

2020年の内外再生可能エネルギー市場の 展望と課題

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ

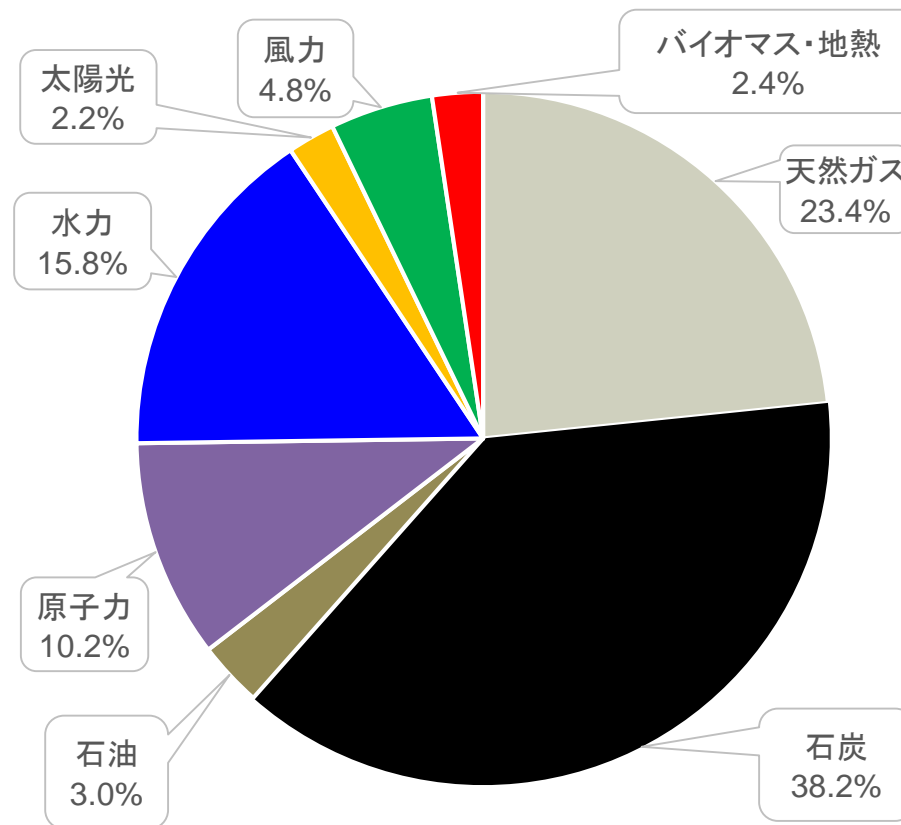
二宮 康司

本報告のポイント

- ✓ 再エネの発電設備容量は、水力を含む再エネは2018年末の2,470GW（水力1,300GW、非水力1,170GW）であったが、2019年～20年も年率8%程度の増加を続けて2020年末には2,900GW（水力1,300GW、非水力1,600GW）程度まで達する見通し。なお、2018年の発電電力量は、再エネ全体で6,670TWh（うち、水力4,190TWh、非水力2,480TWh）で全体の25.2%であった。
- ✓ 2018年の再エネ発電設備容量の年間増加量は175GWで、2017年の177GWと概ね同じの過去最高水準であった。中国の増加量が前年比で6%程度低下したが、中国以外での世界各国での増加によって2016年以降連続して160GWを越える高い水準を維持した。
- ✓ 2019年～20年にも、中国では年間40GW程度の再エネ発電容量の増加が見込まれるが、それにも増して中国以外の世界各国での再エネ発電設備容量の増加が加速しており、中国を含む世界全体での年間増加量は2019年～20年に過去最高記録を塗り替える200GW近くに達すると見込まれる。中国以外で増加が著しいのは欧州、米国、インド、中東等で、いずれの場合も増加を牽引するのは太陽光である。
- ✓ 発電設備容量の増加の要因としては、再エネ発電コストの低下、再エネ支援政策の強化、そして、企業による再エネ調達増加の3点が挙げられる。
- ✓ 日本の（30MW以上の大型水力を除く）再エネ全体の発電設備容量の年間増加量は、近年減速傾向だったが、未稼働太陽光案件への運転開始期限が設定された影響で、2018年度には7GWと大きく増加、この影響は2019年～20年度にもおよび7GW/年程度の増加が見込まれる。この結果、2020年度末には合計で83GWに達し、上記定義の再エネの2020年度の発電量は158TWhとなる。ここに30MW以上の大型水力を含めると、2020年の総発電量に占める再エネシェアは19.0%（水力7.9%、非水力11.1%）に達すると推計される。
- ✓ 2020年までの国内の課題としては、世界的に突出した再エネ発電コストの低減、再エネ拡大を踏まえた電力系統の形成と費用負担の在り方、2030年以降に大量発生する太陽光パネルの廃棄物処理費用の負担の在り方が挙げられる。

世界の電源別発電量割合（2018年）

- 2018年世界の発電量26,461TWh*のうち再エネシェアは25.2%
 - 水力15.8%（2017年比0.2▼）、非水力再エネ9.4%（2017年比1.0△）
 - 再エネシェアは2017年24.5%から0.7ポイント上昇し、初めて25%の大台を超えた
 - 過去5年間以上にわたって平均0.7%ポイント/年でシェア増加が継続、このペースが続くと2025年には1/3を越える

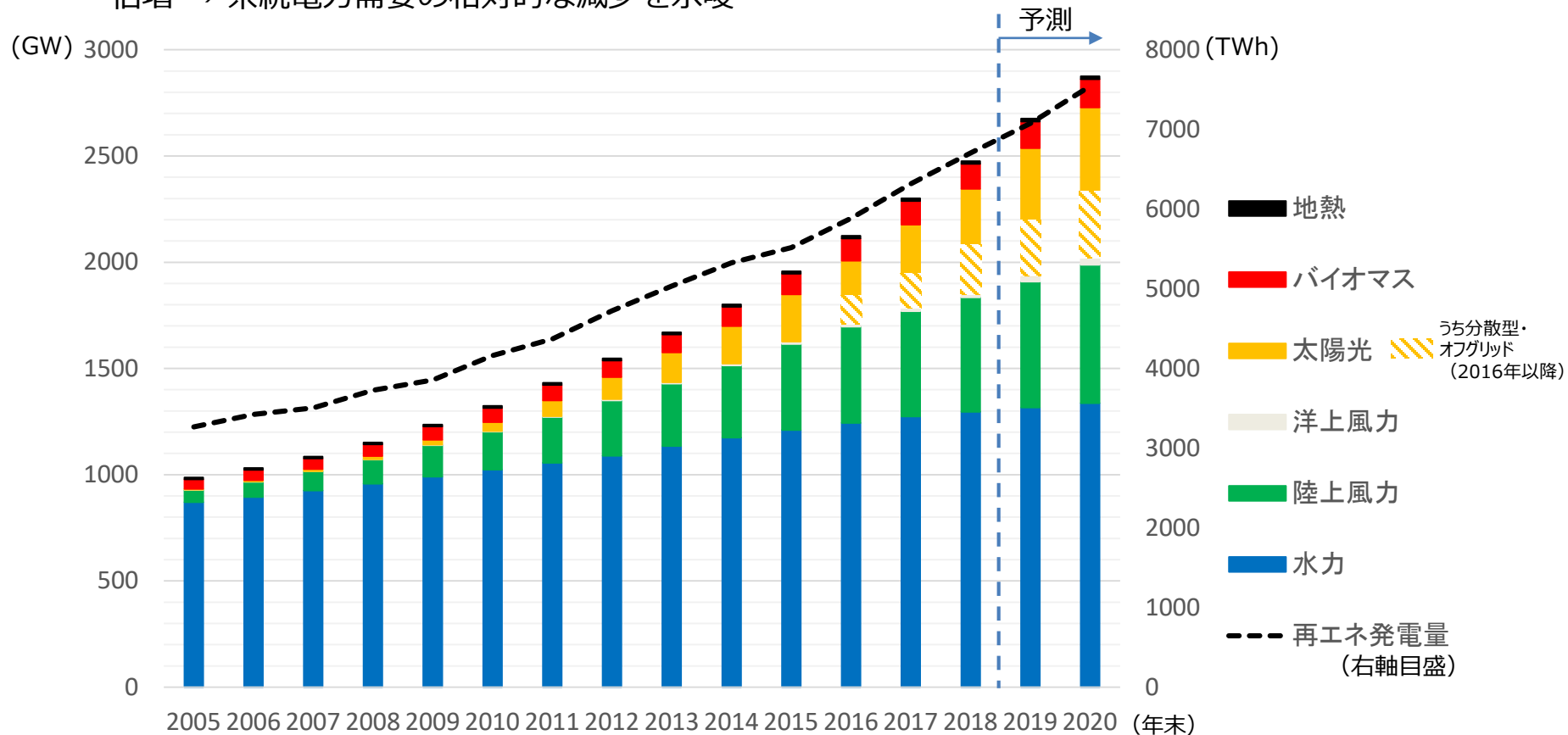


*統計誤差等の153.8TWhを除く

出所：BP Statistical Review of World Energy June 2019を基に作成
(2019年7月23日第432回定例研究会報告会資料の再掲)

世界の再エネ発電設備容量（累積値）・発電量（2005～2020年）

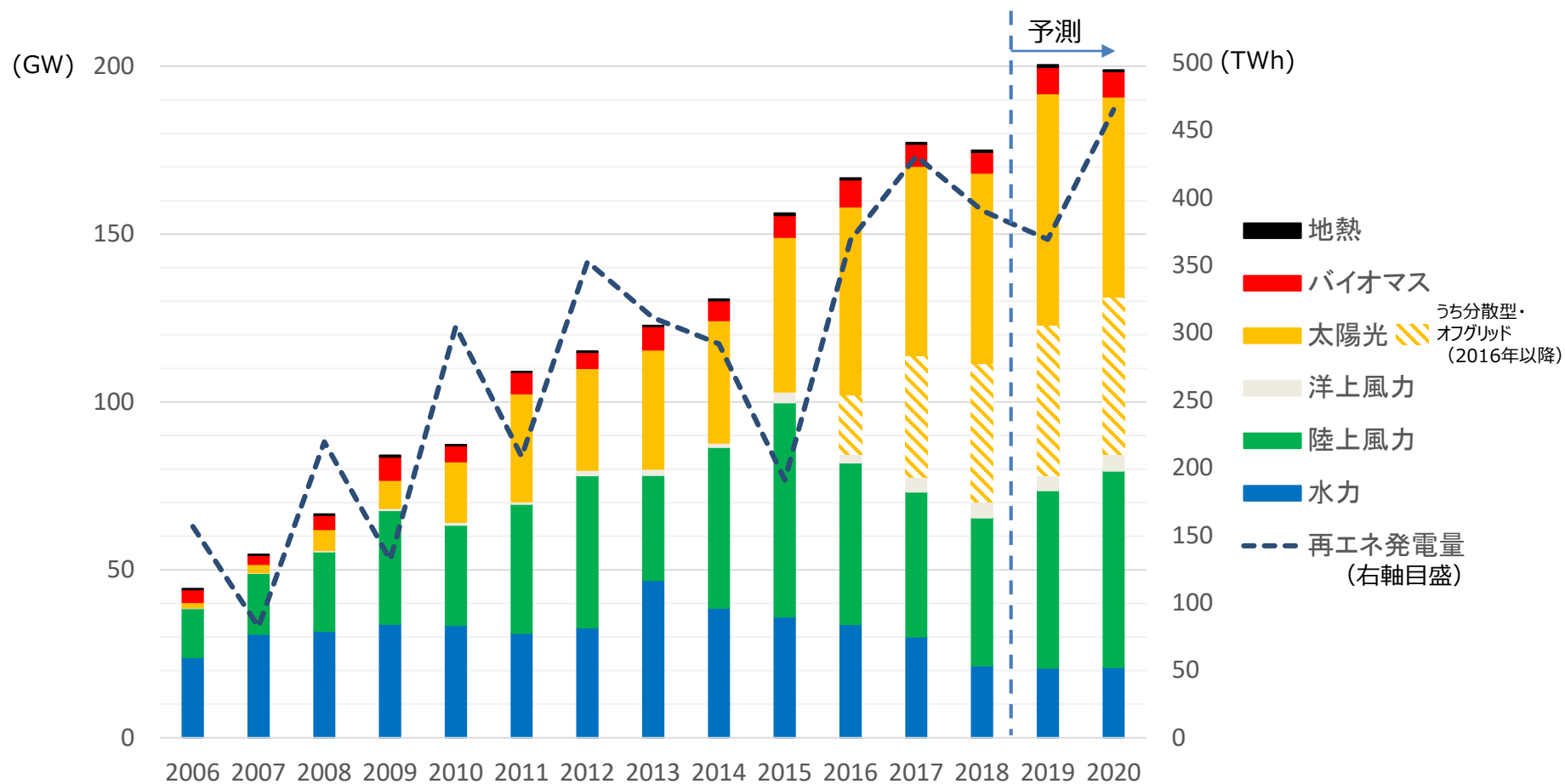
- 過去10年間連続して概ね8%/年で増加が続いているところ、2019～20年同水準での増加が予想され、2020年末には累積で2,900GWに迫る勢いを維持
 - 再エネ発電量も概ね6%/年で増加、2010年4,160TWhから2020年7,500TWhへ1.8倍に増加
 - 太陽光のうち自家消費用の分散型・オフグリッドは2016年140GWから2020年300GWへ4年で倍増 → 系統電力需要の相対的な減少を示唆



出所：IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics, IEA Renewables 2019他を参照して作成

世界の再生エネルギー発電設備容量・発電量の年間増加量（2006～2020年）

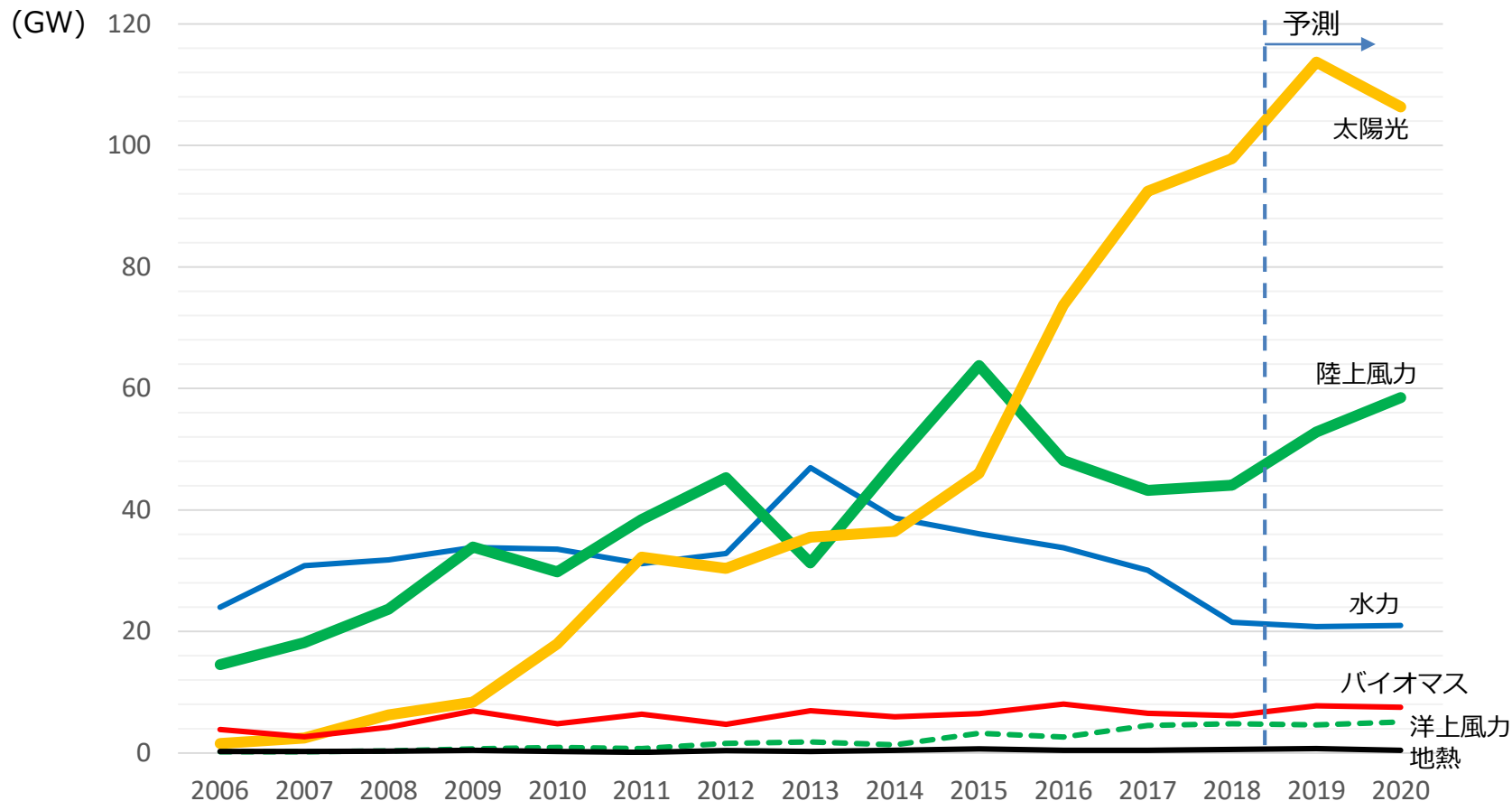
- 2019～2020年には主に太陽光と陸上風力の増加で過去最大の200GW近くに達する見込み
 - 中国以外での欧州、米国、インド、中東等での太陽光発電の増加が著しく全体を押し上げている
 - 再生エネルギー発電量は降水量多寡の影響を直接受ける水力の年間変動が激しいが、水力を除くと400TWh/年程度で安定的に増加



出所：IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics, IEA Renewables 2019他を参照して作成

再エネ電源別の発電設備容量・年間増加量（2006～2020年）

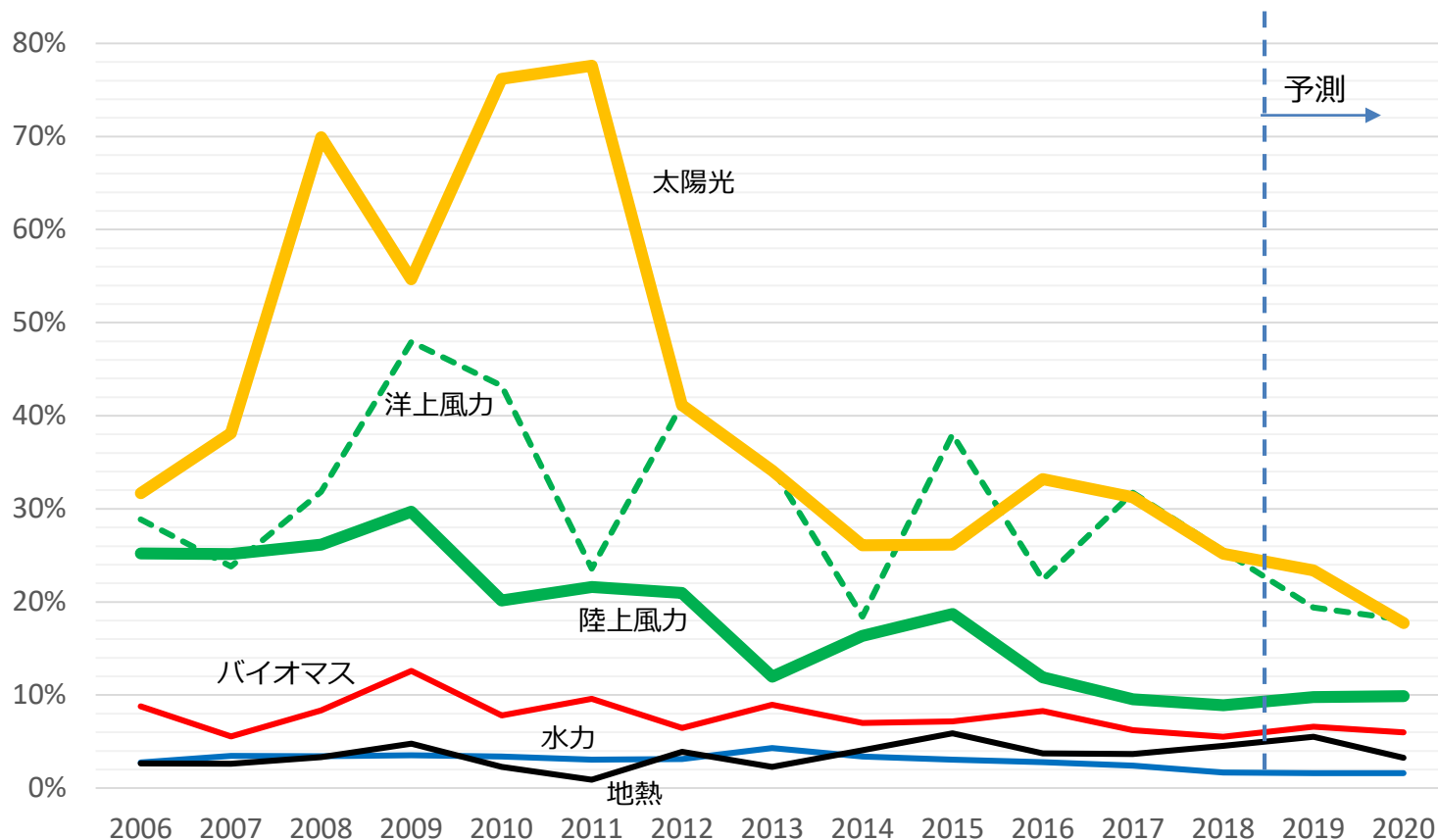
- 2016年以降太陽光の増加が他を圧倒、今後も100GW/年超の水準での増加の見込み
 - 陸上風力は適地の減少もあって50GW/年水準の増加にとどまる見通し
 - 水力は適地減少のため増加のピークを既に越えており、20GW程度の低い伸びにとどまる見通し
 - バイオマス・地熱は横ばい、洋上風力はバイオマスの増加量（7GW/年）に次第に近づいている



出所：IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics, IEA Renewables 2019他を参照して作成

再エネ電源別の発電設備容量・年増加率（2006～2020年）

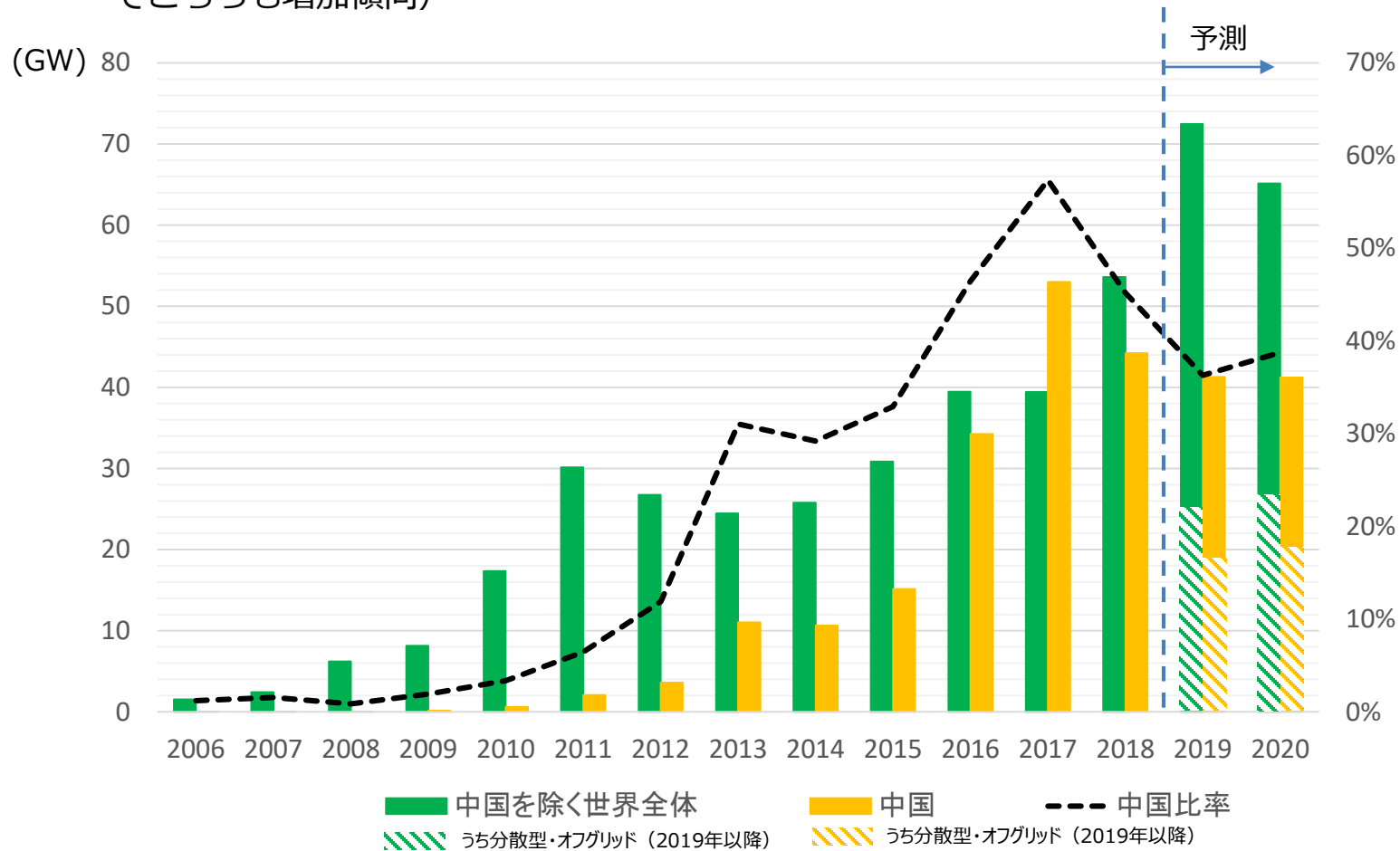
- 太陽光以外で年増加率が最も高いのは洋上風力で20%/年、2012年以降は太陽光と概ね同水準の増加率で市場が拡大する見込み
 - 太陽光は2008年～2011年の爆発的な増加期から次第に20%/年の安定的な増加期へ移行
 - 陸上風力は10%/年、バイオマスは5%/年、地熱3～5%/年、水力は2%/年以下で低調な伸び



出所：IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics, IEA Renewables 2019他を参照して作成

太陽光の年間増加量：中国以外での増加が顕著、分散型が増加傾向

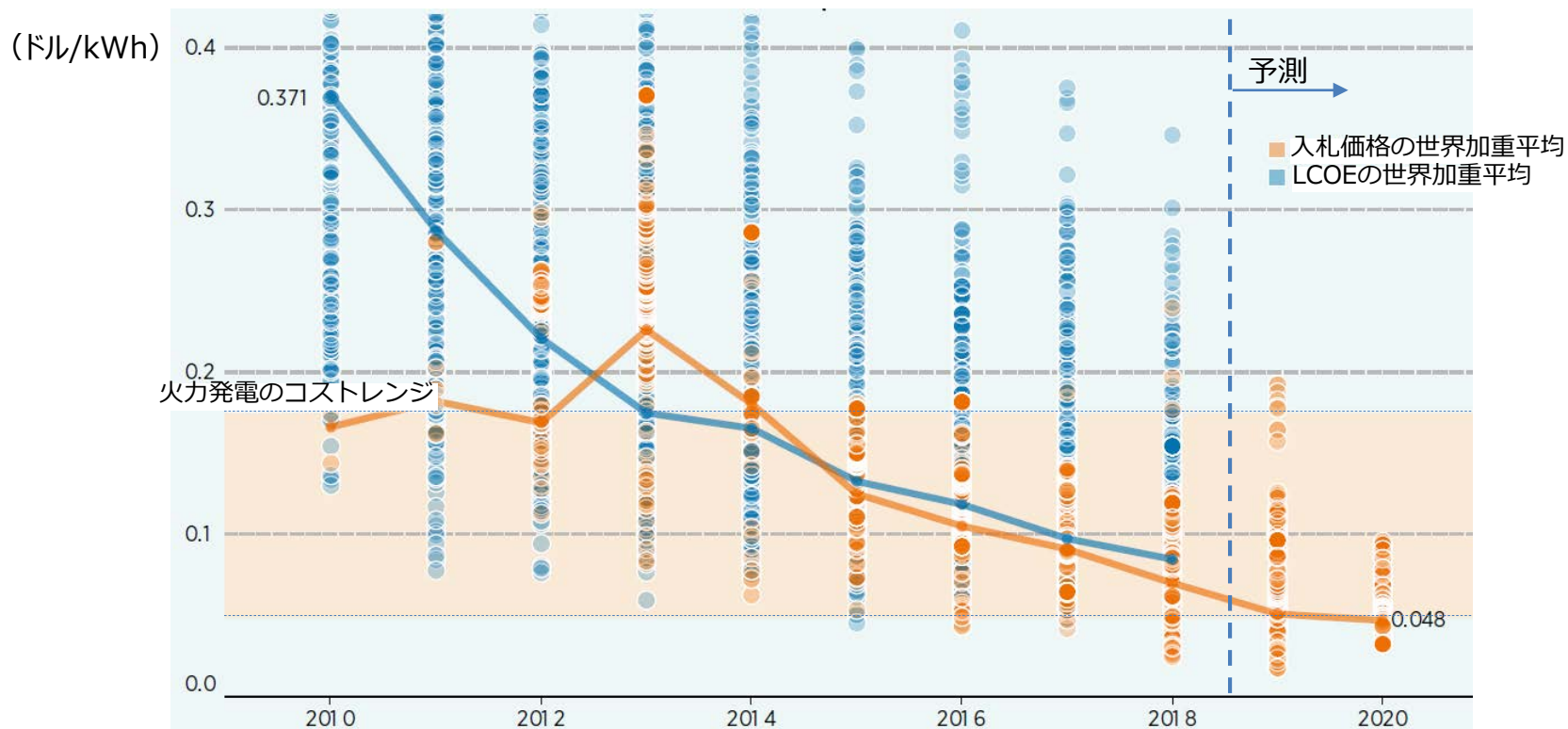
- 太陽光の年間増加量の中国シェアは2019～20年には40%程度まで低下、しかし依然として世界最大の導入国（分散型・オフグリッドのシェアは約50%で増加傾向）
 - 2019～20年は欧州、米国、インド等での増加が顕著（分散型・オフグリッドのシェアは約40%でこちらも増加傾向）



出所：IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics, IEA Renewables 2019他を参照して作成

なぜ再生エネルギーが増加すると想定されるのか① 継続するコスト低下

- 太陽光発電のLCOE（均等化発電原価）が低下を続けており、2020年には2018年比44%減の4.8セント（≒5.3円）/kWhまで低下が予測されている（世界加重平均・下図参照）
 - 日照条件に恵まれた国では（発電コストだけ見れば）最も低コストの電源の一つになりつつある
 - 良好な日照条件の国での市場拡大と既存市場での技術の成熟化、各国での入札導入による激しいコスト競争、生産量の爆発的拡大が好循環を形成し、コスト低下が継続している*
 - 南欧では発電コストが卸電力価格を下回るケースも出てきており、補助金なしの太陽光発電所の計画が増加中 *但し、長期的には太陽光発電のシェアが大きくなるに伴い発電量の自然変動に対応するための統合コストが上昇



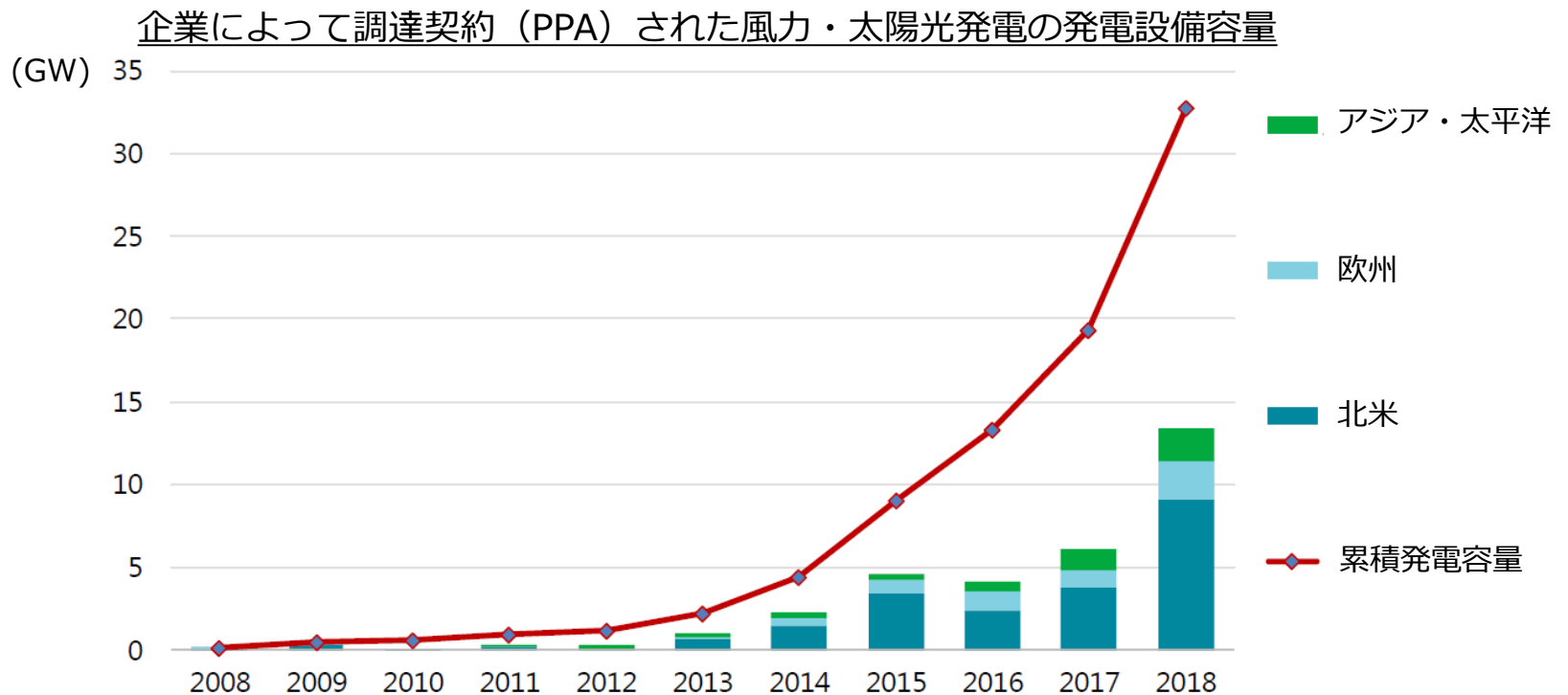
出所：IRENA (2019) "Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects"

なぜ再エネ発電が増加すると想定されるのか②各国再エネ目標の引き上げ

- EU：2030年再エネ導入目標を2019年5月に最終決定、各国での再エネ目標引き上げへ
 - 目標：2030年最終エネ需要の再エネシェア32%（現行目標2020年20%、2017年実績17.5%）
 - 発電部門の再エネ拡大はもとより、セクターカップリングも含めて冷熱・運輸の再エネ化を強化
 - 2030年EU目標に整合するように加盟各国での再エネ目標の引き上げが今後行われる
 - 一部の国は先行して既に目標引き上げ：ドイツ（2030年発電の再エネ割合50%→65%）、スペイン（同70%→74%）、フランス（2030年最終エネの再エネシェア32%→33%）
- 米国：連邦レベルのパリ協定離脱とは対照的に、州レベルでの再エネ導入目標引き上げ
 - 州レベルでのRPS目標の強化、新目標セットが相次いでいる
 - カリフォルニア州：RPS目標2030年50%→60%、2045年ゼロカーボン化、2020年以降新築住宅に太陽光発電の設置義務付け
 - ネバダ州：RPS目標2025年25%→2030年50%、2050年すべての小売り電力をクリーンエネルギー
 - ニューヨーク州：RPS目標2030年50%→70%、2040年100%の電力をゼロカーボン
 - マサチューセッツ州：RPS目標2020年～2030年2%/年、2030年以降1%/年ずつ継続的引き上げ、2035年までに洋上風力1.6GW
 - ニューメキシコ州：RPS目標2040年80%、2045年すべての小売り電力をゼロカーボン化
- インド：再エネ導入目標2022年175GW→2030年500GWへ引き上げを計画
 - 発電容量に占める再エネの割合も2030年40%→55%へ引き上げ方針
- 中東：UAE（ドバイ、アブダビ）、サウジアラビア、モロッコ、オマーン等で数百MWクラスの巨大太陽光発電所の競争入札が相次ぐ
 - 非常に優れた日照条件を活かして1～2セント台（≒2円台）/kWhの超低コストでの発電を実現

なぜ再エネ発電が増加すると想定されるのか③企業によるESGへの対応強化

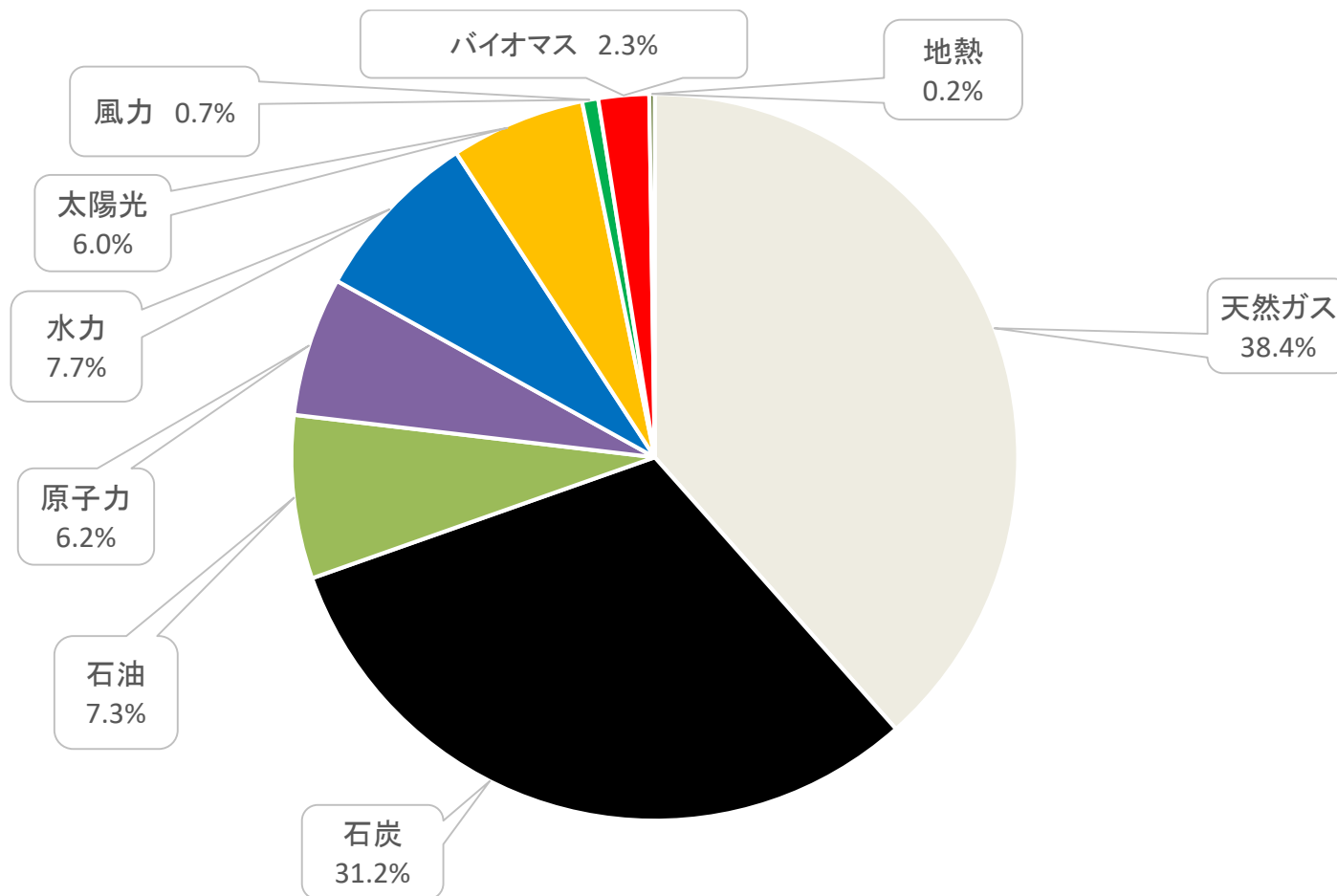
- ESG（環境、社会、企業統治への配慮）を評価軸とした投資重視・選別の動きが広がっていることへの対応として、企業による使用電力の再エネ化の取り組みが増加している
 - 特に米国において、風力・太陽光発電所からの発電電力を調達契約する動きが顕著で、再エネ発電コストの低下と相まって再エネ導入をリードする主体の一つになっている（下図参照）
 - 卒FIT案件を含むポストFIT制度における再エネの導入促進の一つの在り方として注目される
- RE100（使用電力の100%再エネ化を宣言する国際的イニシアティブ）への加盟企業が増加
 - 世界の主要企業270社が加盟（2019年8月以降の4か月間で約80社が新規加盟するなど加盟社数が急増している）、うち日本企業は28社で直近では、パナソニック、LIXIL、東急、楽天が加盟



出所：IEA Renewables 2019

日本の電源別発電量割合（2018年度）

- 2018年度の日本の再エネシェアは30MW以上の大型水力の発電分を含めて16.9%
 - 再エネのうち水力7.7%、非水力9.2%（太陽光6.0%、風力0.7%、バイオマス2.3%等）
 - 太陽光が2017年度5.2%→6.0%へ増加、風力・バイオマス・地熱は微増、水力は減少



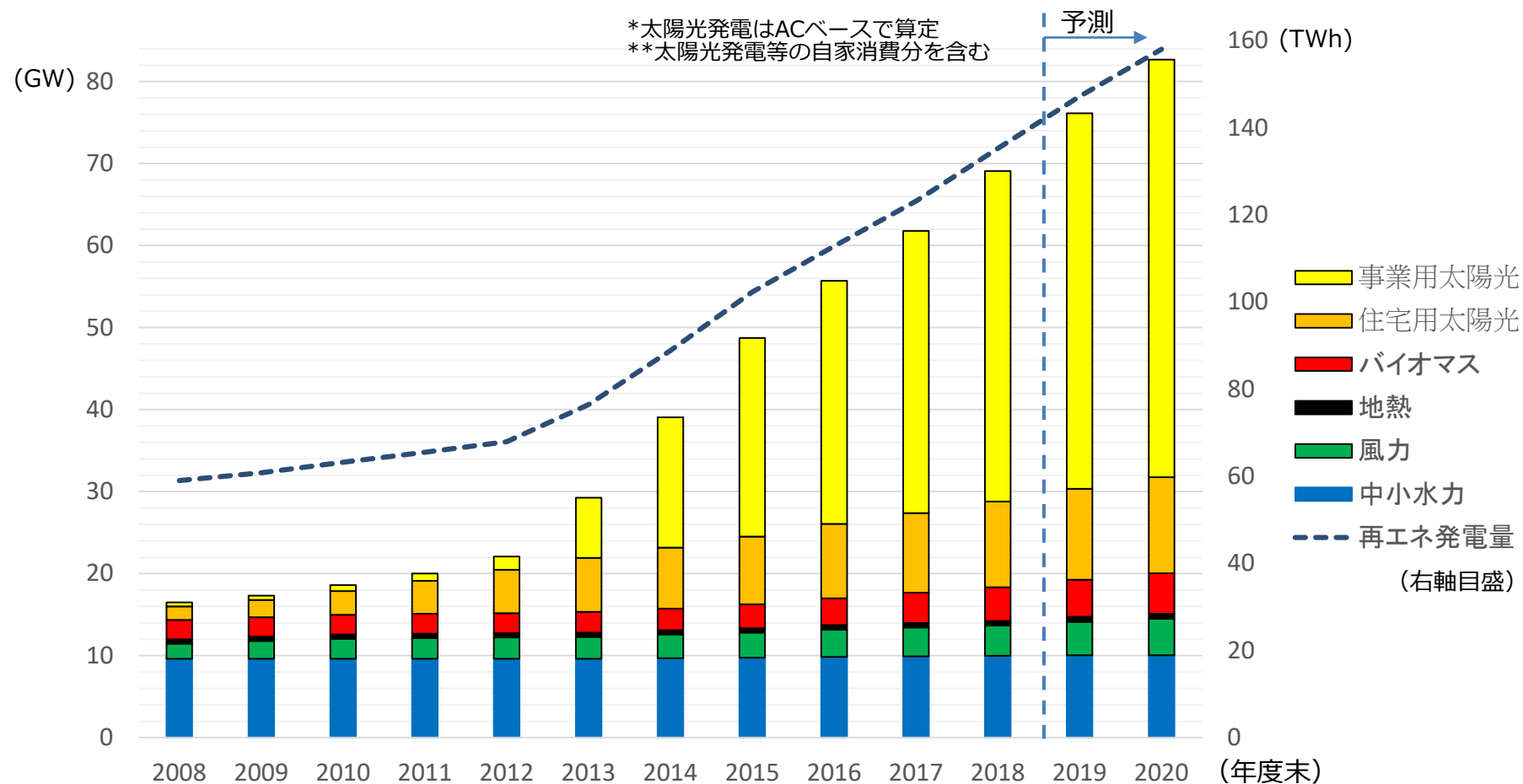
出所：資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」より作成

日本の再エネ発電設備容量（累積値）・発電量（2008～2020年度）

（30MW以上の大型水力を除く）

- 再エネ発電設備容量は概ね10%/年で増加を続け、2020年度末には83GWに達する見込み*
 - 再エネ発電量も概ね9%/年で増加を続け、2020年度の年間発電量は158TWhに達する見込み
 - 30MW以上の大型水力を含めると再エネ全体で2020年度総発電量の19.0%を占める見通し**
 - うち水力7.9%、非水力11.1%（太陽光7.1%、風力0.8%、バイオマス2.8%、地熱0.3%）

*太陽光発電はACベースで算定
**太陽光発電等の自家消費分を含む

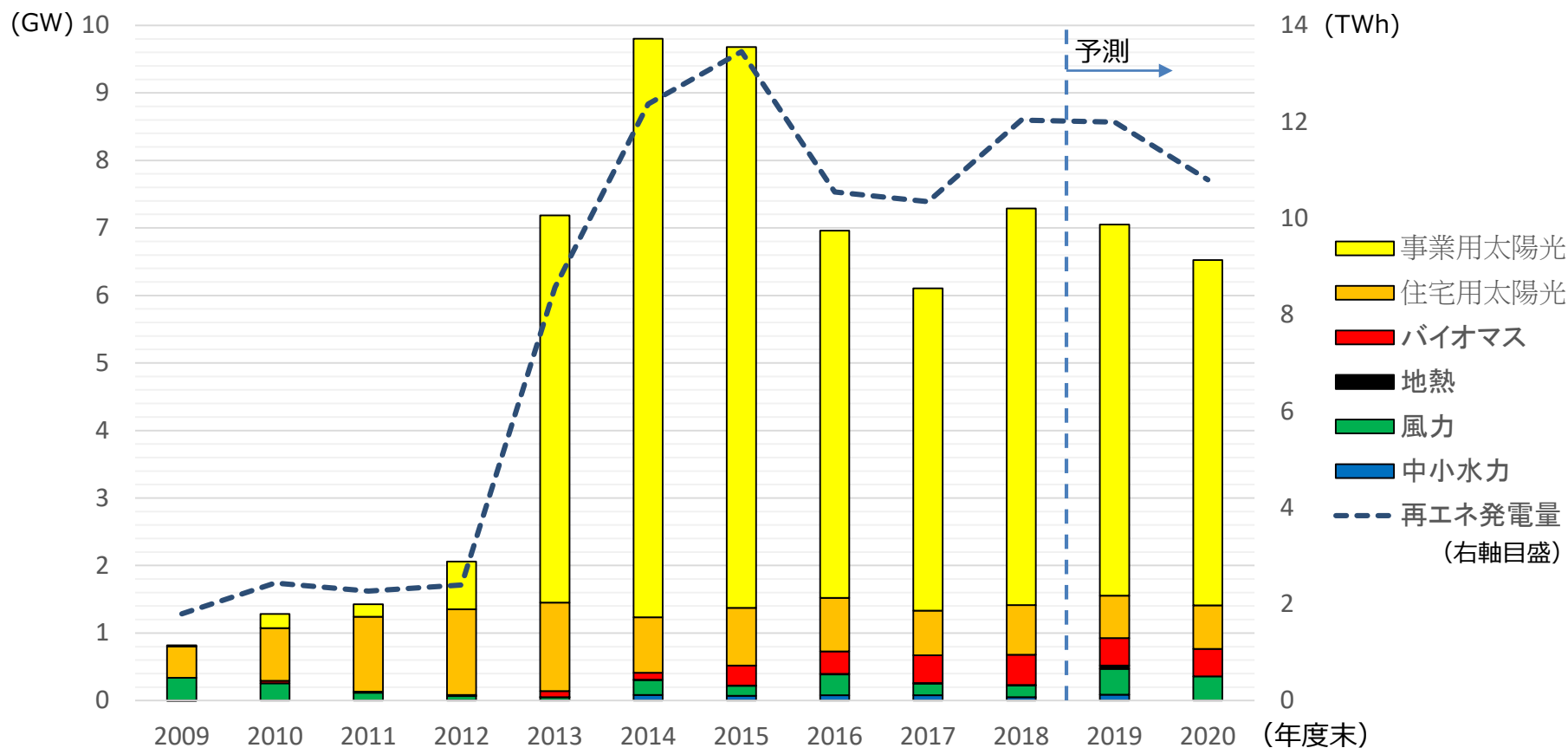


出所：日本エネルギー経済研究所推計

日本の再エネ発電設備容量・発電量の年間増加量（2008～2020年度）

（30MW以上の大型水力を除く）

- 近年減速傾向だったが、2018年度に事業用太陽光が7GW超えの増加でリバウンド、2019年～20年
度も6～7GWの高水準での導入が続く見通し*
*太陽光発電はACベースで算定
- FIT認定済み未稼働の事業用太陽光案件に運転開始期限（2020年度末）が設定されたため、2012年～14年認定
時のFIT買取価格（32～42円/kWh）を維持するため駆け込みで稼働が進む見込み
- 再エネ発電量は太陽光の増加に概ね沿う形で11TWh/年程度で増加する見通し



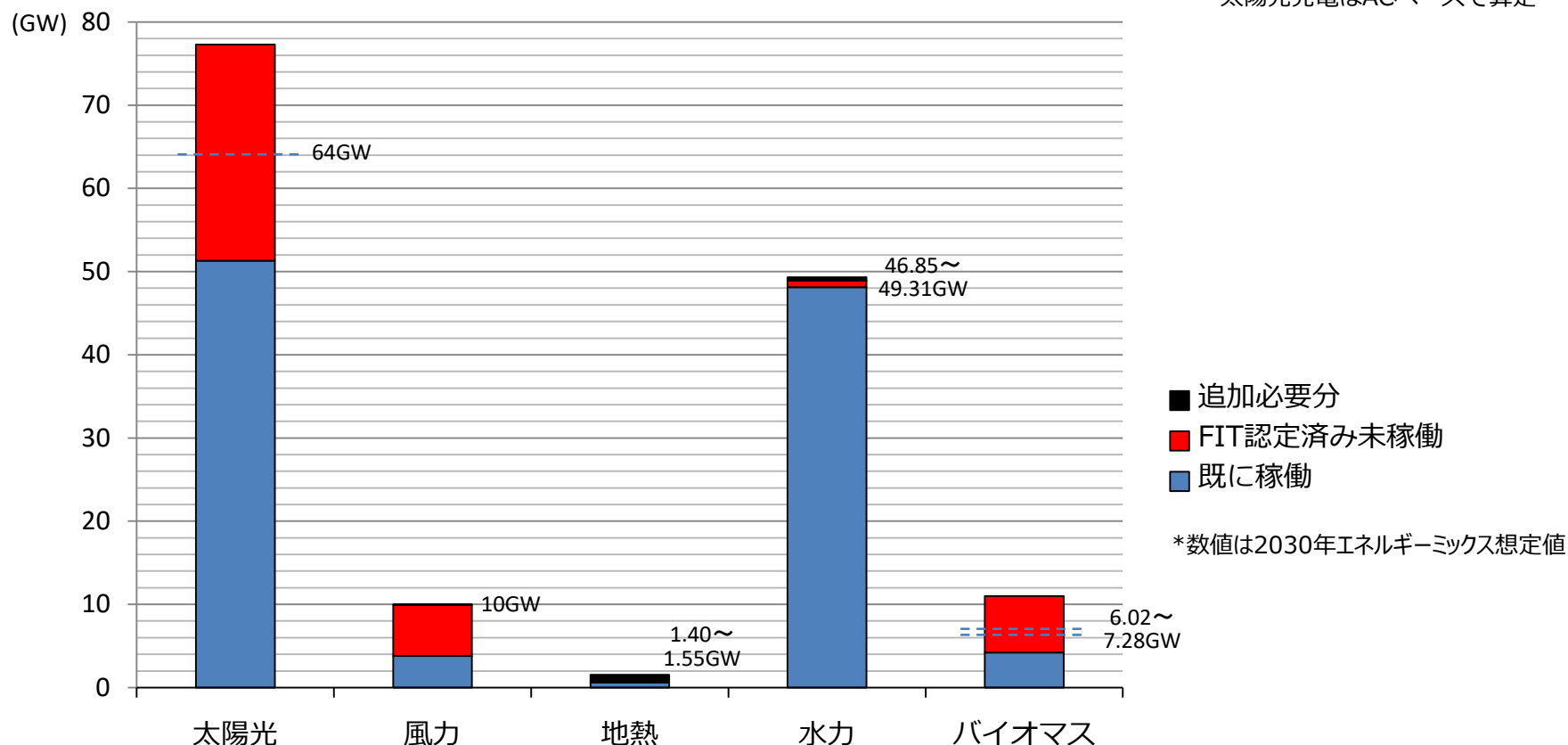
出所：日本エネルギー経済研究所推計

2030年エネルギーミックスに対する再エネ導入状況（2019年6月末時点）

（30MW以上の大型水力を含む）

- 太陽光は2020年度末に63GWに達し、21年度中に2030年想定値64GWを超える見込み*
 - バイオマスは稼働とFIT認定済み未稼働の合計で2030年想定値を既に超過、燃料調達等の理由で稼働が困難と見込まれる分を除外しても、2030年想定値の下限（6GW）には到達できる見込み
 - 風力、バイオマス共に今後0.4GW/年程度の増加が見込まれるため、2020年代中頃には再エネ全体で2030年想定値（再エネシェアが発電量の22～24%）の下限に到達する可能性がある

*太陽光発電はACベースで算定



*数値は2030年エネルギーミックス想定値

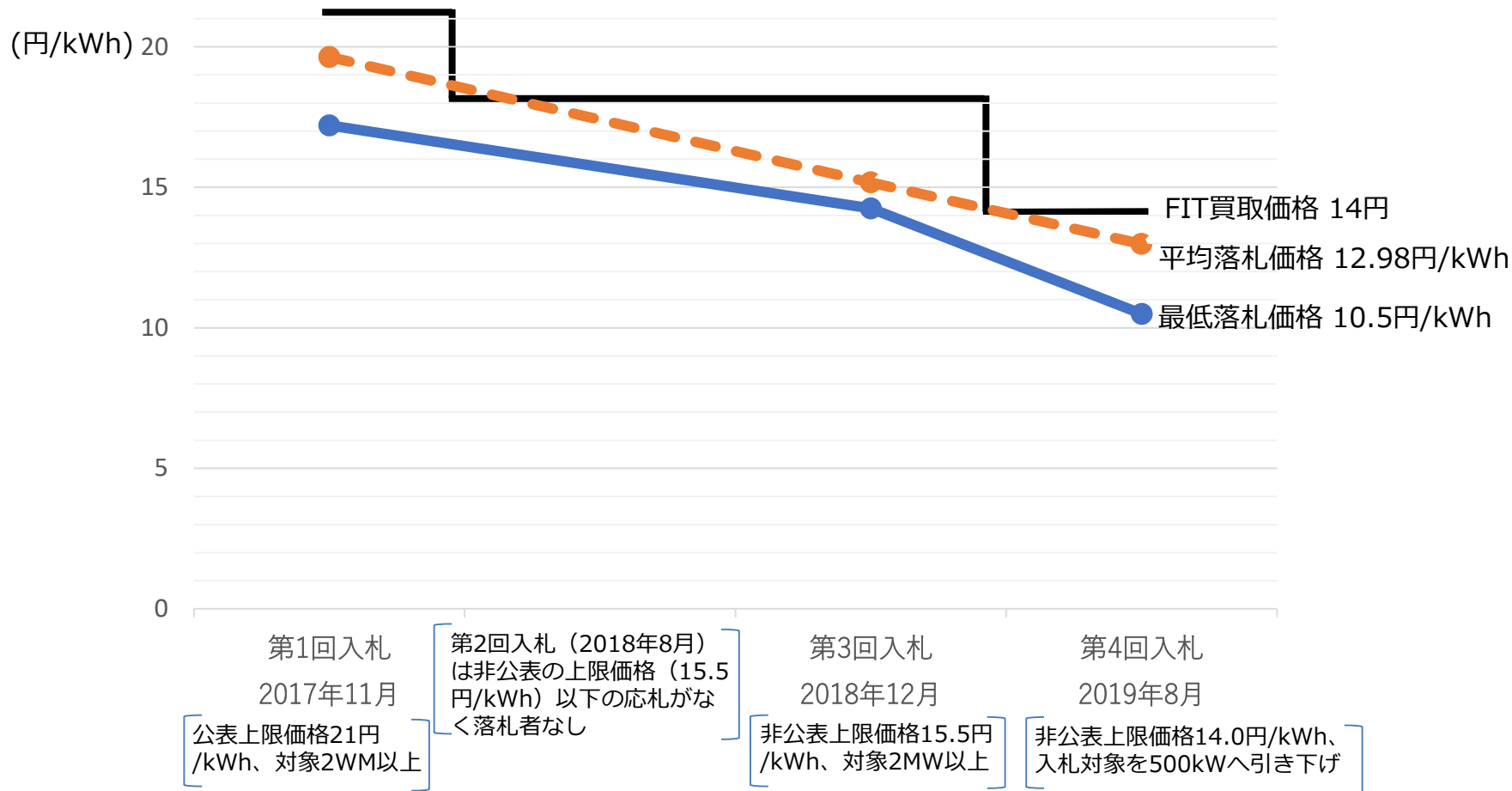
課題：国際的に突出している再エネ発電コストの低減

- 累積で最大60兆円近くなると想定されるFIT賦課金負担の低減を目指す
- 現行FIT制度下での制度改善（2020年度に抜本的見直しされる新FIT制度を踏まえて）
 - 競争電源（100kW以上の太陽光と風力）：入札対象範囲拡大でFIT買取価格の低減を図る
 - 太陽光は2MW以上を対象に2017年以降4回の入札を実施
 - 太陽光の入札は2020年度からは対象を100kW以上まで拡大する予定
 - 陸上風力（現行は固定価格FIT）はすべて入札FITへ移行予定
 - 洋上風力も着床式（現行は固定価格FIT）はすべて入札FITへ移行予定（浮体式は未定）
 - 大型木質バイオマスとパーム油は既に入札FITへ移行
 - FIT認定済み未稼働大型太陽光：稼働期限を設定、期限経過後に買取価格を強制的に切り下げ
 - 地域活用電源（10～100kW小規模事業用太陽光、小規模地熱、小水力、地域型バイオマス）：自家消費やレジリエンス強化に資する地域内消費（地域マイクログリッド、コジェネによる熱供給等）を条件として限定的に固定価格FITを継続
 - 10～50kW小規模事業用太陽光：自家消費を条件に余剰分だけ固定価格FITでの買取を継続
 - 50kW～100kW小規模事業用太陽光：（検討中のため現時点では不詳）
 - 営農型太陽光発電については自家発電条件を緩和
- 2020年度末までに行われる「FIT制度の抜本的見直し」による再エネコスト低減
 - 競争電源（大規模事業用太陽光、風力等）は「市場へ統合」し経済的に自立した電源を目指す
 - FITに代わって再エネ発電事業者自らが卸電力市場で販売するFIP（Feed-in Premium）を導入（基準価格の設定方法、インバランスリスクの扱い、再エネ発電予測誤差の扱い等多くの論点があり詳細は今後検討）
 - 地域活用電源（家庭用・小規模事業用太陽光、小規模地熱、地域バイオマス、中小水力）は、当面FITを維持しつつ、自家消費や地域の特性に応じた地産地消（＝需給一体型モデル）を進める
 - 度重なる自然災害を踏まえて、災害時のレジリエンス強化の視点も新たに加わった
 - 未稼働太陽光案件への対応：稼働期限を設定し一定期間経過後に自動失効へ
 - 現行FIT制度では（家庭用太陽光を除いて）自動失効する仕組みにはなっていないのをより踏み込んで対応

入札によるコスト低減効果が鮮明に、太陽光発電入札で10.5円/kWhが出現

- 2019年8月の太陽光入札では最低落札価格は10.50円/kWh、平均落札価格は12.98円/kWhと石炭火力（12.3円/kWh*）、LNG火力（13.7円/kWh*）に比肩する価格も出現
 - 初回入札（2017年11月）と比較して最低落札価格、平均落札価格はそれぞれ39%、34%低下

*2015年発電コスト検証ワーキンググループ試算結果



出所：公表資料より日本エネルギー経済研究所作成

課題：再エネ拡大を踏まえた電力システムの形成と費用負担の在り方

- 当面は既存系統インフラの有効活用を図る「日本版コネクト&マネージ」の着実な実施
 - 想定潮流の合理化（空き容量算定方法変更）：2018年4月から実施、約5.9GWの空き容量拡大
 - N-1電制（緊急時用枠の開放）：2018年10月から一部実施、約40.4GWの接続可能容量拡大
 - ノンファーム型電源接続（出力制御前提の接続）：制度設計中、東電PGエリアで試行運用開始
- 2020年以降、再エネ発電事業者からの要請に受け身で対応する従来の「プル型」から、再エネ資源の賦存量を踏まえて計画的に対応する「プッシュ型」の系統形成へ転換
- 地域間連系線の増強費用の負担に「全国負担スキーム」の導入検討
 - 連系線増強に伴う便益（卸価格低下、CO2削減効果、安定供給の強化）のうち価格低下、CO2削減効果は原則全国負担とし、全国託送方式で徴収、ただし、再エネ由来の効果分は分離してFIT賦課金方式も選択肢として検討
 - 北本連系線、東北東京間連系線など地域間連系線については既に費用便益分析を実施
 - 再エネ資源の地域偏在性（例：風力は東北・北海道エリアに集中、太陽光は九州エリアに集中）を踏まえて、特定エリアから全国への増強負担の均等化
- 系統増強や出力制御を回避するために、再エネ電力の自家消費・地域内消費を促すことで系統負担を軽減させる
- これらの措置によって系統の容量拡大と柔軟性確保が進み、再エネの導入拡大が進むものと期待される

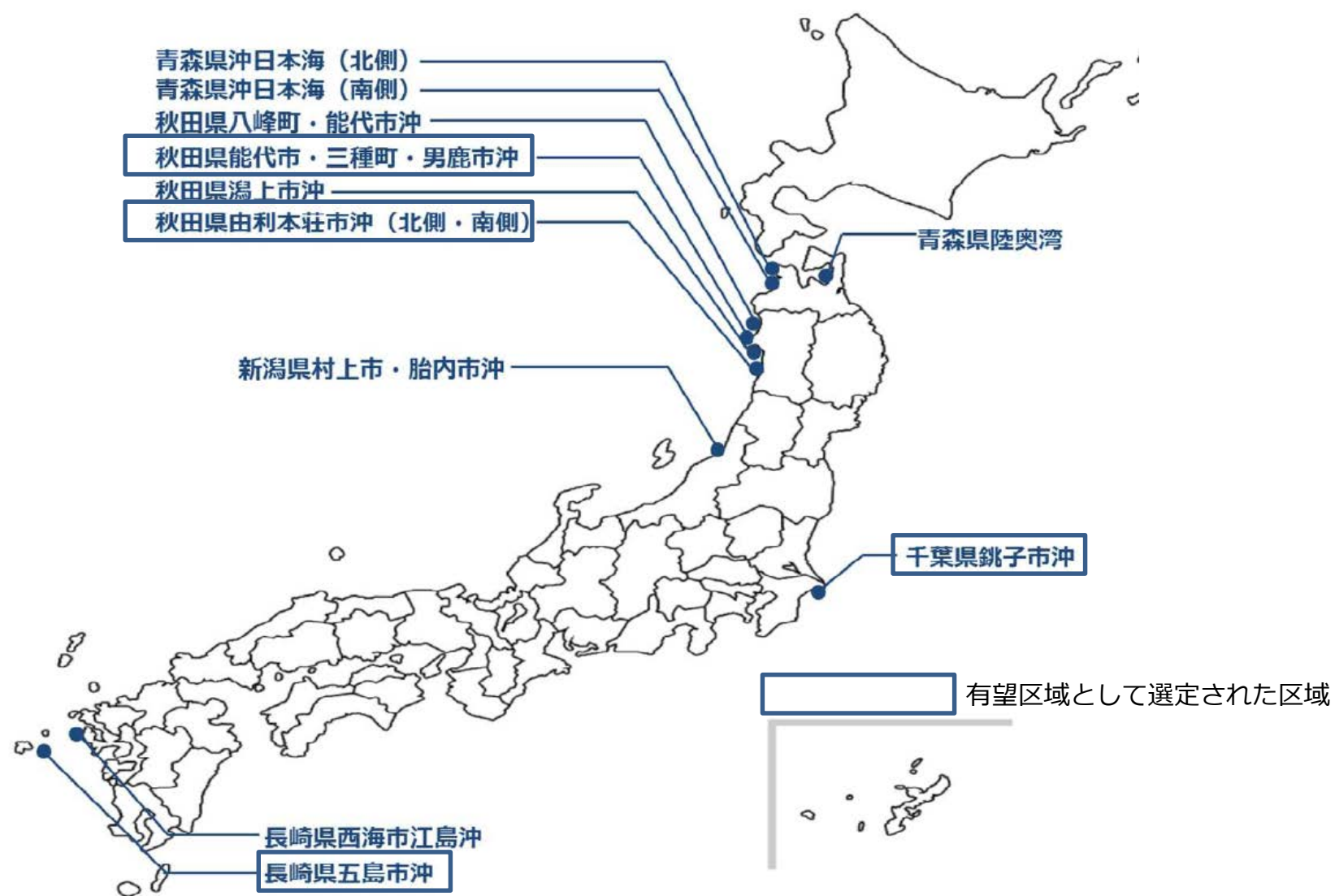
課題：2030年以降に大量発生する太陽光パネルの廃棄物処理費用負担

- 大量導入が進む太陽光パネルが25年～30年の耐用年数経過後に、使用済み廃棄物として2030年以降大量発生することは確実であり、悪質事業者による不法投棄や放置が懸念される
- 10kW以上の事業用太陽光については、2018年4月に廃棄物処理費用の積立てと進捗状況の報告を義務化したのが、積立ての水準や時期は事業者の判断に委ねられるため、実際の積立ての実施率は小規模事業者を中心に低いのが現状（処理費用は概ね1万円/kW）
- FIT認定された太陽光発電設備の解体・撤去、太陽光パネル等廃棄物の処理廃棄費用の外部積み立てを義務化し、発電事業終了後の適切な処理を確保できるよう制度詳細を検討中
 - 既稼働案件を含めてすべての10kW以上の太陽光を対象に、解体・撤去・パネル廃棄費用として0.7～0.8円/kWhをFIT買電量に応じてkWhベースで一律に発電事業者からOCCTOが源泉徴収（発電事業者の買電収入から控除）し、外部に積立てる
 - 積み立て時期は一律にFIT買取期間終了前10年間とする
 - 源泉徴収するが外部積み立ては、系統への余剰買電にのみ適用され、自家消費分には適用されないため、自家消費型の場合に廃棄物積み立て費用が過少とならないよう別途検討する
 - 積み立て金の取戻しの際には、廃棄等が確実に実施されると見込まれる資料の提出を求める

国内での洋上風力の事業化に向けた動きが加速

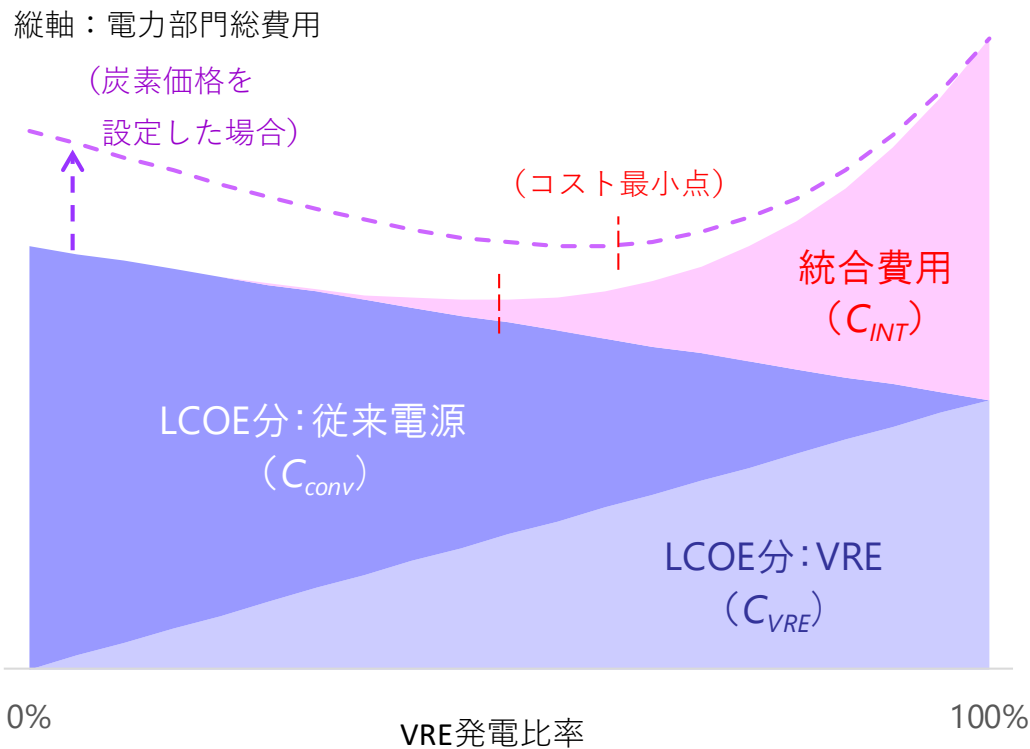
- 2019年4月施行の再エネ海域利用法（洋上風力新法）の下での洋上風力発電開発のための制度づくりが着々と進んでいる
- 2019年6月：「洋上風力促進区域指定ガイドライン」「一般海域における占用公募制度の運用指針」を公表
- 2019年7月：新法の下での促進区域として開発を先行して進める「有望区域」の国内4カ所を選定、地域協議会の開催や国による風況等調査の準備を開始 → 地域協議会において地元関係者との調整を経て「促進区域」指定 → 公募・入札で発電事業者選定へ
 - 秋田県能代市、三種町および男鹿市沖 → 第1回協議会を2019年10月秋田市で開催
 - 秋田県由利本荘市沖（北側・南側） → 第1回協議会を2019年10月秋田市で開催
 - 千葉県銚子市沖 → 第1回協議会を2019年11月千葉市で開催
 - 長崎県五島市沖 → 第2回協議会を2019年11月五島市で開催し、促進地域としての指定に合意 → 促進区域として初の指定へ（浮体式に限定）
- 2019年11月29日：改正港湾法が可決・成立
 - 洋上風力発電の導入に必要な重厚長大な資機材を扱うことが可能な埠頭（耐荷重・広さを備えた埠頭を有する国内の港湾は限定的）を長期・安定的に利用できるよう洋上風力発電事業者に長期間貸し付ける制度を創設、洋上風力発電設備の設置等の基地となる港湾を確保
 - 港湾区域における公募占用計画の認定の有効期間を20年から30年に延長
- 漁業関係者等地元との調整が最大の難関となるが、2020年度内にも洋上風力発電事業者を選定するための最初の入札が開始される見込みで、各地で民間事業者の動きが加速化してきている

新法の下で洋上風力の実施に向けて一定の準備が進んでいる国内の11区域



出所：第1回長崎県五島市沖における協議会 資料4に加筆

(参考) 自然変動再エネ (VRE) 大量導入時の統合費用の概念



- 従来電源のLCOEよりもVREのLCOEの方が安くなった場合、LCOEに比例する費用(従来の発電コスト: 図中 $C_{conv}+C_{VRE}$)のみで比較すると、VRE導入比率が高くなるほど総費用は小さくなる。
- 但し実際には、VREの大量導入に伴い出力抑制や蓄電システムの設置、グリッドの増強などに係る追加的な費用が発生する。LCOE分以外の追加費用(何に起因するものであれ、全て含めたもの: 図中 C_{INT} に相当)を、VRE大量導入に係る**統合費用(Integration cost)**と呼ぶ。