

実潮流に基づく電力系統運用シミュレーションを用いた 日本の再生可能エネルギー実質100%シナリオにおける 電力需給構造分析

栗山昭久¹、劉憲兵²、内藤克彦³、津久井あきび¹、田中勇伍⁴

¹IGES 気候変動とエネルギー領域研究員、²IGES 気候変動とエネルギー領域リサーチリーダー、³京都大学大学院経済学研究科特任教授、IGES 気候変動とエネルギー領域シニアフェロー、⁴IGES 関西研究センター研究員

要旨

本分析では、100%という最大限の再生可能エネルギー（以下、再エネ）比率を想定した状況下において、送電線や電源などの電力系統内に揚水式水力、貯水池式一般水力発電、地熱発電、バイオマス発電、家庭用ヒートポンプ式給湯器、系統に接続される電気自動車（EV）の蓄電池、水素製造装置、既存ガス火力発電を改修した水素専焼火力といった電力需給調整に必要な柔軟性（Flexibility）を供給する能力（以下、柔軟性供給力）がどのように利用されるかを明らかにする。

そのために、系統電力需要量に対応する電源構成において、国内再エネ由来の電源が実質的に100%¹となるシナリオを含む6つのシナリオ（RE60 海外水素、RE100、RE100α、RE90α、RE100β、RE90β）を構築した²。電力需要量を算定の際には、すべての部門で電化が飛躍的に進むとともに、電化が難しい部門では水素利用が進み、化石燃料を使用しないことを想定した。なお、RE60 海外水素シナリオ以外では、既存の高圧ガス導管ネットワークが水素流通用に整備されることで、水素専焼火力発電、水素製造設備、水素地下貯蔵施設間で水素の流通が可能となり、安定的な国内グリーン水素の日本各地への供給が可能になると想定した。これらのシナリオに対して、1時間毎の潮流計算によるメリットオーダー方式発電指令による広域電力系統運用（以下、「実潮流に基づく電力系統運用」という）を想定する電力系統シミュレーションを上位2系統の送電線の運用容量による制約条件を考慮して行った。

分析の結果、国内グリーン水素を製造する際には、電力系統内の余剰再エネも用いて水素製造することで、再エネの出力抑制率を5%以下に抑えつつ、国内再エネ比率を実質的に100%まで高められる可能性を示すことができた。この場合、EVは、再エネの短期の出力変動に対する大きな柔軟性供給力となることが確認できた。さらに、産業部門や運輸部門のエネルギー用途の水素を、電力系統の需要とデマンドレスポンスとして連動して製造することで、水素専焼火力の発電電力量を抑えられることが確認できた。また、再エネの発電電力量が少ない時間帯が多い季節における電力供給など、数か月単位の長期の変動に対応するには、グリーン水素製造・貯蔵及び水素専焼火力のような大量かつ長期にエネルギーを保存・供給する設備が必要であることが明らかとなった。仮に、これらの水素を製造場所近辺の新潟及び磐城沖休廃止ガス田に地下貯蔵する場合、本分析で想定したガス田の貯蔵能力は、水素の貯蔵必要量よりも十分に大きいことが確認された。国内グリーン水素製造需要が大きいというシナリオにおいては、電力の広域融通の傾向は強まることが示された。

今後の課題として、水素専焼火力発電と水素製造装置の設備容量の経済性を考慮した最適化、洋上風力の出力パターンの精緻化、生産プロセスの革新、人々の移動の変化、人々の消費嗜好の変化を考慮した電力需要量や水素需要量のシナリオ化などがある。

¹ 国内再エネが実質100%とは、電力部門で使用されるエネルギーがすべて国内再エネ由来であると定義する。

² 「RE」の後ろに続く数字は、国内再エネのパーセンテージポイントを示す。

概要版(ハイライト)

分析の背景と目的

2050年脱炭素社会の達成には、電力部門の脱炭素化が必須となる中で、太陽光・風力発電を中心とした再生可能エネルギー比率を最大限高めることが国際社会、企業、投資家、政府、自治体など様々なステークホルダーから求められており、電源構成の国内再エネ比率が2050年に100%となるシナリオの実現可能性も議論されている。一方で、国内再エネ比率を大きく高めると、太陽光・風力発電の出力変動に応じる短期の電力需給調整のみならず、季節間の長期的電力需給調整も課題となる。

本分析では、2050年に再エネ60海外水素シナリオ、国内再エネが実質的に100%となる3つのシナリオと再エネに加えて17GWの原子力発電の稼働を想定する2つのシナリオで構成される6つのシナリオを構築した。これらのシナリオに対して、1時間毎の潮流計算によるメリットオーダー方式発電指令による広域電力系統運用(以下、「実潮流に基づく電力系統運用」という)を想定する電力系統シミュレーションを上位2系統の送電制約も考慮して行った。分析を通じて、100%という最大限の再エネ比率を想定した状況下において、送電線や電源などの電力系統内に揚水式水力、貯水池式一般水力発電、地熱発電、バイオマス発電、家庭用ヒートポンプ式給湯器、系統に接続される電気自動車(EV)の蓄電池、水素製造装置、既存ガス火力発電を改修した水素専焼火力といった柔軟性がどのように利用されるかを明らかにすることを目的とする。

構築した6つのシナリオに共通する前提条件

各部門での最大限の電化が進み、運輸貨物部門や産業部門における電化が難しいエネルギー用途は水素利用に転換すると想定した。国内再エネについては、本分析が想定した実潮流に基づく電力系統運用の下では、送電ノード別の電力需要、ノードに接続される上位2系統の送電線の運用容量、ノードに接続されるEVの蓄電池、デマンドレスポンスを活用した水素製造装置によって、太陽光発電と洋上風力発電からの電力がほとんど消費されることで、太陽光発電と洋上風力発電の設備容量が大きく増加すると想定した。陸上風力発電、地熱発電と一般水力発電は新規に開発する適地が少ないこと、バイオマスは国内資源量に限りがあることから、2030年までの導入水準と同程度の設備容量に留まる。発電用化石燃料については、回収したCO₂の貯留ポテンシャル量、CO₂を回収・貯留するコスト、貯留したCO₂の漏洩リスクなどの理由から、使用されないと想定した。地内送電線については、現在の運用容量を基本としつつ、すでに増強計画がある送電線と現状から2050年までの電化による需要増加分に対応するために必要な分だけ増強されると想定した。地域間連系線は、電力の広域融通を滞りなく進める程度の地域間連系線の増強及び北海道～関東間を結ぶ長距離海底直流送電線の日本海側ルートの新設を想定した。変動性再エネ(以下、VRE: Variable Renewable Energy)が電力系統で多く利用される中で、EVの蓄電池、既存ガス火力発電を改修した水素専焼火力、家庭用ヒートポンプ式給湯器、貯水池式一般水力発電、揚水式水力発電、バイオマス発電、地熱発電によって、電力の需給バランスが保たれると想定した。

各シナリオの特徴

各シナリオの特徴をもとに想定した電源諸元を表S1に示す。洋上風力を除く各種再エネは、RE60海外水素シナリオ以外のシナリオでは共通となる(最大限導入される)。言い換えると、RE60海外水素以外のシナリオでは、電源諸元に関わる差異は、洋上風力導入量で表現される。

表 S1. 本分析で設定したシナリオ

項目	シナリオ					
	RE60 海外水素	RE100	RE100 α	RE90 α	RE100 β	RE90 β
系統電力需要量	1,054TWh					
水素製造用 電力需要量 ^注	0TWh		456TWh		843TWh (456TWh+387TWh)	
太陽光	161GW	219GW				
陸上風力	31GW	40GW				
洋上風力	50GW	180GW	290GW	258GW	381GW	353GW
一般水力	24GW(うち 18GW は出力調整可能)、年間最大発電電力量は 98TWh					
地熱	1GW					
バイオマス	11GW					
原子力発電	17GW	0GW	0GW	17GW	0GW	17GW
水素専焼火力	89GW					
水素製造設備	0GW	133GW	210GW	205GW	328GW	300GW
水素製造に関する 想定	すべて輸 入水素	・水素専焼火力 利用分のみが国 内グリーン水素 ・その他の水素は 系統と非連動また は海外水素(分析 対象外)	・エネルギー利用分と 水素専焼火力利用分 を国内グリーン水素 ・非エネルギー利用分 は系統と非連動または 海外水素(分析対象 外)	・エネルギー利用分、非エ ネルギー利用分、水素専 焼火力利用分の水素を国 内グリーン水素 ・非エネルギー用途として の一酸化炭素製造に必要な 電力需要分は系統と非 連動(分析対象外)		
変動する再エネの発電電力量に対するディマンドレスポンスとして製造						

注：水素専焼火力発電消費分を除く国内水素製造のための電力需要量。水素専焼火力発電が消費する水素分はシミュレーションの中で計算され、別途計上する。

(1)RE60 海外水素シナリオ：国内再エネは増加するものの、電源構成のうち国内再エネ比率は6割程度に留まると想定した。そのため、太陽光発電は161GW、陸上風力発電は31GW、洋上風力発電は50GWと想定。原子力発電は、運転開始日からの経過年数が2050年時点で60年以内のもの(17GW)は稼働するが、新設はされないと想定した。海外から輸入した水素を用いた水素専焼火力(日本全国で89GW)は、国内再エネ及び原子力では、賅えない系統電力需要を補うための電源として利用されると想定した。本シナリオでは、水素はすべて海外輸入水素と想定した。そのため、海外輸入水素は、日本国内の水素需要に合わせて、各水素発電設備近傍にある液化水素貯蔵タンクに補給されることを想定した。なお、海外輸入水素がすべてグリーン水素の場合、RE60 海外水素シナリオもすべて再エネ由来の電力で構成されることになる。

(2)RE100 シナリオ：洋上風力発電がRE60 海外水素シナリオよりも増加し、系統電力需要量に対応する電源構成において、国内再エネが実質的に100%となると想定した。水素専焼火力は日本全国で89GWと想定し、再エネによる電力が必要に対して不足する際に、電力を供給すると想定した。本シナリオでは、電力部門に使用される水素需要(すなわち、水素専焼火力発電に使われる水素需要)が国内グリーン水素のみによって供給されると想定した。国内グリーン水素は、変動する再エネの発電電力量に対するディマンドレスポンスとして製造されると想定した。これによって、水素製造、水素貯蔵、水素専焼火力の一連のプロセスによって、エネルギーの長期保存が可能となると想定した。また、既存の高圧ガス導管が水素流通に整備されることで、水素専焼火力発電、水素製造設備、水素地下貯蔵施設を結ぶネットワークが完成すると想定した(図 S1)。これにより、東京-新潟-中部-近畿の水素専焼火力や運輸貨物、産業部門の水素需要地に国内グリーン水素がパイプラインで輸送される。本シナリオでは、太陽光発電は最大限導入されるが、電力需要やEVの蓄電池の導入量、送電線の運用容量などの制約を考慮して219GWと想定した。陸上

風力発電は、日本風力発電協会の2050年の導入目標である40GW導入されると想定した。洋上風力発電は導入が飛躍的に進み、180GWと想定した。

(3)RE100 α シナリオ: RE100シナリオの想定に加えて、電力部門における水素需要のみならず、各部門のエネルギー用途として供給される水素は、デマンドレスポンスとして国内の再エネで製造されると想定した。非エネルギー用途の水素を製造するための電力需要は、電力系統の需給調整と連動しないと想定した。

(4)RE90 α シナリオ: RE100 α シナリオの想定に加えて、運転開始日からの経過年数が2050年時点で60年以下の原子力発電も利用する分、洋上風力発電の設備容量はRE100 α シナリオよりも少ないと想定した。

(5)RE100 β シナリオ: RE100 α シナリオの想定に加えて、化学部門で必要とする非エネルギー用途としての水素も国内再エネによって製造されると想定した。また、これらの原料は、再エネの出力が大きい時間帯に製造されるような上げ側のデマンドレスポンスとなり、その運用が電力系統と連動すると想定した。

(6)RE90 β シナリオ: RE100 β シナリオの想定に加えて、運転開始日からの経過年数が2050年時点で60年以下の原子力発電も利用する分、洋上風力発電の設備容量はRE100 β シナリオよりも少ないと想定した。

本分析では、各シナリオの想定を満たすように、洋上風力発電や水素製造設備の設備容量について、繰り返しシミュレーションを行いながら、需給がマッチングするようにその値を定めた。各シナリオに対応する電力系統に関するパラメータは表S1の通り。

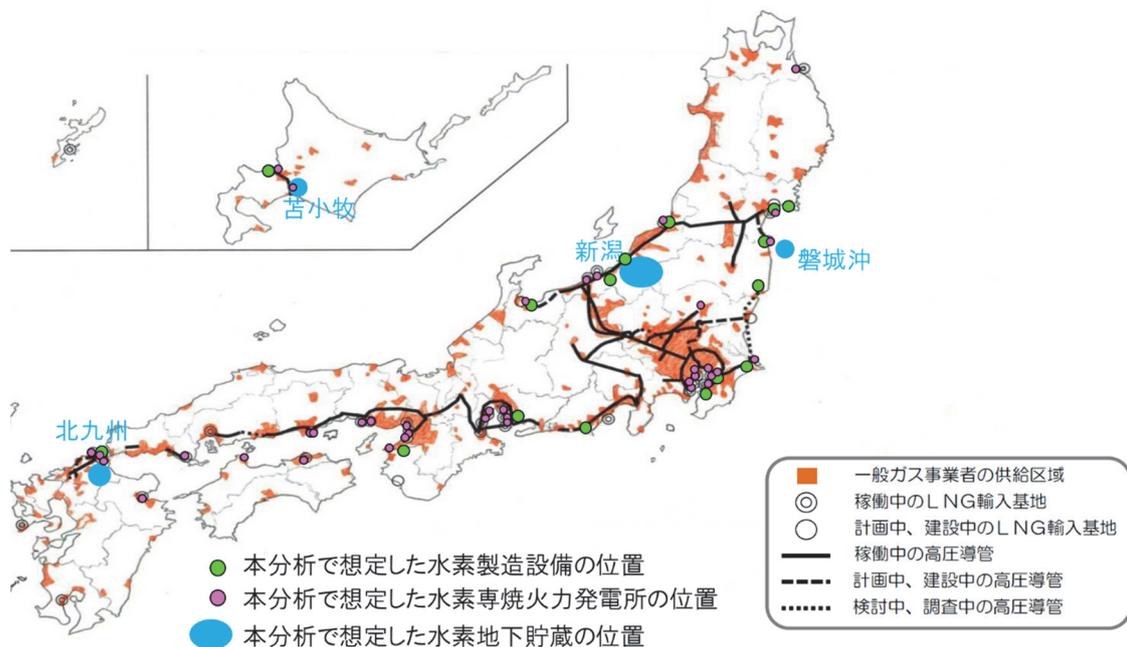


図 S1. 日本の高圧ガス導管マップと本分析で想定した水素製造設備、水素専焼火力発電所、水素地下貯蔵場所の位置

構築したシナリオに対する電力系統シミュレーション主要結果とその考察

各部門の活動量は、2015年と同様の水準とし、家庭部門、業務部門、運輸部門、産業部門において、最大限の電化と水素利用が進むと便宜的に想定した場合、系統電力需要量は1,054TWhと算定された。この場合、新規電化需要を満たすために都市部を中心に送電線の増強が必要となった。また、非電力部門のエネルギー利用分の水素製造の電力需要は456TWh、非エネルギー用途の原料(化学製品の原料などに)としての水素製造に必要な電力需要量は、387TWhと算定された。

上記の電力需要に対して、国内再エネ比率を60%とし、水素専焼火力発電用の水素を海外から輸入を想定するRE60海外水素シナリオの太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の出力抑制率は日本全国平均でそれぞれ、8.9%、8.5%、6.4%となり、北海道、東北、関東の東日本では、10%を超える出力抑制率もみられた。RE60海外水素シナリオの出力抑制の主な原因は、夏の昼間に太陽光発電の発電電力量が電力需要量を超過し余剰電力となった際に、本分析で想定したEVや揚水式水力発電の容量では余剰電力をすべて蓄電できないためである。

国内再エネ比率を100%とし、水素専焼火力発電用の水素を国内グリーン水素で調達し、国内の休廃止ガス田に水素貯蔵し、電力需要の長期季節変動に対応することを想定するRE100シナリオでは、水素専焼火力の発電電力量は148TWhとなった(図S2)。また、水素専焼火力に必要なグリーン水素製造用電力は275TWhであった。この水素を製造するために、173GWの洋上風力発電の導入を想定し、洋上風力発電のアクセスポイント周辺に水素製造設備を133GWとすることで電力需給のバランスをとることができた。RE100シナリオの太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の出力抑制率は日本全国平均でそれぞれ、1.6%、3.5%、0.7%となり、すべての地域において5%以下の出力抑制率となった。RE60海外水素シナリオの結果との比較から、余剰再エネを用いた水素製造設備を洋上風力のアクセスポイント周辺に設置した場合においても、洋上風力発電のみならず、太陽光発電の余剰電力を水素製造に利用することができ、電力系統需要に対応した再エネ比率を高めることに、大きく貢献することが示された。

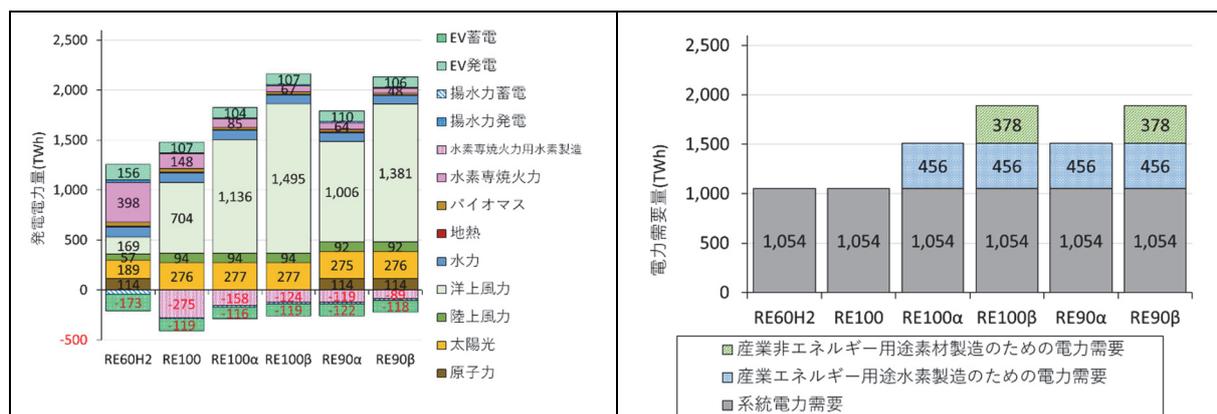


図 S2. シナリオ別電源別発電電力量(左)と用途別電力需要量(右)

RE100α、RE100βシナリオと産業部門、運輸貨物部門の水素需要量に対する国内グリーン水素製造量が大きくなるにつれて、水素専焼火力で消費される水素の量が小さくなることが確認できた(図S2)。これにより、再エネ電力を水素に変換し保存し、再び、水素専焼火力によって電力に変換する一連のプロセスによって発生するエネルギーロスを小さくすることができる。

一方で、運転開始日からの経過年数が2050年時点で60年以下の原子力発電の稼働を想定したRE90 αシナリオ、RE90 βシナリオも含めて、水素専焼火力の発電電力量がゼロになることは無かった(図 S2 左)。これは、RE60 海外水素シナリオ以外のすべてのシナリオにおいて、再エネの発電電力量が少ない時間帯が多い季節には、水素専焼火力などの長期に保存できるエネルギーを用いた電源が必要であることと整合する。例えば、図 S4.の電力需給状況に示されるように、7月の洋上風力の発電電力量が低い日が続く期間に水素専焼火力発電の発電電力量が多くなった。なお、海外から水素を調達するRE60 海外水素シナリオであっても、同様の再エネ電力と需要の季節変動の対応を要することに留意が必要である。化石燃料の場合には、輸入のタイミング(輸入国にとっては、採掘のタイミング)を調整すればよいが、グリーン水素の場合には、海外において水素生産と需要の季節変動のマッチングが必要になる。しかし、液化水素タンクはボイルオフガスがあるために、長期貯蔵に適さないことを考慮すると海外においても地下貯留が必要となることを示唆している。

RE100、RE100 α、RE100 β、RE90 α、RE90 βシナリオでは、水素を新潟及び磐城沖休廃止ガス田に地下貯蔵する想定した。これらのシナリオにおける月単位の水素貯蔵量と放出量の収支について、冬から春にかけて発生する洋上風力の余剰電力によって製造された水素を地下貯留施設に貯蔵し、夏から冬にかけて水素専焼火力発電用に放出する挙動を示した。また、新潟及び磐城沖休廃止ガス田の水素地下貯留ポテンシャルを530TWh(16百万トン)と想定した場合、すべてのシナリオにおける水素の地下貯蔵必要量は、地下貯留ポテンシャルを下回ることが確認できた。

送電線の利用状況について、RE60 海外水素シナリオは、電力系統設備の利用が電力需要の大きい地域周辺に集中し、RE100 シナリオは RE60 海外水素シナリオよりも、電力の広域的な融通が必要となることから、送電線の利用量(送電線の年間潮流量合計、図 S3)と各送電線の設備利用率(運用容量ベース)が全体的に上昇し、特定の送電線に集中していた利用状況が分散化する傾向が確認できた。RE100 シナリオ、RE100 αシナリオ、RE100 βシナリオシナリオの順に、国内グリーン水素製造需要が増え、洋上風力発電の設備容量が大きくなるため、電力の広域融通の傾向は強まった。RE100 αシナリオとRE90 αシナリオ、RE100 βシナリオとRE90 βシナリオの比較では、送電線の設備利用率の分布に大きな差異はなかった。

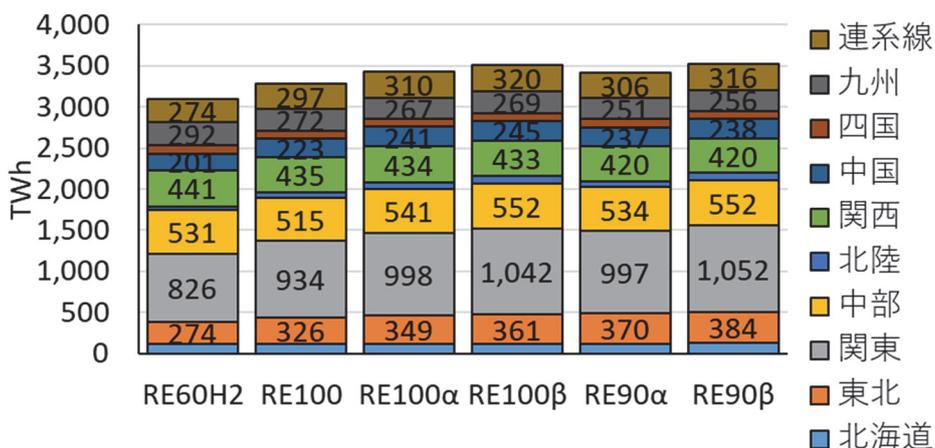


図 S3. 地域別の送電線の年間潮流量合計値(RE60H2 シナリオは、RE60 海外水素シナリオを示す)

短期の電力需給調整について、大きな設備容量を有するEVと水素専焼火力が、再エネの出力変動に対する主要な柔軟性供給力となった。また、数か月単位の長期の電力需給調整については、供給側の柔

柔軟性を主に想定する本分析では、EVの柔軟性(日本全国で最大出力118GW、蓄電容量1,296GWh)だけでは不十分であり、グリーン水素製造・貯蔵を利用した水素専焼火力のように、大量かつ長期にエネルギーを保存する設備が必要であることが明らかとなった。家庭用ヒートポンプ式給湯器のデマンドレスポンスを取り入れる場合、数時間単位では、大きな柔軟性を発揮するポテンシャルはあるものの、本分析では、系統全体の電力需要に対して、柔軟性を供給する効果は僅かであることが明らかとなった。調整池や貯水池を有する一般水力発電の出力がVREの出力に応じて調整できる場合、10GW以上の柔軟性を数週間という中期にわたって供給できることから、電力需給バランスに大きく貢献する結果となった。一方で、揚水式水力発電は、最大出力に対して、貯水量の割合が大きくないことから、短期間における柔軟性供給力としては大きい、大きな柔軟性を供給する時間帯は短いという結果になった。

分析結果の主な留意点(今後の主要課題抜粋)

本分析の想定では、水素専焼火力発電と水素製造装置の設備利用率が低い。そのため、今後はこれらの設備の経済性を再エネ出力抑制率などの要素と合わせて最適化する必要がある。また、本分析の電力需要量は、各部門の活動量は、2015年と同様の水準とし、家庭部門、業務部門、運輸部門、産業部門において、最大限の電化と水素利用が進むという便宜的な想定の下で作成した。しかし、今後は、循環型経済による生産プロセスの革新、人々の移動の変化、人々の消費嗜好の変化によって、各部門の活動量が本分析の想定よりも小さくなることも考えられる。この場合、必要となる電力及び水素需要量も小さくなり、再エネ設備容量も変化する。そのため、このような電力及び水素需要量の変化も含めた分析を今後進めることが有益である。

また、本分析の洋上風力の1時間毎の出力パターンについては、Pfenningerらが開発した手法を基に作成されたデータベース(www.renewables.ninja)を利用した。本データベースでは、日本周辺では夏季の洋上の風速が、他の季節より低い傾向にある。そのため、本分析においても、夏場の洋上風力発電の発電電力量が相対的に小さく、結果として、水素専焼火力が必要という結果になった。本データベースの風速のシミュレーション結果には不確実性があること、実際に事業を行う際には、夏場に風況が良い場所を選定して事業を開発することも考えられる。今後は、洋上風力の出力パターンに関して実測データなども用いた精査が必要である。

上位2系統の系統設備の制約を考慮した1時間単位での電力需給バランスを分析している。しかし、実際には太陽光発電、陸上風力発電、EVは下位系統に接続されることが想定される。下位系統の送電線の制約が太陽光発電、陸上風力発電の発電電力量やEVの柔軟性供給力に与える影響は考慮できていないことに留意が必要である。

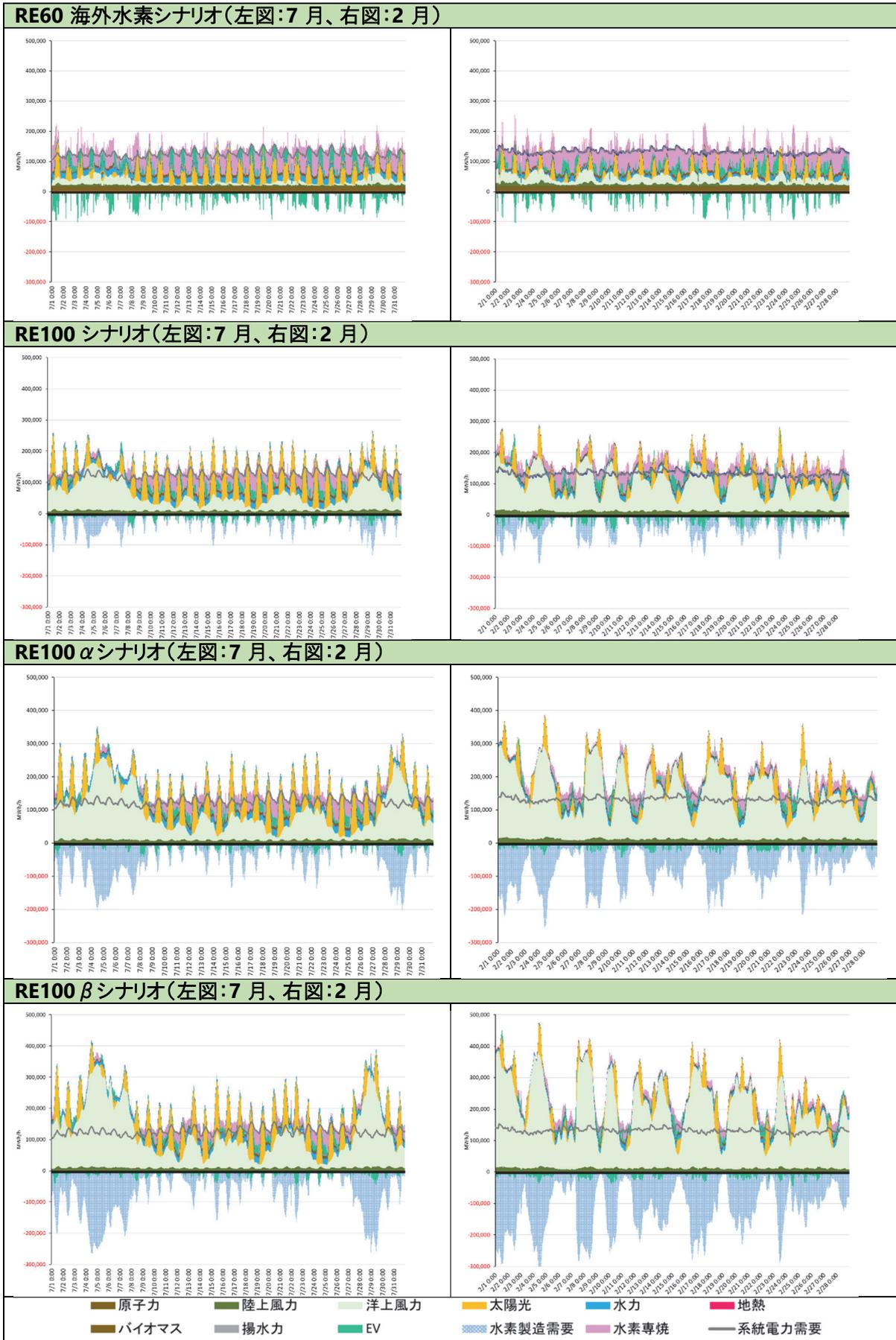


図 S4. 7月と2月の電力需給状況

目次

要旨	1
概要版(ハイライト)	2
目次	9
表目次	10
図目次	10
1. はじめに	11
1.1 背景	11
1.2 分析の目的	11
2. 分析手法	12
2.1 分析の手順	12
2.2 分析の対象	13
2.3 分析シナリオの設定とまとめ	14
2.4 2050年系統電力需要量及び水素需要量(水素専焼火力用水素除く)の想定	19
2.5 送電線増強の想定	20
地内送電線	20
地域間連系線	21
2.6 柔軟性供給力(電力需給調整能力)の想定	22
系統に接続されるEVの想定	22
揚水式水力発電の想定	22
家庭用ヒートポンプ式給湯器の設定	22
水素専焼火力の想定	23
柔軟性供給力(電力需給調整能力)のまとめ	24
2.7 再エネの設備容量の設定	25
一般水力発電、地熱発電、バイオマス発電	25
太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の設備容量の算定	25
2.8 原子力発電の設備容量の設定	28
3. 分析結果	28
3.1 電源構成	28
3.2 水素必要量及び貯蔵量の時間的変化と水素製造設備の利用状況	33
3.3 再エネ出力抑制率	35
3.4 全国の送電線と地域間連系線の使用状況	38
3.5 洋上風力発電のアクセスポイントかつ水素製造拠点となる変電所の需給バランスと送電線の状況	42
3.6 各電力需給調整能力の使用状況	46
4. まとめ(結果の考察)	48
5. 今後の課題	50
6. 謝辞	52
付録1 各部門の新規電力需要の算定	53
家庭部門	53
業務部門	54
乗用車	56
貨物車	57
産業	58
付録2 電源および柔軟性供給力(電力需給調整能力)の設備容量と設備利用率まとめ	63
参考文献	64

表目次

表 1 本分析が対象とする地内基幹送電線の電圧.....	14
表 2 本分析で扱う地域別のノード数とブランチ数.....	14
表 3 各シナリオの電力需要量と供給量に関するパラメータ.....	17
表 4 本分析で想定した地内送電線の地域別増強本数.....	21
表 5 本分析で想定した地域間連系線の増強状況.....	21
表 6 系統に接続される EV とその柔軟性供給力の想定値.....	22
表 7 揚水式水力発電の設備容量.....	22
表 8 各種柔軟性供給力まとめ.....	24
表 9 本分析で稼働を想定した原子力発電ユニット一覧.....	28
表 10 各 VRE の地域別出力抑制率.....	36
表 11 各 VRE の月別出力抑制率.....	37

図目次

図 1 本分析の手順.....	12
図 2 本分析における地域間連系線及び地内基幹送電線概要図.....	13
図 3 2050 年のシナリオ別系統電力需要量及び水素製造のための電力需要量想定.....	19
図 4 2050 年の地域別部門別系統電力需要量想定(全シナリオ共通).....	20
図 5 2050 年の地域別部門別水素需要量想定.....	20
図 6 日本の高圧ガス導管マップと本分析で想定した水素製造設備、水素専焼火力発電所、水素地下貯蔵場所の位置.....	24
図 7 一般水力発電の月別地域別最大発電電力量想定.....	25
図 8 VRE の設備容量の算定プロセス.....	26
図 9 各シナリオの地域別電源別設備容量.....	27
図 10 シナリオ別電源別発電電力量(左)と用途別電力需要量(右).....	30
図 11 系統電力需要に対応した電源別発電電力量(左)とその割合(右).....	30
図 12 7 月と 2 月の電力需給状況(時間解像度は 1 時間).....	31
図 13 月別の発電電力量構成及び電力需要量構成.....	32
図 14 地域別電源別の発電電力量構成.....	33
図 15 各シナリオの水素地下貯蔵量年間推移.....	34
図 16 各シナリオの送電線の年間設備利用率(運用容量ベース).....	39
図 17 地域別の送電線の年間潮流量合計値.....	40
図 18 地域別の送電線の年間潮流量の RE60 海外水素シナリオに対する変化率.....	40
図 19 地域別、シナリオ別の地域間連系線の年間持続曲線(時間解像度は 1 時間).....	41
図 20 新佐原変電所に接続する送電線の年間持続曲線.....	43
図 21 浜岡変電所に接続する送電線の年間持続曲線(時間解像度は 1 時間).....	43
図 22 新佐原変電所における 5 月と 2 月電力需給状況.....	44
図 23 浜岡変電所における 5 月と 2 月電力需給状況.....	45
図 24 各シナリオの柔軟性供給力の年間負荷持続曲線.....	47
図 25 各シナリオの VRE の年間負荷持続曲線に対応した EV の電力需要・供給と水素製造需要.....	48

1. はじめに

1.1 背景

2050年カーボンニュートラルを達成するに向けて、G7全体では電力の8割以上が再生可能エネルギー（以下、再エネ）によって供給されることが予測され、電化、再エネ、蓄電、送配電設備への多額の投資がなされることが期待されている。日本においても、RE100³や再エネ100宣言 RE Action⁴のように再エネ比率100%を求める声が少ない。実際に、100%自然エネルギーは低コストな選択となり、世界中で実現可能であると結論付ける数多くの研究論文が公表されている[1]。そして、エネルギー安全保障の観点からも可能な限りエネルギー自給率を高めることが望ましい。また、日本では、多くの自治体が2050年までに排出量を正味ゼロとする「ゼロカーボンシティ」を宣言しており、各自治体は、電力由来の間接CO₂排出量を含む域内のCO₂排出量をゼロにする具体的な計画づくりや活動に取り組むことが進められている。

このような背景から、電源の脱炭素化の将来像を日本全国レベルのみならず、可能な限り地域レベルまで落としてシナリオを作成し、描くことが、今後様々な企業や自治体がカーボンニュートラルを達成する戦略を描く際に有効となる。既往研究として、Cheng et. al [2]や自然エネルギー財団[3]は、日本全体の再エネ100%を達成する電源構成を示しているものの、電力区域ごとあるいはより詳細な地域ごとの電源構成や電源立地を示していない。よって、電源の立地や各一般送配電事業者の電力供給区域内の送電線制約まで詳細に検討し再エネ100%のシナリオを提示する研究はこれまでになく、本稿において、再エネの電源立地や電力需給調整に必要な柔軟性 (Flexibility) を供給する能力（以下、柔軟性供給力）の配置を描くことで、各主体がこれらの設備の導入に向けた施策や戦略を立てるのに役立つと考えられる。

1.2 分析の目的

本分析では、再エネ100%という最大限の再エネ比率を想定した状況下において、送電線や電源などの電力系統内に揚水式水力、貯水池式一般水力発電、地熱発電、バイオマス発電、家庭用ヒートポンプ式給湯器、系統に接続される電気自動車(EV)の蓄電池、水素製造装置、既存ガス火力発電を改修した水素専焼火力の柔軟性供給力がどのように利用されるかを明らかにする目的で、国内再エネが実質的に100%となる3つのシナリオと再エネに加えて17GWの原子力発電の稼働を想定する2つのシナリオを含む6つのシナリオを構築する。再エネが実質的に100%とは発電に使うエネルギーがすべて再エネ由来であると定義する。そのため、グリーン水素を用いた水素専焼火力による発電も再エネの電力と計上する。すべてのシナリオにおいて、電力需要量を算定する際には、すべての部門で電化が飛躍的に進むとともに、電化が難しい部門や用途では水素利用が進むことで、化石燃料を使用しない社会を便宜的に想定した。また、電力系統については、ハード面では既存のインフラを利用し、各電力地域の地内送電線増強は極力行わないという想定を置く。これらのシナリオに対して、1時間毎の潮流計算によるメリットオーダー方式発電指令による広域電力系統運用（以下、「実潮流に基づく電力系統運用」という）を想定する電力系統シミュレーションを上位2系統の送電制約も考慮して行う。

³ RE100とは、企業が自らの事業の使用電力を100%再エネで賄うことを目指す国際的なイニシアティブがあり、世界や日本の企業が参加している。<https://www.there100.org/>

⁴ 再エネ100宣言 RE Actionとは、企業、自治体、教育機関、医療機関等の団体が使用電力を100%再エネに転換する意思と行動を示し、再エネ100%利用を促進する枠組み。<https://saiene.jp/about>

2. 分析手法

2.1 分析の手順

本分析の手順は、図 1 に示される通り、各種パラメータの一部は、試験的シミュレーションを行い、本分析の各シナリオの想定に整合するように各種のパラメータを設定した。

はじめに、日本の家庭部門、業務部門、産業部門、運輸部門の新規電化分も考慮した電力需要を算定し、ノード別の1時間単位の電力需要及び日本全体で必要となる水素需要量を算定する。次に、電力需要の増加に伴う地内線の送電線の増強分を算定する。次に、2050年の乗用車保有台数の想定やEVの蓄電池や充電器の性能に基づいてEVによる柔軟性供給力を設定し、2050年の人口分布と家庭用ヒートポンプ式給湯器の性能に基づいて、家庭用ヒートポンプ式給湯器による柔軟性供給力を設定する。本分析では、再エネの中でも設備の導入量が2030年と同程度と想定した一般水力発電、地熱発電、バイオマス発電について導入量を設定する。次に、分析シナリオの要件に応じて、各ノードの電力需要及び送電線の設備容量の情報をもとに、水素製造拠点にない洋上風力発電、陸上風力発電、太陽光発電の設備容量を各電源のポテンシャルの範囲内で算定する。これは、既存送電線によって、新規再エネの電力を効率良く利用するための適正配置を行うことを意味する。

最後に、水素製造拠点にある洋上風力発電および水素製造能力の設備容量を設定した。これらの導入容量は、本シミュレーションの結果として得られる各再エネ電源の出力抑制量を小さくしつつ、水素需要と水素製造量の需給バランスが整合するような設備容量となるように、繰り返し計算を行い、最終的な設備容量を定めた。

分析のシミュレーションツールは、日立エナジー社が所有するPROMODを使用した。詳細については、栗山ら[4]を参照。

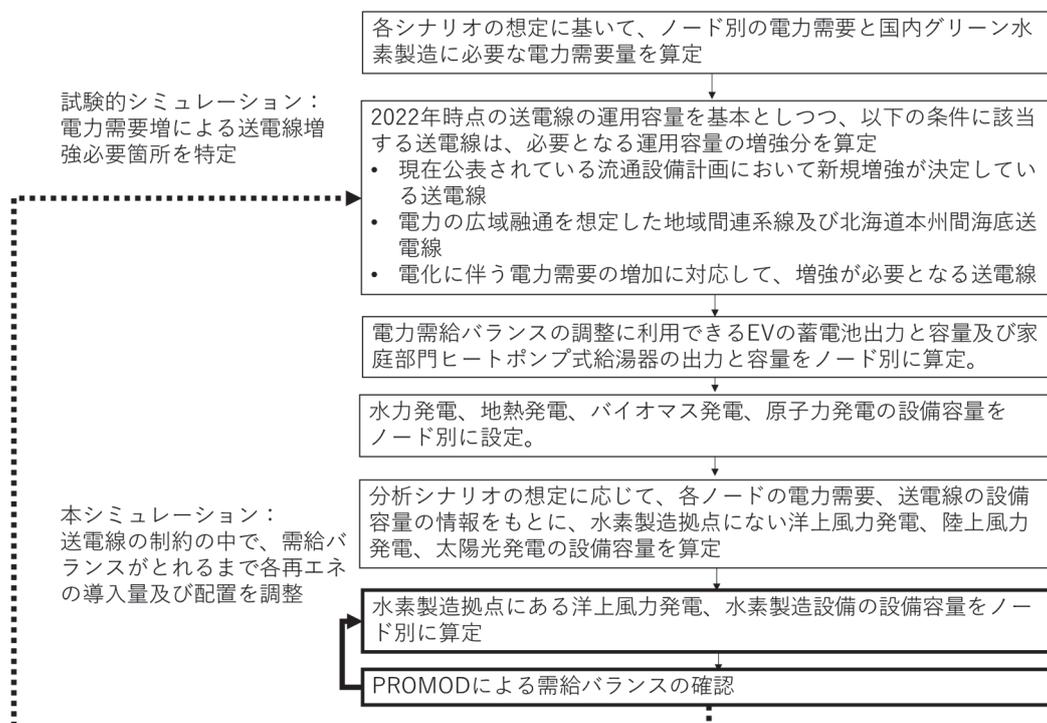


図 1 本分析の手順

2.2 分析の対象

本分析の対象は、北海道電力ネットワーク株式会社電力供給区域(以下、北海道地域)、東北電力ネットワーク株式会社電力供給区域(以下、東北地域)、東京電力パワーグリッド株式会社電力供給区域(以下、関東地域)、中部電力パワーグリッド株式会社電力供給区域(以下、中部地域)、北陸電力送配電株式会社電力供給区域(以下、北陸地域)、関西電力送配電株式会社電力供給区域(以下、関西地域)、中国電力ネットワーク株式会社電力供給区域(以下、中国地域)、四国電力送配電株式会社電力供給区域(以下、四国地域)、九州電力送配電株式会社電力供給区域(以下、九州地域)における上位 2 系統とする。全国の各送配電会社が公表する系統空容量マップ[12-20,26]や Google 社が開発した Google Earth、ウェブ上で世界の送電網が閲覧できる Open Infrastructure Map[27]を活用して各変電所の位置情報を特定した結果を図 2 に示す。地内基幹送電線の電圧区分を表 1 に示す。すなわち、ノードは、地内基幹送電線が接続する変電所及び開閉所と定義する。各ノードには、1 時間ごとの電力需要が設定され、また複数の発電所が接続されることになる。ただし、開閉所や主要な下位系統がない変電所は、地内基幹送電線の結節点(電力需要や発電設備が含まれないノード)としてのみ機能することを想定した。送電線の運用容量⁵及びインピーダンスについては、全国の各送配電会社による公開情報[5,6,15-22,7-14]を利用した。本分析で扱うノード数とブランチ数を表 2 に示す。



資料[16,23-30]を基に筆者作成。

図 2 本分析における地域間連系線及び地内基幹送電線概要図

⁵ 時間帯毎の運用容量は公表されていないことから、本分析では、公表されている年間一律の運用容量を用いた。

表 1 本分析が対象とする地内基幹送電線の電圧

地域	最上位送電線	第二位送電線
北海道	275kV	187kV
東北	500kV	275kV
関東	500kV	275kV
中部	500kV	275kV
北陸	500kV	275kV
関西	500kV	275kV
中国	500kV	220kV
四国	500kV	187kV
九州	500kV	220kV

資料[16,23-30]を基に筆者作成。

表 2 本分析で扱う地域別のノード数とブランチ数

	全国	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	地域間連系線
ノード数	450	42	35	84	68	8	60	36	28	89	-
ブランチ数	579	49	45	124	83	9	76	40	36	97	20

2.3 分析シナリオの設定とまとめ

本稿では、電力需要、化石燃料の利用、送電線の増強、柔軟性供給力は、すべてのシナリオで共通の想定を置いた。次に、電力需要量に対応した発電電力量に対して、再エネが実質的に 100%となるように、再エネの設備容量や水素供給の手段を複数検討し、RE100、RE100 α 、RE100 β の 3 つのシナリオを作成した。加えて、電源構成の割合として、出力に変動性のある電源（太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電）の割合が 6 割程度、原子力発電を 17GW、残りの電力供給分は海外輸入グリーン水素の使用を想定する RE60 海外水素シナリオ及び RE100 α 、RE100 β シナリオをベースとしつつ、17GW の原子力発電の使用を想定する RE90 α 、RE90 β の 3 つのシナリオを作成した。

すべてのシナリオに共通する想定：

- 電力需要、水素需要量など：**各部門の活動量は、2015年と同様の水準とし、家庭部門、業務部門、運輸部門、産業部門において、最大限の電化と水素利用が進むと便宜的に想定した。具体的には、鉄鋼部門における鉄鉱石還元用石炭消費量、化学部門における原料油などの非エネルギー用途の原料としての化石資源使用量、6.5トン以上の貨物車両で消費される石油製品消費量及び船舶・航空部門で消費される化石燃料消費量を除く、全化石燃料消費分が電化または水素化されると想定した。鉄鋼部門においては、バージン材から製品を製造する際には、水素還元炉が用いられ、スクラップ鉄のようなリサイクル材から瀨品を製造する際には、電炉が用いられると想定した。化学部門における原料油などの非エネルギー用途の化石燃料消費量を脱炭素化するには、グリーン水素と一酸化炭素を用いたフィッシャー・トロプシュ合成（FT合成）が用いられると想定した。6.5トン以上の貨物車両はすべてFCV化すると想定した。鉄鋼部門や化学部門の素材製造に利用される水素や一酸化炭素などの原料をすべて国内再エネによって製造する場合、必要となるエネ

ルギー量は膨大となる。そのため、これらの生産活動に国内再エネ電力を利用する場合には、電力系統を必ずしも介さずに、自ら洋上風力等の再エネ電力を用いてエネルギーを調達することになる場合も考えられる。したがって、本分析では、産業部門及び運輸貨物部門で使用する水素の供給方法(電力系統と連動して製造する国内グリーン水素の生産量など)を複数想定した。想定したシナリオのうち、国内の再エネでグリーン水素を製造する場合は、電力系統における余剰再エネを用いることが可能となると想定した。なお、船舶・航空部門におけるエネルギー需要は、産業部門や貨物部門のエネルギー需要量よりも小さく、船舶・航空用のエネルギーを脱炭素化する際には、水素の利用のみならず、輸入合成燃料やバイオ燃料、混合燃料も検討されていることから、本分析から除外した。また、電力需要量と水素需要量の推計詳細は、付録1に示す。

- **化石燃料使用とCO₂の地下貯留**: 本研究は発電設備や各部門のエネルギー源として化石燃料を使用しないと想定した。ガス火力発電や石炭火力発電を使用しながら電源の脱炭素化を達成するには、CCSのためのCO₂貯留地を確保する必要がある。しかし、化石燃料火力発電からのCO₂排出量は、電源構成に占める割合が大きくなると年間数億トン単位の規模になる。これを日本国内でCO₂貯留をするには、圧入井1本あたりの貯留可能量を50万t/年[31]とすると、数百本の圧入井が必要となる。一か所で数十本の圧入井を設置するとしても、数十か所以上の適地を選定する必要があり、経済的にもコスト増加が著しく、その実現可能性を分析で論じることが困難である。
- **送電線の増強**: 再エネの新規導入のために地内送電線の増強を行わないと想定した。例えば、送電線の設備容量が小さい地域に洋上風力発電を導入する場合、新規に地内送電線の増強が必要となると、送電線の増強コストが風力発電の導入するための社会全体としてのコストを上げることになる⁶。ただし、以下の三つの理由による送電線の増強を想定した。第一に、電化の進展による電力需要の増加に伴う送電線は、需要地近辺での増強を想定した。なぜなら、需要を満たすための送電線増強は、発電方法に関わらず本来必要なものであるからである。我が国の送電線は、本来都市近郊の需要地周辺で余裕が少ない状況であり、需要増加に伴い、これらの地域の送電線の増強が必要となると想定した。第二に、電力の広域融通を滞りなく進める程度の地域間連系線の増強を想定した。日本の地域間連系線は地内基幹系統よりも一般的に設備容量が小さく、地域間連系線が広域融通のボトルネックとなっている箇所がある。そのため系統の強靱化に向け広域的な電力融通に資する地域間連系線等の増強に対する期待も高まっており、北海道―関東の東北ルートの新設、中国―九州ルート増強、中部―関西間の増強などの、今後の広域系統整備に関する様々な検討がなされている[32]。第三に、北海道～関東間を結ぶ長距離海底直流送電線の日本海側ルートの新設計画が具体的に検討されている。これは、北海道の石狩新港から新潟県の柏崎間に高圧直流の海底ケーブルを新たに建設する計画であり[33]、本分析においても、この連系線については新設を想定した。その他の送電線増強の詳細は、「2.5 送電線増強の想定」に示す。
- **電力需給調整能力**: 乗用車などの軽量車両はすべてEV化されており、保有台数の4割が電力需給調整に使用可能と想定した。そのため、再エネ電力の柔軟性供給力としては、一般水力発電、

⁶ 費用をだれが負担するかという議論は別途必要。

揚水式水力発電、EV用蓄電池、既存ガス火力を改修した水素専焼火力、バイオマス発電、地熱発電、家庭用ヒートポンプ式給湯器による電力需要のデマンドレスポンスと想定する。電力需給の詳細は、「2.6 柔軟性供給力(電力需給調整能力)の想定」に示す。

各シナリオの電力・エネルギー供給の想定:

本分析が想定した実潮流に基づく電力系統運用の下では、ノード別の電力需要、ノードに接続される上位 2 系統の送電線の運用容量、ノードに接続される EV の蓄電池、デマンドレスポンスを活用した水素製造装置によって、太陽光発電と洋上風力発電からの電力がほとんど消費されることで、太陽光発電と洋上風力発電の設備容量が大きく増加すると想定した。洋上風力発電は、海外においては浮体式洋上風力発電の量産体制が既に構築されており、今後短期的に設備費用が大きく低減すると想定する。太陽光発電については、全世界的な導入量の増加に伴い設備費用が非常に安価になっていると想定する。地熱は、国内適地が少ないこと、バイオマスは国内資源量に限りがあること、一般水力発電は新規のダム建設用地を確保することが難しく、大幅な出力増加を見込むことは難しいことから 2030 年までの導入水準と同程度であると想定した。

系統電力需要量、水素製造に必要な電力需要量に対応する再エネの設備容量について、RE60 海外水素、RE100、RE100 α 、RE90 α 、RE100 β 、RE90 β の 6 つのシナリオを作成した。系統電力需要量(定義は 2.4 参照)、国内水素需要量及び供給量に関わるパラメータを表 3 に示す。なお、洋上風力発電と水素製造の設備容量は繰り返しシミュレーションによって定めた結果である。水素製造設備の高い設備利用率を維持するために、設備容量を小さくすると洋上風力発電の出力抑制量が大きくなる。反対に、水素製造設備の設備利用率が低くなることを許容して、設備容量を大きくすると洋上風力発電の出力抑制量が小さくなるというようなトレードオフの関係にある。実用の上では、費用面や洋上風力発電の適地といった観点から最適化されるが、本分析では、水素製造の設備容量は洋上風力発電の出力抑制量が 5%に小さくなる値に繰り返しのシミュレーションを通じて設定した。本分析で想定した各設備の容量とシミュレーションによって得られた設備利用率のまとめを付録 2 に示す。

表3 各シナリオの電力需要量と供給量に関するパラメータ

項目	シナリオ					
	RE60 海外水素	RE100	RE100 α	RE90 α	RE100 β	RE90 β
系統電力需要量	1,054TWh					
水素製造用 電力需要量 ^注	0TWh		456TWh		843TWh (456TWh+387TWh)	
太陽光	161GW	219GW				
陸上風力	31GW	40GW				
洋上風力	50GW	180GW	290GW	258GW	381GW	353GW
一般水力	24GW(うち18GWは出力調整可能)、年間最大発電電力量は98TWh					
地熱	1GW					
バイオマス	11GW					
原子力発電	17GW	0GW	0GW	17GW	0GW	17GW
水素専焼火力	89GW					
水素製造設備	0GW	133GW	210GW	205GW	328GW	300GW
水素製造に関する 想定	すべて輸 入水素	・水素専焼火力 利用分のみが国 内グリーン水素 ・その他の水素は 系統と非連動また は海外水素(分析 対象外)	・エネルギー利用分と 水素専焼火力利用分 を国内グリーン水素 ・非エネルギー利用分 は系統と非連動または 海外水素(分析対象 外)	・エネルギー利用分、非エ ネルギー利用分、水素専 焼火力利用分の水素を国 内グリーン水素 ・非エネルギー用途として の一酸化炭素製造に必要な 電力需要分は系統と非 連動(分析対象外)	変動する再エネの発電電力量に対するディマンドレスポンスとして製造	

注：水素専焼火力発電消費分を除く国内水素製造のための電力需要量。水素専焼火力発電が消費する水素分はシミュレーションの中で計算され、別途計上する。

- **(1)RE60海外水素シナリオ**：再エネは増加するものの、電源構成のうち国内再エネ比率は6割程度に留まると想定した。そのため、太陽光発電は161GW、陸上風力発電は31GW、洋上風力発電は50GWとなると想定した。原子力発電は、運転開始日からの経過年数が2050年時点で60年以内のものは稼働するが、新設はされない。海外から輸入した水素を用いた水素専焼火力(日本全国で89GW)は、国内再エネ及び原子力では、賄えない系統電力需要を補うための電源として利用されると想定した。本シナリオでは、水素はすべて海外輸入と想定し、水素の貯蔵施設は、既存のLNG貯蔵施設周辺に液化水素タンクが整備され、輸入水素が随時補強されることを想定した。この場合、液化水素タンクの下限在庫は14日分で年間タンク回転数は10回/年というような高頻度で海外から水素を輸入する必要がある[37]と考えられる。そのため、水素需要の季節変動は、海外のサプライチェーンの中で対応することが想定される。海外グリーン水素による場合には、水素専焼火力の季節変動に対応した長期貯蔵が海外において必要になる。なお、海外輸入水素がすべてグリーン水素の場合、RE60海外水素シナリオもすべて再エネによる電力で構成されることになる。本シナリオの優位点は、国内水素流通システムが不要であることであり、発電設備に関するインフラの更新は比較的すくなくすることができることである。しかし、産業用水素、運輸貨物自動車用水素の流通をどのようにするのか、別途に考慮する必要がある。
- **(2)RE100シナリオ**：系統電力需要量に対応する電源構成において、国内再エネが実質的に100%となると想定した。水素専焼火力は日本全国で89GWと想定し、再エネによる電力が需要に対して不足する際に、電力を供給すると想定した。本シナリオでは、電力部門に使用される水素需要(すなわち、水素専焼火力発電に使われる水素需要)のみが国内グリーン水素によって供給されると

想定されるシナリオであることから、再エネ実質100%となる。グリーン水素製造用電力需要は、再エネの出力が大きい時間帯に製造されるような上げ側のデマンドレスポンスとして機能することで、柔軟性供給力となると想定した。国内グリーン水素の流通と貯蔵については、後述する「水素専焼火力の想定」を参照されたい。本シナリオでは、太陽光発電は最大限導入されるが、電力需要やEVの蓄電池の導入量、送電線の運用容量などの制約を考慮して219GWと想定した。陸上風力発電は、日本風力発電協会の2050年の導入目標である40GW導入される。洋上風力発電は導入が飛躍的に進み、180GWと想定した。

本シナリオの優位点は、電力やエネルギー用途に関わる水素の海外依存度を限りなく小さくすることができることである。また、水素の流通、長期貯蔵システムが明確化されている。本シナリオは、再エネ実質100%となる。

- **(3)RE100 α シナリオ:** RE100シナリオの想定に加えて、電力部門における水素需要のみならず、各部門のエネルギー用途として供給される水素も、国内グリーン水素と想定した。水素製造用電力は、再エネの出力が大きい時間帯に製造されるような上げ側のデマンドレスポンスとなり、その運用が電力系統と連動すると想定した。非エネルギー用途に供給される水素は、製造時の運用が電力系統と連動していない想定とした。すなわち、本シナリオでは、非エネルギー用途の水素は、国内のグリーン水素を用いているが電力系統から独立した供給システムになっている、あるいは、海外から輸入しているという状況が考えられるが、これらの扱いは分析の対象外となる。本シナリオの優位点は、RE100シナリオの優位点に加えて、余剰となる再エネ電力を水素製造用の電力として使用することで、再エネの変動性に対する電力需給バランスを保ちやすい点である。本シナリオは、再エネ実質100%となる。
- **(4)RE90 α シナリオ:** RE100 α シナリオの想定に加えて、運転開始日からの経過年数が2050年時点で60年以下の原子力発電も利用すると想定した。本シナリオでは、原子力発電が稼働する分、必要となる洋上風力発電の設備容量は、RE100 α シナリオよりも少ない。必要となる水素は、国内グリーン水素を想定し、グリーン水素の貯蔵や輸送については、RE100 α シナリオと同様である。本シナリオの優位点は、風力発電、太陽光発電が発電しない時間帯にも原子力発電が電力を供給力が存在することで、電力需給調整として機能する水素専焼火力の発電電力量を抑えることができる。また、エネルギーの海外依存度を限りなく小さくしつつ、RE100 α よりも電源が多様化することである。
- **(5)RE100 β シナリオ:** RE100 α シナリオの想定に加えて、化学部門で必要とする非エネルギー用途としての水素も国内再エネによって製造されると想定した。なお、本シナリオでは、非エネルギー用途としての一酸化炭素は、国内の再エネ電力を用いて製造されるが、電力系統から独立したシステムになっている、あるいは、海外から輸入しているという状況が考えられるが、具体的な想定は分析の対象外となる。水素製造用電力は、再エネの出力が大きい時間帯に製造されるような上げ側のデマンドレスポンスとなり、その運用が電力系統と連動すると想定した。日本国内では、太陽光発電と陸上風力発電の適地が限られていることから、国内グリーン水素の大半は、洋上風力発電からの電力によって製造されることを想定した。本シナリオの優位点は、風況が良くない時間帯においても、洋上風力発電の発電電力量が電力系統需要量に対して、十分に大きくなることによって、

水素専焼火力などによって電力需給を調整する負荷が小さくすることができる点である。また、エネルギー自給率が高い。本シナリオは、再エネ実質100%となる。

- **(6)RE90 βシナリオ**: RE100 βシナリオの想定に加えて、運転開始日からの経過年数が2050年時点で60年以下の原子力発電も利用する分、必要となる洋上風力発電の設備容量は、RE100 βよりも少ない。本シナリオの優位点は、RE90 αシナリオの優位点に加えてエネルギー自給率が高いことである。

2.4 2050年系統電力需要量及び水素需要量(水素専焼火力用水素除く)の想定

シナリオ別系統電力需要と水素需要量(水素専焼火力に供給される水素需要量を除く)の算定結果を図3にまとめる。ここで、系統電力需要量は、人口減と省エネ効果を考慮した各部門の既存の電力需要量(2018年の0.6倍)に各部門のエネルギー用途ごとに化石燃料消費量を電化した際の電力需要を足し合わせた電力需要量とする。すなわち、全電力需要量から、水素製造に必要な電力需要量を除いた分となる。なお、算定した新規電力需要は、各変電所に様々な市町村別の統計データを基に按分する。この結果、計算された系統電力需要の地域分布を図4に示す。次に、各変電所に按分した新規電力需要を様々な1時間ごとのデータを基に按分する。最後に、すべての部門の新規電化分と人口減と省エネ効果を考慮した既存電力需要分を変電所ごとに1時間単位のデータとして集計して電力需要データを作成した。2018年の既存電力需要データは、栗山ら[4]を参照されたい。また、各部門の新規電力需要の推計手法は、付録1に記す

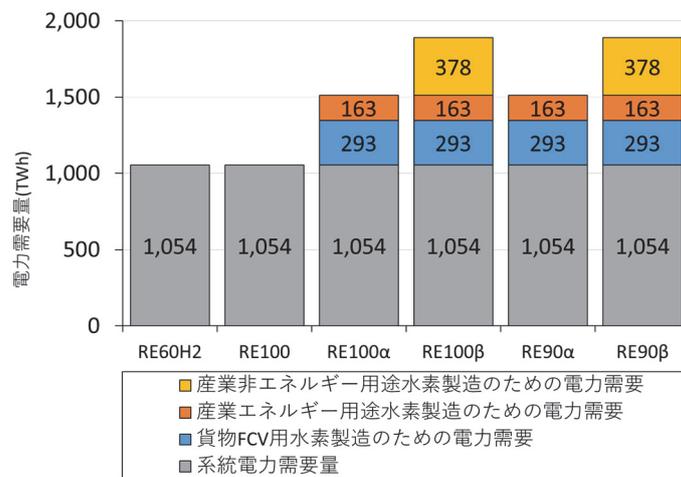


図3 2050年のシナリオ別系統電力需要量及び水素製造のための電力需要量想定

注: 水素専焼火力で消費される水素需要量はシミュレーションを通じて算定されるため、本図では示していない。
RE60H2シナリオは、RE60 海外水素シナリオを示す。

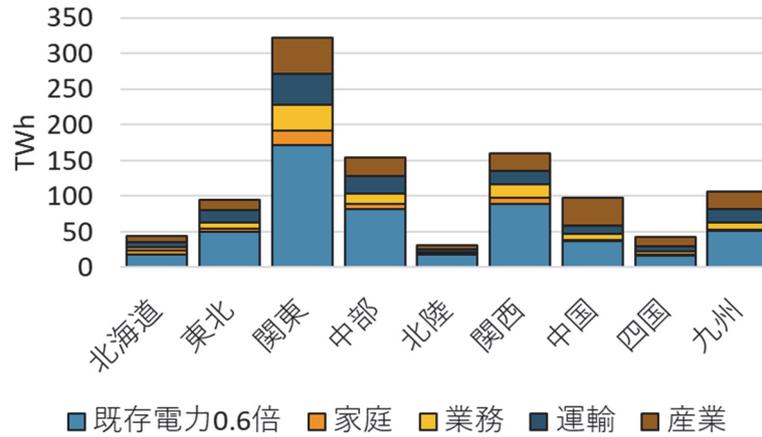
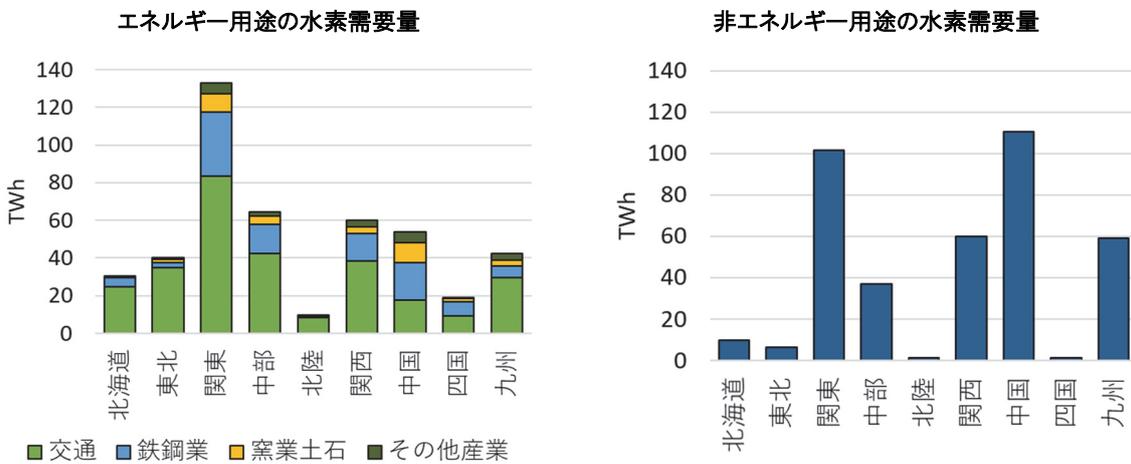


図4 2050年の地域別部門別系統電力需要量想定(全シナリオ共通)



注:水素専焼火力で消費される水素需要量はシミュレーションを通じて算定されるため、本図では示していない。

図5 2050年の地域別部門別水素需要量想定

2.5 送電線増強の想定

地内送電線

地内送電線については、本分析で増強を想定した送電線は2種類ある。一つ目は、現在公表されている流通設備計画(送電線の増強計画)[35]や増強検討資料[36]に基づいて増強する予定の送電線である。これは、主に東北地域北部の日本海側や北海道地域の基幹系統、関西地域の播磨港や加古川周辺に地域間連系線の増強に伴う地内系統の再整備などが該当する。二つ目は、実験的シミュレーションによって、本分析が想定する新規電化需要を満たすために必要となる送電線増強部分である。電力需要が大きくなる都市部を中心に送電線の増強を想定した。本分析で想定した送電線の地域別の増強本数を表4にまとめた。

表4 本分析で想定した地内送電線の地域別増強本数

地域	現在公表されている流通設備計画(送電線の増強計画)や新規・増強検討資料に関連して本分析において新規建設または増強した送電線	電力需要の増加により、本分析において増強が必要となる送電線		
		本数	平均増強量(MW)	平均増強率
北海道	2	23	386	220%
東北	10	3	876	196%
関東	1	13	575	194%
中部	2	4	518	166%
北陸		1	1,769	270%
関西	5	5	884	246%
中国		1	388	163%
四国		5	205	130%
九州	3	15	625	218%
合計	23	70	543	206%

参考資料:OCCTO, 2022年度年次報告書供給計画の取りまとめ[35]

北海道電力, 北海道の基幹系統増強案について[36]

地域間連系線

本分析では、電力の広域融通を滞りなく進める程度の地域間連系線の増強を想定した。増強した地域間送電線を表5に示す。

表5 本分析で想定した地域間連系線の増強状況

地域間連系線が接続するノード	増強前の運用容量(MW)	増強後の運用容量(MW)	増強後/増強前
北七飯—上北	600	1,000	167%
北斗変換所—青森	600	1,000	167%
南相馬—新福島	5,830	6,000	103%
新地—南いわき開閉所	5,050	6,000	119%
西当別—西群馬開閉所	新規増設	8,000	NA
新信濃—岐阜	600	1,500	250%
新信濃—中信	600	1,286	214%
新富士—東栄	600	5,000	833%
新富士—東清水	600	1,000	167%
駿河 knt—東清水	300	1,200	400%
岐阜—南福光	300	2,000	667%
新山口—北九州	2,470	3,000	121%
東岡山—讃岐	1,200	3,000	250%
西播—東岡山	2,070	4,000	193%
山崎—智頭	2,070	4,000	193%
紀北—橘湾火力	1,400	2,800	200%
越前—嶺南	1,900	3,500	184%
三重—東近江	2,500	3,000	120%
関ヶ原—北近江	2,500	3,000	120%
東山口—豊前	新規増設	3,000	NA

2.6 柔軟性供給力(電力需給調整能力)の想定

系統に接続されるEVの想定

本分析では、乗用車として利用されるEVの多くが電力系統に接続し、電力需給調整の役割を担うと想定した。具体的には、EVの保有台数のうち4割が系統に接続され、乗用車あるいは軽乗用車に搭載される蓄電池の容量の5割まで系統の需給バランスに利用できると想定した。その結果を表6に示す。なお、本分析においては、貨物車に搭載される電池は電力需給調整に利用されないと想定する。また、EV充電器の定格出力を6kWとした。

表6 系統に接続されるEVとその柔軟性供給力の想定値

	乗用車 (バス除く)	軽自動車	合計
2050年度の自家用乗用車EV・PHEV台数(万台)	3,180	1,740	4,920
保有台数のうち4割が調整機能として使えると想定を置いた場合の台数(万台)	1,272	695	1,968
1台あたりの出力(kW/台)	6	6	-
日本全体で利用可能な最大出力(GW)	76	42	118
1台当たりの容量(kWh/台)	80	40	-
日本全体で利用可能な最大蓄電容量(GWh)	1,018	278	1,296

揚水式水力発電の想定

揚水式水力発電は、現在の設備容量と同値と想定した。揚水式水力発電の出力は日本全国で27GW、蓄電容量は、日本全国で235GWhと想定した。各地域の発電/蓄電能力と蓄電容量は表7を参照。

表7 揚水式水力発電の設備容量

地域	発電/蓄電能力(GW)	蓄電容量(GWh)
北海道	0.8	8
東北	0.5	4
関東	12.3	115
中部	3.4	27
北陸	0.2	2
関西	4.9	39
中国	2.1	17
四国	0.7	5
九州	2.3	18
合計	27.1	235

家庭用ヒートポンプ式給湯器の設定

家庭用ヒートポンプ式給湯器について、2.4節の家庭部門の給湯用新規電力需要計算で得られた変電所別の1時間ごとの電力需要(月別の電力需要変動あり)に対して、最大で3時間で1日分の給湯需要を満たせるようなヒートポンプの出力を想定した。また、貯湯量としては、最大で2日分のお湯を貯められると想定した。この結果、日本全国の上げDRの能力は最大19GW、シフトできる電力需要は最大113GWhという計算結果となった。

水素専焼火力の想定

本分析では、89 GW 分の既存ガス火力発電所が水素専焼火力発電に改修され、電力需給調整の役割を担うと想定した。水素専焼火力発電所の位置を図 6 に示す。なお、RE60 海外水素シナリオ以外のシナリオでは、国内再エネ比率が高いことから必要となる水素専焼火力発電の設備容量が 89GW よりも少なくても需給バランスがとれる可能性がある。しかし、各シナリオにける水素専焼火力発電の最低必要量は本分析の対象外であり、今後の課題である。

水素専焼火力発電所に供給される水素について、RE60 海外水素シナリオは、すべて海外から水素が輸入されると想定した(詳細については、RE60 海外水素シナリオの記述を参照)。RE60 海外水素以外のシナリオでは、水素専焼火力発電所に供給される水素はすべて、国内グリーン水素と想定する。図 6 に示すように、水素の貯蔵施設として、経済産業省のガスシステム改革小委員会で提案[34]された新潟(LNG 基地 758 個分の貯蔵能力)、磐城沖(LNG 基地 53 個分)に加えて、苫小牧近傍に休廃止ガス田等を利用した大規模地下貯蔵が整備されると想定する⁷。また、炭鉱跡地もガス貯蔵として使える可能性がある[38]ことから、北九州では炭鉱跡地を利用した大規模地下貯蔵が整備されると想定する。実際に、欧州ガス系統運用者ネットワーク(ENTSOG)の 2050 年ロードマップ[39]において、技術的な精査は必要であるとした上で、天然ガスが地下貯蔵されている岩盤に水素貯蔵を行う想定も取り入れられている。なお、ガスシステム改革小委員会では、LNG 基地 1 個の容量が 20 万 kl(LNG 換算)という仮定を置いた場合の値としているため、新潟休廃止ガス田は、1,487TWh、磐城沖休廃止ガス田には、104TWh の LNG 貯留ポテンシャルがあると計算できる。さらに、水素の体積当たりのエネルギー量を LNG の 1/3 とすると、新潟と磐城沖の休廃止ガス田における水素貯留ポテンシャルは、530TWh(16 百万トン)とした。

これらの水素貯蔵場所と水素の製造場所、需要場所を結ぶために、既存の高圧ガス導管ネットワークを一部拡張することで、東京-新潟-中部-近畿の水素専焼火力や運輸貨物や産業部門の水素需要地にパイプライン輸送されると想定した。これにより、年間を通じた再エネの出力変動は、水素の地下貯蔵によって対応することができる。

水素の流通については、同委員会で提案された地下貯蔵と、関東中部と近畿圏を接続する広域水素導管ネットワークが整備されると想定した。また、本分析で想定する洋上風力の電力を利用したグリーン水素製造拠点と水素専焼火力発電が、この水素導管ネットワークの近傍に整備されると想定した。グリーン水素を製造する拠点を西当別、北新潟、東仙台、女川、南相馬、東上越、柏崎刈羽、新しいわき、新佐原、新木更津、房総、浜岡、新三河、中能登、紀ノ川、北九州と想定を置いた(図 6 参照)。これらの設備によって、洋上風力発電の発電電力量が多い時期にグリーン水素を生成し、地下貯蔵設備に長期に保存し、変動性再エネ(以下、VRE: Variable Renewable Energy)の発電電力量が少ない時間帯に、貯蔵したグリーン水素を水素専焼火力発電に供給できる。また、運輸貨物や産業部門などの非電力部門における水素需要にも対応できる。具体的には、FCV 貨物車両向けの水素スタンドや水素を利用する工場まで、既存の高圧ガス導管を改修した水素導管が整備されると想定した。この結果、図 6 で示されるように、水素専焼火力発電、水素製造設備、水素地下貯蔵施設が高圧ガス導管ネットワークで結ばれることで、各設備間で水素の

⁷ ガスシステム改革小委員会資料では「新潟県には生産中のもも含めて多くのガス田が存在するところ、仮にこれらの全てを地下貯蔵施設として活用することができれば、LNG 基地 758 個分の貯蔵能力を見込むことができる」、「仮に磐城沖ガス田を地下貯蔵施設として活用することができれば、LNG 基地 53 個分の貯蔵能力を見込むことができる。」としている。[34]

融通が可能となり、安定的な国内グリーン水素の日本各地への供給が可能になると想定した。

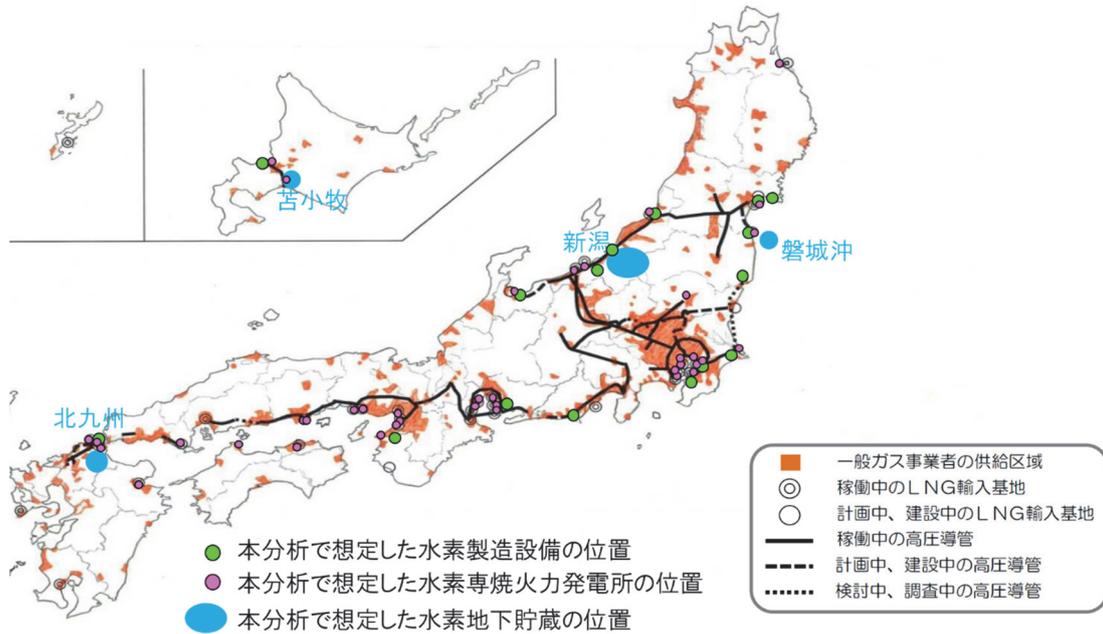


図6 日本の高圧ガス導管マップと本分析で想定した水素製造設備、水素専焼火力発電所、水素地下貯蔵場所の位置
(出典:資源エネルギー庁[40]を基に筆者作成)

柔軟性供給力(電力需給調整能力)のまとめ

柔軟性供給力のまとめを表8に示す。本分析で想定したEV、揚水式水力発電の最大出力はそれぞれ、118GW、27GW と大きな柔軟性供給力がある。しかし、出力に対する蓄電容量が小さく、最大出力で稼働できる時間は、半日以下である。同様に、家庭用ヒートポンプ式給湯器の最大出力は19GWと想定した。この想定では、数時間の単位では、大きな電力の需要をディマンドレスポンスとして創出することができるが、出力最大で稼働できる時間は、5.9時間となる。したがって、EV、揚水式水力発電、家庭用ヒートポンプ式給湯器は、数時間単位の短期の柔軟性供給力として機能し、電力需要や再エネの発電電力量の季節変動への対応はほとんどできない。そのため、本分析では水素専焼火力は89GWと想定し、水素製造設備はシナリオに応じて0-328GWと想定した。上述の通り、これらの設備で消費/供給される水素は、水素導管ネットワークおよび大規模地下貯蔵施設を利用すると想定することから、水素の貯留量に制限はなく、長期の柔軟性として機能できる。

表8 各種柔軟性供給力まとめ

	EV	揚水式水力	家庭用ヒートポンプ式給湯器	水素専焼火力	水素製造設備
最大出力(GW)	118	27	19	89	表3参照 (0-328)
蓄電容量(GWh)	1,296	235	113	-	-
最大出力持続時間	11.0	8.7	5.9(DRによる給湯時間のシフトは、1日以内)	制約なし(RE60 海外水素以外のシナリオでは、最終的な柔軟性供給力として利用される)	制約なし(水素製造設備まで送電できる余剰再エネを利用する)

2.7 再エネの設備容量の設定

一般水力発電、地熱発電、バイオマス発電

一般水力発電は、将来的に大規模な河川の開発を行うことが難しく、新規の発電所の建設が見通せない状況である。地熱発電については、事業調査に掛かる時間が長いこと、生産井や配管内の目詰まりや腐食が生じるリスクや地元の開発への合意形成、期待する蒸気の発生量の予見性が低い[41]といった理由から、新規事業の案件数を大きく見込むことが難しい。バイオマス発電は、日本国内の森林資源には限りがあるため、大規模に開発するには、輸入バイオマスに依存すると考えられる。輸入バイオマス発電は、ライフサイクルで見ると、輸送時の排出量が多いといった理由からカーボンニュートラルではないという指摘も多く[42]、日本におけるバイオマス発電の利用も大幅に拡大するシナリオは想定し難い。したがって、本分析における一般水力発電、地熱発電、バイオマス発電の設備容量想定は、2030年度におけるエネルギー需給の見通し[43]で定められた2030年までに導入される設備容量と同値と想定した(各地域への配分は、栗山ら[4]を参照)。

一般水力発電は、発電出力が調整可能な電源と想定し、2018年度の電力地域別の一般水力発電の発電実績に比例して、月別の発電電力量の上限を設定する(図7参照)。地熱発電、バイオマス発電ともに、発電出力が調整可能な電源と想定し、年間の発電電力量の上限値及び下限値は設定しない。

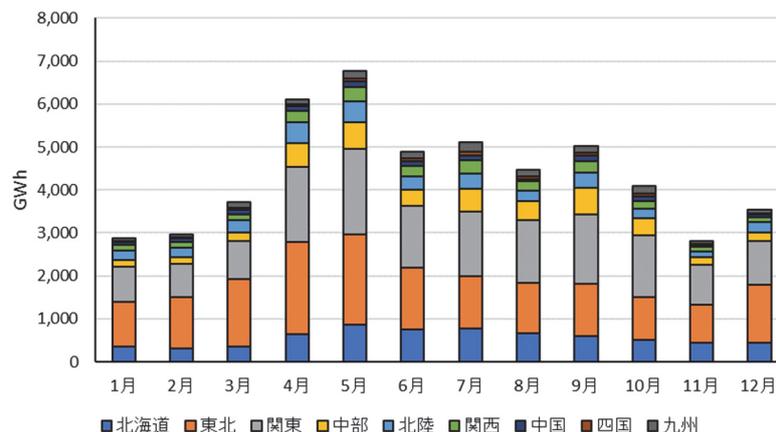


図7 一般水力発電の月別地域別最大発電電力量想定

太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の設備容量の算定

太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電のノード別の設備容量の算定方法を図8に示す。再エネのポテンシャルの立地に偏りがあるため、本研究は以下の条件を考慮して各VREの配置を算定した。第一に、各VREからの電力がお互いに競合しないことである。第二に、VREの設備容量がノード内の電力需要量とノードに接続する送電線の運用容量を超えないことである。

VRE配置算定の最初のステップとして、電力系統内の電力需要への電力供給を目的とする洋上風力発電の導入量を算定した。洋上風力発電の導入量を他のVREよりも先んじて算定する理由は、以下の通り。洋上風力のアクセスポイントは、洋上風力の発電ポテンシャルが十分にあり、運用容量が大きい基幹送電線が沿岸付近にあることが条件になり、そのような適地は少ない。そのため、洋上風力のアクセスポイント付近では、陸上風力や太陽光発電から供給される電力と洋上風力発電から供給される電力が競合し

ないような想定を置いた。従って、洋上風力発電の設備容量と導入するノードを第一に算定し、洋上風力発電の競合しないノードに対して、ノード内の電力需要量とノードに接続する送電線の運用容量をもとに、陸上風力発電と太陽光発電の設備容量を算定することで各電源の設備容量を定めた。

第二ステップとして、洋上風力のアクセスポイントとしてのノードを除く変電所に対して、陸上風力発電の設備容量が全国で40GWとなるように、各変電所から半径50km以内にある年間平均風速7.5m/s以上の陸上風力ポテンシャルと変電所に接続する送電線の運用容量をもとに算定した。陸上風力発電の導入量を太陽光発電よりも先んじて算定する理由は、日本国土の中では、陸上風力発電を開発できるエリアは限られているため、陸上風力発電が開発されるエリア付近では、太陽光発電と陸上風力から送電される電力と送電線の利用に関して競合することを避けるためである。

第三ステップとして、各変電所の電力需要平均負荷(MW)、送電線の運用容量(MW)、電力系統に接続され系統の電力需給として機能するEVの出力(MW)から、各変電所に接続する洋上風力発電と陸上風力発電の設備容量を差し引いて太陽光発電の導入容量を定めた。

第四ステップとして、RE100、RE100 α 、RE90 α 、RE100 β 、RE90 β シナリオについては、上記のステップで求めた洋上風力発電、陸上風力発電、太陽光発電の設備容量から計算される発電電力量の合計値と本分析が想定する電力需要量と水素製造必要電力量の差分を補う分だけ、洋上風力発電を追加的に導入する。導入する場所は、水素製造拠点がある洋上風力発電のアクセスポイントと想定した。これらのステップによって得られた各シナリオの地域別電源別設備容量を図9に示す。

太陽光発電の設備利用率は、環境省 REPOS の2022年度版[44]に収録される設備容量と発電電力量別の再エネポテンシャルを地域ごとに計算し、13-16%の範囲で設定した。陸上風力発電と洋上風力発電の設備利用率は IEA World Energy Outlook 2021[45]を参照し、それぞれ、30%、45%で設定した。

1時間ごと変電所ごとの各VREの出力パターンデータ構築については、栗山ら[4]を参照されたい。

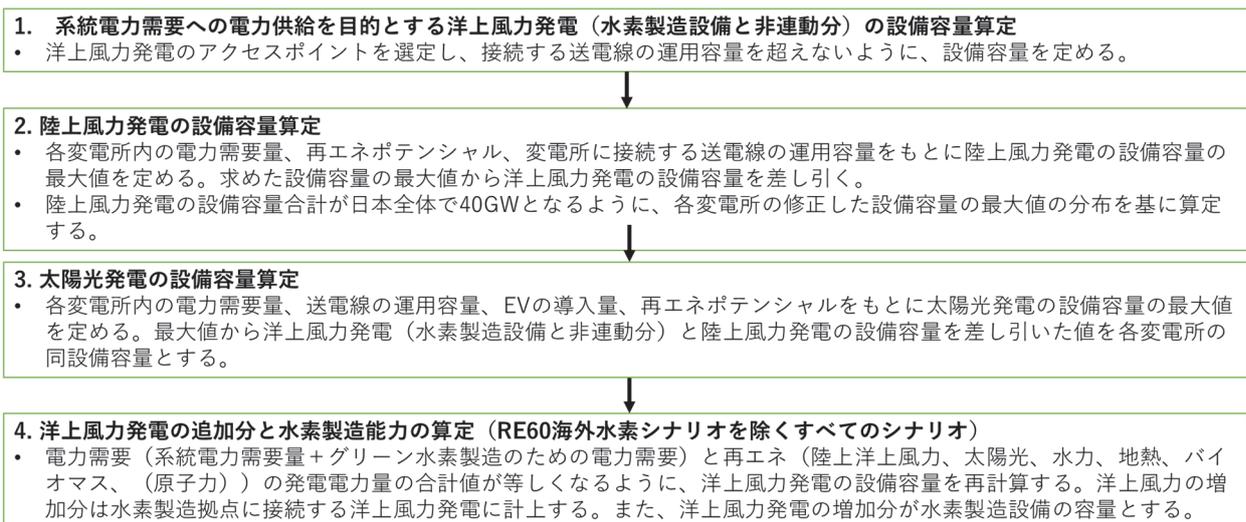


図8 VREの設備容量の算定プロセス

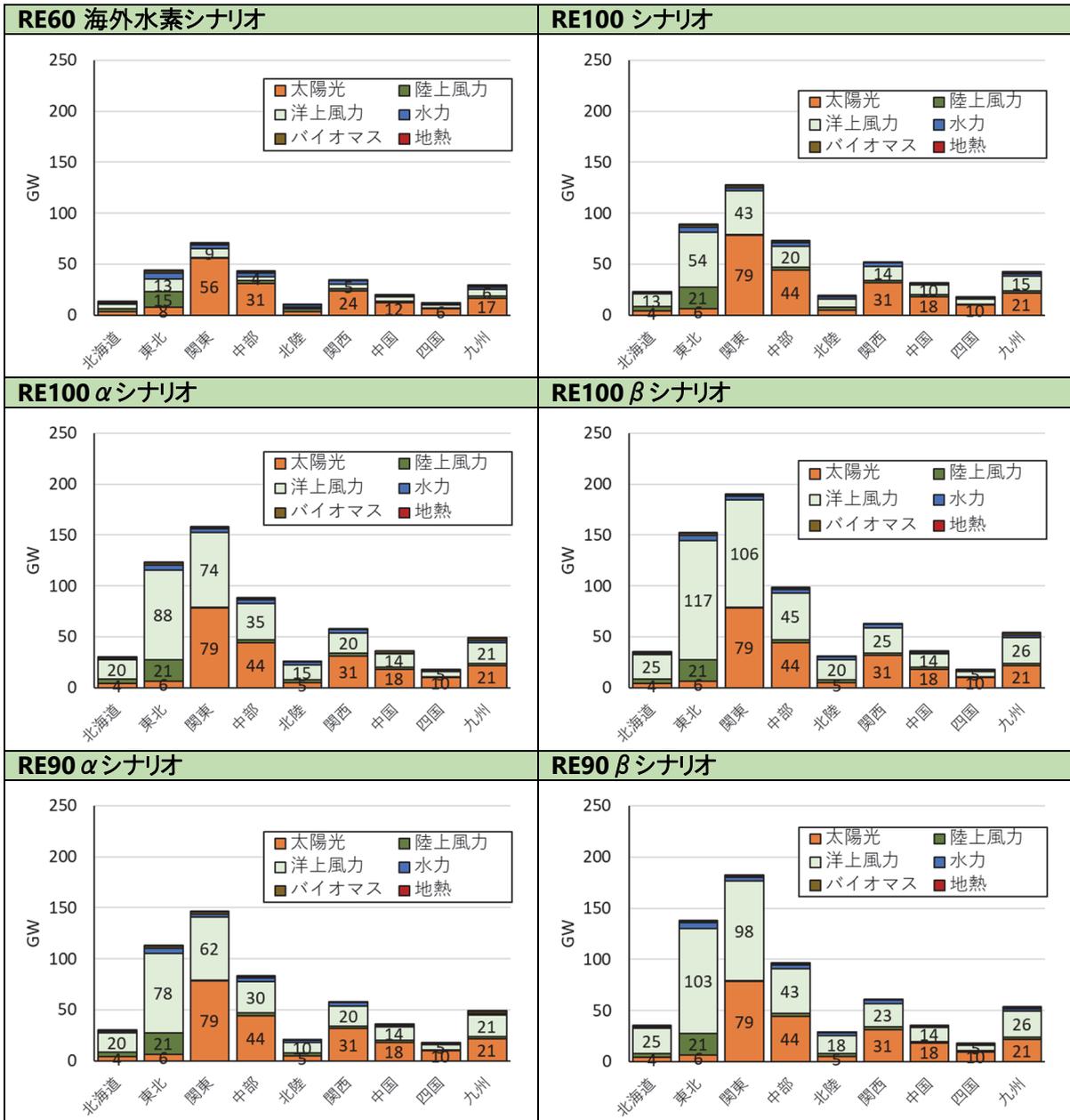


図9 各シナリオの地域別電源別設備容量

2.8 原子力発電の設備容量の設定

RE60 海外水素シナリオ、RE90 α シナリオ、RE90 β シナリオでは原子力発電の稼働を想定した。稼働する原子力発電所は、既存の原子力発電所で、運転開始日からの経過年数が 2050 年時点で 60 年以内の原子力発電所とした。本分析で稼働する原子力発電所のユニットを表 9 に示す。原子力発電が稼働する場合には、各発電ユニットが 4-6 月または 9-11 月に 3 か月の定期点検を行い、定期点検を行わない期間は最大出力で定常運転を行うことで、全ユニットの平均の設備容量利用率が最大で 75%となるように想定した。

表 9 本分析で稼働を想定した原子力発電ユニット一覧

原子力発電 ユニット	容量 (MW)	運転開始日	2050 年時点での運転 開始年からの経過年数
泊 2	521	1991/4/12	59
泊 3	821	2009/12/22	41
女川 2	743	1995/7/28	55
女川 3	743	2002/1/30	48
東通 1	990	2005/12/8	45
柏崎刈羽 3	990	1993/8/11	57
柏崎刈羽 4	990	1994/8/11	56
柏崎刈羽 6	1,220	1996/11/7	54
柏崎刈羽 7	1,220	1997/7/2	53
浜岡 4	1,023	1993/9/3	57
浜岡 5	1,242	2005/1/18	45
志賀 2	486	2006/3/15	44
志賀 1	1,222	1993/7/30	57
大飯 3	1,062	1991/12/18	59
大飯 4	1,062	1993/2/2	57
伊方 3	801	1994/12/15	56
玄海 3	1,062	1994/3/18	56
玄海 4	1,062	1997/7/25	53

3. 分析結果

3.1 電源構成

シナリオ別電源別の年間発電電力量を図 10 の左側、用途別の電力需要量を図 10 の右側に示す。RE60 海外水素シナリオは電力部門における国内再エネ比率を 6 割と想定したため、水素専焼火力の発電電力量が 398TWh となり、系統電力需要に対応した発電電力量割合は 37%と計算された。これに対して、RE100 シナリオは、水素専焼火力が 148TWh 必要となり、水素専焼火力用国内グリーン水素を製造するための電力量が 275TWh という結果になった。

RE100 シナリオにおいても水素専焼火力が必要な理由は、7 月の 1 時間単位での電力需給を示す図 12 から理解できる。7 月は日本付近の風況が悪く、陸上風力発電、洋上風力発電ともに発電電力量の月間が他の季節よりも少なく、数日風力発電が発電しない期間がある。この期間に利用可能な電源は、太陽光発電、非揚水式水力発電、バイオマス発電、地熱発電である。そのため、太陽光発電の電力を EV、揚

水式水力で、蓄電、発電し、家庭用ヒートポンプ式給湯器の柔軟性供給力で需要シフトしても需給バランスを保つことができない期間では、水素専焼火力が稼働した。月ごとの電源別発電電力量及び用途別電力需要量⁸を図 13 に示す。系統電力需要は、夏場(7 月及び 8 月)と冬場(12 月及び 1 月)に大きくなる。これに対し、太陽光発電は 4 月から 8 月にかけて発電電力量が大きく、風力発電は 12 月から 5 月の期間に発電電力量が大きい。この結果、水素専焼火力の発電電力量が多い月は、7 月、11 月、2 月であり、これらの月は、系統電力需要量に対して、洋上風力発電などの再エネの供給量が少ない月であった。一方で、4 月、5 月は系統電力需要量に対して、洋上風力発電などの再エネの供給量が多く、余剰再エネを用いた水素の多くが地下貯蔵された。

RE100 α シナリオでは、水素専焼火力が 85TWh を発電し、RE100 シナリオにおける水素専焼火力の発電電力量の 6 割となった。理由として、非電力部門のエネルギー用途のグリーン水素を供給するために、洋上風力発電の設備容量が増えたことにより、系統電力需要量に対する再エネの供給量が大きくなったことで、再エネの発電電力量が不足する時間帯や量が減ったためである。これにより、水素専焼火力発電の発電電力量も小さくなった。これは、RE100 シナリオと比較して、RE100 α シナリオと RE100 β シナリオの順に水素需要が多くなるほど、水素専焼火力の発電電力量が小さいことから確認できる。

電力系統に用いられる EV 蓄電池については、RE60 海外水素シナリオでは、173TWh の電力を蓄電し、156TWh の電力を発電するが、RE100 シナリオでは、蓄電量と発電電力量は 119TWh、107TWh と比較的小さくなった。また、RE100 シナリオでは、水素専焼火力の発電電力量が EV 蓄電池の発電電力量よりも年間ベースでは大きい。しかし、RE100 α から RE90 β シナリオでは、EV 蓄電池の発電電力量が水素専焼火力の発電電力量が大きくなった。この結果より、再エネの余剰電力で、電力部門以外に使用される水素製造を柔軟性供給力と EV 蓄電池の柔軟性供給力がうまく併存できることが示唆される。

原子力発電の稼働を想定する RE90 α シナリオは、RE100 α シナリオよりも水素専焼火力の発電電力量が小さい。一方で、RE100 β シナリオや RE90 β シナリオのように、再エネの発電電力量が不足する時間帯や量が比較的小さいシナリオにおいても、水素専焼火力の利用が残った。この結果から得られる示唆が 2 点ある。一つ目は、水素製造用電力について電力系統内で発生した余剰再エネを利用することで、水素専焼火力の発電電力量を小さくすることができる。この結果、再エネ電力を水素に変換し保存し、再び、水素専焼火力によって電力に変換するプロセスによって発生するエネルギーロス小さくすることができることが示された点である。二つ目は、水素専焼火力の利用がゼロにならなかった点である。つまり、太陽光発電と洋上風力発電の発電電力量が多いシナリオにおいては、水素専焼火力などの長期に保存できるエネルギーを用いた電源が必要であることが示された。

次に、洋上風力発電の発電電力量から水素製造用などの電力需要分⁹を差し引くことで、系統電力需要量に対する電源構成が得られる。これは、水素製造用などの電力需要分のすべてが洋上風力発電によって供給されたと仮定した場合の便宜的な電源構成である。系統電力需要に対応する発電電力量を図 11 の左側に示し、電源別発電電力量の割合を図 11 の右側に示す。RE60 海外水素、RE100、RE100 α 、

⁸ 水素専焼火力用水素製造需要は、水素専焼火力の発電電力量から発電効率及び水素製造効率を用いて算定した。その他水素需要は、産業用水素と FCV 貨物用水素の需要が月間で一律と便宜的に仮定して算定した。水素貯蔵量は、国内再エネによるグリーン水素の製造量から、水素専焼火力用水素製造需要とその他水素需要を差し引いて算定した。

⁹ 水素専焼火力用水素、その他水素製造のための電力需要の合計値。

RE100β、RE90α、RE90β シナリオの系統電力需要に対する水素専焼火力の発電以外の再エネの発電電力量割合は、それぞれ、52%、89%、93%、94%、85%、86%となった。ただし、水素専焼火力も国内グリーン水素を利用するRE100、RE100α、RE100βは実質的に再エネ100%である。

各シナリオの地域別電源別発電電力量を図14に示した。RE60 海外水素シナリオでは、関東、中部、関西地域といった、電力需要が大きい地域に水素専焼火力発電の発電電力量が大きい。RE100、RE100α、RE100βシナリオでは、洋上風力発電の発電電力量が大きい。特に、沿岸部に基幹送電線や水素導管ネットワークがあり、水素製造拠点の立地を想定しやすい東北、関東、中部地域において洋上風力(系統電力需要及び水素製造需要に対する発電分の合計値)の発電電力量が大きくなっている。このため、RE60 海外水素シナリオでは、従来の発電電力量の地域分布と類似するが、RE100、RE100α、RE100βシナリオでは大きく異なった。

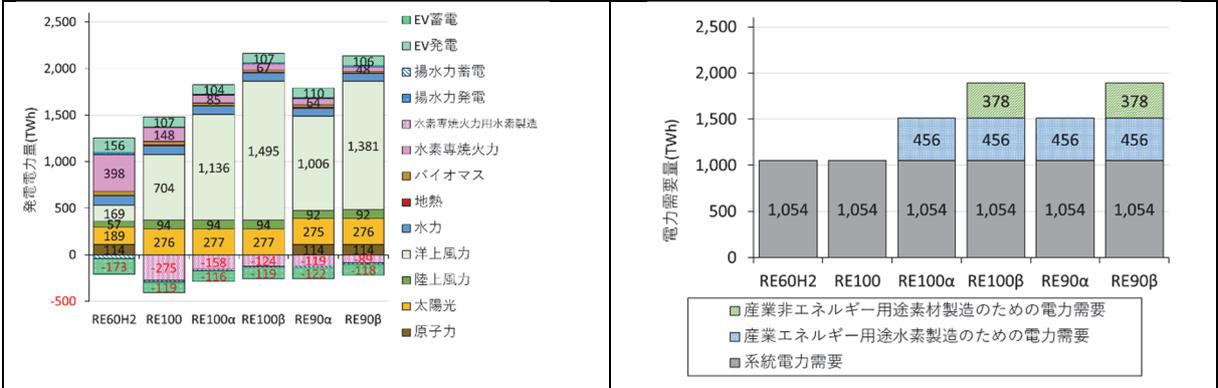


図10 シナリオ別電源別発電電力量(左)と用途別電力需要量(右)
注:RE60H2 シナリオは、RE60 海外水素シナリオを示す。

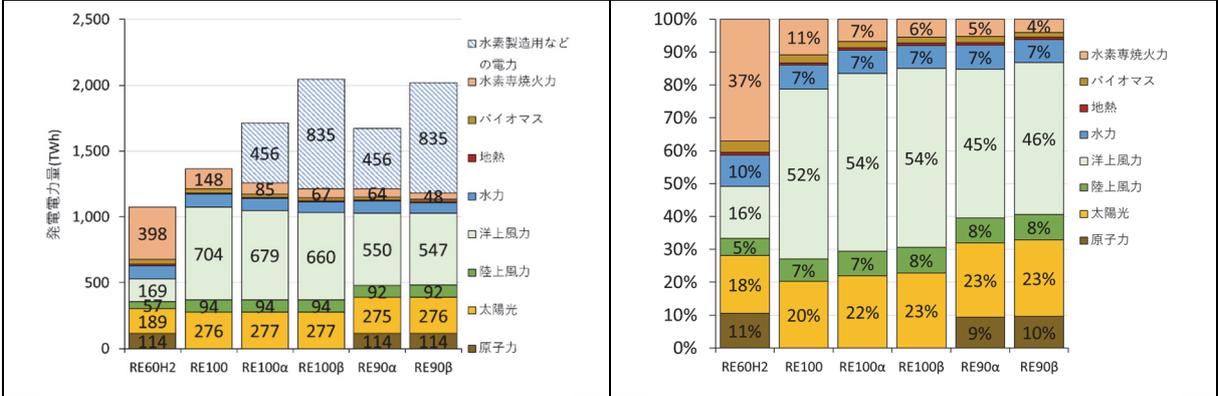


図11 システム電力需要に対応した電源別発電電力量(左)とその割合(右)
注:RE60H2 シナリオは、RE60 海外水素シナリオを示す。

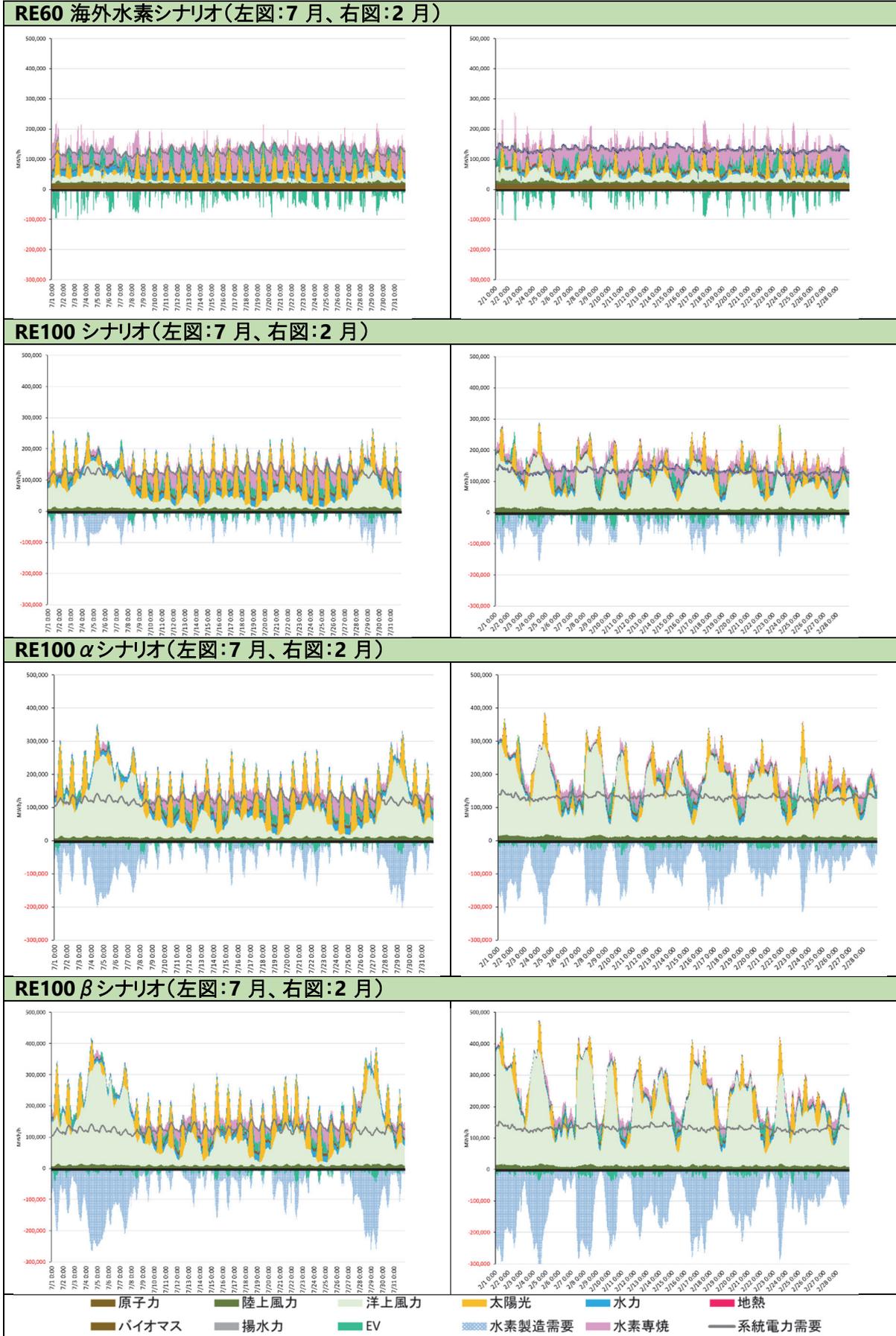


図12 7月と2月の電力需給状況(時間解像度は1時間)

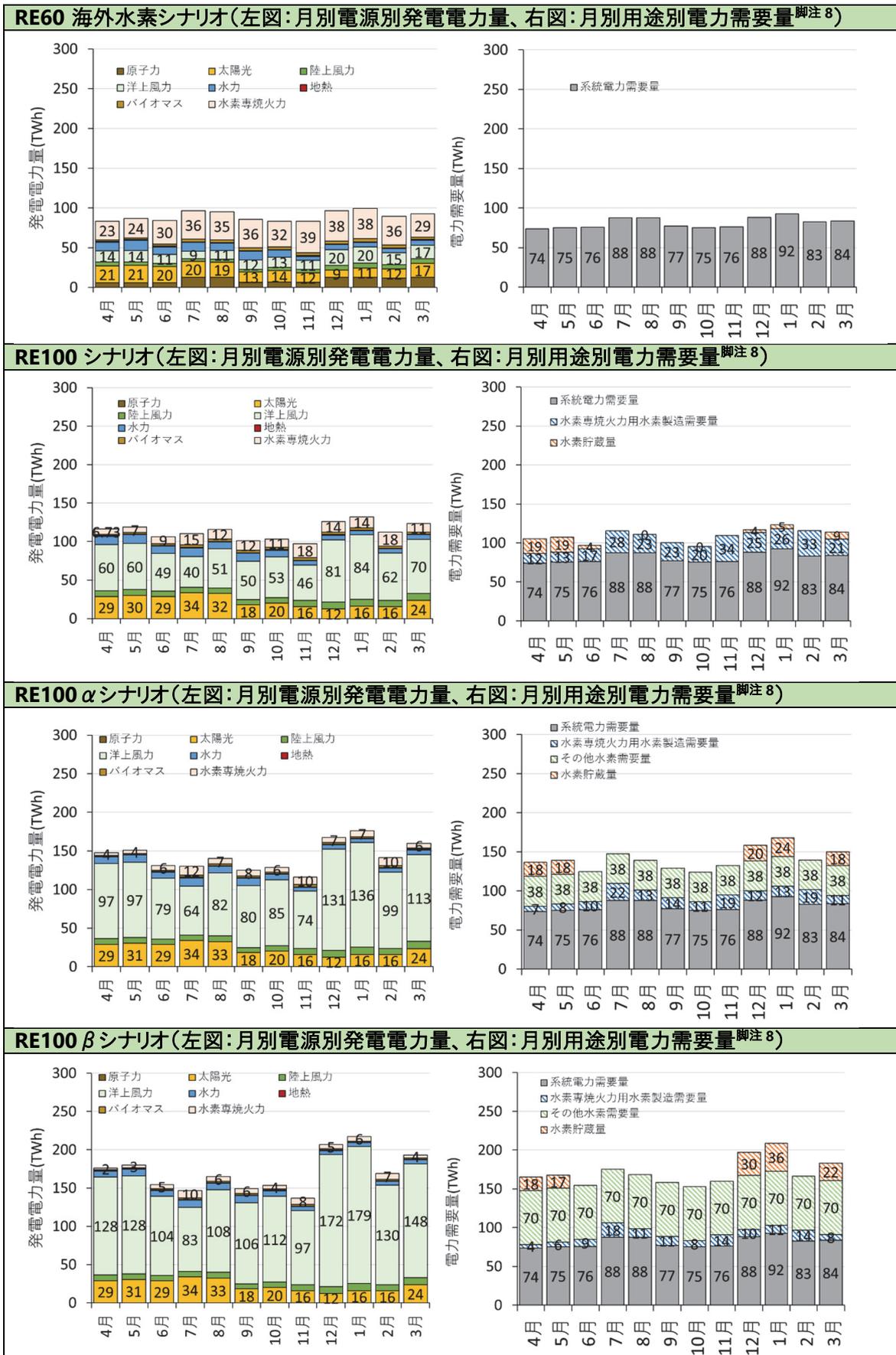


図 13 月別の発電電力量構成及び電力需要量構成

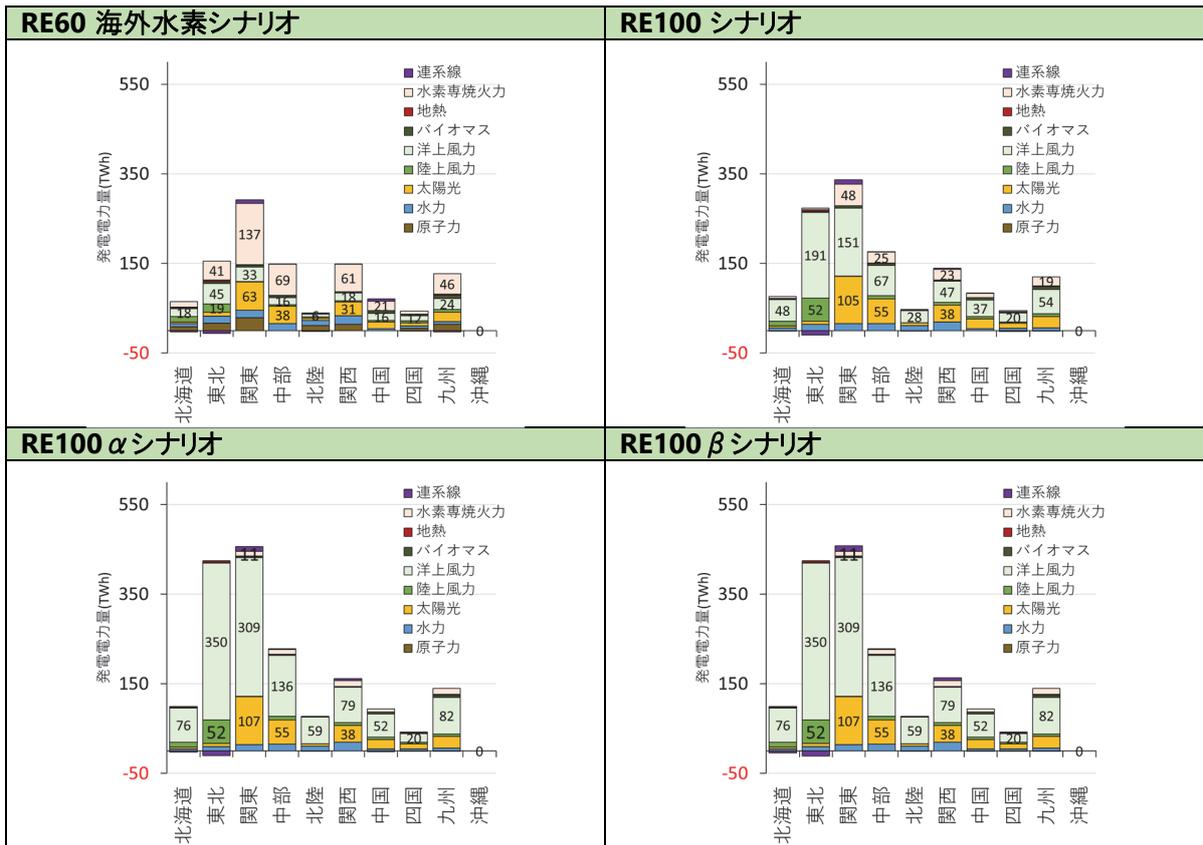


図 14 地域別電源別の発電電力量構成

3.2 水素必要量及び貯蔵量の時間的変化と水素製造設備の利用状況

各シナリオの水素必要量と水素地下貯留量を図 15 に示す。RE60 海外水素シナリオの水素需要は、水素専焼火力に供給される水素需要であるが、冬に大きく春に小さいという傾向がはっきりと表れた。これは、冬場に大きくなる暖房需要に対応する際に、水素専焼火力からの出力が大きくなるからである¹⁰。なお、水素必要量の最大値は 11 月の 73TWh であり、4 月の水素需要量 1.7 倍となった。これらの結果から、RE60 海外水素シナリオでは、年間で大きく変動する水素需要量への対応措置が必要となることが示唆される。しかし、液化水素タンクは容量の限りがあり、国内での大量の水素の長期保存は難しい。そのため、これらの水素必要量の季節変動を海外とのサプライチェーンの中で対応する必要がある。この場合、グリーン水素を用いると季節変動の影響は必ずあり、海外において、水素を長期かつ大量に保存できる水素貯蔵設備が必要になる。

RE100 シナリオの水素需要も、水素専焼火力に供給される水素需要だけであるが、冬のみならず夏も水素需要が大きい。これは、冬場と夏場に電力需要が大きく、再エネが発電しない時間帯に水素専焼火力の発電電力量が大きくなるためである。RE100 α と RE100 β では産業部門、運輸貨物部門の水素需要量に対する国内グリーン水素による水素製造量が大きくなる。これにより、水素専焼火力で消費される水素の量が小さくなり、各月に必要な水素量の差異が小さくなった。しかし、洋上風力発電などの再エネの発電電力量が季節によって異なる(図 13 の左図)中で、水素製造量は 12 月、1 月、3 月、4 月に多くなる(図 13 の右

¹⁰ 運輸貨物や産業用の水素需要も周囲の気温や生産活動の変化によって、季節変動すると考えられるが、本分析では、年間を通じて一定と想定した。

図)。従って、この時期に製造した水素を保存するための水素貯蔵設備が国内に必要となることが明らかとなった。

このため、RE100、RE100 α 、RE100 β 、RE90 α 、RE90 β シナリオでは、休廃止ガス田を利用した地下貯留設備を想定している。水素地下貯留量をみると、RE100シナリオでは、洋上風力発電の発電電力量が大きく、水素需要量が小さい4月から6月にかけて、需要量を上回る水素を製造し、地下貯蔵施設に貯留する。反対に、7月から12月にかけて水素を水素専焼火力発電で消費し、1月から2月は水素の貯蔵と消費を繰り返した。RE100 α シナリオとRE100 β シナリオでは、1月から6月にかけて需要量を上回る水素を製造し、地下貯蔵施設に貯留した。そして、7月から12月にかけて地下貯蔵施設の水素を水素専焼火力発電、産業部門、運輸貨物部門で消費する挙動を示した。RE100 β シナリオにおける貯留量の最大値は、135TWhであった。これらは、新潟及び磐城沖休廃止ガス田の水素地下貯留ポテンシャル推計値合計(530TWh)よりも小さい値であることが確認できた。

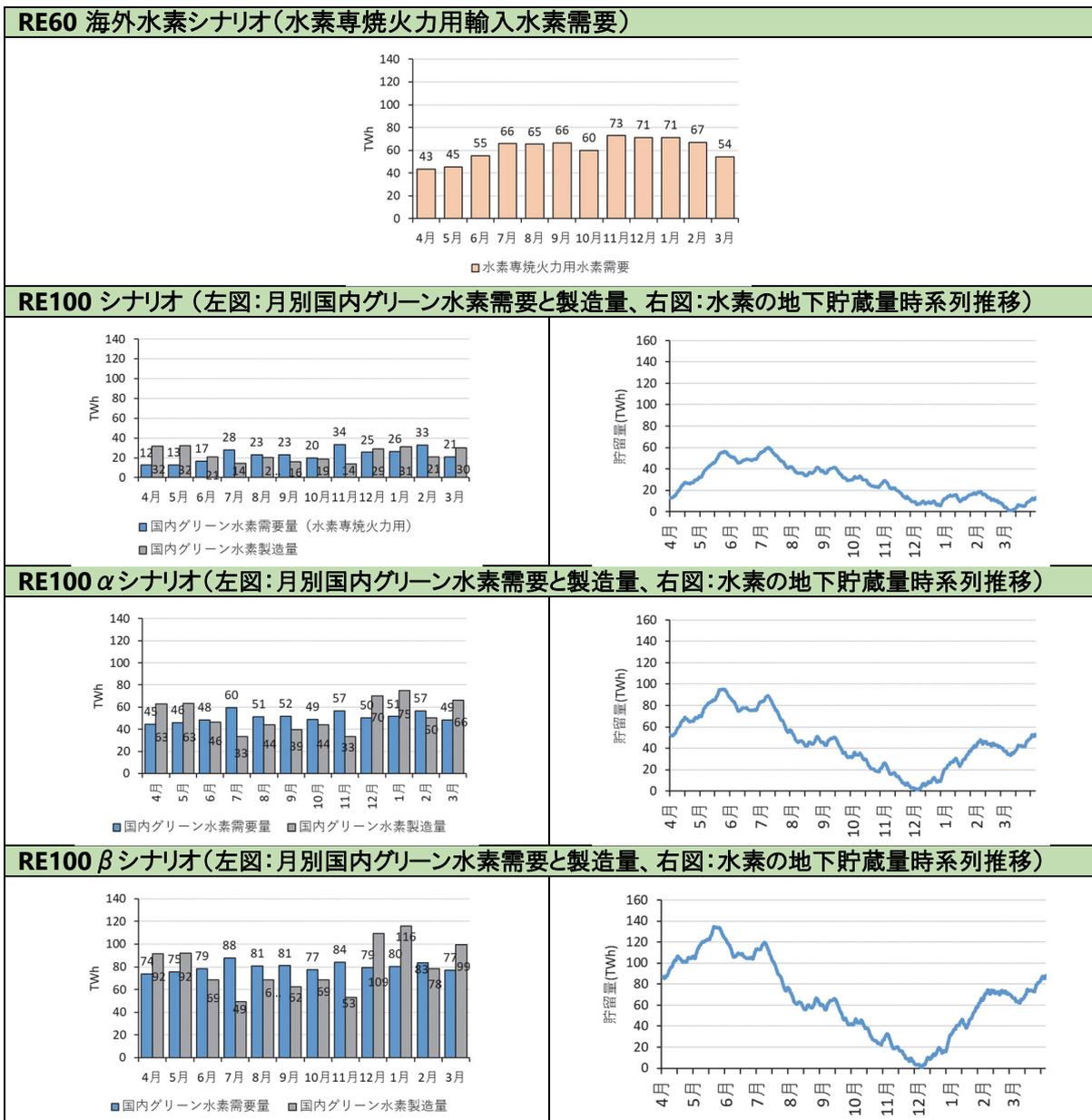


図 15 各シナリオの水素地下貯蔵量年間推移

3.3 再エネ出力抑制率

各シナリオの太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の地域別出力抑制率を表 10 に示す。RE60 海外水素シナリオでは、北海道、東北、関東地域で太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電が 15-18%と高い結果になった。次に、RE60 海外水素シナリオの月別出力抑制率(表 11)をみると、7 月、8 月の夏場において、太陽光発電の出力抑制率が高くなった。これは、夏の昼間に太陽光発電の発電電力量が電力需要量を超過し余剰電力となった際に、本分析で想定した EV や揚水式水力発電の容量では余剰分をすべて蓄電できないために、高い出力抑制が発生したためである。一方で、RE100 シナリオでは、太陽光発電の余剰電力分は水素製造装置によってほとんど消費されることから、夏場の出力抑制率が小さくなった。

RE100 シナリオ、RE100 α シナリオ、RE100 β シナリオの順に洋上風力発電の設備容量が大きくなるにつれて、水素製造装置の設備容量も大きくなるように想定している。水素製造装置の設備容量が大きくなるにつれて、再エネの余剰電力用いた水素製造が行い易くなることから、太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の出力抑制率も RE100 シナリオ、RE100 α シナリオ、RE100 β シナリオの順に小さくなった。

RE90 α シナリオ及び RE90 β シナリオでは、運転開始日からの経過年数が 2050 年時点で 60 年以内の原子力発電所が稼働する想定であり、それらの泊原発、女川原発、浜岡原発、柏崎刈羽原発、伊方原発、玄海原発は洋上風力のアクセスポイントに近い。そのため、RE100 α シナリオ及び RE100 β シナリオの出力抑制率と比較して、陸上風力発電、洋上風力発電の出力抑制率が大きくなった。この傾向は、風力の発電電力量が大きくなる冬から春にかけて顕著にみられた。

表 10 各 VRE の地域別出力抑制率

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
RE60海外水素										
太陽光	16.2%	14.6%	17.5%	3.8%	1.4%	1.3%	0.4%	3.1%	5.4%	8.9%
陸上風力	9.8%	14.7%	11.4%	0.7%	0.4%	2.2%	0.1%	0.3%	4.7%	8.5%
洋上風力	11.3%	12.1%	8.5%	1.7%	0.3%	0.1%	0.1%	2.0%	2.8%	6.4%
RE100										
太陽光	2.1%	1.2%	1.4%	2.7%	0.0%	0.6%	1.0%	3.2%	2.0%	1.6%
陸上風力	1.9%	5.0%	1.0%	0.4%	0.0%	2.9%	0.3%	0.6%	1.7%	3.5%
洋上風力	1.3%	1.5%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	1.0%	0.1%	0.5%	0.7%
RE100α										
太陽光	1.6%	0.9%	0.6%	3.2%	0.0%	0.5%	2.1%	2.6%	1.4%	1.4%
陸上風力	1.1%	4.9%	0.5%	1.0%	0.0%	2.9%	0.7%	0.5%	1.4%	3.4%
洋上風力	0.6%	0.7%	0.1%	2.5%	0.0%	0.0%	1.4%	0.2%	0.4%	0.7%
RE100β										
太陽光	1.5%	0.8%	0.5%	3.1%	0.0%	0.4%	2.1%	3.0%	1.5%	1.3%
陸上風力	0.9%	4.6%	0.2%	1.0%	0.0%	2.9%	0.8%	0.5%	1.6%	3.2%
洋上風力	0.4%	0.5%	0.0%	2.0%	0.0%	0.0%	1.4%	0.1%	0.3%	0.5%
RE90α										
太陽光	3.6%	1.4%	1.3%	3.2%	0.2%	0.9%	2.1%	4.6%	2.7%	2.0%
陸上風力	2.8%	7.7%	0.8%	0.7%	0.0%	2.9%	1.1%	1.9%	2.1%	5.3%
洋上風力	2.5%	1.3%	0.1%	2.9%	0.0%	0.0%	1.7%	3.1%	0.5%	1.1%
RE90β										
太陽光	3.3%	1.1%	0.8%	3.1%	0.0%	0.7%	2.4%	4.6%	2.0%	1.7%
陸上風力	2.3%	7.9%	0.6%	0.8%	0.0%	2.9%	0.9%	1.7%	1.6%	5.3%
洋上風力	1.8%	0.8%	0.0%	2.0%	0.0%	0.0%	1.5%	3.1%	0.4%	0.8%

表 11 各 VRE の月別出力抑制率

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	全国
RE60海外水素													
太陽光	3.3%	8.1%	6.9%	21.1%	23.4%	7.4%	4.5%	1.7%	3.2%	2.8%	1.9%	3.6%	8.9%
陸上風力	8.1%	9.1%	7.9%	16.8%	16.6%	7.4%	9.4%	4.0%	6.9%	6.4%	4.3%	7.8%	8.5%
洋上風力	7.1%	6.5%	6.3%	9.6%	11.7%	5.1%	7.0%	4.2%	5.9%	5.2%	3.9%	6.4%	6.4%
RE100													
太陽光	2.1%	4.1%	1.4%	0.6%	1.1%	0.7%	1.3%	0.9%	1.4%	1.7%	1.3%	2.2%	1.6%
陸上風力	4.2%	4.5%	2.2%	1.4%	1.7%	2.5%	4.4%	2.7%	5.2%	4.8%	3.3%	4.1%	3.5%
洋上風力	0.8%	0.8%	0.3%	0.2%	0.3%	0.4%	1.1%	0.6%	1.0%	0.9%	0.6%	0.7%	0.7%
RE100α													
太陽光	1.6%	2.9%	1.1%	0.6%	0.9%	1.0%	1.2%	0.6%	1.2%	1.3%	1.4%	2.5%	1.4%
陸上風力	4.1%	3.3%	2.1%	1.3%	1.7%	2.4%	4.4%	2.4%	5.3%	4.8%	3.4%	3.9%	3.4%
洋上風力	0.6%	0.7%	0.4%	0.4%	0.3%	0.5%	0.9%	0.5%	0.9%	0.9%	0.7%	0.8%	0.7%
RE100β													
太陽光	1.6%	3.0%	1.0%	0.6%	0.8%	0.8%	1.2%	0.6%	1.3%	1.3%	1.5%	1.9%	1.3%
陸上風力	3.9%	3.4%	1.9%	1.2%	1.6%	2.4%	4.3%	2.7%	5.1%	4.4%	3.3%	3.4%	3.2%
洋上風力	0.5%	0.6%	0.3%	0.3%	0.2%	0.4%	0.7%	0.4%	0.7%	0.7%	0.5%	0.5%	0.5%
RE90α													
太陽光	2.7%	4.0%	1.4%	0.7%	1.3%	1.1%	1.9%	0.7%	2.2%	2.2%	1.6%	3.6%	2.0%
陸上風力	4.9%	4.8%	2.6%	2.1%	3.3%	3.6%	7.1%	4.1%	8.3%	8.0%	5.6%	6.7%	5.3%
洋上風力	1.1%	1.1%	0.5%	0.7%	0.6%	0.7%	1.3%	0.8%	1.7%	1.5%	1.3%	1.4%	1.1%
RE90β													
太陽光	2.2%	3.8%	1.2%	0.7%	1.0%	1.0%	1.4%	0.6%	1.6%	1.3%	1.6%	3.0%	1.7%
陸上風力	4.7%	4.6%	2.5%	2.1%	3.0%	3.5%	6.5%	4.5%	8.5%	8.0%	6.5%	6.5%	5.3%
洋上風力	0.7%	0.7%	0.4%	0.5%	0.4%	0.5%	0.9%	0.5%	1.2%	1.1%	0.9%	0.8%	0.8%

3.4 全国の送電線と地域間連系線の使用状況

各シナリオの送電線の使用状況として、年間の設備利用率(運用容量ベース)を図 16 に示す。RE60 海外水素シナリオは、年間の設備利用率が 10%~20%と 20%~30%にある送電線の数、それぞれ 143 本と 150 本となった。一方で、RE100 シナリオは、電源が分散的に配置されており、年間の設備利用率が 10%~20%と 20%~30%にある送電線の数 RE60 水素シナリオよりも少なくなった。また、RE100 シナリオでは、30%~40%と 40%~50%にある送電線の数が多くなり、60%~70%と 70%~80%にある送電線の数も少なくなった。つまり、RE100 シナリオは電力需要が大きい地域に多くの電源が配置されるシナリオであり、RE60 海外水素シナリオよりも、電力の広域的な融通が必要となることから、設備利用率が全体的に上がるとともに、特定の送電線に集中していた利用が分散した。加えて、RE100 シナリオ、RE100 α シナリオ、RE100 β シナリオの順に、電力の広域融通の傾向は強まり、設備利用率が 30% から 60%にある送電線の数が多くなった。これは、後述するように、国内グリーン水素製造需要が増え、洋上風力発電の設備容量が大きくなるにつれて、電力の広域融通がより多くなされるためである。

RE90 α シナリオと RE90 β シナリオは、運転開始日からの経過年数が 2050 年時点で 60 年以下の原子力発電の稼働を想定している。また、原子力発電所は、沿岸部に立地しているとともに、電力需要地に向けて大容量の送電線が整備されているため、原子力発電所が接続する変電所の多くが、洋上風力発電所のアクセスポイントと想定している。しかし、RE100 α シナリオと RE90 α シナリオ、RE100 β シナリオと RE90 β シナリオの比較では、送電線の設備利用率の分布に大きな差異はなかった。

図 17 に、すべての送電線の 1 時間単位の潮流の絶対値を合計して求めた送電線の年間潮流量合計値(地域別)を示す。RE60 海外水素シナリオの日本全国での年間潮流合計量は、3,094TWh となった。これに対し、RE100、RE100 α 、RE100 β 、RE90 α 、RE90 β の送電線の年間潮流量合計値は、RE60 海外水素シナリオの 1.1 倍程度となった。また、図 18 に示されるとおり、域内の需要量に対して、洋上風力発電の発電電力量が大きい、東北、関東、北陸地域において、送電線の年間潮流量が増加したことが明らかとなった。なお、九州地域では、RE60 海外水素シナリオにおいて、年間潮流量合計値が最も大きな値を示した理由として、水素専焼火力による発電電力量が大きいためである。

地域間連系線の使用状況については、図 19 に示す。北海道→関東(矢印は潮流の順方向を示す)の送電線以外の地域間連系線については、送電線の運用容量の最大値まで電力が送電される時間帯がほとんどないことが分かった。北海道→関東の送電線(海底直流送電線)は新設される送電線であり、運用容量の最大値まで電力を北海道から関東に送電する時間帯が年間の半分程度あった。これは、相対的に電力需要量が小さい北海道地域内で消費できない再エネの電力を電力需要量大きい関東地域に送る必要性が高いことを示している。連系線の全体的な傾向として、北海道→関東、東北→関東、関東→中部、中部→関西、北陸→関西の連系線では、持続曲線が潮流の順方向(潮流の値がプラス)に位置している時間帯が多く、順方向に電力の広域融通なされた。一方で、中国→九州、関西→中国、中国→四国の連系線では、持続曲線が潮流の逆方向(潮流の値がマイナス)に位置している時間帯が多く、逆方向に電力の広域融通がなされた。すなわち、洋上風力の設備容量が大きい、北海道、東北、関東、九州地域から、洋上風力の設備容量が小さく、電力需要の大きい関西地域に送電されたことを示している。

北海道→東北地域の連系線の持続曲線は、潮流の逆方向(潮流の値がマイナス)に位置している時間帯が多く、逆方向に電力の広域融通がなされた。この結果から、本分析の想定では、北海道→東北地域の

連系線は、北海道地域内の余剰再エネ電力を東北地域に送電することよりも、東北地域内の電力(余剰再エネからの電力あるいは北海道地域内の需給調整を目的とした水素専焼火力からの電力)を北海道地域に送ることが主目的として運用されたことを意味する。

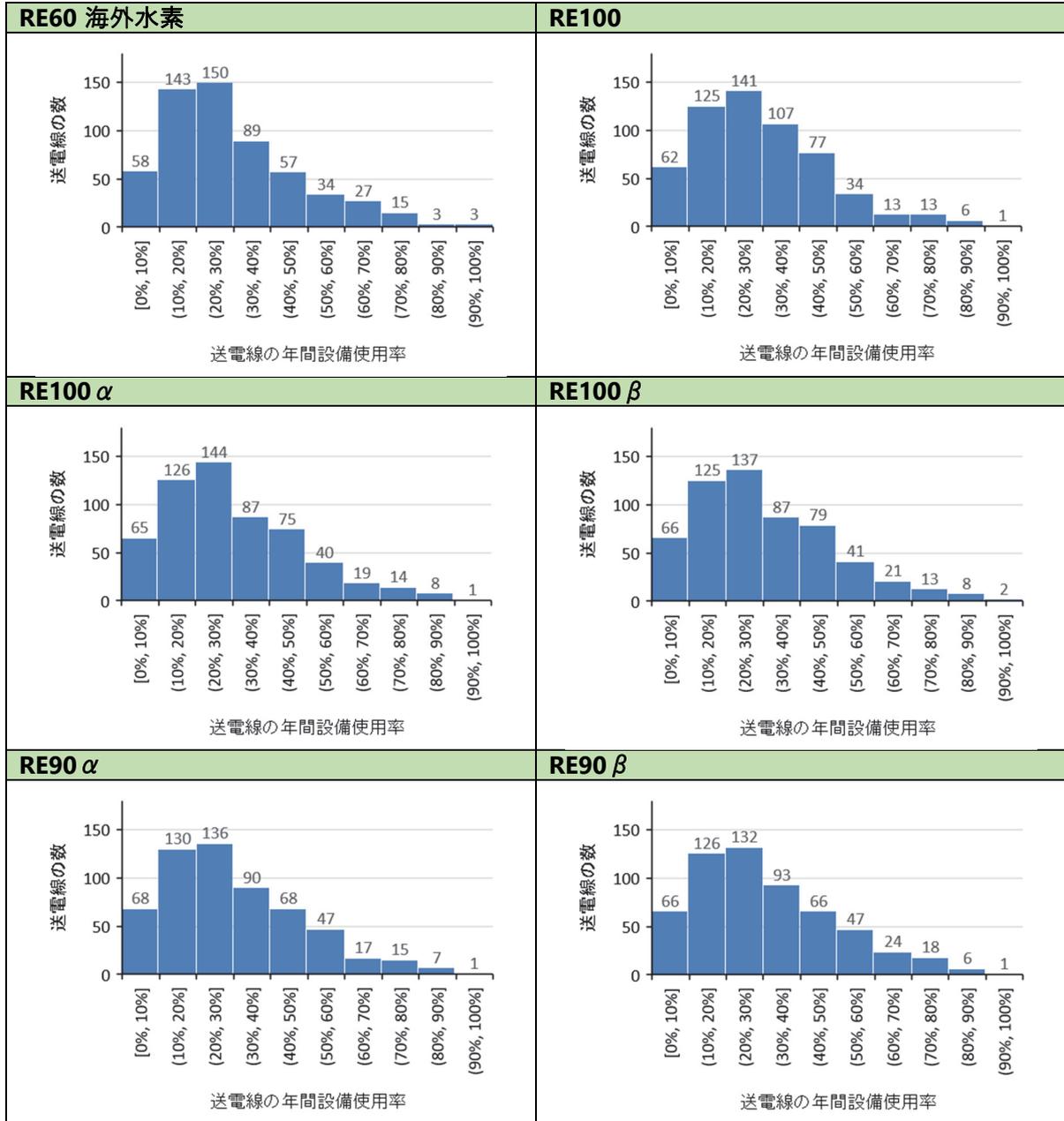


図 16 各シナリオの送電線の年間設備利用率(運用容量ベース)

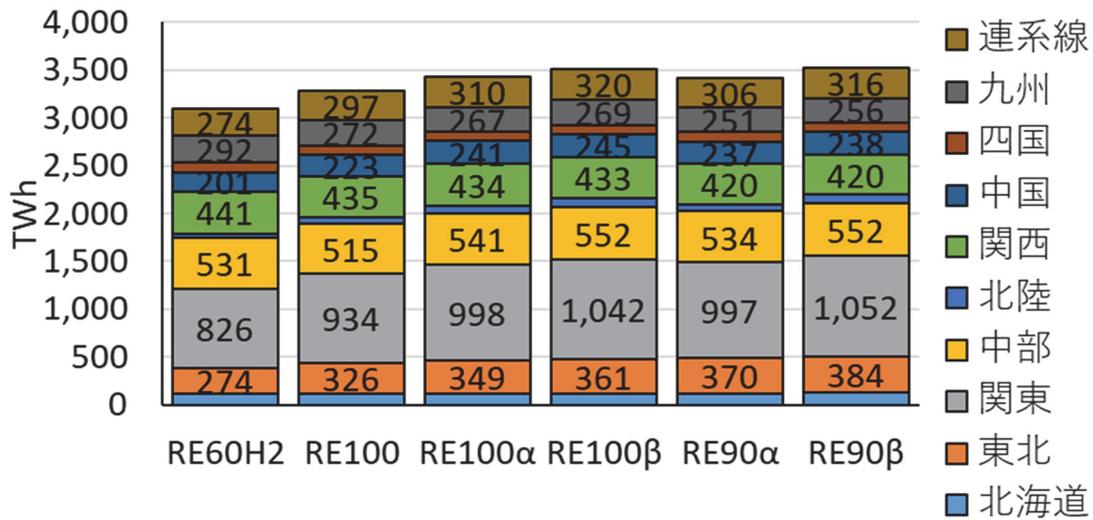


図 17 地域別の送電線の年間潮流量合計値
注: RE60H2 シナリオは、RE60 海外水素シナリオを示す。

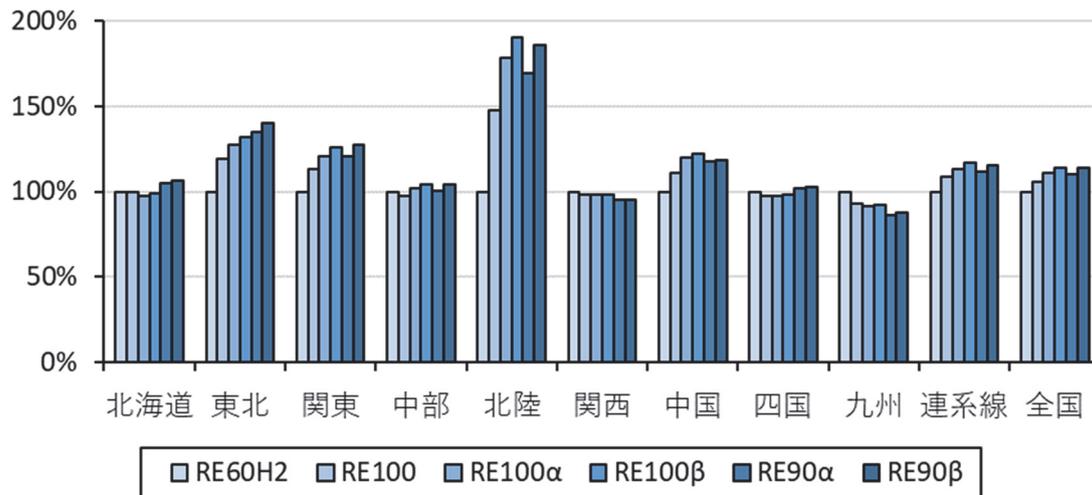


図 18 地域別の送電線の年間潮流量の RE60 海外水素シナリオに対する変化率

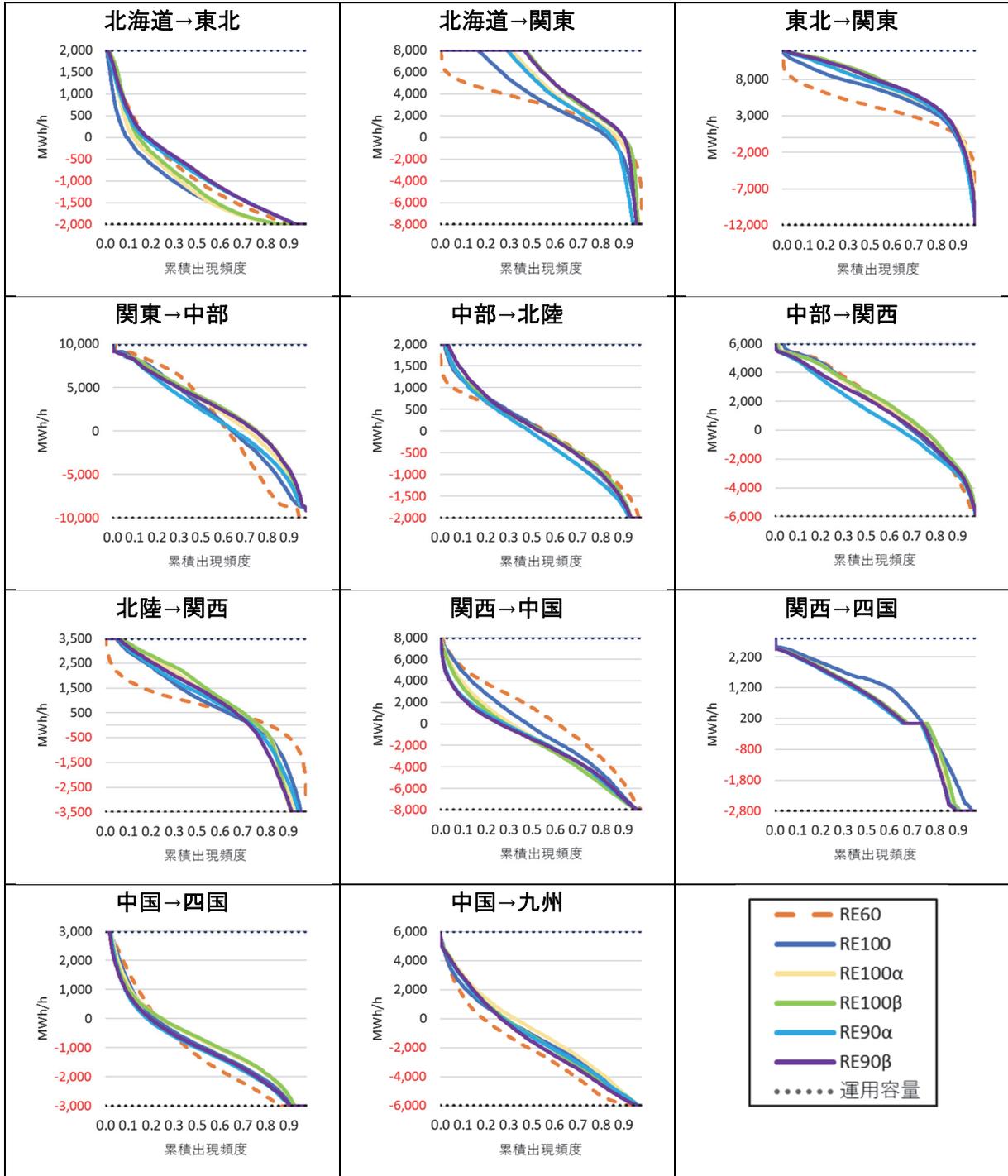


図 19 地域別、シナリオ別の地域間連系線の年間持続曲線(時間解像度は 1 時間)

3.5 洋上風力発電のアクセスポイントかつ水素製造拠点となる変電所の需給バランスと送電線の状況

図 20 から図 23 に洋上風力発電のアクセスポイントかつ水素製造拠点となる変電所の需給バランスや変電所に接続する送電線の年間持続曲線を示す。本分析で想定した洋上風力発電のアクセスポイントかつ水素製造拠点となる変電所の多くは、水素専焼火力からの火力線が接続されている中で、新佐原変電所は、洋上風力発電と水素製造設備のみが接続する変電所である¹¹。浜岡変電所は、洋上風力発電と水素製造設備及び原子力発電が接続変電所である。そのため、単純な需給構造や送電線の利用になっていることから、これら二つの変電所を選定した。なお、新佐原変電所は、関東地域内ループ系統の一部の変電所であり、様々な変電所への電力の送受電が行われやすい。反対に、浜岡変電所は、中部地域内の送電網の末端の変電所であることから、送電線の電力潮流の挙動が新佐原変電所よりも簡素である。

新佐原変電所における 5 月と 2 月電力需給状況を図 22 に示す。5 月は、1 年間の中でも太陽光発電と洋上風力発電の双方の電力が余剰になりやすい季節であり、1 月は洋上風力発電の出力が最も大きくなりやすい季節である。RE60 海外水素シナリオでは、国内グリーン水素製造を想定しておらず、洋上風力発電の設備容量も小さいため、佐原変電所に供給される風力発電の電力量も小さい。RE100 シナリオになると、洋上風力発電からの電力量が大きくなるが、多くの電力は水素の製造よりも、送電線によって他の変電所への供給が主になされることが分かった。RE100 α シナリオ、RE100 β シナリオの順に、国内グリーン水素需要が大きくなるにつれて、洋上風力発電の他の変電所の送電量のみならず、水素製造量も多くなった。また、洋上風力発電の電力のみならず、太陽光発電などの余剰電力からの電力を含む送電線からの電力を利用して水素製造が行われたことが確認できた。

図 20 の新佐原変電所に接続する送電線を見ると、新佐原→新筑波、新佐原→新京葉、新佐原→鹿島の送電線の持続曲線が潮流の順方向に位置している時間帯が多いことから、洋上風力発電の電力を各電力需要地に供給していることが確認できる。新佐原→新木更津の送電線は持続曲線が潮流の逆方向に位置している時間帯も多くある。新木更津も洋上風力のアクセスポイントかつ水素製造拠点である。また、新木更津には、水素専焼火力も接続している。新木更津変電所から新佐原変電所に洋上風力発電や水素専焼火力の電力が新佐原に送電されることで、新佐原→新木更津の送電線の持続曲線の形が他の送電線の持続曲線の形と異なる。

図 21 に浜岡変電所に接続する送電線の年間持続曲線を示す。RE60 海外水素シナリオでは、図 23 で示す通り、洋上風力発電及び原子力発電の電力を他の変電所(需要地)に送電する目的に限定して送電線が利用されていることから、持続曲線は潮流の順方向のみにだけ位置している。RE100 シナリオ、RE100 α シナリオでは洋上風力発電、RE90 α シナリオでは洋上風力及び原子力発電からの電力を他の変電所に送電するとともに、他の変電所からの電力を用いて水素を製造する。そのため、図 21 では、持続曲線が潮流の順方向と逆方向の両方に位置している。これらの結果から、洋上風力発電のアクセスポイントに水素製造拠点を想定しても、他の変電所で発生する再エネの余剰電力(主に太陽光発電)を用いて水素製造がなされていることが確認できた。

¹¹ 洋上風力のアクセスポイントであり、水素製造拠点となっていない変電所における洋上風力発電の設備容量は、送電線の運用容量を超えない範囲で想定した。

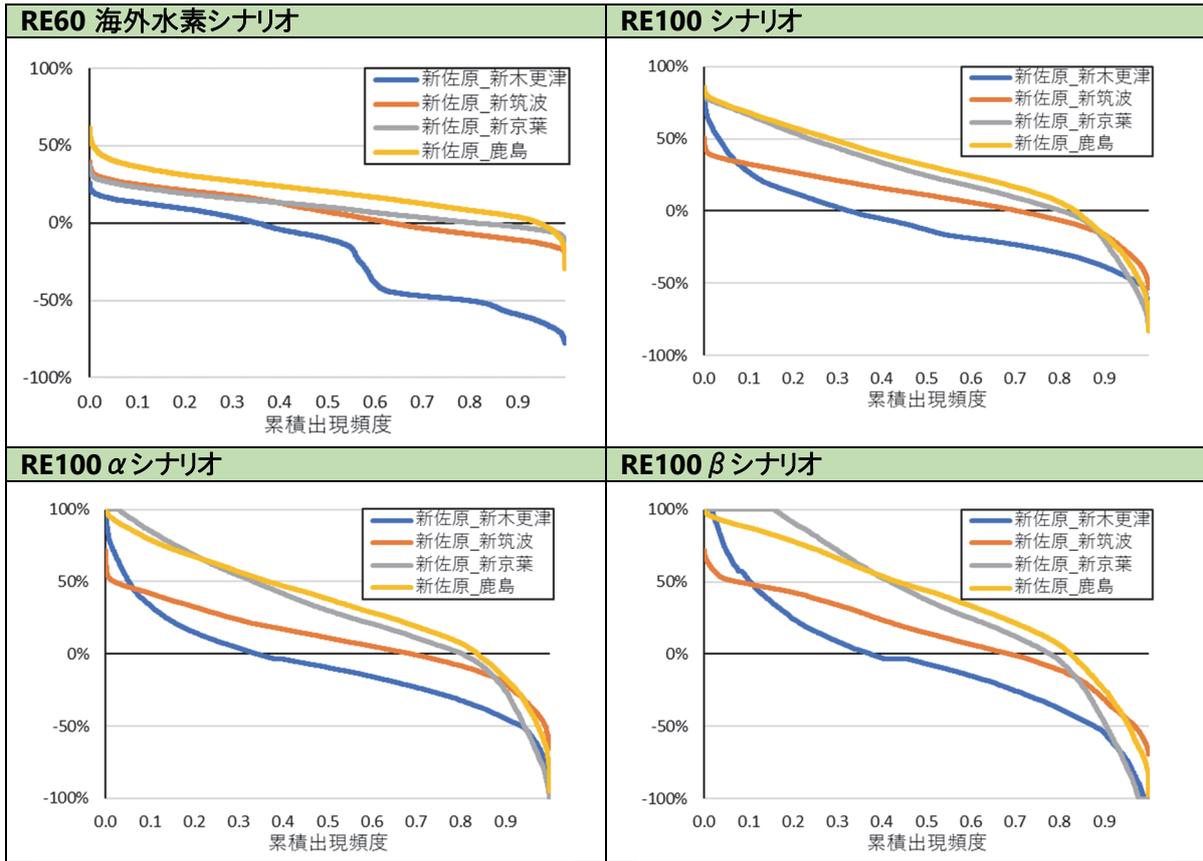


図 20 新佐原変電所に接続する送電線の年間持続曲線

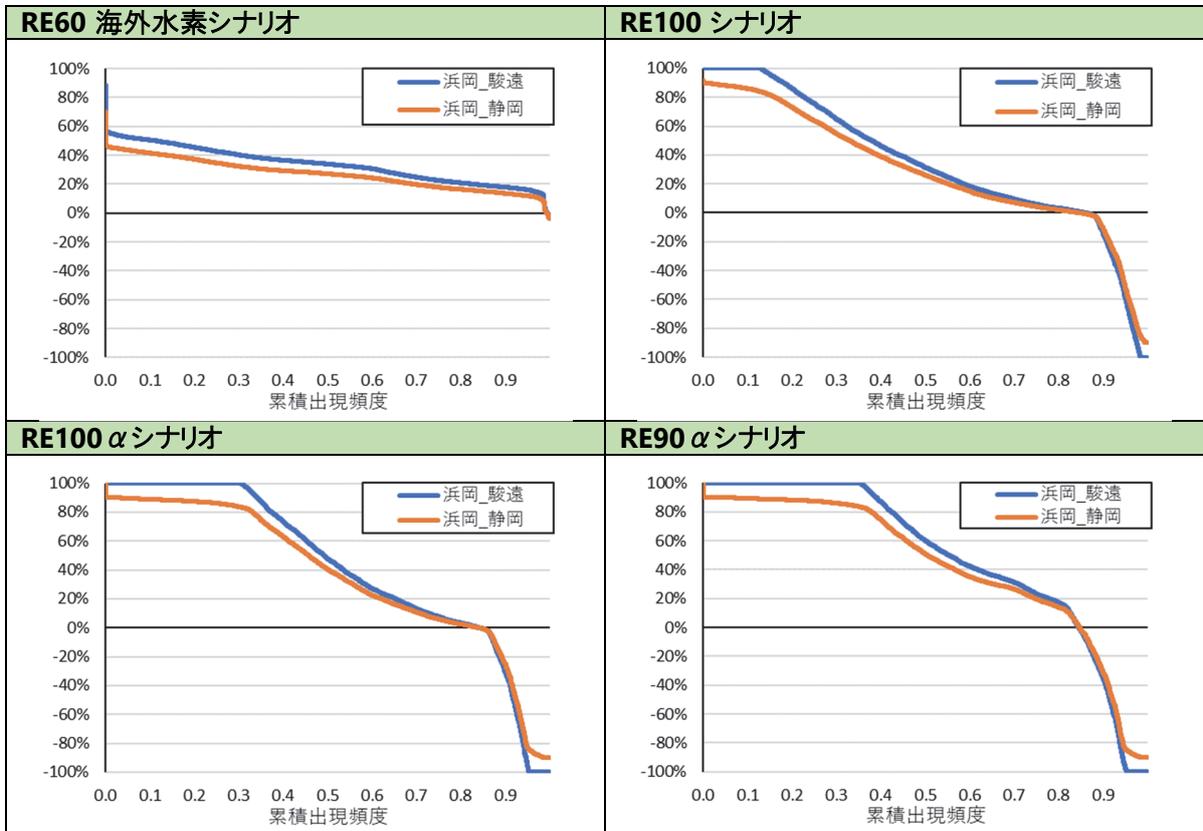


図 21 浜岡変電所に接続する送電線の年間持続曲線(時間解像度は1時間)

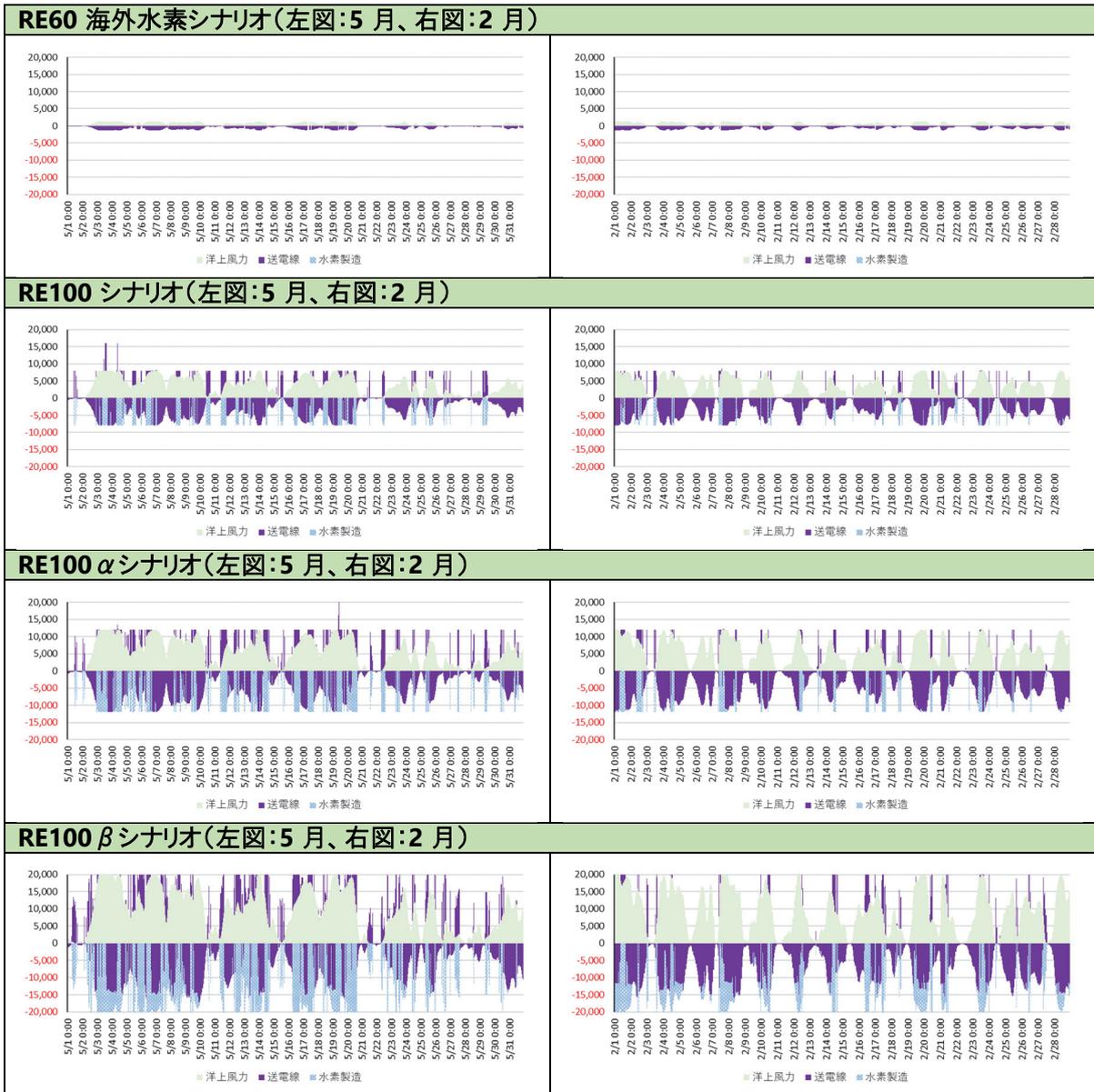


図 22 新佐原変電所における5月と2月電力需給状況

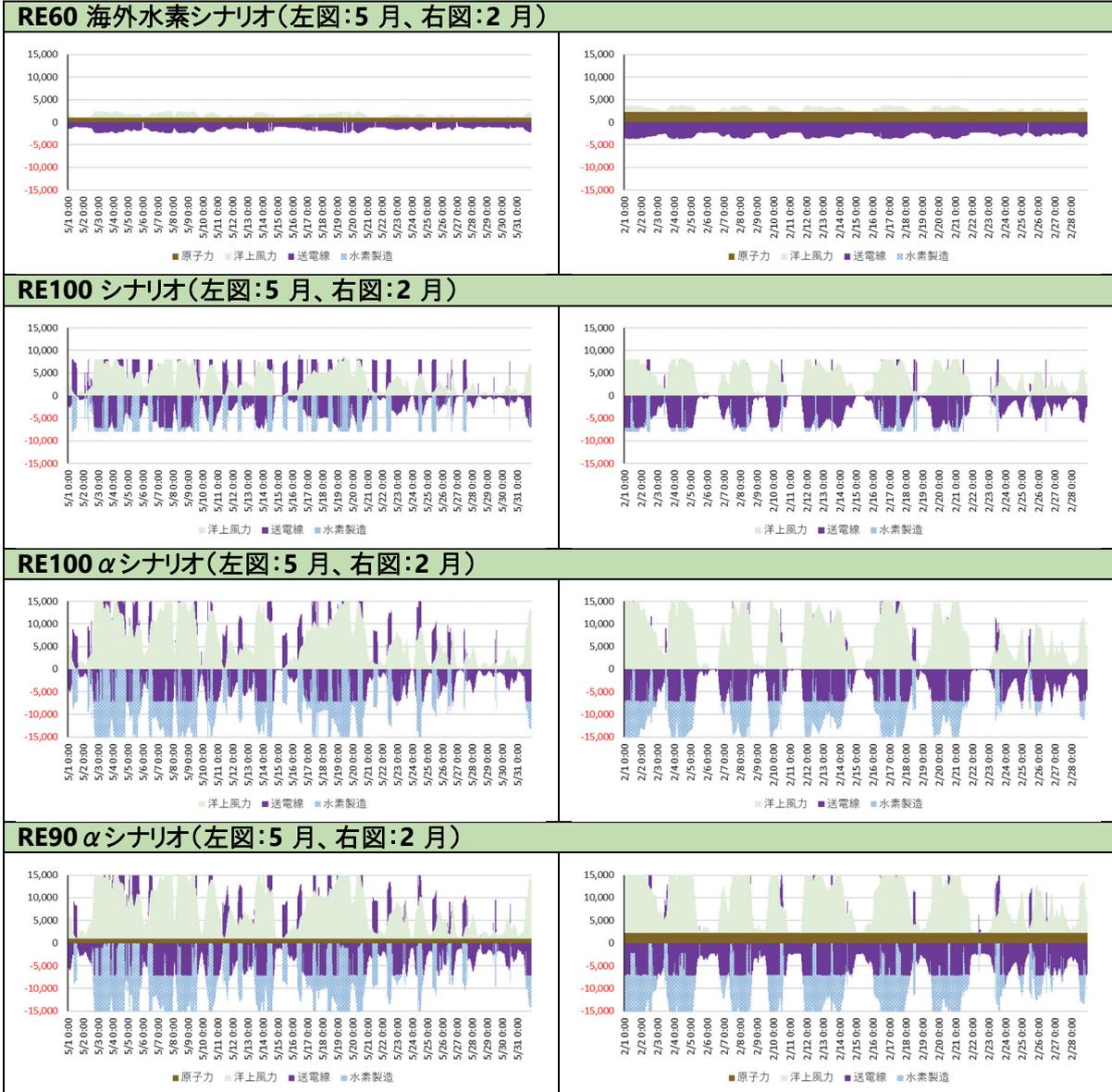


図 23 浜岡変電所における5月と2月電力需給状況

3.6 各電力需給調整能力の使用状況

RE60 海外水素シナリオ、RE100 シナリオ、RE100 α シナリオ、RE100 β シナリオの柔軟性供給力の使用状況を図 24 に示す。これらのシナリオにおいて、EV と水素専焼火力が 2 つ大きな柔軟性供給力となった。電力供給と余剰電力の吸収の双方の柔軟性に関して、EV は数時間の単位では 50GW 以上の出力をもって電力を供給しているが、多くの時間帯は、50GW 以内の出力で電力を供給した。EV の出力は大きい、出力(GW)に対する蓄電容量(GWh)は大きくない。そのため、電力需給に対する柔軟性としても数時間の単位では大きな出力を出すことができるが、長時間にわたる大きな柔軟性を供給できない状況が反映されている。

水素専焼火力の柔軟性供給力の曲線は、RE60 海外水素シナリオでは、89GW から 0GW までほぼ直線的に描かれることから、年間を通じて大きな柔軟性供給力を提供した。RE100 シナリオになると、瞬間的に 50GW を超える柔軟性供給力を提供するが、多くの時間帯では、50GW を下回り、その利用が限定的であった。RE100 α シナリオ、RE100 β シナリオの順に、洋上風力発電の設備容量が大きくなるにつれて、水素専焼火力の年負荷持続曲線が下方にシフトした。

水素製造設備は、VRE(主に洋上風力)の発電電力量が余剰となる時間帯に水素が製造される。RE100 シナリオ、RE100 α シナリオ、RE100 β シナリオの年間を通じた設備利用率は、24%、34%、37%となった。このように設備利用率が低いのは、洋上風力発電の出力抑制を低減するために、余剰電力を水素製造設備が最大限消費できるような設備容量を想定しているためである。なお、水素製造設備の容量を抑えて、洋上風力発電の出力抑制量を大きくする想定も考えられる。これらの最適なバランスは洋上風力発電の発電費用と水素製造設備の導入費用によって決まるが、その特定は今後の課題である。

一般水力発電は、22GW 付近が出力の最大となり、そこから、ほぼ直線的な年負荷持続曲線となった。一般水力発電は、河川の水量の季節変動の制約から、月別の発電電力量の上限を設定している。VRE の出力変化に応じて各月で利用できる発電電力量を効果的に利用することでこのような年負荷持続曲線が得られたと考えられる。一方で、揚水式水力発電について、10GW 付近が出力の最大となっているが、出力が大きい時間帯は少ない。地熱発電およびバイオマス発電も同様に 8GW 付近から、直線に近い形の年負荷持続曲線となり、年間を通じて柔軟性供給力として機能した。

家庭用給湯器のデマンドレスポンスによる柔軟性供給力(余剰電力の吸収)は、数時間の単位では 5GW 程度あるが、多くの時間帯では、0GW 周辺となった。これは、給湯器の出力は大きい、家庭用給湯需要が全体の電力需要と比較して小さいことから、給湯需要の電力シフトによって得られる柔軟性供給力の効果が系統全体では僅かであることを示している。

図 25 に各シナリオにおける VRE の年間負荷持続曲線に対応した EV の電力需要・供給と水素製造需要を示す。EV の電力需要・供給状況を見ると、いずれのシナリオにおいても、VRE の発電電力量の大きさに関わらず、絶えず出力の増減を繰り返した。つまり、VRE の発電出力の長期の変化(例えば、季節的な変動)よりも、短期の変化(例えば、1 日当たりの変動)に対する柔軟性として、中心的な役割を担っていると考えられる。水素製造需要は、VRE の出力が多い時間帯(つまり、需要に対して、VRE の出力が大きく、余剰となっている時間帯)に多かった。これにより VRE 余剰電力に対しては、水素製造装置が主に柔軟性を供給したことが分かる。

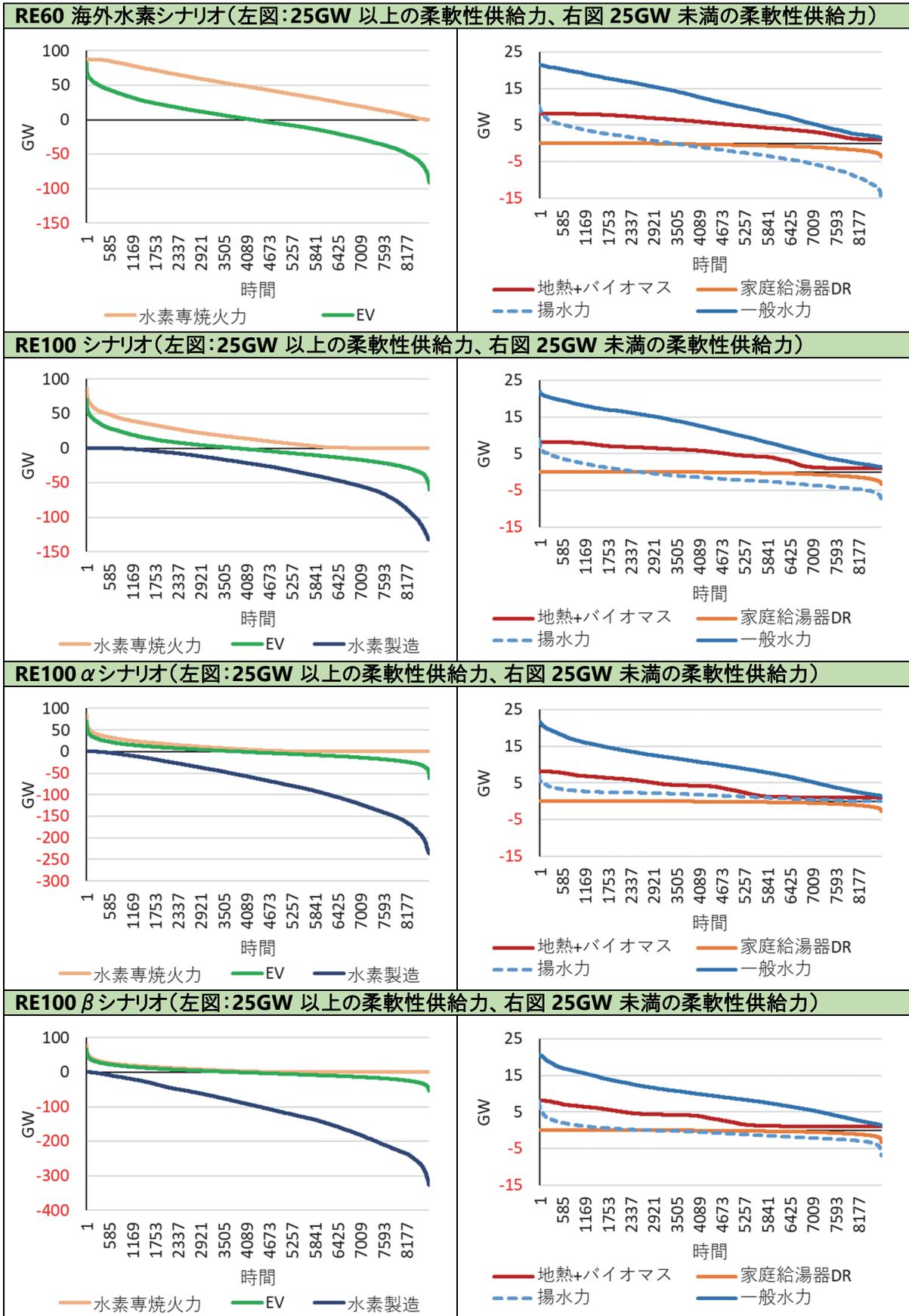


図 24 各シナリオの柔軟性供給力の年間負荷持続曲線

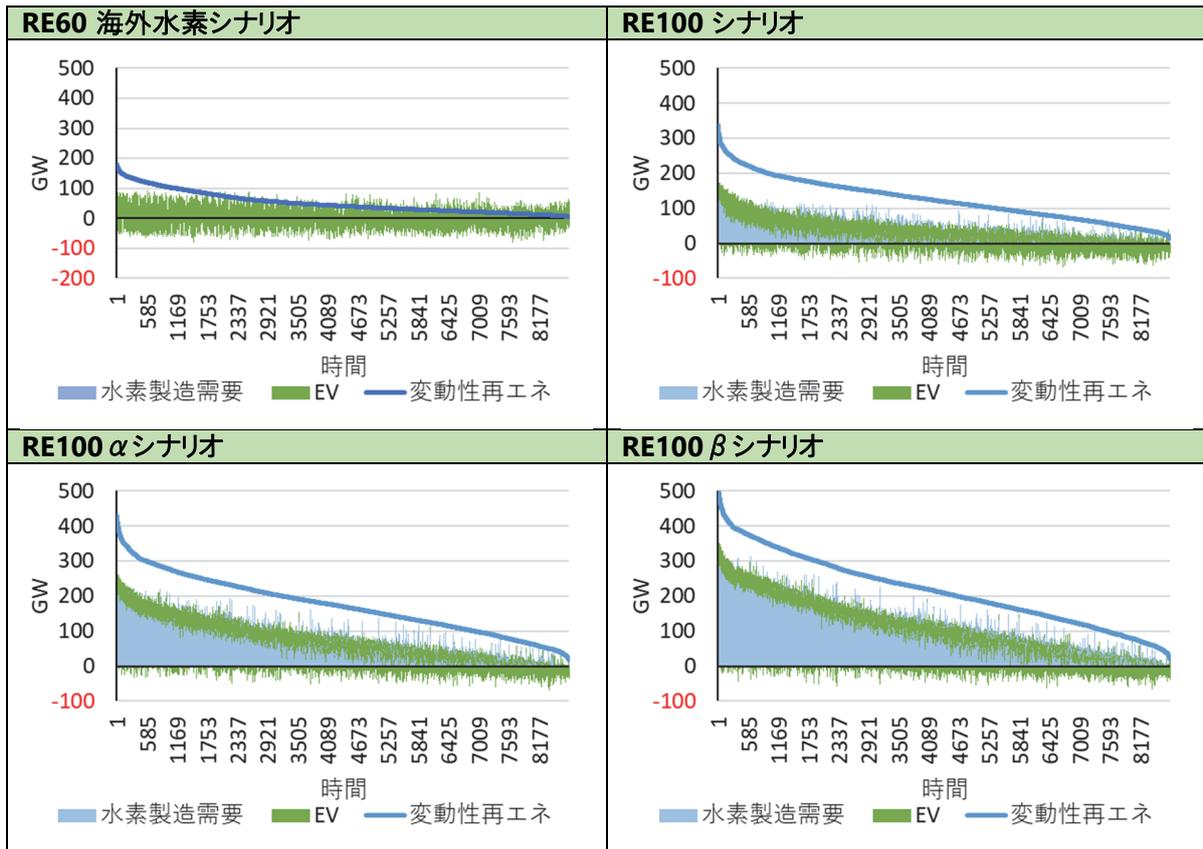


図 25 各シナリオのVREの年間負荷持続曲線に対応したEVの電力需要・供給と水素製造需要

4. まとめ(結果の考察)

各部門の活動量は、2015年と同様の水準とし、家庭部門、業務部門、運輸部門、産業部門において、最大限の電化と水素利用が進むと便宜的に想定した場合、系統電力需要量は1,054TWhと算定された。この場合、新規電化需要を満たすために都市部を中心に送電線の増強が必要となった。また、非電力部門のエネルギー利用分の水素需要は456TWh、非エネルギー利用分(化学製品の原料など)の水素需要は、387TWhの電力が必要と算定された。

上記の系統電力需要に対する国内再エネ比率を6割程度とし、水素専焼火力発電用の水素は、海外からの輸入を想定するRE60海外水素シナリオでは、水素専焼火力の発電電力量が398TWhとなった。また、太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の出力抑制率も日本全国平均でそれぞれ、8.9%、8.5%、6.4%となり、北海道、東北、関東の東日本では、10%を超える出力抑制率もみられた。RE60海外水素シナリオの出力抑制の主な原因は、夏の昼間に太陽光発電の発電電力量が電力需要量を超過し余剰電力となった際に、本分析で想定したEVや揚水式水力発電の容量では余剰分をすべて蓄電できないためである。

国内再エネ比率を100%にするために、水素専焼火力発電用の水素を国内グリーン水素で製造し、国内の休廃止ガス田への地下貯蔵を想定するRE100シナリオでは、水素専焼火力の発電電力量は148TWhとなった。また、水素専焼火力に必要なグリーン水素製造用電力は275TWhであり、この水素を製造するために、洋上風力発電を180GWとし、洋上風力のアクセスポイント周辺に水素製造設備を133GWとする

ことで電力需給のバランスをとることができた。RE100 シナリオの太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の出力抑制率も日本全国平均でそれぞれ、1.6%、3.5%、0.7%となり、すべての地域において5%以下の出力抑制率となった。RE60 海外水素シナリオの結果との比較から、余剰再エネを用いた水素製造設備を洋上風力のアクセスポイント周辺に設置した場合においても、洋上風力発電のみならず、太陽光発電の余剰電力を水素製造に利用することができ、系統電力需要に対応した再エネ比率を高めることに、大きく貢献することが示された。

運輸貨物部門や産業部門で必要となるエネルギー用途水素を国内再エネで製造する際に、電力系統の需給調整と連動する RE100 α シナリオでは、水素専焼火力の発電電量が 85TWh であり、RE100 シナリオにおける水素専焼火力の発電電力量の 6 割となった。水素専焼火力及び運輸貨物部門や産業部門で必要となるエネルギー用途に必要なグリーン水素製造用電力は 541TWh となり、洋上風力発電を 290GW、水素製造設備を 210GW とすることで、年間の電力需要量、水素需要量、再エネ発電電力量のバランスをとることができた。

さらに、化学部門で必要とする非エネルギー用途としての水素製造のための電力需要量を電力系統の需給調整と連動する RE100 β シナリオを分析したところ、水素専焼火力の発電電量は 67TWh と RE100 α シナリオよりも小さくなった。これにより、再エネ電力を水素に変換し保存し、再び、水素専焼火力によって電力に変換する一連のプロセスで発生するエネルギーロス小さくすることができることが確認できた。一方で、水素専焼火力の利用が無くなることは無かった点も留意する必要がある。これは、RE100 β シナリオにおいても、再エネの発電電力量が少ない時間帯が多い季節には、水素専焼火力などの長期に保存できるエネルギーを用いた電源を用いて、電力需給をバランスする必要であることを示唆する。なお、海外から水素を調達する RE60 海外水素シナリオであっても、同様の再エネ電力と需要の季節変動の対応が必要になる。化石資源の場合には、輸入のタイミング(輸入国にとっては、採掘のタイミング)を調整すればよいが、グリーン水素の場合には、海外において水素生産と需要の季節変動のマッチングが必要になる。しかし、液化水素タンクはボイルオフガスがあるために、長期貯蔵に適さないことを考慮すると海外においても地下貯留が必要となることを示唆している。

RE100 シナリオ、RE100 α シナリオ、RE100 β シナリオにおける月単位の水素貯量と放出量の収支について、冬から春にかけて発生する洋上風力の余剰電力によって製造された水素を地下貯留施設に貯蔵し、夏から冬にかけて水素専焼火力発電用に放出する挙動を示した。また、新潟及び磐城沖休廃止ガス田の水素地下貯留ポテンシャルを 530TWh(16 百万トン)と想定した場合、すべてのシナリオにおける水素の地下貯蔵必要量は、地下貯留ポテンシャルを下回ることを確認できた。

なお、運転開始日からの経過年数が 2050 年時点で 60 年以下の原子力発電の稼働を想定した RE90 α シナリオ、RE90 β シナリオにおいても、水素専焼火力の発電電力量はそれぞれ、64TWh、48TWh であり、これらのシナリオにおいても、水素専焼火力の利用は残った。一方で、両シナリオにおける陸上風力発電、洋上風力発電の出力抑制率は、風力の発電電力が大きくなる冬から春にかけて、RE100 α シナリオ及び RE100 β シナリオの出力抑制率よりも大きくなった。

送電線の利用状況について、RE60 海外水素シナリオは、電力系統設備の利用が電力需要の大きい地域周辺に集中し、RE100 シナリオは RE60 海外水素シナリオよりも、電力の広域的な融通が必要となることから、設備利用率が全体的に上がり、特定の送電線に集中していた利用が分散する傾向が確認できた。

RE100 シナリオ、RE100 α シナリオ、RE100 β シナリオの順に、国内グリーン水素製造需要が増え、洋上風力発電の設備容量が大きくなると、電力の広域融通の傾向は強まった。RE100 α シナリオと RE90 α シナリオ、RE100 β シナリオと RE90 β シナリオの比較では、送電線の設備利用率の分布に大きな差異はなかった。

短期の電力需給調整について、大きな設備容量を有する EV と水素専焼火力が、再エネの出力変動に対する主要な柔軟性供給力となった。また、数か月単位の長期の電力需給調整について、供給側の柔軟性を主に想定する本分析では、短期の調整を担う EV だけでは不十分であり、グリーン水素製造・貯蔵を利用した水素専焼火力のように、大量かつ長期にエネルギーを保存する設備が必要であることが明らかとなった。家庭用ヒートポンプ式給湯器のデマンドレスポンスを取り入れる場合、数時間の単位では大きな調整力を発揮するポテンシャルはあるものの、本分析のシミュレーションでは、系統全体の電力需要に対する柔軟性供給力は僅かであることが明らかとなった。調整池や貯水池を有する一般水力発電の出力が VRE の出力に応じて調整できる場合、10GW 以上の調整力を数週間にわたって提供できることから、中期の調整力として大きく貢献する結果となった。一方で、揚水式水力発電は、最大出力に対して、貯水量の割合が大きくないことから、短期間での柔軟性供給力としては大きな効果があるが、大きな柔軟性を供給できる時間帯は短いという結果になった。

5. 今後の課題

電力部門を脱炭素化するシナリオは無数考えられる中で、本分析では、再エネ 100%という最大限の再エネ比率を想定した状況下において、揚水式水力、貯水池式一般水力発電、地熱発電、バイオマス発電、家庭用ヒートポンプ式給湯器、系統に接続される EV の蓄電池、水素製造装置、既存ガス火力発電を改修した水素専焼火力の柔軟性供給力がどのように利用されるかを明らかにする目的でシナリオを構築した。今後の分析を行う場合には、様々な関係者と積極的に意見交換を行い、各関係者が明らかにしたい論点を設定し、それに対応できるようなシナリオを構築し、論点の理解に貢献していくことが望ましい。その中で、各部門の活動量や電化率の想定、導入する再エネの種類と量の想定、水素等のエネルギーの輸入に関する想定、送電線の増強、CCS の活用ポテンシャルに関する想定を更新することが必要である。特に、本分析の電力需要量は、各部門の活動量は、2015 年と同様の水準と固定し、家庭部門、業務部門、運輸部門、産業部門において、最大限の電化と水素利用が進むという便宜的な想定のもと作成した。しかし、今後は、循環経済による生産プロセスの変化、人々の移動の変化、人々の消費嗜好の変化によって、各部門の活動量が本分析の想定よりも小さくなることも考えられる。この場合、必要となる電力や水素も小さくなり、再エネ設備容量も変化する。そのため、このような電力需要量の変化も含めた分析を今後進めることが重要である。また、本分析では、再エネの導入量を増やす目的だけで導入される蓄電池や送電線の増強は行わないという想定を置いたことから、太陽光発電の設備容量を最大で 219GW とし、洋上風力発電の設備容量を最大で 381GW としている。これは、Cheng et. al [2]や自然エネルギー財団[3]などのシナリオと比較して、洋上風力の設備容量が多くなっている。今後は、再エネの電源の設備容量の様々な組み合わせについても分析をすることが有益である。

本研究は、上位 2 系統の系統設備の制約を考慮した 1 時間単位での電力需給バランスを分析している。しかし、実際には太陽光発電、陸上風力発電、EV は下位系統に接続されることが想定される。下位系統の送電線の制約が太陽光発電、陸上風力発電の発電電力量や EV の柔軟性供給力に与える影響は考

慮できていないことに留意が必要である。また、本分析で想定した海底直流送電線は、石狩湾から新潟に新設されるものだけを想定した。OCCTO による広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会で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）案[46]では、太平洋側ルートへの検討や北海道から関東方面に送電線を増強する際には、一度東北地域に接続するルートへの検討がなされている。これらの検討結果を踏まえ、必要に応じてシナリオを更新することも有益である。

大規模電力需要地及び水素専焼火力が密集する東京中心部、名古屋中心部、大阪中心部、福岡中心部は、送電線の運用容量の制約を局所的に超えている時間が存在する。このような複雑な系統構成における潮流管理について精査が必要である。

本分析では、地内送電線と地域間連系線の送電制約の下で、電力需給の物理的な収支が整合するようなシミュレーションを行っており、設備の導入費用などの経済性については分析していない。そのため、送電線の増強と再エネの立地のバランスや、洋上風力発電設備の導入量と水素製造設備の導入量のバランス、バックアップ電源として維持管理する水素専焼火力の容量(GW)などについては、経済性に関する指標をもって、合理的な導入量や配置を分析することが望ましい。特に、水素製造設備の設備容量と洋上風力発電の出力抑制量には、トレードオフの関係があることから、各設備費用の想定を基に最適な関係性を精査する必要がある。

RE100、RE100 α 、RE90 α 、RE100 β 、RE90 β シナリオでは、国内で製造したグリーン水素を、ガス管ネットワークを通じて、休廃止ガス田に長期間貯留することを想定している。これには、既存の制度やインフラの大幅な更新が必要であることから、実現するための課題や施策なども精査する必要がある。さらに、水素利用を目的とした既存ガス導管の整備がなされず、国内再エネで製造した水素を水素専焼火力間で融通できないシナリオにおいて、水素専焼火力が再エネの季節的な出力変動に対する柔軟性として有効であるかといった評価を行うことも今後の課題となる。

本分析の洋上風力の1時間毎の出力パターンについては、Pfenningerらが開発した手法[47,48]を基に作成されたデータベース(www.renewables.ninja)を利用した。本データベースでは、日本周辺では夏季の洋上の風速が、他の季節より低い傾向にある。そのために、本分析においても、夏場の洋上風力発電の発電電力量が相対的に小さく、結果として、水素専焼火力が必要という結果になった。本データベースの風速のシミュレーション結果には不確実性があること、実際に事業を行う際には、夏場に風況が良い場所を選定して事業を開発することも考えられる。そのため、夏場における洋上風力発電の出力が相対的に低くならないシナリオを想定する場合には、水素専焼火力の発電電力量が本分析よりも小さくなる可能性がある。今後は、洋上風力の出力パターンに関して、実測データなども用いた精査が必要である。

本分析では、洋上風力発電の送電制約を考える際に、アクセスポイントから内陸側の送電線の制約については考慮しているが、洋上風力発電からアクセスポイントまでの送電線の制約については考慮していない。洋上風力発電が本分析の想定規模で導入されると、洋上風力発電の送電線の総延長距離も必然的に長くなると考えられる。一方で、洋上風力発電の電力を用いた水素製造を海上の建設基地で行うような構想もある[49]。今後は、大量の洋上風力発電からの電力をどのように送電・消費するかについて詳細な検討が必要である。

本分析では、柔軟性供給力としての蓄電池をEVの蓄電池のみを想定した。EVの普及台数が大きくなる社会では、EVからの中古蓄電池を柔軟性供給力として利用することも考えられる。このように、より大きな

蓄電池の供給力を想定したシナリオに対して、シミュレーションすることも有効である。

本分析では、デマンドレスポンスを活用した柔軟性供給力として、家庭用ヒートポンプ式給湯器の稼働時間をシフトする挙動のみを想定した。将来的に電力価格がリアルタイムで変動する場合、産業部門を含む様々な部門で、電力が安価な時間帯に設備や機器を動かすような運用やサービスが実装される可能性もある。また、本分析では、日本全国の中で限られた場所で水素製造を行い、製造した水素をガス管ネットワークを利用して流通することを想定したが、水素をオンサイトで分散的に製造・貯蔵し、燃料電池などを通じて利用するというシナリオも考えられる。今後は、本分析で検討できていないデマンドレスポンスの活用方法や水素の利用方法についてもシナリオに反映し、シミュレーションすることも有益と考えられる。

6. 謝辞

本分析を進めるにあたり、数多くの専門家の皆様から貴重なご助言を賜った。システム技術研究所榎屋治紀所長には、シナリオやパラメータに係る貴重なご意見を頂いた。IGES 松尾直樹上席研究員には、分析結果から得られる示唆に関する数多くのご助言を頂いた。その他の外部レビューワーの方々からも数多くの有益な情報を頂いた。本分析に対して、示唆に富むご知見、ご支援をその他の多くの方々からも頂いたことに深く感謝を申し上げます。本研究は2020年度及び2021年度IGES戦略的研究基金を用いた分析を発展させたものである。また、本研究の活動を実施するにあたり、環境省令和4年度国際脱炭素化社会研究調査等委託業務、European Climate Foundation 助成プロジェクトの成果の一部を活用したものである。

付録 1 各部門の新規電力需要の算定

家庭部門

(a) 新規電化分の対象となる用途別燃料種別エネルギー消費量の特定

電力地域 k における用途 i、燃料種別 j の 2015 年の年間の化石燃料のエネルギー消費量 $E_{i,j,k,2015}$ は式 (A. 1) で求めた。ここで、 $E_{k,2015}$ は 2015 年都道府県別エネルギー消費統計に収録されている家庭部門の化石燃料のエネルギー消費量を電力地域 k ごとに集計した値である。 u_i はエネルギー白書 2017[50] に示される用途別エネルギー消費量である。 $s_{i,j,k}$ は、電力地域 k における用途 i、燃料種別 j のエネルギー使用割合であり、環境省が調査する家庭部門の CO₂ 排出実態統計調査[51] に収録されている「地方別最もよく使う暖房機器割合」、「地方別使用している給湯器・給湯システムの使用割合」、「使用している台所用コンロ割合」を参照した。

$$E_{i,j,k,2015} = E_{k,2015} \times \frac{u_i}{u} \times \frac{s_{i,j,k}}{s_{i,k}} \quad \text{式 (A. 1)}$$

(b) 新規電化分の 2050 年値と各変電所へ按分

変電所 b における用途 i、燃料種別 j の 2050 年の年間のエネルギー消費は式 (A. 2) で求めた。 $p_{k,2015}$ は電力地域 k の 2015 年の人口である。 $p_{b,2015}$ は、電力地域 k 内にある変電所 b に紐づけられる 2015 年の人口である。 $p_{b,2050}$ は、電力地域 k 内にある変電所 b に紐づけられる 2050 年の人口である。

$$E_{i,j,b,2050} = E_{i,j,k,2050} \times \frac{p_{b,2015}}{p_{k,2015}} \times \frac{p_{b,2050}}{p_{b,2015}} \quad \text{式 (A. 2)}$$

次に、変電所 b、用途 i の 2050 年の新規電力需要は、式 (A. 3) で求めた。ここで、 er_{ij} は用途 i、燃料種別 j の電化率である。 r_{ij} は、用途 i、燃料種別 j (電力除く) の電化に伴うエネルギー効率改善率である。

$$D_{i,b,2050} = \sum_{j(\text{電力除く})} E_{i,j,b,2050} \times er_{ij} \times (1 - r_{ij}) \quad \text{式 (A. 3)}$$

表 A 1 家庭部門の用途別の電化率及び化石燃料から電力への転換時のエネルギー効率改善率

	er_{ij}	r_{ij}
空調	1	0.8
給湯	1	0.75
調理	1	0.5

(c) 1 時間ごとの電力需要作成

変電所 b、用途 i の新規電力需要は、各用途の活動データに応じて、1 時間単位のデータに按分した。家庭部門エアコンの新規電力需要量は、暖房エネルギーの電化と想定する。そのため、暖房需要の 1 時間データは、各変電所の 1 時間単位の気温を気象庁[52] からダウンロードして整理し、式 (A. 4) に表 A 2 で示されるパラメータを用いて 1 時間単位のエアコンの稼働率を計算して作成した。

$$P(t) = \frac{1}{1 + a^{-(t-\theta)}} \quad \text{式 (A. 4)}$$

表 A 2 外気温からエアコン稼働率を算定する推計式のパラメータ

	a	θ
午前中(6am-11am)	0.55	13.8
昼、夕方、夜(11am-11pm)	0.5	16.0
深夜、早朝(11pm-6am)	0.8	5

調理部門の1時間単位データの作成は、総務省平成28年社会生活基本調査[53]収録される食事の時間の分布図をもとに作成した(図 A 1)。

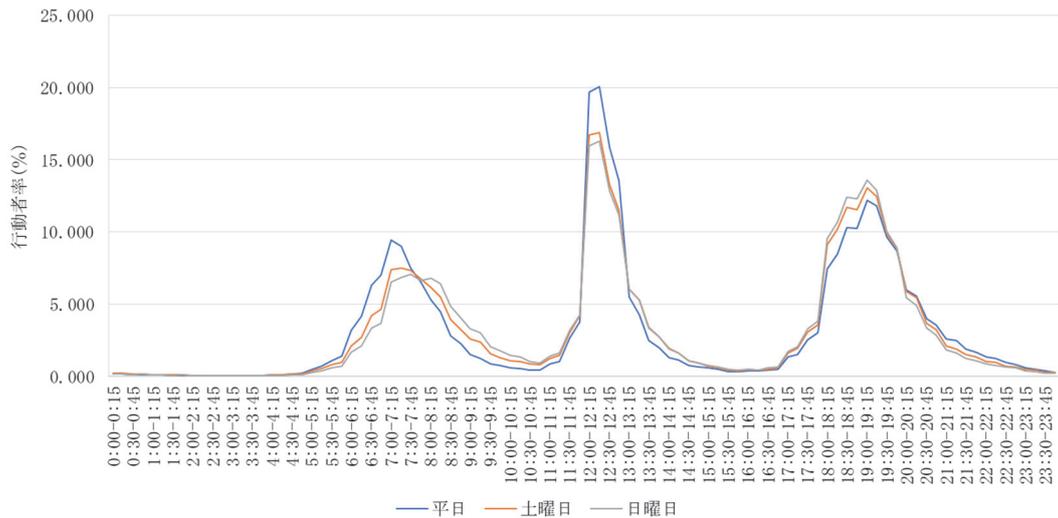


図 A 1 食事の時間の分布図(サンプル数は平日:65,562、土曜日:86,991、日曜日:21,561)

家庭部門給湯用エネルギーの電化に伴う新規電力需要量はデマンドレスポンスとして機能する。つまり、再エネが余剰となる時間(電力価格が安価となる時間)に家庭用ヒートポンプ式給湯器が稼働する。そのため、需要カーブは設定せずに、1日を通じて一定と暫定的に設定する。

業務部門

(a) 新規電化分の対象となる用途別燃料種別エネルギー消費量の特定

図 A 2 に示される通り、宿泊業、医療福祉業、飲食業以外の業種で使用される建物においては、給湯用エネルギー、調理用エネルギーの割合は非常に小さいことから、これらの業種の化石燃料消費量はすべて空調用のエネルギー消費量と想定を置いた。宿泊業と医療福祉業では、化石燃料消費量を大阪府環境審議会[54]でまとめられている「ホテル」と「病院」の給湯用エネルギー割合と空調用エネルギー割合を用いて按分した。飲食業では、化石燃料消費量を厨房機器(調理用機器及び給湯器)用のエネルギーと想定を置いた。

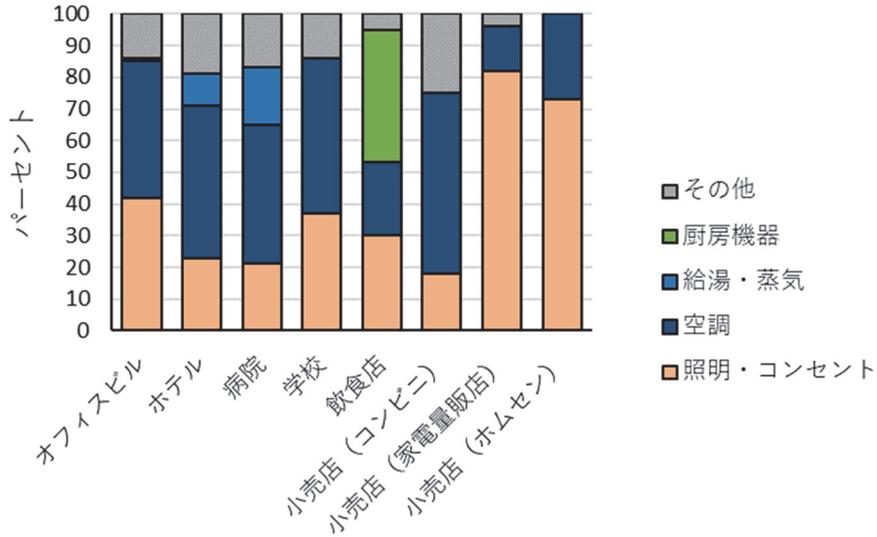


図 A 2 業種別用途別のエネルギー消費量の割合
出典：大阪府環境審議会資料より筆者作成

(b) 新規電化分の2050年値と各変電所へ按分

変電所 b における用途 i、燃料種別 j、業種 x の 2050 年の年間のエネルギー消費は式 (A. 5) で求めた。本稿では、2050 年の経済構造や経済活動レベルは 2015 年と同等という想定を置いている。ここで、 $pw_{k,x,2015}$ は電力地域 k、業種 x の 2015 年の従業員数である。 $Pw_{b,x,2015}$ は、電力地域 k 内にある変電所 b に紐づけられる業種 x の 2015 年の従業員数である。

$$E_{i,j,b,x,2050} = E_{i,j,b,x,2015} = E_{i,j,k,x,2015} \times \frac{pw_{b,x,2015}}{pw_{k,x,2015}} \quad \text{式 (A. 5)}$$

次に、変電所 b、用途 i、業種 x の 2050 年の新規電力需要は、式 (A. 6) で求めた。ここで、 er_{ij} は用途 i、燃料種別 j の電化率である。 r_{ij} は、用途 i、燃料種別 j (電力除く) の電化に伴うエネルギー効率改善率である。

$$D_{i,b,x,2050} = \sum_{j(\text{電力除く})} E_{i,j,b,x,2050} \times er_{ij} \times (1 - r_{ij}) \quad \text{式 (A. 6)}$$

表 A 3 業務部門の用途別の電化率及び化石燃料から電力への転換時のエネルギー効率改善率

エネルギー用途	er_{ij}	r_{ij}
空調	1	0.8
給湯	1	0.75
調理	1	0.5

(c) 1時間ごとの電力需要作成

変電所 b、用途 i、業種 x の空調用新規電力需要は、一般社団法人日本サステナブル建築協会(JSBC) が公開するデータベース DECC (Data-base for Energy Consumption of Commercial Buildings)[55]に

収録される建物別の月別、曜日別の1時間ごとのエネルギー消費データを利用して、年間の電力需要を1時間ごとに按分した。病院や宿泊施設に導入される業務用ヒートポンプ式給湯器は、常時稼働し貯湯タンクにお湯を貯める運転を行っていることから、1時間ごとの電力需要カーブは年間を通じて一定と仮定した。厨房機器1時間ごとの新規電力需要は、昼の時間帯と夜の時間帯に電力消費量のピークがくるような需要カーブを独自に生成した(図A 3)。

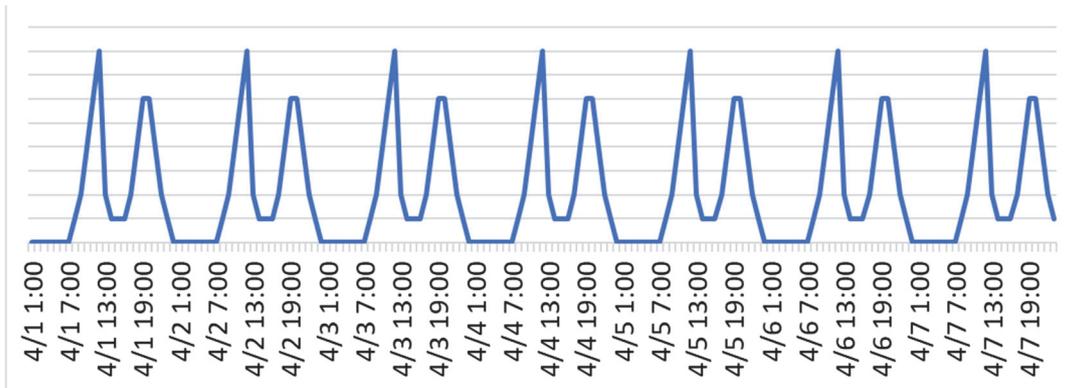


図 A 3 飲食業における厨房用途新規電力需要の需要カーブ

乗用車

(a) 新規電化分の対象となる用途別燃料種別エネルギー消費量の特定

電力地域 k における燃料種別 j の 2015 年の乗用車のエネルギー消費量は、2015 年都道府県別エネルギー消費統計に収録されているデータを直接使用することができる。乗用車については、石油消費量が、新規電化分の対象となるエネルギー消費量となる。

(b) 新規電化分の2050年値と各変電所へ按分

変電所 b における燃料種別 j の 2050 年の年間のエネルギー消費量 $E_{j,b,2050}$ は式 (A. 7) で求めた。 $v_{k,2015}$ は電力地域 k の 2015 年の市区町村別車両台数である。 $v_{b,2015}$ は、電力地域 k 内にある変電所 b に紐づけられる 2015 年の市区町村別車両台数である。 $p_{b,2050}$ は、電力地域 k 内にある変電所 b に紐づけられる 2050 年の人口である。すなわち、各変電所への新規電力需要は、車両保有台数で按分し、2050 年のエネルギー消費は変電所 b に紐づけされる人口と比例させた。

$$E_{j,b,2050} = E_{j,k,2050} \times \frac{v_{b,2015}}{v_{k,2015}} \times \frac{p_{b,2050}}{p_{b,2015}} \quad \text{式 (A. 7)}$$

次に、変電所 b の 2050 年の新規電力需要 $D_{b,2050}$ は、式 (A. 8) で求めた。ここで、 er_j は燃料種別 j の電化率であり、本稿では 100% の電化率を想定した。 r_j は、燃料種別 j (電力除く) の電化に伴うエネルギー効率改善率である。

$$D_{b,2050} = \sum_{j(\text{電力除})} E_{j,b,2050} \times er_j \times (1 - r_j) \quad \text{式 (A. 8)}$$

表 A 4 乗用車の電化率及びエネルギー効率改善率

	er_i	r_i
乗用車	1	0.56

(c) 1時間ごとの電力需要作成

本分析では、2050年の乗用車はすべてEV化されるが、乗用車の利用方法として現在と変わらないと想定を置いている。現状では、乗用車の使用率が高い昼間の時間帯でも保有台数の1割程度の自動車が走行しており、残りの自動車は、自宅に置かれているか、移動先の駐車場に止められる[56]。したがって、本稿では、軽乗用車と普通乗用車の保有台数の4割ずつ(EVの蓄電池容量の4割)が調整機能として使用できるという想定を置いている。電力は夜間に充電することを基本と想定することから、図A4の通り需要カーブを設定した。ただし、再エネが余剰となり電力価格が安価な時間帯に、EVの電池に電力を貯めるようなデマンドレスポンスとして機能する。したがって、EVに蓄電する電力需要は、再エネの電力が余剰となる時間帯にシフトできる想定となっている。

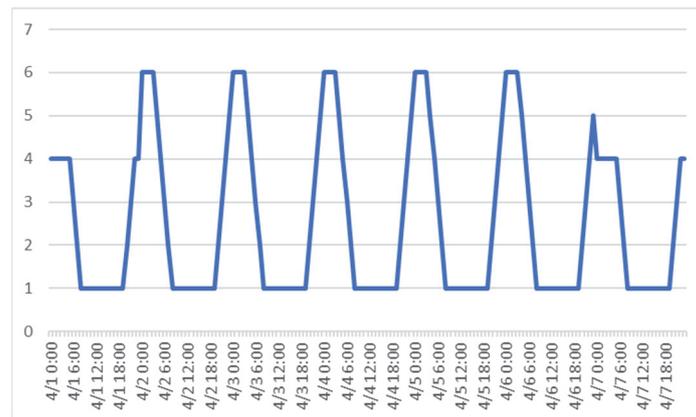


図 A 4 乗用車の電力需要カーブ
(縦軸の単位なし)

貨物車

(a) 新規電化分の対象となる用途別燃料種別エネルギー消費量の特定

電力地域 k における燃料種別 j の2015年の貨物車のエネルギー消費量は、2015年総合エネルギー統計のデータを利用した。貨物車については、石油消費量が、新規電化分の対象となるエネルギー消費量となる。また、貨物車については、自動車輸送統計調査[57]の「業態別・車種別・品目別輸送トンキロ」データを基に、最大積載量が6.5トン未満の貨物車両、小型車両と軽自動車(以下、小型貨物車両)が担う輸送トンキロと6.5トン以上の貨物車両と特殊車両(以下、大型貨物車両)が担う輸送トンキロに基づいて、輸送にかかるエネルギー消費量を按分した。2050年には、小型貨物車両はすべてEV化し、大型貨物車両はすべてFCV化すると仮定した。この場合、大型貨物車両が担う輸送トンキロは全体輸送トンキロの92%と計算され、貨物車のエネルギー消費量の同等の割合がFCV化すると想定した。

(b) 新規電化分の2050年値と各変電所へ按分

新規電化分を各変電所に按分する際には、小型貨物車両については、自動車検査登録協会がとりまとめる自動車保有車両数統計書[58]の小型トラックと軽4輪トラックの台数を用いて按分し、大型貨物車両は、普通トラックと特殊用途者の台数を用いて按分した。具体的な按分方法は以下の通り。

変電所 b における燃料種別 j の 2050 年における小型貨物車両年間のエネルギー消費量 $E_{j,b,s,2050}$ は式 (A. 9)、大型貨物車両年間のエネルギー消費量 $E_{j,b,l,2050}$ は式 (A. 10) で求めた。 V_S は 2015 年の全国の小型貨物車両台数、 V_L は 2015 年の全国の大型貨物車両台数である。 $v_{s,b,2015}$ は、変電所 b に紐づけられる 2015 年の市区町村別小型貨物車両台数、 $v_{l,b,2015}$ は、変電所 b に紐づけられる 2015 年の市区町村別大型貨物車両台数である。

$$E_{j,b,s,2050} = E_{j,b,s,2015} = E_{j,2015} \times \frac{V_S}{V_S + V_L} \times \frac{v_{s,b,2015}}{V_S} \quad \text{式 (A. 9)}$$

$$E_{j,b,l,2050} = E_{j,b,l,2015} = E_{j,2015} \times \frac{V_L}{V_S + V_L} \times \frac{v_{l,b,2015}}{V_S} \quad \text{式 (A. 10)}$$

次に、変電所 b の 2050 年の新規電力需要 $D_{b,2050}$ は、式 (A. 11) で求めた。ここで、 er_j は用途 j、の電化 (EV 化) 率である。また、貨物車の非電化分は FCV 車となると想定し、FCV 車用の水素需要量を式 (A. 12) で求めた。 hr_j は燃料種別 j (電力除く) の FCV 化率である。 r_j は燃料種別 j (電力除く) の電化あるいは FCV 化に伴うエネルギー効率改善率である。

$$D_{b,2050} = \sum_{j(\text{電力除く})} E_{j,b,s,2050} \times er_j \times (1 - r_j) \quad \text{式 (A. 11)}$$

$$H_{b,2050} = \sum_{j(\text{電力除く})} E_{j,b,l,2050} \times hr_j \times (1 - r_j) \quad \text{式 (A. 12)}$$

表 A 5 乗用車の電化率及びエネルギー効率改善率

	er_i/hr_i	r_i
EV 貨物車両	1	0.37
FCV 貨物車両	1	1

(c) 1時間ごとの電力需要作成

EV 化される 6.5 トン以下のトラックは、集荷や配送に使用されることから、夜間に電力を充電すると考えられる。そのため、夜間充電にする電力需要パターンを図 A 4 と同様にした。

産業

(a) 新規電化分の対象となる用途別燃料種別エネルギー消費量の特定

産業部門における用途 i、燃料種別 j、業種 x の 2050 年の年間のエネルギー消費量 $E_{i,j,x,2050}$ は式 (A. 13) で求めた。産業部門では、燃焼種別 j は、化石燃料、電力、蒸気の 3 種類に分類した。ここで、 $E_{j,x,2015}$ は 2015 年総合エネルギー統計に収録されている燃焼種別 j、産業部門の業種 x のエネルギー種別エネルギー消費量である。 $u_{i,j,x}$ は、三菱総研実施による平成 29 年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査[59]及びヒートポンプ・蓄熱センターによる令和 2 年度ヒートポンプ普及見通し調査[60]に記載される調

査結果から推計した業種別燃料種用途別のエネルギー消費量割合である。化石燃料の用途については、ヒートポンプ協会のデータを基に工場空調、加温、低温乾燥、高温、動力(工場・事業所内でのフォークリフト、トラックなどの構内輸送などの用途)の5つに分類した。

$$E_{i,j,x,2050} = E_{i,j,x,2015} = E_{j,x,2015} \times u_{i,j,x} \quad \text{式 (A. 13)}$$

(b) 新規電化分の2050年値と各変電所へ按分

エネルギー集約産業(鉄鋼、化学、窯業土石)以外の業種の新規電力需要は、式 (A. 14)で求めた。er_iは用途 i で使用される化石燃料エネルギーの電化率である。r_iは用途 i で使用される化石燃料エネルギーが電化された際のエネルギー効率改善率である。本分析では、エネルギー集約産業以外の業種における高温需要に対するエネルギーは、2050年にはすべて電力によって供給されているという簡易的な想定を置いた。

$$D_{x,2050} = \sum_i E_{i,x,2050,j=\text{化石燃料}} \times er_i \times (1 - r_i) \quad \text{式 (A. 14)}$$

表 A 6 業種別用途別の化石燃料エネルギー消費量の電化率及びエネルギー効率改善率想定

用途 i	er _i	r _i
工場空調	1	0.50
加温	1	0.70
低温乾燥	1	0.63
高温	1	0.10
動力	1	0.57

鉄鋼、化学、窯業土石の各用途で使用される化石燃料のエネルギー利用分及び非エネルギー利用分については、電化に加えて、水素への代替も想定した。具体的には、鉄鋼業では、高炉生産から電炉生産や水素直接還元製鉄法への転換や化学部門では、ナフサ利用によるプラスチック製品製造から水素と一酸化炭素を反応させてプラスチック製品を(フィッシャー・トロプシュ合成)製造するというように、脱炭素化に伴い生産工程が大きく変わることが想定される。そのため、生産工程変化に伴うエネルギー消費量の変化を推計した。窯業土石では、クリンカの焼成など大量かつ高温の熱需要が必要なプロセスに対して、水素利用も想定した。

業種 x、用途 i、燃料種 j、プロセス w の 2050 年の年間のエネルギー消費量 E_{w,ij,x,2050} を式 (A. 15)で求めた。ここで、PR_{w,i,x}は、業種 x、用途 i におけるプロセス w のエネルギー割合である。er_{ij}は用途 i、燃料種別 j の電化率である。hr_{ij}は用途 i、燃料種別 j の水素利用化率である。上記の計算の結果、産業部門におけるエネルギー想定は、図 A 5 となった。

$$E_{w,i,j,x,2050} = E_{i,j,x,2050} \times PR_{w,i,x} \quad \text{式 (A. 15)}$$

$$D_{x,2050} = \sum_i \sum_w E_{w,i,x,2050,j=\text{化石燃料}} \times cpr_i \times er_{i,j} \times (1 - r_i)$$

$$H_{x,2050} = \sum_i \sum_w E_{w,i,x,2050,j=\text{化石燃料}} \times cpr_i \times hr_{i,j} \times (1 - r_i)$$

表 A 7 鉄鋼部門における想定

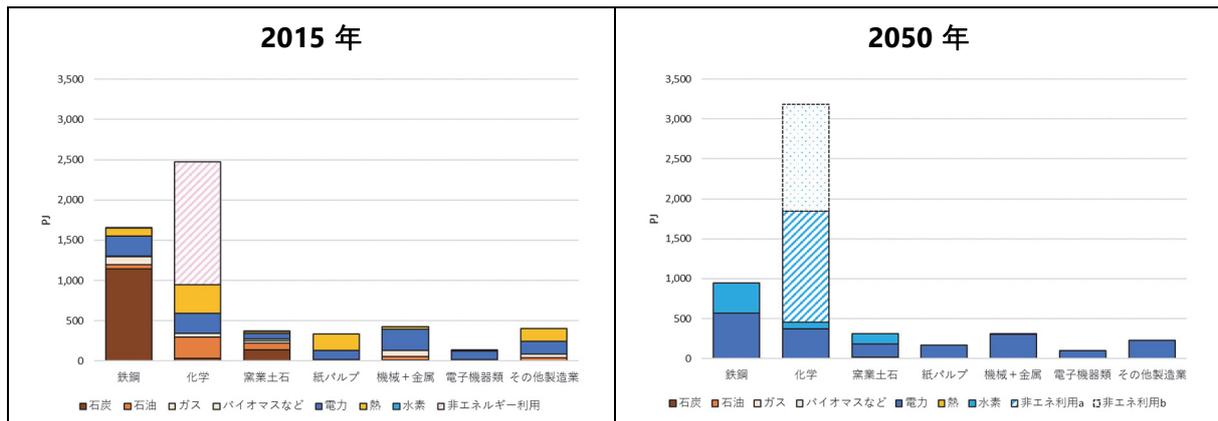
用途	プロセス	PR _{w,x}	er _{i,j}	hr _{i,j}	r _i
鋼製造 (還元など)	高炉による還元	0% (2015年は75%)	0	0	1
	水素直接還元	41% (2015年は0%)	0	1	0.49
	電炉によるリサイクル鉄からの鋼製造	59% (2015年は25%)	1(新規電炉使用分に対して)	0	0.79
直接燃焼	-	2015年と同じ	0.5	0.5	0.3(er) / 0 (hr)
低温蒸気の電化	-	2015年と同じ	1	0	0.63
高温蒸気の電化	-	2015年と同じ	1	0	0.1

表 A 8 化学部門における想定

用途	プロセス	PR _{w,x}	er _{i,j}	hr _{i,j}	r _i
ナフサの調達	バージンナフサの利用	91% (2015年は91%)	0	0	1
	フィッシャー・トロプシュ合成による樹脂製品の製造	100% (2015年は0%)	0	1	2.38
直接燃焼	-	2015年と同じ	0.5	0.5	0.3(er) / 0 (hr)
低温蒸気の電化	-	2015年と同じ	1	0	0.63
高温蒸気の電化	-	2015年と同じ	1	0	0.1

表 A 9 窯業・土石部門における想定

用途	PR _{w,x}	er _{i,j}	hr _{i,j}	r _i
直接燃焼	2015年と同じ	0.5	0.5	0.3(er) / 0 (hr)
低温蒸気の電化	2015年と同じ	1	0	0.63
高温蒸気の電化	2015年と同じ	1	0	0.1



注：2050年の非エネルギー利用 a は、シミュレーション対象の非エネルギー利用分の水素製造用電力需要量である。非エネルギー利用 b は、シミュレーション対象外の一酸化炭素製造用電力需要量を含む。

図 A 5 産業部門の燃料種別エネルギー消費量

変電所 b、業種 x の 2050 年の年間の新規電力需要は式 (A. 16) で求めた。本稿では、2050 年の経済構造や経済活動レベルは 2015 年と同等という想定を置いている。ここで、 $CS_{x,2015}$ は、環境省算定報告公表制度によって公開されるデータから得られる業種 x の 2015 年の年間の各事業所から排出されるエネルギー起源 CO₂ 排出量である。 $CS_{b,x,2015}$ は、変電所 b に紐づけられる業種 x の各事業所から排出される 2015 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量である。

$$D_{b,x,2050} = D_{x,2050} \times \frac{CS_{b,x,2015}}{CS_{x,2015}} \quad \text{式 (A. 16)}$$

(c) 1時間ごとの電力需要作成

変電所 b、用途 i、燃料種別 j 化石燃料、業種 x の新規電力需要は、以下の手順でもとめる 1 時間ごとのエネルギー消費データを利用して、年間の電力需要を 1 時間ごとに按分した。

- (i) 業種別の年間の電力需要を表 A 10 に示す活動量データ(月別按分パラメータ)を用いて月別に按分する。
- (ii) 電力中央研究所による産業部門の事業所に対する操業パターンに関するアンケート調査結果[61]を参照し、業種ごとに「365日操業」「特別休暇(年末年始・お盆)のみ休業」「土日休業」「不定休」の事業所の割合を整理する。さらに、業種ごとに「昼間のみ操業」「24時間操業」「その他」の事業所の割合を整理する。それを踏まえて、推計の対象となる年度(例えば、2050年)の各日において、工場稼働状況の割合(24時間操業、昼間のみ操業、休業)を業種ごとに推計する。不定休の事業所には乱数を生成して稼働確率を求める。
- (iii) 米国の Electric Power Research Institute が公表する Load Shape Library 8.0[62]を参照し¹²、用

¹² 「HVAC」「Lighting」「Machine Drives」「Process heating」に関しては製造業の集積する NPCC 地域の Load shape を採用した(他地域のものでも大きな差異はない)。「Others」についてはデータの制約から米国のデータを採用した。

途ごとに平均的な営業日・休業日の1時間ごとの電力需要パターンを整理する。24時間操業の事業所については電力需要が一定であると想定する。

- (iv) (ii)と(iii)合成することによって業種ごとに1時間ごとの電力需要パターンの変動を表現し、それらを一旦月ごとに標準化する。

表 A 10 各部門の年間需要の月別按分パラメータ資料

業種	按分パラメータ
高炉	月次生産統計(日刊工業新聞)
電炉	月次生産統計(日刊工業新聞)
その他鉄鋼	高炉+電炉の粗鋼生産量
非鉄金属	月ごとの変動を想定せず
石油化学	石油化学工業協会主要石油化学製品生産実績エチレン月次生産量
ソーダ製品他	月ごとの変動を想定せず
石油石炭製品	石油化学工業協会主要石油化学製品生産実績エチレン月次生産量
機械	経済産業省生産動態統計月次生産量(普通乗用車)
セメント	経済産業省生産動態統計月次生産量(セメント)
その他窯業	経済産業省生産動態統計月次生産量(板ガラス)
紙パルプ	経済産業省生産動態統計月次生産量(クラフトパルプ・段ボール原紙等)
食料品	月ごとの変動を想定せず
その他	月ごとの変動を想定せず

付録2 電源および柔軟性供給力(電力需給調整能力)の設備容量と設備利用率まとめ

表 A 11 シナリオ別の各電源および柔軟性供給力(電力需給調整能力)の設備容量(GW)

	RE60H2	RE100	RE100α	RE100β	RE90α	RE90β
原子力	17	0	0	0	17	17
太陽光	161	219	219	219	219	219
陸上風力	31	40	40	40	40	40
洋上風力	50	180	290	381	258	353
水力	24	24	24	24	24	24
地熱	1	1	1	1	1	1
バイオマス	11	11	11	11	11	11
水素専焼 火力	89	89	89	89	89	89
水素製造 設備容量	NA	133	237	363	205	300
EV	118	118	118	118	118	118
揚水力	27	27	27	27	27	27

表 A 12 シナリオ別の各電源および柔軟性供給力(電力需給調整能力)の設備利用率

	RE60H 2	RE100	RE100α	RE100β	RE90α	RE90β
原子力	75%	NA	NA	NA	75%	75%
太陽光	13%	14%	14%	14%	14%	14%
陸上風力	21%	27%	27%	27%	27%	27%
洋上風力	38%	45%	45%	45%	44%	45%
水力	50%	48%	43%	41%	44%	40%
地熱	65%	65%	65%	65%	65%	65%
バイオマス	39%	35%	25%	22%	23%	18%
水素専焼 火力	51%	19%	11%	9%	8%	6%
水素製造 設備容量	NA	24%	30%	30%	32%	35%
EV	17%	14%	11%	12%	12%	11%
揚水力	16%	7%	6%	6%	8%	6%

参考文献

- [1] C. Breyer, S. Khalili, D. Bogdanov, M. Ram, A.S. Oyewo, A. Aghahosseini, A. Gulagi, A.A. Solomon, D. Keiner, G. Lopez, P.A. Ostergaard, H. Lund, B. V. Mathiesen, M.Z. Jacobson, M. Victoria, S. Teske, T. Pregger, V. Fthenakis, M. Rauegi, H. Holttinen, U. Bardi, A. Hoekstra, B.K. Sovacool, On the History and Future of 100% Renewable Energy Systems Research, IEEE Access. 10 (2022) 78176–78218. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3193402>.
- [2] C. Cheng, A. Blakers, M. Stocks, B. Lu, 100% renewable energy in Japan, Energy Convers. Manag. 255 (2022) 115299. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115299>.
- [3] REI, A. Energiewende, LUT University, Renewable pathways to climate-neutral Japan, 2021. <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/renewable-pathways-to-climate-neutral-japan/>.
- [4] 栗山昭久, 劉憲兵, 内藤克彦, 津久井あきび, 実潮流に基づく電力系統運用を行った場合の2030年度の電源構成に関わる分析, 葉山, 2022. <https://doi.org/10.57405/iges-11993>.
- [5] 北海道電力ネットワーク株式会社, 送変電設備のインピーダンス(ループ系統), 札幌, 2020. https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html.
- [6] 東北電力ネットワーク株式会社, 送変電設備のインピーダンス(ループ系統), 仙台, 2020. <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/demand/>.
- [7] 東京電力パワーグリッド株式会社, インピーダンス(ループ系統), 東京, 2020. <https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/>.
- [8] 中部電力パワーグリッド株式会社, 送電線インピーダンス, 名古屋, 2020.
- [9] 北陸電力送配電株式会社, 送電線インピーダンス, 富山, 2020.
- [10] 関西電力送配電株式会社, 送電線インピーダンス, 大阪, 2020.
- [11] 中国電力ネットワーク株式会社, 送変電設備のインピーダンス(ループ系統), 広島, 2020.
- [12] 四国電力送配電株式会社, 送変電設備のインピーダンス(ループ系統), 高松, 2020.
- [13] 九州電力送配電株式会社, 送電線インピーダンス, 福岡, 2020.
- [14] 北海道電力ネットワーク株式会社, 系統空容量マップ(187kV以上), 札幌, 2021. https://wwwc.hepco.co.jp/hepcowwwsite/network/con_service/public_document/pdf/sys_capa_map.pdf.
- [15] 東北電力ネットワーク株式会社, 送電線(500kV, 275kV及び154kV)の空容量, 仙台, 2020. <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/announcement/>.
- [16] 東京電力パワーグリッド株式会社, 基幹系統(275kV以上)空容量マッピング, 東京, 2020. <https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/>.
- [17] 中部電力パワーグリッド株式会社, 275kV以上送電線及び500/275kV変電所運用容量など一覧表, 名古屋, 2020.
- [18] 北陸電力送配電株式会社, 154kV以上空容量表(送電線), 富山, 2020. https://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seyaku.html.
- [19] 関西電力送配電株式会社, 電気所(発電所, 変電所, 配電塔)における変圧器の空容量一覧, 大阪, 2020.
- [20] 中国電力ネットワーク株式会社, 系統空容量マップ(220kV以上), 広島, 2020.
- [21] 四国電力送配電株式会社, 四国エリアの送電系統(187kV以上の特高系統)空容量, 高松, 2020.
- [22] 九州電力送配電株式会社, 九州電力送配電株式会社管内における発電機連系制約マップ, 福岡, 2020.
- [23] 北海道電力ネットワーク株式会社, 系統空容量マップ(187kV以上), 札幌, 2020. https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html.
- [24] 東北電力ネットワーク株式会社, 電力系統図(1次系), 2020. <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/announcement/pdf/5001.pdf>.
- [25] 中部電力パワーグリッド株式会社, 500kV・275kV系統構成図(2018年度基本系統), 名古屋, 2018. https://powergrid.chuden.co.jp/resource/takuso_service/hatsuden_kouri/takuso_kyokyu/rule/rule_28.pdf.

- [26] 北陸電力送配電株式会社, 系統構成図, 富山, 2018.
- [27] 関西電力送配電株式会社, 系統図: 2018年度地点別需要・系統潮流実績他, 大阪, 2019.
https://www.kansai-td.co.jp/consignment/disclosure/pdf/01_keitou_2018.pdf.
- [28] 中国電力ネットワーク株式会社, 系統構成(2018年度), 広島, 2020.
- [29] 四国電力送配電株式会社, 四国エリアの送電系統(187kV以上の特高系統)空き容量, 高松, 2021.
https://www.yonden.co.jp/nw/assets/line_access/mapping1.pdf.
- [30] 九州電力送配電株式会社, 系統構成(実績), 福岡, 2019.
- [31] 資源エネルギー庁, CCS長期ロードマップ検討会 中間とりまとめ参考資料, 東京, 2022.
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/ccs_choki_roadmap/pdf/20220527_2.pdf.
- [32] 電力広域的運営推進機関, 今後の広域系統整備に関する検討について, 東京, 2022.
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2022/files/seibi_60_01_01.pdf.
- [33] 電力広域的運営推進機関, 長距離距離海底直流送電に関する広域機関の検討について, 東京, 2022.
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/042_s02_00.pdf.
- [34] 経済産業省, 小売全面自由化の詳細制度設計等について, 東京, 2016.
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/gas_system/pdf/032_05_00.pdf.
- [35] 電力広域的運営推進機関, 2022年度供給計画の取りまとめ, 2022.
https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/2022_nenjihoukokusho.html.
- [36] 北海道電力, 北海道の基幹系統増強案について, 2019.
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/023_01_00.pdf.
- [37] 一般財団法人エンジニアリング協会, 平成30年度 水素輸送・貯蔵研究会報告書, 東京, 2019.
https://www.ena.or.jp/?fname=2018suiso_honsatsu2019.8.19.pdf.
- [38] 天然ガス・新石油資源室, 石油の開発と備蓄, 石油公団. (1993) 104–123. https://oilgas-info.jogmec.go.jp/_res/projects/default_project/_project_/pdf/3/3057/199306_104a.pdf.
- [39] ENTSOG, ENTSOG Roadmap 2050 for Gas Grids, Brussels, 2019.
https://entsog.eu/sites/default/files/2019-12/ENTSOG_Roadmap_2050_for_Gas_Grids.pdf.
- [40] 資源エネルギー庁, 実施から1年、何が変わった？ ガス改革の要点と見えてきた変化, 東京, 2018.
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/denryokugaskaikaku/gaskaikaku.html>.
- [41] 海江田秀志, 地熱開発の課題と国の支援は？, 電気新聞. (2021).
<https://criepi.denken.or.jp/press/journal/denkizemi/2021/210414.html>.
- [42] 滝順一, 輸入に頼る木質バイオマス発電 持続可能といえるか, 日本経済新聞. (2022).
<https://www.nikkei.com/article/DGXZQOCD021JP0S2A200C2000000/>.
- [43] 資源エネルギー庁, 2030年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料), 東京, 2021.
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/.
- [44] 環境省, REPOS(再生可能エネルギー情報提供システム), (2022). <http://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/index.html>.
- [45] IEA, World Energy Outlook 2021, OECD Publishing, Paris, 2021.
- [46] OCCTO, 広域系統長期方針(広域連系系統のマスタープラン)(案), 東京, 2023.
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuram/2022/masutapuram_22_shiryout.html.
- [47] S. Pfenninger, I. Staffell, Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data, Energy. 114 (2016) 1251–1265.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060>.
- [48] I. Staffell, S. Pfenninger, Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output, Energy. 114 (2016) 1224–1239. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>.
- [49] 松木喬, 日本初の浮体式“洋上風力発電”稼働、戸田建設が描く50年10億kW導入の将来像, ニュースイッチ. (2023). <https://newsitch.jp/p/35522>.
- [50] 資源エネルギー庁, 「平成28年度エネルギーに関する年次報告」(エネルギー白書2017)PDF版, 東京, 2017. <https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2017pdf/>.
- [51] 環境省, 平成31年度 家庭部門のCO2排出実態統計調査, 東京, 2019.
<https://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg/kateico2tokei/31co2.html>.

- [52] 気象庁, 過去の気象データ・ダウンロード, 東京, 2020. <http://www.data.jma.go.jp/gmd/risk/obsdl/index.php>.
- [53] 総務省統計局, 平成28年社会生活基本調査, 東京, 2016. <https://www.stat.go.jp/data/shakai/2016/kekka.html>.
- [54] 大阪府環境審議会新たなエネルギー社会づくり検討部会, 新たなエネルギー社会づくりの論点整理について(たたき台その4), 大阪, 2012.
- [55] 日本サステナブル建築協会, DECC (Data-base for Energy Consumption of Commercial buildings), 東京, 2020. <https://www.jsbc.or.jp/decc/>.
- [56] 北村清州, 若井亮太, 及川潤, 和泉範之, 岡英紀, 河上翔太, 笹圭樹, 岩永和大, 茂木渉, 毛利雄一, データから読み解く自動車の使われ方の変化, 2018. <https://www.ibs.or.jp/wp-content/uploads/2018/06/s2018-2-2.pdf>.
- [57] 国土交通省, 自動車輸送統計調査, 交通経済統計調査室, 東京, 2019. <https://www.mlit.go.jp/k-toukei/saishintoukeihyou.html>.
- [58] 自動車検査登録情報協会, 令和2年度自動車保有車両数統計書(市区町村別自動車保有車両数), 東京, 2021.
- [59] 三菱総合研究所, 平成29年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査, 東京, 2018.
- [60] ヒートポンプ・蓄熱センター, 令和2年度ヒートポンプ普及見通し調査, 2020. https://www.hptcj.or.jp/Portals/0/data0/press_topics/2020NewsRelease/news_release_siryu.pdf.
- [61] 高橋雅仁, 金田章宏, 坂東茂, 産業部門における予備供給力型ダイヤモンドレスポンスのポテンシャル評価, 2016. <https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=Y15013>.
- [62] EPRI, Load Shape Library 8.0, 2022. <https://loadshape.epri.com/enduse>.