、サーバーラックごとの電力使用量は時間によって変動する。空調については、サーバーラックが設置されているフロアの温度を一定温度以下に保つことができるよう、データセンター側で調整していることが一般的である[20]。

大規模なデータセンターについては、大きな電力を消費するため、特別高圧で受電し、敷地内の変圧器で降圧することが一般的となる。近傍に適切な送電線が存在する場合には、途中で分岐させ、地中ケーブルや架空送電線で敷地内の引き込み口までの送電路を敷設することとなる。

データセンターのうち、特に海外クラウド事業者が利用するデータセンターは、海外との接続速度を重視し、海底ケーブルの国内への陸揚げ局[21]が集中し、インターネット相互接続点（IX：Internet Exchange）も集中する東京、

---

[20] 液冷（Liquid Cooling）システムを備えるデータセンターも登場しつつある。
[21] 南房総、志摩に集中する。

大阪に集中的に立地することが多かった。データセンターの保守・運営のための人員を確保する必要があり、交通の便の良さも必要とされる[22]。

こうした事情から、千葉県印西市では、近年多くのデータセンターが立地するようになり[23]、送配電ネットワークの設備容量がひっ迫することが見込まれたことから、送配電ネットワークの増強が行われている。

（参考）千葉県印西市のデータセンター

印西市は東京都心から約 40km の場所に位置し、従来から金融機関のコンピュータセンターが立地してきた。近年、国内外の IT 企業などによるデータセンター建設が相次ぎ、電力契約の申し込みも大幅に増加した。

東京電力パワーグリッドは、印西地域への電力供給増強を計画し、50 万 V 送電線に接続する新京葉変電所（船橋市）から千葉ニュータウン変電所（印西市）を経て千葉印西変電所（印西市・新設）に至る 27.5 万 V の地下ケーブル線を敷設した。

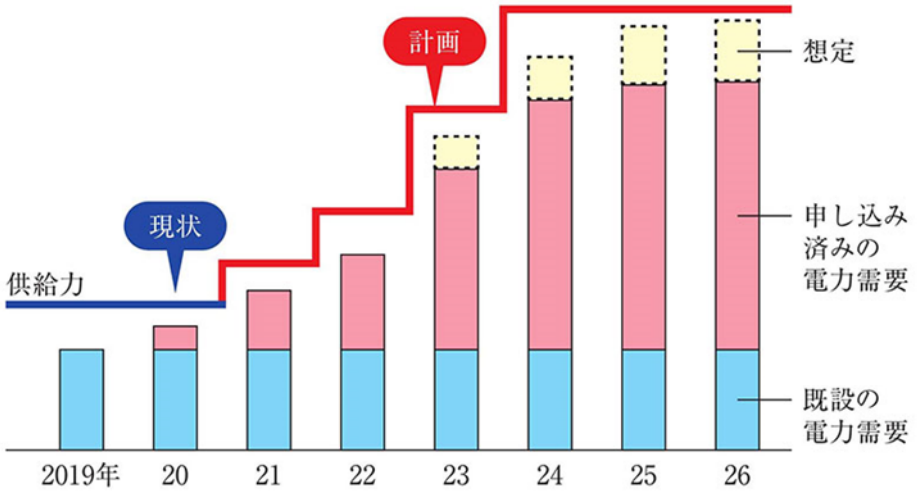
地下ケーブル線を敷設するための約 10km の洞道は、シールド工法により 2 年半で建設するなど、早期の建設に努めた結果、2019 年 4 月から約 5 年間で工事を完工させることができた。千葉印西変電所の容量は 2024 年 6 月の運用開始時には 60 万 kW であり、将来的には更に増加させることを計画している。

---

[22] レジリエンス、エネルギーに加え、交通・ネットワークの両面で整備が行われ、人とデータが集まる土地（ハブ機能）が大規模データセンターの立地にあたって重要との指摘がある。（研究会　第 3 回（2024 年 5 月）資料 5（ソフトバンク株式会社資料））

[23] 印西市については、地盤の強固さや水害リスクの小ささも指摘される。

図 21　千葉ニュータウンエリアでの電力需要の増加



Emira ホームページ

需要増に対する送配電ネットワークの設備増強

印西市のように、データセンター事業者から具体的に契約申込みを受けるなど地域全体の需要が増大することが見込まれる場合、一般送配電事業者は、レベニューキャップ制度の事業計画を策定し、設備増強工事を行うこととなる。

また、レベニューキャップ制度においては、一般送配電事業者の判断によって、プッシュ型の送電線整備を行うことも認められており、具体的な契約申し込みを受ける以前からも、設備増強工事を行うことは論理的に可能である。

他方で、需要が増加するかについて不透明な状況において設備増強工事を行ったものの、結果的に需要が増加しなかったというケースでは、託送料金負担が不必要に増加することになることから、プッシュ型の設備増強を行う際には、客観的な国や都道府県の計画を参照するなど、一定の社会的なコンセンサスを踏まえて行うことも考えられる。

発電設備等の設置にあたっての送配電ネットワークの設備増強については、「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関

する指針」（令和６年５月１５日資源エネルギー庁電力・ガス事業部）が策定されている。

同指針においては、ローカル系統において、「増強等の計画初年度から２～３年以降を見据え、便益が費用を上回る場合に増強するという一定の増強規律の下で判断される増強等の計画を策定することになる。」「一定の増強規律の下で判断されるローカル系統の増強等の計画については、受益者となる発電等設備設置者を特定せずに策定するものであることから、当該増強等に係る費用については、全額一般負担とする。」としている。

他方で、同指針は発電設備の設置にあたっての設備増強に関する指針であり、需要増加に伴う設備増強については触れていない。

新規需要や需要増加に伴う設備増強のうち、需要地から最寄りの接続ポイントまでの送電路敷設コストは「シャロー」の接続コストであり、工事費負担金での特定負担となることは明確化されている。これに対して、最寄りの接続ポイント以降の増強コストは「ディープ」の接続コストとなり、形式的には一般負担により増強費用が負担されるが、容量のひっ迫などによりより遠くの接続ポイントを指定されることで「ディープ」の接続コストは下げつつ、「シャロー」の接続コストが高くなるという状況も発生し得る。

なお、EU 内の規制機関の協力機関である ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators)が発行したレポート[24]においては、将来と現在の送配電ネットワークの利用者間でコストを分担することも提言されている。

[24] ACER “Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe” 2023 年 1 月

表 2　欧州における接続費用の分担方法

ギリシャ	他の利用者が 5 年以内に接続した場合には増強費用を払い戻す仕組みがある。
ハンガリー	接続に要した費用のうち、間接的に発生した増強費用は、将来接続した利用者間で案分される。
アイルランド	ディープの増強費用を支払った上で、増強した送電線等に新たな利用者が発生した場合、一定の仕組みで返金される。
ポルトガル	ディープの増強費用を請求する際、他のユーザーが裨益する部分について減額される。
スウェーデン	将来に他の需要家による需要増加の可能性があれば、一部費用の負担だけが請求される。稀に送配電事業者が送電線の権利を買い戻すことがある。

ACER “Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe” 2023 年 1 月 Annex1 Table29 から研究会事務局作成

迅速な電力供給が可能な地点の可視化

生成 AI の普及により、特に AI がモデルの精緻化を行うための学習環境においては、若干のデータ伝送遅延が許容されるとされ、データセンターの立地地域についても東京・大阪を中心とした特定地域に集中するのではなく、今後、全国に分散していくものと考えられる。

一方、巨視的には北海道や九州にも今後データセンター立地が進んでいく可能性が高いが、先述のとおり、データセンターについては、①ネットワークや交通のハブ機能、②災害に対するレジリエンスの観点、③エネルギー供給といった観点で選択されるため、条件の整った地点は決して多くはないとも考えられる。

送配電ネットワークの増強にはコストに加えて、年単位の時間を要することもあり、供給開始までのリードタイムが短い地点や増強コストの低い地点に誘導することで、円滑なデータセンター建設を促すという視点も重要となる。

需要家が検討中の地点に対して迅速な電力供給が可能か否かは、一般送配電事業者に検討を申し込んだ上で、２週間程度の技術検討を行うことが必要となる。検討結果が、需要家の意図したものでなかった場合には、別の候補地点について検討を申し込むことになる。

こうした観点からは、一般送配電事業者が予め情報開示を行うことについても、適切な立地に需要家を誘導していく上で、重要な要素になると考えられる。

関西電力送配電においては、供給可能エリアマップ（ウェルカムゾーンマップ）を公開し、供給余力のある地点を地図とともに具体的に提示している。

こうした取組は、関西電力送配電の管内の全ての地域で網羅的に行われているということではなく、需要が見込まれる特定の地区についてのみ行われている。

東京電力パワーグリッドが公開しているウェルカムゾーンマップでは、工業団地や空き容量のある変電所近傍を中心に、電力供給に必要な工期の目安を公表している。

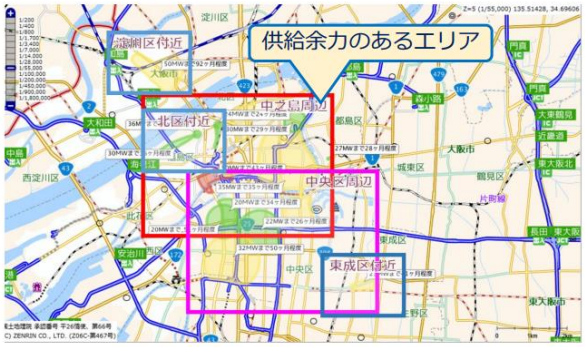
こうした取組について一定の評価はあるものの、発電事業者に対する情報開示と比較して、需要側に対する情報開示は限定的になっているというデータセンター事業者の指摘もある。

ウェルカムゾーンマップの公開は、需要家にとって接続までの期間や費用等が把握しやすくなるとともに、一般送配電事業者にとっても既存の送配電ネットワークの有効利用に資する等のメリットが存在するものであり、レベニューキャップ制度上のレピュテーショナル・インセンティブ目標に設定するなど位置付けを明確にすることで、一般送配電事業者の取組を後押ししていくことも考えられる。

なお、こうした需要の可視化について、米国などでは、電気自動車への急速充電設備の整備に制約が生じる場合などについて予め情報を開示しておくため、配電ネットワークにおいて行っている例がある。こうした空き容量マップ

（Hosting Capacity Map）は、需要面のみならず、再生可能エネルギーなどの分散電源の接続も勘案して作成される。

図 22　ウェルカムゾーンマップの例（関西電力送配電）



研究会（第 1 回）（2024 年 3 月）資料 8（関西電力送配電資料）

図 23　米国ニュージャージー州のホスティング・キャパシティマップの例

出所　IEA　“Grid Integration of Electric Vehicles”（2022 年 12 月）

産業立地政策への視点

研究会の議論においては、電力系統や土地の観点で早期に建設可能な地点を特定し、開示することで、データセンター事業者の立地誘導を図ることができるのではないかとの指摘があった[25]。

また、早期の電力供給を望むだけでなく、再生可能エネルギーの利用を希望する事業者に対して、そうした観点も加味して情報開示を行うことが有用ではないかとの指摘もあった。そうした形で、再エネの利用促進につなげることができ、政策的な支援の対象にすることができるのではないか、との指摘もあった[26]

加えて、国と地域が密に連携することにより産業インフラ構築を行っていくことや、産業立地にあたっての電力供給について需要家側にアドバイスを行う事業も有用ではないか、といった提案があった。

企業誘致を行う自治体や、工業団地などの土地の所有者が一般送配電事業者に対して接続申込みを行った上で、実際の工事に着手する前の検討段階のプロセスまで進めておく[27]ということも、誘致後に要する時間を短縮する上では有効と考えられる。

なお、ドイツにおいては、600 を超える配電事業者（DSO）が存在するが、顧客数 10 万件以上の DSO は、少なくとも２年ごとに Network Development Plan（N-DP）を 策定することとなっている。

こうした N-DP を策定するにあたっては、自治体や産業団体を含めた幅広いステークホルダー協議が義務づけられており、地域内のデータセンター建設プ

---

25 研究会　第３回（2024 年５月）資料５（ソフトバンク資料）。

26 研究会　第３回（2024 年５月）資料６（北海道資料）。

27 企業誘致が実現し計画が具体化した後に、申し込み者を変更することで、迅速に増強工事に着手することができるため、検討に要する時間（１年程度要する場合もある）を短縮することが可能。

ロジェクト等は、そうした協議の中で反映された上で、N-DP が策定されていくことが想定されている[28]。

アイルランドには世界的 IT 企業の多くがデータセンターを建設するようになり、国内電力需要に占めるデータセンター需要が高まっている。IEA が 2024 年 1 月に公表したレポートでは、2026 年までにデータセンター需要が国内電力需要の 30%を占めるまで増大するとの予測を示している。

国内の電力不足や停電が懸念されるようになった結果、アイルランドの規制機関は新規のデータセンターの建設を許可しないことも含めて検討を行った結果、新規データセンターの建設は引き続き認めるとした一方で、2021 年以降、新規データセンターの立地については新たな要件を課すことを決定した。

具体的には、①混雑エリアにおける立地であるか否か、②需要に相当する指令可能電源若しくは蓄電池を敷地内に併設するか、③系統運用者から要請された際に出力を抑制するような柔軟性を備えているか、の３つの観点で接続申請を審査することとしている。

電源エリアへの需要の誘導

海外 IT 事業者はデータセンターの電力に脱炭素電源を望む傾向があり、立地に際しても再生可能エネルギーへのアクセスが多い地域が好まれるという指摘がある。

再生可能エネルギーが豊富な地域から高需要地に向けて送電が行われているような送配電ネットワークの場合、電源地域にデータセンターが建設され、電気が消費されるようになることで、超高電圧の送電線の稼働率が減少するなどして、送配電ネットワークへの負荷が減少することが期待される。

2024 年 4 月から導入された発電側課金においては、発電所の立地が送配電ネットワークに与える負担を考慮し、需要地に発電所を建設する際には発電側託送料金（発電側課金）を割り引き、電源地域に発電所を建設する際には割り引

---

[28] 事務局によるドイツ連邦ネットワーク規制庁へのヒアリング結果（2024 年 3 月）。

きを行わないという形で、発電所の立地誘導を図っている。こうした仕組みは、現在、我が国においては発電側のみに措置されている[29]。

一方、英国においては、発電側託送料金と需要側託送料金の双方において、ゾーン別の託送料金が設定されている。高圧需要（ HH（Half Hourly）料金）においては、kW 課金において立地地点に応じた課金額（0～7.6 ポンド/kW）が設定される。家庭料金（NHH(（Non-Half hourly)料金)）においては、kWh 料金に課金額（0～1.07 ペンス）が設定される[30]。

この結果、最も課金額が大きい地域（南西部）は課金されない地域（北部）との比較で、託送料における kW 料金又は kWh 料金は 85%近く高くなる。

こうした託送料金におけるゾーン別料金は設定されているが、英国では地点別の電力コストの違いを料金にさらに反映させるため、卸電力市場のゾーン化を検討している[31]。

---

[29] 2024 年 4 月の発電側課金の導入前は需要地近接性評価割引制度が存在し、供給エリア内において需要地近傍に立地する発電場所から電気を調達し、需要場所に接続供給される場合には、当該接続供給に係る託送料金（送配電ネットワークの利用料金）を一定程度割り引くという制度があった。

[30] 1 ポンドは約 200 円、1 ペンスは約 2 円（2024 年 5 月 28 日現在）。

[31] 事務局による National Grid へのヒアリング（2024 年 3 月）。

図 24　英国の需要側託送料金におけるゾーン別課金額（2023～2024 年）

Table 8 Summary of demand tariffs

Non-locational Banded Tariffs	2023/24 Draft	2023/24 Final	Change
Average (£/site/annum)	92.746325	105.855134	13.108809
Unmetered (p/kWh/annum)	1.0930032	1.2474837	0.1544806
Demand Residual (£m)	2,968.6	3,388.1	419.6
HH Tariffs (Locational)	**2023/24 Draft**	**2023/24 Final**	**Change**
Average Tariff (£/kW)	5.328366	5.589311	0.260945
Residual (£/kW)	0.000000	- 0.000000	- 0.000000
EET	**2023/24 Draft**	**2023/24 Final**	**Change**
Average Tariff (£/kW)	2.667967	2.546101	- 0.121865
Phased residual (£/kW)	-	-	-
AGIC (£/kW)	2.547308	2.547308	-
Embedded Export Volume (GW)	7.641359	7.629109	- 0.012250
Total Credit (£m)	20.386890	19.424484	- 0.962406
NHH Tariffs (locational)	**2023/24 Draft**	**2023/24 Final**	**Change**
Average (p/kWh)	0.256769	0.267067	0.010298

Table 9 Demand tariffs

Zone	Zone Name	HH Demand Tariff (£/kW)	NHH Demand Tariff (p/kWh)	Embedded Export Tariff (£/kW)
1	Northern Scotland	-	-	-
2	Southern Scotland	-	-	-
3	Northern	-	-	-
4	North West	-	-	-
5	Yorkshire	-	-	-
6	N Wales & Mersey	-	-	0.410283
7	East Midlands	-	-	2.051847
8	Midlands	3.046892	0.400584	5.594200
9	Eastern	0.272515	0.037686	2.819823
10	South Wales	6.689801	0.794120	9.237109
11	South East	2.928529	0.402166	5.475837
12	London	4.374542	0.489298	6.921850
13	Southern	5.290615	0.703544	7.837923
14	South Western	7.645707	1.079091	10.193015

※National Grid, Final TNUoS Tariffs for 2023/2024,（2023 年 1 月）から抜粋
託送料金の仕組みの説明は、National Grid（ESO）が公表する”TNUoS in 10 minutes”（2024 年 1 月）による。

製造プロセスの脱炭素化への視点

製造プロセスの脱炭素化は、社会の脱炭素化を行っていく上では不可欠。脱炭素化にあたっては、水素などのカーボンフリー燃料を活用する方法もあるが、エネルギー源を電化した上で、脱炭素電源を組み合わせる方法も有力と考えられる。

他方で、従来製造プロセスの拠点であったコンビナートなどにおいては、高炉や自家発電設備が存在することがあり、外部から大量の電気を受電することを想定していなかった地域もある。

こうした地域において、製造プロセスの脱炭素化を行うためには、送配電ネットワークとの接続を強化することが必要となるケースも考えられる。特に、遠方の接続ポイントまで送電路を敷設する場合、その工期・コストは大きなものになり得る。

こうした場合、送配電ネットワークの利用の観点からは、設備増強以外の手法が存在しないかといった点や、送配電ネットワーク利用時の適切な当事者負担の在り方、利用者間の公平性といった点を踏まえる必要がある。脱炭素化に向けた他の手法などと比較検討した上で、送配電ネットワークへの接続を増強することが様々な観点から合理的とされた場合にどのような対応がとられるべきかという点については、送配電ネットワーク利用政策の文脈だけで検討することは困難であり、脱炭素化社会推進政策や地域政策の文脈からも検討されるべき論点と考えられる。

その上で、設備増強については長期のリードタイムを要することを踏まえて、対応を検討していく必要があるのではないか。

送配電ネットワークの効率的利用

送配電ネットワークの設備増強は、長期のリードタイムを要し、場合によっては大きなコストを伴う。

このため、既存の送配電ネットワークの効率的な利用を促していくことは、新規の局地的電力需要を送配電ネットワークに接続していく上でも、意味のあることである。

また、再生可能エネルギーの増大や火力発電の減少など供給構造が変化していく中で、配電ネットワークのみならず上位系統においても電圧管理の難しさが増大しているなど、課題も生じている。

こうした観点からは、電圧管理やピーク電力発生時以外の需要シフトなど、既存の需要家に対しても、送配電ネットワークの効率的利用を促していくことが重要となると考えられる。

４．EV の充電需要への対応

EV 充電需要の現在

現在、EV は我が国の全自動車保有台数の 1%以下であり、その充電需要が送配電ネットワークに影響を及ぼしているという状況にはない。

一方、EV の充電が送配電ネットワークに与える影響は諸外国において懸念され、多くの議論が行われている。諸外国においても、自動車保有台数の全体に占める電気自動車の比率は未だに限定的ではあるが、一部のエリアで集中的に電気自動車が普及し利用される場合を念頭に、送配電ネットワークへの影響が懸念されている[32]。

我が国においても、乗用車について、2035 年までに、新車販売で電動車（EV、FCV、PHEV、HEV）100%を実現することを目標にしており、EV（BEV）や PHEV についても今後増加していくことが見込まれる。

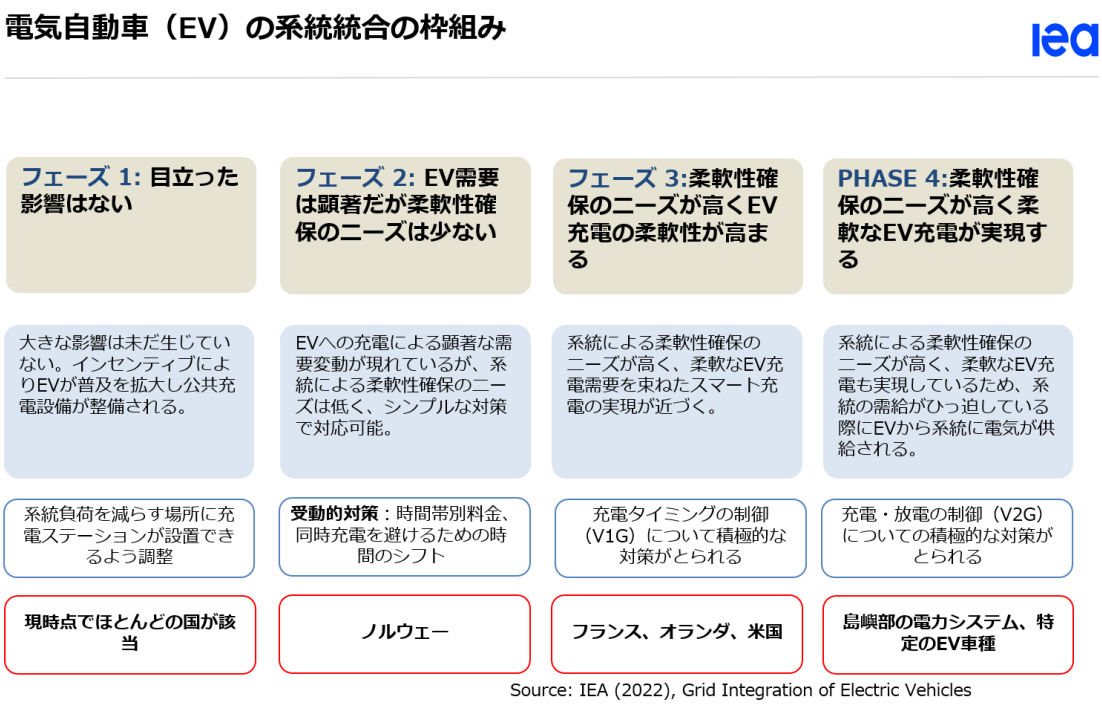
IEA は、EV への充電は、ほとんどの国において、現時点で送配電ネットワークへの影響を生じさせていないとしつつ、EV の普及が進むノルウェーなどにお

---

[32] 例えば、米国ハワイ州オアフ島では、カハラ地区で集中的に EV が普及しており、EV の増加による送配電ネットワークへの対策費の抑制のため、地元電力会社が送配電ネットワークへの負担を抑えるような EV の充電運用方法について、模索を始めている。（研究会　第 1 回（2024 年 3 月）東京電力ホールディングス資料）他方、我が国の状況については、例えば、一般社団法人次世代自動車振興センターの「都道府県別 補助金交付台数（EV・PHV・FCV・原付 EV）」から経済産業省(次世代自動車振興センター)が実施している補助金交付状況（EV）の都道府県別データを抽出し、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」の都道府県別世帯数で除した数字をみると、2022 年度に EV を導入した世帯数が多かったのは、岐阜県、岡山県、滋賀県、佐賀県、大分県の順となっている。上位県が地理的に分散していることや、上位県についても全国平均のそれぞれ 168～152%程度であることから、特定の都道府県や地域に集中して EV の導入が進んでいるとまでは言えない。逆に、少ない順では北海道、青森、沖縄、秋田、岩手、宮城であり、全国平均 22～73%となっている。2022 年度単年度のデータながら、北海道、東北、沖縄では EV 導入台数が少ない傾向が見受けられる。

いては、EV 充電がもたらす需要変化は顕著に現れているとしている。同時に、EV の普及段階が進むにつれて、各国は EV の送配電ネットワークへの影響を緩和し、送配電ネットワークと統合する方策を見いだしていくとしている。

図 25　IEA が示す EV の送配電ネットワークとの統合段階



研究会（第２回）（2024 年４月）資料４（IEA 資料）を基に研究会事務局作成

EV が搭載する蓄電池の容量は、10kWh 程度の蓄電池を搭載するものから 100kWh を超える蓄電池を搭載するものまで様々である。車種によって 1kWh あたりの走行距離は様々であるが、7km/kWh と仮定すると、国内における乗用車の１日あたり平均走行距離（平日：20km／日、休日：28km／日）を走行するために必要な電気の消費量は 3～4kWh である。

EV のユーザーは、一般に、「日常生活の中で、自分の都合で行きたい場所に移動し、都合の良い場所で充電したい」という行動様式をとるものと考えられる。家庭用乗用車の場合は、基本的には住宅で基礎充電を行い[33]、商業施設等

33 自宅車庫に充電設備を保有していないユーザーも一定数存在する。

で買い物等を行う合間に充電し、遠距離を走行する際には高速道路のサービスエリアや道の駅などの経路上で充電する、といった行動様式をとることが考えられる。

ユーザーが短時間で充電したいと考える場合には急速充電設備が好まれ、比較的時間がかかっても構わないと考える場合には、普通充電設備が選択されるものと考えられる。

図 26　今後の充電器設置場所についての Web アンケート結果

	回答数	%
1．高速道路SA、PA	163	39.6
2．コンビニ	241	58.5
3．自動車ディーラー	121	29.4
4．道の駅	146	35.4
5．ショッピングセンター、スーパー	234	56.8
6．自治体施設	145	35.2
7．ガソリンスタンド	165	40.0
8．その他	14	3.4
全体	412	100.0

「今後充電器が設置・増強されたらいいと思う場所はどこですか。（いくつでも）」との質問に対する回答結果。2021 年が e-mobility Power が WEB 調査で実施。
研究会（第２回）（2024 年４月）資料６（株式会社 e-Mobility Power 株式会社資料）を基に研究会事務局作成

普通充電と急速充電

EV への充電設備は、普通充電器の場合は一口の出力が３～６kW であり、急速充電器の場合は、15kW 程度のものから 90kW を超えるものまで様々である。普通充電器も急速充電器も配電ネットワーク（低圧：100～200V、高圧：6,600V）に接続されると考えられるが、普通充電器は低圧線に、急速充電器は

高圧線に接続されることが想定され、送配電ネットワークへの影響も異なると考えられることから、それぞれ分けて検討することが必要である。

加えて、EV の車種によっても充電性能が異なる。小型の電気自動車やプラグインハイブリッド車（PHEV）の場合、50kW 程度までが急速充電の最大値の目安となる。大型の電気自動車については、150kW 超といった、より高圧の急速充電が利用可能なものもある。なお、日本においても高出力の公共用急速充電器が今後増加する見込みである[34]。

図 27　充電器の種類

出所：充電インフラ整備促進に向けた指針　参考資料　（2023 年 10 月）

EV には車種により充電性能が異なるが、一般的に、最大出力での充電は蓄電池の残容量（SoC：State of Charge）が少ない場合にのみ可能である。充電が

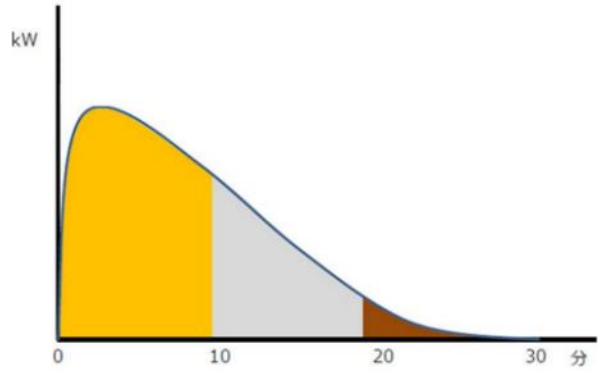
34 経済産業省の充電インフラ整備補助事業においても、公共用の 90kW 以上の高出力である急速充電器設置に対する補助率・上限額を引き上げている。

進むにつれて、充電出力は低下していくため、充電器が使用する電力も低下していく。

急速充電器についても、最大出力で充電している時間帯は限られている。また、前述のとおり、小型の EV への充電の際には、EV の充電性能よりも急速充電器の最大出力の方が大きいこともある。

また、一部の急速充電器においては、一つの充電器から複数の充電口を同時に利用可能（パワーシェアリング）としているものもある。複数口を合算した最大出力は、急速充電器の最大出力の範囲内となるように配分される。

図 28　時間あたりの充電出力イメージ



充電インフラ整備促進に向けた指針　参考資料から加工（2023 年 10 月）

急速充電の普及と送配電ネットワーク

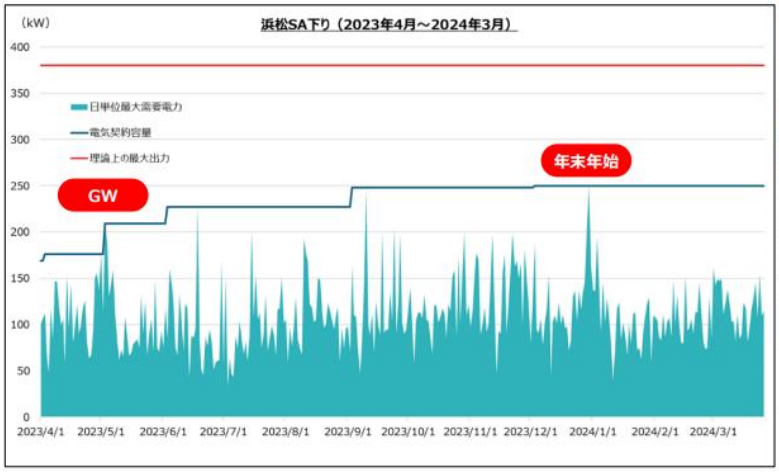
前述の EV ユーザーの行動様式を勘案すれば、家庭の車庫や宿泊施設の駐車場、比較的長期間の停車が見込まれる観光地や商業施設等では普通充電器が普及し、高速道路のサービスエリアやコンビニ、道の駅では急速充電器が設置されるといった傾向になることが想定される。

今後、EV の普及が進み、急速充電器の設置数が増加するともに高出力化が進んだ場合等には、急速充電器による合計出力が増加する可能性もある。

もっとも、我が国においては、充電性能の高い大型の EV だけでなく、小型 EV も含めて様々なタイプの EV が利用されていること、EV など蓄電池への充電

特性から最高出力での充電は限られた時間にとどまることなどから、高出力の急速充電器が複数台設置されたとしても、台数に比例して最高出力が増大する可能性は低い。

図 29　浜松 SA における充電器の稼働状況



主な設備	数量	設備性能
ニチコン製 急速充電器	1基 6口	200kW
ABB製 急速充電器	1基 2口	180kW

浜松 SA（上り・下り）は、8 台が同時に充電可能であり、現時点で国内最大の高速道路充電スポット。充電設備の最大出力は 380kW であるが、2023 年 3 月以降の 1 年間での最大出力は 250kW であった。研究会（第 2 回）（2024 年 4 月）資料 6（株式会社 e-Mobility Power 株式会社資

急速充電器が今後増加したとしても、前述のとおり、最大出力が発生する時間帯は限られると考えられる。また、最大出力が増加するほど託送料金の基本料金（kW 料金）を含む電気料金が増大するため、短時間の最大出力発生に備えて契約容量を設定した場合には、急速充電提供事業の採算性も低下すると考えられる。このため、同一敷地内での充電管理も重要となる。

配電ネットワークが網の目のように張り巡らされている需要密度が高い地区においては、需要を配電線間で割り振ることが可能なケースもあり、需要の増加に対して速やかに対応できる柔軟性が備わっているものと考えられる。

他方で、需要密度が低く、配電用変電所から伸びる特定の配電フィーダー線から供給を受ける地区において、終端部に需要が接続された場合には、高需要

密度地区におけるような需要増加への柔軟性は期待しにくい。1 本の配電フィーダーの容量は 4MW 程度と考えられ、急速充電のステーションの規模が配電フィーダーの容量と比較して相当程度に小さい場合には、大きな問題にはなりにくいが、急速充電器の合計出力が大きい場合には、容量面からの問題が生じることも考えられる。

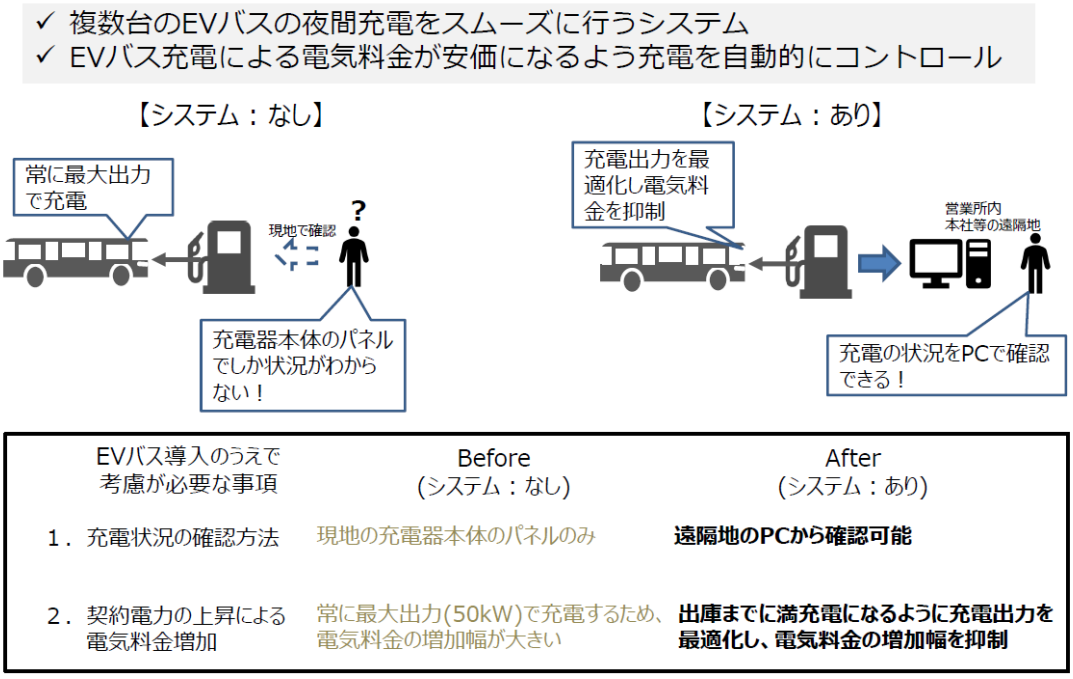
容量面の課題に加えて、電圧変動対策も重要となる。急速充電器からの出力が大きく変動する場合には、同一配電フィーダーに接続される他の需要家への供給電圧が変動する可能性がある。託送供給等約款上も、接続させる需要が大きな電圧変動を生じさせる場合には、電圧変動対策をとることを求めている。こうした場合には、需要家の負担において調相設備を設置することが考えられるが、急速充電器の普及支援策としてこうした調相設備への支援を行っていくことも考えられる。

（参考）電気自動車バス車庫における充電管理

複数台の電気自動車バスを運用する路線バスの車庫などにおいては、バスが入庫する時間帯が重なった場合、充電タイミングが重複し、充電器の合計最大出力が増大する可能性がある。この場合、契約電力を増加させる必要があり、電気自動車バスへの充電に係るコストが増加する。

東京電力 HD では、こうしたケースにおいてピーク出力を抑制するための充電管理システムの構築に向けて、実証事業を行っている。こうした取組は、ユーザーにとっては電気料金負担の削減につながるのみならず、送配電ネットワークへの影響を緩和することにつながる。

図 30　電気自動車バス車庫における充電管理



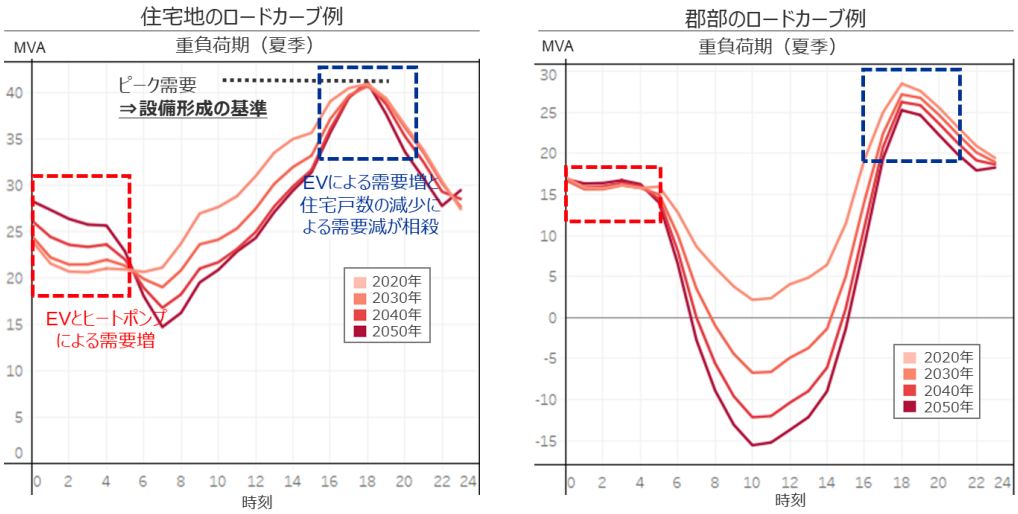
出所：研究会（第１回）（2024 年３月）資料６（東京電力ホールディングス資料）

普通充電の普及と送配電ネットワーク

EV への普通充電器の最大出力は３～６kW 程度であり、一般家庭の契約電力（30A～60A）と同程度である。

現在、一般家庭の電力ピークは夕方の時間帯であり、この時間帯に EV への普通充電が増加するといったことがなければ、送配電ネットワークへの影響は当面発生しない。また、低圧需要は、人口減少に伴う世帯数減少により、中長期的には減少傾向にあるため、ピーク時間帯（点灯時間帯）に EV への普通充電が若干増加したとしても、需要減少と相殺される範囲の増加であれば、送配電ネットワークへの影響は発生しないと考えられる。

図 31　EV の普通充電が配電ネットワークに与える影響についての試算例



研究会（第 1 回）（2024 年 5 月）において中部電力パワーグリッドが紹介した試算例。2050 年にかけての人口減少が見込まれており、EV による需要増が深夜帯などピーク時間帯を避けて発生した場合には、ピーク時間帯での充電が若干増加したとしても、ピーク需要は現状よりも増大せず、送配電ネットワークの増強は不要であるとの試算になっている。ただし、この試算は、EV による需要増がピーク時間帯を避ける形で増大する試算となっていることに注意が必要である。

研究会では、いくつかの需要家のサンプルについての充電パターンが紹介され、これらの需要家サンプルにおいては、EV への充電がピーク時間帯（点灯時間帯）を避けて行われていることが見受けられる。

例えば、ヒートポンプ給湯機を導入しているオール電化世帯の例では、EV への普通充電は 24 時から 4 時頃にかけて行われ、当該家庭におけるピーク電力は、EV への普通充電終了後の早朝（調理時間帯とヒートポンプ給湯機が同時に稼働した時間帯）に発生している。

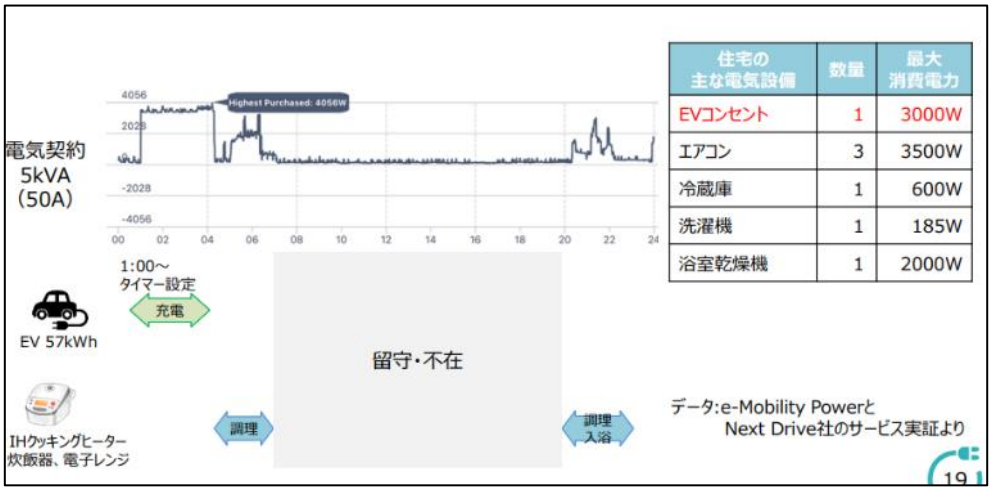
また、オール電化家庭ではない世帯の例では、世帯の契約電力の範囲内に収まるように、他の電気機器の稼働が少ない深夜時間帯に充電を行っている例が紹介された。

今後、EV が普及した際に、こうした充電パターンをとる世帯が一般的となった場合には、送配電ネットワークへの負担増加は回避できる可能性がある。

図 32　オール電化家庭における EV への充電状況の一例

研究会（第２回）（2024 年４月）資料６（株式会社 e-Mobility Power 株式会社資料）

図 33　非オール電化家庭における EV への充電状況の一例



研究会（第２回）（2024 年４月）資料６（株式会社 e-Mobility Power 株式会社資料

一方で、フランスの調査においては、充電タイミングをコントロールしていると回答した EV ユーザーは 2023 年９月調査で 26%であり、前年よりも９ポイント低下したとしている。また、充電頻度は４日に１回以下であると回答した

EV ユーザーは 52%となっている。フランス規制当局（CRE）は、ユーザーによる充電の管理を奨励することが不可欠としている[35]。

我が国においても、EV が今後普及した際に、大多数の EV ユーザーがピーク時間帯（点灯時間帯）を避けて充電を行うかは注視する必要がある。

仮に、周辺低圧需要家のピーク時間帯（点灯時間帯）の需要がまとまって押し上げられた場合には、柱上変圧器の交換など、配電ネットワークの増強が必要となる可能性がある。

EV への充電タイミングのシフト

電気自動車のユーザーの充電タイミングをシフトさせる方法として、料金等によりユーザーの行動変容を促す方法と、送配電ネットワークの運用者が直接制御する方法が考えられる。

また、料金等にユーザーの行動変容を促す場合においても、ユーザーが料金変動に応じて充電器を操作することが必要であった場合には、煩雑さのために行動変容が生じない可能性があり、アプリの活用などユーザーが煩雑さを感じずに行動変容が可能となる仕組みも重要となる。

EV への充電に限った実証実験ではないが、家庭用蓄電池や EV を活用したディマンドレスポンス実証実験においては、普段は AI 制御で充放電を行いつつ、需給の厳しい時間帯に遠隔で充放電を行う取り組みも行われている。また、需要家が手動で充電タイミングを切り替える試験も行われたが、タッチパネル等で手軽に充電時間を変更できる場合には、顧客の側で煩雑さを感じることは少なかったという報告がある[36]。

---

[35] フランス規制当局（CRE）レポート RAPPORT Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique （2023 年 12 月） 図 15 及び 48 ページ。

[36] 第 4 回　研究会（2024 年 6 月）資料 4 （九州電力資料）。

（参考）英国の小売電気事業者が提供する料金プラン

英国においては、電気自動車を所有するユーザーを念頭に、通常料金プランよりも大幅に安く夜間料金を提供する小売電気事業者も登場している。

この小売電気事業者においては、顧客がスマートフォンのアプリ上で電気自動車の充電時間帯を指定すると、電力会社側が充電器を制御し、顧客の指定した時間内で充電が完了するように充電タイミング等を制御するというサービスを提供している。

この小売電気事業者では、夜間の安価な電力を活用するとともに調整力市場、容量市場等からも収益を受けることで、顧客に対して通常料金よりも 7 割も割安な料金（0.26 ポンド/kWh→0.075 ポンド/kWh）を提供している[37]。

充電タイミングの制御

EV への充電タイミングの制御に関しては、ユーザーが一直接操作するだけでなく、充電器が小売電気事業者や一般送配電事業者など、遠隔から指令を受け、充電タイミングを制御する方法が考えられる。また、充電器ではなく、電気自動車本体に対して小売電気事業者や一般送配電事業者などが遠隔から指令を行うことも考えられる。

我が国で普及している急速充電器の規格である CHAdeMO[38]では、双方向充電に対応する仕組みも備えている。なお、送配電ネットワークや小売事業者等からの指令を受けとるためには、OCPP や OpenADR 等の通信プロトコルを活用した制御システムの構築や専用のデバイスを設置する必要がある。我が国において

---

[37] 研究会（第 2 回）（2024 年 4 月）資料 5（Octopus Energy 資料）。同社は風力発電事業も行っており、夜間時間帯の自社発電を活用するほか、英国で開設されている様々な調整力市場や容量市場からの収入も活用することで、安価な夜間電力の提供を可能にしているとの説明があった。

[38] V2H 機器等が搭載。

も、CHAdeMO 等を活用して小売電気事業者が遠隔指令を行い、安価な電気料金を提供するサービスを行っている事例がある（株式会社エネットは法人向けの EV 充電制御機能を活用したサービスを展開している[39]）。ただし、現時点では事例が少なく、広く普及している段階とは言いがたい[40]。

また、電気自動車等を活用して調整力を提供する仕組みについては、2026 年度から、低圧リソースについても需給調整市場への参入が可能となる方向で検討が進められている。

なお、諸外国では充電器に対して一定の規制を課す例も見られる。

英国では、EV スマート充電規制が 2021 年 12 月に制定され、2022 年 6 月 30 日以降に国内で販売される家庭用・職場用の普通充電設備は、スマート機能を備え、ピーク時間帯以外での充電をデフォルトで設定することとなっている[41]。

ドイツでは、2024 年 1 月から、原則として、家庭用の EV 充電器の設置の際には、緊急時に配電事業者から停止指令を受けられるような仕組みを具備することが求められるようになっている（ただし、経過規定が存在する）[42]。

なお、EV や充電器が遠隔から指令を受けられる仕組みを具備することについて、各国がそれぞれ仕組みを構築するなどして、複数の通信規格に対応しなければならなくなった場合には、機器の製造コストが上昇するおそれがあるとの指摘もある。

---

[39] 第４回　研究会（2024 年６月）資料３（エネット資料）。

[40] 背景として、システム構築に一定の費用を要すること、EV ユーザーの充電需要が大きくないこと、需給調整市場への参入などが現時点で困難であること、夜間に発電する安価な変動再エネ（風力）が多くないことなどが考えられる。

[41] 第 39 回省エネルギー小委員会（2023 年３月）資料３（電力中央研究所資料）

[42] 事務局によるドイツ連邦ネットワーク規制庁へのヒアリング（2024 年 3 月）

時間帯別料金による充電タイミングの誘導

時間帯別料金などの料金設定の工夫や新たなサービス[43]を設定することで、EV ユーザーを含め需要家の行動変容を促し、安価な時間帯に充電タイミングを誘導することも考えられる。

ヒートポンプ給湯機や EV を保有している世帯を念頭に、昼間に割安となる料金プランを設定したところ、そうした料金プランに加入した需要家全体のロードカーブは夜間ピークから昼間ピークに移行したという報告もある[44]。

電気の使用者が時間帯別料金を利用するためには、使用時間と使用電力量を記録できる、いわゆるスマートメーターが設置されていることが必要となる。我が国は 2014 年度からスマートメーターの設置が始まっており、2024 年度末の全数設置を目指して[45]電力メーターの更新作業が行われている。2025 年度以降は、新たな「次世代スマートメーター」の設置が進められていく予定である。

我が国の託送料金においても時間帯別料金が設定されており、小売電気事業者が申し込み可能であるが、全数が時間帯別の託送料金となっているわけではない。

なお、欧州においては、スマートメーターの普及が進んでいる国において、時間帯別託送料金が設定されている国があるが、そうした国においては、基本的に全需要家に対して時間帯別託送料金を導入している（スマートメーター未導入の需要家を除く）。

---

43 受動的な行動変容だけでなく、ディマンド・レスポンスへの参加など、EV ユーザーが積極的に行動変容を起こすためのインセンティブを付与することも考えられる。

44 第４回　研究会（2024 年 6 月）資料４（九州電力資料）。

45 沖縄電力管内は 2024 年度末に全数設置予定。沖縄電力以外の一般送配電事業者管内では、2023 年度末までに全数設置が完了済み。

表 3　2022 年時点でのスマートメーターの設置率（欧州）

99%以上	スウェーデン、デンマーク、フィンランド、エストニア、スペイン、ノルウェー
95～98.0%	ルクセンブルグ、ラトビア、イタリア
90～94.9%	フランス、マルタ、スロヴェニア
50～89.9%	オランダ（88.7%）、ポルトガル（73.0%）、オーストリア（68.4%）、英国（56.0%）、アイルランド（56.0%）
5～49.9%	ベルギー（22.4%）、クロアチア（19.0%）、ポーランド（18.7%）、スロバキア（15.1%）、リトアニア（12.3%）、ハンガリー（7.3%）

＊ドイツ、ブルガリア等は記載なし
ACER - CEER Energy Retail and Consumer Protection 2023 Market Monitoring Report (2023 年 9 月)から研究会事務局作成

注　ドイツは 2023 年 4 月にスマートメーター関連の法令を改正。2030 年までに 95%の需要家（年間 6,000kWh 又は電気自動車充電器設置）についてスマートメーターが設置可能な状態になることを定めた。同時に、全ての電力会社に対し、2025 年から、市場連動型の電気料金プランを義務付け
（出所　JETRO ビジネス短信　0e3bb4fcd247b6da）

なお、米国のスマートメーター設置率は 2021 年時点で 68.3%。（出所 FERC 2023 Assessment of Demand Response and Advanced Metering (2023 年 12 月)）

表 4　欧州における時間帯別託送料金の導入状況

導入済：　オーストリア、ベルギー、クロアチア、チェコ、デンマーク、エストニア、フィンランド、フランス、ギリシャ、アイルランド、ラトビア、リトアニア、マルタ、オランダ、ノルウェー、ポーランド、ポルトガル、スロヴァキア、スロヴェニア、スペイン、スウェーデン

１．下線ありの国は送電料金及び配電料金に時間帯別託送料金を導入している国。下線なしの国は配電料金のみに時間帯別託送料金を導入している国。ギリシャ、ベルギーは kW 課金にのみ時間帯別料金を適用。

２．導入国は、基本的に全需要家に対して時間帯別託送料金を導入。（スマートメーター未導入の需要家を除く。フィンランド、スウェーデンは全需要家が対象か否かを ACER に未回答。）

未導入：　ブルガリア、キプロス、ドイツ、ハンガリー、イタリア、ルクセンブルク、ルーマニア

参考：導入済みの国のピーク時間
昼間～夕方をピーク時間とする国：　オーストリア、ベルギー、クロアチア、フィンランド、ラトビア、マルタ、スロヴェニア
朝・夕方をピーク時間とする国：　エストニア、ラトヴィア、ポーランド、ポルトガル、スペイン
夕方のみをピーク時間とする国：　アイルランド
電力会社によって異なる国：　　フランス、ノルウェー、チェコ

ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe (2023 年 1 月)、59 ページ～61 ページ、123～131 ページに基づき研究会事務局作成

表 5　フランスの託送料金の例（低圧託送料金：HV-A1-LTU）

フランスの託送料金（年額）の使用料金（CS）の計算方法について、概要は以下のとおり。
kW 料金：ピーク時間帯の契約電力 kW に最も高い係数が乗じられる。非ピーク時間帯にピーク時間帯よりも大きな契約電力を設定することも可能となっており、その場合には追加料金が発生していくが、追加料金の kW 単価はピーク時間帯のものよりも抑えられる。
kWh 料金：使用時間帯によって課金額が変わっていく。
なお、使用料金以外にも、業務料金やメーター設置料金などの契約一口あたりの料金が加算される。

年間託送料金＝業務料金（CG）（425.64 ユーロ／年）＋メーター設置料金（CC）（312.12 ユーロ／年）＋使用料金（CS）

$$CS = b_1 \times PS_1 + \sum_{i=2}^{5} b_i \times (PS_i - PS_{i-1}) + \sum_{i=1}^{5} C_i \times E_i + \sum_{12month} \sum_{i=1}^{5} 0.04 \times b_i \times \sqrt{\sum_j (P_j - PS_i)^2}$$

i ： 時間帯

b_i: 時間帯iにおける kW 重み付け係数

PS_i ：時間帯iにおける契約最大電力

C_i: 時間帯iにおける kWh 重み付け係数

E_i: 時間帯iにおける年間平均 1 時間あたり使用電力量（kWh）

P_j: 時間帯jにおける契約出力からの超過 kW（10 分間平均に換算）

j ： 時間帯iにおける超過 kW （10 分間平均に換算）の集合

0.04: 重み付け係数

	時間帯 1 12～2月の平日9時～11時、18時～20時	時間帯 2 11月～3月の平日7時～23時（時間帯 1 を除く）	時間帯 3 11月～3月の平日23時～7時及び土日休日（全日）	時間帯 4 4月～10月の平日7時～23時	時間帯 5 4月～10月の平日23時～7時及び土日休日（全日）
b_i（ユーロ／kW／年）	19.36	18.26	13.85	9.71	4.15
C_i（ユーロ／kWh／年）	2.80	2.11	1.38	0.89	0.77

RTE, “TURPE6 Tariff Setting of Network：Understanding Tariff for Consumers and Generators” 2021 年版 から研究会事務局作成

表 6 託送料金における時間帯別料金（kWh 料金単価部分）

（円/kWh）

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
特別高圧		昼間	0.97	1.01	0.94	0.92	0.87	0.86	0.73	0.78	1.34	3.61
		夜間	0.87	0.91	0.89	0.85	0.80	0.81	0.69	0.76	1.21	3.00
高圧		昼間	2.29	2.26	1.93	2.39	1.88	2.45	2.57	2.21	2.79	5.02
		夜間	2.00	1.88	1.75	2.00	1.66	2.09	2.30	1.82	2.40	4.14
低圧	電灯	昼間	8.27	9.23	7.36	8.43	7.16	8.13	9.52	9.50	8.26	12.53
		夜間	7.43	7.85	6.64	7.29	6.45	7.07	8.65	8.11	7.44	10.46
	動力	昼間	4.42	9.21	4.79	6.49	4.90	4.97	6.36	6.44	5.84	8.23
		夜間	4.02	7.85	4.35	5.64	4.43	4.37	5.80	5.51	5.29	6.90

※昼間時間は 8 時から 22 時まで（沖縄電力は 9 時から 23 時まで）の時間であり、日・祝日、GW、年末年始は除く。夜間時間はそれ以外の時間。

金額は税込み。kW 料金は通常の託送料金（時間帯別ではないもの）と同一。

表 7　託送料金のピークシフト割引（需要増加時の kW 料金の割引）

契約電力を増加させる際に、割引対象時間帯に最大電力を移行させた場合には、契約電力に対応する kW 料金から一定の割引額が適用される。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
割引対象範囲		夜間時間、土曜日、4,5,6,9,10月の8-16時、再エネ出力抑制の可能性または要請を公表した日時	夜間時間、4,5月の土曜日の8-16時、再エネ出力抑制の可能性または要請を公表した日時	夜間時間、土曜日、4,5月の8-16時、再エネ出力抑制の可能性または要請を公表した日時	夜間時間、4,5月の8-16時、10,11月の土曜日の8-16時、再エネ出力抑制の可能性または要請を公表した日時	夜間時間、4,5,6月の土曜日の8-16時、再エネ出力抑制の可能性または要請を公表した日時	夜間時間、4,5,10,11月の土曜日の8-16時、再エネ出力抑制の可能性または要請を公表した日時	夜間時間、4,5,10,11月の土曜日の8-16時、再エネ出力抑制の可能性または要請を公表した日時	夜間時間、4,5,10,11月の土曜日の8-16時、再エネ出力抑制の可能性または要請を公表した日時	夜間時間、土曜日、4,5,10,11月の終日、再エネ出力抑制の可能性または要請を公表した日時	夜間時間、1,2,3,4,11,12月の土曜日の9-17時、再エネ出力抑制の可能性または要請を公表した日時
特別高圧	割引額(円/kW)	427.90	388.30	359.89	212.30	486.20	264.00	326.70	382.80	409.75	401.62
高圧	割引額(円/kW)	673.20	600.60	555.80	278.30	635.80	397.10	559.90	534.60	470.28	606.85

※１：金額は税込み。

※２：夜間時間は 22-8 時(沖縄電力は 23-9 時)および日曜日・祝日・GW・年末年始の 0-24 時。

※３：ピークシフト割引は、昼間時間から夜間時間への負荷移行やピークカットを目的に、計画的な負荷移行に取り組みやすい需要規模の大きい高圧・特高の需要者を対象としており、低圧は対象としていない。

表 8　エリアごとの時間帯別託送料金の割合

				北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
特別高圧		時間帯別託送料金適用割合	口数	33.33%	33.19%	42.01%	45.91%	25.34%	19.67%	34.00%	42.86%	41.37%	29.81%
			契約電力	51.12%	62.77%	49.70%	57.80%	39.35%	33.12%	53.75%	56.83%	59.65%	56.09%
		ピークシフト割引適用割合	口数	2.75%	0.62%	0.72%	0.27%	0.00%	0.09%	0.67%	0.99%	2.68%	2.88%
			kW	24.42%	7.58%	3.80%	0.14%	0.00%	0.01%	1.27%	0.37%	7.02%	16.81%
高圧		時間帯別託送料金適用割合	口数	7.35%	22.38%	17.04%	22.94%	10.77%	18.81%	8.25%	7.19%	43.02%	5.04%
			契約電力	6.08%	27.10%	19.59%	16.41%	11.72%	16.92%	10.82%	11.58%	39.57%	6.39%
		ピークシフト割引適用割合	口数	0.64%	0.56%	0.04%	0.13%	1.22%	0.09%	0.16%	0.03%	0.10%	0.05%
			kW	1.07%	1.06%	0.03%	0.16%	0.96%	0.06%	0.17%	0.14%	0.13%	0.13%
低圧	電灯	時間帯別託送料金適用割合	口数	17.75%	26.83%	29.85%	42.74%	33.70%	81.93%	33.32%	31.43%	90.10%	11.07%
			契約電力	26.58%	36.48%	31.59%	44.48%	46.84%	80.68%	49.79%	46.99%	87.68%	–※6
	動力	時間帯別託送料金適用割合	口数	0.97%	1.91%	1.69%	8.32%	0.45%	11.93%	0.51%	1.39%	47.41%	6.25%
			契約電力	1.51%	2.89%	1.83%	11.25%	0.62%	14.29%	0.82%	3.16%	43.76%	3.74%

1．2024 年 4 月時点実績。

2．「時間帯別託送料金適用割合」は、標準接続送電サービスと時間帯別接続送電サービスの合計に占める時間帯別接続送電サービスの割合（時間帯別接続送電サービスを選択している割合）を示している。なお、時間帯別接続送電サービスは標準接続送電サービスとの選択制（臨時接続送電サービス・電灯定額接続送電サービス・従量接続送電サービスは時間帯別料金との選択制ではない）。

3．「ピークシフト割引適用割合」の「口数」は、標準接続送電サービスと時間帯別接続送電サービスの合計に占めるピークシフト割引の適用割合を示している。「kW」はピークシフト割引を適用していない地点を含む標準接続送電サービスと時間帯別接続送電サービスの合計 kW に占めるピークシフト電力（割引対象 kW）の割合を示している。なお、ピークシフト割引は標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用している地点にのみ適用可能。

4．離島供給及び最終保障供給を受けている地点は含んでいない。また、臨時接続送電サービス、電灯定額接続送電サービス、従量接続送電サービスは含んでいない。

5．沖縄エリアは、託送契約以外に沖縄電力株式会社の小売契約の数値を含む。

6．沖縄エリアは、電灯標準接続送電サービスおよび電灯時間帯別接続送電サービスの基本料金を口数単位で定めているため、契約電力を設定していない。

EV の需給調整リソースへの活用

EV の蓄電池への充電タイミングを調整することで、送配電ネットワークにおける調整力として活用できる（Grid to Vehicle（V1G））。さらに、EV から送配電ネットワークに逆潮させることで、ピーク容量として活用できる（Vehicle to Grid(V2G)）。V1G や V2G を活用することで、送配電ネットワークの効率的活用や、需給ひっ迫の緩和が可能になる可能性もある。

EV への充電タイミングの制御のインフラが整い、送配電ネットワークの効率的活用や、需給ひっ迫の緩和に資する時間帯への需要誘導が効果的に行われるよう、調整力供出に対する対価の支払いや、新たな時間帯別料金などの設定がなされれば、V1G や V2G についても、普及に弾みがつく可能性がある。また、再生可能エネルギーが抑制されるような時間帯に充電を誘導することにより、再生可能エネルギーの有効利用にもつながることも考えられる。

５．まとめ

局地的電力需要増加に対する基本的考え方

本研究会では、データセンターや製造プロセスの脱炭素化に伴う需要、EV や蓄電池の充電に伴う需要など、局地的に増加することで送配電ネットワークに影響を及ぼす可能性がある電力需要について、取り得るべき対応も含めて検討した。

送配電ネットワークは、特に送電線の建設などの設備増強を伴う場合には、長期間のリードタイムを要し、時には大きな費用が発生する。また、送配電ネットワークは固定的費用が大半を占め、設備容量の範囲内では、利用率を高めても追加費用はほとんど発生しないという特性を持つ。

このため、①設備増強を行う際には、リードタイムや費用を考慮して計画的に行う、②既存ネットワークを極力効率的に活用する、の２つの観点を持つことが、本問題を考えていく上で決定的に重要である。

また、新たに発生する需要についても、料金などのインセンティブによる行動変容や、需要家に対する適時の情報提供、デジタル技術を活用した需要の制御技術などで、一定程度の需要を誘導することができるという可能性も視野に入れて、対応策を検討していくべきである。

その上で、再生可能エネルギーの導入量拡大など、供給構造の変化も踏まえた電力システム全体の総合的な視点からの対応をとっていくべきである。

大規模需要についての考え方

データセンター等の大規模需要については、送配電ネットワークの受電のために長距離の電線路を敷設することになった場合には、長期間のリードタイムと多額のコストが発生する。特に、長期間のリードタイムを要した場合、需要家にとってはビジネスチャンスを失いかねない。

このため、送配電ネットワークの空容量が存在する適地を示し、大規模需要を誘導するという発想が不可欠となる。現在、一般送配電事業者によって取組が進められているウェルカムゾーンマップなどの情報開示は、さらに充実させていくことが望まれる。

また、工業団地の造成などで企業誘致を行う場合にも、送配電ネットワークの設備能力を確認しながら行っていくことが望まれる。送配電ネットワークの増強には、工事などで地元との調整が発生することも多いため、レベニューキャップの事業計画策定時のステークホルダー協議などの機会を通じて、地域コミュニティが一般送配電事業者とのコミュニケーションをとっていくことが望まれる。企業誘致主体が、電力契約を申し込み、設備増強に向けた調査を進めることも考えられる。

一般送配電事業者においても、需要の増加が見込まれる場合には、レベニューキャップ制度の事業計画を策定し、需要増加地点に対して比較的迅速に電力供給を行うことができる。この点、近年、データセンターが集中立地する千葉県印西地区に対して、東京電力パワーグリッドが比較的短期間で大規模な設備増強を行った事例は参考になる。

なお、送配電ネットワークの効率的利用を既存需要家が行うことで、送配電ネットワークの負担を下げることもできる。託送料金における時間帯別料金の活用や、電圧管理のための諸制度の現状に合わせた見直しなども、新規需要への対応に資する可能性がある。

さらに、その先の検討としては、大規模需要を活用した潮流調整用 DR といった考えもあり得る。

EV などへの充電需要についての考え方

EV やヒートポンプ給湯機、定置型蓄電池のような充電タイミングを調整可能な設備については、今後普及が進んだ段階において、ピーク時間帯に同時に充

電を開始するような運用がなされる場合には、配電ネットワークに影響が生じる可能性がある。

現時点においては、これら機器が配電ネットワークに影響を与えている段階にはなく、近い将来にそうした問題が確実に顕在化するものではないが、ピーク時間帯に充電が集中することがないような工夫が必要である。諸外国においても、こうした問題を念頭に現時点から取り組みに着手している。

ユーザーの行動変容を料金面から促す上では、時間帯別料金の活用を促すことが重要。また、電気自動車やヒートポンプ給湯機の特性を活かして調整力市場からも収入が得られる環境を整えていくことは、より安価な料金を実現することで、行動変容を促進させる可能性がある。こうした点は、電気自動車のみならず、ヒートポンプ給湯機や家庭が設置する定置型蓄電池にも当てはまる。

充電設備又は電気自動車本体において、遠隔からの指令を受けられる仕組みは、充電設備や電気自動車がそうした仕組みを整えるコストや、とりわけ複数の通信規格に対応するコスト等については留意が必要であるものの、上記のような環境をつくりだす重要なインフラとなる。

一つの充電ステーションや駐車場において複数台の電気自動車が充電する場合、ピーク出力を抑制する上でも、また、急激な出力変化による送配電ネットワークの電圧変動を抑制する上でも、敷地内の充電機器の出力管理や電圧変動対策が重要となる。

また、一般送配電事業者においては、需要家に対して早期に予見可能性を与えるため、中長期的には配電レベルでの空き容量マップを公開することも効果的となり得る。

託送料金メニューについての考え方

託送料金（需要側託送料金）は、電気料金全体に占める割合は３割程度であるが、需要家の行動変容を一定程度促すことができる可能性がある。とりわ

け、一般送配電事業者にとっては、需要家の行動変容を働きかける上で最も重要なツールとなる。

我が国の託送料金においては、街路灯などに適用される定額料金などを除き、家庭や大規模需要家に対しては基本料金（kW 料金）と従量料金（kWh 料金）からなる２部料金制がとられてきた。送配電ネットワークのコストは固定費が大半を占めるため、設備容量の増加を抑える形で料金を設定することが経済的に合理的な面があり、これまで一般送配電事業者は、需要家への影響も勘案しつつも、基本料金回収比率を高める方向で託送料金改定を行ってきた。こうした方向性は、局地的電力需要増加が見込まれる中での送配電ネットワークの整備においても、妥当と考えられる。

その一方で、現在、大半の需要家に適用されている託送料金は、固定的（静的）な料金であり、時間や地点によって動的に大きく変わり得る需要に伴う送配電ネットワークへの負担を反映したものにはなっていない。

スマートメーターが普及した諸外国においては、時間帯別の託送料金を基本としている国もある。我が国においても、小売電気事業者は時間帯別の託送料金は利用可能であるが、そうした料金体系を利用しないことも可能となっている。我が国において、スマートメーターは 2024 年度末で全数設置される予定であり、レベニューキャップの第二規制期間（2028 年度～）に向けて、時間帯別託送料金を託送料金の基本とすることについて、その実効性や小売電気事業者・需要家等への影響も踏まえながら、是非も含めて検討を深めていくことも考えられる。

小売料金で先行的に時間帯別料金を導入したケースにおいては、卸電力料金が安価となる昼間時間帯への需要シフトに成功している例もある。

託送料金メニューの改定は、間接的には小売料金に影響を与え、需要家にも影響を与える。また、小売電気事業者や一般送配電事業者のシステム対応も必要となることから、新たな託送料金メニューを導入するためには、十分なリードタイムを確保することが必要である。

また、料金体系については、現在の送配電ネットワークの利用状況を踏まえて、技術的な詳細検討が必要となる。

さらに、再生可能エネルギーの導入が進む中で、電源が豊富な地帯における新規需要の創出が送配電ネットワークの潮流を改善し効率的な利用を促すことも期待される。こうした動きを促すために、潮流改善効果が見込める場合に託送料金（あるいは、工事費負担金などの形での接続料金）を軽減する制度を導入することも、中長期的な課題ではないか。なお、そうした制度を検討するにあたっては、小売料金におけるゾーン設定についても勘案していく必要がある。

なお、我が国では、特別高圧において供給設備を新設・増設し、３年以内に別の需要家が当該設備に接続する場合は、既に支払った工事費負担金の一部を返金し、３年以内に申込みをした別の需要家も負担することとなっている。このルールは特別高圧のみであり、諸外国の様々な料金制度も参考にしながら、我が国に合った制度を取り入れ、見直していくことも考えられる。

今後検討を深めることが考えられる課題

以上の検討を踏まえ、今後検討を深めることが考えられる課題としては、以下のようなものがあると考える。

1．送配電ネットワークの効率的な利用に向けた託送料金制度

- 送配電ネットワークの時間帯別の利用状況を踏まえた託送料金の本格的な導入の是非（レベニューキャップ第二規制期間に向けた検討（一部エリアにおける先行的導入の是非を含む））
- 脱炭素電源が豊富な地域への需要立地を促進し、送配電ネットワークの潮流を改善させるような託送料金制度等の需要立地インセンティブ（小売料金との関係も踏まえた諸外国の運用調査や我が国への適用可能性についての検討）

2. リソースのコントロール等による送配電ネットワークの効率的利用

- 送配電ネットワークの状況を踏まえて遠隔制御が実施可能な仕組み・環境の検討・推進（通信規格についての議論など）
- 需給調整市場等における低圧リソースの参入促進（配電系統における調整機能としての活用可能性の検討）
- 送配電ネットワークの潮流を制御するための DR 等の活用

3. 迅速な接続が可能な地点への需要家の誘導

- ニーズが高い場所等におけるウェルカムゾーンマップの開示（レベニューキャップ制度における目標設定上の位置付けの検討）
- 一般送配電事業者による積極的な連携・説明の推進（自治体等の産業誘致部門との連携、需要家に対する直接説明）

4. 計画的な送配電ネットワーク整備

- 第二規制期間に向けたステークホルダーとの協議促進（レベニューキャップ制度における事業計画策定時の関係者協議の充実・要件化）
- プッシュ型の需要地向け送電線整備のレベニューキャップ制度上の位置付けの明確化（脱炭素推進を含め利用者全体の利益をもたらす次世代投資として取り扱われる投資の検討）

5. 新規需要の接続による送配電ネットワークへの影響緩和

- 無効電力・電圧に係る料金制度の現状を踏まえた見直し（力率割引制度の刷新など）

- 複数台の充電を制御する充電管理技術等に関する実証事業（一般送配電事業者による協力、レベニューキャップにおける次世代投資への位置付け等）
- 急速充電インフラの導入にあたって調相設備が必要な場合の支援（今後の支援制度への反映等）

おわりに

局地的電力需要の増加は、送配電ネットワークに新たな課題を突きつけるものであるが、調整力としての活用が技術的に可能になれば、むしろ送配電ネットワークの負担を低減させる機会にもなり得る。また、新規需要の増加だけでなく、既存の需要家も含めて送配電ネットワークのより効率的な利用を促していくことも重要であり、スマートメーターの設置が一巡する中で、託送料金メニューの在り方の検討など、創造的な課題に取り組む好機ともいえる。

今回の研究会では、短い期間の中で、局地的電力需要の増加が送配電ネットワークに与える影響の全体像の把握や、対応策のオプションを発掘することに努めた。今後、具体的な対策を講じていく上では、優先順位や時間軸を意識しながら、一つ一つのオプションについて、更に深掘りした検討を進めていくことが必要となる。

それぞれのオプションについては、並行して検討が可能と考えられる。また、一定の技術開発を伴うものについては、関係者の協力の下に実例を迅速に積み上げていくことも重要である。

本研究会が取り上げたそれぞれの課題は、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合や料金制度専門会合、資源エネルギー庁や経済産業省の審議会・研究会の場での詳細な検討を待つ必要があると考えるが、そうした検討において、本研究会の知見が活用されることを期待したい。

委員等名簿

（座長）

林　泰弘	早稲田大学　大学院　先進理工学研究科　教授

（委員）

岩船　由美子	東京大学　生産技術研究所　教授
河辺　賢一	東京工業大学　工学院　電気電子系　准教授
北野　泰樹	青山学院大学　国際マネジメント研究科　准教授
小宮山　涼一	東京大学　大学院　工学系研究科　教授
華表　良介	ボストンコンサルティンググループ　マネージング・ディレクター＆シニア・パートナー

（説明者・オブザーバー）

淺沼　邦光	ソフトバンク株式会社 次世代社会インフラ事業推進室 室長
安彦　史朗	北海道 経済部 産業振興局長
木村　重成	北海道 経済部ゼロカーボン推進局 新エネ・地域脱炭素担当局長
安藤　修章	九州電力株式会社 エネルギーサービス事業統括本部 営業本部 部長
伊佐治　圭介	送配電網協議会 電力技術部長
佐渡　耕一郎	送配電網協議会 ネットワーク業務部長
川副　徳太郎	ENEOS Power 株式会社 VPP 事業部長
Kieron Stopforth	Senior Global Manager of Flexibility, Octopus Energy
斎藤　祐樹	株式会社エネット 取締役 経営企画部長
遠藤　良樹	株式会社エネット 事業開発室 担当部長
Jacques Warichet	Power System Transformation Analyst Renewables Integration and Secure Electricity Unit International Energy Agency
寺地　淳	日産自動車株式会社 総合研究所 EV システム研究所 所長
中村　肇	TG オクトパスエナジー株式会社 代表取締役社長
藤井　良基	JFE スチール株式会社 専門主監
藤岡　道成	関西電力送配電株式会社 理事

松田　章志	電力広域的運営推進機関　系統計画部長
山本　哲弘	中部電力パワーグリッド株式会社　系統運用部長
重藤　貴也	中部電力パワーグリッド株式会社 配電部 配電計画グループ長
四ツ柳　尚子	株式会社 e-Mobility Power 代表取締役社長
劉　　伸行	東京電力ホールディングス株式会社 経営技術戦略研究所 次世代系統構想担当
濱田　拓	東京電力ホールディングス株式会社 経営技術戦略研究所 事業開発推進室エネルギーマネジメントグループマネージャー

（経済産業省（オブザーバー））

田邉　国治	経済産業省 製造産業局 自動車課 戦略企画室長
渡辺　琢也	経済産業省 商務情報政策局 情報産業課 ソフトウェア・情報サービス戦略室長
山田　努	経済産業省 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部新エネルギーシステム課長
筑紫　正宏	経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室長
小川　要	経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課長

（電力・ガス取引監視等委員会事務局）

横山　明彦	経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会 委員長
新川　達也	経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会 事務局長
鍋島　学	経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会事務局　ネットワーク事業監視課長　兼　ネットワーク事業制度企画室長（※）

※研究会事務局担当（ネットワーク事業制度企画室）

開催実績

第１回（2024 年３月１日）：研究会の設置、送配電ネットワーク
発表者：　東京電力ホールディングス株式会社　劉伸行氏、濱田拓氏
　　中部電力パワーグリッド株式会社　重藤貴也氏
　　関西電力送配電株式会社　藤岡道成氏

第２回（2024 年４月８日）：EV への対応
発表者：　International Energy Agency　Jacques Warichet 氏
　　Octopus Energy　Kieron Stopforth 氏
　　TG オクトパスエナジー株式会社　中村肇氏
　　株式会社 e-Mobility Power　四ツ柳尚子氏

第３回（2024 年５月 21 日）：大規模電力需要への対応
発表者：　ソフトバンク株式会社　淺沼邦光氏
　　北海道　安彦史朗氏、木村重成氏
　　JFE スチール株式会社　藤井良基氏

第４回（2024 年６月 11 日）：EV、蓄電池、とりまとめの議論
発表者：　株式会社エネット　斎藤祐樹氏、遠藤良樹氏
　　九州電力株式会社　安藤修章氏
　　ENEOS Power　川副徳太郎氏