

## 電力供給システムとEV普及の関係

*Relation between Power Supply Systems and the Spread of EV*

佐々木 正信

Masanobu Sasaki

東京電力エナジーパートナー株式会社

TEPCO Energy Partner Inc.

### 1 はじめに

将来のEV普及により、電力系統に多くのEV蓄電池が接続されることになり、電力の安定供給システムとの連携が期待されている。本稿では、EV充電電力に適用する電力CO<sub>2</sub>排出係数および電力会社視点のEV電池活用可能性について解説する。

### 2 電力事業者への規制等

現在、47社（2019年7月現在）が参加している電気事業低炭素社会協議会（「電気事業における低炭素社会実行計画」で掲げた目標の達成に向けた取り組みを着実に推進するために電力会社により設立された協議会）は2016年2月に設立され、2017年度末の会員企業（当該時点は42社）販売電力量比率は国内販売電力量の96.0%を占めている<sup>1)</sup>。この協議会では政府が示す「2030年度の長期エネルギー需給見通し」に基づき、2030年度に国全体の排出係数0.37kg-CO<sub>2</sub>/kWh程度（使用端）を目指す目標を掲げ、毎年、PDCA（Plan-Do-Check-Action）サイクルを実行し、経団連および政府に報告している。また、政府が示す「2030年度の長期エネルギー需給見通し」の非化石電源比率は44%であり、その実現のため、エネルギー供給構造高度化法において、電気事業者の2030年度の非化石電源比率を44%以上とすることが義務化されている。昨年度から、年間販売電力量5億kWh以上の電気事業者（2017年度実績による対象事業者46社、販売電力量シェア約98%）の現状非化石比率および2030年の各社目標の提出が始まり、政府の評価を受けている。さらに、火力発電所に関しては省エネ法の新設基準で燃料種毎の最高水準発電効率基準が設定され、ベンチマーク制度では各火力発電事業者の目標効率が44.3%以上に設定されている。当該目標を通常の石炭火力発電所で達成することは困難であるため、必然的に発電効率の高いLNG火力発電の割合を増やす等の取り組みが必要となる。なお、この44.3%は「2030年度の長期エネルギー需給見通し」の燃料種毎の発電量比率（石炭火力26%、LNG火力27%、石油火力3%、火力発電合計56%）から算定したものである。このように、電力事業者はCO<sub>2</sub>排出係数、非化石電源比率、燃料種毎の火力発電比率と「比率」による規制および自主的取組で電源種の制約を受けながら、地球温暖化対策としてCO<sub>2</sub>排出量低減の取り組みを進めている状況にある。

### 3 EV充電電力に適用する電力CO<sub>2</sub>排出係数

#### 3.1 GHG プロトコル

「GHG プロトコル（Greenhouse Gas Protocol）」は国際的な産業団体であるWBCSD（World Business Council for Sustainable Development, 持続可能な発展のための世界経済人会議）と米国のシンクタンクであるWRI（World Resources Institute, 世界資源研究所）が、企業等の自主的な温暖化対策を促進することを目的として作成した国際標準の温室効果ガス排出量算定ルールである。企業、民間非営利団体、政府、研究者らによって構成され、複数の利害関係者が関与するパートナーシップであり、GHGの算定と報告に関して国際的に受け入れられる基準およびプロトコルを作成している。図1に「GHG プロトコル」の全体像を示す。最上位の「コーポレートプロトコル」を最初に発行し、事業活動から排出する温室効果ガス排出量・削減量の算定原則を定めた。その後、プロジェクト毎の削減量取引を視野に入れた、通常のビジネスベースでは実施されないような、温室効果ガス排出削減の追加性を有するプロジェクト毎の想定削減量を算定するための「プロジェクトプロトコル」を発行した。さらに、その補足ガイドラインとして「系統電力削減プロジェクトガイドライン」がある。なお、当時はHD体制への移行前だった東京電力株式会社もこれらの策定に関与していた。

**コーポレートプロトコル**(200年発行, 200年改訂)  
事業者の事業活動などからの温室効果ガス排出量・削減量の算定ルール  
(例:一般的な省エネ対策等による, CO2削減量評価)

**プロジェクトプロトコル**(200年発行)  
通常のビジネスでは実施されない「追加性を有するプロジェクト」等に対して,  
仮定したベースライン排出量との比較による削減量算定ルール

補足ガイドライン  
**系統電力削減プロジェクトガイドライン**(2007年発行)

図1 温室効果ガス (GHG) プロトコルイニシアチブ

「プロジェクトプロトコル」の対象は一般的な電力削減方策全部ではなく、あくまで、通常のビジネススペースでは実施されないような、特別なプロジェクト（通常、高コストで実施されないような対策だからこそ、仮定した通常ケースとの差分削減量に追加的な価値が生じ、削減量の金銭的取引が成立する）に限定して、当該プロジェクトの「仮定したベースライン排出量（気候変動問題やカーボンオフセット収入等を考慮しなかった場合に、事業者にとって最も魅力的な案がベースラインとなる）」との比較による削減量算定ルールである。一般的な投資回収ができる省エネ対策等は「コーポレートプロトコル」に沿って、不確実な仮定条件（ベースライン設定）を認めない実際の排出量の変化に沿った削減評価となる。具体的には、温対法で公表されている電力事業者毎もしくは電力供給を受けているメニュー毎のCO<sub>2</sub>排出係数（全電源平均係数）を用いた導入前後の排出量比較による削減量算定となる。この算定方法は「GHGプロトコル」を参考とした日本の地球温暖化対策推進法の温室効果ガス排出量算定ガイドラインでも明記されており、総排出量算定と削減量算定の整合が取れる合理的な算定方法である。よって、現状では各事業者のEV充電電力量もコーポレートプロトコルに沿って、当該電力を実際に購入している電力事業者の全電源平均係数で評価する方法が採られている。

### 3.2 「追加性を有するプロジェクト」に適用できる電力CO<sub>2</sub>排出係数

「追加性を有するプロジェクト」に適用される「系統電力削減プロジェクトガイドライン」は、短期的側面と中期的側面の二つの側面から系統電力削減に対応する電源を評価している。短期的影響電源（Operating Margin）は電力が削減される系統における既存電源のうち、削減電力により、どの電源の発電が削減されるかを特定する。中期的影響電源（Build Margin）は電力削減の影響が中期的に電力会社の電源建設計画に及ぶことを考慮し、削減電力により将来建設されるどの電源の発電が削減されるかを特定する。個別プロジェクトの特性や継続期間に合わせて、短期的影響と中期的影響の比率を最適化し、電力削減排出係数を算定する方法論である。

短期的な系統電力の調整を担当する負荷追従電源は日本ではLNG火力が一般的で、実際の負荷調整にどの電源を用いるかは時間帯・季節・状況に応じて電力事業者毎に異なるが、1500°C級コンバインドは0.341kg-CO<sub>2</sub>/kWh、1300°C級コンバインドは0.362 kg-CO<sub>2</sub>/kWh、1200°C未満コンバインドは0.406 kg-CO<sub>2</sub>/kWh、汽力LNG火力では0.476 kg-CO<sub>2</sub>/kWh程度の排出係数となる<sup>2)</sup>。なお、各電気事業者は直接保有電源や相対契約電源だけでなく、多様な電源種が含まれる日本卸電力取引所のスポット取引等も活用して短期的な需要増減に対応している。なお、この負荷追従電源の排出係数として、安易にベースロード電源も含んだ火力電源平均を用いるのは実態と大きく異なるため不適切である。

中期的影響電源（Build Margin）については、当該プロジェクトによる削減電力により電源建設計画が中期的影響を受ける新增設電源が該当する。国内での導入トレンドが見られる対策（例えば、LED照明やコジェネレーション等のように毎年安定的な新規導入があり、翌年度の導入量想定量が過去の導入実績から類推可能な対策）は実質的に各電力会社の需要想定に反映されているため、中期的電源影響を考慮する必要がある。日本では、途上国のよ

うに地域で一つの電力会社が独占供給しているケースではないため、各電力供給事業者の状況および志向する電源ポートフォリオ方針により、中長期影響電源は様々であり、個別に供給を受けている電力事業者と個別プロジェクトの規模に応じた中長期影響電源のCO2排出係数を協議すべきである。

国内で「追加性を有するプロジェクト」に対し、貨幣価値を伴う証書を発行するために厳密な削減電力評価を用いている制度として、経済産業省・環境省・農林水産省が運用する「J-クレジット制度」がある。当該制度では、有識者による国内クレジット認証委員会での議論の結果、電力に適用する排出係数は全電源方式と移行電源方式の選択制となっている。このうち、移行電源方式は設備導入直後～1年後までは限界電源（系統全体の時々刻々の電力供給バランスを保つための負荷追従電源であり、Operating Margin）排出係数を適用し、1年後～2.5年後までは限界電源排出係数と全電源平均係数の平均値、2.5年後移行については全電源平均係数としている<sup>3)</sup>。これは、J-クレジット制度の対象となる「追加的な削減対策」は導入当初には限界電源のみの電力が削減され、既存電力需要実績に織り込まれた後は、電力会社が保有するすべての電源で一律に調整される（全電源平均を適用）方法論を採用している。

### 3.3 様々な電力需要ポテンシャル

将来、EVがどのような普及曲線で、どこまで普及していくかを現時点で的確に想定することは困難だが、普及量に応じて国内の電力需要が増加することが想定される。また、EV以外にも様々な電力需要ポテンシャルが試算されている。政府では主要な革新的技術分野における課題等を国連に提出する「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」に反映し、2019年中に策定する日本政府の「革新的環境イノベーション戦略」に活用するために、エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会を設置し、CO2大量削減に貢献する技術についてポテンシャル評価の検討等を行った。表1に様々な電力需要増加要因による、国内の電力需要ポテンシャルを示す<sup>4)</sup>。当然、様々な分野において電力需要増大の可能性があり、運輸分野に関しては、船舶・航空機の陸電供給および合成燃料製造のための電力需要増も指摘されているが、EV普及による電力需要増が2,000億kWh/yと試算されている。当然、LED照明等の省エネ機器の普及拡大やPV等の分散型電源普及、人口減少による電力需要減少要因もあり、これらの合成により、電力事業者が供給する将来の系統電力需要が定まる。

表1 電力需要ポテンシャル

電力需要増加要因			電力需要ポテンシャル(国内)
製造業	低温度温熱需要	100℃未満の低温度温熱需要についてはヒートポンプ式熱源機等でCO2削減が実現	5,000億kWh/y
	高温度熱需要、原材料	高温度熱需要や還元プロセス・石油精製プロセスなど素材系産業で電化イノベーションの萌芽の兆し	鉄鋼 4,200億kWh/y(水素還元方式) ～3,400億kWh/y(電解還元方式)
			エチレン製造 1,300億kWh/y プロピレン製造 1,000億kWh/y
民生分野	業務用	冷暖房、給湯、業務用厨房の電気利用機器は既に製品化済	3,000億kWh/y
	家庭用	冷暖房、給湯、厨房の電気利用機器は既に製品化済	3,000億kWh/y
運輸分野	自動車	EV	2,000億kWh/y

## 3.4 電源影響の実態

需要側の電力需要増減活動が実際に影響する電源を考える場合、当該対策が電力会社にとってマクロ的に想定可能か否かにより、二種類に大別する必要がある。「あらかじめ、電力会社の需要想定で考慮していない増減需要」に関しては、当該年度は「需要想定未考慮の増需要合計」と「需要想定未考慮の減需要合計」の差分に対して、負荷調整電源で対応する。一方、その個別対策が継続化する場合は翌年度以降の需要想定ベースとなる過去電力需要実績に当該需要が内包されるため、実質的に各電力会社が毎年算定する10年間の長期需要想定にも織り込まれ、当該電力会社の電源ポートフォリオ方針に沿った「すべての電源」での長期的対応となる。

もう一方の、「想定可能な需要増減」には多くの省電力機器や分散型電源の普及が該当する。これらは経済的要因等により趨勢的に普及しているため、電力会社がマクロ的に想定することが可能である。導入企業側から見ると、電力増減対策は「自らの意思」で個別に導入しているため電力会社のマクロ想定範囲内と考えることは納得し難いかもしれない。しかし、電力会社の経営上の肝となる需要想定業務において、導入トレンドに沿った機器普及等による一般的対策を考慮するのは当然で、需要想定に盛り込んだ全体需要は電源ポートフォリオ方針に沿って、「すべての電源」で長期的に対応することになる。

つまり、EVの将来電力需要が仮に一定量増加したとしても、電力会社は当該需要のみに対して電源を開発・維持する訳ではなく。様々な電力消費要因（気温変化、経済成長、人口増、機器の新規導入、快適性向上、建物建設、EV導入、他電力からの電力購入切替など）と電力減少要因（気温変化、経済低迷、人口減、工場の海外移転、省エネ機器導入、分散型電源導入、他電力からの電力購入切替など）の結果の総電力需要に対して電力を供給している。よって、各電力会社の総電力需要を構成する各変動要因の責任はすべて同一なのが実態であり、特定の増減要因のみを「特定電源種に限定した電力CO2排出係数」で評価することは実情に合致しないと考える。

## 3.5 新燃費基準

トップランナー制度に基づく新燃費基準では、系統電力を用いたEVやPHV（プラグインハイブリッド自動車）とガソリン自動車等を公正に評価するために、電費を燃費に換算している。その際の発電効率等は省エネ法のベンチマーク指標（火力発電効率 44.3%）と「2030年度の長期エネルギー需給見通し」の電源構成比率（再エネ・原子力で44%程度）を前提に計算している<sup>5)</sup>。この電源構成全体を考慮した換算方法是对応電源の実態を反映しており、EV充電電力を全電源平均CO2排出係数で評価する手法とも整合が取れているため、適切な換算手法である。

## 4 再エネ電力によるEV充電

英国の小売電気事業者EDF Energyは多車種のEVをリースでユーザーに提供する等、EV関連事業に力を入れており、EVオーナーを対象にした平日オフピーク時間（21時～9時）および週末が安価になる「GoElectric」という料金プランを展開している。また、この料金プランは風力、太陽光、バイオマス、潮汐、水力を用いた100%再エネ電力プランである。電力会社としてはEVの充電時間を電力負荷が小さい時間帯に誘導することが効率的な系統設備・電源運用に有効なため、夜間時間帯に誘導する料金単価を設定するケースが多いが、米国の一部の州のように太陽光発電（Photovoltaic, PV）が増加している電力会社では、太陽光発電の電力をEV充電で吸収するために昼間時間帯も安価なオフピーク時間帯に設定している。例えば、カリフォルニア州の電力会社であるPG&Eでは当初のEVオーナー向け料金プラン「EV-A」では平日オフピーク時間帯が23時～7時だったが、現在の「EV2-A」では0時～15時と太陽光発電時間帯にも充電時間を誘導する料金体系に変更している。

国内でも、2019年秋からPVの再エネ固定価格買取制度（Feed-in Tariff 制度、FIT 制度）による買取期間が満了し、PV余剰電力の買取単価が大幅に下がるPV設置家庭および事業者が出てくるが、PV自家消費拡大の手段として、PV余剰電力によるEV充電（昼間充電）が期待されている。また、国内大手自動車メーカーとPVメーカーが連携した取り組みとして、自宅設置PVからのEV充電ソリューションによるCO2排出ゼロを目指す動きも始まっている<sup>6)</sup>。なお、当社でも水力100%の再エネ料金プランを提供しており、当該プランを契約することによっても、CO2排出ゼロのEV運用は実現できる。

# ENGINE REVIEW

SOCIETY OF AUTOMOTIVE ENGINEERS OF JAPAN Vol. 9 No. 6 2019

## 5 電力会社によるEV充放電機能活用

EVの充放電 (Vehicle to grid, V2G) をデマンドレスポンス (Demand Response, DR) やバーチャル・パワー・プラント (Virtual Power Plant, VPP) として制御する実証事業も欧米で広く進められており、電力会社や充電設備アグリゲーターが車や充電設備に搭載された通信手段を介して充電時間や充放電をコントロールし、発電所の調整力の代替や電力需要調整に活用する取り組みも進められている。なお、ユーザー側は当日の都合によりオプトアウト (参加取りやめ) も可能なため、安心して参加できるプログラムとなっている。日本でも、再エネ電力増加による系統電力影響抑制のために、PVの自家消費拡大やDR・VPPが注目されており、住宅用PV余剰電力のEV充電への活用や、通勤用自家用EVを営業所に設置したPVで充電する等の再エネ電気の自家消費拡大のための取り組み促進策の必要性が議論されている<sup>7)</sup>。当社も、経産省のV2G実証事業に参加する等、将来の再生可能エネルギー大量導入時代に向けて、電力会社によるEV充放電制御の活用に向けた様々な取り組みを進めている。

## 6 まとめ

EVへの充電電源評価として、当該電気を供給する電力事業者の「すべての電源」を考慮した全電源平均係数で評価することの妥当性を示し、将来、EV充電の電力需要が増加した際にも当該対応電源は「すべての電源」として、他の電力需要と公平に全電源平均係数で評価すべきであることを述べた。また、全電源平均評価は電力会社が「比率」で電源種規制を受けているため、販売電力量全体が増加した場合には再エネ等も増加させる義務を有していることとも整合が取れる。さらに、将来の電源低炭素化の進展に伴い、減少する火力発電所の調整力をEV充放電制御で代替する取り組みや、EV充電活用によるPV自家消費拡大の期待を紹介した。既に、再エネ導入量の多い九州電力管内では、系統全体の安定確保のために再エネ電力の出力抑制指令を出すケースも生じている。EVの日中在宅率の平均は70%程度とされており<sup>7)</sup>、EVを日中のPV発電を蓄電する大容量の“走る電池”として有効に活用し、系統電力の安定化・送配電網の効率利用に貢献する「エネルギーインフラとしての役割」を将来のEV群が担うことを電力事業者として期待している。

### 【参考文献】

- 1) 電気事業低炭素社会協議会：2018年度フォローアップ結果 (2017年度実績分) 政府提出資料, <https://e-lcs.jp/followup.html>, 2019
- 2) 電力中央研究所：日本における発電技術のライフサイクルCO2排出量総合評価, <https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y06.html>, Piii, 2016
- 3) 経済産業省・環境省・農林水産省：国内における地球温暖化対策のための排出削減・吸収量認証制度 モニタリング・算定規程 (排出削減プロジェクト用) Ver. 3.4, <https://japancredit.go.jp/about/rule/>, P10, 2019
- 4) 経済産業省・文部科学省：エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会報告書, <https://www.meti.go.jp/press/2019/06/20190610002/20190610002.html>, P48, 2019. 6
- 5) 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 自動車判断基準ワーキンググループ・交通政策審議会 陸上交通分科会 自動車部会 自動車燃費基準小委員会 合同会議：取りまとめ, [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene/shinene/sho\\_energy/jidosha\\_handan/20190625\\_report.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene/shinene/sho_energy/jidosha_handan/20190625_report.html), P17, 2019. 6. 25
- 6) 日産自動車・カナディアン・ソーラー・ジャパン：プレスリリース「電気自動車と太陽光発電の新たなソリューションにおける協業に合意」, <https://newsroom.nissan-global.com/releases/release-38d144e67f3bedef1b961fff83159099-190531-02-j?lang=ja-JP>, 2019. 5. 31
- 7) 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会/電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会：第16回委員会 資料2「更なる再エネ拡大を実現するためのエネルギー需給革新の推進」, [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/saisei\\_kano/016.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/016.html), 2019. 7. 5