和鉄の道　Iron Road　2023

たたら製鉄　和鉄の道・Iron Road　製鉄関連遺跡を訪ねて

―　日本の源流・たたら遺跡探訪　そして未来へ　―

2023 和鉄の道・Iron Road　脱炭素社会構築のために

Mutsu Nakanishi Home Page より

http://www.asahi-net.or.jp/~zp4m-nkns/

2024.2.1.

大変革の新時代　鉄はどんな姿を見せ始めたのか　　日本鉄鋼産業の生きる道

CO2 排出量最多の鉄鋼業界、脱炭素化への道筋

脱炭素をキーワードにインターネット・新聞等からの資料収集が中心に

日本の源流・たたら遺跡探訪　そして未来へ

By　Mutsu　Nakanishi

和鉄の道 ・ Iron road

大変革の時代を迎えて　日本の源流・たたら遺跡探訪そして未来へ

鉄の「まばゆい輝き・閃光」 と 「黒光り・肌光」

日本には「たたら製鉄」 という鉄鉱石や砂鉄の塊から「硬くてねばい強靭な鉄」を直接作り出す日本古来の製鉄法がある。

ヒッタイトが人工鉄を発明した当初の姿を現代まで残し、 現在の製鉄法にも負けない高品質の鉄を作り出す技術に高め、 維持している日本独自の製鉄義技法である。

日本に「鉄」が伝来して、この「たたら製鉄」が行われるまで、約800年の長きにわたってたたら製鉄法の素が続き、その技術をさらに磨き高めながら 1500 年 続いてきた日本独自の製鉄技術である。「鉄は国家なり」「鉄は産業の米」と「鉄」の力が強調されるが、

その一方で文化を産み、そこに住む人たちの生活を豊かにし、現在に至る日本の国造りを担ってきた。

そんな今、急速な社会変革の中で　この製鉄にともなう数々のドラマが忘れ去られ、日本各地の「たたら遺跡もろとも消え去ろうとしている。製鉄炉は生産された鉄の取り出し毎に壊されるので、製鉄関連遺跡に残っている濃構はそんな生産設備の残骸。

製鉄関連遺跡にはそんな遺構・生産の痕跡とともに、それに携わった人々の賑わいや数々のドラマ・歴史が周りの美しい景色とともに埋もれて残っています。

日本で繰り広げられた数々のドラマ そしてその風景を少しでも残しておきたいと 「鉄の・Iron Road」として日本各地を Country Walk しつつ集めています。

鉄は「文化」を育むと共に数々の「戦さ」をも生んだといわれる。

「鉄」の持つ力の証。でも大事なのはそれを使う人々の力・心。

その根底には、日本人の心の故郷「心優しき縄文の世界」がある。

「鉄」の持つ魅力 「鉄のまばゆい輝き・閃光」と「鉄の黒光り・肌光」

その美しさをこれからも大事にしたいと思っています。

「鉄の惑星　地球」の未来へと続く和鉄の道の発信へ

そして 今 大気中の CO2 増加による地球温暖化による地球環境変化・地球暴走の危機に直面している。　　「低炭素社会構築の大変革」が待ったなし。

日本の鉄鋼は、極めて CO2 排出量が多く、操業の大変革なしには生き残れぬ危機に。

この新しい大変革の時代に「鉄」はどんな姿を見せるのか・・・

「鉄の惑星　地球」の未来へと続く和鉄の道

インターネットや新聞等からの資料収集しかできませんが、現状取組を発信しつつ地球の未来を考えたい。

和鉄の道 ・Iron Road 概要追記

2024.1.15.　From Kobe Mutsu Nakanishi

脱炭素社会構築と鉄　地球温暖化・自然災害急増と理不尽な戦乱の時代の中で

2023年 和鉄の道・Iron Road を振り返って　2024.1.5.

地球温暖化と激甚化する自然災害の急増と理不尽な戦乱の時代
即時対応はは待ったなし また「鉄はどんな姿を見せたのか」

◎和鉄の道・Iron Road　16件 (鉄の話題:4件　脱炭素社会構築と鉄:8件　たたら・製鉄遺跡探訪:4件)
◎風来坊・Country Walk 24件 (神戸の街の歳時記　-毎日walk & 神戸近郊四季折々の里景色-　)
◎四季折々・From Kobe　11件 (神戸季節の便り& いつくまま From Kobe)
資料収集: 毎月の神戸新聞 文珍さん落語見聞録&コラム正平調ほか抜き書き等)

1月1日　阪神大震災と同じ規模の大地震「能登半島大地震」発生

被災された見舞われた皆様にお見舞い申し上げます
一日も早く救援の手が届きますよう

≪社会・経済・暮らしの再建　地球人として生きる社会再構築の大変革の時代の到来≫

課題山積の日本　2022年に引き続き、本年 何一つ解決できなかった日本

政治・経済界が言うほど日本は良くなったのだろうか?

引き続き高齢化が進行する日本社会の疲弊　危機がわが身に迫る厳しい時代と組まねばならぬ日本

ホストコロナの新時代の幕開け　老化が進む中で傘寿を迎え、いろんなことがあった厳しい年でした

「鉄は時代を映す鏡」「鉄は産業の米」「鉄は国家なり」と言われた「鉄の道」
「鉄」から眺めた周囲の勝手気ままな今の収集。もう自分の時代ではないと自戒しつつ、
何かの役に立てばと自らの行動メモの記録。先が見通せぬ混乱の中にあえいだ一年。

- 目を覆いたくなる悲惨なウクライナ・パレスチナ ガザの惨状　そして頭の上を北朝鮮の弾道ミサイルが飛んでゆく。絵空事・ゲームの世界と思っていたことが我が身に迫る。核戦争が現実の脅威に。国際感覚がない島国日本は湯日本。気が付けば日本は経済・技術・生活とも G7 再下位に。
- 大気中 CO2 急増による地球温暖化と気候変動による激甚災害の多発。原因は人類社会がもたらした産物。地球暴走の危機がもう目前に。脱炭素取組・激甚災害へのインフラ整備の遅れ
"経験したことのない自然災害" のお題目がむなしく響く
- 資源・食糧・エネルギーの自給できぬ日本の危うさが現実に　急激な物価高が生活にひたひたと
神戸の街で暮らす私たちの身近にも、社会生活への影響がひたひたと。

経済界・政治は経済の回復を歌うが、急激な物価上昇・格差が展開する中で、働く世代の減少が追い打ち。

暮らしの疲弊　日本が取り残されている・・・・そんな意識がわが身にひしひしと・・・・・

高度情報化社会がもたらした厳しい先行き不安の現実　" 今 幸福なのだろうか? "

みんな地球人「自分さえよければ・・・ではどうにもならぬ意識と覚悟」の新時代

何としても突破口・出口を見つけねばならぬ「地球・そして日本」の危機の前に立つ

Iron Road　世界と共に生きる時代の模索・取組推進の時代の幕開けを実感した一年になりました

そして、２０２３年年末　まさに今 日本の政治に大激震「自民党各派閥の裏金作り」の発覚

ボス政治家たちに検察のメスが入った。　この成り行きが良くも悪くも日本を変える

日本の老獪な仲間政治・派閥政治に幕が下りて、新しい政治が始まるのか

◎ 日本の今への警鐘　「何も変わらぬこの閉塞感と不安感　心地よい ゆでガエル状態」

小林喜光氏の指摘に今一度　耳を傾けよう

https://infokkkna.com/ironroad/2019htm/2019mutsu/fkobe1903kobayashi.pdf

◎ 2023年のスポーツ界　日本でそして世界で若者たちがフレッシュな姿で躍動する姿を見せてくれた。

今までの流儀から飛び出した若者たちの流儀のフレッシュな姿

これからの日本の希望　「やってみなはれ!!」と応援せねば・・・・・

未知への挑戦　若者たちの躍動　ひとつになれば

侍ジャパン　WBC 優勝

“今日一日は憧れを捨てて勝つことだけ考えて”“感無量 このムはチームワークも最高でした”

歳老いて忘れていたものを若者たちが教えてくれた「この厳しい時代を生きる知恵　生きる力」

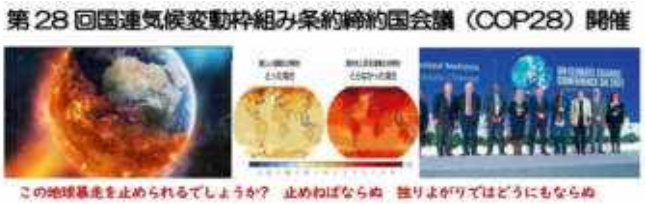
今年の秋若者たちが見せてくれた躍動「一つになれば　奇跡は何度も起きる」

脱炭素社会構築への取組　約束事の具体的な取組進行状況・成果が問われ始めた

脱炭素 特に化石燃料エネルギーから再生エネルギーへの転換が待ったなし。

でも、戦乱の中、大国のエゴが絡む中、化石燃料からの脱却が進まず、また原子力発電依存も強まっている。

このままでは 2030 年温暖化対策目標値<+1.5℃　が厳しく、特に化石燃料依存の高い日本に厳しい目が注がれている。



【COP28】日本は再生可能エネルギーを 2030 年までに今の 3 倍に増やせるのか?

日本における 2022 年時点の再生可能エネルギーの電源比率は「22.7%」と聞くが……

今回の COP28 は、**世界の再生可能エネルギーを 2030 年までに 3 倍（2022 年比）に増やす**ことを議長国が提言したことでも話題となっています。

日本における 2022 年時点の再生可能エネルギーの電源比率は「22.7%」。

その数字を、果たして 2030 年までに 3 倍に増やすことは現実的なのか?

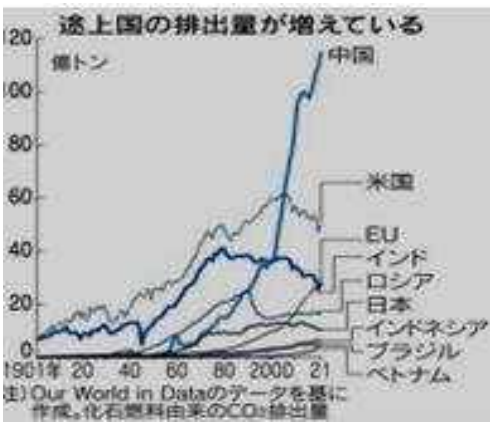
再生可能エネルギーの主たる電源である「太陽光発電」「洋上発電」の普及が今一つ伸びない現状。

日本の再生可能エネルギーの電源比率は「20%を超えた」と言っていてはそれこそ「井の中の蛙」

ヨーロッパやアメリカではすでに 30%をはるかに超えつつあるという。

現状　石炭火力・原子力そして再生可能エネルギーの 3 本柱とする日本。

今もって　世界趨勢から周回遅れの感じがする。



12 月に傘寿 80 歳を迎え、振り返れば、「和鉄の道」20 余年 1999-2023

○「和鉄の道」・「風来坊」「四季折々・From Kobe 」それぞれ 1999～2022 年の年次 File として収蔵。
まだまだ、整理のつかない文もありますが、日本国中勝手気ままな私の風来坊の記録として積みあがりました。
思い起こせば、鉄鋼会社に入社した頃、先輩から依頼された小さな鉄滓の塊を手にして、たたら製鉄の歴史に興味を抱いて　休日西播磨や山陰の山間へ遺跡を訪ねたのが端緒。仕事の合間にせっせと日本各地探訪。
世は高度成長からコンピューター革命の時代。インターネットから、世界へ自由に情報発信できる時代。
公開された諸氏の HP に偶発され、思い付きで出かけていた日本各地の探訪記や今その時々の見聞を行動記録にして HP に公開して、残すことに。HP 名はずっと頭にあった「Iron Road・和鉄の道」に。
また、この間１０数年に及ぶ愛媛大 東アジア古代鉄文化センターの「人口鉄の起源&ユーラシア大陸東遷の道」国際プロジェクトの年次成果報告会シンポにも毎年聴講参加させていただき、聴講記録集成　私蔵版「たたらの源流 鉄の起源 & ユーラシア大陸東遷の道」として　HP「和鉄の道」にも整理公開出来ました。
長年鉄に携わってきた私の宝物です。村上恭通先生はじめ、お世話になった研究者諸氏の皆様には本当に感謝。ありがとうございます。

○ もう一つ の和鉄の道トピックス　「鉄のない世界 そして日本人のルーツ「縄文」の世界」を知ることができました。
数々の現地訪問や縄文の会に参加させていただき、その都度　自然の美しさと共に縄文の素晴らしさを和鉄の道・Iron Road で紹介させていただく事が出来ました。
縄文の世界が世界遺産に登録されるとともに、数多くの人達・仲間と接することができたのもうれしい思い出です。

もう 80 歳を迎え、老化が進むと共に頭回らずで、最近は和鉄の道の資料構成も中々できず、最近はデジカメで撮った訪問 Photo やインターネット等で見つけた資料の収集と自分の暮らす神戸近郊 Walk の行動記録のメモばかりになっています。自分の歩いたその時々の記録として残しておけばとの思いです。
勝手気ままなものばかりで、衰えは感じていますが、足も動くし、好奇心も気力もあり。
今元気でいることに感謝しつつ、日あらた。
風の向くまま気の向くままの風来坊メモ、どこまで続くかわかりませんが、今後ともよろしくお願いします。

2024.1.5.　和鉄の道一年をふりかえりつつ　　Mutsu Nakanishi　From Kobe

＜ 和鉄の道・Iron Road　1999-2023＞

掲載全記事 File 収蔵庫：https://infokkkna.com/ironroad/dock/ironroad.htm

和鉄の道・Iron Road2023 一年を振り返って　2024.1.1.　From Kobe

脱炭素社会構築と鉄　IRON ROAD」：16件

地球温暖化と激甚化する自然災害の急増と理不尽な戦乱の時代
即時対応はは待ったなし また「鉄はどんな姿を見せたのか」
◎和鉄の道・Iron Road　16件（鉄の話題:4件　脱炭素社会構築と鉄:8件　たたら・製鉄遺跡探訪:4件）

≪社会・経済・暮らしの再建　地球人として生きる社会再構築の大変革の時代の到来≫

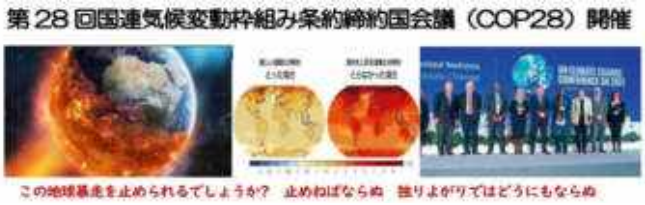
「鉄」から眺めた周囲の勝手気ままな今の収集。もう自分の時代ではないと自戒しつつ、
何かの役に立てばと自らの行動メモの記録。先が見通せぬ混乱の中にあえいだ一年。

「鉄は時代を映す鏡」「鉄は産業の米」「鉄は国家なり」と言われた「鉄の道」
2023 年新しい時代の始まりに鉄はどんな姿を見せたのか

【和鉄の道・Road2023】

1．脱炭素社会構築と鉄　周回遅れといわれる日本の実力が試されている

インターネット・新聞記事等の収集で眺めてきた日本　いよいよ成果を求められる時代に入った。



世界合意の約束事の具体的な取組状況・成果が問われ始めた本年開催された COOP28 では、
「現状のままでは 2030 年温暖化対策目標値<+1.5℃　が厳しく、特に化石燃料依存の高い日本に厳しい目」

世界が取り組む脱炭素社会構築の中で、2022 年　世界が志向する化石燃料からの脱出の方向がいまだ定まらず、先進国の中で、中国と共に化石燃料使用が引き続き飛びぬけ、「周回遅れ」と言われた日本。
一方アメリカ・ヨーロッパ初め、世界もまた、急騰する天然ガス・石油価格の急騰による物価・資材急騰により、大型プロジェクトの見直し・中断等再生エネルギーへの転換に影を落とし、原子力発電の再評価等の模索も続く。

２０２３年　低炭素社会実現へ向けた取組　概観

世界は再生エネルギー資源として、原子力発電並みのエネルギーを生み出す大規模洋上発電所や太陽光発電所の建設が大きく進展してゆく Phase に入った一年。日本でも原子力発電所並の大型洋上発電所を目指すプロジェクトの展開が始まり、2024.1.1.　石狩湾洋上発電所の商用運転が開始されるなど、商用発電所を目指す再生エネルギープロジェクトが動き出した。また、エネルギー・発電と共に発電産業界で特に CO_2 排出量の大きい高炉操業中心の鉄鋼業にも取組の進展にも目が注がれた一年。

- ビジネスとして、素材・資材から製造・製品に至る全工程・工場・輸送の全工程がクリーンな商品であることが経済界全分野で求められる時代が始まり、鉄鋼業でも「クリーン　スチール」が商品化される時代を迎えている。
  鉄鋼業の取組も高炉操業・大型電気炉のプロセス低炭素化のみならず、排出する CO２ガスの封じ込め・再利用に至る技術の実用プラント建設への期待と実用プラント建設の時期を迎えようとしている。
  高炉による水素製鉄も極めて近い現実課題としての取組がはじまった。
- 厳しい目にさらされている日本ですが、世界の脱炭素への新技術として脚光を浴びている新術もある。
  - ◆ 石炭ガス化等の火力発電の炭素削減と艇エネルギーコスト火力発電所への転換と新設
    コストの安い石炭火力に頼る中・後進国の伸びが急速であり、日本の新技術が救世主となりうる
  - ◆ 日本が先行する多様性の高い自由に曲がるフイルム状のペロブスカイト太陽電池がいよいよ商用製造へ
  - ◆ リチュームイオン電池の海外の電気自動車マーケット急展開と日本メーカー、が頼りにする個体電池
    日本の基幹産業自動車のトヨタ初め日本メーカーが海外マーケットをとれるかの分岐点にいるという。

2．たたら・製鉄関連遺跡探訪　＆　インターネットで見つけた鉄の話題

多田銀銅山 最後の銅製錬所 昭和の半ばまで操業した平安製錬所跡や６世紀後半の建物群跡から鉄鍛冶跡を想起する羽口・鉄滓・砥石などが出土した西宮市津門大塚町遺跡発掘調査現地説明会に久しぶりに参加したほか、インターネットで知った鉄関係のメモを鉄の話題として、紹介しました。

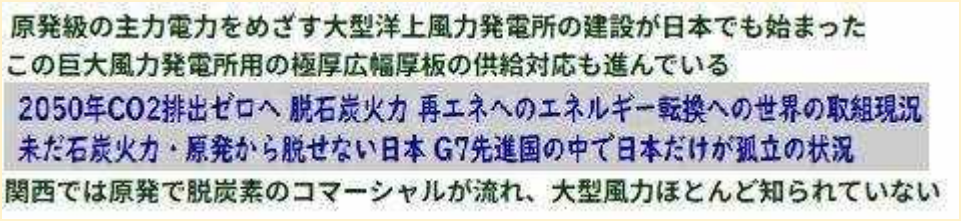
和鉄の道•Iron Road　2023　掲載リスト

2023 和鉄の道•Iron Road　掲載件数　16件

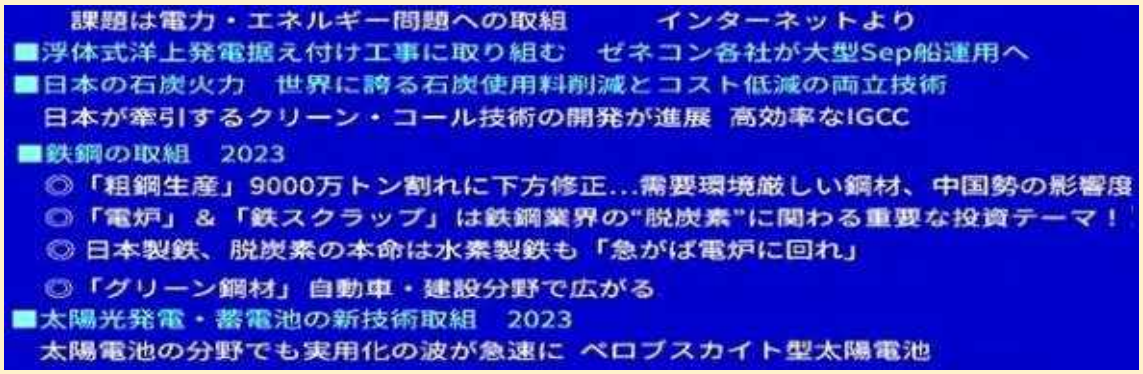
鉄の話題: 4 件　新時代の脱炭素社会構築と鉄: 8 件　　たたら•製鉄遺跡探訪ほか: 4 件

1. 【鉄の話題　鉄の惑星 地球】
   われら地球人　地球環境変化と「「水に少量溶ける二価の鉄の効用」について」　2023.2.15. 23iron01.pdf
   シアノバクテリアの不思議な世界 光合成を初めて行い、大気の酸素を作る
2. 【製鉄関連遺跡探検訪】【Photo Album】
   西宮市津門大塚町遺跡　発掘調査現地説明会参加　2023.2.4.　23iron02.pdf
   古墳時代の西宮市海岸近くに位置する津門大塚古墳周辺の集落遺跡
   6世紀後半の建物群跡から鉄鍛冶跡を想起する羽口•鉄滓•砥石などが出土
   添付　西宮市津門大塚町遺跡現地説明会資料
3. 低炭素社会構築のために 鉄鋼操業の CO2 大幅削減に向けた日本の鉄鋼産業の取組
   大型高炉実機を用いた高炉 水素還元の実証試験の開始決定　日本製鉄株式会社　2023.02.09.　23iron03.pdf
   ～東日本製鉄所君津地 区第 2 高炉 水素系ガス吹込み技術の実証設備導入へ～
4. 脱炭素社会構築理解のために internet より
   理想的な次世代エネルギー「核融合発電」、早期商用化へ参入続々　2023.02.27.　23iron04.pdf
   関連参考資料 理想的な次世代エネルギー「核融合発電」、早期商用化へ参入続々
5. 川西市山下 下財町. すぐ北に一庫ダムがある城山を背にした高台
   多田銀銅山 最後の銅製錬所 昭和の半ばまで操業した平安製錬所跡を訪ねました　2023.3.4.　23iron05.pdf
   かつての多田銀銅山の武家屋敷町として繁栄した川西市 山下 下財町.
6. 【たたら製鉄技術】【Internet•News より】
   玉鋼を鍛えた三木の鋸鍛冶 宮野鉄之助　1901-1996　玉鋼で両刃の鋸　2023.3.15.　23iron06.pdf
   三木の鋸鍛冶 宮野鉄之助が製作した両刃鋸はきわめて、貴重
   添付　リンク リスト　刀とは違う道具の技の世界紹介
7. 低炭素社会構築のために 2050 年 CO2 排出ゼロへ
   脱石炭火力の再生エネルギーへの転換への世界の取組現況　2023.5.7.　23iron07.pdf
   いまだ石炭火力•原発から脱せない日本　G7 先進国の中で　日本だけが孤立の状況
   <NHK BS1 スペシャル「脱炭素へのロードマップ　ビジネス界 1.5℃目標への挑戦」を視聴して>
   「日本の現状と世界の取組」の内容を転記スライド整理　2023.4.25.　by Mutsu Nakanishi
   《スライド動画》https://infokkkna2.com/ironroad2/2023htm/2023iron/23iron07.mp4
8. 【Internet•News より】
   低炭素社会構築のために　資料収集からみえてきたこと　2023.6.5.　23iron08.pdf
   ■ 大型洋上風力発電の取組と出力制御の回避　緊急課題 蓄電•送電網整備
   ■【Internet & News より】収集資料≪1～4.≫
   追加添付　日本における洋上風力•再エネ電力等の総合情報サイトを見つけましたので参考まで
9. 【鉄の話題】 2023年7月31日 神戸新聞朝刊【阪神版】より
   故郷資料 新聞記事「工都尼崎」源流をたどる 尼崎紡績　2023.8.5.　23iron09.pdf
   ドラマ•映画の聖地観光地などとして 工都から脱し、大きく変貌故郷。 かつて集めた尼崎の資料等も懐かしくひっぱりだしました。
   参考 1. <鉄のモニュメント>鉄の街 尼崎　鉄鋼戦士の像と工都尼崎讃歌　参考 2. 図説 尼崎の歴史
   参考 3. 懐かしの住友鋼管 3 本煙突と工場地帯　参考 4. 尼崎貴禰神社夏祭「尼の喧嘩祭」

10. 【インターネットより】《 - 低炭素社会構築のために -News 》
北海道石狩湾　原子力発電規模を狙う大型洋上風力発電所の建設　2023.8.5.　23iron10.pdf



11. 【インターネットより】 脱炭素社会構築10月 資料採録　2023.10.15.　23iron11.pdf
≪各産業分野で事業化に向けた:現場の取組から見えてくるもの≫
課題は電力•エネルギー問題への取組



12. 【インターネットより】 脱炭素社会構築資料収集　2023.11.　23iron12.pdf
電磁鋼板特許訴訟 日鉄、トヨタへの請求放棄
脱炭素社会構築に大きな影響を持つ両社の特許訴訟に終止符
【参考 1】 自動車会社と鉄鋼メーカーとの関係について　日刊自動車新聞　2021.11.22.の記事より
【参考 2】 自動車用電磁後半とは　インターネットより採録

13. 【たたら製鉄遺跡　インターネット情報転載　】
江の川沿いのたたら製鉄跡　読売新聞　2023.10.27.
島根県江津市松川町太田に所在する桜谷鈩跡の発掘調査現地説明案内　2023.10.27.　23iron13.pdf
島根県枚分センター　「類例のない四隅丸い形」の高殿と確認

14. 【鉄の話題　12月】　<Photo 記録>
“ 鉄の街 尼崎 ”の新しい息吹　2023.11.26.　23iron14.p
「小林哲郎　尼崎工場夜景」が郵便切手に　鉄の街 尼崎にこんな美しい景色がある
かつての工都尼崎の象徴「住友の三本煙突」がそびえたっていた五合橋界隈を歩く

15. 【鉄の話題　12月】 脱炭素社会構築資料
鉄は海を救う! 海のゆりかごを育む川や森とのつながり
知らなかった言葉「腐植酸鉄」 季刊 新日鉄住金 Vol.24.（2018） P12　インターネットより
「腐植酸鉄」の生物多様性からの恩恵〈生態系サービス〉へのかかわり　2023.12.15.　23iron15.pdf

16. 脱炭素社会構築のために インターネット資料収集より　2023.12.15.　23iron16.pdf
< 収集 > 第 28 回国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP28）開催
止められるか?　止めねばならぬ地球暴走
独りよがりではどうにもならぬ日本の取組 今世界でどう見られているのか

別冊添付　2050 年 CO2 排出ゼロに取組現況　資料収集 脱石炭火力•再生エネルギーへの転換
2023.4.5.インターネットより収集　R0505ZeroCarbonAttached.pdf
自然エネルギー財団　2035 年エネルギーミックスへの提言(第一版)　ほか
＝ 自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して　２０２３年４月 ＝

和鉄の道•Iron Road　2023　□絵

2023 和鉄の道•Iron Road　掲載件数　16件

鉄の話題: 4 件　新時代の脱炭素社会構築と鉄: 8 件　　たたら•製鉄遺跡探訪ほか: 4 件

◆ 新時代の脱炭素社会構築と鉄　脱炭素取組の推進が周回遅れといわれる日本

再生エネルギーの大型発電設備の取組が進んだ1年　日本の新技術展開も

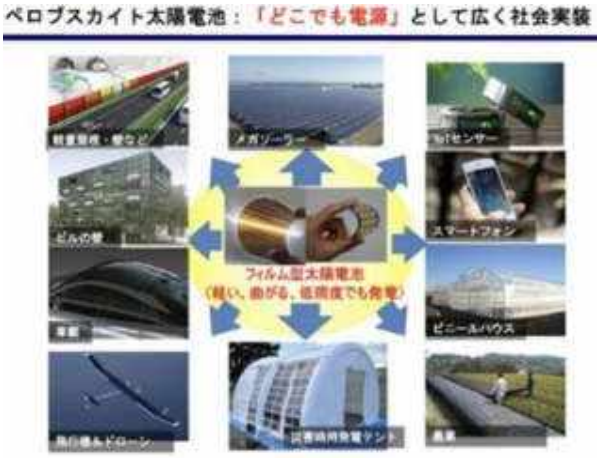
□絵-1　国内最大規模の洋上風力発電所　2024年1月1日商業運転開始　一般家庭約8万3000世帯分の電力

北海道石狩湾　国内最大規模の洋上風力発電所が 2024.1.1. 商業運転を開始

高さ196メートルの風車が14基設置 最大で11万2000キロワットの出力

「石狩湾新港洋上風力発電所」原子力発電規模を見据えた大プロジェクト

□絵-2　ペロブスカイト太陽電池　取組み各社　2025年以降 量産実用化を目指す



□絵-3　日本最大•260MW のメガソーラー稼働

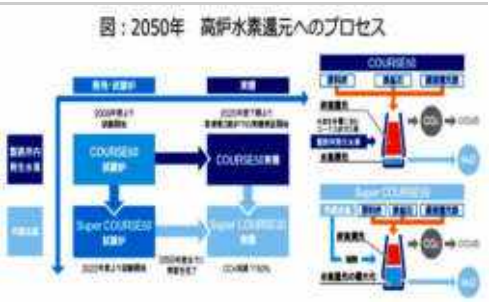
□絵-4　日本がリード 石炭ガス化複合発電所(IGCC)

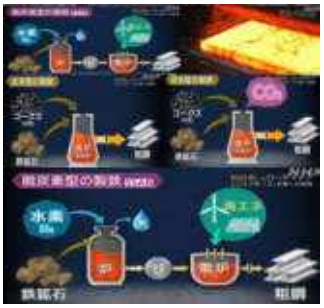
美作市 パシフィコ•エナジー作東メガソーラー発電所

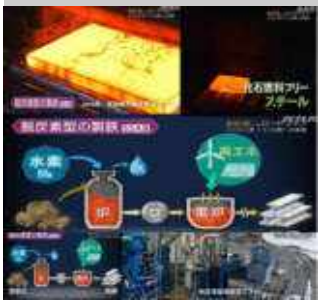
◆ 新時代の脱炭素社会構築と鉄　　鉄鋼の取組

製鉄所の集約化・大型電気炉炉によるクリーン スチール・水素製鉄等脱炭素高炉操業技術の実用化へ

□絵-5　試験高炉と実高炉操業のアプローチ　大型高炉実機を用いた水素還元の実証試験の開始







□絵-6　日本の鉄鋼各社　先行する欧州メーカーに対抗 グリーンスチールの高級鋼板実用化へ

≪各産業分野で事業化に向けた:現場の取組から見えてくるもの≫ 2023.10 月 より

鉄鋼の取組 2023

1.「粗鋼生産」9000 万トン割れに下方修正…需要環境厳しい鋼材、中国勢の影響度
2.「電炉」&「鉄スクラップ」は鉄鋼業界の“脱炭素”に関わる重要な投資テーマ！
3. 日本製鉄、脱炭素の本命は水素製鉄も「急がば電炉に回れ」
4. JFE 電炉転換 27 年にも　倉敷市の高炉、鉄鋼大手で初
5. 電炉、最終形にあらず　ＪＦＥホールディングスの柿木厚司社長
6.「グリーン鋼材」自動車・建設分野で広がる…普及への課題はコストと新概念の啓発

◆ COP28 開催　ロシア・イスラエルの侵攻による石油・天然ガス・プロジェクト資材の高騰などの取組環境変化により、世界各国の取組変化と開発途上国の急速な発展などにより、脱炭素取組・化石燃料からの脱却からの遅れ

世界は脱炭素2030年・2050年目標達成の危機に立っている。

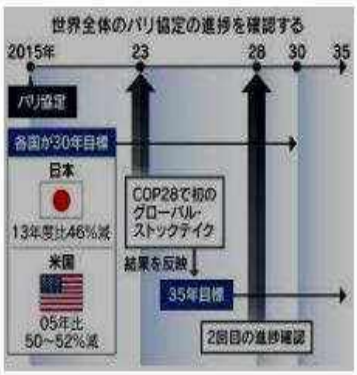
第 28 回国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP28）開催

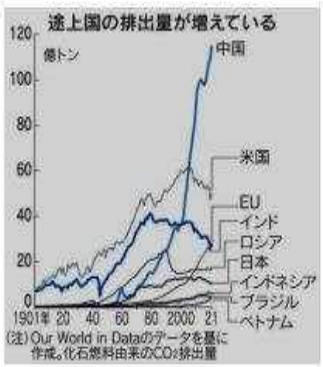
産業革命前と比べて気温上昇幅を１・５度以内に

ＣＯＰ２８　温室ガス４３%減必要　３０年まで…「１・５度」目標　大きな隔たり

排出量を３０年までに１９年比で４３%、３５年までに６０%削減しなければならない。
削減が順調に進まなければ、３０年代前半には、１・５度に到達する可能性がある。

□絵-7　【COP28】日本は再生可能エネルギーを 2030 年までに今の３倍に増やせるのか？
日本における 2022 年時点の再生可能エネルギーの電源比率は「22.7%」と言うが……





◎ アメリカの太陽光・風力発電量、来年初めに石炭火力を上回る見通し

◎ 日本は太陽光発電の立地難等から再生エネルギーを今の3倍に増やす約束事は達成できるだろうか

◎ 日本は原子力依存に脱炭素政策転換した。　この転換には大きな国内問題を引き起こす

◆ たたら・製鉄関連遺跡探訪ほか

□絵－8 原始の海には鉄がたくさん溶けていた　水に溶ける鉄「2価の鉄　腐植酸鉄」

□絵-9　川西市多田銀銅山　最後の製銅所

平安精錬所跡を訪ねました

□絵-10　三木市の鋸鍛冶　宮野鉄之助

玉鋼を使って鋸を作れる数少ない匠に興味津々

□絵-11　たたら情報 江の川沿いたたら製鉄跡 読売新聞 2023.10.27.インターネットより転記

江津で県埋文センター確認 四隅丸い高殿「類例のない形」

高殿跡が見つかった、たたら製鉄跡（江津市で）－県埋蔵文化財調査センター提供

遺跡から見つかった製鉄炉の破片（左）や、製鉄の際に出る不純物（中央）など（松江市で）

□絵-12　私の故郷“ 鉄の街 尼崎 ”

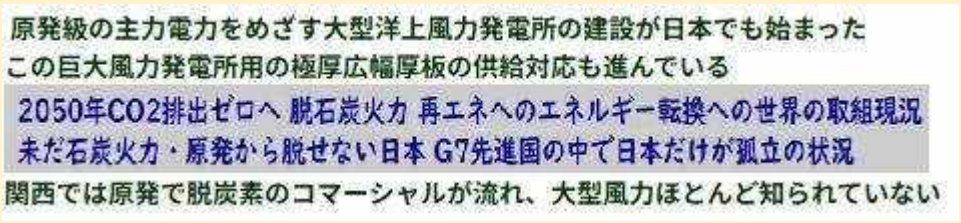
和鉄の道•Iron Road　2023　掲載目次

2023 和鉄の道•Iron Road　掲載件数　16件

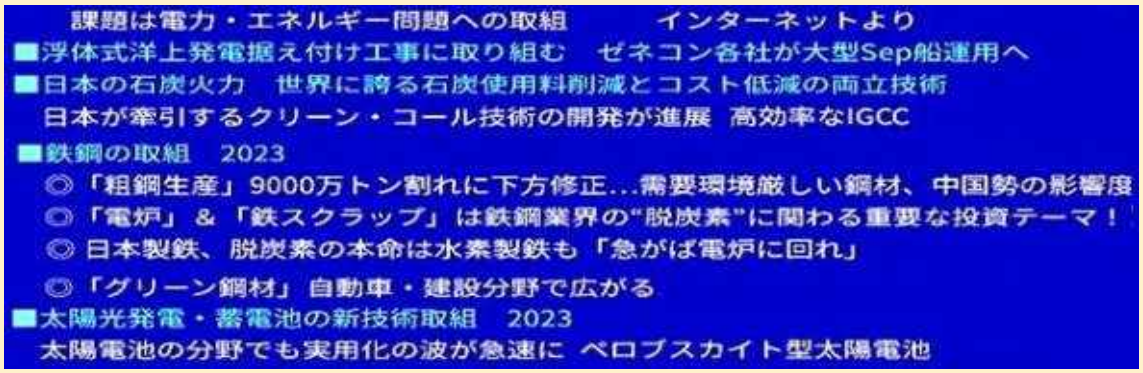
鉄の話題: 4 件　新時代の脱炭素社会構築と鉄: 8 件　　たたら•製鉄遺跡探訪ほか: 4 件

1. 【鉄の話題　鉄の惑星 地球】
   われら地球人　地球環境変化と「「水に少量溶ける二価の鉄の効用」について」　2023.2.15. 23iron01.pdf
   シアノバクテリアの不思議な世界 光合成を初めて行い、大気の酸素を作る
2. 【製鉄関連遺跡探検訪】【Photo Album】
   西宮市津門大塚町遺跡　発掘調査現地説明会参加　2023.2.4.　23iron02.pdf
   古墳時代の西宮市海岸近くに位置する津門大塚古墳周辺の集落遺跡
   6世紀後半の建物群跡から鉄鍛冶跡を想起する羽口•鉄滓•砥石などが出土
   添付　西宮市津門大塚町遺跡現地説明会資料
3. 低炭素社会構築のために 鉄鋼操業の CO2 大幅削減に向けた日本の鉄鋼産業の取組
   大型高炉実機を用いた高炉 水素還元の実証試験の開始決定　日本製鉄株式会社　2023.02.09.　23iron03.pdf
   ～東日本製鉄所君津地 区第 2 高炉 水素系ガス吹込み技術の実証設備導入へ～
4. 脱炭素社会構築理解のために internet より
   理想的な次世代エネルギー「核融合発電」、早期商用化へ参入続々　2023.02.27.　23iron04.pdf
   関連参考資料 理想的な次世代エネルギー「核融合発電」、早期商用化へ参入続々
5. 川西市山下 下財町. すぐ北に一庫ダムがある城山を背にした高台
   多田銀銅山 最後の銅製錬所 昭和の半ばまで操業した平安製錬所跡を訪ねました　2023.3.4.　23iron05.pdf
   かつての多田銀銅山の武家屋敷町として繁栄した川西市 山下 下財町.
6. 【たたら製鉄技術】【Internet•News より】
   玉鋼を鍛えた三木の鋸鍛冶 宮野鉄之助　1901-1996　玉鋼で両刃の鋸　2023.3.15.　23iron06.pdf
   三木の鋸鍛冶 宮野鉄之助が製作した両刃鋸はきわめて、貴重
   添付　リンク リスト　刀とは違う道具の技の世界紹介
7. 低炭素社会構築のために 2050 年 CO2 排出ゼロへ
   脱石炭火力の再生エネルギーへの転換への世界の取組現況　2023.5.7.　23iron07.pdf
   いまだ石炭火力•原発から脱せない日本　G7 先進国の中で　日本だけが孤立の状況
   <NHK BS1 スペシャル「脱炭素へのロードマップ　ビジネス界 1.5℃目標への挑戦」を視聴して>
   「日本の現状と世界の取組」の内容を転記スライド整理　2023.4.25.　by Mutsu Nakanishi
   《スライド動画》https://infokkkna2.com/ironroad2/2023htm/2023iron/23iron07.mp4
8. 【Internet•News より】
   低炭素社会構築のために　資料収集からみえてきたこと　2023.6.5.　23iron08.pdf
   ■ 大型洋上風力発電の取組と出力制御の回避　緊急課題 蓄電•送電網整備
   ■【Internet & News より】収集資料≪1～4.≫
   追加添付　日本における洋上風力•再エネ電力等の総合情報サイトを見つけましたので参考まで
9. 【鉄の話題】 2023年7月31日 神戸新聞朝刊【阪神版】より
   故郷資料 新聞記事「工都尼崎」源流をたどる 尼崎紡績　2023.8.5.　23iron09.pdf
   ドラマ•映画の聖地観光地などとして 工都から脱し、大きく変貌故郷。 かつて集めた尼崎の資料等も懐かしくひっぱりだしました。
   参考 1. <鉄のモニュメント>鉄の街 尼崎　鉄鋼戦士の像と工都尼崎讃歌　参考 2. 図説 尼崎の歴史
   参考 3. 懐かしの住友鋼管 3 本煙突と工場地帯　参考 4. 尼崎貴禰神社夏祭「尼の喧嘩祭」

10. 【インターネットより】《 - 低炭素社会構築のために -News 》
北海道石狩湾　原子力発電規模を狙う大型洋上風力発電所の建設　2023.8.5.　23iron10.pdf



11. 【インターネットより】 脱炭素社会構築10月 資料採録　2023.10.15.　23iron11.pdf
≪各産業分野で事業化に向けた:現場の取組から見えてくるもの≫
課題は電力･エネルギー問題への取組



12. 【インターネットより】 脱炭素社会構築資料収集　2023.11.　23iron12.pdf
電磁鋼板特許訴訟 日鉄､トヨタへの請求放棄
脱炭素社会構築に大きな影響を持つ両社の特許訴訟に終止符
【参考 1】 自動車会社と鉄鋼メーカーとの関係について　日刊自動車新聞　2021.11.22.の記事より
【参考 2】 自動車用電磁後半とは　インターネットより採録

13. 【たたら製鉄遺跡　インターネット情報転載　】
江の川沿いのたたら製鉄跡　読売新聞　2023.10.27.
島根県江津市松川町太田に所在する桜谷鈩跡の発掘調査現地説明案内　2023.10.27.　23iron13.pdf
島根県枚分センター　「類例のない四隅丸い形」の高殿と確認

14. 【鉄の話題　12月】　<Photo 記録>
“ 鉄の街 尼崎 ” の新しい息吹　2023.11.26.　23iron14.p
「小林哲郎　尼崎工場夜景」が郵便切手に　鉄の街 尼崎にこんな美しい景色がある
かつての工都尼崎の象徴「住友の三本煙突」がそびえたっていた五合橋界隈を歩く

15. 【鉄の話題　12月】 脱炭素社会構築資料
鉄は海を救う! 海のゆりかごを育む川や森とのつながり
知らなかった言葉「腐植酸鉄」　季刊 新日鉄住金 Vol.24.（2018） P12　インターネットより
「腐植酸鉄」の生物多様性からの恩恵〈生態系サービス〉へのかかわり　2023.12.15.　23iron15.pdf

16. 脱炭素社会構築のために インターネット資料収集より　2023.12.15.　23iron16.pdf
< 収集 > 第 28 回国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP28）開催
止められるか?　止めねばならぬ地球暴走
独りよがりではどうにもならぬ日本の取組 今世界でどう見られているのか

別冊添付　2050 年 CO2 排出ゼロに取組現況　資料収集 脱石炭火力･再生エネルギーへの転換
2023.4.5.インターネットより収集　R0505ZeroCarbonAttached.pdf
自然エネルギー財団　2035 年エネルギーミックスへの提言(第一版)　ほか
＝ 自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して　２０２３年４月 ＝

23iron01.pdf

「鉄の惑星 & 水の惑星 地球」シアノバクテリアの不思議な世界 光合成を初めて行い、大気の酸素を作る

われら地球人地球環境変化と「水に少量溶ける二価の鉄の効用」について

鉄の惑星「地球」35億年前 現在の生物起源に遡る原始Iron Roadの絶景　独りよがりの一文かもしれません　by Mutsu Nakanishi

水に極少量溶ける二価の鉄の効用について　https://www.suisui52.co.jp/divalent/より

地球が「鉄の惑星　地球」いわれる一方、
「水の惑星　地球」もといわれる
地球創世期　地球全体はすっぽり海に覆われていて、
現生生物が連綿と命を繋いでゆくためには　今もこの「鉄」と「水」が不可欠であるといわれる。
でも　現生動物が命を繋ぐうえで「水」「大気」の重要性はよく言われるが、
「鉄」特に「水中溶け込むことができる二価の鉄」の重要性と効用についてはもうひとつピンと来ないところがある。しいて言うならば　現生動物のエネルギー交換時の酸素と CO_2 の受け渡し交換に鉄の二価・三価の交換が関与している程度にしか知らない。

でも　もし今地球環境が変化し「二価の鉄」が不足していけば、生活環境が激変し、動植物とも生存できなくなるかもしれない。地球環境破壊の今緊急課題として　大気中の CO_2 が広く取り上げられているが、水に溶ける鉄の環境変化もまた、地球環境変化の重要要因として考えねばならない。大げさに言えば、我々が生き抜く為には　地球環境循環の中での大気の酸素量維持や CO_2 量と共に「二価の鉄」の増減：「海水に溶ける二価の鉄」のや「海水・大地」からの放出・循環環境等々にも注視せねばならぬ所に来ている。

例えば　海水中の二価の鉄の量の維持には「海へ放出される大地からの供給・循環環境維持」が重要であると強く意識されるようになってきた。　身近で言えば「山や大地が海を育てる」の叫び。河の護岸・放水規制等を含め、「山や大地が海を育てる」と漁業・養殖関係者が発する中身も「二価の鉄が絡んだ海の環境変化による海中生物の生息変化」によると。　さらにこれらの循環な環境の変化が、我々が体内に取り込む二価の鉄の不足を引き起こすかも‥‥

我々地球人が破壊してきた地球環境は 大気中の CO2 のみならず、二価の鉄にも注視していかねば、すぐに地球に暮らす現生生物に跳ね返ってくる。そしてそれが地球の環境循環にも‥‥‥

そして、われら地球人も含め、地球に存在する現生生物は生きてゆけなくなるのではないかと・・・。

でも　この「二価の鉄」と地球環境・生物の生存循環について　私には今もう一つ明確にお話できずにいる。

先日、この「二価の鉄」の効用について、わかりやすく書かれた一文をインターネットで見つけたのでご紹介。

> いま私たちの周辺でも「二価の鉄」の存在環境が大きく変化しつつあることが指摘されている。
> 現生生物が生き抜いて行くためには大気中の酸素が市重要といわれるが、もともと地球誕生時には大気が存在したのではなく、地球を覆っていた海中で生まれた原生動物シアノバクテリアが光合成を行い生命を維持しつつ、大量の酸素を海水中に放出することにより、大気が形成された。

この「二価の鉄」の効用について　わかりやすく記述した一文を見つけましたので、転記掲載させていただきます。

この「二価の鉄」の一文　海といっても広大　繋がっているといっても　びっくりするようなことが起こってる。

◎　中国の黄沙が偏西風で降り注ぐ地球の海の「二価の鉄」濃度に大きな影響を与える可能性クローズアップ。

◎　植物プランクトンの発生から始まる生物生産は鉄の不足によって制約されているという「鉄仮説」の実証

◎　南極海域の「低二価の鉄」の謎　◎使い捨てカイロの中身は鉄と炭　その「鉄炭素団子」による水質改善　等々

現時点ではまだ定説ではないものもあるが、数々知らぬことやその取組等記述されていて、面白く読みました。

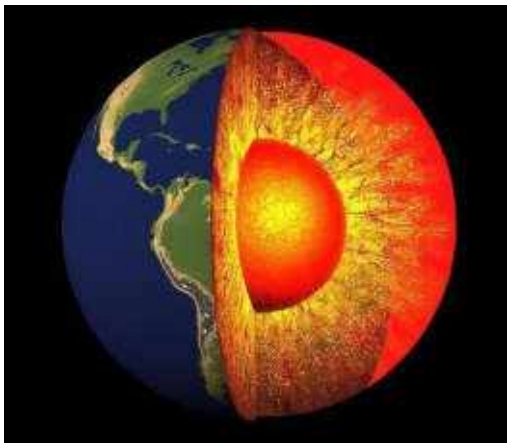
2023.2.3.　Mutsu Nakanishi

二価の鉄の効用について　https://www.suisui52.co.jp/divalent/より転記

有限会社　翠水 Home page　　二価鉄の効用について

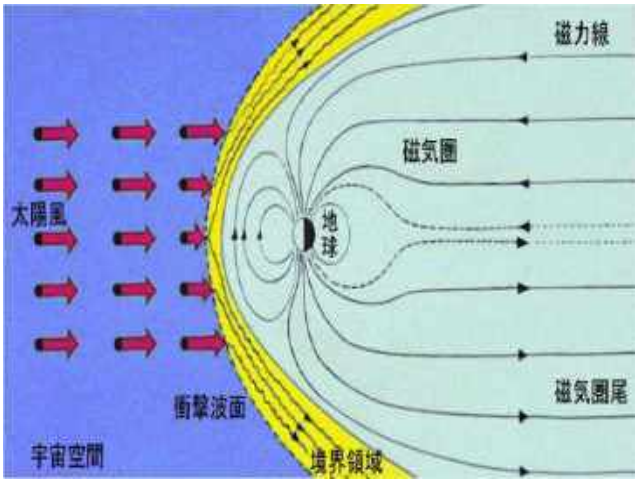
鉄が守る地球上の生命　地球は鉄の惑星

地球に生命の誕生を促し、またその生存を支えてきたのは鉄であるといったら皆さんは驚かれますか？
地球上に存在する鉄の量は３２～４０%で、すべての元素の中で最も多いとされています。一方太陽系にある鉄の存在量は０．００３%質量といわれていますので、地球上の鉄の多さは際だっています。
地球は水の惑星といわれていますが、実は鉄の惑星なのです。

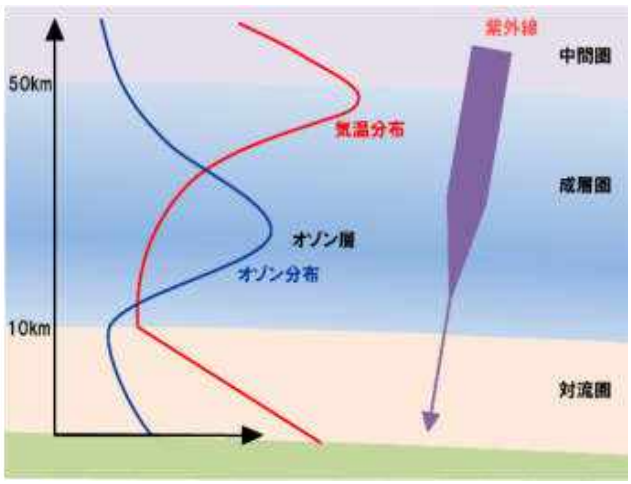


宇宙空間には宇宙線や太陽風など生命に致命的なダメージを与える物質が飛び交っています。太古の地球上にはそれらの有害物質が何の制約も受けずに降り注いでいました。そのような環境にはすべての生命体が対応できず、地球上には全く生き物がいませんでした。

現在の地球の外周には地磁気とオゾン層という２つのバリアーが形成され、地表においても安全に生命活動が営まれるようになっていますが、その形成には生命の進化と同様に長い年月を要し、またそれらが作られるに至った経緯があったのです。
今現在においても地球上には生命にとっては大きな脅威となる物質が降り注いでいます。
人間はもとより様々な生命体が生きていられるのは、これらの有害物質から私たちを守ってくれるガードシステムが地球の外周で機能しているからです。
その一つが地磁気ですが、この恩恵の形成には鉄の存在が大きく関わっていました。



原始の地球には大小様々な隕石が落下し、その衝突エネルギーで高温となった地表はどろどろに溶けた液状となり、様々な金属は自らの重さで地球内部に沈んで行きました。
地球の中心部には鉄が主成分となる液状金属の核ができたと言われています。
そしてさらにその中心部では高圧のために鉄が固まり、固形物である内核と呼ばれるものができました。
これに対して液状の部分は外核と呼ばれます。液状の外核は地球の自転のために一定方向に流れ、電気を起こします。そのため、地球全体が大きな磁石になり、そこから生じた地磁気が地球全体を覆うようになりました。
高エネルギーの宇宙線や太陽風は地球の外周を覆う地磁気によって遮られることとなりました。また海中の生物が作り出した酸素はやがて海水中の飽和状態を経て大気中に放出されましたが、それらの酸素の一部はオゾンへと姿を変えて大気の上層にオゾン層を形成しました。



オゾン層は地球に降り注ぐ紫外線を遮断する機能を持ち、有害な紫外線から地球上の生命を守る働きをするようになったのです。

原始の海には鉄がたくさん溶けていた

鉄の大部分は地球の中心部に沈んでしまいましたが、それでも地表にはまだたくさんの鉄が残っています。現在の地殻には４.７～７.１％の鉄が存在すると言われています。
４０億年程前には地球が冷えて海ができました。現在の海水はｐＨが８以上もあるアルカリ性ですが、当時の海水は原始大気に大量に含まれていた塩化水素の影響で強い酸性でした。そのため岩石中の鉄は海水中に大量に溶け込んでいたのです。酸素を呼吸して生きている現在の私たちには想像もつかないことですが、当時の海水中には（もちろん陸上にも）遊離した酸素が全くありませんでした。水素や炭素と結合した水や二酸化炭素としては存在したのですが、O2 としての単独の酸素分子はなかったのです。従って鉄は酸化されることなく、溶解物（鉄イオン）として海水中にとどまることができました。

生物の細胞液の組成は海水に似ていて、生物が海で生まれた証拠とされていますが、鉄や一部の金属は特別に濃く、鉄にあっては海水の３万倍もあります。それは生命が誕生した時の海水中には鉄をはじめとしたそれらの金属がが多量に溶けていたことを暗示しています。ところがある理由でそれらの金属がほとんど沈殿してしまい、生物が利用しにくくなってしまったため、生物は鉄を確保し、蓄えておくという手段を会得したのです。その結果として生物体内の鉄の濃度が高く保たれているのです。酸素は生命体が作り出した。

地球が地磁気によって守られていることはすでに説明しましたが、最初の頃は地磁気の力もさほど大きなものではありませんでした。やがて地球が冷えて内核の形成が進み、地磁気が現在と同様の強さを持つようになりました。
その結果今まで生命体の存在が許されなかった浅海の安全性が高まりました。
それは太陽光の恩恵を受けられる生物の活躍の場が徐々に増えていったことを意味します。
そこに登場したのがシアノバクテリアの仲間でした。
シアノバクテリアは進んだ光合成システムを持ち、太陽光のエネルギーを使って二酸化炭素と水を原材料として有機物を作り出すことができるようになりました。そしてその際に排泄物として放出されたのが酸素だったのです。

酸素のない世界に生息していた生物にとって酸素は「猛毒」でした。
現代でも問題視される「活性酸素」と同じ感覚で捉えてみればわかりやすいと思います。
シアノバクテリア自身は自らの排泄物である活性酸素を分解する酵素を持っていたとされています。
すなわち本来なら自らの排泄物である酸素の毒性によって繁栄にブレーキが掛かるはずであったシアノバクテリアでしたが、酸素の弊害をコントロールするメカニズムを併せ持ったことにより、当時の地球環境の中ではまさに一人勝ちの状況となったのです。
シアノバクテリアのピークは１９億年前に訪れますが、その繁栄期間中酸素を排泄し、地球環境を汚染し続けました。
その結果それまでの生物界の主役であった「嫌気性生物」は酸素の少ない海底などに追いやられることとなりました。
環境破壊を救ったのは鉄であった。

当時の海水中には二価の鉄イオンが大量に溶けていました。
シアノバクテリアの排泄する酸素は、まずこれを酸化して三価の鉄イオンに変えて行きました。
三価の鉄はさらに酸化されて水酸化物となって沈殿し､海水中の鉄イオン濃度は徐々に減って行くこととなったのです。

海水中の金属イオンの中でもっぱら酸素を引き受けて無害化したのは鉄イオンだけでした。やがて生物は増え続ける酸素の弊害に対処する機能も鉄を利用することで備えることができたのですが、その機能を獲得するまでの進化の時間を稼げたのは海水中の鉄イオンの量が極めて多かったからだといえます。

鉄を求めて陸上進出

酸化するターゲットである鉄が尽きてくると海水中には遊離の酸素が溶け込み、やがて飽和量に達すると気体となって水界から離れ、大気中に貯まって行きました。
酸素呼吸は発酵よりもエネルギー効率が良いため、やがて酸素を利用する（呼吸する）生物が増え、急速な進化を始めました。
１０億年から７億年前に掛けて大気中の酸素濃度が急上昇して現在のレベルに近づきましたが、このころには大気中の遊離酸素からオゾン層が形成され有害な紫外線も遮断されるようになり、海面において効率の良い光合成が安全に行われるようになったのです。

こうして海中の鉄はほとんどなくなってしまうと、逆に生命が必要とする鉄が不足する事態となりました。
生物が地上を目指したのは、そこには鉄があったからなのです。
鉄がほとんどなくなった海中に比べて陸上の岩石は数%もの鉄を含んでいました。
シアノバクテリアや真核藻類、地衣類などのうち鉄を溶かし出す能力を持ったものから地上に進出を始めましたが、やがて根を持つ植物が繁栄を始めました。
これらに付随する動植物の遺体が分解された腐食物質に含まれるフミン酸やフルボ酸が鉄と作ったキレート化合物は川に流れ出し、やがて再び海に鉄を供給することとなりました。
陸上に動植物が進出したことにより、海にも再び豊かな生物相が呼び戻される結果となったのです。

大地は海に鉄を供給している

酸素の増加に伴って大進化を遂げた私たち（好気性の生き物）には遊離酸素 O_2 は無くてはならないものとなりましたが、現在の地球環境では鉄は川の水にも海の水にも長時間溶け続けていることができません。
なぜなら水中に溶け出した鉄（鉄イオン）はすぐに遊離酸素で酸化されて水酸化鉄となって沈殿してしまうからです。
海で生命が生まれた当時の地球の海では周囲に豊富な鉄イオンがあったことから、生命の維持システムの中に鉄は必須の成分として組み込まれたのですが、その後の酸素の大発生の過程で鉄イオンは極めて微量な存在となって生命体の周囲から失われて行きました。

と言っても、資源としての鉄そのものの存在が無くなったのではありません。
水に溶けた状態の鉄、すなわち鉄イオンが微量な存在となっただけです。
生命体にとって体内に取り込むことのできる鉄は水に溶けている（イオン化した）状態のものに限られますから、
固形物としての鉄を水溶物に変える生物側の対応が必要になったのです。
植物の多くは根から酸を出して不溶態の鉄やミネラル成分を溶かして水溶物にする術を獲得しました。
昨今サプリメントとして売り出し中のフルボ酸などもその一つです。
さらに動物は体内に鉄を取り込んだ植物を食べることで間接的に鉄を摂取することとなりました。
つまり陸上では植物が地殻内の鉄を取り込むことで食物連鎖の上位の動物にも鉄が供給される仕組みが完成されたのです。

一方海への鉄の供給は陸上の動植物の残骸を生活の場とする様々な微生物の働きに因っているものと考えられます。
地殻には数%といわれる不溶態の鉄が存在しますので、樹木の落葉が作る腐葉土の中の鉄は、酸化されることなく安定した状態で海まで運ばれ、生物に利用されます。
それは腐食質の中のフミン酸やフルボ酸と呼ばれる有機酸が鉄と結びつくと、その結合する力は遊離酸素との結合力よりも強いため酸化されることなく川を経由して海にたどり着けるからです。

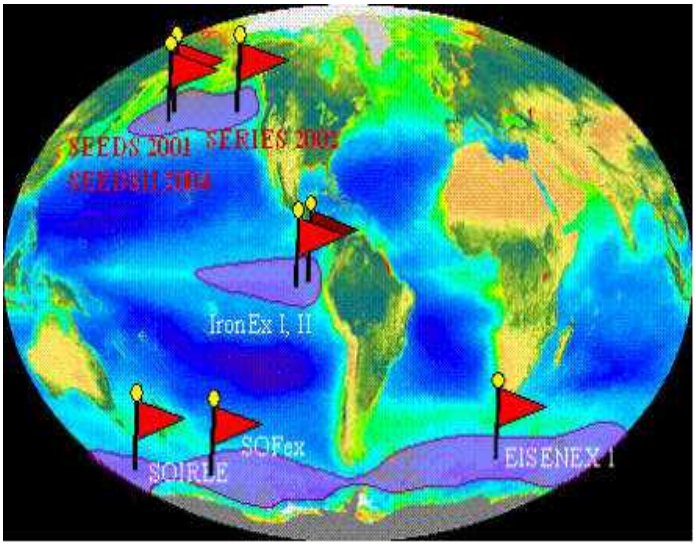
試みに鉄イオンの多い湾内と鉄イオンの少ない外湾の海水を用いて植物プランクトンを培養してみると、鉄を加えさえすれば外湾の海水も湾内の海水同様に大いに増殖することがわかりました。すなわち外湾の海水は栄養分が不足しているのではなく、鉄が不足しているだけだったのです。

「海は広いな大きいな」とは言われますが、そのうち生物が生息しているのは陸地に近いごく限られた海域でしかありません。
それは食物連鎖の最底辺にある植物プランクトンを作り出すために不可欠な鉄が陸地から供給されているからです。
あの広大な海の大部分は陸上の砂漠と同様に生産力が低いがゆえに生物の棲めない不毛のエリアなのです。その理由は陸地から供給される鉄の多くが沿岸部で消費されてしまい、陸地から隔たった外湾部にまで到達しにくいからだと考えられています。

南極パラドックス

栄養塩類豊富な海流が何らかの事情で海面まで上昇すると、植物プランクトンの大発生を促し、それを餌とする小魚やさらに彼等を捕食する大型魚種などが集まり漁獲量の多い漁場を形成します。
このような海流の上昇を　湧昇（ゆうしょう）と呼びます。人工的な構造物を作って湧昇を促す試みも行われているほどです。

ところが南極海では栄養分の豊富な深層海流が南極大陸にぶつかって上昇するにもかかわらず、植物プランクトンの大発生が起こらないという大きな謎があり、これを南極パラドックスと呼んでいました。
近年水中の微量金属の測定技術が飛躍的に発達して分かったことは、これまでの測定方法は極めて不正確なもので、船舶や測定装置などの金属イオンが測定値に誤差を及ぼし、実際の値よりも千倍近くも多い数値が出ていたことが明らかになってきたのです。
また太平洋の赤道域、北東太平洋にも南極周辺海域と同様に高栄養にもかかわらず植物プランクトンの少ないエリアがあることも分かりました。　これらをHNLC（High Nutrinet Low Chlorophyll　高栄養低クロロフィル）海域と呼びます。



外洋における鉄の濃度はnM（ナノモル）という極めて微量のレベルしかないことがわかりましたが、HNLC海域に共通しているのは鉄分がほとんど検出されないということでした。

それらの研究からは植物プランクトンの発生から始まる生物生産は鉄の不足によって制約されているという「鉄仮説」と呼ばれる仮説が生まれました。

南極で採取された氷柱に閉じこめられている大気や化学物質を調べると過去の気候やそれに及ぼした要因が推定できます。
ロシアのヴォストーク基地で採取された氷柱の分析によると、鉄の含有量が多い時期は二酸化炭素濃度が低く、鉄の含有量が少ない時には二酸化炭素濃度が高いことが分かりました。

氷河期の南極周辺は強風が吹き荒れており、周辺の大陸から鉄分を含んだ塵や砂埃などが大量に供給されたのではないかと推測されます。皆さんご存じの中国大陸から飛んでくる「黄砂」は悪いイメージばかりが先行していますが、実はあの黄色は鉄鉱石の一種である「黄鉄鉱」の色であり、海の生産力を左右する重要な要素でもあるのです。

太平洋の亜寒帯の海域では栄養塩類は豊富なのに植物プランクトンの生産量の多いエリアと少ないエリアがあります。
その差は何に起因するかと言いますと、風によって運ばれる「黄砂」の到達距離との関連であることが分かってきました。
「黄砂」の小さな砂粒の中にも微量な鉄分が存在するのですが、その量は海水中の濃度に比べて大変に大きなものです。

偏西風などによって運ばれた「黄砂」が届く範囲では海の生産力は高く、
そのエリアをはずれると鉄が足りないというだけのことで、生産力が激減してしまうのです。
ことほど左様に海は鉄に飢えている実態があるのです。

海洋鉄散布実験

「鉄仮説」を検証するために実際の海洋に鉄を散布して植物プランクトンの増殖を計測するという実験が 1993 年から 2004 年にかけてのべ10回各国の研究機関によって行われました。
これには日本も参加していますが、概ね仮説は実証されたと考えて良さそうです。
相手が広大な海洋であるだけに、鉄の供給によって生産された有機物沈降の部分の解明に難しさが残されているようですが、「鉄仮説」は「鉄理論」として多くの科学者から支持され始めています。

散布実験に際して海中から大気中への二酸化炭素の放出量が 60%減少したとされる論文も発表されていますので、ひょっとしたら地球温暖化を解決する大きな可能性を鉄が握っているかもしれません。
微量な鉄の存在が植物プランクトンの増殖を左右していることは明らかになったのですが、二酸化炭素を吸収した植物プランクトンが海の表層で分解してしまったり、他の生物に直接あるいは間接的に捕食され、呼吸や消化分解によって海水に戻されるのであれば、炭素の固定にはならず地球温暖化の抑止効果は得られません。
生体の死骸や残渣として深海に沈降し蓄積する事実が確認されれば二酸化炭素を海中深くに閉じこめられる可能性が浮かび上がってきます。しかし生態系への影響を危惧する見解を述べる研究者もいることから、その方法論についてはなお慎重な議論が交わされる必要があるでしょう。
地球温暖化については残念ながら効果的な対策がほとんど見あたらないことから、
鉄の海洋散布には大きな期待が寄せられています。

ＮＰＯ法人「森は海の恋人」

今回の震災で大きな被害を受けた宮城県気仙沼に拠点のある自然環境保全を目的とする組織です。
主な活動は森を育てて海を豊かにする為の植林、育林活動ですが、その根底にあるものは、山の植物がもたらす微量成分が海の生産力を左右するという発想です。
内湾で養殖業を営む漁師さんたちがそこに流れ込む河川の上流の山に広葉樹を植林して、養殖環境を保全しようという活動で、「漁師山に登る!」というキャッチフレーズがもてはやされました。法人設立後すでに20年以上の歳月が過ぎていますが、その活動に対する理解と評価は高く、法人の代表である畠山重篤氏は京都大学でフィールド科学教育センターの森里海連環学という新しい概念の学問で客員教授を務めています。
山の植物がもたらす微量成分とはまさにフルボ酸鉄そのものを意味しています。
海の生産力を日々実感している養殖業者である彼等であるからこそ、鉄と生物との因果関係の理解が深いのだと思います。
NPO 法人「森は海の恋人」の HP はこちら

「鉄炭団子」（てったんだんご）

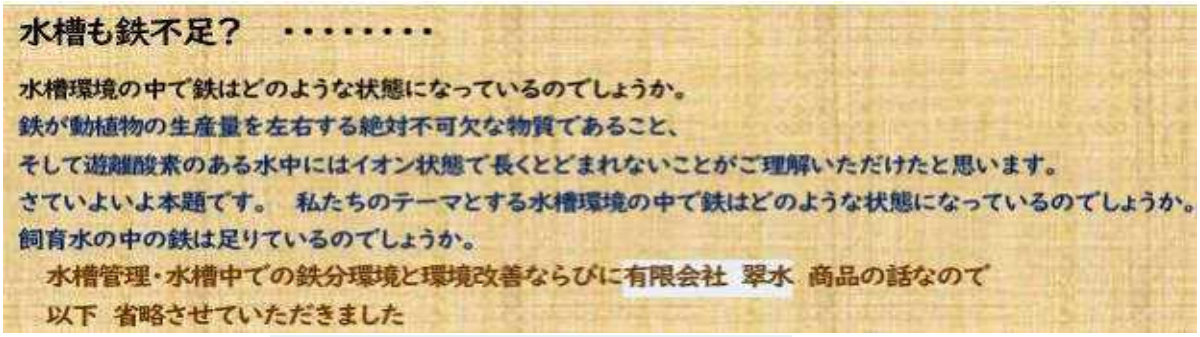
使い捨てカイロの中身は鉄と炭でできています。
これにおかゆとクエン酸を混ぜて直径5cmほどの団子状に丸めたものが「鉄炭団子」です。
この団子をヘドロにまみれた河川や海岸に投入するだけで、ヘドロが激減し悪臭も消え、水質が改善されて様々な水生生物が蘇るという環境改善のための取り組みです。
山口県の瀬戸内海側で成果を上げているそうですが、どういうわけかヘドロの少ない日本海側では効果が顕著ではないそうです。

金属にはそれぞれ固有の電位があります。
異なる金属を電気的に結合して電解液（海水）の中に浸漬すると、電位の高い金属から低い金属に電流が流れます。
いわば小さな電池が作られることになるのです。

電位の低い金属は腐食が促進されて金属イオンとして海中に溶け出します。
その結果電位の高い金属は腐食を免れて強度を維持することができるのです。
海岸の岸壁や沖合のシーバースなどはすべて鉄で作られていますが、これらが海水中にもかかわらず錆びずに形を残しているのは電気防蝕というさび止めの技術が施されているからなのですが、他の金属を犠牲にして鉄を錆から守る方法を流電陽極方式と呼んで電気防蝕の重要な技術の一つとなっています。

海水中の鉄の構造物を錆から守るには、アルミニウムや亜鉛など鉄に比べてイオン化傾向の高い（電位の低い）金属のインゴットを電気溶接で取り付けますと、鉄は錆びずにアルミや亜鉛が犠牲になって海水中に溶け出して長期間構造物の崩壊を防ぐことができるのです。
たとえば10円玉と古釘を電線でつないで海水の中に入れますと、10円玉はいつまでもぴかぴかなのに古釘は真っ赤に錆びて、やがて溶けて無くなってしまいます。
これと同様に鉄と炭（炭素）を電気的に結合し（団子にし）て、海水中に放り込むと炭に比べてイオン化傾向の高い鉄が溶け出し、海水中に二価鉄イオンが放出されることになります。
ヘドロの堆積しているような水底はかなりの嫌気環境となっていますので、二価鉄イオンは遊離酸素で酸化されることなく、ヘドロ周辺の微生物に利用されることとなり、その活性を高める結果、ヘドロが分解される好循環が励起されるものと思われます。団子にクエン酸を混ぜるのは鉄を直接溶かし出す他に、フルボ酸鉄に似た有機酸鉄を作ることで遊離酸素による酸化を防ぐ効果が期待できると考えているのでしょう。
この運動が明らかな改善結果をもたらしている事実から、汚染された海の復活にまず必要とされるのが鉄イオンであり、その絶対量の多寡が運動の成否に密接に関わっていることが立証されたと言えるでしょう。

◎ 鉄炭団子の考案者 杉本幹生氏 が起業した水質改善のための会社（株）エプトの HP
http://tottoriept.com/ms



ご興味のある方は 有限会社 翠水 HP から原文をお読みください
https://www.suisui52.co.jp/divalent/

2023.2.2. 作成 by Mutsu Nakanishi

鉄の惑星「地球」35億年前 現在の生物起源に遡る原始Iron Roadの絶景

【参考】 ≪NHK BS ドキュメンタリー「南極 氷の下のタイムカプセル」≫
【映像切りだし私蔵スライド動画】 （再整理 記録） 2018.3.5.
鉄の惑星「地球」35 億年前現在の生物起源に遡る Iron Road の絶景
南極氷の下のタイムカプセル
シアノバクテリアの不思議な世界 光合成を初めて行い、大気の酸素を作る
https://infokkkna.com/ironroad/2018htm/iron14/1803cyanobacteria.pdf

VIDEO https://infokkkna.com/ironroad/2018htm/iron14/1803cyanobacteria.mp4

PDF Photo Book https://infokkkna.com/ironroad/2018htm/iron14/1803cyanobacteriaphoto.pdf

---

【和鉄の道・Ironm Road: 遺跡探訪】

西宮市津門大塚町遺跡　発掘調査現地説明会に参加　2023.2.4.

古墳時代の西宮市の海岸近くに位置する津門大塚古墳周辺の集落遺跡
6世紀後半の建物群跡から鉄鍛冶工房を想起する羽口鉄滓・砥石などが出土

久し振りに聞く阪神間で出土した製鉄関連遺跡　西宮市津門大塚町遺跡
それもよく知る阪神国道(R02号)西宮市津門の旧アサヒビール西宮工場跡地から。
六甲の山裾ではなく、大阪湾に面した阪神間の沿岸部に位置する古墳時代の竪穴住居群跡から鉄鍛冶遺物が出土し、鉄鍛冶工房があった集落遺跡が想起されるという。

六甲の山裾の高地性集落・鍛冶工房や古墳は知っていますが、今まで頭になかった西宮の海岸部にある古墳時代の鉄鍛冶工房。
古代西宮の沿岸はどんな だったのだろうと。

西宮は今もそうですが西国街道と大阪への浜街道の結節点。
でも江戸時代になっても 阪神間は神戸まで東の尼崎藩の領地で えびす神の総社西宮神社の賑わいはあれど街道筋に点々と農村集落が続く沿岸。 西宮沿岸はよく知らぬ地帯。
なんで、西宮沿岸に鉄鍛冶工房があるのだろうか‥‥と。
よく知らなかった西宮の古代と湊を想起させる「津門」・「今津」の地名。
この地名から 大阪湾に面した西宮の地形を調べてびっくり。
阪神間は六甲の山裾から大阪湾へ、きつい傾斜地を幾筋もの川が流れ下る扇状地。
古代にはこれらの川が運ぶ土砂が川筋や河口を刻々変化させていったという。
古代西宮の津門沿岸は当時 大きく北に海が入り込み良港を形成し、この沿岸に沿って点々と古墳がある摂津と播磨を海路で結ぶ重要地点。やがては土砂が内海を埋め尽くし、内海の痕跡も消してしまうのですが、まだ 内海があり、湊があったと考えられる時代の古墳時代の集落跡から鉄鍛冶遺物が出土。 湊を通じての外部との交流が、ここに鍛冶工房を形成させたのかもしれない。
阪神間の沿岸部ではほとんど出土のイメージのない「鉄鍛冶工房」。
興味津々で 西宮市津門大塚町遺跡発掘現場の説明会に参加しました。

西宮市津門大塚町遺跡　発掘調査現地説明会に参加　2023.2.4.
6世紀後半の建物群跡から鉄鍛冶工房を想起する羽口鉄滓・砥石などが出土

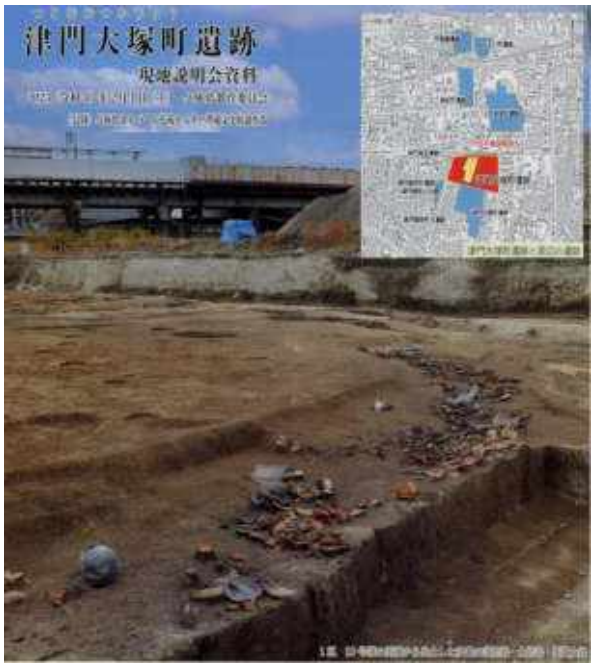
【参考】 津門大塚町遺跡 発掘調査 現地説明会資料 2023.2.4.
https://infokkkna2.com/ironroad2/2023htm/2023iron/23iron02Gensetsu.pdf
Web Book https://infokkkna2.com/ironroad2/2023htm/2023iron/23iron02.pdf
Photo Book https://infokkkna2.com/ironroad2/2023htm/2023iron/23iron02photo.pdf

古墳時代の西宮市津門大塚古墳周辺の集落跡

津門大塚町遺跡　現地説明会

2023.2.4.

古墳時代の西宮市津門大塚古墳周辺の６世紀後半の建物群跡から鉄鍛冶工房を想起する鉄滓・砥石などが出土
阪神間の海沿いでは 全く知らぬ古墳時代の鍛冶工房跡の発見か…と興味津々



古墳時代の円墳２基と方墳６基が見つかっている西宮市津門大塚町の「津門大塚町遺跡」で、新たに古墳時代の中期（５世紀前半）とみられる方墳２基と、中期～後期（６世紀後半）とみられる竪穴建物33棟の跡が見つかった。６世紀後半の建物跡からは鉄器製作の名残が出土しており、鉄を生産・加工する集団が住んでいた可能性がある。（山岸洋介）

アサヒビール西宮工場跡地・津門大塚町遺跡

新たに古墳時代の方墳２基、竪穴建物33棟の跡

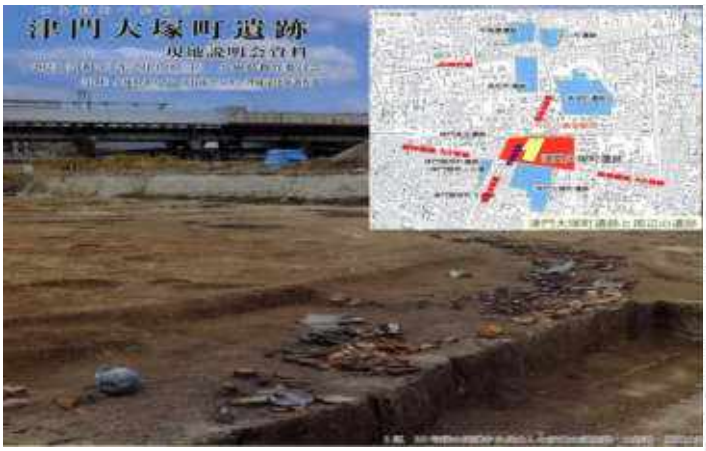
鉄鍛冶工房の名残発見

近畿屈指の規模 鉄器製作に使う砥石など出土

古墳時代中期～後期の建物跡で見つかった鉄生産の名残。手に持つのは「SD3」と不純物の「鉄滓」、手前右は「砥石」

朝鮮半島で作られた陶質土器。現在の韓国南西部で焼成されたとみられる

神戸新聞2023.1.31.朝刊阪神版より



場所はよく知る西宮市津門　高架の阪急今津線を阪神国道(R2号線)がクロスして潜る場所。
旧アサヒビールの西宮工場跡地で、車で国道を通るたびにブルーシートが見えて発掘調査をしているなと思っていた場所。

◆津門

古代には今の西宮神社から阪急神戸線辺りまで、海と言われ、阪神間は幾筋もの川が流れ下る扇状地。
西宮は西に夙川　東に御手洗川そして武庫川に挟まれ、西宮の中心部は北へ入り組んだ内海。その海岸線と六甲の高台には幾つも遺跡があり、内海の存在が見える。
その船だまりに水門（みなと）ができ、港の入口「津の戸」が『津門（つと）』と呼ばれるようになりました。
日本書記（奈良時代に成立した日本の歴史書）によると、ここ津門の港に諸国から５００隻もの船が集まったという。
この内海は川から流れた土砂で、次第に陸地化し、海に突き出たコブのようなエリアは宮水が湧き出る場所として有名な宮水地帯。六甲山地を源として流れ出た清冽な水が、伏流になりこの地下を流れています。宮水が酒造用水として無比の霊水といわれる所以は塩分と硬度が比較的高いところ。それは、かつてこの地域一帯が入り海であったことと関係があるのかもしれぬという。

◎西宮の古代地形を歩くより抜き書き　http://osakakoteisa.blog.fc2.com/blog-entry-12.html、

古代西宮の海岸線はこんな内海のある海岸線だったのやと初めて。　そういえば、かつて東の甲子園　西の香露園はかつて海水浴場としてにぎわった砂浜。でも西宮の中心部は砂浜がなかったなぁと。

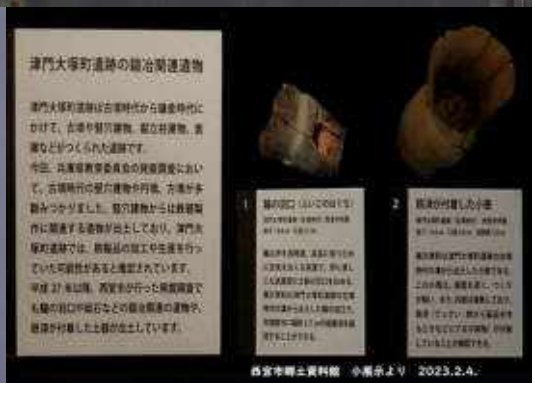
阪神国道　津門歩道橋から眺めた鍛冶遺物が出土した津門大塚町遺跡の全景　2023.2.4.

右端歩道橋奥に阪急今津線阪神国道駅　中央奥 遺跡の背後走るJR神戸線が見える

阪神国道　津門歩道橋から眺めた鍛冶遺物が出土した津門大塚町遺跡の全景　2023.2.4.

右端歩道橋奥に阪急今津線　中央奥 遺跡の背後にJR神戸線が見える

かつてアサヒビール西宮工場の跡地で再開発事業が進んでいる　遺跡には西宮医療センターが建てられる



古墳時代中期　左端の10号墳に隣接して密集する竪穴住居群　津門大塚町遺跡一区全景　北側より

左端の10号墳周辺　　古墳中期の層が見られているが、この層の上には奈良から鎌倉時代の掘立柱建物等が重なっており、古墳時代の中期の現層にも数多くの竪穴建物の柱跡が切りあっていて、南の内海に沿って古墳の周りに集落を形成していた様子が見て取れる

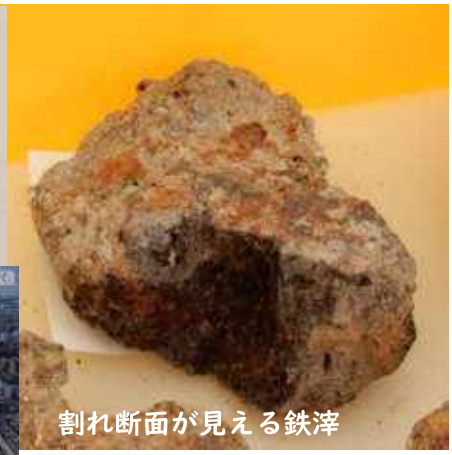
1区　東側部を北東端より
古墳時代中期　10号墳を取り囲む周壕が見え、その南にも竪穴建物群が密集して取り囲み
さらに東へ建物群がつながっている
津門大塚町遺跡の所以 海を南に眺める集落遺跡であろうが、どんな性格を持つ集落なのかは
これからの遺跡発掘と出土遺物による。　鉄遺物が出ていることから、この遺跡内に鍛冶工房
があったことも考えられ、津門の港の大集落の夢も膨らむ　2023.2.4.

鉄鍛冶関連遺物については詳しくは説明されなかったが、いくつかの建物から鉄鍛冶関連遺物が出土したという。鍛冶炉の痕跡を示す焼土面の痕跡もなく、残念ながらこの建物が鍛冶工房遺構には見えず。　鉄鍛冶工房発見とはいかず、
今後の調査解析が待たれます。　2023.2.4.

見つかった33の竪穴建物群のいくつかに分散して鉄鍛冶関連遺物が見つかった。遺物の見つかった竪穴住居内では鍛冶炉も焼土も見つからず、鍛冶工房の痕跡は見つからず。大塚古墳の周辺に竪穴建物群で形成された集落があり、その街で鍛冶遺物が共有されていたのか、この集落内のどこかに鍛冶工房があるのか・・・今後の発掘とこの遺跡の遺物解析を待たねばならないと聞きました。

鍛冶遺物が出土した津門大塚町遺跡遺構　　Photoパネル　2023.2.4.

右端歩道橋奥に阪急今津線阪神国道駅　中央奥 遺跡の背後走るJR神戸線が見える



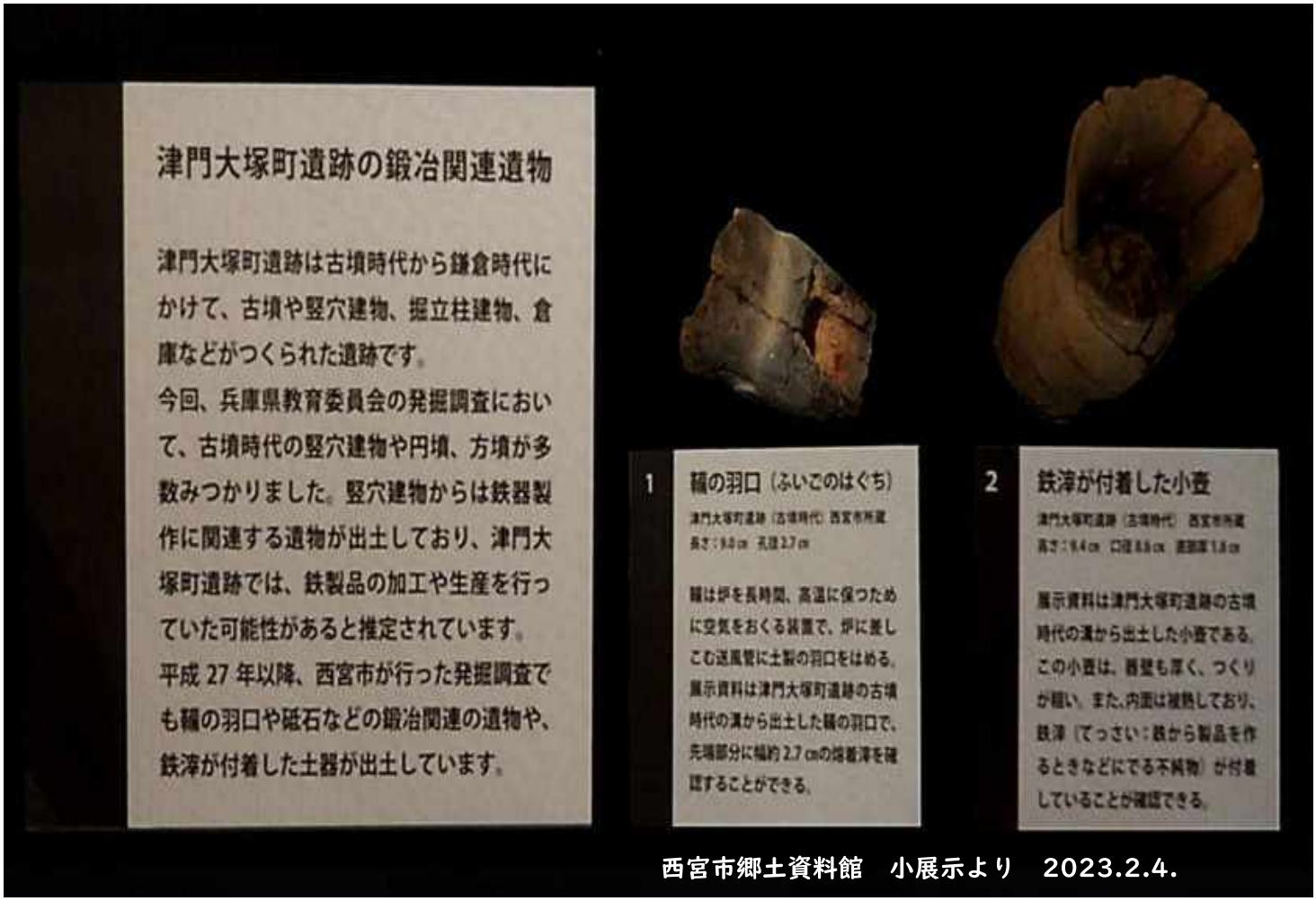
津門大塚町遺跡(一区から出土した鉄鍛冶関連遺物)

古墳時代中期の陶質土器

古墳時代中期の須恵器と土師器

10号墳から出土した土器

津門大塚町遺跡(一区から出土した遺物)



西宮市郷土資料館　小展示より　2023.2.4.

阪神香櫨園駅南　夙川沿い西宮市川添町にある西宮市郷土資料館でもPhotoパネルと小展示が行われていましたので立ち寄りました。今回の発掘調査以前にも羽口や砥石などが出ているようなので、
津門大塚町遺跡の未調査部分から炉跡や鍛造剥片など鍛冶工房機能が明確に判る工房跡見つかるかもしれません。

調査地(１区)と周辺の風景（北から南を望む）

１区１面目掘立柱建物群（北から南を望む）

平安時代の道路状遺構

平安時代の掘立柱建物

土坑から出土した平安時代の須恵器壺

１面目で出土した馬の下顎と歯

１区第２面全景写真（上が北）

古墳群と密集する竪穴建物群

10号墳全景

西宮市津門大塚街遺跡　発掘調査Photo パネル【Ⅰ】　現地説明会場で

10号墳周濠の掘削作業

10号墳周濠内から見つかった陶質土器

10号墳周濠の遺物出土状況

古墳と竪穴建物群

密集する竪穴建物

鉄遺物が出土した竪穴建物の一つ

西宮市津門大塚街遺跡　発掘調査Photo パネル【Ⅱ】　現地説明会場で

津門大塚町遺跡

つもんおおつかちょう

現地説明会資料

はじめに

（公財）兵庫県まちづくり技術センターでは、兵庫県立西宮総合医療センター（仮称）整備に伴い、兵庫県教育委員会から委託を受けて、津門大塚町遺跡で調査区を３箇所（１区〜３区）に分けて発掘調査を行っています。

調査の結果、上層（平安〜鎌倉時代）と下層（古墳〜奈良時代）で多くの遺構や遺物が見つかりました。注目できる成果としては、2・3区下層では、古墳時代後期（今から1450年前）の古墳8基と多くの埴輪や須恵器、牛馬の歯が見つかり、1区下層では古墳時代中期〜後期（今から1600〜1450年前）の**竪穴建物33棟**や古墳時代中期の**古墳２基**が見つかりました。１区の古墳の周溝からは、多くの須恵器や土師器と共に**陶質土器**という朝鮮半島産の土器が見つかりました。

今回の説明会では、1区下層の調査成果を中心に公開します。

津門大塚町遺跡と周辺の遺跡

調査成果のまとめ－古墳時代における津門地域の古墳と集落－

3区　古墳群遠景（東から西を望む）

2区　8号墳全景（西から東を望む）

2区　8号墳くびれ部で見つかった埴輪

1〜3区下層の調査成果

3区　5号墳周溝から出土した馬の歯

3区　5号墳周溝から出土した牛の歯

1区　古墳と密集する竪穴建物群
（東から西を望む）

今回の発掘調査の結果、古墳時代から鎌倉時代にかけての多くの遺構と遺物が見つかりました。その中でも特筆すべき成果としては、古墳時代の古墳群と集落の発見が挙げられます。

古墳群は、前期（4世紀頃）の円墳1基、中期前半（5世紀前半）の方墳2基、後期後葉（6世紀後半）の円墳1基・方墳6基の**計10基**を検出しました。中期の古墳の周溝からは、多量の須恵器や土師器と共に**陶質土器**や鉄器が出土しました。陶質土器は朝鮮半島南部で作られた物と考えられ、これらの地域と積極的に交流を持っていたことが伺えます。後期の古墳の周溝からは、多くの埴輪が出土した他、**牛と馬の歯**が見つかりました。牛の歯が古墳から出土した事例は日本列島でも極めて少なく、今回の発見は大変重要な成果といえます。

古墳群の南側では、方形の竪穴建物を**33棟**検出しました。これらの建物は、出土土器から古墳時代中期から後期にかけての建物であると判断でき、古墳群の造られた時期と同じであると考えられます。これらのことから、この建物に住んでいた人々は、**古墳群の造墓集団**である可能性が高いです。また、これらの建物からは鉄器製作関係の遺物が多く見つかっており、鉄器の製作・加工に従事していた集団が住んでいたとも考えられます。

陶質土器、牛馬の歯の出土や埋没古墳の検出は、いずれも西宮市域で初の事例であり、今回の発掘調査は西宮を含む阪神地域の歴史を考えるうえで大変貴重な成果を得たといえます。

CTC
兵庫県教育委員会
（公財）兵庫県まちづくり技術センター　埋蔵文化財調査部

1区上層 の調査成果

平安時代の掘立柱建物群（北西から）

平安時代の道路状遺構（北から）

1区上層では、奈良時代から鎌倉時代にかけての掘立柱建物や井戸、木棺墓、道路状遺構を検出しました。掘立柱建物は、現在8棟見つかっていますが、その他にも多くの柱穴が見つかっていることから、今後さらに増えると考えられます。

調査区の中央付近では、平安時代頃の南北方向に並行する溝を検出しました。この溝と溝に挟まれた場所では、周辺と異なる固くたたき締められた土が堆積しており、**道路状遺構**の可能性が考えられます。この道路状遺構と掘立柱建物のいくつかは、南北の主軸方向を同一にしており、道路沿いに建ち並んだ中世集落を想定することができます。

10号墳周溝内から出た陶質土器

10号墳周溝から見つかった土器（南東から）

10号墳全景（北から）

竪穴建物から見つかった土器

密集する竪穴建物（北東から）

1区下層では、古墳時代中期〜後期（1600〜1450年前）の**竪穴建物33棟**と、古墳時代中期（1600年前）の**古墳2基**が見つかりました。

竪穴建物は複数棟が切り合って見つかっており、建て替えが行われたと考えられます。建物の中からは、須恵器や土師器の他に、紡錘車や鉄器製作に使用された砥石やフイゴの羽口、鉄器生産や加工時に生じる鉄の不純物（鉄滓）が出土しました。

古墳は2基とも方墳を検出しました。規模は一辺14m程度です。そのうちの1基（10号墳）の周溝からは、大量の初期須恵器や土師器の他に、朝鮮半島産の**陶質土器**や、**鉄器**が見つかりました。

1区下層 の調査成果

西宮市津門大塚町遺跡　発掘調査現地説明会に参加　　2023.2.4.

6世紀後半の建物群跡から鉄鍛冶工房を想起する羽口鉄滓・砥石などが出土

【参考】西宮津門大塚町遺跡 現地説明会資料

https://infokkkna2.com/ironroad2/2023htm/2023iron/23iron02Gensetsu.pdf

Web Book https://infokkkna2.com/ironroad2/2023htm/2023iron/23iron02.pdf

Photo Book https://infokkkna2.com/ironroad2/2023htm/2023iron/23iron02photo.pdf

春の息吹 足元から　神戸でフキノトウ

神戸新聞朝刊　2023.2.6.

春の訪れを告げるフキノトウ＝神戸市西区押部谷町木見

春の息吹　フキノトウ　西神戸で

厳しい寒さでしたが、立春と共に
暖かい日差し　春遠からじ

津門大塚町遺跡（つとおおつかちょう）

現地説明会資料

2023（令和5）年2月4日（土）

兵庫県教育委員会

（公財）兵庫県まちづくり技術センター埋蔵文化財調査部

1区　10号墳の周溝から出土した多量の須恵器・土師器・陶質土器

はじめに

（公財）兵庫県まちづくり技術センターでは、兵庫県立西宮総合医療センター（仮称）整備に伴い、兵庫県教育委員会から委託を受けて、津門大塚町遺跡で調査区を3箇所（1区～3区）に分けて発掘調査を行っています。

調査の結果、上層（平安～鎌倉時代）と下層（古墳～奈良時代）で多くの遺構や遺物が見つかりました。注目できる成果としては、2・3区下層では、古墳時代後期（今から1450年前）の古墳8基と多くの埴輪や須恵器、牛馬の歯が見つかり、1区下層では古墳時代中期～後期（今から1600～1450年前）の**竪穴建物33棟**や古墳時代中期の**古墳2基**が見つかりました。1区の古墳の周濠からは、多くの須恵器や土師器と共に**陶質土器**という朝鮮半島産の土器が見つかりました。

今回の説明会では、1区下層の調査成果を中心に公開します。

津門大塚町遺跡と周辺の遺跡

1区上層の調査成果

平安時代の掘立柱建物群（北西から）

平安時代の道路状遺構（北から）

1区上層では、奈良時代から鎌倉時代にかけての掘立柱建物や井戸、木棺墓、道路状遺構を検出しました。掘立柱建物は、現在8棟見つかっていますが、その他にも多くの柱穴が見つかっていることから、今後さらに増えると考えられます。

調査区の中央付近では、平安時代頃の南北方向に並行する溝を検出しました。この溝と溝に挟まれた場所では、周辺と異なる固くたたき締められた土が堆積しており、**道路状遺構**の可能性が考えられます。この道路状遺構と掘立柱建物のいくつかは、南北の主軸方向を同一にしており、道路沿いに建ち並んだ中世集落を想定することができます。

注) A4 版縦にそろえのため 図面それぞれ縦横比が原寸と異なっています

10号墳周濠内からた陶質土器

10号墳周濠から見つかった土器（南東から）

10号墳全景（北から）

竪穴建物から見つかった土器

密集する竪穴建物（北東

1区下層では、古墳時代中期～後期（1600～1450年前）の竪穴建物33棟と、古墳時代中期（1600年前）の古墳2基が見つかりました。

竪穴建物は複数棟が切り合って見つかっており、建て替えが行われたと考えられます。建物の中からは、須恵器や土師器の他に、紡錘車や鉄器製作に使用された砥石やフイゴの羽口、鉄器生産や加工時に生じる鉄の不純物（鉄滓）が出土しました。

古墳は2基とも方墳を検出しました。規模は一辺14m程度です。そのうちの1基（10号墳）の周濠からは、大量の初期須恵器や土師器の他に、朝鮮半島産の陶質土器や、鉄器が見つかりました。

1区下層の調査成果

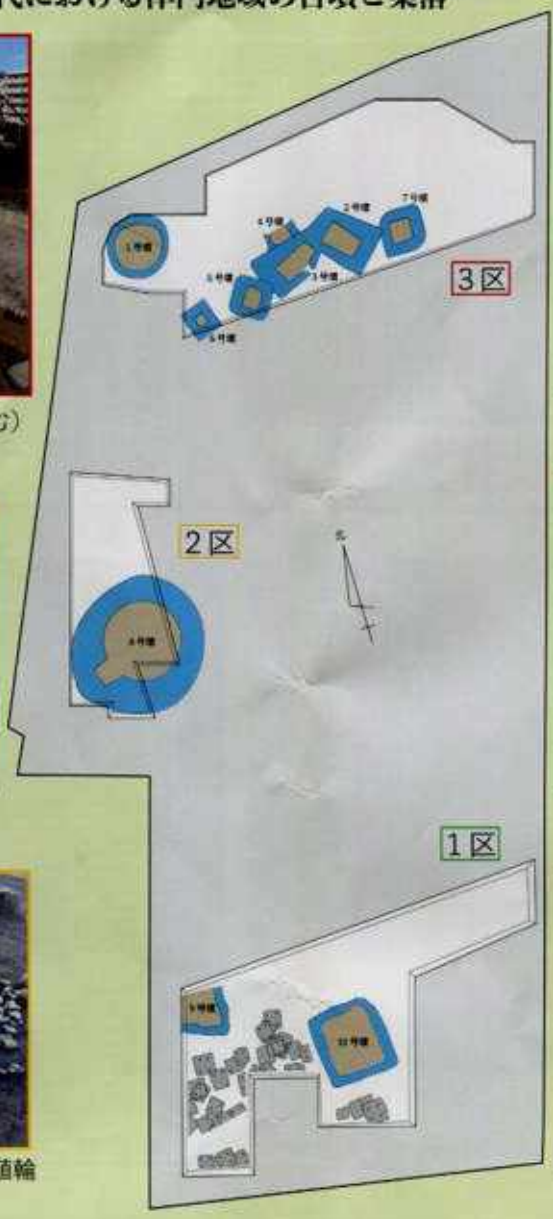
注) A4 版縦にそろえのため 図面それぞれ縦横比が原寸と異なっています

調査成果のまとめ－古墳時代における津門地域の古墳と集落－

3区　古墳群遠景（東から西を望む）

2区　8号墳全景（西から東を望む）

2区　8号墳くびれ部で見つかった埴輪



1～3区下層の調査成果

3区　5号墳周濠から出土した馬の歯

3区　5号墳周濠から出土した牛の歯

1区　古墳と密集する竪穴建物群
（東から西を望む）

今回の発掘調査の結果、古墳時代から鎌倉時代にかけての多くの遺構と遺物が見つかりました。その中でも特筆すべき成果としては、古墳時代の古墳群と集落の発見が挙げられます。

古墳群は、前期（4世紀頃）の円墳1基、中期前半（5世紀前半）の方墳2基、後期後葉（6世紀後半）の円墳1基・方墳6基の**計10基**を検出しました。中期の古墳の周濠からは、多量の須恵器や土師器と共に**陶質土器**や鉄器が出土しました。陶質土器は朝鮮半島南部で作られた物と考えられ、これらの地域と積極的に交流を持っていたことが伺えます。後期の古墳の周濠からは、多くの埴輪が出土した他、**牛と馬の歯**が見つかりました。牛の歯が古墳から出土した事例は日本列島でも極めて少なく、今回の発見は大変重要な成果といえます。

古墳群の南側では、方形の竪穴建物を**33棟**検出しました。これらの建物は、出土土器から古墳時代中期から後期にかけての建物であると判断でき、古墳群の造られた時期と同じであると考えられます。これらのことから、この建物に住んでいた人々は、**古墳群の造墓集団**である可能性が高いです。また、これらの建物からは鉄器製作関係の遺物が多く見つかっており、鉄器の製作・加工に従事していた集団が住んでいたとも考えられます。

陶質土器、牛馬の歯の出土や埋没古墳の検出は、いずれも西宮市域で初の事例であり、今回の発掘調査は西宮を含む阪神地域の歴史を考えるうえで大変貴重な成果を得たといえます。

兵庫県教育委員会
（公財）兵庫県まちづくり技術センター　埋蔵文化財調査部
〒675-0142
兵庫県加古郡播磨町大中1-1-1（兵庫県立考古博物館内）
URL: https/www.hyogo-etc.or.jp

和鉄の道
2023.
【3】

【鉄の話題】 鉄鋼操業の CO2 大幅削減に向けた日本の鉄鋼産業の取組

大型高炉実機を用いた高炉 水素還元の実証試験の開始 決定

～東日本製鉄所君津地 区第 2 高炉 水素系ガス吹込み技術の実証設備導入へ～

2023/02/09 日本製鉄株式会社

https://www.nipponsteel.com/news/20230209_100.html

日本製鉄株式会社（以下、日本製鉄）は東日本製鉄所君津 地区の第 2 高炉において、製鉄所内発生水素をベースとした水素系ガス吹込み技術の実証試験の実行に入ることを決定しました。

2026 年 1 月からの実証試験開始に向け、水素系ガス 吹込み技術の実証設備導入に着手します。4500 ㎥の大型高炉実機を用いた高炉水素還元の実証試験は、世界的にみても 初めての先進的な取組みとなります。

日本製鉄は、2021 年 3 月に公表した「日本製鉄カーボンニ ュートラルビジョン 2050」において、「高炉水素還元」「大型電炉での高級鋼製造」「水素による還元鉄製造」の 3 つの超革新的技術を用いたカーボンニュートラルの実現を目指しています。

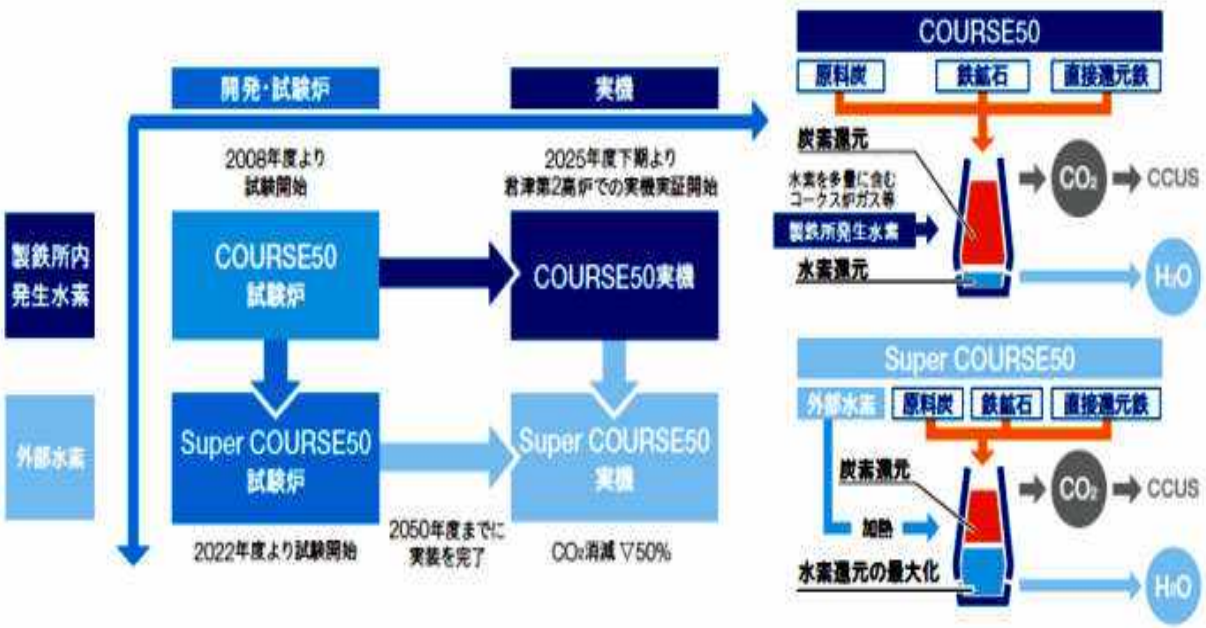
「高炉水素還元」では、高炉内の温度制御・還元反応制御 が技術開発要素となっています。

日本製鉄は、2008 年よ り、東日本製鉄所君津地区構内の COURSE50 試験炉 （12m3）において、この技術開発を行ってきており、所定 の成果を得られたことから、今回、試験炉の約 400 倍のスケールとなる稼働中の大型高炉を用いた実証確認をいち早く行うことを決定しました。

また、本開発と並行して、東日本製鉄所君津地区構内の試 験高炉（12m3）において、外部水素も用いて更に CO2 を削減する SuperCOURSE50 技術を開発中であり、今般の君津地区第 2 高炉における実証試験成果も併せて、2050 年度までに、大型高炉での SuperCOURSE50 技術（CO2 排出量 50% 削減）を確立します。

本実証試験は、NEDO（国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構）のグリーンイノベーション基金に採択され、日本製鉄株式会社、JFEスチール株式会社、株式 会社神戸製鋼所、一般財団法人金属系材料研究開発センターの 4社で、コンソーシアムを結成し、取り組みを進めていま す。 日本製鉄は、常に世界最高の技術とものづくりの力を追求し、国連で採択された「持続可能な開発目標」(SDGs)にも 合致した活動（「エネルギーをみんなにそしてクリーンに」 と「産業と技術革新の基盤をつくろう」）を通じて、これか らも社会の発展に貢献していきます。

図：2050年 高炉水素還元へのプロセス

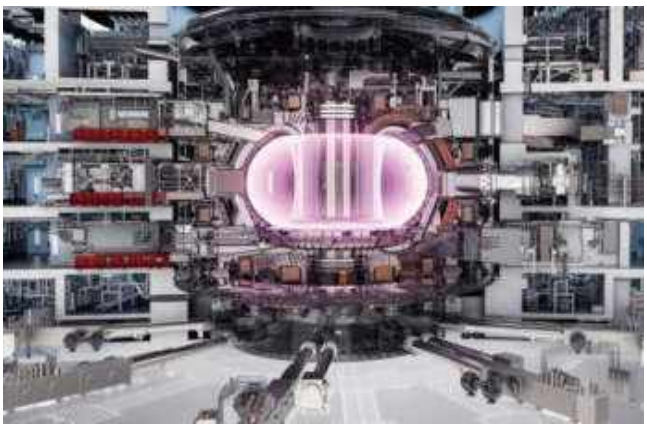


【鉄の話題】 脱炭素社会構築理解のために internet より 次世代エネルギー「核融合発電」 関連参考資料

和鉄の道 2023. 【4】

理想的な次世代エネルギー「核融合発電」、早期商用化へ参入続々　2023.02.27

https://xtech.nikkei.com/atcl/nxt/column/18/00001/07726/ 日経XTECH



核融合発電の実現に向けて企業の参入が増える。
画像は国際プロジェクトで建設する核融合実験炉のイメージ
（出所：ITER Organization）

核融合発電の商用化に向けて産業界の動きが活発化している。各国政府主導の研究プロジェクトが進んでいるほか、近年は核融合発電関連のスタートアップの起業が相次いでいる。基礎研究の進展で商用化が視野に入ってきたことで、企業の参入や開発がさらに加速しそうだ。

核融合は「地上の太陽」とも形容される次世代のエネルギー技術だ。1g の燃料で石油 8 トン分に相当する膨大なエネルギーを得られるとされ、実現すれば世界が抱えるエネルギー問題を一挙に解決できる可能性がある。発電への応用は 2050 年以降になると見られていたが、企業の参入が増えたことで実現時期が「2030 年代後半から 2040 年代に早まるのでは」との期待が高まっている。　この動きを後押ししているのは、スタートアップの増加だ。業界団体の Fusion Industry Association（フュージョン・インダストリー・アソシエーション、FIA）によれば、2022 年までに 30 社以上が起業したという。

特に米国では 20 社以上が起業しており、スタートアップへの投資も活発化している。

2022 年までに全世界で 30 社以上のスタートアップが設立された。そのうち 20 社以上が米国に集中する（出所：FIA の資料を基に日経クロステックが作成）

企業	調達額
コモンウェルス・フュージョン・システムズ（米）	20億米ドル以上
ヘリオン・エナジー（米）	20億米ドル
TAEテクノロジーズ（米）	10億米ドル以上
ゼネラル・フュージョン（カナダ）	3億米ドル以上
トカマク・エナジー（英）	2.5億米ドル

スタートアップへの大型投資が相次いでいる（出所：各社の発表を基に日経クロステックが作成）

例えば、米 Massachusetts Institute of Technology（マサチューセッツ工科大学、MIT）発の Commonwealth Fusion Systems（コモンウェルス・フュージョン・システムズ）や、ワシントン州に本社を構える Helion Energy（ヘリオン・エナジー）は 2021 年までに約 20 億米ドル（約 2600 億円）を調達したことで話題になった。米 Microsoft（マイクロソフト）創業者のビル・ゲイツ氏や米 Amazon.com（アマゾン・ドット・コム）創業者のジェフ・ベゾス氏など著名人がこうしたスタートアップに出資していることで知られる。調達した資金を生かしてスタートアップが自前の核融合炉を開発する動きも出ている。

日本でも大学や研究機関の出身者によってこれまでに数社のスタートアップが創業した。大学などで培った独自技術を生かし、核融合炉や要素部品の開発に取り組んでいる。日本は 60 年以上も前から核融合の研究に取り組んできたこともあり、大学や民間企業が多くの要素技術を保有している。スタートアップにはこうした技術を活用して核融合発電を実現する原動力になることが期待されている。

大阪大学、レーザー核融合による発電を今後 10 年で検証

日経 XTECH https://xtech.nikkei.com/atcl/nxt/column/18/00001/07442

大阪大学レーザー科学研究所の施設内にある核融合炉（写真：日経クロステック）

火力発電や原子力発電に代わる次世代エネルギーと目される核融合発電。

その中でもさまざまな用途に応用できる「レーザー核融合技術」は将来、国内のエネルギー問題を解決する重要な手掛かりになると期待される。

大阪大学レーザー科学研究所（大阪府吹田市）教授の藤岡慎介氏らは研究を重ね、今後 10 年ほどでレーザー核融合による発電システムが成立することを検証していく計画だ。

レーザー科学研究所内のレーザー装置の配管と藤岡氏（写真：日経クロステック）

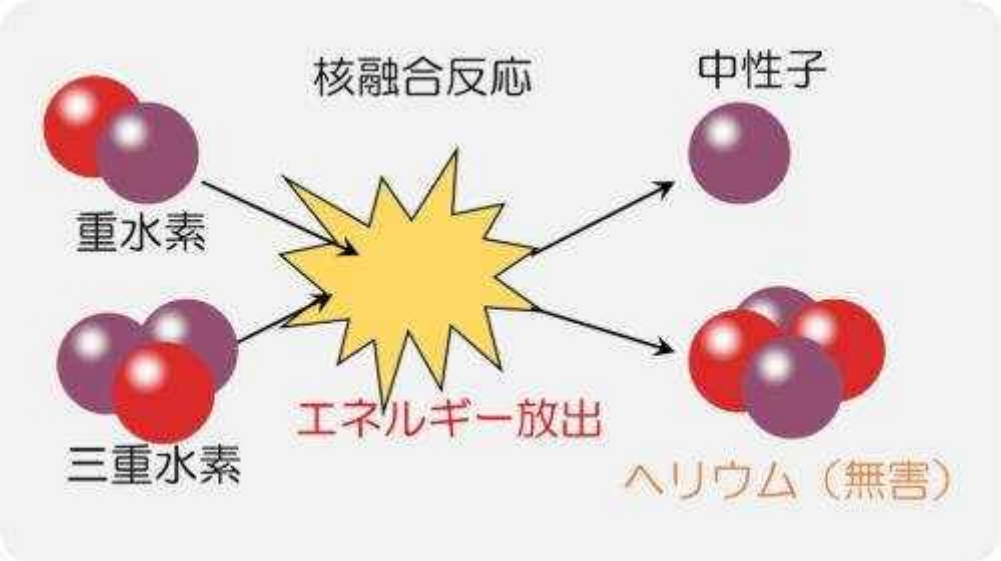
大阪大学の構内にあるレーザー科学研究所には、レーザーを発生させて核融合炉（チャンバー）へと導く巨大な配管が幾重にも行き交う。吹き抜けの空間に核融合炉があり、それを囲むように配管がつながる。

SF 映画に出てくる宇宙船内部のような光景だ。レーザー核融合向けの実験施設としては国内最大級という。

将来は核融合によって得られた熱を回収し、熱交換器で水を沸かしてタービンを回すことで発電に応用する狙いもある。
藤岡氏は「10 年ほどをかけてレーザー核融合による発電のシステム成立性を検証する計画が進んでいる」と語る。
核融合技術の確立には数十年以上の歳月がかかるとされるものの、安定して熱を回収できるようになれば発電システムは早期に実現できる見込みだ。
「日本は高効率のタービンを製造できる重エメーカーをはじめ多くのプレーヤーを擁しており、部材や技術を国内で賄える」（藤岡氏）ためだ。

藤岡氏（中央）の真下に核融合炉があり、レーザーの配管が集中する（写真：日経クロステック）

藤岡氏らの研究チームは現在、レーザー核融合の基礎研究を進めており 2023 年初頭にも実証実験に取りかかる。
1 カ月間ほどの期間をかけて供給しやすい形状をした燃料の有効性を確かめる。将来はエネルギー効率の高い半導体レーザーの採用も検討しており、レーザーの照射と核融合反応を連続して起こせるようにする考えだ。
レーザー核融合は、重水素と三重水素からなる球体の燃料にさまざまな方向からレーザーを照射して核融合反応を起こす。
燃料の表面がレーザーで加熱されて蒸発する際に、内側へかかる反作用を利用して燃料を内側に圧縮する。
セ氏 5000 万度以上の高温と固体密度の数千倍の高圧状態をつくり出し、重水素と三重水素を核融合させる仕組みだ。
このとき燃料をいかに均一に圧縮するかが、反応効率の鍵を握る。



《参考》大阪が誇るレーザー核融合技術！

日経 XTECH

次世代エネルギーで脱炭素社会を実現：EX-Fusion

https://www.seitaikai.com/post/exfusion

今回は「レーザー核融合商用炉」開発を目指す国内唯一の民間企業であり、大阪大学が世界に誇る研究を軸に設立された阪大発スタートアップ 株式会社 EX-Fusion（エクスフュージョン）の Founder & CEO 松尾 一輝さんにお話を伺いました。

取材：西山 裕子（生態会事務局） 森令子 （生態会ライター）

Ounder & CEO 松尾 一輝氏 略歴

1992 年生まれ、岐阜県出身。大阪大学大学院 理学研究科 物理学専攻 博士後期課程修了（理学博士）。

高速点火核融合研究の世界的研究者であり、高速点火方式核融合の研究に注力し、この方式が従来のレー ザー核融合方式と比較して効率的に核融合プラズマを加熱できることを実証

(K. Matsuo et al. Phys. Rev. Lett. 124, 35001 2020)。

2020 年博士課程修了後、カリフォルニア大学で研究継続も起業のため帰国。2021 年 7 月会社設立。

EX-Fusion 社として第 3 回大阪テックプラングランプ「最優秀賞」「ヤンマー賞」ダブル受賞

国内唯一！「レーザー核融合商用炉」の実現を目指す

生態会 西山（以下、西山）：本日はありがとうございます。まずは、会社概要を教えてください。

株式会社 EX-Fusion Founder & CEO 松尾 一輝（以下、松尾）：僕たちは「レーザー核融合商用炉」実現のために設立した、大阪大学発スタートアップです。

阪大のレーザー研究は 50 年の歴史があり、長年、世界をリードしてきました。なかでもレーザー核融合研究は、化石燃料に依存しない次世代エネルギー実現に向け、世界に先駆けた研究を行なっています。

核融合商用炉の開発をミッションとする企業は、日本では僕たちだけです。

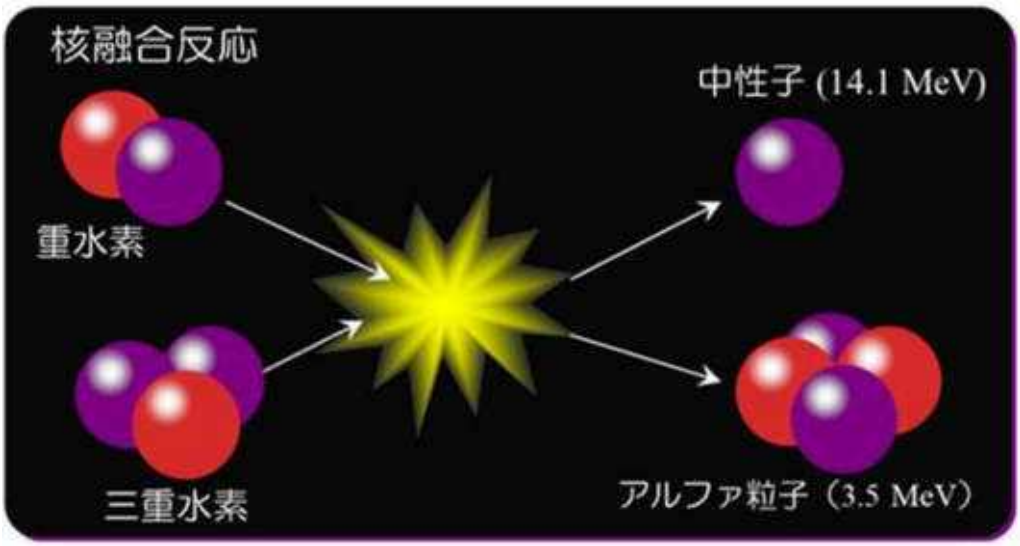
レーザー核融合発電は、二酸化炭素の排出なしで大規模な電力が提供でき、海水中に豊富にある資源（重水素など）を燃料とするなど、無尽蔵でクリーンな”究極のエネルギー”です。海水があれば、技術も資源もない国でもできる公平な技術であり、国土が狭く、原子力発電新設が難しい日本でこそ推進すべき新エネルギー産業です。

僕たちは、日本が世界に誇るレーザー核融合技術によって、世界のエネルギー市場を変革し、脱炭素社会を実現することを目指しています。

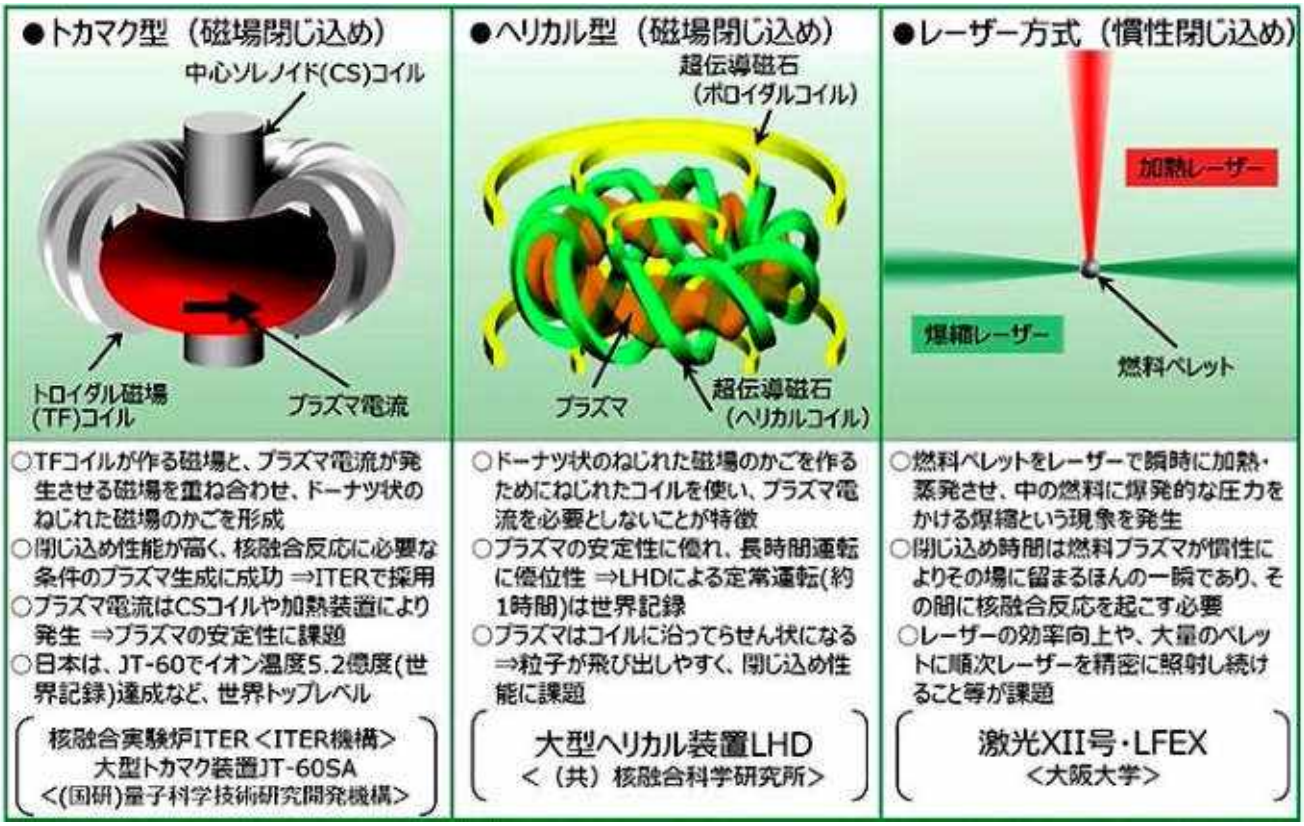
西山：世界を変えるような、すごい技術が大阪にあるんですね。レーザー核融合について、もう少しご説明いただけますか？

松尾：核融合発電は、燃料である重水素と三重水素（どちらも、水素の同位体＝水素の仲間）の原子核がくっついて、より重い原子核に変わるときに非常に大きなエネルギーがでることを利用した発電方法です。太陽や恒星の内部で起きているのと同じ反応なので、「人工の太陽」などともいわれます。

（生態会追記：松尾さんの研究を報じた 2020 年1月ニュース記事「核融合実用化へ一歩…太陽の中心の1割に匹敵するプラズマ生成に成功 ～大阪大学レーザー科学研究所の松尾一輝大学院生と藤岡慎介教授、千徳靖彦教授らは、太陽の中心の1割に匹敵する200億気圧のプラズマ生成に成功～」）



核融合発電には、レーザー、磁場閉じ込めなど主に３つの方式があります
。阪大で研究しているのはレーザー核融合方式（下図の一番右）です。
レーザー核融合発電で、発電量を決定するのはレーザーのパワーです。装置が巨大であれば大きなエネルギーを発電できますが、それでは実用化につながりません。アメリカのNIFは2021年夏、巨大な装置で発生エネルギー量の世界記録を樹立しましたが、僕が阪大で行なった研究は、それよりも２桁以上効率的でした。
僕たちの手法が現在、世界一効率的なレーザー核融合発電なのです。



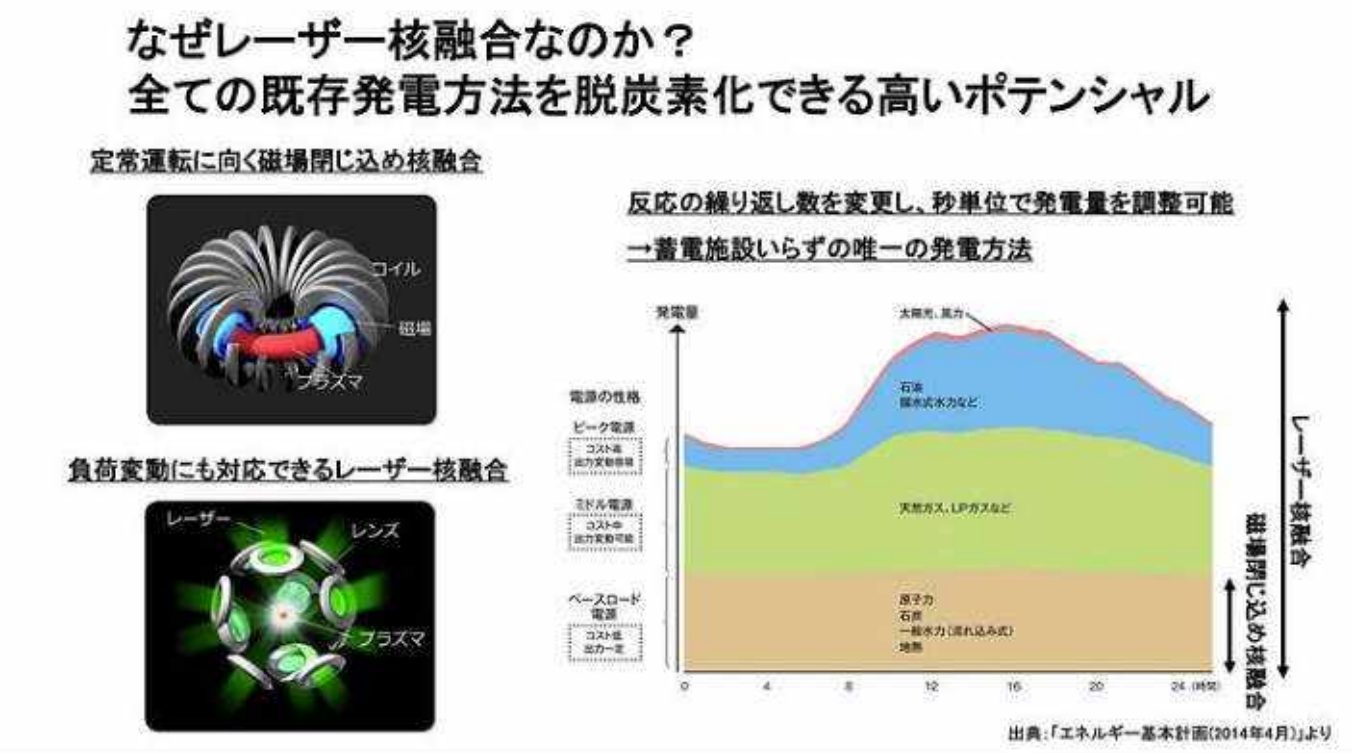
文部科学省「核融合研究」HP より

核融合のなかでも、レーザー方式にこだわっていることにも理由があります。磁場閉じ込め方式の核融合発電は、装置サイズで発電量が決まり、常に一定のエネルギーが発生します。一定量を発電し続けることは、ベースロード電源としては素晴らし

いのですが、日本の電力需要はご存知のように増減するので、発電量をコントロールできなくては困ります。レーザー方式では、燃料にレーザーをあて圧縮することで瞬間的に発電させます。反応頻度を調整することで、発電量を自由に増減できるのです。

太陽光、風力なども発電量が自然に左右され、コントロールできません。

発電量を需要に合わせて増減させられる唯一のクリーンエネルギーが核融合だと考えています。



レーザー核融合発電の安全性についても、原子力発電と比較して説明しますね。

原子力発電は、核分裂反応によりエネルギーと廃棄物を発生させる発電方法ですが、“制御不可能” “高レベル放射性廃棄物”という、2 つの大きな問題があります。

原発燃料「ウラン 235」は勝手に分裂し続けるので人間の手では止められませんが、核融合は制御可能です。燃料をぶつけて融合させるのが核融合なので、装置が止まれば反応も終了、暴走しないのです。廃棄物についても、核融合で生成されるトリチウムは低レベルの放射性物質で、原発と比較し安全性が高いといえます。

世界最先端のレーザー核融合研究者から、起業家に転身

西山：松尾さんは、阪大で大きな研究成果をあげてこられた、世界的な研究者でいらっしゃいますね。

なぜ、スタートアップというビジネスの世界に転じたのですか？

松尾：僕は、元々、起業志望ではなく、レーザー核融合に大きなロマンを感じて研究してきました。

ただ、商用炉実現のためには、制約が多い国立大学での研究だけでは不可能、民間企業で開発する必要があるとずっと思ってきました。

核融合は世界で研究されています。

専用施設は NIF（アメリカ、国立施設）、ITER（フランス、日本も参加する国際プロジェクト）、EAST（中国、国立）など世界 5 箇所にありますが、どれも国家レベルのプロジェクトばかりで、日本だけ大学（大阪大学レーザー化学研究所）が研究主体となっています。

国外では、国防に絡む国立研究施設がレーザー核融合の研究も行っており、簡単にベンチャー企業を設立することはできませんが、阪大ではエネルギーとしての核融合を純粋に追求でき、大学発スタートアップを設立すれば研究成果を活用したビジネスも可能です。これは、唯一無二のポジションなんです。

さらに、世界的にも**「今やるべき」**というタイミングです。

脱炭素社会に向けたグローバルな動きにおいて、核融合商用炉の重要性は高まっており、”ネクスト宇宙産業”として大変期待されています。
欧米ではすでに数千億円を調達したスタートアップもある注目の分野で、グーグルは「TAE テクノロジーズ」に、ビル・ゲイツは「コモンウェルス・フュージョン・システムズ」に、ジェフ・ベゾスは「ジェネラル・フュージョン」にと、投資家が核融合関連のスタートアップに続々と投資しています。

ここ 1～2年でお金の流れが明らかに変わり、各社とも資金や人材をどんどん集めています。
これまでとは全く異なるスピードで開発が進んでいくはずです。
どの方式でどこが実証するかわかりませんが、
とにかく一番を目指すためには、スタートアップ企業として、自分たちの裁量で大きくリスクを取り、スピード感を持って技術開発にチャレンジするしかありません。どうせやるなら覚悟を決めようと大学職も辞し、2021 年夏に会社を設立しました。
「日本にはこれしか抜本的なソリューションはない」「今、僕たちがやるしかない」と論理的にも考えています。

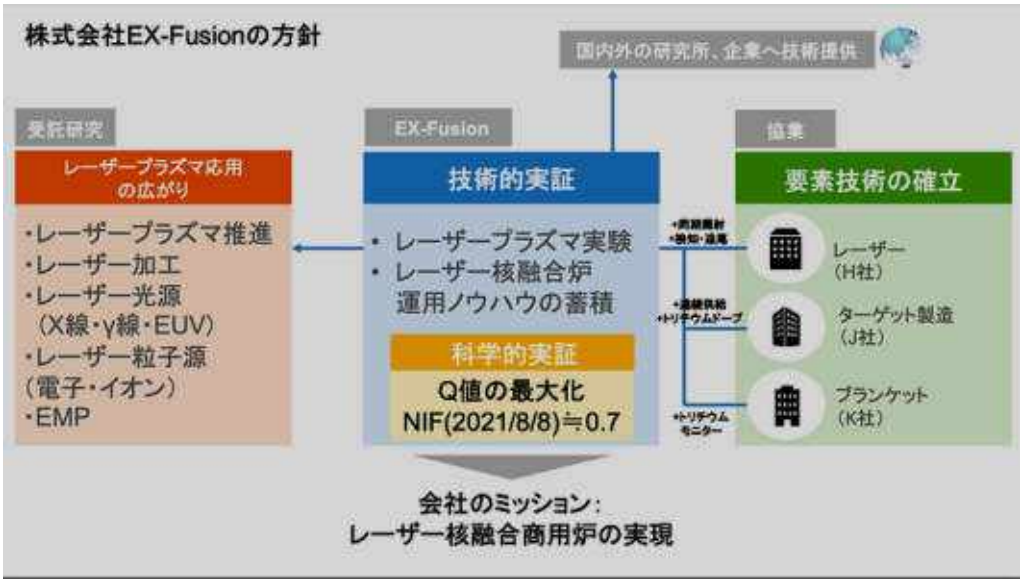
西山：”ネクスト宇宙産業”とはワクワクしますね！経営体制や具体的な事業内容についても、教えてください。
松尾：当社の森 芳孝 Founder & CTO は光産業創成大学院大学准教授、レーザー研究者です。
光産業創成大は、最先端の「光」技術を持つ浜松ホトニクス株式会社がレーザー核融合研究推進のために創立した大学で、阪大との共同研究も数多く行ってきています。増田 晃一 CRO はビジネス面を担っています。
ユニコーンスタートアップから巨大 IT 企業まで、主にアメリカでのキャリアを有し、資金調達や事業戦略のほか、海外 VC や海外 PR などのグローバル窓口も兼ねています。
また、株主として松尾と森のほか、藤岡慎介 阪大教授が出資しています。藤岡教授は阪大レーザー化学研究所の副所長で、レーザー核融合技術の日本トップの研究者です。僕の指導教員でもあります。

多くの産業で活用されるレーザー技術。受託研究や技術提供も積極展開予定

会社名「EX-Fsusion」には、僕がやりたいことを全部詰め込みました。
阪大のレーザー核融合技術の**出口（EXIT）**を担いたい。
そのために、**EXTRACT（エネルギーを取り出す）、EXPLORE（応用技術の探求）、EXPAND（さらなる可能性の追求）**の３つを推進していきたいという思いです。

僕たちのミッションは、**商用炉実現による新エネルギー産業創出**です。
核融合は理論的には確立しており、必要なのは周辺の要素技術の開発という段階です。
発電の効率や出力など核融合自体の研究は、大学やパートナー企業と進めつつ、連続運転技術やエネルギー回収システムなど、足りない周辺技術を僕らが補っていくという道筋を描いています。
その過程で、開発技術を既存産業へ展開していく予定です。
例えば、レーザープラズマの応用研究を受託したり、日本の産学の技術をパッケージ化して、海外へ部分的に販売したりといったことですね。
レーザーは汎用性が高く、核融合以外でも多くの産業で活用可能です。レーザー推進ロケットや、ガン治療などの医療機器、切断やピーニング（叩く）などレーザー加工、次世代半導体技術とされる EUV 光源としても期待されています。他にも、電磁パルス（EMP）から電子機器を保護するシールド開発などの可能性もあります。

【鉄の話題】 脱炭素社会構築理解のために internet より **次世代エネルギー「核融合発電」 関連参考資料**



生態会　森：商用炉の実現はいつごろを目指していますか？

松尾：皆さんお聞きになりますが、正しく答えるのが、とても難しい質問です（笑）。

資金調達から 8～13 年でも技術的実証を目指しています。まずは、ターゲット導入装置（燃料である重水素氷のペレットを連続射出する装置）を 1 年くらいで開発予定です。

資金や人材など僕たち側のハードルだけでなく、法律を含めた社会基盤の整備など、様々なことを実現していく必要があります。とにかく急がなくてはなりませんね。

森：確かに、エネルギーは社会の重要な基盤であり、1 社だけで解決できる問題ではありませんね。

社会変革を目指すためにも、まずはどのような提携・協業が必要なのでしょうか？

松尾：関西発の技術として、関西のエネルギー会社、要素技術を持つ関西の製造業など、地元の企業と積極的に提携し、周辺技術の開発を加速したいです。具体的な話し合いもすでに数社と進めています。

会社設立後、本当に多くの方から関心を寄せていただき、日本の経済界・産業界にはレーザー核融合の可能性を信じる方が、すごくたくさんいることを実感しています。

イギリスが最近、核融合に関する基本法を制定し、積極姿勢を打ち出したように、日本でも省庁単位というより、国として推進する方針を早期に固めてほしいと思っています。そうすれば、宇宙産業のように、経済界も積極的に動きやすくなるはずです。

西山：私が阪大で学んでいた頃、時代の流れもあり、原子力学科にすごく活気があったことを覚えています。

御社のミッションは、未来を形作る壮大なものですから、おっしゃる通り、国としての積極姿勢や、産官学での連携は欠かせないということですね。

松尾：そうですね、さらに言うと”日本のために 1 個”というより、TTP など国際的な枠組みを活用した最初の商用炉を、まずは日本に作りたいと思っています。

世界中で新エネルギーを展開するために、僕らが技術の普及や教育にも携わっていく、そんな将来を実現していきます！

取材を終えて

取材後、VC の ANRI からの 1 億円の資金調達や、先進テクノロジー企業ジェイテックコーポレーションとの技術提携などのニュースが、次々と発表され、取材でお話いただいたことを、着実に実現されている様子が伺えます。

「世界的に”大阪”が主語になる技術はレーザー核融合だけ、日本が世界に誇る研究です」と話されていた松尾さん、

研究者としての実績、世界のエネルギー市場変革を目指す壮大なビジョンに加え、資金調達や企業提携などを進める経営手腕も素晴らしく、関西発のディープテックスタートアップとして、世界的な躍進を期待しています！（生態会ライター　森令子）

核融合発電は本当に「無尽蔵でクリーンで安全」か

https://www.alterna.co.jp/51321/

記事のポイント

① 脱炭素を実現する次世代のシステムとして
「核融合発電」が期待を集める
② 海水から燃料を取り出せて、
原発のような 危険性 がないとされる
③ しかし放射性物質の発生など、
実用化にはクリアすべき課題が多い

脱炭素社会に向けて注目を集める発電方法に、核融合がある。国も GX（グリーントランスフォーメーション）実現に向けた施策のひとつに位置づける。核融合発電は海水から燃料を作ることができ、クリーンで安全で実用化も近いとされている。しかし、一つひとつ検証していくと問題が山積みだ。

（オルタナ客員論説委員・財部明郎）

■核融合発電が期待される 4 つの理由

最初に、原子力発電との違いを説明しよう。

原発は「核分裂」という現象を利用して発電する。ウランやプルトニウムのような重い原子の原子核に中性子をぶつけて分裂させ、そこで発生する熱エネルギーで蒸気を沸かし、タービンを回して発電する。

これに対し、水素のような軽い原子が融合してヘリウムのような少し重い原子になる反応が「核融合」だ。

核融合発電はこのときに発生する熱エネルギーを利用して発電する。

太陽の内部でも同じ現象が起きていることから、「地上の太陽」とも呼ばれる。

核融合発電が期待を集める理由は、大きく 4 つある。

1）無尽蔵の資源から莫大なエネルギーを得られる
2）放射性廃棄物や GHG（温室効果ガス）が発生しない
3）原子力発電所と異なり、暴走の危険がなく安全である
4） 研究が進んでおり、実用化も近い

核融合発電の燃料には、海水などに含まれる水素を使うとされている。これが「無尽蔵の資源」と言われる理由だ。

核融合で発生するのは放射線を持たないヘリウムで、GHG も出さないから「クリーン」と評価される。

核融合を起こすには高温と高密度な空間が必要だが、万が一事故になればこの空間が壊れるため、

核融合は自然に止まる。原発のように暴走して、手が付けられなくなる危険性もないという。

実用化については、日本を含む各国が資金を出しあって ITER（イーター）という実験炉をフランスに建設中で、2035 年 12 月の運転開始を目指している。

発電所などで人工的に作られる放射能を持ったゴミを放射性廃棄物といいます。
そのなかで　自分が出す放射線でどんどん温められるものを高レベル放射性廃棄物、ほっておいても温かくならないものを低レベル放射性廃棄物といいます。
高レベル放射性廃棄物は、低レベル放射性廃棄物の約 1000 倍の放射能の強さがあるので、地下深くにしまっておかないといけません。
原子力発電をすると高レベル放射性廃棄物がでますので、この廃棄物の取り扱いは十分に注意しなければなりません。核融合発電では、このような高レベルの廃棄物はでてきません。
これが核融合発電のいいところです。

23iron05.pdf

和鉄の道
2023.
【5】

すぐ北に一庫ダムがある城山を背にした高台　　2023.3.4.
かつての多田銀銅山の武家屋敷町として繁栄した 川西市山下 下財町.

多田銀銅山 最後の銅製錬所 昭和の半ばまで操業した平安製錬所跡を訪ねました

多田銀銅山　最後の銅精錬所　平安製錬所跡　概略(川西市郷土館案内より)

現在、旧宅を川西市郷土館として公開している平安家は、多田銀銅山最後の製錬所として昭和初期まで操業していました。
多田銀銅山は、兵庫県川西市・猪名川町・宝塚市から、大阪府能勢町・豊能町・箕面市・池田市にかけて鉱脈が広がっています。
採掘は平安時代後期に能勢町の地域で始まりますが、川西市国崎地区の奇妙山神教間歩から奈良時代に東大寺大仏の銅を産出したという伝説もあります。
最盛期は、安土桃山時代の豊臣秀吉による経営から江戸時代前期にかけての頃で、猪名川町銀山地区を中心に、川西市郷土館周辺の山下町下財屋敷も製錬町として栄えました。
下財屋敷北部の平安家は明治以降も製錬を行ない、大正時代には新たに近代化された製錬所を旧平安家住宅の北東側に建設し、昭和10年頃まで操業していました。
製錬所は溶鉱炉・真吹炉・送風機小屋・煙突からなっていたことが、発掘調査や聞き取り調査から明らかになっています。
しかし、溶鉱炉や送風機など、近代化された施設を持つとはいえ、製錬の仕上げは近世以来の真吹炉が用いられていました。
当時転炉を導入した近代化製錬所はすでにあり、これに比べると伝統的な小規模製錬所といえます。

川西に住む仲間から「能勢電 山下駅の近くに多田銀銅山の製錬所遺構が製錬所住居と共に川西市郷土館として整備されている」教えてもらっていた矢先に、日本各地の風景を訪ね、水彩画で描いて、「毎日これイッピン」と紹介している仲間が、この郷土館に併設された美術館で「イラスト画展」を開催の案内を貰い、平安製錬所跡を訪ねる良い機会と訪ねました。「和鉄の道 探訪」で多田銀銅山を訪ねたことはあり、資料として、この下在町の平安製錬所を紹介しているのですが、すっかり忘れていました。

ぽかぽか陽気の3月4日 川西市山下の川西市郷土館公園に整備して残されている多田銀銅山 最後の銅製錬所 昭和の半ばまで操業した「平安製錬所跡 」を訪ねました。

かつて 多田銀銅山の武家屋敷町 そして銅製錬所町として 川西随一の街として繁栄した街の面影を残す街と共に、小さいですが、歴史を伝える郷土館と建造物・遺構公園として よく整備されて残されていました。

この山下から直ぐ西には多田銀銅山 そして 銅と関連が深い妙見山が、このすぐ北にそびえているのは知っていましたが、この山下 下財町の城山の裏側でも 銅の採掘がおこなわれ、この山下 下財町にも製錬所が設けられ、昭和初期まで、多田銅銅山街として 繁栄してきたなど全く知りませんでした。

仲間のイラスト画展と共に、うれしい訪問となりました。

■参考 【和鉄の道 2016】 多田源氏・秀吉の隠し蔵「多田銀銅山」を歩く. 2016.8.18. & 24.
https://infokkkna.com/ironroad/2016htm/iron12/1609tada00.htm

川西能勢口から北へ　猪名川沿いの谷間を抜けてきた能勢電鉄の山下駅前から、案内標識に従って、
北の城山へ向かって坂道を登る。かつて繁栄した銅製錬所へ向かう街道筋なのでしょうか　両側には住宅がびっしり。
山下の街の区割りがそのまま残り、城山への一本道。
城山の山裾に入り、T 字路に出ると樹に視界が開け、城山全体が見える。この T 字路を西へ折れると古い大きな屋敷と駐車場が見え、その奥には素晴らしい洋館が見える。 この大庄屋屋敷がこの地で銅製錬所を経営した旧平安家住宅。
そして、美しい洋館は移築された大正期の洋館旧平賀家住宅で、いずれも国有形文化財だと後で知れました。
ここで製錬所が営まれていた同時代のもので、この平安製錬所跡地の公園化整備に伴い、移築されたようでした。

この道路の中央　この平安家住宅の入口が郷土館の入口でした。
川西市の中心街からさらに奥へはいった両側にはびっしり住宅が立ち並ぶ田舎の狭い道。古い山下の街並みは　もう消失しているようですが、こんな立派な建物が城山を背にした集落の一番高い上にある。

また、平安製錬所　そのものの遺構も街中では見当たらずですが、きっちりした区割りに繁栄した山下　下財町の様子がうかがえる。
とにかく、郷土館の中へ入り、諸施設案内と地図を貰って、まずは一番奥の山際　平安清廉所跡地へと母屋を抜けて、奥の山際へ。
母屋を出るとすぐに母屋に沿って細長い建物。 そこに製錬所の歴史がパネル展示されていました。展示は後にして、とにかく製錬場跡へと母屋の区画を抜けて、住宅の外へ。
一機に視界が開け、城山を背にした高台。 洋館と製錬所跡が広がり、その奥に美術館。
広々とした空間が城山の山裾の丘に広がって、郷土館のイメージとは違って、よく整備された歴史広場で、心地よい。
ゆっくりと洋館をながめながら、高台の一番上の製錬場跡の広場へ。
一部　銅の真吹炉が見えるだけですが、広場には銅滓がいたるところに散らばり、崖下の谷は銅滓の捨て場に

多田銀銅山　最後の銅精錬所　平安製錬所跡　概略(川西市郷土館案内より)

現在、旧宅を川西市郷土館として公開している平安家は、多田銀銅山最後の製錬所として昭和初期まで操業していました。
多田銀銅山は、兵庫県川西市・猪名川町・宝塚市から、大阪府能勢町・豊能町・箕面市・池田市にかけて鉱脈が広がっています。
採掘は平安時代後期に能勢町の地域で始まりますが、川西市国崎地区の奇妙山神教間歩から奈良時代に東大寺大仏の銅を産出したという伝説もあります。
最盛期は、安土桃山時代の豊臣秀吉による経営から江戸時代前期にかけての頃で、猪名川町銀山地区を中心に、川西市郷土館周辺の山下町下財屋敷も製錬町として栄えました。
下財屋敷北部の平安家は明治以降も製錬を行ない、大正時代には新たに近代化された製錬所を旧平安家住宅の北東側に建設し、昭和10年頃まで操業していました。
製錬所は溶鉱炉・真吹炉・送風機小屋・煙突からなっていたことが、発掘調査や聞き取り調査から明らかになっています。

しかし、溶鉱炉や送風機など、近代化された施設を持つとはいえ、製錬の仕上げは近世以来の真吹炉が用いられていました。
当時転炉を導入した近代化製錬所はすでにあり、これに比べると伝統的な小規模製錬所といえます。

平安銅精錬所　操業の概要　(川西市の遺跡 大阪大学考古学研究室より)

平安製錬所は、事務所(研究所)、送風機小屋、溶鉱炉、煙突、真吹炉、鉱石・コークス置場、カラミ捨て場から構成されていました。
作業は、鉱石とコークスを溶鉱炉で一週間焚き、この間にカラミが溶鉱炉の上に浮いてくると、鉄製で三角錐形の一輪車で樋からカラミを受けて捨てます。
次に、真吹師がカラミや煙の色を見て真吹炉へ流し込むタイミングをはかります。
真吹師は三人一組で一昼夜かけて真吹き、でき上がった粗銅をヒシャクで型に流し込んで固まったものを束ねて倉庫へ納めるというものでした。
1993年8月から市教育委員会によって、平安製錬所の一部が発掘調査されました。
この調査では、大正から昭和初期にかけて使用されていたと考えられる真吹炉二基と送風機小屋跡一軒が確認され、遺物も多量のカラミやレンガのほか、大小の坩堝や木製一輪車の柄が出土しました。
大正から昭和初期の真吹炉がほぼ完全な形で検出されたのは全国でも初めてで、
真吹炉の構築方法や送風機小屋跡の様子からは、当時の製錬技術を知る上で大きな手掛りを得られました。

昭和初期に製錬の火を消した平安家は、現在川西市郷土館となって、千年に及ぶ多田銀銅山の歴史とともにふるさとを見守っています。

南溶場の谷

送風場

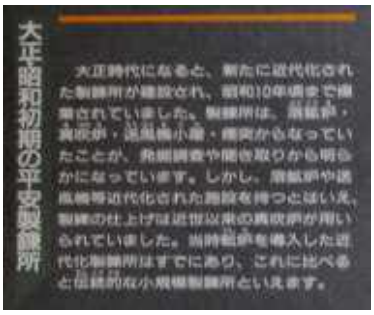
真吹炉　後ろに溶鉱炉・煙突のあった高台

スラグが山積みの高台

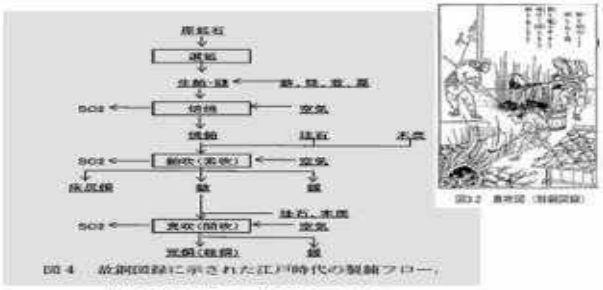
この城山の北側には西の多田銀銅山から来へ銅鉱脈が伸びていて、この裏が輪からも鉱石が掘り出されていたという

銅鉱石には銅と共に鉄と硫黄が含まれ、また、鉄と銅とは溶けても混じりあわず、高温の溶鉱炉で、鉄より比重の重い溶けた荒銅が沈底にたまる。また、上部の鉄はカラミ(スラグ)として排出される。
上部のスラグが"銅スラグ"(カワ)になるのを見極め、順次このカワ(酸化銅)を取り出し、真吹炉に移す。
解けて底にたまった硫化銅から硫黄を飛ばし、酸化銅としてとりだす法です。カワにした酸化銅・空気・木炭を入れて、酸化銅を還元して、粗銅にして、取り出される。

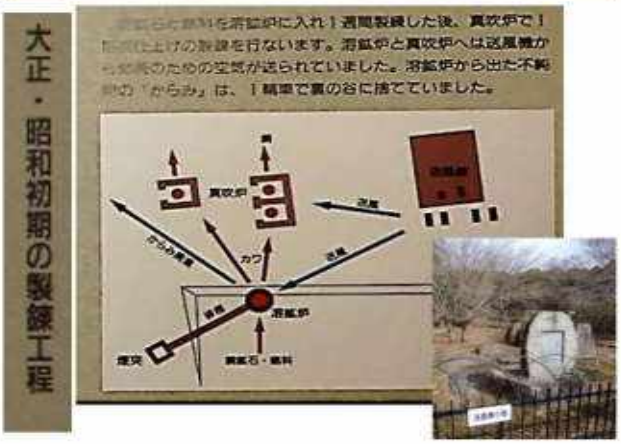
多田銀銅山と平安製錬所の歴史展示がされている 鉱山資料展示室



平安製錬所の製錬工程　素吹き−真吹法 概略



参考図別子銅山の銅製錬図 真吹



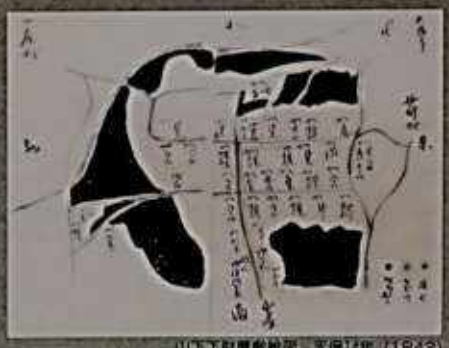
かつて、露出した銅鉱石は酸化して、硫黄分が少ない酸化銅で、この鉱石を還元すれば銅が、すぐに取り出せた。
しかし、時代が下がるにつれ、硫化銅鉱石が主となり、鉱石を還元しても、取り出されるのは硫化銅で、もろくて使えず、この硫黄除去の工程が重要に。
鉱石から硫黄を飛ばすため、焙焼などが行われているが完全には飛ばせず。。
鉄と銅のまじりあわぬ性質を利用し、てまず鉄滓として排除したのち、溶鉱炉から硫化鉄主体の皮(マット)として取り出し、真吹炉に移す。
そして、大量に酸素を吹きつけ、亜硫酸ガスとして硫黄を分離して、粗銅(荒銅)を得る。
規模の小さな平安製錬所では、昭和になっても 転炉に変えることなく、真吹法を使っていたのだろう。

この大量に酸素・空気を大量 真吹炉に吹き込む必要から平安製錬所跡に送風施設の台座が並んでしっかり残っている。

近世の多田銀銅山

江戸時代になると多田銀銅山は江戸幕府の直領となり、寛文・延宝期（17世紀後半）には最盛期を迎え、猪名川町銀山で銀を中心に採掘と製錬が行われました。寛文元年（1661）には銀山役所が設置され、幕府直営の銀山経営が行なわれています。

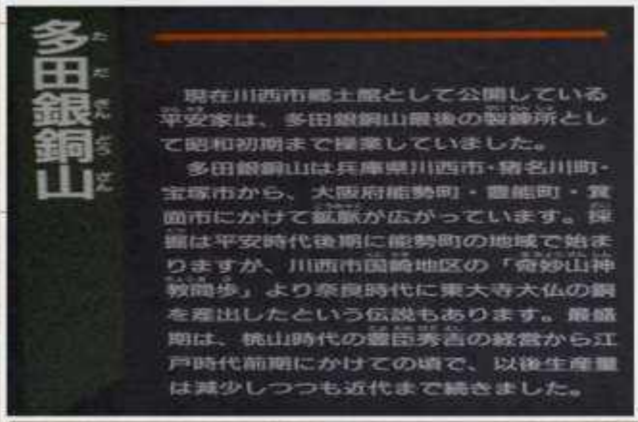
一方、川西市山下も製錬の拠点となり、元禄期（17世紀末〜18世紀初頭）には国崎地区での銅採掘量の増加に伴い、13軒の吹屋からなる製錬町に発展し役所も設置されました。山下では「山下吹」という独自の製錬技法が考案され、全国に広まったと考えられています。



鉱山屏風（川西市郷土館蔵）

大正・昭和初期の平安製錬所発掘調査

多田銀銅山採掘坑分布図
平安製錬所
山下
西多田


多田銀銅山
現在川西市郷土館として公開している平安家は、多田銀銅山最後の製錬所として昭和初期まで操業していました。
多田銀銅山は兵庫県川西市・猪名川町・宝塚市から、大阪府能勢町・豊能町・箕面市にかけて鉱脈が広がっています。採掘は平安時代後期に能勢町の地域で始まりますが、川西市国崎地区の「奇妙山神教間歩」より奈良時代に東大寺大仏の銅を産出したという伝説もあります。最盛期は、桃山時代の豊臣秀吉の経営から江戸時代前期にかけての頃で、以後生産量は減少しつつも近代まで続きました。

近世の多田銀銅山

銅の精錬所遺構を前に建てられた川西市郷土館 美術館「ミューゼレスポアール」
多田銀銅山最後の精錬所 昭和初期まで操業していた平安精錬所遺構

製錬所跡
平安邸

平安銅製錬所での製錬工程　素吹き-真吹法 概略

図3.2　真吹図（鼓銅図録）

銅と鉄のまじりあわぬ二層分離の性質をうまく使う

◎ 江戸期の製錬工程　　素吹き-真吹法

1．鉱石　江戸時代　硫化鉱が原料の主体となり、黄銅鉱（CuFeS2）班銅 鉱（Cu5FeS4)、輝銅鉱（Cu2S）硫砒銅鉱（Cu3AsSbS4） など現代の鉱石と同じ原料であった。

2．焙焼・（しょうはく、焙焼と同じ）

硫化鉱を焼いて硫黄を分離する焙焼工程、焼釜で 約 30 日焼くが硫黄の分離は不十分であった。

3．素吹（すふき、荒吹、荷吹ともいう）

焙焼鉱を木炭,溶剤と共に鞴（ふいご）で送風しながら還元雰囲気で溶解し、先ず表面に生成するカラミを流し出して分離し、銅の濃縮したカワ(マット・硫化銅)を剥ぎ取るようにして分離する。

炉底には一部還元された金属銅が生成している。

この還元製錬法については寛文 10 年（1670 年）秋田の阿仁鉱山の開発に当たった大阪の北国屋吉右衛門は紀伊国の熊野から金掘師や吹師を雇ったが、彼らは海外から伝習したと思われる還元製錬法を知っていたので、この方法は奥州の各鉱山に普及、更に足尾銅山にも伝えられたようである。

炉はいわゆる吹床（ふきとこ）で地表に半円形の凹を造り素灰（木炭粉 と粘土を混ぜ合わせたもの）や粘土で内張りをされている

4．真吹（まふき）

素吹で得られたカワに木炭を加えて加熱溶解し､羽口から強風を吹き付けながら酸化反応を起こし鉄分はカラミに、硫黄は亜硫酸ガスとして分離、その他の不純物も酸化除去して荒銅を得る。

真吹法は酸化製錬法で原理的には現代の転炉法に通じるものであり、世界に先駆けて我が国で発達した製錬法として特記すべきもの。

◎ 明治以降の製錬工程　　溶鉱炉での黄銅鉱鉱石からのカワの採取による真吹法

1．溶鉱炉 、

我が国に始めて洋式の溶鉱炉が導入されたのは 1870 年小坂製錬所である。その後 1890 年ごろまでに別子、 足尾等主要な製錬所が溶鉱炉法を導入、三菱を除いて 各社溶鉱炉に切り替えた。

始めの溶鉱炉はレンガ積みの小規模な竪型炉で断面は円形、円周に沿って数本の羽口があったが、高温部の水冷化、断面が長方形で両側面に多数の羽口が並ぶ角炉化等により処理量は大幅に増大した。

江戸時代の地炉に代わって、反射炉・溶鉱炉でカワを作る。　溶鉱炉では羽口から銅鉱石が入れられるよう改良された。反応は地炉と同じで、比重の軽いカラミとカワ(マットとも呼ばれる硫化銅)の２層分離するので、カラミを排出した後、適宜　カワを取り出し、真吹き炉に挿入する

2.真吹炉

明治のはじめ頃（1880 年代）の記録によると、当時の操業方法は地床で先ず精カワ（硫化銅、硫化鉄）を燃料と共に送風しながら溶解して、表面に浮いてきたカラミを掻き出した後、粘土で炉を密閉して、一箇所 穴を開け燃料として木炭を補給しながら別の羽口より 溶体に風を吹き付けて金属銅を得ていた。

この方法は 転炉による製銅法が発明される以前に同じ原理でわが 国独自に発達した注目すべき製錬法である。

本法の起源は明らかではないが、かなり古い時代からと言われ、既に 16～17 世紀には西日本を中心とした諸鉱山で実施され、住友の鼓銅図録に出ている。真吹法は 20 世紀に入ってからも、国内の大規模製錬所が次々と転炉法に切り替える中で、炉の大型化や石炭、重油の適用など、種々の改良を加えつつ継続された。

1928 年（昭和 3 年）のデータを表 4.3 に示している が、国内生産量の約 30%は真吹出であったが、1935 年 には真吹法は永松、尾小屋、笹ヶ谷、契島の 4 ヶ所で 行われるのみで全国生産量の数%に過ぎなかった。

1962 年（昭和 37 年）尾小屋製錬所が真吹炉の操業を停止して全ての真吹炉は姿を消したという。

2023.3.8.　Mutsu Nakanishi 作成

参考　現在の下財町、山下町の姿

もう記憶が定かでないのですが、2016年に「多田源氏・秀吉の隠し蔵「多田銀銅山」を歩く.」の記事を作成した時に、インターネットから採録した資料として　下財町、山下町の姿を採録記録していましたので、参考まで

■ Internet 参考資料 「400年前からある"吹き場のまち" ー 多田銀山精錬所の街 下財町・山下町 ー」 より
http://www.eonet.ne.jp/~koutaro/local/gezai.htm

下財町、山下町の街中を歩いてみてみると、建物は次々と新しく建て替わっていて、江戸時代の精錬所の名残を見つけることはなかなか難しいですが、町の古さを感じさせるものは、街中のいたるところにあります。

街角のところどころに祠があったり、「なぜこんなところに?」と思う場所に石灯篭がおかれていたりします。

また、現在、郷土資料館になっている旧平安邸の他にも、古めかしい建物や土塀がところどころに見られ、車の離合さえ難しい街中の狭い道を歩くと、なんとなく歴史的な重みを感じてしまいます。

下財町公民館の敷地内にある祠

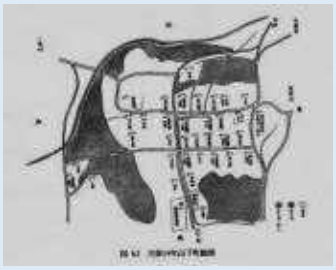
なぜか「三社権現　御神燈」

旧能勢街道
左は酒屋なのですが相当古そう

右が旧能勢街道
道に挟まれた盛り土は「からみ」捨て場跡

江戸時代の絵図、明治初期及び昭和戦前の地形図、そして現在の市街地図をみると、町の骨格は大きく変わっていないことがわかります。

街の周辺では、能勢電鉄と国道が開通し、田畑が住宅や小学校に変わっていき、戦後に建設された工場が取り潰されマンションとなりましたが、山下・下財町の街の土台は今もしっかりと残っています。東西方向と南北方向に2~3本の道が通り、出会橋、国崎地区（ともに一庫ダム建設にて水没）をとおり能勢まで通じていた能勢街道は、今もしっかりその形を残しています。



天保14年の絵図　山下町　と　明治初期の地形図

現在と昭和初期の下財町・山下町の地図

詳細は下記資料をご覧ください。

【和鉄の道　2016】　多田源氏・秀吉の隠し蔵「多田銀銅山」を歩く. 2016.8.18. & 24.
https://infokkkna.com/ironroad/2016htm/iron12/1609tada00.htm

■ Internet 参考資料 「400年前からある"吹き場のまち" ー 多田銀山精錬所の街 下財町・山下町 ー」
http://www.eonet.ne.jp/~koutaro/local/gezai.htm

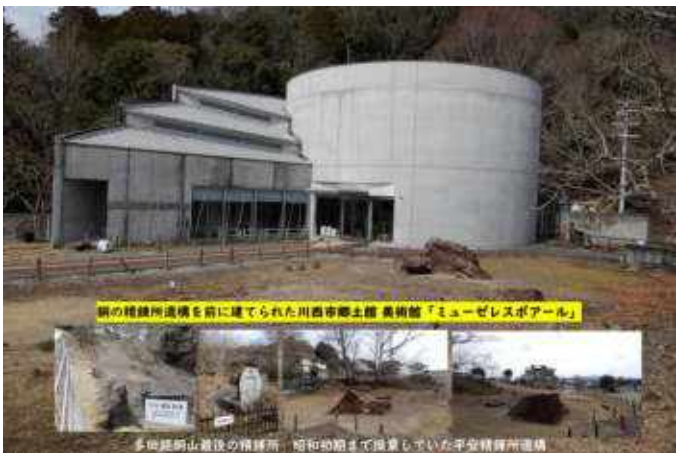
平安製錬所跡を行ったりきたり、館長さんとも話し込んで、多田銀銅山の街山下　下財町に残る平安製錬所跡地を歩いた後は近くに住む高校仲間と集合して大音恭豊さんのスケッチ画展の鑑賞会　久し振りに仲間との出会いです

川西・猪名川の風景を描いて～大音恭豊 スケッチ画展～鑑賞会　2023.3.4.

近くに住む仲間が集合して　高校仲間 大音恭豊さんのスケッチ画展の鑑賞会　久し振りに仲間との出会い

郷土館の平賀邸をはじめ、能勢電沿線、猪名川沿いを巡りながら
川西や猪名川の町並みや自然、史跡などの風景をスケッチした絵を展示します。
期　間　3月1日（水）～5月7日（日）
場　所　ミューゼレスポアール1階展示室

円形のホールの壁いっぱいに展示された川西や猪名川の自然や街並のスケッチを眺めての鑑賞会 2023.3.4.
絵を眺めた後は　また洋館広場に出て　久し振りの仲間との出会いに話題を膨らませ、楽しいひと時を過ごしました。
素晴らしい春の午後　ご機嫌で郷土館を後にしました。
5月7日まで開催中　ご興味のある方は是非お訪ねください



多田銀銅山最後の製錬所 平安製錬所跡並びに郷土館諸施設もさることながら、心地よい歴史公園が広がっていました。
食事やティタイムを持てないのは残念ですが、周りの景色をながめつつ 歴史を振り返りつつゆっくり過ごすもよし。
ここから多田銀銅山・銀山地区を訪ねるのも良しと　　By　Mutsu Nakan ishi　2023.3.8.作成

参考並びに転記掲載資料
かつての多田銀銅山の武家屋敷町として繁栄した 川西市山下 下財町.
多田銀銅山 最後の銅製錬所　昭和の半ばまで操業した平安製錬所跡を訪ねました

■ 参考資料

1.川西市郷土館 諸施設案内　　川西市教育委員会

2.川西市郷土館 案内資料

黒鉄橋を渡ったら城下町 山下 製錬のまち 東谷 川西市商工会・パイロットプロジェクト委員会

3. Internet 参考資料 「400年前からある"吹き場のまち" ー 多田銀山精錬所の街 下財町・山下町 ー」

http://www.eonet.ne.jp/~koutaro/local/gezai.htm

4.【和鉄の道 2016】 多田源氏・秀吉の隠し蔵「多田銀銅山」を歩く. 2016.8.18. & 24.

https://infokkkna.com/ironroad/2016htm/iron12/1609tada00.htm

■ 和鉄の道 掲載 銅鉱山・銅製錬関係 資料

1.「鉄の話あれこれ」 2014.8.5. 金属にも「水」と「油」がある 「銅」と「鉄」の二相分離

https://infokkkna.com/ironroad/2014htm/2014iron/14iron09.pdf

2. 【和鉄の道 2016】 多田源氏・秀吉の隠し蔵「多田銀銅山」を歩く. 2016.8.18. & 24.

https://infokkkna.com/ironroad/2016htm/iron12/1609tada00.htm

3. 日本最古の銅山 奈良の大仏の銅を産出した「長登銅山」を訪ねて　2008.6.10.

https://infokkkna.com/ironroad/2008htm/iron4/0808naga00.htm

4. 旧別子銅山跡の産業遺産が眠る別子山

紅葉に彩られた念願の「別子山銅の道・銅山越」Walk　2012.10.27.

https://infokkkna.com/ironroad/2012htm/iron8/1212dozan00.htm

5. 生野銀山&多可町妙見山の銅関係 掲載資料不明 下記とりあえず妙見山の銅精錬所関係の一部です

◎ 播磨 多可町に秋を訪ねる 彼岸花の里 & 播磨の最高峰 千ヶ峰登山 2011.9.27.

https://infokkkna.com/ironroad/2011htm/walk8/1110taka00.htm

◎ 播磨 多可町 余暇村公園 パンフレット

http://web.town.taka.lg.jp/yokamura/dr_panf.html

【公園内 銅精錬所跡展示館パンフレット 表面ダウンロード】

【公園内 銅精錬所跡展示館パンフレット 裏面ダウンロード】

【和鉄の道・Iron Road2023】【Internet・Newsより】

和鉄の道 2023.【6】

鉄の話題　玉鋼で両刃の鋸　玉鋼を鍛えた鋸鍛冶　　資料収集中

先日　TVを見ていたら、「玉鋼で作った両刃の鋸」が登場
兵庫県三木市の鋸鍛冶、２代目宮野鉄之助（1901～1996　明治３４～平成８）が製作したものだという。
刀の素材として　現代では極めて貴重な玉鋼を鉄素材として実用品の両刃の鋸がつい最近まで作られていたことにビックリ。
また、たたら製鉄で作られた大きな玉鋼の鉄塊　その部分部分で炭素量も違うし、不純物も多い。
性質も異なる。　刀の素材として使うのにもその選別の眼かなければ　刀の製作はむつかしいときく。
そんな玉鋼を素材に実用品の両刃鋸づくり。ましてや　両刃鋸　刀よりも薄くかつ実用時に曲がることも多いし、目竪も・・・・。均質で硬さが刀素材としての要件の一つですが、そんな刀素材よりもっと選別条件はむつかしいのでは・・…。　それも価格も違うと。
ネットで調べると　玉鋼で製作された両刃鋸をうたうものも千差万別　価格もバラバラ。
どうも　偽物も多いらしい。
今　三木の鋸鍛冶 宮野鉄之助が製作した両刃鋸はきわめて、貴重。
２０２０年には神戸の竹中道具館の企画展として「宮野鉄之助－玉鋼を鍛えた鋸鍛冶」が開催され、
「技と心」-三木の鋸鍛冶が語る鋸の歴史から使い方まで-のセミナーも。
やっぱり「たたら製鉄の鉄塊　玉鋼から鋸の素材をとりだし、鋸を製作する匠の技」はすごい技術なんだと。
昭和の時代　たたら製鉄の操業そのものもほとんど失われ、本人が直接たたら製鉄の操業にかかわらねば、玉鋼のそのものも入手できなかったろう。
そして大きな玉鋼の鉄塊から、小さく小割選別された玉鋼小片を選別組み合わせて、均質な鋸に鍛造できる素材を作るための選別・鍛造・熱処理もまた匠の技だったろう。
刀素材の素材を作る技とは違った鋸鍛冶の匠の技があったに違いない。
鋸鍛冶 宮野鉄之助さんは　どんな匠の技をしゅうとくしていたのだろうか・・・・・
興味津々で資料集めてみよう。小割片の選別のみならず、その組合わせや熱処理・鍛造技術にも幾多の技が組み込まれているに違いない。
玉鋼(たまはがね)を使って鋸を作ることができた数少ない鋸鍛冶の匠　宮野鉄之助さんの両刃の鋸についてもう少し詳しく調べてみようと。　また、古代からの鋸も大きなものから小さいものまで　色々な鋸がたむ中道具館に展示されている。これにも刀とは異なる鋸の技が延々とうけつがれてきたにちがいない。
興味津々で　少し資料を集めてみようと・…とりかかったところです。
　まだまだとっかかりですが、両刃の鋸の歴史や宮野鉄之助さんの技術についての資料をみつけましたので、
　宮野鉄之助さんの両刃鋸の技やたたら製鉄から玉鋼を取り出し素材づくりの技術について眺めてみたいと。
　下記にざっとネットで見つけた資料のリンクリストを掲載。
　刀とは違う道具の技の世界　ご参考になれば‥‥

2023.3.31.　From Kobe　Mutsu Nakanishi

■ 竹中道具館　企画展「宮野鉄之助－玉鋼を鍛えた鋸鍛冶－」　2020.10.10.-12.13.　関係資料

竹中大工道具館 | 宮野鉄之助－玉鋼を鍛えた鋸鍛冶－

https://www.dougukan.jp/special_exhibition/tetsunosuke

■「技と心」セミナー[99].

三木の鋸鍛冶が語る　鋸の歴史から使い方まで 2020.9.1.開催案内

https://www.dougukan.jp/wp-content/uploads/2020/08/miyano-tetsunosuke_flyer.pdf

■「左官鏝・道具」の(有)スズキ金物店　「播州三木の鋸鍛冶　名工「宮野鉄之助２」

http://www.misyuku-suzuki-kanamonoten.com

◎鋸鍛冶「宮野鉄之助」について

http://www.misyuku-suzuki-kanamonoten.com/bansyuumikinonokokaji3.html

◎<新発見/両刃鋸の出現四季について>

http://www.misyuku-suzuki-kanamonoten.com/ryoubanokonosyutugenjiki1.html

■ 近現代における両刃鋸の変遷について　船曳悦子 *

https://www.jstage.jst.go.jp/article/dougukan/21/0/21_2102/_pdf

どんな知恵が詰まっているか　興味津々　もう少し資料も集めたいと・・…

三木市の鋸製作所も近いので訪ねたいと思っています。

2023.3.31.　From Kobe　Mutsu Nakanishi

【和鉄の道・Iron Road】《鉄の話題　- 低炭素社会構築のために - 》

和鉄の道
2023.
【7】

2050年CO2排出ゼロへ 脱石炭火力 再エネへのエネルギー転換への世界の取組現況

未だ石炭火力・原発から脱せない日本 G7先進国の中で日本だけが孤立の状況

23iron07.pdf

Web Book
VIDEO mp4 動画
Photo Book

NHK BS1 スペシャル
「脱炭素へのロードマップ ビジネス界1.5°C目標への挑戦」を視聴して

「日本の現状と世界」視点ほかの内容を転記スライド整理　2023.4.25.

収録整理　2023.4.25.　by Mutsu Nakanishi

温暖化による地球暴走に歯止めをかけるため
2050年にCO2 排出ゼロへの世界的な取組が進められている

国連IPCC　気候変動に関する政府間パネル

NHK BS1 スペシャル　脱炭素へのロードマップ ビジネス界1.5°C目標への挑戦

長かったコロナ禍がやっと収まり、街も活気が戻りつつあるこの四月　ポストコロナの新時代のスタート。
ポストコロナの新時代の幕開け。でも　ロシアのウクライナ侵攻がもたらしたエネルギー危機と急激な物価上昇に
世界が直面。そして戦争の悲惨な状況。　みんながみんな直面する生活復興に影を落とす。
ロシアのウクライナ侵攻がもたらしたエネルギー危機に直面しつつも、
最優先で世界が一致して取り組む脱炭素社会の構築。
世界の約束事の脱炭素< 2050年 CO2排出量ゼロ & 温度上昇抑制1.5℃ >達成へ
取組を後ろに後らせば　もう後戻りできぬ地球暴走の危機が迫っている。
世界の共通認識のもと取り組む脱炭素=CO2を排出せぬ水素
どの国も現状改善の課題は山積なれど、一歩たりとも緩めることがです、
化石燃料から再生エネルギーへの転換推進へ世界が大きく舵を切り、
ロードマップに基ずく推進と具体的なステップアップとともにエネルギー転換が進んでいる。
一方　日本の取組報道で知る中味では具体的な実用ステップアップ評価が見えない。
特に公的な政府系資料では標題ばかりでステップアップ評価-目標とする世界の約束事に対する評価-論評がない。
そんな中で、突如としてのエネルギー政策の転換-:原発の転換等々。
開けてみれば、脱炭素交代の「化石賞」。　丸投げ-官民癒着の政治指導がちらつき、
欧米との取り組みに大きな座出ている。
風力発電　特に洋上風力がヨーロッパでこんなに伸びているとはつゆ知らず。
ドイツは2040年再生エネルギーが80%にできると成果を示している。
鉄鋼においても　実製造ラインで作られた脱炭素スティールがボルボなど実用車に使われるところまで来ていると。
ビックリです。
脱炭素社会構築について、　具体的に取り組む企業のロードマップ成果と日本の現況をルポした番組。
見方は人により、千差万別ですが、新しい脱炭素社会構築の第一歩　エネルギー転換が進む道の紹介です

2023.4.22.　by Mutsu Nakanishi

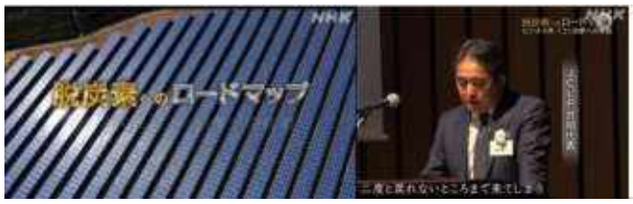
添付　収録参考資料　　インターネットより収録

https://infokkkna2.com/ironroad2/2023htm/iron19/R0505ZeroCarbonAttach

自然エネルギー財団　2035年エネルギーミックスへの提言(第一版)の大fileを含むので、
Review抜粋資料添付し、詳細は巻末に別冊添付しました

NHK BS1 スペシャル
脱炭素へのロードマップ ビジネス界1.5°C目標への挑戦

初回放送日: 2023年4月9日



世界との約束
温度上昇1.5℃の約束
日本は果たせるのか‥‥
ビジネス界の現状を直視

脱炭素に挑む日本企業のグループJCLPに密着。
視察団がエジプトCOP27で受けた衝撃とは！
気候変動を食い止める重工業や金融、再エネ、ITの戦略最前線

脱炭素に挑む企業グループJCLP
(日本気候リーダーズ・パートナーシップ　230社)は
エジプトCOP27に視察団を派遣。
世界で加速する石炭火力からの脱却、再エネ、水素戦略に衝撃

▽ 国連IPCC最新報告。
　海面上昇など気候変動は瀬戸際の危機。
　科学者の最終警告
▽ 鍵を握る洋上風力、世界との落差を越えるには
▽ 温暖化と健康、医学誌が警鐘
▽ 重工業の脱炭素化スウェーデンの鉄鋼の挑戦
▽ 金融・ITの脱炭素戦略

NHK BS1 スペシャル
「脱炭素へのロードマップ ビジネス界1.5°C目標への挑戦」を視聴して
「日本の現状と世界」視点ほかの内容を転記スライド整理　2023.4.25.

日本の脱炭素社会構築の取組やCO2削減取組の報道等をみていて
いつもなにか違和感を感じています。
政府が出す資料も今はやりのロードマップと称してのお題目の羅列。
具体的な取組評価に基づく、アクションプランが全くなく、なにか掛け声だおれ
いいとこどり・企業宣伝臭さの感がぬぐえない。
資料を収集していて、いつも気になる最終目標への到達度と次のアクションプランが
お題目になっていて、当事者以外にはふたをするのが日本流。
そんな中で、コンセンサスのなき透明取組だという。
最近特に思い描く日本の姿と世界が大きくかけ離れていることに驚くことが多い。
日本が取り残されている・・・・・・と。
昨年のCOP27の国際会議の参加者たちは　日本と世界との取組・スピード等々の
距離感が大きく離れているのに驚いたという。
そんな脱炭素社会構築・温暖化による地球暴走に歯止めのターゲット
「2050年CO2 排出ゼロへの世界的取組」について、
日本の現状を分かりやすく解説したNHK BS1スペシャル
「脱炭素へのロードマップ ビジネス界1.5°C目標への挑戦」を視聴しました。

あいまいだった日本の現状　そしてそれを打破する視点が数多く解説されていました。
ずっと和鉄の道・Iron Road に「鉄鋼」を主に脱炭素社会構築に関する資料収集を続けてきましたが、それらを眺める視点整理にもなりましたので、視聴した内容を抜粋スライド資料にまとめました。
独りよがり、知識不足の点等色々ありますが、一つの整理資料としてお知らせ。

2023.4.25.　Mutsu Nakanishi

世界との約束
温度上昇1.5℃の約束
日本は果たせるのか‥‥
ビジネス界の現状を直視

2022年：COP27（エジプト開催）、「シャルム・エル・シェイク実施計画」

- 「1.5度目標」の追求、「石炭火力の段階的削減」を堅持（進展はなし）
- 「ロス&ダメージ（気候変動の悪影響に関する損失と損害）」基金を新たに設立
- 主に途上国向けの気候観測・早期警報システム支援を新たに規定
- 気候変動に向けた世界全体の「適応」の目標（GGA）、資金・支援策の議論を継続
- 排出量削減など「緩和」作業計画（MWP）、資金・技術協力の議論を継続

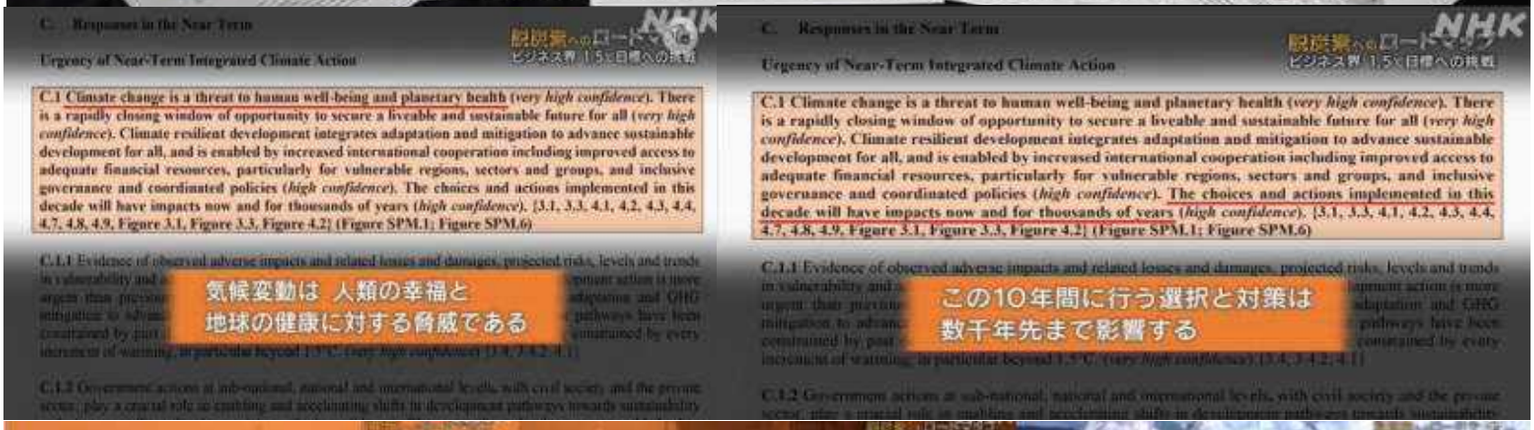
JCLP(COP27視察団)が目にしたこと

◎「損失と損害」の基金設置と「CO2目標の削減」

パキスタン　今回の洪水で推定される損失と損害は４兆円以上
これまで　ほとんどCO2 を排出してこなかったにもかかわらず
犠牲者になったのです。
気候変動の悪影響に対して特に脆弱な途上国の「損失と損害」への対応を支援するため、専用の基金を設置し、さらに新たな資金支援組織を確立するという合意

◎気候変動は世界の健康にとって最大の脅威
調査によれば、化石燃料中毒を続けることが、
世界の健康への悪影響を増大させている。
熱中症:2021年全米を襲った熱波では1000人以上の死者が出ました。
鉄道は40℃を超える猛暑の中でレールが歪んでしまい、運行が続けられなくなりました。

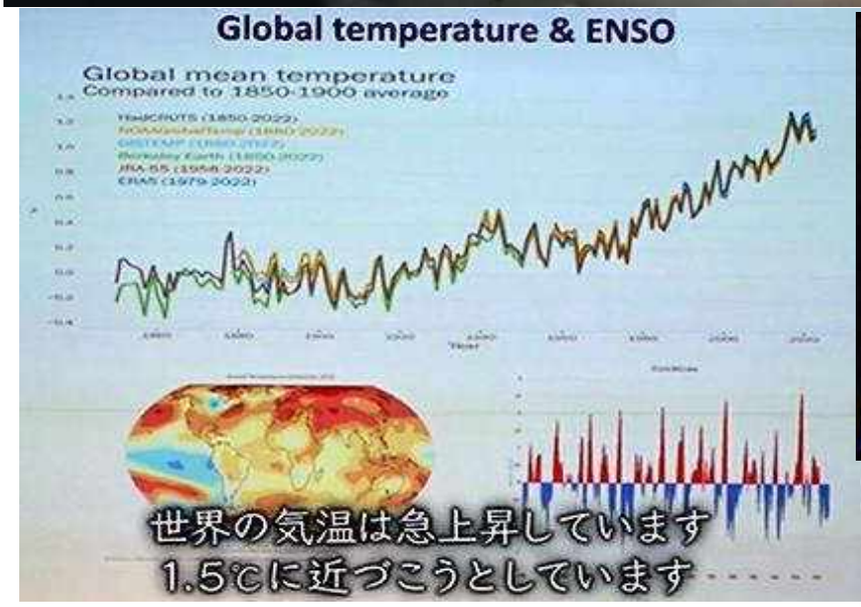
日本にいては感じられない危機感の高さ
そして直接話をして、気候変動がどれだけ
公衆衛生に危機かということを本当に感じました。

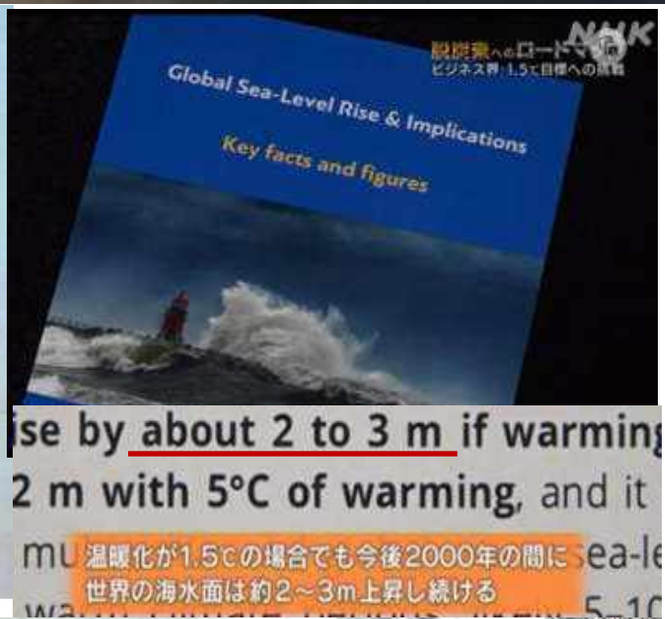


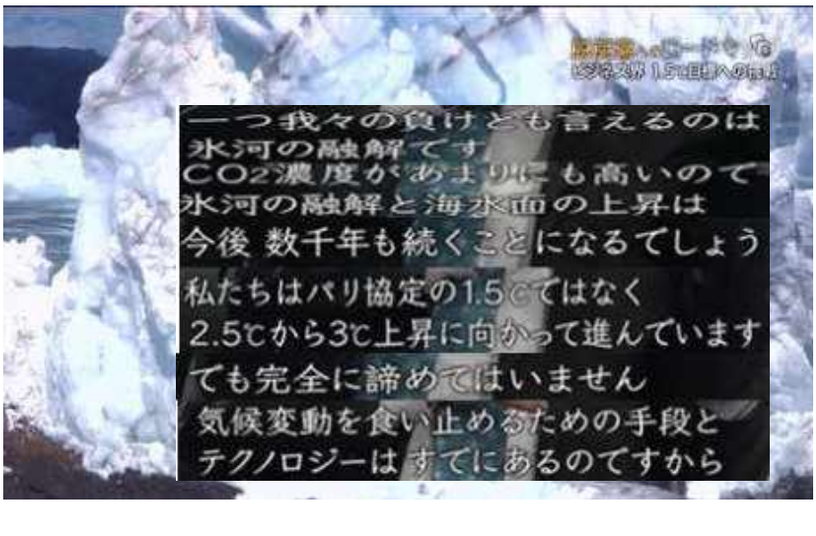
温暖化による地球暴走に歯止めをかけるため
2050年にCO2 排出ゼロへの世界的な取組が進められている

国連IPCC 気候変動に関する政府間パネル

脱炭素へのロードマップ
ビジネス界 1.5℃目標への挑戦
CO2の大量排出が続けば
海面が2150年に5m上昇するリスク
(IPCC AR6)


Global temperature & ENSO
Global mean temperature
Compared to 1850-1900 average
世界の気温は急上昇しています
1.5℃に近づこうとしています


Global Sea-Level Rise & Implications
Key facts and figures
ise by about 2 to 3 m if warming
2 m with 5°C of warming, and it
温暖化が1.5℃の場合でも今後2000年の間に
世界の海水面は約2～3m上昇し続ける


一つ我々の負けとも言えるのは
氷河の融解です
CO2濃度があまりにも高いので
氷河の融解と海水面の上昇は
今後 数千年も続くことになるでしょう
私たちはパリ協定の1.5℃ではなく
2.5℃から3℃上昇に向かって進んでいます
ても完全に諦めてはいません
気候変動を食い止めるための手段と
テクノロジーはすでにあるのですから

私たちはパリ協定の1.5℃ではなく
2.5℃から3℃上昇に向かって進んでいます

温暖化による地球暴走に歯止めをかけるため
2050年にCO2 排出ゼロへの世界的な取組が進められている

国連IPCC　気候変動に関する政府間パネル

エジプトCOP27 合意のポイント

◎「損失と損害」基金の設置
交渉は非常に難航しましたが、各国は、気候変動の悪影響に対して特に脆弱な途上国の「損失と損害」への対応を支援するため、専用の基金を設置し、さらに新たな資金支援組織を確立するという合意に至りました。

気候危機への対処がなかなか進まない一方で、気候変動による豪雨や干ばつ等が世界中で顕著になってきています。特に途上国（とりわけ小さな島嶼国など）は、先進国と比べると気候変動影響に対して脆弱です。
こういった国々は、気候変動の原因となる温室効果ガスをほとんど排出していないのにもかかわらず、悪影響を強く被るという不正義が存在します。
このため、途上国は、「損失と損害」（適応しきれない気候変動影響への対応。「ロス＆ダメージ」とも言います。解説も参照）に特化した、実質的な制度や新たな基金の設置を長年にわたって強く求めてきました。

◎世界の平均気温の上昇を産業革命前と比べて1.5度に抑えるための努力の追求と、世界の温室効果ガス排出量を2019年比で2030年までに43％削減することが必要と盛り込まれた。
◎クリーンエネルギーによる発電やエネルギー効率化を促進し、非効率な化石燃料補助金の段階的廃止に向けた取組みを加速するとの文言も踏襲された。
◎「石炭火力発電の段階的削減」の合意については、
今回の議論において、石炭のみならず「全ての化石燃料」や、削減のみならず「段階的な廃止」へと進展を求める声もあったが、合意には至らなかった。
これは、2021年以降の原油価格の高騰などによる石炭利用の増加や、ロシアのウクライナ侵攻（2022年2月）以降の欧州の天然ガス危機などの影響も考えられる。

ロシアのウクライナ侵略で世界は「安価な再エネーへの転換」が急ピッチ
一方日本はいまだに「化石燃料依存」から抜け出せていない。
2022年11月開催されたCOP27では
「そちらに行っているが間違っているよ」の声が・・・・・

世界との約束
温度上昇1.5℃の約束
日本は果たせるのか‥‥
ビジネス界の現状を直視

2022年：COP27（エジプト開催）、「シャルム・エル・シェイク実施計画」

- 「1.5度目標」の追求、「石炭火力の段階的削減」を堅持（進展はなし）
- 「ロス&ダメージ（気候変動の悪影響に関する損失と損害）」基金を新たに設立
- 主に途上国向けの気候観測・早期警報システム支援を新たに規定
- 気候変動に向けた世界全体の「適応」の目標（GGA）、資金・支援策の議論を継続
- 排出量削減など「緩和」作業計画（MWP）、資金・技術協力の議論を継続

JCLP(COP27視察団)が目にしたこと

◎「損失と損害」の基金設置と「CO2目標の削減」

パキスタン　今回の洪水で推定される損失と損害は４兆円以上
これまで　ほとんどCO2 を排出してこなかったにもかかわらず
犠牲者になったのです。
気候変動の悪影響に対して特に脆弱な途上国の「損失と損害」への対応を支援するため、専用の基金を設置し、さらに新たな資金支援組織を確立するという合意

◎気候変動は世界の健康にとって最大の脅威
調査によれば、化石燃料中毒を続けることが、
世界の健康への悪影響を増大させている。
熱中症:2021年全米を襲った熱波では1000人以上の死者が出ました。
鉄道は40℃を超える猛暑の中でレールが歪んでしまい、運行が続けられなくなりました。

日本にいては感じられない危機感の高さ
そして直接話をして、気候変動がどれだけ
公衆衛生に危機かということを本当に感じました。

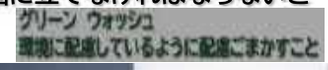
２０３０年までに温室効果ガス46%削減を掲げる日本
実現に向けて本年２月政府のGX実現に向けた基本方針決定会議で、
「官民で脱炭素に１５０兆円投資」と共に「原発投資など エネルギー政策の大転換」等を含む
脱炭素取組の道筋を閣議決定。でも G7の中で唯一「火力発電廃止」時期を明示できず。
脱炭素に貢献するとの項がある一方、国民的議論もないままだとの声も‥‥
世界が求める1.5℃の約束を日本が果せるのか‥‥
二度と戻れないところまで来てしまうのではないか‥

1.5℃ 海面上昇と異常気象の頻発
2℃ 温暖化暴走のリスク

●わが社は温暖化を1.5℃に抑えることに全力で取り組んでいる
自社の事業だけCO2を減らせるのでなく
製品に使う原料から廃棄まで
バリューチェン全体に責任があります

三宅　香氏
国連　非国家主体のネットゼロ宣言
に関するハイレベル専門家グループ
の一員で　Cop23にも参加

宣言しましたと言っているだけでなく、具体的なアクションプランがあるか
それがなければ　やるやると言っていて　中々やらないのと同じだ。
つまり来年　再来年何をするか　ここもちゃんと計画に立てなければならないと
ガイドラインに入っています
企業としては　後で考えようが　許されなくなる



エネルギー移行委員会　議長　アデア・ターナー氏
世間一般企業の炭素排出量の約９割を占める企業群でも
2050年までに脱炭素が可能だとわかりました
これらの業界での野心的革命的変化は
この５年間で起きたのです。
ターナー氏が最も注目しているのは「鉄鋼業」。
「鉄鋼」はとりわけ脱炭素化が難しいセクターです

石炭から作るコークスの代わりに水素を使う新しい技術があり、
私はスウェーデンで実際に見てきました。

脱炭素へのロードマップ
ビジネス界 1.5℃目標への挑戦
鉄鋼メーカー SSAB

脱炭素型の製鉄 SSAB
水素 H_2
水
再エネ
炉
鉄
電炉

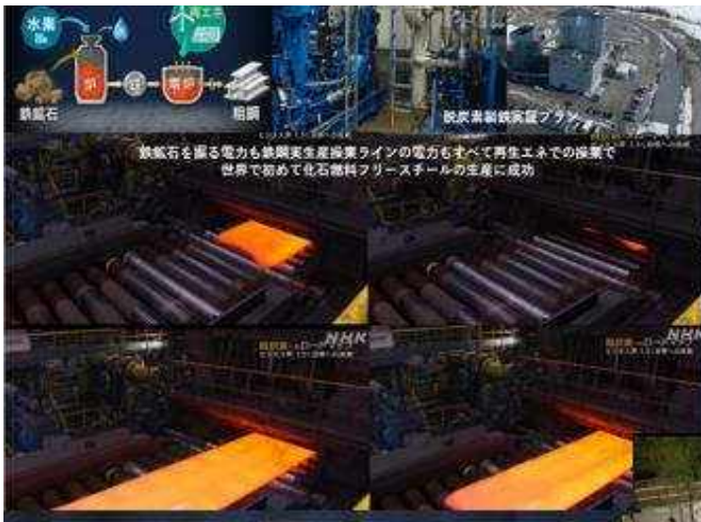
脱炭素へのロードマップ
ビジネス界 1.5℃目標への挑戦
NHK

従来型の製鉄
コークス
(石炭)
鉄鉱石
高炉
(溶鉱炉)
粗鋼

従来型の製鉄
CO_2
コークス
(石炭)
鉄鉱石
高炉
(溶鉱炉)
粗鋼

脱炭素型の製鉄 SSAB
脱炭素へのロードマップ
ビジネス界 1.5℃目標への挑戦
NHK
水素
H_2
水
再エネ
炉
鉄
電炉
鉄鉱石
粗鋼

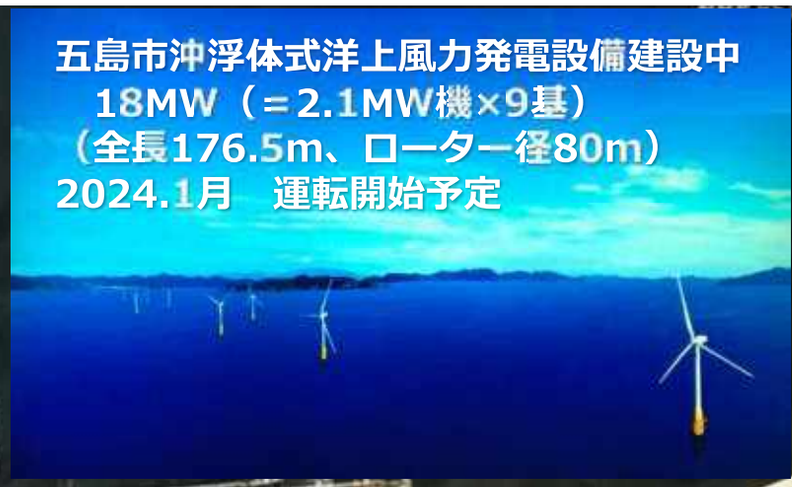
鉄鉱石を掘る電力も鉄鋼実生産操業ラインの電力もすべて再生エネでの操業で
世界で初めて化石燃料フリースチールの生産に成功



世界の自動車メーカー　ボルボグループの協力で納品できたのは非常に重要でした。
化石燃料フリーのスチールに市場があると確信しました。　この成功でほかの多くの顧客も提携したい
と言い出し、たとえ初めはコストがかかったとしても、選ぶお客がいるということが確信できました。

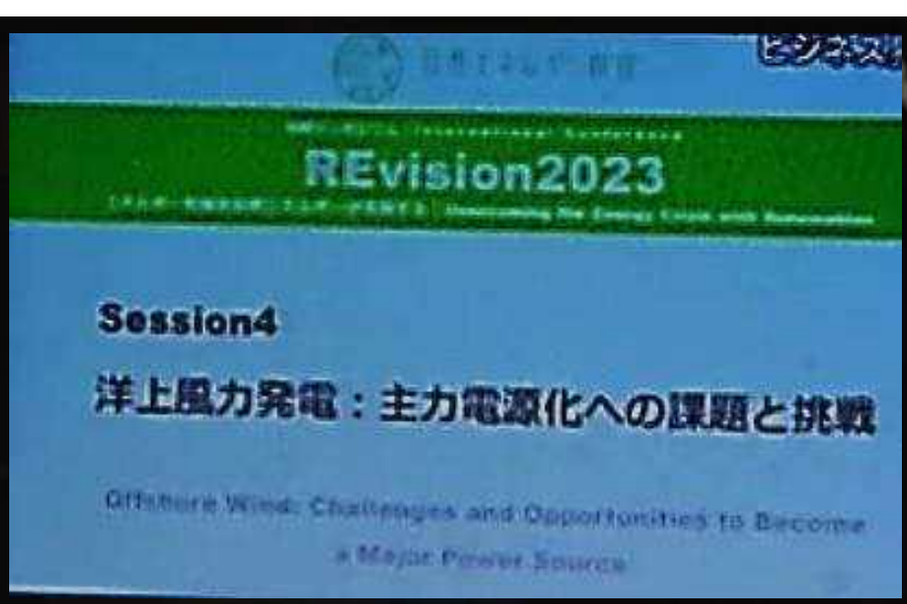
世界各地からCOP27に集まった人たちは「化石燃料からの脱却を!!」を強く訴え、
脱炭素へのエネルギー転換が待ったなしの状況の中で、
日本は現状火力が７０%以上 再エネは22%にすぎず、
３０年目標も36-38% と依然として火力発電に頼らざるを得ない状況を示す。
一方ドイツはすでに再エネは48%に達し、
ウクライナ危機を受け2030年目標を８０%以上に引き上げている。
かつての石炭王国ドイツなど欧州核国が火力に回帰せず、
強気な再エネへのエネルギー転換を推し進める推進力の源泉はどにあるのか・・・・
それは強力な大型洋上発電　特に大型の浮体風力発電の建設だという

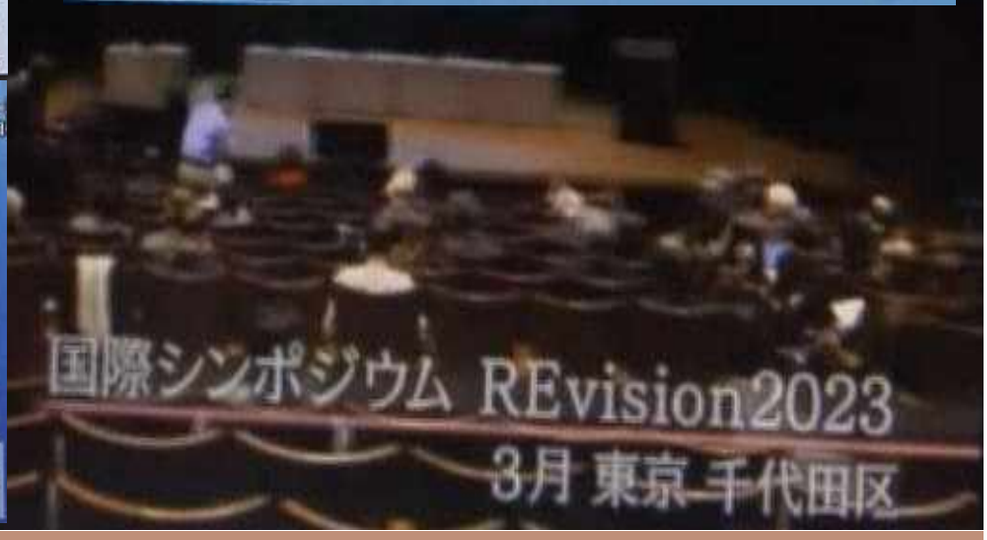
日本の大型浮体風力発電建設の取組
環境省浮体式洋上風力発電実証事業



風車の大型化

今世界では　欧州の企業を主に猛烈なスピードで風車の大型の競争が始まっている。　今実証プラントの装置開発を持ち掛けても相手にされない状況にあるという
原子力発電1基=約1GWの発電量といも聞く。
浮体式洋上発電が
原子力発電に対抗する力を持ち始めている





最近　日本では
「浮体式の洋上風力って事業になるんだろうかとか
　経済性・実現性はあるのか
　いつごろかとか　いろいろ言われる

海外の事業者からは
「洋上風力はサポートなしで、
　ガス火力はサポートーするのか
　日本政府は本気？
　洋上風力はしばらく様子見だな」との声あって、
「日本じゃなくて韓国だとかを優先しようか」という
越えも聞こえています

世界では猛烈なスピードでエネルギー転換がすすんでいる
先進国途上国を問わずいつどこから脱炭素の強烈ライバル
が現れるか予想できない
スピーデイ　スピーデイ　スピーデイ
日本よ　急げ　急げ　急げです

【参考】BS1番組にあったGreater Changhua　洋上風力発電所をinternetでcheckしました。

Greater Changhua洋上風力発電所

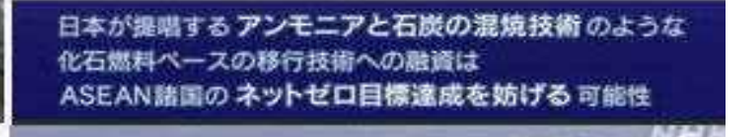
https://orsted.jp/ja/our-solutions/our-offshore-wind-farms

オーステッドは、台湾の彰化県に4つの風力発電所を開発するプロジェクトに取り組んでいます。4箇所の合計発電容量は2.4GWを予定しています。これらの風力発電所が稼働することにより、クリーンで信頼性の高いエネルギーを台湾の年間約280万以上の世帯に供給することが可能になります。
Greater Changhua風力発電所は彰化県の沖合35～60kmに位置しており、沿岸の生態系や海岸線の景観への影響は限定的です。また、風力発電プロジェクトの全段階を通じて、約1,100人への直接雇用と約12,000人への間接雇用が見込まれています。

洋上風力発電が注目される理由の一つは、脱炭素社会に向けた再生可能エネルギーの需要が高まっているためです。
2022年の政府の新たな経済財政運営と回各区の基本方針（骨太の方針）と成長戦略で2050年のカーボンニュートラル実現に向け、脱炭素分野に今後10年間で150兆円規模の官民の投資が必要と示しました。
洋上風力発電は、次世代の再生可能エネルギーとして大きな注目を集めています。

洋上風力発電は設置場所が海面や湖面なので場所が確保しやすく、大量導入やコスト低減が可能なため、経済効果が期待されています。
1基当たりの関連部品数が1万点以上と多く、経済波及効果が非常に大きいと考えられます。
洋上風力発電は、風量が安定しており、騒音問題や景観に対する問題も陸地に比べて少ない点も魅力です。
政府は2030年までに1000万キロワット、2040年までに浮体式も含む3000万キロワットから4500万キロワットの発電を目指しています。
これは発電能力で原発の30基から45基に相当する規模です。

洋上風力発電の部品は1万点以上と部品数が多く、経済波及効果も大きいです。
そのため、洋上風力建設にかかる部品製造や設置、その後の維持管理など一連の工程に関する国内調達率を2040年までに60％にする目標も示しています。
矢野経済研究所の試算によると、日本の洋上風力発電規模は2025年度に3970億円、2030年度に9200億円規模に成長します。洋上風力発電は、脱炭素社会の実現に向けて国をあげた取り組みの一つであり今後大きな成長が期待される分野です。



国連では「先進国は2030年までに石炭火力発電廃止」を求めている。一方　日本は「水素・アンモニアの混焼」の火力発電を推進しようとしている。
この日本が提唱する化石燃料ベースの移行技術への融資は石炭火力を延命させネットゼロ目標達成を妨げる可能性がある批判する声がある。
現在G7国の中で、石炭火力廃止時期を明示していないのは日本だけとなっている。
「日本は石炭火力から脱却するプランを提示すべき」との声が高まっている。

*JCLP(COP27視察団)とエネルギー分野の*専門家との
Meetingで
「脱炭素社会の実現には水素社会への移行が不可欠」
全く賛成。水素はいわば何でもできる万能ナイフ
交通・燃料・蓄電・発電・・・・・
でも用途によっては より安く 安全で便利な方法が
ほかにある。 なんでもかんでも水素でないと・・・・

■ クリーン水素技術に競合する技術の評価の重要性
日本では この点が非常にあいまいでないだろうか・・・・

クリーン水素のはしご: 競合する技術　クリーン水素技術に競合する技術の評価の重要性

クリーン水素のはしご　クリーン水素技術に競合する技術の評価の重要性

水素の話でも日本で言われていることと全然違ちずっている。
パリ協定の時は世界で合意して「みんなでこっちへ行こうと」
今は技術的にはできるが実際に導入するようなシステムかどうか?
コストとか考えてみたら本当にできるのか?
日本ではこの点が非常にあいまいでないだろうか‥‥
気づいてみれば　国際社会の方向と随分かけ離れている?との衝撃‥‥

●わが社は温暖化を1.5℃に抑えることに全力で取り組んでいる
自社の事業だけCO2を減らせるのでなく
製品に使う原料から廃棄まで
バリューチェン全体に責任があります

三宅　香氏
国連　非国家主体のネットゼロ宣言
に関するハイレベル専門家グループ
の一員で　Cop23にも参加

宣言しましたと言っているだけでなく、具体的なアクションプランがあるか
それがなければ　やるやると言っていて　中々やらないのと同じだ。
つまり来年　再来年何をするか　ここもちゃんと計画に立てなければならないと
ガイドラインに入っています
企業としては　後で考えようが　許されなくなる

グリーン ウォッシュ
環境に配慮しているように配慮ごまかすこと

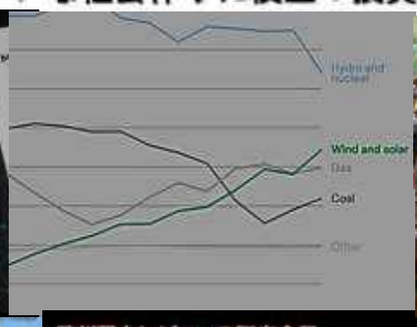
こんなに変わってたんだ　浦島太郎みたい
世の中は　世界的にはこの数年で　やっぱり変わっています。
それに日本の企業もついていかないと　ハッと気づいて2030年だったら
完全に世の中で戦っていけないような企業になってしまわないためにも
今やっぱり　今年来年なにができるかを考えねばならない。

金融界がなにができるか　金融が果たす役割の模索・・・・・
脱炭素は電力はじめ事業会社が表に立って進めてくれると思うが、これから2030年に向けて
新しいテクノロジーをセメントや鉄鋼ほか様々の分野で使ってゆくための資金を金融が出してゆく。・

日本列島の中でコンビナートが集積している所をターゲットにして
再エネという観点で対話してゆくのは一つの切り口に
横串をさしてゆくサプライチェーンだとか
いろんな産業と一緒にやっていかなきゃならない
コンビナートだったら　いろんな方々をまとめていかなきゃならない。

1991年炭素税を導入して、成長を続けてきたスウェーデンカーボンプライシングは重要という。
さらに国境炭素税も・・・。
日本にとってもこのような政策こそが、
排出量削減だけでなく、
グリーンな成長戦略に役立ち、
ビジネス界が世界で競争できるテクノロジーを
推進する原動力になるという。

化石燃料を使わずにクリーンな燃料にしてゆく。
また新しいクリーンなエネルギー源を自分たちの地域で生産し、活用できれば　これまでのように輸入して代金を海外に支払う必要がなくなる。
クリーンな社会作りに役立つ投資にお金を在り



2022年欧州でのエネルギーは風力が伸び天然ガスを抜き、大規模な石炭火力への回帰はもうないと。ウクライナ危機で化石燃料への認識が大きく変わりました。

NHK BS1 スペシャル
「脱炭素へのロードマップ ビジネス界1.5℃目標への挑戦」を視聴して
「日本の現状と世界」視点ほかの内容を転記スライド整理　2023.4.25.
収録整理　2023.4.25.　by Mutsu Nakanishi

温暖化による地球暴走に歯止めをかけるため
2050年にCO2 排出ゼロへの世界的な取組が進められている

国連IPCC　気候変動に関する政府間パネル

ロシアのウクライナ侵略で 世界は「安価な再エネーの転換」が急ピッチで進んでいる。
一方 日本はいまだに化石燃料から抜け出せていない。

２０３０年までに温室効果ガス46%削減を掲げる日本
実現に向けて本年２月政府のGX実現に向けた基本方針決定会議で、
「官民で脱炭素に１５０兆円投資」と共に「原発投資など エネルギー政策の大転換」等を含む
脱炭素取組の道筋を閣議決定。でも G7の中で唯一「火力発電廃止」時期を明示できず。
脱炭素に貢献するとの項がある一方、国民的議論もないままだとの声も・・・・
世界が求める1.5℃の約束を日本が果せるのか・・・・
二度と戻れないところまで来てしまうのではないか・・

1.5℃ 海面上昇と異常気象の頻発
2℃ 温暖化暴走のリスク

世界との約束
温度上昇1.5℃の約束
日本は果たせるのか‥‥
ビジネス界の現状を直視

社　説

神戸新聞　2023.4.23.

2023.4.23

G7環境相会合

脱炭素への指導力を示せ

先進7カ国（G7）気候・エネルギー・環境相会合が札幌市で開かれ、2050年の温室効果ガス「実質ゼロ」に向けて、「排出削減策が取られていない化石燃料使用の段階的廃止を加速させる」との共同声明を採択した。声明には、気温上昇を1・5度に抑える「パリ協定」の目標を達成するため、迅速な行動を取ると明記した。

会合はロシアによるウクライナ侵攻でエネルギーの安定確保が課題となる中、脱炭素への取り組みの強化が問われた。

しかし内容は昨年の踏襲にとどまり、焦点となった石炭火力発電については年限を示しない早期全廃の合意に至らなかった。気候危機回避に向け、国際社会が期待した成果を打ち出せなかったと言わざるを得ない。

国連の気候変動に関する政府間パネル（IPCC）は今後10年の対策が、人類や地球に「数千年にわたり影響を与える」と警告する。1・5度抑制には、二酸化炭素（CO_2）排出量を30年に19年比で半減させ、35年には65%減らす必要がある。

にもかかわらず、日本国内で21年度に排出された温室効果ガスは、CO_2換算で20年度比2・0%増だった。排出量の多い先進国の対策は待ったなしだ。

見過ごせないのは、脱炭素の前倒しを迫る各国の主張に日本が抵抗し、議論が進展しなかったことだ。石炭火力に依存し続ける方針を動かさなかった。議長国でありながら自国の都合を優先し、議論の足を引っ張ったとの批判は避けられない。

事実からの排出削減でも、各国は走行中にCO_2を出さないゼロエミッション車の導入目標を盛り込むよう求めたが、「各国で保有する車のCO_2排出量を35年に00年比で半減できる可能性がある」との弱い表現にとどまった。日本のメーカーが、電気自動車（EV）の開発・導入で大きく後れを取っている事情などが配慮されたという。

気候変動対策は、来月に広島で開かれるG7首脳会議（サミット）でも重要な議題になるとみられる。日本は内向きの姿勢を改め、議長国の責任を果たさなければならない。踏み込んだ対策の合意に向け、議論を主導する岸田文雄首相がリーダーシップを発揮すべきだ。

疲弊・老化した日本　自らを奮い立たせる言葉「ヒーローの出番です!!」
未来を切り開くヒーローが欲しい!!
誰の上にも青空の広がる未来を切り開くヒーローが
2023.4.23.神戸新聞「正平調」の一節から

参考追加　毎日新聞社説「政治の意思が切り開いたドイツの脱原発完了」2023.4.29.

2023.4.29.　毎日新聞にこんなドイツ脱原発についての社説が掲載されましたので、併せてご紹介。

日本と欧州ドイツの真逆な対応で、脱原発に舵を切る。

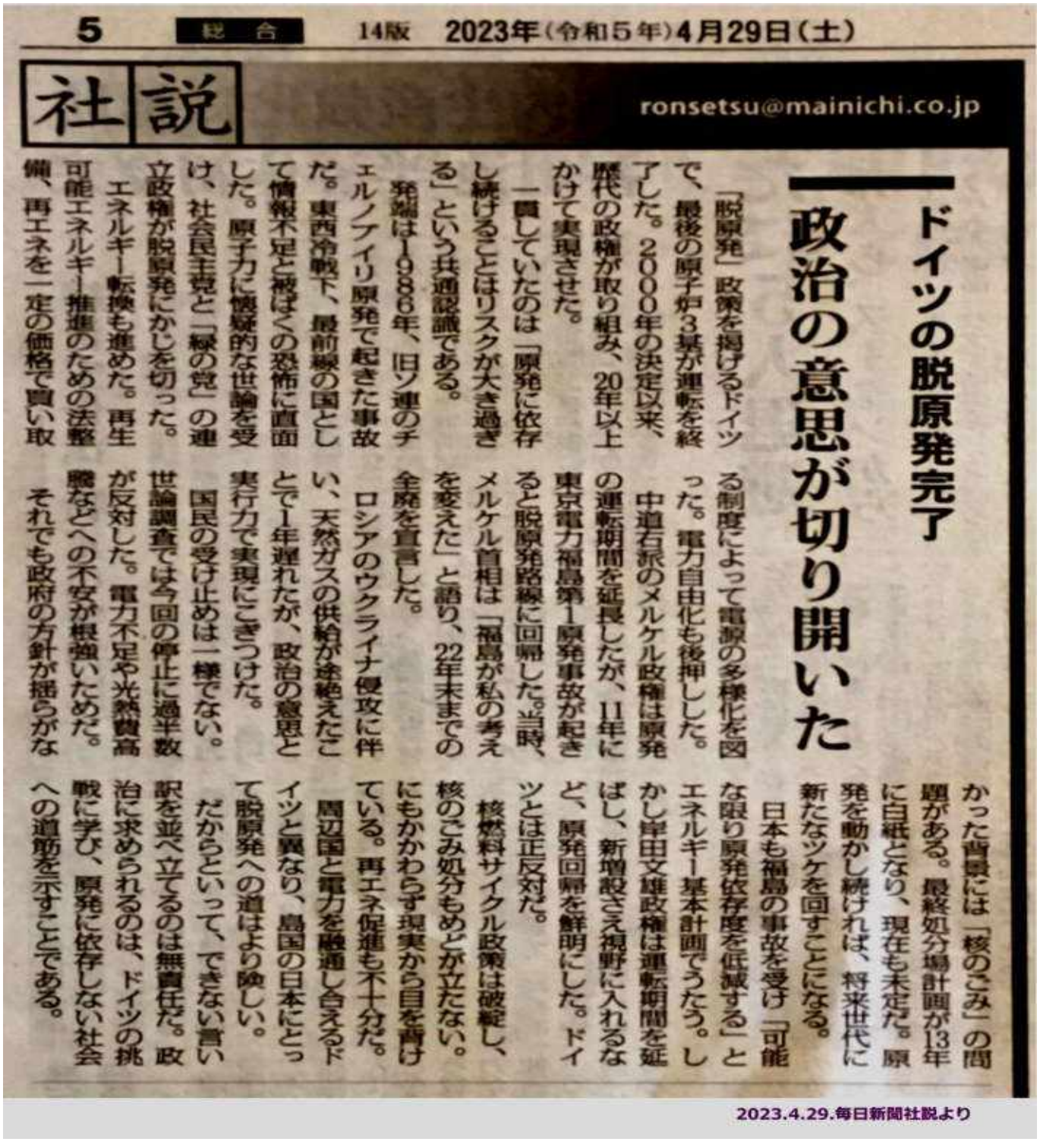
欧州では「めざましい再生エネルギーの展開」と「脱石炭火力を遅らせば、それだけCO_2ゼロエミッションが遅れ、地球暴走に歯止めがかけられぬ」との思い・理念がある。

既に稼働を始めた洋上の大型浮体式風力発電所は GW クラス 原子力発電に匹敵。一方　石炭火力に頼れば、CO_2削減は出来ても、社会成長から生ずるCO_2増を吸収できず、ゼロエミッションの約束事が守れないとの思いがある。

欧州そしてアジアでも　原子力発電に匹敵するGWクラスの大型浮体式風力発電所がすでに稼働し始めており、また、社会の発展と地球温度1.5℃の歯止めと地球暴走のリスク。

井の中の蛙　心地よい茹でガエルの日本　私自身も含め、日本はあまりにも楽観すぎると今回思い知らされました。

2023.4.29.　Mutsu Nakanishi



5　総合　14版　2023年（令和5年）4月29日（土）

社説　ronsetsu@mainichi.co.jp

ドイツの脱原発完了
政治の意思が切り開いた

「脱原発」政策を掲げるドイツで、最後の原子炉3基が運転を終了した。2000年の決定以来、歴代の政権が取り組み、20年以上かけて実現させた。

一貫していたのは「原発に依存し続けることはリスクが大き過ぎる」という共通認識である。

発端は1986年、旧ソ連のチェルノブイリ原発で起きた事故だ。東西冷戦下、最前線の国として情報不足と被ばくの恐怖に直面した。原子力に懐疑的な世論を受け、社会民主党と「緑の党」の連立政権が脱原発にかじを切った。

エネルギー転換も進めた。再生可能エネルギー推進のための法整備、再エネを一定の価格で買い取る制度によって電源の多様化を図った。電力自由化も後押しした。

中道右派のメルケル政権は原発の運転期間を延長したが、11年に東京電力福島第1原発事故が起きると脱原発路線に回帰した。当時、メルケル首相は「福島が私の考えを変えた」と語り、22年末までの全廃を宣言した。

ロシアのウクライナ侵攻に伴い、天然ガスの供給が途絶えたことで1年遅れたが、政治の意思と実行力で実現にこぎつけた。

国民の受け止めは一様でない。世論調査では今回の停止に過半数が反対した。電力不足や光熱費高騰などへの不安が根強いためだ。

それでも政府の方針が揺らがなかった背景には「核のごみ」の問題がある。最終処分場計画が13年に白紙となり、現在も未定だ。原発を動かし続ければ、将来世代に新たなツケを回すことになる。

日本も福島の事故を受け「可能な限り原発依存度を低減する」とエネルギー基本計画でうたう。しかし岸田文雄政権は運転期間を延ばし、新増設さえ視野に入れるなど、原発回帰を鮮明にした。ドイツとは正反対だ。

核燃料サイクル政策は破綻し、核のごみ処分もめどが立たない。にもかかわらず現実から目を背けている。再エネ促進も不十分だ。

周辺国と電力を融通し合えるドイツと異なり、島国の日本にとって脱原発への道はより険しい。

だからといって、できない言い訳を並べ立てるのは無責任だ。政治に求められるのは、ドイツの挑戦に学び、原発に依存しない社会への道筋を示すことである。

2023.4.29.毎日新聞社説より

添付　収録参考資料　　インターネットより収録　要点とReview資料のみfile 表示

脱石炭火力・エネルギー転換　2050年CO2排出ゼロに向けての現況

【参考資料】**脱炭素社会構築のために　脱石炭火力・エネルギー転換**　2,023年4月

NHK BS1 スペシャル
「脱炭素へのロードマップ ビジネス界1.5°C目標への挑戦」を視聴して
「日本の現状と世界」視点ほかの内容を転記スライド整理　2023.4.25.

1. 自然エネルギー財団　2035年エネルギーミックスへの提言（第1版）
   自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して　　2023年４月
   https://www.renewableei.org/pdfdownload/activities/REI_2035_Study_JP.pdf
2. 脱炭素を面白く　EnergyShift (energy-shift.com)
   小森武史　洋上風力発電日本の本当のポテンシャルと開発競争の行方は
   https://energy-shift.com/news/c10060d9-4dee-4dac-83f4-979dfb2997b7
3. 欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き　2021年７月
   2040年までに最大45GW洋上風力導入を目指す日本も浮体式に期待
   https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/__icsFiles/afieldfile/2021/07/13/2107t_zhao.pdf
4. No.281　CN実現のカギを握る洋上風力　京大再エネ講座シンポジウム報告①
   https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0281.html
5. ジェトロ (jetro.go.jp) ・分析レポート - 海外ビジネス情報 -
   特殊鋼大手 クリーン水素生産へ（スウェーデン日本）現地日本人社員が奮闘 生産性向上
   https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/2023/0b3c086819df7119.html
6. NHK解説員室　2021年12月15日(水)　土屋敏之解説委員
   COP26"1.5℃目標"へ脱炭素技術への期待と課題
   https://www.nhk.or.jp/kaisetsu-blog/100/458608.html

収録整理　2023.4.25. by Mutsu Nakanishi

本添付資料の全文は「和鉄の道2023」巻末に別冊添付しています

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

添付参考資料【1】

脱炭素社会構築のために　脱石炭火力・エネルギー転換　2.023年4月

2035年エネルギーミックスへの提言（第1版）

自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して

https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_2035_Study_JP.pdf

日本の取組の全体像を頭に入れる良い資料ですが　全96ページの大file
ご興味のある方はそれぞれでインターネットから採取・採録ください

2024.1.5.　Mutsu Nakanishi

また、詳細は「和鉄の道2023」の巻末に下記の別冊として添付しています

別冊添付　2050年CO2排出ゼロに取組現況　資料収集脱石炭火力・再生エネルギーへの転換
2023.4.5.インターネットより収集　R0505ZeroCarbonAttached.pdf
自然エネルギー財団　2035年エネルギーミックスへの提言(第一版)　ほか
＝自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して　２０２３年４月＝

謝辞

本レポートの作成に当たり、内外の専門家、関係企業の皆様にご協力いただきました。また、ブルームバーグ NEF に、貴重なデータ・情報の使用を許可していただきました。ここに感謝の意を表します。

作成担当者

自然エネルギー財団の 2035 エネルギーミックス研究チームが執筆しました。

免責事項

本レポートに記載した情報の正確性については万全を期しておりますが、自然エネルギー財団は本レポートの情報の利用によって利用者等に何らかの損害が発生したとしても、かかる損害については一切の責任を負うものではありません。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義（ソフトバンクグループ代表）を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会を構築することを目的として活動しています。

【目次】

主な内容 1

第１章 二つの危機の克服をめざすエネルギー転換の加速 7

第２章 太陽光発電の導入可能性.....15

第３章 風力発電の導入可能性 28

第４章 非変動型自然エネルギーの導入可能性 43

第１節 バイオエネルギー発電の導入可能性 43
第２節 水力発電の導入可能性 47
第３節 地熱発電の導入可能性 50

第５章 2035 年における電力部門の電源構成 55

第１節 2035 年の電力需要の見通し 55
第２節 各電源の供給可能量の見通し 61
第３節 脱炭素化電力ミックスの姿.....67

第６章 脱炭素化電力ミックス実現への提案.....69

終わりに 87

（補論）脱炭素電源のコスト比較.....88

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

主な内容

第１章 二つの危機の克服をめざすエネルギー転換の加速

2022 年の G7 サミットの首脳コミュニケでは、「2035 年までに電力部門の全て、または大部分を脱炭素化する」という目標が合意された。各国の政策、開発動向をみると、フランス以外の 5 か国においては 2035 年に自然エネルギーによって電力の 70%、80%程度を供給すること目標として定めているか、あるいはそうした方向へ施策が進められている。

日本政府が 2023 年 2 月に決定した GX 基本方針は、エネルギー危機前の 2021 年に策定したもので、2030 年度 36～38%という自然エネルギー目標の引き上げをせず、2035 年への電源脱炭素化への言及は全くない。GX 基本方針で岸田政権が力点を置いている原子力発電と「ゼロエミッション火力」は、2030 年代に大きな供給量を見込めず、また持続可能な電源ではない。コスト的にも合理的な選択ではない。

GX 基本方針の内容を検討すれば、2035 年の電源脱炭素化を実現するためには、日本でもコスト低下の進む自然エネルギー電源の導入をいっそう加速する以外にない。自然エネルギーの拡大に失敗すれば、IPCC が提起した 2035 年までの排出削減を実現できない。また化石燃料に依存し電力の排出係数の高い日本は、企業立地に適さない国になってしまう。国の政策の立ち遅れと歪みは深刻だが、一方で日本には本来、豊富な自然エネルギーポテンシャルがあり、企業、自治体、地域ではこの可能性を活かす様々な先進的な取り組みが進んでいる。非国家アクターの動きの加速により国のエネルギー政策を転換させれば、日本でも 2035 年に自然エネルギーによって電力部門の大半の脱炭素化を実現することは十分に可能である。

第２章　太陽光発電の導入可能性

2012 年の FIT 制度導入以降、太陽光発電の導入量は増加し、2021 年度末には 79.2GW となっている。国際水準と比べ割高だった日本での発電コストも低下してきており、2030 年には 5 円/kWh 程度になると推計される。これまでは地上に設置される大型の太陽光発電が導入をけん引してきた。しかし、2035 年にむけて最大の推進力になるのは、建物屋上に設置される太陽光発電である。系統電力よりも太陽光発電による電力が安価になったこと、また軽量、省スペースの太陽光パネルの開発などにより、新築だけでなく既築建築物への導入が進んでいる。適切な規制と誘導策を導入し、こうした傾向を加速することにより、2021 年度末の 31.6GW から 2035 年度末には 159ＧWへと 5 倍にすることが可能である。地上設置型では、農業経営と共存するソーラーシェアリング、耕作放棄地の活用が進んでおり、駐車場、道路・空港・鉄道などインフラ系の土地、水面へ設置も開始されている。これらを合わせ、2021 年度末の 47.6GW から 2035 年度末には 121.2ＧWへと 2.5 倍にすることが可能である。屋上と地上への設置を合計し、2035 年度末には 280.2GW の太陽光発電を導入し、343.7TWh の発電量を見込むことができる。

第３章　風力発電の導入可能性

日本おける風力発電の導入は大きく立ち遅れており、2021 年度末現在で 4.6GW にとどまっている。洋上風力は 135MW にすぎない。この遅れは、電力系統への接続制限、環境

アセスメント手続きの長期化などによるものである。一方、日本は風力発電の大きなポテンシャルを有しており、環境省の調査によれば陸上で264GW、洋上で392GW、合計656GWにのぼる。陸上風力発電では、現在、実施されている環境アセスメント手続き中プロジェクトの設備容量の合計は 29.7GW である。環境保全への配慮などによる規模縮小、中止の程度をアセスメント手続きの段階別に想定し、更に電力系統への接続契約申し込みの状況を検討した結果、各種規制の緩和、環境アセスメントの迅速化により、2035 年時点で 34.4GW の導入が可能となると推計した。

洋上風力では、環境アセスメント手続き中プロジェクトの設備容量合計は、同一海域での重複を除外すると、最大 18.6ＧWとなる。再エネ海域利用法における手続きの状況を踏まえると、2035 年時点では 14.3GW が稼働すると推計される。これに加え、浮体式も含めた新たなプロジェクトの案件形成と促進地域指定を加速することにより、合計 25.4GW まで導入を拡大できる可能性がある。以上により、陸上、洋上を合計した風力発電設備容量は 59.8GW に達し、発電量は 174TWh と推計される。

第 4 章　非変動型自然エネルギーの導入可能性

FIT 制度によりバイオエネルギー発電の導入が進み、2021 年度末時点で 5.6GW が稼働している。FIT 制度以外では、既存の産業用の自家発電に用いられた石炭火力を、排出削減対策として 100%バイオマス発電に転換していくことが想定できる。こうした状況を踏まえ、2035 年度にはバイオエネルギー発電の設備容量は 9.2GW となり、発電量は 85.7TWh になると推計した。

2021 年度末の水力発電（揚水発電を除く）の総設備容量は 22.5GW であり、このうち 30MW 未満の中小水力が 9.8GW となっている。発電量は 77.8TWh である。大規模水力については、発電設備のリプレースなどにより発電量の一定の増加が見込める。中小水力はこれまでの導入傾向を踏まえ、今後２ＧW増加すると推計した。以上により、水力発電の発電量は、2035 年時点での 99.6TWh と予測した。

日本の有する地熱発電のポテンシャルは、世界第 3 位の約 23GW と推計されている。しかし、2021 年度時点で稼働中の設備容量は 0.54GW にすぎず、地熱資源の活用は約 2.3%にとどまっている。地熱開発のリードタイムは現状では 7 年以上を要する。地熱発電の有する大きなポテンシャルを活かすために、開発ルールの明確化などの制度改革により導入を加速し、2035 年度までに設備容量を 1GW 増加させ、年間発電量は 11.5TWh とすることを想定した。

第 5 章　2035 年における電力部門の電源構成

電力需要の見通し

IPCC の提起した 2035 年までの排出削減を実現するためには、供給側での脱炭素化とともに、需要側でエネルギー効率化と電化を徹底して進めていくことが必要である。特に今後はサーキュラーエコノミーへの転換を進めエネルギー消費量を削減することが重要である。電化は電力需要を増加させるが、ヒートポンプ機器に代表されるようにエネルギー効率を高めるので、電力需要の増加を限定的とすることができる。

こうした考え方の下に産業、業務、家庭、運輸部門について、2035 年度の最終エネルギー消費と電力需要を試算した。特に産業部門では排出量の半分近くを占める鉄鋼業において、2035 年までに設備寿命を迎える高炉の 15%が電炉に転換すると見込んだ。運輸部門では、ハイブリッド乗用車を活用する方針からＥＶの推進への政策転換を想定した。業務・家庭部門では、設備更新による効率化、空調・給湯でのヒートポンプの活用、建物の断熱・遮熱性能の向上を見込んだ。こうした対策の推進により、2035 年度において最終エネルギー消費は 2019 年度比で 24%減少し、電力需要は電化の推進を進めても 850TWh となり、2019 年度より 8%削減されると推計された。

各電源の供給可能量の見通し

自然エネルギー発電

第 2 章から第 4 章で推計した各自然エネルギーの導入可能量を合計すると、2035 年度の自然エネルギー発電の発電量は 714.5TWh まで拡大することが可能と想定される。これは、現在の 3 倍を超える電力量であり、2030 年度の政府目標 353TWh の 2 倍以上の水準である。太陽光発電導入量は 2035 年度までに現在の 3.5 倍に増加させることが必要だが、欧州の"REPowerEUPlan"では、2030 年までに 4 倍にすることを目標に掲げている。風力発電は 2035 年までに 13 倍化することになり、太陽光発電よりも急速な拡大が必要である。しかしこれは、現時点の設備容量が 4.6GW にとどまり、洋上風力にいたっては 135MW しかないという立ち遅れの結果である。先行する国々での経験を踏まえ、第 6 章で提起する施策、規制改革に取組むことにより、この高い目標を実現することは十分に可能である。また、コスト低下、技術開発、規制改革の進展により今回の想定を超えた導入を実現できる可能性もある。

原子力発電

GX 基本方針のロードマップでは、2035 年時点での新設原子炉の稼働は想定されていない。2023 年 3 月時点で、日本に 33 基（33GW）ある原子炉のうち、稼働しているのは 10 基（10GW）にとどまっており、この中で 2035 時点での稼働が予定されているのは 2 基のみである。これに新規制基準に合格し稼働予定日が決まっている 2 基を加えても、供給可能な電力は 2035 年度の需要見通しの 2 %にすぎない。仮に、（1）審査中の原子炉が全て審査に合格して再稼働する、（2）60 年運転を申請している原子炉が延長を認められる、（3）建設中の 2 基の原子炉が稼働することを想定すれば、2035 年度に最大 16 基が稼働し 11%程度を供給することになるが、その実現は極めて困難である。この試算では設備利用率 70%を想定しているが、既存原発は老朽化の影響からは免れず、トラブルの頻発により稼働率の低下が予測される。更に既設 14 基の半数 7 基は 2038 年までに運転を終了する。

化石燃料発電

2021 年度末で石炭火力が 50.4GW、天然ガス火力が 79.1GW、石油火力が 22.7GW の化石燃料発電設備がある。発電量の割合では石炭火力が 31%、天然ガス火力が 34.4%、石油・廃棄物火力が 7.4%を占めており、2021 年度の総発電量の 72.8%が化石燃料によるものであった。政府は 2030 年代以降も、アンモニア混焼、CCS の活用などにより石炭火

力発電を継続利用する方針だが、こうした方法での火力発電からの排出削減は、実効性からもコスト面からも妥当な選択ではない。また政府の CCS 戦略は国内で排出された二酸化炭素を、東南アジアなどに輸出し貯留することを目指している。石炭火力発電は 2030 年までに全ての稼働を停止する必要がある。

天然ガス火力発電は 2035 年以降、できるだけ早い時点で自然エネルギー100%を実現しフェーズアウトする必要があるが、それまでの間は自然エネルギーが供給できない部分を供給することになる。79GW の既設設備を運転開始から 40 年で停止し、新設計画があるもののまだ着工していない 2.3GW の建設を中止しても、2035 年時点では約 58GW の天然ガス火力が存在する。これらの発電設備が 70%稼働すると想定すれば、356TWh の供給が可能である。これは先に想定した電力需要の 42%に相当する。

脱炭素化電力ミックスの姿

2035 年に想定される電力需要 850TWh に送電ロス分を加えた供給必要量 890TWh の 80.3%にあたる 714.5TWh を太陽光発電、風力発電を中心とする自然エネルギー電源が供給する。残余の 175.5TWh は天然ガス火力が供給することになる。石炭火力発電は利用を想定しない。原子力発電は 2035 年時点で計算上、最大では 11%程度の電力を供給できる可能性はあるが、持続可能な電源とは評価できないことから、利用を想定していない。

この脱炭素化電力ミックスの実現により、発電部門からの二酸化炭素排出を 2020 年比で 73.2%削減することが可能となる。更に現在と比べ、火力発電に用いる化石燃料の必要量を大幅に減らし、2021 年度の発電用の燃料費 5 兆 3,680 億円を 1 兆 1,590 億円へと 4 兆 2,090 億円削減することができる。電力の 8 割を国内の自然エネルギー資源でまかなうので、エネルギー自給率の向上、エネルギー安全保障の強化に寄与することになる。

第 6 章　脱炭素化電力ミックス実現への提案

(1) エネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギー電力目標を 80%以上に

2035 年時点での電源脱炭素化を実現する第 1 歩として、現在のエネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギーを少なくとも 80%とすることを国のエネルギー政策の根幹に位置付ける必要がある。これにあわせ、太陽光発電、風力発電などの毎年の導入ロードマップを示すことにより、投資の予見性を高めることができる。また、これによって自然エネルギー発電設備を供給する国内のサプライチェーンの形成を促進していく。

政府は、2014 年、東日本大震災と福島第一原子力発電所事故後に初めて改定したエネルギー基本計画で、2030 年自然エネルギー目標を 22－24%という低い水準に設定し、2018 年の改定でも据え置いてしまった。低い導入目標の下で、洋上風力発電の導入の取組は立ち遅れ、建築物への太陽光発電導入を促進する施策にも取り組まれなかった。2035 年を前に、こうした誤りを繰り返してはならない。

(2) 風力発電・太陽光発電導入を大幅に加速する規制改革の実施

日本の風力発電開発は欧米、中国と比べ桁違いに低いレベルにとどまっており、導入の加速は 2035 年の電源脱炭素化を実現するために最も重要な課題である。風力発電の導入

加速化に必要なのは許認可手続きの迅速化、開発影響評価手続きの迅速化、地域との共生に向けたプロセスの改善である。特に許認可手続きの迅速化では、複数の行政庁にまたがる手続きの一元化、発電設備の安全基準に関する審査の短縮化などを進める必要がある。

太陽光発電の導入加速にむけて、東京都と川崎市が先行的に導入した住宅を含む新築建築物への設置義務化を全国に拡大すべきである。また既築建築物については、公共建物への 100%設置を 2035 年までに進めるとともに、軽量型の太陽光発電の普及に取り組むことが必要である。

(3) 所有権分離を中心とする電力システムの再改革

2022 年来、大手電力会社によるカルテル、新電力の顧客情報の漏洩・不正閲覧、経産省の再エネ管理システムの不正閲覧など、独占禁止法や電気事業法に違反する行為が発覚した。大手電力は、旧独占企業として現在でも圧倒的な市場支配力を有し、送配電網を独占的に保有する。送配電事業が中立でなければ、新規参入者が多い自然エネルギー発電事業者にとって、系統接続は困難を来たす。2020 年に実施された送配電事業の法的分離が不十分であることが明らかになった以上は、所有権分離が必要である。資本面でも独立した送配電事業者の下で、自然エネルギーの優先接続・優先給電、広域的で合理的な需給調整、送電網の増強などを加速しなければならない。

(4) 自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網増強の着手

今回示した脱炭素化電力ミックスでは、2035 年の発電量 890TWh の 58%を太陽光発電と風力発電という変動型電源が供給することになる。自然エネルギー財団は 2035 年エネルギーミックスの検討と並行して、自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方についての研究を行い、報告書を公表した。この調査での結果を踏まえて、脱炭素化電力ミックスの実現に必要な送電網整備を検討した結果、北海道と本州間に 4GW の送電網増強が必要と考えられる。現在、国では北海道～東京 TSO（一般送配電事業者）間に 2 GW の系統増強が進められている。送電網の整備には長期間を要するため、2035 年、更には 2050 年にむけて日本の脱炭素化を実現するエネルギーミックスのあり方についての合意を形成し、計画な送電網整備に着手することが必要である。

(5) 世界の脱炭素投資を日本に呼びこむカーボンプライシングの早期導入

GX 基本方針が打ち出したカーボンプライシング構想は、参加したくない企業は参加しなくていという自主的制度である。義務的な制度に移行し排出枠の有償オークションを開始するのは 10 年後の 2033 年度からであり、それも対象を発電事業者だけに限定している。炭素価格の水準は IEA が先進国に求められる 2030 年 130 ドルの 10 分の 1 程度の低水準になる。また、カーボンプライシングによる収入を償還財源として発行される GX 移行債は、グレー水素、グレーアンモニアの開発・利用も対象に含まれることになる。世界の脱炭素投資を日本によびこみエネルギー転換を実現するためには、世界標準のカーボンプライシングを早急に導入し、排出削減に実効性のある炭素価格を実現しなければならない。

(6) コーポレート PPA の加速

RE100 の加盟企業の国別の自然エネルギー電力利用率を比較すると、米国が 68%、英国が 99%、ドイツが 85%であるのに対し、日本では 15%に過ぎない。その要因の第 1 は、日本では国全体の電力に占める自然エネルギーの比率が低いことであるが、第 2 はコーポレート PPA の活用の遅れである。日本でもコーポレート PPA は増加しているが発電量の規模は小さく、合計しても全世界の契約量の 1%にも満たない。今後さらに契約量を飛躍的に増やすためには、税控除など経済的インセンティブを与え、企業の取組を加速させることが必要である。

(7) 自然エネルギー開発における自治体の責務と実行力の強化

自治体の最も根源的な責務は、住民の安全、生命、財産を守ることにある。気候危機がこれを脅かしている今、温室効果ガスを削減することは国の責務であるとともに自治体の責務であり、エネルギー効率化とともに、そのための最も重要な手段である自然エネルギーの拡大は、自治体が担うべき責務ともなっているのではないか。東京都と川崎市が相次いで制定した住宅メーカーに対する新築住宅への太陽光発電設置義務条例は、気候危機・エネルギー危機に対し、地方自治体が果たすべき役割を率先して認識したものである。また、自治体が自然エネルギー拡大にむけて大きな役割を果たせるようにするためには、責務の強化にあわせ、財政基盤の強化、人材の確保を含め実行力を強化することが不可欠である。

終わりに

2035 年に自然エネルギーで日本の電力の少なくとも 80%以上を供給することは、IPCC が第 6 次統合報告書で提起した 2019 年比で 2035 年までに CO_2 を 65%削減するという目標に照らせば、日本が最小限、目指さなければならない水準である。いま必要なのは、日本はいつまでも化石燃料と原子力発電に依存し続けなければならない、という固定観念から完全に脱却することである。電力、そしてエネルギーの殆どを国産の自然エネルギーで担う、脱炭素で持続可能な新しい世界に適合したエネルギーシステムへの転換に踏み出すことである。

第１章　二つの危機の克服をめざすエネルギー転換の加速

深刻さを増す気候危機を目の当たりにし、パリ協定の成立、IPCC の 1.5℃特別報告書の公表以降、国際社会は経済社会の脱炭素化に向けた取り組みを加速させてきた。こうした中で、2022 年 2 月、ロシアによるウクライナ侵略が開始され、国際的にエネルギー危機と呼ばれる状況が起きている。

気候危機とエネルギー危機が同時に進行する状況に対し、2022 年 5 月、EU は REPowerEU Plan を策定し、米国は 8 月に「インフレ抑制法（IRA）」を成立させた。この二つの政策は、ともに自らの域内での自然エネルギー開発を加速し、これによって気候危機とエネルギー危機の克服をめざすという点で共通している。エネルギー危機が自然エネルギー開発を加速しているのは、欧州と米国だけに限ったことではない。2022 年末に公表された国際エネルギー機関（IEA）の報告書[1]は、「ロシアのウクライナ侵略によって引き起こされた、最初の本格的な国際的エネルギー危機は、自然エネルギーへの前例のないモメンタムの口火を切った」と評し、中国、インドも含め世界全体での今後 5 年間の自然エネルギー導入量が 1 年前の見通しを 30%以上、上回ったと予測している。

このように世界が自然エネルギー開発を加速している中で、岸田政権が 2023 年 2 月に閣議決定した「GX 実現に向けた基本方針（以下、GX 基本方針）」は、「再生可能エネルギーの主力電源化」を掲げながら、エネルギー危機前に策定したエネルギー基本計画の 2030 年目標の堅持にとどまっている。

エネルギー危機と気候危機という二つの危機の克服に日本が貢献し、また、この国自体の未来を切り開くためには、GX 基本方針の歪みを正し、限界を乗り越える政策転換が必要である。同時に日本の企業、自治体には、政府の政策転換を待つのではなく、自らの行動でエネルギー転換を現場から実現していくことが求められている。

1. 自然エネルギーによる電源脱炭素化を加速する世界

REPowerEUPlan

欧州各国の中では、ロシアからの原油輸入・ガス輸入の急速な削減をめざすために、当面のエネルギー不足を乗り切る方策として、一時的に石炭火力の復活を許容する動きはある。しかし、2020 年代後半、2030 年をめざす基本戦略は、地域的に偏在し、供給の不安定さ、価格の乱高下から免れない化石燃料への依存から脱却するため、エネルギー効率化と、より安定的に、より安価に供給できる自然エネルギーへの転換を加速するというものである。

REPowerEUPlan は、「欧州のエネルギーシステムを変える二つの緊急性」として、「(1)ロシアの化石燃料への依存を終了させる、(2)気候危機に挑む」を掲げ、そのために自然エネルギーの導入加速をめざすとして、2030 年目標を 40%から 45%へ引き上げた。ここで注意すべきは、この目標が電力だけでなく、自動車や工場の燃料、熱需要も含め全てのエネルギー利用における自然エネルギーの目標だという点である。EU では、電力だけの目

[1] IEA ”Renewables 2022”（2022 年 12 月）

標は決めていないが、45%目標が実現されると、電力では69%が自然エネルギーになると示されている[2]。自然エネルギーの中では、太陽光発電の導入量を2025年までに2020年の倍以上の320GWへと拡大し、2030 年までには 600GW[3] にすることが提起された。そのための具体的な政策の一つとしては、住宅含め、新築建築物への太陽光発電義務化が提案された。2030年までに導入総量の半分以上が屋上設置になるとしている。

「インフレ抑制法（IRA）」の衝撃

2022年8月に成立した米国のインフレ抑制法（IRA）が米国と世界のエネルギー供給体制に与える大きさは、"REPowerEUPlan"をしのぐと言えそうだ。「インフレ抑制」という呼称とは異なり、この法律は2030年代までにわたり、長期間、米国のエネルギー供給、産業構造を脱炭素型に変え、米国国内での雇用と生産基盤を強化することを目指すものだ。バイデン大統領は上院での可決に際して発表した声明で、「IRA は気候危機に立ち向かうとともに、太陽光パネル、風力タービン、電気自動車を米国内で米国の労働者が生産する雇用を生み出し、米国のエネルギー安全保障を強化する」とその狙いを明らかにしている。

IRAは今後10年間に3690億ドルの財政支援を税控除などの形で行うものであり、脱炭素電源には1603億ドルが投入される。自然エネルギー電源には4割にあたる650億ドルが配分される。太陽光発電、風力発電、原子力発電（SMR：Small Modular Reactor）などの新規電源開発に与えるIRA税控除の影響を分析したボストンコンサルティンググループのレポート[4]によれば、kWhあたりの発電コスト（LCOE）は陸上風力が1.5セント、太陽光発電が2.4セント、洋上風力発電が5.0セントとなる。これに対しSMRが7.9セントとされている。またS&P グローバルのレポート[5]では、IRAの税控除を受け、太陽光発電と陸上風力の発電コストは既存の石炭火力、ガス火力を下回り（あるいは現状でも既に下回っているものが、更に安価になり）、洋上風力発電も石炭・ガス発電と同等になることが示されている。

IRAでは他に2025年以降に適用される「技術中立型」と分類される財政支援620億ドルが配分されている。原子力発電やCCS付き火力発電も財政支援の対象となってはいるが、これらのレポートの分析が示すように、自然エネルギー電源の価格競争力は他の脱炭素電源をしのいでおり、実際の電力市場では太陽光発電、風力発電が優先的に選択されていくと見られている。この場合、上述の650億ドルとあわせ全体の8割程度が自然エネルギー電源の開発促進に用いられることになる。

G7の合意

2022年のG7サミットの首脳コミュニケでは、「2035年までに電力部門の全て、または大部分を脱炭素化する（we commit to achieving a fully or predominantly decarbonised power sector by 2035.）」という目標が合意された。脱炭素社会の実現にむけては、まず電

---

2 EUROPEAN COMMISSION “COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPLEMENTING THE REPOWER EU ACTION PLAN: INVESTMENT NEEDS, HYDROGEN ACCELERATOR AND ACHIEVING THE BIO-METHANE TARGETS”（2022年5月）

3 いずれもAC定格。AC定格とDC定格については、P16を参照のこと。

4 B oston Consulting Group “US Inflation Reduction Act: Climate & Energy Features and Potential Implications”（2022年8月）

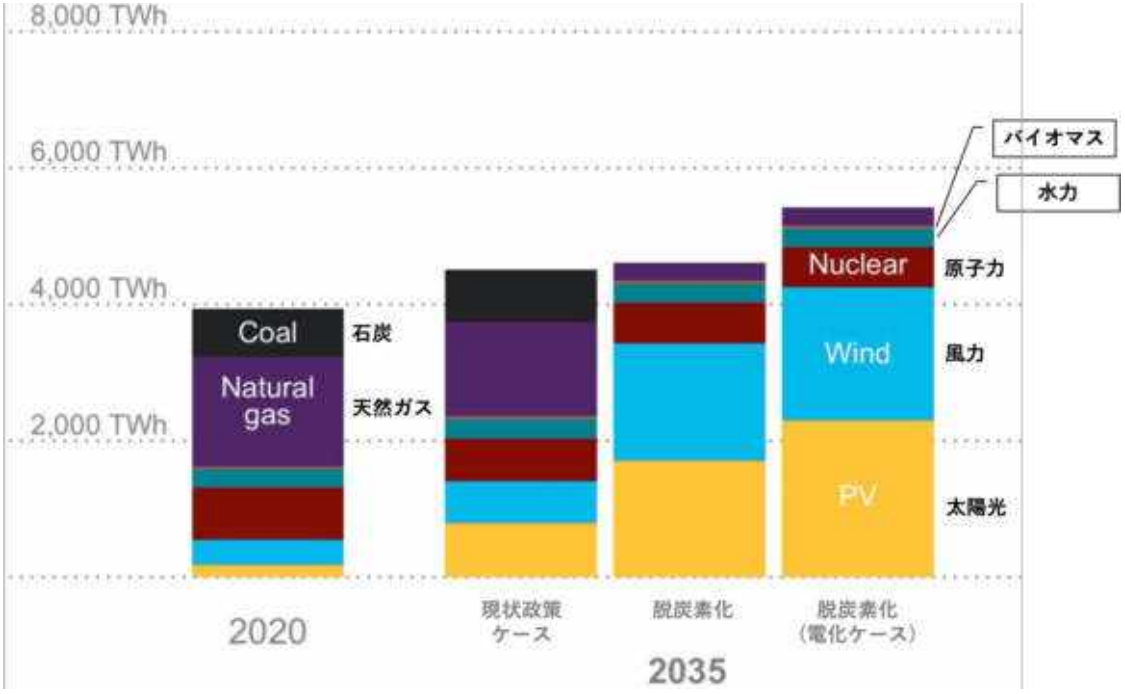
5 S&P Global “Global Power and Renewables Insight”（2022年8月16日）

力の脱炭素化を先行して進めることが必要だという事が世界の共通理解となっているからだ。

実際、他の G7 加盟国の自然エネルギーに関する目標や実際の開発動向を見れば、ドイツが 2030 年に少なくとも 80%、イタリアが 2030 年 70-72%という導入目標を掲げ、カナダは現時点で既に 76%を供給している。英国は 2035 年脱炭素化をどのような電源で行うか明確にしていないが、洋上風力発電開発が大規模に進む一方で、現在 11 基稼働している原子炉のうち 10 基は 2028 年までに廃止の予定である。2 基の原子炉建設を進める新設プロジェクトは、既に予定より遅れている。政府の諮問機関である気候変動委員会の報告書では、2035 年に風力発電と太陽光発電が 70%を供給すると見込んでいる[6]。

米国でもバイデン政権が掲げる 2035 年までの全電源脱炭素化をどのような電源構成で達成するか決定された目標はないが、エネルギー省が 2021 年に公表した研究では、これまでの実績をもとに、2035 年の電力のうち 80%以上が自然エネルギーになる二つのシナリオを公表している[7]。

図 1-1：米国の自然エネルギー発電量の予測（2035 年）



出典）米国エネルギー省 ”Solar Futures Study”（2021 年 9 月）

結局、フランス以外の 5 か国においては 2035 年に自然エネルギーによって電力の 70%、80%程度を供給すること目標として定めているか、あるいはそうした方向へ施策が進められていることになる。フランスは 2022 年時点で原子力発電(62%)と自然エネルギー発電

[6] the Climate Change Committee “Delivering a reliable decarbonised power system”（2023 年 3 月）
[7] United States Department of Energy “Solar Futures Study”（2021 年 9 月）

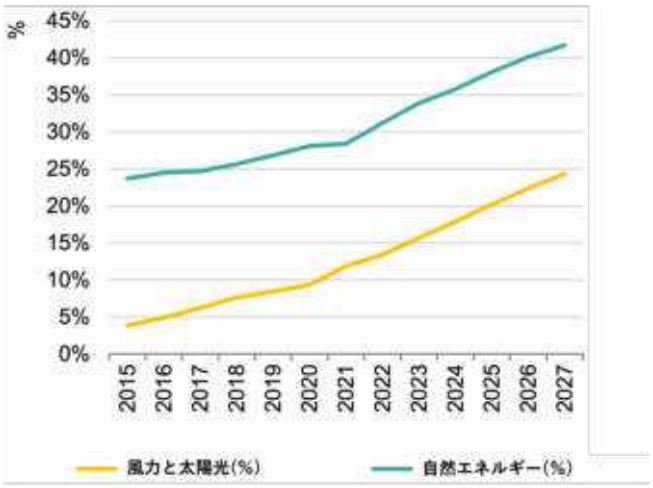
(26%)を合わせ、脱炭素電源が 88%を占めている[8]。2022 年の G7 サミットの合意は、こうした各国の目標・実績を踏まえてなされたものであることがわかる。日本政府は、「大部分を脱炭素化」という表現を 51%以上と解釈している[9]が、他国の状況をみれば、全く苦しい説明である。

中国

欧米と同等、あるいはそれ以上に、自然エネルギー開発を加速させているのは中国である。2022 年 6 月に公表された「再生可能エネルギー十四次五か年計画」では、電力消費に占める割合を 2020 年の 28.8%から 2025 年には 33%へと高めることを目標として掲げている。自然エネルギー電源の 2030 年目標は別の文書[10]で示されており、太陽光発電と風力発電の合計で 1200GW とされている。2022 年時点では、太陽光発電が 390GW、風力発電が 365GW であり、合計 755GW であるから、今後 8 年間で 1.6 倍程度に増加させることになる。

五か年計画目標は意欲的なものだが、前述の IEA の報告書は中国における自然エネルギー導入の速度は更に早いと予測している。太陽光と風力の 2030 年目標 1200GW は 5 年前倒しで達成されると見込み、発電量に占める自然エネルギーの割合は図 1 -2 に示すように 2027 年時点で 40%を超えると見込んでいる。実際にも、自然エネルギー電力の発電割合は 2022 年で既に 31.6%に達している[11]。

図 1 -2：中国の自然エネルギー発電量割合（2015―2027 年）



出典　IEA”Renewables 2022” Figure1.11

---

[8] フランスの 2030 年自然エネルギー目標は 40%であり、2050 年カーボンニュートラル達成に向け、原子力とともに自然エネルギーを推進する。自然エネルギーの導入を加速させる法案を 2023 年 3 月に採択した。ロマン・ジスラー「日本政府が伝えない、欧州の原子力発電の現実」(2023 年 4 月 4 日)

[9] 「何割がプリドミナントリーかというのは、必ずしも決まった定義はないのでしょうが、少なくとも半分以上というところでもって、よしと。」(2022 年 5 月 31 日山口環境大臣記者会見)

[10]「2030 年前碳达峰行动方案的通知」
http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm
http://www.news.cn/english/2021-10/27/c_1310270985.htm（英語版）

[11] 中国国家能源局発表。http://www.gov.cn/xinwen/2023-02/14/content_5741481.htm

2. 日本の GX 戦略の危うさ

欧州、米国、中国が 2022 年に二つの危機の進行を背景にそれぞれのエネルギー戦略を策定したことに対し、日本政府は 2023 年 2 月 GX 基本方針を閣議決定した。GX 基本方針は 2021 年策定のエネルギー基本計画が掲げた「再生可能エネルギーの主力電源化」を継承し、いくつかの前向きな記述はあるものの、導入目標に関しては 2030 年度 36〜38%という目標から一歩も出ていない。G 7 が 2022 年に合意した 2035 年への電源脱炭素化への言及は全くない。

GX 基本方針、およびこれを受けた一連の法整備の中で、岸田政権が最も力点を置いているように見えるのは、原子力発電の活用である。GX 基本方針では、原子力発電を「脱炭素効果の高い電源」として「最大限活用する」方針を明記し、原子力基本法の改正案の中では新たに「脱炭素社会の実現」を原子力開発の目的に追加した。東京電力福島第一原子力発電所事故以降、封印してきた原子炉新設の方針を突如打ち出し、既存原発については「原則 40 年、延長 20 年」というこれまでのルールを国民的議論や国会の審議もないまま唐突に改め、「一定の停止期間に限り、追加的な延長を認める」という方針を打ち出した。

新増設については「次世代革新炉」の開発を喧伝するが、あげられている 5 つの技術の中で唯一、商用炉の実現をめざすとする「革新軽水炉」についても、GX 基本方針のロードマップでは製作・建設に着手するのは 2030 年代に入って何年後かになることが示されている。「廃炉を決定した原発敷地内での建て替え」という方針も考慮すれば、2030 年代はおろか 2040 年代の実現も見通せない。

既存原発の再稼働は岸田政権の目論見どおりに進んだとしても、2030 年度に電力の 20〜22%を供給するという目標には到達しようがない。安全審査への電力会社の対応の遅れ、繰り返えされる電力会社の不祥事、地元自治体の同意の困難、訴訟リスクなどを勘案すれば、2030 年度でも 2035 年度時点でも原子力発電による電力供給量はたかだか 10%程度にとどまるだろう。岸田政権がめざす運転期間の延長については、ルールを変えても実現の見通しが立ったとは言えない。世界ではこれまで 60 年を超えて運転されている原子炉はなく、閉鎖された原子炉の平均運転期間は 28 年である。

結局、原子力発電は日本の脱炭素化の主要な担い手になりうるものではない。

石炭火力を延命する政府の「ゼロエミッション火力」

岸田政権が脱炭素電源のもう一つのオプションとして売り込みに躍起となっている「ゼロエミッション火力」と称する発電である。グリーン水素を燃料とする発電が太陽光発電・風力発電が圧倒的に多くの電力を供給する段階で、調整的な電力として一定の役割を果たすことはありうる。しかし、政府が重点的に推進しているのは、こうした本来のあり方とは全く異なり、石炭火力の中でアンモニアを混焼させる発電である。

石炭火力へのアンモニア混焼発電は、生産段階での CO_2 排出を抑えたグリーンあるいはブルーアンモニアを使い、2030 年代への本格運用が目指されている 50%混焼が実現したとしても、その二酸化炭素排出量は既存の天然ガス火力発電を上回る。2035 年までに電力部門を少なくとも大部分は脱炭素化しようとするときに、まさに同じ時期から天然ガス火

力を上回る CO_2 を排出する石炭アンモニア混焼発電を開始しようとする計画は、合理的なものとは言えない[12]。日本政府と電力会社はこの石炭アンモニア混焼発電を東南アジアに展開することを目指しているが、すでに現地の環境 NGO などから、日本の試みが東南アジアの脱炭素化を妨げるものだという批判が始まっている[13]。

「ゼロエミッション火力」のもう一つの担い手とされる、CCS 付き火力発電にいたっては、GX ロードマップでも「2030 年までの CCS 事業の開始(CO_2 の圧入）に向けた事業環境整備」と記載されるだけで、いったいいつから火力発電での実用段階の稼働を目標とするのか、何の記述もない。そもそも CCS 付き火力発電は 1970 年代から開発がすすめられたが、現在、世界で稼働しているのはカナダの 11.5 万 kW の小型発電所、バウンダリーダム発電所だけしかない。その CO_2 回収実績は排出量の 6 割程度にとどまっており、脱炭素電源と評価できるものではない[14]。

日本での CCS 活用で更に問題なのは、貯留場所が国内では確保されていないという点である。2021 年のエネルギー基本計画策定時に政府の審議会に提出された資料では、日本国内で貯留できない CO_2 を毎年 2 億 3500 万トンから 2 億 8200 万トンも海外に輸出するというシナリオが示されている[15]。2023 年 3 月に策定された政府の「CCS 長期ロードマップ検討会最終とりまとめ」でも、「有望な海外の貯留ポテンシャルの活用は有力な選択肢の一つとなる」「国内外で CCS プロジェクトの立ち上がりが不十分である現状では貯留先の国内外での比率は決められず、あらゆる選択を追求する。」「日本からの CO_2 輸出を前提とした具体的な交渉を複数国と開始」と明記されている。CO_2 の輸出先として想定されているのは、岸田政権が「アジアゼロエミッション共同体」構想で対象としている東南アジア諸国である。これがアジアの脱炭素化をリードしようとする日本の政策としてまっとうなものなのだろうか。

3. 日本でも 2035 年に自然エネルギーによる電力部門の脱炭素化を

GX 基本方針の内容を検討すれば、いっそう明らかになるのは 2030 年までの CO_2 大幅削減、G7 が合意した 2035 年の電源脱炭素化を日本で実現するためには、既に実用段階にあり、日本でもコスト低下の進む自然エネルギー電源の導入をいっそう加速する以外にない、という自明の結論である。

2011 年に福島第一原子力発電所事故を経験し、また、長年にわたって海外からの化石燃料に依存せざるを得なかった日本は、まっさきに自然エネルギーへのエネルギー転換の流れを活かし、脱炭素・脱化石燃料の国際的なリーダーとしての役割を果たすべきであったが、国の政策は古いエネルギー供給体制の維持に固執するものだった。

---

[12] 石炭アンモニア混焼発電は発電コストが高くなり経済的にも合理的な選択ではない。この点については補論で詳述する。

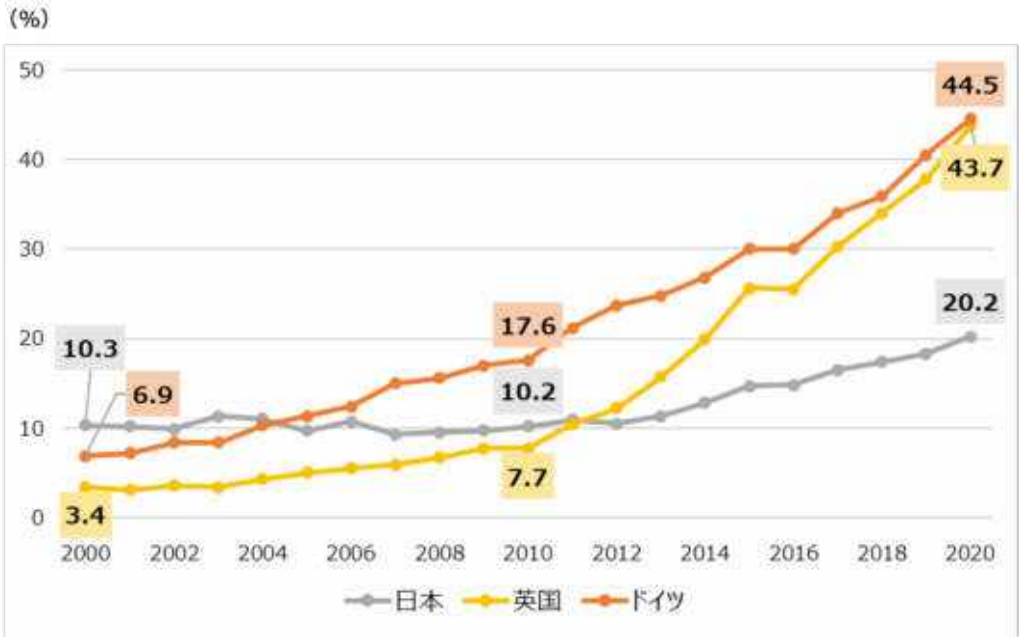
[13] 例えば Dwi Sawung and Gerry Arances ” Japan’s ‘green transformation’ would derail the energy transition in Asia”（2023 年 3 月 2 日）

[14] CCS 火力の問題点については自然エネルギー財団「CCS 火力発電政策の隘路とリスク」（2022 年 4 月 14 日）参照

[15] 地球環境産業技術研究機構「2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告)」（2021 年 5 月 13 日）

国の政策の誤りは、この間に同じ先進工業国のドイツが、また同じ島国の英国が過去 20 年間で電力供給に占める自然エネルギーの割合をわずか数パーセントから 40 数パーセントへと 40 ポイントも増加させたのに対し、日本では 10%から 20%余へ 10 ポイントしか増やしていないという事実に、最も端的にあらわされている。

図 1-3：日本・英国・ドイツにおける自然エネルギー電力のシェア（2000～2020 年）



出典：Enerdata ”World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2021“より自然エネルギー財団作成

現時点で自然エネルギー電力が 20%余しかなく、原子力発電も実際に大きな供給力を見込むことのできない日本が、2035 年に全電源脱炭素化という目標に近づくのは容易なことではない。しかし、この目標を不可能として切り捨てるのは、気候危機への世界の挑戦に背を向けることである。気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の第 6 次統合報告書は、1.5℃目標の実現には 2035 年までに 2019 年比で二酸化炭素の 65%削減が必要なことを明らかにしている。

同時に、世界が安価な自然エネルギー電力を中心に脱炭素化を進める中で、日本が化石燃料に依存した高排出で高コストな電力に依存しつつづけ、経済的にも不利な立場に自ら落ち込むことになってしまう。新たなパンデミックへの懸念、ロシアのウクライナ侵略による国際的な緊張の高まりにより、サプライチェーンの再構築を進め製造拠点を国内にもどす動きが強まっている。しかし、こうした動きも日本の自然エネルギー電力開発が遅れれば、必要な排出量削減が不可能となる懸念から頓挫してしまう。

国の政策の立ち遅れと歪みは深刻だが、一方で日本には本来、豊富な自然エネルギーポテンシャルがあり、企業、自治体、地域ではこの可能性を活かす様々な先進的な取り組みが進んでいる。こうした非国家アクターの動きの加速が国のエネルギー政策を転換させれば、これまでの立ち遅れを一気に取り戻し、日本でも 2035 年に自然エネルギーによって電力部門の大半の脱炭素化を実現することは十分に可能である。

第６章　脱炭素化電力ミックス実現への提案

前章までに、2035 年までに日本の電力供給における自然エネルギーの割合を 80%程度まで引き上げる可能性があることを示してきた。本章では日本が本来有する豊かな自然エネルギーのポテンシャルをいかし、また企業、自治体、地域の持つ活力に依存し、脱炭素化電力ミックスを現実のものとするために必要な課題を示し、提案を行う。その主要な柱は以下の７点である。

脱炭素化電力ミックス実現への７つの柱

１　エネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギー電力目標を 80%以上に

２　風力発電・太陽光発電導入を大幅に加速する規制改革の実施

（１）風力発電の開発期間を半減する規制改革

（２）新築建築物への太陽光発電設置義務

３　所有権分離を中心とする電力システムの再改革

４　自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網増強の着手

５　世界の脱炭素投資を日本に呼びこむカーボンプライシングの早期導入

６　コーポレート PPA の加速

７　自然エネルギー開発における自治体の責務と実行力の強化

第１の柱　エネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギー電力目標を 80%以上に

2023 年 3 月 20 日に公表された IPCC の第 6 次統合報告書[86]は、1.5℃目標を達成する機会が閉ざされつつあるという危機感をこれまでになく端的に表明している。

「気候変動は人間の幸福と地球の健康に対する脅威であり、全ての人々にとって住みやすく持続可能な将来を確保するための機会の窓が急速に閉ざされようとしている」

その上で IPCC が求めるのは、1.5 度目標達成のため、なお残された可能性を生かすために、世界の二酸化炭素排出量を 2019 年比で 2030 年までに 48%、2035 年までに 65%

[86] IPCC “SYNTHESIS REPORT OF THE IPCC SIXTH ASSESSMENT REPORT (AR6) Summary for Policymakers”（2023 年 3 月）

削減することである。残された時間は少ない。IPCC は今回の報告書で「この 10 年間に行う選択や実施する対策が、現在から数千年先まで影響を持つ」と指摘している。

48%、65%という削減水準は世界全体を対象としたものであるから、先進国にはより高い削減が求められる。先行的に排出削減が必要な電力部門に関しては、G 7 加盟国の中で米国、英国、カナダが自国の目標として 2035 年の全電源脱炭素化を決めている。ドイツも 2038 年までの石炭火力廃止を 2030 年までに前倒しすることに努力し、全電源脱炭素化を実現するとしている。フランスは 2022 年時点で自然エネルギー電力と原子力をあわせ 88%に達している。イタリアは 2030 年で 70-72%の自然エネルギー目標を定めているので、2035 年にはそれ以上のレベルを目指すことが想定される。このように他の G7 加盟国の 2030、2035 年目標を見ると、日本の 2035 年目標水準 36－38%の低さが浮き彫りになる。

電力部門の排出削減目標の引き上げが課題となるときに、政府の対応として容易に予想されるのは、原子力発電の活用を更に進めようとすることであり、また石炭アンモニア混焼発電、CCS 付き火力発電の供給割合を高めようとすることである。しかしここまで検討してきたように、2035 年の日本において、どちらも大きな供給力になるものではない。更に、原子力も「ゼロエミッション火力」も発電コストが高く、巻末の「脱炭素電源のコスト比較」で示すように、経済的にも全く合理的な選択ではない。

2035 年時点での電源脱炭素化を真剣に追及しようとすれば、自然エネルギー電力の供給を飛躍的に拡大する以外に現実的な選択肢はない。IPCC の提起、他の先進国のめざす目標水準、そして本報告書でこれまで検討してきた太陽光発電、風力発電などの供給可能性を踏まえれば、2035 年の電力の少なくとも 80%を自然エネルギーで供給する必要がある。

そのための第 1 歩として、現在のエネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年の自然エネルギー電力目標を80%以上とすることを国のエネルギー政策の根幹に位置付ける必要がある。世界の国々は 2025 年までに 2035 年までの国別削減目標（NDC)を提出しなければならない。エネルギー基本計画の改正はそのためにも必須である。

80%以上の導入目標とともに、電源ごとに導入する設備容量の目標とそのロードマップを示すことも必要である。これから 2035 年までに、毎年、太陽光発電、陸上・洋上の風力発電が何 GW 程度導入されていくのか、その道筋を示すことが投資の予見性を高めることになる。大きな目標の設定とロードマップの提示が太陽光発電、風力発電などのサプライチェーンの形成を促し、導入の加速化とコストダウンを可能とする。先進国だけでなく、中国、インドなどの新興国、更には発展途上国でも自然エネルギー導入は加速していく。その中で日本だけが低い目標のままにすれば、日本には必要な投資が集まらず国内のサプライチェーンも形成されない。

政府は、2011 年の東日本大震災と福島第一原子力発電所事故まで、自然エネルギー導入を促進する政策を殆ど行ってこなかった。2012 年に固定価格買取制度を導入したものの、震災後に初めて改定した 2014 年のエネルギー基本計画では、2030 年自然エネルギー目標を 22－24%という低い水準に設定し、2018 年の改定でも据え置いてしまった。低い導入目標の下で、洋上風力発電の導入の取組は立ち遅れ、建築物への太陽光発電導入を促進する施策にも取り組まれなかった。こうした政府の消極的な政策の中で、日本の自然エネル

ギー導入は欧州や中国などに大きく遅れてしまった。2035 年を前に、こうした誤りを繰り返してはならない。

第２の柱　風力発電・太陽光発電導入を大幅に加速する規制改革の実施

エネルギー基本計画で高い自然エネルギー電力目標を決め、ロードマップを示すとともに、必要なのは中心となる風力発電、太陽光発電の開発を大幅に加速する規制改革を行うことである。

風力発電導入加速への課題

世界の自然エネルギー拡大をけん引している双璧は太陽光発電と風力発電である。日本の致命的な弱点は、これまで風力発電の導入があまりに少なく、テンポの遅いものだったことである。洋上風力発電の開発がようやく始まっているが、そのレベルは欧米、中国という先進地域と比べると桁違いに低い。風力発電開発を大幅に加速し、開発期間の半減をめざす規制改革は、2035 年電源脱炭素をめざす最も重要な課題と言える。第 3 章で検討した 2035 年度までの約 60GW の導入を実現するためには、計画から運転開始までの許認可手続の迅速化が不可欠である。その中では、特に洋上風力の「セントラル方式」による導入規模の拡大と加速化に向けた環境整備が求められる。同時に、風力発電が地域との共生を実現するものであることが重要である。立地地域・海域の利害関係者との対話や調整は、国がイニシアティブをとる枠組みの中で、早期の段階から取り組まれる必要がある（更に早急な電力系統整備が必要であり、これについては第 4 の柱で述べる）。

許認可手続きの迅速化

風力発電の導入が先行する国でも、さらなる開発加速化のための規制改革に取り組まれており、例えば英国では、13 年程度かかる洋上風力発電の開発期間を半減することを目標に諸施策を掲げ、欧州連合では許認可期間の短縮に向けた制度整備を開始している（後記 Box 参照）。

風力発電の開発手続にはさまざまな許認可が必要である。許認可の取得にかかる手続の長期化を改善しなければ、導入のスピードは上がらない。逆に、導入スピードが上がることにより、事業の予見可能性が高まってリスクが低減し、事業者の投資も増加し、早期の導入量の加速化も見込める。

風力発電施設や送電線を設置する林地・農地等の土地利用手続については、さらなる合理化の余地がある。例えば、保安林や農地に関する情報や手続のデジタル化推進[87]は、事業者を始めとする利害関係者の情報アクセスにも資するほか、事例の集積（データベース化）や分析等を通じて運用基準の明確化にも役立つなど、手続の透明化・迅速化向上のために必要である。

---

[87] 例えば、保安林の位置はデータベースで公開されているが、保安林指定の解除にあたっての審査基準が異なる第１級地と第２級地の別は掲載されていない。また、農地についても、農地の種別（第一種等）について公開されたデータベースで確認することは難しい。

必要な許認可手続は複数の行政庁にまたがっていることから、特定の行政庁（例えば経済産業省）がその進行を一元的に管理すべきである。これにより、自然エネルギー導入に関わる許認可手続の進行全体を確認・モニタリングできるようにし、重複の排除や同時並行化、手続の隘路となっている規制の特定と迅速な改善対応といった合理化を進めるべきである。

発電施設等の安全基準に関する審査（技術基準適合性評価）は、特に洋上風力で、手続の重複や基準の不明瞭性のために時間とコストがかかっている。経済産業省も問題の改善に取り組んでおり、手続の重複を避ける仕組みを導入した。具体的には、技術基準適合性評価手続を、経済産業省が登録する機関が実施する制度を新設し、これまで、第三者認証機関と経済産業省とで二重に行われていた評価手続について、登録適合性確認機関による確認を経た部分については経済産業省での確認を省略できることとなった。本制度は2023年3月から実施されるが、審査手続の短縮化に結び付く適切な運用が求められる。加えて、基準の明確化に向けては、国際規格や第三者認証を最大限活用することで、迅速に課題を克服することが重要である。

なお、洋上風力については、発電所の設計に必要な風況や海底地盤、気象・海象について、独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）が調査を行う制度が 2023 年度から開始される。JOGMEC の調査結果は、事業者公募手続に合わせて事業者に提供されるが、この際、登録適合性確認機関による適合性確認文書（これまでのウィンドファーム認証に相当するもの）の取得に必要な情報が収集・提供され、事業者に適時に提供されることが必要である。これにより、選定事業者自身が実施する調査が必要最小限となり、選定後に必要な時間の短縮が可能となる。また、JOGMEC の調査が、2035 年度までの導入必要量に見合うだけの海域で実施されるべきことは当然である。

環境影響評価手続きの迅速化

環境影響評価も時間を要する手続の一つである。実地調査を行う場合に必要な期間は適切に確保されなければならないため、導入加速化を図るためには、環境影響評価に関連する情報収集や調整を可能な限り前倒しで実施することが必要である。国や地方公共団体が区域・海域を指定して自然エネルギー開発を促進する制度（地球温暖化対策推進法の下で地方公共団体が行うポジティブゾーニングや、再エネ海域利用法の下で国が定める促進区域等）を活用する場合には、国等が環境影響評価に関する情報収集や調整を主体的に実施し、環境影響評価手続の初期段階（配慮書や方法書）を省略できる仕組みを整備することが求められる[88]。

また、情報収集やデータの分析・評価の合理化を図ることも有用である。環境影響評価に関する情報の共有・蓄積を進めるため、必要な法的枠組みの整備を検討すべきである。加えて、案件数の増加が行政や利害関係者のコストにもつながることも考慮すると、スクリーニング制度を活用する新たな制度を導入し、案件と評価項目を精査して合理化し、必要な評価に集中することも検討すべきである。

---

[88] 洋上風力については、環境省が洋上風力開発の候補地となる海域について情報収集を行う事業を開始し、2022 年度に 1 海域、2023 年度に 2 海域で実施される。

こうした取組みによって、事業者による具体的な事業開発開始前から情報収集や調整が行われ、これまで開発開始から 4〜6 年程度要していた環境影響評価手続や技術基準適合性評価に向けた手続の期間を半減することが可能と考えられる。

地域との共生に向けたプロセスの改善

風力発電が地域で受け入れられ、長期間発電を続けるためには、地域との共生が不可欠である。洋上風力は、促進区域指定の手続に地域との調整が含まれており、調整の進み具合が案件形成のスピードを左右する。陸上では、案件の数・規模の増加もあり、地域での反対が起こる例も見られる。地域での調整を進めるためには、計画のできるだけ早い段階から利害関係者に情報が提供され、対話や議論が開始されることが重要である。そのためには、当該地域の状況を知る国や地方公共団体が利害関係者を特定し、地域での対話・議論を主体的に進めることが必要である。改正地球温暖化対策推進法の下でのポジティブゾーニングや、再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定に向けた手続（協議会の開催）を活用することは重要だが、風力発電を導入する区域・海域を具体的に特定する前段階から、どこにどの規模で導入するか（またはしないか）、その効果等を複数案検討することや、ゾーニングにも取り組まれるべきである。洋上風力については、海がつながっており利害関係者が県境をまたいでいることなども考慮すると、国が主導して、専門家や先行利用者をはじめとする利害関係者で海域利用のあり方を議論する取り組みをいち早く開始すべきである。

BOX:開発期間の半減をめざす欧州での規制改革

欧州では、自然エネルギーの導入加速化を進めるため、許認可手続の迅速化にいち早く着手している。欧州委員会が 2022 年 5 月に公表した政策 REPowerEU Plan の柱の 1 つに、自然エネルギーを優先的に導入する区域（“renewables go-to area”）の設定と許認可期間の上限を定めた欧州指令案がある[89]。具体的には、加盟各国は、2030 年の自然エネルギー導入目標達成に向け、一定の環境影響への配慮を踏まえた優先導入区域を指定し（指定にあたっては戦略的アセスメントを実施する）、優先導入区域での許認可（系統接続や環境アセスメントを含む）に要する期間を原則 1 年間とする。同指令案は、2023 年 3 月現在、採択に向けた議論中であり、加盟国は、採択後 2 年以内の実施を求められる。

同時に、欧州委員会は、許認可の迅速化に関する提言を採択し、加盟国に下記の事項への対応を求めている[90]。

- 手続の迅速化・期間の短縮
- 市民や地域コミュニティの参加
- 内部調整の改善
- 手続の明確化・デジタル化
- 人材とスキルの充実
- 立地に関するよりよい特定と計画
- 系統接続の容易化
- 革新的なプロジェクトの推進
- 電力購入契約の推進
- 許認可手続に関する状況の監視・報告・改善

さらに、欧州理事会は、エネルギー危機の状況を受けて、2022 年 12 月に欧州理事会規則を採択した[91]。この規則により、自然エネルギーの導入は、自然環境保護法制における利益調整の中で、優先される公益（overriding public interest）として位置付けるものとされた。同規則は施行から 18 か月の時限立法であるが、自然エネルギー導入加速化のため、さまざまな施策で対応する姿勢は欧州の危機感の現れとであり、日本においてもこうした迅速な政策対応が不可欠である。

太陽光発電導入加速への課題

今回の推計で示した 2035 年度 280GW という導入目標を達成するためには、2021 年度末の導入量が 79GW であるから、2022 年度から 2035 年度の 14 年間に平均で年間 14.4GW

[89] Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources, Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency (18.5.2022) https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A222%3AFIN&qid=1653033811900

[90] COMMISSION RECOMMENDATION of 18.5.2022 on speeding up permit-granting procedures for renewable energy projects and facilitating Power Purchase Agreements https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM%3AC%282022%293219&qid=1653033569832

の導入が必要になる計算である。直近の年間導入量は、7GW 程度まで低下しているが、FIT 開始以降、ピークの 2014 年度には 13.2GW を記録していた。この時から現在までに太陽光発電コストは大幅に低下しており、2035 年にむけて更に低下が見込まれている。しかも、2035 年度にかけて導入の中心になるのは、建物の屋根や農地など、比較的小規模で施工期間が短い案件である。したがって、より生産性を高めた計画設計と施工により、導入スピードを高めていくことは可能である。一方で、ボトルネックとなりうるのは、太陽光発電モジュールやパワーコンディショナーなど部材供給のサプライチェーンである。そのため、国内生産や生産体制の分散化・多様化などには、早急に着手すべきである。

以上のような可能性を確実にいかし、2035 年度 280GW という目標を達成し、更に高めみをめざすため、特に以下のような政策・制度が必要になる。

新築建築物への太陽光発電設置義務の導入

2035 年への導入加速を確実にするためには、東京都と川崎市が先駆的に導入した住宅メーカーへの設置義務のような義務的制度を全国規模でも実現する必要がある。国レベルでは、2022 年 6 月に改正された建築物省エネ法の議論で、一時、太陽光発電設置の義務化が議題に上がったが、十分な検討が行われないまま見送られてしまった。国は、地方自治体が実現した先駆的制度に学び、その全国展開を促進するべきである。また法律による設置義務制度の導入についても改めて取り組む必要がある。

一方、民間住宅メーカーの中には、みずから率先して建設および開発する商業施設・事業施設の全ての新築建築物の屋根に、太陽光発電システムの提案を行うことを方針とする企業が登場している[92]。法や条例における義務付け制度の導入により、こうした民間の先駆的取組みとあいまって、太陽光発電の屋上設置を加速していくことができる。

公共建築への率先導入・軽量型太陽光発電の普及

新築とともに重要なのは既築建築物への太陽光発電の普及である。公共建築については、政府が 2040 年までに 100%設置という目標を掲げており、いくつかの先駆的自治体が同様の目標を掲げている。こうした目標を遅くとも 2035 年までに前倒しし、すべての自治体・公的団体に広げることが必要である。既築建築物への拡大には、軽量型の太陽光発電を普及することが有効である。ペロブスカイトなどの新素材に限らず、従来型の結晶系シリコンを用いた軽量モジュールの開発や市場創出に取り組む必要がある。

ローカル系統接続問題の解決

地上設置型の太陽光発電については、設置可能な土地があっても、系統連系ができないという問題がある。今後増加する低圧・高圧の太陽光発電については、ローカル系統もしくは配電系統（高圧・低圧）と呼ばれる下位系統に接続する必要があるが、基幹系統と同じくノンファーム型接続が2023年4月から適応されることが決まっている。これにより、

---

[91] Council Regulation (EU) 2022/2577 of 22 December 2022 laying down a framework to accelerate the deployment of renewable energy https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32022R2577

[92] 大和ハウス工業株式会社「商業施設・事業施設の全ての新築建築物の屋根に太陽光発電システムを提案」（2022 年 9 月 22 日プレスリリース）

電源の系統接続時点の課題解決が進むことが期待されるが、今後、適切な立地インセンティブを各電源に与えるためにも、系統ごとの混雑発生率などの情報公開を進める必要がある。さらには、配電系統や変電所の増強も必要になる場合もあり、改正温対法に基づく「促進区域」など地域単位でローカル系統の活用方法や増強を検討できる仕組みが必要である。

土地利用に関する規制改革の実践

内閣府再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォースなどの議論を通じて、これまで荒廃農地の活用などについて、一定の規制改革が進んできた。今後は現場で具体的な事例を積み上げていくことが重要である。たとえば、単収要件が撤廃されたことにより、営農再開のハードルが下がり、太陽光発電収入が経営を好転させることから、「再生可能」と分類されているものを中心に、荒廃農地の活用も進展する可能性も出てきている。一方で、荒廃農地のうち、再生利用困難な土地についての非農地判断や、再生利用可能であっても今後の耕作見込みがないことの判断などは、市町村や農業委員会に委ねられているため、こうした関係者への情報提供が引き続き必要である。

第３の柱　所有権分離を中心とする電力システムの再改革

自然エネルギーの導入を加速し、脱炭素化電力ミックスを実現するために不可欠なもう一つの課題は、電力システムの改革である。これまでも自然エネルギー財団は、送電網の公正な開放や増強、メリットオーダーに基づいた市場取引や広域的な需給調整など、電力システム改革の必要性を繰り返し指摘してきた[93]。電力システム改革は自然エネルギー主力電源化の必要条件であるが、これまでの取り組みは不十分だったと言わざるを得ない。それが、日本における太陽光発電、風力発電導入の遅れの主因になってきたと考えられる。

電力システム改革の機能不全

そのような中で、昨年来大手電力会社による不祥事が相次いで露見している。カルテル、新電力の顧客情報の漏洩・不正閲覧、経産省の再エネ管理システムの不正閲覧などは、その通りであれば、独占禁止法や電気事業法に違反する行為であり、送配電事業の中立性を含む公正な競争環境という大前提を揺るがす深刻な事態である。大手電力は、旧独占企業として現在でも圧倒的な市場支配力を有し、送配電網を独占的に保有する。それらが揃って違法行為を働くようであれば、電力システム改革は機能不全と言わざるを得ない。取り組みが不十分との当財団の指摘は、残念ながら正しかったのである。

送配電事業が中立でなければ、新規参入者が多い自然エネルギー発電事業者にとって、系統接続は困難を来たす。系統接続における大きな負担や、九州地方などでの出力抑制が欧州と比べて合理的でないこと、送配電網の増強の遅れにも、同様の要因が働いてきた可能性が高い。また不正閲覧やカルテルは、新電力の不当な排除につながった恐れがあり、新電力が相対的に前向きな自然エネルギー電力の取引が阻害されてきた可能性も否定できない。

---

[93] 「電力システム改革に対する提言」2020 年 5 月、「エネルギー危機を踏まえた電力システム改革の提言」（2022 年 12 月）など。

法的分離から所有権分離へ

今必要なのは、電力システムのゼロからの再改革である。送配電事業の法的分離では不十分であることが明らかになった以上は、所有権分離が必要である。そもそも法的分離は、競争政策の観点からは不十分な措置であったが、厳しい行為規制とセットで妥協的に選択された経緯がある。資本面でも独立した送配電事業者の下で、自然エネルギーの優先接続・優先給電、広域的で合理的な需給調整、送電網の増強などを加速しなければならない。

その他、大手電力の発電部門と販売部門の分離や、内外無差別の卸取引の徹底、スポット市場への強制玉出しの義務付けも必要である。問題があったのは、送配電子会社だけでなく、小売部門や企画部門も遵法精神に欠けていた。大手電力は、法定独占・垂直統合のマインドから脱却できていないのであり、送配電事業の中立化に止まらない競争政策の厳格化を徹底すべきである。

電力・ガス取引監視等委員会の見直し

さらに、今般の違法行為を見抜けなかった電力・ガス取引監視等委員会のあり方も見直しが必要である。カルテルは公正取引委員会が摘発しているのであり、電取委はこれに気づいていなかった。情報漏洩についても、電力会社からの通報で明らかになったのであり、電取委の監督や監査は全く不十分であった。これらには、電取委の権限や人的資源が不十分なことが背景にあり、抜本的な強化が必要である。かねてより、電取委が大手電力に宥和的であったことに鑑みれば、独立行政委員会への改組も必要である。

ここに列挙した提言は、欧州などでは 10 年から 20 年以上前に完了したものばかりである。日本ではこれに遅れてきたわけだが、今こそ送配電網の中立性を確保し、公正な競争環境を整備しなければ、エネルギー転換はなし得ない。

第 4 の柱　自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網増強の着手

脱炭素化電力ミックスの中心を担うのは、太陽光発電、風力発電という変動型自然エネルギーである。脱炭素化電力ミックスでは 2035 年の発電量 890TWh のうち約 518TWh が太陽光と風力で供給され、その割合はおよそ 58%となる。自然エネルギー財団では、今回の報告書に続き、変動型電源がこの程度の割合を占める電源構成により、安定的な電力供給を維持するために必要な送電網のあり方を検討し、必要な政策提言を行う予定である。

「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網研究会」での検討

一方、自然エネルギー財団では、2035 年の電源構成の検討と並行して、自然エネルギーによる脱炭素化を実現するために、どの程度の送電容量が必要かについて、学識経験者など専門家による研究会を設置し検討を進め、その議論を踏まえた報告書（以下、送電網報告書とする）を公表している[94]。この研究の成果を踏まえれば、自然エネルギーで 80%の電力を供給する脱炭素化電力ミックスの実現のためには、以下に示すように現在の時点から送電網増強に着手する必要があると考えられる。

---

[94] 自然エネルギー財団「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方」（2023 年 4 月）

送電網報告書では、電力広域的運営推進機関（以下、OCCTO）が 2023 年 3 月に公表した「広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）」を再現したシナリオ（OCCTO 再現シナリオ）を検討した。OCCTO 再現シナリオでは、太陽光 260GW、陸上風力 41GW、洋上風力 45GW の導入を想定している。これは今回の脱炭素化電力ミックスの想定（太陽光 280GW、陸上風力 34GW、洋上風力 25GW）と比べ、洋上風力発電以外は大きく変わらない想定となっている。

送電網報告書では、需要および供給について、広域連系系統のマスタープランにおいて 2022 年 9 月時点で設定された量を参考に、一般送配電事業者（TSO）エリアごとに割り付けを行った上で、1 年 8760 時間の 1 時間ごとの需要量を設定し、自然エネルギー発電などの供給がその需要を満たすかを需給シミュレーションにより分析した[95]。これに対し、今回は 2035 年における脱炭素化電力ミックスを実現するために必要と考えられる送電線規模を検討するため、簡易的にエリア別の導入量を設定し、送電網報告書で実施した分析結果との比較を行った（エリア別導入量の想定および OCCTO 再現シナリオでの配分との比較は巻末資料に示した）。太陽光発電については関西 TSO エリアの導入量などで違いはあるものの、概ね、各 TSO エリアにおける導入量は、脱炭素化電力ミックスと OCCTO 再現シナリオで同程度となっている。一方、風力発電合計については、日本全体で導入量が約 26GW 異なるため、各 TSO エリアでも導入量が異なる。とりわけ、北海道 TSO エリアについて脱炭素化電力ミックスにおける風力発電導入量は 6.7GW と想定されるが、OCCTO 再現シナリオは 11.8GW となり、およそ 2 倍の違いとなる。この違いが、2035 年時点で必要な送電線容量の違いに現れると考えられる。

具体的には、北海道～東北 TSO 間の送電容量について、広域連系系統のマスタープランのベースシナリオでは、北海道～東北 TSO エリア間で 6GW、東北～東京 TSO エリア間で 8GW の増強が費用便益の観点から効果的とされた。北海道エリアの風力発電導入見込み量の違いを考慮すると、脱炭素化電力ミックスを実現するためには、北海道～東北 TSO エリア間は 4GW 程度の増強が妥当ではないかと考えられる。一方、東北～東京 TSO 間の送電容量については、広域連系系統のマスタープランと脱炭素化電力ミックスの両分析において、東北 TSO エリアに導入が想定される太陽光および風力発電規模がほぼ同じであることを踏まえると、8GW 程度の増強は必要という可能性もある。ただし、炭素化電力ミックスにおける需要量が広域連系系統のマスタープランで想定した需要量の約 7 割であることから、適切な増強規模については、別途電力需給モデルによるシミュレーション分析を行った上で、丁寧な議論を行う必要がある。

自然エネルギー100%シナリオでの送電網のあり方

送電網報告書では、広域連系系統のマスタープランについて議論した OCCTO 再現シナリオの他に、自然エネルギーにより電力供給の全てを賄うことを目指した「自然エネルギー100%シナリオ」[96]も設定し、外生的に与えた各エリアの電力需要を自然エネルギーによっ

---

[95] 分析には日立エナジー社（旧 ABB 社）製の電力市場・需給シミュレーションツール PROMOD を用いた。
[96] 自然エネルギー財団がドイツのシンクタンクであるアゴラ・エナギーヴェンデ、およびフィンランドのラッペンランタ工科大学と行った共同研究結果をベースに設定した。「脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」（2021 年 3 月）参照。

てどの程度賄えるかの分析を行っている。この場合、北海道～東京 TSO エリア間に少なくとも 12GW の送電線増強が必要と結論付けられた。すなわち、日本のカーボンニュートラルを自然エネルギーによって成し遂げていくには、広域連系系統のマスタープランで示された以上の送電網増強が必要となる。

現時点から 2035 年にむけた送電網増強の着手を

広域連系系統のマスタープランに関しては、既に北海道～東京 TSO エリアで 1 ルート 2GW の増強検討が広域系統整備委員会で進められている。今回の簡易な検討からは、北海道、東北に賦存する豊富な自然エネルギー資源を活用し 2035 年に自然エネルギー80%の電力システムを実現するためには、4GW程度の送電網増強が必要となると考えられる。さらに、2050 年にむけて自然エネルギー100%を実現するためには、更に大規模な送電網増強が必要と考えられ、その規模は広域連系系統のマスタープラン以上である。送電網の整備には長期間を要するため、2035 年、更には 2050 年にむけて日本の脱炭素化を実現するエネルギーミックスのあり方についての合意を形成し、計画的な送電網整備に着手することが必要である。

第 5 の柱　世界の脱炭素投資を日本に呼びこむカーボンプライシングの早期導入

脱炭素化電力ミックスの実現、そして他のエネルギー利用からの排出削減も含め、2030 年、2035 年への大幅削減を実現するための基本的なツールの一つは実効性のあるカーボンプライシングの導入である。

世界標準から乖離した GX-ETS

GX 基本方針は、その目玉のひとつとして排出量取引制度、GX-ETS の導入を織り込んでいる。しかしこの制度はあくまでも「自主的」排出量取引であり、参加したいなら参加する、したくないなら参加しなくていいという枠組みである。経済産業省自身が、この制度の検討会に提出した資料[97]の中で、自主参加では非参加企業と参加企業の間で負担の偏りが生じうる、参加企業間でも公平性に疑義が生じうるなど、その問題点を指摘している。義務的な制度に移行し排出枠の有償オークションを開始するのは 10 年後の 2033 年度からであり、それも対象を発電事業者だけに限定している。GX 基本方針では、排出量取引に加え 2028 年度から化石燃料輸入者等に対する「炭素に対する賦課金」を導入するとしている。これもカーボンプライシングの一種ではあるが、上述の有償オークションとあわせても、炭素価格は 1 トンあたり 1500 円程度に留まると推計される。IEA は先進国に求められる炭素価格水準を 2030 年で 130 ドルとしており、GX 基本方針が導入するカーボンプライシングの価格その 10 分の 1 程度の低水準になる。

[97] クリーンエネルギー戦略検討合同会合事務局「ＧＸを実現するための政策イニシアティブの具体化について」（2022 年 11 月 24 日）

GX 移行債の課題

脱炭素化電力ミックスを実現する大規模な自然エネルギー開発を実現するためには、そのための資金が必要である。国際エネルギー機関による報告[98]では、2035 年におけるクリーンエネルギーへの投資は年額 4 兆ドルを超えるとの試算があり、IPCC 第 6 次報告では 2030 年時点での年間緩和投資は 2020 年現在の 3〜6 倍が必要と試算されている。最新の国際再生可能エネルギー機関(IRENA, International Renewable Energy Agency)による試算では、1.5℃を達成するための 2023 年から 2030 年の間の年平均移行関連投資必要額は、５兆ドル程度であることが指摘されている[99]。

これらの投資はすなわち経済的な機会でもある。生産過程、つまりライフサイクルの上流においてネットゼロ排出を実現する財への需要がこれまでになく高まっている。この財を供給できる技術を先に開発し、先に実用化し、先に生産・供給できるようになることで、大きな機会をつかむことができる。

米国インフレ抑制法[100]に続き、欧州のネットゼロ産業法[101]も案が公表され、政策的にこの機会を捉えようとする動きが広がっている。GX 基本方針では 10 年間で官民あわせて 150 兆円超の投資をめざすとし、そのけん引役として 20 兆円規模の GX 移行債の発行を計画している。政府は、GX 移行債の使途の中に水素・アンモニアの需要拡大支援をあげている。ここで特に問題なのは、政府がグレー水素、グレーアンモニアの利用を当面、認めるとしていることだ。海外で化石燃料から CCS なしでアンモニアを作って日本の石炭火力に混焼する場合、つまり地球全体では二酸化炭素排出削減にならない場合でも、ＧＸ移行債の対象に含まれることになる。

この日本独自の基準の下での GX 移行債を、世界や日本の投資家が購入するとは思えない。日本の３メガバンクや大手生命保険会社、アセットマネジメント会社の多くは、国際基準のもと、投融資先のスコープ３を含むネットゼロを約束しているからだ。国際基準では、前述のグレー水素・グレーアンモニアの利用は、消費企業のスコープ３カテゴリ３（スコープ１、２に含まれない燃料及びエネルギー関連活動）の排出となってしまい、ネットゼロに逆行する。つまり、日本政府が現在、利用を認めているグレーなエネルギーの製造に投資することは、ネットゼロにコミットしている金融機関としては投融資先排出量を増やすことになってしまう。ネットゼロの約束を達成できなくなることから、投資は集まらないと予想される。

世界の脱炭素投資を呼び込める世界標準のカーボンプライシングの早期導入を

日本政府は 2000 年から 20 年以上も排出量取引制度の検討を続けてきた。IPCC の提起を受けた大幅な排出削減が求められるときに、GX 基本方針が打ち出したカーボンプライ

---

98 IEA, “Net Zero by 2050,” (2021) https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050, p.81
99 IRENA, “World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5° C Pathway; Preview” (2023.3) https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2023
100 https://www.irs.gov/inflation-reduction-act-of-2022
101 https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en

シング構想、そして GX 移行債の内容は、真剣に気候危機に立ち向かうものとは到底いいがたい。

年間 4〜5 兆ドルを超える世界の移行投資が日本の技術に向けられるためには、世界標準のカーボンプライシングを早急に導入し、排出削減に向けた大胆な投資が可能な実効性のある炭素価格を実現しなければならない。排出量取引は義務的制度とし、ETS 参加主体外からの自主的クレジットによるオフセットの利用を認めるべきではない。国連ネットゼロ専門家グループによる提言[102]、UNFCCC による Race to Zero 要件[103]、SBTi(Science Based Targets initiative)において共通して提唱される通り、1.5℃経路での削減は真水にて行うべきである。自主的クレジットは、排出量取引制度における削減目標の達成とは別に、先進国としての途上国への資金的貢献として、別枠にて積極的に推奨することが望ましい[104]。

GX 移行債は、日本で操業することで世界標準でのネットゼロの達成が可能となる環境を整備するための投資に向けられるべきである。日本の自然エネルギー導入が進まず、SBT では削減とならない技術に資金が振り向けられるようでは、世界標準である SBT 基準の目標を設定し気候対策に先駆的に取り組む企業が、日本での操業を続けることが困難となってしまう。世界全体の CO_2 増加をもたらす技術は、削減対策の対象に含まないというルールを定めることが必要である。日本がグローバル経済の中で競争に加わっている以上、ゼロへのレースの国際ルールに従うことが必要である。

第 6 の柱　コーポレート PPA の加速

自然エネルギー開発の加速のためには、需要面からの取組み強化も不可欠である。ビジネスの脱炭素化に向けて、世界各国の企業が自然エネルギーの電力の利用を積極的に拡大している。国連気候変動枠組条約事務局のもと運営される Race to Zero キャンペーンに加盟する企業や金融機関は、自らのサプライヤーや投融資先、しかも投融資先のスコープ 3 も含むネットゼロを誓約している。日本のメガバンクを含む金融機関や大企業の多くがこれに加盟しており、中小企業を含めて、2050 年までのネットゼロ、そして野心的な中間目標を持ち、それに向かって着実に進んでいない企業は、取引や投融資先として選ばれなくなる恐れもある。

日本の RE100 企業の遅れ

事業で使用する電力を自然エネルギー100%で調達することを目指す国際イニシアティブ RE100 の最新の調査によると、加盟企業 334 社が報告した自然エネルギーの電力の利用率は 2021 年に 49%に達した（表　6 -1)。2019 年の 41%、2020 年の 45%から 4 ポイ

---

[102] 国連非国家主体のネットゼロ宣言に関するハイレベル専門家グループ「インテグリティの重要性：ビジネス、金融機関、自治体、地域によるネットゼロ宣言の在り方」(2022 年 11 月）(Japan-CLP 翻訳版：https://japan-clp.jp/wp-content/uploads/2023/02/HLEG-report_JPN.pdf)

[103] JCI ウエッブサイト Race to Zero Circle「スタート・ライン(最低要件)とリーダーとしての実践 3.0 -レース・トゥ・ゼロキャンペーンに参加するために必要な最低要件」https://japanclimate.org/wp/wp-content/uploads/2022/08/Race-to-Zero-Criteria-3.0JP_ver0825.pdf

[104] SBTi から 2023 年公表予定の「バリューチェーンを超えた緩和(BVCM, Beyond Value Chain Mitigation)」参照

ントずつ増加している。自然エネルギーの電力を利用して脱炭素を推進する企業の役割は世界中で高まっている。こういった脱炭素化には自然エネルギーの利用拡大が欠かせない。ところが RE100 の加盟企業による電力消費量の多い主要 5 カ国の状況を見てみると、国ごとの差が非常に大きい。加盟企業数が最も多い米国では、電力消費量は合計で 100TWh を超えているが、そのうち 68%を自然エネルギーの電力で調達できている。英国では実に 99%、ドイツも 85%で米国を上回った。中国は米国に次いで電力消費量が多く、32%にとどまっている。そして中国とほぼ同程度の電力消費量の日本では、自然エネルギーの比率が 15%に過ぎない。RE100 に加盟している先進的な企業が日本国内では自然エネルギーの電力を十分に利用できていない状況だ。

表 6-1 ：RE100 加盟企業の自然エネルギー電力の利用状況（2021 年、334 社が回答）

国	加盟企業数（本社所在）	加盟企業数（事業実施）	電力消費量（TWh）	自然エネルギーの比率（%）
米国	94	221	105	68
英国	46	183	12	99
ドイツ	15	165	12	85
中国	6	211	30	32
日本	66	173	28	15
全世界	227	334	376	49

出典) RE100「2022 Annual Disclosure report」（2023 年 1 月）のデータをもとに自然エネルギー財団作成
https://www.there100.org/our-work/press/companies-increasing-consumption

主な要因は 2 つある。第 1 に、日本では国全体の電力に占める自然エネルギーの比率が低い。IEA(国際エネルギー機関)の統計によると、英国とドイツは 2021 年の時点で 42%、中国は 29%、日本は 22%、米国は 21%である（資源エネルギー庁の統計では日本は 2021 年度に 20.3%)。米国の比率は日本と同様に低いものの、RE100 に加盟する企業は自然エネルギーの電力を大量に調達できている。企業みずから自然エネルギーの電力を長期契約で購入する「コーポレート PPA（電力購入契約)」が拡大しているからだ。この点で日本は遅れている。RE100 の加盟企業のあいだでも自然エネルギーの電力の利用率が低い第 2 の要因である。

コーポレート PPA の加速

調査機関のブルームバーグ NEF が世界各国のコーポレート PPA の契約量を集計した結果によると、米国を中心に北米・南米では 2021 年に合計で 2040 万 kW のコーポレート PPA が締結された。さらに 2022 年の契約量は前年を大きく上回って 2410 万 kW にのぼった（企業の施設内に発電設備を建設するオンサイト PPA は含んでいない)。欧州・中東・アフリカでは 2022 年に 810 万 kW、アジア・太平洋ではインドとオーストラリアを中心に前年から 2 倍以上の 460 万 kW に拡大した。日本でもコーポレート PPA に対する国の補助金が 2021 年度に始まり、契約件数は 2022 年 12 月末の時点で 70 件を超えた（オンサイト PPA を除く)。ただし海外に比べて 1 件あたりの規模は小さく、平均で数 MW 程度。合計しても全世界の契約量（2022 年に 3670 万 k W）の 1%にも満たない。今後さら

に契約量を飛躍的に増やすためには、特定の案件に対する補助金ではなくて、より幅広い企業を対象にした支援策が必要になる。

企業が脱炭素を推進するうえで、自然エネルギーの発電設備を新設（追加）する「追加性（additionality）」が重視されている。火力発電を代替して CO_2 の排出量を削減する効果が明確にあるためだ。既設の自然エネルギーの発電設備から電力を購入しても、国全体あるいは地球全体の CO_2 排出量は変わらない。コーポレート PPA や自家発電によって新たに自然エネルギーの発電設備を拡大することが、電力を利用する企業に求められるようになった。そのような追加性のある自然エネルギーの電力の導入に対して、インセンティブを付与する政策の導入が効果的である。

経済産業省は 2023 年 4 月から実施する改正省エネ法の中で、非化石エネルギーへの転換目標の設定を義務づけた。非化石電気の使用量を評価するにあたっては、追加性のある自家発電とコーポレート PPA（オンサイト PPA、オフサイト PPA）で調達した分に対して、実際の使用量を 1.2 倍に増やして評価する方針だ[105]。これにより、同じ非化石電気であっても、企業が追加性のある自然エネルギーの電力を優先的に導入することを促進できる。少数の企業がメリットを受ける補助金と違って、多くの企業にメリットがもたらされる。さらに経済的なインセンティブ（税控除、カーボンプライシングにおける優遇など）を加えれば、企業の取り組みをいっそう加速させることが可能になる。企業のみならず自治体を含めて、自家発電とコーポレート PPA による追加性のある自然エネルギーの電力の利用を拡大することで、世界各国が脱炭素へ舵を切る状況において、日本の産業競争力と地域経済の活力を維持・強化できる。

第 7 の柱　自然エネルギー開発における自治体の責務と実行力の強化

自治体エネルギー政策の新時代

地方自治体のエネルギー政策は、気候変動対策として 2000 年代に開始されたが、従来は家庭や事業所での省エネルギーを推進する需要面の取組を中心としていた。しかし、近年、自然エネルギー電力の拡大をめざす供給面での取組が活発になってきている。

2011 年の東日本大震災と福島第一原子力発電所事故以降、地方自治体が主体となる新電力の設立が始まり、2022 年の時点では 89 社まで拡大している[106]。環境省が進める脱炭素先行地域[107]の拡大では、現在までに全国で 29 都道府県 66 市町村が選定されている。ほぼ全ての地域で温室効果ガス削減対策の重点として、自然エネルギー拡大が位置づけられて、これまであまり活用が進んでいなかった農地、遊休地、調整池などの利用も計画されている。また、日本におけるこれからの自然エネルギー開発の柱の一つである洋上風力発

---

105 資源エネルギー庁「令和 4 年度 第 3 回工場等判断基準 WG 改正省エネ法に基づく措置について」（2022 年 11 月 22 日）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/sho_energy/kojo_handan/pdf/2022_003_04_00.pdf

106 パワーシフト・キャンペーン運営委員会、朝日新聞社「自治体・地域新電力の可能性と市場価格高騰の影響に関する調査」（2022 年 12 月）

107 環境省「脱炭素先行地域とは、2050 年カーボンニュートラルに向けて、民生部門（家庭部門及び業務その他部門）の電力消費に伴う CO_2 排出の実質ゼロを実現し、運輸部門や熱利用等も含めてそのほかの温室効果ガス排出削減についても、我が国全体の 2030 年度目標と整合する削減を地域特性に応じて実現する地域」
https://policies.env.go.jp/policy/roadmap/preceding-region/#about

電開発では、洋上風力は漁業者との共生が求められる上に、地域への経済効果を促すためにも地方自治体の果たす役割が大きい。先行する秋田県や千葉県銚子市では、洋上風力発電事業で生まれる売上の一部が地域に還元される仕組みが作られ、水産業など地域の活性化に活用される見込みである。

化石燃料価格が高騰する中で、日本でも既に太陽光発電による電力供給は系統電力よりも安価になっている。地域の自然エネルギー資源を活用するメリットは更に高まっており、この中で、固定価格買取制度という国の枠組みに依存しないでも、地方自治体が自然エネルギー拡大を進めることが可能になってきている。

電力供給における自治体の新たな責務

気候危機を回避するために排出削減対策の加速が急務となる中で、地方自治体が電力供給で果たすべき責務と役割については、上述した様々な先駆的な取り組みを踏まえつつ、更に一歩進めるための新たな議論が必要となっている。

気候変動は将来の問題ではなく、いまそこにある現在進行形の危機を引き起こしている。自治体の最も根源的な責務は、住民の安全、生命、財産を守ることにある。気候危機がこれを脅かしている今、温室効果ガスを削減することは国の責務であるとともに自治体の責務であり、エネルギー効率化とともに、そのための最も重要な手段である自然エネルギーの拡大は、自治体が担うべき責務ともなっているのではないか。

住宅などの建物のルーフトップに設置された太陽光発電は、災害により系統電力の供給が途絶えたときの電力利用を可能にし、地域のレジリエンスを高めるものであり、気候危機に対する適応策としても大きな意義を有する。

電力供給は、化石燃料を燃焼させる大型の火力発電所や原子力発電所がその多くを担っていた時代から、地域での分散立地が可能で、安価な自然エネルギー電源が大半を占める時代へと移行していく。こうした変化も地方自治体が電力供給において更に多くの役割を果たすことを可能としている[108]。

2012 年の FIT 制度導入後、地上設置型の大規模な太陽光発電設備（いわゆるメガソーラー）が量的に多かったのは事実である。その中には、環境への配慮が不十分なままに森林の大規模な伐採を行い、自然環境を損なう開発も含まれていた。こうした開発が進んだ原因は、第 1 に FIT 制度開始当初の高い買取価格が稼働時期にかかわらず適用されるという制度の欠陥により、森林伐採、大規模な土地造成など高コストを要する開発プロジェクトの実施が可能だったことであり、第 2 には森林法などによる環境保全の規制が不十分だったことにある。環境への配慮を欠く大規模太陽光発電の動きに対抗するため、自治体では

[108] 歴史を戦前まで遡れば、かつては多くの地域で自治体出資の電気供給・配電事業が行われてきた。だが、1941 年の配電統制令によって電力事業が国家管理の下に置かれ 9 配電会社に統合されて以来、戦後の電力事業の様々な改革を経ても、地方自治体が電力供給で積極的な役割を果たすことはなかった。住民の生活を支える基本的な公共サービスである水の供給、下水道の整備はこれまでもっぱら地方自治体が担ってきたし、エネルギー供給の中でも都市ガスについては、仙台市など一部では自治体が供給主体となってきた。しかし、電力については、もっぱら国の所管の下、大手電力会社が供給の大半を担う体制が続いてきた。

その開発を抑制・制御するための条例制定が進んできた。2014 年 1 月に大分県由布市が制定して以来、全国に広がり、2022 年 12 月までに 224 条例が制定されている[109]。

気候危機から住民の生命と安全を守るために自然エネルギー開発の加速が必要な時代において、地方自治体に求められるのは、環境への配慮を欠く開発を抑制することに加え、環境と共存する自然エネルギー開発を促進することである。これから開発される太陽光発電の多くは建物の屋上を活用するルーフトップソーラーであり、既に人間の手が入った後、放置された農地などを活用するものである。また今後の風力発電開発の中心になる洋上風力は、自然環境への影響を抑え、地域の漁業との共存を可能とするものである。これからの自然エネルギー開発を地域と共生するものとして進めていくことは十分に可能であり、地方自治体にはこうした形での開発を進める責務がある。

地方自治体が担うエネルギー政策が新たな時代を迎えていることを、最も端的に示しているのは、2022 年 12 月に東京都が、2023 年 3 月に川崎市が相次いで制定した住宅メーカーに対する新築住宅への太陽光発電設置義務条例である。東京都と川崎市の取組は、気候危機・エネルギー危機に対し、地方自治体が果たすべき役割を率先して認識したものであるとともに、太陽光発電コストの低下が、こうした先駆的施策が経済的メリットを有する制度として導入可能となってきたことを示すものである。

G7 各国の中で、最も積極的に自然エネルギー拡大を進めるドイツは陸上風力発電の加速をめざし、2022 年に「陸上風力エネルギー設備拡大の強化・加速化に関する法（通称：陸上風力法 WaLG)」を制定している。その中核をなす「風力エネルギー用地法(WindBG)」は、ドイツ国土の 2%を陸上風力発電に充てるため、各州に拘束力のある目標（いわゆる面積貢献値）を法規定している[110]。

中央政府と地方自治体の関係は、国ごとに異なり、ドイツの事例を機械的に日本に適用することはできない。しかし、気候危機を回避する対策が急務となっている現在、地方自治体が自然エネルギー開発でより積極的な役割を果たすために必要な責務と制度の在り方を、従来の制約を超えて議論していく必要がある。

自治体の実行力の強化

自治体が自然エネルギー拡大にむけて大きな役割を果たせるようにするためには、責務の強化にあわせ、財政基盤の強化、人材の確保を含め実行力を強化することが不可欠である。洋上、陸上風力発電開発の促進に不可欠な地域との共生を実現するため、住民合意の形成、地域経済の活性化に貢献する開発プロジェクトのあり方の検討、また新築・既築建築物への太陽光発電設置を加速する施策の検討など、どれをとってもこれを担う人材の確保が不可欠である。

そしてこうした人材を確保するためにも、自治体の財政基盤の強化がかかせない。全国の 20 の政令指定都市が構成する指定都市 自然エネルギー協議会、34 道府県が構成する自然エネルギー協議会は、毎年、国に対して自然エネルギー拡大にむけて政策提案を行っ

---

[109] 一般財団法人　地方自治研究機構調査（2023 年 3 月 20 日更新）
http://www.rilg.or.jp/htdocs/img/reiki/005_solar.htm

[110] 一柳絵美「ドイツ　自然エネルギー拡大加速に向け法律一式を採決」(2022 年 8 月 2 日)

ているが、その中で、交付金や補助金などの従来の財政支援の手法に加え、自然エネルギーの導入・活用に係る自治体の経費を普通交付税の基準財政需要額の算定基礎として盛り込むなど、財政基盤強化に向けた様々な要求が含まれている。これらに加え、今後、カーボンプライシングが本格的に導入される際には、気候変動対策における地方自治体の役割を正当に評価した配分を行うことも必要と考えられる。

終わりに

この報告書「2035年エネルギーミックスへの提言（第1版）」は、2035年の電力供給の少なくとも80%を自然エネルギー電力で行うことを提案し、その可能性と課題を示した。80%自然エネルギーを実現するためには、太陽光発電導入量を現在の3.5倍に、風力発電を現在の13倍にすることが必要である。また暫定的な検討であるが、北海道と本州をつなぐ広域送電網を4GW程度増強する必要がある可能性もしめした。

これらの目標は、現在のエネルギー基本計画の2030年目標を大きく超えるものである。これまでの日本の常識から判断すれば、非現実的な提案と見えるかもしれない。しかし、本報告書の中で述べたように、自然エネルギー財団が提起した2035年の電力供給の姿はG7の他の国々が目指しているものと同一のものであり、国際的な常識からすれば、ごく当たり前の提案である。

そしてより重要なことは、今回の提案はIPCCが第6次統合報告書で提起した2019年比で2035年までにCO_2を65%削減するという目標に照らせば、日本が最小限、目指さなければならない水準だということである。日本の現在の温室効果ガス削減目標は2013年比で2030年までに46%の削減をめざすというものである。IPCCが提起した2019年比60%削減は2013年比では66%削減に相当する。したがって、現在の2030年目標のままでは、2030年から2035年までの5年間で更に20%の削減が必要なことになる。IPCCが提起した2035年目標は、2030年までの削減をもっと加速する必要があることを示している。電力に関しては、自然エネルギーを36−38%ではなく、もっと高い水準まで導入することが必要なのだ。

2030年自然エネルギー電力80%は容易な目標ではないが、不可能な目標ではない。また国内の電力の8割を国産自然エネルギーで供給できるようになれば、化石燃料への依存度を大きく減らすことができる。日本の住宅、建築物の多くに太陽光発電が搭載されれば、災害時の系統電力が絶たれた時にも電気を使うことが可能になり、レジリエンスを高めることができる。洋上風力発電の導入は、地域経済の活性化に貢献することになる。

いま必要なのは、日本はいつまでも化石燃料と原子力発電に依存し続けなければならない、という固定観念から完全に脱却することである。電力、そしてエネルギーの殆どを国産の自然エネルギーで担う、脱炭素で持続可能な新しい世界に適合したエネルギーシステムへの転換に踏み出すことである。

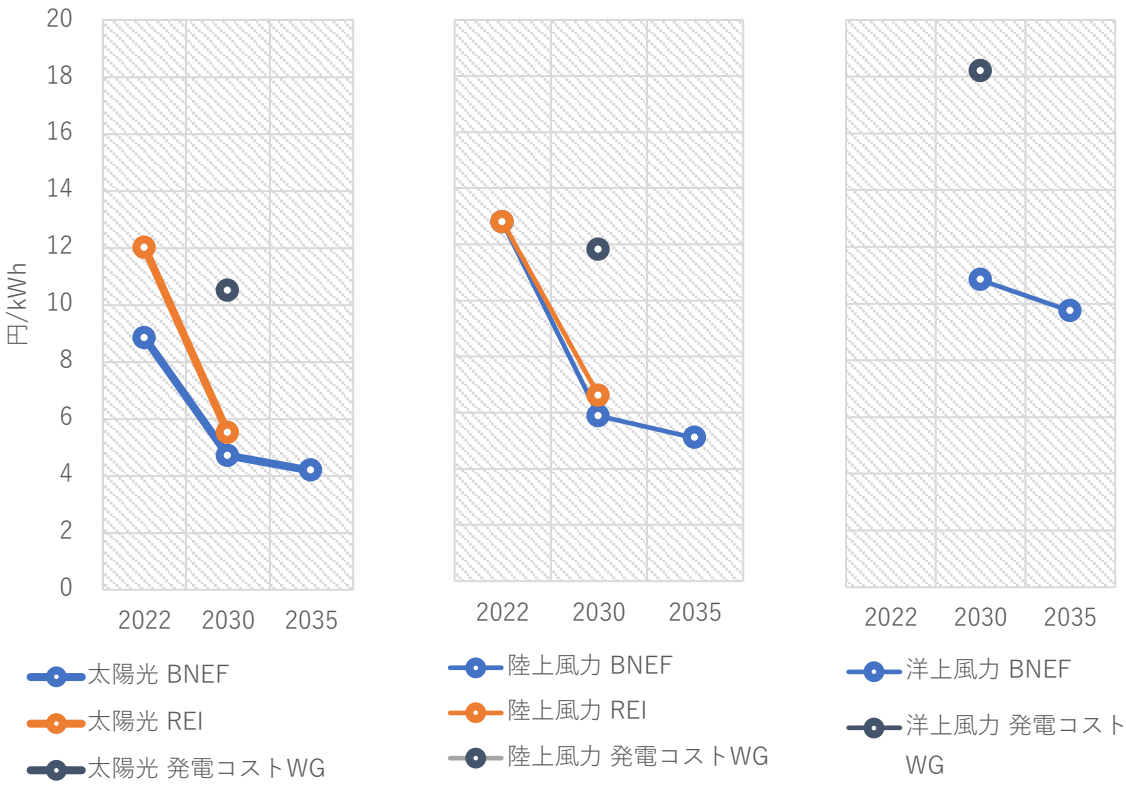
国の立ち遅れとは異なり、日本の多くの企業と自治体は、既に2035年に大半の電力を自然エネルギーで供給することへ声を上げ始めている。自然エネルギー財団は、こうした多くの非国家アクターとともに、国のエネルギー政策の転換に向け力を尽くしていく。

（補論）脱炭素電源のコスト比較

自然エネルギーの発電コスト

自然エネルギー発電の中でも太陽光発電と（陸上・洋上）風力発電は、供給量としても大きくなることが見込まれ、重要な役割を担うため、それらの発電コストが重要になる。すでに第 2 章および第 3 章において記述したものを図 i にまとめている。いずれも政府の発電コスト検証ワーキンググループ(発電コスト WG)では、適地が減ることから建設工事費等がかさみ 2030 年に向けて自然エネルギーの発電コストはほとんど低減しない、と推計している。これに対して、自然エネルギー財団(REI)やブルームバーグ NEF は、見通すことが可能な技術進展を考慮し、2030 年代に向けて更なるコスト低減が続くと推計している。

図 i：太陽光、陸上風力、洋上風力の発電コスト推計



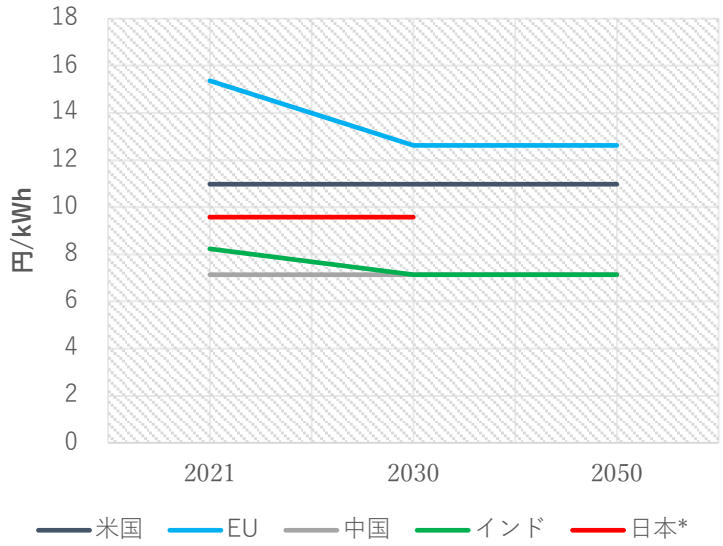
（注）耐用年数：発電コスト WG および REI は、太陽光 25 年、風力 25 年としているのに対し、BNEF は太陽光 30 年、風力（陸上）25 年としている。洋上風力は 20 年である。割引率：BNEF は、3.3%＋インフレ率として算定しているが、発電コスト WG および REI は 3 %とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEF の計算は 2021 年の米ドル価格で行われているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

出典）ブルームバーグ NEF (2022) 2H 2022 LCOE Update, 発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)より自然エネルギー財団作成

原子力発電

政府は発電コスト WG で 2030 年の新設の原子力発電の発電コストを 11.7 円/kWh(政策経費含む)と評価している。また世界における原子力の発電コストの見通しを示すと図 ii のとおりである。国によって差があるが、大きな傾向はほとんどの国において、高コストな上に 2050 年までに発電コストの低下の見通しがない、ということである。さらに言えば、この発電コストはさらに悪化する可能性が高い（つまり、発電コストが上昇する)。なぜならば、図 ii の発電コストは原子力発電がほぼフル稼働する想定となっているが、電力システム内では他の電源と競合するので、太陽光発電や風力発電の比率が高まれば、その分、原子力発電の設備利用率は悪化するからである。

図 ii：原子力発電の発電コストの見通し



注）日本の値は発電コスト検証ワーキンググループ(2021)の値で、社会的費用および政策経費を含まない 2020 年および 2030 年の値。他国の数値は、IEA(2022) World Energy Outlook 2022, Net Zero Scenario における発電コスト（2021 年の日本円価値で表記)。

特に、政府が新型炉の 1 つとして位置付ける小型モジュール炉（SMR）は、特に革新的な技術ではなく、1950 年代に軍事的目的で開発されたものである。近年、商業発電用に注目されているのは、大きな電力需要がなく、系統が整備されていない鉱山や遠隔地において、ディーゼル発電に頼らない電源開発を行うためである[111]。しかしながら、経済性については、小型なので大型に比べてさらに発電コストが高くなってしまう。100 万 kW の原子力発電所を 20 万 kW にしたからといって、そのコストが 5 分の 1 に減るわけではないからである。

これに対して、SMR は標準化された同じ型のもの工場などで大量生産することでコストの低減の可能性があると、期待されている。しかし、2022 年時点において、世界で運転開始している小型原子炉(300MW 未満)は 2 基で商業用ではない。さらに建設中は 2 基しかなく、大量生産とは程遠い。さらに、大量生産のための標準化についても、2022 年時点で

[111] Odynski, K., Garton, K, and A. McDougall, “Outlook 2023: SMRs: The answer to the world’s energy trilemma?”, Carbon Economist. (2022)

支配的な型の SMR はなく、「18 種類の異なる技術と、その中で競合する多くの設計が乱立していて、主力となるような一貫した単一の技術は確立されていない」という専門家の指摘もある[112]。さらに、各国ごとに規制基準が複雑かつ異なる中で、標準化された炉の大量生産は現実的ではない。とりわけ地震や津波などの自然災害が多発する日本の原子力規制を世界的に標準化することが必要なのだろうか。以上のように、小型原子炉は商業化の見通しがなく、さらにそのコスト低減の可能性は、標準化による大量生産を前提としており、その実現可能性は低いのではないか。また、2050 年までのカーボンニュートラルを進めなければいけない局面で、現時点で不確かな技術・経済前提のある技術を開発する余裕はあるのだろうか。

CCS 付き火力発電

CCS付き火力発電の発電コストは、火力発電のコストにCCS分のコストが付加される。このため、カーボンプライシングがなされていない状態では、CCS 付き火力の発電コストは、火力発電の発電コストを必ず上回る。CCS 分のコストは、大きく分けて（1）分離・回収の費用、（2）輸送の費用、（3）貯蔵の費用の 3 つに分けられる。

発電コスト WG の推計では、2030 年における石炭燃焼後の排ガスから CO_2 を分離回収する設備を設置した石炭火力（70 万 kW）について、（1）分離・回収費は、$CO_2$1 トンあたり 2,970 円であった。また、（2）CO_2 の輸送費については 20km 輸送するものとして 1,167 円/ CO_2 トン、（3）それを貯蔵する費用を 1,500 円/ CO_2 トンと見込んでいる。これらを合わせると、5,637 円/ CO_2 トンを CCS のコストと見込んでいることになる。

この推計の問題点は、いずれの費用についてもかなりの過小評価となっている可能性があるということである。分離・回収費は、国内外のさまざまな類似の計算において、少なくとも 4,000 円/トンかかるとされている[113]のに対して、3,000 円未満と大幅に安価となっている。これは、発電コスト WG 試算では、分離・回収設備を運転する人件費が計上されていないことや運転維持費が積み上げ計算されていないことなどが理由となっている可能性がある。また、輸送費に関しても、発電所から貯留場所まで 20 ㎞パイプラインで輸送する想定は、あまりにも現実離れしている。これは、沿岸に建設された多くの石炭火力発電所のすぐ近くの地下に貯留することを意味するからである。RITE の試算によると、仮に液化 CO_2 運搬船を新たに建設し、船舶で CO_2 を 200 ㎞以上輸送する場合、輸送費用は足元で 8,800 円/ CO_2 トン以上となる[114]。これは発電コスト WG の想定である 20 ㎞パイプライン輸送の場合のコストの 8 倍にも上る。貯留費用は、同じ RITE の試算で足元・2030 年ともに、6,000~7,000 円/CO_2 トンとなっている。以上のように、発電コスト WG の推計は CCS 付き火力発電のコストがかなり過小評価されている可能性がある。

---

112 マイケル・バーナード「小型モジュール式原子炉は、たいていが悪策だ」（自然エネルギー財団コラム、2021 年 5 月 28 日）

113 例えば、国内の研究では、国立研究開発法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター:JST/LCS, 「CCS（二酸化炭素回収貯留）の概要と展望－ CO_2 分離回収技術の評価と課題－」（2016 年）、海外の研究では、International CCS Knowledge Center (2018) The Shand CCS Feasibility Study Public Report, DOE, (2022) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume1. といったものがある。

114 RITE「CCS バリューチェーンコスト」第 2 回 CCS 事業コスト・実施スキーム検討ワーキンググループ、(2022 年)

石炭アンモニア混焼発電

政府はゼロエミッション火力として石炭アンモニア混焼発電が有力とみなしており、2030年までに石炭との 50%混焼を目指している。しかしながら、現状、アンモニアをエネルギー源として利用するのは、脱炭素を前提とした経済性の点から大きく２つの問題をはらんでいる。

第一に、アンモニア製造過程において大量のエネルギーを消費している。IEA(2021)によると、アンモニア製造には、2020 年に世界の最終エネルギー消費の 2%ものエネルギーを消費している[115]。このように製造過程で大量のエネルギーを消費するものをエネルギー源として利用するということは、そのエネルギー源が高コストであることを意味する。さらには「アンモニアの最も安価な原料」である石炭からアンモニアを製造するコストは、一般炭の 4 倍かかるという指摘もある[116]。

第二に、現在、アンモニアは、天然ガスや石炭といった化石燃料を主な原料として製造されており、その製造過程で大量の CO_2 を排出している[117]。このため、仮に石炭からアンモニアを製造すると、エネルギー単位ベースで石炭火力発電以上の CO_2 が排出されることになる。天然ガスを原料とする場合、CO_2 排出量は抑えられるものの、それでも石炭火力と同等の CO_2 が製造過程で発生する。そのため化石燃料を原料としてアンモニアを製造し、かつ、石炭と混焼する場合は、製造過程および発電過程で発生する CO_2 を分離回収する必要がある。つまり、CCS のシステムを付属しなければならない。このようなアンモニアをブルーアンモニアという。なお、自然エネルギーの電気を使って、水素を製造、アンモニアを生成する方法もあり、こちらはグリーンアンモニアと呼ばれる。いずれにしても、アンモニアの製造時に CO_2 を大気に放出することは避けなければならない。

これらの点を考慮して、アンモニアを発電用の燃料として利用する場合には、すくなくともブルーアンモニアを想定することが適当であり、混焼する石炭から発生する CO_2 も分離・回収しなければならない。これらを考慮した場合、2030 年のアンモニア石炭混焼発電の発電コストの見通しについては、政府の発電コスト WG、電力中央研究所が示している。政府の発電コスト WG では、アンモニア製造時はブルーアンモニアを用いている想定となっているが、発電時には CCS をつける想定とはなっていないため、CO_2 を排出してしまう。そのため、CO_2 排出権を購入する費用を計上している。電力中央研究所の場合はその費用を計上していない。本来、カーボンニュートラルを目指すのであれば、発電コスト WG および電力中央研究所いずれも発電時に混焼する火力発電から排出される CO_2 もまた分離・回収、輸送、貯蔵しなければならない。

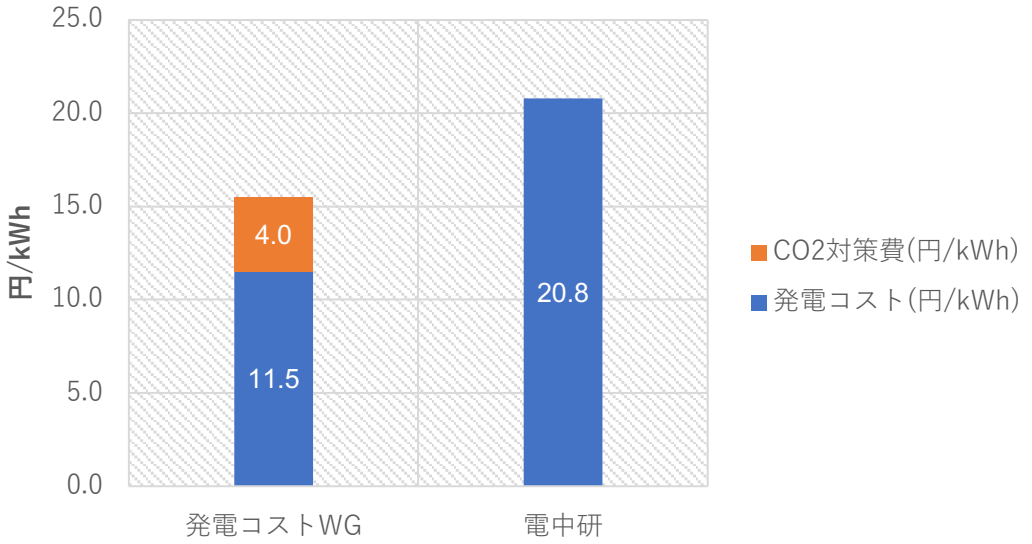
---

115 IEA “Ammonia Technology Roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertilizer production.” (2021)

116 TransitionZero「石炭新技術と日本」(2022), p. 17.

117 IEA (2022) The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector, p.51）によると、石炭からアンモニアを製造する過程で 249g- CO_2/MJ、天然ガスからアンモニアを製造する過程で 111 g-CO_2/MJ の CO_2 が排出される。

図 iii：2030 年のアンモニア混焼石炭発電の発電コスト



出典）発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)および電力中央研究所「水素・アンモニア発電コストおよび CCS 付き火力発電コスト試算」第 2 回 CCS 長期ロードマップ検討会(2022 年)より海外で褐炭からアンモニアを製造し、輸入し、国内の火力発電で混焼する場合の値。

以上、自然エネルギー以外の電源について、その発電コストを検討してきたが、いずれの電源も 2030 年代に向けて実用化する技術面での課題を有しており、さらに自然エネルギーに比べて高価となっており経済的な面でも優位性はないことがわかる。

さらに、（2）CCS 付火力発電、（3）石炭アンモニア混焼発電は、化石燃料を利用し続けることから、化石燃料特有のリスクは依然として残り続ける。つまり、化石燃料を一次エネルギーとして使い続ける限りにおいて、化石燃料の価格変動の影響を大きく受ける。一般的に、発電コストを計算する際に、化石燃料の価格は安定的に想定される。日本の場合は、IEA の World Energy Outlook を参照するが、WEO は化石燃料の想定について、「エネルギー価格が比較的スムーズな軌跡を描いて、需給がバランスし、エネルギー市場、投資、技術、政策がすべて相互に整合的な方向に進む均衡的なシステム」を想定している。このため、化石燃料の見た目の発電コストは、2022 年のように需給のかく乱やインフレによる価格高騰の影響を評価することができない。このため、化石燃料を使い続ける限り、このようなリスクは残り続けることになる。

脱炭素を面白く EnergyShift

洋上風力発電　日本の本当のポテンシャルと開発競争の行方は

| EnergyShift (energy-shift.com)
小森武史

https://energy-shift.com/news/c10060d9-4dee-4dac-83f4-979dfb2997b7

これからの日本の再エネの主流になると期待されている洋上風力発電。政府の審議会でも主力電源化のカギを握ると明記されている。GWEC（世界風力会議）では日本の洋上風力発電のポテンシャルは日本全体の電力消費量を大きく上回ると見積もる。洋上風力の可能性と開発の現状を探る。

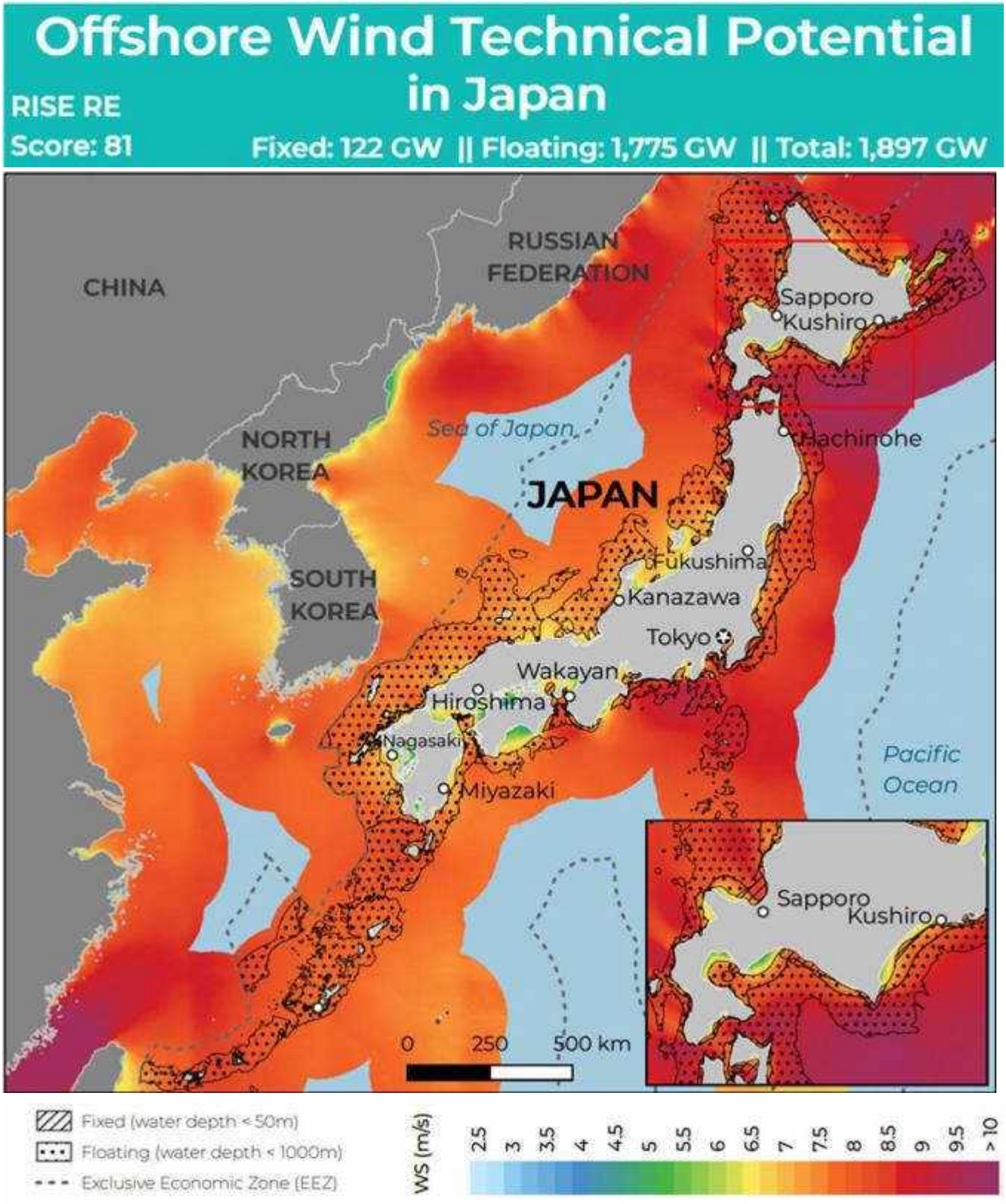
目次 [非表示]

洋上風力のポテンシャルは日本の年間電力消費量を軽く超える
日本の洋上風力発電の現状
政府の開発目標は2040年30GW～45GW
ポテンシャルの高い浮体式洋上風力
世界の主戦場になる浮体式の開発競争
戸田建設の浮体式洋上風力
海底ケーブルでも開発競争
もうひとつの課題　日本型セントラル方式
洋上風力発電のポテンシャルを引き出せ

洋上風力のポテンシャルは日本の年間電力消費量を軽く超える

10月７日・８日に世界風力会議（GWEC）の「世界洋上風力サミット 日本」に登壇したGWECのAlastair Dutton氏の発言が話題になっている。オンライン講演を紹介している日経クロステックの記事によると、日本は1,897GW（着床式122GW、浮体式1,775GW）の洋上風力発電のポテンシャルがあり、日本の現在の年間電力消費量のなんと7.5～８倍になるというのだ。

これは、GWECのウェブサイトで公開されている日本の洋上風力ポテンシャルの資料と同じ数字になる。つまり、洋上風力発電だけで日本の電力消費がまかなえるというのだ。



Offshore Wind Technical Potential in Japan ：GWEC

もちろん、これはあくまで理論上の可能値であり、そのまま鵜呑みにできる数字ではない。一方で、洋上風力発電は陸上風力発電に比べても有望視されていることは世界の潮流でもある。特に陸地面積が狭く、まわりを海で囲まれている日本ではなおさらだ。日本のグリーン成長戦略でも洋上風力発電への期待は謳われている。

日経クロステックでも紹介されているが、環境省では2019年に日本の洋上風力発電がどれくらい導入可能かの調査を委託し、報告書にまとめている。

それによると、日本の洋上風力の導入ポテンシャルは、着床式が337.34GW、浮体式は782.88GW、合計1,120.22GW。年間発電量は浮体式・着床式あわせて3,460.7TWh。日本の国内電力消費量は2020年で905TWh、平均およそ1,000TWhなので、なんと日本３つ分がまかなえる。

この3460.7TWhのポテンシャルは、陸地から30km以上であったり、風速6.5m/s未満、水深200m以上、海域公園では開発できないという条件での算出になっている。

一方、環境省試算ではこの条件から「陸地から30km」の条件を外した数字も出している。それによると、年間発電量は１万1,272.2TWh。日本の年間発電量を10掛け合わせてもおつりが来る。

環境省のデータ、GWECのデータ、ともにみても、日本の洋上風力発電には非常な「ポテンシャル」があるとは十分に言えるだろう。では、実際の開発はどうなっているのか。

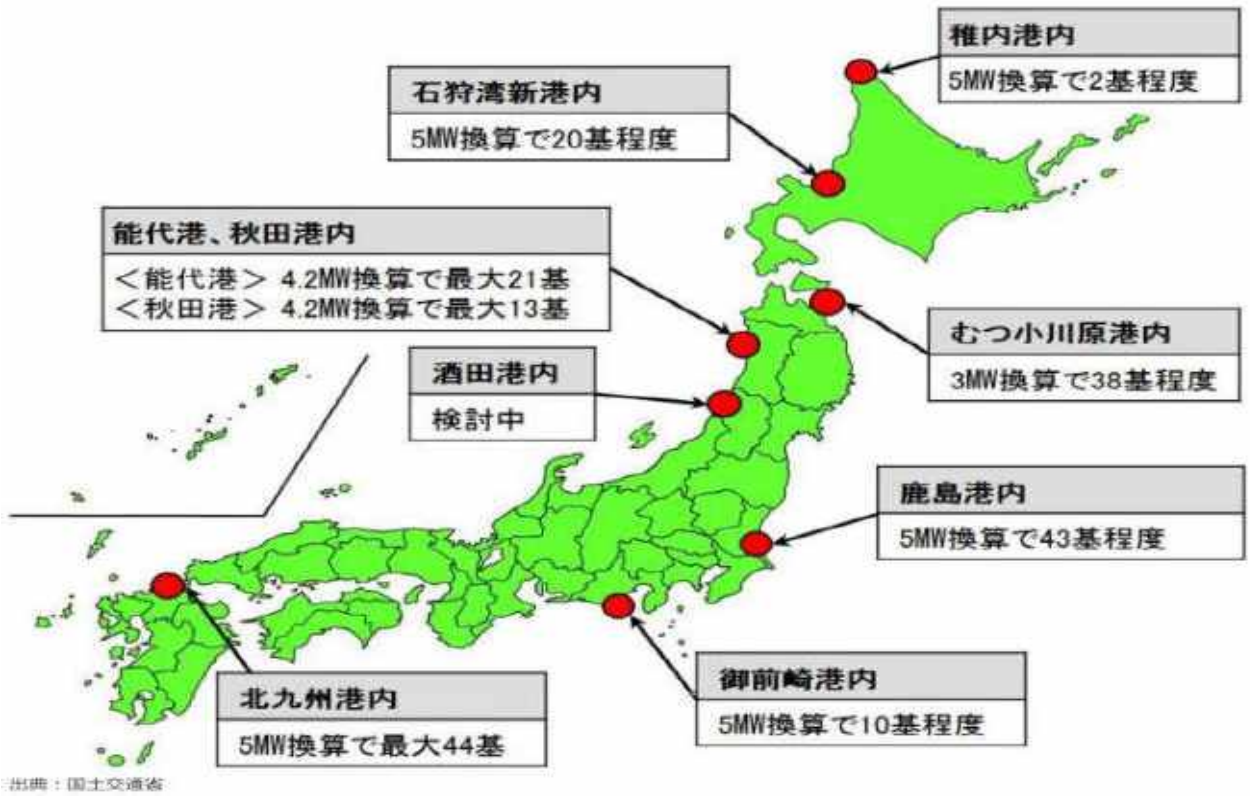
日本の洋上風力発電の現状

日本の洋上風力発電は、累積で58.6MW、28基、７サイトが運転をおこなっている（2020年度12月末時点）。沿岸部からアクセス可能なセミ洋上風力も含まれる。沿岸距離２km以上の本格的な洋上風力はこのうち、14.4MW、５基、４サイト。そのうち、12MW、４基３サイトは浮体式になる。2020年の新規設置はなかった。これらはほぼ実証実験だ。

港湾での洋上風力発電の導入計画も進んでいる。すでに秋田県能代港では140MWの洋上風力発電（着床式）が2022年末の運転開始に向け建設が進む。秋田県能代市は国の定める洋上風力の「促進地域」だ。その促進地域はほかに秋田２ヶ所、千葉県銚子市沖の合計４ヶ所を定めていて、事業者による計画がそれぞれ立てられている。

これからの洋上風力の開発は、もちろん、より沖合の、一般海域での発電所開発となる。

港湾における洋上風力発電の導入計画



政府の開発目標は2040年30GW～45GW

2020年12月、経産省の審議会「洋上風力産業ビジョン（第一次）」、グリーン成長戦略などによると、日本政府の目標は、2030年に10GW（1,000万kW=１万MW）、2040年までに30～45ＧＷ（3000万kW～4,500万kW＝３～4.5万MW）の導入を目指す。

日本政府は年間100万kW程度を10年間、区域指定して開発していけば20年後に3,000万kWの案件形成ができるということなのだろうが、こうして書いていても本当にできるのか、疑わしくなる数字だ。

この数字は、2020年７月におこなわれた経済産業省の「第１回　洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」に提出された日本風力発電協会の資料の数字が元になっている。それによると、着床式の日本全国でのポテンシャルは128GW、浮体式のポテンシャルは424GWと試算されている。その前に、2018年２月には着床式のみで91GWのポテンシャルがあるとされている。また、事業者が現在開発検討対象としている区域は34GWとある。

また、同じ７月17日の経産省・国土交通省の資料には、事業者のヒアリング結果として、国内に風車工場などへの投資をおこなうためには、年間100万kW×５～10の市場が必要とある。
オーステッドのアジア太平洋地域責任者Yichun Xu氏はEnergyShiftの取材に対し、「日本は着床式で90GWのポテンシャルをもっている。年間１から1.5GWのオークションも計画されている」と答えている。また、2020年８月の経産省審議会*では日本風力発電協会の資料では「2030年には１GW/年、2040年からは２～４GW/年の市場規模の目標を設定」を提案している。

これらの前提から、2040年目標の30～45GW導入目標、毎年100万kWを10年間、という数字が出てきたのだ。とすると、そこまで無理な数字ではないとも思える。しかも、この91GWのポテンシャルは着床式のみの数字だ。そう考えると逆に、少し消極的な数字にすら見える。

*第58回調達価格等算定委員会

ポテンシャルの高い浮体式洋上風力

では、着床式だけで日本の2040年目標がまかなえるのであれば、日本での浮体式開発は不要なのか。もちろん、そんなことはない。

世界の導入量を見ても現在は着床式がメインだが、水深を気にしなくてよいため、より広範囲な設置が可能な浮体式の開発と導入が進んでいる。冒頭の導入ポテンシャル量を見ても圧倒的に浮体式のポテンシャルが高い。

また、日本の近海は遠浅でないため、水深が深くても設置が可能な浮体式が有効だ。

この浮体式は第６次エネルギー基本計画でも次世代太陽電池（ペロブスカイト）と同じく、「革新技術の開発」の扱いになっている。

『特に、サプライチェーン構築に不可欠な風車や中長期的に拡大の見込まれる浮体式等については、要素技術開発を加速化し、長期間にわたる技術開発・実証等を一気通貫で支援する取組等を行う。また、政府間の協力関係の構築と国内外の企業の連携を促し、海外での洋上風力事業への参画等を検討する日本企業をFSや実証、ファイナンスで支援しつつ、浮体式の安全評価手法の国際標準化等を進める』（第６次エネルギー基本計画（案））

この「革新技術の開発」、当然ながら日本の洋上風力発電の発電量確保だけの問題ではない。浮体式の技術を、アジア展開を見据えた次世代技術開発につなげたいという思惑もある。

まだ世界でも浮体式は確立技術ではないからだ。

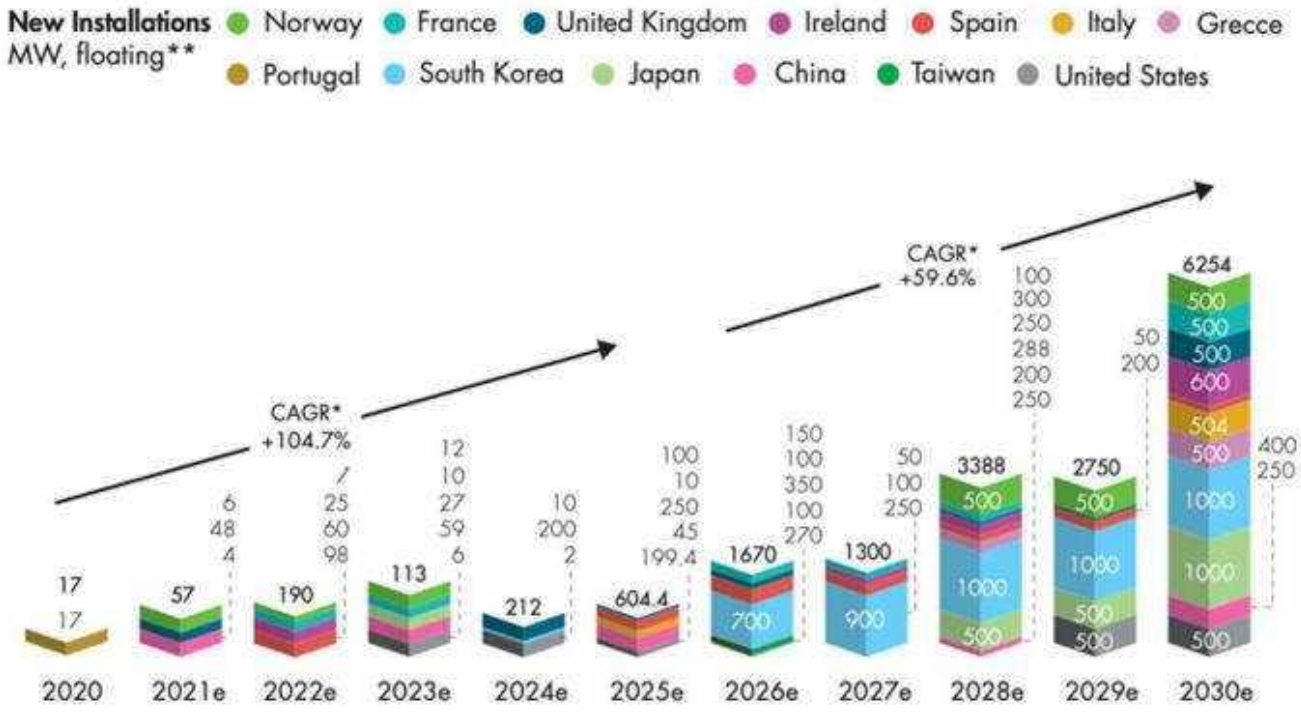
	現状と課題	今後の取組
次世代技術(浮体式)の開発、マーケット獲得	世界横一線の浮体式技術、欧州と環境異なるアジア ・将来的に、気象・海象が似ており、市場拡大が見込まれるアジア展開を見据えることが重要。 ・浮体式の技術は世界横一線であり、造船業を含む新たなプレーヤーの参入余地も。商用化を見据えながら、技術開発を加速化。同時に、官民が連携して海外展開の下地づくりを進める。	アジア展開も見据えた次世代技術開発、国際連携 ①アジア展開も見据えた次世代技術開発 ・「技術開発ロードマップ」（2021年4月策定）に基づき、要素技術開発を加速化 ・実海域での実証も見据えつつ、グリーンイノベーション基金の活用も検討した浮体式等の技術開発 ②国際標準化・政府間対話等 ・国際標準化（浮体式の安全評価手法） ・将来市場を念頭に置いた二国間政策対話・国際実証（日EUエネルギー政策対話等）

2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略　2021年６月18日より

世界の主戦場になる浮体式の開発競争

グリーン成長戦略には「横一線」とあるが、浮体式の開発競争はすでに始まっている。牽引しているのは欧州だ。2022年には浮体式の累計導入量300MWを目指している。

浮体式洋上風力の導入予測　2020-2030



* CAGR = Compound Annual Growth Rate
** Note: this floating wind outlook is already included in GWEC's global offshore wind forecast
Source: GWEC Market Intelligence, July 2021

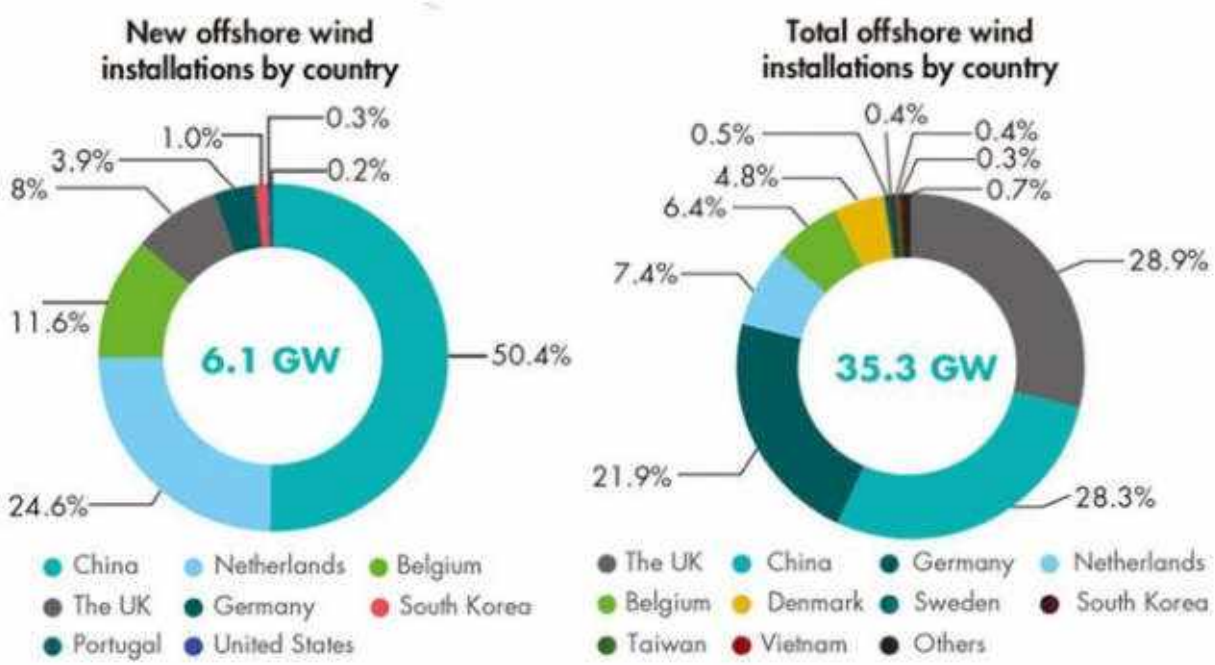
GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021 : GWEC

10月19日、世界最大の浮体式洋上風力がスコットランド沖合に完成した。キンカーディン洋上風力発電所は海岸からは15km離れ、水深は60mから80m。50MWで、年間200GWhの電力を発電する。また、同じくスコットランドでは最大100MWの浮体式洋上風力発電所「PentlandFloating Offshore Wind Farm」の計画が進む。フル稼働は2027年と先だが、検証用の8.6MW浮体式一基は2023年の建設予定だ。このコンソーシアムには丸紅が参画している。

ほかにもフランスのブルターニュ沖などで200MWを超える大型案件が進んでいる。

中国は2021年に再エネ大手の三峡集団が5.5MW実証基を試作し、広東省沖で実証実験をおこなうと発表。実は中国は着床式洋上風力の導入量が世界２位だ。浮体式でも導入量拡大を目指している。韓国も洋上風力トップ５を目指し、６GWの浮体式洋上風力発電所の建設計画を発表した。

左：洋上風力の国別新規導入量（2020年）右：洋上風力発電の国別累積導入量



GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021：GWEC

浮体式の要素技術は浮体の基礎、ケーブル、そして係留索とアンカーに大きくわけられる。中でも浮体基礎はコスト的にも全体の３割を占める重要な要素だ。

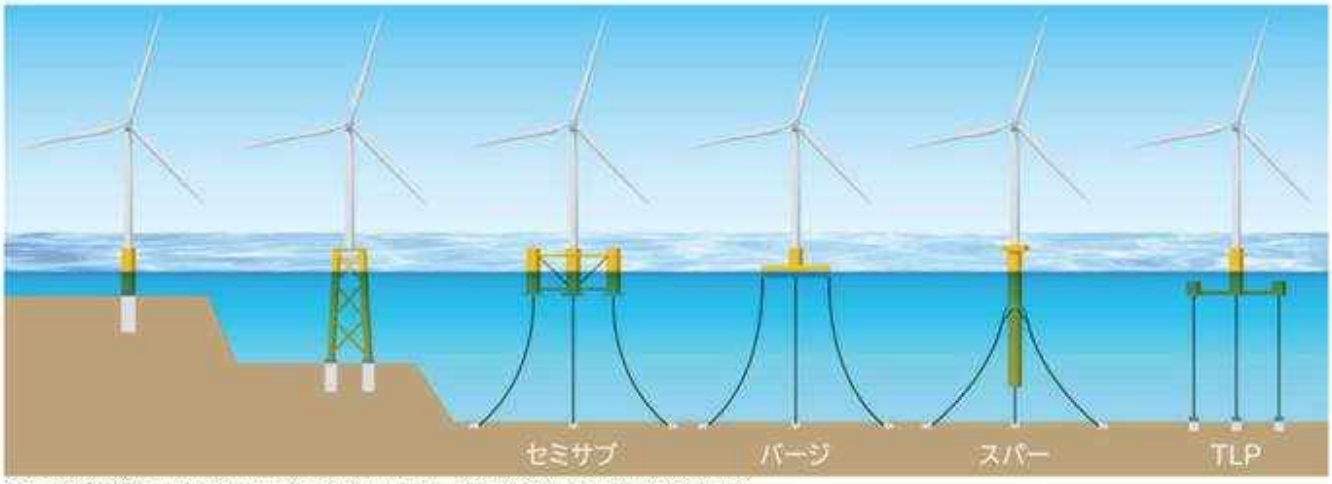
その浮体基礎はスパー式、セミサブ式、バージ式、TLP式の４つが主流で、それぞれ一長一短があり、まだ開発は継続している。スパー式とセミサブ式は本格的な商用利用に一番近くなっている。そのスパー式を開発、運用しているのが戸田建設だ。

戸田建設の浮体式洋上風力

戸田建設では2018年から2,000kW（２MW）・１基の浮体式洋上風力発電を長崎県五島市沖で運転していた。2007年からの実証実験を繰り返し、日本で初めての浮体式の商用運転にこぎつけた。五島市沖の平均風速は７m/秒と風力発電に適している。

スパー式は重心が低く、安定性も高く、2012年の実証実験（五島市椛島）では大型の台風16号（中心気圧940hPa、最大風速53.3m、最大波高16.9m）にも耐えた。五島市沖の水深は100から150mと深く、スパー式には都合がよかった。

このように、水深が100m以上の水深ではスパー式が有利な一方、100m未満では設置が難しい。セミサブ式では40mから設置が可能だ。昨年実証実験を終えた福島沖の実証実験ではセミサブ式も試験された。



日本の浮体式洋上風力発電に対する期待と展望　浮体式洋上風力発電推進懇談会

スパー式を選んだ戸田建設は、再エネ海域利用法に基づいた第１号案件である「長崎県五島市沖」の開発事業者に６社でのコンソーシアム「ごとう市沖洋上風力発電合同会社（仮称）」で選ばれた。２MWの風車８基を設置し、1.68万MWの発電を目指し、建設を進める。

この浮体式洋上風力の課題はコストだ。戸田建設ではスパー式の事業を拡大するとともに、施工技術などでコスト削減を図るとしている。

世界の洋上風力発電コストは８円/kWhで日本の火力発電よりも低い。戸田建設では発電コスト９円/kWhを目指す。

また、世界の洋上風力発電の大型化にどう対応するかもこれからの開発になる。前出のスコットランドキンカーディン洋上風力は9.5MWの風車になる。東芝がGEと共同開発した洋上風車「Haliade-X」は12MW、ブレードが107mと大型だ。

海底ケーブルでも開発競争

もうひとつ、洋上風力発電の要素技術として重要なのがケーブルだ。こちらは浮体式だけではなく、着床式にも関わってくる。欧州ではケーブル敷設時の事故の割合が多く、ケーブル損傷は洋上風力発電の大きなリスク要因となっている。一方で国内ケーブルメーカーは世界シェアが高く、英国の技術開発コンペにも参加している。

最近話題となった英国の大規模洋上風力ファーム、ドッガーバンクの洋上風力発電所は陸地から130km離れている。また、日本にも洋上風力発電を海底ケーブルで結ぶいわゆる「スーパーグリッド構想」がある。

大型風車に対応できる66kVを超える高電圧の送電ケーブルの技術開発も世界で進む。浮体式ではダイナミックアレイケーブル（海中に浮遊しながら潮の流れなどにも耐性があるケーブル）の開発が進んでいる。将来的には220kV高圧ダイナミックケーブルが期待されているが重く、硬くなるため耐性にまだ問題がある。

もうひとつの課題　日本型セントラル方式

日本における洋上風力発電開発において、技術面ではない大きな課題は候補地の選定だ。

政府はこれを日本版セントラル方式で解決を図ろうとしている。セントラル方式とは、国が開発調査や系統協議などをおこなう方式。複数事業者は入札で買取価格を決め、全体の導入コストを低くすることが狙い。つまり、国が率先して洋上風力の案件形成を促進する。

今年８月にはその第一段階である調査をおこなう地域を決めた。「洋上風力の地域一体的開発に向けた調査研究事業」で、NEDOが調査事業者に調査を委託する。

今年５月の候補地域受付期間には都道府県から９海域、事業者から19海域の情報提供がそれぞれあった。今回決まった３海域は以下の通り。

- 北海道岩宇及び南後志地区沖（着床式）
- 山形県酒田市沖（着床式）
- 岩手県洋野町沖（浮体式）

今後、風況調査、海底地盤・気象海象、環境影響評価（アセス）のうち、初期段階で事業者が共通しておこなう項目、漁業実態の４つの調査をおこなう。

こうした日本版セントラル方式がうまく機能することで、国による導入牽引が進むだろう。それに応じて入札をおこなっていくなどのやり方はある。

区域名		万kW
促進区域	①長崎県五島市沖	1.7
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	41.5
	③秋田県由利本荘市沖（北側・南側）	73
	④千葉県銚子市沖	37
	⑤秋田県八峰町・能代市沖	36
有望な区域	⑥長崎県西海市江島沖	
	⑦青森県沖日本海（南側）	
	⑧青森県沖日本海（北側）	
	⑨秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	
	⑩山形県遊佐町沖	
	⑪新潟県村上市・胎内市沖	
	⑫千葉県いすみ市沖	

区域名	
一定の準備段階に進んでいる区域	⑬北海道檜山沖
	⑭北海道岩宇・南後志地区沖
	⑮青森県陸奥湾
	⑯北海道島牧沖
	⑰北海道松前沖
	⑱北海道石狩市沖
	⑲岩手県久慈市沖（浮体）
	⑳福井県あわら市沖
	㉑福岡県響灘沖
	㉒佐賀県唐津市沖

【凡例】
●促進区域
●有望な区域
●一定の準備段階に進んでいる区域
※下線は2021年度新たに追加した区域

出典：再エネ等に関する規制等の総点検タスクフォース

洋上風力発電のポテンシャルを引き出せ

洋上風力発電のポテンシャルは、１にその発電量、そして開発競争に勝った際の経済波及効果がともにある。
開発競争と導入は電力業界の雇用にもからんでくる。洋上風力発電の部品量は１～２万点、さらに港湾の整備やO&Mなどの雇用も生む。部品メーカー、風車メーカー、建設業者はそれぞれ導入増による事業拡大を見込む。
先頃JREの買収で話題になったENEOSも洋上風力案件を多く持つ。JREは秋田市能代市沖、長崎県西海市江島沖、北海道石狩市沖で３事業のアセスを進めている。一方、戸田建設の五島市の洋上風力にはENEOSとしてコンソーシアムに参加している。

日本の洋上風力は、導入ポテンシャルは相当なものだが、これまで日本の開発は後れを取っていた。

法的処理の問題は再エネ海域利用法で、漁業を含む地域理解は日本型セントラル方式で、他に技術への投資などが課題だったが、それぞれ一定の解決を見いだしている。

2021年10月20日、経済産業省の総合資源エネルギー調査会の第４次中間整理でも洋上風力の競争力強化は、前政権から変わらないことが確認された。まずは、2030年、洋上風力10GW導入を目指す。

2040年への政府目標の達成ができるかどうかは、日本の洋上風力のポテンシャルをどれだけ引き出せるかにかかっている。それには国の大胆な施策も必須だ。
ポテンシャルはある。あとは、どう引き出すかだ。

Offshore Wind Technical Potential in Japan GWEC
https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/06/Japan_Offshore-Wind-Technical-Potential_GWEC-OREAC.pdf
GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021 GWEC
https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2021/
GWEC | GLOBAL WIND REPORT 2021
https://gwec.net/global-wind-report-2021/
「日本の洋上風力は全電力需要の8倍を発電可能」と世界風力会議　日経クロステック　2021年10月19日
https://xtech.nikkei.com/atcl/nxt/column/18/00001/06155/
洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会　第１回会合　洋上風力の主力電源化を目指して　日本風力発電協会
2020年末日本の風力発電の累積導入量：443.9万kW、2,554基　2021年２月12日　日本風力発電協会
http://log.jwpa.jp/content/0000289778.html
2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略　令和３年６月18日　経済産業省
https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210618005/20210618005-4.pdf
洋上風力の産業競争力強化に向けて　令和２年７月17日　経済産業省　国土交通省
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/yojo_furyoku/pdf/001_03_00.pdf
洋上風力の産業競争力強化に向けた技術開発ロードマップ　洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会　NEDO
2021年４月１日
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/dl/roadmap/roadmap20210401.pdf
洋上風力産業ビジョン（第１次）
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/dl/vision/vision_first.pdf
「洋上風力発電の低コスト化」プロジェクトの研究開発・社会実装計画(案)の概要　資源エネルギー庁
https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/green_innovation/green_power/pdf/001_04_00.pdf
長崎県五島市沖における洋上風力発電事業者の選定について　経済産業省
https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210611004/20210611004.html
World's Largest Floating Offshore Wind Farm Fully Operational
https://www.offshorewind.biz/2021/10/19/worlds-largest-floating-offshore-wind-farm-fully-operational/
日本の浮体式洋上風力発電に対する期待と展望　浮体式洋上風力発電推進懇談会
https://www.toda.co.jp/assets/pdf/fowvs_j.pdf
欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き　三井物産戦略研究所
https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/__icsFiles/afieldfile/2021/07/13/2107t_zhao.pdf
環境省　令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書
https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/report/r01.html

【資料】
https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/__icsFiles/afieldfile/2021/07/13/2107t_zhao.pdf

MITSUI & CO. GLOBAL STRATEGIC STUDIES INSTITUTE

欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き

―2040年までに最大45GW洋上風力導入を目指す日本も浮体式に期待―

2021/7

三井物産戦略研究所
技術・イノベーション情報部　コンシューマーイノベーション室
趙　健

Summary

- 着床式に比べ設置可能面積が広い点でポテンシャルが高い浮体式洋上風力発電は、将来の導入拡大が期待される技術であり、日本においても大きな導入余地がある。
- これまでの実証事業を通じて複数の浮体技術が商用化手前まで進展するなか、課題となるコスト削減や運営ノウハウの獲得に向けて、欧州を中心により大規模な案件の推進が加速している。
- 今後欧州とアジアを中心に導入が拡大し、先行する欧州では2030年までの累計導入量は10GW以上と予想される。洋上風力産業の競争力強化を図る日本にとって、サプライチェーンの形成やノウハウの取得には欧州勢との連携が求められることとなる。

はじめに

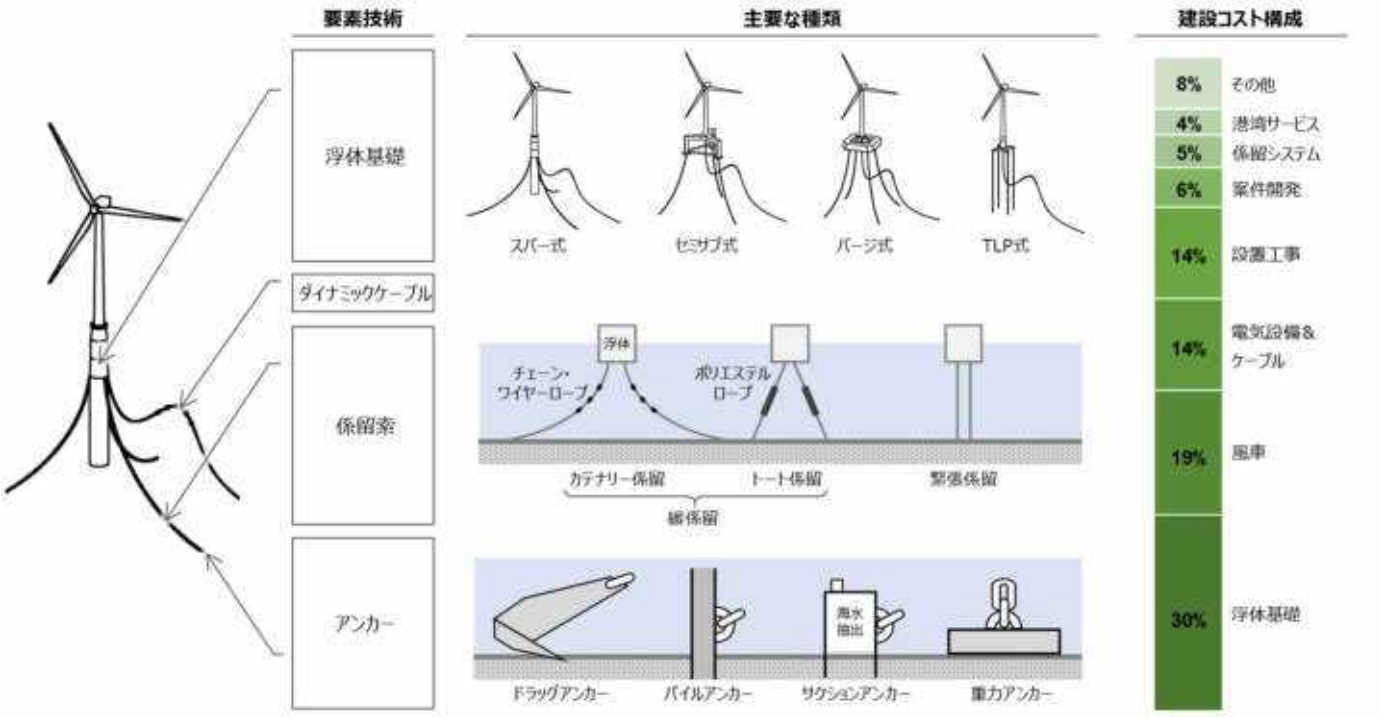
陸上より風況がよく、大型風車を設置しやすい洋上での風力発電は、有望な再生可能エネルギーとして期待されている。洋上風力発電には、海底に直接基礎と風車を設置する着床式と、海底に係留した浮体基礎上に風車を設置する浮体式の2種類がある。現在は世界的に着床式を中心に導入が進展しているが、水深の制限などから適地は限られる。そのため洋上風力発電の導入拡大を目指すには、深海への設置が可能で、設置面積の拡大が見込める浮体式洋上風力の実用化は必要不可欠である。海底地形が急峻な日本においては、浮体式洋上風力の導入ポテンシャル[1]は発電量ベースで原発約200基相当[2]の424GW[3]と推計され、着床式の128GWを大きく超えるが、着床式の2倍といわれる建設コストの削減が最大の課題となる。技術開発は日本と欧米が先行しているが、現在世界で系統に連系している発電容量74MWのうち、62MWを占める欧州が実証の規模においてリードしている。直近では、欧州を中心に浮体式風力の技術開発が商用化一歩手前まで進んでおり、大型実証案件が発表されるなど商用化に向けた動きの加速が予測される。本文ではその最新動向、要素技術と今後の展望について考察を行う。

[1] 一般社団法人日本風力発電協会試算。試算前提条件：排他的経済水域（EEZ）内、年平均風速7.0m/s以上、着床式水深10～50mの範囲、浮体式水深100～300mの範囲、案件当たり最低容量120MW以上を想定。
[2] 筆者試算。浮体式洋上風力設備利用率45%、原子力発電プラント出力1GW/基、設備利用率85%を前提として試算する場合、（424GW×45%）÷（1GW/基×85%）≒224.5基の原子力発電プラントに相当する。
[3] 1GW＝1,000MW＝1,000,000kW

浮体式洋上風力の主な要素技術

浮体式洋上風力は、厳しい気象条件および海流・潮流などの影響下でも安定した発電が求められており、大型風車を支える浮体基礎、耐久性と送電性能を両立するダイナミックケーブルおよび係留システムなど、図表1に示すような要素技術の確立が必要である。

図表1 浮体式洋上風力の要素技術



出所：
i. 浮体基礎のイメージ：Ocean Engineering掲載論文「Human exposure to motion during maintenance on floating offshore wind turbines」（https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S002980181831254X 2021年6月アクセス）
ii. 係留索とアンカーのイメージ：NEDO「浮体式洋上風力発電技術ガイドブック」（https://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku_guidebook.html 2021年6月アクセス）を参考に三井物産戦略研究所作成
iii. 建設コスト構成：ETIPWind（The European Technology & Innovation Platform on Wind Energy）「Floating offshore wind factsheet」から三井物産戦略研究所作成

建設コストの3割を占める浮体基礎は最も重要な要素技術である。重さ数百トン以上の風車を支えながら、風、波浪の影響による揺れを最小限に抑制することが求められるほか、構造設計、製造工法、洋上の輸送と設置施工、メンテナンスなどにおける低コスト化も求められる。現状の主流浮体基礎は、主にスパー式、セミサブ式、バージ式とTLP（Tension Leg Platform）式に分類されており、技術成熟度、適応する水深、海域、係留方式と必要な海底地質条件、施工方法などは異なる（図表2）。これまでの研究開発と実証を通じて、スパー式とセミサブ式との技術成熟度は、商用化手前（Pre-Commercialization）まで進展しており、バージ式も実証済みの段階に進んでいる。

図表 2 主流浮体基礎の特徴比較

	スパー式 SPAR	セミサブ式 SEMI-SUBMERSIBLE	バージ式 BARGE	TLP式 TENSION LEG PLATFORM
実機写真・イメージ	 写真提供：戸田建設	 写真提供：(デンマーク)Vestas Wind Systems A/S	 写真提供：(仏)BW Ideol	 画像提供：三井海洋開発
技術成熟度（注）	高、30MW級パイロット案件実施済み	高、25MW級パイロット案件実施済み	中、3MW級デモ案件実施済み	低、水槽実験、技術実証の段階
復原性・安定性	重心が低く、復原性と安定性が高い	安定性が高く、揺れが少ない	揺れやすい	安定性が最も高く、揺れがほぼない
適応水深・海域	水深100m以上が必要、波浪条件が厳しい水域にも適する	水深40m以上から設置可能なため、適応海域が広い	水深30m以上から設置可能であるが、揺れやすいため静穏海域に適合	水深50m以上の海域に設置可能、軟弱地盤の海底には不適応
製造	構造が簡単で製造が容易、低コスト化が見込まれる	構造が複雑で、溶接作業が多く、製造工程が複雑	質量が高くなるが、構造が簡単で低コスト化が見込まれる	サイズが小さく、部品が少ないため製造しやすい
設置施工	風車の設置は洋上で実施するため、リフトクレーンが必要	風車とともに港で組み立ててから設置海域への曳航で設置可能	風車とともに港で組み立ててから設置海域への曳航で設置可能	風車とともに港で組み立ててから設置海域への曳航で設置可能。
係留システム	緩係留	緩係留	緩係留	緊張係留
メンテナンス	喫水が深いためメンテナンスが困難	帰港して大規模メンテナンスを行うことが可能	帰港して大規模メンテナンスを行うことが可能	構造が簡単でサイズも小さいためメンテナンスしやすい
メリット	製造が簡単で低コスト化が期待	適応海域が広く、組み立てと設置がしやすい	洋上施工の必要がなく、設置しやすい	安定性が高く、浮体構造がシンプル。占用する海底面積が小さい
デメリット	水深100m未満の相対的に浅い水域では設置困難	復原性維持のためには構造上質量が必要、製造の簡素化が課題	揺れが大きく、設置海域が限定される	係留システムのコストが高く、施工が困難。海底地盤条件に制限される
代表企業	戸田建設、(ノルウェー)Equinor	ジャパン マリンユナイテッド、(仏)Naval Energies、(米)Principle Power	(仏)BW Ideol、日立造船	三井海洋開発、(米)Glosten

注：Carbon Trust（英国政府により設立され、その後独立した環境コンサル組織）によると、技術成熟度評価は右記の9段階に分かれている：1.Initial Concept、2.Proof of Concept、3.Numerical Modeling、4.Tank Testing、5.Scaled Testing（＜1MW）、6.1～5MW Demo、7.＞5MW Demo、8.Pilot（10～50MW）、9.Pre-Commercial（50～200MW）、これ以上は商業化段階

出所：Carbon Trust「Floating Wind Joint Industry Project Phase Ⅱ summary report」、NEDO「浮体式洋上風力発電技術ガイドブック」、国土交通省「浮体式洋上風力発電施設技術基準（令和2年3月3日改正）」および各社公開資料を基に三井物産戦略研究所作成

ダイナミックケーブルは海中に浮遊しながら、浮体から変電所などに送電するケーブルであり、長期絶縁性、潮流や浮体基礎の動きによる損傷に耐えられる機械的強度、海流の影響による線形変動を抑える敷設設計などが求められる。また、将来の大規模浮体式洋上風力開発には、送電ロスの少ない220kV高圧ダイナミックケーブルの開発が期待されるが、現状の66kV製品よりケーブルが重く、硬くなるほか、曲げ半径が大きくなることでねじれ耐性が弱くなるなどの課題がある。

係留システムには構成要素として係留索とアンカーが含まれる。浮体と海底に固定しているアンカーをつなげる係留方式は、張力の強さによって緩係留と緊張係留に分けられる。緩係留は、チェーンの自重で安定性を保つカテナリー係留と初期張力を調整して緊張状態にある係留ラインの伸びによって係留力を得るトート係留の2種類を含む。カテナリー係留はアンカー設置施工が簡易であるが、占用海域面積が広く、船舶や漁業の妨げとなる可能性が挙げられる。ポリエステルロープを使用するトート係留は軽量化できるが、大把駐力[4]のアンカー設置が必要である。一方、緊張係留は強い張力で浮体を水中に引き込み、浮力を生み出す方式であり、高張力ケーブルなど高強度材料の開発が課題である。アンカーは設置と撤去の簡易

[4] 把駐力：浮遊式海洋掘削装置をアンカー船位保持する際に係留力の基となるアンカーによる保持力をいう。（出典：独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構）

さから、現状ドラッグアンカー（drag-embedded anchor）と水圧差で固定するサクションアンカー（suction anchor）が最も多く使用されている。係留システムのさらなるコスト削減に向けて、低コスト材料開発、アンカーの共有や係留システムの最適化設計などの研究も行われている。

今後の実装と商用化に向けて、設置海域の水深、海況、海底地盤などの状況に合わせ、浮体と係留システムの最適な組み合わせが求められ、成熟度とコストのほか、当地の大型海洋構造物の製造や施工などサプライチェーンの状況を踏まえ、各要素技術を体系的に評価する観点が欠かせない。

上記に加え、浮体と搭載風車の一体化設計、浮体の量産化、低コスト施工、浮体式洋上変電所、姿勢制御、メンテナンスフリー技術なども今後の大規模商業化に必要とされる。

欧州を中心に増える大規模実証案件

欧州風力協会WindEuropeは2021年3月、これまでの実証を通じてセミサブ式、スパー式などの浮体技術が確立しつつあるとして、今後の商用化に向けて、さらなるコスト削減と量産体制の構築には導入規模の拡大が必要と主張した。欧州ではすでに7カ国が今後10年の間に浮体式洋上風力発電を導入する予定であり、2022年までの累計導入量は300MWを上回る予定で、規模において世界をリードし続ける。世界各国における稼働予定事業を図表3に示す。

図表 3 各国で稼働する予定の浮体式洋上風力案件

稼働予定	国	案件名	開発事業者	発電容量（MW）	風車出力（MW）	買取価格（ユーロ/MWh）	浮体基礎	浮体基礎提供企業
2021/2022	フランス	Eoliennes flottantes du golfe du Lion	Engie、EDPR、Caisse des Depots	30	10	240	セミサブ	Principle Power (PPI)
2021/2022	フランス	EolMed (Gruissan) Pilot Farm	Qair、Total	30	10	240	バージ	BW Ideol
2021/2022	フランス	Provence Grand Large	EDF Energy	25.2	8.4	240	TLP	SBM Offshore
2022/2023	フランス	Eoliennes flottantes de Groix et Belle-Ile	Shell/EOLFI、中国広核集団（CGN）	28.5	9.5	240	セミサブ	Naval Energies
2021/2022	ノルウェー	Hywind Tampen	Equinor	88	8	オフグリッド	スパー	Equinor
2022	アイルランド	AFLOWT	EMEC、SEAI、Saipem	6	6	不明	Hexafloat	Saipem
2023	米国・メイン州	Aqua Ventus I	University of Maine	11	11	190	セミサブ	University of Maine
2021/2022（注）	日本	（仮称）五島市沖洋上風力発電事業	戸田建設	22	2～5	不明	スパー	戸田建設
2021	中国・広東省	Jie Yang	三峡集団	5.5	5.5	不明	セミサブ	Mingyang Smart Energy
2026	韓国・蔚山市	Donghae-1	韓国石油公社（KNOC）、Equinor	200	不明	不明	スパー？	

注：戸田建設が同事業の建設資金に充当するために発行したグリーンボンドの資金充当状況報告によると、2020 年 3 月末時点では風力発電機を建設していない
出所 Carbon Trust「Floating Wind Joint Industry Project Phase Ⅱ summary report」、4C Offshoreウェブサイト、各社公開資料から三井物産戦略研究所作成

北欧エネルギー大手のEquinor社は洋上石油開発のノウハウを活用し、スパー式浮体Hywindを開発した。2017年よりスコットランド沖において発電容量30MWのHywind Scotland実証事業を実施し、2年間の平均設備利用率で54％を超える結果を出した。同社はさらに規模を拡大した88MWの浮体式洋上風力事業Hywind Tampenを北海で建設しており、2022年までに洋上石油施設に電力を供給する予定となっている。Equinor社

は同案件を通じてLCOE[5]を150ユーロ/MWh[6]以下に下げることを目標としており、2025年頃200MW超の本格的な商業化に進む予定としている。

2021年5月、フランスは北西部のブルターニュ沖における発電容量230～270MW規模の浮体式洋上風力事業の入札実施を発表し、フランスの浮体基礎メーカーBW Ideol社は社名非公開のユーティリティ企業と連携して入札に参加すると表明している。同案件の入札価格上限は、2015年に隣接海域で実施した実証事業の240ユーロ/MWhの半分である120ユーロ/MWhと定められる。2024年には、さらに500MW分の入札を予定しており、本格的な商業化に向けて動き出している。

2021年は、欧州以外のアジアでも進展があった。中国は5月、国有再生可能エネルギー大手の三峡集団がセミサブ式浮体を採用した5.5MW実証機を1基試作し、同社が広東省沖で進めている洋上風力ファームにおいて中国初の実証運転を行う予定と発表した。ノウハウを取得するために、フランスEOLFI社[7]の開発中案件に出資した国有原子力発電大手中国広核集団（CGN）も、広東省沖における大規模案件の実施を予定している。ここ数年で着床式洋上風力導入量を世界2位まで積み上げた中国は、今後浮体式においても躍進する可能性がある。世界の洋上風力大国トップ5入りを目指す韓国は、官民連携で2030年までに蔚山市沖において計6GWの浮体式洋上風力発電所の建設計画を5月に発表した。韓国石油公社とEquinor社が2019年から蔚山市沖において開発していた200MW案件も5月にFSを完了しており、2022年に着工、2026年に稼働開始を予定している。2018年に成立した「再エネ海域利用法」に基づき洋上風力の導入を加速する日本では2021年6月、促進区域の長崎県五島市沖における計16.8MWの浮体式洋上風力発電事業者の公募結果が発表され、戸田建設を代表とするコンソーシアムが事業者に選定された。

今後の展望

技術開発の加速と大規模案件の推進により、浮体式洋上風力のLCOEは2025年以降大きく下がると予想される。ETIPWindのレポートでは、2020年において165～202ユーロ/MWhであるLCOEは2030年までに53～76ユーロ/MWh（約7.1円～10.2円[8]/kWh）に下がると予想され、NEDOが実証研究で目指している2030年までに20円/kWh以下という目標を大きく下回る水準となる。さらに2050年までには、浮体式の予想平均LCOEは40ユーロ/MWhに下がり、着床式の37ユーロ/MWhに近づくと予想している（図表4）。

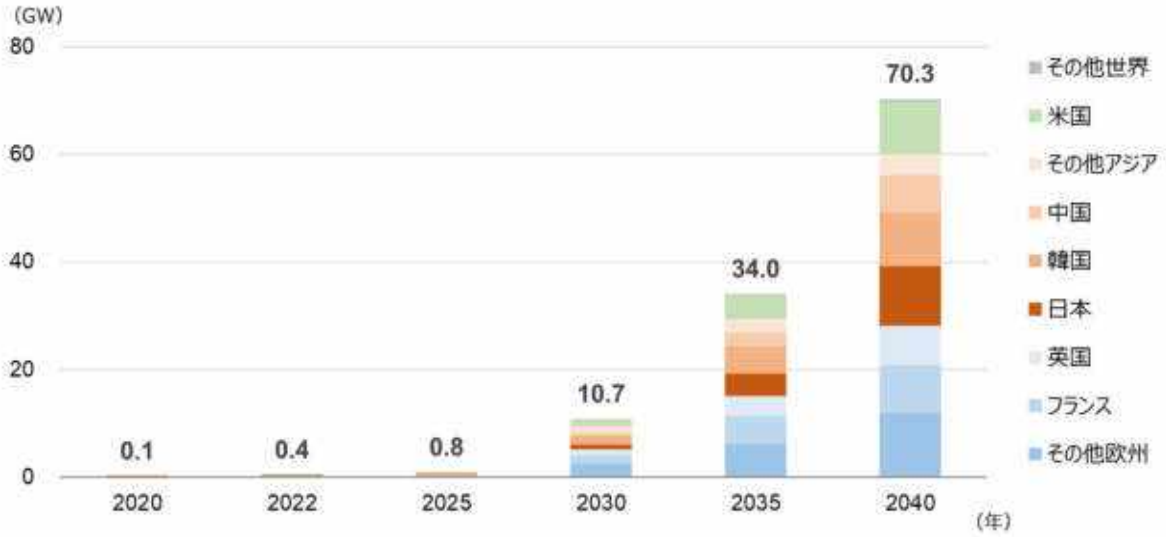
[5] 均等化発電原価（Levelized Cost of Electricity）：資本費、運転維持費、燃料費など発電に要した費用を、生涯の発電量で割ることで求められる電力単価。
[6] 1MWh＝1,000kWh
[7] 同社は2019年末にShell社の傘下に入った。
[8] 為替レート：1ユーロ＝134円

図表4 欧州の風力発電LCOE予想

出所 ETIPWind「Getting fit for 55 and set for 2050」(https://etipwind.eu/publications/getting-fit-for-55/ 2021年6月アクセス)

コストダウンに伴い、浮体式洋上風力は今後欧州、アジアと米国を中心に導入が拡大する。Carbon Trustの予想では、世界の累計導入量は2030年までに10.7GW、2040年までに70.3GW（予想年間発電量約277TWh[9]）に到達すると見通している（図表5）。2035年以降、浮体式洋上風力の導入ポテンシャルと脱炭素達成の需要から、アジアの累計導入量は日本、韓国と中国を中心に大幅増加し、欧州市場を逆転すると予想される。2040年までに浮体式も含む洋上風力30～45GWの導入を目指す日本においては、それらのうち約11GWを浮体式が担うと見込まれている。

図表5 世界の浮体式洋上風力累計導入量予想



注：2022年以降は期待値、2025年以降は推計値。「その他欧州」はポルトガル、スペイン、ノルウェー、ギリシャ、トルコを含む
出所：Carbon Trust「Floating Wind Joint Industry Project Phase Ⅱ summary report」から三井物産戦略研作成

[9] 筆者試算。平均設備利用率45％を用いて試算した場合、2040年70GW分の予想年間発電量は365日×24時間×45％×70.3GW≒277TWh。1TWh＝10億kWh。

大規模実証案件を先行して進めながら、サプライチェーンの形成を目指す欧州は、部材量産化、洋上施工とメンテナンスのノウハウ獲得も進み、今後の浮体式洋上風力産業を主導する立場となる可能性が高まっており、有望なアジア市場への進出も予想できる。直近の日本、韓国や中国の動きを見ても、欧州勢と協力するケースが多くを占めている。浮体式を含む洋上風力の産業競争力強化およびアジア市場への進出を目指す日本としては、欠かせない要素技術開発、部材の量産化、施工技術の低コスト化と管理経験の習得において、先行する欧州勢と連携する必要があるため、足元の欧州動向は最も注目すべきものといえるだろう。

当レポートに掲載されているあらゆる内容は無断転載・複製を禁じます。当レポートは信頼できると思われる情報ソースから入手した情報・データに基づき作成していますが、当社はその正確性、完全性、信頼性等を保証するものではありません。当レポートは執筆者の見解に基づき作成されたものであり、当社及び三井物産グループの統一的な見解を示すものではありません。また、当レポートのご利用により、直接的あるいは間接的な不利益・損害が発生したとしても、当社及び三井物産グループは一切責任を負いません。レポートに掲載された内容は予告なしに変更することがあります。

温暖化による地球暴走に歯止めをかけるため
2050年にCO2 排出ゼロへの世界的な取組が進められている
国連IPCC 気候変動に関する政府間パネル

２０３０年までに温室効果ガス46%削減を掲げる日本
実現に向けて本年２月政府のGX実現に向けた基本方針決定会議で、
「官民で脱炭素に１５０兆円投資」と共に「原発投資など エネルギー政策の大転換」等を含む
脱炭素取組の道筋を閣議決定。でも G7の中で唯一「火力発電廃止」時期を明示できず。
脱炭素に貢献するとの項がある一方、国民的議論もないままだとの声も・・・・
世界が求める1.5℃の約束を日本が果せるのか・・・・
二度と戻れないところまで来てしまうのではないか・・
1.5℃ 海面上昇と異常気象の頻発
2℃ 温暖化暴走のリスク

No.281　CN実現のカギを握る洋上風力　京大再エネ講座シンポジウム報告①

京都大学大学院 経済学研究科 Graduate School of Economics, Kyoto University　再生可能エネルギー経済学講座 Research Project on Renewable Energy Economics

https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0281.html

2021年12月16日

京都大学大学院経済学研究科　特任教授　山家公雄

（キーワード）　カーボンニュートラル、洋上風力、国産化、セントラル方式、促進区域

京都大学経済学研究科再エネ経済学講座は、12月10日にシンポジウムを開催した。今回から3回に分けて、筆者がコーディネートを行った第2部「CNの主役風力、太陽光、水素は2030年、2050年にどう臨むか」について報告する。今回は、風力業界を代表して日本風力開発㈱最高顧問の祓川清氏の講演を紹介する。洋上風力を主に、どのような手順でどのような課題を克服すれば風力発電はCN実現に貢献し、成長産業として発展できるかについて、具体的な提言が行われた。明確な羅針盤の提示がなされたと感じたところである。

序．京大シンポジウム報告シリーズの狙い

京大再エネ講座とシンポジウムの役割り

実・リアルタイムの視点を融合し実践的な学問を追求する目的で2014年度に創設され、現在2期目に入っている（1期5年）。本コラムは、主にその時々の話題を学術的視点も織り込んで解説する役割を担っている。シンポジウムは研究成果の発表の場として最も重要な位置付けにあり、今年度は12月10日に開催された。午前の部は若手研究者の発表で、午後は第1部「電力市場価格高騰から学ぶ電力市場改革のあり方～国際比較の視点から」および第2部「CNの主役風力、太陽光、水素は2030年、2050年にどう臨むか」と続いた（「第2回再エネ講座シンポジウム2021」）。第1部は講座代表である諸富教授の進行による学術的な成果の発表である。第2部は現在エネルギーにとり最も大きな議論になっているテーマを取り上げ、筆者がコーディネートを、そして「イントロダクション」と「まとめ」を行った。

カーボンニュートラルは最重要テーマ

カーボンニュートラル（CN）は、環境・エネルギー政策だけでなく、今後の産業の在り方や競争力を規定する大テーマであり、再エネと水素が主役になるとの認識の下で取り上げた。事業経験が豊富な領域を代表する3名の識者から、先行きの見通しが難しい中で、素晴らしい資料の作成と説明を行って頂いた。一方で、40～50枚の資料を30分で説明するには無理があり、参加者に十分に伝わったかという懸念もあり、本コラムで3回シリーズの報告という形でポイントを解説することとした。文責は筆者であるが、講師に確認頂いている。

今回は、日本風力開発㈱最高顧問である祓川清氏による風力発電の説明を取り上げる。同氏は、日本最大の風力発電開発事業者である㈱ユーラスエナジーホールディングスにて風力発電の黎明期より経験を積んでこられた第一人者である。日本風力発電協会（JWPA）の副代表であり多くの政府委員会のオブザーバー等も務めておられるが、今回は「個人の思いも込めてお話ししたい」とのことで、個社顧問の立場での登壇となった。前置きが長くなったが、以下、祓川氏発表を解説する（「2050年 NET ZEROにむけて　鍵を握るのは洋上風力」）。

1．エネ基2030年の風力目標をどう実現するか

第6次エネ基にて、2030年の電源目標である再エネ36～38%の実現を危ぶむ声がある。潜在量から期待されるのは太陽光と風力であるが、風力は実現可能であろうか。

エネ基目標は現状5.6倍の24GWだが業界目標は36GW、2050年は130GW

表1の右欄は、エネ基における「野心的水準」を示している。太陽光は、2019年実績および第5次目標値の約2倍となる103.5～117.6GW（kWhで14～16%）と最大の期待を負う。風力は、目標値は23.6GW（陸上17.9GW、洋上5.7GW）と太陽光に比べて見劣りするが、現状は4.2GWと低く、kWh構成比では0.8%から5.4%へと約　7倍に増える。高いハードルではあるが、風力業界は条件が整えば更に増加可能とみている。

表１．2030年度の風力の導入見込量（エネ基ベース）

*全発電電力量(億kWh)に対する比率

	2019年度導入量		現行ミックス水準		2030年度の野心的水準	
	GW（億kWh）	割合*	GW（億kWh）	割合*	GW（億kWh）	割合*
太陽光	55.8 (690)	6.7%	64 (749)	7.0%	103.5~117.6 (1,290~1,460)	14~16%
風力	4.2 (77)	0.8%	10.0 (183)	1.7%	23.6 (510)	5.4%
陸上風力	4.2 (77)	0.8%	9.2 (161)	1.5%	17.9 (340)	3.6%
洋上風力	－	0.0%	0.8 (22)	0.2%	5.7 (170)	1.8%

（出典）資エ庁 「2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」 2021/10

（出所）日本風力開発㈱ 「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）より抜粋

図1は、JWPAが設定している目標値である。2030年は洋上10GW、陸上26GWとしているが、「投資判断に最低限必要な市場規模1GW/年」を前提とする。2040年は「産業界が投資回収見通し可能な市場規模2～4GW/年」として洋上30～45GWおよび陸上35GW、2050年は「GHG排出量80%削減に相応しい目標値」として洋上90GWおよび陸上40GWとしている。2050年はGHG100%削減に向けた上方修正が不可欠となるが、後述のように洋上を主に膨大な潜在量活用策がイメージされている。

図１．JWPAの洋上風力・陸上風力の目標：意欲的で明確な中長期導入目標の設定

（出典）METI 第28回再エネ大量導入等小委員会「2050年CNの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）

年間導入量2～3GW、リードタイム半減で36GW実現へ

表2は、2030年目標実現のための条件・方策を示しているが（洋上は2040年も睨む）、陸上はエネ基目標である18GWは必達ケース、26GWは促進ケースと位置付けている。洋上は10GWは運転開始を想定している。環境整備の柱は年間導入ベースとリードタイムの短縮である。

年間導入量は、陸上は現状0.3～0.5GW、FIT認定で1.2GWであるが、これを2～3GWに引き上げる。洋上は、促進区域指定規模は現状1GW/年であるが、これを2GW/以上に引き上げる。リードタイムは陸上は環境アセスの短縮により現状8年を5年に、洋上は「日本版セントラル方式の早期導入」で8年を3～4年に短縮する。

保安林等と洋上の膨大なポテンシャル活用

目標導入容量を実現する前提として、リードタイム短縮に加えて系統制約解消、規制緩和等による保安林等の適地立地促進、膨大な潜在量があることの認識醸成と活用等を挙げる。系統制約は国も枠組みを定め着実に進めているところであり、速度をアップするのみと言える。適地立地は、陸上は保安林136GW、自然公園24GW、緑の回廊17GW、耕作放棄地・荒廃農地5GW等を見込んでいる。なお、優良農地を見込んでいないが、その潜在力は大きく欧州並みに利用できると導入量は大きく引き上がる。洋上は膨大で、IEAによれば年間電力需要の10倍のポテンシャルがある。洋上を考える場合、膨大な電力量を地方から大消費地に送ることから、系統制約解消はさらに重要となる。海底ケーブルの敷設や発電と送配電の役割分担の適切な仕切りが不可欠となる。詳細は後述する。

表２．JWPAの洋上風力・陸上風力の目標　2030年実現のための方策

	陸上風力発電	洋上風力発電
導入容量	● 必達ケース：18GW（運転開始ベース） ● 促進ケース：26GW（同上）	● 2030年：10GW（運転開始ベース） ※ 2040年：30～45GW（同上）
導入ペースやリードタイムの考え方	● 足元の導入ペース：運転開始ベースでは年間0.3～0.5GW、認定ベースは年間約1.2GW ⇒ 今後の導入ペース：年間2～3GWに設定 ● リードタイム：現状約8年を5年までに短縮	● 導入ペース：年間1GW程度の区域指定 中長期的に2GW/年以上とすべき ● リードタイム：再エネ海域利用法に基づく公募による事業者選定から運転開始まで8年　⇒「日本版セントラル方式」の早期導入で3～4年までに短縮
発電電力量	● 394～569億kWh（運転開始ベース）	● 307億kWh（運転開始ベース）
設備利用率等の前提条件	● 年間平均25%	● 年間平均35%
導入容量を実現可能とする方策、根拠	● スライドp.16～p.17参照 系統制約解消　リードタイム短縮　保安林等好適地立地促進　高い潜在量の認識と活用	● 導入容量の実現には「案件形成の加速化／プッシュ型案件形成スキームの早期導入」と「インフラ（系統・港湾）の計画的整備」が不可欠 ● 産業競争力強化も並行
導入に要するコスト（単価の見通し、根拠）	● 発電コスト（LCOE）8～9円/kWh ※ 促進ケース：26GW導入が前提 ※ 接続費：地内送電網の増強と ハブ変電所の新設をTSOが実施、発電側の負担は資本費全体の0～5%が前提 ※ インバランスコスト及び発電側課金は考慮していない（洋上風力発電も同様）	● 2030～2035年：着床式の発電コスト（LCOE）8～9円/kWh（認定取得ベース） ※ 日本版セントラル方式による公募（公平且つ透明性高い入札）実施により、2030～2035年に10GW以上導入が前提 ※ 接続費：欧州各国の仕組みを導入、TSOが敷設と費用を負担する前提
系統制約（出力変動、地理的偏在性等）の考え方	● スライドp.18参照 ※ 導入ペースに合わせ、地域毎及び全国大に適切な方策が適時に講じられ、系統制約が解消されていることが前提	系統運用・増強（海底ケーブル等）　送電はTSOが建設・運営（ハブ方式）

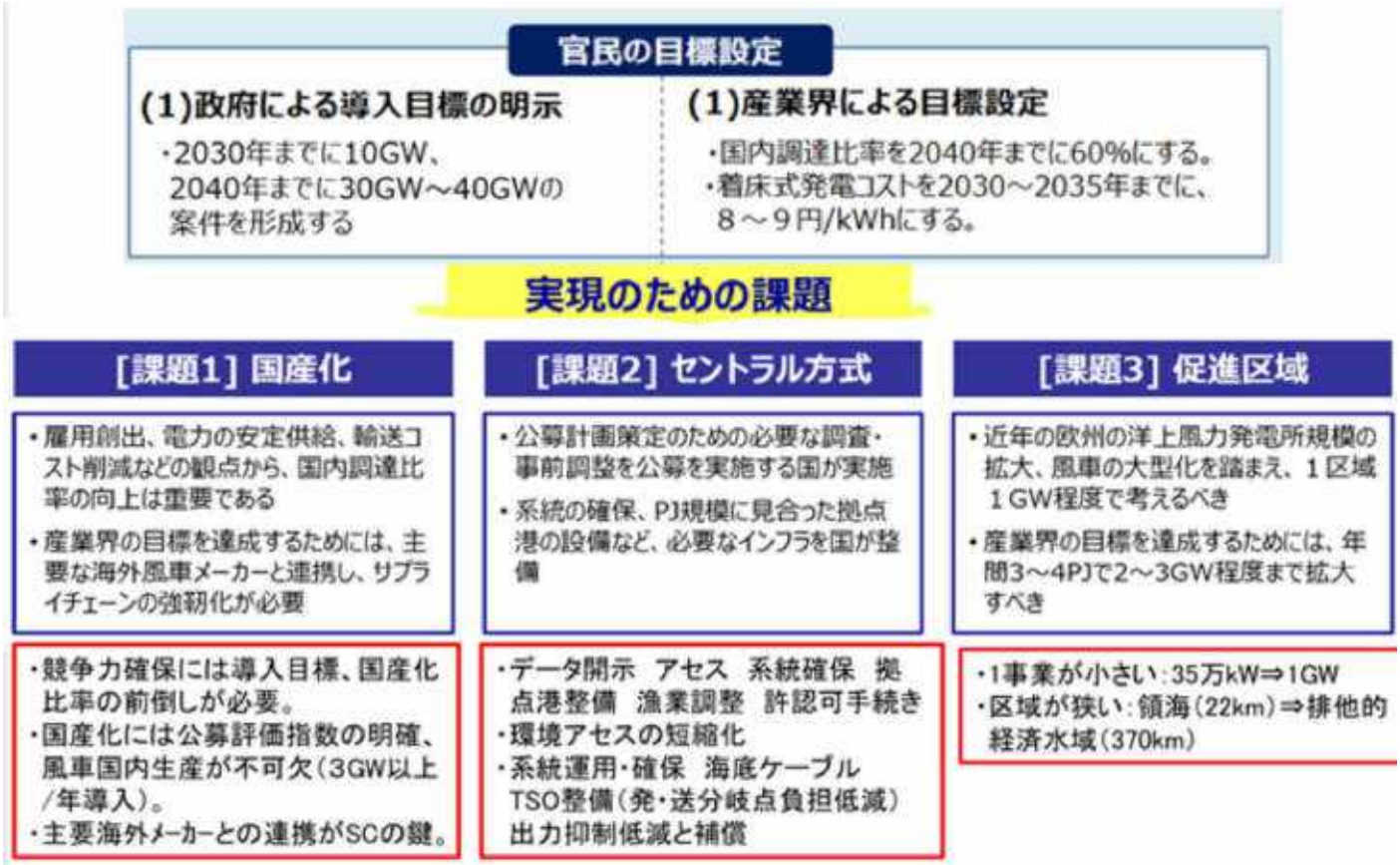
（出典）METI 第28回再エネ大量導入等小委員会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）

（出所）日本風力開発(株)「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）に追記（青枠）

２．CN、成長戦略のカギを握る洋上の課題をどう解決するか

これまでの図表は、基本JWPAが作成したものであるが、「CNのカギを握る洋上風力」の課題と提言を示している図2は、日風開オリジナルの視点が含まれる。赤枠の提案は、それぞれ詳しい解説があるが、筆者が整理し一覧性のある形としている。官民協議会にて合意された「導入目標」2040年30～45GW、「国内調達比率」2040年までに60%、「着床式コスト」2035年までに8～9円の3目標を実現のための課題と解決策提言である。

図２．洋上風力発電の促進に向けて：CNのカギを握る洋上



（出所）日本風力開発㈱　「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）
に追記（赤枠は同社資料を基に整理）

実現への課題は国産化、セントラル方式、促進区域

「国産化の実現」を課題１として筆頭に位置付けている。「雇用創出、電力の安定供給、輸送コスト削減などの観点から、国内調達比率の向上は重要」であるが、現状国産風車メーカーは存在しない。「産業化の目標を達成するためには、主要な海外風車メーカーと連携し、サプライチェーンの強靭化が必要」と指摘する。風車産業の誘致・国内育成のためには、「相当規模の導入目標提示」とともに「2040年6割とする国産化比率の前倒し」が必要とする。また、「公募評価指数の明確化、風車国内生産が不可欠、主要海外メーカーとの連携がSCの鍵」と提言している。

課題2は、環境整備・準備を国が行う「セントラル方式」についてである。これにより開発事業者は価格競争に専念できコスト低下が進む。セントラル方式の具体的内容は不明なところがあり、先行する欧州方式をベンチマークに提言を行っている。風況・海底状態等の調査データ開示、環境アセス実施、系統確保、拠点港整備、漁業者との調整、許認可手続き等である。特に系統に関しては、実潮流ベースの運用、海底ケーブル敷設を含むプッシュ型による計画的容量確

保、発電所近くまでの送電線建設の送電事業者（TSO）責任による整備、再エネ出力抑制の低減と抑制が余儀なくされた際の損失補償等である。

課題3は、「促進区域」の規模に関してである。現行のガイドラインでは、1区域容量は0.35GW、年間指定規模は1GWを基礎としているが、これの拡大を提言する。コスト低減には相当規模の安定した開発が不可欠となるが、最近の欧州並みの1区域1GW、年間指定規模2～3GWとすべきとしている。当日も「第１ラウンドの秋田県由利本荘市沖は南北合わせて0.73GWになる」との説明があった。2050年CN実現には洋上開発量を加速させることが不可欠であり、それがコスト低下に繋がる。

CN実現に向けた最初の試金石、選定される風車メーカーはどこか

課題１の国産化につい敷衍する。図3は、世界No1の洋上風力導入量を誇る英国と日本の風車メーカー進出状況を示している。

図３　国産化・国内SC整備の鍵を握る風車メーカー誘致・提携

（出所）日本風力開発㈱　「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）より抜粋

英国は従来風車メーカーは存在していなかったが、大規模導入のなかで3大メーカーの誘致に成功している。日本でも、洋上風力ビジョンの公表を受けて、GEが東芝エネルギーシステムと合弁でナセル組み立て工場を横浜につくる。ヴェスタスは長崎県での建設を検討している。「公募評価指数の明確、風車国内生産が不可欠、主要海外メーカーとの連携がSCの鍵」との認識が示され

るなかで、年内にも決定される落札事業者の選定が注目される。なお、風車メーカー選定に関する解説は筆者も試みている（「No.269　国内産業化のカギを握る風車メーカー選定」）。

終わりに

今回は、12月10日に開催された京大シンポジウムの第2部「CNの主役風力、太陽光、水素は2030年、2050年にどう臨むか」について、風力関連の報告を行った。CN実現のカギを握り、そしてグリーン成長戦略の筆頭に位置付けられている洋上風力を主に、祓川氏の説明を辿った。実現のための課題と処方箋は明白である。年間3GWを超える導入規模、リードタイム半減そして風車の早期国産化である。国産化に向けて最初のメーカー選定を誤らないことも非常に重要である。これがCNに向けた上方修正策の骨子であろう。次回は、太陽光発電を取り上げる。

CN :カーボンニュートラル実現のカギを握る洋上風力発電

図1．JWPAの洋上風力・陸上風力の目標：意欲的で明確な中長期導入目標の設定

（出典）METI 第28回再エネ大量導入等小委員会「2050年CNの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）

図2．洋上風力発電の促進に向けて：CNのカギを握る洋上

（出所）日本風力開発㈱　「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）

図3　国産化・国内SC整備の鍵を握る風車メーカー誘致・提携

（出所）日本風力開発㈱　「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）より抜粋

特殊鋼大手、クリーン水素生産へ（スウェーデン、日本）

現地日本人社員が奮闘して生産性向上

JETRO 日本貿易振興機構（ジェトロ）

https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/2023/0b3c086819df7119.html

特殊鋼大手、クリーン水素生産へ（スウェーデン、日本） |
地域・分析レポート - 海外ビジネス情報 - ジェトロ (jetro.go.jp)

2023年2月20日

日本製鉄が2018年に完全子会社化（注1）したスウェーデン特殊鋼大手オバコ（Ovako、本社はストックホルム市）は、鉄鋼生産のカーボンニュートラル化で先行する。

オバコのカーボンニュートラルの生産に向けた現在の取り組みや、日本製鉄による同社子会社化後の生産性向上、またスウェーデン人社員の仕事の仕方などについて、同社の石井博美執行副社長（エグゼクティブ・バイス・プレジデント）兼グループ生産・技術アドバイザーに話を聞いた（取材日は2023年1月25日）。

「世界一」の製鉄所などで、用途や顧客に合わせて特殊鋼を生産

オバコの歴史は古く、創業は16世紀にさかのぼり、軸受け鋼では世界トップレベルの技術を誇る。

同社の主要顧客（分野）は風力発電機メーカーで、風力発電機に使用される主軸用ベアリングで、世界全体の3分の1（石井氏情報）のシェアを誇る。また、トラック（サスペンション）や乗用車（サスペンション、ギア）、その他産業などにも供給している。同社では、ベアリング用の「BQ-Steel」、機械加工用の「M-Steel」、摩耗に強い「WR-Steel」など、用途に合わせて製品のブランド展開を行っている。

同社はスウェーデンに4カ所、フィンランドに1カ所の製鉄所を持つ。

スウェーデンのホフォシュの製鉄所には「超高級」グレード用のインゴット鋳造（溶鉄を鋳型に流し込み、加工前の鋼塊を生産する製鋼法）、スメジバッケン製鉄所にはビレット鋳造（小・中断面の帯状の鋼片を生産する製鋼法）に強みを持つ。

また、フィンランドのイマトラ製鉄所には「高級」グレード用のブルーム鋳造（大断面の帯状の鋼片を生産する製鋼法）の生産設備を有する。

これら主力製鉄所がそれぞれ異なるタイプの生産設備を持つことで、用途や顧客ニーズに合わせて使い分けて生産することが可能だ。なお、ホフォシュ製鉄所のインゴット鋳造設備の品質と生産性は「世界一」（同社のマーカス・ヘドブロム社長談）とのこと。

クリーン水素生産設備を建設中のホフォシュ製鉄所（全体風景）（オバコ提供）

製鉄所内のクリーン水素生産設備、2023年夏に稼働へ

オバコで生産する鉄鋼製品のカーボンフットプリント（注2）は、世界平均より80%（同社情報）も少ない。同社は、スコープ1（注3）とスコープ2における二酸化炭素（CO2）排出量を、2015年比で2030年に80%、2040年に90%削減する目標を掲げる。

同社では2022年1月から、スコープ1とスコープ2におけるCO2排出を実質ゼロにするカーボンニュートラル生産を導入している。同社の生産拠点で利用する原材料（鉄や合金）は、97%以上がリサイクルされた鉄スクラップだ。

また、同社では2015年から、生産にはクリーンエネルギー（水力、風力、原子力）由来の電力を使用している。
それでも削減できない排出分については、Verified Emission Reductions（VER）などのカーボンクレジットを購入することで実現している。
なお、同社ではスコープ１と２だけでなく、スコープ３における排出削減にも取り組む。既述の目標の対象となるスコープ１と２とともに、スコープ３（上流のみ）を含めて排出削減を目指すイニシアチブ「cradle-to-gate（ゆりかごから門まで）」を立ち上げている。

特殊鋼の生産には加熱炉における高温での熱処理が必要になる。
しかし、電気では対応できないため、通常はガスを使う。
そのガスを天然ガスからクリーン水素に転換することで、加熱工程におけるCO_2排出量を削減することができる。
同社は同手法により、ホフォシュ製鉄所の加熱工程で発生するCO_2の50%（2020年比）を削減する計画だ。
また、2030年までに全ての製鉄所に横展開する構想であり、実現すれば現在購入しているカーボンクレジットの購入量を減らすことができる。
同社は同計画を実現するため、ボルボ・グループ（スウェーデン）、日立エナジー、H2グリーンスチール（スウェーデン）、ネル・ハイドロジェン（ノルウェー）とともに、約１億8,000万クローナ（約22億5,000万円。１クローナ＝約12.5円）を投じて、ホフォシュ製鉄所内にクリーン水素生産のための電解槽（20メガワット）を建設中だ（2022年11月にスウェーデン当局の建設許可を取得）。
同電解槽は2023年の夏には稼働の予定で、本格稼働すれば4,000立方メートル／時のクリーン水素を生産できることになる。なお、そこで生産されたクリーン水素は特殊鋼の生産だけでなく、トラックなど（燃料電池車）の輸送燃料に利用したり、水素生産時に発生する排熱を周辺地域の地域暖房に利用したりする計画だ。

スウェーデン政府は同プロジェクト（同社）に対して、同投資総額の約４割に相当する7,100万クローナの財政支援（注４）を行っている。

石井氏は、粗鋼生産でクリーン水素を利用する際の課題として、工業規模での（容量の大きい）電解槽がまだ開発途上で、クリーン水素のコストが高い点を指摘する。
その点で、「（同社プロジェクトに対する）スウェーデン政府による財政支援は、カーボンニュートラル生産を支える基本技術を工業規模で開発する過程では極めてありがたい」と石井氏は話す。

議論と成果を積み上げ、「完全アウェイ」から「日本方式」の評価へ

オバコは既述のとおり、2015年以降、目標を設定して粗鋼生産におけるCO_2排出に順調に取り組んできた。
だが、その間、同社の生産性の向上を行う改革がなされている。
その改革の影の立役者が、日本製鉄による同社子会社化直後から在籍している石井氏と、山陽特殊製鋼や日本製鉄からの日本人駐在員（イマトラ製鉄所に３人、スメジバッケン製鉄所に３人）だ。

オバコの石井博美執行副社長兼グループ生産・技術アドバイザー（オバコ提供）

日本製鉄が同社買収を決めた 2018 年上期までは、同社の業績は黒字だった。ちょうどそのころ、ドイツの自動車メーカーを中心とした、ディーゼル車における排ガス燃費改ざん問題に端を発した販売減などにより、自動車向けビジネスを展開していた同社の同年下期の業績は赤字に転落した。
買収直後に赤字に転落したことで「『高い買い物』をしてしまった」（石井氏および買収関係者）という切羽詰まった状態だった。買収当時、同社はビジネスユニット（以下、BU）ごとにそれぞれの生産拠点を確保しており、「用途や顧客ニーズに合わせて使い分けて生産することが可能という極めて優位な状況にあった。

にもかかわらず、各 BU がそれぞれ『別会社』に近い状態だった」（石井氏）。
また、生産能力は各事業部門の需要量の最大に合わせて設計されていたこともあり、各生産拠点の稼働率は平均 60～70%にとどまっていた。
ただ、物価の高いスウェーデンでは、生産活動に必要な固定費も当然高い。生産設備の稼働率は業績にも直結する。
そのため、石井氏は同社の買収当時、生産拠点の稼働率の引き上げによる「余力」を生み出すことで、在欧日系企業向けビジネスを新たに展開することを想定していた。
また、BU の垣根を越えて３つの生産設備の優位点を最大限活用する最適生産体制を構築することで、生産コストを抜本的に低減することをオバコ側に提案した。しかし、オバコは当初、同提案に対して相当抵抗をし、耳を傾けなかったという。

日本製鉄所属当時にオバコ買収を日本製鉄幹部に提言していた石井氏は、火中の栗を拾うべく、日本から当初は 1 人、オバコの経営幹部として派遣されていた。もっとも、オバコの中では「完全アウェイ」（同氏）という状態だった。石井氏はスウェーデン人について、「議論をする際は、親会社の幹部だからと気を遣うことなく 1 人の人間として対等に意見をする。いわゆる平等主義。また、人一倍プライドが高い面もある」と評価する。同社の社員全員が、同提案に対して真っ向から反対していた。それでも、石井氏は同提案の必要性および経済的なメリットを粘り強く主張し続けた。また、日本人駐在員とともに各 BU の生産性向上、品質・コスト改善に取り組み、着実に成果に結びつけていった。一般的なスウェーデン企業では経営方針を判断する際、「社長の方針にただ従うのではなく、関係者間で何度も議論を重ねてその中からコンセンサスを練り上げる」（石井氏）という。また、「スウェーデンは世界で最も合意に基づく社会の１つであり、スウェーデン企業では社員が義務感にかられて仕事をするというより、自身で納得して仕事をする傾向がある」（同氏）。
その過程で、日本人による改善の成果を認めつつ同社が同提案の一部を受け入れて、社内での「横連携」に取り組んでみたところ、しばらくして稼働率が向上するとともに生産コストの大幅改善が図られ、業績が改善してきた。それにより、次第にスウェーデン人社員の石井氏や日本人駐在員に対する反応が変化しはじめ、今ではスウェーデン人社員とも良好な関係を築けているという。石井氏は「ここまで来るのに、（買収から）約３年かかった。スウェーデン人社員は、マネジメントについてはともかく、少なくとも技術力やその効果を最大限発揮させる考え方や手腕に対しては、『日本方式』を評価してくれるようになった」と振り返る。
なお、同社スウェーデン人社員は、「仕事を心底楽しんでいると感じる。簡単に人の意見に妥協はしないが、一度納得したら、決めた方針には忠実に従って仕事をするなど、労働倫理は高い」（石井氏）ようだ。
石井氏は「買収当時、人員や設備は当時のままで、生産効率（設備の稼働率）を相当程度引き上げ、また BU の横連携を最大限活用し、日系企業向けのビジネスを拡大したいと考えていた。実際、成果も着実に出てきている。ただ、社内には余力（の取り扱い）について積極的な拡販には慎重な意見を持つ人がおり、なかなか実現できていない。人員を相当絞っているとはいえ、結果として設備稼働率は 60～70%であり、物価上昇分の価格転嫁を着実に実施することを含め、いまだに固定費の比率は高い。この点は今後も課題だ」と話す。

注１：
現在は、日本製鉄グループの山陽特殊製鋼㈱がオバコ社を完全子会社化している。
注２：
商品やサービスの原材料調達から廃棄・リサイクルに至るまでのライフサイクル全体を通して排出される温室効果ガスの排出量を CO_2 に換算して、商品やサービスに分かりやすく表示する仕組み。
注３：
温室効果ガス（GHG）排出量の算定、報告の基準の１つ。スコープ１では、事業者自らによる GHG の直接排出（燃料の燃焼、工業プロセス）を対象にする。スコープ２は、他社から供給された電気、熱・蒸気の使用に伴う間接排出が対象。スコープ３では、スコープ１とスコープ２以外の間接排出（事業活動に関連する他社の排出）が対象となる。
注４：
スウェーデン・エネルギー庁による、鉱工業部門の GHG 排出ゼロに向けた技術開発を財政支援するプログラム

「Industriklivet」の一部。同プログラムは2018年に開始しており、2030年まで継続の予定。同プログラムはEUの復興基金の中核予算「復興レジリエンス・ファシリティー（RRF）」から拠出されている（スウェーデン・エネルギー庁ウェブサイトより）。

執筆者紹介
ジェトロ海外調査部国際経済課 課長代理
古川 祐（ふるかわ たすく）
2002年、ジェトロ入構。海外調査部欧州課（欧州班）、ジェトロ愛媛、ジェトロ・ブカレスト事務所長などを経て現職。共著「欧州経済の基礎知識」（ジェトロ）。

クリーン水素生産設備を建設中のホフォシュ製鉄所（全体風景）
（オバコ提供）

添付参考資料【6】

脱炭素社会構築のために　脱石炭火力・エネルギー転換　2,023年4月

【資料】

NHK 解説委員室

COP26 "1.5℃目標"へ　脱炭素技術への期待と課題

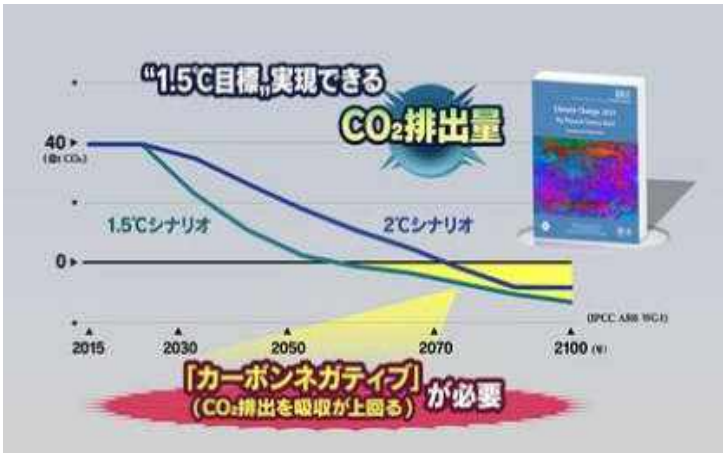
2021年12月15日（水）　土屋　敏之 解説委員

https://www.nhk.or.jp/kaisetsu-blog/100/458608.html

先月開かれた温暖化対策の国連の会議ＣＯＰ26 では「気温上昇を 1.5℃までに抑える努力を追求すると決意」する合意文書がまとまりましたが、
同時にその困難さも明らかになりました。
こうした中で　期待されているのが、二酸化炭素を大気中から取り除いたり資源化したりするような新技術です。そこでその現状と課題を
「“ 1.5℃目標 “ への険しい道筋」
「“カーボンネガティブ技術とは」そして
「普及への課題」

３つのポイントから考えます。

ＣＯＰ２６では「パリ協定の実施ルール」が完成し、これまで努力目標に過ぎなかった「産業革命前からの気温上昇を1.5℃までに抑える」ことが、事実上の共通目標に前進したとも言われます。
しかし、各国の最新の温室効果ガス削減目標を全て実現出来たとしても、1.5℃目標の達成は困難であることも明らかになりました。



こちらは国連機関ＩＰＣＣが最新の報告書で示した、気温上昇を 1.5℃までに抑えるには世界の CO2 をどう減らせばよいか？を計算したシナリオです。

２０５０年頃に排出ゼロ、いわゆるカーボンニュートラルを達成する必要性は 今や広く知られていますが、それで終わりではありません。
実はその後はさらに削減して排出量をマイナスにする、「カーボンネガティブ」という状態にすることが必要だと示されているのです。

「排出量をマイナス」とはわかりにくいですが、
これは経済活動に伴って排出される量より、森林などが吸収する量が上回る状態を指します。
しかも、仮に困難な1.5℃目標をあきらめ ２℃までは気温上昇を許すとしても、
やはり今世紀中にはカーボンネガティブの実現が必要だと計算されています。

しかし、カーボンニュートラルでも大変なのに、どうすれば このカーボンネガティブが可能なのでしょう？

ひとつには「植林」という方法がありますが、世界の人口が増加し開発が進む中、森林面積は逆に年々減り続けています。

単に木を植えるだけでなく、育った植物からバイオ燃料を作って利用し、そこから出るＣＯ２は回収して封じ込めてしまうことが出来れば、エネルギーを使いながら大気中のＣＯ２を減らすことも可能ではあります。そして、注目されているのが、植物に頼るのでなく人工的に大気中のＣＯ２を直接回収する「ＤＡＣ」と呼ばれる技術。世界各国で開発が進んでいます。日本のあるメーカーの試験プラントでは、機械で大気を吸引し、ＣＯ２を吸着しやすい化学物質を使ってＣＯ２を言わば　こし取り集めています。

こうした技術は、将来のカーボンネガティブだけでなく、当面のＣＯ２を減らすためにも期待されていますが、課題となるのは回収したＣＯ２をどうするかです。

有力視されるひとつが、これを地下深くに封じ込める「ＣＣＳ」と呼ばれる技術です。

日本でも国家プロジェクトとして、北海道苫小牧沖の海底下の深い地層に、２０１６年から３０万トンのＣＯ２を圧入する実証試験が行われてきました。　今、各国でＣＣＳへの取り組みが進んでいますが、土地が限られ、しかも地層が複雑な日本で長期的に安定してＣＯ２を封じ込め続けることが出来るのか検証が必要です。

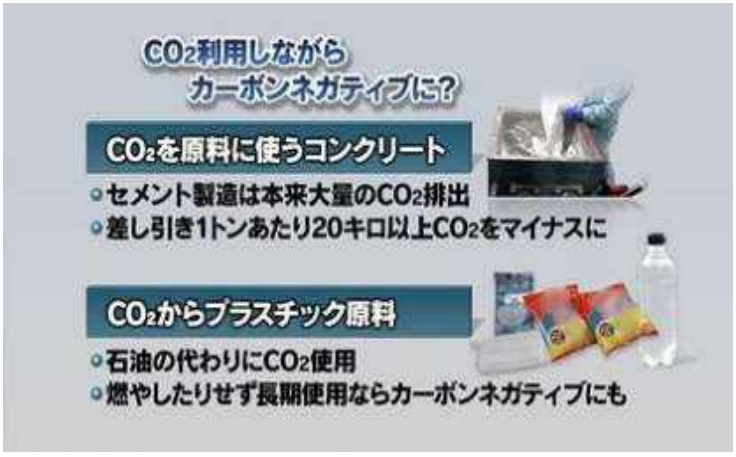
また、このようにＣＯ２を「やっかいもの」としてコストをかけ封じ込めるより、価値のある資源にして利用することで減らそうとの考え方もあります。

これは、「ＣＣＵ」や「カーボンリサイクル」と呼ばれる技術です。

あるメーカーでは、ＤＡＣによって大気から直接回収したＣＯ２を密閉した施設内で野菜を育てるのに使う実証試験を来年始める計画です。

いわゆる野菜工場では、普通の空気よりＣＯ２の濃度を高めることで野菜の成長がよくなることが知られており、ＣＯ２に価値が生まれるのです。

さらに注目されるのはＣＯ２から役立つ素材を作り出付し加価値を高める技術です。



今月、大手ゼネコンが、ＣＯ２を原料にしたコンクリートの使用を始めたと発表しました。

ＣＯ２を化学反応させて作った「炭酸カルシウム」の粉末をコンクリートの原料に混ぜて使っているのです。

従来の技術では、ＣＯ２を吸収させることでコンクリートの性質が変わり鉄筋が腐食しやすくなる弱点がありましたが、それを克服して、現在のコンクリートのほとんどを置き換えることが可能になったと言います。

元々セメント・コンクリート産業は世界全体のＣＯ２排出の数％を占めると言われる排出量の多い分野です。

これは、原料のセメントを作る過程で化学反応によってＣＯ２が出てしまうためです。

ところが、この技術では逆にコンクリート１トン製造するごとに、全体としてＣＯ２が２０ｋｇあまり減る、カーボンネガティブになると言います。
まだ長期的な耐久性などを検証していく必要がありますが、仮に日本で作られるコンクリートを全てＣＯ２を吸収するタイプに置き換えることが出来るなら、年間数百万トンのＣＯ２が吸収可能とも見積もられます。

　また、プラスチックをＣＯ２から作る技術も開発が進んでいます。現在は石油から作られている様々なプラスチック。その多くは既にＣＯ２から作り出すことが可能になりつつあります。
ただし、プラスチックは燃やせばＣＯ２が出ますから、カーボンニュートラルやカーボンネガティブを目指すには、使い捨てのプラではなく長く使い続ける製品にする必要があります。
また、製造工程で使われる化石燃料が多ければ、温暖化対策に有効とも限りません。

このように新たな技術を評価する上では、生産から廃棄までのライフサイクル全体で　どれだけＣＯ２が減るのかなどを冷静に見ることが不可欠です。とは言え、こうしたカーボンリサイクル技術が脱炭素社会に向けて重要性を増すことは確実視され、世界的に開発競争が激化しています。

こうした新技術が普及する上で最大の課題は、言うまでもなくコストです。
カーボンリサイクル製品の価格は、現状では既存製品の数倍するものが多いとされ、市場競争に任せるだけでは容易に普及しません。
一方で国はこうした新技術を現在の温室効果ガス削減目標の達成に向けても活用を見込んでいます。
２０５０年には排出実質ゼロの目標を掲げているのに、電力の３～４割を原子力と火力でまかなう参考値を出していますが、これは本来大量のＣＯ２を出す火力発電をＣＣＳやカーボンリサイクルで脱炭素化することを想定しているのです。

国はこの夏カーボンリサイクル技術のロードマップを改訂し、こうした製品が既存製品と同等価格になって普及が始まる時期を２０４０年からと、従来よりは目標を前倒ししましたが、これで２０５０年実質ゼロに間に合うのか？なお遅すぎるようにも思います。

もちろん、温暖化対策の「本筋」は、化石燃料の使用を減らし再生可能エネルギーを拡大していくことで、こうした新技術に過度に期待するのは禁物だと思います。ただ、その化石燃料を２０５０年まで使い続けるというのであれば、そこから出るＣＯ２を相殺できる脱炭素技術を早急に育て後押ししていく必要があります。

例えば日本では、バブル期までにビルだけでなく橋やトンネルなど鉄とコンクリートのインフラが大量に整備され、今それらが老朽化して更新が必要な時期を迎えています。
こうした寿命が長いインフラの更新や公共事業などから戦略的に脱炭素技術の普及を進めることも考えられるでしょう。
今や毎年のように温暖化が影響すると見られる災害が相次ぎ、観測記録が更新される中、気温上昇を食い止めるための、さらなる対策を急がなければならないと思います。
（土屋　敏之 解説委員）

NHK 解説委員室

和鉄の道・鉄の話題　資料収集からみえてきたこと

23iron08.pdf

《 鉄の話題 － 低炭素社会構築のために － 》　2023. 6. 5.

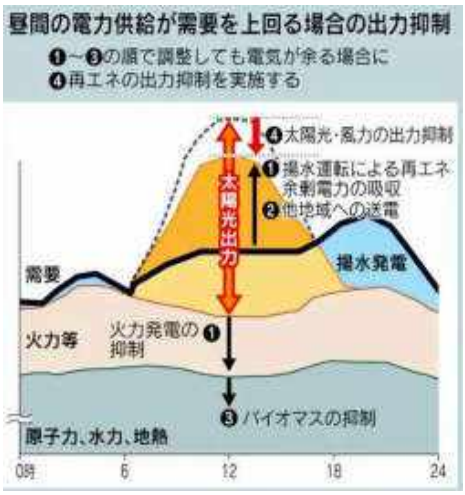
【Internet & News より】脱炭素社会構築理解のために　２０５０年 CO_2 排出ゼロへの取組

和鉄の道 2023. 【8】

２０５０年をみすえて、産業界・社会インフラ・社会システムの転換へ
プロトのシステムから実システムを取組まねばならぬ時。待ったなしの時期を迎えている
日本の大型洋上風力発電の取組と出力制御の回避　緊急課題 蓄電・送電網整備
【Internet & News より】脱炭素社会構築理解のために　≪1～4.≫

日本の大型洋上風力発電の取組 と 出力制御の回避　緊急課題 蓄電・送電網整備

2023.6.5.　*By Mutsu Nakanishi*



脱炭素社会の構築と２０５０年 CO_2 排出ゼロへの取組の方向が見えてきた。
まだ、火力発電・原子力発電依存から抜けきれぬ日本ではあるが、
世界では大型洋上発電が原発・石炭火力に代わる主力エネルギー源としての役割を担えるまでに成長しつつある。
日本でも徐々に 自然再生エネルギーが主力エネルギー源を担える道が見えてきた。そんな中で、日本で一番先に進んでいる再生エネルギー太陽発電で、一部ではあるが、大手電力会社の買い取り調整(出力制御)局面が急増し、再生エネルギ-増に水を差す。　急増する再生エネルギーの送電・蓄電システムの再構築・整備が進まなければ、主力電源としての位置付けは絵に描いた餅に。
化石燃料に頼らず、再生エネルギーへの主力エネルギー転換の中で、
「送電網の拡充・蓄電システムへの取組」もまた重要緊急となっている
日本でも急速に大型洋上発電への取組が始まり、クリーンなエネルギーとしての「電力」を自由に使えることを前提とした社会や生産ステム転換の機運も始まっている。
化石燃料による発電から再生エネルギーへの転換による社会構築も動き始めた。
究極のクリーンエネルギーといわれる水素についても、再生エネルギーによる電力がエネルギー基盤として 安価に手に入るようになると、その在り方もまた、再検討せねばならなくなると思う。

こんな情勢の日本　再生エネルギー・水素エネルギーが主力電源になりうるためには、出力制御回避のためのシステム・急増する再生エネルギー発電量の送電網の再整理と強化、並びに大型蓄電設備の開発整備が不可欠であり、近々の最重要課題となっている。**すべてが社会のシステムとしてつながらなければ CO_2 排出ゼロへの課題が残る。**
大幅な CO_2 削減を求められている鉄鋼業では、今、２０５０年 CO_2 排出ゼロへの具体的なアプローチ・ロードマップの成果確認の重要局面を迎えている。まだ規模は小さいが、大型電気炉による実用鉄鋼生産も始まった。
自動車業界も、ハイブリッド ＆ 水素・燃料電池車推進から、世界が動き出した EV 電気自動車へ転換選択の岐路に立っている。
２０５０年 CO_2 排出ゼロ取組のキーは水素・水素といわれてきたが、
自然・再生エルネギーによる「電力」が表舞台へ。その展開が現実味を帯びてきた。
今後　日本の取組がどうなってゆくのか・・・・選択の岐路
２０５０年を見据えて、産業界・社会インフラ・社会システムの転換へ
プロトから実システムへ　ステップアップの重要な時。待ったなし。
「選択の引き延ばし　誰かがやってくれる　大あまの絵に描いた餅」ではもう通用しない時代が目の前に。
流れるままにまかせば、日本は世界に飲み込まれてしまうだろう
そんな目で　日本の取組をみつめている。　　独りよがりかもしれませんが、一私見　お許しを

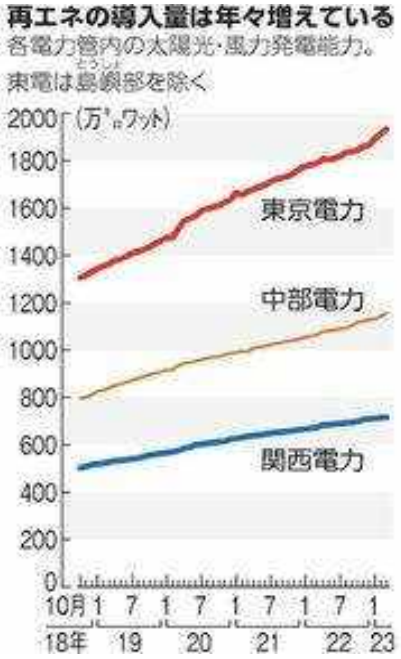
脱炭素社会構築　２０５０年 CO_2 排出ゼロへの取組
プロトから実システムへの STEP UP に取り組まねばならぬ今
頭の整理に　思いつくまま　2023 年6月　*Mutsu Nakanishi　From Kobe*

■ 参考　日経XTECH　日経BP　メガソーラービジネス　新エネ・システム最前線　2023.6.5.
日本における洋上風力・再エネ電力等の総合情報サイト を追加リンク　参考まで
「石狩で洋上風力の建設が着々、112MWの風車に180MWhもの蓄電池を併設 -再エネ・マイクログリッド運用への活用も期待」
https://project.nikkeibp.co.jp/ms/atcl/19/feature/00024/00035/?ST=msb&P=1

〈参考〉 太陽光が急に増えて…電気を「捨てる」出力制御、全国の大手電力で拡大

2023年5月10日 8時00分　朝日新聞デジタルより

太陽光が急に増えて…電気を「捨てる」出力制御、全国の大手電で拡大：朝日新聞デジタル（asahi.com）



太陽光と風力でつくった電気の受け入れを大手電力が一時的に止める「出力制御」が、大手10社のうち8社のエリアまで広がっている。

これまでは電気の使用量が比較的少ない地域に限られていたが、今年は大都市圏の中部も実施し、東京と関西も備え始めた。

再生可能エネルギーを使い切れずにムダにしているのに等しく、普及に向けた課題となっている。

電気は発電量と使用量のバランスが崩れると、周波数が乱れて大停電につながるおそれがあり、大手電力の送配電部門が調整している。使用量より発電量が多くなるときに受け入れを止めるのが「出力制御」だ。

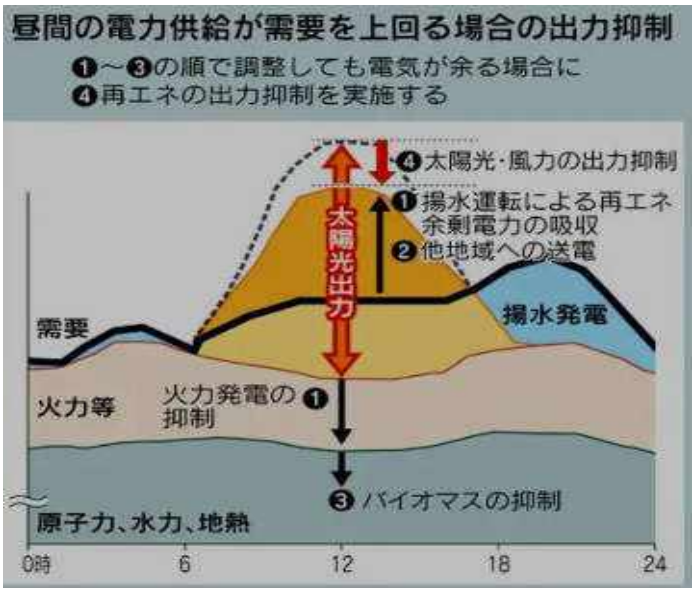
休日で大量の電気を使う工場が稼働せず、晴れて太陽光発電が多くなる日が想定される。

冷暖房需要が減る春や秋が特に多い。

国のルールでは、まず二酸化炭素（CO2）の排出量が多く、出力を上げ下げしやすい火力の発電量を限度まで減らし、余った電気を他の地域に送る。次にバイオマス、太陽光・風力の順で再エネを抑える。出力を簡単に調整できない原発は順番としては最後になる。

中部と北陸は4月8日に初めて出力制御をした。

中部の送配電網は名古屋市を中心に工場集積地にも広がり、電気の使用量は多い。それでも制御せざるを得なくなったのは、太陽光が急拡大したからだ。5年前と比べて6割ほど増え、この1年だけでも原発1基分に迫る約90万キロワットが上積みされている。



注 by Mutsu）電力供給量が需要量よりも大幅に大きくなれば、電力会社の配電システムが不安定になり、大規模停電を招くので、供給制限(出力回避)せねばならぬという。　現状はそれを火力発電が担っているという矛盾。

再生エネルギーの電力供給の平準化システムとしての蓄電・送電システム網の再構築が重要になっている。

■　神戸新聞　　2023/5/26 23:11

太陽光発電などの再生可能エネルギーの発電量が供給過剰となって発電を一時停止せざるを得なくなる「出力制御」を回避するため、経済産業省が余剰電力が見込まれる際には周辺エリアを含めた広域で火力発電の出力を抑制する方向で調整していることが26日分かった。

太陽光発電の急拡大を受け、大規模停電につながりかねない事態を避けて再エネを最大限活用することを目指す。

2024年度中に事業者間で必要な契約の見直しを図ってもらう。

ただ経産省は出力制御の回避は緊急の課題だとみており、大規模な発電事業者には契約の見直しを待たず協力を求める。

現状では、再エネの出力制御を回避するために、まず太陽光がある地域の電力管内で火力発電の抑制を図っている。

それでも最近は出力制御が 増加傾向にあることから、対象エリアを周辺の他電力管内にまで拡大し、普段は需給調整の対象としていない自家発電なども含めて火力発電の稼働を抑制。再エネを受け入れるようにする。

■【 Internet & News より 】脱炭素社会構築理解のために ≪1～4.≫

≪1≫ 福島沖に 30MW の浮体式風力、東京ガスと信夫山福島電力が検討

https://project.nikkeibp.co.jp/ms/atcl/19/news/00001/03138/?ST=msb 2023/02/07 00:32

東京ガスと信夫山福島電力（福島市）は 2 月 3 日、福島沖における浮体式洋上風力発電事業の検討を開始したと発表した。
同日付で環境影響評価方法書を経済産業大臣に届け出るとともに、関係自治体と両社の Web サイトで縦覧を開始した。
「福島県楢葉町・富岡町沖浮体式洋上風力発電事業（仮称）」は、福島県楢葉町および富岡町の沖約 18km の区域約 10km2 に、出力最大 30MW（最大 15MW×2 基）の風車を設置するもの。
風車はローター直径最大 240m 程度、ハブ高さ最大 150m 程度を想定する。
欧州で実績のある米プリンシプル・パワーの浮体技術を用いる。同社は、洋上風力発電向けの浮体基礎システムであるウインドフロート技術を開発・保有するスタートアップ企業で、東京ガスが 2020 年 5 月に出資し主要株主の一社となっている。
風車の係留および埋設方法は検討中で、浮体の構造や海底地形および地質などの条件に応じて決定する。発電した電力は、海底ケーブルを経由して陸上に送電し、東北電力ネットワークの系統に連系する計画。
工事期間や工事工程などについても検討中。
両社は今後、環境影響評価を通じて地元漁業関係者や地域住民、関係自治体などと協議を重ねて理解を得ながら同事業の検討を進めていく。

事業実施区域（出所：環境影響評価方法書）

プリンシプル・パワーの浮体構造
（出所：東京ガス、プリンシプル・パワー）

参考 東ガス、2030 年「再エネ 取扱量 6GW」、浮体式洋上風力を早期実現へ 2021/11/30
https://project.nikkeibp.co.jp/ms/atcl/19/news/00001/02177/?ST=msb

東京ガスは 11 月 26 日、2019 年 11 月に発表したグループ経営ビジョン「Compass2030」の実現に向けたロードマップ「Compass Action」を策定、2030 年の再エネ取扱量の想定は、従来から 1GW 上乗せし、6GW（600 万 kW）に設定したと発表した。
Compass2030 では、（1）「CO2 ネット・ゼロ」への移行（トランジション）をリード、（2）「価値共創」のエコシステム構築、（3）LNG（液化天然ガス）バリューチェーンの変革、の 3 つの挑戦を掲げた。Compass Action では、2050 年カーボンニュートラル宣言や 2030 年温室効果ガス 46%削減目標など、環境、社会、制度・市場をめぐる環境が激変するなか、Compass2030 実現への具体的な道筋を示すとともに数値目標を上積みした。
「CO2 ネット・ゼロ」への移行では、ガス体と再生可能エネルギーの両輪で責任ある移行をリードすると宣言。同社グループのグローバルな事業活動全体で CO2 削減への貢献で 2030 年 1700 万 t を実現するとし、Compass2030 公表時の国内のみ 1000 万 t から更に上乗せした。
再エネ分野では、電源の開発から O&M（運営・保守）までの全段階、発電から売電までを手掛けることで、同社グループならではの再エネバリューチェーンの構築を目指す。2030 年の再エネ取扱量の想定は、Compass2030 公表時の 5GW（500 万 kW）から 6GW（600 万 kW）に、1GW 分、上乗せした。

電源種別では、浮体式洋上風力発電に取り組み、早期に商用化を実現する。
世界的に実証・商用化で先行する米プリンシプル・パワーに出資し、浮体式基礎技術・サプライチェーンを早期に展開する。浮体基礎の低コスト・量産技術開発により競争力のある価格を実現する。
また、脱炭素への移行ステップとして天然ガスを高度利用する。

移行期は、燃料転換・スマートシティ化・カーボンニュートラルLNG・CCUS（CO2回収・利用・固定）を導入し、低・脱炭素化の社会的コストを抑制する。さらに、ガス体エネルギーの脱炭素化に向けて、メタネーション・水素製造を自社コア技術として確立することを目指す。

この他にも、価値共創のエコシステム構築では、多様化する社会・地域・顧客の課題解決に向けて、デジタルシフトとリアル補強の両輪で価値創出を加速する。LNG バリューチェーンの変革では、エネルギー自由化・市場変動を商機に変えることで、各事業主体の稼ぐ力・変動への耐性を向上するとした。

カーボンニュートラルへの移行ロードマップ

（出所：東京ガス「Compass Action」）

日経 XTECH neXt 関西2023
日経クロステック

≪2≫ 再エネ主力電源化の切り札、送電網と蓄電池に商機

福島 隆則　　三井住友トラスト基礎研究所 PPP・インフラ投資調査部門長　　2023.05.25

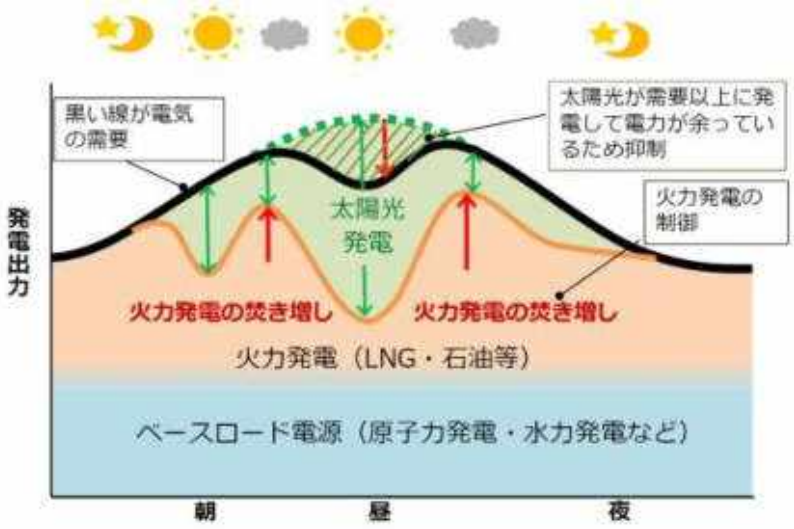
https://xtech.nikkei.com/atcl/nxt/column/18/01445/00032/

インフラビジネスにまつわる最近の出来事から５つのトレンドを拾い上げ、注目すべきポイントを解説していく。

1. 再エネ主力電源化の切り札、送電網と蓄電池に商機
2. 地方建設会社も再エネ会社設立
3. まちづくりは建設業界の新たなフロンティア
4. 相乗りサービスのNearMe、資金調達に大林組も参加
5. 3D 都市モデルでデータ連携、民間ビジネスを誘発するか

1. 再エネ主力電源化の切り札、送電網と蓄電池に商機

中部電力パワーグリッドと北陸電力送配電は 2023 年４月、太陽光発電と風力発電の事業者に出力を抑えるよう要請した。離島を除く広域的な出力制御は 18 年に九州エリアで初めて行われ、22 年には東北、中国、四国、北海道エリアへ拡大。
ついに今回、三大都市圏にまで広がった格好だ。

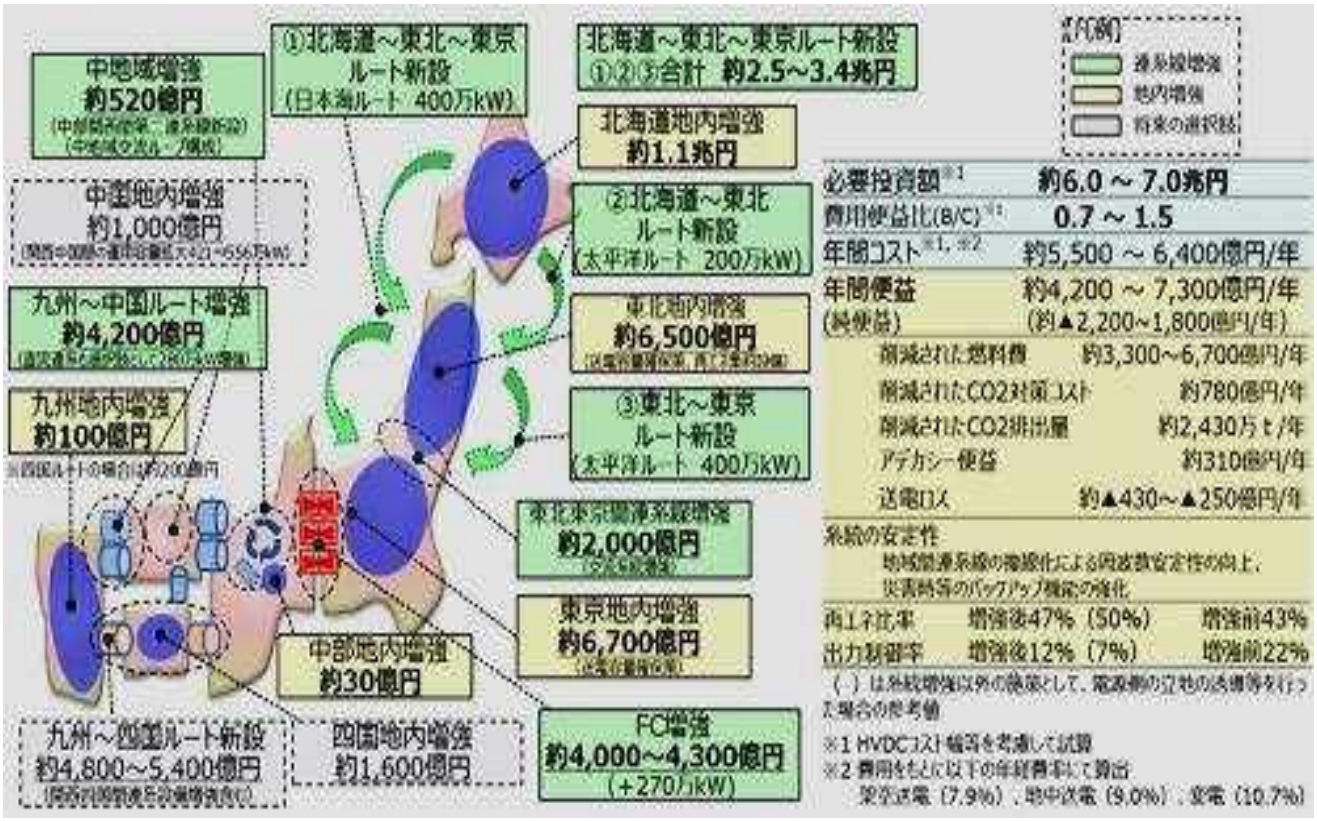


電力需給と出力制御のイメージ。発電量がエリアの需要量を上回る場合、まず火力発電などの出力を抑制。それでも対応できない場合は、太陽光や風力発電の出力制御を実施する。原子力発電などは出力を短時間で小刻みに調整するのが技術的に難しい（出所：経済産業省）

出力制御は電力の需要と供給のバランスを保つための措置である。
需給バランスが崩れると、周波数が乱れて停電に至る恐れがある。
太陽光発電や風力発電は日照や風の強さに合わせて発電量が変動するため、これらの発電割合が増えるとバランス調整の難易度が上がる。
様々な調整をしてもなお、電力供給が過剰になると判断したときに、出力制御の指令が出る。

冷暖房の需要が和らぐ春・秋で、工場などが止まる休日、好天の昼間などは、出力制御が起こりやすい。
太陽光発電が盛んな九州エリアでは、22 年度に 80 回もの出力制御があった。
今後、大規模な洋上風力発電所が稼働し始めると、捨てられる再エネ電力も増える恐れがある。
抜本的な解決には、電気を地域間で融通し合う送電網の増強が欠かせない。

国内の電気事業者で構成する電力広域的運営推進機関は 23 年 3 月、広域連系系統のマスタープランをまとめた。
50 年までに送電網を強化するため、約６兆～7 兆円の投資が必要になるというシナリオだ。
海外では送電網の整備に民間資金が広く活用されている。
日本でも今後、同様のビジネス機会が創出されることを期待したい。



広域連系系統のマスタープランでは、2050 年のカーボンニュートラル実現に向けて、
再エネの主力電源化などを実現しようとする場合、
６兆～7 兆円規模の系統増強への投資が必要になると試算。
費用を上回る便益が確保できる可能性も示した。
需要と電源の立地などとのアンバランスが今後、一定程度解消されていくと想定した
「ベースシナリオ」に基づく（出所：電力広域的運営推進機関）

蓄電池の普及も、出力制御を抑える解決策となる。
政府は 23 年４月、再エネ導入拡大に向けた関係府省庁連携アクションプランで、「電力の安定供給を確保するためには、電力の需給を一致させるための調整力が必要であり、特に蓄電池の導入拡大が重要」と記した。

　蓄電池分野では、民間ビジネスも進み始めている。変圧器大手のダイヘンは23年５月、再エネ事業大手のユーラスエナジーホールディングス（東京・港）が同年 12 月の稼働を目指して福岡県田川市で建設中のユーラス白鳥バッテリーパークに、系統用蓄電システムを納入したと発表した。
出力 1500kW、容量 4580kWh で、GS ユアサ製のリチウムイオン電池に出力調整などの仕組みを組み込んだ。
送電線と直結して充放電する系統用蓄電システムを国産で構築し、一括納入するのは国内初だという

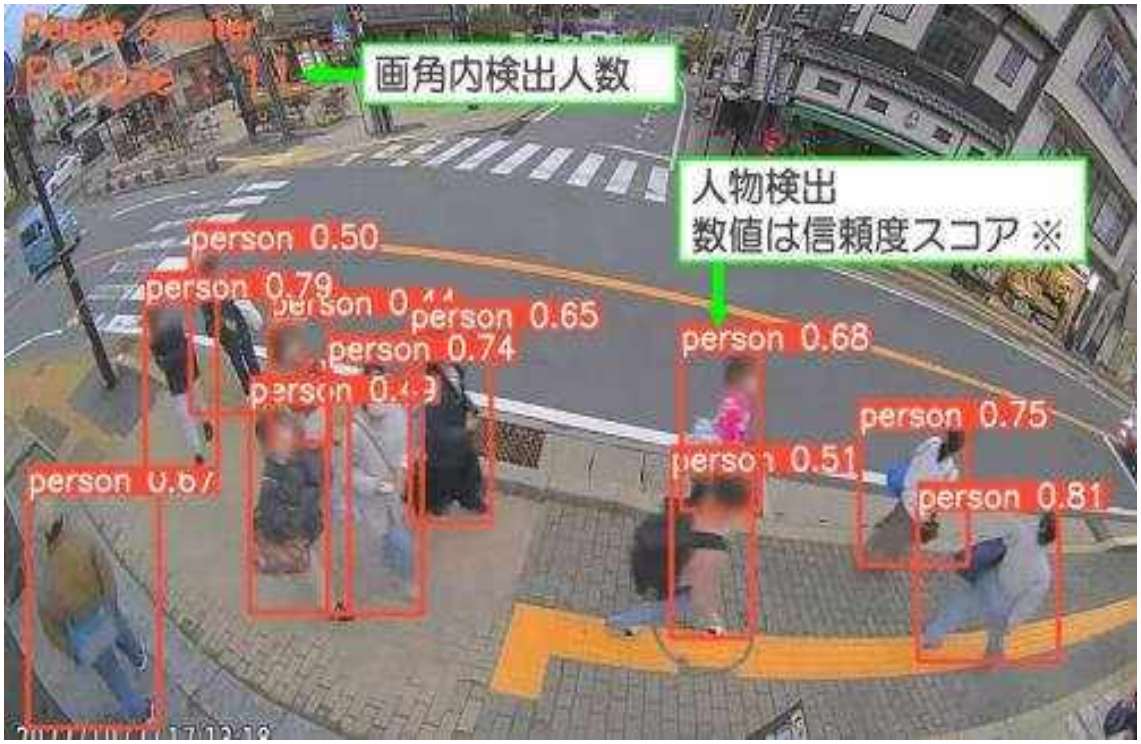
ユーラス白鳥バッテリーパークの系統用蓄電システム（出所：ダイヘン）

2. 地方建設会社も再エネ会社設立

山陰合同銀行や常陽銀行、八十二銀行などの地域金融機関が、再エネ事業会社を相次いで設立している。
そんな中、地方ゼネコンにも再エネ会社を創設する動きが出てきた。
新潟市に本社を構える本間組は 23 年 4 月、子会社の本間組リニューアブルパワーを設立した。
資本金は 1 億円。再エネ関連事業やカーボンリサイクル関連事業の開発、提案を通して、
カーボンニュートラルの実現に貢献していくという。

3. まちづくりは建設業界の新たなフロンティア

再エネ分野と同様、まちづくり分野も建設業界が目指す新たなフロンティアになりつつある。
大成建設は 23 年 4 月、長崎県雲仙市と観光まちづくりに関する包括連携協定を結んだ。
同社の画像認識 AI（人工知能）技術を使って、雲仙温泉街の人や車の流れを予測。にぎわいなどの創出につなげる。
さらに、同社が開発した地震発生直後の建物健全性評価システムを市の公共施設に導入し、
災害に強い観光地づくりにも取り組む。



画像認識 AI による人流計測システム。ネットワークカメラの映像から
各観光スポットの通行量を分析。観光客のスマートフォンの位置情報など
と組み合わせて、回遊性向上や渋滞対策につなげる（出所：大成建設）

日本工営も 23 年 4 月、愛媛県伊予市と持続可能なまちづくりに関する連携協定を結んだ。
デジタル化による市民サービスの向上や、ゼロカーボンシティの実現に向けた政策づくりなどで協力する。

ニュースイッチ
NEWSWITCH

«3» 年産能力150―200万トンの大型電気炉、日鉄が八幡を導入候補地にする背景

2023年05月29日

https://newswitch.jp/p/37130

日本製鉄は八幡地区（北九州市戸畑区）などで１基当たり年産能力が１５０万―２００万トンの大型電気炉を導入する検討を進めている。２０３０年までに現在の高炉１基を電炉２基以上に転換する見通しだ。

森高弘副社長は日刊工業新聞社の取材に「八幡では年４００万トン程度の粗鋼生産能力を維持する前提だ。電炉化には生産量がミドルクラスの製鉄所が適切で、高炉更新のタイミングも踏まえ候補とした」と選定の理由を語った。

電炉で生産する場合、二酸化炭素（CO2）排出量が高炉の約４分の１。日鉄は３０年度のCO2排出量を１３年度比３０％減とするため水素還元製鉄の技術開発などを進めており、電炉化はその一環となる。検討する電炉１基は１チャージ３００トン級。

ただ森副社長は「高炉に比べ生産性は低い。一方で粗鋼生産１０００万トンクラスの製鉄所で電炉を何基も置くのは非現実的」と述べた。

大型電炉への転換を検討している八幡地区（北九州市戸畑区）の高炉

森日鉄副社長

１２０年を超す歴史を持つ八幡地区は「電炉化によって、環境に優しい象徴的な拠点になる。（併せて大型電炉を検討している）広畑地区（兵庫県姫路市）とともにすでに電磁鋼板の２大拠点。広畑は（年産能力７０万トンの）電炉で高級鋼を先行生産しており、（ノウハウの横展開で）八幡では安心して電炉をつくれる」との考えを示した。

一方、電気自動車（ＥＶ）モーター用の電磁鋼板の生産を増強するため、阪神地区堺（堺市西区）を三つ目の拠点に決めたことについては、「（薄板ラインの一部設備休止という）構造改革で生まれたスペースや、既存の建屋や設備の一部を有効活用し、投資をミニマムにできる」とメリットを強調した。

さらに日鉄が２４年３月期連結業績予想（国際会計基準）の在庫評価影響などを除く実力事業利益で、前期比９・０％増の８０００億円以上を予想することに関しては、「橋本英二社長が言うように、達成できれば収益建て直しの意味では“終結宣言”を出せる」と語った。

その場合、２５年春に予定する鹿島地区（茨城県鹿嶋市）高炉１基休止の扱いは「予定通り休止する。鉄鋼内需の縮小、海外の地産地消ニーズに伴う輸出の限界という構造は何ら変わっていない。むしろコロナ禍で前倒しされた」とし、構造改革メニューの完遂は必須との考えを示した。

ここ数年、改善している大口顧客向け「ひも付き価格」には「顧客との間で価格の先決め、３カ月単位での見直しを進めている。短期的には原材料価格などの変動もあろうが、現状のマージンは年間で一定を維持できるよう対応していきたい」と語った。

日刊工業新聞 2023年05月26日

日経 XTECH

≪4≫ 中国初の深海・遠海浮体式洋上風力発電施設が稼働

https://xtech.nikkei.com/atcl/nxt/column/18/01502/052400106/

【5月23日 Xinhua News】中国の国有石油大手、中国海洋石油集団（CNOOC）は20日、深海・遠海における国内初の浮体式洋上風力発電施設「海油観瀾号」が、文昌油田群の送電網への系統接続に成功したと発表した。海洋油ガス田へのグリーン電力輸送の新たな道が開かれた。

中国初の深海・遠海における浮体式洋上風力発電施設　「海油観瀾号」（資料写真）。(c)Xinhua News

「海油観瀾号」は海南省（Hainan）文昌市（Wenchang）から136キロ離れた海上油田海域に位置し、設備容量は7・25メガワット。風力発電機、浮体式基礎、係留システム、ダイナミックケーブルで構成されている。全高200メートル以上、載貨重量トン数は1万1千トンに達し、9本のアンカーチェーンで水深120メートルの深海に固定している。

中国初の深海・遠海における浮体式洋上風力発電施設　「海油観瀾号」（資料写真）。(c)Xinhua News

CNOOC湛江分公司文昌13−2油田の責任者、唐新国（Tang Xinguo）氏は「海油観瀾号」について、海岸線から100キロ以上離れ、水深100メートル以上の深海で稼働する中国初の浮体式洋上風力発電施設になると紹介した。

「海油観瀾号」稼働前の状況を監視する職員（資料写真）。(c)Xinhua News

和鉄の道 2023.【9】

【鉄の話題】

23iron09.pdf

故郷資料「工都尼崎」源流をたどる 尼崎紡績 2023年7月31日 神戸新聞朝刊【阪神版】より

ドラマ・映画の聖地など 大きく変貌しつつある故郷 「工都尼崎」かつて集めた尼崎の資料等を懐かしく引っ張り出しました

「工都尼崎」源流たどる

「尼崎紡績」の史料、歴史博物館で展示

現在の大物公園、小田南公園などに広がっていた大日本紡績尼崎工場の模型（左側が北）

「工都尼崎」の始まりは、1891（明治24）年に操業を開始した県内初の大紡績工場だった。その事務所だった「ユニチカ記念館」（尼崎市東本町）が今年、尼崎市の所有になったのに合わせ、市立歴史博物館（南城内）で企画展「尼崎紡績―工都尼崎のはじまり」が開かれている。ユニチカ記念館所蔵の23点を含む45点を展示。工場内での女性工員や子どもらの生活を物語るものもあり、往時の息遣いを感じさせる。9月3日まで。（広畑千春）

尼崎紡績（現・ユニチカ）は、江戸期には城下町として栄えたものの、幕末あたりで衰退した尼崎の町の再活性化を図って設立。初代社長には、NHK朝の連続テレビ小説「あさが来た」のモデルで実業家の広岡浅子の夫、広岡信五郎が就いた。工場はれんが造り2階建てで、完成時には3万人が見学に訪れたという。

当初は尼崎名産だった綿花の活用や旧尼崎藩士の失業対策も目指したが、英国産の機械は日本産の綿花に対応できず、工員も農閑期などからの出稼ぎが中心に。一方で当時難しかった細い糸（中糸）の紡績に成功すると、同業他社を次々と合併して規模を拡大し、社名も「大日本紡績」と改めた。

最盛期には3千人を超える工員が働き、中には10歳以下の子どももいた。工場内には寄宿舎や食堂、小学校や病院まで整備され、歴史博物館の桃谷和則さん（61）は「完結した二つのコミュニティーだった」と説明する。

だが太平洋戦争で大半が焼失。戦後、繊維工場として再開したものの、1964（昭和39）年に廃止された。跡地は小田南公園や大物公園などになり、現在、プロ野球阪神タイガース2軍球場移転に伴う再整備が進む。

今年、市は解体の危機にあった旧事務所の土地をユニチカから買い取り、建物の寄付を受けて現地保存を決めた。尼崎城や歴史博物館などと合わせた活用方法も模索しており、桃谷さんは「工場廃止からおよそ60年。変わりゆく尼崎のまちの原点を多くの人に知ってほしい」と話す。

無料。午前9時～午後5時（入館は午後4時半まで）。月曜休館。8月14日、9月2日の午後2～3時には学芸員によるギャラリートーク（先着20人）もある。同博物館☎06・6489・9801

尼崎紡績開業10周年で撮影された従業員らの写真。10歳以下の子どももいた

尼崎紡績の全景を描いた史料。左手前にあるのが現在のユニチカ記念館（いずれも尼崎市立歴史博物館提供）

参考１．鉄のモニュメント 鉄の街 尼崎 鉄鋼戦士の像と工都尼崎讃歌
https://infokkkna2.com/ironroad2/2022htm/iron18/R0410TetsuAmagasaki.pdf

参考２．図説 尼崎の歴史 http://www.archives.city.amagasaki.hyogo.jp/chronicles/visual/

参考３．懐かしの住友鋼管３本煙突と工場地帯 https://infokkkna.com/KOMETANI2019/5sumikin.pdf

参考４．「尼の喧嘩祭」尼崎貴禰神社夏祭 https://infokkkna.com/ironroad/danjiri/1208kibune00.htm

23iron10.pdf

和鉄の道
2023.
【10】

《鉄の話題 -低炭素社会の構築理解のために- 》

News 北海道石狩湾でも原子力発電規模を狙う大型洋上風力発電所建設が始まった

資料収録整理　2023.7.28. インターネットより Mutsu Nakanishi

掛け声ばかりの脱炭素が横行する中で、日本における大型洋上発電所建設が具体的に始まった
欧米諸国や中国・シンガポール等にも大きく後れを取っている主力電力としての洋上風力発電
関西にいるといまだに「脱炭素は原子力と改良火力発電で」と TV でも声高に喧伝されるが、
いよいよ日本でも石炭火力や原子力に代わる主力電力として洋上大型風力発電所の建設工事がはじまった
九州上五島の洋上発電所建設に続き、北海道石狩湾や東北でも活発な動き。
本年末には電力供給が開始される洋上風力発電も出てくるという。
この夏の酷暑と気象変化と撃次災害の多発化さらにはロシア・北朝鮮等の核威嚇等々考えると
「悠長に２０５０年脱炭素排出ゼロ目標必達」の掛け声だけではどうにもならぬ現状。
最大の課題　主力電力の化石燃料依存・原子力からの脱却は待ったなし。
世界が突き進む風力・太陽エネルギー等再生エネルギーによる主力電源の転換取組が日本でも始まった。
周回遅れといわれる日本 本格的な原発規模の洋上風力発電所建設が、脱炭素のみならず、社会・経済浮上等々
日本浮上の起爆剤になってほしいと願っている。　2023.8.1.採録整理　Mutsu Nakanishi

https://infokkkna2.com/ironroad2/2023htm/iron19/R0508NewsIsikaribayGreenPower.pdf
https://infokkkna2.com/ironroad2/2023htm/2023iron/23iron10.pdf

1. 北海道､GX の主役 洋上風力発電が原発を超える日 北のゼロカーボン都市
2. 石狩沖 国内最大級の洋上風力発電　1基目の風車建設始まる
3. 新エネルギーにかける夢　世界最大級の自航式 SEP 船建造に着手
4. 鉄鋼の取組【1】風力発電用大胆重圧鋼板「J-TerraPlatetm」の初採用について
5. 鉄鋼の取組【2】 石狩湾新港洋上風力発電所新設工事に着手　2022 年９月９日
～ 日本初の大型風車（8MW/基×14 基）及び　ジャケット式基礎を採用した
国内最大級の商用洋上風力発電所の風車基礎構造の設計・製作および洋上据付 ～

≪鉄の話題　-低炭素社会の構築理解のために-　≫　2023.7.28.　インターネットより

News 北海道石狩湾でも原子力発電規模を狙う大型洋上風力発電所建設が始まった

2023.8.1.採録整理　Mutsu Nakanishi

1. 北海道、GX の主役 洋上風力発電が原発を超える日 北のゼロカーボン都市

強風をチカラに㊤　より　**日本経済新聞　2023年8月一日**

https://www.nikkei.com/article/DGXZQOFC25ALV0V20C23A7000000/

北海道は洋上風力発電所の最適地とされ、建設計画が相次ぎ浮上している

絶えず強風が吹く北海道沖は、洋上風力発電の国内立地として最適地とされる。5 月には石狩市沖など北海道内の 5 エリアが、整備に向けて具体的な検討を進める「有望な区域」として国に選ばれた。エリア内では関西電力や丸紅など合わせて 15 のプロジェクトが表面化している。

洋上風力の有望な区域として国が選んだのは石狩市沖のほか、岩宇・南後志地区沖、島牧沖、松前沖、檜山沖の 5 つ。プロジェクトが最も多いのは石狩市沖で関西電力など 10 件。次いで島牧沖の 3 件、檜山沖は 2 件の事業計画がある。

経済産業省の試算によると、5 区域で想定される総出力は最大 385.5 万キロワット。これは北海道電力の泊原発の総出力（207 万キロワット）の 2 倍弱の水準にあたる。

事業者の想定はさらに意欲的だ。

例えばプロジェクトが集中する石狩市沖で、日本風力開発は最大出力 300 万キロワットの計画を持つ。

海域に最大 250 基の洋上風力発電所を建設するもので、計画段階だが実現すればこれだけで泊原発の総出力を上回る規模となる可能性がある。

関西電力も同 178 万 5000 キロワットを想定。コスモエコパワーは石狩市沖と島牧沖、檜山沖の 3 海域で事業化を検討する。

今後は各エリアごとに協議会を立ち上げ、国や自治体、漁業関係者などの間で議論を本格化。再エネ海域利用法に基づき、国が今後、事業者を公募する流れとなる。

多くのプロジェクトが浮上するなか、必要性が増すのは旺盛な資金需要に応えるスキームだ。6 月に経済産業省や環境省、金融庁、三菱 UFJ 銀行など 3 メガバンクなど 21 機関が参加する「チーム札幌・北海道」が発足。最大 40 兆円程度の調達が目標だ。

政府は脱炭素化を進めるため、今後 10 年で 150 兆円の GX（グリーントランスフォーメーション）投資を官民で想定する。北海道は国全体の再生可能エネルギーの潜在量の 3～4 割を占めるとされ、チーム札幌・北海道では「ブレンデッド・ファイナンス」と呼ばれる公的資金と民間資金を組み合わせた調達手法などを検討する。
環境省の再エネ情報提供システム「REPOS（リーポス）」によると、北海道は風力発電のポテンシャルで全国首位だ。ただ洋上風力の普及には、拠点となる港湾などのインフラ整備が欠かせない。
洋上風力発電所の建設には、大型の羽にあたるブレードや中心部に使う重量物のナセルといった部品を保管する港が必要となる。
港湾法に基づく「海洋再生可能エネルギー発電設備等拠点港湾」（基地港湾）に指定されると、国の事業として港湾を整備できる。国が 22 年に行った意向確認に室蘭港（室蘭市）や石狩湾新港（石狩市、小樽市）、留萌港（留萌市）、稚内港（稚内市）が「指定を受けたい」と回答した。

石狩湾新港では洋上風力発電所の建設が進む

道内の製造業にも経済効果が期待できそうだ。室蘭市では洋上風力関連ビジネスに対応するため、地元企業と室蘭市が中心となり室蘭洋上風力関連事業推進協議会（MOPA）を設立。電材ホールディングス（室蘭市）は、洋上風力産業がもたらす室蘭への経済効果を 200 億円以上と試算する。
三菱製鋼室蘭特殊鋼（MSR、東京・中央）の室蘭製作所では、洋上風力分野のベアリング素材を試作。
サンプルをメーカーに提供し、高品質が求められる洋上風力用途も視野に取引に向けた評価を受けている段階だ。
日本国内の発電電力量に占める風力発電の割合は 1%にすぎない。
英ナショナル・グリッドによると、洋上風力が活発な英国では風力発電比率が 26%を超え、原子力の 15%強を大きく上回る。
風力発電はすでに主力電源の一つとして日々の生活や企業活動を支える。
出遅れた日本にとっては洋上風力最適地の北海道で、成功事例を着実に積み上げることが重要となる。

（魚山裕慈）

参考 6 月にも紹介した資料です

日経 BP / メガソーラ ビジネス　**新エネ・システム最前線**

石狩で洋上風力の建設が着々、112MW の風車に 180MWh もの蓄電池を併設

再エネ・マイクログリッド運用への活用も期待

https://project.nikkeibp.co.jp/ms/atcl/19/feature/00024/00035/?ST=msb

2. 石狩沖 国内最大級の洋上風力発電　１基目の風車建設始まる

NHK 北海道 News　07 月 14 日　17 時 43 分

https://www3.nhk.or.jp/sapporo-news/20230714/7000059191.html

NHK ニュース動画が下記紹介文とともに入っています

石狩湾新港の沖合で進められている国内最大級の洋上風力発電プロジェクトで、
１基目の風車の建設が特殊な作業船を使って始まりました。
このプロジェクトは東京に本社のある大手の再生可能エネルギー企業「グリーンパワーインベストメント」が進めているもので、小樽市と石狩市にまたがる石狩湾新港の沖合に高さ１９６メートルの風車を１４基建設する計画です。

１基目の風車の建設が１４日から、港の沖合１.６キロメートルの地点で始まりました。
工事には建設大手の清水建設が運用するＳＥＰ船と呼ばれる特殊な船が使われていて、波の影響を受けないよう、４本のジャッキを海底に伸ばして海面の上、１０メートルの高さに持ち上がった状態で作業を進めています。

風車は
　▽塔になる高さ８８メートルの筒型の部材と、
　▽一枚の長さが８２メートルの羽根、
　▽それに発電機が入った部材などを船に積み込んで洋上の現場へ運び、１基あたり３日間で組み上げます。
１４基の風車すべてが来月末までに完成し、年内には発電を開始する予定だということで、グリーンパワーインベストメントの高橋孝介さんは、「日本のエネルギー政策上も重要な案件なので事業者としてしっかり建てきって予定通りの運転開始を目指したい」と話しています。

【風車を建てるＳＥＰ船とは】

今回、石狩湾新港の沖合で風車を建てるＳＥＰ船と呼ばれる作業船は、建設大手の清水建設が運用するものです。
現場では、波の影響を受けずに工事が行えるよう船に付いている４本のジャッキを海底に伸ばして長さ１４２メートル、幅５０メートルある船体を海面１０メートル以上の高さに持ち上げます。
船には高さ１５８メートルまで伸びる、巨大なクレーンが付いていて、重さ２５００トンまでの部材をつり上げられると言うことです。
船には乗組員のほか、風車の建設に携わる作業員らあわせて１３０人が乗り込んでいて建設作業は２交代制で２４時間体制で行われると言うことです。
清水建設の白枝哲次洋上風力プロジェクト推進室長は「大きな船が海の上でたたずんでいる姿を見てやらなくてはならないとの思いを強く持った。１基目の建設を成功させて次につなげていきたい」と話していました。

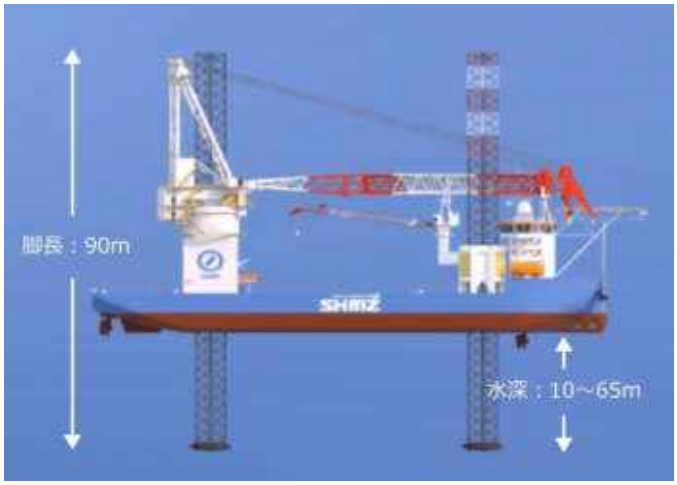
3. 新エネルギーにかける夢　世界最大級の自航式 SEP 船建造に着手　2020.2.3

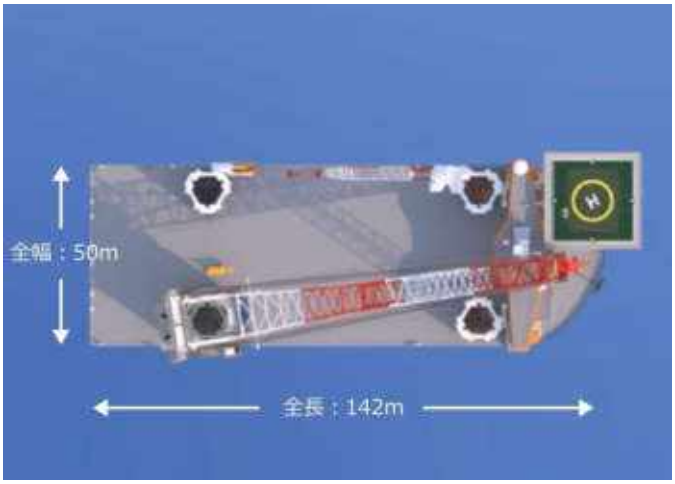
清水建設 HP　https://www.shimz.co.jp/topics/engineering/item01/

発電能力の規模や安定性から、再生可能エネルギーの中でも期待の高い洋上風力発電。
風車の基礎部分を海底に固定する「着床式」と、海上に浮かべた構造物の上に風車を載せる「浮体式」の
2 種類があり、大型の着床式風車は、SEP 船と呼ばれる作業船を使って建設します。
シミズはこのたび、12MW 級の大型風車にも対応できる世界最大級の自航式 SEP 船の建造に着手しました。

波が高い時でも影響なく工事ができる

SEP 船の大きさは、全長 142m、全幅 50m、総トン数 2 万 8000t に及び、メインクレーンの揚重能力は 2500t、最高揚重高さは 158m で世界有数の作業能力を備えます。完成は 2022 年 10 月の予定です。

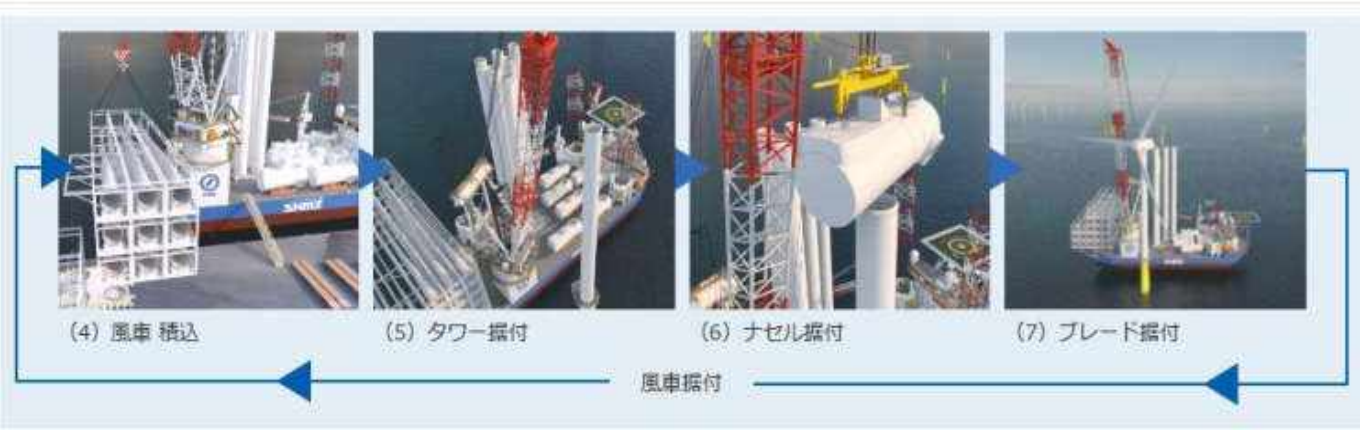




自航式 SEP 船の概要。超大型風車の建設に対応できる

SEP は Self-Elevating Platform の頭文字で、自己昇降式作業台船を意味します。「
自己昇降式」というのは、船が目的地に到着後、4 本の脚を海底に着床させ、船体をジャッキアップすることによって海面から浮上させ、自立する仕組みです。水深 10～65m の海域で作業でき、海が荒れて波が高い時でも影響を受けず、安定した姿勢で工事ができることが特徴です。
また、動力を持つ自航式の作業船であるため、曳航（えいこう）のための船をチャーターする必要がなく、合理的な施工計画立案が可能です。欧州ではこの自航式での施工が一般的となっています。

洋上での風車の施工手順は、まず基礎を施工した後、風車のタワー、ナセル（駆動部）、ブレード（羽）を SEP 船に搭載・運搬し、基礎上に据え付けるという流れになります。



SEP 船による着床式洋上風力発電風車の施工手順

シミズが建造する SEP 船は、一度に大量の資材を運搬できることも大きな特徴です。

8MW 風車なら 7 基、12MW なら 3 基分の全部材を一度に搭載でき、予備日をみて 8MW 風車の場合は 7 基を 10 日、12MW の場合は 3 基を 5 日で据え付けることができます。
通常の作業台船に比べ、稼働率が約 5 割向上します。

150 分の 1 の模型

海に囲まれた日本の洋上風力発電のポテンシャル

2018 年 7 月に発表された、わが国の第 5 次エネルギー基本計画では「エネルギーミックスの確実な実現」を目標に掲げています。それには、再生可能エネルギーの電源構成比率を 22～24%に引き上げなければなりません。
2018 年の日本国内の総発電量に占める再生可能エネルギーの割合は 17.4%で、その内訳は、水力 7.8%、太陽光 6.5%、風力 0.7%、バイオマスと地熱が併せて 2.2%となっています。このうち、大規模な発電が可能なのは水力・太陽光・風力ですが、水力と太陽光については適地がほぼ開発し尽くされていて、最も伸び代があるのが風力だと言われています。

	2017年 設備容量	2030年 設備容量	2030年/2017年
地　熱	52万kW	140～155万kW	約2.8倍
バイオ	315万kW	602～728万kW	約2.1倍
風　力	**339万kW**	**1,000万kW**	**約2.9倍**
太陽光	3,910万kW	6,400万kW	約1.6倍
水　力	4,812万kW	4,847～4,931万kW	約1.0倍

		2017年	2030年	2030年/2017年
風力		339万kW	1,000万kW	約2.9倍
	陸上	337万kW	918万kW	約2.7倍
	洋上	2万kW	82万kW	約41倍

参考：電源構成（2030 年度予測）（資源エネルギー庁）

風力では陸上風力に続き、洋上風力に期待が集まっています。
欧州では 2000 年ごろから洋上風力発電が普及し、既に日本の風力発電総量の 5 倍以上に当たる 1850 万 kW が洋上風力発電によって産み出されています。
四方を海に囲まれた日本も、洋上風力発電のポテンシャルは欧州並みに高いと見られています。
シミズもこれまでに、福島県双葉郡楢葉町沖約 20km の海域で浮体式洋上風力発電の実証研究事業を展開する福島洋上風力コンソーシアムに参画し、施工ノウハウを提供してきました。

超大型風車の需要を見越した投資判断

2018 年 11 月に「海洋再生可能エネルギー発電利用促進法」、いわゆる「洋上発電新法」が成立し、2019 年 4 月に施行されました。今後、国による促進区域の指定を受ければ、発電事業者はその海域を最長 30 年間にわたり洋上風力発電用に占有できるようになります。
これにより、日本でも洋上風力発電の計画が本格化するものと見られています。

2019 年 7 月には既に、洋上風力発電の開発を先行的に進める「有望な区域」として、秋田県の能代市・三種町・男鹿市沖、秋田県の由利本荘市沖、千葉県の銚子市沖、長崎県の五島市沖の 4 海域をはじめとする 11 区域が指定されました。
日本での洋上風力発電事業の規模と採算を考えると、8MW 以上の大型風車の設置が必要になります。
また、風車の大型化に伴い、基礎の施工には 2,000t 以上のクレーンが確実に必要となります。
しかし、これまで国内には、これほど大規模な風車を建設できる作業船がありませんでした。

欧州から借りてこようにも、現地での作業船の需要が高いことから、簡単には確保できません。
責任を持って風車の建設を請け負うには、自前の作業船を用意する必要があります。

洋上風力のトップシェアを目指す

洋上風力新法に基づく海域の指定は 2019 年度末、発電事業者の認定は 2020 年度と想定され、2023 年以降には、次々と大型風車の建設が始まることでしょう。
5 兆円超と試算される洋上風力発電施設の建設工事市場において、大型風車を確実かつ効率的に施工できる SEP 船を有することで、シミズはトップシェアを目指しています。

記載している情報は、掲載日現在のものです。
ご覧になった時点で内容が変更になっている可能性がございますので、
あらかじめご了承ください。

室蘭母港のＳＥＰ船　石狩湾新港で活躍

所有の清水建設、風車１４基の建設作業公開　記者が同行
北海道新聞　2023 年 7 月 18 日 22:24(7 月 19 日 14:12 更新)
https://www.hokkaido-np.co.jp/article/879603

公開された洋上風車の建設現場　　巨大なナセルなどが置かれた陸上の作業ヤード

【石狩湾新港】室蘭を母港とする洋上風車建設作業船「ＳＥＰ船」が石狩湾新港の港湾区域で作業を始めた１４日、同船を所有する清水建設（東京）が関係者向けに建設作業を公開し、記者も同行した。

有料記事のため、記事の詳細を見る言葉出来ませんでした

参 考　◆1. You Tube　洋上風力発電ができるまで　greentvjapan
https://www.youtube.com/watch?v=kpujqS0g7M0

◆2.You Tube　HBC 北海道放送ニュース
洋上風力発電の「銀座」、北海道石狩市沖で進む日本最大規模の計画
「北海道は好風況…非常に適地」“北海道バレー構想”へ
https://www.youtube.com/watch?v=DDtof5WMASs
札幌市のとなり、石狩湾の港に横たわる巨大な部品。
海の上で風力発電を行う風車の一部です。2023 年 06 月 08 日(木) 22 時 55 分 更新

4. 風力発電用大単重厚鋼板「J-TerraPlate™」の初採用について

JFE スチール 株式会社

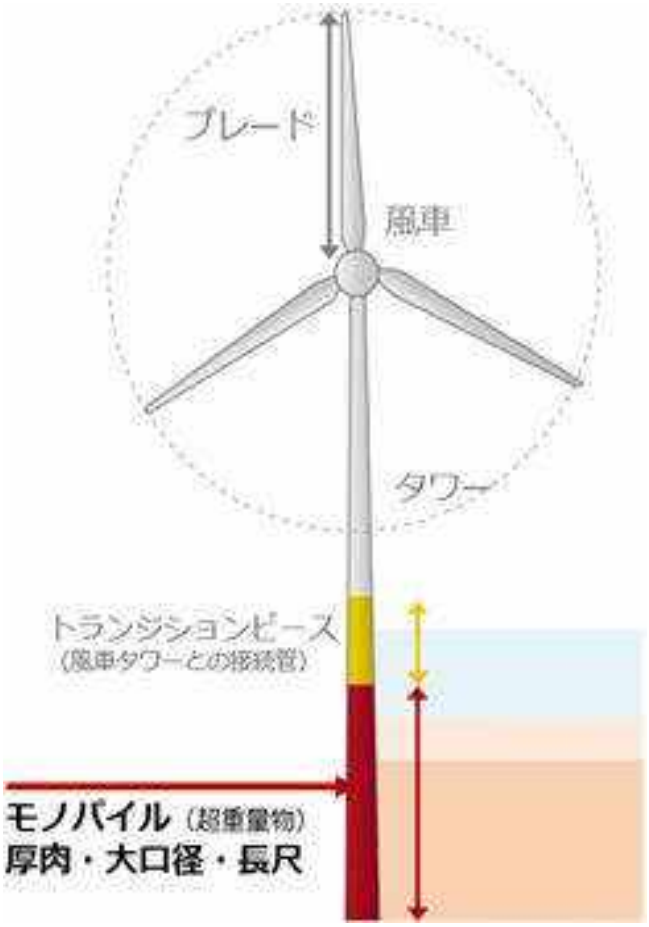
2023 年 8 月 3 日　JFE スチール株式会社

https://www.jfe-steel.co.jp/release/2023/08/230803-1.html

当社は、西日本製鉄所（倉敷地区）の第 7 連続鋳造機で製造する風力発電用大単重厚鋼板「J-TerraPlate®（ジェイテラプレート）」について、このたび洋上風力発電用の基礎構造物（モノパイル）に初採用されました。

カーボンニュートラルの動きが加速する中で、洋上風力発電はグリーンエネルギーとして大きく期待されており、今後さらなる洋上風力発電ビジネスの拡大が見込まれています。洋上風力発電には、発電機を海底に固定する「着床式」と、発電機を洋上に浮かべる「浮体式」の 2 種類がありますが、今回、この着床式のモノパイルに当社の風力発電用大単重厚鋼板「J-TerraPlate®」が採用されました。

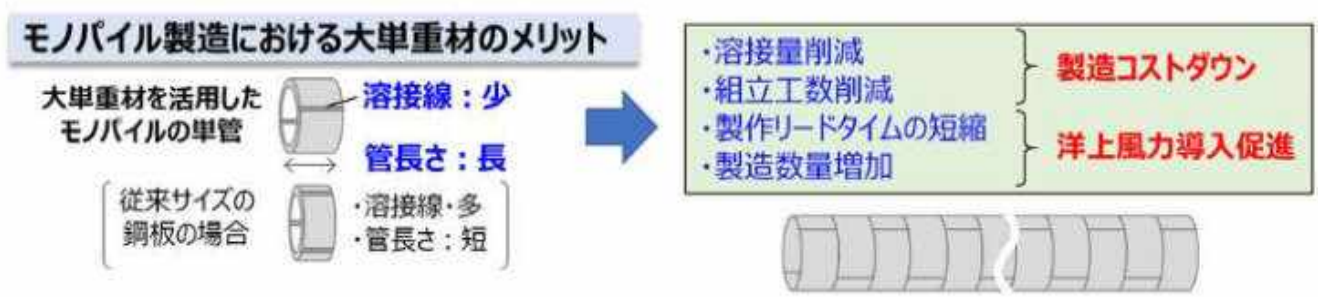
今後、洋上風力発電においては、発電量拡大等を目的に風車の大型化が見込まれており、風車を支えるモノパイルなどの基礎構造物も大型化が求められています。これらの基礎構造物は極厚の厚鋼板を溶接して製造するため、溶接作業負荷が高く作業効率の向上が課題となっています。この課題解決に向けて、従来よりも大きなサイズの厚鋼板を使用することで溶接作業回数を削減することができ、作業効率の向上および製造コストの削減に貢献できます。



一方で、大単重厚鋼板を大量に製造・供給可能な鉄鋼メーカーは世界的にも限られており、当社では、このようなニーズに対応するため、西日本製鉄所（倉敷地区）および東日本製鉄所（京浜地区）の厚板工場にて、最大単重 37 トンの鋼板を大量に製造・供給する準備を進め、今回の初採用に至りました。

JFE グループは、「JFE グループ 第 7 次中期経営計画」および「JFE グループ 環境経営ビジョン 2050」で公表の通り、主要施策の一つとして洋上風力発電ビジネスへの取り組みを掲げています。当社は、今後もグリーンエネルギーの拡大に向けた取り組みを推進することで、社会全体の脱炭素化に貢献してまいります。

（参考2：モノパイル製造における大単重材のメリット）



5． 石狩湾新港洋上風力発電所新設工事に着手　2022年9月9日

～ 日本初の大型風車（8MW/基×14基）
及びジャケット式基礎を採用した国内最大級の商用洋上風力発電所 ～

日鉄エンジニアリング（株）

https://www.eng.nipponsteel.com/news/2022/20220909.html

日鉄エンジニアリング株式会社（代表取締役社長：石倭行人、本社：東京都品川区、以下「当社」）と清水建設株式会社（代表取締役社長：井上和幸、本社：東京都中央区、以下「清水建設」）による共同企業体は、このたび合同会社グリーンパワー石狩より、石狩湾新港洋上風力発電所（所在地：北海道石狩湾新港）の新設工事を受注し、基礎製作並びに現地海域での工事に着手しました。

【石狩湾新港／現地海域での鋼管杭打設状況】

本工事は、株式会社グリーンパワーインベストメントが2007年より事業開発を進め、日本初の8MW大型風車を採用した国内最大級の商用洋上風力発電所を建設するプロジェクトで、当社は風車基礎構造の設計・製作および洋上据付を、清水建設は風車架設および海底ケーブル敷設を担当します。
風車の基礎構造は、現地海域の自然条件・施工条件・風車仕様などを踏まえた最適な構造としてジャケット式が採用され、2022年2月に、ジャケット式基礎として国内初のウィンドファーム認証を取得しております。

石狩湾新港の現地海域では、今年ジャケット式基礎を海底に固定するための鋼管杭を先行して打設しており、現在は北九州市の当社自社工場である若松工場（日鉄鋼構造(株)）※1でジャケット式基礎14基を製作中です。
現地海域でのジャケット式基礎の洋上据付は、来年実施の予定です。
当社は、大型海洋鋼構造物の「製作工場」と「海洋作業船」を自社保有し、設計・製作・輸送・施工のトータルパッケージを提供する国内唯一のオフショアコントラクターとして、50年以上にわたり国内外の石油・天然ガス洋上プラットフォーム※2および国内大型海洋インフラの建設を実行してきました。当社はこれまで培ってきた大型海洋鋼構造物に関する技術と経験を活かし、本工事を安全かつ確実に遂行してまいります。

また、当社は、カーボンニュートラル社会実現の切り札とされる洋上風力発電分野において、今後の一般海域でのプロジェクトも視野に入れ、洋上風力発電施設の設計・施工はもとより、操業・メンテナンスを含む包括的な BOP※3 サービスの提供を目指し、再生可能エネルギー普及拡大に貢献してまいります。

※1 若松工場（日鉄鋼構造(株)）は、大型鋼構造物の製作に適した広いヤードと出荷岸壁を有する国内有数の工場であり、洋上風力発電所の候補地が多い日本海側へのアクセスも良好です。
※2 これまでにオフショア洋上プラットフォーム約 340 基の建設実績があります。
※3 Balance of Plant の略で、風車機器供給以外の基礎構造物・海底ケーブル・陸上送変電設備を指します。

洋上風力発電施設　再生可能エネルギーの普及に貢献します

日鉄エンジニアリング（株） NIPPON STEEL
https://www.eng.nipponsteel.com/business/environment_and_energy_solution/energy_solutions/offshore_wind_power/offshore_wind_power/

これまで培ってきた、洋上石油・ガスプラットフォームおよび沿岸鋼構造物の設計・製作・施工技術と実績をもとに、急速な発展が見込まれる洋上風力発電市場に対し、事業者ニーズ合わせた洋上風力発電施設の設計から製作・施工までの一貫したサービスを確実に提供していきます。
今後ますますマーケット拡大の見込まれる着床式または、浮体式洋上風力発電施設の建設工事に対応可能なオフショアコントラクターとして、再生可能エネルギーの普及、およびエネルギーの安定供給に貢献していきます。

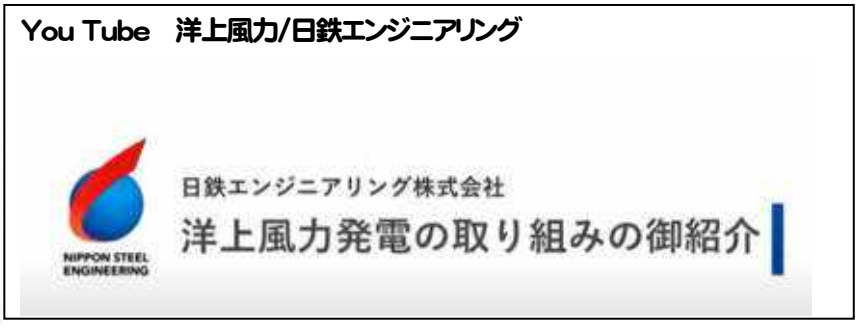
当社の洋上風力への取り組み

NEDO着床式洋上風力発電システム実証研究（ハイブリッド重力式基礎）

NEDO着床式洋上風力発電システム実証研究（ハイブリッド重力式基礎製作の様子）

浮体式洋上風車の曳航

You Tube　洋上風力/日鉄エンジニアリング



https://www.youtube.com/watch?v=sDSMpBHozJQ&t=3s

和鉄の道
2023.
【11】

資料収集 ≪各産業分野で事業化に向けた:現場の取組から見えてくるもの≫ 2023.10 月

鉄の話題 脱炭素社会構築へ　10月 資料採録　By Mutsu Nakanishi

課題は電力・エネルギー問題への取組　インターネットより　23iron11.pdf

「脱炭素へのロードマップ　ビジネス界 1.5° C 目標への挑戦」2050 年 CO2 排出ゼロへのロードマップを掲げ、世界的な脱炭素社会構築への取組がすすんできた。しかし、ロシアのウクライナ戦争に端を発したエネルギー価格の沸騰・物価上昇　そして巨大国中国経済の低迷等が世界各国を襲う一方、
地球温暖化による気象の激変・激甚化が誰の眼にも明らかになり、本年は これらの影響が直接わが身にも降りかかる時代になった。各国の政治・経済はこれらの対応に追われ、脱炭素への取組にも影を落としている。
そんな中で、各国の脱炭素達成の具体的取組　中間指標の達成状況も不透明になったと報ずる情報も多い。
大きな取組環境変化の中で、遅滞なく目標達成への道が進んでいるのだろうか・・・・・
色々新情報が流れるが、その事業実態は一向に見えてこず、先行き不透明感一杯。
素材の製造・物流・製品・廃棄・再生まで全工程を通じて脱炭素の筋が通るのか・・・
鉄鋼では 懸案だったひも付き自動車向け鋼板の低価格是正の達成等による収益改善を背景に、製鉄所の集構造改革&集約が断行され、まだほんの一部ですが、二酸化炭素（CO2）排出量を減したり、実質ゼロにしたりする「グリーンスチール」と呼ばれる鋼材も市場に出始めたが・・・・
持続可能社会構築へのアプローチ、具体的に数値としてどの程度進んだか・・・
一番の分野は社会先般にかかわる　電力・エネルギーそして鉄鋼・自動車の分野。
企業各社は国と同様　取組がすすんでいると謳うがその実態は…
「目標達成へ向けて、各分野での取組・事業をステップアップする一里塚」
各企業・事業体の現場ではどんな取組推進がはかられているのか・・・・・
インターネット・新聞情報から、断片的ではあるが、今の状況を拾い読み
玉石混合ですが、資料採録。　現場での具体的な取り組み進捗が少しでも見えてくれば・・・と。

資料収集 ≪各産業分野で事業化に向けた:現場の取組から見えてくるもの≫ 2023.10 月

■ 浮体式洋上発電据え付け工事に取り組む　ゼネコン各社が大型 Sep 船運用へ

1. 洋上風力拡大のカギを握る「浮体式」、大量導入で〝世界レベル〟の発電量へ
   原子力発電に見合う大規模発電　50 年めど 6000 万 kW 導入へ
2. 1600 トン吊り全旋回式クレーン搭載、鹿島などが完成させた SEP 船の全容
3. 戸田建設ら６社／洋上風力で優位性確立へ、共同出資会社がＳＥＰ船調達
4. 五洋建設ら３社／１６００トンつりＳＥＰ船が完成、１１月から響灘洋上風力で稼働

■ 日本の石炭火力　世界に誇る石炭使用料削減とコスト低減の両立技術

なぜ石炭火力に日本がこだわるのか・・・・・　それがこれかもしれない

1. 従来の石炭火力より高効率な IGCC
   なおも進化する日本の石炭火力、風力発電があっても活躍は続く
   石炭火力の周りに風力発電が並ぶ風景からエネルギー供給を考える

参考　なぜ今　石炭火力なのか・・・・　理解しつつも ずっと疑問だったのですが・・・・
石炭火力のＣＯ２対策を加速　福島発のＩＧＣＣ、地中貯留のＣＣＳ…
日本が牽引するクリーン・コール技術の開発が進展

■ 鉄鋼の取組 2023

1.「粗鋼生産」9000 万トン割れに下方修正…需要環境厳しい鋼材、中国勢の影響度
2.「電炉」＆「鉄スクラップ」は鉄鋼業界の“脱炭素”に関わる重要な投資テーマ！
3. 日本製鉄、脱炭素の本命は水素製鉄も「急がば電炉に回れ」
4. JFE 電炉転換 27 年にも　倉敷市の高炉、鉄鋼大手で初
5. 電炉、最終形にあらず　ＪＦＥホールディングスの柿木厚司社長
6.「グリーン鋼材」自動車・建設分野で広がる…普及への課題はコストと新概念の啓発

■ 太陽光発電・蓄電池の新技術取組 2023

太陽電池の分野でも実用化の波が急速に高まっている

1. ビルの壁や自動車の車体を発電機に変えるペロブスカイト型太陽電池とは

■ 浮体式洋上発電据え付け工事に取り組む　ゼネコン各社が大型 Sep 船運用へ

鉄の話題 脱炭素社会構築へ 最大課題は電力・エネルギー問題への取組
やっと各産業分野で実用プラント建設への取組 2023　　インターネットより
浮体式洋上発電据え付け工事に取り組むゼネコン各社が大型 Sep 船運用へ

洋上風力拡大のカギを握る「浮体式」、大量導入で〝世界レベル〟の発電量へ

原子力発電に見合う大規模発電　50 年めど 6000 万 kW 導入

https://news.yahoo.co.jp/articles/5cf20f69c3ab5705d7a3ccc8f98c5f7c85bc7dde?page=2

日刊工業新聞　　ニュース　スイッチ 9/20(水) 16:10

欧州で実証する浮体風力（日本風力発電協会提供）

50 年めど 6000 万 kW 導入

国内の風力発電整備で、洋上風力の拡大が見込まれている。
日本風力発電協会（JWPA）によると 2022 年末時点で風力発電の国内導入量は陸上中心で 480 万キロワット。国内発電電力量の 0・9%（環境エネルギー政策研究所〈isep〉調べ）に過ぎないが、30 年代からは洋上風力が急増する見通し。
同年代半ばからは発電機を洋上に浮かべる「浮体式」の大量導入が見込まれる。
日本の風力関連産業を世界レベルに育成するチャレンジとなる。（いわき・駒橋徐）

【写真】日本初、五島列島沖で稼働する浮体式風力発電 国内の洋上風力導入量は現状では 14 万キロワット。今後は発電機を海底に固定する「着床式」の設置エリアが港湾区域から一般海域に広がり、31 年度までに 41 件（出力合計 1820 万キロワット）の運転開始が計画段階にある。

JWPA は洋上における風力発電の潜在性について、水深 50 メートルまでの着床式で 1 億 2800 万キロワット、同 100―300 メートルの浮体式が 4 億 2400 万キロワットと試算する。
JWPA は 50 年までに国内で 1 億 4000 万キロワットの風力発電を導入するビジョンを掲げるが、「洋上風力で 1 億キロワット、うち浮体式で 6000 万キロワットになる」と中村成人専務理事は説明する。経済産業省の「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」は 40 年に浮体式も含めて 3000 万キロ―4500 万キロワットの洋上風力導入目標を設定している。JWPA は 50 年には浮体式が最大になると予想する。

浮体式への取り組みを世界レベルで見ると、日本が福島県沖で 3 基を並べて世界最大規模で実証した 20 年までは、ほぼ横一線だった。だがその後、23 年までに世界で 18 件が実証を中心に完成。
このうち欧州連合（EU）が 11 件でノルウェーのエネルギー企業であるエクイノール（スタバンゲル市）による 8600 キロワット×11 基のウインドファーム（集合型風力発電施設）が最大だ。
EU では大型案件が続き、世界では計 2700 万キロ―6100 万キロワットの浮体式の計画がある。

日本が遅れずに浮体式を伸ばすには、排他的経済水域（EEZ）における開発の法制化、50 年までの国の導入目標の策定、数 10 万キロワットの案件を各海域で具体化することが求められる。
また、実用化には設備利用率 50%以上が必要だ。
国内では福島県沖で 13 年から 21 年まで、日本製風車で半潜水状態の浮体を使うセミサブ式、柱形浮体のスパー式で実証を実施した。

現在、事業化しているのは、長崎県五島市などが運営・売電する 1 件。戸田建設が五島市沖で、波の影響を受けにくいハイブリッドスパー式のダウンウインド型風車 1 基（2000 キロワット、日立製作所製）を設置した。
新たに 8 基の浮体式設備も国の一般海域公募事業の第 1 号で 23 年末に完成予定だ。
1 基 1 万キロワット以上の事業化で、設備利用率 50%が目標だ。

清水建設は浮体式で三菱造船（横浜市中区）、日鉄エンジニアリング（東京都品川区）と連携し、建造の検討を進める。清水建設はクレーン最大揚重能力 2500 トンの作業能力を持つ自航式 SEP（自己昇降式作業台）船を建造し、当面は需要の多い着床式に対応する計画。
清水建設は浮体式では福島県でのプロジェクトにおいて三菱造船、日鉄エンジとともに、2 基のセミサブ浮体建造と海底ケーブルの総合エンジニアリングに携わった。
3 社は浮体式の量産の検討を続けている。今後の市場動向を見ながら事業の展開時期を探る。

東京ガスは信夫山福島電力（福島市）と共同で、福島県沖で風車 2 基の実用化を目指して環境アセスメントに入る。27 年完成目標で東京ガスが資本参加する米プリンシプル・パワー（カリフォルニア州）のセミサブ式浮体を設置する。
EU では実用化されており、「福島県沖を第 1 弾に、国内では現実的な案件で実用化していく」（東京ガスの広瀬路子再生可能エネルギー事業部再エネ第 2 部長）という。

東京電力リニューアブルパワーは、22 年に英フローテーションエナジー（エジンバラ市）を買収。
スパー型浮体式と、浮体とおもりで構成するテトラ・スパー型の浮体を運転開始する。
東電グループは風力発電で浮体式に集中し、国内事業化では出力 1 万 5000 キロワット以上の設備で 30 年代後半から事業拡大を図る。

浮体構造をどう調達するか

浮体式風力発電には大型風車・浮体構造の陸上組み立て基地の整備が欠かせない。
国内に風車メーカーがないだけに、一体成形の風車と浮体構造をどう調達するかは大きな課題だ。

米ゼネラル・エレクトリック（GE）は、東芝エネルギーシステムズと洋上風車のナセル生産で連携。
東芝グループは部品サプライヤーを増やして国産化し、組み立ても含め風車の国産化につなげていく構え。
日本の産業界は 40 年までに洋上風力発電設備の国内調達比率 60%達成を目標としており、海外風車メーカーの組立工場誘致や部品の国内製造推進が期待される。

ブレードの長さが 100 メートルを超える大型風車の大量生産が始まれば、造船所での対応は困難だ。
このため、港湾で組み立てるインフラ設備の立地が求められる。
日本は EEZ も含めて浮体式を設置可能な海域が広い。海洋構造物の施工技術力は世界トップクラスにある。

大手風車メーカーは「日本ほど（充実した）サプライチェーン（供給網）を構築できる国は世界にそうない。じっくり国がバックアップして進めてほしい」と話す。
国は GI（グリーンイノベーション）基金事業で、浮体式風力発電の実用化に向けた開発を進める構え。
国のリードにより風車の国産化、日本ブランド化につながることが期待される。

浮体式洋上風力発電　実証事業の候補地に秋田県南部沖選定

10/3(火) 19:52 配信　6

AAB 秋田朝日放送

秋田朝日放送

風車を海に浮かべる「浮体式」の洋上風力発電の実証事業の候補地に秋田県沖が選ばれました。補助金総額８５０億円に上る巨大プロジェクトです。

秋田県沖で運転中の洋上風力発電は海底に杭を打ち込み固定する「着床式」です。これに対して風車を海面に浮かべ、チェーンやいかりなどで海底とつなぐ「浮体式」は沖合にも建設できますが、建設コストが課題です。このコストを減らすための実証事業を国が計画していて、その候補地に由利本荘市・にかほ市沖を含む４つの区域が選ばれました。候補地は由利本荘市・にかほ市の２０ｋｍから３０ｋｍ沖合で、水深は４００ｍ前後です。国は今後、企業に対して４区域での事業計画を募り、４区域から２区域程度を選ぶ方針です。選ばれた区域では合わせて８５０億円の補助金が企業に交付されます。

秋田朝日放送

鉄の話題 脱炭素社会構築へ 最大課題は電力・エネルギー問題への取組
やっと各産業分野で実用プラント建設への取組 2023 インターネットより

■ 浮体式洋上発電据え付け工事に取り組むゼネコン各社が大型 Sep 船運用へ

1600 トン吊り全旋回式クレーン搭載、鹿島などが完成させた SEP 船の全容

日刊工業新聞 ニュース スイッチ https://newswitch.jp/p/38756

鹿島と五洋建設、寄神建設（神戸市兵庫区）は洋上風力発電の導入拡大を見据え、共同で建造していた自己昇降式作業台船（ＳＥＰ船）を完成した。最大揚重能力１６００トンのクレーンを搭載しており、１１月から「北九州響灘洋上ウインドファーム」の建設工事に投入。

９・６メガワットの風車２５基の基礎工事や、風車の据え付け工事を行う。

３社が共同出資する「ＰＫＹマリン」が保有・運航する。

このほど完成したＳＥＰ船「ＣＰ―１６００１」は、全長１２３×全幅４５メートル。

最大で１００人が乗船する。１６００トン吊りの全旋回式クレーンを備え、風車や基礎構造の大型化に対応。

またクレーンのブーム長を１３０メートル、デッキ上からのフック高さを１４３メートル確保することで、１５メガワットクラス風車の洋上での建設を可能にした。

ゼネコン大手は建設技術を生かす新たな事業領域として、洋上風力発電の建設工事を担うＳＥＰ船の導入を進めている。清水建設は自航式のＳＥＰ船「ブルーウインド」を２０２２年に完成。富山県入善町沖、北海道・石狩湾新港に続き、台湾・雲林沖での工事投入が決まっている。

大林組も、東亜建設工業と共同建造したＳＥＰ船「柏鶴（はっかく）」を４月に完成した。

日刊工業新聞 2023 年 10 月 04 日

■戸田建設ら６社／洋上風力で優位性確立へ、共同出資会社がＳＥＰ船調達

日刊建設工業新聞　2023 年 10 月 4 日　https://www.decn.co.jp/?p=157229

（右から）岩田社長、高瀬社長、大谷社長　櫻野社長、烏田社長、壺阪社長（報道発表資料から

戸田建設と熊谷組、西松建設、若築建設、岩田地崎建設、吉田組（兵庫県姫路市）の６社が、市場拡大を見据えた洋上風力分野で連携を強化する。施工船舶の保有などを目的に２０２２年３月に設立した共同出資会社がシンガポールのＴＥＲＡＳ　ＳＵＮＲＩＳＥ社からＳＥＰ（自己昇降式作業台）船を調達した。２５年４月までに現状の７５０トンつりクレーンを１３００トンつりに改造し、同９月の稼働を目指す。

共同出資会社「Ｊａｃｋ－ｕｐ　Ｗｉｎｄ　Ｆａｒｍ　Ｃｏｎｓｔｒｕｃｔｉｏｎ（ＪＷＦＣ）」は資本金１億円。出資比率は戸田建設と熊谷組、西松建設が各２８・５％、若築建設が９％、岩田地崎建設が４・５％、吉田組が１％。東京都中央区の戸田建設内に本社を置く。

ＳＥＰ船は全長１１２メートル、全幅５０メートル。搭載クレーンを改造し、大型化する風車（１５メガワット級超）の基礎施工や組み立てを可能にする。１３０メートルのレグ長を生かし最大水深６４・５メートルまでの施工に対応できる。各社の技術力と強みを融合し着床式と浮体式の両フィールドで優位性を発揮していく。軌道に乗れば将来的に２隻目の保有も検討する。

ＳＥＰ船による施工イメージ

３日に都内で各社社長が会見した。代表幹事を務める戸田建設の大谷清介社長は「技術力と知見を結集し脱炭素社会の実現に貢献することが目的だ」と会社設立の意義を説明した。熊谷組の櫻野泰則社長は「ゼネコン、マリコンの枠を超えた連携で脱炭素化の実現に全力で取り組む」と決意を表明。西松建設の高瀬伸利社長も「シナジー（相乗効果）を発揮し必ず成功させたい」と力を込めた。

若築建設の烏田克彦社長は「長年培ってきた海洋土木の技術と経験で力になれる」と強調。北海道に拠点を置く岩田地崎建設の岩田圭剛社長は「６社と共に大きな一歩を踏み出した」と期待し、吉田組の壺阪博昭社長は「ＳＥＰの運航や風車設置など施工面で協力していく」考えを示した。

■五洋建設ら３社／１６００トンつりＳＥＰ船が完成、１１月から響灘洋上風力で稼働

日刊建設工業新聞　2023 年 9 月 28 日　https://www.decn.co.jp/?p=156842

五洋建設と鹿島、寄神建設（神戸市兵庫区、寄神正文社長）の３社が建造を進めてきた１６００トンつりクレーン搭載のＳＥＰ（自己昇降式作業台）型多目的起重機船「ＣＰ－１６００１」が完成した＝写真（報道発表資…

SEP 型多目的起重機船 CP-16001 完成について　五洋建設 HP　What's New　2023.9.27

https://www.penta-ocean.co.jp/news/2023/230927.html

五洋建設株式会社（社長 清水琢三）、鹿島建設株式会社（社長 天野裕正）、寄神建設株式会社（社長 寄神正文）が共同で建造を進めていた 1,600t 吊クレーンを搭載した SEP 型多目的起重機船 CP-16001（以下、SEP 船）がこのほど完成し、引き渡しを受けました。

建造は、マレーシア最大の国際的コングロマリットグループの Kuok Singapore 社傘下の PaxOcean Holdings 社（シンガポール）が担いました。引き渡し式は、2023 年 9 月 8 日、インドネシアのバタム島にある Graha 造船所で行われました。建造契約は 2020 年 1 月 30 日に締結、同年 10 月 30 日に起工、2021 年 12 月に進水しました。新型コロナウイルス感染症の拡大が長期化する中での建造となりましたが、関係者の尽力により、風車の大型化に対応した最新鋭の SEP 船が完成しました。本 SEP 船は、3 社による共同出資会社「PKY マリン株式会社」が保有・運航します。

今後は、11 月より北九州響灘洋上ウインドファーム建設工事で稼働を開始し、9.6MW の風車 25 基の基礎工事の一部と風車据付工事を行います。また、2027 年以降本格化すると予想される一般海域の洋上風力発電プロジェクトにおいて、日本船籍の大型 SEP 船として活躍が期待されます。本 SEP 船は、日本の洋上風力発電の拡大に貢献するものと確信しています。

本 SEP 船は、全長 123m、全幅 45m、最大搭載人員 100 人で、洋上風車及びその基礎構造の大型化に対応して 1,600ｔ吊全旋回式クレーンを搭載しています。主クレーンのブーム長を 130m、デッキ上からのフック高さを 143m 確保することより、15MW クラスの風車を洋上で効率的に建設することができます。基本設計及びジャッキアップシステムは世界の SEP 船の 7 割以上を手掛ける GustoMSC 社（オランダ）が、主クレーンはオフショアクレーンのトップメーカーである Huisman 社（オランダ）が担当しました。五洋建設株式会社が我が国初の 800t 吊クレーンを搭載した SEP 船 CP-8001 の建造で培ったノウハウを生かした最新鋭の作業船です。居室はシャワートイレ付で木製の家具とする等、船上で働く人にも配慮したサステナブルな作業船です。

■　日本の石炭火力　世界に誇る石炭使用料削減とコスト低減の両立技術
なぜ石炭火力に日本がこだわるのか・・・・・　それがこれかもしれない

やっと実用プラント建設への取組　2023　　インターネットより

なおも進化する日本の石炭火力、風力発電があっても活躍は続く

従来の石炭火力より高効率な IGCC

石炭火力の周りに風力発電が並ぶ風景からエネルギー供給を考える

JP press　2023.10.7(土) 杉山 大志　https://jbpress.ismedia.jp/articles/-/77289

秋田県能代市にある東北電力の能代火力発電所を見学した。60 万キロワットの石炭火力発電所が 3 つで合計 180 万キロワットの設備容量がある。石炭火力発電所は CO2 排出量が多いということで、近年は何かと言われることが多い。だがこの地域の経済を支える重要な発電所だ。さて能代火力発電所に近づくと周囲には多くの風車が見えた（写真 1）
いま秋田県の海岸線一帯には風力発電所が立ち並んでいる。この能代市はとくにそれが集中している。
　写真 1 に見える風車は能代港にある秋田県の港湾区域に立地した洋上風力発電所である。景観はどんなものかと思って行ってみたが、もともと港湾地域であるため、すでにあれこれと建て込んでいたり・・・・・

CO2 排出量が多いと批判される石炭火力だが、貴重なエネルギー源でもある（写真：アフロ）

脱炭素のためとして風力発電が推進される一方で、CO2 を多く出すということで石炭火力発電は批判にさらされることが多い。では、風力発電には問題はないのか。石炭火力発電には未来はないのか。
現場を見ながら考えた。（杉山大志：キヤノングローバル戦略研究所研究主幹）

能代火力発電所の周囲に立ち並ぶ数多くの風車

秋田県能代市にある東北電力の能代火力発電所を見学した。60 万キロワットの石炭火力発電所が 3 つで合計 180 万キロワットの設備容量がある。
石炭火力発電所は CO2 排出量が多いということで、近年は何かと言われることが多い。だがこの地域の経済を支える重要な発電所だ。さて能代火力発電所に近づくと周囲には多くの風車が見えた（写真 1）
いま秋田県の海岸線一帯には風力発電所が立ち並んでいる。この能代市はとくにそれが集中している。
写真 1 に見える風車は能代港にある秋田県の港湾区域に立地した洋上風力発電所である。
景観はどんなものかと思って行ってみたが、もともと港湾地域であるため、すでにあれこれと建て込んでいたり、トラックやクレーンが動いていたりすることもあり、それほど景観を悪くしているという印象は受けなかった。

【写真 1】能代火力発電所と周辺の風力発電所

この能代火力発電所付近から見渡すと、北にも南にも風車が海岸沿いに並んでいる。南に向かって釜谷浜海水浴場に行くと、やはり風車が林立していた（写真 2）。
下に置いてあるブレード（羽根）はメンテナンス中のもので、メンテナンス作業中のクレーンも見える

【写真 2】釜谷浜海水浴場に並ぶ巨大な風車。

風力と石炭火力の経済性について考える

風車を見ながら海水浴というのはどのような気分かは想像できないが、普通の景観とは異なるのは確かだ。
受け止め方は人それぞれであろう。
なおこの能代市付近については、立地地域の住民による反対運動などは特に起きていないようだった。
この理由の 1 つは、想像するに、冬は風が強く厳しい寒さになるため、海岸沿いにあまり住宅が密集していない、ということかもしれない。写真 2 でも背後に写っているのは防風林である。

能代火力発電所の 3 号機（60 万キロワット）は「亜瀝青炭」という、品質がやや劣る石炭だけでも発電できるようになっている。熱量はキログラムあたり 5800 キロカロリー程度と石炭にしては少ない。
また、水分が多いので、発熱しやすく、管理が悪いと自然発火することもあるから、取り扱いには気を遣うし手間がかかる。燃焼特性も独特だから、技術開発が必要だった。
しかし扱いにくい燃料である分、高品質な石炭よりも安価に買うことができる。
石炭火力発電所の燃料費は政府資料によると「2030 年でキロワットアワーあたり約 4.3 円程度」と見通されているが、亜瀝青炭を使うことでこれよりも安くできるだろう。
こういったコストダウンの努力を見るにつけ、周囲にある風力発電所が気になってくる。

写真 1 にある能代港の洋上風力発電所は再生可能エネルギーの全量買い取り制度の対象になっており、キロワットアワーあたり 36 円で送電会社に売電されている。
　このため風が吹いているときには、その分だけ能代火力発電所の出力を減らすことになるわけだが、それによるコスト削減はキロワットアワーあたり 4.3 円以下、ということになる。すると 36－4.3＝31.7 円以上は、電気の消費者にとっては追加の負担となる。
もしも風力発電所があれば石炭火力発電所が要らないというなら話は別だが、そうはならない。風力は天気まかせなので、風が止まったときには石炭火力発電所が稼働しなければならないからだ。

風力発電所を建てるほど消費者の負担増に

この地域の洋上風力発電所の設備利用率は 35%程度と試算されている。
この意味は、1 万キロワットの設備容量がある発電所の発電量は、年間平均して 3500 キロワット、ということである。すると、大雑把に言って、風力発電所があるといっても、年間の 65%は電気の供給を火力発電所に頼ることになる。
この状況では、風力発電所を建てれば建てるほど、一般の電気の消費者にとっては費用負担が増えることになる。では今後、風力発電は安くなるのだろうか。

【写真 3】能代火力発電所。設備容量 180 万キロワット
（写真：掬茶, CC BY-SA 4.0, ウィキメディア・コモンズ経由で）

日本政府は、洋上風力発電所を大規模に開発する計画を立てている。
その手始めとして、2021 年末に入札結果が発表された。「秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖」の洋上風力発電プロジェクトは 13.26 円/kWh で落札された。
出力は 478.8 メガワット、つまり 47.88 万キロワットである。

入札したのは三菱商事などのコンソーシアムで、他社を圧倒する安い価格であったと報じられている。ただしこれでも、「4.3 円以下」という石炭火力の燃料費とはまだ開きがあり、電気利用者への負担がかなり増えることには間違いがない。石炭火力発電は、やはり経済性に優れた発電方式なのだ。

従来の石炭火力より高効率な IGCC

写真４なかったので　インターネットより採取

中貯留のＣＣＳ…日本が牽引するクリーン・コール技術の開発が進展

次に福島県いわき市にある勿来 IGCC 発電所を見学した（写真 4）。
三菱商事エナジーソリューションズなどが出資して建設したものだ。
IGCC というのは石炭ガス化複合発電の略称であり、石炭をいったん高温高圧でガス化し、それによってガスタービンと蒸気タービンの 2 つのタービンを回すというもの。
通常の石炭火力発電に比べて 15%ほど効率が高くなり、その分だけ CO2 も削減できる、という。過去 40 年以上にわたる技術開発がようやく商業規模の発電所に結実した。弱点としては、通常の石炭火力発電所に比べて、設備費が高くなる、ということがある。
通常の石炭火力発電にはない「石炭ガス化設備」「ガスタービン設備」などが必要になるからだ。
このため、15%の効率向上で燃料費が節約できるといっても、既存の火力発電所と互角のコストにするのは簡単ではない。今後は、いかに設備費を下げてゆくかといった工夫が必要になるだろう。
ただし IGCC には面白い特徴がある。

安価な石炭があれば既存火力と伍する経済性も

既存の石炭火力発電所とは使用する石炭が異なるのだ。IGCC では石炭をガス化して使用する。
その際、燃え残りの灰分が溶融しやすい石炭でも使える。
これに対して、いま主力の石炭火力発電所では、微粉炭方式といって、石炭はミルでパウダー状になるまで粉砕して、ノズルから噴射して発電するが、その際、低温で溶融する灰分は嫌われる。
ボイラーの壁面に付着してしまい、効率が落ちるだけでなく、運転継続も困難になるからだ。
　また IGCC には廃棄物の処理が簡単だという特徴もある。灰分は溶融してガラスペレット状になり、回収すると路盤材などに使用できる。これに対して微粉炭火力発電所では、発生した灰を捨てる場所を確保しなければならない。これは技術的には大きな問題はないが、廃棄する場所を探すのには苦労する。
　IGCC はこのような特徴があるために、通常の火力発電所では使用されない、灰分の融点の低い石炭を安価で得られれば、廃棄物処分の容易さも手伝って、既存の石炭火力に経済性で伍していける可能性がある。
世界では石炭火力がまだまだ発電の主流である。海外においても、そのような石炭の産地の近くであれば、IGCC は魅力的かもしれない。
今後、火力発電所に CO2 対策が求められるとすると、アンモニアやバイオマスとの混焼などが考えられる。
その混焼をするための基礎となる技術は、安価に電力を供給できる火力発電であろう。
その候補としても、IGCC の今後に期待したい。

参考　なぜ今　石炭火力なのか‥‥理解しつつも ずっと疑問だったのですが‥‥

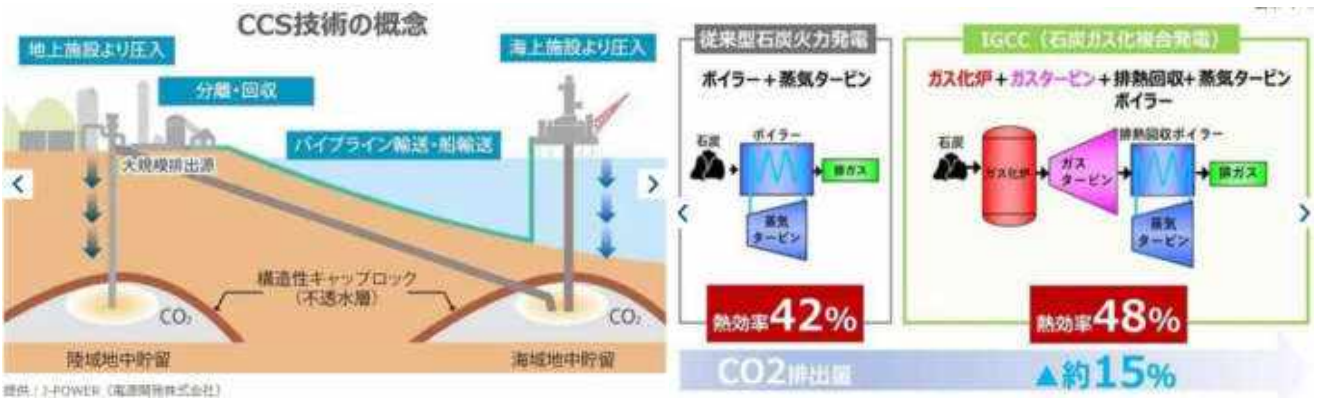
THE SANKEI NEWS

石炭火力のＣＯ２対策を加速　福島発のＩＧＣＣ、地中貯留のＣＣＳ…

日本が牽引するクリーン・コール技術の開発が進展

2018/9/5 11:0 https://www.sankei.com/article/20180905-HPANOB5VXFKMDO5AIUNE2FM5IA/

石炭火力のＣＯ２対策を加速
福島発のＩＧＣＣ、
地中貯留のＣＣＳ…
日本が牽引するクリーン・コール技術の開発が進展



福島県いわき市南部の沿岸地区、勿来（なこそ）。
石炭火力のＣＯ２対策を加速　福島発のＩＧＣＣ、
地中貯留のＣＣＳ…日本が牽引するクリーン・コール技術の開発が進展

かつて首都圏のエネルギーを支えた常磐炭鉱の城下町で現在、世界最先端の石炭火力発電所の建設が佳境を迎えている。三菱商事パワーや三菱重工などの出資する勿来ＩＧＣＣパワー合同会社が２０２０年の稼働を目指す石炭ガス化複合発電所（ＩＧＣＣ）だ。
８月下旬、建設地ではＩＧＣＣの核となる設備「ガス化炉」周辺でクレーンを使い、配管などを取り付ける作業が進んでいた。骨組みの建屋内に立つ、高さ約１６メートル、重さ約 300 トンの巨大な圧力容器は７月下旬に搬入したばかり。堀江嘉彦所長は「あの容器は積み重ね、最終的には高さ６８メートルのガス化炉になる。主要設備が入り、徐々に試運転が近づいてきたので気が引き締まる」と話した。
現在の石炭火力は細かく砕いた微粉炭を空気とともにボイラーで燃焼させ、発生した蒸気の力でタービンを回して発電する「１本足打法」。これに対し、ＩＧＣＣは石炭を巨大な圧力容器内でガスに転換し、ガスタービンを回す。加えて、ガスタービンの排熱をボイラーに送り、蒸気を発生させて蒸気タービンも回す２刀流の発電で効率を大幅に向上する。

すでに常磐共同火力の勿来発電所（いわき市）が出力約２５万キロワットの実証機を商用運転しているが、建設中のＩＧＣＣは大規模火力並みの５４万キロワットと２倍以上。
発電効率は石炭を使う発電所として世界最高の４８％となり、最新鋭の石炭火力よりも６％効率が高い分、発電で使う石炭が減り、二酸化炭素（ＣＯ２）排出量を約１５％抑えられる「クリーン・コール技術」として国内外から商用化への期待は大きい。

日本は石炭を利用した発電技術の開発で先行。その象徴ともいえる勿来ＩＧＣＣパワーは１９年末までに試験運転を始める予定だ。堀江所長は「東京オリンピックまでに送電を開始し、海外にも福島復興電源としてアピールしたい。世界の石炭火力の発電量が増える中で、高効率のＩＧＣＣを採用してほしい」と力を込める。
石炭の可採年数は石油・ガスの約３倍、発電費用はＬＮＧよりも安く政府が７月に閣議決定した新たなエネルギー基本計画は、石炭を安定供給や経済性に優れた電源と評価したうえで、「高効率化・次世代化を推進する」と打ち出した。
英石油大手ＢＰの統計によると、化石エネルギーのうち石油や天然ガスは採掘が可能な年数は５０年強だが、石炭は１３４年と約３倍。埋蔵地域も欧米やロシア、アジアなどに広く分布し、中東に偏在する石油などに対して地政学リスクが小さい。
ＩＧＣＣを活用すれば、火力で利用が難しい融点の低い石炭や褐炭などの低品位炭も使えるため、資源に乏しい日本のエネルギー安全保障に果たす役割も大きい。
また、埋蔵量が多い石炭は将来的にも、低価格かつ安定供給が見込まれる。
一方、石油や液化天然ガス（ＬＮＧ）は国際情勢の変化による需給懸念などで価格変動が大きい。
経済産業省の試算によると、３０年時点の１キロワット時あたりの火力発電費用（ＣＯ２対策費含む）は石油が２８．９円、ＬＮＧは１３．４円。これに対し、石炭は燃料費の安さを反映し、１２．９円に抑えられる。

結果、政府は３０年度時点の最適な電源構成に占める石炭の割合を２６％に設定。
将来的にも国内の４分の１をまかなう重要なエネルギーと位置付けた。

ＣＯ２を地層に封じ込め

一方で、１５年に採択された地球温暖化対策の国際枠組み「パリ協定」によって、石炭をよりきれいに使うクリーン・コール技術の開発・普及が大きな課題になっている。

石炭が燃焼時に排出する、公害物質とされる硫黄酸化物（ＳＯｘ）や窒素酸化物（ＮＯｘ）は処理技術が確立し、全国の発電所がほぼ導入済み。だが、焦点のＣＯ２は、高効率のＩＧＣＣでもＩキロワット時あたりの排出量が６５０グラムと、ＬＮＧ火力（複合発電平均）を約７０％上回る。
このため原子力発電等により石炭火力への依存度が低い英国やフランスは将来の石炭火力の廃止を打ち出す。これに対し、ポーランドは発電電力量の８割を石炭に依存しているほか、脱原発を進めるドイツは４割を石炭が占め、原発の再稼働が進まない日本と同様に環境に配慮しつつ石炭の活用が欠かせない。

対策としてＩＧＣＣと並び注目を集めるのが、排ガス中のＣＯ２を分離・回収し、地中に長期間貯留する「ＣＣＳ」だ。排ガスから化学反応を利用してＣＯ２を分離し、高純度で回収。深さＩ０００メートル以上の地層に封じ込める。
　ＩＧＣＣは石炭火力に比べＣＯ２を回収しやすいとされ、ＣＣＳを組み合わせれば実質的なＣＯ２排出をなくし、環境への負荷を大幅に和らげられると期待される。

政府はＣＣＳの２０年ごろの実用化を目指し、北海道苫小牧での大規模実証を後押し。
さらに、昨年、一般財団法人石炭エネルギーセンター（ＪＣＯＡＬ）が米ワイオミング州と交わしたＭＯＵに基づき、同州の石炭火力発電所で、川崎重工業の分離回収技術を実証する事業がＩ８年度から始まっている。

現在の分離・回収法は、排ガス中のＣＯ２を「アミン」と呼ばれる化合物を含む水溶液で吸収するのに対し、川崎重工はアミンを含ませた特殊な固体を開発し、分離の温度を従来の摂氏Ｉ００度から４０度程度まで引き下げた。結果、分離回収によるエネルギー損失が無くなり、設備の簡素化含めＣＯ２回収費用の低減が期待できる。
米ワイオミング州の事業は２Ｉ年度に設備を稼働し、Ｉ日Ｉ０トンの分離・回収を見込む。商用化に必要な５００トン規模も視野に入れており、事業を進めるＪＣＯＡＬ参事の原田道昭氏は、「大型化して導入が進めば、石炭で発電してもＣＯ２排出を抑えられる」と説明する。
国際エネルギー機関（ＩＥＡ）の推計によると、世界の発電電力量のうち石炭は４４％を占め、４０年時点でも３３％と比率は下がるものの使用量は増加する。電力需要の拡大が見込まれる新興国には効率の悪い発電所が多く、ＩＧＣＣなど最先端の発電技術が普及すれば大幅なＣＯ２削減につながる。
　世界の電力需要への対応と、温暖化対策を両立するには、日本発のクリーン・コール技術が鍵になりそうだ。

●クリーン・コール・デー実行委員会では、石炭利用の社会的認知と合意形成を図ることを目的に、クリーン・コール・デー（9月5日）を中心とした期間に一連の石炭広報活動をすすめています。
（提供　一般財団法人石炭エネルギーセンター）

2023.10.10. 採録　BY Mutsu Nakanishi

■ 鉄鋼の取組 2023

鉄の話題 脱炭素社会構築へ 最大課題は電力・エネルギー問題への取組

■ 鉄鋼の取組 2023 インターネットより

1.「粗鋼生産」9000 万トン割れに下方修正…需要環境厳しい鋼材、中国勢の影響度

ニュースイッチ 日刊工業新聞

日刊工業新聞 10/6(金) 11:20 配信

https://news.yahoo.co.jp/articles/5e60d000bb0cf4e95810537c988025089089319d

24 年度末の高炉基休止が日本製鉄の構造改革の最終章となる（日鉄鹿島地区）

2 年連続の 9000 万トン割れも、前年度比微増を目指す―。日本鉄鋼連盟の北野嘉久会長（JFE スチール社長）は、2023 年度の国内粗鋼生産が 9000 万トンを割り込む見通しを示した。

「9000 万―9500 万トン」との当初予想を下方修正し、鋼材の需要環境は自動車向けを除き「厳しい」状況だ。
鉄鋼大手は余剰生産能力削減で「量より質」を重視するが、東南アジアなどの市況に影響を及ぼす中国勢の動向に警戒感を強めている。

23 年度の国内粗鋼生産の注目点は、22 年度の約 8784 万トンをどこまで上回るかだ。
12 日には経済産業省が 23 年度第 3 四半期（10―12 月期）の粗鋼生産見通しを発表する予定で、年度に先立つ 23 年暦年も「9000 万トン割れ」が予想される。

人口減や海外鋼材の地産地消増から、中長期に需要先細りが想定されている。
年度ベースの粗鋼生産は 18 年度まで 1 億トンを超したが、19 年度は米中貿易摩擦の影響で約 9843 万トンに。20 年度以降はコロナ禍影響とその反動、22 年度は部品供給不足に伴う自動車減産の影響をもろに受けた。
ここにきて 7 月の粗鋼生産は自動車向け回復がけん引し、19 カ月ぶり増に転じたが、右肩上がりは望みにくい。

車以外の製造業の基調は弱く、建設分野は人手不足、資材高騰による大型物件の停滞など鋼材需要が先送り気味だからだ。8 月には再び減少し「小幅の一進一退は続くかもしれない」（鉄鋼連盟業務部）とみられている。
輸出は円安傾向でも市況の低迷があり、積極的に動けない。世界需要の半数超を占める中国は国内経済の失速にもかかわらず粗鋼生産が足元で増え、鋼材輸出は 1―8 月累計で約 5879 万トン。
北野会長は「年換算では 1 億トンレベル。17 年度以降で最高となりそうで、注意すべき水準だ」と強調する。

中国から東南アジアへの輸出は現地の需給緩和を引き起こす。過剰な設備能力が問題視される中、中国産が安く供給されれば市場がかく乱されかねず、北野会長は「（政府のメーカーへの）減産指示が今後の数字に表れるか注視する」構えだ。
国内鉄鋼大手の構造改革は仕上げの段階にある。JFE スチールは京浜地区（川崎市川崎区）の高炉などを 9 月 16 日に休止した。
日本製鉄は 24 年度末に鹿島地区（茨城県鹿嶋市）の高炉 1 基休止を控える。固定費の削減、損益分岐点の改善などの効果はすでに現れており、各社は厳しい環境でも最適生産で「強靱（きょうじん）な収益基盤の確立」（鉄連の北野会長）の歩みを強めたい考えだ。

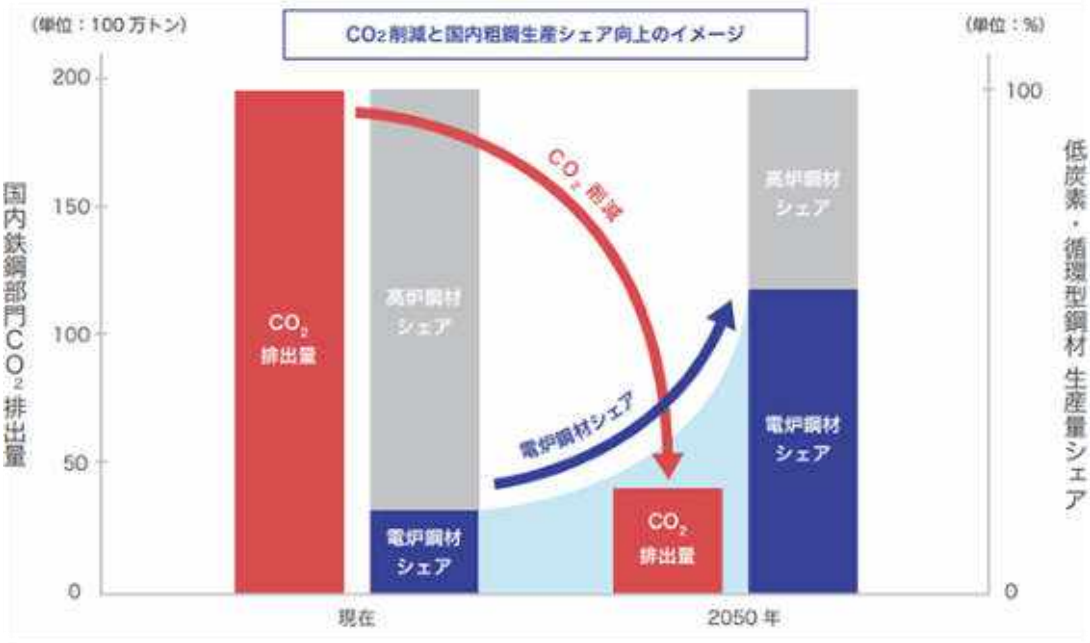
鉄の話題 脱炭素社会構築へ 最大課題は電力・エネルギー問題への取組
やっと実用プラント建設への取組 2023　　インターネットより

2.「電炉」&「鉄スクラップ」は鉄鋼業界の“脱炭素”に関わる重要な投資テーマ！

2021年6月11日公開（2022年9月20日更新）村瀬 智一
ZAI On line　https://diamond.jp/zai/articles/-/273743

「脱炭素」に向けた取り組みの一環として、鉄鋼業界で鉄スクラップの調達を増やす動きが広がっていると、日本経済新聞が6月5日に報じました。
「脱炭素」という言葉は、菅政権になってから耳にする機会が非常に多くなっていますが、製鉄業は温暖化ガスの大きな排出源になっていると従来から指摘されており、菅政権が号令を発するだいぶ前からこの問題の解決に向けて動き出していました。
例えば、日本鉄鋼連盟は2018年11月、パリ協定で中期目標として設定された2030年を見据え、最終的なCO2排出量がゼロの鉄鋼「ゼロカーボン・スチール」を目指した「長期温暖化対策ビジョンーゼロカーボン・スチールへの挑戦ー」を策定するなど、着々と取り組みが進められています。

「鉄スクラップ」を原料とする「電炉」での製鉄は、
従来の「高炉」に比べてCO2排出量を約1/4に抑えることが可能！
なぜ鉄スクラップが「脱炭素」につながるのかというと、鉄鋼業界における「高炉」から「電炉」へのシフトがあります。
高炉（溶鉱炉）とは製鉄所のメイン設備で、原料の鉄鉱石を溶かして銑鉄（せんてつ）を取り出すための炉です。その際にコークス（石炭を蒸し焼きにしたもの）を燃焼させて熱源などとして活用しますが、このとき大量のCO2が発生します。
一方、電炉は、鉄鉱石ではなく鉄スクラップを原料とし、電気によって溶解・精錬することで鉄鋼を製造します。電炉はコークスを燃焼させないため、直接的には CO2 を排出しません。コークスの代わりのエネルギー源として大量の電力を消費しますが、それでも同じ生産量なら高炉と比較して CO2 排出量を 1/4 程度に抑えられます。消費電力を再生可能エネルギーで賄えれば、さらに環境負荷を減らすことができます。



CO2排出量が高炉鋼材の1/4しかない電炉鋼材のシェアを増やすことで、
鉄鋼業界全体のCO2排出量を大幅に削減することが可能に（画像出典：東京製鐵『環境報告書2020』）

そうした環境意識の高まりを背景に鉄スクラップの需要が世界的に高まっており、中国では今年から「再生鋼鉄原料」という国家規格に適合した鉄スクラップの輸入を解禁しました。
日本国内の要因だけでなく、こうした海外の動きもあって、鉄スクラップの需給は一段と締まり、国内流通価格は約 13 年ぶりの高値をつけました。
「日本製鉄」の「ゼロ・カーボン・スチールへの挑戦」など、鉄鋼業界における「脱炭素」の流れは今後ますます加速！鉄鋼業界における「脱炭素」の動きは、すでに各企業へも広がりを見せています。

例えば、日本製鉄（5401）は、2021 年 3 月に発表した「日本製鉄グループ中長期経営計画」の中で、さまざまな施策の 1 つとして「ゼロカーボン・スチールへの挑戦」を掲げています。
具体的な目標としては、2030 年において、現行の高炉・転炉プロセスでの COURSE50（高炉での原料炭による鉄鉱石の還元を一部水素に置き換える技術など）の実機化、既存プロセスの低 CO2 化、効率的な生産体制の構築などによって、対 2013 年比でマイナス 30%の CO2 排出削減を実現するなどを挙げています。
また、JFE ホールディングス（5411）は、電炉鋼ニーズの高まりや世界的な鉄スクラップの発生増大をビジネスチャンスと捉えており、自社グループにおける電炉鋼製造を推進するほか、最新鋭の省エネルギー電炉設備を一貫施工するエンジニアリング技術を活用して事業機会を拡大。
また、鉄スクラップの利用技術の開発も進め、鉄鋼業界全体で鉄スクラップの利用拡大を目指しています。

鉄鋼業界における CO2 削減の流れは、今後ますます加速していくことは間違いないでしょう。
今週は「電炉」と「鉄スクラップ」の関連銘柄にフォーカス！
派生テーマとして「非金属スクラップ」関連の銘柄も紹介
そこで今回は、鉄鋼業界における「脱炭素」の流れから、「電炉」と「鉄スクラップ」に関連する銘柄に注目しました。　　以下　この資料目的から外れるので省略

鉄の話題　脱炭素社会構築へ　最大課題は電力・エネルギー問題への取組
やっと実用プラント建設への取組　2023　　インターネットより

3. 日本製鉄、脱炭素の本命は水素製鉄も「急がば電炉に回れ」

2023.5.18　日経ビジネス　https://business.nikkei.com/atcl/gen/19/00289/051600059/

上阪 欣史　　日経ビジネス副編集長

日本製鉄が脱炭素に向けて電炉シフトに踏み出す。5 月 10 日、九州製鉄所八幡地区（北九州市）など 2 製鉄所で電炉を導入する検討に入ったと発表した。
本命は高炉を利用した二酸化炭素（CO_2）を出さない水素を使う製鉄方法だが、水素の供給体制の確立はまだ途上。難路を前にまずは「急がば回れ」で電炉の活用に乗り出す。
日鉄は八幡地区の 1 基の高炉を電炉に切り替えるほか、瀬戸内製鉄所広畑地区（兵庫県姫路市）に大型電炉を新設する。瀬戸内製鉄所はすでに電炉による鋼材の生産を始めているものの、モーター用電磁鋼板など高級品種をより大規模に手掛けられるよう新規に電炉を導入するとみられる。
最終的な電炉の総基数や投資額などは今後詰めるが、2030 年までに建設する計画だ。
電炉は鉄スクラップのほか、天然ガスなどで鉄鉱石の酸素を取り除いた「還元鉄」と呼ばれる原料を溶かして鉄にする。一方、日鉄は高炉を使った製鉄メーカーで、石炭（コークス）によって鉄鉱石の酸素を取り除いて鉄を造る手法を用いてきた。

近代産業を支えた高炉は電炉に生まれ変わる
（九州製鉄所八幡地区）

電炉に比べて高炉の方が生産性が高いが、一般的に高炉は電炉に比べて約 4 倍の CO_2 を排出するとされる。
脱炭素の潮流を背景に JFE スチールも岡山県の高炉 1 基を大型電炉に切り替える方針を発表している。

九州製鉄所八幡地区は、日本の近代産業の礎を築いた「旧八幡製鉄所」だ。
1901 年に操業を開始し、日本初の一貫製鉄所として鉄造りから鋼材生産までを担ってきた。
そのシンボルである高炉が電炉に生まれ変わるのは関係者にとって感慨深いに違いない。
官営製鉄所を民間企業として実質的に引き継いだ日鉄は歴史のページを塗り替えるわけだが、これは脱炭素に向けた「回り道」ともいえる。どういうことか。

「水素還元製鉄はハードルが高い。2030 年に水素を安定供給する体制は確立されていないため、それを前提とした製鉄事業はできない」。日鉄の橋本英二社長は 10 日の記者会見で語気を強めた。
　日鉄は 30 年度に CO_2 を 13 年度比 3 割減、50 年度に実質ゼロにする旗印を掲げる。
その主役がコークスの代わりに、CO_2 を排出しない水素を使って高炉で鉄を造る「高炉水素還元」の技術だ。

鉄の話題　脱炭素社会構築へ　最大課題は電力・エネルギー問題への取組
やっと実用プラント建設への取組　2023　　インターネットより

4.　JFE 電炉転換 27 年にも　倉敷市の高炉、鉄鋼大手で初

日本経済新聞　2022 年 9 月 1 日 11:21 (2022 年 9 月 1 日 12:28 更新)
https://www.nikkei.com/article/DGXZQOUC010R00R00C22A9000000/

【この記事のポイント】
・JFE が国内に持つ高炉は全 6 基に
・北野社長、脱炭素で「有効なのは電炉」
・脱炭素の設備投資、1 兆円規模必要に

JFE は高炉 1 基を電炉に転換する方針だ（西日本製鉄所倉敷地区）

JFE ホールディングス傘下の JFE スチールは 1 日、岡山県の高炉 1 基を 2027 年にも大型電炉に転換する方針を発表した。鉄鋼業界は二酸化炭素（CO2）の排出量が多く、高炉より排出量が少ない電炉の活用などが迫られている。大手鉄鋼メーカー3 社で高炉を大型電炉に転換するのは JFE が初めて。
電炉転換を検討するのは西日本製鉄所倉敷地区（岡山県倉敷市）の「第 2 高炉」。同高炉は今後 5～6 年で設備更新に入るタイミングだが、更新せずに休止する。代わりに大型電炉を建設する方針だ。JFE が国内に持つ高炉は全 6 基となる。
転換方針を発表した北野嘉久社長は、脱炭素戦略の説明会で「移行期に（脱炭素で）有効なのは電炉だ」と強調した。
JFE は 30 年度に CO2 を 13 年度比で 3 割削減する目標の達成に向けて、脱炭素の設備投資に 1 兆円規模が必要になるとの見通しも示した。
高品質な鋼材の大量生産に適する高炉は、鉄鉱石をコークス（石炭）で還元する際に大量の CO2 を排出する。鉄鋼業界は国内産業部門のうち 4 割の CO2 を排出している。鉄スクラップなどを電気で溶かす電炉は、高炉と比べ CO2 を 4 分の 1 程度に抑えられるとの試算がある。
JFE 以外の高炉メーカーでも電炉を活用する動きが出始めている。国内首位の日本製鉄は 30 年までに大型電炉を建設する計画を明らかにし、3 位の神戸製鋼所も電炉での高級鋼材の製造を検討する。
サプライチェーン（供給網）を含んだ「スコープ 3」での CO2 排出量の削減が世界的に求められるなか、幅広い業種と取引する大手鉄鋼メーカーは一段と脱炭素が求められている。
JFE スチールは同日、伊藤忠商事とともに不純物が少ない製鉄原料である「還元鉄」の生産に乗り出すことも発表した。アラブ首長国連邦（UAE）で生産を目指す。
電炉の原料である鉄スクラップには不純物が多く、これまで高炉でつくってきた自動車向けの高級鋼材の製造

が難しい課題がある。原料に還元鉄を活用すれば不純物を減らすことに繋がる。JFE はこうした新素材も活用し、新設する大型電炉では従来の電炉では製造できなかった幅広い種類の高級鋼を効率良く生産することを目指す

鉄の話題　脱炭素社会構築へ　最大課題は電力・エネルギー問題への取組
やっと実用プラント建設への取組　2023　　インターネットより

5. 電炉、最終形にあらず　ＪＦＥホールディングスの柿木厚司社長

時事ドットコム（jiji.com）　023 年 07 月 31 日 14 時 39 分
https://www.jiji.com/jc/article?k=20230731005278g=leaders

JFE は高炉 1 基を電炉に転換する方針だ（西日本製鉄所倉敷地区）

柿木厚司
ＪＦＥホールディングス社長
（同社提供）

製鉄の将来について「電炉が最終形ではない」と話すのはＪＦＥホールディングスの柿木厚司社長（７０）。

傘下のＪＦＥスチールは２０２７～３０年に西日本製鉄所倉敷地区（岡山県倉敷市）の高炉１基を大型の電炉に転換する。

高炉に比べ二酸化炭素（ＣＯ２）の排出が少ない電炉の活用で脱炭素を進める。

ただ、電炉の原料となる鉄スクラップは無限にあるわけではない。

高騰する電気代もネックになる。そこで期待するのが高炉から出るＣＯ　２を再利用する「カーボンリサイクル高炉」だ。「既存の高炉をそのまま使える」という利点があり、２５年度に始まる実証試験に期待を寄せる。

鉄鋼マンにとっては
寂しい時代の流れ
2023.9.14.

鉄の話題 脱炭素社会構築へ 最大課題は電力・エネルギー問題への取組
やっと実用プラント建設への取組 2023　インターネットより

6.「グリーン鋼材」自動車・建設分野で広がる…普及への課題はコストと新概念の啓発

日経ビジネス　2023 年 06 月 22 日

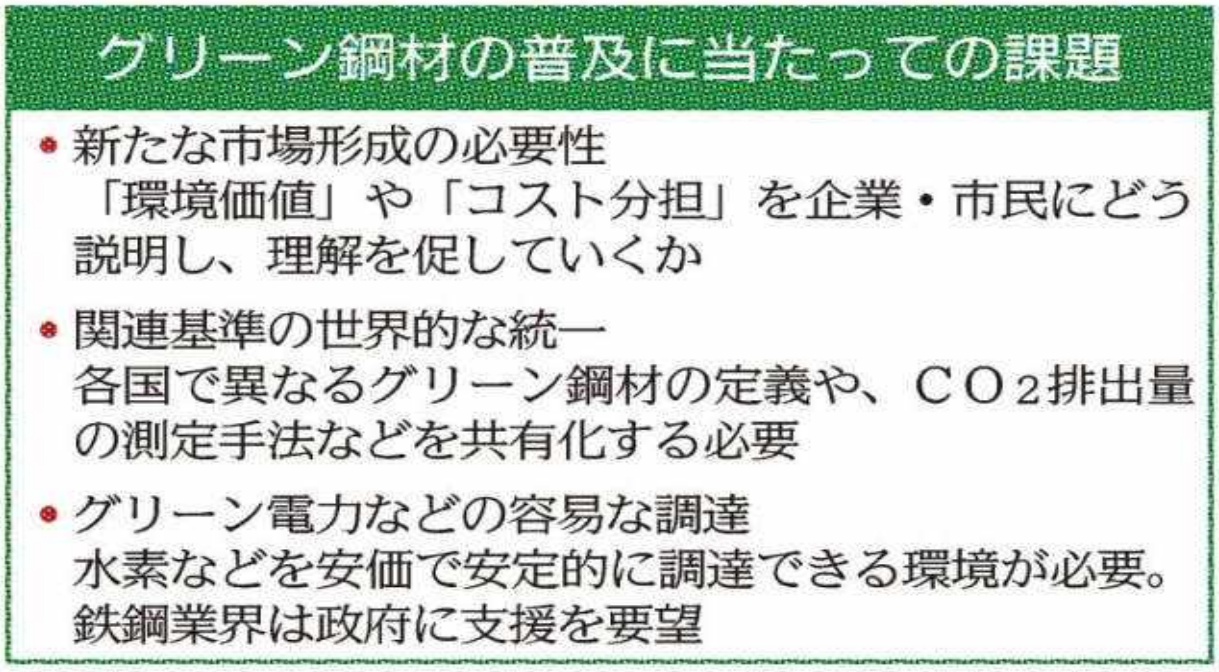
日本製鉄の八幡地区の高炉は、３０年度までに電炉に転換される見通しだ。
鉄鋼大手では脱炭素に向け、生産時の二酸化炭素（ＣＯ２）排出量を削減したとみなす「グリーン鋼材」が動き始めた。
自動車や建設分野などで受注が始まったほか、船舶の受注案件では新たなコスト分担モデルが打ち出された。グリーン鋼材は従来の鋼材と機能、品質は変わらずに「環境価値」を提示できることが特徴だ。
鉄鋼大手各社は革新技術の開発を進めつつ、高付加価値商品を拡大する好循環を描けるか注目される。
（編集委員・山中久仁昭）

鉄鋼３社のグリーン鋼材と電炉化の取り組み

	グリーン鋼材の名称・販売規模	脱炭素移行期の電炉戦略
日本製鉄	「エヌエスカーボレックス　ニュートラル」 23年９月に発売。年30万㌧販売し、将来は同1000万㌧規模へ	30年度までに広畑で拡大し、八幡では高炉から転換する方向で検討中。これに先立ち広畑電炉は22年稼働
ＪＦＥスチール	「ジェイグリークス」 23年度発売。年20万㌧供給可能。造船向け受注とコスト分担策が決定。30年度に最大年500万㌧の供給へ	倉敷の高炉１基を27年にも大型電炉に転換し高級鋼を量産。仙台の既存電炉は能力２割増、年70万㌧へ
神戸製鋼所	「コベナブル・スチール」 22年度発売。自動車、建設、造船用に実績。年8000㌧販売が目安。30年度目標は同100万㌧規模	30年代の加古川の高炉の改修タイミングに電炉化を検討。還元鉄のオマーン生産を模索し、子会社の技術は拡販へ

２０日、グリーン鋼材「ジェイグリークス」の新規受注を発表したＪＦＥスチール。
注目点の一つは、グリーン鋼材がコスト高となることを踏まえたコスト分担モデルだ。
日本郵船系企業など海運８社の固体バラ積み貨物船向けの受注において、費用を海運、船主、荷主を含めサプライチェーン（供給網）全体で分担する。ＪＦＥはグリーン鋼材に関し、従来鋼材よりコストが「約４割高い」（物流総括部）としており、コスト分担モデルはその解決策の一つとなる。
実はＪＦＥはグリーン鋼材をじっくり検討してきた。
それに対し５月のブランド名の発表、そして今回のコスト分担モデルを含む受注発表と動きは急加速する。それはグリーン鋼材の注目度が高まってきた証左と言える。
「脱炭素のプロセス開発とともに、グリーン鋼材の早期供給が大切だ」。
５月下旬に開かれた日本鉄鋼連盟の会見で北野嘉久会長（ＪＦＥスチール社長）は、鉄鋼業界におけるＣＯ２排出量削減についてこう強調した。国内産業界のＣＯ２排出量に占める鉄鋼業界の割合は４割と高く、取り組みの加速を約束した形だ。
グリーン鋼材について北野会長は「脱炭素化の過渡期で需要家のニーズに対し早期かつ的確に応える重要なツ

ール」とし、「環境価値が広く理解、認知されるように努める」と述べた。
厳密な脱炭素プロセスで名実ともにＣＯ２排出量ゼロの「ゼロカーボンスチール」を売り出すとしたら、膨大な時間と費用を要する。今のところはグリーン鋼材が現実解という訳だ。



グリーン鋼材は欧州のアルセロール・ミタルやティッセンクルップなどの競合が先行するが、国内ではまず神戸製鋼所が２２年に「コベナブル・スチール」を投入した。
トヨタ自動車の競技車両「水素エンジンカローラ」のサスペンション部品を手始めに、日産自動車のミニバン「セレナ」などのプレス骨格部品に適用。使用する部位や供給量は明らかでないが、車は重量の約６割が鉄で構成されており、象徴的な事例としてもアピール度は高い。
さらにＩＨＩ、三菱地所、鹿島による東京・豊洲の再開発計画の工事案件、今治造船（愛媛県今治市）が建造する１８万トン級バルクキャリア（バラ積み船）での採用も決まった。

一方、グリーン鋼材について国内で初めて宣言したのは日本製鉄だ。
橋本英二社長は広畑地区（兵庫県姫路市）での電気炉稼働でのＣＯ２削減を基にしたグリーン鋼材について「世界に先駆け、電炉で高級鋼を生産する。供給を上回る需要は間違いない」と訴えた。
２２年秋にはブランド名「エヌエスカーボレックス　ニュートラル」を発表。
現在は顧客との商談を進めており、９月の発売を予定している。

ＪＦＥスチールの厚板は船舶などに使われる

鉄鋼３社のグリーン鋼材に共通するのは、マスバランス方式を採用する点。メーカー自らの努力による実際のＣＯ２削減量を「原資」とし、それを任意の一部商品に割り付け、製造におけるＣＯ２排出量を削減したとみなす。削減量は第三者機関の認証を受けることが必須となる。普及には課題が少なくない。

「環境価値」の社会的啓発や世界の鉄鋼業界での標準化、今後必要なグリーン電力の調達などだ。鉄鋼各社や

業界の枠を超えて、政府の支援や各国間調整などに負うものも挙げられる。
環境価値で悩ましいのは、目では確認しようのない新概念の製品を顧客がどう受け入れるかという問題だ。
グリーン鋼材は計算式上で環境にやさしいと見なす以外は、色も材質、機能、品質も基本的に従来材と変わらない。価格は顧客との相対交渉で決まり、金額自体は公表されない。

価格の考え方について日鉄の橋本社長は「脱炭素では確実にコストアップになる。
（グリーン鋼材は）電気自動車（ＥＶ）の価格が上がったのと同様、おのずと価格転嫁されていく」との認識を示した。どの程度の額なら受け入れられるかについて、神鋼の担当者は「将来、欧州の炭素税で課される税率が一つの目安」と話した。
ＪＦＥスチールは海運８社向けの受注案件で従来比４割のコスト上昇を明らかにしたが、「最初の価格形成が肝心で、安値合戦に陥ることは避けなければならない」（ＪＦＥホールディングスの柿木厚司社長）とのスタンスをとる。

世界標準化も課題となる中で４月、一つの前進があった。日本が議長国を務めた先進７カ国（Ｇ７）会合で、鉄鋼業界のＣＯ２排出量データを世界共通の手法で収集することが合意された。
鉄連の北野会長は「利害関係など各国の事情は異なるが、共通のものさしで議論する流れができた」と、透明性と信頼性のある標準化の始動を評価する。

鉄鋼業界の脱炭素化では石炭、コークスをいかに減らすかが問われる

現状、鉄鋼生産と鋼材製品では複数の測定規格があり、電炉・高炉の扱いや測定領域などが異なる。手法の共有化をＧ７加盟国だけでなく、中国、インドなど鉄の量産国にも広げることを目指す。

さらにグリーン鋼材の普及には、水素などの安価・安定調達が必要で、エネルギー政策なども含め政府の支援策を求める声も強い。顧客の環境意識が高いとされる欧州では、一足早く普及しつつある。
日本の産業界には「再生可能エネルギーの発電・調達への適性は地理的条件などで国によって異なる。
（その前提条件を無視して）日本が同列に比較されるのは不利」との指摘もある。
高炉生産が主体の鉄鋼３社にとって今は、究極の脱炭素技術とされる１００％水素還元製鉄までの「つなぎ」期間との側面があり、電炉化は現実的な選択肢と言える。
日鉄は３０年までに八幡地区（北九州市戸畑区）での高炉から電炉への転換、広畑地区（兵庫県姫路市）での電炉拡大を検討する。
ＪＦＥは２７年にも、倉敷地区（岡山県倉敷市）で高炉１基を電炉に置き換える考えだ。

各社は余剰の生産能力を絞り、量から質への進化を鮮明にしている。ここ２年ほどで脱炭素化が本格スタートし、グリーン鋼材も投入される中、コストに反映される新たな概念を社会にどう説明し、理解を得るのか。
「脱炭素は日本社会でまだ理解されていないが、一気に物事が進む可能性がある」と
日鉄の橋本社長は話している。

日刊工業新聞 2023 年 06 月 21 日

■ 太陽光発電・蓄電池の新技術取組 2023

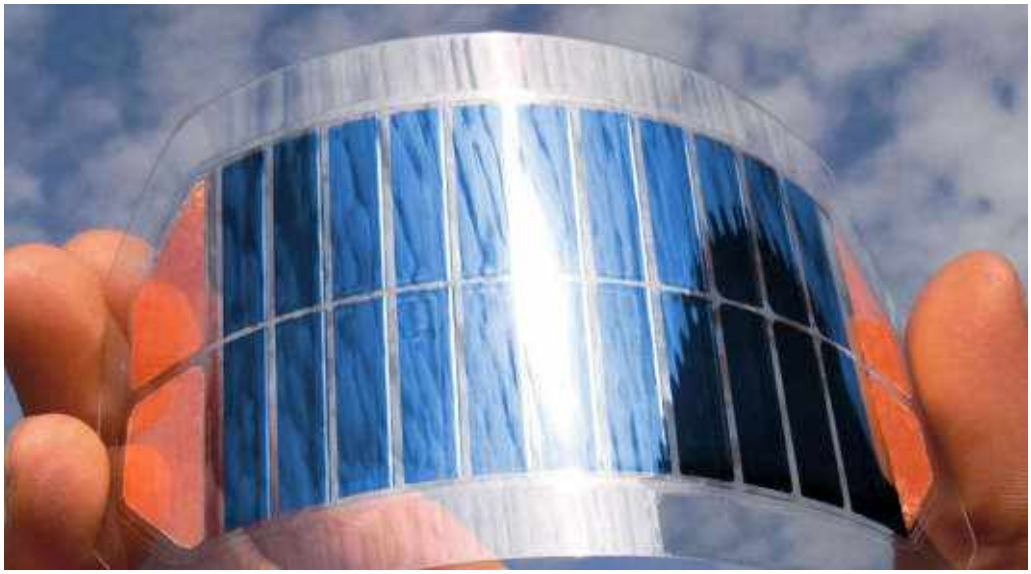
鉄の話題 脱炭素社会構築へ 最大課題は電力・エネルギー問題への取組

太陽電池の分野でも実用化の波が急速に高まっている　インターネットより

ビルの壁や自動車の車体を発電機に変えるペロブスカイト型太陽電池とは

文／伊藤 元昭　　2023.07.06

TELESCOPE magazine | 東京エレクトロン　https://www.tel.co.jp/museum/magazine/report/202307_02/



2020 年 10 月、政府は温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、カーボンニュートラルを目指すことを宣言した。そのカーボンニュートラルの達成には、太陽光発電など再生可能エネルギーの活用拡大が必要不可欠になる。

ただし従来技術では、再生可能エネルギーで大量の電力を生み出すためには、電力の消費地から遠い広大な土地が確保できる場所に発電所を置く必要がある。そして、遠方から消費地まで電力を送る間に、折角生み出した電力の多くを無駄に失っていた。

今、消費地で大電力を生み出すことができる「究極の地産地消」を実現するための太陽光発電技術が実用化を見据えて進められている。

ビルの壁や自動車の車体など電力を消費するモノの表面に発電機能を付与できる可能性を秘めた新型太陽電池（光電池）「ペロブスカイト型太陽電池」である。

目次

再生可能エネルギー活用で抱えている本質的課題
日本発の革新的技術、稀有な特徴を持つペロブスカイト型太陽電池
ペロブスカイト型太陽電池の特徴
電力の地産地消に向けた発電の 2 つのアプローチ
実用化に向けた世界の動きと課題

再生可能エネルギー活用で抱えている本質的課題

カーボンニュートラル達成に向けて、再生可能エネルギーの活用と電力の利用効率向上を後押しする技術のさらなる進化が期待されている。

これまで再生可能エネルギーの活用には、解決困難な本質的課題があった。再生可能エネルギーの代表例である太陽光発電や風力発電は、自然界に内在するエネルギーを電力へと変える技術である。そして、生活や社会活動で消費する莫大な電力を生み出すためには、これらの自然エネルギーが満ち満ちている場所に発電所を作

り、散在する各消費地まで送配電する必要があった（図 1）。ところが、まとまった自然エネルギーを活用できる広い土地は、一般に消費地から遠い場所にある。このため、送配電する間に通過する長い送電線や何度も繰り返される電力変換で、生み出した電力の 3 分の 1 が無駄に失われているのである。

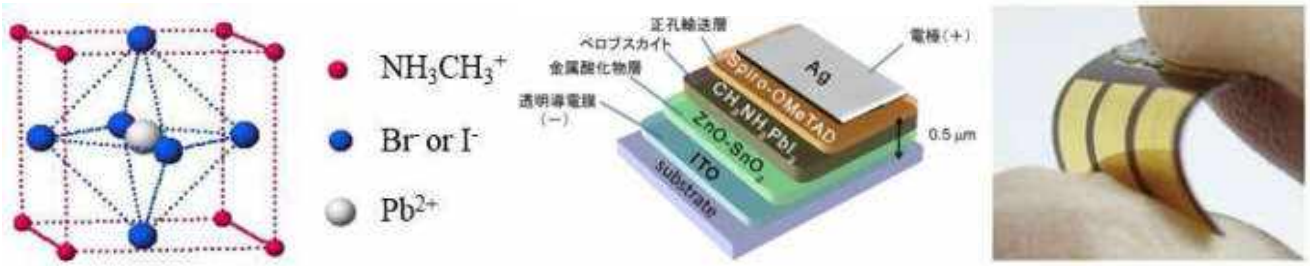
［図 1］ 再生可能エネルギーで大電力を生み出す発電所には広大な土地が不可欠　写真：AdobeStock

もちろん、送配電での損失を削減するための技術開発も積極的に進められている。だが、理想的には、散在する消費地それぞれの近隣で再生可能エネルギーから電力を作る「地産地消」の電力システムを構築することだ。ただし、これまでの太陽光発電や風力発電の技術では、消費量に見合った大電力を生み出す巨大発電設備を置くことができない。

こうしたジレンマを解消するためには、再生可能エネルギーによる発電手法での技術革新が必須になる。こうした時代と社会の要請に応える技術のひとつが、新型太陽電池「ペロブスカイト型太陽電池」である。

日本発の革新的技術、稀有な特徴を持つペロブスカイト型太陽電池

ペロブスカイト型太陽電池とは、「ペロブスカイト（灰チタン石：チタン酸カルシウム（$CaTiO_3$））」と呼ばれる鉱石と同じ結晶構造を持つ半導体材料で作られた太陽電池である（図 2）。



［図 2］ 再生可能エネルギー活用に新機軸をもたらすペロブスカイト型太陽電池
太陽電池の材料となるペロブスカイト結晶の構造（左）、ペロブスカイト型太陽電池のデバイス構造（中）、試作例（右）
出典：国立研究開発法人 科学技術振興機構（JST）

ペロブスカイト結晶を取る物質は数多くあるが、特徴的な電気特性を持つ物質が多いことで知られている。
荷重による歪みで電力を生み出す圧電材料や高温超伝導材料などが見つかっており、センサー、発光ダイオード、レーザー、触媒電極などの材料として実用化されている。
そして、太陽電池を作る際には、ハライド系有機-無機ペロブスカイト半導体（$NH_3CH_3PbI_3$）などを利用する。
この物質のような有機物を含むペロブスカイト結晶は、電力を光に変換する発光素子として古くから研究されてきた。そして、2009 年に、桐蔭横浜大学の宮坂力教授のグループが太陽電池への応用を考案。
実際に発電機能を持つデバイスを作成可能であることを世界で初めて実証した。

ペロブスカイト型太陽電池の特徴

ペロブスカイト型太陽電池には、これまでの太陽電池にはない 3 つの特徴がある。

1 番目の特徴は、「軽く」「薄く」「柔らかい」太陽電池を作ることができること。

従来主流のシリコン系太陽電池には、薄くすると光エネルギーの吸収効率が低下する性質があった。
このため、実用的な厚みを確保する必要があり、出来上がったデバイスを折り曲げて使うことができず、重量も重かった。これに対し、ペロブスカイト型太陽電池は、光エネルギーの吸収係数が大きいため、薄くしても高い変換効率を維持できる。
また、製造時には高温プロセスが不要なため、樹脂フィルムを基板としてデバイスを形成可能だ。これらの特徴から、「軽く」「薄く」「柔らかい」、フレキシブルな形状の太陽電池を実現できる。
重量もシリコン系比で約 10 分の 1 にまで軽くなる。同様の特徴を持つ太陽電池として、色素増感型太陽電池と呼ばれる有機材料を用いるものがあった。しかし、変換効率が小さいため、利用シーンが極めて限定される欠点があり、普及しているとは言い難い状況だ。

2 番目の特徴は、安価かつグリーンな製造ができること。

一般に、シリコン系太陽電池の製造工程は複雑であり、高温プロセスが含まれるため、製造時には莫大な電力を消費する。このため、製造コストは高く、製造に際して多くの温暖化ガスを排出する可能性がある。これに対しペロブスカイト型太陽電池は、スピンコートによる塗布やインクジェット印刷などを活用した、常温での単純なプロセス技術で成膜やパターン形成ができる。高コストな製造設備は不要であり、ロール・ツー・ロールでの連続製造も可能だ。また、シリコン系よりもデバイスが薄いため、デバイス製造に利用する材料の量は約 20 分の 1 で済む。このため、製造コストはシリコン系比で 5 分の 1 から 3 分の 1 と低く、製造時の温暖化ガスの排出量も少ない。

3 番目の特徴は、材料にレアメタルを含まないこと。

太陽電池の材料となるペロブスカイト結晶は、ヨウ化鉛やメチルアンモニウムなど比較的手に入りやすい化学物質から合成できる。レアメタルを必要としないため、原材料を安定した価格で、地政学的リスクなどによる供給不安の心配がなく調達できる。

電力の地産地消に向けた発電の 2 つのアプローチ

ペロブスカイト型太陽電池の特徴を生かせば、これまでとは全く異なるアプローチで、電力の地産地消を推し進めることができる可能性がある。限られた面積の土地で発電量を増やそうとしたら、これまでの太陽光発電の延長線上の技術では、発電効率を高めることこそが唯一のアプローチだった。
ところが、現在主流のシリコン系や化合物系の太陽電池の効率は既に 20%以上と高く、これをさらに劇的に高めることは難しくなってきている。
これに対し、ペロブスカイト型太陽電池ならば、建物の壁や自動車の車体など、既に存在するモノの表面に発電機能を付与して、発電量を増やすことができる可能性がある。
「軽く」「薄く」「柔らかい」フレキシブルな形状にできるからだ。

低コストで、安定供給が可能であることも、世の中にあるさまざまなモノに発電機能を付与する動きを後押しする要因となる。発電機能を持っていなかったモノの表面を、発電する場所として活用できれば、発電量を飛躍的に高めることが可能になる（図 3）。しかも、ビルの壁や自動車の車体など、電力を消費する機器や建造物に発電機能を盛り込めば、「究極の地産地消」が実現する。

［図 3］ 既存の機器、建造物に発電機能を付与すれば、「究極の地産地消」が実現可能　写真：AdobeStock

実用化に向けた世界の動きと課題

日本発の技術であるペロブスカイト型太陽電池の実用化に向けた日本の政府や企業の期待は大きい。
岸田文雄首相は、2023 年 4 月の再生可能エネルギーの普及拡大に向けた閣僚会議において、「2030 年を待たずに早期に社会実装を目指す」と語っている。
ペロブスカイト型太陽電池の性能向上や実用化は材料開発の成否が大きく影響するが、日本には競争力の高い素材メーカーが数多く存在する点にも優位性がある。ただし、世界の動きは日本にも増して速い。
発明当初のペロブスカイト型太陽電池の変換効率は 3.9%台と低かったため、世界的に注目される技術ではなかった。いかにさまざまな場所に発電機能を付与したとしても、あまりにも変換効率が低く、実用的ではないと思われたからだ。
これが、2012 年に、オックスフォード大学と日本の産業技術総合研究所の共同研究で、変換効率が 10%を超える固体型太陽電池が開発され、世界中でにわかに注目が集まるようになった。
そして、さらなる性能向上や実用化に向けた技術開発競争が世界中で激化。
現在では、太陽電池関連の学術論文の大半がペロブスカイト型太陽電池に関するものという状況であり、変換効率向上など技術の高度化が急激に進んでいる。特に、中国と韓国からの論文が極めて多い。
既にシリコン系や化合物系に匹敵する 20%以上の変換効率を実現した開発例も報告されている。

実用化に向けて解決すべき最大の課題は、耐久性の向上である。ペロブスカイト結晶は、酸素や水分との反応によって劣化し易い。また、高温下に晒されることでも、劣化する。
劣化すれば、結晶内を電子が移動しにくくなって、太陽電池の性能が低下してしまう。
実用化に際しては、実用的な利用シーンを想定して、劣化を防ぐ対策を施しておく必要がある。
多くの研究機関や企業が、解決に向けて挑んでいる。

これらの実用化に向けた課題解決やさらなる性能向上に向けた技術開発では、人工知能（AI）やデータサイエンスを材料開発に活用する「マテリアルズ・インフォマティックス」や工程開発に活用する「プロセス・インフォマティックス」といった最新の開発手法が適用されている。
ペロブスカイト型太陽電池は、技術体系や製造に用いる材料・装置がこれまでの太陽電池とは異なる。

鉄の話題　脱炭素社会構築へ　最大課題は電力・エネルギー問題への取組
太陽電池の分野でも実用化の波が急速に高まっている　インターネットより

次世代太陽電池の本命…日本発「ペロブスカイト」、激化する開発競争の現在地

ニュースイッチ　by 日刊工業新聞社（newswitch.jp）　https://newswitch.jp/p/32928　より　一部省略

ペロブスカイト太陽電池（PSC）研究の第一人者である桐蔭横浜大学の宮坂力特任教授。手にしているのがPSC

次世代太陽電池「ペロブスカイト太陽電池（PSC）」の実用化が近づいている。積水化学工業や東芝、アイシンが 2025 年以降の事業化を見据え研究開発を加速する。PSC は軽く柔軟で、既存の太陽電池は設置できない耐荷重の小さい工場屋根や壁などに設置できるため、政府は脱炭素のキー技術として実用化を後押しする。一方、海外企業の動きも活発だ。50 年に 5 兆円とも試算される次世代太陽電池市場を狙って開発競争は激しさを増す。（取材・葭本隆太）

ペロブスカイト太陽電池の実用化を目指す主な日本メーカーの研究開発の現状

	積水化学工業	東　芝	アイシン	カネカ	パナソニックHD
実用化の目標時期	25年	25年度	25年度以降（※2）	非公表	非公表
基板	フィルム	フィルム	ガラス・フィルム	フィルム	ガラス
変換効率／サイズ	15.0%／30cm角	15.1%／703㎠（※1）	20.0%以上／5㎜角	19.8%／0.1㎠	17.9%／30cm角
耐久性	10年相当	非公表	10年相当	非公表	非公表
想定する用途や設置場所	既存の太陽電池が置けない場所	既存の太陽電池が置けない場所	まず自社グループ工場の屋根や壁などで実証。将来は車載向けを視野に	シリコン系と積層するタンデム型でシリコンの置き換えなど。PSC単体では既存の太陽電池が置けない場所など	既存の太陽電池では適用できていない建材との一体化などを検討

※1：変換効率などは21年9月発表時点の実績
※2：アイシンは25年度末に実証を始める。その後、実用化を目指すとしている

このため、太陽電池ビジネスでの実績が乏しい新規参入組にもチャンスが開いている。

「研究ではなくなってきた」

「PSC は研究ではなくなってきた。（私は）『製品開発者』になっている」。

積水化学 R&D センター先進技術研究所次世代技術開発センターの森田健晴センター長は、PSC 事業化へ確かな手応えを感じている。
21 年秋までに印刷加工の技術を活用して電子デバイスを効率よく量産するロール・ツー・ロール（R2R）方式により変換効率 14.3%（現在は 15.0%）で屋外設置で 10 年相当の耐久性を持つ 30cm 角 PSC の生産に成功した。

この成果を公表して以来、PSC の活用意向を持つ政府や企業などの問い合わせが相次ぐ。PSC には積水化学の技術がふんだんに生かされており、同社は 30 年に向けた事業の柱と期待する。まだ生産が不安定であり、低水準の歩留まりを改善するという最大の課題は残るが、事業化への道が見えつつある。
PSC は灰チタン石（ペロブスカイト）と同じ結晶構造を持つ有機無機混合材料でできた太陽電池。フィルムなどの基板に溶液を塗布して作製するため製造コストを安価にできると見込まれるほか、軽く柔軟な特性を持たせられる。

積水化学は 30 センチメートル幅のロール・ツー・ロール方式でＰＳＣを生産する要素技術をほぼ確立した（積水化学提供）

桐蔭横浜大学の宮坂力特任教授が 09 年に原型となる論文を発表し、世界で研究が進んだ。
直近 7 年で変換効率が約 2 倍に向上し次世代太陽電池の本命に躍り出た。
政府は太陽電池の設置場所が増え再生可能エネルギーの導入拡大が見込める、主要材料のヨウ素の生産量は日本が世界シェアの約 3 割を占め資源リスクが低いなどの理由で実用化を後押しする。
その推進策の一つが、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の事業だ。30 年に既存のシリコン系太陽電池並みの発電コスト（1kwh 当たり 14 円以下）達成を目標に掲げ、予算 200 億円で積水化学や東芝、アイシンなどの研究開発を支援している。

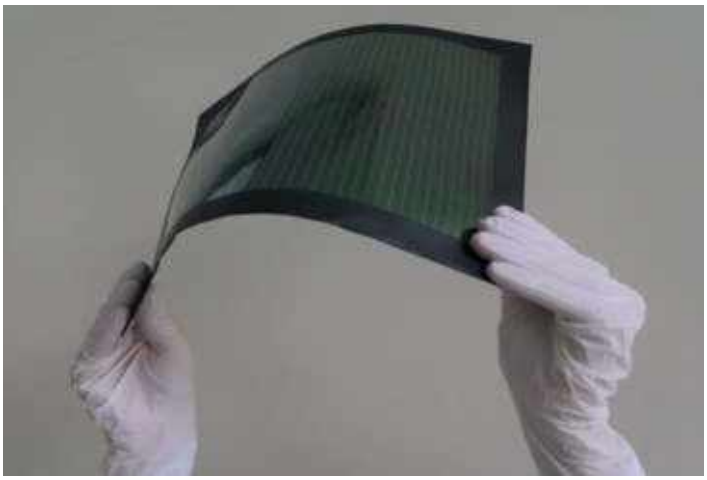
ペロブスカイト太陽電池の長所と課題

長　所	課　題
軽く・薄く・柔らかく作製できる	大面積モジュールでは変換効率が低い
製造・設置・輸送コストの低減が見込まれる	寿命が短い
室内光など低照度でも発電できる	微量だが、有害な鉛を含む

積水化学は同事業で R2R 方式を現在の 30cm 幅から 1m幅に拡大して低コスト化する。
25 年の事業化当初は 30cm 幅での生産を想定するが、1m 幅の製造技術を確立し、低コスト化の見通しをつけた上で事業化したい考えだ。需要先は「既存の太陽電池が設置できない場所」。
特に公共関連の大規模需要に関心を示す。

国土交通省は再生エネ導入拡大に向けて鉄道の線路脇などに PSC を設置する可能性を検討中（※1）。
積水化学の念頭には、こうした動きがあるようだ。

将来は車載用も



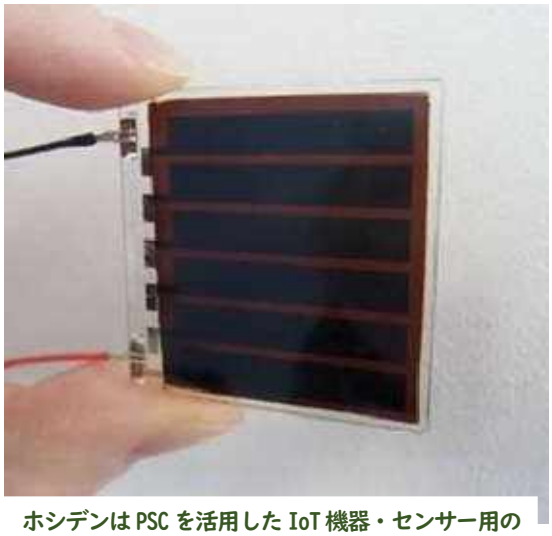
東芝が開発したペロブスカイト太陽電池（東芝提供）

東芝も事業化競争の前線にいる。21 年 9 月には 703 ㎠のフィルム型 PSC で変換効率 15.1%の世界記録を達成しており、25 年度の事業化を目標に掲げる。やはり既存の太陽電池が設置できない場所を需要先として想定する。
事業化初期はコストがやや割高になると見込まれるため、事業活動で使う電力全量の再生エネ化を目指す国際組織「RE100」に参加するなど、環境意識の高い企業への訴求を検討している。

アイシンは 25 年度末から自社グループ工場の屋根や壁に設置して実証し、その後の事業化を目指す。
「自動車部品メーカーとして将来は電気自動車（EV）の走行距離向上に貢献する車載用に挑戦したい」（アイシン先進開発部の中島淳二主席技術員）という。

パナソニックホールディングス（HD）やカネカも事業化の具体的な時期などは公表していないが、研究開発を推進している。パナソニック HD はガラス基板を使った 30 ㎝角の PSC で変換効率 17.9%の世界記録を持つ。同社の小川立夫執行役員グループ CTO は、6 月に開いた同社の技術部門に関する説明会で「できるだけ早い時期に事業化のロードマップを公表したい」と力を込めた。
カネカは PSC 単体のほか、シリコン系太陽電池と PSC を積層するタンデムによって太陽光の幅広い波長に対応し、高い変換効率を実現する研究開発に注力している。すでに 1 ㎠のセルでは 30.0%に迫る変換効率を実現したという。今後は「既設のシリコン系太陽電池の交換時期も見据えながら、住宅の屋根やビル壁面などでの使用を想定した大型モジュールの研究開発を進めていく」（カネカ）考えだ。

《新規事業創出のモデルに》
PSC の事業化を新規事業創出のモデルケースにしようと挑む中堅企業がいる。
ホシデンだ。既存のタッチパネル事業の技術やインフラが生かせるとみて、PSC の技術を持つ京都大学発スタートアップのエネコートテクノロジーズ(※2)と協業して事業化を目指す。
ホシデン表示部品生産統括部の滝川満統括部長は
「弊社は長らく新製品を出せていない。それをオープイノベーションで生み出す成功例を作りたい」と意気込む。



ホシデンは PSC を活用した IoT 機器・センサー用の電源モジュールを開発する（ホシデン提供）

狙う用途は IoT（モノのインターネット）機器・センサー用の電源モジュール。可視光領域の波長を強く吸収し、室内光でも高い変換効率を維持できる PSC の特性を生かす。
「屋外用は耐久性などの問題で実用化のハードルが高い。大手のような 10 年単位の研究開発は難しいため、室内用で事業化して売り上げを上げながら実績を積み重ねて屋外に展開する」（滝川統括部長）考えもある。
22 年度中にサンプル提供を始め 24 年度以降に量産化する。

一方、事業化やその先の普及に向けて課題は残る。PSC は微量だが毒性のある鉛を含む。
スズなど代替材料の研究は進むが、高い変換効率を出す上で鉛は重視されており、実用化時は適切な管理体制の構築が必要になりそうだ。
性能面では大面積での変換効率の低さや寿命の短さが指摘される。
特に「耐久性を 20 年以上に向上させるにはいくつかのブレークスルーが必要」という声が聞かれる。
ただ桐蔭横浜大の宮坂特任教授は「世界で多くの研究者が耐久性の課題に挑んでおり解決は時間の問題ではないか」と見通す。

中国勢は「不気味な存在」

PSC は世界が注目しており、海外企業の動きも活発だ。
日本のエイチ・アイ・エス（HIS）が出資するポーランドのサウレ・テクノロジーズは 21 年 5 月に生産工場を完成させた。
コロナ禍の影響で量産開始は遅れているが、HIS は「我々は日本、アジアでの販売権を保持しており、製品の実用化が進めば日本に量産工場を建設する」と明かす。また、英オックスフォード PV も有力企業とされる。シリコン系と PSC のタンデム型による高効率な太陽電池の事業化を目指している。

一方、国内の関係者が特に気を揉むのが中国勢の動向だ。
シリコン系太陽電池は、官民を上げて大規模投資した中国勢にシェアを奪われた。
PSC を手がける中国企業としては、19 年に 1 GW のセル生産ラインを 22 年までに設置する方針を示した GCL ナノテクノロジーや、ワンダーソーラーなどの名が上がる。
ただ、詳細の動向は見えず関係者から「不気味」という声が漏れる。
国際競争をどう勝ち抜くか。技術流出の防止は最大の課題として関係者が口を揃える。
また、NEDO 新エネルギー部の山崎光浩主任研究員は前出の NEDO 事業で企業と大学の連携体制など５つのグループを支援していることに触れ、「国内の複数グループで競争関係を保ってもらう（ことが重要）」と説明する。

一方、PSC の研究開発で積水化学などと連携する東京大学先端科学技術研究センターの瀬川浩司教授は、中国勢による今後の大規模投資の可能性を指摘した上で、「日本企業も大事な分野だと判断したらもっと投資すべきだ」と訴える。
NEDO は PSC を含む次世代太陽電池の世界市場が 50 年に 5 兆円と試算する。
この巨大かつ激しい競争が見込まれる市場に挑む企業には、事業投資の本気度も問われそうだ。

23iron12.pdf

和鉄の道
2023.
【12】

【鉄の話題 11 月】電磁鋼板で特許訴訟　日鉄、トヨタへの請求放棄

脱炭素社会構築に大きな影響を持つ両社の特許訴訟に終止符　2023.11.3.

日本経済に大きな影響を持つ日鉄とトヨタ。両社間のひも付き鋼板の値上げ問題解決が本年日本経済回復に大きな影響を与えたのに続いて、今回両者間の電磁鋼板特許訴訟でも終止符の方向へ

両社とも地球温暖化対策として、先行き企業基盤を揺るがす対応に直面している現状。

激変する世界の産業界地図　日本がどう立ち向かうのか、最終局面に差し掛かる今朝報となりますようにと。

日鉄、トヨタへの請求放棄

電磁鋼板特許訴訟 中国宝山鋼鉄とは継続

日本製鉄は2日、同社の電磁鋼板に関する特許を侵害されたとして2021年にトヨタ自動車や三井物産に損害賠償を求めた訴訟で、請求を放棄したと発表した。有力取引先を相手取って起こした異例の訴訟は、国内企業に対しては訴えを取り下げる形での幕引きとなった。中国鉄鋼大手の宝山鋼鉄への訴訟は継続する。

日鉄は請求放棄の理由について「カーボンニュートラルに向けて各国間の競争が激化する中、係争を続けることは日本の産業競争力強化にとって好ましいものではない」と説明した。宝山鋼鉄に対しては、引き続き訴訟の場で知的財産権の保護を図るとしている。

トヨタも2日、訴訟終了を公表し「業界を超えて未来に向けた取り組みを進める」とコメントした。三井物産は取材に対し「日鉄とは今後も良きパートナーとしてご一緒できればと思っている」と回答した。

焦点となったのは電動車のモーターに使う高機能製品の無方向性電磁鋼板。日鉄は、宝山鋼鉄が成分や板の厚さなど製造技術に関する特許を侵害した製品を日本で販売し、トヨタが採用したと主張していた。21年10月にトヨタと宝山鋼鉄に対してそれぞれ約200億円の損害賠償を求めて東京地裁に提訴した。

トヨタは当時「特許侵害がないことを宝山鋼鉄に確認した」と反論していた。日鉄は21年12月、取引に関与したとみられる三井物産も訴えた。

トヨタに対しては、特許侵害の疑いがある電磁鋼板を使った電動車の国内製造販売を差し止める仮処分を申し立てていた。三井物産には電磁鋼板の輸入販売を差し止める仮処分を求めていた。

日本製鉄の電磁鋼板

電磁鋼板　鋼材に磁気を持たせる高度な生産技術が必要な高機能製品。モーターの高効率化や小型化につながり、電気自動車（EV）やハイブリッド車（HV）向けに需要が高まっている。

新日本製鉄（現日本製鉄）は2012年、電磁鋼板の製造技術を盗用されたとして、韓国の鉄鋼大手ポスコに損害賠償と製造販売の差し止めを求めて提訴、その後和解した経緯がある。

神戸新聞　2023年11月3日 金曜日

【参　考 1】 日刊自動車新聞電子版　2021.11.22.の記事より

自動車会社と鉄鋼メーカーとの関係について　こんなレビーを見つけましたので、参考になれば…・

トヨタ VS 日本製鉄は自動車産業ピラミッド構造崩壊の前兆？

カーボンニュートラル時代に適した関係構築へ

https://www.netdenjd.com/articles/-/258863

かつて「鉄の結束」と呼ばれたトヨタ自動車と日本製鉄の関係が揺らいでいる。日鉄は電磁鋼板の特許を巡ってトヨタを提訴し、さらに鋼材納入価格についても厳しい交渉が展開された。日鉄が製造する鋼材のうち、自動車メーカー向けは全体の3割を占めており、中でもトヨタは最大の納入先。

トヨタにとっても日鉄は高品質な自動車を生産するために必要な材料を供給してくれる重要な取引先だ。互いに協力することで　世界市場で成長してきた両社だが、カーボンニュートラル社会に向けた電動車シフトという大きなうねりの中「盟友」関係の見直しを迫られている。

競争力高い自動車生産で結束

自動車には車体骨格やボディーなどに使用する鋼板やエンジンなどに使用される特殊鋼、鋳鉄など、さまざまな鋼板が使われており、重量　ベースで自動車の4割を鉄が占める。

約２０年前に日産自動車のカルロス・ゴーン元会長が鋼材の調達先の絞り込みと大幅値下げを要求した「ゴーン・シ

ョック」によって鉄鋼メーカーの再編が加速したことから鉄鋼メーカーとの関係が一時悪化したこともあった。それでも高品質で競争力の高い自動車を生産するため、日本の自動車メーカーと鉄鋼メーカーは相手の要求に対応し合って固い結束で結ばれてきた。

その代表例が引張強度が強く、板厚を薄くしても強度が確保できるため、自動車を軽量化できる高張力鋼板材だ。高張力鋼板には、材料の金属組織に特徴があり常温で鍛造する冷間プレスと、高温に加熱した鋼板を金型で急冷する焼き入れで高強度にするホットスタンプ材がある。冷間プレスは製造が難しく、海外鉄鋼メーカーからは調達できないこともあって欧米自動車メーカーの多くがホットスタンプ材を採用しているのに対して、日本の自動車メーカーは車体骨格部品などに冷間プレス材を多用している。

ホットスタンプ材は、材料を加熱する必要があるため、日本の自動車メーカーが最も気にする生産性が低い。ただ、冷間プレスは、高強度にすればするほど加工後、材料が元に戻る力が働くスプリングバックが起こって加工精度に影響する。日本の自動車メーカーと鉄鋼メーカーは協力して冷間プレスによる高精度な加工方法を開発、冷間プレスを活用することで競争力の高い自動車の軽量化を実現してきた。

また、日鉄はトヨタの海外進出に合わせて海外拠点を整備するなど、海外展開でも共同歩調をとり、トヨタは日鉄の原価低減活動に協力してきた。業界を代表する日本の企業同士が盟友と呼ぶ関係にあった。そこに最初に亀裂が入ったのが材料価格を巡る交渉だ。

生産能力が余剰となっている中国や韓国の安い鋼材価格に攻勢をかけられ続けてきた日鉄は業績が大幅に悪化。２０２０年３月期には４３１５億円と過去最大の赤字を計上した。経営の立て直しを図るため、呉製鉄所を閉鎖するなど、生産能力を削減するリストラの推進を決めたが、同時に採算が悪化している自動車向け材料の価格是正にも動いた。かつて日鉄とトヨタの鋼材価格の交渉は「チャンピオン交渉」と呼ばれ、国内の基準にもなっていた。しかし、業績低調な日鉄と、グローバルで自動車生産を拡大してきたトヨタとの間でパワーバランスが崩れ、鋼材価格の交渉の主導権はトヨタが掌握した。日鉄はトヨタの厳しい要求を受け入れざるを得ない状況が続いた。

この状況が続けば、いずれじり貧になるとの危機感から日鉄は自動車向け鋼材の価格交渉で強気の姿勢に転じる。原材料の上昇分に加え、マージンの大幅引き上げの要求に難色を示したトヨタに対して鋼材の供給量を制限することもにおわせた。半導体不足で自動車の生産が不安定化する中、鋼材の調達にも支障が及ぶことを避けるため、トヨタは２１年下期（１０月～２２年３月）の鋼材価格の交渉で、日鉄の大幅な値上げ要求を受け入れざるを得なくなった。

カーボンニュートラルで生き残るためには

https://www.netdenjd.com/articles/-/258863?page=2

日鉄が鋼材供給量の見直しを示唆するほど、値上げにこだわったのは、カーボンニュートラル社会に向けた機運が世界的に高まる中、収益力を強化しなければ生き残れなくなるとの危機感が背景にある。鉄鉱石と石炭が原料のコークスを混ぜて燃焼させて酸素を取り除く製鉄は、日本の二酸化炭素（ＣＯ２）排出量全体の１５％を占めており、全産業の中で鉄鋼産業は最もＣＯ２排出量が多い。

コークスに代えて水素を活用して製鉄のＣＯ２排出量削減する技術の研究が進められているものの、製鉄時のＣＯ２排出量をゼロにする技術は確立されていない。日鉄では、ＣＯ２排出量を削減する製鉄技術を実用化するのに４兆～５兆円の投資が必要になると見ている。ライバルであるアルセロールミタルや宝武鋼鉄集団は水素製鉄の実用化に向けて数兆円の投資を公表している。日鉄としても脱炭素化に向けた資金を今のうちから確保して、カーボンフリー鋼材を供給できる体制を整えなければ没落することは避けられない。

さらに日鉄が自動車向け鋼材価格の是正に執念を見せるのは、水素製鉄などの開発資金確保に加えて、将来のカーボンフリー製鉄を安定的に供給するための試金石になるとみるからだ。カーボンフリー製鉄は、同じ品質であってもコークスによる製鉄と比べて製造コストが上昇する。日鉄としても従来のトヨタ主導の鋼材価格交渉のままではカーボンフリー化に伴うコストを回収できなくなるリスクがあると考えても不思議でない。

これまで日本の自動車メーカーと鉄鋼メーカーは信頼をベースにした持ちつ持たれつの関係を続けてきた。それを象徴するのが日本独特の商習慣だ。海外の自動車メーカーが鉄鋼メーカーから調達する際の価格交渉は年間ベースだが、日本では年２回だ。加えて価格交渉が長引いたまま新しい期が始まると、納入した後の分に遡って合意した価格を適用するという独特の商習慣がある。契約が「絶対」の海外企業には考えられない仕組みだ。

脱炭素社会で生き残るため、日鉄は自動車メーカーとのなれ合いをなくして、適正なマージンを確保した契約価格で

材料を販売するという独立した企業同士の関係を築こうとしているようにも映る。だからこそ日鉄の電動車向けの“虎の子”の技術である電磁鋼板の特許に侵害しているとみる宝山鋼鉄製品を採用したトヨタに対して損害賠償と電動車の販売差し止めを求めて東京地裁に提訴した。

一方のトヨタは、中国や欧州市場で電気自動車（ＥＶ）シフトが加速する中、電動化を加速するための多額の研究開発投資を迫られており、コスト低減による収益力の維持・強化に手を抜くわけにはいかない。主要取引先である鉄鋼メーカーとの協力関係もますます重要になる。

ただ、カーボンニュートラル社会の実現に向けて本格的な普及が見込まれるＥＶは、自動車産業の構造を大きく変える可能性がある。自動車産業は従来、開発・生産を主導する自動車メーカーを頂点に、ティア1（一次）サプライヤー、ティア2（二次）サプライヤーなどが下層に連なるピラミッド構造の垂直統合で成り立っている。これに対して構造が簡単なＥＶの開発・生産では、複数の企業がそれぞれ得意領域の部品や素材を供給することでクルマを製造する水平分業型のビジネスモデルによって、競争力の高いＥＶを開発・製造できるとされる。そして水平分業では、従来の自動車メーカーと鉄鋼メーカーのような持ちつ持たれつで協力する深い関係は必要なく、完成車メーカーはサプライヤーと契約によるドライな関係だけで成り立つ。

日本の自動車メーカーはサプライヤーと現場同士が協力して商品をつくり上げる「すり合わせ」開発によって高品質な自動車を製造してきたが、ＥＶではこれが通用しなくなる可能性もある。

自動車メーカーは、カーボンニュートラル時代に適した新たな関係をサプライヤーと構築していく必要がある。

（編集委員　野元政宏）

参考２　自動車用電磁鋼板とは　　インターネットより採録

https://hasimoto-soken.com/archives/7325

電磁鋼板とEV：急成長の背景は？主要なメーカーは？

近年、電気自動車（EV）の普及が急速に進んでおり、それに伴い、電磁鋼板やパワー半導体など関連技術の需要も高まっています。本記事では、電磁鋼板とEV市場の現状と展望を解説します。

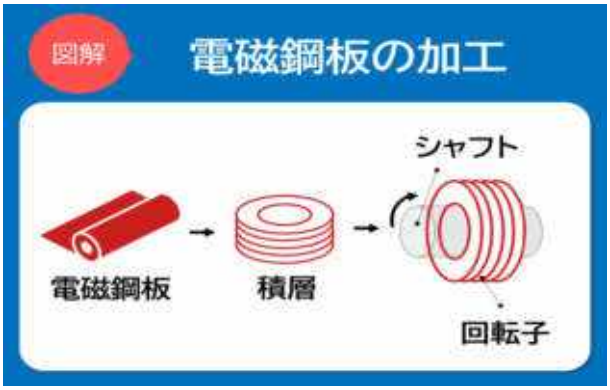
電磁鋼板とは

電磁鋼板(OGINO SUPER CUTTER より)

電磁鋼板とは、電磁力学的特性を持つ鋼板のことです。
通常、鉄と一定量のシリコンを含んだ合金で、
磁気の性質が強く、高い電気抵抗を持ちます。

電磁鋼板はモーターの固定子と回転子に用いられます。

電磁鋼板はモーターの固定子と回転子に用いられます。
固定子は電磁鋼板を打ち抜いて作られた磁心にコイルが巻かれ、外部から電流が供給されると磁場が発生します。



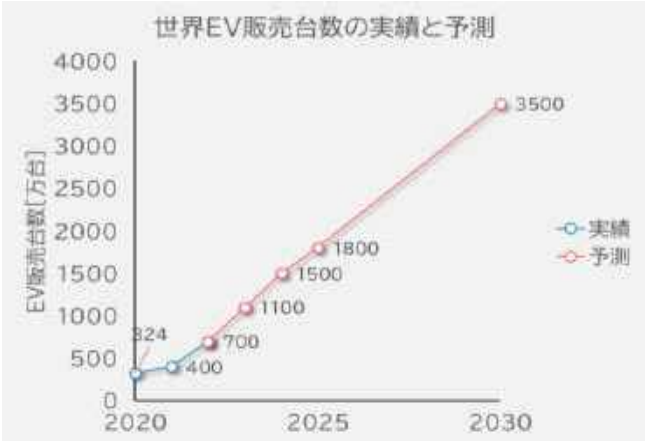
一方、回転子は電磁鋼板を積層して作られ、シャフトに結合されています。固定子から発生した磁場によって回転子が回転し、電気エネルギーが機械的な動力に変換される仕組みです。電磁鋼板を打ち抜き積層して回転子をシャフトに結合することで、電気エネルギーを機械的な動力に変換する役割を果たします。

電磁鋼板は、エネルギー損失を最小限に抑えることができるため、効率の良いモーターの製造に欠かせない部品となっています。

なぜ電磁鋼板が注目されているのか

global.toyota より

電磁鋼板は、急速に普及しているEVのモーターに欠かせない部品であるため、EV市場の拡大に伴ってその需要が増加しています。



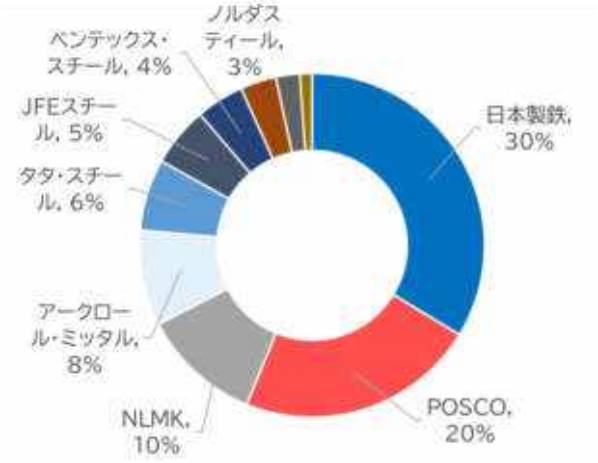
EV 販売台数の推移位の実績と予測　(国際エネルギー機関 (IEA)、ブルームバーグNEF のデータをもとに作成)

上記のデータからも分かるように、EVの販売台数は近年急激に増加しており、特に 2025 年以降は爆発的に拡大すると予測されています。

EV の急激な増加により、電磁鋼板を使ったモーターの需要が高まっており、主要メーカーによるシェア争いが激化しています。

EV の急激な普及に伴い、モータ部品材料の電磁鋼板に注目が集まる

電磁鋼板の主要メーカーとシェア



✧　電磁鋼板の生産量シェア

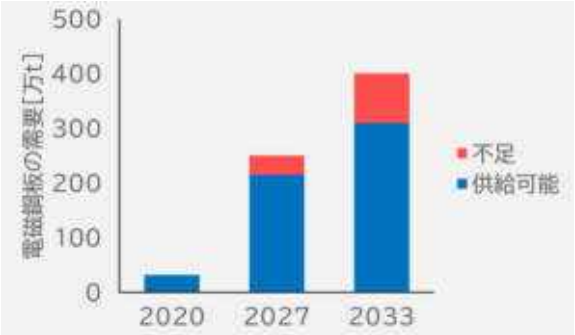
◎ 左下のデータは、電磁鋼板の世界市場における各メーカーのシェアを示しています。

◎ 日本製鉄は、世界最大の電磁鋼板メーカーであり、約 30%のシェアを持っています。日本製鉄は、高品質な電磁鋼板を提供しており、特にエネルギー効率の高いモーター用途において強みを持っています。

◎ 2 位の POSCO(韓国)は、世界第 2 位のシェアを持つ電磁鋼板メーカー、NLMK(ロシア)は、幅広い用途に対応した電磁鋼板を提供しており、特に耐久性や信頼性が求められる用途に強みを持っています

日本製鉄が電磁鋼板の生産シェア首位

◎ 電磁鋼板の需要の展望



◎ 2027 年以降、電磁鋼板の供給が追い付かない可能性がある

◎ 電磁鋼板は次世代の半導体とも評されるほどの重要性を持っています。

◎ 2020 年時点での電磁鋼板の世界需要は 32 万トンですが、今後需要が高まると予想されており、電磁鋼板の需要は 2027 年には 250 万トン(2020 年比約 7.8 倍)、2033 年には 400 万トン(2020 年比約 12.5 倍)と予測されています。

◎ 2025 年以降には無方向性電磁鋼板の供給が不足し始めると予測されており、2027 年には不足量が 35 万トン超、2030 年には 90 万トン超に達する可能性があります。このため、電磁鋼板の生産能力の増強や技術開発が急務となっています。

電磁鋼板の需要急増

- 2027 年には 250 万トン(2020 年比約 7.8 倍)、
- 2033 年には 400 万トン(2020 年比約 12.5 倍)

電磁鋼板の代替材料の可能性

電磁鋼板の需要増に対応するため、代替材料の開発も進められています。
例えば、炭素繊維複合材料（CFRP）やアルミニウム合金などの軽量素材が注目されています。
これらの素材は、電磁鋼板に比べて軽量でありながら高い磁気特性を持つため、モーターの効率向上や車両の軽量化に貢献することが期待されています。
ただし、現在はまだコスト面や製造技術の課題があり、電磁鋼板の完全な代替には至ってい

まとめ

EV 市場の急速な拡大に伴い、電磁鋼板の需要も高まっています。
今後は供給不足が懸念される中で、新たな技術や代替材料の開発が益々重要になってくることが予想されます。
電磁鋼板と EV 市場は、引き続き注目すべき成長分野であり、関連企業や投資家にとって大きなビジネスチャンスが広がっていると言えるでしょう。

参考　3

日鉄、23 年度上期に CO2 実質ゼロ鋼材販売へ　2022 年 9 月 14 日 15:0

日本経済新聞
https://www.nikkei.com/article/DGXZQOUC143AH0U2A910C2000000/

日鉄は環境に優しい鋼材を販売する

日本製鉄は 14 日、2023 年度上期から二酸化炭素（CO2）排出量が実質ゼロの鋼材の販売を開始すると発表した。電炉の活用などによる CO2 の削減効果を特定の鋼材に割り当てる「マスバランス方式」を採用する。製造業ではサプライチェーン（供給網）まで含めた CO2 排出量の削減が求められており、環境に優しい鋼材の提供で脱炭素需要に対応する。
これまで日鉄は CO2 実質ゼロ鋼材の販売開始時期を 23 年度内としていたが、今回はより具体的な時期を示した。
CO2 実質ゼロの鋼材の初年度の供給量は 30 万トン規模で、全ての鉄鋼製品が対象となる。顧客の要望に応じ、例えば CO2 を 5 割削減した鋼材など、提供する製品の削減量を柔軟に変更できる。
販売条件は顧客と今後詰めるが、通常の製品よりは高価になるとみられる。
具体的な CO2 の削減に向けては、22 年に稼働予定の瀬戸内製鉄所広畑地区（兵庫県姫路市）の電炉を活用する。
広畑地区では石炭を使って鋼材を製造していたが、電炉に切り替えることで CO2 排出量を抑える。
将来は水素製鉄などで CO2 排出量をさらに減らし、CO2 実質ゼロ鋼材の供給能力を段階的に引き上げる。
環境に優しい鋼材を巡っては、神戸製鋼所も CO2 排出量が実質ゼロの鋼材の販売を発表している。
マスバランス方式を用いており、すでにトヨタ自動車のレース用車両で採用された。
神戸製鋼は天然ガスで鉄鉱石から酸素を取り除いた「直接還元鉄」を活用して CO2 を削減している。
鉄鋼業界は CO2 排出量が多く、国内産業界の排出量の 4 割を占める。
脱炭素化に向けては次世代技術である水素製鉄の開発や電炉の活用が進んでいる。
実際に販売する鋼材でも環境負荷が低い製品の選択肢が増えれば、産業界全体の脱炭素化が進みやすくなる。

和鉄の道
2023.
【13】

23iron13.pdf　R0511Tataranewsweb.pdf

ら情報　江の川沿いたたら製鉄跡　読売新聞　2023.10.27.インターネットより転記

江津で県埋文センター確認　四隅丸い高殿「類例のない形」

江津市松川町太田に所在する桜谷鈩跡の発掘調査 現説案内のニュースより

https://www.yomiuri.co.jp/local/shimane/news/20231027-OYTNT50077/

遺跡から見つかった製鉄炉の破片（左）や、製鉄の際に出る不純物（中央）など（松江市で）

県埋蔵文化財調査センターは２７日、江津市松川町で、江戸時代から明治時代にかけて盛んだった「たたら製鉄」の遺跡を確認したと発表した。製鉄炉を覆う建物「 高殿 」跡は四隅が丸い長方形で、センターは「全国的に見ても類例のない形で、たたら製鉄の変遷を考える上で重要な発見だ」としている。

（松田栄二郎）

発掘調査は、江の川の河川改修事業に先立ち、川に面した丘陵の裾部約７００平方メートルで６月から実施された。殿跡は縦１５・２メートル、横１６・９メートルで、四隅が丸いことから瓦ぶきではなかったとみられる。砂鉄や炭、製鉄炉を構築する粘土を置くスペースも確認。また、１３００～１５００度の高温が必要となる製鉄炉の下部に、防湿・保温のため木炭を敷き詰めたとみられる「 本床」（長さ約７メートル、幅約１メートル）も見つかった。

また、本床の周囲から、製鉄の際に出る不純物の塊や、製鉄炉の破片なども出土した。

同センターによると、江戸時代の農学者で、地元の庄屋だった石田春律 が書いた文献に収められた周辺地図などから、この遺跡は春律が運営したことで知られる「 **桜谷鈩さくらだにたたら 」跡と推定される**という。

これまで全国で発見された江戸時代から大正時代にかけて操業していた高殿の形状は、円形と正方形、長方形の三つ。今回の発見について、センターの稲田陽介主幹は「類例のない特殊な形の高殿であることがわかり複雑な地下構造や施設配置も確認した。江の川流域のたたら製鉄と地域の歴史を考える貴重な資料だ」

島根県報道発表資料 江津市松川町太田 桜谷鈩跡（調査対象面積：700 ㎡）現地説明案内　2023.10.27.

https://www3.pref.shimane.jp/houdou/articles/160337

埋蔵文化財調査センターでは、江の川河川改修事業に先立ち、江津市松川町太田に所在する桜谷鈩跡の発掘調査を実施しています。このたび、江戸時代から明治時代にかけ製鉄を行った「たたら跡」などが確認されたことから、調査成果を公開します。

１　今年度の調査と成果

⑴　調査箇所　江津市松川町太田　桜谷鈩跡（調査対象面積：700 ㎡）

（桜谷鈩跡：江戸時代の文化人で那賀郡太田村の庄屋の石田春律が経営したことで有名）

⑵ 調査期間　令和５年６月～12 月（予定）

⑶ 遺跡の位置　江の川に面した小丘陵の裾部に位置

⑷ 主な調査成果

① たたら製鉄に用いられた「高殿(たかどの)」跡を確認しました。
高殿跡は隅丸長方形（16.9×15.2m）で、全国的にみても類例のない極めて珍しいものとなります。

② 製鉄炉の地下に防湿・保温のために設けられる「本床(ほんどこ)」（約7.0×1.0m）と小舟を乾燥させるために設けられる「跡坪(あとつぼ)」などを確認しました。

③ 高殿内で、炭置き場である「炭町(すみまち)」、と砂鉄置き場である「小鉄町(こがねまち)」、炉を構築するための粘土置き場である「土町(つちまち)」などを確認しました。

⑸ 調査の意義
調査の結果、類例のない特殊な平面形の高殿たたらであることがわかり、複雑な地下構造、施設配置を確認し、高殿たたらの変遷を考えるうえで重要な発見となりました。文献資料も残されている著名なたたら跡を全面調査したことによって、江の川流域のたたら製鉄と地域の歴史を具体的に考える貴重な資料を得ることができました。

２ 現地説明会の開催

・ 日時：令和５年１１月３日（金・祝）１０：００～１１：３０（小雨決行）
・ 開催場所：江津市松川町太田　桜谷鈩跡発掘調査現場
・ 駐車場が限られます。できるだけ乗り合わせてお越しください

桜谷鈩跡遠景

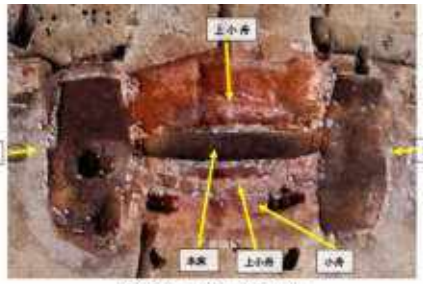
桜谷鈩跡全景

周辺地図 (569 KB) https://www3.pref.shimane.jp/houdou/uploads/160337/141624/92d21d9f2684e5530728c844eecde5bf.pdf

地下構造、高殿の形状 (807 KB) https://www3.pref.shimane.jp/houdou/uploads/160337/141625/c84de32c21cd85dce1f6da461f977b16.pdf

桜谷鈩画像集 (2.66 MB) https://www3.pref.shimane.jp/houdou/uploads/160337/141626/0c4531a09f99cde0518403fbf00f82de.pdf

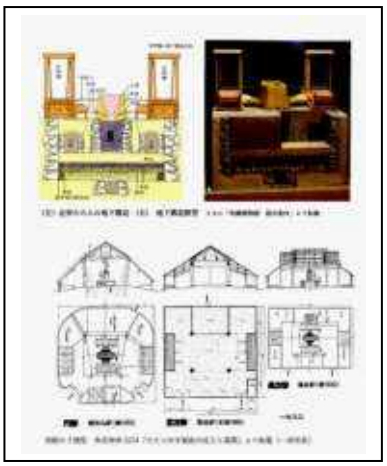
桜谷鈩跡　高殿内の主要遺構


桜谷鈩跡　製鉄炉地下構造

調査状況

製鉄炉の地下構造（中央が本床）

炭町（南）（炭置き場跡）



インタネットに掲載された情報の転記です
Mutsu Nakanishi 2023.11.1.

和鉄の道
2023.
【14】

【和鉄の道 2023】【鉄の話題 12月】

〈Photo 記録〉 " 鉄の街 尼崎" の新しい息吹　お城が復元されたポストコロナの時代　2023.11.26.

「小林哲郎　尼崎の工場夜景」が郵便切手に" 鉄の街 尼崎" にこんな美しい景色がある

かつての工都尼崎の象徴「住友の三本煙突」がそびえていた南北に延びる五合橋界隈を歩く

2023.11.26.　by　Mutsu Nakanishi

高度成長時代の工都・鉄の街「尼崎」のシンボル　住友鋼管の３本煙突が消えてもうに２０年余り

現在の工都「尼崎」の南の工場地帯には今こんなに美しい工場風景が広がっている。

また、今 尼崎の工場夜景の美しい景色が知られるようになり、この１１月２２日には美しい尼崎工場夜景がデザインされた日本郵便切手シート「小林哲朗 尼崎の工場夜景」が発売された

尼崎南部の工業地帯の今昔　インターネット他　2023.1126.

戦後日本の高度成長を支えた"鉄の街・工都 尼崎" 騒音と煤煙が立ち昇る姿は、尼崎の工業地帯の活気の象徴
でも現在の工場街は青空と静かさを取り戻し、ハイテク化された建物が整然と建ち並ぶ美しい姿に

◆戦後日本の高度成長を支えた尼崎南部の工業地帯　戦後復興から高度成長期(1995～1973)

鉄鋼・発電所等々大工場の煙突が建ち並び、噴煙を立ち昇らせる姿が壮観と映っていた

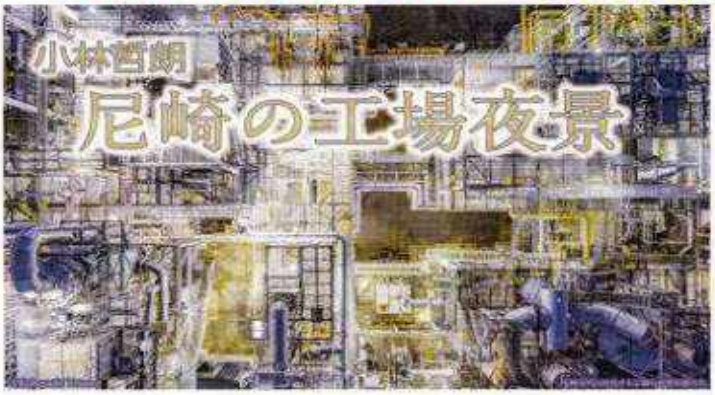
高度成長の時代を支えた"鉄の街の南に聳えた尼崎"の象徴 「住友の三本煙突」1957年5月

「鉄の街」尼崎(1)　昭和３２年当時の住友金属鋼管製造所の三本煙突

住友金属工業60年小史(昭和32年5月20日発行)

左下から右上へ 北の阪神尼崎駅から工場街を貫いて南の港へ 尼崎南東部の工業地帯を貫く幹線道路 五合橋線
朝夕 巨大煙突を見上げながら、工場へ働く人たちの自転車・自動車の群れと街中から見晴らす「住友の3本煙突」
街中からも良く見え、「美」を越えた誰もがよく知る「活気あふれる尼崎」の象徴
庄下川の河口に張り巡らされた運河群　五合橋を渡ると工場の真っ只中　両側に住友鋼管の工場群
左側 東向島西之町町　右側に三本煙突が見える東向島東之町町　南へ進めば運河にかかる可動橋「大運橋」
懐かしいかつての尼崎の姿がありありと

“尼崎にこんな美しい景色がある” 「小林哲朗 尼崎の工場夜景」切手シートが発売された



高度成長の時代を支えた“鉄の街の南に聳えた尼崎”の象徴 「住友の三本煙突」1957年5月

「鉄の街」尼崎(1) 昭和３２年当時の住友金属鋼管製造所の三本煙突

住友金属工業60年小史(昭和32年5月20日発行)

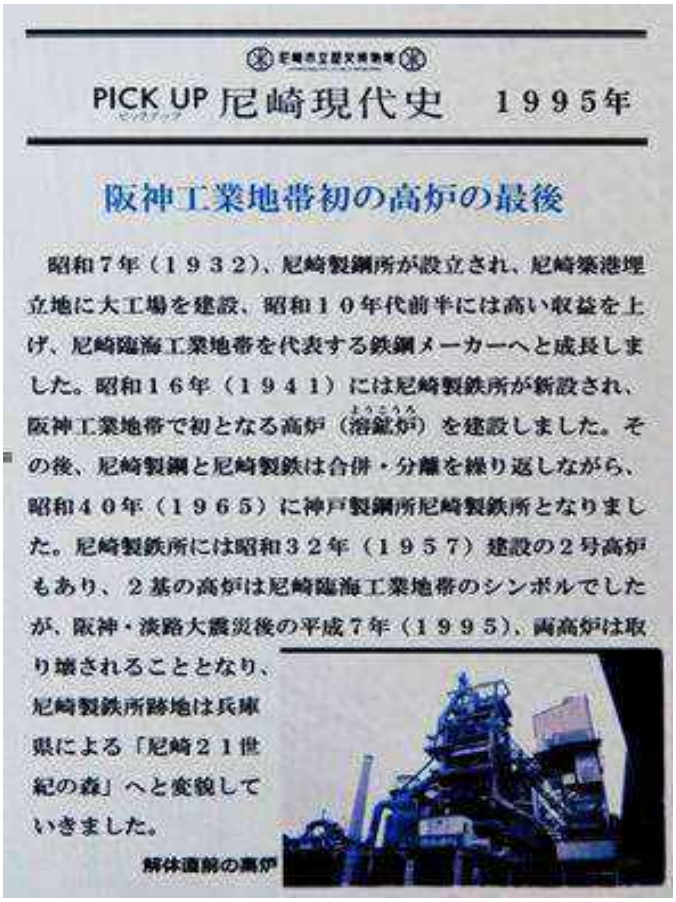
左下から右上へ 北の阪神尼崎駅から工場街を貫いて南の港へ 尼崎南東部の工業地帯を貫く幹線道路 五合橋線
朝夕 巨大煙突を見上げながら、工場へ 働く人たちの自転車・自動車の群れと街中から見晴らす「住友の3本煙突」
街中からも良く見え、「美」を越えた誰もがよく知る「活気あふれる尼崎」の象徴
庄下川の河口に張り巡らされた運河群 五合橋を渡ると工場 の長っ尺中 向側に住友鋼管の工場群
左側 東向島西之町町 右側に三本煙突が見える 東向島東之町町 南へ進めば運河にかかる可動橋「大運橋」
懐かしいかつての尼崎の姿がありありと

五合橋筋南の可動橋 大運橋

五合橋筋の両側 旧住友鋼管本館前
(現日本製鉄)

阪神尼崎から南の工場地帯並びに港へ延びる五合橋筋運河にかかる五合橋から眺める旧住友鋼管(現日本製鉄関西製造所尼崎)
かつて、建物の傍に巨大な煙突が３本立ち並び、この三本煙突は“工都 ・鉄の街 尼崎”成長の象徴と愛され、朝夕には五合橋を渡って工場や港へ向かう多くの人並や自動車がひしめき、活気ある工場の鋼管騒音と雑踏の音が成長する尼崎の象徴だった。
今も美手入れの行き届いたしいグリーンベルトの中をひっきりなしに自動車が南へ自動車が下ってゆきますが、静かなもの。
令和の新しい時代の中 変容する街と共に新しい工場群が織りなす新しい工場景色 変貌する“鉄の街尼崎”の新しい姿です。

阪神尼崎から南の工場街・港へ延びる幹線道路　五合橋筋界隈の秋景色　2023.11.26.午後



尼崎市立歴史博物館

PICK UP 尼崎現代史　1995年

阪神工業地帯初の高炉の最後

昭和7年（1932）、尼崎製鋼所が設立され、尼崎築港埋立地に大工場を建設、昭和10年代前半には高い収益を上げ、尼崎臨海工業地帯を代表する鉄鋼メーカーへと成長しました。昭和16年（1941）には尼崎製鉄所が新設され、阪神工業地帯で初となる高炉（溶鉱炉）を建設しました。その後、尼崎製鋼と尼崎製鉄は合併・分離を繰り返しながら、昭和40年（1965）に神戸製鋼所尼崎製鉄所となりました。尼崎製鉄所には昭和32年（1957）建設の2号高炉もあり、2基の高炉は尼崎臨海工業地帯のシンボルでしたが、阪神・淡路大震災後の平成7年（1995）、両高炉は取り壊されることとなり、尼崎製鉄所跡地は兵庫県による「尼崎21世紀の森」へと変貌していきました。

解体直前の高炉

尼崎工場夜景の切手を買い、久しぶりに尼崎南部の工業地帯の街歩きになりました。　Mutsu Nakanishi

日本郵便 切手シート(copy)　小林哲朗「尼崎の工場夜景」2023.11.22.発売

尼崎南部の工業地帯の今昔　インターネット他　2023.11.26.

戦後日本の高度成長を支えた"鉄の街・工都 尼崎" 騒音と煤煙が立ち昇る姿は、尼崎の工業地帯の活気の象徴
でも現在の工場街は青空と静かさを取り戻し、ハイテク化された建物が整然と建ち並ぶ美しい姿に

◆戦後日本の高度成長を支えた尼崎南部の工業地帯　戦後復興から高度成長期(1995～1973)

鉄鋼・発電所等々大工場の煙突が建ち並び、噴煙を立ち昇らせる姿が壮観と映っていた

◆高度成長期を経て変貌が進む尼崎の工場地帯　2000年代

なぎさ回廊・運河が結ぶ現在の尼崎南部工場街へ 写真中央:発電所跡地に立つ巨大ハイテク工場　2009.2.4.

◆今 令和の新しい時代に変貌する"鉄の街 尼崎" の新しい工場街風景　五合橋界隈

令和の新しい時代に変貌する" 鉄の街尼崎" の新しい姿 五合橋筋界隈　変貌する街と共に新しい工場群が織りなす新しい工場街景色

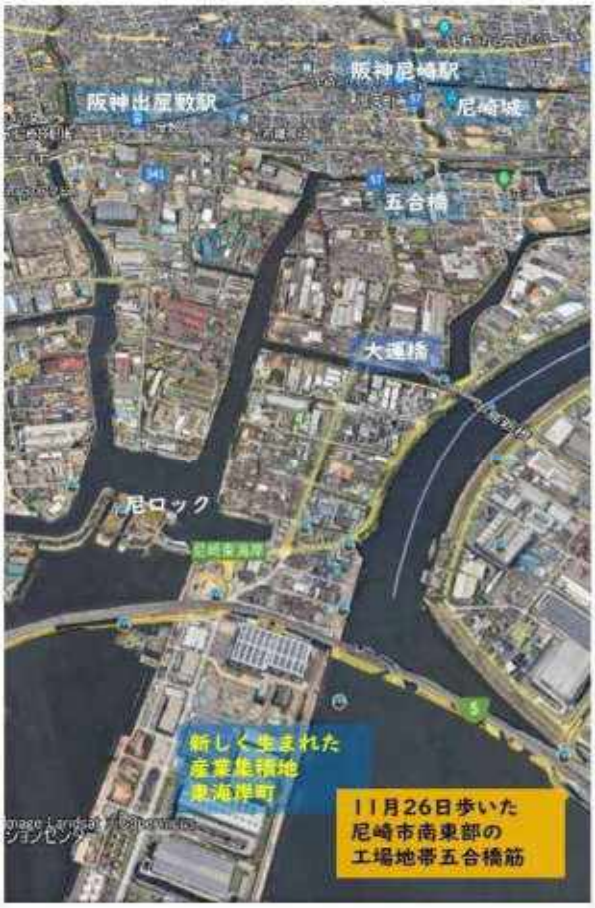
阪神尼崎から南の工場街・港へ延びる幹線道路　五合橋筋界隈の秋景色　2023.11.26.午後

PICK UP 尼崎現代史　1995年

阪神工業地帯初の高炉の最後

昭和7年（1932）、尼崎製鋼所が設立され、尼崎築港地2地に大工場を建設。昭和10年代前半には高い収益を上げ、尼崎臨海工業地帯を代表する鉄鋼メーカーへと成長しました。昭和16年（1941）には尼崎製鉄所が新設され、阪神工業地帯で初となる高炉（溶鉱炉）を建設しました。その後、尼崎製鋼と尼崎製鉄は合併・分離を繰り返しながら、昭和40年（1965）に神戸製鋼所尼崎製鉄所となりました。尼崎製鉄所には昭和32年（1957）建設の2号高炉もあり、2基の高炉は尼崎臨海工業地帯のシンボルでしたが、阪神・淡路大震災後の平成7年（1995）、両高炉は取り壊されることとなり、尼崎製鉄所跡地は共栄地による「尼崎21世紀の森」へと変貌していきました。

尼崎工場夜景の切手を買い、久しぶりに尼崎南部の工業地帯の街歩きになりました。　Mutsu Nakanishi



添付参考資料　本文重複しているものも含めSlide Sizewでの補足収録

お城が復元されたポストコロナの新時代“鉄の街 尼崎”の新しい息吹　2023.11.26.

"尼崎にこんな美しい景色がある”「小林哲郎 尼崎の工場夜景」切手シートが発売された

阪神尼崎から南の工場街・港へ延びる幹線道路　五合橋筋界隈の秋景色　2023.11.26.午後

PICK UP 尼崎現代史　1995年

阪神工業地帯初の高炉の最後

昭和7年（1932）、尼崎製鋼所が設立され、尼崎築港埋立地に大工場を建設、昭和10年代前半には高い収益を上げ、尼崎臨海工業地帯を代表する鉄鋼メーカーへと成長しました。昭和16年（1941）には尼崎製鉄所が創設され、阪神工業地帯で初となる高炉（溶鉱炉）を建設しました。その後、尼崎製鋼と尼崎製鉄は合併・分離を繰り返しながら、昭和40年（1965）に神戸製鋼所尼崎製鉄所となりました。尼崎製鉄所には昭和32年（1957）建設の2号高炉もあり、2基の高炉は尼崎臨海工業地帯のシンボルでしたが、阪神・淡路大震災後の平成7年（1995）、両高炉は吹き止めされることとなり、尼崎製鉄所跡地は兵庫県による「尼崎21世紀の森」へと変貌していきました。

尼崎工場夜景の切手を買い、久しぶりに尼崎南部のエ業地帯の街歩きになりました。　Mutsu Nakanishi

高度成長の時代を支えた"鉄の街の南に聳えた尼崎"の象徴 「住友の三本煙突」1957年5月

「鉄の街」尼崎(1)　昭和３２年当時の住友金属鋼管製造所の三本煙突

住友金属工業60年小史(昭和32年5月20日発行)

左下から右上へ 北の阪神尼崎駅から工場街を貫いて南の港へ 尼崎南東部の工業地帯を貫く幹線道路 五合橋線
朝夕 巨大煙突を見上げながら、工場へ 働く人たちの自転車・自動車の群れと街中から見晴らす「住友の3本煙突」
街中からも良く見え、「美」を越えた誰もがよく知る「活気あふれる尼崎」の象徴
庄下川の河口に張り巡らされた運河群　五合橋を渡ると工場 の真っ只中　両側に住友鋼管の工場群
左側 東向島西之町町 右側に三本煙突が見える 東向島東之町町　南へ進めば運河にかかる可動橋「大運橋」
懐かしいかつての尼崎の姿がありありと

高度成長の時代を支えた"鉄の街の南に聳えた尼崎"の象徴 「住友の三本煙突」1957年5月

「鉄の街」尼崎(1)　昭和３２年当時の住友金属鋼管製造所の三本煙突
住友金属工業60年小史(昭和32年5月20日発行)
左下から右上へ 北の阪神尼崎駅から工場街を貫いて南の港へ 尼崎南東部の工業地帯を貫く幹線道路 五合橋線
朝夕 巨大煙突を見上げながら、工場へ 働く人たちの自転車・自動車の群れと街中から見晴らす「住友の3本煙突」
街中からも良く見え、「美」を越えた誰もがよく知る「活気あふれる尼崎」の象徴
庄下川の河口に張り巡らされた運河群　五合橋を渡ると工場 の真っ只中　両側に住友鋼管の工場群
左側 東向島西之町町 右側に三本煙突が見える 東向島東之町町　南へ進めば運河にかかる可動橋「大運橋」
懐かしいかつての尼崎の姿がありありと

五合橋筋南の可動橋 大運橋

五合橋筋の両側 旧住友鋼管本館前
(現日本製鉄)

阪神尼崎から南の工場地帯並びに港へ延びる五合橋筋運河にかかる五合橋から眺める旧住友鋼管(現日本製鉄関西製造所尼崎)
かつて、建物の傍に巨大な煙突が３本立ち並び、この三本煙突は"工都 ・鉄の街 尼崎"成長の象徴と愛され、朝夕には五合橋を渡って工場や港へ向かう多くの人並や自動車がひしめき、活気ある工場の鋼管騒音と雑踏の音が成長する尼崎の象徴だった。
今も美手入れの行き届いたしいグリーンベルトの中をひっきりなしに自動車が南へ自動車が下ってゆきますが、静かなもの。
令和の新しい時代の中　変容する街と共に新しい工場群が織りなす新しい工場景色　変貌する"鉄の街尼崎"の新しい姿です。

尼崎南部の工業地帯の今昔　インターネット他　2023.11.26.

戦後日本の高度成長を支えた"鉄の街・工都 尼崎" 騒音と煤煙が立ち昇る姿は、尼崎の工業地帯の活気の象徴
でも現在の工場街は青空と静かさを取り戻し、ハイテク化された建物が整然と建ち並ぶ美しい姿に

◆戦後日本の高度成長を支えた尼崎南部の工業地帯　戦後復興から高度成長期(1995～1973)

鉄鋼・発電所等々大工場の煙突が建ち並び、噴煙を立ち昇らせる姿が壮観と映っていた

◆高度成長期を経て変貌が進む尼崎の工場地帯　2000年代

なぎさ回廊・運河が結ぶ現在の尼崎南部工場街へ 写真中央:発電所跡地に立つ巨大ハイテク工場　2009.2.4.

◆今 令和の新しい時代に変貌する"鉄の街 尼崎" の新しい工場街風景　五合橋界隈

令和の新しい時代に変貌する" 鉄の街尼崎" の新しい姿 五合橋筋界隈　変貌する街と共に新しい工場群が織りなす新しい工場街景色

令和の新しい時代に変貌する"鉄の街 尼崎" の新しい工場街風景　五合橋界隈

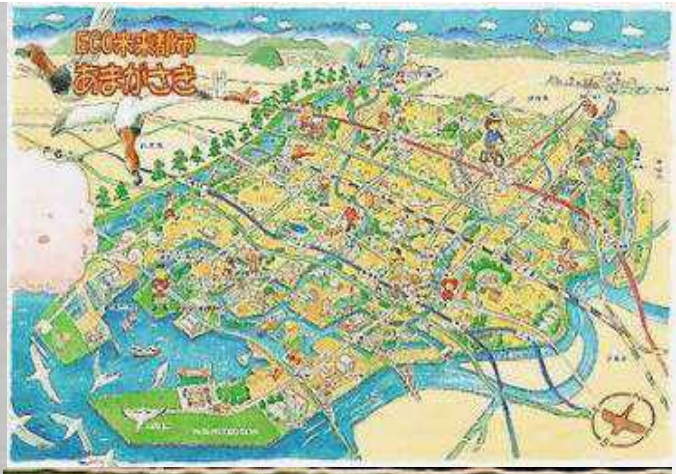
尼崎市立歴史博物館

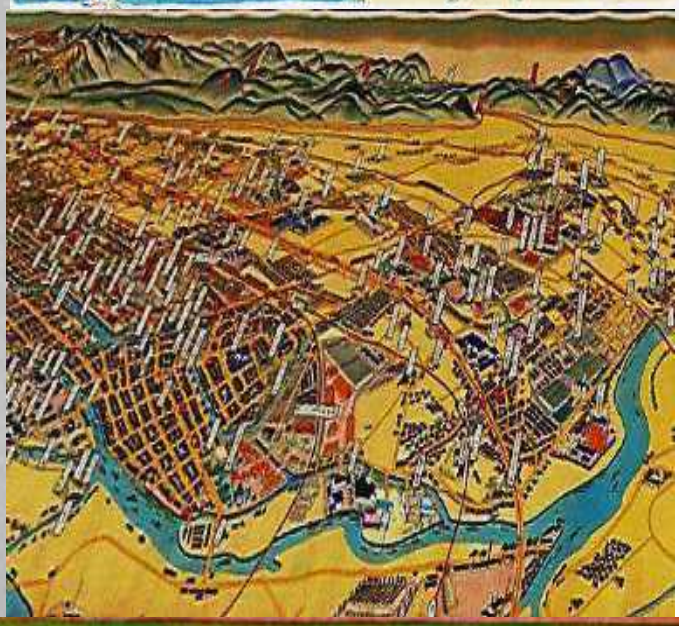
PICK UP 尼崎現代史　1995年

阪神工業地帯初の高炉の最後

昭和７年（１９３２）、尼崎製鋼所が設立され、尼崎築港埋立地に大工場を建設、昭和１０年代前半には高い収益を上げ、尼崎臨海工業地帯を代表する鉄鋼メーカーへと成長しました。昭和１６年（１９４１）には尼崎製鉄所が新設され、阪神工業地帯で初となる高炉（溶鉱炉）を建設しました。その後、尼崎製鋼と尼崎製鉄は合併・分離を繰り返しながら、昭和４０年（１９６５）に神戸製鋼所尼崎製鉄所となりました。尼崎製鉄所には昭和３２年（１９５７）建設の２号高炉もあり、２基の高炉は尼崎臨海工業地帯のシンボルでしたが、阪神・淡路大震災後の平成７年（１９９５）、両高炉は取り壊されることとなり、尼崎製鉄所跡地は兵庫県による「尼崎２１世紀の森」へと変貌していきました。

解体直前の高炉





大尼崎鳥瞰図 部分＝兵庫県尼崎市南城内の尼崎市立歴史博物館で
昭和１０年頃　尼崎東南部　現在の阪神電車尼崎周辺

旧国鉄尼崎港・築地・城内を中心に南に工場が立ち並びはじめ
阪神工業地帯の中核としての工都尼崎・鉄の街尼崎が形成され始める

大尼崎鳥瞰図 部分＝兵庫県尼崎市南城内の尼崎市立歴史博物館で
昭和１０年頃　尼崎東南部　現在の阪神電車尼崎周辺

旧国鉄尼崎港・築地・城内を中心に南に工場が立ち並びはじめ
阪神工業地帯の中核としての工都尼崎・鉄の街尼崎が形成されてゆく
絵図中央に「五合橋」・旧住友金属の「住友伸銅鋼管」の名前が見える

大尼崎鳥瞰図 部分＝兵庫県尼崎市南城内の尼崎市立歴史博物館で
昭和１０年頃　尼崎南東部　現在の阪神電車大物駅周辺
尼崎の工業都市化の始まり　大日本紡績(元ニチカのルーツ)が右下に見える

小林哲朗
尼崎の工場夜景
© Kobayashi Tetsuro

日本郵便
NIPPON
84

日本郵便
NIPPON
84

日本郵便
NIPPON
84

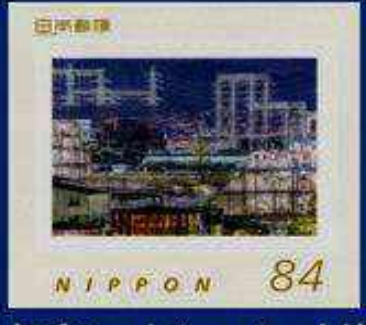
日本郵便
NIPPON
84

日本郵便
NIPPON
84

日本郵便
NIPPON
84

日本郵便
NIPPON
84

日本郵便
NIPPON
84


日本郵便
NIPPON
84

日本郵便
NIPPON
84

【参考】fromkobefkobe1713A.pdf

From Kobe 2017 思いつくまま　【From Kobe　弥生３月　】Fkobe1703.pdfより

2.《写真ファイル》尼崎港周辺の工場街の夕・夜景を見に行く　2017.2.19.

かつて阪神重工業を支えた「鉄の町　工都尼崎」その匂いが残る工場街
その歴史　そして産業遺産をもっと大事にしてほしいなぁと。　by Mutsu Nakanishi

1. 元気をくれた故郷尼崎工場街の四角い大煙突
2. 尼崎港周辺工場街・尼崎港閘門・尼ロックの夕景
3. 尼崎の工場夜景　大浜 日油(旧日本油脂)工場の夕・夜景

最近高校生の孫娘が「尼崎の工場夜景」の写真を撮りたいので連れてゆけという。
私にとって、尼崎の工場地帯はお手の物。
でも尼崎の工場夜景というと気にして眺めたこともなし。
ちょうどいい機会と車が少ない日曜日の夕方、家内の車を足にして、デジカメ片手に孫娘をつれて尼崎港界隈の工場街や運河沿いを歩きました。
私も興味津々で、今の尼崎の工場街の写真を撮りましたので、いくつかご紹介。

尼崎で育ち、勤めも尼崎だった私。
かつては工都「尼崎」・「鉄の街」そして「阪神工業地帯の中核」などと言われ、その一翼を担っていると思っていた時代もありましたが、最近尼崎に行っても、そんな話を耳にすることも　ほとんどなくなりました。
新しい街づくりが盛んに叫ばれているなかで、市役所の職員までもが、尼崎戦後の発展を封
印し、工都と公害は禁句のように言い、寂しく感じたことがある。
しかし、最近、工場の夜景に興味を持つ若者が増え、尼崎の工場夜景も、もてはやされるようになってきて、ちょっと風向きが変わってきたのかなぁ・・と思っています。
なお、尼崎沿岸の工場地帯や尼崎ロックなどの地理やの様子については下記に示しました home page 記事で 2009 年にご紹介していますのでそちらをご覧ください。

参考　2009 年風来坊・Country walk　by Mutsu Nakanishi
《2月 陽だまりハイク》　工都 尼崎 を支えた「尼崎港閘門（尼ロック)」Walk. 2009.2.4.
http://www.infokkkna.com/ironroad/2009htm/iron5/0903amrk00.htm
阪神重工業を支えた「鉄の町　工業都市尼崎」その歴史そして産業遺産をもっと大事にしてほしいなぁと。

1.　元気をくれた故郷尼崎工場街の四角い大煙突

尼崎の工場地帯にある四角の大煙突　見上げる堂々とした姿に元気をもらう

かつて工都「尼崎」の象徴として、「南の空にクモクと噴煙をあげる大煙突が幾本も林立する姿」
尼崎の南の空にそんな煙突群がみられる姿がなくなって、寂しく思っていましたが、
工場が立ち並ぶ五合橋筋の港の運河にかかる東高洲橋の際に、堂々と立つ四角の大煙突。
そのたくましさは　あたらしいクリーン尼崎の象徴か・・・
元気を掻き立てられ、煙突群がなくなって　寂しいとは　もう言うまいと。

2. 尼崎港周辺工場街・尼崎港閘門・尼ロックの夕景

3. 尼崎の工場夜景　大浜町 日油(旧日本油脂)工場の夕・夜景

和鉄の道
2023.
【16】

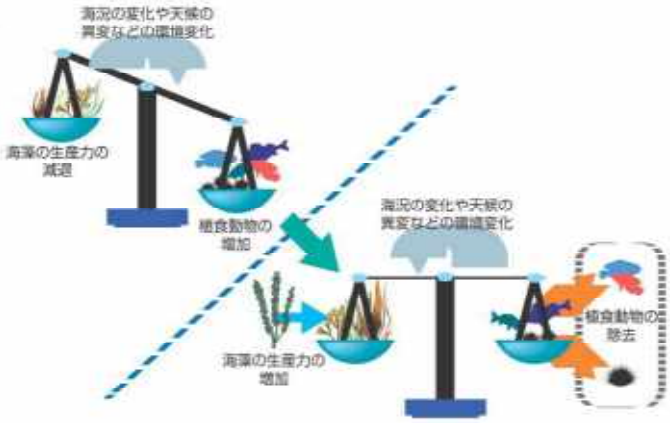
【鉄の話題　知らなかった言葉「腐植酸鉄」生物多様性からの恩恵（生態系サービス）へのかかわり 】
季刊 新日鉄住金 Vol.24.（2018）P12　インターネットより
鉄は海を救う! 海のゆりかごを育む森や川とのつながり

https://www.nipponsteel.com/company/publications/quarterly-nssmc/pdf/2018_24_12_13.pdf

コンブなどの藻場が衰退する磯焼けの原因として海水温の上昇、海水の汚染、ウニなどによる食害、そして海水の栄養分不足などが指摘されています。海水の栄養分不足には、鉄分不足もあげられています。鉄分が不足すると、藻類も人間と同じように"貧血"を起こします。藻類にとって鉄分はエネルギーを生み出す光合成に欠かせない元素なのです。磯焼けの原因の1つでもある海の鉄分不足は、なぜ起きるのでしょうか。磯焼けが解消されると、どんな良いことが待っているのでしょうか。その疑問に答えていきます。

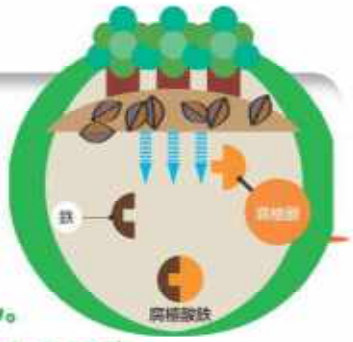
Q1 ちょっと待って！ コンブを食べるウニが増えたら、なぜ困るの？

A1 海の中も、生物を食べたり、食べられたりする食物連鎖のバランスが重要です。ウニばかりが増えると、食物連鎖のバランスが崩れ磯焼けを引き起こしかねません。また、磯焼け地帯にいるウニは、痩せウニと呼ばれ、商品価値がありません。



藻場は多様な生物を育む海のゆりかごと呼ばれるように、小さな魚、貝類の棲みかや産卵場などの機能を持っています。そして小魚や貝類を食べる大きな魚も集まり、生命を育む場となっています。つまり藻場が消滅してしまう磯焼けが起こると、食物連鎖のバランスが崩れてしまい、豊かな海が維持できなくなってしまうから困るのです。

痩せウニはコンブを食べ尽くしたあとも、磯焼け海域に生息する無節サンゴ藻などをかじりながら生き続けます。痩せウニを駆除しないと、藻場がどんどん衰退する悪循環に陥ります。



Q2 なぜ海が鉄分不足になったの？

A2 藻類に必要な海水中の鉄分は、腐植酸鉄という形でないと水中に溶けていられません。川から運ばれてくるはずの腐植酸鉄が減ってしまったからです。

腐植酸鉄は川の上流にある森が供給源となっています。地面に落ちた葉や枝が微生物によって分解され、腐植酸ができます。この腐植酸が腐植土の中の鉄イオンと結合して腐植酸鉄ができます。森で生まれた腐植酸鉄は、川を下って海へたどり着きます。このように海と森は川によって深く結ばれ、森は海に大きな恩恵を与えているのです。

しかし近年、護岸工事やダム建設など、私たちの暮らしに欠かせないインフラ整備が進み、森と川と海とのつながりが寸断され、腐植酸鉄の供給が減少してしまった海域があります。そこで北海道増毛町などで直接海へ鉄分等を供給する「海の森づくり」や、宮城県気仙沼湾に注ぐ河川上流域などで「森は海の恩人」という植林活動※などを通し、腐植酸鉄を海に供給する取り組みが行われています。

「森は海の恩人」植樹祭に新日鉄住金は毎年参加している

※「森は海の恩人」植樹祭：漁師としてカキ養殖をしている畠山重篤氏が提唱した植林運動で、1989年から実施されています。豊かな生態系を持つ里山を維持管理することで、自然環境を良好な状態に保ち、川によってつながっている海の環境保全を目指しています。

Q3 藻場が再生されると、どんな効果があるの？

A3 水産資源の水揚げが増えるだけでなく、藻場での光合成によって窒素やリンなどの栄養塩が消費されて水質の浄化機能が高まり、豊かな海が戻ってきます。さらに最近では、CO_2の吸収・固定作用もあることがわかり、地球温暖化対策への寄与も期待されています。

水産資源の水揚げが増えれば、漁獲高が上がり経済効果を生み出します。同じように藻場の栄養塩を浄化する能力が高まれば、下水処理場の建設・運営コストを縮減することもできます。また海が豊かになれば、フィッシングや潮干狩り、シュノーケリング、生き物観察などを楽しむ人たちが増え、レクリエーション観光も盛んになります。そしてCO_2を吸収・固定し、地球温暖化対策にも寄与できます。こうした生態系サービスと呼ばれるさまざまな便益を生み出し、私たちの暮らしを豊かにしてくれるのです。

干潟や藻場の再生によって海に親しむ機会も増えていきます

参考「腐植酸:腐植・腐植酸の定義　インターネットより」
「腐植」とは、土壌中の有機物のうち、生きている微生物や新鮮な動植物遺体を除くすべての土壌有機物のことを指します。「腐植」のうち、アミノ酸や多糖類などの非腐植物質を除いたもの、動植物遺体が土壌生物に分解・再合成された暗色の高分子化合物を「腐植物質」といいます。
この「腐植物質」のうち　アルカリに溶けて酸に溶けないものを「フミン酸」、アルカリにも酸にも溶けるものを「フルボ酸」、どちらにも溶けないものを「ヒューミン」という。
一般的に「フミン酸」と「フルボ酸」を合わせて「腐植酸」と呼ぶ。

【「鉄は海を救う」の参考記事】

GLOBERIDE A Lifetime Sports Company

Features グローブライドの取り組み

山間の森から海へと運ばれる“鉄” 森を守る理由がここにある 2022.11.21

https://www.globeride.co.jp/features/page9

山と海はつながっている 。
〝山間の森〟を守ることが海藻類の生育を助け、豊かな〝海の森〟をつくるという事実。そして、海の生態系を守るカギは森が育む「フルボ酸鉄」であるということ。あまり知られていないことだが、そもそも地球上のほとんどの生きものは、元素レベルで“鉄”がなければ生きていけないのだ。山と海をつなぐ“鉄”の役割を知れば、森を守らなければならない理由も見えてくるだろう。
この山と海とのつながりについて、北海道大学名誉教授であり環境科学研究者：松永勝彦氏に“鉄”をキーワードに説明をいただいた。

写真提供：松永勝彦氏

Q. 「フルボ酸鉄」とは、どういうものですか？
どのように森で育まれ、海に届けられるのでしょうか？

A. 山の森が豊かであれば、その土壌も豊かなものになります。森林土壌では、土壌生物が落ち葉や枝などを二酸化炭素と水に分解しますが、その際に分解されず残った有機物質からフルボ酸という腐植物質ができます。このフルボ酸は金属と結合しやすいため、土中の鉄成分と強く結びついて「フルボ酸鉄」となるのです。そして、土中の「フルボ酸鉄」は雨が降るなどして川に運ばれ、河川の流れに乗って海へと届けられます。

Q. 森が育む「フルボ酸鉄」がカギとなり、海の植物プランクトンや海藻が鉄を取り込む仕組みを教えてください。

A. 海の豊かさを実感できる指標の一つが魚介類の豊富さです。そのためにはエサとなる植物プランクトンや海藻を増やす必要があります。そして植物プランクトンや海藻を増やすためには、光合成と鉄が必要なのです。
というのも、植物プランクトンや海藻は光合成生物で、水と二酸化炭素、太陽光によって光合成を行い、成長し増殖します。その時、必要なのが栄養塩（硝酸塩、リン酸塩、ケイ酸塩）です。
中でもタンパク質の合成に使われる硝酸塩を取り込むには、先に鉄を取り込む必要があります。
さらに鉄は、光合成色素の生合成にも使われるため必要不可欠なのです。
ほとんどの栄養素が海水中では取り込みやすいイオンの状態になっているのですが、鉄そのものは粒子として存在します。しかし粒子は大き過ぎて、細胞内に取り込むことができないのです。
では、海にいる植物プランクトンや海藻はどうやって“鉄”を吸収しているのか･･･、

そのカギとなるのが山の森から海に流れ込んだ「フルボ酸鉄」なのです。
「フルボ酸鉄」の大部分はコロイド※の状態で存在しますが、イオンと同じような動きをします。そのため、植物プランクトンや海藻はフルボ酸鉄から鉄だけを受け取って細胞に取り込むことができるのです。下流域の河口近くで生きものが豊富なのは、森から河川を通じて「フルボ酸鉄」が運ばれてくるためです。
※コロイドとは、イオンと同様の動きをする超微細な粒子のこと

Q. 山の森から流れてくる「フルボ酸鉄」が海の食物連鎖の始まりとなり、海の生態系を支えているのですね。
この森と川、そして海のつながりを知ることは大事ですね。

森の腐葉土

A. 森の落ち葉は土壌生物により分解され、腐植土をつくります。
その栄養をもとに草木が育ち、虫や鳥、小動物が集う。
さらに、腐植土は雨を一時的に蓄え、ゆっくり川を通して海に「フルボ酸鉄」を供給します。
フルボ酸鉄」が海の生態系を豊かに育み、そして海から蒸発した水蒸気は雨となり、再び森に降ります。
こうして森と川、そして海はつながり、循環し続けているのです。

Q. “鉄”は私たち人間にも欠かせないものようですね。
A. そうです。赤血球のヘモグロビンは主に“鉄”とたんぱく質からできており、“鉄”があるからこそ身体の隅々まで酸素が運ばれるのです。“鉄”は陸上の植物・動物にも欠かせません。
“鉄”は生命の根幹となるもので、森と海の関係は、すべての生きものはつながり、支え合う関係であることを私たちに教えてくれます。

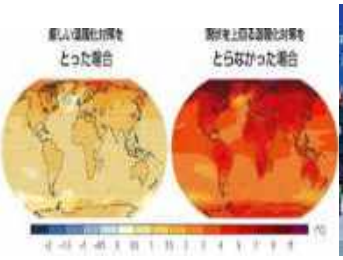
Q. 森を守ることが海を守り、海を守ることが森を守ることになるというワケですが、先生がお考えになる理想の森とは、どのような森でしょうか？
A. 広葉樹と針葉樹の混交林です。杭を打ち込むような針葉樹の根と、ネットのように斜面を包み込む広葉樹の根が両方あることで、土砂崩れを防げるのです 。
植林された人工林を間伐すると、鳥、小動物、熊が運んだ種から広葉樹が芽を出し、混交林になっていきます。
広葉樹が育てばその実が動物の食料になりますから、人間と動物が共存しやすくなるでしょう。
今、地球温暖化など環境は悪化の一途を辿っています。
山を守ることが海を守る。私たちはもっと大きな視点で、自然と向き合う必要があると言えるでしょう。
人間はまだ引き返せるのか、それとも･･･もう後戻りできないのか。今、ちょうどその分岐点にいるのかもしれません。

地球上のほとんどの生きものは“鉄”がなければ生きてはいけません。
生命維持に必要なメカニズムに“鉄”は元素レベルで不可欠な役割を果たしています。
そして、その“鉄”の供給源が山間の森にあります。
もちろん「フルボ酸鉄」は森だけでなく、湿地や水田などにも含まれていますが、山間の森に降り落ち染み込んだ水が川となり海に流れ込んでいることを考えますと、その源である森を守らなければならない理由がわかることでしょう。
森から海へと運ばれる“鉄”の存在。森を守る理由は、まさにここにある。

23iron16.pdf

【鉄の話題 12 月】　脱炭素社会構築のために　インターネット資料収集より

第 28 回国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP28）開催



この地球暴走を止められるでしょうか？　止めねばならぬ　独りよがりではどうにもならぬ

2023 年 11 月 30 日　UAE ドバイで COP28 が開催され、岸田首相他が出席した。
先進８ケ国の中で、世界と一歩距離を置いた取組を進めてきた日本
今回　具体的な進捗が話し合われる中　日本の立場はどのように捉えられているのでしょうか・・・・・
また、日本は今までの取組方針を転換するのか…
前回日本は化石燃料のストップ取組に消極的として、おおきな批判を浴びた。
そして、本年の COP28　ロシアのウクライナ侵攻・イスラエルのパレスチナ侵攻による世界的な原油・天然ガスの高騰に加えて、中国の大国意識の高まりの中で、世界の工場と言われた中国経済の著しい減退の世界的なダブルパンチの中で、世界は物価の高騰と先行き不安に見舞われた。
巨大投資を必要とする脱炭素 再生エネルギープロジェクトへの投資の見直しに世界各国が見舞われている。
一方　地球温暖化による気候変動による地球館環境変化と自然災害の激甚化が誰の目にも見える状況
世界各国の懸命な努力にもかかわらず、炭酸ガス排出量低減の歯止めがかかっていない状況
人類がもたらした地球環境変化がもはやとめられない「地球暴走」の縁に立っているという。
日本はどうなのか…・　腹の座らぬその場しのぎの対応　迷走が続く

- 原子力エネルギーは老朽化した原子炉の再生再稼働。そして脱炭素社会の主力エネルギーの中心と声高に叫ぶ電力会社　あのもう原子力発電所の新設なしの基本政策はどこにいったのか・・・
- 石炭火力は日本の新技術で、石炭使用量の削減を図る。　この技術で世界の石炭火力の炭酸ガス削減に寄与するという。　それはそうですが、世界が目指す化石燃料使用ストップの道にはほうかむり。
  同じことは石油についても同じ。日本の化石燃料使用ストップへのロードマップは放火無理のまま。
  日本があおるのはカーボンクレジットの虚業ビジネスのみか?。
  もう　先進国の看板はずしたのか・・・・・と。
  日本の立場は理解するが、それこそ国が旗ふるトップ政策にはみえぬ。
  迷走する日本が日本の脱炭素のほころびとして　、見え隠れ。

そんな中で開かれた COP28　世界はどう動くのか　日本はどう動くのか…興味津々でながめている。
でも　そんな中で、迎えた師走　政治はまたまた　課題に向き合うことのないドタバタのむなしい政治
日本の未来にかける新しい社会・産業骨太のアプローチはないのかと。
コロナ禍後の外人観光 インバウンドと大阪万博??。　日銀の金庫には　国債　負債・借金の山がさらに急増中
誰かが　言ってましたが、「お金は　お札を刷ればいくらでも作れる。国内が回ればどうにでもなる」と。
今のままでは　やがて　海外から買っているエネルギー・食料が買えなくなる。
日本人は　みんな　出稼ぎで　海外ではたらくようになるのか・・・・・・　」そんな妄想までする今日です

2050 年 CO_2 ニュートラルへ向けて　日本はどんな進捗を報告をし、世界はどう見ているのか…
「井の中の蛙」日本　インネットに掲載されたニュースを拾い読みし、現況を頭に・・・・・。

２050 年 CO_2 ニュートラルへ向けて　日本はどんな進捗を報告をし、世界はどう見ているのか…
「井の中の蛙」日本　インネットに掲載されたニュースを拾い読みし、現況を頭に入れたいと。

1. 日本経済新聞　2023 年 12 月２日　社説　アジアの脱炭素へ協力深め世界に貢献を
https://www.nikkei.com/article/DGXZQODK01B120R01C23A2000000/

COP28 首脳級会合で岸田文雄首相はアジアの脱炭素化に貢献する意向を示した=1 日、ドバイ（共同）

岸田文雄首相はアラブ首長国連邦（UAE）のドバイで開催中の第 28 回国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP28）の首脳級会合で演説した。アジアの脱炭素化を主導する考えを表明した。

気候変動対策の行方を左右するのは世界の二酸化炭素（CO2）排出量の約 6 割を占めるアジアの取り組みだ。日本の脱炭素技術や省エネルギーのノウハウを積極的に移転し、削減に貢献すべきだ。

アジアは日本と同様、電源に占める石炭火力発電の割合が高い。太陽光や風力の適地が少なく、再生可能エネルギーの大幅な拡充は難しい。

首相が触れたアンモニアや水素の活用は日本が技術開発で先行する。現実的な選択肢だ。

日本は特殊な国債を出し、世界銀行とアジア開発銀行の信用リスクを補完する。融資余力を合計 90 億ドル規模ほど広げるという。だがインドや東南アジアだけでも年間 5000 億ドルが必要とされ、欧米の支援を含めても足りない。民間投資も大幅に増やす必要がある。

政府は日本企業の事業展開を促す支援策づくりを急ぐべきだ。

アジアでは、補助金や税優遇といった政策も十分ではない。日本が主導するアジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）を通じ、政策ノウハウの提供や人材育成を進めることも重要になる。

まず何よりも、国内の脱炭素をより進めることが不可欠だ。
日本はガソリンや電気、ガスへの補助金など脱炭素に矛盾する取り組みも目立つ。
国際社会から二枚舌とみられかねない状況だ。

演説では、排出削減対策が未対応の石炭火力について 新規の建設を終了することも表明した。
既存施設については言及しなかった。
世界の潮流は脱化石燃料だ。
アンモニアや水素の混焼を使いながらも、石炭を燃やす量をできるだけ減らす姿勢を見せてほしい。
日本は 2013 年度比で CO2 を約 20%削減した。
30 年度に 46%という目標の半分近くで「さらに高みを目指す」という。

しかし、各国の中央銀行や金融当局で構成する気候変動リスク等に係る金融当局ネットワークなどの分析によると、進捗状況は主要７カ国（G7）の中で最も遅れている。
最新の空調機器や製造装置への更新、住宅への太陽光パネル設置、建物の断熱性向上など、まだできることは多い。脱炭素技術の普及も進めながら削減実績を積み上げることが重要になる。

〈　太字部分は　論旨のまとめ部分他　気になったところを　私が太字にしました　〉

2. COP28　岸田首相園説の世界の反応

岸田文雄首相演説に「化石賞」　COP28 で環境団体　2023 年 12 月 4 日　日本経済新聞より

https://www.nikkei.com/article/DGXZQOUA033QI0T01C23A2000000/

【ドバイ=共同】気候変動枠組み条約第 28 回締約国会議（COP28）に絡み、世界の環境団体でつくる「気候行動ネットワーク」は３日、対策に後ろ向きな国に贈る「化石賞」に日本を選んだと発表した。

石炭火力発電などを重視しているにもかかわらず岸田文雄首相が１日の首脳級会合で「世界の脱炭素化に貢献する」と演説したことを問題視した。

日本政府は火力発電の脱炭素技術として、燃焼時に二酸化炭素（CO2）を出さないアンモニアなどを燃料に混ぜる実証段階の技術に期待を寄せる。岸田首相も演説で、東南アジアなどへ展開する取り組みをアピールした。

COP28 の会場で、日本が「化石賞」に選ばれた授賞イベント（3 日、アラブ首長国連邦ドバイ）=共同

これに対し同ネットワークは、CO2 削減効果が乏しいとした上で「国内やアジア全域で石炭とガスの寿命を延ばそうとしており、グリーンウォッシュ（見せかけの環境対応）だ」と批判。

自然エネルギーへの移行を遅らせ「世界の再生可能エネルギー容量を３倍にする目標の達成へのハードルを高める」と指摘した。

COP28 の会場で授賞式を模したイベントを開催。化石賞は会期中に複数回、発表される見通し。

---

3. 2023.12.6.　神戸新聞　社説「気候対策強化する議論に」

https://www.kobe-np.co.jp/news/paper/morning/202312/0017101619.shtml

私にとっては　COP28 の議論解説のまとめとして理解しやすかった社説です

社　説

2023.12.6

気候対策強化する議論に

COP28

国連気候変動枠組み条約第２８回締約国会議（ＣＯＰ２８）が、アラブ首長国連邦（ＵＡＥ）のドバイで始まった。

１２日までの会期で、深刻化する地球温暖化を抑えるため、温室効果ガスの排出削減策などについて各国の首脳や閣僚らが話し合う。

　開催に先立ち、国連環境計画（ＵＮＥＰ）は、世界の温室ガス排出量が前年から１・２％増えて過去最多になったと報告し、早期の脱炭素を訴えた。グテレス国連事務総長も温暖化対策の「飛躍的な強化」を求める。会議では参加各国が実効性のある議論を深めなければならない。

　最大の議題は、世界の温暖化対策の進捗（しんちょく）評価だ。今回初めて実施される。産業革命前からの気温上昇を１・５度に抑える「パリ協定」の目標に対し、現時点でどの程度の水準にあるかを検討する。

今の対策では目標は達成できないとする分析も既にある。

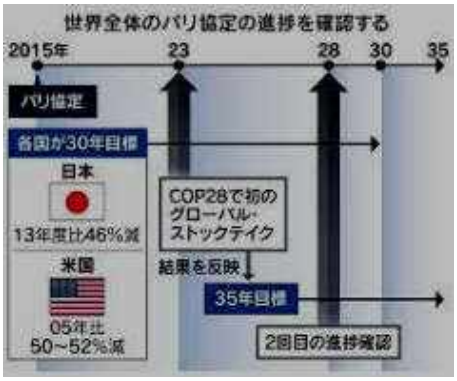
進捗評価は科学的で公平であることが求められる。

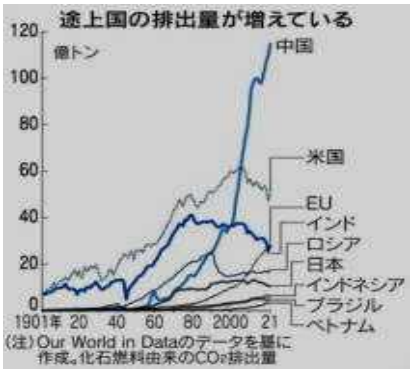
各国は結果を真摯（しんし）に受け止めてもらいたい。

神戸新聞社説　拡大全文

今年の先進７カ国首脳会議（Ｇ７広島サミット）では、化石燃料の段階的廃止を加速させるとする共同声明を出した。ＣＯＰ２８では、段階的廃止について新興国や途上国を含めて合意できるかが注目される。
　化石燃料の中でも二酸化炭素（ＣＯ２）排出量の多い石炭を巡っては、フランスと米国が主導して石炭火力発電からの転換を加速させる有志国連合が発足した。
日本は会議前に参加する意向を示していたが、最終的には見送る判断をした。

　首脳級会合に出席した岸田文雄首相は、排出削減対策が取られていない新規の石炭火力発電所の建設を終了していくと表明した。だがその年限を示さず、既存施設の廃止にも言及しなかった。日本は昨年に続き、温暖化対策に後ろ向きな国に世界の環境団体が贈る「化石賞」に選ばれた。
石炭火力に頼る姿勢への厳しい視線を重く受け止めねばならない。
看過できないのは、世界の原子力発電容量を２０５０年までに３倍にするとの米国の宣言だ。
日本、ＵＡＥなど約２０カ国が賛同した。原発は発電時に温室効果ガスを出さないが、事故のリスクや放射性廃棄物の処理など課題も多い。
東京電力福島第１原発の事故を経験した日本は、脱炭素と脱原発の両立に向けた議論を先導すべきではないのか。
議長国のＵＡＥは、再生可能エネルギー容量を３０年までに３倍に増やすとする有志国誓約をまとめた。
１００カ国以上が加わり、日本も賛同した。会議の一つの成果と言えるものの、有志だけでは十分ではない。
各国が立場の違いを超え、全締約国で採択する合意文書に、踏み込んだ目標を明記する努力を求める。





【COP28】日本は再生可能エネルギーを 2030 年までに今の 3 倍に増やせるのか?
日本における 2022 年時点の再生可能エネルギーの電源比率は「22.7%」と誇るが……
今回の COP28 は、**世界の再生可能エネルギーを 2030 年までに 3 倍（2022 年比）に増やす**ことを議長国が提言したことでも話題となっています。
日本における 2022 年時点の再生可能エネルギーの電源比率は「22.7%」。
その数字を、果たして 2030 年までに 3 倍に増やすことは現実的なのか？
再生可能エネルギーの主たる電源である「太陽光発電」「洋上発電」の普及が今一つ伸びない現状。
日本の再生可能エネルギーの電源比率は「20%を超えた」と誇っていてはそれこそ「井の中の蛙」
ヨーロッパやアメリカではすでに 30%をはるかに超えつつあるという。
現状　石炭火力・原子力そして再生可能エネルギーの３本柱とする日本。
今もって　世界取組から周回遅れの感じがする。
　一方　気候温暖化と激甚災害はもう抜き差しならぬ状況　異常気象・漁獲そして日本の自然・野生動物の動きの変化も明らか。日常の社会生活にも大きな影響が出始め、その影響は急速に拡大している。
今　この異常を国内課題として受け止め、解説よりも今　取組む道を国民にも具体的に示さねば、世界と強調できぬ。そして　世界と協調しなければもう戻れない局面にあると認識せねば・・・・・。
井の中の蛙でいれば、それこそ世界・地球がドツボにはまってしまう危機的局面にさしかかっている。
もう　生活が制限されても、この地球温暖化対応にそれぞれが取組む必要があるだろう。

2023.12.8. From　Kobe　Mutsu Nakanishi

参考Ａ　アメリカの太陽光・風力発電量、来年初めに石炭火力を上回る見通し

税控除通じ再エネ拡大　読売新聞オンライン　2023/12/13 17:14

www.yomiuri.co.jp/economy/20231213-OYT1T50195/

【ワシントン＝田中宏幸】米エネルギー情報局（ＥＩＡ）は１２日、米国で太陽光と風力の発電量が２０２４年に初めて石炭火力を上回るとの見通しを発表した。バイデン米政権は気候変動対策を最優先課題に掲げており、今後も再生可能エネルギーによる発電量の拡大は続くとみられる。

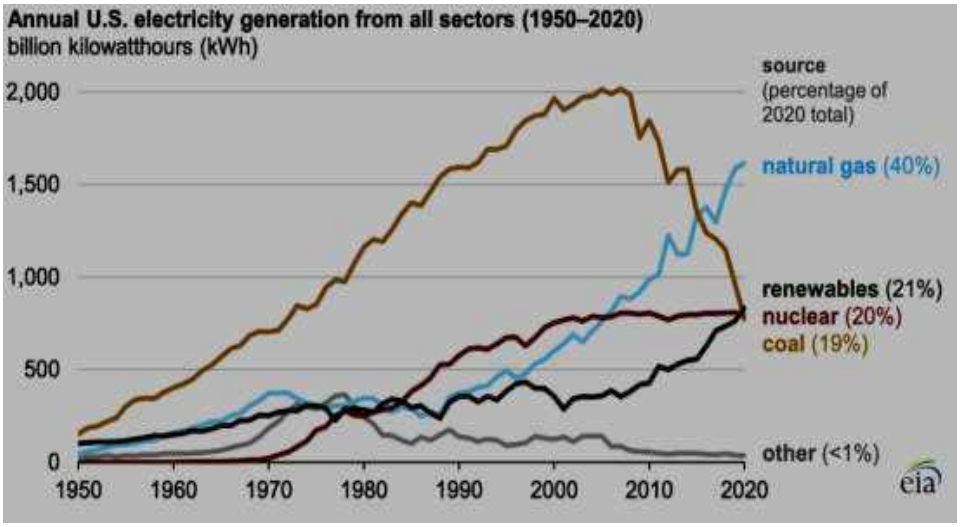
ＥＩＡによると、太陽光と風力を合わせた発電量は、２４年に６８８０億キロ・ワット時となり、２３年から約１６％増える見込みだ。太陽光発電設備が２３年中に２３ギガ・ワット、２４年は３７ギガ・ワット分設置されるとしている。石炭による発電量は、２３年の６６９０億キロ・ワット時から２４年には約５９９０億キロ・ワット時へと減少する。米国内で石炭火力発電所の閉鎖が続いていることが背景にある。

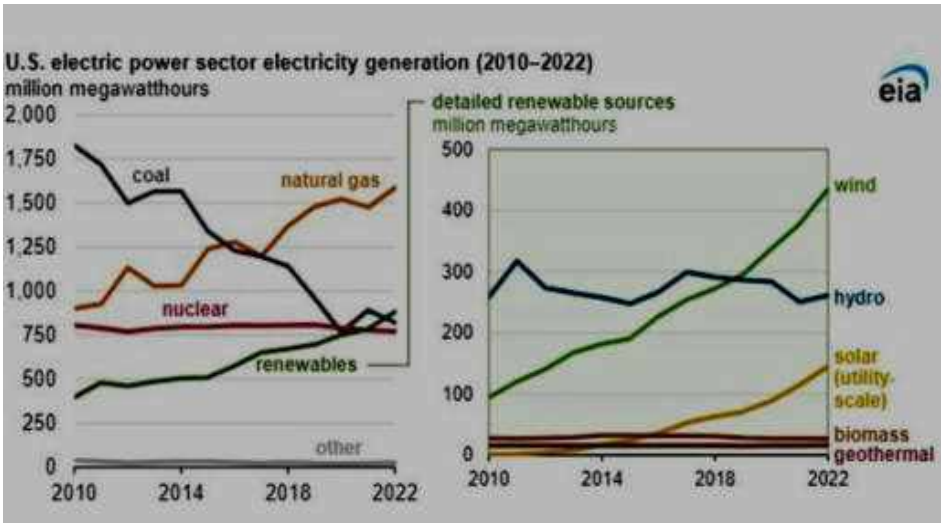
米カリフォルニア州に設置されたソーラーパネル＝ロイター

バイデン政権は、気候変動対策に３６９０億ドル（約５４兆円）を投じるインフレ（物価上昇）抑制法の税額控除などを通じて再エネの拡大に取り組んでいる。

参考図　石炭での発電量を減らす代わりに再生可能エネルギーの割合を増やしていますが、全然足りず。

米国エネルギー情報局(米国エネルギー庁のサブ組織)によりますと天然ガスの使用量がまだまだ増えそうです。

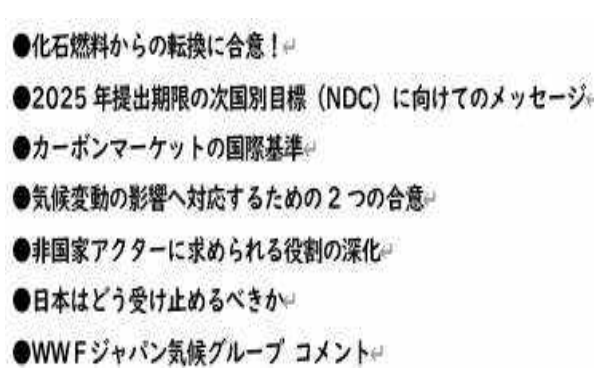




4. WWFジャパン　COP28 結果報告　　2023/12/14

https://www.wwf.or.jp/activities/activity/5497.html

長文の報告書ですが、私にとっては COP28 で具体的にどんな内容の検討を知る貴重な報告です



世界の 200 近い国々が協力して脱炭素化に取り組むことを約束したパリ協定。この実施や追加ルールを議論する国連気候変動枠組条約締約国会議（COP28）が、アラブ首長国連邦（UAE）ドバイにて、2023 年 11 月 30 日～12 月 13 日に開催されました。 COP28 は初日に、長年の課題であった、気候変動による「損失と損害」を救済していく基金の運用化に合意して幸先の良いスタートを切るも、その後の交渉は難航し、会期を延長して合意にたどり着きました。直接的な化石燃料の段階的廃止の言葉は入らなかったものの、2050 年ネットゼロを達成するべくエネルギーシステムにおいて化石燃料から転換していくことに合意して終了しました。

化石燃料からの転換に合意！

世界有数の産油国アラブ首長国連邦で開催された COP28 で最も注目されたのは、パリ協定史上初めて温暖化を進める最大要因としての化石燃料の廃止に合意できるかどうかでした。
交渉は難航しましたが、結果として会期を一日延長し、化石燃料を名指して、エネルギーシステムにおいて転換していくことに合意しました。
「2050 年までにネット・ゼロ（温暖化ガス排出実質ゼロ）を達成するために、公正で秩序だって衡平な方法で、エネルギー・システムにおいて化石燃料を転換していく、この重要な 10 年にその行動を加速させる」と明記しました。
激しい交渉の末に合意された文章なので、回りくどい表現にはなっていますが、2050 年までにいわゆる脱化石燃料を実現させ、特に 1.5 度に気温上昇を抑えるために必須である 2030 年頃までのこの 10 年間に行動を加速させる、という文言です。
実はこの最終合意に至るまでに議長案は二回出されているのですが、当初の案では「化石燃料の段階的廃止」という明確な表現が入っていました。ところが会議終盤に出された 2 回目の案では、著しく弱められて、化石燃料の段階的廃止という言葉はすべて消えて、各国が化石燃料の消費と生産を削減することを含めて自由に選べるようなテキストになってしまいました。
この 2 回目のテキスト案には、欧州連合を始め、小島嶼国連合や先進的なラテンアメリカ諸国連合が大きく反発し、小島嶼国の代表は、「これでは死刑執行書だ」と涙ながらに語りました。交渉は夜を徹して行われ、会期も延長された翌日の朝に出てきた最終案では、2050 年までに化石燃料から転換していくとなっており、これで最終合意となったのです。
2021 年のイギリス COP26 で、初めて石炭火力からの段階的削減に合意されましたが、昨年のエジプト COP27 では、それ以上の進展はありませんでした。今回の COP28 では、パリ協定が合意された 2015 年には考えられなかった化石燃料を名指ししての削減に合意されたことは、歴史的転換点と言っても過言ではありません。
COP28 の合意では、太陽光や風力といった再生エネを 30 年までに現状の 3 倍に拡大させる目標や、エネルギー効率改善を倍増させることも明記されました。約 200 ヶ国が参加するパリ協定の COP28 の成果文書に入ったことで、化石燃料から再生エネルギーへの転換はさらに加速することが見込まれます。
当初は世界有数の産油国であるアラブ首長国連邦がホストとなる COP28 において、果たして脱化石燃料へ向けて合意できるのか危ぶまれていましたが、アル・ジャベール議長は最大の成果としてこのエネルギーの合意を誇っていました。名実ともにエネルギーCOP となった COP28 は、弱いながらも化石燃料からの転換を象徴する成果を上げたと言えます。

2025 年提出期限の次国別目標（NDC）に向けてのメッセージ

2015 年にパリ協定が策定された当時から、このままの各国の取り組みでは、最終目標である「世界の気温上昇を 1.5

度に抑える」ことには届かないと分かっていました。
このため、パリ協定は、一方では、5 年ごとに世界全体の取り組み進捗を評価し、もう一方ではそれを踏まえた各国の削減目標等を 5 年ごとに提出しなおさせるという 2 つの 5 年サイクルを設けることで、不断の改善を各国に促す仕組みを組み込んでいます。
このうちの前者、「5 年ごとの世界全体での取り組み進捗評価」が「グローバル・ストックテイク」と呼ばれ、今回の COP28 で、その最初の結論を出すことになっていました。
実は、前述した「化石燃料の段階的廃止」もこの文脈で議論がされたのですが、グローバル・ストックテイクの結論としての決定には、もう一つ大事な箇所がありました。
それは、次の各国の削減目標（2025 年が提出期限）に向けたメッセージです。WWF が重視していたポイントとして以下の 2 つがあります。
一つは、2023 年 4 月に発表された IPCC 第 6 次評価報告書（AR6）で示された、世界全体で必要な削減水準がしっかり書き込まれること。特に、気温上昇を 1.5 度に抑えるためには、「2035 年までに GHG 排出量を 2019 年比で 60%削減が必要」という点です。
もう一つは、その知見を、各国がそれぞれの次の削減目標にしっかりと反映させることを促す、なるべく強い表現が盛り込まれること。パリ協定における各国の削減目標は、NDC（国ごとに決定する貢献）と呼ばれる文書に書き込んで提出することになっており、これはその名の通り、各国が自分たちで決めます。このため、各国に特定の目標水準を強制することはできません。それでも、各国が上記の「必要な削減水準」をしっかりと考慮することを、どれだけ強く言えるかが問われていました。
交渉の中盤から、過去の決定以上に強い表現は案からはもれてしまい、新しい決定にはなりませんでしたが、それでも、2035 年に世界全体で必要な削減水準である 60%への言及は入り、かつ、各国の次回の削減目標を含む NDC 提出時に、どのようにグローバル・ストックテイクからの結果を考慮したかの説明が必要ということが、特だしで言及されました。合意文書の片隅に見られる小さな文言ですが、日本も含めた各国にとって大事な一歩となりました。
カーボンマーケットの国際基準
パリ協定 6 条は、いわゆる国際的なカーボンマーケットのルールを決める条項です。6 条 2 項は、二国間などの分散型のカーボン取引、そして 6 条 4 項は、京都議定書時代のクリーン開発メカニズム（CDM）の跡を継ぐもので、国連主導型のカーボンメカニズム、さらに 6 条 8 項は、非市場型のメカニズムのルールを決めるものです。
今回注目されたのは、6 条 4 項において、大気中から温室効果ガスを除去するいわゆる除去クレジットの取り扱いです。6 条 4 項監督委員会が一年かかって検討した結果が提案として提出されましたが、結論から言うと、6 条 2 項、4 項、8 項のすべてにおいて、結論は出されず、先送りされて終了しました。
クレジット取引は民間市場が先行していますが、6 条のルール作りの議論は、民間市場においても何をもって品質の良いクレジットとなるのかを理解するのに非常に役立ちます。中でも熱帯雨林減少防止などの排出回避系は、6 条 2 項においても 4 項においても国際議論の中では否定的です。
こうして 6 条の合意が延期されていく理由の一つに、国際的にクレジットによるオフセットに対する忌避感が挙げられます。まずは 2030 年などに向けた短期目標は、クレジットによるオフセットに頼らず、自らきちんと半減させていくことが求められます。

気候変動の影響へ対応するための 2 つの合意

今回の COP28 会期序盤での最大のサプライズは、なんと言っても、気候変動影響からの「損失と損害」を防ぎ、救済するための基金を運用していくことについて、会議初日に合意が成立したことでした。
気候変動からの悪影響に特に脆弱な途上国を支援する「損失と損害」基金の設立は、前回の COP27 での大きな成果の一つでした。今回の会議ではそれを運用化していくための詳細事項の合意が期待されていました。どの機関がこの基金を管理するのか、誰がお金を拠出するのか、様々な論点についての交渉が特別な委員会で 1 年間継続され、今回の会議でも交渉が難航すると思われていましたが、会議初日に合意が成立し、そのおかげで他の重要議題により議論を集中できる余地が生まれたことは大きな効果でした。
議長国の UAE やドイツが、それぞれ 1 億ドルという巨額の金額拠出を表明（日本は 1000 万ドルを表明）したことを

踏まえると、おそらく会期前から相当な政治的な駆け引きがあったものと思われます。最も大きな被害を受ける人々への支援に向けて、貴重な一歩となりました。

もう一つ、気候変動からの悪影響を抑えるための取り組みとして、今回の COP28 で決めなければならなかった議題として、「適応のグローバル目標に関する枠組み（フレームワーク）」というものがあります。

適応は、気候変動の原因である CO2 排出量を減らすための「緩和」対策に対し、気候変動の影響に備えて、抑えていくための対策として大事な分野です。気温上昇や降雨量増加、干ばつなどを見込んだ災害・防災計画から、感染症拡大防止対策、農業における作付時期変更や高温耐性の強いものを育てることなど、幅広い「適応」対策が存在します。

しかし、CO2 排出削減などの「緩和」対策と比較すると、注目度という点では劣っていたのは確かです。顕在化してしまっている気候変動影響を前に、世界的な目標を設定し、その中で各国が協働して取り組み体制を改めて整備することで、取り組みを強化していこうというのが今回の「適応のグローバル目標に関する枠組み」の合意という議題でした。

この議題では、目標の設定方法について各国の意見の食い違いがあった他、資金支援についての項目を入れたかった途上国と、それを警戒した先進国の間での対立が最後まで尾を引きました。

延長日まで難航した交渉の結果、成立した同「枠組み」は、それでも、水資源・水災害、食料・農業、健康、生態系・生物多様性、インフラ、貧困、遺産保護などの分野別の 2030 年までの目標を設定しました。また、適当対策の段階ごと（脆弱性の評価から始まって、計画・実行・モニタリングまで）の 2030 年目標も設定しました。今後 2 年間でこれらの目標をどのように計測していくかを検討する作業計画の発足も決めました。

しかし、資金支援については、一般的な呼びかけにとどまり、新しい要素は少ない合意となり、途上国からは不満の声も聞こえました。

非国家アクターに求められる役割の深化

交渉の外では、昨年をはるかに超える多くの企業、自治体、大学や研究機関、若者団体、先住民族、NPO/NGO など、いわゆる「非国家アクター」とよばれる組織や団体が存在感を発揮していました。

グローバル・ストックテイクの成果が、これから各国において策定される次期 NDC をより高い野心に導く強いメッセージとなるよう、政府間交渉にできるだけ大きくポジティブな影響を与えるためです。

■　12 月 1 日から 2 日にかけて、COP 議長国による公式プログラムとしては初めて、地域気候行動サミットが開催されました。

自治体の首長をはじめとする都市や地域のリーダーたちを招いて行われたこのサミットは、各国の取り組みを加速するために欠かせない地域との連携、地域が果たせる役割をリーダーたちが議論。このサミットで起ち上げが発表された「高い野心のマルチレベルパートナーシップ連合（CHAMP）」には、日本を含む 63 か国が賛同し、次期 NDC の策定を各国の都市や地域の知見を取り入れながら進めていくことを約束しました。これから 2025 年に向けて、ここで約束されたことを各国がいかに実行に移し、地域とともに高い野心を生み出せるか重要です。

一方では、非国家アクターのネットゼロ実現に向けた取り組みの「質」を追求する動向に深化が見られました。

昨年の COP27 では、グテーレス国連事務総長の呼びかけにより集まったハイレベル専門家グループが、非国家アクターのネットゼロ宣言のあり方に関する提言書を発表。非国家アクターのネットゼロ宣言の「質」がより一層問われるようになっていました。

■　12 月 2 日、ハイレベル専門家グループのメンバー数名と責任投資原則（PRI）や国連環境計画金融イニシアティブ（UNEP-FI）などいくつかの機関が関わり「ネットゼロ政策に関するタスクフォース」の立上げが発表。

このタスクフォースは、提言書の主旨である非国家アクターによるネットゼロ宣言の信頼性と説明責任を確実にしていくため、それに資する政策や規制を推進することを焦点としています。

昨年の提言書が単なる提言に終わらず、非国家アクターのネットゼロ宣言の質を担保する実質的な国際スタンダードとなるよう、タスクフォースは必要な情報や技術的サポートを提供していく役割を担います。さらには政策や規制が非国家アクターの信頼性ある取り組みを加速させるドライバーとなるよう、政策立案者や規制当局との連携も進めていくことが期待されています。

■　また同じく 12 月 2 日、世界首長誓約（GCoM）と世界資源機関（WRI）が、同提言書の内容に基づき、都市や地域向けにより具体的な提言書を発表。

これは自治体がネットゼロ宣言を行い、信頼性と説明責任を担保しながら、その実現に向けた施策を実行していく上での指針となります。
こうした進展により、非国家アクターのネットゼロ宣言や取り組みは、国際的なスタンダードのもとで「質」が追求され、グリーンウォッシュ（見せかけの環境配慮）かどうかの判断はさらに明確になっていくでしょう。
また、脱炭素に必要な政策や規制は、非国家アクターから求めていくものであるという機運も高まっています。各業界団体や政府に対し、1.5 度目標に整合する方針や政策を求める、いわゆるロビイングやアドボカシーを、企業や自治体が自ら積極的に行うことも、非国家アクターがとるべき取り組みの重要な一部として評価されるようになりました。
脱炭素社会の実現に取り組む非営利団体の連合体 We Mean Business は、COP28 に向けて「Fossil To Clean」キャンペーンを開始。キャンペーンの一部として行われた政府に対し化石燃料からの脱却を求める公開書簡には、12 月 3 日時点で、年間収益約 220 兆円に相当する 200 以上の企業が世界中から賛同しています。
■　12 月 5 日には、日本の非国家アクターのネットワーク「気候変動イニシアティブ」に参加する 186 の企業や自治体、団体が、政府に対しカーボンプライシング政策の改善を求める提言書を発表しました。これから企業や自治体などの非国家アクターには、自らの削減の取り組みに加え、それを実現するサポートや変容を求め、政府や業界団体をも説得していくリーダーシップが問われていくことになるでしょう。
このように、COP28 では企業や自治体などの非国家アクターに求められる行動や考え方が急速に深化していることが感じられました。COP28 で得られた成果を、各国における今後の次期 NDC の策定や政策の発展にどのようにつなげていくことができるのか。それは、政府だけでなくあらゆる非国家アクターを含む社会全体がどれだけ気候危機への対策に主体的に行動をしていけるかにかかっています。

日本はどう受け止めるべきか

今回、曲がりなりにも化石燃料からの転換の方向性が国際社会の総意として決まったことを受けて、日本としてもそれに応じた、国内対策および海外への支援対策を実施していかなければなりません。
国内でのカーボンプライシングをはじめとした実効的な脱炭素対策に加え、海外支援においても、
アンモニア発電のような石炭火力延命策から地道な再エネ・省エネへと重点をシフトしていくべきです。
また、今回のグローバル・ストックテイクを受けて、
日本としてもそれを踏まえた次の削減目標を準備していかなければなりません。
2035 年 60%（2019 年比）を最低基準とした削減目標の準備に向けて、早期に国内検討を始めるべきです。

WWF ジャパン気候グループ コメント

小西雅子
「温暖化の最大要因として化石燃料を正面からとらえ、2050 年ネットゼロの達成に向けて化石燃料から再エネなどへ転換していくことに 200 ヶ国が参加するパリ協定において合意したことは、歴史的転換点と言っても過言ではないと思います。もちろんもっと明確に化石燃料廃止を明示した方がベターでしたが、それでも 2015 年にパリ協定が大変な交渉の末に成立した時には、とても脱化石燃料を合意できる日が来るとは想像できなかったので隔世の感があります。化石燃料ではなく再エネこそが主流エネルギー、それが世界の総意です！」
山岸尚之
「今回の COP は、化石燃料から脱却していく方向性を明確に示したという点では大きな転換点と言えます。しかし、それは実施されてこそ。これからは、今回の結果を踏まえて、日本国内でも対策の強化（カーボンプライシングの強化）や野心的な次の削減目標（2035 年 60%削減を最低水準）の準備が必要です。そして、その準備は今から始めなければいけません。」
田中健
「この 2 週間、本当に世界中の多様な人々がそれぞれの立場で数々のメッセージを発信していました。
交渉に影響を及ぼそうとする非国家アクターの勢いは、ますます濃密になったように感じます。まだまだ主流とは言えませんが、企業や自治体が必要な政策や規制を政府に求めたり、業界団体にポジティブな変容を求める行動は、これからますます評価されるものと思われます。2025 年に提出される次期 NDC の策定に向けて、日本でもより多くの非国家アクターが積極的に声をあげていくことを期待しています。」

参考１．　ＣＯＰ２８　温室ガス４３％減必要

３０年まで…「１・５度」目標　大きな隔たり

www.yomiuri.co.jp/science/20231114-OYT1T50167/

温暖化対策の国際的枠組み「パリ協定」では、産業革命前と比べて気温上昇幅を１・５度以内に抑えるのが世界目標で、実現には１９年比４３％の削減が必要だが、大きな隔たりがあることが浮き彫りになった。

３０日にアラブ首長国連邦（ＵＡＥ）で開幕する同条約第２８回締約国会議（ＣＯＰ２８）に向け、事務局が１９５か国・地域の排出削減目標などをまとめた。

排出削減目標を達成した場合でも、今世紀末までに気温が２・５度前後上昇する恐れがあるとした。

国連の「気候変動に関する政府間パネル（ＩＰＣＣ）」が今年３月に公表した報告書によると、１・５度に抑えるには、排出量を３０年までに１９年比で４３％、３５年までに６０％削減しなければならない。

削減が順調に進まなければ、３０年代前半には、１・５度に到達する可能性がある。

参考２．COP28 の「原発３倍宣言は幻想、脱炭素の王道は再エネ」

環境NGOが警鐘ならす 12/13(水) 13:43

https://news.yahoo.co.jp/articles/208284e4538b2293287adc6cdc5f89d1f0f1d4d3

記事のポイント　①環境 NGO が COP28 の「原子力発電３倍の宣言は幻想」と断じた
②一方の「再生可能エネエルギー3 倍」には 120 カ国以上が賛同した
③両者を同等に語るのは気候危機対策のミスリードになると警鐘をならす

環境 NGO3 団体は 12 月 13 日、COP28 の「原子力発電の容量を３倍にする」宣言を受けて会見を開いた。開催地のドバイに滞在するスタッフは「宣言は唐突感が否めず、ほぼ同時になされた再エネ ３ 倍の合意とは比較にならないほど注目度も低い。

両者を同等に語ることは、気候危機対策をミスリードすることになりかねない」と、警鐘をならした。（オルタナ副編集長・長濱慎）

会見を開いたのは、気候ネットワーク、国際環境 NGO 350.org、FoE Japan の３団体で、脱原発を目指すシンクタンク・原子力資料情報室も参加した。

原子力発電の容量を 2050 年までに３倍に増やすという宣言は米国の主導で 12 月２日になされ、日本を含む 22 カ国が賛同した。原子力資料情報室の松久保肇・事務局長は、「原子力が斜陽産業と化した現在、この目標は現実とかけ離れている」と指摘する。

「米国や日本で原発を拡大できる余地はほとんどない。可能性があるとすれば、宣言の賛同国に入っていない中国とインドや、その他の新興国になる。自国で増やせないから他国に輸出しようというのは、無責任極まりない。

原発は計画から導入まで数十年かかり、その間の脱炭素を停滞させるリスクもある」

ドバイに滞在する 350.org の伊与田昌慶・ジャパン・キャンペーナーは、「COP28 では、2030 年までに再生可能エネギーの容量を３倍にする宣言もなされた」として、こう続ける。

「再エネ３倍については、議長国のアラブ首長国連邦が COP28 の議論の中心に位置づけ 120 カ国以上が賛同した。

一方の原発３倍の賛同国は 20 カ国程度に過ぎず、現地でもほとんど注目されていない。

風前の灯火（ともしび）である原子力があたかも盛り上がっているかのように演出したいという、産業界の意図があ

るのではないか」

同じくドバイに滞在する FoE Japan の深草亜悠美・気候変動・エネルギーキャンペーナーは、「元より COP で原子力は注目されていないが、前回あたりから推進派ロビー団体のブースが目立つようになった。

『Nuclear for climate』という T シャツを着てアピールする団体もいる」と話す。

12 月 5 日には、欧州や日本が加盟する OECD 原子力機関が小型モジュール炉（SMR）の導入を加速させるイニシアティブの立ち上げを発表した。続いて 8 日には、原子力の業界団体が立ち上げた「ネットゼロ原子力イニシアティブ」が会場外で会合を開くなど、推進派の動きも目立った。

伊与田キャンペーナーは、「再エネの普及が選択すべき道であることは明白だ。同じ『3 倍』だからといって、再エネと原発の両者を並列に語ることは気候危機対策を誤った方向にミスリードすることになりかねない」と、警鐘をならした。

---

5. 参考 こんな新しい日本の技術も紹介されている

「特殊膜で CO2 だけ回収」世界へ COP28 で日本企業出展

2023 年 12 月 10 日

https://www.nikkei.com/article/DGXZQOUA063QP0W3A201C2000000/

【ドバイ＝田中雅久】アラブ首長国連邦（UAE）のドバイで開催している第 28 回国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP28）の期間中、日本企業が現地で独自の低炭素製品をアピールしている。

気候変動を商機ととらえ、環境負荷の低減につながる新技術を広げようとしている。

京大発スタートアップ、OOYOO（ウーユー、京都市）は特殊な膜を通して排ガスから二酸化炭素（CO2）だけを取り出す装置を出展した。

回収した CO2 を農業ハウスで利用し、農作物の光合成を促すといったことを想定している。

「UAE には石油系会社が多く、CO2 の輸送や貯蔵に関するノウハウがあるのではないか。そういった企業と接点を持ちたい」。同社のラルフ・ニコライ・ナサラさんはドバイ入りした狙いを話す。

日本原子力研究開発機構（JAEA）発のエマルションフローテクノロジーズ（茨城県東海村）はリチウムイオン電池からレアメタルを回収する装置を展示した。

鈴木裕士社長は「電池のリサイクルは世界的な課題で、私たちの技術　ひ知ってほしい」と語る。

大手企業では、AGC が外壁と一体化させた太陽光発電システムを紹介した。屋上にパネルを置きづらい建物でも設置しやすいといった利点がある。

ダイキン工業は消費電力を半減できる家庭用エアコンを出品した。電力使用を抑えられる「インバーター」を搭載することで、していない製品と比べて 50%省エネを可能にしている。国連環境計画（UNEP）は冷房部門の温暖化ガス排出量が何も対策しなければ、2050 年までに 2 倍以上に増えると予測する。

インバーター付きは日本や欧州では普及している。

アジアやアフリカに販路を広げ、環境負荷低減への貢献をめざす

海外の政府関係者らが日本製品の展示会場を訪れている(6 日、ドバイ)

CO2だけを回収するOOYOOの装置（8日、ドバイ）

出展した日本のスタートアップ
つばめBHB
アルバイテック
JEPLAN
OOYOO
アルガルバイオ
エマルションフローテクノロジーズ
WOTA
EFポリマー
アライド・カーボン・ソリューションズ
アークエッジ・スペース

和鉄の道2023　別冊添付資料　2023.4月25日インターネット収録

脱石炭火力・エネルギー転換　2050年CO2排出ゼロに向けての現況

【参考資料】脱炭素社会構築のために　脱石炭火力・エネルギー転換

NHK BS1 スペシャル
「脱炭素へのロードマップ ビジネス界1.5°C目標への挑戦」を視聴して
「日本の現状と世界」視点ほかの内容を転記スライド整理　2023.4.25.

1. 自然エネルギー財団　2035年エネルギーミックスへの提言（第1版）
   自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して　　2023年４月
   https://www.renewableei.org/pdfdownload/activities/REI_2035_Study_JP.pdf
2. 脱炭素を面白く　EnergyShift (energy-shift.com)
   小森武史　洋上風力発電日本の本当のポテンシャルと開発競争の行方は
   https://energy-shift.com/news/c10060d9-4dee-4dac-83f4-979dfb2997b7
3. 欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き　2021年７月
   2040年までに最大45GW洋上風力導入を目指す日本も浮体式に期待
   https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/_icsFiles/afieldfile/2021/07/13/2107t_zhao.pdf
4. No.281　CN実現のカギを握る洋上風力　京大再エネ講座シンポジウム報告①
   https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0281.html
5. ジェトロ (jetro.go.jp) ・分析レポート - 海外ビジネス情報 -
   特殊鋼大手 クリーン水素生産へ（スウェーデン日本）現地日本人社員が奮闘 生産性向上
   https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/2023/0b3c086819df7119.html
6. NHK解説員室　2021年12月15日(水)　土屋敏之解説委員
   COP26"1.5℃目標"へ脱炭素技術への期待と課題
   https://www.nhk.or.jp/kaisetsu-blog/100/458608.html

収録整理　2023.4.25. by Mutsu Nakanishi

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

I. 自然エネルギー財団　2035年エネルギーミックスへの提言（第I版）
自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して　　2023年４月

https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_2035_Study_JP.pdf

2035年エネルギーミックスへの提言（第1版）

自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して

2023年4月

謝辞

本レポートの作成に当たり、内外の専門家、関係企業の皆様にご協力いただきました。また、ブルームバーグ NEF に、貴重なデータ・情報の使用を許可していただきました。ここに感謝の意を表します。

作成担当者

自然エネルギー財団の 2035 エネルギーミックス研究チームが執筆しました。

免責事項

本レポートに記載した情報の正確性については万全を期しておりますが、自然エネルギー財団は本レポートの情報の利用によって利用者等に何らかの損害が発生したとしても、かかる損害については一切の責任を負うものではありません。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義（ソフトバンクグループ代表）を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会を構築することを目的として活動しています。

【目次】

主な内容 1

第１章 二つの危機の克服をめざすエネルギー転換の加速 7

第２章 太陽光発電の導入可能性.....15

第３章 風力発電の導入可能性 28

第４章 非変動型自然エネルギーの導入可能性 43

第１節 バイオエネルギー発電の導入可能性 43
第２節 水力発電の導入可能性 47
第３節 地熱発電の導入可能性 50

第５章 2035 年における電力部門の電源構成.....55

第１節 2035 年の電力需要の見通し 55
第２節 各電源の供給可能量の見通し 61
第３節 脱炭素化電力ミックスの姿.....67

第６章 脱炭素化電力ミックス実現への提案.....69

終わりに 87

（補論）脱炭素電源のコスト比較.....88

主な内容

第１章 二つの危機の克服をめざすエネルギー転換の加速

2022 年の G7 サミットの首脳コミュニケでは、「2035 年までに電力部門の全て、または大部分を脱炭素化する」という目標が合意された。各国の政策、開発動向をみると、フランス以外の 5 か国においては 2035 年に自然エネルギーによって電力の 70%、80%程度を供給すること目標として定めているか、あるいはそうした方向へ施策が進められている。

日本政府が 2023 年 2 月に決定した GX 基本方針は、エネルギー危機前の 2021 年に策定したもので、2030 年度 36～38%という自然エネルギー目標の引き上げをせず、2035 年への電源脱炭素化への言及は全くない。GX 基本方針で岸田政権が力点を置いている原子力発電と「ゼロエミッション火力」は、2030 年代に大きな供給量を見込めず、また持続可能な電源ではない。コスト的にも合理的な選択ではない。

GX 基本方針の内容を検討すれば、2035 年の電源脱炭素化を実現するためには、日本でもコスト低下の進む自然エネルギー電源の導入をいっそう加速する以外にない。自然エネルギーの拡大に失敗すれば、IPCC が提起した 2035 年までの排出削減を実現できない。また化石燃料に依存し電力の排出係数の高い日本は、企業立地に適さない国になってしまう。国の政策の立ち遅れと歪みは深刻だが、一方で日本には本来、豊富な自然エネルギーポテンシャルがあり、企業、自治体、地域ではこの可能性を活かす様々な先進的な取り組みが進んでいる。非国家アクターの動きの加速により国のエネルギー政策を転換させれば、日本でも 2035 年に自然エネルギーによって電力部門の大半の脱炭素化を実現することは十分に可能である。

第２章　太陽光発電の導入可能性

2012 年の FIT 制度導入以降、太陽光発電の導入量は増加し、2021 年度末には 79.2GW となっている。国際水準と比べ割高だった日本での発電コストも低下してきており、2030 年には 5 円/kWh 程度になると推計される。これまでは地上に設置される大型の太陽光発電が導入をけん引してきた。しかし、2035 年にむけて最大の推進力になるのは、建物屋上に設置される太陽光発電である。系統電力よりも太陽光発電による電力が安価になったこと、また軽量、省スペースの太陽光パネルの開発などにより、新築だけでなく既築建築物への導入が進んでいる。適切な規制と誘導策を導入し、こうした傾向を加速することにより、2021 年度末の 31.6GW から 2035 年度末には 159ＧWへと 5 倍にすることが可能である。地上設置型では、農業経営と共存するソーラーシェアリング、耕作放棄地の活用が進んでおり、駐車場、道路・空港・鉄道などインフラ系の土地、水面へ設置も開始されている。これらを合わせ、2021 年度末の 47.6GW から 2035 年度末には 121.2ＧWへと 2.5 倍にすることが可能である。屋上と地上への設置を合計し、2035 年度末には 280.2GW の太陽光発電を導入し、343.7TWh の発電量を見込むことができる。

第３章　風力発電の導入可能性

日本おける風力発電の導入は大きく立ち遅れており、2021 年度末現在で 4.6GW にとどまっている。洋上風力は 135MW にすぎない。この遅れは、電力系統への接続制限、環境

アセスメント手続きの長期化などによるものである。一方、日本は風力発電の大きなポテンシャルを有しており、環境省の調査によれば陸上で264GW、洋上で392GW、合計656GWにのぼる。陸上風力発電では、現在、実施されている環境アセスメント手続き中プロジェクトの設備容量の合計は 29.7GW である。環境保全への配慮などによる規模縮小、中止の程度をアセスメント手続きの段階別に想定し、更に電力系統への接続契約申し込みの状況を検討した結果、各種規制の緩和、環境アセスメントの迅速化により、2035 年時点で 34.4GW の導入が可能となると推計した。

洋上風力では、環境アセスメント手続き中プロジェクトの設備容量合計は、同一海域での重複を除外すると、最大 18.6ＧWとなる。再エネ海域利用法における手続きの状況を踏まえると、2035 年時点では 14.3GW が稼働すると推計される。これに加え、浮体式も含めた新たなプロジェクトの案件形成と促進地域指定を加速することにより、合計 25.4GW まで導入を拡大できる可能性がある。以上により、陸上、洋上を合計した風力発電設備容量は 59.8GW に達し、発電量は 174TWh と推計される。

第 4 章　非変動型自然エネルギーの導入可能性

FIT 制度によりバイオエネルギー発電の導入が進み、2021 年度末時点で 5.6GW が稼働している。FIT 制度以外では、既存の産業用の自家発電に用いられた石炭火力を、排出削減対策として 100%バイオマス発電に転換していくことが想定できる。こうした状況を踏まえ、2035 年度にはバイオエネルギー発電の設備容量は 9.2GW となり、発電量は 85.7TWh になると推計した。

2021 年度末の水力発電（揚水発電を除く）の総設備容量は 22.5GW であり、このうち 30MW 未満の中小水力が 9.8GW となっている。発電量は 77.8TWh である。大規模水力については、発電設備のリプレースなどにより発電量の一定の増加が見込める。中小水力はこれまでの導入傾向を踏まえ、今後２ＧW増加すると推計した。以上により、水力発電の発電量は、2035 年時点での 99.6TWh と予測した。

日本の有する地熱発電のポテンシャルは、世界第 3 位の約 23GW と推計されている。しかし、2021 年度時点で稼働中の設備容量は 0.54GW にすぎず、地熱資源の活用は約 2.3%にとどまっている。地熱開発のリードタイムは現状では 7 年以上を要する。地熱発電の有する大きなポテンシャルを活かすために、開発ルールの明確化などの制度改革により導入を加速し、2035 年度までに設備容量を 1GW 増加させ、年間発電量は 11.5TWh とすることを想定した。

第 5 章　2035 年における電力部門の電源構成

電力需要の見通し

IPCC の提起した 2035 年までの排出削減を実現するためには、供給側での脱炭素化とともに、需要側でエネルギー効率化と電化を徹底して進めていくことが必要である。特に今後はサーキュラーエコノミーへの転換を進めエネルギー消費量を削減することが重要である。電化は電力需要を増加させるが、ヒートポンプ機器に代表されるようにエネルギー効率を高めるので、電力需要の増加を限定的とすることができる。

こうした考え方の下に産業、業務、家庭、運輸部門について、2035 年度の最終エネルギー消費と電力需要を試算した。特に産業部門では排出量の半分近くを占める鉄鋼業において、2035 年までに設備寿命を迎える高炉の 15%が電炉に転換すると見込んだ。運輸部門では、ハイブリッド乗用車を活用する方針からＥＶの推進への政策転換を想定した。業務・家庭部門では、設備更新による効率化、空調・給湯でのヒートポンプの活用、建物の断熱・遮熱性能の向上を見込んだ。こうした対策の推進により、2035 年度において最終エネルギー消費は 2019 年度比で 24%減少し、電力需要は電化の推進を進めても 850TWh となり、2019 年度より 8%削減されると推計された。

各電源の供給可能量の見通し

自然エネルギー発電

第 2 章から第 4 章で推計した各自然エネルギーの導入可能量を合計すると、2035 年度の自然エネルギー発電の発電量は 714.5TWh まで拡大することが可能と想定される。これは、現在の 3 倍を超える電力量であり、2030 年度の政府目標 353TWh の 2 倍以上の水準である。太陽光発電導入量は 2035 年度までに現在の 3.5 倍に増加させることが必要だが、欧州の"REPowerEUPlan"では、2030 年までに 4 倍にすることを目標に掲げている。風力発電は 2035 年までに 13 倍化することになり、太陽光発電よりも急速な拡大が必要である。しかしこれは、現時点の設備容量が 4.6GW にとどまり、洋上風力にいたっては 135MW しかないという立ち遅れの結果である。先行する国々での経験を踏まえ、第 6 章で提起する施策、規制改革に取組むことにより、この高い目標を実現することは十分に可能である。また、コスト低下、技術開発、規制改革の進展により今回の想定を超えた導入を実現できる可能性もある。

原子力発電

GX 基本方針のロードマップでは、2035 年時点での新設原子炉の稼働は想定されていない。2023 年 3 月時点で、日本に 33 基（33GW）ある原子炉のうち、稼働しているのは 10 基（10GW）にとどまっており、この中で 2035 時点での稼働が予定されているのは 2 基のみである。これに新規制基準に合格し稼働予定日が決まっている 2 基を加えても、供給可能な電力は 2035 年度の需要見通しの 2 %にすぎない。仮に、（1）審査中の原子炉が全て審査に合格して再稼働する、（2）60 年運転を申請している原子炉が延長を認められる、（3）建設中の 2 基の原子炉が稼働することを想定すれば、2035 年度に最大 16 基が稼働し 11%程度を供給することになるが、その実現は極めて困難である。この試算では設備利用率 70%を想定しているが、既存原発は老朽化の影響からは免れず、トラブルの頻発により稼働率の低下が予測される。更に既設 14 基の半数 7 基は 2038 年までに運転を終了する。

化石燃料発電

2021 年度末で石炭火力が 50.4GW、天然ガス火力が 79.1GW、石油火力が 22.7GW の化石燃料発電設備がある。発電量の割合では石炭火力が 31%、天然ガス火力が 34.4%、石油・廃棄物火力が 7.4%を占めており、2021 年度の総発電量の 72.8%が化石燃料によるものであった。政府は 2030 年代以降も、アンモニア混焼、CCS の活用などにより石炭火

力発電を継続利用する方針だが、こうした方法での火力発電からの排出削減は、実効性からもコスト面からも妥当な選択ではない。また政府の CCS 戦略は国内で排出された二酸化炭素を、東南アジアなどに輸出し貯留することを目指している。石炭火力発電は 2030 年までに全ての稼働を停止する必要がある。

天然ガス火力発電は 2035 年以降、できるだけ早い時点で自然エネルギー100%を実現しフェーズアウトする必要があるが、それまでの間は自然エネルギーが供給できない部分を供給することになる。79GW の既設設備を運転開始から 40 年で停止し、新設計画があるもののまだ着工していない 2.3GW の建設を中止しても、2035 年時点では約 58GW の天然ガス火力が存在する。これらの発電設備が 70%稼働すると想定すれば、356TWh の供給が可能である。これは先に想定した電力需要の 42%に相当する。

脱炭素化電力ミックスの姿

2035 年に想定される電力需要 850TWh に送電ロス分を加えた供給必要量 890TWh の 80.3%にあたる 714.5TWh を太陽光発電、風力発電を中心とする自然エネルギー電源が供給する。残余の 175.5TWh は天然ガス火力が供給することになる。石炭火力発電は利用を想定しない。原子力発電は 2035 年時点で計算上、最大では 11%程度の電力を供給できる可能性はあるが、持続可能な電源とは評価できないことから、利用を想定していない。

この脱炭素化電力ミックスの実現により、発電部門からの二酸化炭素排出を 2020 年比で 73.2%削減することが可能となる。更に現在と比べ、火力発電に用いる化石燃料の必要量を大幅に減らし、2021 年度の発電用の燃料費 5 兆 3,680 億円を 1 兆 1,590 億円へと 4 兆 2,090 億円削減することができる。電力の 8 割を国内の自然エネルギー資源でまかなうので、エネルギー自給率の向上、エネルギー安全保障の強化に寄与することになる。

第 6 章　脱炭素化電力ミックス実現への提案

(1) エネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギー電力目標を 80%以上に

2035 年時点での電源脱炭素化を実現する第 1 歩として、現在のエネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギーを少なくとも 80%とすることを国のエネルギー政策の根幹に位置付ける必要がある。これにあわせ、太陽光発電、風力発電などの毎年の導入ロードマップを示すことにより、投資の予見性を高めることができる。また、これによって自然エネルギー発電設備を供給する国内のサプライチェーンの形成を促進していく。

政府は、2014 年、東日本大震災と福島第一原子力発電所事故後に初めて改定したエネルギー基本計画で、2030 年自然エネルギー目標を 22－24%という低い水準に設定し、2018 年の改定でも据え置いてしまった。低い導入目標の下で、洋上風力発電の導入の取組は立ち遅れ、建築物への太陽光発電導入を促進する施策にも取り組まれなかった。2035 年を前に、こうした誤りを繰り返してはならない。

(2) 風力発電・太陽光発電導入を大幅に加速する規制改革の実施

日本の風力発電開発は欧米、中国と比べ桁違いに低いレベルにとどまっており、導入の加速は 2035 年の電源脱炭素化を実現するために最も重要な課題である。風力発電の導入

加速化に必要なのは許認可手続きの迅速化、開発影響評価手続きの迅速化、地域との共生に向けたプロセスの改善である。特に許認可手続きの迅速化では、複数の行政庁にまたがる手続きの一元化、発電設備の安全基準に関する審査の短縮化などを進める必要がある。

太陽光発電の導入加速にむけて、東京都と川崎市が先行的に導入した住宅を含む新築建築物への設置義務化を全国に拡大すべきである。また既築建築物については、公共建物への 100%設置を 2035 年までに進めるとともに、軽量型の太陽光発電の普及に取り組むことが必要である。

(3) 所有権分離を中心とする電力システムの再改革

2022 年来、大手電力会社によるカルテル、新電力の顧客情報の漏洩・不正閲覧、経産省の再エネ管理システムの不正閲覧など、独占禁止法や電気事業法に違反する行為が発覚した。大手電力は、旧独占企業として現在でも圧倒的な市場支配力を有し、送配電網を独占的に保有する。送配電事業が中立でなければ、新規参入者が多い自然エネルギー発電事業者にとって、系統接続は困難を来たす。2020 年に実施された送配電事業の法的分離が不十分であることが明らかになった以上は、所有権分離が必要である。資本面でも独立した送配電事業者の下で、自然エネルギーの優先接続・優先給電、広域的で合理的な需給調整、送電網の増強などを加速しなければならない。

(4) 自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網増強の着手

今回示した脱炭素化電力ミックスでは、2035 年の発電量 890TWh の 58%を太陽光発電と風力発電という変動型電源が供給することになる。自然エネルギー財団は 2035 年エネルギーミックスの検討と並行して、自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方についての研究を行い、報告書を公表した。この調査での結果を踏まえて、脱炭素化電力ミックスの実現に必要な送電網整備を検討した結果、北海道と本州間に 4GW の送電網増強が必要と考えられる。現在、国では北海道～東京 TSO（一般送配電事業者）間に 2 GW の系統増強が進められている。送電網の整備には長期間を要するため、2035 年、更には 2050 年にむけて日本の脱炭素化を実現するエネルギーミックスのあり方についての合意を形成し、計画な送電網整備に着手することが必要である。

(5) 世界の脱炭素投資を日本に呼びこむカーボンプライシングの早期導入

GX 基本方針が打ち出したカーボンプライシング構想は、参加したくない企業は参加しなくていという自主的制度である。義務的な制度に移行し排出枠の有償オークションを開始するのは 10 年後の 2033 年度からであり、それも対象を発電事業者だけに限定している。炭素価格の水準は IEA が先進国に求められる 2030 年 130 ドルの 10 分の 1 程度の低水準になる。また、カーボンプライシングによる収入を償還財源として発行される GX 移行債は、グレー水素、グレーアンモニアの開発・利用も対象に含まれることになる。世界の脱炭素投資を日本によびこみエネルギー転換を実現するためには、世界標準のカーボンプライシングを早急に導入し、排出削減に実効性のある炭素価格を実現しなければならない。

(6) コーポレート PPA の加速

RE100 の加盟企業の国別の自然エネルギー電力利用率を比較すると、米国が 68%、英国が 99%、ドイツが 85%であるのに対し、日本では 15%に過ぎない。その要因の第 1 は、日本では国全体の電力に占める自然エネルギーの比率が低いことであるが、第 2 はコーポレート PPA の活用の遅れである。日本でもコーポレート PPA は増加しているが発電量の規模は小さく、合計しても全世界の契約量の 1%にも満たない。今後さらに契約量を飛躍的に増やすためには、税控除など経済的インセンティブを与え、企業の取組を加速させることが必要である。

(7) 自然エネルギー開発における自治体の責務と実行力の強化

自治体の最も根源的な責務は、住民の安全、生命、財産を守ることにある。気候危機がこれを脅かしている今、温室効果ガスを削減することは国の責務であるとともに自治体の責務であり、エネルギー効率化とともに、そのための最も重要な手段である自然エネルギーの拡大は、自治体が担うべき責務ともなっているのではないか。東京都と川崎市が相次いで制定した住宅メーカーに対する新築住宅への太陽光発電設置義務条例は、気候危機・エネルギー危機に対し、地方自治体が果たすべき役割を率先して認識したものである。また、自治体が自然エネルギー拡大にむけて大きな役割を果たせるようにするためには、責務の強化にあわせ、財政基盤の強化、人材の確保を含め実行力を強化することが不可欠である。

終わりに

2035 年に自然エネルギーで日本の電力の少なくとも 80%以上を供給することは、IPCC が第 6 次統合報告書で提起した 2019 年比で 2035 年までに CO_2 を 65%削減するという目標に照らせば、日本が最小限、目指さなければならない水準である。いま必要なのは、日本はいつまでも化石燃料と原子力発電に依存し続けなければならない、という固定観念から完全に脱却することである。電力、そしてエネルギーの殆どを国産の自然エネルギーで担う、脱炭素で持続可能な新しい世界に適合したエネルギーシステムへの転換に踏み出すことである。

第１章　二つの危機の克服をめざすエネルギー転換の加速

深刻さを増す気候危機を目の当たりにし、パリ協定の成立、IPCC の 1.5℃特別報告書の公表以降、国際社会は経済社会の脱炭素化に向けた取り組みを加速させてきた。こうした中で、2022 年 2 月、ロシアによるウクライナ侵略が開始され、国際的にエネルギー危機と呼ばれる状況が起きている。

気候危機とエネルギー危機が同時に進行する状況に対し、2022 年 5 月、EU は REPowerEU Plan を策定し、米国は 8 月に「インフレ抑制法（IRA）」を成立させた。この二つの政策は、ともに自らの域内での自然エネルギー開発を加速し、これによって気候危機とエネルギー危機の克服をめざすという点で共通している。エネルギー危機が自然エネルギー開発を加速しているのは、欧州と米国だけに限ったことではない。2022 年末に公表された国際エネルギー機関（IEA）の報告書[1]は、「ロシアのウクライナ侵略によって引き起こされた、最初の本格的な国際的エネルギー危機は、自然エネルギーへの前例のないモメンタムの口火を切った」と評し、中国、インドも含め世界全体での今後 5 年間の自然エネルギー導入量が 1 年前の見通しを 30%以上、上回ったと予測している。

このように世界が自然エネルギー開発を加速している中で、岸田政権が 2023 年 2 月に閣議決定した「GX 実現に向けた基本方針（以下、GX 基本方針）」は、「再生可能エネルギーの主力電源化」を掲げながら、エネルギー危機前に策定したエネルギー基本計画の 2030 年目標の堅持にとどまっている。

エネルギー危機と気候危機という二つの危機の克服に日本が貢献し、また、この国自体の未来を切り開くためには、GX 基本方針の歪みを正し、限界を乗り越える政策転換が必要である。同時に日本の企業、自治体には、政府の政策転換を待つのではなく、自らの行動でエネルギー転換を現場から実現していくことが求められている。

1. 自然エネルギーによる電源脱炭素化を加速する世界

REPowerEUPlan

欧州各国の中では、ロシアからの原油輸入・ガス輸入の急速な削減をめざすために、当面のエネルギー不足を乗り切る方策として、一時的に石炭火力の復活を許容する動きはある。しかし、2020 年代後半、2030 年をめざす基本戦略は、地域的に偏在し、供給の不安定さ、価格の乱高下から免れない化石燃料への依存から脱却するため、エネルギー効率化と、より安定的に、より安価に供給できる自然エネルギーへの転換を加速するというものである。

REPowerEUPlan は、「欧州のエネルギーシステムを変える二つの緊急性」として、「(1)ロシアの化石燃料への依存を終了させる、(2)気候危機に挑む」を掲げ、そのために自然エネルギーの導入加速をめざすとして、2030 年目標を 40%から 45%へ引き上げた。ここで注意すべきは、この目標が電力だけでなく、自動車や工場の燃料、熱需要も含め全てのエネルギー利用における自然エネルギーの目標だという点である。EU では、電力だけの目

[1] IEA ”Renewables 2022”（2022 年 12 月）

標は決めていないが、45%目標が実現されると、電力では69%が自然エネルギーになると示されている[2]。自然エネルギーの中では、太陽光発電の導入量を2025年までに2020年の倍以上の320GWへと拡大し、2030 年までには 600GW[3] にすることが提起された。そのための具体的な政策の一つとしては、住宅含め、新築建築物への太陽光発電義務化が提案された。2030年までに導入総量の半分以上が屋上設置になるとしている。

「インフレ抑制法（IRA）」の衝撃

2022年8月に成立した米国のインフレ抑制法（IRA）が米国と世界のエネルギー供給体制に与える大きさは、"REPowerEUPlan"をしのぐと言えそうだ。「インフレ抑制」という呼称とは異なり、この法律は2030年代までにわたり、長期間、米国のエネルギー供給、産業構造を脱炭素型に変え、米国国内での雇用と生産基盤を強化することを目指すものだ。バイデン大統領は上院での可決に際して発表した声明で、「IRA は気候危機に立ち向かうとともに、太陽光パネル、風力タービン、電気自動車を米国内で米国の労働者が生産する雇用を生み出し、米国のエネルギー安全保障を強化する」とその狙いを明らかにしている。

IRAは今後10年間に3690億ドルの財政支援を税控除などの形で行うものであり、脱炭素電源には1603億ドルが投入される。自然エネルギー電源には4割にあたる650億ドルが配分される。太陽光発電、風力発電、原子力発電（SMR：Small Modular Reactor）などの新規電源開発に与えるIRA税控除の影響を分析したボストンコンサルティンググループのレポート[4]によれば、kWhあたりの発電コスト（LCOE）は陸上風力が1.5セント、太陽光発電が2.4セント、洋上風力発電が5.0セントとなる。これに対しSMRが7.9セントとされている。またS&P グローバルのレポート[5]では、IRAの税控除を受け、太陽光発電と陸上風力の発電コストは既存の石炭火力、ガス火力を下回り（あるいは現状でも既に下回っているものが、更に安価になり）、洋上風力発電も石炭・ガス発電と同等になることが示されている。

IRAでは他に2025年以降に適用される「技術中立型」と分類される財政支援620億ドルが配分されている。原子力発電やCCS付き火力発電も財政支援の対象となってはいるが、これらのレポートの分析が示すように、自然エネルギー電源の価格競争力は他の脱炭素電源をしのいでおり、実際の電力市場では太陽光発電、風力発電が優先的に選択されていくと見られている。この場合、上述の650億ドルとあわせ全体の8割程度が自然エネルギー電源の開発促進に用いられることになる。

G7の合意

2022年のG7サミットの首脳コミュニケでは、「2035年までに電力部門の全て、または大部分を脱炭素化する（we commit to achieving a fully or predominantly decarbonised power sector by 2035.）」という目標が合意された。脱炭素社会の実現にむけては、まず電

---

2 EUROPEAN COMMISSION “COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPLEMENTING THE REPOWER EU ACTION PLAN: INVESTMENT NEEDS, HYDROGEN ACCELERATOR AND ACHIEVING THE BIO-METHANE TARGETS”（2022年5月）

3 いずれもAC定格。AC定格とDC定格については、P16を参照のこと。

4 B oston Consulting Group “US Inflation Reduction Act: Climate & Energy Features and Potential Implications”（2022年8月）

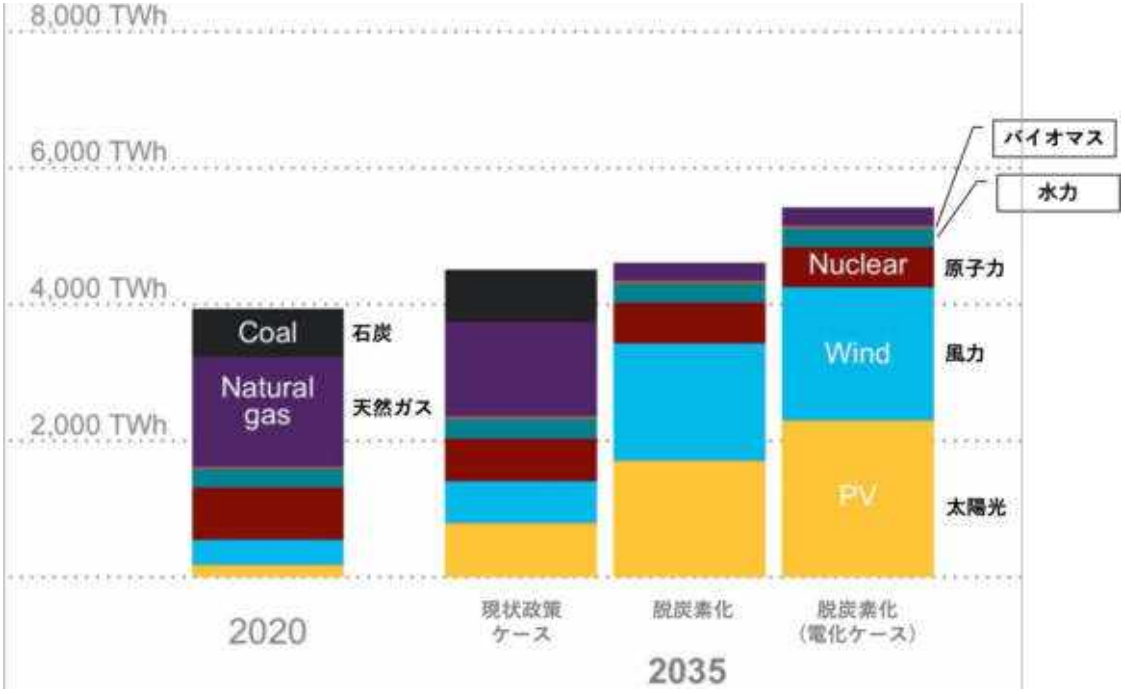
5 S&P Global “Global Power and Renewables Insight”（2022年8月16日）

力の脱炭素化を先行して進めることが必要だという事が世界の共通理解となっているからだ。

実際、他の G7 加盟国の自然エネルギーに関する目標や実際の開発動向を見れば、ドイツが 2030 年に少なくとも 80%、イタリアが 2030 年 70-72%という導入目標を掲げ、カナダは現時点で既に 76%を供給している。英国は 2035 年脱炭素化をどのような電源で行うか明確にしていないが、洋上風力発電開発が大規模に進む一方で、現在 11 基稼働している原子炉のうち 10 基は 2028 年までに廃止の予定である。2 基の原子炉建設を進める新設プロジェクトは、既に予定より遅れている。政府の諮問機関である気候変動委員会の報告書では、2035 年に風力発電と太陽光発電が 70%を供給すると見込んでいる[6]。

米国でもバイデン政権が掲げる 2035 年までの全電源脱炭素化をどのような電源構成で達成するか決定された目標はないが、エネルギー省が 2021 年に公表した研究では、これまでの実績をもとに、2035 年の電力のうち 80%以上が自然エネルギーになる二つのシナリオを公表している[7]。

図 1-1：米国の自然エネルギー発電量の予測（2035 年）



出典）米国エネルギー省 ”Solar Futures Study”（2021 年 9 月）

結局、フランス以外の 5 か国においては 2035 年に自然エネルギーによって電力の 70%、80%程度を供給すること目標として定めているか、あるいはそうした方向へ施策が進められていることになる。フランスは 2022 年時点で原子力発電(62%)と自然エネルギー発電

[6] the Climate Change Committee “Delivering a reliable decarbonised power system”（2023 年 3 月）
[7] United States Department of Energy “Solar Futures Study”（2021 年 9 月）

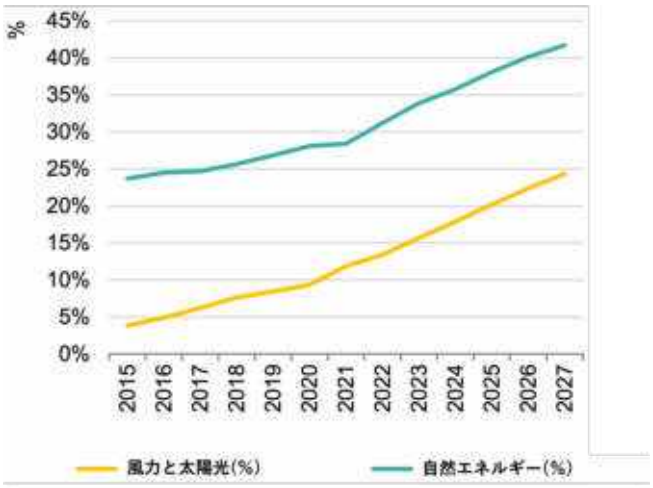
(26%)を合わせ、脱炭素電源が 88%を占めている[8]。2022 年の G7 サミットの合意は、こうした各国の目標・実績を踏まえてなされたものであることがわかる。日本政府は、「大部分を脱炭素化」という表現を 51%以上と解釈している[9]が、他国の状況をみれば、全く苦しい説明である。

中国

欧米と同等、あるいはそれ以上に、自然エネルギー開発を加速させているのは中国である。2022 年 6 月に公表された「再生可能エネルギー十四次五か年計画」では、電力消費に占める割合を 2020 年の 28.8%から 2025 年には 33%へと高めることを目標として掲げている。自然エネルギー電源の 2030 年目標は別の文書[10]で示されており、太陽光発電と風力発電の合計で 1200GW とされている。2022 年時点では、太陽光発電が 390GW、風力発電が 365GW であり、合計 755GW であるから、今後 8 年間で 1.6 倍程度に増加させることになる。

五か年計画目標は意欲的なものだが、前述の IEA の報告書は中国における自然エネルギー導入の速度は更に早いと予測している。太陽光と風力の 2030 年目標 1200GW は 5 年前倒しで達成されると見込み、発電量に占める自然エネルギーの割合は図 1 -2 に示すように 2027 年時点で 40%を超えると見込んでいる。実際にも、自然エネルギー電力の発電割合は 2022 年で既に 31.6%に達している[11]。

図 1 -2：中国の自然エネルギー発電量割合（2015―2027 年）



出典　IEA”Renewables 2022” Figure1.11

---

[8] フランスの 2030 年自然エネルギー目標は 40%であり、2050 年カーボンニュートラル達成に向け、原子力とともに自然エネルギーを推進する。自然エネルギーの導入を加速させる法案を 2023 年 3 月に採択した。ロマン・ジスラー「日本政府が伝えない、欧州の原子力発電の現実」(2023 年 4 月 4 日)

[9] 「何割がプリドミナントリーかというのは、必ずしも決まった定義はないのでしょうが、少なくとも半分以上というところでもって、よしと。」(2022 年 5 月 31 日山口環境大臣記者会見)

[10]「2030 年前碳达峰行动方案的通知」
http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm
http://www.news.cn/english/2021-10/27/c_1310270985.htm（英語版）

[11] 中国国家能源局発表。http://www.gov.cn/xinwen/2023-02/14/content_5741481.htm

2. 日本の GX 戦略の危うさ

欧州、米国、中国が 2022 年に二つの危機の進行を背景にそれぞれのエネルギー戦略を策定したことに対し、日本政府は 2023 年 2 月 GX 基本方針を閣議決定した。GX 基本方針は 2021 年策定のエネルギー基本計画が掲げた「再生可能エネルギーの主力電源化」を継承し、いくつかの前向きな記述はあるものの、導入目標に関しては 2030 年度 36〜38%という目標から一歩も出ていない。G 7 が 2022 年に合意した 2035 年への電源脱炭素化への言及は全くない。

GX 基本方針、およびこれを受けた一連の法整備の中で、岸田政権が最も力点を置いているように見えるのは、原子力発電の活用である。GX 基本方針では、原子力発電を「脱炭素効果の高い電源」として「最大限活用する」方針を明記し、原子力基本法の改正案の中では新たに「脱炭素社会の実現」を原子力開発の目的に追加した。東京電力福島第一原子力発電所事故以降、封印してきた原子炉新設の方針を突如打ち出し、既存原発については「原則 40 年、延長 20 年」というこれまでのルールを国民的議論や国会の審議もないまま唐突に改め、「一定の停止期間に限り、追加的な延長を認める」という方針を打ち出した。

新増設については「次世代革新炉」の開発を喧伝するが、あげられている 5 つの技術の中で唯一、商用炉の実現をめざすとする「革新軽水炉」についても、GX 基本方針のロードマップでは製作・建設に着手するのは 2030 年代に入って何年後かになることが示されている。「廃炉を決定した原発敷地内での建て替え」という方針も考慮すれば、2030 年代はおろか 2040 年代の実現も見通せない。

既存原発の再稼働は岸田政権の目論見どおりに進んだとしても、2030 年度に電力の 20〜22%を供給するという目標には到達しようがない。安全審査への電力会社の対応の遅れ、繰り返えされる電力会社の不祥事、地元自治体の同意の困難、訴訟リスクなどを勘案すれば、2030 年度でも 2035 年度時点でも原子力発電による電力供給量はたかだか 10%程度にとどまるだろう。岸田政権がめざす運転期間の延長については、ルールを変えても実現の見通しが立ったとは言えない。世界ではこれまで 60 年を超えて運転されている原子炉はなく、閉鎖された原子炉の平均運転期間は 28 年である。

結局、原子力発電は日本の脱炭素化の主要な担い手になりうるものではない。

石炭火力を延命する政府の「ゼロエミッション火力」

岸田政権が脱炭素電源のもう一つのオプションとして売り込みに躍起となっている「ゼロエミッション火力」と称する発電である。グリーン水素を燃料とする発電が太陽光発電・風力発電が圧倒的に多くの電力を供給する段階で、調整的な電力として一定の役割を果たすことはありうる。しかし、政府が重点的に推進しているのは、こうした本来のあり方とは全く異なり、石炭火力の中でアンモニアを混焼させる発電である。

石炭火力へのアンモニア混焼発電は、生産段階での CO_2 排出を抑えたグリーンあるいはブルーアンモニアを使い、2030 年代への本格運用が目指されている 50%混焼が実現したとしても、その二酸化炭素排出量は既存の天然ガス火力発電を上回る。2035 年までに電力部門を少なくとも大部分は脱炭素化しようとするときに、まさに同じ時期から天然ガス火

力を上回る CO_2 を排出する石炭アンモニア混焼発電を開始しようとする計画は、合理的なものとは言えない[12]。日本政府と電力会社はこの石炭アンモニア混焼発電を東南アジアに展開することを目指しているが、すでに現地の環境 NGO などから、日本の試みが東南アジアの脱炭素化を妨げるものだという批判が始まっている[13]。

「ゼロエミッション火力」のもう一つの担い手とされる、CCS 付き火力発電にいたっては、GX ロードマップでも「2030 年までの CCS 事業の開始(CO_2 の圧入）に向けた事業環境整備」と記載されるだけで、いったいいつから火力発電での実用段階の稼働を目標とするのか、何の記述もない。そもそも CCS 付き火力発電は 1970 年代から開発がすすめられたが、現在、世界で稼働しているのはカナダの 11.5 万 kW の小型発電所、バウンダリーダム発電所だけしかない。その CO_2 回収実績は排出量の 6 割程度にとどまっており、脱炭素電源と評価できるものではない[14]。

日本での CCS 活用で更に問題なのは、貯留場所が国内では確保されていないという点である。2021 年のエネルギー基本計画策定時に政府の審議会に提出された資料では、日本国内で貯留できない CO_2 を毎年 2 億 3500 万トンから 2 億 8200 万トンも海外に輸出するというシナリオが示されている[15]。2023 年 3 月に策定された政府の「CCS 長期ロードマップ検討会最終とりまとめ」でも、「有望な海外の貯留ポテンシャルの活用は有力な選択肢の一つとなる」「国内外で CCS プロジェクトの立ち上がりが不十分である現状では貯留先の国内外での比率は決められず、あらゆる選択を追求する。」「日本からの CO_2 輸出を前提とした具体的な交渉を複数国と開始」と明記されている。CO_2 の輸出先として想定されているのは、岸田政権が「アジアゼロエミッション共同体」構想で対象としている東南アジア諸国である。これがアジアの脱炭素化をリードしようとする日本の政策としてまっとうなものなのだろうか。

3. 日本でも 2035 年に自然エネルギーによる電力部門の脱炭素化を

GX 基本方針の内容を検討すれば、いっそう明らかになるのは 2030 年までの CO_2 大幅削減、G7 が合意した 2035 年の電源脱炭素化を日本で実現するためには、既に実用段階にあり、日本でもコスト低下の進む自然エネルギー電源の導入をいっそう加速する以外にない、という自明の結論である。

2011 年に福島第一原子力発電所事故を経験し、また、長年にわたって海外からの化石燃料に依存せざるを得なかった日本は、まっさきに自然エネルギーへのエネルギー転換の流れを活かし、脱炭素・脱化石燃料の国際的なリーダーとしての役割を果たすべきであったが、国の政策は古いエネルギー供給体制の維持に固執するものだった。

---

[12] 石炭アンモニア混焼発電は発電コストが高くなり経済的にも合理的な選択ではない。この点については補論で詳述する。

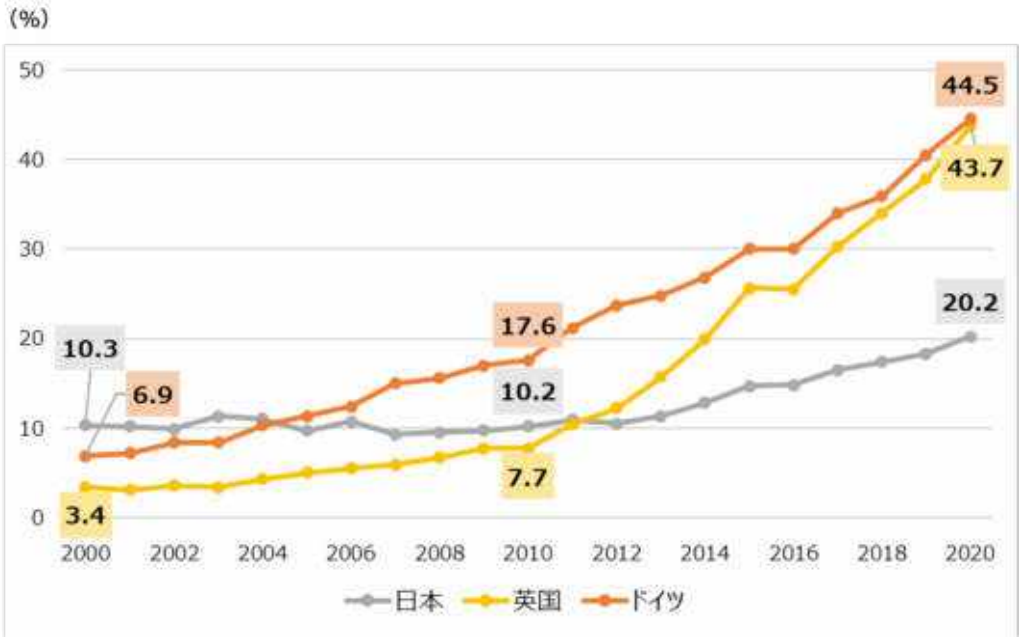
[13] 例えば Dwi Sawung and Gerry Arances ” Japan’s ‘green transformation’ would derail the energy transition in Asia”（2023 年 3 月 2 日）

[14] CCS 火力の問題点については自然エネルギー財団「CCS 火力発電政策の隘路とリスク」（2022 年 4 月 14 日）参照

[15] 地球環境産業技術研究機構「2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告)」（2021 年 5 月 13 日）

国の政策の誤りは、この間に同じ先進工業国のドイツが、また同じ島国の英国が過去 20 年間で電力供給に占める自然エネルギーの割合をわずか数パーセントから 40 数パーセントへと 40 ポイントも増加させたのに対し、日本では 10%から 20%余へ 10 ポイントしか増やしていないという事実に、最も端的にあらわされている。

図 1-3：日本・英国・ドイツにおける自然エネルギー電力のシェア（2000～2020 年）



出典：Enerdata "World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2021"より自然エネルギー財団作成

現時点で自然エネルギー電力が 20%余しかなく、原子力発電も実際に大きな供給力を見込むことのできない日本が、2035 年に全電源脱炭素化という目標に近づくのは容易なことではない。しかし、この目標を不可能として切り捨てるのは、気候危機への世界の挑戦に背を向けることである。気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の第 6 次統合報告書は、1.5℃目標の実現には 2035 年までに 2019 年比で二酸化炭素の 65%削減が必要なことを明らかにしている。

同時に、世界が安価な自然エネルギー電力を中心に脱炭素化を進める中で、日本が化石燃料に依存した高排出で高コストな電力に依存しつつづけ、経済的にも不利な立場に自ら落ち込むことになってしまう。新たなパンデミックへの懸念、ロシアのウクライナ侵略による国際的な緊張の高まりにより、サプライチェーンの再構築を進め製造拠点を国内にもどす動きが強まっている。しかし、こうした動きも日本の自然エネルギー電力開発が遅れれば、必要な排出量削減が不可能となる懸念から頓挫してしまう。

国の政策の立ち遅れと歪みは深刻だが、一方で日本には本来、豊富な自然エネルギーポテンシャルがあり、企業、自治体、地域ではこの可能性を活かす様々な先進的な取り組みが進んでいる。こうした非国家アクターの動きの加速が国のエネルギー政策を転換させれば、これまでの立ち遅れを一気に取り戻し、日本でも 2035 年に自然エネルギーによって電力部門の大半の脱炭素化を実現することは十分に可能である。

本報告書の位置づけと 2035 年に向けた議論・行動の提起

こうした状況と認識を踏まえ、自然エネルギー財団では 2035 年に日本がめざすべき脱炭素のエネルギーシナリオに関する一連の調査研究を進めていくこととした[16]。エネルギー基本計画は通常、３年ごとに改定される。2021 年に制定された第 6 次エネルギー基本計画は 2024 年に改定時期を迎えることになり、本年後半以降から改定に向けた検討が始まることも想定される。

本報告書はその第 1 弾であり、真っ先に脱炭素が必要な電力部門を対象とするものである。自然エネルギー財団では、2021 年 3 月に「脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」を策定し、脱炭素を実現する 2050 年のエネルギーシステムの姿を示した。本報告書では、この戦略を念頭におきつつ、電源別に自然エネルギーの 2035 年までの導入可能性を具体的に、いわば積み上げ的に検討した。2050 脱炭素の実現に向け、これまでの延長線上の取組では不十分な電源もある。最後の第 6 章では、導入加速に必要な規制改革などの課題を主要な 7 点に絞って提起している。

自然エネルギー財団では、本報告書に続き、電力以外のエネルギー源を含めた 2035 年のエネルギーミックスのあり方を検討していく予定である。その過程において本報告書で示した電力需要量と電源別供給量の妥当性についても再度、検討を行う。また今回の報告書が提案する電源構成により、安定的な電力供給が行えるかの検討は、並行して行った自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網研究の成果[17]を援用し簡易的に行った。この点に関しては、全体的な電力コストの検討もあわせ、改めて電力需給シミュレーションを行い、第 2 弾以降の報告書で順次カバーしていく予定である。

日本では 2035 年のエネルギーミックスに関する議論は、いまだ殆ど開始されていない[18]。本報告書の最大の目的は、1.5℃目標を実現するために必要な世界の取組みとその議論に、日本がまっとうに参加することができるように、あるべきエネルギー戦略の議論を直ちに開始することを、日本の企業、自治体、NGO、地域、そして政府に呼びかけることである。自然エネルギー財団は、こうした議論が活発に、そして迅速に行なわれ、2030 年、2035 年までの大幅削減を日本で実現する道が明らかになり、次々に実行されていくことを期待し、そのための努力を重ねていく。

---

[16] 自然エネルギー財団は、これまでに 2030 年、2050 年のエネルギーミックスについて以下の調査報告や政策提案を公表している。
「脱炭素社会へのエネルギー戦略の提案」（2019 年 4 月 26 日）
「2030 年エネルギーミックスへの提案」（2020 年 8 月 6 日）
「2030 年における電力需給バランスとコストの検証」（2021 年 2 月 10 日）
「Renewable Pathways：脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」（2021 年 3 月 9 日）
「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方」（2023 年 4 月）

[17] 自然エネルギー財団「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方」（2023 年 4 月）

[18] 米国のローレンス・バークレー国立研究所は「2035 年日本レポート： 電力脱炭素化に向けた戦略」を 2023 年 3 月に公表し、2035 年に再生可能エネルギー発電で 70%、原子力発電で 20%を供給することが可能だとしている。

第２章　太陽光発電の導入可能性

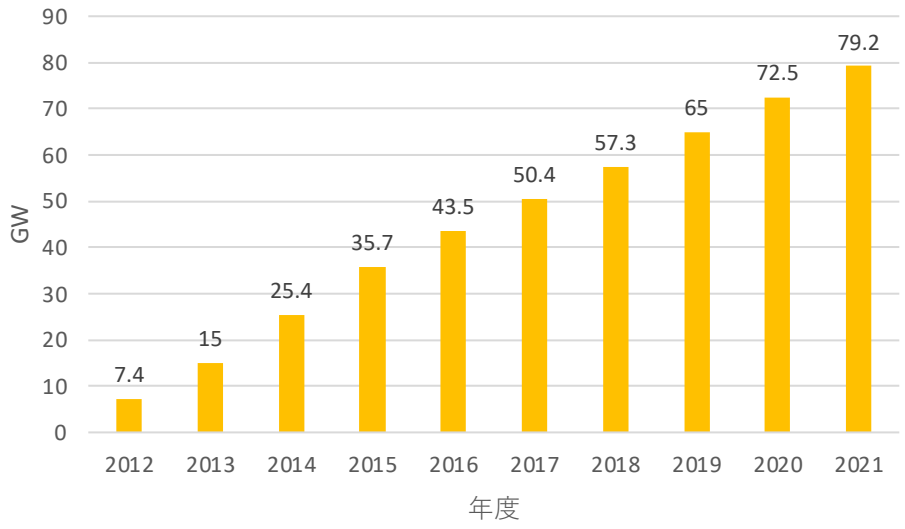
1.　太陽光発電の導入状況

導入状況

日本の太陽光発電の 2021 年度末の導入量については、日本の代表的な太陽光発電コンサルティング企業である株式会社資源総合システム（以下、RTS）が、独自に構築してきた個別プロジェクトのデータベースなどに基づき、79.2GW（DC ベース）の導入量と推計している。この数字は、日本が IEA-PVPS に報告している暦年の数字 78.4GW に対応したものとなっている[19]。

同年度の発電量は、総合エネルギー統計では 86.1TWh と報告されている。

図　2-1：日本の太陽光発電の累積設備容量



出典)RTS データより自然エネルギー財団作成

規模別の導入状況を見ると、10kW 以上が 52.5GW$_{AC}$、10kW 未満が 13.0GW$_{AC}$ である（10 電力接続状況）。FIT 制度における報告データでは、主に住宅用と想定される 10kW 未満では未稼働量は少なく、ほとんどが一年以内に運転開始をしている。一方で、10kW 以上については未稼働案件が多い。特に 2013～2016 年度に認定されたものに未稼働案件が多かったが、その後は減少傾向にあり、2021 年度末時点では 16GW$_{AC}$ が未稼働として残っている。

今後の導入予測において重要になるのは、その設置場所である。しかし、これまでの FIT 買取区分は規模別になっており、公式な統計データは存在しない[20]。その中で、RTS は独

[19] IEA PVPS (2022) National Survey Report of PV Power Applications in Japan 2021 を参照。なお、日本が国際再生可能エネルギー機関（IRENA）に報告している DC ベースの数字では、74.2GW（暦年）となっている。
[20] 2024 年度から、「屋根設置」区分を設け、屋根設置向けの調達価格・基準価格が設定される予定である。

自に構築してきた個別プロジェクトのデータベースなどに基づき、2021年度末の導入状況を、建物系で31.6 GW（FIT前導入の5.1GWを含む）、土地系（地上設置型）で47. 6GWの全部で79.2GWの導入量と推計している。

太陽光発電の容量の表記（DCとAC）について

太陽光発電の発電容量の表記には、DC（直流、太陽電池モジュール出力）とAC（交流、パワーコンディショナー出力）がある。国際的にはDCベースが一般的であるため、本レポートではDCベースを基本とし、特に断りのない限りDCベースでの表記とする。一方で、エネルギー基本計画やFIT統計など、日本政府の数値はACベースになっていることが多いため、その場合はGW_{AC}と表記する。

太陽電池モジュール価格の低下により、パワーコンディショナーに比べてモジュールの出力を高める「過積載」により、朝夕や日射の弱い状況下でも発電量を稼げるようにする施工方法が一般的になっている。この過積載率（DC/AC比率）を考慮することで、ACベースの定格主力をDCベースに変換することができる。この過積載率は、2021年度で10～50kW未満：179%、50～500kW未満：138%、500kW～1MW未満：141%、1MW以上：135%と報告されており[21]、通常ではDCベースの方が1.2～1.5倍程度大きな数字となる。

導入ポテンシャル

日本の太陽光発電のポテンシャルは大きい。環境省が行っているポテンシャル調査では、建物系で455GW（発電量598.5TWh）、土地系で1,005GW（1,272TWh）、合計1,460GW（1,871TWh）と、日本の電力需要のおよそ2倍に相当する大きなポテンシャルが報告されている[22]。

政府や業界団体等の導入見込み

2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画では、太陽光発電について、前回策定時の$64GW_{AC}$を大幅に上方修正し、野心的水準として117.6 GW_{AC}（146TWh）という目標が掲げられた。現行政策努力継続ケースでは、$87.6GW_{AC}$（109TWh）、政策対応強化ケースでは$100GW_{AC}$（124TWh）とされていたものを更に引き上げたものである。

業界団体であるJPEA（一般社団法人太陽光発電協会）は、2020年5月に「JPEAビジョン・PV OUTLOOK 2050」を発表している。2050年までの温室効果ガス80%削減を前提に、最大導入ケースとして420GWを目指すことを目標に掲げた。その後、2021年3月には、政府の2050年カーボンニュートラル宣言を受けて、2050年度の目標を2040年代に前倒し達成を目指すとともに、2030年度に125 GW_{AC}(153TWh)を導入するという野心的目標を公表している。

[21] 調達価格等算定委員会「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」（2023年3月8日）
[22] 事業性を考慮した導入ポテンシャルについては、2022年度に検討が行われており、2023年4月以降に公表される予定である。

2. 発電コストの現状と今後

太陽光発電システムのコストは、世界的に大幅に下落し、エネルギー転換の原動力となっている。日本においても、FIT 導入後太陽光発電のコストは低減を続けおり、すでに最も経済的な電源になっていると言える。

現状の太陽光発電(事業用)の発電コストについては、中規模クラス(高圧レベル)の発電コストを調達価格等算定委員会の数値から計算すると、12.0 円/kWh となった。調達価格等算定委員会が、継続的に実績値を収集・整理しているこれまでのシステムコストについて、建物・土地系の両方について、システム費用（パネル費用)、工事費ともに順調に低下していることが確認されている。その他機関の推計としては、RTS は 8.1～12.6 円/kWh（住宅用およびメガソーラー)という数値を、国際的な調査機関であるブルームバーグ NEF（BNEF）も中位値として 8.8 円/kWh[23]を報告している。

今後についても、コストのさらなる減少が予測されている。自然エネルギー財団の研究では、太陽電池モジュール単価等ハードウェアの価格低下と性能向上に加えて、日本の地理的条件に合致した設計と施工や、管理の新たな手法の開発により、いっそうのコスト低下が期待できることを示している。さらには今後、森林を造成するような開発案件は減少することから、造成のための費用も小さくなっていくと考えられる。

具体的には、2030 年には、自然エネルギー財団（REI)、RTS、ブルームバーグ NEF の 3 機関ともに、ほぼ同水準の 5 円/kWh 前後レベルを予測している（図 2-2)。2035 年にかけては、ブルームバーグ NEF はさらに発電コストの低減が進むとみており、4.2 円/kWh に低減すると推計している。業界団体である JPEA の予測は、これらに比べるとやや慎重なものになっているが、好条件が揃ったトップランナー案件では 2025 年頃に、全領域では 2030 年に 7 円/kWh の実現を目標としている[24]。

一方で、政府の発電コスト検証ワーキンググループ（以下、発電コスト WG）による推計では、開発適地がなくなるため、ほとんどコストが下がらないとし、2030 年度で 10.5 円/kWh という数字を示して、政策形成の根拠としているのは問題である。

こうしたコスト低減の結果、現状でも系統電力を購入するよりも、太陽光発電を自家消費した方が経済性があるという状況が出現している。近年発表が相次ぐ、コーポレート PPA[25]の計画はその証左である。2035 年に向けては、電気料金のボラティリティの回避も重要になってくるため、FIT/FIP 制度に頼らずとも経済的なメリットを享受できるかたちで、太陽光発電が選択されることが加速していくと想定される。

なお、2020 年から 2021 年にかけては、原材料不足等による供給減少、サプライチェーン混乱から価格が上昇した。業界団体も、部材のコスト上昇が見られことを会員企業向け

---

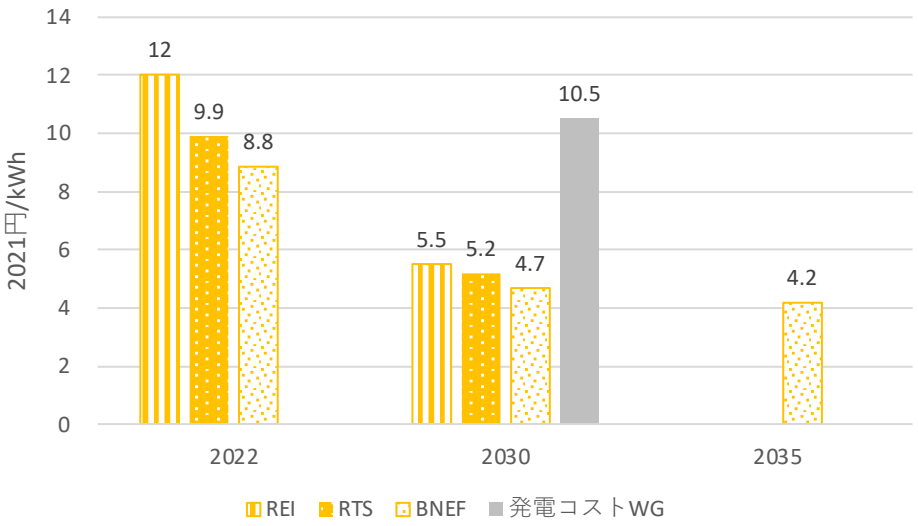
[23] 2021 年の米ドル価格で計算されているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

[24] （一社）太陽光発電協会「太陽光発電の現状と自立化・主力化に向けた課題」（第 79 回調達価格算定委員会、2022 年 11 月 1 日）

[25] Power Purchase Agreement の略。売電事業者と需要者が、電気の売買契約を直接締結すること。

のアンケートで明らかにしている[26]。しかし、これらの減少は一時的なものと考えられており、中長期的には継続的に価格低減が進むと考えられる。

図 2-2：太陽光発電の発電コスト（実績と見通し）



（注）耐用年数：発電コスト WG および REI は 25 年としているのに対し、BNEF は 30 年としている。割引率：BNEF は、3.3%＋インフレ率として算定しているが、発電コスト WG および REI は 3 %とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEF の計算は 2021 年の米ドル価格で行われているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

出典）「日本の太陽光発電の発電コスト現状と将来推計」（自然エネルギー財団、2019 年 7 月）、㈱資源総合システム「日本市場における 2030 年に向けた太陽光発電導入量予測（2022 年版）」（2022 年 3 月）、ブルームバーグ NEF(2H 2022 LCOE Update, 2022)、発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)より自然エネルギー財団作成

3. 建物系太陽光発電開発の可能性と課題

住宅の屋根置きは、これまでも最も普及した太陽光発電システムの設置形態であった。2035 年に向けては、住宅のみならず、非住宅建物への導入が公共・民間を問わず加速すると予測され、最も成長が期待できるセグメントである。土地を専有する地上設置型に比べると、太陽パネル下の建物と空間を共有できるため、土地の競合が起こりにくいというメリットもある。

背景には、前述のコスト低下があり、2022 年から上昇している昨今の電力価格を考慮すれば、太陽光発電の自家消費を中心とした電力利用に切り替えた方が経済的なメリットが大きいことがある。加えて、建物屋根への設置は、系統接続が問題になることも少なく、余剰電力は売電することができる他、基本料金を抑えることも可能である。さらには蓄電池を併設しての利用も経済的なメリットが期待できる状態になりつつある。

住宅

新築住宅への太陽光発電システムの設置率は、経済性の向上もあって上昇傾向にある。太陽光パネルの変換効率の向上や架台の改良により、省スペース化や軽量化が実現し、導

[26] 前掲注 24

入を後押ししている。しかし、現状の導入率は 3 割未満にとどまっており[27]、これを原則すべての住宅に設置できるようにする政策が必要である。

既築住宅については、1990 年代に強化された高い耐震性能を持つ物件が相対的に増加することで、既存ストックの優良化が進み、後付けでも搭載可能な物件が増えることが予測される。新築同様に軽量モジュールの開発支援や、住宅の耐用年数を考慮した支援などが求められる。

集合住宅については、戸数あたりの屋根面積が小さいことに加えて、居住者の合意形成や電力の配分管理の煩雑さなどから、現状の導入は限定的なものにとどまっている。一方で今後は、分譲集合住宅メーカーによる標準搭載や、賃貸集合住宅メーカーあるいはオーナーによる導入が期待されており、こうした取組を支援する政策が必要である。

民間一般建物（非住宅）

コスト意識の高い民間の一般建物において、これまでの太陽光発電の導入は、環境意識の高さを示すシンボリックなものか、災害時のレジリエンス向上のものなどに限られていた。しかし、近年は企業の工場や物流倉庫の屋根などを利用して太陽光パネルを設置し、自家消費を行う事例が増えている[28]。

背景には、金融機関などステークホルダーからの要求もあって、企業自らがサプライチェーン全体を含めた企業活動の脱炭素化にコミットし始めたことがある。加えて、電気を外部から購入するよりも、経済的なメリットが出てきたことが大きい。このようなことから、屋根だけではなく、駐車場などの利用も含めて、敷地内の空間を最大限活用した太陽光発電の導入が進むと考えられる。

公共建築

公共建築物についても、民間の物件と同じく、経済的な理由から太陽光発電への切り替えが進むと考えられる。さらに、地球温暖化対策推進法（以下、温対法）に基づく政府実行計画に、公共建築物への原則設置が盛り込まれた。設置可能なものに絞ると、2030 年度までに 50%（7.9GW$_{AC}$）、2040 年度までに 100%（15.9GW$_{AC}$）の建物で設置することが政府全体の目標となっている[29]。

公共施設の 4 割を占める学校施設については、文部科学省が 2022 年度に「学校施設の脱炭素化に関するワーキンググループ」を開催し、「2050 年のカーボンニュートラルの実現に資する学校施設の ZEB 化の推進について」という報告書の中で、太陽光発電設備のさらなる導入の必要性が確認されるとともに、今後の方向性の取りまとめが行われた[30]。

---

[27] 株式会社資源総合システム「日本市場における 2030 年に向けた太陽光発電導入量予測（2022 年版）」（2022 年 3 月）

[28] 自社で太陽光発電システムを所有し運転を行う場合と、発電事業者が所有し、そこから電力供給を受けるオンサイト PPA と呼ばれる 2 つのモデルがある。

[29] 環境省「公共施設への太陽光発電の導入等について」（第 20 回再生可能エネルギー等規制等総点検タスクフォース、2022 年 3 月 31 日）

[30] 学校施設の在り方に関する調査研究協力者会議
（https://www.mext.go.jp/b_menu/shingi/chousa/shisetu/066/index.html）

インフラ施設

上記の公共建築と重複する部分もあるが、空港や鉄道などの運輸部門、上下水道施設など、あらゆる公的なインフラについて、可能な限りの再生可能エネルギーの導入を進めることが、国土交通省の環境行動計画などに盛り込まれている。

道路および関連する建物や土地への設置については、料金所やトイレなどの屋根、中央帯や未利用地などの利用についての技術面での考え方が整理され、今後の導入が期待される[31]。

駐車場

駐車場はその用途の特性上、多くが建物に隣接し、広い面積を有するものも多い。建物での自家消費に加えて、電気自動車（EV）の充電設備の導入とも相性がよい。そのため、環境省の補助事業も始まっており[32]、今後の成長が期待できるセグメントである。

新規技術による導入

建築物への導入を加速させるための技術開発も行われている。従来よりも軽量化と効率の向上を図ることで、これまで設置が難しかった狭小住宅や、狭い屋根スペースを活用して搭載枚数を増やすなど、日本の市場環境に合わせた技術開発が行われている。

また、壁面への垂直設置や、外壁やバルコニーの手すりなどの建材一体型の製品が市場に投入され始めている他、ロールスクリーン一体型のように実証実験が始まっているものもある。こうした新たな製品が、設置場所の可能性をさらに広げると考えられる。

発電効率が高く、かつ軽量で曲げることができるペロブスカイト型太陽電池については量産化に向けて研究開発が進んでおり、壁面など設置可能な場所を増やすことにつながることが期待されている。

図　2-3：建材一体型太陽光発電設備の例

（左：採光型パネルの屋根、中央：バルコニーの手すりとの一体型、右：ロールスクリーン一体型）

出典）AGC 株式会社、株式会社カネカ、株式会社 LIXIL

[31] 国土交通省道路局「道路における太陽光発電設備の設置に関する技術面の考え方（案）」（第 18 回道路技術小委員会 配付資料、2023 年 3 月 13 日）

[32] 環境省令和 3 年度二酸化炭素排出抑制対策事業費等補助金（PPA 活用等による地域の再エネ主力化・レジリエンス強化促進加速化事業）のうち再生可能エネルギー事業者支援事業費（駐車場を活用した自家消費型太陽光発電設備（ソーラーカーポート）の導入を行う事業）

4. 土地系太陽光発電開発の可能性と課題

野立てとも呼ばれ、地上に架台を建設しての太陽光パネルの設置は、FIT 開始以降もっとも導入が進んだ設置形態である。これまでは、FIT 買取価格が高額であったことから、投資目的での大規模な案件が多かった。しかも、一定規模でまとまって存在する農地[33]は転用規制が厳しいことから、結果的に森林を伐採しての開発が増えた。このことにより、地域での反対を招く事案も少なからず存在した。

しかし、FIT 価格の低下により造成費用の負担が難しくなったこともあり、森林を開発しての案件は減少している。一方で、農地の一時転用が認められたことにより、営農型の太陽光発電や、農業振興農地以外の耕作放棄地を活用しての小規模な案件が各地で増加しており、今後の成長の主軸になると予想される。

一方で、今後増加すると想定される低圧・高圧の太陽光発電については、ローカル系統もしくは配電系統と呼ばれる下位系統に接続する必要がある。これら系統についても接続時の課題を解決するために、基幹系統と同じくノンファーム型接続が 2023 年 4 月から適応されることが決まっているが、混雑状況の分析・情報公開などが行われる必要がある。

森林・ゴルフ場

森林については、保安林以外の普通林であれば、1ha 未満については伐採届で、1ha 以上でも林地開発許可などで開発を行うことができた。そのため、1ha 以上の林地開発だけで、多い年で 3,000ha 以上の森林が開発され、2021 年度までの累計で 8GW 程度が導入されたと推計される。

一方で、FIT 買取価格の低下とともに、このような開発は減少傾向にあり、1ha 以上の開発については 2020 年と 2021 年は 1,000ha を下回った。加えて、森林法が改正され、太陽光発電のための林地開発許可の面積下限が 0.5ha に変更され、法令違反に対する対応の厳格化などが制度化された。こうしたことにより、林地開発を伴う太陽光発電の導入は減少していくと考えられる。

FIT を活用して、ゴルフ場としての経営が不採算な場所を中心に、ゴルフ場から太陽光発電への転換も相当程度あったと考えられる。ただし、会員権の精算が必ずしも容易ではないことなどから、今後の転用は限定的なものにとどまると見込まれている[34]。

農地

転用が難しいとされる農地であるが、太陽光発電の導入は確実に進んでいる。2015 年から 2020 年まで毎年 1,250～2,000ha 弱（8,000～10,000 件）が転用され、期間中の平均導入量は 1.2～1.6GW/年、累積導入量は 11GW 以上と推計され、これは森林での開発量を上回る。これらの案件の平均面積は 0.17ha/件と小規模であり、転用可能な第二種農地に

---

[33] 農業上の利用を確保すべき土地として市町村に指定されると、他用途への転用は禁止となる（農業振興地域制度）。

[34] パシフィコ・エナジー株式会社「再エネ導入見通しについて」（第 27 回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、2021 年 3 月 12 日）

おいて、後継者不足などの理由で農業経営の継続が難しくなった場合の土地の有効活用の手段として、太陽光発電が選択されてきたものと考えられる。

一方で近年は、高い架台に設置された太陽光パネルの下で農業生産も行う、営農型太陽光発電（ソーラーシェアリング）の導入量が伸びている。足元の導入量については、一時転用許可実績ベースでみると、2020 年には 779 件にまで増加した。FIT の事業計画認定ベースでも、低圧案件（50kW 未満）だけで 2020 年度に 3,559 件、2021 年度には 4,070 件と増加傾向であることが確認できる。さらに、これまでの平均容量は 150kW 程度だったが、特別高圧もしくは高圧規模の大型の計画も発表されている。

営農型であれば、農用地区域内農地と第 1 種農地であっても一時転用が認められ、「周辺の農地の平均水準と比べ 8 割以上」とされてきた単収[35]要件も撤廃されたことが導入を後押ししている。また、営農型太陽光発電は社会的な受容性が高く、農業の自家用電源として活用可能な他、企業の PPA 締結先としてニーズが高まっていることから、今後増加していくことが期待されている。

図 2-4：営農型太陽光発電の事例（大木戸ソーラーシェアリング）

出典）千葉エコ・エネルギー株式会社

環境省 REPOS（再生可能エネルギー情報提供システム）における営農型を前提とした耕地での太陽光発電ポテンシャルは、田が 298.6GW、畑が 472GW と非常に大きい。営農型太陽光を促進する事業者団体である ASPEn（一般社団法人太陽光発電事業者連盟）は、2030 年時点で 45GW$_{AC}$、2050 年には 90GW$_{AC}$ の導入を提言している。

水上（ダム・ため池・湖沼・海面など）

水上設置について、NEDO（国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構）が 38.8GW というポテンシャルを示している[36]。そのうち、ため池については、環境省が 4.4GW のポテンシャルがあると推計している[37]。水上設置は夏期のパネル表面温度の上昇を緩和するとともに、パネルの影になった部分の湖水温度が低下することで、対流を作り

[35] 単位面積あたりの収量または収入
[36] NEDO「再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」（2014 年 2 月）
[37] データ利用許諾が得られたもののみ。㈱エックス都市研究所ら「令和 3 年度再エネ導入ポテンシャルに係る情報活用及び提供方策検討等調査委託業務報告書」（2022 年 3 月）より。

出し、水質の向上につながるなどのメリットがあることも報告されている。一方で、強風に煽られたことによる火災などの事故を受けて、導入の手引き[38]や施工ガイドライン[39]などが整備されるとともに、フロート（浮き）の改良も進んでおり、今後の着実な普及が期待されているところである。

その他

これらに加えて、雑草地や裸地、篠地（笹地）などの土地については、太陽光パネル設置が物理的に容易であり、自然環境保全地域や鳥獣保護区などの条件を除いても、130GWのポテンシャルがあるという研究もある[40]。

5. 2035 年までの導入量の推計

以上より、大きくは建物系と土地系（地上設置型）に分け、各セグメントの 2035 年度時点における導入量を推計した。政府の政策的な目標の多くは、AC ベースの容量表示になっているため、調達価格算定委員会で報告されている「過積載率」の実績および JPEA のビジョンを参考に、建物系については 125%、土地系については 140%を乗じて DC ベースの容量に変換した。

建物系：2035 年度末に 159GW

住宅については、第 6 次エネルギー基本計画では 2030 年までに新築住宅の 6 割の導入が目標とされている。しかし、自然エネルギー電力を増加させることの緊急性を鑑み、2035 年には、原則すべての新築住宅に太陽光発電設備が導入される必要がある。東京都や川崎市など先進的な自治体はすでに、新築住宅への設置義務制度を導入しており、設置率は着実に高まっていくと予想され、これを加速化させることが重要である。

そのため、2030 年度には 80%、2035 年度には 95%の導入率が達成されると想定した。また、一軒あたりの搭載量についても、省スペース化や軽量化が進むことで、現状の 5.3kW/軒から 2030 年には 6.0kW/軒に増加し、2035 年にかけても同様のペースで上昇するとした。住宅着工数予測のうち、戸建て新築着工数にこの導入率および 1 軒あたりの設備容量を乗じて、日本全体の導入量を計算する。既築住宅についても、軽量化および省スペース化などの技術開発により、年間 4%の割合で導入件数が増加するとした。

集合住宅については、FIT/FIP 制度においても、10-20kW の屋根設置についても、配線図等から自家消費を行う構造が確認できれば、30%以上の自家消費をしているものとしみなして、余剰分を FIT/FIP で売電できるような導入促進政策が取られるようになった。こうした政策を適切に実施することで、およそ 0.1GW/年のペースで今後の導入が確実に進み、期間中に 1.5GW が導入されると想定した。

---

[38] 農林水産省「農業用ため池における水上設置型太陽光発電設備の設置に関する手引き」（農林水産省農村振興局、2021 年 9 月）

[39] NEDO「水上設置型太陽光発電システムの設計・施工ガイドライン（2021 年版）」（2021 年 11 月）

[40] 「土地利用を考慮した太陽光発電および陸上風力の導入ポテンシャル評価」（電力中央研究所、2019 年 3 月）

公共施設については、既導入量が 1.9 GW_{AC}（2.4GW）あるが、2040 年度までに 100%（17.5GW=15.9 GW_{AC}）、2030 年度までに 50%（9.9GW=7.9 GW_{AC}）というのが政府目標となっているが、2040 年度の目標を前倒しで達成し、2035 年度に 100%、2030 年度には 75%の搭載率とする。なお、政府目標には、老朽化した物件などはあらかじめ控除されている。

これに加えて、空港や鉄道など民間も含めたインフラ系の建築物や駐車場については、「空港の再エネ拠点化等の推進」により 2030 年までに 2.3 GW_{AC} が導入されるなど、国交省を中心とした政策的イニシアティブにより 5 GW_{AC}（6.3GW）の導入を見込む。

一般建物については、経済的な障壁はほぼなくなっており、設置スペースの制約などを除けば、ポテンシャルのほぼ全てが使われてもおかしくない。まず、工場・倉庫については、REPOS で推計されているポテンシャル 25GW のうち 20GW が導入されるとする。加えて、その他建物では、230GW 以上のポテンシャルがあるが、業界見通しなどを参考に、2035 年までには 35GW の導入を見込んだ。加えて、オンサイト PPA 補助金（環境省・経産省連携事業）により、経済的な条件が十分でないとところについても導入が進み、10GW_{AC}（12.5GW）の目標が達成されるものとする。

最後に、新用途として、建材一体型などの新製品開発により、壁面や手すりなどの導入が進む。加えて、政府は、2030 年までにペロブスカイトの GW 級の量産体制が構築されることを目標としている[41]。これらにより、2035 年までについては、累計で 7GW が導入されると見込む。

以上をまとめると、2022 年度以降の導入量は 127.4GW となる。これに 2021 年度までの導入量 31.6GW と合わせると、2035 年度の累積導入量は 159GW になる（表 2-1）

[41] 西村 GX 実行推進担当大臣兼経済産業大臣提出資料「GX 実現に向けた基本方針（案）参考資料」（2022 年 12 月 22 日）

表 2-1：2035 年までの建物系の導入量（GW）

区分			2021 年度まで	2022 年度以降	2035 年度末
建物系	住宅	戸建て（新築）	16.6	18.4	45.8
		戸建て（既築）		9.2	
		集合住宅		1.5	
	非住宅	公共建築	2.4	17.5	19.9
		インフラ（建物）	12.6	6.3	93.4
		工場・倉庫		20.0	
		その他一般建物		35.0	
		国支援分		12.5	
		新用途（壁面等）	0.0	7.0	
	建物系・計		31.6	127.4	159.0

出典)自然エネルギー財団作成

土地系（地上設置型）：2035 年度末に 121GW

土地系の導入については、とりわけ地域と調和したかたちでの導入を進める必要がある。改正された改正温対法などに基づき、地域内の未利用地を「促進地域」として指定するなど、地域の空間を有効に活用していくことが前提となる。

また、もう一つの課題であるローカル系統への接続については、適切なシミュレーションを行うための混雑状況についての情報の蓄積・公開を更に進めることで、適切な立地に電源を誘導し、必要な場合には配電系統や変電所の増強が行われることが前提となる。

まず、既認定案件のうち未稼働のものが 22.4GW(16 GW_{AC})があるので、長期エネルギー需給見通しでの想定と同じく 75%稼働とすると、今後 16.8GW(12G GW_{AC})程度の導入があると想定される。森林等の開発はここに含まれるが、2022 年度に改正された林地開発許可制度に適切に従うなど、これまで以上に環境に配慮した施工とすることが重要である。ゴルフ場については、業界見通しのペース（50 MW_{AC}/件×10 件/年）[42]で導入が進むものとする。

農地を利用するものは、農業と共生的な導入が進むことが想定される。農地を転用する場合も、農業の担い手不足で、農地の集約化と規模拡大が進む中で、一部の土地を太陽光発電の開発に供することで、農家単位もしくは地域単位での収入源を生み出すことができる。加えて、省労力化のためにスマート農業と呼ばれるようなロボットや IoT などの先端技術を活用しての高度な管理が必要になってくるが、必要な電力需要を自家発電できるようになることが、経営面でのメリットをもたらす可能性がある。

[42] パシフィコ・エナジー株式会社「再エネ導入見通しについて」（第 27 回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、2021 年 3 月 12 日）

このような想定の下、農地を転用しての開発（営農廃止）については、今後はややペースが落ちるものの、1.0GW/年ペースで導入が進むとして、15GW の追加導入を見込む。このときの転用面積は 1,200ha/年程度に相当し、28 万 ha ある荒廃農地（再生利用不可能 19.2 万 ha および再生利用可能 9.1 万 ha）の一部が活用されることが想定される。一方、担い手不足などの要因で農地面積は過去 5 年間では毎年 2.5 万 ha のペースで減少しており、これだけの量の太陽光発電を導入したとしても、全体の減少面積の 5%程度と限定的である。

これに加えて、営農型については、農林水産省を中心とした積極的な支援が行われることで開発も加速することが期待され、毎年 1.0GW/年のペースで導入が進み、2035 年には 15GW を見込んだ。この時の必要面積は 1,200ha/年程度であり、転用防止に貢献する他、再生利用可能な荒廃農地（9.1 万 ha）の一部が活用されることで、農地の保全にも貢献する。

その他の土地を活用した開発も確実に進むと予測される。具体的には、ため池などの水上設置、大型の駐車場、道路・鉄道などその他インフラ系の土地である。これについては、事業者ヒアリングなどに基づき、合計で 17GW の導入を見込んだ。

以上をまとめると、2022 年度以降の導入量は 73.6GW となる。これに 2021 年度までの導入量 47.6GW と合わせると、2035 年度の累積導入量は 121.2GW になる。

表 2 -2：2035 年度までの土地系の導入量（GW）

区分			2021 年度まで	2022 年度以降	2035 年度末
土地系	既認定		47.6	16.8	64.4
	ゴルフ場			9.8	9.8
	農地	農地（営農廃止）		15.0	15.0
		農地（営農型）		15.0	15.0
	その他			17.0	17.0
	土地系・計		47.6	73.6	121.2

出典)自然エネルギー財団作成

以上をまとめると、2035 年度時点では、建物系で 159GW、土地系で 121GW の合計 280GW が導入される。

2030 年度については、期間平均導入量から、建物系で 113.5GW、土地系で 95.0GW の合計 208.4GW の導入が必要である。現行のエネルギー基本計画と比較すると、2030 年の野心的水準は 117 GW_{AC} であるが、DC ベースではおよそ 164GW に相当する（過積載率 140%で計算）。同計画では毎年 10GW 程度の導入量が想定されていることになり、2035 年まで同じペースで導入が進めば 214GW になる。本推計との乖離は少なくなく、2030 年目標の引き上げが不可欠であることが分かる。

発電量

発電容量はすべて DC ベースで表記しているため、設備利用率については、過積載率の考慮前の値とし、一律 14.0%を採用した。これに基づき計算を行うと、発電量は 343.7TWh となる。

表 2-3：2035 年度の太陽光発電の年間発電量の予測（まとめ）

		導入量（GW）	設備利用率（%）	発電量(TWh)
建物系	住宅	45.8	14.0	56.1
	非住宅	113.3	14.0	138.9
土地系		121.2	14.0	148.6
合計		280.2	—	343.7

出典)自然エネルギー財団作成

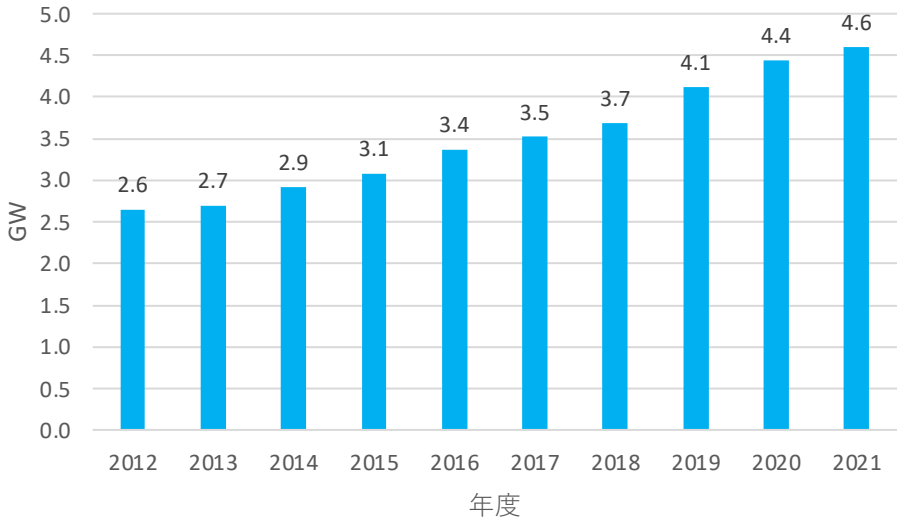
第３章　風力発電の導入可能性

1.　風力発電の導入状況

現在の導入状況

2021 年度末現在の風力発電の導入量は、風力発電業界団体である日本風力発電協会（JWPA）によると 4.6GW で、そのうち洋上風力は 135MW である。風力発電が供給する電力量は、総合エネルギー統計によると 9.43TWh（2021 年度）である。

図　3-1：日本の風力発電の累積設備容量



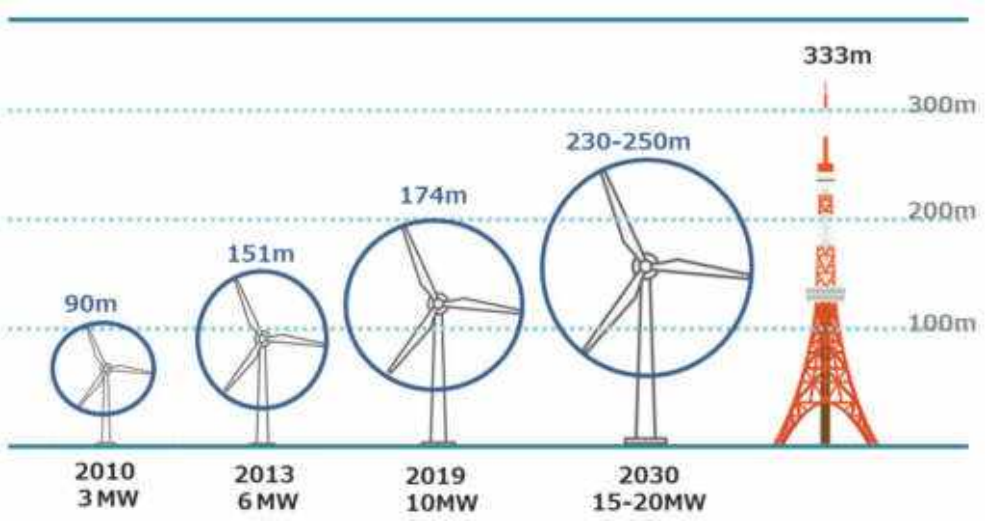
出典)JWPA データより自然エネルギー財団作成

日本で風力発電の導入は 1990 年代後半から始まり、FIT 制度開始前に既に 2.5GW の風力発電所が稼働していた。FIT 制度の下で事業計画認定を受けた案件は 2022 年 9 月末時点で 13.8GW に上るが、稼働を開始したものは 2.4GW に留まる[43]。その背景には、電力系統への接続や環境アセスメント手続の長期化などのさまざまな課題があり、導入に時間とコストがかかっていることが指摘されている。

これまでの開発は主に陸上で行われてきたが、近年は洋上での開発が注目されている。とりわけ、四方を海に囲まれる日本では、洋上風力のポテンシャルに対する期待は高い。洋上風力は、沖合の強い風をより効率的に利用できるよう、風車の大型化も進んでいる（図 3-2）。世界では、大規模化が可能な電源として自然エネルギーの導入加速化を支えている。

[43] 経済産業省資源エネルギー庁ウェブサイト「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト」2023 年 2 月 17 日更新のデータによる。https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary

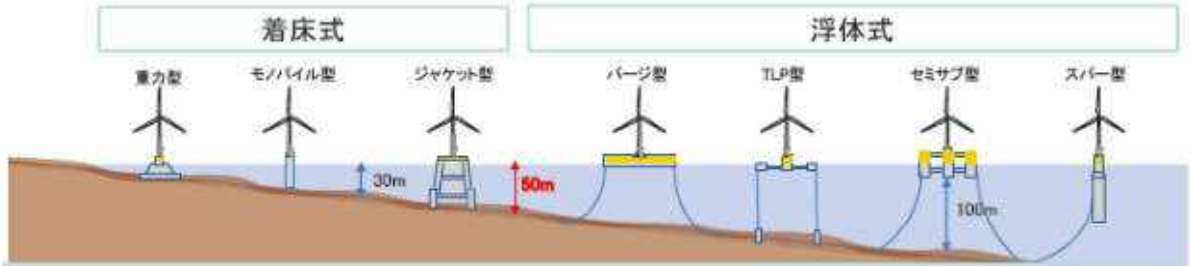
図３-2：洋上風力発電の風車の大型化



出典）資源エネルギー庁「浮体式洋上風力発電に関する国内外の動向等について」経済産業省 産業構造審議会 グリーンイノベーションプロジェクト部会 グリーン電力の普及促進分野ワーキンググループ（第 4 回）（2022 年 12 月 26 日）資料 4
https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/green_innovation/green_power/pdf/004_04_00.pdf

また、浮体式洋上風力の技術（図３-3）により、沿岸域で水深が深くなる日本の海でも、そのポテンシャルの活用が可能となっている。

図３-3：主な洋上風力発電設備の形式



出典）国土交通省「国土交通白書 2022」図表 1-2-2-5
https://www.mlit.go.jp/hakusyo/mlit/r03/hakusho/r04/html/n1222000.html（一部）

日本での洋上風力の開発は、港湾区域での開発に向けた港湾法改正（2016 年施行）に続き、一般海域を対象とする海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（再エネ海域利用法）の制定によって、2019 年以降本格的な取り組みが始まった。これまでに合計 3.5GW の案件が形成されている（図３-4）。

図３-4：再エネ海域利用法に基づく海域指定の状況（2022 年 9 月末現在）

（注）下線は 2022 年度に新たに追加した区域

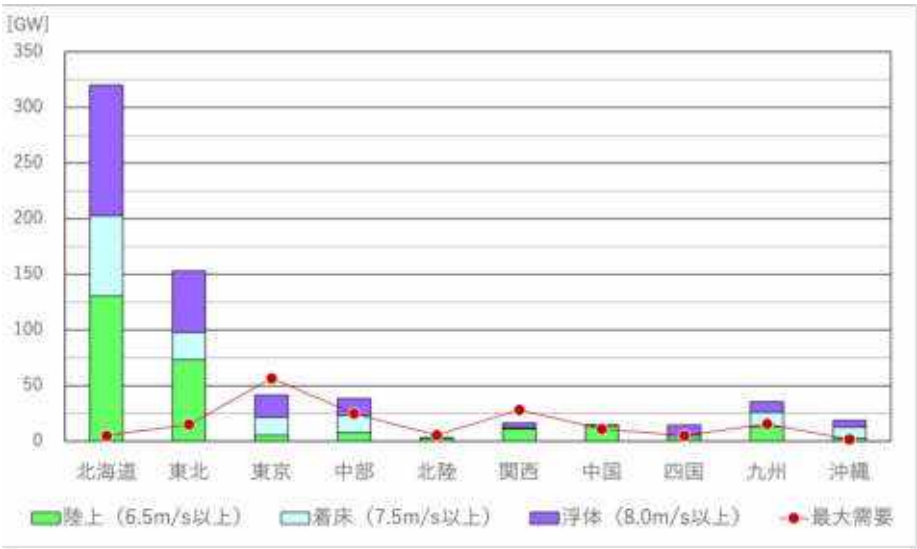
出典）資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」経済産業省 調達価格等算定委員会（第 78 回）（2022 年 10 月 12 日）資料 1
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/078_01_00.pdf（p.28 より一部抜粋）

導入ポテンシャル

環境省が 2022 年 5 月に公表した報告書[44]を基に試算すると、全国の風力発電のポテンシャルは、陸上風力で 264GW（風速 6.5m/s 以上を想定）、洋上風力で 392GW（着床式は風速 7.5m/s 以上、浮体式は風速 8.0m/s 以上を想定）であり、合計で 656GW に上る。洋上風力の内訳をみると、着床式の 156GW に対して浮体式は 236GW であり、浮体式のポテンシャルがより大きい。ただし、導入ポテンシャルの 49%は北海道に、23%は東北地方にあり、両地域は最大需要電力を大きく上回るなど地理的な偏在が大きい（図３-5）。

[44] 令和３年度再エネ導入ポテンシャルに係る情報活用及び提供方策検討等調査委託業務報告書（2022 年 5 月）
https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/report/r03.html

図３-5：風力発電のポテンシャルと 2021 年度最大需要実績



出典）環境省　令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書を基に自然エネルギー財団作成

政府や業界団体等の導入見込み

第 6 次エネルギー基本計画での 2030 年の陸上風力発電の導入見通しは、現行政策努力継続ケースで 13.3GW（25.3TWh）、政策対応強化ケースで 15.9GW（30.2TWh）である。政策対応強化ケースでは、風力発電における環境アセスメント対象の見直し等（約 2GW）や、改正温対法による環境情報調査や地域合意形成等の自治体支援（0.6GW）による追加導入を見込む。また、洋上風力発電については、現行政策努力継続ケースで 1.7GW（4.9TWh）、政策対応強化ケースでは、国が選定事業者の事業立ち上げをサポートすること等を想定し 3.7GW（10.7TWh）を見込んだ。加えて、2030 年度の温室効果ガス 46%削減に向けた野心的水準として、系統増強等を通じて陸上風力 17.9GW（34.2TWh）、洋上風力 5.7GW（16.7TWh）の導入見込みを公表した。

上記の導入見込みは、2020 年 12 月に発表された「洋上風力産業ビジョン（第 1 次）」が掲げた、2030 年までに 10GW（年間 1GW 程度を 10 年間継続）、2040 年までに浮体式を含む 30～45GW の案件形成を実現するとの政府目標を踏まえたものである[45]。さらに政府は、GX 基本方針の中で、浮体式洋上風力の導入目標の設定や、排他的経済水域（EEZ）での開発を進めるための法整備などを表明している。

同時に、国が進める全国大の系統整備計画（マスタープラン）の中では、陸上風力・洋上風力双方の地理的ポテンシャルや上記の目標を踏まえた系統増強案が検討されている。GX 基本方針では、マスタープランに基づき全国規模での系統整備や海底直流送電の整備を進めることとし、北海道からの海底直流送電については 2030 年度を目指して整備を進めることを明らかにした。こうした動きは、2035 年にかけて、風力発電のさらなる導入に向けた環境を整えていくものと期待される。

[45] 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会「洋上風力産業ビジョン（第 1 次）」（2020 年 12 月 15 日）
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/yojo_furyoku/pdf/002_02_02_01.pdf

JWPA は、2050 年カーボンニュートラルの実現を目指し、より意欲的で明確な中長期導入目標の設定が必要であるとして、2030 年に陸上風力 18～26GW と洋上風力 10GW、2040 年に陸上風力 35GW と洋上風力 30～45GW、2050 年には陸上風力 40GW と洋上風力 90GW（合計 130GW）の目標値を示している。

図 3-6：JWPA による中長期導入目標

出典）JWPA「2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた 2030 年の風力発電導入量のあり方」経済産業省総合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 28 回）（2021 年 3 月 15 日）資料 5
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/028_05_00.pdf

2. 発電コストの現状と今後

日本の風力発電のコストは世界に比べて高いのが現状である。例えば、世界の陸上風力のコストは、資源エネルギー庁によると 2022 年上半期で 5.2 円/kWh であり[46]、日本は下記に述べるとおりその 2.5～3 倍に近い。風況などの自然環境を除いても、高い資本費と運転維持費が高コストの要因と指摘される[47]。洋上風力については本格的な導入が始まったばかりで、日本の実例自体が少ない。

他方、風力発電の大量導入とコスト低減は、車の両輪となって実現されるものである。技術の進歩とともに市場規模と導入量の拡大が、コスト低減の大きな要因となると見込まれる。

陸上風力発電

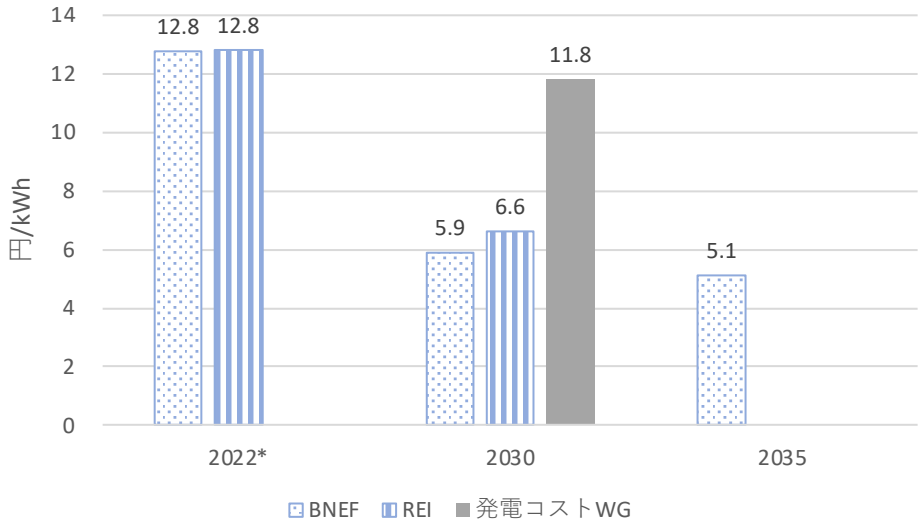
陸上風力発電は、ここ数年はコストの低減が実現されていないのが現状である。直近の発電コストは、自然エネルギー財団の推計では 12.8 円/kWh(2021 年)、ブルームバーグ NEF では 12.8 円/kWh(2022 年)、資源エネルギー庁で 14.9 円/kWh（2022 年上半期）であり、おおよそ 13～15 円程度であることがわかる。一方で、ここから 2030 年に向けて、

[46] 資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」調達価格等算定委員会（第 78 回）（2022 年 10 月 12 日）資料 1　p.11
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/078_01_00.pdf
[47] IRENA “Renewable Power Generation Costs in 2021”（2022）

大きくコスト低減が進むとみられ、自然エネルギー財団の推計では 6.6 円/kWh、ブルームバーグ NEF（BNEF）では 5.9 円/kWh となっている。

このコスト低減の背景は、風車の大型化がある。これは 1 基あたりの出力が大きくなることのみならず、ハブ高の高度化やブレードの長尺化による発電量の増大（設備利用率の向上）が寄与すると考えられる。他方で、政府の発電コスト WG は、適地が減少することを強調し、こうした技術的な改善について考慮しておらず、2030 年の発電コスト見通しについて保守的となっている。2035 年の見通しについては、ブルームバーグ NEF のみが示しており、5.1 円/kWh としてさらなるコスト低減が見込めるとしている。

図 3-7：陸上風力発電の発電コスト（見通し）（運転期間 25 年）



（注）財団の 2022 年の数値は、2021 年値。アンケート調査のデータより推計した。耐用年数：すべて 25 年としている。割引率：BNEF は、3.3%＋インフレ率として算定しているが、発電コスト WG および REI は 3 %とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEF の計算は 2021 年の米ドル価格で行われているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

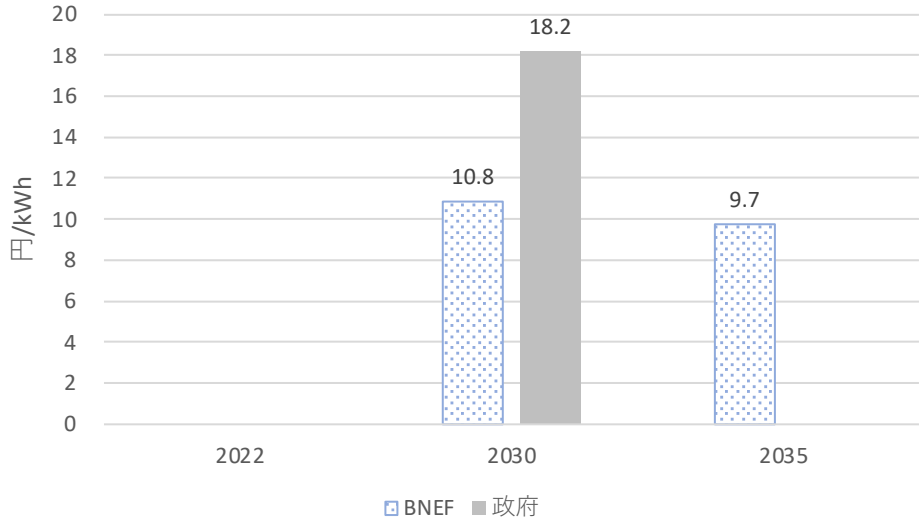
出典）「日本の陸上風力発電の技術動向とコストに関する分析」（自然エネルギー財団、2022 年 3 月）、ブルームバーグ NEF(2H 2022 LCOE Update, 2022)、発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)より自然エネルギー財団作成

洋上風力発電

日本では洋上風力発電はこれから本格的な導入が見込まれる。政府の発電コスト WG は 2030 年の見通し（25 年運転）を 18.2 円/kWh としている。また、2020 年 12 月に公表された「洋上風力産業ビジョン（第 1 次）」では、着床式の発電コストを、2030～2035 年までに 8~9 円/kWh とするコスト低減目標を設定している[48]。他方、ブルームバーグ NEF は 10.8 円/kWh、35 年には 9.7 円/kWh と見込む。なお、2030 年に運転開始予定の秋田県由利本荘市沖の洋上風力発電(819MW)は、20 年の買取期間を 11.99 円/kWh で落札している。ブルームバーグ NEF は 2035 年にかけて、10 円/kWh を下回る水準に発電コストが低減すると見込む。

[48] 前掲注 45

図３-8：洋上風力発電の発電コスト（見通し）（運転期間 25 年）



（注）割引率：BNEF は、3.3％＋インフレ率として算定しているが、政府試算では３％とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEF の計算は 2021 年の米ドル価格で行われているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

出典）ブルームバーグ NEF “2H 2022 LCOE Update, 2022”、発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)より自然エネルギー財団作成

3. 風力発電開発の動向

風力発電の導入量を規定するさまざまな要因のうち、重要な要素である環境アセスメントと系統連系の状況について検討し、導入量の推計に活用する。

環境アセスメントの状況

50MW 以上の風力発電設備の建設は、環境影響評価法による環境アセスメントの実施が義務付けられている[49]。このプロセスには数年かかるため、計画から建設期間を含めて、運転開始までに 5～10 年程度かかると予想される。したがって、現在の環境アセスメントの状況は、2035 年度の導入可能性を推定するうえで重要となる。

環境アセスメントの手続には、配慮書、方法書、準備書、評価書、報告書の 5 段階がある。一般的に、準備書手続、方法書手続に入っているものは、アセスメントのための調査を実施済みあるいは実施中であり、事業実現の可能性は高い。他方で、配慮書手続中のものは、事業計画の初期段階であり、環境保全のための配慮事項を検討中とはいえ、事業規模なども流動的で、計画変更や中止がありうる。2023 年 2 月 28 日時点の各段階の設備容量は表３-1 の通りであり、合計で 81.8GW である。そのうち、方法書以降のものが、33.2GW である。

[49] 環境影響評価法による環境アセスメントの実施が義務づけられる風力発電設備の規模が 50MW 以上となったのは、2021 年 10 月 31 日からである。それ以前は 10MW 以上の風力発電設備が対象であったため、現在アセスメント手続中の案件には、50MW 未満のものも多く含まれている。

表３-1：風力発電の環境アセスメント手続中の設備容量

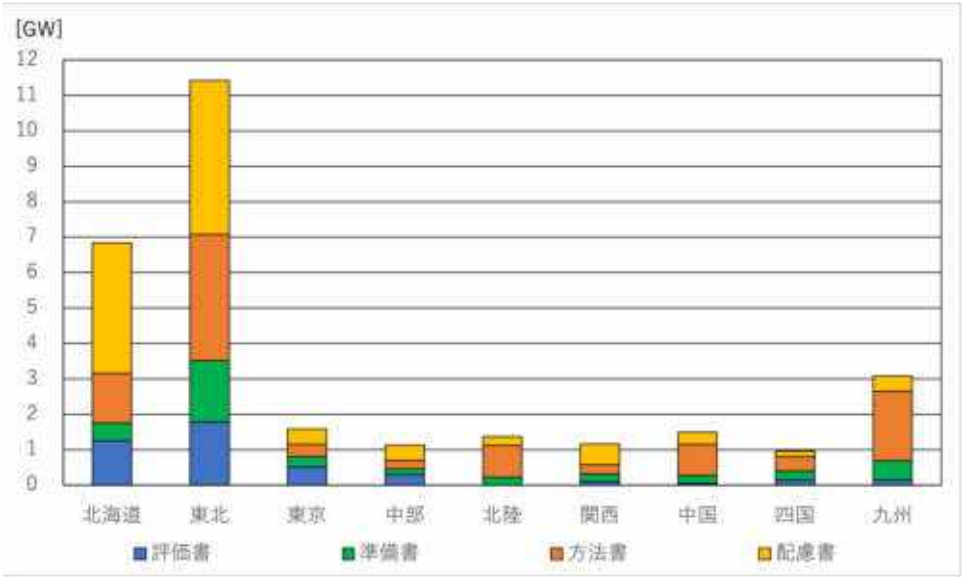
	配慮書	方法書	準備書	評価書	報告書	合計
陸上設備容量(GW)	10.7	10	4.1	4.3	0.7	29.7
洋上設備容量(GW)	37.9	13.3	0.3	0.5	0	52.1
合計設備容量(GW)	48.6	23.3	4.8	4.8	0.7	81.8

出典）環境省「環境影響評価情報支援ネットワーク」（http://assess.env.go.jp/）より自然エネルギー財団作成

陸上風力

2023 年 2 月 28 日時点で、環境アセスメント実施中は 29.7GW であり、そのうち、配慮書段階が 10.7GW、方法書以降が 19.1GW であり、評価書段階以降に至っているものは 5.0GW である。地域的にみると、東北エリア（11.8GW）、北海道エリア（7.0GW）、九州エリア（3.2GW）の順でアセスメント実施中の設備容量が多い（図３-9）。2020 年 2 月から 2023 年 2 月までの直近 3 年間における環境アセスメント実施中の年平均増加量は、準備書以降が 0.9GW、方法書が 1.0GW、配慮書が 1.3GW である。

図３-9：陸上風力の環境アセスメント実施状況(2023 年 2 月 28 日現在)



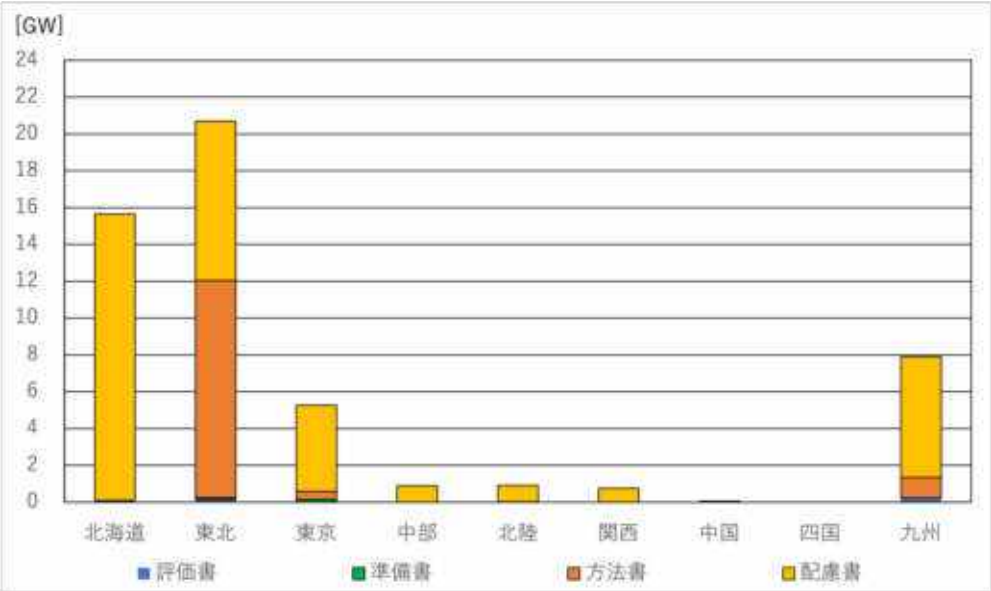
出典）環境省 環境影響評価情報支援ネットワーク（http://assess.env.go.jp/）より自然エネルギー財団作成

洋上風力

2023 年 2 月 28 日時点で、環境アセスメント実施中は 52.1GW あり、そのうち、配慮書段階が 37.9GW、方法書段階以降が 14.2GW であり、評価書段階に至っているものは 0.5GW のみである。地域別にみると、東北エリア（20.7GW）、北海道エリア（15.6GW）、九州エリア（7.9GW）の順にアセスメント実施中の設備容量が多い（図３-10）。 直近 3 年間における環境アセスメント実施中の年平均増加量は、手続きが進んだことにより準備書以降はマイナス 0.4GW となっているが、方法書以降は 2.7GW、配慮書以降は 9.8GW となっている。

なお、洋上風力は、同一海域で複数の事業者が環境アセスメントを実施している例も多い。そのため、現在環境アセスメント実施中の全プロジェクトの実現は物理的に難しい点に注意が必要である。同一海域で複数の環境アセスメント事業がある地域について、最大設備容量を集計すると、全国で 18.6GW となり、平均設備容量を集計すると 13.6GW となる。また、同一海域において複数の事業者が環境アセスメントを実施するのは、事業者公募に向けた準備のためであり、今後は「セントラル方式」[50]の適用に伴い、事業者が先行して手続を進めることは減少すると思われる。

図 3-10：洋上風力の環境アセスメント実施状況(2023 年 2 月 28 日現在)



出典）環境省 環境影響評価情報支援ネットワーク（http://assess.env.go.jp/）より自然エネルギー財団作成

接続検討・接続契約申込の状況

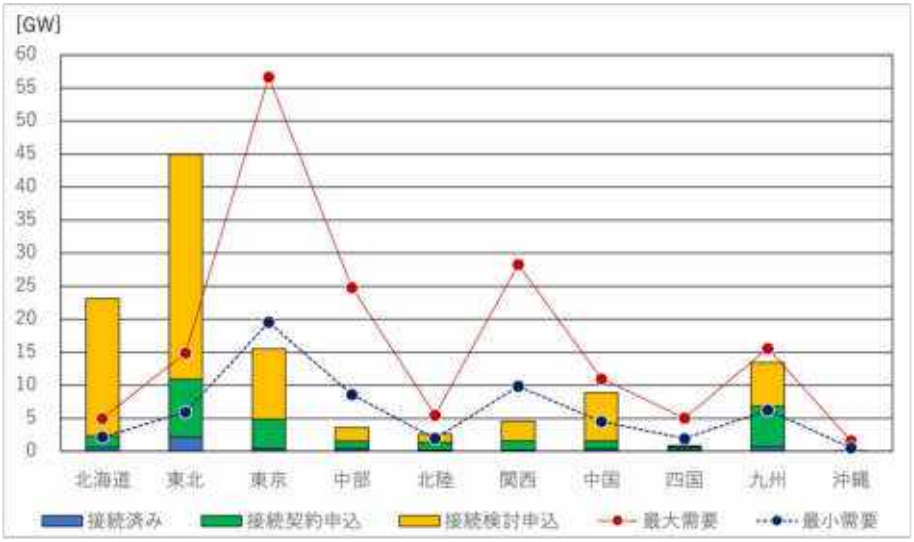
風力発電は、強い風の吹く人里離れた場所に大規模に建設される傾向にある。そのため、発電所の計画場所に連系可能な空き容量がある送電網があるかどうかが重要なカギになる。

まず風力発電事業者は、送電線空き容量の情報等をもとに、一般送配電事業者に「接続検討申込」を行う。そして、一般送配電事業者による検討の結果および環境アセスメント状況などから事業性があることが判明した場合には、風力発電事業者は次のステップに進み、「接続契約申込」を行う。したがって、すでに「接続契約申込」をしている案件は、事業実現の可能性が高いとみてよい。他方で、「接続検討申込」の段階は、連系可能かどうかなどが未定のため、事業実現の確実性が下がる。

[50] 公募の対象となりうる海域の情報収集や系統の確保、地域との調整を国が主導して実施する考え方。2023 年 3 月現在、国がその具体的内容を「洋上風力発電に係るセントラル方式の運用方針[骨子]（案）」として提案し、議論中である。経済産業省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洋上風力促進ワーキンググループ／国土交通省交通政策審議会港湾分科会環境部会洋上風力促進小委員会 合同会議（第 18 回）（2023 年 1 月 10 日）資料 5 参照。
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/yojo_furyoku/pdf/018_05_00.pdf

そこで、一般送配電事業者のウェブサイトで公開されている再生可能エネルギーの接続・申込状況をもとに、系統エリア別に系統連系申込情報を集計すると以下の通りになる（図3-11）。

図3-11：風力発電の接続検討申込・接続契約申込の状況（2022年12月現在）



出典）各一般送配電事業者の系統連系申込情報ページより自然エネルギー財団作成

2022年12月現在、接続検討申込済と接続契約申込済の合計は112.4GWである。そのうち、接続検討申込済のものは85.8GW、接続契約申込済のものは26.6GW、である。この接続検討申込済のうち、北海道エリア（20.8GW）、東北エリア（34.0GW）、東京エリア（10.6GW）、中部エリア（2.1GW）、九州エリア（6.6GW）は、同一海域における洋上風力発電の計画が多いとみられる。

なお、再エネ海域利用法の運用の下で、公募済みまたは公募中の促進区域（合計3.5GW）と「有望な区域」（合計2.2GW）の海域では、先行事業者が接続検討申込みを行い、連系可能との接続検討回答を得ているか、経済産業省により系統暫定確保がなされているといえる[51]。

直近3年間における接続申込の年平均増加量は、接続契約申込が3.0GW、接続検討申込が3.0GWである。

[51] 経済産業省資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と 今年度の調達価格等算定委員会の論点案」調達価格等算定委員会（第78回）資料1（2022年10月）p.28
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/078_01_00.pdf

再エネ特措法に基づく事業計画認定状況

再エネ特措法の下で FIT または FIP の支援対象となる事業計画の認定動向をみると、2022 年 9 月時点の風力発電の事業計画認定容量は 16.3GW であり、そのうち未稼働の案件が 11.5GW ある[52]。

陸上風力は 2021 年より入札制度に移行し、2021 年度には 1GW の募集に対し 0.9GW、2022 年度は 1.3GW の募集に対し 1.3GW がそれぞれ落札された[53]。また洋上風力は、再エネ海域利用法の下で入札による事業者公募手続が行われており、選定された事業者は選定から 1 年以内に事業計画認定の申請を行う。2021 年には 4 海域合計 1.7GW 分の事業者が選定され、2022 年には 4 海域合計最大 1.8GW 分の入札手続が開始した。

4. 2035 年までの導入量の推計

2035 年導入量の検討にあたっては、2050 年自然エネルギー100%に至る 2035 年の導入必要量を想定[54]し、前述した環境アセスメント及び電力系統への接続申込の状況などを踏まえ、これを政策的に加速することで、この想定値に到達可能かを検証した。

前述のとおり、風力発電の導入ポテンシャルは 656GW と膨大である。しかし、北海道エリアはその 49%の 320GW（最大需要の 64 倍）、東北エリアは 23%の 153GW（最大需要の 10 倍）を占める。風力発電による電力量供給を飛躍的に増加させるためには、広域的な配置による発電出力の平滑化効果を活用した安定供給も考慮する必要がある。また、導入ポテンシャルは、詳細な現地調査結果により増減する可能性がある。

こうした事情を考慮しながら、風力発電の導入可能性を検討すると、各エリアの導入設備容量については、2021 年度最大需要の 6 倍もしくは、各エリアの風力発電導入ポテンシャルの約 50%を上限に開発することで、全国の合計で陸上風力 70GW、洋上風力 110GW（着床式 45GW、浮体式 65GW）の合わせて 180GW（552.8TWh）の導入を見込むことができる。この時、北海道エリアは、ポテンシャルの約 10%に当たる 29.3GW（最大需要比 5.8 倍）、東北エリアは 72.2GW（最大需要比 4.8 倍）となる（図 3 -12）。

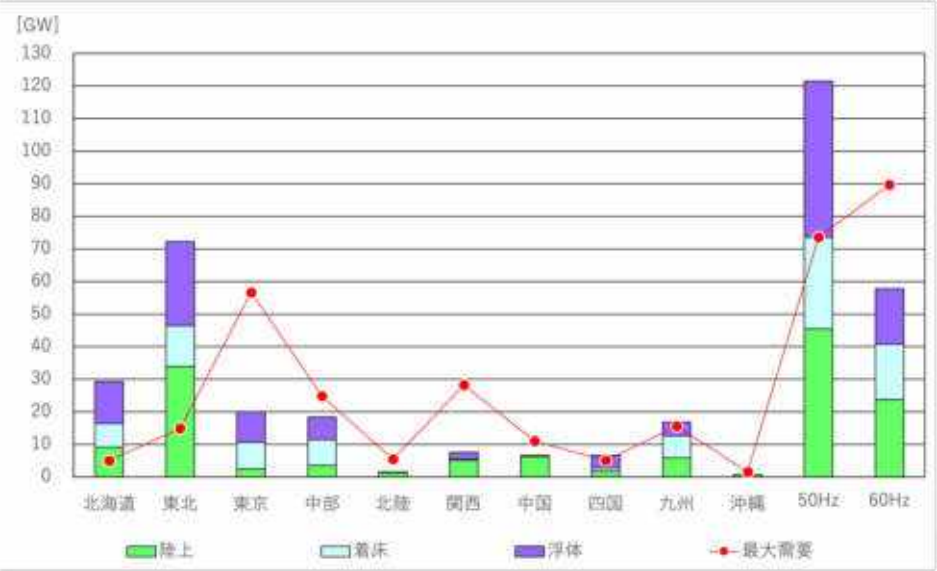
---

[52] 経済産業省資源エネルギー庁ウェブサイト「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト」2023 年 2 月 17 日更新のデータによる。

[53] 電力広域的運営推進機関ウェブサイト「再生可能エネルギー電気特措法による入札制度」陸上風力第 1 回及び第 2 回入札結果参照。https://nyusatsu.teitanso.or.jp/

[54] 2050 年に必要な発電容量を実現するため毎年の導入量を徐々に増加させていく成長曲線（S 字カーブ）の当てはめを行い、2035 年度時点の導入必要量を推計した。

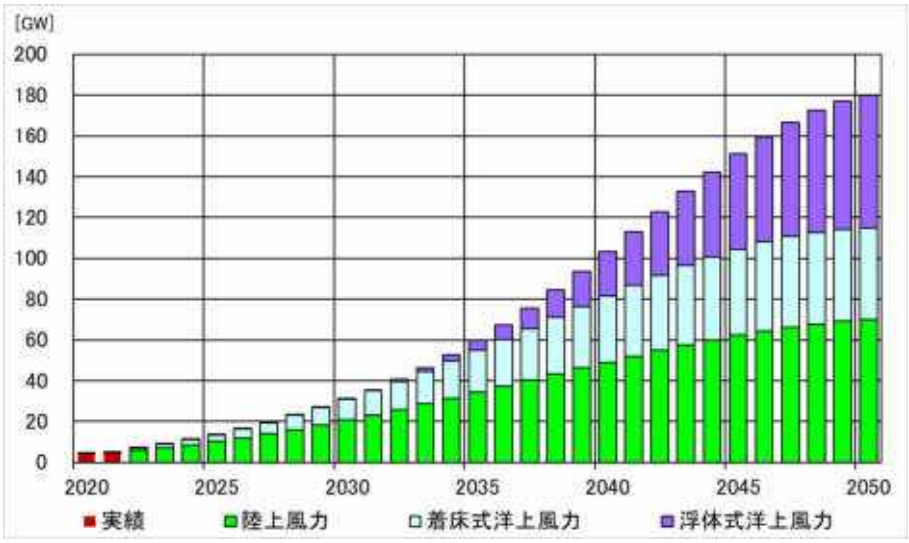
図３-12：エリア別 2050 年風力発電導入目標と 2021 年度最大需要実績



出典）自然エネルギー財団作成

この 180GW の導入量を 2050 年に達成するために、陸上風力・洋上風力（着床式）・洋上風力（浮体式）それぞれの成長曲線を当てはめると、2035 年度の風力発電の導入量は、陸上風力 34.4GW、洋上風力 25.4GW（着床式 20.5GW、浮体式 5GW）、合計 59.8GW と見込まれる（図３-13、表 3-2）。また、各年度における新規導入量は図３-14 のとおりである[55]。

図３-13：2050 年に向けた風力発電導入ロードマップ



出典）自然エネルギー財団作成

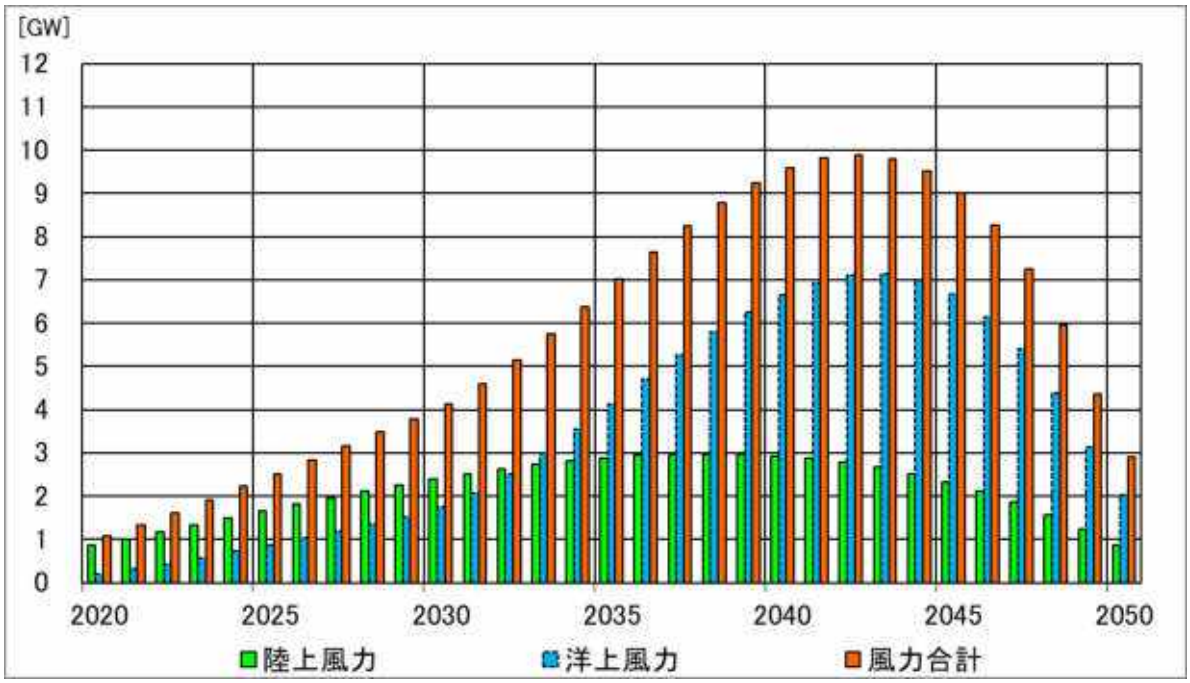
[55] なお、20～25 年周期の定期的な設備更新が行われることにより、風力発電産業は維持・継続される。

表３-2：風力発電の導入量実績と導入見込み

年度	導入量実績と見込み（GW）				
	陸上	洋上着床	洋上浮体	洋上合計	風力合計
2020実績	4.2	0	0	0.2	4.3
2030	20.8	10.1	0.1	10.2	30.9
2035	34.4	20.5	5	25.4	59.8
2040	49.2	32.4	21.6	54.1	103.2
2045	62.3	42.3	46.6	88.9	151.3
2050	70	45	65	110	180

出典）自然エネルギー財団作成

図３-14：風力発電の単年度新規導入量（～2050 年）



出典）自然エネルギー財団作成

以上のポテンシャルと安定供給を考慮した導入量について、現在の環境アセスメント実施状況や系統への接続申込の状況から実現可能性を確認する。風力発電設備の建設には、事業決定から陸上風力で 4 年程度、洋上風力で 6 年程度の期間を要する。上述のとおり、環境アセスメント手続や送電網への接続手続がこうした期間の重要な部分を占める。

陸上風力については、環境アセスメント実施中の案件のうち、2030 年度までに、準備書段階と評価書段階のものは全て、方法書段階のものは 80%、配慮書段階のものについては計画初期段階のものが多いこともあり、20%が運転開始すると想定する[56]。これにより、現在の環境アセスメント実施中の案件合計で 2030 年度までに 18.5GW の導入が可能な見

[56] 2021 年のエネルギー基本計画の検討では、方法書手続き開始後の稼働率を 70%としていたが、運転開始期間の短縮などを見込み、本推計では 80%としている。

通しである。これに 2021 年実績（4.6GW）を加えると 23.1GW になるので、2030 年度導入見込み（20.8GW）を上回る。

他方、2020 年 2 月から 2023 年 2 月までの直近 3 年間における環境アセスメント実施中案件の年平均増加量は、準備書と評価書が 0.9GW、方法書が 1.0GW、配慮書が 1.3GW であり、これらが 2023 年度以降も継続し、上記と同等の割合で運転を開始すると想定すると、年平均 2.0GW（0.9+1.0×0.8+1.3×0.2）となり、2030 年度までの 7 年間における新規環境アセスメントにより 2035 年度までに 14ＧWが運転開始される。これを 2030 年度時点までの 23.1GW に加えると 37.1GW となり、ほぼ 34.4GW の導入可能性が見える。

洋上風力については、現在公募中のラウンド 2 までが運転開始すると累積で 4.3GW、これに「有望な区域」で開発可能性のある設備容量が運転開始すると累積で 6.4GW となる。また「一定の準備段階に進んでいる区域」において環境アセスメント実施中の平均設備容量（同一海域で複数の環境アセスメントが実施されている場合は当該海域での開発容量の平均値）が運転開始すると累積で 11.8GW になる。さらに準備段階に至っていない海域においても、環境アセスメント実施中の平均設備容量で運転開始すると仮定しても累積で 14.3GW にとどまる。

第 6 章で述べるように、特に洋上風力発電の導入加速には規制改革による開発期間の短縮が必要である。こうした取組により、促進区域の指定が 2030 年度まで着床式洋上風力で2GW/年程度の規模で、浮体式洋上風力は1GW/年程度で継続的に行われることにより、2035 年度までに 25.4GW の導入をめざすことが可能となる。

系統接続申込状況と照らし合わせると、2030 年度までに接続契約申込段階の案件の 80%、洋上風力の重複エリアを考慮して接続検討申込段階の案件の 10%が系統連系すると想定すると、29.1GW の導入が可能な見通しである。これに 2020 年実績（4.2GW）を加えると 34.3GW となるので、陸上風力と洋上風力の合計で 2030 年度導入見込み（30.9GW）の達成可能性が見える。また、2019 年度から 2022 年度までの過去 3 年間における接続申込の年平均増加量は、接続契約申込が 3.0GW、接続検討申込が 3.0GW であり、今後も同様の状況が継続すると想定すると、年平均 2.7GW（3.0×0.8＋3.0×0.1）の増加が見込まれる。これに加えて、上述した洋上風力の促進区域の指定規模（着床式・浮体式合計 3GW/年程度）が国による系統確保スキーム適用分として系統連系可能量に加わると、2035 年度までに合計で 59.8GW に達することになる。なお、この実現には、地域内基幹送電線と地域間連系線の新増設が併せて求められる。

以上のとおり、2035 年の風力発電の導入量達成には、案件形成のスピードアップが前提となる。環境アセスメントや系統接続を含む各種手続の迅速化や合理化（規制緩和を含む）に取り組むことが必要である。

風力発電の発電量

陸上風力発電は、4MW 超クラスでハブ高さ 90ｍ、洋上風力発電は 10MW 超クラスでハブ高さ 140ｍを想定し、この地上高（海面高）における風況から低風速仕様のパワーカーブをもとに、発電量を算出した。風況については、最低年平均風速（陸上で 6.5m/s、洋上着床式で 7.5m/s、洋上浮体式で 8.0m/s）以上で 0.5m/s 単位のポテンシャルを同一比率で開発すると仮定している。その際、系統エリア別にポテンシャルデータを参照し、地域に

よる風況の違いも考慮した。風力発電設備の大型化および風況を考慮すると、特に、風況の良い、北海道・東北エリアで、設備利用率が大きく増大する。

2035 年度における風力発電の発電量は、陸上風力・洋上風力合計で 174.0TWh と推計された。

まとめ

以上をまとめると、風力発電の導入可能量は表３-3 のとおりである。

表３-3：2035 年度の風力発電の導入設備容量と発電量

	設備容量（GW）	発電量（TWh）	実質設備利用率
陸上風力	34.4	92.2	30.60%
洋上風力（着床式）	20.5	64.8	36.20%
洋上風力（浮体式）	5	17	39.10%
合計	59.8	174	33.20%

（注）実質設備利用率とは、理論上の設備利用率に風速出現分布の相違性と利用可能率を考慮したもの。各合計値は、四捨五入により異なる場合がある。

出典）自然エネルギー財団作成

第４章　非変動型自然エネルギーの導入可能性

2035 年の日本において、電力供給の量的な主力を占めるのは、太陽光発電と風力発電になる。しかし、バイオエネルギー、水力、地熱の他の自然エネルギーを用いた発電は、それぞれ固有の特性を持ち、変動型の太陽光発電と風力発電を補完し、電力供給系統の安定化に寄与することが期待できる。このような重要性を考慮しつつ、本章において、それぞれの導入可能性を検討する。

第１節　バイオエネルギー発電の導入可能性

1. バイオエネルギー発電開発の現状

現在の導入状況

FIT 制度により導入が進み、2021 年度末時点で、FIT 以前の RPS 法（電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法）時代の認定案件を含め 5.6GW が稼働している。認定容量は、一般木質・農業残渣区分を中心に 11GW 程度あるが、2024 年 11 月に多くが運転開始期限を迎え、失効する案件も多いと見込まれている。

これに加えて、FIT によらない発電として、製紙業などを中心に、産業用の自家発電がある。これらの多くは高温の蒸気も供給できる、いわゆる熱電併給（コジェネ）になっており、9.0TWh 程度の発電量があると推計される。

表４-1：バイオエネルギー発電の現状（FIT 制度のみ、2021 年度末時点）

	稼働容量（GW）	認定容量（移行認定分含む）（GW）	METI 長期見通し
メタン発酵ガス	0.1	0.15	0.18
未利用木質	0.48	0.69	4.34
一般木質・農業残渣	2.54	7.1	
建設廃材・一般廃棄物・RPS等	2.52	2.7	3.5
合計	5.64	10.6	8.02

注）案件によってはバイオマス以外の燃料（化石燃料やバイオマス以外の廃棄物）も使用することがあるため、使用燃料のバイオマス比率を考慮した容量のみが集計されている。

出典)資源エネルギー庁 FIT 統計より自然エネルギー財団作成

ポテンシャル

バイオマス資源のポテンシャルについては、農林水産省が「バイオマス種類別の利用率等の推移」として発生量と利用量・利用率を取りまとめているが、この中には堆肥利用なども含まれているため、エネルギー利用可能な量を把握することを難しくしている。

木質バイオマスのうち間伐材等の森林バイオマスについては、林野庁が策定する「森林・林業基本計画」の中で、エネルギー基本計画と整合的に目標設定されている。2030 年の目

標量は 900 万 m^3 となっている。2021 年時点での利用量は 800 万 m^3 を上回っていることから、利用量を大幅に増加させることは難しいと考えられる[57]。

輸入バイオマスについては、導入量が確実に増加している。また、FIT 制度で用いることができる燃料は、木質バイオマス（チップ・ペレット）、PKS、OPT の 3 種類だったが、2023 年 4 月以降、EFB やココナッツ殻などの非可食かつ副産物である農業残渣が追加され、燃料の選択肢が広げられた。このようなことから、持続可能な利用可能量は相当量あると考えられるが、発電以外の熱供給や持続可能な航空燃料（SAF）原料としてのニーズも高まっていることから、慎重な検討が必要である。

政府や業界団体等の導入見込み

第 6 次エネルギー基本計画において、2030 年の導入見通しは 8.0GW（47TWh）と第 5 次の計画時の 6～7GW(39.4～49TWh)から引き上げられた。業界団体であるバイオマス発電事業者協会は、会員企業の情報に基づき、木質バイオマスについて 2030 年に 5.56GW（未利用材を除くと 5GW）との導入見込みを示している。

エネルギー基本計画で考慮されているのは FIT 案件のみである。これに加えて、2021 年に改正されたエネルギーの使用の合理化等に関する法律（省エネ法）に基づき、バイオマス燃料も石炭の代替燃料として利用される可能性がある。同法が対象とするのは、自家発電設備により、電気だけではなく、製造プロセスで用いる蒸気の生産にも行う、いわゆる熱電併給（コジェネ）プラントであり、エネルギー効率は高い。産業部門のエネルギー使用量の 4 割を占める主要 5 業種（鉄鋼業・化学工業・セメント製造業・製紙業・自動車製造業）に対して、国が非化石エネルギー転換の目安を提示することになった。この中で、自動車製造業を除いては、それぞれ石炭の削減量の目安が示されている（表 4 -2）。

表 4 -2：改正省エネ法に基づく主要産業の石炭の削減率の目安

石炭	鉄鋼（高炉）	化学	製紙	セメント	合計
消費量（100万トン）	53.2	16.6	5.2	9.6	84.5
削減率（%）	2	30	30	28	-
削減量（100万トン）	1.1	5	1.6	2.7	10.4

注）鉄鋼の削減率は、消費原単位ベース。

出典)資源エネルギー庁「エネルギー需要サイドにおける今後の省エネルギー・非化石転換政策について」（第 38 回少エネルギー小委員会、2023 年 2 月 15 日）より、自然エネルギー財団作成

これに加えて、既存の石炭火力発電所の改修により、最終的にバイオマス発電に 100%転換する場合は、2023 年度から始まる長期脱炭素電源オークションの対象となっている。ここで重要となるのは、使用する石炭の一部をバイオマスに置き換える混焼ではなく 100%転換とし、石炭利用のフェードアウトという大きな方針と整合的なものにすることである。

[57] エネルギー作物や早生樹などの活用も考えられるが、その利用可能性についての経済的・量的な検討は十分に行われていない。

石炭火力発電のバイオマスへの 100%転換はイギリスなどですでに事例があり、特段の技術的課題は存在しない。

2. 2035 年までの導入量の推計

売電用バイオエネルギー発電（主に再エネ特措法）

上記の状況を踏まえ、主に再エネ特措法の支援を受ける売電用バイオエネルギー発電の見通しを下記のように設定した。

- メタン発酵
  - 緩やかであるが認定量は確実に増えており、今後も農畜連携によりメタン発酵後の液肥の有効利用が行われることや、下水汚泥についても肥料利用が進む中でエネルギー利用との両立により、エネルギー基本計画の 2030 年導入見込みと同じく、0.16GW までの導入が進むと想定した。
- 木質系（未利用木質＝国産材）
  - 国産材の供給量の上限から、エネルギー基本計画の 2030 年目標まで増加した後、2035 年まで同様の水準を維持するものと想定する。なお、2035 年には、FIT の買取価格が終了するいわゆる「卒 FIT」案件も出始めているが、今後も運転が継続されることを見込む。
- 木質系（一般木質・農作物残渣＝輸入材）
  - 業界団体の未利用材を除いた予測（5GW）が達成され、頭打ちとなることを想定。
  - 燃料については価格が上昇傾向にあり、調達が滞る場面が出ている。こうした事業環境の変化を受けて、FIT から FIP へ切り替えるプラントもあると想定される。そのため、設備利用率は下方修正する必要がある。
- 建設廃材、一般廃棄物（旧 RPS を含む）
  - 廃材・廃棄物ともに人口減少などの要因から、発生量の増加は見込まれないため、エネルギー基本計画の 2030 年目標まで増加ののち、2035 年まで同様の水準を維持するものと想定する。

FIT によらない石炭火力からの転換（自家用バイオエネルギー発電を含む）

省エネ法などの枠組みで、産業用の自家発電および既存の石炭火力発電所のバイオマスへの燃料転換が一定程度進むと想定される。石炭の代替燃料としては、従来の木質ペレットに加えて、バイオマスを加熱処理して形成したブラックペレットの開発も進んでいる。ブラックペレットは、木質バイオマスだけではなく、幅広い種類の農業残渣が使用可能であり、供給力を拡大できる可能性がある。現状では商業生産は始まっていないが、出光興産が現状の石炭販売量の熱量ベースで 1 割に相当する量の生産を 2030 年までに実現する

ことを目指している[58]。同様の動きが他社にも見られる他、石炭火力発電所を買い取ってバイオマス発電所に転換する計画も発表されている[59]。

そのため、2030 年度までは現状の発電量（9.0TWh）が維持されるが、2035 年度にかけては、これに加えて、日本全体で現状の石炭発電の 1 割（およそ 30TWh）がバイオマス燃料に転換されると想定する。なお、このバイオマス燃料は、産業用の自家発電設備を中心に、石炭火力の延命ではなく、2035 年までにバイオマスに 100%転換されたプラントで使用されるものとする。

まとめ

以上に基づき、2035 年度のバイオエネルギー発電量を計算すると 85.7TWh になる。設備利用率については、調達価格算定委員会で報告されている最新の数字を参考に、各区分ごとに設定した。なお、2030 年時点では、FIT 案件が概ね上限に達する一方で、石炭火力からの転換は本格化しないと予測されるため、発電量は 59.6TWh であると見込まれる。

この数字は、第 6 次エネルギー基本計画での野心的水準の数字 47TWh と比べると、大きな数字になっている。この違いは、主には自家発電での現状での利用（9.0TWh）および、今後の既存石炭火力からの転換（30TWh）の増加を見込んでいるためである。

なお、バイオエネルギーの利用にあたっては、国産・輸入を問わず、その持続可能性に十分配慮することが重要である。FIT 制度においては、農作物残渣バイオマスについて、環境・社会などの項目を網羅した持続可能性基準を整理し、その証明に用いることができる第三者認証の認定を行っている。また、今後増加すると予測される省エネ法の枠組みでの自家発電利用や長期脱炭素オークションにおいても、FIT 同様に、持続可能性基準への遵守を求めていく必要がある。

表 4 -3：2035 年のバイオエネルギー発電の年間発電量の予測（まとめ）

	設備容量（GW）	設備利用率（%）	発電量（TWh）
メタン発酵ガス	0.16	0.6	0.8
未利用木質	0.55	0.75	3.6
一般木質・農作物残渣	5	0.65	28.5
建設廃材、一般廃棄物、RPS等	3.5	0.45	13.8
自家発電＋既存石炭火力からの転換	-	-	39
合計	9.2	-	85.7

出典)自然エネルギー財団作成

[58] 出光興産株式会社「出光 2050 ビジョン・中期経営計画」
[59] イーレックス株式会社「「糸魚川発電所」の株式譲渡契約締結のお知らせ－脱炭素に向けた石炭火力トランジションの推進－」（2022 年 8 月 1 日プレスリリース）

第２節　水力発電の導入可能性

1. 水力発電開発の現状

現在の導入状況

2021 年度末の水力発電（揚水発電を除く）の総設備容量は、10 電力接続状況によれば 22.5GW である。2021 年度の発電量は、総合エネルギー統計によると 77.8TWh だった。

このうち 30MW 未満の中小水力については､FIT により 2021 年度末までに 0.83GW が新規導入された。FIT 制度開始前にすでに 9.6GW が開発されていたが、リプレース分もあり、これらを合わせて現状では 9.8GW が導入されていると報告されている[60]。加えて未稼働の認定設備が 1.6GW 存在している。さらに、30MW 以上の大水力の容量が 12.8GW 存在する[61]。

導入ポテンシャル

包蔵水力調査[62]によれば、未開発の水力発電は 11. 7 GW（発電量で 44.1TWh）あり、現状比でおよそ 1.5 倍に拡大できる可能性があることが分かる。特に中小水力において未開発のポテンシャルが多いが、開発地点の奥地化・出力の小規模化により経済性や自然・社会関係上の制約、系統接続の問題などがあるとの指摘もある[63]。

一方で環境省 REPOS では、中小水力について事業性を考慮した導入ポテンシャルとして、追加的に 3.21～4.21GW の設備容量（17.4～22.6TWh）があると推計している。

政府や業界団体等の導入見込み

第 6 次エネルギー基本計画では、中小水力についてこれまでの導入実績や業界見通しを考慮した上で、2030 年までに 0.5GW の増加により 10.4GW の稼働を見込んだ。これは 2015 年の長期需給見通しの 10.9～11.7GW を下方修正した目標設定となった。

大水力については、努力継続・政策強化のいずれにおいても、容量の増加は見込まれていない。ただし､「既存発電の有効活用」として、発電設備のリプレースや効率的なダムの運用によって 8TWh の発電量の増加を込んでいる。

合計すると水力全体では、政策強化ケースの場合は 23.2GW で 93.4TWh の発電量となり、施策の強化により 5TWh を上積みし、98TWh の発電量を野心的水準としている。

---

[60] 資源エネルギー庁「中小水力発電について」（第 81 回調達価格算定委員会、2022 年 11 月 1 日）

[61] これに加えて、揚水発電の容量が 27.5GW 存在するが、揚水発電は、別の発電設備が発電した電力を用いて汲み上げた水の位置エネルギーを使って、主に電力不足時に発電するものであり、一種のバッテリーである。電力供給の時間的な平準化において重要な役割を果たすが、ここでの発電能力および発電量の計算には含めていない。

[62] 包蔵水力とは、発電水力調査により明らかとなった我が国が有する水資源のうち、技術的・経済的に利用可能な水力エネルギー量のこと。

[63] 「2030 年中小水力発電の導入見込みについて」中小水力発電 4 団体（2021 年 3 月 22 日）

この 5TWh の積み上げのために、内閣府の水循環政策本部が水循環政策における再生可能エネルギーの導入促進に向けた「ロードマップ」および「数値目標」を策定し、定期的に更新を行っている。2022 年 9 月末時点の最新の数値目標によれば、2030 年までに既存ダムの嵩上げにより 81GWh、発電機の交換により 245GWh などの増加が見込まれる。これらのダム関連の施策に加えて、水道施設で 188GWh（太陽光パネル設置も含む）農業用水で 15.1GWh、工業用水道で 5.4GWh、下水道 0.42GWh なども目標立てされている。

ただし、これらを合計しても 600GWh 弱にとどまり、発電量増加のためには、全部で 72 ダムで実施することを目標としているダムの運用改善が重要になっていることが分かるが、発電量の増加量は明らかになっていない[64]。

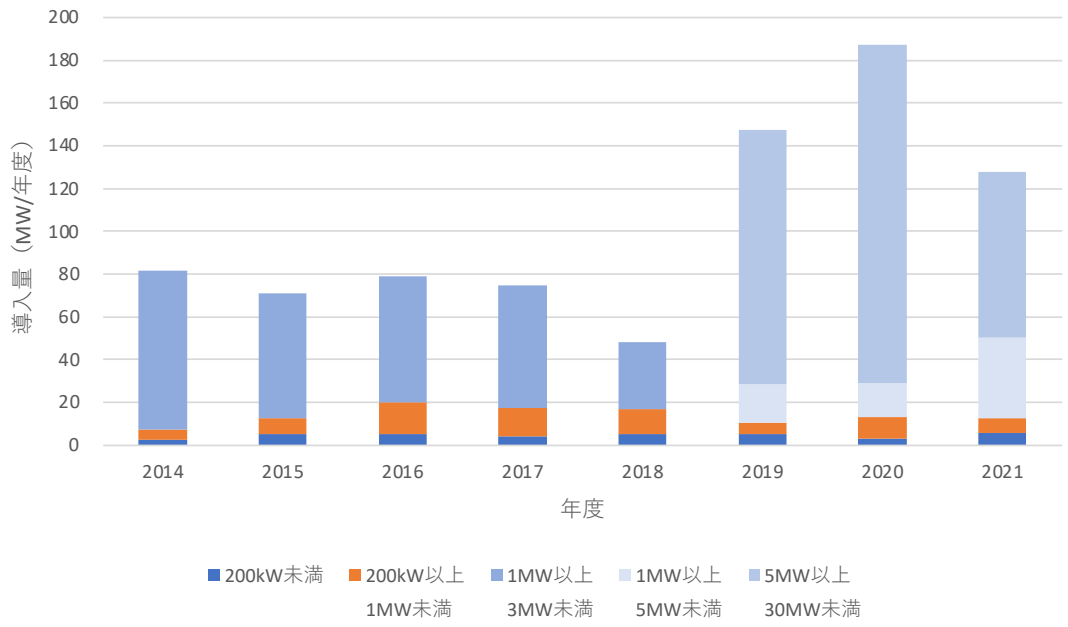
2. 2035 年までの導入量の推計

水力のエネルギー利用にあたっては、近年の水害や土砂災害の増加などを鑑み、地域の治水と利水のバランスを前提に、地域の水資源の活用を構想することが重要である。

中小水力

まず、FIT 認定案件については、リードタイムは 1MW 未満では 2 年、3MW 未満でも 4 年程度であり、しかも認定された案件は確実に稼働するという傾向がある。これまでの年間の平均導入量は 102MW であるが、直近 3 年間では 154MW となっている（図 4 -1）。加えて近年の FIT 認定量も増加傾向にあり、2020 年度は 267MW、2021 年度は 855MW となっており、将来的な導入量は増加することが期待できる。

図 4 -1：FIT による中小水力発電の年間導入量の推移



出典)資源エネルギー庁 FIT 統計より自然エネルギー財団作成

64 （一社）日本プロジェクト産業協議会（JAPIC）は、既存ダム等の最大活用により、9.3GW の容量（32.4TWh の発電量）ポテンシャルが存在しているとの独自調査の結果を示している。

そこで本推計では、毎年およそ 140MW の導入量により 2022 年 3 月末時点の未稼働案件 1.6GW も含めて、2.0GW の容量増加を見込む。エネルギー基本計画の想定は毎年 100MW であり、これよりは大きな数字であるが、直近 3 年間の導入量に比べればやや少ない想定である。これは、既存設備の更新による FIT 認定による重複分を考慮している。また、直近の認定量は大きいものの開発地の奥地化も進み、導水路トンネルなど慎重な工事が必要になっていることから、認定量が減少していく傾向も予測されるためである。結果として、2035 年度末の中小水力の発電容量は 11.8GW となる。

大水力

前述のとおり、内閣府の水循環政策本部の主導により、国交省や農水省、都道府県など、各行政主体が所管するダム等において、水力発電量を最大化させる対策が進むものとする。これにより、容量の増加はないものの、発電量ベースで 7.5TWh の増加を見込む（ここには、非 FIT の中小水力の発電量も含まれる）。

まとめ

以上より、中小水力の発電量については、FIT 制度で買い取られる発電量について、予測される容量の増加量に比例して増加するものとする。大水力については、前述のとおり、7.5TWh の増加を見込む。

以上をまとめると、水力発電の年間発電量は、2035 年時点での 99.6TWh と予測できる。2035 年度まで均一のペースで成長すると想定すると、2030 年度では 93.1TWh となる。

表 4 -4：2035 年度の水力発電の年間発電量の予測（まとめ）

	分類	2021年度	2030年度	2035年度
設備容量（GW）	中小水力	9.8	11.1	11.8
	大水力	12.8	12.8	12.8
	合計	22.6	23.9	24.6
発電量（TWh）	中小水力（FITのみ）	4.5	11.4	15.3
	一般水力 （非FIT中小水力を含む）	76.8	81.7	84.3
	合計	81.3	93.1	99.6

注）水力発電の合計発電量は、2012 年度から 2021 年度の 10 年間平均。中小水力の発電量は、2021 年度の FIT の買取電力量とし、残りを一般水力としている。

出典)自然エネルギー財団作成

第３節　地熱発電の導入可能性

1.　地熱発電開発の現状

現在の導入状況

2021 年度末の地熱発電の総設備容量は 0.54GW（10 電力接続状況）であり、発電量は 2.4TWh だった（総合エネルギー統計）。2021 年度末までに 220MW 分の地熱発電が FIT 制度の事業認定を受け、そのうち 90MW が稼働している。このうち設備容量 10MW 以上の大規模地熱発電では、2011 年度末までに約 449MW が稼働しており、2012 年以降は約 46MW が稼働した。地熱開発はリードタイムが 7 年から 10 年と長いこともあり、FIT 制度が導入された 2012 年以降においても、地熱発電の導入量は微増に留まっている。

導入ポテンシャル

地熱発電における資源ポテンシャルは、世界第 3 位の約 23GW を有すると言われている[65]。しかし、現在日本において稼働している地熱発電の設備容量は前述の通り 0.54GW であり、活用されている地熱資源はわずか約 2.3%にすぎない。

環境省 REPOS によるポテンシャル調査では、合計では約 14.4GW（100.6TWh）のポテンシャルがあると見積られている[66]。また、事業性を考慮した地熱発電の導入ポテンシャル[67]においても約 9GW～11.4GW（発電量 63.0～79.6TWh）と見積もっており、現状と比較して最大約 26 倍に拡大できる可能性があることがわかる。

政府や業界団体等の導入見込み

第 6 次エネルギー基本計画では、地熱発電についてこれまでの導入実績や業界見通しを考慮した上で、2030 年までに約 1.0GW の増加により 1.5GW の稼働を見込んでいる。地熱発電の大幅な導入促進を目指すために、事業化の障害となる地熱資源調査や掘削調査などのリスクマネーの供給や技術開発への支援、自然公園法と温泉法などの運用見直し、地熱発電技術の確立と実用化に取り組むとしている[68]。また、環境省が実施している地熱開発加速化プランでは、10 年以上かかる地熱開発のリードタイムを最短 8 年程度にすることを目指し、科学的なデータの収集や調査で円滑な地域調整による案件形成の加速化を図る方針を示している[69]。

---

[65] 村岡洋文他「日本の熱水系資源量評価 2008, 日本地熱学会講演要旨集」(2008)
[66] 再生可能エネルギー情報提供システム（REPOS）我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル（令和 4 年 4 月） https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/doc/gaiyou3.pdf
[67] 送電線敷設や道路整備等に係るコストデータ及び売電による収益データを分析に加え、経済的観点から見て導入可能性が低いと認められるエリアを除いたもの。 低位なシナリオ（FIT 価格よりも低い売電価格）～高位なシナリオ（FIT 価格程度）に分けて推計（シナリオ別導入可能量）
[68] 経済産業省「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」(2021 年 6 月 18 日)
[69] 環境省「地熱開発加速化プラン」(2021 年 4 月 27 日)

日本地熱協会の調査では、調査開発中の地熱発電は約 0.29GW あり、新規地点として約 0.28GW を見込んでいる。2030 年までの導入目標として約 1.44GW を見込んでおり[70]、全体の地熱資源ポテンシャルの約 6.1%としている。

表 4 -5：日本地熱協会による地熱発電導入実績及び見込み

区分	2011年末時点		2012年度以降		調査・建設中		新規地点（目標）		合計（目標）	
	件数	出力（MW）	件数	出力（MW）	件数	出力（MW）	件数	出力（MW）	件数	出力（MW）
大規模（10MW以上）	14	449	2(1)	46	22(2)	289	20	280	58(3)	1,065
中規模（1-10MW）	3	13	6	25	48(1)	224	20	100	70(1)	362
小規模（1MW未満）	1	1	59	8	33	7	20	3	113	19
合計	18	463	67	79	103	520	60	383	238	1,437

（注）(カッコ)内数値はリプレース（更新）案件

出典)日本地熱協会資料（2022 年 7 月末時点）より自然エネルギー財団作成

2. 2035 年までの導入量の推計

現時点で環境アセスメントを実施中の大規模地熱発電は、計 5 箇所で合計容量は 70MW である。これらの地熱発電所は、2023 年度から 2029 年度までに稼働する見込みである。FIT 制度で 15MW 以上の地熱発電の買取価格が 26 円/kWh と低く設定されているため、現在進められている地熱開発の多くは買取価格が 40 円/kWh になる 15MW クラス未満のものが多い。

このように、環境アセスメントの進捗状況を見ると、エネルギー基本計画で見込まれている 1GW の追加導入の目標には遠く及ばない。目標を達成し、日本における地熱発電のポテンシャルを活かすためには、下記のような地熱発電のプロセスの課題を解決する必要がある。

地熱発電の開発には、地熱資源を活用する資源調査をはじめ、発電所を設置するエリアまでの系統連系、さらに発電所予定地の周辺に住む温泉事業者との合意形成を行うプロセスが必要になる。しかし、そもそも実際は、必要な掘削等による地熱資源調査が、地域の合意を得られずに進まない状況にある。

[70] 令和 3 年 3月22日 第 30 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ＮＷ小委員会（日本地熱協会資料）

表 4 -6：大規模地熱発電の稼働見込み（環境アセスメント実施中）

	都道府県	市町村	発電所	出力	稼働予定	環境アセスメント
1	北海道	函館市	恵山地熱発電事(仮称)	9.9	2028年	方法書
2	岩手県	八幡平市	松川地熱発電所(更新)	14.9	2025年	評価書
3	秋田県	湯沢市	木地山地熱発電所(仮称)	14.9	2029年	方法書
4	秋田県	湯沢市	かたつむり山発電所(仮称)	14.9	2027年	評価書
5	岩手県	八幡平市	安比地熱発電所	14.9	2024年	評価書

出典）環境省 環境影響評価情報支援ネットワーク（http://assess.env.go.jp/）より自然エネルギー財団作成

この背景には、調査目的も含め地熱開発のための掘削許可は、温泉法の規定により地元温泉事業者や学者等で構成された審議会などの合議制機関によって決定ことがある。これらの審議会は各都道府県に設置されており、事業ごとに掘削許可の審議が行われるため、許可を得るための時間を要する。また、これらの審議会は温泉利用を目的とした審議を主としているため、地熱案件に関する専門的な審議基準が設定されていない。特に問題なのは、審議会で地熱開発の許認可を検討する際に、地熱開発の規模が妥当かどうか、審議の前に掘削調査でその地域の地熱資源量を把握する必要があるが、調査目的の掘削についても同様の許認可が必要となることである。現状では、地熱資源調査目的の掘削許可と地熱資源開発目的の掘削許可が明確に区分けされておらず、調査目的の掘削も開発目的の掘削と同じ許認可のハードルが課せられている状態である。そのため、多くの地熱資源の有望地域では、地熱資源量把握のために必要な掘削調査の許認可の段階で足踏みしている地域が多く見られる。

加えて、日本における地熱開発には明確なルールとプロセスが制定されていないため、各事業者や関係者が各々に地熱開発を進めざるを得ない。温泉事業者が懸念しているのは、開発事業者と地域住民の間で取り決めた合意内容を遵守されるかどうかである。自治体の条例や法律で制限しない場合、これらの合意内容の遵守に関する罰則規定がない上に、源泉枯渇などの影響を科学的に立証することは難しく、地域住民は開発事業者によって合意内容がうやむやにされる可能性を危惧している。このように、現状の地熱開発に明確なルールと透明性を確保できていないため、地熱資源の先行利用者は不信感や不安感が募り、前述の審議会による掘削許可を出しにくい状況を生み出している。

したがって、導入量を拡大するためには、地熱発電の導入促進に向けた制度を整備し、事業環境の改善を行うことで、本来の地熱発電の導入ポテンシャルを活かすことが必要である。導入が必要な制度のひとつは、地熱発電の事業環境をルール化する地熱法を制定することであり、その中で以下の事項を定める必要がある。

- 国主導による全国的な地熱資源調査のための掘削調査の実施：1980 年代に実施した国主導の調査で得たデータ[71]をもとに、調査目的の掘削調査として各都道府県の審議会の許認可に関係なく、国主導で全国の地熱資源調査を実施し、各地域の地熱

[71] NEDO「地熱開発促進調査」(1980~2009) https://geothermal.jogmec.go.jp/report/nedo/index.html

資源量を把握する。各地域の地熱資源量をより正確に把握することで、各地域に適切な地熱発電の規模を設定し、各都道府県における審議会の許認可手続きの判断材料の一つとする。

- 地熱ゾーニング：国主導で実施した掘削調査と環境アセスメントをもとに、環境保護すべきエリアと地熱開発を可能とするエリアを分類するソーニングを実施し、開発事業者や地域住民に対して開かれた地熱開発を目指す。その際に、地熱開発可能エリアとして分類する前に、地熱資源量調査で得たデータをもとに適切な発電規模を決定する。地熱開発目的の掘削と発電規模について各都道府県の審議会の許認可を経て、ゾーニングを決定した時点で事業者選定に移行できる状態とする。また、開発の条件として事前に地域住民と合意した内容は、国など第三者機関によってその施行状況を確認する。これらの合意内容は全国共通のルールとして国が制定するのも一案である。

- 地熱セントラル方式：地熱資源量調査データをもとに、地熱ゾーニングで分類された地熱開発可能地域において、開発事業者に対して開かれた一般入札を実施し、開発事業者を決定することで、各地域の地熱資源量に適した地熱開発の規模を維持する。さらに、同じ地熱地域で複数の開発事業者が乱立する開発を防ぐこともできることで、地域と共生する地熱開発を促進しやすい環境をつくる。

これらの措置により地熱発電の事業環境が改善されれば、参入する企業と受け入れを希望する地域関係者で共生する地熱発電づくりの促進につながると考えられる。地熱開発事業の成長の予見性が確保されれば、現在不足している地熱関連人材の育成促進にも繋がる。

まとめ

地熱発電の導入拡大には、上記のような制度改革が必要である。これらの制度改革が今すぐに着手されたとしても、リードタイムが長いため 2030 年頃までの増加は期待できないが、2031 年度から 2035 年度までの間の 5 年間で、毎年 200MW ずつ合計約 1GW の導入の実現が可能となる。この結果、2035 年時点での地熱発電の発電容量は 1,651MW、年間発電量は 11.5TWh と予測できる。

表 4 -7：2035 年の地熱発電の年間発電量の予測（まとめ）

	分類	2021年度	2030年度	2035年度
設備容量（MW）	大規模（10MW以上）	495	562	1,521
	中規模（1MWから10MW）	38	72	106
	小規模（1MW未満）	9	17	24
	合計	542	651	1,651
発電量（TWh）	大規模（10MW以上）		3.9	10.7
	中規模（1MWから10MW）		0.5	0.7
	小規模（1MW未満）		0.1	0.1
	合計	2.4	4.5	11.5

注）2030 年度および 2035 年度については、設備利用率をそれぞれ大規模（80%）、中規模（75%）、小規模（60%）とした。

出典）自然エネルギー財団作成

第５章　2035 年における電力部門の電源構成

第１節　2035 年の電力需要の見通し

1.　2035 年のエネルギー（電力）需要に求められる野心

2023 年 3 月 20 日に発表された IPCC の第 6 次統合報告書は、進行する気温上昇に対し、各国が提出した現在の NDC（Nationally Determined Contribution：国が決定する貢献）が示す 2030 年までの世界の GHG 排出量では、今世紀中に 1.5℃を超える可能性が高いとして、世界の GHG 排出量を、2019 年比で 2030 年までに 43%、2035 年までに 60%削減することが必要としている。

第 6 次エネルギー基本計画では 2030 年度のエネルギー・電力需要は、表５-1 のように想定されている 。この需要想定は、2030 年度の GHG 排出量を 2013 年度比で 46%削減する日本の NDC 目標に対応するため、それまでの計画のマクロフレーム―経済成長率や主要産業の生産量、交通需要等の予測を下方修正するとともに、省エネ対策を積み増しして作られたものである。

表５-1：第 6 次エネルギー基本計画における最終エネルギー消費・電力需要の見通し

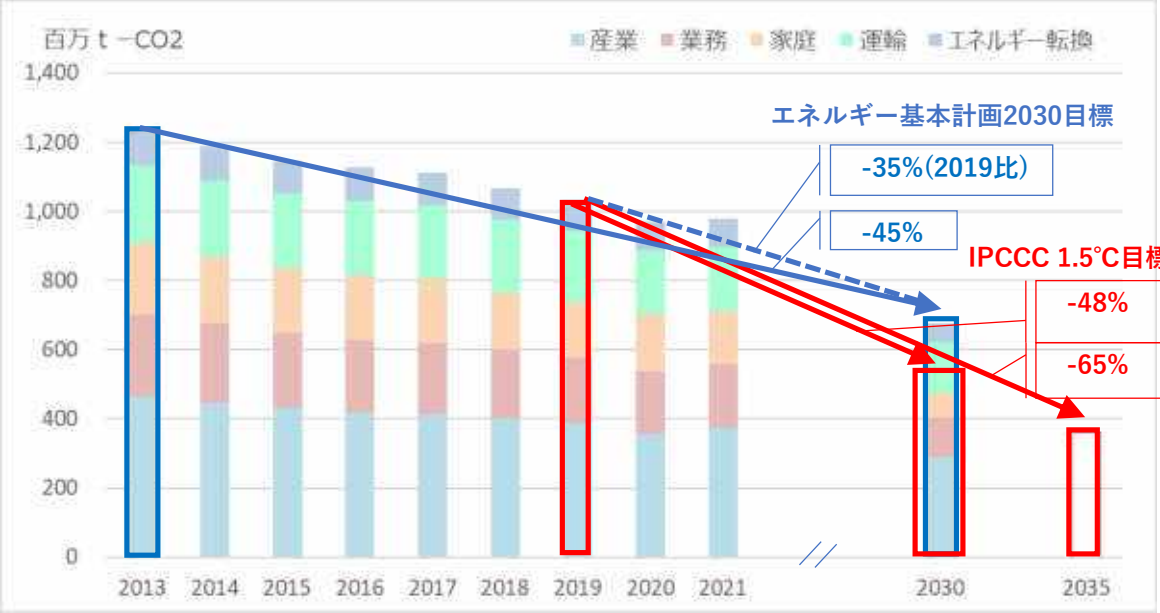
	最終エネルギー消費（原油換算百万kℓ）				電力需要（TWh）			
	2013年度	2019年度	2030年度（BAU）	2030年度（省エネ後）	2013年度	2019年度	2030年度（BAU）	2030年度（省エネ後）
産業	168	156	150	140	365	342	387	331
業務	59	54	70	50	324	316	399	300
家庭	53	47	50	30	283	252	288	211
運輸	83	77	80	60	17	17	19	23
合計	363	335	350	280	990	927	1,092	864

（注）四捨五入により合計数値と一致しない場合がある。

(出典)資源エネルギー庁「2030 年におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」（2021 年 9 月）および総合エネルギー統計(2019 年度)

しかし IPCC の求める 2019 年を基準とする二酸化炭素の排出量削減は、は 2030 年までに 48%削減、2035 年までに 65%である。図 ５-1 に示すようにエネルギー基本計画のエネルギー起源 CO_2 排出は 2019 年度比では 35%削減にしかならない。2035 年にむけては、最低でも IPCC が求めるレベル、すなわち CO_2 排出を 2019 年度比で 65%削減、360 百万トンまで削減することを目標とし、その実現に向けた取組を進める必要がある。

図 5-1：エネルギー基本計画の 2030 年目標と IPCC の求める二酸化炭素排出削減のレベル



出典）資源エネルギー庁「エネルギー総合統計時系列表」、「2030 年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」より財団作成

2．2035 年への需要削減対策の考え方

活動量の想定の基本的な考え方

現在のエネルギー基本計画の需要想定では、それまでの基本計画の想定とは異なり、経済成長率、主要な産業の生産量、業務ビルの総床面積の伸び、旅客・貨物輸送量といった各セクターの活動量を示す「経済水準の指標」の多くが下方修正された。諸々の統計が 2019 年までに漸減あるいは増加の逓減傾向を示していること、また 2020 年以降のコロナ禍の影響もあり、妥当な想定であるといえる。

ただし 2035 年の需要想定にあたっては、さらにその先を考えていく必要がある。特にサーキュラーエコノミー（循環経済）[72]への転換がその重要な視点である。2020 年代に、リサイクルはもとより、デザイン改良・素材変更・強度向上・軽量化・長寿命化等への取り組を強化し、循環型ビジネスモデルへの転換を進めていくことで、資源素材の消費量削減を図る必要がある。その結果、少なくとも素材産業の国内需要については、2035 年までに新規生産をリサイクルに置き換えていくことを開始し、生産量を低減させていくことが重要だ。サーキュラーエコノミーへの移行で全体的なエネルギー消費水準を削減していくことが将来の大きな削減ポテンシャルとなる。

こうした考え方を踏まえ、今回の自然エネルギー財団の想定では、各部門の活動量に反映されるマクロ指標を、エネルギー基本計画が想定する低減傾向がより強まるとして設定した。また、産業部門の最大の排出主体である鉄鋼業においては、高炉からリサイクル鉄

[72] 従来の 3R（リデュース、リユース、リサイクル）に加えて、資源投入量・消費量を抑えつつ、ストックを有効活用しながら、サービス化等を通じて付加価値を生み出す経済活動。

を活用する電炉へのシフトを見込み、サーキュラーエコノミーへのステップの一つとしている。

一層の電化推進の必要性

脱炭素化への道筋の重要なステップとして、世界で共通に認識されているのが、自然エネルギーの活用で脱炭素化を早期に進めることが可能な電力にエネルギー源をシフトしていく電化の推進である。エネルギー基本計画でも、こうした基本的な考え方は踏襲されているが、2030 年の需要想定では対策内容として広範に算入されているわけではない。たとえば、家庭・業務部門の省エネ対策にヒートポンプ式給湯器への代替が組み込まれているようだが[73]、家庭部門の暖房機器や、業務部門の空調熱源の電化については記載がなく、多くの電化が 2030 年以降に先送りされているように見える。

電化の中でもヒートポンプ技術を活用するものは、エネルギー源を化石燃料から電力に代替するだけでなく、エネルギー効率を飛躍的に向上させることから、直ちに積極導入に取組むべきである。

コスト効率についても、家庭用給湯器など、他の機器と比較して既に経済的優位性を持つものもある。また、バッテリー電気自動車のように、近いうちにコストパリティを迎えるという予測が出ているものもある。適切な政策誘導があれば導入拡大を加速することができる。

懸念されることは、電化の推進による電力量の急増だが、ヒートポンプ機器は、そのエネルギー効率の高さから、消費電力の増加は限定的である。すでに普及段階にある空調や給湯機器では、既存の機器の効率改善－省エネ効果も合わせ、電力消費の総量が抑えられる。2035 年の厳しい GHG 排出削減目標を達成するため、また 2050 年脱炭素社会のエネルギー消費の最終形に直結するステップとしても、むしろ早い段階から電化シフトを計画し、そのための需給調整対策やインフラ整備などに本格的に取り掛かる必要がある。

産業部門の電化への取り組みの必要性

エネルギー基本計画の 2030 年度需要想定では、省エネルギー量を想定するにあたって、「2015 年策定時のエネルギーミックスにおいて積み上げられている省エネ対策を土台として、2019 年度までの進捗を踏まえ・・・野心的に見直しを行った。」としている。しかし省エネ量の目標値を部門別の最終エネルギー消費量（省エネ前）と比較すると、各部門の削減率は業務 19%、家庭 24%、運輸 25%であるのに対し、産業部門は 9 %にとどまっている。2019 年度比では、産業部門全体の最終エネルギー消費は 6%減、年率の削減は 0.4%未満である。事業者ごとに見れば、省エネ法ベンチマーク制度で目標を達成しているのは、産業部門の 11 事業（業種）では 243 事業者中 79 事業者である[74]。残り 67%の事業者が目標を達成すれば、業種全体で大きな改善率が見込めることを考えれば、産業部門でのさら

---

[73] 家庭部門における既存給湯器の更新では、他の機器からヒートポンプ機器への代替をまったく想定していなかった前回のエネルギー基本計画と比較すると、省エネ量の内訳で電力消費が増加していることから、一部代替も計画していると推察できる。

[74] 2021 年度定期報告における達成事業者「令和 4 年度 第 1 回工場等判断基準 WG　改正省エネ法の具体論等について」資源エネルギー庁（2022 年 6 月）

なる省エネが実現する可能性は高い。具体的な対策としては、産業部門でも電化が省エネ対策として大きな効果を持っていることから、今回の財団の需要想定では、下記の取組を考慮して算定を行っている。

最重要の取組みは、電気ヒートポンプ式設備機器の導入である。例えば、産業プロセスの様々なところで使用されている小型還流ボイラーを産業用電気ヒートポンプで代替していくことは、設備改修も比較的容易であり、コスト効果が見込める場合も多く、広範に導入可能である。ボイラーの用途のうち、工場用空調については、多くの場合で代替が可能であり、加熱（低温加熱及び給湯・洗浄）、低温乾燥、そして高温利用についても一定の代替が見込める。

さらに工業炉についても、ヒートポンプ機器ほど高いエネルギー・コスト効果が見込めず、電力消費の増加も大きいが、電力供給が許す限り推進していくべきである。エネルギー基本計画では、経済的、熱量的、構造的に電化が困難な熱需要については、合成メタン・合成燃料の活用を選択肢として追求していくとして、工業炉の電化は 2030 年までは殆ど見込まれていない。しかし、電化が困難とされる経済的・熱量的・構造的な条件は変化している。2035 年までに導入可能な技術で、2050 年以降も使える技術として電化に投資していく必要性は高い。

とりわけ鉄鋼業においては、高炉の電炉シフトを進める必要がある。これは、スクラップ鉄を活用するサーキュラーエコノミーの推進としても重要な取組みである。既存の高炉の 60%（生産能力ベース）は 2035 年までに設備寿命[75]を迎え、巨額の再投資を要する。その設備更新の時期を捉えて高炉の電炉化に踏み切る戦略が必要となっている。同様に産業の設備の耐用年数は一般に 30 年以上と長期であることから、設備更新の時期を逃さないことが重要である。設備投資が高額になり負担をともなうからこそ、2035 年に向けて今から設備更新のタイミングを考慮し、計画的に取り組む必要がある。

運輸部門における電気自動車（EV）化の推進

運輸部門での電化、特に電気自動車（EV）の導入も積極的に組み込んでいくべき対策である。エネルギー基本計画では、2035 年に新車販売で電動車 100%という方針のもと、省エネの取組みの一環として表 5 -2 のように普及・導入見通しを設定している。

この目標設定は、従来からの次世代自動車推進の流れで、ハイブリッド自動車を対策の中心とするものであり、EU[76]やカリフォルニアで進む乗用車の電化推進の流れとは性格を異にする。しかし、CO_2 排出削減をさらに大きく積み増しする必要を考えると、日本でも燃料消費が残ってしまうハイブリッド自動車よりも、大幅な燃料削減とエネルギー効率の向上が可能な電気自動車へのシフト（EV 化）に拍車をかけていく必要がある。急速な拡大を可能にするためには、充電設備のインフラ整備を進める必要があり、生産から廃棄に

[75] 高炉は、約 20 年をサイクルとして炉の大規模改修（リライニング）が必要となる。
[76] 2023 年 3 月 28 日、EU はこれまで示していた「2035 年以降内燃機関を搭載する新車の販売を事実上禁止の方針」を、二酸化炭素と水素（製造時の排出がほぼゼロに限る）から作る合成燃料を使う場合は認める方向で方針の一部を修正した。日本では HEV も認められる可能性が生じたとの報道もあるが、合成燃料使用に限定しており、また合成燃料は、高コストでエネルギー効率が低いことから、ごく一部のラグジュアリー・カーで使用される可能性が開かれただけである。

至るサプライチェーン全体の変革も必要になる。こうした広範な戦略・政策が大前提となるが、2035 年に向けては、EV 化を対策の中心に据えるべきだと考えられる。

表 5-2：次世代自動車についての政府の普及・導入見通し

「次世代自動車」の種類	2030年度導入・普及見通し（エネルギー基本計画）
ハイブリッド自動車（HEV）	29%
電気自動車（EV）・ プラグインハイブリッド自動車（PHEV）	16%
燃料電池自動車（FCV）	1%
クリーンディーゼル自動車（CDV）	4%

出典）導入普及見通し；2030 年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)（2021 年 9 月）より、自然エネルギー財団作成

貨物車においても、エネルギー基本計画では 8 トン以下の商用車で 2030 年までに電動車の新車販売に占める割合を 20~30 %とすること、2040 年までに電動車と合成燃料を含めて 100%とするという目標を置くが、EV 化がどの程度進行するかの具体は示されていない。2035 年に合成燃料が適正な価格で広範に普及しているとは考え難いため、小型のトラックを中心に EV へのシフトを進めることが現実的かつ効果的な対策であると考える。

今回の需要想定では、上記の視点から、自動車、トラックなどで積極的な EV 化を見込んでいる。自動車の EV 化による需要量の増加は、今回の算定結果では、そのエネルギー効率の高さも手伝い、総量としては電力需要全体の 5 %程度と、あまり大きくない。同時に職場や家庭での充電設備の充実、蓄電設備の併設、スマートチャージングや、デマンドレスポンスなどの対策を合わせて導入することで、充電によるピークが生じないような工夫を進めることも重要になっていく。

2. 2035 年需要電力量の推計

上記の点を踏まえて、2035 年の電力需要の推計を行った。今回は主として電力需要に焦点を当てながらも、IPCC の求める排出削減に向けて、エネルギー需要全体の削減を進めることに留意した。推計結果は、表 5-3 のとおりである。

2035 年における最終エネルギー需要は、原油換算で 254 百万 kl となった。2019 年度を基準とすると、24%の削減となっている。家庭、運輸と産業部門で削減が進んでいる。本推計をエネルギー基本計画の 2030 年目標と比較すると、産業部門と業務部門でより大きなエネルギー削減を見込んでいる。

総電力需要は 850TWh となり、2019 年と比べると 8%の減少である。省エネによる電力削減を進め産業、業務、家庭部門で削減が進んだ。運輸部門はもともと電力消費が少ないが、2050 年に向けて EV 化を進める計画としたため、最終エネルギー消費の削減に比べ、電力需要の削減が少なくなっている。

表 5-3：2035 年エネルギー・電力需要の想定

部門	最終エネルギー消費（原油換算百万kℓ）					電力需要（TWh）				
	2013年度	2019年度	2030 年度（エネ基）	2035年度	2019年比	2013年度	2019年度	2030 年度（エネ基）	2035年度	2019年比
産業	168	156	140	113	-28%	365	342	331	299	-13%
業務	59	54	50	42	-23%	324	316	300	266	-16%
家庭	53	47	30	31	-34%	283	252	211	219	-13%
運輸	83	77	60	55	-29%	18	17	23	66	286%
合計	363	335	280	254	-24%	990	927	864	850	-8%

（出典）自然エネルギー財団作成

各部門の算定の概要は以下の通りである。

産業部門

産業部門の最終エネルギー消費は、2019 年度比で 28%削減と想定した。エネルギー基本計画の 2030 年目標と比較すると 20%低い水準となっている。電力需要は 299TWh で 2019 年度比 13%の削減となっている。

算定の基礎となる活動量の設定では、人口予測やエネルギー基本計画における主要産業の生産量の想定を前提に、サーキュラーエコノミーの観点も加えて、2030 年以降低減傾向が強まると考えている。現状のエネルギー消費に活動量の予測低減率を乗じたものを 2035 年の BAU と想定し、省エネ、電化を削減対策として加味した。エネルギー削減の要素としては、産業用ヒートポンプの導入によるエネルギー効率化の推進が効果を上げている。省エネ効果の大きさから電力需要の伸びが相殺されている。

また産業全体の排出量の半分近くを占める鉄鋼業では、既存の高炉から電炉へのシフトを対策として組み込んでいる。2035 年までに設備寿命を迎える高炉の 15%、生産能力として約 750 万トン程度の高炉を電炉化している。

業務部門

業務部門の最終エネルギー消費は、2019 年度比で 23%削減と想定した。エネルギー基本計画の 2030 年目標と比べると、16%低い水準である。電力需要は 2019 年度比 16%削減の 266TWh と算定された。

活動量の指標としては業務系建築物の延床面積を使い、エネルギー基本計画の 2030 年想定値を踏襲するが、以降 2035 年までは、人口減少傾向を勘案し、実際に活用される床面積は 2030 年以降は低減に転じると考えた。

床面積当たりのエネルギー源別消費量を原単位 として、2035 年の業務床面積予測値を乗じることで、BAU のエネルギー消費を算出し、その上で、用途別、エネルギー別に対策量を積み上げて削減量を算定、差し引いた。主な対策としては、まず暖房、給湯、照明、厨房における設備更新に合わせて、機器の効率向上・電化を想定した。照明の LED 化の

徹底に加え、空調・給湯設備の電気ヒートポンプ化は、電化と効率化の両面で大きな効果を生み出している。さらに、建築物の新築や改修時の断熱・遮熱性能の強化によるエネルギー負荷の低減によるエネルギー・電力需要削減を想定した。新築は 50 年、既存建物の改修は 25 年をサイクルとして算定している。

家庭部門

家庭部門の最終エネルギー消費は、2019 年度比で 34%削減と想定している。エネルギー基本計画の 2030 年目標と比べると、3%高い水準である。電力需要は 2019 年度比 13%削減の 219TWh となった。

活動量の指標は世帯数推計で、2035 年度は 2019 年度比で 3%の減少である。世帯当たりの用途別エネルギー別のエネルギー消費量を原単位として、2035 年の世帯数予測値を乗ずることで BAU を算定し、そこから対策を用途ごとに積み上げて差し引いた。主要なエネルギー削減対策は、業務部門同様、冷暖房、給湯、厨房、照明動力の各用途の設備更新に合わせた機器の効率化および電化である。家庭部門では、他の燃料の暖房機器が電気ヒートポンプエアコンで代替されること、また、給湯器が電気ヒートポンプ給湯器に代替されることで大きな効果を上げている。さらに、建築物の新築や改修時の断熱・遮熱性能の強化によるエネルギー負荷の低減によるエネルギー・電力需要削減も想定している。新築は 40 年、既存住宅の改修では 25 年をサイクルとして算定した。

運輸部門

運輸部門の最終エネルギー消費は、2019 年度比で 29%削減と想定した。エネルギー基本計画の 2030 年目標と比べ、8%低い水準である。電力需要は 2019 年度比 286%増の 66TWh となった。

活動量は、旅客交通量・貨物交通量を指標として 2030 年度のエネルギー基本計画の想定値を基に 2035 年以降は人口比で逓減すると予測し、旅客需要で 9%、貨物需要で 1%の減少を見込んでいる。エネルギー消費は、旅客・貨物のモード（自家用自動車、タクシー、バス、トラック、鉄道、船舶、航空）ごとの 2019 年度の部門別輸送機別エネルギー消費原単位を基に、燃費改善見込みを回帰計算等で求め、交通量の 2035 年予測値を乗じて算定している。エネルギー消費原単位は自家用乗用車で向上してきているが、トラック貨物では改善率が低く、鉄道ではほとんど変化が見られないなどモード毎の特徴がある。

これに加える対策としては、自動車における電化が主要なものである。2035 年時点の乗用車のエネルギー消費における EV・PEV のシェアを 30%、バス、トラックにおいてもそれぞれ 15%まで導入されると想定している。また、モーダルシフトも、旅客自動車のバスへの移行、貨物自動車の鉄道への移行を一部想定している。

第２節　各電源の供給可能量の見通し

1. 自然エネルギー発電

ここまで検討してきた各自然エネルギーの導入可能量をまとめたのが、表 5-4 である。太陽光発電、風力発電などの導入を加速する規制改革が行われ、促進に必要な政策が実施

されれば、2035 年度の自然エネルギー発電の発電量は 714.5TWh まで拡大することが可能と想定される。

表 5-4：2035 年度における自然エネルギー発電の予測

		2021 年度	2030 年度（エネ基）	2030 年度（REI 予測）	2035 年度（REI 予測）
設備容量(GW)	太陽光	79.2	164.0	208.0	280.2
	風力	4.6	23.6	30.9	59.8
	バイオマス	5.6	8.0	9.2	9.2
	水力	22.0	23.2	23.9	24.6
	地熱	0.5	1.5	0.7	1.6
	合計	111.9	220.3	269.7	375.4
発電量(TWh)	太陽光	86.1	146.0	255.1	343.7
	風力	9.4	51.0	87.9	174.0
	バイオマス	33.2	47.0	59.6	85.7
	水力	77.8	98.0	93.1	99.6
	地熱	3.0	11.0	4.5	11.5
	合計	209.5	353.0	500.2	714.5

注）政府のエネ基における太陽光発電の野心的目標は 117.6GW であるが、AC ベースであるため、比較のため過積載率 140％を乗じて、DC ベースに換算した。

出典) 2030 年度については、自然エネルギー財団「2030 年エネルギーミックスへの提言（第 1 版)」(2021 年 8 月）より作成

自然エネルギーだけで 714.5TWh という数字は、現在の 3 倍を超える発電量であり、2030 年の政府目標 353TWh の 2 倍以上の水準である。現状や政府目標と比較すれば大幅な増加が必要であり、容易な目標でないことは明らかである。しかし、第 1 章で述べたとおり、先進国ではＧ 7 の大半の国が 2035 年までに自然エネルギーを中心とした全電源の脱炭素をめざしており、その中には現在の自然エネルギー導入率が日本と同程度の米国も含まれている。

今回のシナリオでは、2035 年までに太陽光発電導入量を現在の 3.5 倍に増加させることを想定しているが、欧州の REPowerEUPlan では、2030 年までに 4 倍にすることを目標に掲げている。風力発電については 2035 年までに 13 倍化することになり、太陽光発電よりも急速な拡大が必要である。しかしこれは、現時点の設備容量が 4.6GW にとどまり、洋上風力にいたっては 135MW しかないという立ち遅れの結果である。電力市場の規模が日本の 3 分の 1 である英国では、洋上風力発電の設備容量を現在の 10GW から 2030 年までに 50GW へと 5 倍化することを目標にし、実際にその実現に向けた多くのプロジェクトが進行している。

急速な自然エネルギー拡大が求められているのは日本だけではない。G7 諸国をはじめ世界の多くの国が同じテーマに挑んでいる。世界が自然エネルギー拡大に最優先に取り組

んでいるは、太陽光発電でも陸上・洋上の風力発電でも、その発電コストが劇的に低下し、今後の更なる低下も見込むことができるからである。今回のシナリオで示した導入量は政府のこれまでの計画と比較すれば大きなものだが、2050年にむけては更に大きな導入が必要であり、2035 年にむけても、コスト低下、技術開発、規制改革の進展いかんにより、今回のシナリオを超えて導入できる可能性もあると考えられる。

2. 原子力発電

第 1 章で指摘したように GX 基本方針において、岸田政権がもっとも力点を置いているように見えるのは原子力発電の復権である。原子力を推進する根拠として、当面の電力供給の確保と気候変動対策の推進がうたわれている。しかし、原子力発電はこれまでも指摘したとおり、安定的な電力供給を担えるものではないし、今後の脱炭素電源として大きな役割が果たせるものでもない[77]。原子炉の新設については、GX 基本方針のロードマップを見ても、2035 年時点での稼働は想定されていない。コスト等検証委員会においても、原子力発電は、計画から運転開始まで 20 年かかるとされている。したがって以下では、既存原発の発電量についての検討を行っておく。

現在の稼働状況

2023 年 3 月時点で、日本に 33 基（33GW）ある原子炉のうち、稼働しているのは 10 基（10GW）にとどまっている。これに加えて、新規規制基準に合格したものが 7 基（7.1GW）あるが、再稼働には至っていない。

図 5-2：日本における原子力発電の稼働状況（2023 年 3 月時点）

出典）日本原子力産業協会「日本の原子力発電炉（2023 年 3 月 7 日現在）」より自然エネルギー財団作成

また、建設中の原子炉が 3 基あるが、島根第 3（中国電力：1.37GW）については、2024 年に建設完了を見込み中断していた審査が再開したところである。大間（電源開発：1.38GW）は 2029 年に建設完了見込みとされているが、審査が長期化し、稼働が 5 度目の延期となっ

[77] 自然エネルギー財団「日本の原子力発電　政策の妥当性を検証」2023 年 2 月 17 日

ている。また、東京電力ホールディングスの東通（1.38 GW）は建設が中断したままであり、完成の見通しはたっていない。

政府の発電量見込み

第 6 次エネルギー基本計画は、2030 年度の電源構成に占める原子力発電の割合を 20～22%（186.8～205.5TWh）としている。2021 年度の原子力比率がわずか 6.9%であることを考えると、およそ 3 倍という大幅な増加を見込んでいることが分かる。しかし、この 2030 年目標は、現実離れしたもので、過度に野心的であると言わざるを得ない。再稼働済みの原子炉に加え、規制基準に合格したがまだ未稼働の原子炉、現在申請中の原子炉が全て稼働し、更に東通以外の 2 基の新設原子炉が稼働すると想定すれば、最大では 15.7%に達する計算になる。しかし、すでに再稼働や建設の遅れが顕在化しており、この最大値の達成は極めて困難である[78]。

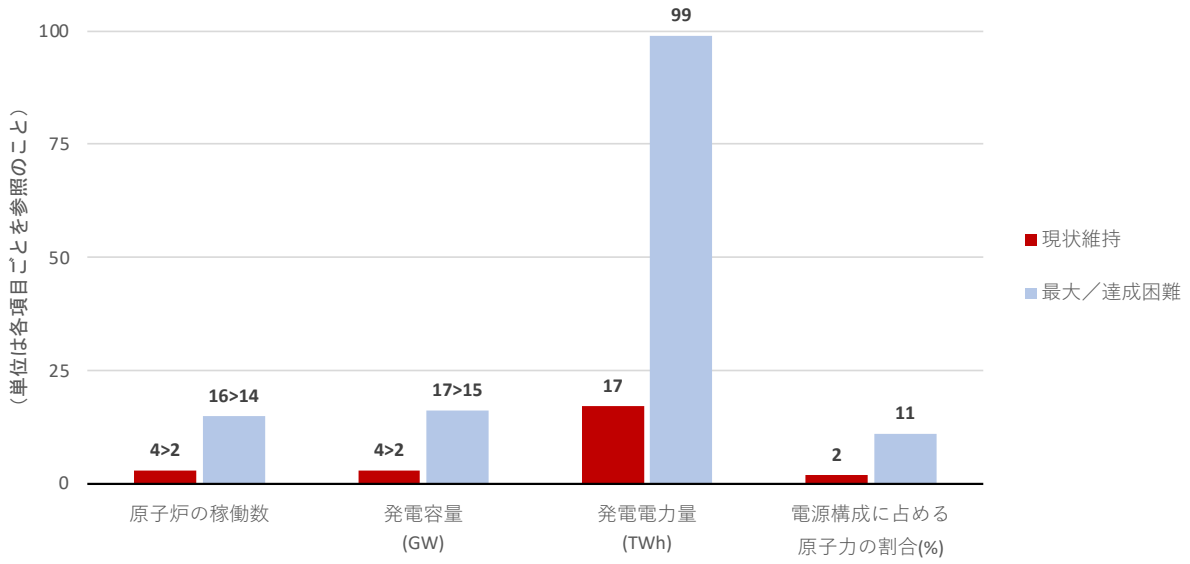
2035 年の発電量見込み

これまでに稼働した 10 基の原子炉の中で現在、2035 時点での稼働が予定されているのは、2035 年度には九州電力の玄海第 4（1.18GW）と 60 年運転が認められた関西電力の美浜第 3（0.8GW）の 2 基のみである。これに現時点では稼働していないが、新規制基準に合格し稼働予定日が決まっている女川 2、高浜 2 が再稼働を果たせば、この 2 基は 2035 年時点では稼働している。それでも、これら合計 4 基で供給可能な電力は約 17TWh であり、全体発電量の 2 %程度にすぎない。また、これら 4 基のうち 2 基は 2035 年内に、1 基は 2036 年に、1 基は 2037 年に、それぞれ運転期限を迎える。

これに対し、（1）現在、審査中の原子炉が全て審査に合格して再稼働し、（2）また 60 年運転を申請している原子炉が延長を認められ、（3）更に島根第 3 と大間が稼働を開始するというケースを想定すれば、2035 年度に最大では、既設の 14 基、2 基の新設と合わせて 16 基が稼働していることになる。この場合には合計で 99TWh を供給し電力の 11%程度をまかなうことになる。しかし、このシナリオの実現は極めて困難である。世界には 60 年を超えて実際に稼働している原子炉は存在しない。またこの試算では設備利用率 70%を想定しているが、既存原発は老朽化の影響からは免れず、トラブルの頻発により稼働率の低下が予測される。また既設 14 基の半数 7 基は 2038 年までに運転を終了する。

[78] 詳しくは、自然エネルギー財団「日本の原子力発電政策の妥当性を検証」（2023 年 2 月）を参照のこと。

図 5-3：2035 年の原子力発電の予測



（注）現状維持：再稼働済み（運転期間の延長申請中を除く）、 再稼働予定日が確定した原子炉。最大／達成困難：再稼働済み（運転期間の延長申請中を含む）、 再稼働承認 ・ 申請済みの原子炉（運転期間超過を除く）、 建設中の島根 3 と大間を含む。

出典)自然エネルギー財団作成

以上の検討から明らかなように、電力の安定供給と気候変動対策に大きな役割を果たすと政府が喧伝する原子力発電は、実際には 2035 年の電力供給にも二酸化炭素排出の削減にも大きな役割を果たすものではない。巻末に掲げた「脱炭素電源のコスト比較」で述べるように、新設原子炉は高コストであり、経済性の面だけから考えても合理的な選択ではない。

3. 化石燃料発電

現在の導入状況と新設計画

パリ協定に沿って、工業化以来の世界の平均気温の上昇を「1.5 度」までに抑えるためには、可能な限り早期に、すべての化石燃料電源をフェーズアウトしていく必要がある。しかし、現状では日本の電力供給の大半は、化石燃料で占められている。

日本の 2021 年度末の主要な化石燃料発電設備は石炭火力が 50.4GW、天然ガス火力が 79.1GW、石油火力が 22.7GW であった。また、発電量割合では石炭火力が 31%、天然ガス火力が 34.4%、石油・廃棄物火力が 7.4%を占めており、2021 年度の総発電量の 72.8%が化石燃料によるものであった[79]。

[79] 経済産業省資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」（2021 年度）

石炭火力

火力発電の中でも最も二酸化炭素排出量が大きい石炭火力の利用を可能な限り早くフェーズアウトすることは、気候変動政策、エネルギー政策の最重要の課題の一つである。これは IEA の「2050 年ネットゼロ」報告書でも明示されており、パリ協定に基づく 1.5℃目標シナリオでは、先進諸国は対策なしの石炭火力発電について 2030 年までにフェーズアウトする必要がある。

こうした IEA や IPCC などの脱炭素シナリオの科学的知見に基づき、既に OECD 諸国と欧州の石炭火力発電設備の 4 分の 3 以上が 2030 年までに閉鎖される予定である[80]。英国では、カーボンプライシングにより 2012 年に年間電力供給の 38%を占めていた石炭火力が、2019 年にはわずか 2%にまで激減している[81]。

こうした科学的知見および OECD 諸国の動向を踏まえ、本報告書でも、2030 年度までに石炭火力発電の利用が終わることを想定する。確かに、日本では、石炭火力発電からの電力供給が依然として多いことに加え、2.3GW が新設される計画がある。2023 年 2 月には神戸製鋼所が 650MW 級の石炭火力発電を運転開始するという、気候変動対策に逆行する動きが見られた。さらに政府は依然として、アンモニア混焼、CCS の活用などにより石炭火力発電を継続利用していくスタンスである。第 1 章で指摘し、また巻末「脱炭素電源のコスト比較」でも述べるように、こうした方法での火力発電からの排出削減は、実現可能性からもコスト面からも妥当な選択ではない。こうした試みがパリ協定に基づく脱炭素化目標と両立しないことは、自然エネルギー財団のこれまでの報告書や発表において重ねて明らかにしている[82]。石炭火力発電は、2035 年ではなく 2030 年までに全ての稼働を停止する必要がある。

天然ガス火力

天然ガス火力発電は化石燃料発電の一種であるが、他の火力発電に比べると CO_2 排出量が少ない。天然ガス火力発電の設備利用率をあげて石炭火力と置き換えるだけでも石炭火力分の CO_2 排出量を半減できる。また、原子力発電と比べても柔軟な出力調整に優れており、変動型自然エネルギーとの適合性がある。2035 年以降、できるだけ早い時点での自然エネルギー100%を実現し、ガス火力もフェーズアウトする必要があるが、それまでの間は自然エネルギーが供給できない部分をガス火力が供給することになる。この観点から、2035 年に自然エネルギーでカバーできない残りの電力需要を、既設の天然ガス火力発電設備で補えるかどうかを検討した。

---

[80] Powering Past Coal Alliance “THE STATE OF GLOBAL ACTION TO END EMISSIONS FROM COAL POWER“(2022 年 11 月)
https://poweringpastcoal.org/news/powering-past-coal-2022/

[81] 英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）“National Statistics Energy Trends: UK electricity”（2020 年 5 月 28 日最終更新）https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-section-5-energy-trends

[82] 自然エネルギー財団「脱炭素社会へのエネルギー戦略の提案 2050 年 CO_2 排出ゼロの日本へ」（2019 年 4 月）
同「日本の石炭火力輸出政策 5 つの誤謬」（2020 年 2 月）
同「日本の石炭火力発電政策の現状と課題」（2022 年 7 月 8 日「石炭火力発電フェーズアウトへの挑戦：日英の政策から考える」ウェビナー資料）などを参照されたい。

2022 年に約 79GW ある既設の設備については運転開始から 40 年で停止し、新設計画があるもののまだ建設に至っていないと考えられる 2.3GW の設備[83]は建設されずに中止されることを想定すると、2035 年時点では約 58GW の天然ガス火力が存在することになる[84]。これらの発電設備が 70%稼働と想定すれば、356TWh の供給が可能である。これは先に想定した電力需要の約 40.0%に相当する。したがって石炭火力、石油火力についてはすべて段階的に廃止し、天然ガス火力を新設せずとも、既設の天然ガス火力の活用と自然エネルギーで 2035 年の必要電力を供給することは可能と考えられる。

第３節　脱炭素化電力ミックスの姿

2035 年における電力需要、自然エネルギー電源、原子力発電、化石燃料発電に関する検討を踏まえ、2035 年において実現をめざすべき、そして必要な制度改革によって実現の可能な脱炭素化に向けた電力ミックス（以下、「脱炭素化電力ミックス」）は、表 5-5 に示すとおりである。

表 5-5：2035 年度における脱炭素化電力ミックス

電源種類		発電量（TWh）	割合（%）
自然エネルギー	太陽光	343.7	38.6
	風力	174	19.6
	バイオマス	85.7	9.6
	水力	99.6	11.2
	地熱	11.5	1.3
	小計	714.5	80.3
化石燃料	天然ガス	175.5	19.7
合計		890	100

出典)自然エネルギー財団作成

2035 年に想定される発電量 890TWh（第 1 節で推計した電力需要に供給ロス分を加算）の 80.3%にあたる 714.5TWh を太陽光発電、風力発電を中心とする自然エネルギー電源が供給する。残余の 175.5TWh は天然ガス火力が供給することになる。

CO_2 排出量の削減を最大化するため石炭火力発電は利用を想定しない。原子力発電は 2035 年時点で計算上、最大では 11%程度の電力を供給できる可能性はあるが、現実には実現困難であること、仮に実現したとしても 2035 年以降も継続的に発電量を維持できな

[83] 北海道電力の石狩湾新港 2 号・3 号、関西電力の姫路天然ガス 3 号機は未着工と判断した。沖縄の吉の浦 3 号・4 号機については情報がないが未着工とした。

[84] 自然エネルギー財団作成日本の火力発電設備リスト（参考資料：旧一般電気事業者及びその他電力会社のウェブサイト・統合報告書・プレスリリース等、エネルギー庁新エネルギー小委員会第 18 回系統ワーキンググループ「電力会社設備一覧等」（2018 年 11 月 12 日）

いこと、更には放射性廃棄物の最終処分場が確保されていないなど、持続可能な電源とは評価できないことから、利用を想定していない。

この脱炭素化電力ミックスの実現により発電部門からの CO_2 排出量を 73.2%削減することが可能となる[85]。更に現在と比べ、火力発電に用いる化石燃料の必要量を大幅に減らし、2021 年度の発電用の燃料費 5 兆 3680 億円を 1 兆 1590 億円へと 4 兆 2090 億円削減することができる。天然ガスの輸入はなお継続するものの、その発電量は 2021 年度の 355.5TWh から 175.5TWh に半減し、それだけ化石燃料価格の乱高下の影響を受ける度合いを減らすことができる。バイオマス燃料の輸入分を除けば、電力のおよそ 8 割弱を国内の自然エネルギー資源でまかなうので、エネルギー自給率の向上、エネルギー安全保障の強化に寄与することになる。

[85] 天然ガス発電の排出源単位：375g- CO_2/kWh、電力部門の排出量は、環境省温室効果ガスインベントリの 2020 年度の数値 391,294kt-CO_2 で計算。

第６章　脱炭素化電力ミックス実現への提案

前章までに、2035 年までに日本の電力供給における自然エネルギーの割合を 80%程度まで引き上げる可能性があることを示してきた。本章では日本が本来有する豊かな自然エネルギーのポテンシャルをいかし、また企業、自治体、地域の持つ活力に依存し、脱炭素化電力ミックスを現実のものとするために必要な課題を示し、提案を行う。その主要な柱は以下の７点である。

脱炭素化電力ミックス実現への７つの柱

１　エネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギー電力目標を 80%以上に

２　風力発電・太陽光発電導入を大幅に加速する規制改革の実施

（１）風力発電の開発期間を半減する規制改革

（２）新築建築物への太陽光発電設置義務

３　所有権分離を中心とする電力システムの再改革

４　自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網増強の着手

５　世界の脱炭素投資を日本に呼びこむカーボンプライシングの早期導入

６　コーポレート PPA の加速

７　自然エネルギー開発における自治体の責務と実行力の強化

第１の柱　エネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギー電力目標を 80%以上に

2023 年 3 月 20 日に公表された IPCC の第 6 次統合報告書[86]は、1.5℃目標を達成する機会が閉ざされつつあるという危機感をこれまでになく端的に表明している。

「気候変動は人間の幸福と地球の健康に対する脅威であり、全ての人々にとって住みやすく持続可能な将来を確保するための機会の窓が急速に閉ざされようとしている」

その上で IPCC が求めるのは、1.5 度目標達成のため、なお残された可能性を生かすために、世界の二酸化炭素排出量を 2019 年比で 2030 年までに 48%、2035 年までに 65%

[86] IPCC “SYNTHESIS REPORT OF THE IPCC SIXTH ASSESSMENT REPORT (AR6) Summary for Policymakers”（2023 年 3 月）

削減することである。残された時間は少ない。IPCC は今回の報告書で「この 10 年間に行う選択や実施する対策が、現在から数千年先まで影響を持つ」と指摘している。

48%、65%という削減水準は世界全体を対象としたものであるから、先進国にはより高い削減が求められる。先行的に排出削減が必要な電力部門に関しては、G 7 加盟国の中で米国、英国、カナダが自国の目標として 2035 年の全電源脱炭素化を決めている。ドイツも 2038 年までの石炭火力廃止を 2030 年までに前倒しすることに努力し、全電源脱炭素化を実現するとしている。フランスは 2022 年時点で自然エネルギー電力と原子力をあわせ 88%に達している。イタリアは 2030 年で 70-72%の自然エネルギー目標を定めているので、2035 年にはそれ以上のレベルを目指すことが想定される。このように他の G7 加盟国の 2030、2035 年目標を見ると、日本の 2035 年目標水準 36－38%の低さが浮き彫りになる。

電力部門の排出削減目標の引き上げが課題となるときに、政府の対応として容易に予想されるのは、原子力発電の活用を更に進めようとすることであり、また石炭アンモニア混焼発電、CCS 付き火力発電の供給割合を高めようとすることである。しかしここまで検討してきたように、2035 年の日本において、どちらも大きな供給力になるものではない。更に、原子力も「ゼロエミッション火力」も発電コストが高く、巻末の「脱炭素電源のコスト比較」で示すように、経済的にも全く合理的な選択ではない。

2035 年時点での電源脱炭素化を真剣に追及しようとすれば、自然エネルギー電力の供給を飛躍的に拡大する以外に現実的な選択肢はない。IPCC の提起、他の先進国のめざす目標水準、そして本報告書でこれまで検討してきた太陽光発電、風力発電などの供給可能性を踏まえれば、2035 年の電力の少なくとも 80%を自然エネルギーで供給する必要がある。

そのための第 1 歩として、現在のエネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年の自然エネルギー電力目標を80%以上とすることを国のエネルギー政策の根幹に位置付ける必要がある。世界の国々は 2025 年までに 2035 年までの国別削減目標（NDC)を提出しなければならない。エネルギー基本計画の改正はそのためにも必須である。

80%以上の導入目標とともに、電源ごとに導入する設備容量の目標とそのロードマップを示すことも必要である。これから 2035 年までに、毎年、太陽光発電、陸上・洋上の風力発電が何 GW 程度導入されていくのか、その道筋を示すことが投資の予見性を高めることになる。大きな目標の設定とロードマップの提示が太陽光発電、風力発電などのサプライチェーンの形成を促し、導入の加速化とコストダウンを可能とする。先進国だけでなく、中国、インドなどの新興国、更には発展途上国でも自然エネルギー導入は加速していく。その中で日本だけが低い目標のままにすれば、日本には必要な投資が集まらず国内のサプライチェーンも形成されない。

政府は、2011 年の東日本大震災と福島第一原子力発電所事故まで、自然エネルギー導入を促進する政策を殆ど行ってこなかった。2012 年に固定価格買取制度を導入したものの、震災後に初めて改定した 2014 年のエネルギー基本計画では、2030 年自然エネルギー目標を 22－24%という低い水準に設定し、2018 年の改定でも据え置いてしまった。低い導入目標の下で、洋上風力発電の導入の取組は立ち遅れ、建築物への太陽光発電導入を促進する施策にも取り組まれなかった。こうした政府の消極的な政策の中で、日本の自然エネル

ギー導入は欧州や中国などに大きく遅れてしまった。2035 年を前に、こうした誤りを繰り返してはならない。

第２の柱　風力発電・太陽光発電導入を大幅に加速する規制改革の実施

エネルギー基本計画で高い自然エネルギー電力目標を決め、ロードマップを示すとともに、必要なのは中心となる風力発電、太陽光発電の開発を大幅に加速する規制改革を行うことである。

風力発電導入加速への課題

世界の自然エネルギー拡大をけん引している双璧は太陽光発電と風力発電である。日本の致命的な弱点は、これまで風力発電の導入があまりに少なく、テンポの遅いものだったことである。洋上風力発電の開発がようやく始まっているが、そのレベルは欧米、中国という先進地域と比べると桁違いに低い。風力発電開発を大幅に加速し、開発期間の半減をめざす規制改革は、2035 年電源脱炭素をめざす最も重要な課題と言える。第 3 章で検討した 2035 年度までの約 60GW の導入を実現するためには、計画から運転開始までの許認可手続の迅速化が不可欠である。その中では、特に洋上風力の「セントラル方式」による導入規模の拡大と加速化に向けた環境整備が求められる。同時に、風力発電が地域との共生を実現するものであることが重要である。立地地域・海域の利害関係者との対話や調整は、国がイニシアティブをとる枠組みの中で、早期の段階から取り組まれる必要がある（更に早急な電力系統整備が必要であり、これについては第 4 の柱で述べる）。

許認可手続きの迅速化

風力発電の導入が先行する国でも、さらなる開発加速化のための規制改革に取り組まれており、例えば英国では、13 年程度かかる洋上風力発電の開発期間を半減することを目標に諸施策を掲げ、欧州連合では許認可期間の短縮に向けた制度整備を開始している（後記 Box 参照）。

風力発電の開発手続にはさまざまな許認可が必要である。許認可の取得にかかる手続の長期化を改善しなければ、導入のスピードは上がらない。逆に、導入スピードが上がることにより、事業の予見可能性が高まってリスクが低減し、事業者の投資も増加し、早期の導入量の加速化も見込める。

風力発電施設や送電線を設置する林地・農地等の土地利用手続については、さらなる合理化の余地がある。例えば、保安林や農地に関する情報や手続のデジタル化推進[87]は、事業者を始めとする利害関係者の情報アクセスにも資するほか、事例の集積（データベース化）や分析等を通じて運用基準の明確化にも役立つなど、手続の透明化・迅速化向上のために必要である。

---

[87] 例えば、保安林の位置はデータベースで公開されているが、保安林指定の解除にあたっての審査基準が異なる第１級地と第２級地の別は掲載されていない。また、農地についても、農地の種別（第一種等）について公開されたデータベースで確認することは難しい。

必要な許認可手続は複数の行政庁にまたがっていることから、特定の行政庁（例えば経済産業省）がその進行を一元的に管理すべきである。これにより、自然エネルギー導入に関わる許認可手続の進行全体を確認・モニタリングできるようにし、重複の排除や同時並行化、手続の隘路となっている規制の特定と迅速な改善対応といった合理化を進めるべきである。

発電施設等の安全基準に関する審査（技術基準適合性評価）は、特に洋上風力で、手続の重複や基準の不明瞭性のために時間とコストがかかっている。経済産業省も問題の改善に取り組んでおり、手続の重複を避ける仕組みを導入した。具体的には、技術基準適合性評価手続を、経済産業省が登録する機関が実施する制度を新設し、これまで、第三者認証機関と経済産業省とで二重に行われていた評価手続について、登録適合性確認機関による確認を経た部分については経済産業省での確認を省略できることとなった。本制度は2023年3月から実施されるが、審査手続の短縮化に結び付く適切な運用が求められる。加えて、基準の明確化に向けては、国際規格や第三者認証を最大限活用することで、迅速に課題を克服することが重要である。

なお、洋上風力については、発電所の設計に必要な風況や海底地盤、気象・海象について、独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）が調査を行う制度が 2023 年度から開始される。JOGMEC の調査結果は、事業者公募手続に合わせて事業者に提供されるが、この際、登録適合性確認機関による適合性確認文書（これまでのウィンドファーム認証に相当するもの）の取得に必要な情報が収集・提供され、事業者に適時に提供されることが必要である。これにより、選定事業者自身が実施する調査が必要最小限となり、選定後に必要な時間の短縮が可能となる。また、JOGMEC の調査が、2035 年度までの導入必要量に見合うだけの海域で実施されるべきことは当然である。

環境影響評価手続きの迅速化

環境影響評価も時間を要する手続の一つである。実地調査を行う場合に必要な期間は適切に確保されなければならないため、導入加速化を図るためには、環境影響評価に関連する情報収集や調整を可能な限り前倒しで実施することが必要である。国や地方公共団体が区域・海域を指定して自然エネルギー開発を促進する制度（地球温暖化対策推進法の下で地方公共団体が行うポジティブゾーニングや、再エネ海域利用法の下で国が定める促進区域等）を活用する場合には、国等が環境影響評価に関する情報収集や調整を主体的に実施し、環境影響評価手続の初期段階（配慮書や方法書）を省略できる仕組みを整備することが求められる[88]。

また、情報収集やデータの分析・評価の合理化を図ることも有用である。環境影響評価に関する情報の共有・蓄積を進めるため、必要な法的枠組みの整備を検討すべきである。加えて、案件数の増加が行政や利害関係者のコストにもつながることも考慮すると、スクリーニング制度を活用する新たな制度を導入し、案件と評価項目を精査して合理化し、必要な評価に集中することも検討すべきである。

---

[88] 洋上風力については、環境省が洋上風力開発の候補地となる海域について情報収集を行う事業を開始し、2022 年度に 1 海域、2023 年度に 2 海域で実施される。

こうした取組みによって、事業者による具体的な事業開発開始前から情報収集や調整が行われ、これまで開発開始から 4〜6 年程度要していた環境影響評価手続や技術基準適合性評価に向けた手続の期間を半減することが可能と考えられる。

地域との共生に向けたプロセスの改善

風力発電が地域で受け入れられ、長期間発電を続けるためには、地域との共生が不可欠である。洋上風力は、促進区域指定の手続に地域との調整が含まれており、調整の進み具合が案件形成のスピードを左右する。陸上では、案件の数・規模の増加もあり、地域での反対が起こる例も見られる。地域での調整を進めるためには、計画のできるだけ早い段階から利害関係者に情報が提供され、対話や議論が開始されることが重要である。そのためには、当該地域の状況を知る国や地方公共団体が利害関係者を特定し、地域での対話・議論を主体的に進めることが必要である。改正地球温暖化対策推進法の下でのポジティブゾーニングや、再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定に向けた手続（協議会の開催）を活用することは重要だが、風力発電を導入する区域・海域を具体的に特定する前段階から、どこにどの規模で導入するか（またはしないか）、その効果等を複数案検討することや、ゾーニングにも取り組まれるべきである。洋上風力については、海がつながっており利害関係者が県境をまたいでいることなども考慮すると、国が主導して、専門家や先行利用者をはじめとする利害関係者で海域利用のあり方を議論する取り組みをいち早く開始すべきである。

BOX:開発期間の半減をめざす欧州での規制改革

欧州では、自然エネルギーの導入加速化を進めるため、許認可手続の迅速化にいち早く着手している。欧州委員会が 2022 年 5 月に公表した政策 REPowerEU Plan の柱の 1 つに、自然エネルギーを優先的に導入する区域（“renewables go-to area”）の設定と許認可期間の上限を定めた欧州指令案がある[89]。具体的には、加盟各国は、2030 年の自然エネルギー導入目標達成に向け、一定の環境影響への配慮を踏まえた優先導入区域を指定し（指定にあたっては戦略的アセスメントを実施する）、優先導入区域での許認可（系統接続や環境アセスメントを含む）に要する期間を原則 1 年間とする。同指令案は、2023 年 3 月現在、採択に向けた議論中であり、加盟国は、採択後 2 年以内の実施を求められる。

同時に、欧州委員会は、許認可の迅速化に関する提言を採択し、加盟国に下記の事項への対応を求めている[90]。

- 手続の迅速化・期間の短縮
- 市民や地域コミュニティの参加
- 内部調整の改善
- 手続の明確化・デジタル化
- 人材とスキルの充実
- 立地に関するよりよい特定と計画
- 系統接続の容易化
- 革新的なプロジェクトの推進
- 電力購入契約の推進
- 許認可手続に関する状況の監視・報告・改善

さらに、欧州理事会は、エネルギー危機の状況を受けて、2022 年 12 月に欧州理事会規則を採択した[91]。この規則により、自然エネルギーの導入は、自然環境保護法制における利益調整の中で、優先される公益（overriding public interest）として位置付けるものとされた。同規則は施行から 18 か月の時限立法であるが、自然エネルギー導入加速化のため、さまざまな施策で対応する姿勢は欧州の危機感の現れとであり、日本においてもこうした迅速な政策対応が不可欠である。

太陽光発電導入加速への課題

今回の推計で示した 2035 年度 280GW という導入目標を達成するためには、2021 年度末の導入量が 79GW であるから、2022 年度から 2035 年度の 14 年間に平均で年間 14.4GW

[89] Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources, Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency (18.5.2022) https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A222%3AFIN&qid=1653033811900

[90] COMMISSION RECOMMENDATION of 18.5.2022 on speeding up permit-granting procedures for renewable energy projects and facilitating Power Purchase Agreements https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM%3AC%282022%293219&qid=1653033569832

の導入が必要になる計算である。直近の年間導入量は、7GW 程度まで低下しているが、FIT 開始以降、ピークの 2014 年度には 13.2GW を記録していた。この時から現在までに太陽光発電コストは大幅に低下しており、2035 年にむけて更に低下が見込まれている。しかも、2035 年度にかけて導入の中心になるのは、建物の屋根や農地など、比較的小規模で施工期間が短い案件である。したがって、より生産性を高めた計画設計と施工により、導入スピードを高めていくことは可能である。一方で、ボトルネックとなりうるのは、太陽光発電モジュールやパワーコンディショナーなど部材供給のサプライチェーンである。そのため、国内生産や生産体制の分散化・多様化などには、早急に着手すべきである。

以上のような可能性を確実にいかし、2035 年度 280GW という目標を達成し、更に高めみをめざすため、特に以下のような政策・制度が必要になる。

新築建築物への太陽光発電設置義務の導入

2035 年への導入加速を確実にするためには、東京都と川崎市が先駆的に導入した住宅メーカーへの設置義務のような義務的制度を全国規模でも実現する必要がある。国レベルでは、2022 年 6 月に改正された建築物省エネ法の議論で、一時、太陽光発電設置の義務化が議題に上がったが、十分な検討が行われないまま見送られてしまった。国は、地方自治体が実現した先駆的制度に学び、その全国展開を促進するべきである。また法律による設置義務制度の導入についても改めて取り組む必要がある。

一方、民間住宅メーカーの中には、みずから率先して建設および開発する商業施設・事業施設の全ての新築建築物の屋根に、太陽光発電システムの提案を行うことを方針とする企業が登場している[92]。法や条例における義務付け制度の導入により、こうした民間の先駆的取組みとあいまって、太陽光発電の屋上設置を加速していくことができる。

公共建築への率先導入・軽量型太陽光発電の普及

新築とともに重要なのは既築建築物への太陽光発電の普及である。公共建築については、政府が 2040 年までに 100%設置という目標を掲げており、いくつかの先駆的自治体が同様の目標を掲げている。こうした目標を遅くとも 2035 年までに前倒しし、すべての自治体・公的団体に広げることが必要である。既築建築物への拡大には、軽量型の太陽光発電を普及することが有効である。ペロブスカイトなどの新素材に限らず、従来型の結晶系シリコンを用いた軽量モジュールの開発や市場創出に取り組む必要がある。

ローカル系統接続問題の解決

地上設置型の太陽光発電については、設置可能な土地があっても、系統連系ができないという問題がある。今後増加する低圧・高圧の太陽光発電については、ローカル系統もしくは配電系統（高圧・低圧）と呼ばれる下位系統に接続する必要があるが、基幹系統と同じくノンファーム型接続が2023年4月から適応されることが決まっている。これにより、

---

[91] Council Regulation (EU) 2022/2577 of 22 December 2022 laying down a framework to accelerate the deployment of renewable energy https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32022R2577

[92] 大和ハウス工業株式会社「商業施設・事業施設の全ての新築建築物の屋根に太陽光発電システムを提案」（2022 年 9 月 22 日プレスリリース）

電源の系統接続時点の課題解決が進むことが期待されるが、今後、適切な立地インセンティブを各電源に与えるためにも、系統ごとの混雑発生率などの情報公開を進める必要がある。さらには、配電系統や変電所の増強も必要になる場合もあり、改正温対法に基づく「促進区域」など地域単位でローカル系統の活用方法や増強を検討できる仕組みが必要である。

土地利用に関する規制改革の実践

内閣府再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォースなどの議論を通じて、これまで荒廃農地の活用などについて、一定の規制改革が進んできた。今後は現場で具体的な事例を積み上げていくことが重要である。たとえば、単収要件が撤廃されたことにより、営農再開のハードルが下がり、太陽光発電収入が経営を好転させることから、「再生可能」と分類されているものを中心に、荒廃農地の活用も進展する可能性も出てきている。一方で、荒廃農地のうち、再生利用困難な土地についての非農地判断や、再生利用可能であっても今後の耕作見込みがないことの判断などは、市町村や農業委員会に委ねられているため、こうした関係者への情報提供が引き続き必要である。

第３の柱　所有権分離を中心とする電力システムの再改革

自然エネルギーの導入を加速し、脱炭素化電力ミックスを実現するために不可欠なもう一つの課題は、電力システムの改革である。これまでも自然エネルギー財団は、送電網の公正な開放や増強、メリットオーダーに基づいた市場取引や広域的な需給調整など、電力システム改革の必要性を繰り返し指摘してきた[93]。電力システム改革は自然エネルギー主力電源化の必要条件であるが、これまでの取り組みは不十分だったと言わざるを得ない。それが、日本における太陽光発電、風力発電導入の遅れの主因になってきたと考えられる。

電力システム改革の機能不全

そのような中で、昨年来大手電力会社による不祥事が相次いで露見している。カルテル、新電力の顧客情報の漏洩・不正閲覧、経産省の再エネ管理システムの不正閲覧などは、その通りであれば、独占禁止法や電気事業法に違反する行為であり、送配電事業の中立性を含む公正な競争環境という大前提を揺るがす深刻な事態である。大手電力は、旧独占企業として現在でも圧倒的な市場支配力を有し、送配電網を独占的に保有する。それらが揃って違法行為を働くようであれば、電力システム改革は機能不全と言わざるを得ない。取り組みが不十分との当財団の指摘は、残念ながら正しかったのである。

送配電事業が中立でなければ、新規参入者が多い自然エネルギー発電事業者にとって、系統接続は困難を来たす。系統接続における大きな負担や、九州地方などでの出力抑制が欧州と比べて合理的でないこと、送配電網の増強の遅れにも、同様の要因が働いてきた可能性が高い。また不正閲覧やカルテルは、新電力の不当な排除につながった恐れがあり、新電力が相対的に前向きな自然エネルギー電力の取引が阻害されてきた可能性も否定できない。

---

[93] 「電力システム改革に対する提言」2020 年 5 月、「エネルギー危機を踏まえた電力システム改革の提言」（2022 年 12 月）など。

法的分離から所有権分離へ

今必要なのは、電力システムのゼロからの再改革である。送配電事業の法的分離では不十分であることが明らかになった以上は、所有権分離が必要である。そもそも法的分離は、競争政策の観点からは不十分な措置であったが、厳しい行為規制とセットで妥協的に選択された経緯がある。資本面でも独立した送配電事業者の下で、自然エネルギーの優先接続・優先給電、広域的で合理的な需給調整、送電網の増強などを加速しなければならない。

その他、大手電力の発電部門と販売部門の分離や、内外無差別の卸取引の徹底、スポット市場への強制玉出しの義務付けも必要である。問題があったのは、送配電子会社だけでなく、小売部門や企画部門も遵法精神に欠けていた。大手電力は、法定独占・垂直統合のマインドから脱却できていないのであり、送配電事業の中立化に止まらない競争政策の厳格化を徹底すべきである。

電力・ガス取引監視等委員会の見直し

さらに、今般の違法行為を見抜けなかった電力・ガス取引監視等委員会のあり方も見直しが必要である。カルテルは公正取引委員会が摘発しているのであり、電取委はこれに気づいていなかった。情報漏洩についても、電力会社からの通報で明らかになったのであり、電取委の監督や監査は全く不十分であった。これらには、電取委の権限や人的資源が不十分なことが背景にあり、抜本的な強化が必要である。かねてより、電取委が大手電力に宥和的であったことに鑑みれば、独立行政委員会への改組も必要である。

ここに列挙した提言は、欧州などでは 10 年から 20 年以上前に完了したものばかりである。日本ではこれに遅れてきたわけだが、今こそ送配電網の中立性を確保し、公正な競争環境を整備しなければ、エネルギー転換はなし得ない。

第 4 の柱　自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網増強の着手

脱炭素化電力ミックスの中心を担うのは、太陽光発電、風力発電という変動型自然エネルギーである。脱炭素化電力ミックスでは 2035 年の発電量 890TWh のうち約 518TWh が太陽光と風力で供給され、その割合はおよそ 58%となる。自然エネルギー財団では、今回の報告書に続き、変動型電源がこの程度の割合を占める電源構成により、安定的な電力供給を維持するために必要な送電網のあり方を検討し、必要な政策提言を行う予定である。

「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網研究会」での検討

一方、自然エネルギー財団では、2035 年の電源構成の検討と並行して、自然エネルギーによる脱炭素化を実現するために、どの程度の送電容量が必要かについて、学識経験者など専門家による研究会を設置し検討を進め、その議論を踏まえた報告書（以下、送電網報告書とする）を公表している[94]。この研究の成果を踏まえれば、自然エネルギーで 80%の電力を供給する脱炭素化電力ミックスの実現のためには、以下に示すように現在の時点から送電網増強に着手する必要があると考えられる。

---

[94] 自然エネルギー財団「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方」（2023 年 4 月）

送電網報告書では、電力広域的運営推進機関（以下、OCCTO）が 2023 年 3 月に公表した「広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）」を再現したシナリオ（OCCTO 再現シナリオ）を検討した。OCCTO 再現シナリオでは、太陽光 260GW、陸上風力 41GW、洋上風力 45GW の導入を想定している。これは今回の脱炭素化電力ミックスの想定（太陽光 280GW、陸上風力 34GW、洋上風力 25GW）と比べ、洋上風力発電以外は大きく変わらない想定となっている。

送電網報告書では、需要および供給について、広域連系系統のマスタープランにおいて 2022 年 9 月時点で設定された量を参考に、一般送配電事業者（TSO）エリアごとに割り付けを行った上で、1 年 8760 時間の 1 時間ごとの需要量を設定し、自然エネルギー発電などの供給がその需要を満たすかを需給シミュレーションにより分析した[95]。これに対し、今回は 2035 年における脱炭素化電力ミックスを実現するために必要と考えられる送電線規模を検討するため、簡易的にエリア別の導入量を設定し、送電網報告書で実施した分析結果との比較を行った（エリア別導入量の想定および OCCTO 再現シナリオでの配分との比較は巻末資料に示した）。太陽光発電については関西 TSO エリアの導入量などで違いはあるものの、概ね、各 TSO エリアにおける導入量は、脱炭素化電力ミックスと OCCTO 再現シナリオで同程度となっている。一方、風力発電合計については、日本全体で導入量が約 26GW 異なるため、各 TSO エリアでも導入量が異なる。とりわけ、北海道 TSO エリアについて脱炭素化電力ミックスにおける風力発電導入量は 6.7GW と想定されるが、OCCTO 再現シナリオは 11.8GW となり、およそ 2 倍の違いとなる。この違いが、2035 年時点で必要な送電線容量の違いに現れると考えられる。

具体的には、北海道～東北 TSO 間の送電容量について、広域連系系統のマスタープランのベースシナリオでは、北海道～東北 TSO エリア間で 6GW、東北～東京 TSO エリア間で 8GW の増強が費用便益の観点から効果的とされた。北海道エリアの風力発電導入見込み量の違いを考慮すると、脱炭素化電力ミックスを実現するためには、北海道～東北 TSO エリア間は 4GW 程度の増強が妥当ではないかと考えられる。一方、東北～東京 TSO 間の送電容量については、広域連系系統のマスタープランと脱炭素化電力ミックスの両分析において、東北 TSO エリアに導入が想定される太陽光および風力発電規模がほぼ同じであることを踏まえると、8GW 程度の増強は必要という可能性もある。ただし、炭素化電力ミックスにおける需要量が広域連系系統のマスタープランで想定した需要量の約 7 割であることから、適切な増強規模については、別途電力需給モデルによるシミュレーション分析を行った上で、丁寧な議論を行う必要がある。

自然エネルギー100%シナリオでの送電網のあり方

送電網報告書では、広域連系系統のマスタープランについて議論した OCCTO 再現シナリオの他に、自然エネルギーにより電力供給の全てを賄うことを目指した「自然エネルギー100%シナリオ」[96]も設定し、外生的に与えた各エリアの電力需要を自然エネルギーによっ

---

[95] 分析には日立エナジー社（旧 ABB 社）製の電力市場・需給シミュレーションツール PROMOD を用いた。
[96] 自然エネルギー財団がドイツのシンクタンクであるアゴラ・エナギーヴェンデ、およびフィンランドのラッペンランタ工科大学と行った共同研究結果をベースに設定した。「脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」（2021 年 3 月）参照。

てどの程度賄えるかの分析を行っている。この場合、北海道～東京 TSO エリア間に少なくとも 12GW の送電線増強が必要と結論付けられた。すなわち、日本のカーボンニュートラルを自然エネルギーによって成し遂げていくには、広域連系系統のマスタープランで示された以上の送電網増強が必要となる。

現時点から 2035 年にむけた送電網増強の着手を

広域連系系統のマスタープランに関しては、既に北海道～東京 TSO エリアで 1 ルート 2GW の増強検討が広域系統整備委員会で進められている。今回の簡易な検討からは、北海道、東北に賦存する豊富な自然エネルギー資源を活用し 2035 年に自然エネルギー80%の電力システムを実現するためには、4GW程度の送電網増強が必要となると考えられる。さらに、2050 年にむけて自然エネルギー100%を実現するためには、更に大規模な送電網増強が必要と考えられ、その規模は広域連系系統のマスタープラン以上である。送電網の整備には長期間を要するため、2035 年、更には 2050 年にむけて日本の脱炭素化を実現するエネルギーミックスのあり方についての合意を形成し、計画的な送電網整備に着手することが必要である。

第 5 の柱　世界の脱炭素投資を日本に呼びこむカーボンプライシングの早期導入

脱炭素化電力ミックスの実現、そして他のエネルギー利用からの排出削減も含め、2030 年、2035 年への大幅削減を実現するための基本的なツールの一つは実効性のあるカーボンプライシングの導入である。

世界標準から乖離した GX-ETS

GX 基本方針は、その目玉のひとつとして排出量取引制度、GX-ETS の導入を織り込んでいる。しかしこの制度はあくまでも「自主的」排出量取引であり、参加したいなら参加する、したくないなら参加しなくていいという枠組みである。経済産業省自身が、この制度の検討会に提出した資料[97]の中で、自主参加では非参加企業と参加企業の間で負担の偏りが生じうる、参加企業間でも公平性に疑義が生じうるなど、その問題点を指摘している。義務的な制度に移行し排出枠の有償オークションを開始するのは 10 年後の 2033 年度からであり、それも対象を発電事業者だけに限定している。GX 基本方針では、排出量取引に加え 2028 年度から化石燃料輸入者等に対する「炭素に対する賦課金」を導入するとしている。これもカーボンプライシングの一種ではあるが、上述の有償オークションとあわせても、炭素価格は 1 トンあたり 1500 円程度に留まると推計される。IEA は先進国に求められる炭素価格水準を 2030 年で 130 ドルとしており、GX 基本方針が導入するカーボンプライシングの価格その 10 分の 1 程度の低水準になる。

[97] クリーンエネルギー戦略検討合同会合事務局「ＧＸを実現するための政策イニシアティブの具体化について」（2022 年 11 月 24 日）

GX 移行債の課題

脱炭素化電力ミックスを実現する大規模な自然エネルギー開発を実現するためには、そのための資金が必要である。国際エネルギー機関による報告[98]では、2035 年におけるクリーンエネルギーへの投資は年額 4 兆ドルを超えるとの試算があり、IPCC 第 6 次報告では 2030 年時点での年間緩和投資は 2020 年現在の 3〜6 倍が必要と試算されている。最新の国際再生可能エネルギー機関(IRENA, International Renewable Energy Agency)による試算では、1.5℃を達成するための 2023 年から 2030 年の間の年平均移行関連投資必要額は、５兆ドル程度であることが指摘されている[99]。

これらの投資はすなわち経済的な機会でもある。生産過程、つまりライフサイクルの上流においてネットゼロ排出を実現する財への需要がこれまでになく高まっている。この財を供給できる技術を先に開発し、先に実用化し、先に生産・供給できるようになることで、大きな機会をつかむことができる。

米国インフレ抑制法[100]に続き、欧州のネットゼロ産業法[101]も案が公表され、政策的にこの機会を捉えようとする動きが広がっている。GX 基本方針では 10 年間で官民あわせて 150 兆円超の投資をめざすとし、そのけん引役として 20 兆円規模の GX 移行債の発行を計画している。政府は、GX 移行債の使途の中に水素・アンモニアの需要拡大支援をあげている。ここで特に問題なのは、政府がグレー水素、グレーアンモニアの利用を当面、認めるとしていることだ。海外で化石燃料から CCS なしでアンモニアを作って日本の石炭火力に混焼する場合、つまり地球全体では二酸化炭素排出削減にならない場合でも、ＧＸ移行債の対象に含まれることになる。

この日本独自の基準の下での GX 移行債を、世界や日本の投資家が購入するとは思えない。日本の３メガバンクや大手生命保険会社、アセットマネジメント会社の多くは、国際基準のもと、投融資先のスコープ３を含むネットゼロを約束しているからだ。国際基準では、前述のグレー水素・グレーアンモニアの利用は、消費企業のスコープ３カテゴリ３（スコープ１、２に含まれない燃料及びエネルギー関連活動）の排出となってしまい、ネットゼロに逆行する。つまり、日本政府が現在、利用を認めているグレーなエネルギーの製造に投資することは、ネットゼロにコミットしている金融機関としては投融資先排出量を増やすことになってしまう。ネットゼロの約束を達成できなくなることから、投資は集まらないと予想される。

世界の脱炭素投資を呼び込める世界標準のカーボンプライシングの早期導入を

日本政府は 2000 年から 20 年以上も排出量取引制度の検討を続けてきた。IPCC の提起を受けた大幅な排出削減が求められるときに、GX 基本方針が打ち出したカーボンプライ

---

98 IEA, “Net Zero by 2050,” (2021) https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050, p.81
99 IRENA, “World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5° C Pathway; Preview” (2023.3) https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2023
100 https://www.irs.gov/inflation-reduction-act-of-2022
101 https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en

シング構想、そして GX 移行債の内容は、真剣に気候危機に立ち向かうものとは到底いいがたい。

年間 4〜5 兆ドルを超える世界の移行投資が日本の技術に向けられるためには、世界標準のカーボンプライシングを早急に導入し、排出削減に向けた大胆な投資が可能な実効性のある炭素価格を実現しなければならない。排出量取引は義務的制度とし、ETS 参加主体外からの自主的クレジットによるオフセットの利用を認めるべきではない。国連ネットゼロ専門家グループによる提言[102]、UNFCCC による Race to Zero 要件[103]、SBTi(Science Based Targets initiative)において共通して提唱される通り、1.5℃経路での削減は真水にて行うべきである。自主的クレジットは、排出量取引制度における削減目標の達成とは別に、先進国としての途上国への資金的貢献として、別枠にて積極的に推奨することが望ましい[104]。

GX 移行債は、日本で操業することで世界標準でのネットゼロの達成が可能となる環境を整備するための投資に向けられるべきである。日本の自然エネルギー導入が進まず、SBT では削減とならない技術に資金が振り向けられるようでは、世界標準である SBT 基準の目標を設定し気候対策に先駆的に取り組む企業が、日本での操業を続けることが困難となってしまう。世界全体の CO_2 増加をもたらす技術は、削減対策の対象に含まないというルールを定めることが必要である。日本がグローバル経済の中で競争に加わっている以上、ゼロへのレースの国際ルールに従うことが必要である。

第 6 の柱　コーポレート PPA の加速

自然エネルギー開発の加速のためには、需要面からの取組み強化も不可欠である。ビジネスの脱炭素化に向けて、世界各国の企業が自然エネルギーの電力の利用を積極的に拡大している。国連気候変動枠組条約事務局のもと運営される Race to Zero キャンペーンに加盟する企業や金融機関は、自らのサプライヤーや投融資先、しかも投融資先のスコープ 3 も含むネットゼロを誓約している。日本のメガバンクを含む金融機関や大企業の多くがこれに加盟しており、中小企業を含めて、2050 年までのネットゼロ、そして野心的な中間目標を持ち、それに向かって着実に進んでいない企業は、取引や投融資先として選ばれなくなる恐れもある。

日本の RE100 企業の遅れ

事業で使用する電力を自然エネルギー100%で調達することを目指す国際イニシアティブ RE100 の最新の調査によると、加盟企業 334 社が報告した自然エネルギーの電力の利用率は 2021 年に 49%に達した（表　6 -1)。2019 年の 41%、2020 年の 45%から 4 ポイ

---

[102] 国連非国家主体のネットゼロ宣言に関するハイレベル専門家グループ「インテグリティの重要性：ビジネス、金融機関、自治体、地域によるネットゼロ宣言の在り方」(2022 年 11 月）(Japan-CLP 翻訳版：https://japan-clp.jp/wp-content/uploads/2023/02/HLEG-report_JPN.pdf)

[103] JCI ウエッブサイト Race to Zero Circle「スタート・ライン(最低要件)とリーダーとしての実践 3.0 -レース・トゥ・ゼロキャンペーンに参加するために必要な最低要件」https://japanclimate.org/wp/wp-content/uploads/2022/08/Race-to-Zero-Criteria-3.0JP_ver0825.pdf

[104] SBTi から 2023 年公表予定の「バリューチェーンを超えた緩和(BVCM, Beyond Value Chain Mitigation)」参照

ントずつ増加している。自然エネルギーの電力を利用して脱炭素を推進する企業の役割は世界中で高まっている。こういった脱炭素化には自然エネルギーの利用拡大が欠かせない。ところが RE100 の加盟企業による電力消費量の多い主要 5 カ国の状況を見てみると、国ごとの差が非常に大きい。加盟企業数が最も多い米国では、電力消費量は合計で 100TWh を超えているが、そのうち 68%を自然エネルギーの電力で調達できている。英国では実に 99%、ドイツも 85%で米国を上回った。中国は米国に次いで電力消費量が多く、32%にとどまっている。そして中国とほぼ同程度の電力消費量の日本では、自然エネルギーの比率が 15%に過ぎない。RE100 に加盟している先進的な企業が日本国内では自然エネルギーの電力を十分に利用できていない状況だ。

表 6-1 ：RE100 加盟企業の自然エネルギー電力の利用状況（2021 年、334 社が回答）

国	加盟企業数（本社所在）	加盟企業数（事業実施）	電力消費量（TWh）	自然エネルギーの比率（%）
米国	94	221	105	68
英国	46	183	12	99
ドイツ	15	165	12	85
中国	6	211	30	32
日本	66	173	28	15
全世界	227	334	376	49

出典) RE100「2022 Annual Disclosure report」（2023 年 1 月）のデータをもとに自然エネルギー財団作成
https://www.there100.org/our-work/press/companies-increasing-consumption

主な要因は 2 つある。第 1 に、日本では国全体の電力に占める自然エネルギーの比率が低い。IEA(国際エネルギー機関)の統計によると、英国とドイツは 2021 年の時点で 42%、中国は 29%、日本は 22%、米国は 21%である（資源エネルギー庁の統計では日本は 2021 年度に 20.3%)。米国の比率は日本と同様に低いものの、RE100 に加盟する企業は自然エネルギーの電力を大量に調達できている。企業みずから自然エネルギーの電力を長期契約で購入する「コーポレート PPA（電力購入契約)」が拡大しているからだ。この点で日本は遅れている。RE100 の加盟企業のあいだでも自然エネルギーの電力の利用率が低い第 2 の要因である。

コーポレート PPA の加速

調査機関のブルームバーグ NEF が世界各国のコーポレート PPA の契約量を集計した結果によると、米国を中心に北米・南米では 2021 年に合計で 2040 万 kW のコーポレート PPA が締結された。さらに 2022 年の契約量は前年を大きく上回って 2410 万 kW にのぼった（企業の施設内に発電設備を建設するオンサイト PPA は含んでいない)。欧州・中東・アフリカでは 2022 年に 810 万 kW、アジア・太平洋ではインドとオーストラリアを中心に前年から 2 倍以上の 460 万 kW に拡大した。日本でもコーポレート PPA に対する国の補助金が 2021 年度に始まり、契約件数は 2022 年 12 月末の時点で 70 件を超えた（オンサイト PPA を除く)。ただし海外に比べて 1 件あたりの規模は小さく、平均で数 MW 程度。合計しても全世界の契約量（2022 年に 3670 万 k W）の 1%にも満たない。今後さら

に契約量を飛躍的に増やすためには、特定の案件に対する補助金ではなくて、より幅広い企業を対象にした支援策が必要になる。

企業が脱炭素を推進するうえで、自然エネルギーの発電設備を新設（追加）する「追加性（additionality）」が重視されている。火力発電を代替して CO_2 の排出量を削減する効果が明確にあるためだ。既設の自然エネルギーの発電設備から電力を購入しても、国全体あるいは地球全体の CO_2 排出量は変わらない。コーポレート PPA や自家発電によって新たに自然エネルギーの発電設備を拡大することが、電力を利用する企業に求められるようになった。そのような追加性のある自然エネルギーの電力の導入に対して、インセンティブを付与する政策の導入が効果的である。

経済産業省は 2023 年 4 月から実施する改正省エネ法の中で、非化石エネルギーへの転換目標の設定を義務づけた。非化石電気の使用量を評価するにあたっては、追加性のある自家発電とコーポレート PPA（オンサイト PPA、オフサイト PPA）で調達した分に対して、実際の使用量を 1.2 倍に増やして評価する方針だ[105]。これにより、同じ非化石電気であっても、企業が追加性のある自然エネルギーの電力を優先的に導入することを促進できる。少数の企業がメリットを受ける補助金と違って、多くの企業にメリットがもたらされる。さらに経済的なインセンティブ（税控除、カーボンプライシングにおける優遇など）を加えれば、企業の取り組みをいっそう加速させることが可能になる。企業のみならず自治体を含めて、自家発電とコーポレート PPA による追加性のある自然エネルギーの電力の利用を拡大することで、世界各国が脱炭素へ舵を切る状況において、日本の産業競争力と地域経済の活力を維持・強化できる。

第 7 の柱　自然エネルギー開発における自治体の責務と実行力の強化

自治体エネルギー政策の新時代

地方自治体のエネルギー政策は、気候変動対策として 2000 年代に開始されたが、従来は家庭や事業所での省エネルギーを推進する需要面の取組を中心としていた。しかし、近年、自然エネルギー電力の拡大をめざす供給面での取組が活発になってきている。

2011 年の東日本大震災と福島第一原子力発電所事故以降、地方自治体が主体となる新電力の設立が始まり、2022 年の時点では 89 社まで拡大している[106]。環境省が進める脱炭素先行地域[107]の拡大では、現在までに全国で 29 都道府県 66 市町村が選定されている。ほぼ全ての地域で温室効果ガス削減対策の重点として、自然エネルギー拡大が位置づけられて、これまであまり活用が進んでいなかった農地、遊休地、調整池などの利用も計画されている。また、日本におけるこれからの自然エネルギー開発の柱の一つである洋上風力発

---

105 資源エネルギー庁「令和 4 年度 第 3 回工場等判断基準 WG 改正省エネ法に基づく措置について」（2022 年 11 月 22 日）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/sho_energy/kojo_handan/pdf/2022_003_04_00.pdf

106 パワーシフト・キャンペーン運営委員会、朝日新聞社「自治体・地域新電力の可能性と市場価格高騰の影響に関する調査」（2022 年 12 月）

107 環境省「脱炭素先行地域とは、2050 年カーボンニュートラルに向けて、民生部門（家庭部門及び業務その他部門）の電力消費に伴う CO_2 排出の実質ゼロを実現し、運輸部門や熱利用等も含めてそのほかの温室効果ガス排出削減についても、我が国全体の 2030 年度目標と整合する削減を地域特性に応じて実現する地域」
https://policies.env.go.jp/policy/roadmap/preceding-region/#about

電開発では、洋上風力は漁業者との共生が求められる上に、地域への経済効果を促すためにも地方自治体の果たす役割が大きい。先行する秋田県や千葉県銚子市では、洋上風力発電事業で生まれる売上の一部が地域に還元される仕組みが作られ、水産業など地域の活性化に活用される見込みである。

化石燃料価格が高騰する中で、日本でも既に太陽光発電による電力供給は系統電力よりも安価になっている。地域の自然エネルギー資源を活用するメリットは更に高まっており、この中で、固定価格買取制度という国の枠組みに依存しないでも、地方自治体が自然エネルギー拡大を進めることが可能になってきている。

電力供給における自治体の新たな責務

気候危機を回避するために排出削減対策の加速が急務となる中で、地方自治体が電力供給で果たすべき責務と役割については、上述した様々な先駆的な取り組みを踏まえつつ、更に一歩進めるための新たな議論が必要となっている。

気候変動は将来の問題ではなく、いまそこにある現在進行形の危機を引き起こしている。自治体の最も根源的な責務は、住民の安全、生命、財産を守ることにある。気候危機がこれを脅かしている今、温室効果ガスを削減することは国の責務であるとともに自治体の責務であり、エネルギー効率化とともに、そのための最も重要な手段である自然エネルギーの拡大は、自治体が担うべき責務ともなっているのではないか。

住宅などの建物のルーフトップに設置された太陽光発電は、災害により系統電力の供給が途絶えたときの電力利用を可能にし、地域のレジリエンスを高めるものであり、気候危機に対する適応策としても大きな意義を有する。

電力供給は、化石燃料を燃焼させる大型の火力発電所や原子力発電所がその多くを担っていた時代から、地域での分散立地が可能で、安価な自然エネルギー電源が大半を占める時代へと移行していく。こうした変化も地方自治体が電力供給において更に多くの役割を果たすことを可能としている[108]。

2012 年の FIT 制度導入後、地上設置型の大規模な太陽光発電設備（いわゆるメガソーラー）が量的に多かったのは事実である。その中には、環境への配慮が不十分なままに森林の大規模な伐採を行い、自然環境を損なう開発も含まれていた。こうした開発が進んだ原因は、第 1 に FIT 制度開始当初の高い買取価格が稼働時期にかかわらず適用されるという制度の欠陥により、森林伐採、大規模な土地造成など高コストを要する開発プロジェクトの実施が可能だったことであり、第 2 には森林法などによる環境保全の規制が不十分だったことにある。環境への配慮を欠く大規模太陽光発電の動きに対抗するため、自治体では

[108] 歴史を戦前まで遡れば、かつては多くの地域で自治体出資の電気供給・配電事業が行われてきた。だが、1941 年の配電統制令によって電力事業が国家管理の下に置かれ 9 配電会社に統合されて以来、戦後の電力事業の様々な改革を経ても、地方自治体が電力供給で積極的な役割を果たすことはなかった。住民の生活を支える基本的な公共サービスである水の供給、下水道の整備はこれまでもっぱら地方自治体が担ってきたし、エネルギー供給の中でも都市ガスについては、仙台市など一部では自治体が供給主体となってきた。しかし、電力については、もっぱら国の所管の下、大手電力会社が供給の大半を担う体制が続いてきた。

その開発を抑制・制御するための条例制定が進んできた。2014 年 1 月に大分県由布市が制定して以来、全国に広がり、2022 年 12 月までに 224 条例が制定されている[109]。

気候危機から住民の生命と安全を守るために自然エネルギー開発の加速が必要な時代において、地方自治体に求められるのは、環境への配慮を欠く開発を抑制することに加え、環境と共存する自然エネルギー開発を促進することである。これから開発される太陽光発電の多くは建物の屋上を活用するルーフトップソーラーであり、既に人間の手が入った後、放置された農地などを活用するものである。また今後の風力発電開発の中心になる洋上風力は、自然環境への影響を抑え、地域の漁業との共存を可能とするものである。これからの自然エネルギー開発を地域と共生するものとして進めていくことは十分に可能であり、地方自治体にはこうした形での開発を進める責務がある。

地方自治体が担うエネルギー政策が新たな時代を迎えていることを、最も端的に示しているのは、2022 年 12 月に東京都が、2023 年 3 月に川崎市が相次いで制定した住宅メーカーに対する新築住宅への太陽光発電設置義務条例である。東京都と川崎市の取組は、気候危機・エネルギー危機に対し、地方自治体が果たすべき役割を率先して認識したものであるとともに、太陽光発電コストの低下が、こうした先駆的施策が経済的メリットを有する制度として導入可能となってきたことを示すものである。

G7 各国の中で、最も積極的に自然エネルギー拡大を進めるドイツは陸上風力発電の加速をめざし、2022 年に「陸上風力エネルギー設備拡大の強化・加速化に関する法（通称：陸上風力法 WaLG)」を制定している。その中核をなす「風力エネルギー用地法(WindBG)」は、ドイツ国土の 2%を陸上風力発電に充てるため、各州に拘束力のある目標（いわゆる面積貢献値）を法規定している[110]。

中央政府と地方自治体の関係は、国ごとに異なり、ドイツの事例を機械的に日本に適用することはできない。しかし、気候危機を回避する対策が急務となっている現在、地方自治体が自然エネルギー開発でより積極的な役割を果たすために必要な責務と制度の在り方を、従来の制約を超えて議論していく必要がある。

自治体の実行力の強化

自治体が自然エネルギー拡大にむけて大きな役割を果たせるようにするためには、責務の強化にあわせ、財政基盤の強化、人材の確保を含め実行力を強化することが不可欠である。洋上、陸上風力発電開発の促進に不可欠な地域との共生を実現するため、住民合意の形成、地域経済の活性化に貢献する開発プロジェクトのあり方の検討、また新築・既築建築物への太陽光発電設置を加速する施策の検討など、どれをとってもこれを担う人材の確保が不可欠である。

そしてこうした人材を確保するためにも、自治体の財政基盤の強化がかかせない。全国の 20 の政令指定都市が構成する指定都市 自然エネルギー協議会、34 道府県が構成する自然エネルギー協議会は、毎年、国に対して自然エネルギー拡大にむけて政策提案を行っ

---

[109] 一般財団法人　地方自治研究機構調査（2023 年 3 月 20 日更新）
http://www.rilg.or.jp/htdocs/img/reiki/005_solar.htm

[110] 一柳絵美「ドイツ　自然エネルギー拡大加速に向け法律一式を採決」(2022 年 8 月 2 日)

ているが、その中で、交付金や補助金などの従来の財政支援の手法に加え、自然エネルギーの導入・活用に係る自治体の経費を普通交付税の基準財政需要額の算定基礎として盛り込むなど、財政基盤強化に向けた様々な要求が含まれている。これらに加え、今後、カーボンプライシングが本格的に導入される際には、気候変動対策における地方自治体の役割を正当に評価した配分を行うことも必要と考えられる。

終わりに

この報告書「2035 年エネルギーミックスへの提言（第 1 版)」は、2035 年の電力供給の少なくとも 80%を自然エネルギー電力で行うことを提案し、その可能性と課題を示した。80%自然エネルギーを実現するためには、太陽光発電導入量を現在の 3.5 倍に、風力発電を現在の 13 倍にすることが必要である。また暫定的な検討であるが、北海道と本州をつなぐ広域送電網を 4 GW程度増強する必要がある可能性もしめした。

これらの目標は、現在のエネルギー基本計画の2030年目標を大きく超えるものである。これまでの日本の常識から判断すれば、非現実的な提案と見えるかもしれない。しかし、本報告書の中で述べたように、自然エネルギー財団が提起した 2035 年の電力供給の姿はＧ７の他の国々が目指しているものと同一のものであり、国際的な常識からすれば、ごく当たり前の提案である。

そしてより重要なことは、今回の提案は IPCC が第 6 次統合報告書で提起した 2019 年比で 2035 年までに CO_2 を 65%削減するという目標に照らせば、日本が最小限、目指さなければならない水準だということである。日本の現在の温室効果ガス削減目標は 2013 年比で 2030 年までに 46%の削減をめざすというものである。IPCC が提起した 2019 年比 60%削減は 2013 年比では 66%削減に相当する。したがって、現在の 2030 年目標のままでは、2030 年から 2035 年までの 5 年間で更に 20%の削減が必要なことになる。IPCC が提起した 2035 年目標は、2030 年までの削減をもっと加速する必要があることを示している。電力に関しては、自然エネルギーを 36－38%ではなく、もっと高い水準まで導入することが必要なのだ。

2030 年自然エネルギー電力 80%は容易な目標ではないが、不可能な目標ではない。また国内の電力の 8 割を国産自然エネルギーで供給できるようになれば、化石燃料への依存度を大きく減らすことができる。日本の住宅、建築物の多くに太陽光発電が搭載されれば、災害時の系統電力が絶たれた時にも電気を使うことが可能になり、レジリエンスを高めることができる。洋上風力発電の導入は、地域経済の活性化に貢献することになる。

いま必要なのは、日本はいつまでも化石燃料と原子力発電に依存し続けなければならない、という固定観念から完全に脱却することである。電力、そしてエネルギーの殆どを国産の自然エネルギーで担う、脱炭素で持続可能な新しい世界に適合したエネルギーシステムへの転換に踏み出すことである。

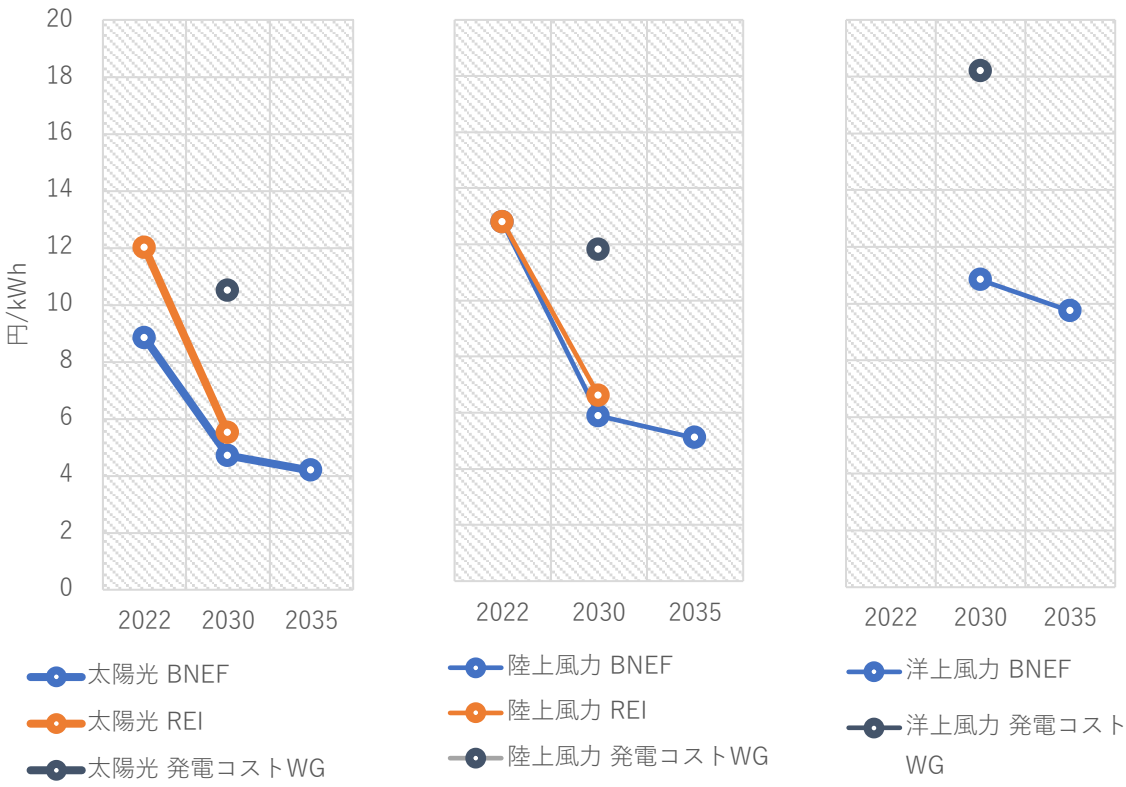
国の立ち遅れとは異なり、日本の多くの企業と自治体は、既に 2035 年に大半の電力を自然エネルギーで供給することへ声を上げ始めている。自然エネルギー財団は、こうした多くの非国家アクターとともに、国のエネルギー政策の転換に向け力を尽くしていく。

（補論）脱炭素電源のコスト比較

自然エネルギーの発電コスト

自然エネルギー発電の中でも太陽光発電と（陸上・洋上）風力発電は、供給量としても大きくなることが見込まれ、重要な役割を担うため、それらの発電コストが重要になる。すでに第 2 章および第 3 章において記述したものを図 i にまとめている。いずれも政府の発電コスト検証ワーキンググループ(発電コスト WG)では、適地が減ることから建設工事費等がかさみ 2030 年に向けて自然エネルギーの発電コストはほとんど低減しない、と推計している。これに対して、自然エネルギー財団(REI)やブルームバーグ NEF は、見通すことが可能な技術進展を考慮し、2030 年代に向けて更なるコスト低減が続くと推計している。

図 i：太陽光、陸上風力、洋上風力の発電コスト推計



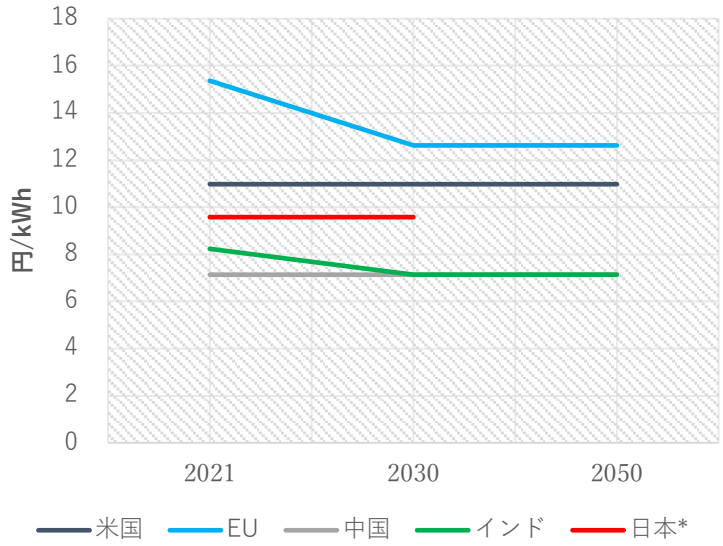
（注）耐用年数：発電コスト WG および REI は、太陽光 25 年、風力 25 年としているのに対し、BNEF は太陽光 30 年、風力（陸上）25 年としている。洋上風力は 20 年である。割引率：BNEF は、3.3%＋インフレ率として算定しているが、発電コスト WG および REI は 3 %とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEF の計算は 2021 年の米ドル価格で行われているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

出典）ブルームバーグ NEF (2022) 2H 2022 LCOE Update，発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)より自然エネルギー財団作成

原子力発電

政府は発電コスト WG で 2030 年の新設の原子力発電の発電コストを 11.7 円/kWh(政策経費含む)と評価している。また世界における原子力の発電コストの見通しを示すと図 ii のとおりである。国によって差があるが、大きな傾向はほとんどの国において、高コストな上に 2050 年までに発電コストの低下の見通しがない、ということである。さらに言えば、この発電コストはさらに悪化する可能性が高い（つまり、発電コストが上昇する)。なぜならば、図 ii の発電コストは原子力発電がほぼフル稼働する想定となっているが、電力システム内では他の電源と競合するので、太陽光発電や風力発電の比率が高まれば、その分、原子力発電の設備利用率は悪化するからである。

図 ii：原子力発電の発電コストの見通し



注）日本の値は発電コスト検証ワーキンググループ(2021)の値で、社会的費用および政策経費を含まない 2020 年および 2030 年の値。他国の数値は、IEA(2022) World Energy Outlook 2022, Net Zero Scenario における発電コスト（2021 年の日本円価値で表記)。

特に、政府が新型炉の 1 つとして位置付ける小型モジュール炉（SMR）は、特に革新的な技術ではなく、1950 年代に軍事的目的で開発されたものである。近年、商業発電用に注目されているのは、大きな電力需要がなく、系統が整備されていない鉱山や遠隔地において、ディーゼル発電に頼らない電源開発を行うためである[111]。しかしながら、経済性については、小型なので大型に比べてさらに発電コストが高くなってしまう。100 万 kW の原子力発電所を 20 万 kW にしたからといって、そのコストが 5 分の 1 に減るわけではないからである。

これに対して、SMR は標準化された同じ型のもの工場などで大量生産することでコストの低減の可能性があると、期待されている。しかし、2022 年時点において、世界で運転開始している小型原子炉(300MW 未満)は 2 基で商業用ではない。さらに建設中は 2 基しかなく、大量生産とは程遠い。さらに、大量生産のための標準化についても、2022 年時点で

[111] Odynski, K., Garton, K, and A. McDougall, “Outlook 2023: SMRs: The answer to the world’s energy trilemma?”, Carbon Economist. (2022)

支配的な型の SMR はなく、「18 種類の異なる技術と、その中で競合する多くの設計が乱立していて、主力となるような一貫した単一の技術は確立されていない」という専門家の指摘もある[112]。さらに、各国ごとに規制基準が複雑かつ異なる中で、標準化された炉の大量生産は現実的ではない。とりわけ地震や津波などの自然災害が多発する日本の原子力規制を世界的に標準化することが必要なのだろうか。以上のように、小型原子炉は商業化の見通しがなく、さらにそのコスト低減の可能性は、標準化による大量生産を前提としており、その実現可能性は低いのではないか。また、2050 年までのカーボンニュートラルを進めなければいけない局面で、現時点で不確かな技術・経済前提のある技術を開発する余裕はあるのだろうか。

CCS 付き火力発電

CCS付き火力発電の発電コストは、火力発電のコストにCCS分のコストが付加される。このため、カーボンプライシングがなされていない状態では、CCS 付き火力の発電コストは、火力発電の発電コストを必ず上回る。CCS 分のコストは、大きく分けて（1）分離・回収の費用、（2）輸送の費用、（3）貯蔵の費用の 3 つに分けられる。

発電コスト WG の推計では、2030 年における石炭燃焼後の排ガスから CO_2 を分離回収する設備を設置した石炭火力（70 万 kW）について、（1）分離・回収費は、$CO_2$1 トンあたり 2,970 円であった。また、（2）CO_2 の輸送費については 20km 輸送するものとして 1,167 円/ CO_2 トン、（3）それを貯蔵する費用を 1,500 円/ CO_2 トンと見込んでいる。これらを合わせると、5,637 円/ CO_2 トンを CCS のコストと見込んでいることになる。

この推計の問題点は、いずれの費用についてもかなりの過小評価となっている可能性があるということである。分離・回収費は、国内外のさまざまな類似の計算において、少なくとも 4,000 円/トンかかるとされている[113]のに対して、3,000 円未満と大幅に安価となっている。これは、発電コスト WG 試算では、分離・回収設備を運転する人件費が計上されていないことや運転維持費が積み上げ計算されていないことなどが理由となっている可能性がある。また、輸送費に関しても、発電所から貯留場所まで 20 ㎞パイプラインで輸送する想定は、あまりにも現実離れしている。これは、沿岸に建設された多くの石炭火力発電所のすぐ近くの地下に貯留することを意味するからである。RITE の試算によると、仮に液化 CO_2 運搬船を新たに建設し、船舶で CO_2 を 200 ㎞以上輸送する場合、輸送費用は足元で 8,800 円/ CO_2 トン以上となる[114]。これは発電コスト WG の想定である 20 ㎞パイプライン輸送の場合のコストの 8 倍にも上る。貯留費用は、同じ RITE の試算で足元・2030 年ともに、6,000~7,000 円/CO_2 トンとなっている。以上のように、発電コスト WG の推計は CCS 付き火力発電のコストがかなり過小評価されている可能性がある。

---

112 マイケル・バーナード「小型モジュール式原子炉は、たいていが悪策だ」（自然エネルギー財団コラム、2021 年 5 月 28 日）

113 例えば、国内の研究では、国立研究開発法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター:JST/LCS, 「CCS（二酸化炭素回収貯留）の概要と展望－ CO_2 分離回収技術の評価と課題－」（2016 年）、海外の研究では、International CCS Knowledge Center (2018) The Shand CCS Feasibility Study Public Report, DOE, (2022) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume1. といったものがある。

114 RITE「CCS バリューチェーンコスト」第 2 回 CCS 事業コスト・実施スキーム検討ワーキンググループ、(2022 年)

石炭アンモニア混焼発電

政府はゼロエミッション火力として石炭アンモニア混焼発電が有力とみなしており、2030年までに石炭との 50%混焼を目指している。しかしながら、現状、アンモニアをエネルギー源として利用するのは、脱炭素を前提とした経済性の点から大きく２つの問題をはらんでいる。

第一に、アンモニア製造過程において大量のエネルギーを消費している。IEA(2021)によると、アンモニア製造には、2020 年に世界の最終エネルギー消費の 2%ものエネルギーを消費している[115]。このように製造過程で大量のエネルギーを消費するものをエネルギー源として利用するということは、そのエネルギー源が高コストであることを意味する。さらには「アンモニアの最も安価な原料」である石炭からアンモニアを製造するコストは、一般炭の 4 倍かかるという指摘もある[116]。

第二に、現在、アンモニアは、天然ガスや石炭といった化石燃料を主な原料として製造されており、その製造過程で大量の CO_2 を排出している[117]。このため、仮に石炭からアンモニアを製造すると、エネルギー単位ベースで石炭火力発電以上の CO_2 が排出されることになる。天然ガスを原料とする場合、CO_2 排出量は抑えられるものの、それでも石炭火力と同等の CO_2 が製造過程で発生する。そのため化石燃料を原料としてアンモニアを製造し、かつ、石炭と混焼する場合は、製造過程および発電過程で発生する CO_2 を分離回収する必要がある。つまり、CCS のシステムを付属しなければならない。このようなアンモニアをブルーアンモニアという。なお、自然エネルギーの電気を使って、水素を製造、アンモニアを生成する方法もあり、こちらはグリーンアンモニアと呼ばれる。いずれにしても、アンモニアの製造時に CO_2 を大気に放出することは避けなければならない。

これらの点を考慮して、アンモニアを発電用の燃料として利用する場合には、すくなくともブルーアンモニアを想定することが適当であり、混焼する石炭から発生する CO_2 も分離・回収しなければならない。これらを考慮した場合、2030 年のアンモニア石炭混焼発電の発電コストの見通しについては、政府の発電コスト WG、電力中央研究所が示している。政府の発電コスト WG では、アンモニア製造時はブルーアンモニアを用いている想定となっているが、発電時には CCS をつける想定とはなっていないため、CO_2 を排出してしまう。そのため、CO_2 排出権を購入する費用を計上している。電力中央研究所の場合はその費用を計上していない。本来、カーボンニュートラルを目指すのであれば、発電コスト WG および電力中央研究所いずれも発電時に混焼する火力発電から排出される CO_2 もまた分離・回収、輸送、貯蔵しなければならない。

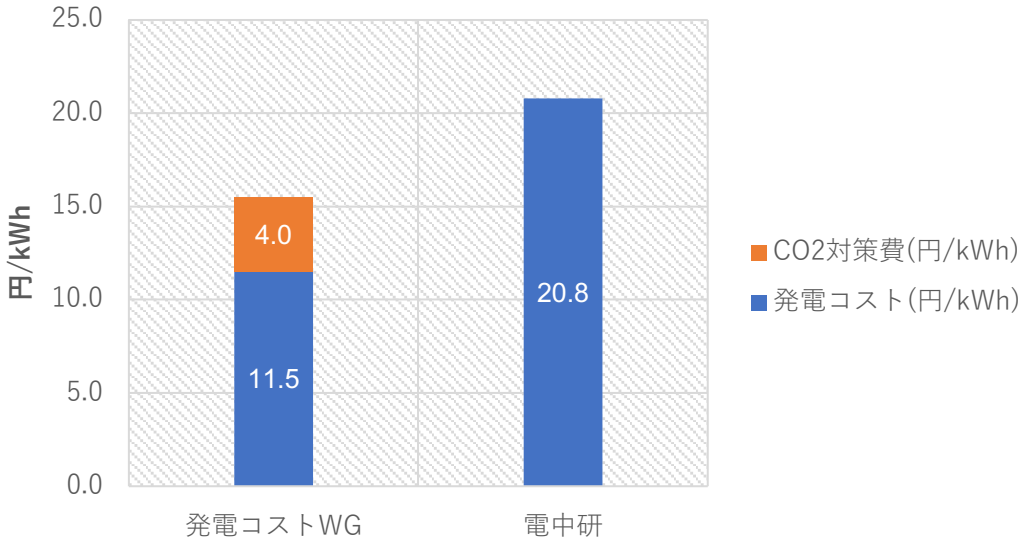
---

115 IEA “Ammonia Technology Roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertilizer production.” (2021)

116 TransitionZero「石炭新技術と日本」(2022), p. 17.

117 IEA (2022) The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector, p.51）によると、石炭からアンモニアを製造する過程で 249g- CO_2/MJ、天然ガスからアンモニアを製造する過程で 111 g-CO_2/MJ の CO_2 が排出される。

図 iii：2030 年のアンモニア混焼石炭発電の発電コスト



出典）発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)および電力中央研究所「水素・アンモニア発電コストおよび CCS 付き火力発電コスト試算」第 2 回 CCS 長期ロードマップ検討会(2022 年)より海外で褐炭からアンモニアを製造し、輸入し、国内の火力発電で混焼する場合の値。

以上、自然エネルギー以外の電源について、その発電コストを検討してきたが、いずれの電源も 2030 年代に向けて実用化する技術面での課題を有しており、さらに自然エネルギーに比べて高価となっており経済的な面でも優位性はないことがわかる。

さらに、（2）CCS 付火力発電、（3）石炭アンモニア混焼発電は、化石燃料を利用し続けることから、化石燃料特有のリスクは依然として残り続ける。つまり、化石燃料を一次エネルギーとして使い続ける限りにおいて、化石燃料の価格変動の影響を大きく受ける。一般的に、発電コストを計算する際に、化石燃料の価格は安定的に想定される。日本の場合は、IEA の World Energy Outlook を参照するが、WEO は化石燃料の想定について、「エネルギー価格が比較的スムーズな軌跡を描いて、需給がバランスし、エネルギー市場、投資、技術、政策がすべて相互に整合的な方向に進む均衡的なシステム」を想定している。このため、化石燃料の見た目の発電コストは、2022 年のように需給のかく乱やインフレによる価格高騰の影響を評価することができない。このため、化石燃料を使い続ける限り、このようなリスクは残り続けることになる。

巻末資料：TSO エリア別の太陽光発電および風力発電の設備容量

表 i：現在の設備容量（2022 年 12 月末時点）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	計
太陽光	2.2	7.9	18.2	9.6	1.2	6.9	6.5	3.3	11.4	0.5	67.7
風力	0.6	2.1	0.4	0.4	0.2	0.2	0.4	0.3	0.6	0.0	5.1

注）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

表 ii：脱炭素化電力ミックスでの想定（単純按分）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	計
太陽光	8.9	32.7	75.5	39.6	5.0	28.6	27.0	13.5	47.3	2.0	280.2
風力	6.7	24.5	5.0	4.3	2.0	2.0	4.2	3.6	7.3	0.1	59.8

表 iii：OCCTO マスタープラン再現シナリオ補論

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	計
太陽光	7.9	35.1	62.2	40.9	6.1	23.5	24.2	12.4	47.6	-	258
風力	11.8	27.1	13.2	3.5	6.4	1.5	6.6	6.1	9.9	-	86

2035 年エネルギーミックスへの提言（第1版）
自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して

2023年4月

公益財団法人 自然エネルギー財団
〒105-0001　東京都港区虎ノ門1-10-5　KDX虎ノ門一丁目ビル 11F　TEL：03-6866-1020（代表）

info@renewable-ei.org
www.renewable-ei.org

脱炭素を面白く EnergyShift

洋上風力発電　日本の本当のポテンシャルと開発競争の行方は

| EnergyShift (energy-shift.com)
小森武史

https://energy-shift.com/news/c10060d9-4dee-4dac-83f4-979dfb2997b7

これからの日本の再エネの主流になると期待されている洋上風力発電。政府の審議会でも主力電源化のカギを握ると明記されている。GWEC（世界風力会議）では日本の洋上風力発電のポテンシャルは日本全体の電力消費量を大きく上回ると見積もる。洋上風力の可能性と開発の現状を探る。

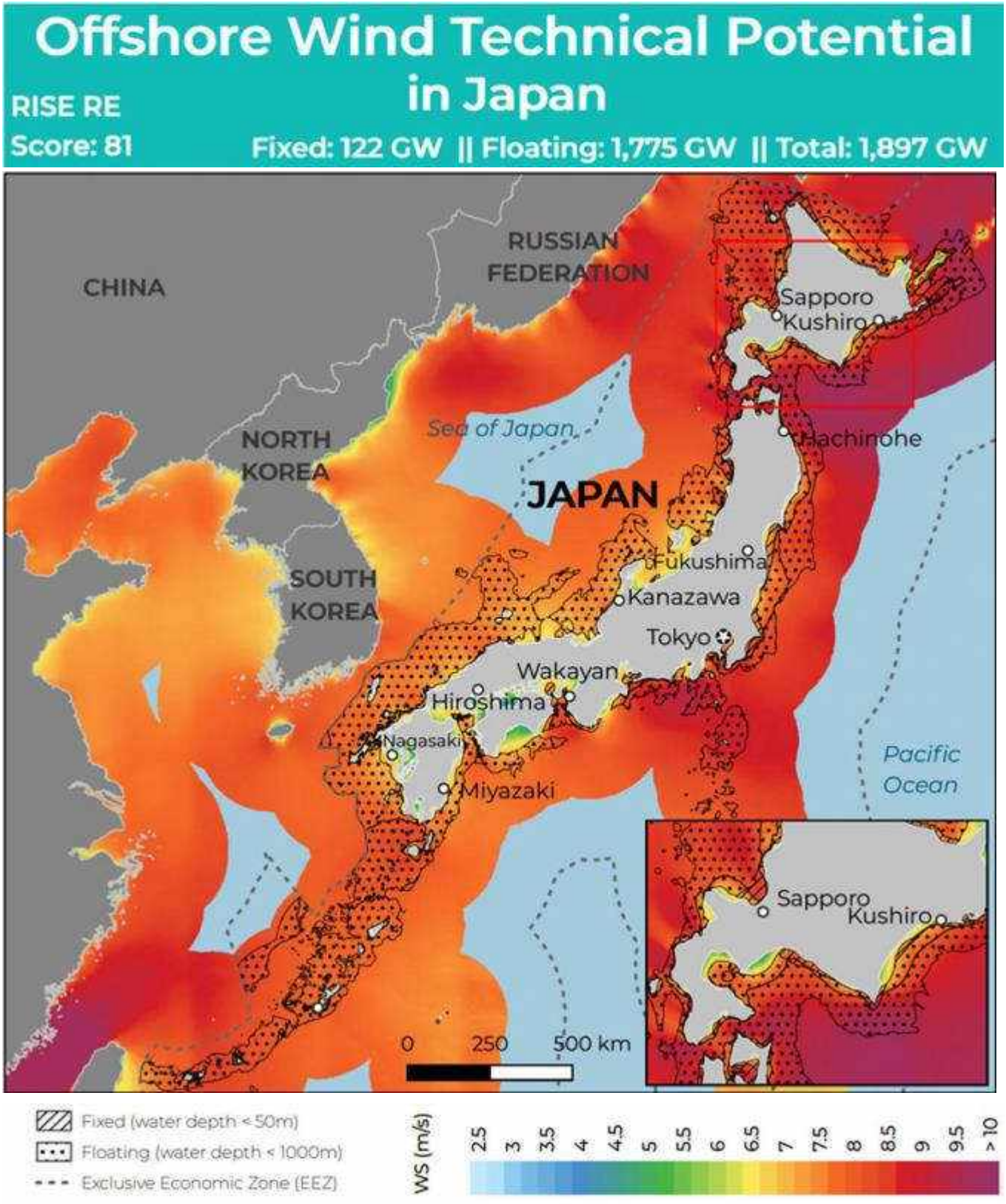
目次 [非表示]

洋上風力のポテンシャルは日本の年間電力消費量を軽く超える
日本の洋上風力発電の現状
政府の開発目標は2040年30GW～45GW
ポテンシャルの高い浮体式洋上風力
世界の主戦場になる浮体式の開発競争
戸田建設の浮体式洋上風力
海底ケーブルでも開発競争
もうひとつの課題　日本型セントラル方式
洋上風力発電のポテンシャルを引き出せ

洋上風力のポテンシャルは日本の年間電力消費量を軽く超える

10月７日・８日に世界風力会議（GWEC）の「世界洋上風力サミット 日本」に登壇したGWECのAlastair Dutton氏の発言が話題になっている。オンライン講演を紹介している日経クロステックの記事によると、日本は1,897GW（着床式122GW、浮体式1,775GW）の洋上風力発電のポテンシャルがあり、日本の現在の年間電力消費量のなんと7.5～８倍になるというのだ。

これは、GWECのウェブサイトで公開されている日本の洋上風力ポテンシャルの資料と同じ数字になる。つまり、洋上風力発電だけで日本の電力消費がまかなえるというのだ。



Offshore Wind Technical Potential in Japan ：GWEC

もちろん、これはあくまで理論上の可能値であり、そのまま鵜呑みにできる数字ではない。一方で、洋上風力発電は陸上風力発電に比べても有望視されていることは世界の潮流でもある。特に陸地面積が狭く、まわりを海で囲まれている日本ではなおさらだ。日本のグリーン成長戦略でも洋上風力発電への期待は謳われている。

日経クロステックでも紹介されているが、環境省では2019年に日本の洋上風力発電がどれくらい導入可能かの調査を委託し、報告書にまとめている。

それによると、日本の洋上風力の導入ポテンシャルは、着床式が337.34GW、浮体式は782.88GW、合計1,120.22GW。年間発電量は浮体式・着床式あわせて3,460.7TWh。日本の国内電力消費量は2020年で905TWh、平均およそ1,000TWhなので、なんと日本３つ分がまかなえる。

この3460.7TWhのポテンシャルは、陸地から30km以上であったり、風速6.5m/s未満、水深200m以上、海域公園では開発できないという条件での算出になっている。

一方、環境省試算ではこの条件から「陸地から30km」の条件を外した数字も出している。それによると、年間発電量は１万1,272.2TWh。日本の年間発電量を10掛け合わせてもおつりが来る。

環境省のデータ、GWECのデータ、ともにみても、日本の洋上風力発電には非常な「ポテンシャル」があるとは十分に言えるだろう。では、実際の開発はどうなっているのか。

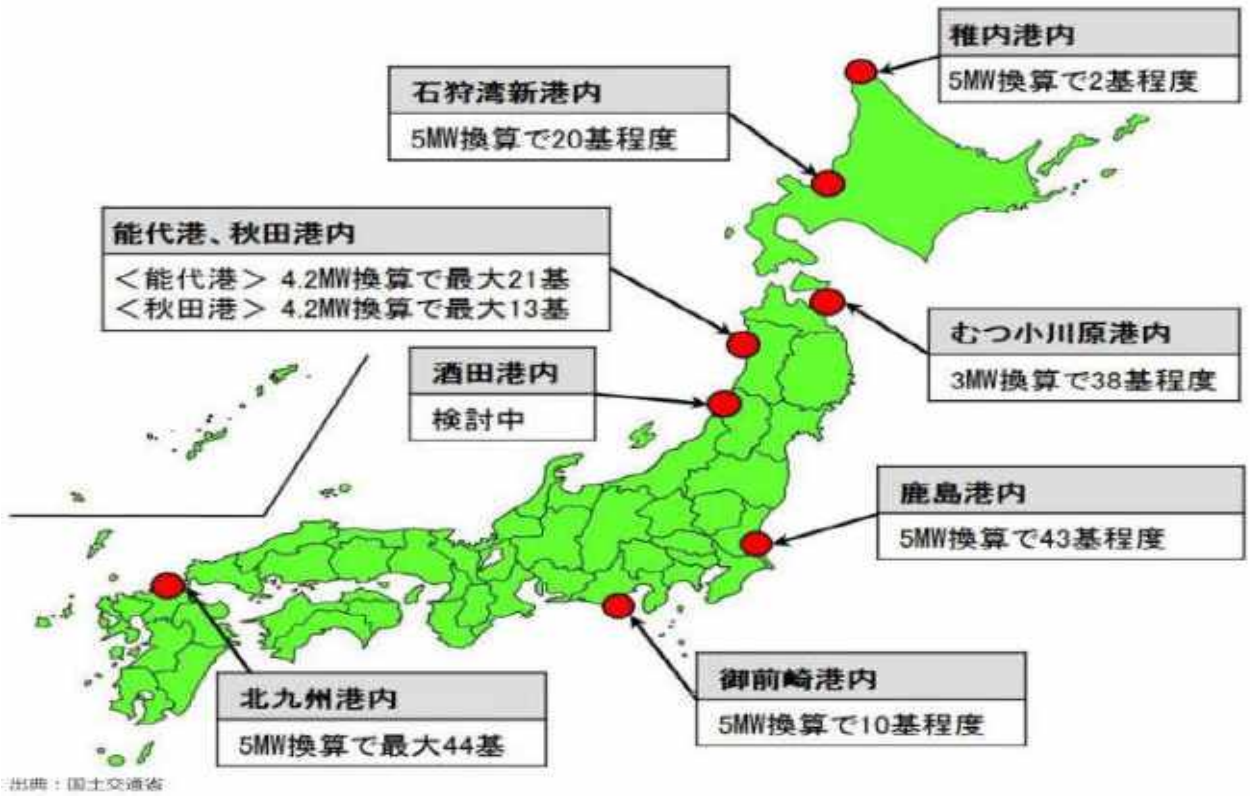
日本の洋上風力発電の現状

日本の洋上風力発電は、累積で58.6MW、28基、７サイトが運転をおこなっている（2020年度12月末時点）。沿岸部からアクセス可能なセミ洋上風力も含まれる。沿岸距離２km以上の本格的な洋上風力はこのうち、14.4MW、５基、４サイト。そのうち、12MW、４基３サイトは浮体式になる。2020年の新規設置はなかった。これらはほぼ実証実験だ。

港湾での洋上風力発電の導入計画も進んでいる。すでに秋田県能代港では140MWの洋上風力発電（着床式）が2022年末の運転開始に向け建設が進む。秋田県能代市は国の定める洋上風力の「促進地域」だ。その促進地域はほかに秋田２ヶ所、千葉県銚子市沖の合計４ヶ所を定めていて、事業者による計画がそれぞれ立てられている。

これからの洋上風力の開発は、もちろん、より沖合の、一般海域での発電所開発となる。

港湾における洋上風力発電の導入計画



政府の開発目標は2040年30GW～45GW

2020年12月、経産省の審議会「洋上風力産業ビジョン（第一次）」、グリーン成長戦略などによると、日本政府の目標は、2030年に10GW（1,000万kW=１万MW）、2040年までに30～45ＧＷ（3000万kW～4,500万kW＝３～4.5万MW）の導入を目指す。

日本政府は年間100万kW程度を10年間、区域指定して開発していけば20年後に3,000万kWの案件形成ができるということなのだろうが、こうして書いていても本当にできるのか、疑わしくなる数字だ。

この数字は、2020年７月におこなわれた経済産業省の「第１回　洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」に提出された日本風力発電協会の資料の数字が元になっている。それによると、着床式の日本全国でのポテンシャルは128GW、浮体式のポテンシャルは424GWと試算されている。その前に、2018年２月には着床式のみで91GWのポテンシャルがあるとされている。また、事業者が現在開発検討対象としている区域は34GWとある。

また、同じ７月17日の経産省・国土交通省の資料には、事業者のヒアリング結果として、国内に風車工場などへの投資をおこなうためには、年間100万kW×５～10の市場が必要とある。
オーステッドのアジア太平洋地域責任者Yichun Xu氏はEnergyShiftの取材に対し、「日本は着床式で90GWのポテンシャルをもっている。年間１から1.5GWのオークションも計画されている」と答えている。また、2020年８月の経産省審議会*では日本風力発電協会の資料では「2030年には１GW/年、2040年からは２～４GW/年の市場規模の目標を設定」を提案している。

これらの前提から、2040年目標の30～45GW導入目標、毎年100万kWを10年間、という数字が出てきたのだ。とすると、そこまで無理な数字ではないとも思える。しかも、この91GWのポテンシャルは着床式のみの数字だ。そう考えると逆に、少し消極的な数字にすら見える。

*第58回調達価格等算定委員会

ポテンシャルの高い浮体式洋上風力

では、着床式だけで日本の2040年目標がまかなえるのであれば、日本での浮体式開発は不要なのか。もちろん、そんなことはない。

世界の導入量を見ても現在は着床式がメインだが、水深を気にしなくてよいため、より広範囲な設置が可能な浮体式の開発と導入が進んでいる。冒頭の導入ポテンシャル量を見ても圧倒的に浮体式のポテンシャルが高い。

また、日本の近海は遠浅でないため、水深が深くても設置が可能な浮体式が有効だ。

この浮体式は第６次エネルギー基本計画でも次世代太陽電池（ペロブスカイト）と同じく、「革新技術の開発」の扱いになっている。

『特に、サプライチェーン構築に不可欠な風車や中長期的に拡大の見込まれる浮体式等については、要素技術開発を加速化し、長期間にわたる技術開発・実証等を一気通貫で支援する取組等を行う。また、政府間の協力関係の構築と国内外の企業の連携を促し、海外での洋上風力事業への参画等を検討する日本企業をFSや実証、ファイナンスで支援しつつ、浮体式の安全評価手法の国際標準化等を進める』（第６次エネルギー基本計画（案））

この「革新技術の開発」、当然ながら日本の洋上風力発電の発電量確保だけの問題ではない。浮体式の技術を、アジア展開を見据えた次世代技術開発につなげたいという思惑もある。

まだ世界でも浮体式は確立技術ではないからだ。

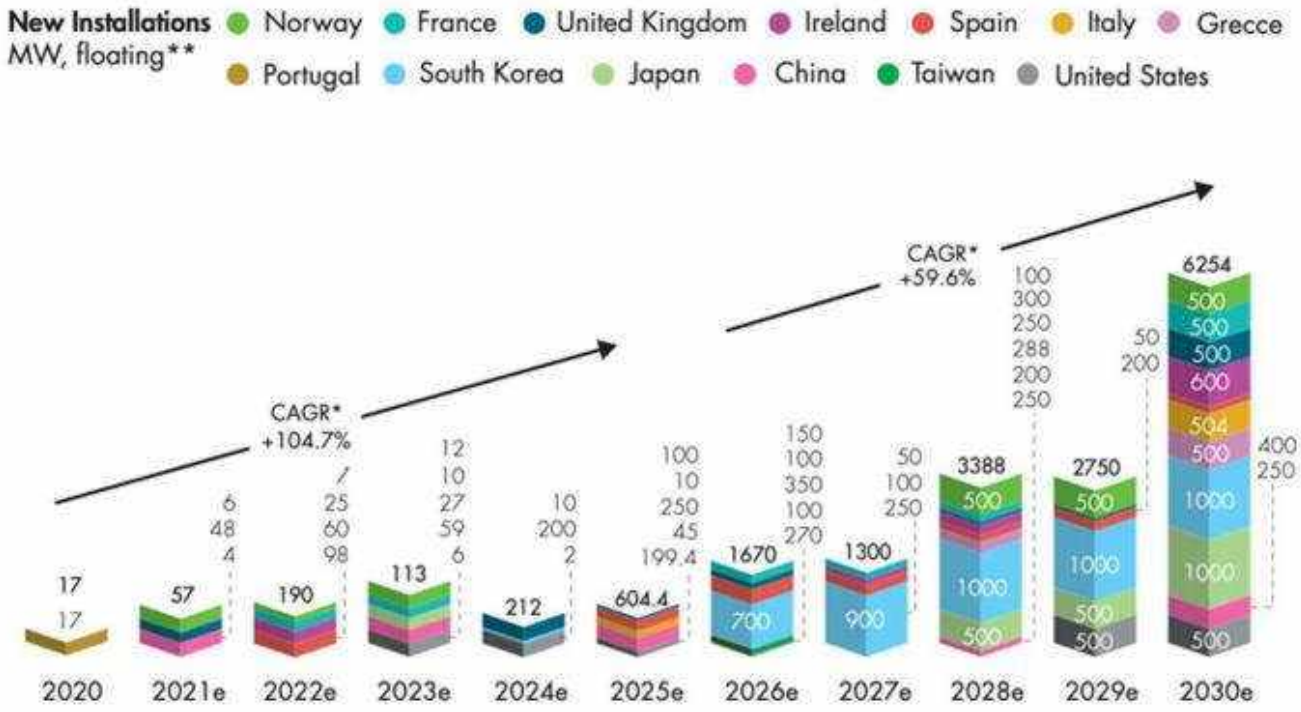
	現状と課題	今後の取組
次世代技術(浮体式)の開発、マーケット獲得	世界横一線の浮体式技術、欧州と環境異なるアジア ・将来的に、気象・海象が似ており、市場拡大が見込まれるアジア展開を見据えることが重要。 ・浮体式の技術は世界横一線であり、造船業を含む新たなプレーヤーの参入余地も。商用化を見据えながら、技術開発を加速化。同時に、官民が連携して海外展開の下地づくりを進める。	アジア展開も見据えた次世代技術開発、国際連携 ①アジア展開も見据えた次世代技術開発 ・「技術開発ロードマップ」（2021年4月策定）に基づき、要素技術開発を加速化 ・実海域での実証も見据えつつ、グリーンイノベーション基金の活用も検討した浮体式等の技術開発 ②国際標準化・政府間対話等 ・国際標準化（浮体式の安全評価手法） ・将来市場を念頭に置いた二国間政策対話・国際実証（日EUエネルギー政策対話等）

2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略　2021年６月18日より

世界の主戦場になる浮体式の開発競争

グリーン成長戦略には「横一線」とあるが、浮体式の開発競争はすでに始まっている。牽引しているのは欧州だ。2022年には浮体式の累計導入量300MWを目指している。

浮体式洋上風力の導入予測　2020-2030



* CAGR = Compound Annual Growth Rate
** Note: this floating wind outlook is already included in GWEC's global offshore wind forecast
Source: GWEC Market Intelligence, July 2021

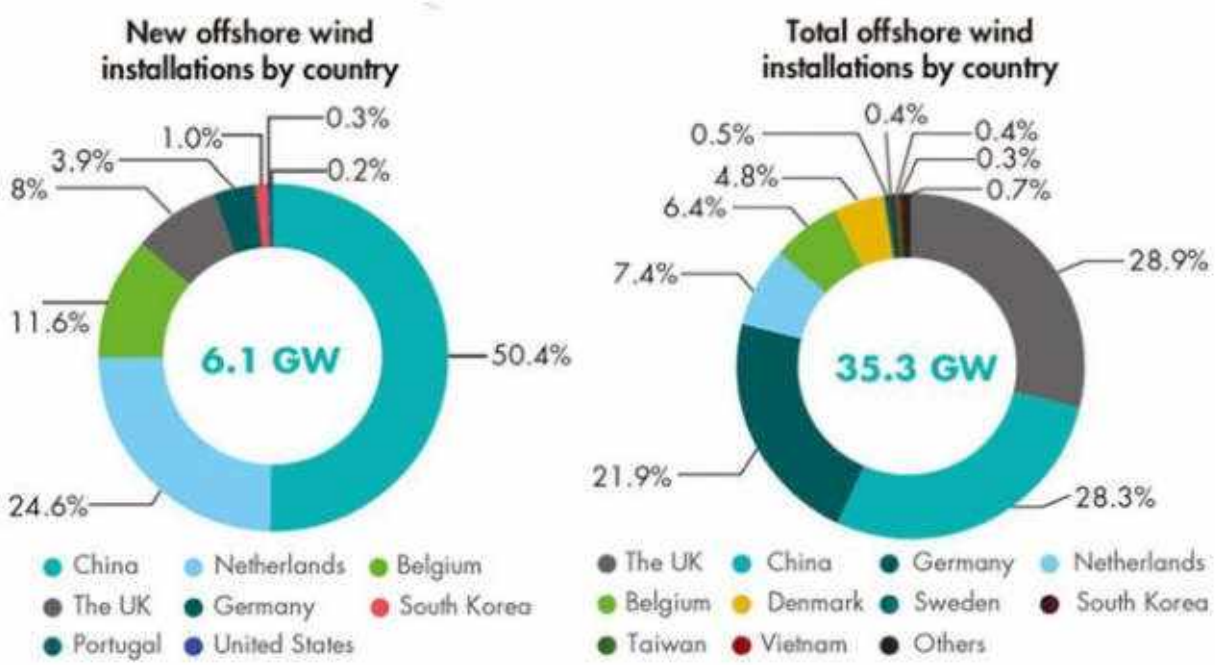
GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021 : GWEC

10月19日、世界最大の浮体式洋上風力がスコットランド沖合に完成した。キンカーディン洋上風力発電所は海岸からは15km離れ、水深は60mから80m。50MWで、年間200GWhの電力を発電する。また、同じくスコットランドでは最大100MWの浮体式洋上風力発電所「PentlandFloating Offshore Wind Farm」の計画が進む。フル稼働は2027年と先だが、検証用の8.6MW浮体式一基は2023年の建設予定だ。このコンソーシアムには丸紅が参画している。

ほかにもフランスのブルターニュ沖などで200MWを超える大型案件が進んでいる。

中国は2021年に再エネ大手の三峡集団が5.5MW実証基を試作し、広東省沖で実証実験をおこなうと発表。実は中国は着床式洋上風力の導入量が世界２位だ。浮体式でも導入量拡大を目指している。韓国も洋上風力トップ５を目指し、６GWの浮体式洋上風力発電所の建設計画を発表した。

左：洋上風力の国別新規導入量（2020年）右：洋上風力発電の国別累積導入量



GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021：GWEC

浮体式の要素技術は浮体の基礎、ケーブル、そして係留索とアンカーに大きくわけられる。中でも浮体基礎はコスト的にも全体の３割を占める重要な要素だ。

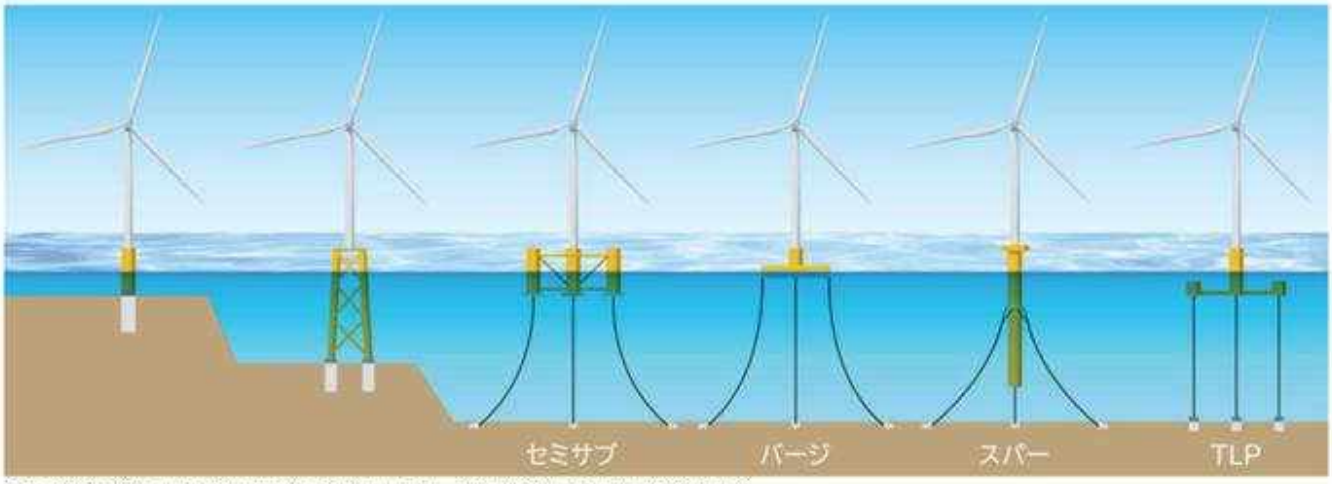
その浮体基礎はスパー式、セミサブ式、バージ式、TLP式の４つが主流で、それぞれ一長一短があり、まだ開発は継続している。スパー式とセミサブ式は本格的な商用利用に一番近くなっている。そのスパー式を開発、運用しているのが戸田建設だ。

戸田建設の浮体式洋上風力

戸田建設では2018年から2,000kW（２MW）・１基の浮体式洋上風力発電を長崎県五島市沖で運転していた。2007年からの実証実験を繰り返し、日本で初めての浮体式の商用運転にこぎつけた。五島市沖の平均風速は７m/秒と風力発電に適している。

スパー式は重心が低く、安定性も高く、2012年の実証実験（五島市椛島）では大型の台風16号（中心気圧940hPa、最大風速53.3m、最大波高16.9m）にも耐えた。五島市沖の水深は100から150mと深く、スパー式には都合がよかった。

このように、水深が100m以上の水深ではスパー式が有利な一方、100m未満では設置が難しい。セミサブ式では40mから設置が可能だ。昨年実証実験を終えた福島沖の実証実験ではセミサブ式も試験された。



日本の浮体式洋上風力発電に対する期待と展望　浮体式洋上風力発電推進懇談会

スパー式を選んだ戸田建設は、再エネ海域利用法に基づいた第１号案件である「長崎県五島市沖」の開発事業者に６社でのコンソーシアム「ごとう市沖洋上風力発電合同会社（仮称）」で選ばれた。２MWの風車８基を設置し、1.68万MWの発電を目指し、建設を進める。

この浮体式洋上風力の課題はコストだ。戸田建設ではスパー式の事業を拡大するとともに、施工技術などでコスト削減を図るとしている。

世界の洋上風力発電コストは８円/kWhで日本の火力発電よりも低い。戸田建設では発電コスト９円/kWhを目指す。

また、世界の洋上風力発電の大型化にどう対応するかもこれからの開発になる。前出のスコットランドキンカーディン洋上風力は9.5MWの風車になる。東芝がGEと共同開発した洋上風車「Haliade-X」は12MW、ブレードが107mと大型だ。

海底ケーブルでも開発競争

もうひとつ、洋上風力発電の要素技術として重要なのがケーブルだ。こちらは浮体式だけではなく、着床式にも関わってくる。欧州ではケーブル敷設時の事故の割合が多く、ケーブル損傷は洋上風力発電の大きなリスク要因となっている。一方で国内ケーブルメーカーは世界シェアが高く、英国の技術開発コンペにも参加している。

最近話題となった英国の大規模洋上風力ファーム、ドッガーバンクの洋上風力発電所は陸地から130km離れている。また、日本にも洋上風力発電を海底ケーブルで結ぶいわゆる「スーパーグリッド構想」がある。

大型風車に対応できる66kVを超える高電圧の送電ケーブルの技術開発も世界で進む。浮体式ではダイナミックアレイケーブル（海中に浮遊しながら潮の流れなどにも耐性があるケーブル）の開発が進んでいる。将来的には220kV高圧ダイナミックケーブルが期待されているが重く、硬くなるため耐性にまだ問題がある。

もうひとつの課題　日本型セントラル方式

日本における洋上風力発電開発において、技術面ではない大きな課題は候補地の選定だ。

政府はこれを日本版セントラル方式で解決を図ろうとしている。セントラル方式とは、国が開発調査や系統協議などをおこなう方式。複数事業者は入札で買取価格を決め、全体の導入コストを低くすることが狙い。つまり、国が率先して洋上風力の案件形成を促進する。

今年８月にはその第一段階である調査をおこなう地域を決めた。「洋上風力の地域一体的開発に向けた調査研究事業」で、NEDOが調査事業者に調査を委託する。

今年５月の候補地域受付期間には都道府県から９海域、事業者から19海域の情報提供がそれぞれあった。今回決まった３海域は以下の通り。

- 北海道岩宇及び南後志地区沖（着床式）
- 山形県酒田市沖（着床式）
- 岩手県洋野町沖（浮体式）

今後、風況調査、海底地盤・気象海象、環境影響評価（アセス）のうち、初期段階で事業者が共通しておこなう項目、漁業実態の４つの調査をおこなう。

こうした日本版セントラル方式がうまく機能することで、国による導入牽引が進むだろう。それに応じて入札をおこなっていくなどのやり方はある。

区域名		万kW
促進区域	①長崎県五島市沖	1.7
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	41.5
	③秋田県由利本荘市沖（北側・南側）	73
	④千葉県銚子市沖	37
	⑤秋田県八峰町・能代市沖	36
有望な区域	⑥長崎県西海市江島沖	
	⑦青森県沖日本海（南側）	
	⑧青森県沖日本海（北側）	
	⑨秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	
	⑩山形県遊佐町沖	
	⑪新潟県村上市・胎内市沖	
	⑫千葉県いすみ市沖	

区域名	
一定の準備段階に進んでいる区域	⑬北海道檜山沖
	⑭北海道岩宇・南後志地区沖
	⑮青森県陸奥湾
	⑯北海道島牧沖
	⑰北海道松前沖
	⑱北海道石狩市沖
	⑲岩手県久慈市沖（浮体）
	⑳福井県あわら市沖
	㉑福岡県響灘沖
	㉒佐賀県唐津市沖

【凡例】
●促進区域
●有望な区域
●一定の準備段階に進んでいる区域
※下線は2021年度新たに追加した区域

出典：再エネ等に関する規制等の総点検タスクフォース

洋上風力発電のポテンシャルを引き出せ

洋上風力発電のポテンシャルは、１にその発電量、そして開発競争に勝った際の経済波及効果がともにある。
開発競争と導入は電力業界の雇用にもからんでくる。洋上風力発電の部品量は１～２万点、さらに港湾の整備やO&Mなどの雇用も生む。部品メーカー、風車メーカー、建設業者はそれぞれ導入増による事業拡大を見込む。
先頃JREの買収で話題になったENEOSも洋上風力案件を多く持つ。JREは秋田市能代市沖、長崎県西海市江島沖、北海道石狩市沖で３事業のアセスを進めている。一方、戸田建設の五島市の洋上風力にはENEOSとしてコンソーシアムに参加している。

日本の洋上風力は、導入ポテンシャルは相当なものだが、これまで日本の開発は後れを取っていた。

法的処理の問題は再エネ海域利用法で、漁業を含む地域理解は日本型セントラル方式で、他に技術への投資などが課題だったが、それぞれ一定の解決を見いだしている。

2021年10月20日、経済産業省の総合資源エネルギー調査会の第４次中間整理でも洋上風力の競争力強化は、前政権から変わらないことが確認された。まずは、2030年、洋上風力10GW導入を目指す。

2040年への政府目標の達成ができるかどうかは、日本の洋上風力のポテンシャルをどれだけ引き出せるかにかかっている。それには国の大胆な施策も必須だ。
ポテンシャルはある。あとは、どう引き出すかだ。

Offshore Wind Technical Potential in Japan GWEC
https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/06/Japan_Offshore-Wind-Technical-Potential_GWEC-OREAC.pdf
GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021 GWEC
https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2021/
GWEC | GLOBAL WIND REPORT 2021
https://gwec.net/global-wind-report-2021/
「日本の洋上風力は全電力需要の8倍を発電可能」と世界風力会議　日経クロステック　2021年10月19日
https://xtech.nikkei.com/atcl/nxt/column/18/00001/06155/
洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会　第１回会合　洋上風力の主力電源化を目指して　日本風力発電協会
2020年末日本の風力発電の累積導入量：443.9万kW、2,554基　2021年２月12日　日本風力発電協会
http://log.jwpa.jp/content/0000289778.html
2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略　令和３年６月18日　経済産業省
https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210618005/20210618005-4.pdf
洋上風力の産業競争力強化に向けて　令和２年７月17日　経済産業省　国土交通省
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/yojo_furyoku/pdf/001_03_00.pdf
洋上風力の産業競争力強化に向けた技術開発ロードマップ　洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会　NEDO
2021年４月１日
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/dl/roadmap/roadmap20210401.pdf
洋上風力産業ビジョン（第１次）
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/dl/vision/vision_first.pdf
「洋上風力発電の低コスト化」プロジェクトの研究開発・社会実装計画(案)の概要　資源エネルギー庁
https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/green_innovation/green_power/pdf/001_04_00.pdf
長崎県五島市沖における洋上風力発電事業者の選定について　経済産業省
https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210611004/20210611004.html
World's Largest Floating Offshore Wind Farm Fully Operational
https://www.offshorewind.biz/2021/10/19/worlds-largest-floating-offshore-wind-farm-fully-operational/
日本の浮体式洋上風力発電に対する期待と展望　浮体式洋上風力発電推進懇談会
https://www.toda.co.jp/assets/pdf/fowvs_j.pdf
欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き　三井物産戦略研究所
https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/__icsFiles/afieldfile/2021/07/13/2107t_zhao.pdf
環境省　令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書
https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/report/r01.html

【資料】
https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/__icsFiles/afieldfile/2021/07/13/2107t_zhao.pdf

MITSUI & CO. GLOBAL STRATEGIC STUDIES INSTITUTE

欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き

―2040年までに最大45GW洋上風力導入を目指す日本も浮体式に期待―

2021/7

三井物産戦略研究所
技術・イノベーション情報部　コンシューマーイノベーション室
趙　健

Summary

- 着床式に比べ設置可能面積が広い点でポテンシャルが高い浮体式洋上風力発電は、将来の導入拡大が期待される技術であり、日本においても大きな導入余地がある。
- これまでの実証事業を通じて複数の浮体技術が商用化手前まで進展するなか、課題となるコスト削減や運営ノウハウの獲得に向けて、欧州を中心により大規模な案件の推進が加速している。
- 今後欧州とアジアを中心に導入が拡大し、先行する欧州では2030年までの累計導入量は10GW以上と予想される。洋上風力産業の競争力強化を図る日本にとって、サプライチェーンの形成やノウハウの取得には欧州勢との連携が求められることとなる。

はじめに

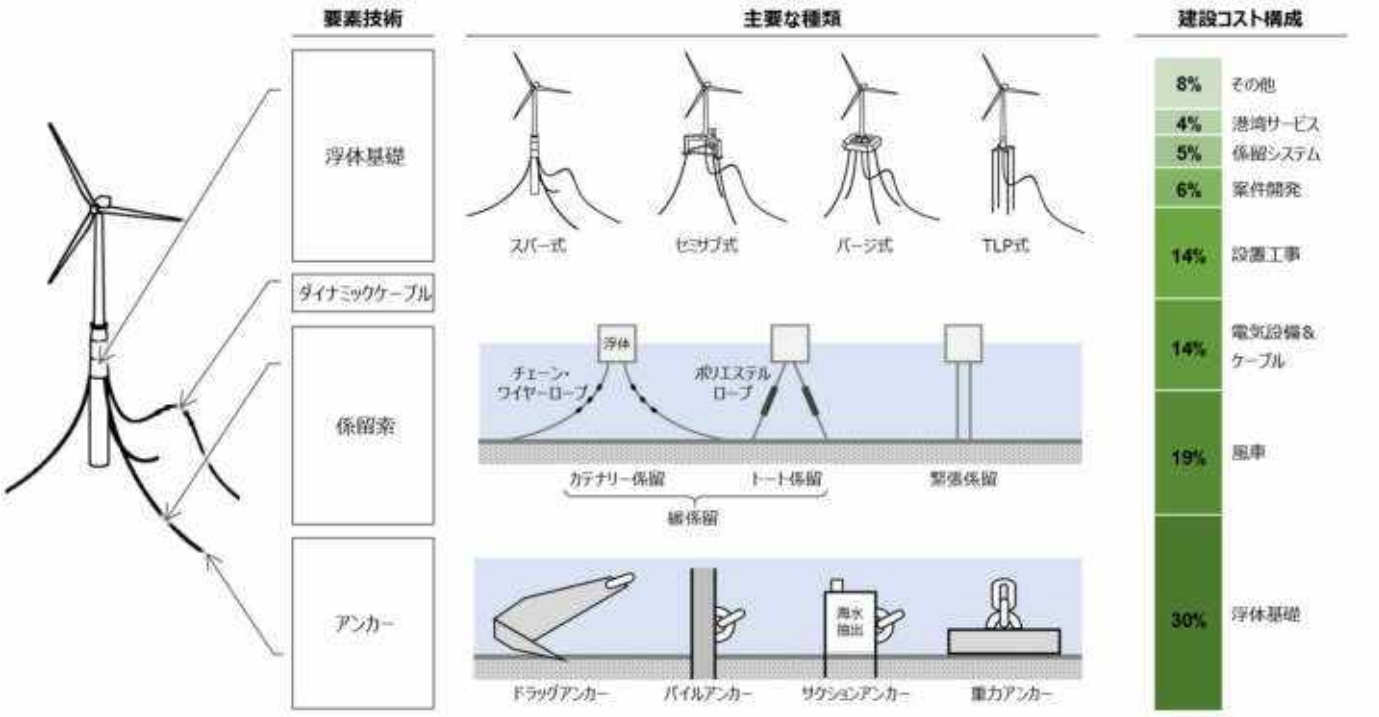
陸上より風況がよく、大型風車を設置しやすい洋上での風力発電は、有望な再生可能エネルギーとして期待されている。洋上風力発電には、海底に直接基礎と風車を設置する着床式と、海底に係留した浮体基礎上に風車を設置する浮体式の2種類がある。現在は世界的に着床式を中心に導入が進展しているが、水深の制限などから適地は限られる。そのため洋上風力発電の導入拡大を目指すには、深海への設置が可能で、設置面積の拡大が見込める浮体式洋上風力の実用化は必要不可欠である。海底地形が急峻な日本においては、浮体式洋上風力の導入ポテンシャル[1]は発電量ベースで原発約200基相当[2]の424GW[3]と推計され、着床式の128GWを大きく超えるが、着床式の2倍といわれる建設コストの削減が最大の課題となる。技術開発は日本と欧米が先行しているが、現在世界で系統に連系している発電容量74MWのうち、62MWを占める欧州が実証の規模においてリードしている。直近では、欧州を中心に浮体式風力の技術開発が商用化一歩手前まで進んでおり、大型実証案件が発表されるなど商用化に向けた動きの加速が予測される。本文ではその最新動向、要素技術と今後の展望について考察を行う。

[1] 一般社団法人日本風力発電協会試算。試算前提条件：排他的経済水域（EEZ）内、年平均風速7.0m/s以上、着床式水深10～50mの範囲、浮体式水深100～300mの範囲、案件当たり最低容量120MW以上を想定。
[2] 筆者試算。浮体式洋上風力設備利用率45%、原子力発電プラント出力1GW/基、設備利用率85%を前提として試算する場合、（424GW×45%）÷（1GW/基×85%）≒224.5基の原子力発電プラントに相当する。
[3] 1GW＝1,000MW＝1,000,000kW

浮体式洋上風力の主な要素技術

浮体式洋上風力は、厳しい気象条件および海流・潮流などの影響下でも安定した発電が求められており、大型風車を支える浮体基礎、耐久性と送電性能を両立するダイナミックケーブルおよび係留システムなど、図表1に示すような要素技術の確立が必要である。

図表1 浮体式洋上風力の要素技術



出所：
i. 浮体基礎のイメージ：Ocean Engineering掲載論文「Human exposure to motion during maintenance on floating offshore wind turbines」（https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S002980181831254X 2021年6月アクセス）
ii. 係留索とアンカーのイメージ：NEDO「浮体式洋上風力発電技術ガイドブック」（https://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku_guidebook.html 2021年6月アクセス）を参考に三井物産戦略研究所作成
iii. 建設コスト構成：ETIPWind（The European Technology & Innovation Platform on Wind Energy）「Floating offshore wind factsheet」から三井物産戦略研究所作成

建設コストの3割を占める浮体基礎は最も重要な要素技術である。重さ数百トン以上の風車を支えながら、風、波浪の影響による揺れを最小限に抑制することが求められるほか、構造設計、製造工法、洋上の輸送と設置施工、メンテナンスなどにおける低コスト化も求められる。現状の主流浮体基礎は、主にスパー式、セミサブ式、バージ式とTLP（Tension Leg Platform）式に分類されており、技術成熟度、適応する水深、海域、係留方式と必要な海底地質条件、施工方法などは異なる（図表2）。これまでの研究開発と実証を通じて、スパー式とセミサブ式との技術成熟度は、商用化手前（Pre-Commercialization）まで進展しており、バージ式も実証済みの段階に進んでいる。

図表 2 主流浮体基礎の特徴比較

	スパー式 SPAR	セミサブ式 SEMI-SUBMERSIBLE	バージ式 BARGE	TLP式 TENSION LEG PLATFORM
実機写真・イメージ	 写真提供：戸田建設	 写真提供：(デンマーク)Vestas Wind Systems A/S	 写真提供：(仏)BW Ideol	 画像提供：三井海洋開発
技術成熟度（注）	高、30MW級パイロット案件実施済み	高、25MW級パイロット案件実施済み	中、3MW級デモ案件実施済み	低、水槽実験、技術実証の段階
復原性・安定性	重心が低く、復原性と安定性が高い	安定性が高く、揺れが少ない	揺れやすい	安定性が最も高く、揺れがほぼない
適応水深・海域	水深100m以上が必要、波浪条件が厳しい水域にも適する	水深40m以上から設置可能なため、適応海域が広い	水深30m以上から設置可能であるが、揺れやすいため静穏海域に適合	水深50m以上の海域に設置可能、軟弱地盤の海底には不適応
製造	構造が簡単で製造が容易、低コスト化が見込まれる	構造が複雑で、溶接作業が多く、製造工程が複雑	質量が高くなるが、構造が簡単で低コスト化が見込まれる	サイズが小さく、部品が少ないため製造しやすい
設置施工	風車の設置は洋上で実施するため、リフトクレーンが必要	風車とともに港で組み立ててから設置海域への曳航で設置可能	風車とともに港で組み立ててから設置海域への曳航で設置可能	風車とともに港で組み立ててから設置海域への曳航で設置可能。
係留システム	緩係留	緩係留	緩係留	緊張係留
メンテナンス	喫水が深いためメンテナンスが困難	帰港して大規模メンテナンスを行うことが可能	帰港して大規模メンテナンスを行うことが可能	構造が簡単でサイズも小さいためメンテナンスしやすい
メリット	製造が簡単で低コスト化が期待	適応海域が広く、組み立てと設置がしやすい	洋上施工の必要がなく、設置しやすい	安定性が高く、浮体構造がシンプル。占用する海底面積が小さい
デメリット	水深100m未満の相対的に浅い水域では設置困難	復原性維持のためには構造上質量が必要、製造の簡素化が課題	揺れが大きく、設置海域が限定される	係留システムのコストが高く、施工が困難。海底地盤条件に制限される
代表企業	戸田建設、(ノルウェー)Equinor	ジャパン マリンユナイテッド、(仏)Naval Energies、(米)Principle Power	(仏)BW Ideol、日立造船	三井海洋開発、(米)Glosten

注：Carbon Trust（英国政府により設立され、その後独立した環境コンサル組織）によると、技術成熟度評価は右記の9段階に分かれている：1.Initial Concept、2.Proof of Concept、3.Numerical Modeling、4.Tank Testing、5.Scaled Testing（＜1MW）、6.1～5MW Demo、7.＞5MW Demo、8.Pilot（10～50MW）、9.Pre-Commercial（50～200MW）、これ以上は商業化段階

出所：Carbon Trust「Floating Wind Joint Industry Project Phase Ⅱ summary report」、NEDO「浮体式洋上風力発電技術ガイドブック」、国土交通省「浮体式洋上風力発電施設技術基準（令和2年3月3日改正）」および各社公開資料を基に三井物産戦略研究所作成

ダイナミックケーブルは海中に浮遊しながら、浮体から変電所などに送電するケーブルであり、長期絶縁性、潮流や浮体基礎の動きによる損傷に耐えられる機械的強度、海流の影響による線形変動を抑える敷設設計などが求められる。また、将来の大規模浮体式洋上風力開発には、送電ロスの少ない220kV高圧ダイナミックケーブルの開発が期待されるが、現状の66kV製品よりケーブルが重く、硬くなるほか、曲げ半径が大きくなることでねじれ耐性が弱くなるなどの課題がある。

係留システムには構成要素として係留索とアンカーが含まれる。浮体と海底に固定しているアンカーをつなげる係留方式は、張力の強さによって緩係留と緊張係留に分けられる。緩係留は、チェーンの自重で安定性を保つカテナリー係留と初期張力を調整して緊張状態にある係留ラインの伸びによって係留力を得るトート係留の2種類を含む。カテナリー係留はアンカー設置施工が簡易であるが、占用海域面積が広く、船舶や漁業の妨げとなる可能性が挙げられる。ポリエステルロープを使用するトート係留は軽量化できるが、大把駐力[4]のアンカー設置が必要である。一方、緊張係留は強い張力で浮体を水中に引き込み、浮力を生み出す方式であり、高張力ケーブルなど高強度材料の開発が課題である。アンカーは設置と撤去の簡易

[4] 把駐力：浮遊式海洋掘削装置をアンカー船位保持する際に係留力の基となるアンカーによる保持力をいう。（出典：独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構）

さから、現状ドラッグアンカー（drag-embedded anchor）と水圧差で固定するサクションアンカー（suction anchor）が最も多く使用されている。係留システムのさらなるコスト削減に向けて、低コスト材料開発、アンカーの共有や係留システムの最適化設計などの研究も行われている。

今後の実装と商用化に向けて、設置海域の水深、海況、海底地盤などの状況に合わせ、浮体と係留システムの最適な組み合わせが求められ、成熟度とコストのほか、当地の大型海洋構造物の製造や施工などサプライチェーンの状況を踏まえ、各要素技術を体系的に評価する観点が欠かせない。

上記に加え、浮体と搭載風車の一体化設計、浮体の量産化、低コスト施工、浮体式洋上変電所、姿勢制御、メンテナンスフリー技術なども今後の大規模商業化に必要とされる。

欧州を中心に増える大規模実証案件

欧州風力協会WindEuropeは2021年3月、これまでの実証を通じてセミサブ式、スパー式などの浮体技術が確立しつつあるとして、今後の商用化に向けて、さらなるコスト削減と量産体制の構築には導入規模の拡大が必要と主張した。欧州ではすでに7カ国が今後10年の間に浮体式洋上風力発電を導入する予定であり、2022年までの累計導入量は300MWを上回る予定で、規模において世界をリードし続ける。世界各国における稼働予定事業を図表3に示す。

図表 3 各国で稼働する予定の浮体式洋上風力案件

稼働予定	国	案件名	開発事業者	発電容量（MW）	風車出力（MW）	買取価格（ユーロ/MWh）	浮体基礎	浮体基礎提供企業
2021/2022	フランス	Eoliennes flottantes du golfe du Lion	Engie、EDPR、Caisse des Depots	30	10	240	セミサブ	Principle Power (PPI)
2021/2022	フランス	EolMed (Gruissan) Pilot Farm	Qair、Total	30	10	240	バージ	BW Ideol
2021/2022	フランス	Provence Grand Large	EDF Energy	25.2	8.4	240	TLP	SBM Offshore
2022/2023	フランス	Eoliennes flottantes de Groix et Belle-Ile	Shell/EOLFI、中国広核集団（CGN）	28.5	9.5	240	セミサブ	Naval Energies
2021/2022	ノルウェー	Hywind Tampen	Equinor	88	8	オフグリッド	スパー	Equinor
2022	アイルランド	AFLOWT	EMEC、SEAI、Saipem	6	6	不明	Hexafloat	Saipem
2023	米国・メイン州	Aqua Ventus I	University of Maine	11	11	190	セミサブ	University of Maine
2021/2022（注）	日本	（仮称）五島市沖洋上風力発電事業	戸田建設	22	2～5	不明	スパー	戸田建設
2021	中国・広東省	Jie Yang	三峡集団	5.5	5.5	不明	セミサブ	Mingyang Smart Energy
2026	韓国・蔚山市	Donghae-1	韓国石油公社（KNOC）、Equinor	200	不明	不明	スパー？	

注：戸田建設が同事業の建設資金に充当するために発行したグリーンボンドの資金充当状況報告によると、2020 年 3 月末時点では風力発電機を建設していない
出所 Carbon Trust「Floating Wind Joint Industry Project Phase Ⅱ summary report」、4C Offshoreウェブサイト、各社公開資料から三井物産戦略研究所作成

北欧エネルギー大手のEquinor社は洋上石油開発のノウハウを活用し、スパー式浮体Hywindを開発した。2017年よりスコットランド沖において発電容量30MWのHywind Scotland実証事業を実施し、2年間の平均設備利用率で54％を超える結果を出した。同社はさらに規模を拡大した88MWの浮体式洋上風力事業Hywind Tampenを北海で建設しており、2022年までに洋上石油施設に電力を供給する予定となっている。Equinor社

は同案件を通じてLCOE[5]を150ユーロ/MWh[6]以下に下げることを目標としており、2025年頃200MW超の本格的な商業化に進む予定としている。

2021年5月、フランスは北西部のブルターニュ沖における発電容量230～270MW規模の浮体式洋上風力事業の入札実施を発表し、フランスの浮体基礎メーカーBW Ideol社は社名非公開のユーティリティ企業と連携して入札に参加すると表明している。同案件の入札価格上限は、2015年に隣接海域で実施した実証事業の240ユーロ/MWhの半分である120ユーロ/MWhと定められる。2024年には、さらに500MW分の入札を予定しており、本格的な商業化に向けて動き出している。

2021年は、欧州以外のアジアでも進展があった。中国は5月、国有再生可能エネルギー大手の三峡集団がセミサブ式浮体を採用した5.5MW実証機を1基試作し、同社が広東省沖で進めている洋上風力ファームにおいて中国初の実証運転を行う予定と発表した。ノウハウを取得するために、フランスEOLFI社[7]の開発中案件に出資した国有原子力発電大手中国広核集団（CGN）も、広東省沖における大規模案件の実施を予定している。ここ数年で着床式洋上風力導入量を世界2位まで積み上げた中国は、今後浮体式においても躍進する可能性がある。世界の洋上風力大国トップ5入りを目指す韓国は、官民連携で2030年までに蔚山市沖において計6GWの浮体式洋上風力発電所の建設計画を5月に発表した。韓国石油公社とEquinor社が2019年から蔚山市沖において開発していた200MW案件も5月にFSを完了しており、2022年に着工、2026年に稼働開始を予定している。2018年に成立した「再エネ海域利用法」に基づき洋上風力の導入を加速する日本では2021年6月、促進区域の長崎県五島市沖における計16.8MWの浮体式洋上風力発電事業者の公募結果が発表され、戸田建設を代表とするコンソーシアムが事業者に選定された。

今後の展望

技術開発の加速と大規模案件の推進により、浮体式洋上風力のLCOEは2025年以降大きく下がると予想される。ETIPWindのレポートでは、2020年において165～202ユーロ/MWhであるLCOEは2030年までに53～76ユーロ/MWh（約7.1円～10.2円[8]/kWh）に下がると予想され、NEDOが実証研究で目指している2030年までに20円/kWh以下という目標を大きく下回る水準となる。さらに2050年までには、浮体式の予想平均LCOEは40ユーロ/MWhに下がり、着床式の37ユーロ/MWhに近づくと予想している（図表4）。

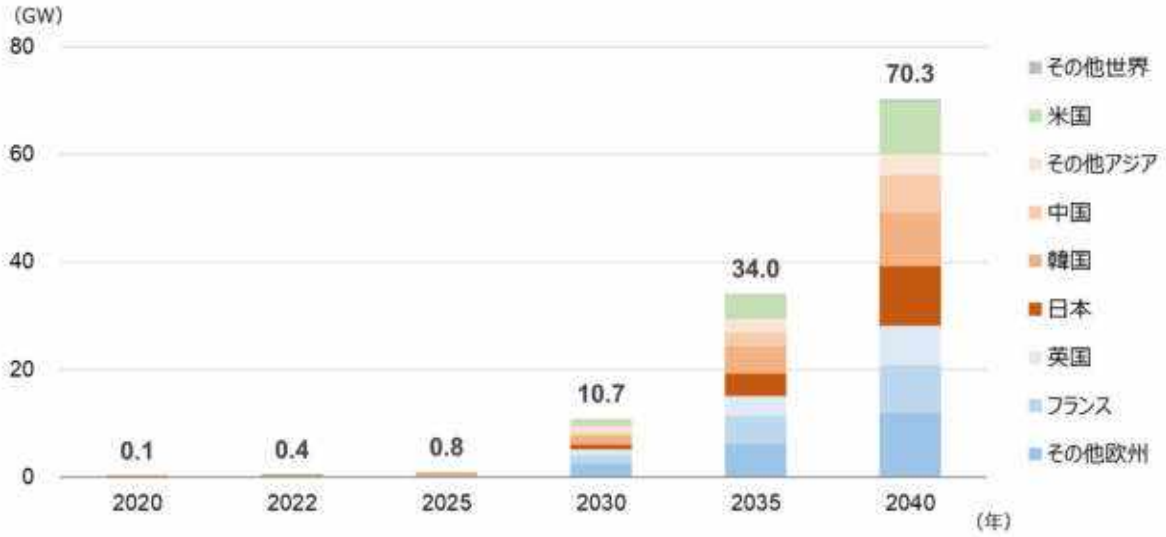
[5] 均等化発電原価（Levelized Cost of Electricity）：資本費、運転維持費、燃料費など発電に要した費用を、生涯の発電量で割ることで求められる電力単価。
[6] 1MWh＝1,000kWh
[7] 同社は2019年末にShell社の傘下に入った。
[8] 為替レート：1ユーロ＝134円

図表4 欧州の風力発電LCOE予想

出所 ETIPWind「Getting fit for 55 and set for 2050」(https://etipwind.eu/publications/getting-fit-for-55/ 2021年6月アクセス)

コストダウンに伴い、浮体式洋上風力は今後欧州、アジアと米国を中心に導入が拡大する。Carbon Trustの予想では、世界の累計導入量は2030年までに10.7GW、2040年までに70.3GW（予想年間発電量約277TWh[9]）に到達すると見通している（図表5）。2035年以降、浮体式洋上風力の導入ポテンシャルと脱炭素達成の需要から、アジアの累計導入量は日本、韓国と中国を中心に大幅増加し、欧州市場を逆転すると予想される。2040年までに浮体式も含む洋上風力30～45GWの導入を目指す日本においては、それらのうち約11GWを浮体式が担うと見込まれている。

図表5 世界の浮体式洋上風力累計導入量予想



注：2022年以降は期待値、2025年以降は推計値。「その他欧州」はポルトガル、スペイン、ノルウェー、ギリシャ、トルコを含む
出所：Carbon Trust「Floating Wind Joint Industry Project Phase Ⅱ summary report」から三井物産戦略研作成

[9] 筆者試算。平均設備利用率45％を用いて試算した場合、2040年70GW分の予想年間発電量は365日×24時間×45％×70.3GW≒277TWh。1TWh＝10億kWh。

大規模実証案件を先行して進めながら、サプライチェーンの形成を目指す欧州は、部材量産化、洋上施工とメンテナンスのノウハウ獲得も進み、今後の浮体式洋上風力産業を主導する立場となる可能性が高まっており、有望なアジア市場への進出も予想できる。直近の日本、韓国や中国の動きを見ても、欧州勢と協力するケースが多くを占めている。浮体式を含む洋上風力の産業競争力強化およびアジア市場への進出を目指す日本としては、欠かせない要素技術開発、部材の量産化、施工技術の低コスト化と管理経験の習得において、先行する欧州勢と連携する必要があるため、足元の欧州動向は最も注目すべきものといえるだろう。

当レポートに掲載されているあらゆる内容は無断転載・複製を禁じます。当レポートは信頼できると思われる情報ソースから入手した情報・データに基づき作成していますが、当社はその正確性、完全性、信頼性等を保証するものではありません。当レポートは執筆者の見解に基づき作成されたものであり、当社及び三井物産グループの統一的な見解を示すものではありません。また、当レポートのご利用により、直接的あるいは間接的な不利益・損害が発生したとしても、当社及び三井物産グループは一切責任を負いません。レポートに掲載された内容は予告なしに変更することがあります。

温暖化による地球暴走に歯止めをかけるため
2050年にCO2 排出ゼロへの世界的な取組が進められている
国連IPCC 気候変動に関する政府間パネル

２０３０年までに温室効果ガス46%削減を掲げる日本
実現に向けて本年２月政府のGX実現に向けた基本方針決定会議で、
「官民で脱炭素に１５０兆円投資」と共に「原発投資など エネルギー政策の大転換」等を含む
脱炭素取組の道筋を閣議決定。でも G7の中で唯一「火力発電廃止」時期を明示できず。
脱炭素に貢献するとの項がある一方、国民的議論もないままだとの声も・・・・
世界が求める1.5℃の約束を日本が果せるのか・・・・
二度と戻れないところまで来てしまうのではないか・・
1.5℃ 海面上昇と異常気象の頻発
2℃ 温暖化暴走のリスク

No.281　CN実現のカギを握る洋上風力　京大再エネ講座シンポジウム報告①

京都大学大学院 経済学研究科 Graduate School of Economics, Kyoto University　再生可能エネルギー経済学講座 Research Project on Renewable Energy Economics

https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0281.html

2021年12月16日

京都大学大学院経済学研究科　特任教授　山家公雄

（キーワード）　カーボンニュートラル、洋上風力、国産化、セントラル方式、促進区域

京都大学経済学研究科再エネ経済学講座は、12月10日にシンポジウムを開催した。今回から3回に分けて、筆者がコーディネートを行った第2部「CNの主役風力、太陽光、水素は2030年、2050年にどう臨むか」について報告する。今回は、風力業界を代表して日本風力開発㈱最高顧問の祓川清氏の講演を紹介する。洋上風力を主に、どのような手順でどのような課題を克服すれば風力発電はCN実現に貢献し、成長産業として発展できるかについて、具体的な提言が行われた。明確な羅針盤の提示がなされたと感じたところである。

序．京大シンポジウム報告シリーズの狙い

京大再エネ講座とシンポジウムの役割り

実・リアルタイムの視点を融合し実践的な学問を追求する目的で2014年度に創設され、現在2期目に入っている（1期5年）。本コラムは、主にその時々の話題を学術的視点も織り込んで解説する役割を担っている。シンポジウムは研究成果の発表の場として最も重要な位置付けにあり、今年度は12月10日に開催された。午前の部は若手研究者の発表で、午後は第1部「電力市場価格高騰から学ぶ電力市場改革のあり方～国際比較の視点から」および第2部「CNの主役風力、太陽光、水素は2030年、2050年にどう臨むか」と続いた（「第2回再エネ講座シンポジウム2021」）。第1部は講座代表である諸富教授の進行による学術的な成果の発表である。第2部は現在エネルギーにとり最も大きな議論になっているテーマを取り上げ、筆者がコーディネートを、そして「イントロダクション」と「まとめ」を行った。

カーボンニュートラルは最重要テーマ

カーボンニュートラル（CN）は、環境・エネルギー政策だけでなく、今後の産業の在り方や競争力を規定する大テーマであり、再エネと水素が主役になるとの認識の下で取り上げた。事業経験が豊富な領域を代表する3名の識者から、先行きの見通しが難しい中で、素晴らしい資料の作成と説明を行って頂いた。一方で、40～50枚の資料を30分で説明するには無理があり、参加者に十分に伝わったかという懸念もあり、本コラムで3回シリーズの報告という形でポイントを解説することとした。文責は筆者であるが、講師に確認頂いている。

今回は、日本風力開発㈱最高顧問である祓川清氏による風力発電の説明を取り上げる。同氏は、日本最大の風力発電開発事業者である㈱ユーラスエナジーホールディングスにて風力発電の黎明期より経験を積んでこられた第一人者である。日本風力発電協会（JWPA）の副代表であり多くの政府委員会のオブザーバー等も務めておられるが、今回は「個人の思いも込めてお話ししたい」とのことで、個社顧問の立場での登壇となった。前置きが長くなったが、以下、祓川氏発表を解説する（「2050年 NET ZEROにむけて　鍵を握るのは洋上風力」）。

1．エネ基2030年の風力目標をどう実現するか

第6次エネ基にて、2030年の電源目標である再エネ36～38%の実現を危ぶむ声がある。潜在量から期待されるのは太陽光と風力であるが、風力は実現可能であろうか。

エネ基目標は現状5.6倍の24GWだが業界目標は36GW、2050年は130GW

表1の右欄は、エネ基における「野心的水準」を示している。太陽光は、2019年実績および第5次目標値の約2倍となる103.5～117.6GW（kWhで14～16%）と最大の期待を負う。風力は、目標値は23.6GW（陸上17.9GW、洋上5.7GW）と太陽光に比べて見劣りするが、現状は4.2GWと低く、kWh構成比では0.8%から5.4%へと約　7倍に増える。高いハードルではあるが、風力業界は条件が整えば更に増加可能とみている。

表１．2030年度の風力の導入見込量（エネ基ベース）

*全発電電力量(億kWh)に対する比率

	2019年度導入量		現行ミックス水準		2030年度の野心的水準	
	GW（億kWh）	割合*	GW（億kWh）	割合*	GW（億kWh）	割合*
太陽光	55.8 (690)	6.7%	64 (749)	7.0%	103.5~117.6 (1,290~1,460)	14~16%
風力	4.2 (77)	0.8%	10.0 (183)	1.7%	23.6 (510)	5.4%
陸上風力	4.2 (77)	0.8%	9.2 (161)	1.5%	17.9 (340)	3.6%
洋上風力	－	0.0%	0.8 (22)	0.2%	5.7 (170)	1.8%

（出典）資エ庁 「2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」 2021/10

（出所）日本風力開発㈱ 「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）より抜粋

図1は、JWPAが設定している目標値である。2030年は洋上10GW、陸上26GWとしているが、「投資判断に最低限必要な市場規模1GW/年」を前提とする。2040年は「産業界が投資回収見通し可能な市場規模2～4GW/年」として洋上30～45GWおよび陸上35GW、2050年は「GHG排出量80%削減に相応しい目標値」として洋上90GWおよび陸上40GWとしている。2050年はGHG100%削減に向けた上方修正が不可欠となるが、後述のように洋上を主に膨大な潜在量活用策がイメージされている。

図１．JWPAの洋上風力・陸上風力の目標：意欲的で明確な中長期導入目標の設定

（出典）METI 第28回再エネ大量導入等小委員会「2050年CNの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）

年間導入量2～3GW、リードタイム半減で36GW実現へ

表2は、2030年目標実現のための条件・方策を示しているが（洋上は2040年も睨む）、陸上はエネ基目標である18GWは必達ケース、26GWは促進ケースと位置付けている。洋上は10GWは運転開始を想定している。環境整備の柱は年間導入ベースとリードタイムの短縮である。

年間導入量は、陸上は現状0.3～0.5GW、FIT認定で1.2GWであるが、これを2～3GWに引き上げる。洋上は、促進区域指定規模は現状1GW/年であるが、これを2GW/以上に引き上げる。リードタイムは陸上は環境アセスの短縮により現状8年を5年に、洋上は「日本版セントラル方式の早期導入」で8年を3～4年に短縮する。

保安林等と洋上の膨大なポテンシャル活用

目標導入容量を実現する前提として、リードタイム短縮に加えて系統制約解消、規制緩和等による保安林等の適地立地促進、膨大な潜在量があることの認識醸成と活用等を挙げる。系統制約は国も枠組みを定め着実に進めているところであり、速度をアップするのみと言える。適地立地は、陸上は保安林136GW、自然公園24GW、緑の回廊17GW、耕作放棄地・荒廃農地5GW等を見込んでいる。なお、優良農地を見込んでいないが、その潜在力は大きく欧州並みに利用できると導入量は大きく引き上がる。洋上は膨大で、IEAによれば年間電力需要の10倍のポテンシャルがある。洋上を考える場合、膨大な電力量を地方から大消費地に送ることから、系統制約解消はさらに重要となる。海底ケーブルの敷設や発電と送配電の役割分担の適切な仕切りが不可欠となる。詳細は後述する。

表２．JWPAの洋上風力・陸上風力の目標　2030年実現のための方策

	陸上風力発電	洋上風力発電
導入容量	● 必達ケース：18GW（運転開始ベース） ● 促進ケース：26GW（同上）	● 2030年：10GW（運転開始ベース） ※ 2040年：30～45GW（同上）
導入ペースやリードタイムの考え方	● 足元の導入ペース：運転開始ベースでは年間0.3～0.5GW、認定ベースは年間約1.2GW ⇒ 今後の導入ペース：年間2～3GWに設定 ● リードタイム：現状約8年を5年までに短縮	● 導入ペース：年間1GW程度の区域指定 中長期的に2GW/年以上とすべき ● リードタイム：再エネ海域利用法に基づく公募による事業者選定から運転開始まで8年　⇒「日本版セントラル方式」の早期導入で3～4年までに短縮
発電電力量	● 394～569億kWh（運転開始ベース）	● 307億kWh（運転開始ベース）
設備利用率等の前提条件	● 年間平均25%	● 年間平均35%
導入容量を実現可能とする方策、根拠	● スライドp.16～p.17参照 系統制約解消　リードタイム短縮　保安林等好適地立地促進　高い潜在量の認識と活用	● 導入容量の実現には「案件形成の加速化／プッシュ型案件形成スキームの早期導入」と「インフラ（系統・港湾）の計画的整備」が不可欠 ● 産業競争力強化も並行
導入に要するコスト（単価の見通し、根拠）	● 発電コスト（LCOE）8～9円/kWh ※ 促進ケース：26GW導入が前提 ※ 接続費：地内送電網の増強と ハブ変電所の新設をTSOが実施、発電側の負担は資本費全体の0～5%が前提 ※ インバランスコスト及び発電側課金は考慮していない（洋上風力発電も同様）	● 2030～2035年：着床式の発電コスト（LCOE）8～9円/kWh（認定取得ベース） ※ 日本版セントラル方式による公募（公平且つ透明性高い入札）実施により、2030～2035年に10GW以上導入が前提 ※ 接続費：欧州各国の仕組みを導入、TSOが敷設と費用を負担する前提
系統制約（出力変動、地理的偏在性等）の考え方	● スライドp.18参照 ※ 導入ペースに合わせ、地域毎及び全国大に適切な方策が適時に講じられ、系統制約が解消されていることが前提	系統運用・増強（海底ケーブル等）　送電はTSOが建設・運営（ハブ方式）

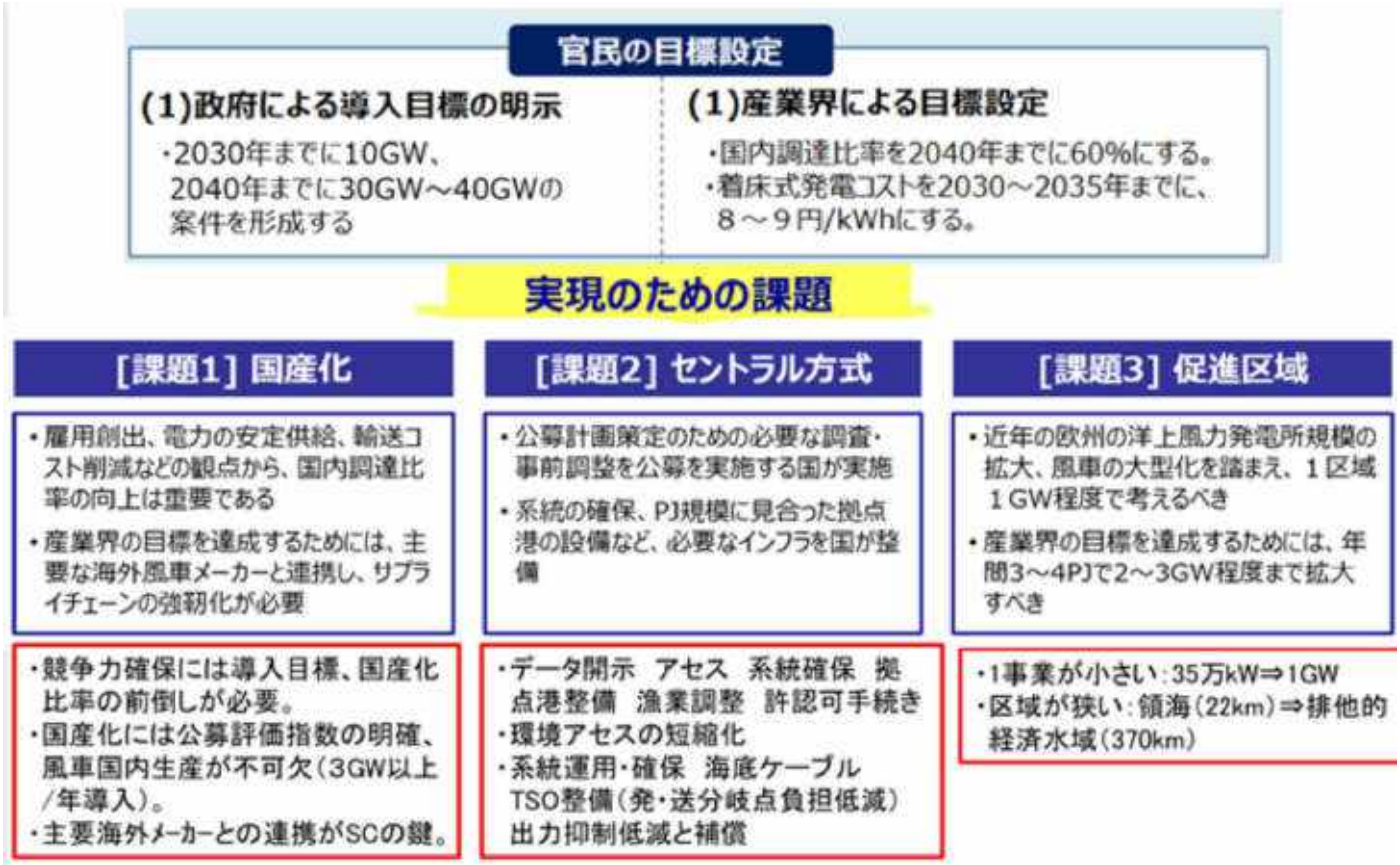
（出典）METI 第28回再エネ大量導入等小委員会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）

（出所）日本風力開発(株)「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）に追記（青枠）

２．CN、成長戦略のカギを握る洋上の課題をどう解決するか

これまでの図表は、基本JWPAが作成したものであるが、「CNのカギを握る洋上風力」の課題と提言を示している図2は、日風開オリジナルの視点が含まれる。赤枠の提案は、それぞれ詳しい解説があるが、筆者が整理し一覧性のある形としている。官民協議会にて合意された「導入目標」2040年30～45GW、「国内調達比率」2040年までに60%、「着床式コスト」2035年までに8～9円の3目標を実現のための課題と解決策提言である。

図２．洋上風力発電の促進に向けて：CNのカギを握る洋上



（出所）日本風力開発㈱　「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）
に追記（赤枠は同社資料を基に整理）

実現への課題は国産化、セントラル方式、促進区域

「国産化の実現」を課題１として筆頭に位置付けている。「雇用創出、電力の安定供給、輸送コスト削減などの観点から、国内調達比率の向上は重要」であるが、現状国産風車メーカーは存在しない。「産業化の目標を達成するためには、主要な海外風車メーカーと連携し、サプライチェーンの強靭化が必要」と指摘する。風車産業の誘致・国内育成のためには、「相当規模の導入目標提示」とともに「2040年6割とする国産化比率の前倒し」が必要とする。また、「公募評価指数の明確化、風車国内生産が不可欠、主要海外メーカーとの連携がSCの鍵」と提言している。

課題2は、環境整備・準備を国が行う「セントラル方式」についてである。これにより開発事業者は価格競争に専念できコスト低下が進む。セントラル方式の具体的内容は不明なところがあり、先行する欧州方式をベンチマークに提言を行っている。風況・海底状態等の調査データ開示、環境アセス実施、系統確保、拠点港整備、漁業者との調整、許認可手続き等である。特に系統に関しては、実潮流ベースの運用、海底ケーブル敷設を含むプッシュ型による計画的容量確

保、発電所近くまでの送電線建設の送電事業者（TSO）責任による整備、再エネ出力抑制の低減と抑制が余儀なくされた際の損失補償等である。

課題3は、「促進区域」の規模に関してである。現行のガイドラインでは、1区域容量は0.35GW、年間指定規模は1GWを基礎としているが、これの拡大を提言する。コスト低減には相当規模の安定した開発が不可欠となるが、最近の欧州並みの1区域1GW、年間指定規模2～3GWとすべきとしている。当日も「第１ラウンドの秋田県由利本荘市沖は南北合わせて0.73GWになる」との説明があった。2050年CN実現には洋上開発量を加速させることが不可欠であり、それがコスト低下に繋がる。

CN実現に向けた最初の試金石、選定される風車メーカーはどこか

課題１の国産化につい敷衍する。図3は、世界No1の洋上風力導入量を誇る英国と日本の風車メーカー進出状況を示している。

図３　国産化・国内SC整備の鍵を握る風車メーカー誘致・提携

（出所）日本風力開発㈱　「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）より抜粋

英国は従来風車メーカーは存在していなかったが、大規模導入のなかで3大メーカーの誘致に成功している。日本でも、洋上風力ビジョンの公表を受けて、GEが東芝エネルギーシステムと合弁でナセル組み立て工場を横浜につくる。ヴェスタスは長崎県での建設を検討している。「公募評価指数の明確、風車国内生産が不可欠、主要海外メーカーとの連携がSCの鍵」との認識が示され

るなかで、年内にも決定される落札事業者の選定が注目される。なお、風車メーカー選定に関する解説は筆者も試みている（「No.269　国内産業化のカギを握る風車メーカー選定」）。

終わりに

今回は、12月10日に開催された京大シンポジウムの第2部「CNの主役風力、太陽光、水素は2030年、2050年にどう臨むか」について、風力関連の報告を行った。CN実現のカギを握り、そしてグリーン成長戦略の筆頭に位置付けられている洋上風力を主に、祓川氏の説明を辿った。実現のための課題と処方箋は明白である。年間3GWを超える導入規模、リードタイム半減そして風車の早期国産化である。国産化に向けて最初のメーカー選定を誤らないことも非常に重要である。これがCNに向けた上方修正策の骨子であろう。次回は、太陽光発電を取り上げる。

CN :カーボンニュートラル実現のカギを握る洋上風力発電

図1．JWPAの洋上風力・陸上風力の目標：意欲的で明確な中長期導入目標の設定

（出典）METI 第28回再エネ大量導入等小委員会「2050年CNの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）

図2．洋上風力発電の促進に向けて：CNのカギを握る洋上

（出所）日本風力開発㈱　「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）

図3　国産化・国内SC整備の鍵を握る風車メーカー誘致・提携

（出所）日本風力開発㈱　「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）より抜粋

特殊鋼大手、クリーン水素生産へ（スウェーデン、日本）

現地日本人社員が奮闘して生産性向上

JETRO 日本貿易振興機構（ジェトロ）

https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/2023/0b3c086819df7119.html

特殊鋼大手、クリーン水素生産へ（スウェーデン、日本） |
地域・分析レポート - 海外ビジネス情報 - ジェトロ (jetro.go.jp)

2023年2月20日

日本製鉄が2018年に完全子会社化（注1）したスウェーデン特殊鋼大手オバコ（Ovako、本社はストックホルム市）は、鉄鋼生産のカーボンニュートラル化で先行する。

オバコのカーボンニュートラルの生産に向けた現在の取り組みや、日本製鉄による同社子会社化後の生産性向上、またスウェーデン人社員の仕事の仕方などについて、同社の石井博美執行副社長（エグゼクティブ・バイス・プレジデント）兼グループ生産・技術アドバイザーに話を聞いた（取材日は2023年1月25日）。

「世界一」の製鉄所などで、用途や顧客に合わせて特殊鋼を生産

オバコの歴史は古く、創業は16世紀にさかのぼり、軸受け鋼では世界トップレベルの技術を誇る。

同社の主要顧客（分野）は風力発電機メーカーで、風力発電機に使用される主軸用ベアリングで、世界全体の3分の1（石井氏情報）のシェアを誇る。また、トラック（サスペンション）や乗用車（サスペンション、ギア）、その他産業などにも供給している。同社では、ベアリング用の「BQ-Steel」、機械加工用の「M-Steel」、摩耗に強い「WR-Steel」など、用途に合わせて製品のブランド展開を行っている。

同社はスウェーデンに4カ所、フィンランドに1カ所の製鉄所を持つ。

スウェーデンのホフォシュの製鉄所には「超高級」グレード用のインゴット鋳造（溶鉄を鋳型に流し込み、加工前の鋼塊を生産する製鋼法）、スメジバッケン製鉄所にはビレット鋳造（小・中断面の帯状の鋼片を生産する製鋼法）に強みを持つ。

また、フィンランドのイマトラ製鉄所には「高級」グレード用のブルーム鋳造（大断面の帯状の鋼片を生産する製鋼法）の生産設備を有する。

これら主力製鉄所がそれぞれ異なるタイプの生産設備を持つことで、用途や顧客ニーズに合わせて使い分けて生産することが可能だ。なお、ホフォシュ製鉄所のインゴット鋳造設備の品質と生産性は「世界一」（同社のマーカス・ヘドブロム社長談）とのこと。

クリーン水素生産設備を建設中のホフォシュ製鉄所（全体風景）（オバコ提供）

製鉄所内のクリーン水素生産設備、2023年夏に稼働へ

オバコで生産する鉄鋼製品のカーボンフットプリント（注2）は、世界平均より80%（同社情報）も少ない。同社は、スコープ1（注3）とスコープ2における二酸化炭素（CO2）排出量を、2015年比で2030年に80%、2040年に90%削減する目標を掲げる。

同社では2022年1月から、スコープ1とスコープ2におけるCO2排出を実質ゼロにするカーボンニュートラル生産を導入している。同社の生産拠点で利用する原材料（鉄や合金）は、97%以上がリサイクルされた鉄スクラップだ。

また、同社では2015年から、生産にはクリーンエネルギー（水力、風力、原子力）由来の電力を使用している。
それでも削減できない排出分については、Verified Emission Reductions（VER）などのカーボンクレジットを購入することで実現している。
なお、同社ではスコープ１と２だけでなく、スコープ３における排出削減にも取り組む。既述の目標の対象となるスコープ１と２とともに、スコープ３（上流のみ）を含めて排出削減を目指すイニシアチブ「cradle-to-gate（ゆりかごから門まで）」を立ち上げている。

特殊鋼の生産には加熱炉における高温での熱処理が必要になる。
しかし、電気では対応できないため、通常はガスを使う。
そのガスを天然ガスからクリーン水素に転換することで、加熱工程におけるCO_2排出量を削減することができる。
同社は同手法により、ホフォシュ製鉄所の加熱工程で発生するCO_2の50%（2020年比）を削減する計画だ。
また、2030年までに全ての製鉄所に横展開する構想であり、実現すれば現在購入しているカーボンクレジットの購入量を減らすことができる。
同社は同計画を実現するため、ボルボ・グループ（スウェーデン）、日立エナジー、H2グリーンスチール（スウェーデン）、ネル・ハイドロジェン（ノルウェー）とともに、約１億8,000万クローナ（約22億5,000万円。１クローナ＝約12.5円）を投じて、ホフォシュ製鉄所内にクリーン水素生産のための電解槽（20メガワット）を建設中だ（2022年11月にスウェーデン当局の建設許可を取得）。
同電解槽は2023年の夏には稼働の予定で、本格稼働すれば4,000立方メートル／時のクリーン水素を生産できることになる。なお、そこで生産されたクリーン水素は特殊鋼の生産だけでなく、トラックなど（燃料電池車）の輸送燃料に利用したり、水素生産時に発生する排熱を周辺地域の地域暖房に利用したりする計画だ。

スウェーデン政府は同プロジェクト（同社）に対して、同投資総額の約４割に相当する7,100万クローナの財政支援（注４）を行っている。

石井氏は、粗鋼生産でクリーン水素を利用する際の課題として、工業規模での（容量の大きい）電解槽がまだ開発途上で、クリーン水素のコストが高い点を指摘する。
その点で、「（同社プロジェクトに対する）スウェーデン政府による財政支援は、カーボンニュートラル生産を支える基本技術を工業規模で開発する過程では極めてありがたい」と石井氏は話す。

議論と成果を積み上げ、「完全アウェイ」から「日本方式」の評価へ

オバコは既述のとおり、2015年以降、目標を設定して粗鋼生産におけるCO_2排出に順調に取り組んできた。
だが、その間、同社の生産性の向上を行う改革がなされている。
その改革の影の立役者が、日本製鉄による同社子会社化直後から在籍している石井氏と、山陽特殊製鋼や日本製鉄からの日本人駐在員（イマトラ製鉄所に３人、スメジバッケン製鉄所に３人）だ。

オバコの石井博美執行副社長兼グループ生産・技術アドバイザー（オバコ提供）

日本製鉄が同社買収を決めた 2018 年上期までは、同社の業績は黒字だった。ちょうどそのころ、ドイツの自動車メーカーを中心とした、ディーゼル車における排ガス燃費改ざん問題に端を発した販売減などにより、自動車向けビジネスを展開していた同社の同年下期の業績は赤字に転落した。
買収直後に赤字に転落したことで「『高い買い物』をしてしまった」（石井氏および買収関係者）という切羽詰まった状態だった。買収当時、同社はビジネスユニット（以下、BU）ごとにそれぞれの生産拠点を確保しており、「用途や顧客ニーズに合わせて使い分けて生産することが可能という極めて優位な状況にあった。

にもかかわらず、各 BU がそれぞれ『別会社』に近い状態だった」（石井氏）。
また、生産能力は各事業部門の需要量の最大に合わせて設計されていたこともあり、各生産拠点の稼働率は平均 60～70%にとどまっていた。
ただ、物価の高いスウェーデンでは、生産活動に必要な固定費も当然高い。生産設備の稼働率は業績にも直結する。
そのため、石井氏は同社の買収当時、生産拠点の稼働率の引き上げによる「余力」を生み出すことで、在欧日系企業向けビジネスを新たに展開することを想定していた。
また、BU の垣根を越えて３つの生産設備の優位点を最大限活用する最適生産体制を構築することで、生産コストを抜本的に低減することをオバコ側に提案した。しかし、オバコは当初、同提案に対して相当抵抗をし、耳を傾けなかったという。

日本製鉄所属当時にオバコ買収を日本製鉄幹部に提言していた石井氏は、火中の栗を拾うべく、日本から当初は 1 人、オバコの経営幹部として派遣されていた。もっとも、オバコの中では「完全アウェイ」（同氏）という状態だった。石井氏はスウェーデン人について、「議論をする際は、親会社の幹部だからと気を遣うことなく 1 人の人間として対等に意見をする。いわゆる平等主義。また、人一倍プライドが高い面もある」と評価する。同社の社員全員が、同提案に対して真っ向から反対していた。それでも、石井氏は同提案の必要性および経済的なメリットを粘り強く主張し続けた。また、日本人駐在員とともに各 BU の生産性向上、品質・コスト改善に取り組み、着実に成果に結びつけていった。一般的なスウェーデン企業では経営方針を判断する際、「社長の方針にただ従うのではなく、関係者間で何度も議論を重ねてその中からコンセンサスを練り上げる」（石井氏）という。また、「スウェーデンは世界で最も合意に基づく社会の１つであり、スウェーデン企業では社員が義務感にかられて仕事をするというより、自身で納得して仕事をする傾向がある」（同氏）。
その過程で、日本人による改善の成果を認めつつ同社が同提案の一部を受け入れて、社内での「横連携」に取り組んでみたところ、しばらくして稼働率が向上するとともに生産コストの大幅改善が図られ、業績が改善してきた。それにより、次第にスウェーデン人社員の石井氏や日本人駐在員に対する反応が変化しはじめ、今ではスウェーデン人社員とも良好な関係を築けているという。石井氏は「ここまで来るのに、（買収から）約３年かかった。スウェーデン人社員は、マネジメントについてはともかく、少なくとも技術力やその効果を最大限発揮させる考え方や手腕に対しては、『日本方式』を評価してくれるようになった」と振り返る。
なお、同社スウェーデン人社員は、「仕事を心底楽しんでいると感じる。簡単に人の意見に妥協はしないが、一度納得したら、決めた方針には忠実に従って仕事をするなど、労働倫理は高い」（石井氏）ようだ。
石井氏は「買収当時、人員や設備は当時のままで、生産効率（設備の稼働率）を相当程度引き上げ、また BU の横連携を最大限活用し、日系企業向けのビジネスを拡大したいと考えていた。実際、成果も着実に出てきている。ただ、社内には余力（の取り扱い）について積極的な拡販には慎重な意見を持つ人がおり、なかなか実現できていない。人員を相当絞っているとはいえ、結果として設備稼働率は 60～70%であり、物価上昇分の価格転嫁を着実に実施することを含め、いまだに固定費の比率は高い。この点は今後も課題だ」と話す。

注１：
現在は、日本製鉄グループの山陽特殊製鋼㈱がオバコ社を完全子会社化している。
注２：
商品やサービスの原材料調達から廃棄・リサイクルに至るまでのライフサイクル全体を通して排出される温室効果ガスの排出量を CO_2 に換算して、商品やサービスに分かりやすく表示する仕組み。
注３：
温室効果ガス（GHG）排出量の算定、報告の基準の１つ。スコープ１では、事業者自らによる GHG の直接排出（燃料の燃焼、工業プロセス）を対象にする。スコープ２は、他社から供給された電気、熱・蒸気の使用に伴う間接排出が対象。スコープ３では、スコープ１とスコープ２以外の間接排出（事業活動に関連する他社の排出）が対象となる。
注４：
スウェーデン・エネルギー庁による、鉱工業部門の GHG 排出ゼロに向けた技術開発を財政支援するプログラム

「Industriklivet」の一部。同プログラムは2018年に開始しており、2030年まで継続の予定。同プログラムはEUの復興基金の中核予算「復興レジリエンス・ファシリティー（RRF）」から拠出されている（スウェーデン・エネルギー庁ウェブサイトより）。

執筆者紹介
ジェトロ海外調査部国際経済課 課長代理
古川 祐（ふるかわ たすく）
2002年、ジェトロ入構。海外調査部欧州課（欧州班）、ジェトロ愛媛、ジェトロ・ブカレスト事務所長などを経て現職。共著「欧州経済の基礎知識」（ジェトロ）。

クリーン水素生産設備を建設中のホフォシュ製鉄所（全体風景）
（オバコ提供）

添付参考資料【6】

脱炭素社会構築のために　脱石炭火力・エネルギー転換　2,023年4月

【資料】

NHK 解説委員室

COP26 "1.5℃目標"へ　脱炭素技術への期待と課題

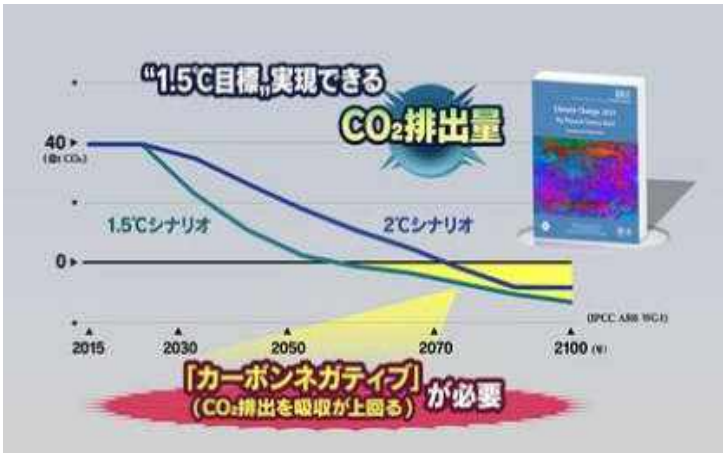
2021年12月15日（水）　土屋　敏之 解説委員

https://www.nhk.or.jp/kaisetsu-blog/100/458608.html

先月開かれた温暖化対策の国連の会議ＣＯＰ26 では「気温上昇を 1.5℃までに抑える努力を追求すると決意」する合意文書がまとまりましたが、
同時にその困難さも明らかになりました。
こうした中で　期待されているのが、二酸化炭素を大気中から取り除いたり資源化したりするような新技術です。そこでその現状と課題を
「“ 1.5℃目標 “ への険しい道筋」
「“カーボンネガティブ技術とは」そして
「普及への課題」

３つのポイントから考えます。

ＣＯＰ２６では「パリ協定の実施ルール」が完成し、これまで努力目標に過ぎなかった「産業革命前からの気温上昇を1.5℃までに抑える」ことが、事実上の共通目標に前進したとも言われます。
しかし、各国の最新の温室効果ガス削減目標を全て実現出来たとしても、1.5℃目標の達成は困難であることも明らかになりました。



こちらは国連機関ＩＰＣＣが最新の報告書で示した、気温上昇を 1.5℃までに抑えるには世界の CO2 をどう減らせばよいか？を計算したシナリオです。

２０５０年頃に排出ゼロ、いわゆるカーボンニュートラルを達成する必要性は 今や広く知られていますが、それで終わりではありません。
実はその後はさらに削減して排出量をマイナスにする、「カーボンネガティブ」という状態にすることが必要だと示されているのです。

「排出量をマイナス」とはわかりにくいですが、
これは経済活動に伴って排出される量より、森林などが吸収する量が上回る状態を指します。
しかも、仮に困難な1.5℃目標をあきらめ ２℃までは気温上昇を許すとしても、
やはり今世紀中にはカーボンネガティブの実現が必要だと計算されています。

しかし、カーボンニュートラルでも大変なのに、どうすれば このカーボンネガティブが可能なのでしょう？

ひとつには「植林」という方法がありますが、世界の人口が増加し開発が進む中、森林面積は逆に年々減り続けています。

単に木を植えるだけでなく、育った植物からバイオ燃料を作って利用し、そこから出るＣＯ２は回収して封じ込めてしまうことが出来れば、エネルギーを使いながら大気中のＣＯ２を減らすことも可能ではあります。そして、注目されているのが、植物に頼るのでなく人工的に大気中のＣＯ２を直接回収する「ＤＡＣ」と呼ばれる技術。世界各国で開発が進んでいます。日本のあるメーカーの試験プラントでは、機械で大気を吸引し、ＣＯ２を吸着しやすい化学物質を使ってＣＯ２を言わば　こし取り集めています。

こうした技術は、将来のカーボンネガティブだけでなく、当面のＣＯ２を減らすためにも期待されていますが、課題となるのは回収したＣＯ２をどうするかです。

有力視されるひとつが、これを地下深くに封じ込める「ＣＣＳ」と呼ばれる技術です。

日本でも国家プロジェクトとして、北海道苫小牧沖の海底下の深い地層に、２０１６年から３０万トンのＣＯ２を圧入する実証試験が行われてきました。　今、各国でＣＣＳへの取り組みが進んでいますが、土地が限られ、しかも地層が複雑な日本で長期的に安定してＣＯ２を封じ込め続けることが出来るのか検証が必要です。

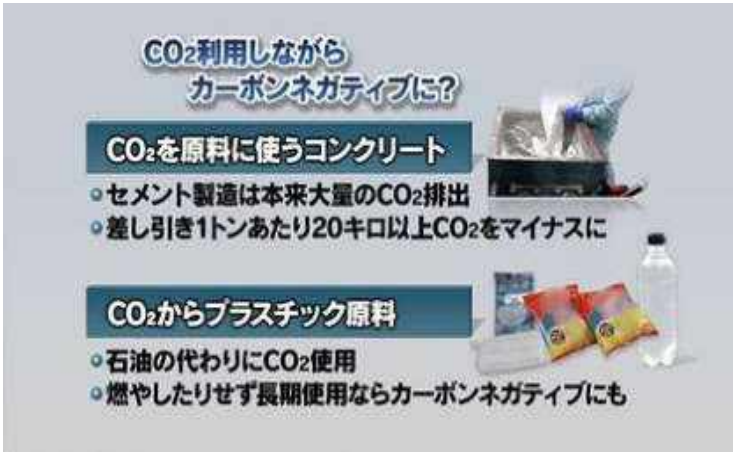
また、このようにＣＯ２を「やっかいもの」としてコストをかけ封じ込めるより、価値のある資源にして利用することで減らそうとの考え方もあります。

これは、「ＣＣＵ」や「カーボンリサイクル」と呼ばれる技術です。

あるメーカーでは、ＤＡＣによって大気から直接回収したＣＯ２を密閉した施設内で野菜を育てるのに使う実証試験を来年始める計画です。

いわゆる野菜工場では、普通の空気よりＣＯ２の濃度を高めることで野菜の成長がよくなることが知られており、ＣＯ２に価値が生まれるのです。

さらに注目されるのはＣＯ２から役立つ素材を作り出付し加価値を高める技術です。



今月、大手ゼネコンが、ＣＯ２を原料にしたコンクリートの使用を始めたと発表しました。

ＣＯ２を化学反応させて作った「炭酸カルシウム」の粉末をコンクリートの原料に混ぜて使っているのです。

従来の技術では、ＣＯ２を吸収させることでコンクリートの性質が変わり鉄筋が腐食しやすくなる弱点がありましたが、それを克服して、現在のコンクリートのほとんどを置き換えることが可能になったと言います。

元々セメント・コンクリート産業は世界全体のＣＯ２排出の数％を占めると言われる排出量の多い分野です。

これは、原料のセメントを作る過程で化学反応によってＣＯ２が出てしまうためです。

ところが、この技術では逆にコンクリート１トン製造するごとに、全体としてＣＯ２が２０ｋｇあまり減る、カーボンネガティブになると言います。
まだ長期的な耐久性などを検証していく必要がありますが、仮に日本で作られるコンクリートを全てＣＯ２を吸収するタイプに置き換えることが出来るなら、年間数百万トンのＣＯ２が吸収可能とも見積もられます。

　また、プラスチックをＣＯ２から作る技術も開発が進んでいます。現在は石油から作られている様々なプラスチック。その多くは既にＣＯ２から作り出すことが可能になりつつあります。
ただし、プラスチックは燃やせばＣＯ２が出ますから、カーボンニュートラルやカーボンネガティブを目指すには、使い捨てのプラではなく長く使い続ける製品にする必要があります。
また、製造工程で使われる化石燃料が多ければ、温暖化対策に有効とも限りません。

このように新たな技術を評価する上では、生産から廃棄までのライフサイクル全体で　どれだけＣＯ２が減るのかなどを冷静に見ることが不可欠です。とは言え、こうしたカーボンリサイクル技術が脱炭素社会に向けて重要性を増すことは確実視され、世界的に開発競争が激化しています。

こうした新技術が普及する上で最大の課題は、言うまでもなくコストです。
カーボンリサイクル製品の価格は、現状では既存製品の数倍するものが多いとされ、市場競争に任せるだけでは容易に普及しません。
一方で国はこうした新技術を現在の温室効果ガス削減目標の達成に向けても活用を見込んでいます。
２０５０年には排出実質ゼロの目標を掲げているのに、電力の３～４割を原子力と火力でまかなう参考値を出していますが、これは本来大量のＣＯ２を出す火力発電をＣＣＳやカーボンリサイクルで脱炭素化することを想定しているのです。

国はこの夏カーボンリサイクル技術のロードマップを改訂し、こうした製品が既存製品と同等価格になって普及が始まる時期を２０４０年からと、従来よりは目標を前倒ししましたが、これで２０５０年実質ゼロに間に合うのか？なお遅すぎるようにも思います。

もちろん、温暖化対策の「本筋」は、化石燃料の使用を減らし再生可能エネルギーを拡大していくことで、こうした新技術に過度に期待するのは禁物だと思います。ただ、その化石燃料を２０５０年まで使い続けるというのであれば、そこから出るＣＯ２を相殺できる脱炭素技術を早急に育て後押ししていく必要があります。

例えば日本では、バブル期までにビルだけでなく橋やトンネルなど鉄とコンクリートのインフラが大量に整備され、今それらが老朽化して更新が必要な時期を迎えています。
こうした寿命が長いインフラの更新や公共事業などから戦略的に脱炭素技術の普及を進めることも考えられるでしょう。
今や毎年のように温暖化が影響すると見られる災害が相次ぎ、観測記録が更新される中、気温上昇を食い止めるための、さらなる対策を急がなければならないと思います。
（土屋　敏之 解説委員）

NHK 解説委員室

和鉄の道2023　別冊添付資料　2023.4月25日インターネット収録

脱石炭火力・エネルギー転換　2050年CO2排出ゼロに向けての現況

【参考資料】脱炭素社会構築のために　脱石炭火力・エネルギー転換

NHK BS1 スペシャル
「脱炭素へのロードマップ ビジネス界1.5°C目標への挑戦」を視聴して
「日本の現状と世界」視点ほかの内容を転記スライド整理　2023.4.25.

1. 自然エネルギー財団　2035年エネルギーミックスへの提言（第1版）
   自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して　　2023年４月
   https://www.renewableei.org/pdfdownload/activities/REI_2035_Study_JP.pdf
2. 脱炭素を面白く　EnergyShift (energy-shift.com)
   小森武史　洋上風力発電日本の本当のポテンシャルと開発競争の行方は
   https://energy-shift.com/news/c10060d9-4dee-4dac-83f4-979dfb2997b7
3. 欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き　2021年７月
   2040年までに最大45GW洋上風力導入を目指す日本も浮体式に期待
   https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/_icsFiles/afieldfile/2021/07/13/2107t_zhao.pdf
4. No.281　CN実現のカギを握る洋上風力　京大再エネ講座シンポジウム報告①
   https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0281.html
5. ジェトロ (jetro.go.jp) ・分析レポート - 海外ビジネス情報 -
   特殊鋼大手 クリーン水素生産へ（スウェーデン日本）現地日本人社員が奮闘 生産性向上
   https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/2023/0b3c086819df7119.html
6. NHK解説員室　2021年12月15日(水)　土屋敏之解説委員
   COP26"1.5℃目標"へ脱炭素技術への期待と課題
   https://www.nhk.or.jp/kaisetsu-blog/100/458608.html

収録整理　2023.4.25. by Mutsu Nakanishi

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

I. 自然エネルギー財団　2035年エネルギーミックスへの提言（第I版）
自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して　　2023年４月

https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_2035_Study_JP.pdf

2035年エネルギーミックスへの提言（第1版）

自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して

2023年4月

謝辞

本レポートの作成に当たり、内外の専門家、関係企業の皆様にご協力いただきました。また、ブルームバーグ NEF に、貴重なデータ・情報の使用を許可していただきました。ここに感謝の意を表します。

作成担当者

自然エネルギー財団の 2035 エネルギーミックス研究チームが執筆しました。

免責事項

本レポートに記載した情報の正確性については万全を期しておりますが、自然エネルギー財団は本レポートの情報の利用によって利用者等に何らかの損害が発生したとしても、かかる損害については一切の責任を負うものではありません。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義（ソフトバンクグループ代表）を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会を構築することを目的として活動しています。

【目次】

主な内容 1

第１章 二つの危機の克服をめざすエネルギー転換の加速 7

第２章 太陽光発電の導入可能性.....15

第３章 風力発電の導入可能性 28

第４章 非変動型自然エネルギーの導入可能性 43

第１節 バイオエネルギー発電の導入可能性 43
第２節 水力発電の導入可能性 47
第３節 地熱発電の導入可能性 50

第５章 2035 年における電力部門の電源構成.....55

第１節 2035 年の電力需要の見通し 55
第２節 各電源の供給可能量の見通し 61
第３節 脱炭素化電力ミックスの姿.....67

第６章 脱炭素化電力ミックス実現への提案.....69

終わりに 87

（補論）脱炭素電源のコスト比較.....88

主な内容

第１章 二つの危機の克服をめざすエネルギー転換の加速

2022 年の G7 サミットの首脳コミュニケでは、「2035 年までに電力部門の全て、または大部分を脱炭素化する」という目標が合意された。各国の政策、開発動向をみると、フランス以外の 5 か国においては 2035 年に自然エネルギーによって電力の 70%、80%程度を供給すること目標として定めているか、あるいはそうした方向へ施策が進められている。

日本政府が 2023 年 2 月に決定した GX 基本方針は、エネルギー危機前の 2021 年に策定したもので、2030 年度 36～38%という自然エネルギー目標の引き上げをせず、2035 年への電源脱炭素化への言及は全くない。GX 基本方針で岸田政権が力点を置いている原子力発電と「ゼロエミッション火力」は、2030 年代に大きな供給量を見込めず、また持続可能な電源ではない。コスト的にも合理的な選択ではない。

GX 基本方針の内容を検討すれば、2035 年の電源脱炭素化を実現するためには、日本でもコスト低下の進む自然エネルギー電源の導入をいっそう加速する以外にない。自然エネルギーの拡大に失敗すれば、IPCC が提起した 2035 年までの排出削減を実現できない。また化石燃料に依存し電力の排出係数の高い日本は、企業立地に適さない国になってしまう。国の政策の立ち遅れと歪みは深刻だが、一方で日本には本来、豊富な自然エネルギーポテンシャルがあり、企業、自治体、地域ではこの可能性を活かす様々な先進的な取り組みが進んでいる。非国家アクターの動きの加速により国のエネルギー政策を転換させれば、日本でも 2035 年に自然エネルギーによって電力部門の大半の脱炭素化を実現することは十分に可能である。

第２章　太陽光発電の導入可能性

2012 年の FIT 制度導入以降、太陽光発電の導入量は増加し、2021 年度末には 79.2GW となっている。国際水準と比べ割高だった日本での発電コストも低下してきており、2030 年には 5 円/kWh 程度になると推計される。これまでは地上に設置される大型の太陽光発電が導入をけん引してきた。しかし、2035 年にむけて最大の推進力になるのは、建物屋上に設置される太陽光発電である。系統電力よりも太陽光発電による電力が安価になったこと、また軽量、省スペースの太陽光パネルの開発などにより、新築だけでなく既築建築物への導入が進んでいる。適切な規制と誘導策を導入し、こうした傾向を加速することにより、2021 年度末の 31.6GW から 2035 年度末には 159ＧWへと 5 倍にすることが可能である。地上設置型では、農業経営と共存するソーラーシェアリング、耕作放棄地の活用が進んでおり、駐車場、道路・空港・鉄道などインフラ系の土地、水面へ設置も開始されている。これらを合わせ、2021 年度末の 47.6GW から 2035 年度末には 121.2ＧWへと 2.5 倍にすることが可能である。屋上と地上への設置を合計し、2035 年度末には 280.2GW の太陽光発電を導入し、343.7TWh の発電量を見込むことができる。

第３章　風力発電の導入可能性

日本おける風力発電の導入は大きく立ち遅れており、2021 年度末現在で 4.6GW にとどまっている。洋上風力は 135MW にすぎない。この遅れは、電力系統への接続制限、環境

アセスメント手続きの長期化などによるものである。一方、日本は風力発電の大きなポテンシャルを有しており、環境省の調査によれば陸上で264GW、洋上で392GW、合計656GWにのぼる。陸上風力発電では、現在、実施されている環境アセスメント手続き中プロジェクトの設備容量の合計は 29.7GW である。環境保全への配慮などによる規模縮小、中止の程度をアセスメント手続きの段階別に想定し、更に電力系統への接続契約申し込みの状況を検討した結果、各種規制の緩和、環境アセスメントの迅速化により、2035 年時点で 34.4GW の導入が可能となると推計した。

洋上風力では、環境アセスメント手続き中プロジェクトの設備容量合計は、同一海域での重複を除外すると、最大 18.6ＧWとなる。再エネ海域利用法における手続きの状況を踏まえると、2035 年時点では 14.3GW が稼働すると推計される。これに加え、浮体式も含めた新たなプロジェクトの案件形成と促進地域指定を加速することにより、合計 25.4GW まで導入を拡大できる可能性がある。以上により、陸上、洋上を合計した風力発電設備容量は 59.8GW に達し、発電量は 174TWh と推計される。

第 4 章　非変動型自然エネルギーの導入可能性

FIT 制度によりバイオエネルギー発電の導入が進み、2021 年度末時点で 5.6GW が稼働している。FIT 制度以外では、既存の産業用の自家発電に用いられた石炭火力を、排出削減対策として 100%バイオマス発電に転換していくことが想定できる。こうした状況を踏まえ、2035 年度にはバイオエネルギー発電の設備容量は 9.2GW となり、発電量は 85.7TWh になると推計した。

2021 年度末の水力発電（揚水発電を除く）の総設備容量は 22.5GW であり、このうち 30MW 未満の中小水力が 9.8GW となっている。発電量は 77.8TWh である。大規模水力については、発電設備のリプレースなどにより発電量の一定の増加が見込める。中小水力はこれまでの導入傾向を踏まえ、今後２ＧW増加すると推計した。以上により、水力発電の発電量は、2035 年時点での 99.6TWh と予測した。

日本の有する地熱発電のポテンシャルは、世界第 3 位の約 23GW と推計されている。しかし、2021 年度時点で稼働中の設備容量は 0.54GW にすぎず、地熱資源の活用は約 2.3%にとどまっている。地熱開発のリードタイムは現状では 7 年以上を要する。地熱発電の有する大きなポテンシャルを活かすために、開発ルールの明確化などの制度改革により導入を加速し、2035 年度までに設備容量を 1GW 増加させ、年間発電量は 11.5TWh とすることを想定した。

第 5 章　2035 年における電力部門の電源構成

電力需要の見通し

IPCC の提起した 2035 年までの排出削減を実現するためには、供給側での脱炭素化とともに、需要側でエネルギー効率化と電化を徹底して進めていくことが必要である。特に今後はサーキュラーエコノミーへの転換を進めエネルギー消費量を削減することが重要である。電化は電力需要を増加させるが、ヒートポンプ機器に代表されるようにエネルギー効率を高めるので、電力需要の増加を限定的とすることができる。

こうした考え方の下に産業、業務、家庭、運輸部門について、2035 年度の最終エネルギー消費と電力需要を試算した。特に産業部門では排出量の半分近くを占める鉄鋼業において、2035 年までに設備寿命を迎える高炉の 15%が電炉に転換すると見込んだ。運輸部門では、ハイブリッド乗用車を活用する方針からＥＶの推進への政策転換を想定した。業務・家庭部門では、設備更新による効率化、空調・給湯でのヒートポンプの活用、建物の断熱・遮熱性能の向上を見込んだ。こうした対策の推進により、2035 年度において最終エネルギー消費は 2019 年度比で 24%減少し、電力需要は電化の推進を進めても 850TWh となり、2019 年度より 8%削減されると推計された。

各電源の供給可能量の見通し

自然エネルギー発電

第 2 章から第 4 章で推計した各自然エネルギーの導入可能量を合計すると、2035 年度の自然エネルギー発電の発電量は 714.5TWh まで拡大することが可能と想定される。これは、現在の 3 倍を超える電力量であり、2030 年度の政府目標 353TWh の 2 倍以上の水準である。太陽光発電導入量は 2035 年度までに現在の 3.5 倍に増加させることが必要だが、欧州の"REPowerEUPlan"では、2030 年までに 4 倍にすることを目標に掲げている。風力発電は 2035 年までに 13 倍化することになり、太陽光発電よりも急速な拡大が必要である。しかしこれは、現時点の設備容量が 4.6GW にとどまり、洋上風力にいたっては 135MW しかないという立ち遅れの結果である。先行する国々での経験を踏まえ、第 6 章で提起する施策、規制改革に取組むことにより、この高い目標を実現することは十分に可能である。また、コスト低下、技術開発、規制改革の進展により今回の想定を超えた導入を実現できる可能性もある。

原子力発電

GX 基本方針のロードマップでは、2035 年時点での新設原子炉の稼働は想定されていない。2023 年 3 月時点で、日本に 33 基（33GW）ある原子炉のうち、稼働しているのは 10 基（10GW）にとどまっており、この中で 2035 時点での稼働が予定されているのは 2 基のみである。これに新規制基準に合格し稼働予定日が決まっている 2 基を加えても、供給可能な電力は 2035 年度の需要見通しの 2 %にすぎない。仮に、（1）審査中の原子炉が全て審査に合格して再稼働する、（2）60 年運転を申請している原子炉が延長を認められる、（3）建設中の 2 基の原子炉が稼働することを想定すれば、2035 年度に最大 16 基が稼働し 11%程度を供給することになるが、その実現は極めて困難である。この試算では設備利用率 70%を想定しているが、既存原発は老朽化の影響からは免れず、トラブルの頻発により稼働率の低下が予測される。更に既設 14 基の半数 7 基は 2038 年までに運転を終了する。

化石燃料発電

2021 年度末で石炭火力が 50.4GW、天然ガス火力が 79.1GW、石油火力が 22.7GW の化石燃料発電設備がある。発電量の割合では石炭火力が 31%、天然ガス火力が 34.4%、石油・廃棄物火力が 7.4%を占めており、2021 年度の総発電量の 72.8%が化石燃料によるものであった。政府は 2030 年代以降も、アンモニア混焼、CCS の活用などにより石炭火

力発電を継続利用する方針だが、こうした方法での火力発電からの排出削減は、実効性からもコスト面からも妥当な選択ではない。また政府の CCS 戦略は国内で排出された二酸化炭素を、東南アジアなどに輸出し貯留することを目指している。石炭火力発電は 2030 年までに全ての稼働を停止する必要がある。

天然ガス火力発電は 2035 年以降、できるだけ早い時点で自然エネルギー100%を実現しフェーズアウトする必要があるが、それまでの間は自然エネルギーが供給できない部分を供給することになる。79GW の既設設備を運転開始から 40 年で停止し、新設計画があるもののまだ着工していない 2.3GW の建設を中止しても、2035 年時点では約 58GW の天然ガス火力が存在する。これらの発電設備が 70%稼働すると想定すれば、356TWh の供給が可能である。これは先に想定した電力需要の 42%に相当する。

脱炭素化電力ミックスの姿

2035 年に想定される電力需要 850TWh に送電ロス分を加えた供給必要量 890TWh の 80.3%にあたる 714.5TWh を太陽光発電、風力発電を中心とする自然エネルギー電源が供給する。残余の 175.5TWh は天然ガス火力が供給することになる。石炭火力発電は利用を想定しない。原子力発電は 2035 年時点で計算上、最大では 11%程度の電力を供給できる可能性はあるが、持続可能な電源とは評価できないことから、利用を想定していない。

この脱炭素化電力ミックスの実現により、発電部門からの二酸化炭素排出を 2020 年比で 73.2%削減することが可能となる。更に現在と比べ、火力発電に用いる化石燃料の必要量を大幅に減らし、2021 年度の発電用の燃料費 5 兆 3,680 億円を 1 兆 1,590 億円へと 4 兆 2,090 億円削減することができる。電力の 8 割を国内の自然エネルギー資源でまかなうので、エネルギー自給率の向上、エネルギー安全保障の強化に寄与することになる。

第 6 章　脱炭素化電力ミックス実現への提案

(1) エネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギー電力目標を 80%以上に

2035 年時点での電源脱炭素化を実現する第 1 歩として、現在のエネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギーを少なくとも 80%とすることを国のエネルギー政策の根幹に位置付ける必要がある。これにあわせ、太陽光発電、風力発電などの毎年の導入ロードマップを示すことにより、投資の予見性を高めることができる。また、これによって自然エネルギー発電設備を供給する国内のサプライチェーンの形成を促進していく。

政府は、2014 年、東日本大震災と福島第一原子力発電所事故後に初めて改定したエネルギー基本計画で、2030 年自然エネルギー目標を 22－24%という低い水準に設定し、2018 年の改定でも据え置いてしまった。低い導入目標の下で、洋上風力発電の導入の取組は立ち遅れ、建築物への太陽光発電導入を促進する施策にも取り組まれなかった。2035 年を前に、こうした誤りを繰り返してはならない。

(2) 風力発電・太陽光発電導入を大幅に加速する規制改革の実施

日本の風力発電開発は欧米、中国と比べ桁違いに低いレベルにとどまっており、導入の加速は 2035 年の電源脱炭素化を実現するために最も重要な課題である。風力発電の導入

加速化に必要なのは許認可手続きの迅速化、開発影響評価手続きの迅速化、地域との共生に向けたプロセスの改善である。特に許認可手続きの迅速化では、複数の行政庁にまたがる手続きの一元化、発電設備の安全基準に関する審査の短縮化などを進める必要がある。

太陽光発電の導入加速にむけて、東京都と川崎市が先行的に導入した住宅を含む新築建築物への設置義務化を全国に拡大すべきである。また既築建築物については、公共建物への 100%設置を 2035 年までに進めるとともに、軽量型の太陽光発電の普及に取り組むことが必要である。

(3) 所有権分離を中心とする電力システムの再改革

2022 年来、大手電力会社によるカルテル、新電力の顧客情報の漏洩・不正閲覧、経産省の再エネ管理システムの不正閲覧など、独占禁止法や電気事業法に違反する行為が発覚した。大手電力は、旧独占企業として現在でも圧倒的な市場支配力を有し、送配電網を独占的に保有する。送配電事業が中立でなければ、新規参入者が多い自然エネルギー発電事業者にとって、系統接続は困難を来たす。2020 年に実施された送配電事業の法的分離が不十分であることが明らかになった以上は、所有権分離が必要である。資本面でも独立した送配電事業者の下で、自然エネルギーの優先接続・優先給電、広域的で合理的な需給調整、送電網の増強などを加速しなければならない。

(4) 自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網増強の着手

今回示した脱炭素化電力ミックスでは、2035 年の発電量 890TWh の 58%を太陽光発電と風力発電という変動型電源が供給することになる。自然エネルギー財団は 2035 年エネルギーミックスの検討と並行して、自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方についての研究を行い、報告書を公表した。この調査での結果を踏まえて、脱炭素化電力ミックスの実現に必要な送電網整備を検討した結果、北海道と本州間に 4GW の送電網増強が必要と考えられる。現在、国では北海道～東京 TSO（一般送配電事業者）間に 2 GW の系統増強が進められている。送電網の整備には長期間を要するため、2035 年、更には 2050 年にむけて日本の脱炭素化を実現するエネルギーミックスのあり方についての合意を形成し、計画な送電網整備に着手することが必要である。

(5) 世界の脱炭素投資を日本に呼びこむカーボンプライシングの早期導入

GX 基本方針が打ち出したカーボンプライシング構想は、参加したくない企業は参加しなくていという自主的制度である。義務的な制度に移行し排出枠の有償オークションを開始するのは 10 年後の 2033 年度からであり、それも対象を発電事業者だけに限定している。炭素価格の水準は IEA が先進国に求められる 2030 年 130 ドルの 10 分の 1 程度の低水準になる。また、カーボンプライシングによる収入を償還財源として発行される GX 移行債は、グレー水素、グレーアンモニアの開発・利用も対象に含まれることになる。世界の脱炭素投資を日本によびこみエネルギー転換を実現するためには、世界標準のカーボンプライシングを早急に導入し、排出削減に実効性のある炭素価格を実現しなければならない。

(6) コーポレート PPA の加速

RE100 の加盟企業の国別の自然エネルギー電力利用率を比較すると、米国が 68%、英国が 99%、ドイツが 85%であるのに対し、日本では 15%に過ぎない。その要因の第 1 は、日本では国全体の電力に占める自然エネルギーの比率が低いことであるが、第 2 はコーポレート PPA の活用の遅れである。日本でもコーポレート PPA は増加しているが発電量の規模は小さく、合計しても全世界の契約量の 1%にも満たない。今後さらに契約量を飛躍的に増やすためには、税控除など経済的インセンティブを与え、企業の取組を加速させることが必要である。

(7) 自然エネルギー開発における自治体の責務と実行力の強化

自治体の最も根源的な責務は、住民の安全、生命、財産を守ることにある。気候危機がこれを脅かしている今、温室効果ガスを削減することは国の責務であるとともに自治体の責務であり、エネルギー効率化とともに、そのための最も重要な手段である自然エネルギーの拡大は、自治体が担うべき責務ともなっているのではないか。東京都と川崎市が相次いで制定した住宅メーカーに対する新築住宅への太陽光発電設置義務条例は、気候危機・エネルギー危機に対し、地方自治体が果たすべき役割を率先して認識したものである。また、自治体が自然エネルギー拡大にむけて大きな役割を果たせるようにするためには、責務の強化にあわせ、財政基盤の強化、人材の確保を含め実行力を強化することが不可欠である。

終わりに

2035 年に自然エネルギーで日本の電力の少なくとも 80%以上を供給することは、IPCC が第 6 次統合報告書で提起した 2019 年比で 2035 年までに CO_2 を 65%削減するという目標に照らせば、日本が最小限、目指さなければならない水準である。いま必要なのは、日本はいつまでも化石燃料と原子力発電に依存し続けなければならない、という固定観念から完全に脱却することである。電力、そしてエネルギーの殆どを国産の自然エネルギーで担う、脱炭素で持続可能な新しい世界に適合したエネルギーシステムへの転換に踏み出すことである。

第１章　二つの危機の克服をめざすエネルギー転換の加速

深刻さを増す気候危機を目の当たりにし、パリ協定の成立、IPCC の 1.5℃特別報告書の公表以降、国際社会は経済社会の脱炭素化に向けた取り組みを加速させてきた。こうした中で、2022 年 2 月、ロシアによるウクライナ侵略が開始され、国際的にエネルギー危機と呼ばれる状況が起きている。

気候危機とエネルギー危機が同時に進行する状況に対し、2022 年 5 月、EU は REPowerEU Plan を策定し、米国は 8 月に「インフレ抑制法（IRA）」を成立させた。この二つの政策は、ともに自らの域内での自然エネルギー開発を加速し、これによって気候危機とエネルギー危機の克服をめざすという点で共通している。エネルギー危機が自然エネルギー開発を加速しているのは、欧州と米国だけに限ったことではない。2022 年末に公表された国際エネルギー機関（IEA）の報告書[1]は、「ロシアのウクライナ侵略によって引き起こされた、最初の本格的な国際的エネルギー危機は、自然エネルギーへの前例のないモメンタムの口火を切った」と評し、中国、インドも含め世界全体での今後 5 年間の自然エネルギー導入量が 1 年前の見通しを 30%以上、上回ったと予測している。

このように世界が自然エネルギー開発を加速している中で、岸田政権が 2023 年 2 月に閣議決定した「GX 実現に向けた基本方針（以下、GX 基本方針）」は、「再生可能エネルギーの主力電源化」を掲げながら、エネルギー危機前に策定したエネルギー基本計画の 2030 年目標の堅持にとどまっている。

エネルギー危機と気候危機という二つの危機の克服に日本が貢献し、また、この国自体の未来を切り開くためには、GX 基本方針の歪みを正し、限界を乗り越える政策転換が必要である。同時に日本の企業、自治体には、政府の政策転換を待つのではなく、自らの行動でエネルギー転換を現場から実現していくことが求められている。

1. 自然エネルギーによる電源脱炭素化を加速する世界

REPowerEUPlan

欧州各国の中では、ロシアからの原油輸入・ガス輸入の急速な削減をめざすために、当面のエネルギー不足を乗り切る方策として、一時的に石炭火力の復活を許容する動きはある。しかし、2020 年代後半、2030 年をめざす基本戦略は、地域的に偏在し、供給の不安定さ、価格の乱高下から免れない化石燃料への依存から脱却するため、エネルギー効率化と、より安定的に、より安価に供給できる自然エネルギーへの転換を加速するというものである。

REPowerEUPlan は、「欧州のエネルギーシステムを変える二つの緊急性」として、「(1)ロシアの化石燃料への依存を終了させる、(2)気候危機に挑む」を掲げ、そのために自然エネルギーの導入加速をめざすとして、2030 年目標を 40%から 45%へ引き上げた。ここで注意すべきは、この目標が電力だけでなく、自動車や工場の燃料、熱需要も含め全てのエネルギー利用における自然エネルギーの目標だという点である。EU では、電力だけの目

[1] IEA ”Renewables 2022”（2022 年 12 月）

標は決めていないが、45%目標が実現されると、電力では69%が自然エネルギーになると示されている[2]。自然エネルギーの中では、太陽光発電の導入量を2025年までに2020年の倍以上の320GWへと拡大し、2030 年までには 600GW[3] にすることが提起された。そのための具体的な政策の一つとしては、住宅含め、新築建築物への太陽光発電義務化が提案された。2030年までに導入総量の半分以上が屋上設置になるとしている。

「インフレ抑制法（IRA）」の衝撃

2022年8月に成立した米国のインフレ抑制法（IRA）が米国と世界のエネルギー供給体制に与える大きさは、"REPowerEUPlan"をしのぐと言えそうだ。「インフレ抑制」という呼称とは異なり、この法律は2030年代までにわたり、長期間、米国のエネルギー供給、産業構造を脱炭素型に変え、米国国内での雇用と生産基盤を強化することを目指すものだ。バイデン大統領は上院での可決に際して発表した声明で、「IRA は気候危機に立ち向かうとともに、太陽光パネル、風力タービン、電気自動車を米国内で米国の労働者が生産する雇用を生み出し、米国のエネルギー安全保障を強化する」とその狙いを明らかにしている。

IRAは今後10年間に3690億ドルの財政支援を税控除などの形で行うものであり、脱炭素電源には1603億ドルが投入される。自然エネルギー電源には4割にあたる650億ドルが配分される。太陽光発電、風力発電、原子力発電（SMR：Small Modular Reactor）などの新規電源開発に与えるIRA税控除の影響を分析したボストンコンサルティンググループのレポート[4]によれば、kWhあたりの発電コスト（LCOE）は陸上風力が1.5セント、太陽光発電が2.4セント、洋上風力発電が5.0セントとなる。これに対しSMRが7.9セントとされている。またS&P グローバルのレポート[5]では、IRAの税控除を受け、太陽光発電と陸上風力の発電コストは既存の石炭火力、ガス火力を下回り（あるいは現状でも既に下回っているものが、更に安価になり）、洋上風力発電も石炭・ガス発電と同等になることが示されている。

IRAでは他に2025年以降に適用される「技術中立型」と分類される財政支援620億ドルが配分されている。原子力発電やCCS付き火力発電も財政支援の対象となってはいるが、これらのレポートの分析が示すように、自然エネルギー電源の価格競争力は他の脱炭素電源をしのいでおり、実際の電力市場では太陽光発電、風力発電が優先的に選択されていくと見られている。この場合、上述の650億ドルとあわせ全体の8割程度が自然エネルギー電源の開発促進に用いられることになる。

G7の合意

2022年のG7サミットの首脳コミュニケでは、「2035年までに電力部門の全て、または大部分を脱炭素化する（we commit to achieving a fully or predominantly decarbonised power sector by 2035.）」という目標が合意された。脱炭素社会の実現にむけては、まず電

---

2 EUROPEAN COMMISSION “COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPLEMENTING THE REPOWER EU ACTION PLAN: INVESTMENT NEEDS, HYDROGEN ACCELERATOR AND ACHIEVING THE BIO-METHANE TARGETS”（2022年5月）

3 いずれもAC定格。AC定格とDC定格については、P16を参照のこと。

4 B oston Consulting Group “US Inflation Reduction Act: Climate & Energy Features and Potential Implications”（2022年8月）

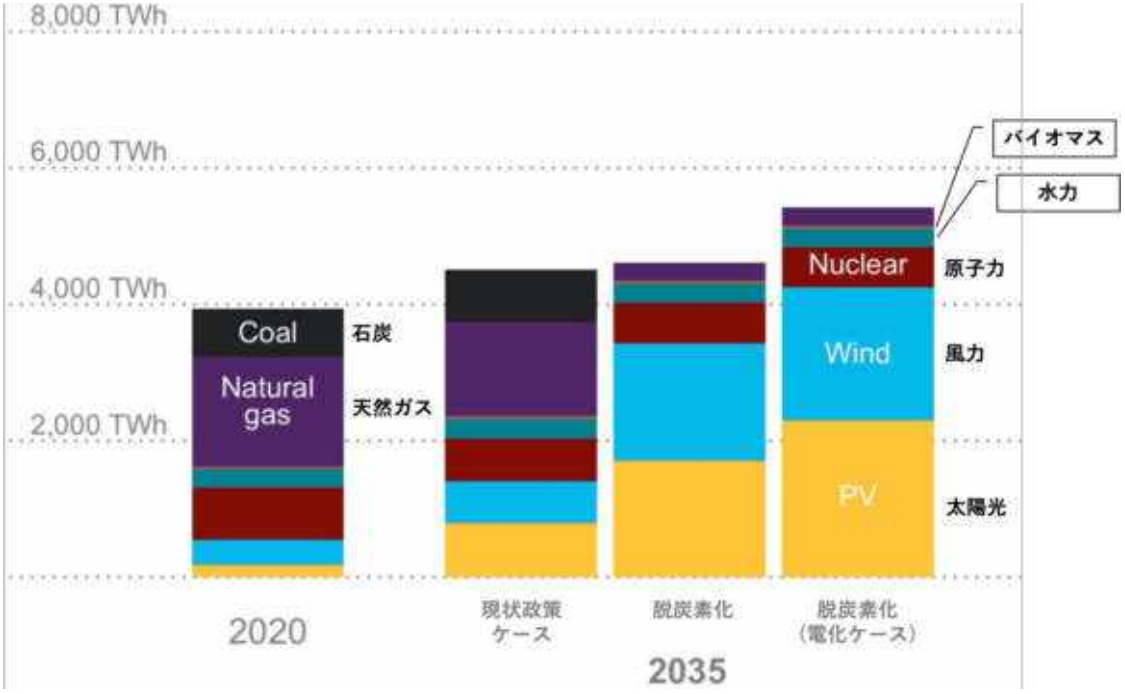
5 S&P Global “Global Power and Renewables Insight”（2022年8月16日）

力の脱炭素化を先行して進めることが必要だという事が世界の共通理解となっているからだ。

実際、他の G7 加盟国の自然エネルギーに関する目標や実際の開発動向を見れば、ドイツが 2030 年に少なくとも 80%、イタリアが 2030 年 70-72%という導入目標を掲げ、カナダは現時点で既に 76%を供給している。英国は 2035 年脱炭素化をどのような電源で行うか明確にしていないが、洋上風力発電開発が大規模に進む一方で、現在 11 基稼働している原子炉のうち 10 基は 2028 年までに廃止の予定である。2 基の原子炉建設を進める新設プロジェクトは、既に予定より遅れている。政府の諮問機関である気候変動委員会の報告書では、2035 年に風力発電と太陽光発電が 70%を供給すると見込んでいる[6]。

米国でもバイデン政権が掲げる 2035 年までの全電源脱炭素化をどのような電源構成で達成するか決定された目標はないが、エネルギー省が 2021 年に公表した研究では、これまでの実績をもとに、2035 年の電力のうち 80%以上が自然エネルギーになる二つのシナリオを公表している[7]。

図 1-1：米国の自然エネルギー発電量の予測（2035 年）



出典）米国エネルギー省 ”Solar Futures Study”（2021 年 9 月）

結局、フランス以外の 5 か国においては 2035 年に自然エネルギーによって電力の 70%、80%程度を供給すること目標として定めているか、あるいはそうした方向へ施策が進められていることになる。フランスは 2022 年時点で原子力発電(62%)と自然エネルギー発電

[6] the Climate Change Committee “Delivering a reliable decarbonised power system”（2023 年 3 月）
[7] United States Department of Energy “Solar Futures Study”（2021 年 9 月）

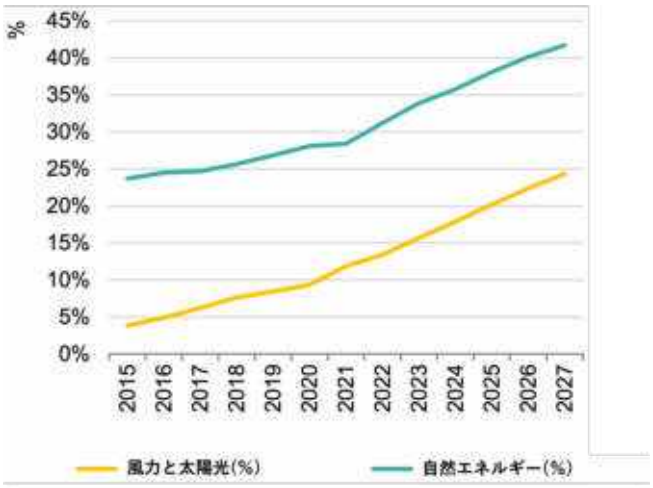
(26%)を合わせ、脱炭素電源が 88%を占めている[8]。2022 年の G7 サミットの合意は、こうした各国の目標・実績を踏まえてなされたものであることがわかる。日本政府は、「大部分を脱炭素化」という表現を 51%以上と解釈している[9]が、他国の状況をみれば、全く苦しい説明である。

中国

欧米と同等、あるいはそれ以上に、自然エネルギー開発を加速させているのは中国である。2022 年 6 月に公表された「再生可能エネルギー十四次五か年計画」では、電力消費に占める割合を 2020 年の 28.8%から 2025 年には 33%へと高めることを目標として掲げている。自然エネルギー電源の 2030 年目標は別の文書[10]で示されており、太陽光発電と風力発電の合計で 1200GW とされている。2022 年時点では、太陽光発電が 390GW、風力発電が 365GW であり、合計 755GW であるから、今後 8 年間で 1.6 倍程度に増加させることになる。

五か年計画目標は意欲的なものだが、前述の IEA の報告書は中国における自然エネルギー導入の速度は更に早いと予測している。太陽光と風力の 2030 年目標 1200GW は 5 年前倒しで達成されると見込み、発電量に占める自然エネルギーの割合は図 1 -2 に示すように 2027 年時点で 40%を超えると見込んでいる。実際にも、自然エネルギー電力の発電割合は 2022 年で既に 31.6%に達している[11]。

図 1 -2：中国の自然エネルギー発電量割合（2015―2027 年）



出典　IEA”Renewables 2022” Figure1.11

---

[8] フランスの 2030 年自然エネルギー目標は 40%であり、2050 年カーボンニュートラル達成に向け、原子力とともに自然エネルギーを推進する。自然エネルギーの導入を加速させる法案を 2023 年 3 月に採択した。ロマン・ジスラー「日本政府が伝えない、欧州の原子力発電の現実」(2023 年 4 月 4 日)

[9] 「何割がプリドミナントリーかというのは、必ずしも決まった定義はないのでしょうが、少なくとも半分以上というところでもって、よしと。」(2022 年 5 月 31 日山口環境大臣記者会見)

[10]「2030 年前碳达峰行动方案的通知」
http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm
http://www.news.cn/english/2021-10/27/c_1310270985.htm（英語版）

[11] 中国国家能源局発表。http://www.gov.cn/xinwen/2023-02/14/content_5741481.htm

2. 日本の GX 戦略の危うさ

欧州、米国、中国が 2022 年に二つの危機の進行を背景にそれぞれのエネルギー戦略を策定したことに対し、日本政府は 2023 年 2 月 GX 基本方針を閣議決定した。GX 基本方針は 2021 年策定のエネルギー基本計画が掲げた「再生可能エネルギーの主力電源化」を継承し、いくつかの前向きな記述はあるものの、導入目標に関しては 2030 年度 36〜38%という目標から一歩も出ていない。G 7 が 2022 年に合意した 2035 年への電源脱炭素化への言及は全くない。

GX 基本方針、およびこれを受けた一連の法整備の中で、岸田政権が最も力点を置いているように見えるのは、原子力発電の活用である。GX 基本方針では、原子力発電を「脱炭素効果の高い電源」として「最大限活用する」方針を明記し、原子力基本法の改正案の中では新たに「脱炭素社会の実現」を原子力開発の目的に追加した。東京電力福島第一原子力発電所事故以降、封印してきた原子炉新設の方針を突如打ち出し、既存原発については「原則 40 年、延長 20 年」というこれまでのルールを国民的議論や国会の審議もないまま唐突に改め、「一定の停止期間に限り、追加的な延長を認める」という方針を打ち出した。

新増設については「次世代革新炉」の開発を喧伝するが、あげられている 5 つの技術の中で唯一、商用炉の実現をめざすとする「革新軽水炉」についても、GX 基本方針のロードマップでは製作・建設に着手するのは 2030 年代に入って何年後かになることが示されている。「廃炉を決定した原発敷地内での建て替え」という方針も考慮すれば、2030 年代はおろか 2040 年代の実現も見通せない。

既存原発の再稼働は岸田政権の目論見どおりに進んだとしても、2030 年度に電力の 20〜22%を供給するという目標には到達しようがない。安全審査への電力会社の対応の遅れ、繰り返えされる電力会社の不祥事、地元自治体の同意の困難、訴訟リスクなどを勘案すれば、2030 年度でも 2035 年度時点でも原子力発電による電力供給量はたかだか 10%程度にとどまるだろう。岸田政権がめざす運転期間の延長については、ルールを変えても実現の見通しが立ったとは言えない。世界ではこれまで 60 年を超えて運転されている原子炉はなく、閉鎖された原子炉の平均運転期間は 28 年である。

結局、原子力発電は日本の脱炭素化の主要な担い手になりうるものではない。

石炭火力を延命する政府の「ゼロエミッション火力」

岸田政権が脱炭素電源のもう一つのオプションとして売り込みに躍起となっている「ゼロエミッション火力」と称する発電である。グリーン水素を燃料とする発電が太陽光発電・風力発電が圧倒的に多くの電力を供給する段階で、調整的な電力として一定の役割を果たすことはありうる。しかし、政府が重点的に推進しているのは、こうした本来のあり方とは全く異なり、石炭火力の中でアンモニアを混焼させる発電である。

石炭火力へのアンモニア混焼発電は、生産段階での CO_2 排出を抑えたグリーンあるいはブルーアンモニアを使い、2030 年代への本格運用が目指されている 50%混焼が実現したとしても、その二酸化炭素排出量は既存の天然ガス火力発電を上回る。2035 年までに電力部門を少なくとも大部分は脱炭素化しようとするときに、まさに同じ時期から天然ガス火

力を上回る CO_2 を排出する石炭アンモニア混焼発電を開始しようとする計画は、合理的なものとは言えない[12]。日本政府と電力会社はこの石炭アンモニア混焼発電を東南アジアに展開することを目指しているが、すでに現地の環境 NGO などから、日本の試みが東南アジアの脱炭素化を妨げるものだという批判が始まっている[13]。

「ゼロエミッション火力」のもう一つの担い手とされる、CCS 付き火力発電にいたっては、GX ロードマップでも「2030 年までの CCS 事業の開始(CO_2 の圧入）に向けた事業環境整備」と記載されるだけで、いったいいつから火力発電での実用段階の稼働を目標とするのか、何の記述もない。そもそも CCS 付き火力発電は 1970 年代から開発がすすめられたが、現在、世界で稼働しているのはカナダの 11.5 万 kW の小型発電所、バウンダリーダム発電所だけしかない。その CO_2 回収実績は排出量の 6 割程度にとどまっており、脱炭素電源と評価できるものではない[14]。

日本での CCS 活用で更に問題なのは、貯留場所が国内では確保されていないという点である。2021 年のエネルギー基本計画策定時に政府の審議会に提出された資料では、日本国内で貯留できない CO_2 を毎年 2 億 3500 万トンから 2 億 8200 万トンも海外に輸出するというシナリオが示されている[15]。2023 年 3 月に策定された政府の「CCS 長期ロードマップ検討会最終とりまとめ」でも、「有望な海外の貯留ポテンシャルの活用は有力な選択肢の一つとなる」「国内外で CCS プロジェクトの立ち上がりが不十分である現状では貯留先の国内外での比率は決められず、あらゆる選択を追求する。」「日本からの CO_2 輸出を前提とした具体的な交渉を複数国と開始」と明記されている。CO_2 の輸出先として想定されているのは、岸田政権が「アジアゼロエミッション共同体」構想で対象としている東南アジア諸国である。これがアジアの脱炭素化をリードしようとする日本の政策としてまっとうなものなのだろうか。

3. 日本でも 2035 年に自然エネルギーによる電力部門の脱炭素化を

GX 基本方針の内容を検討すれば、いっそう明らかになるのは 2030 年までの CO_2 大幅削減、G7 が合意した 2035 年の電源脱炭素化を日本で実現するためには、既に実用段階にあり、日本でもコスト低下の進む自然エネルギー電源の導入をいっそう加速する以外にない、という自明の結論である。

2011 年に福島第一原子力発電所事故を経験し、また、長年にわたって海外からの化石燃料に依存せざるを得なかった日本は、まっさきに自然エネルギーへのエネルギー転換の流れを活かし、脱炭素・脱化石燃料の国際的なリーダーとしての役割を果たすべきであったが、国の政策は古いエネルギー供給体制の維持に固執するものだった。

---

[12] 石炭アンモニア混焼発電は発電コストが高くなり経済的にも合理的な選択ではない。この点については補論で詳述する。

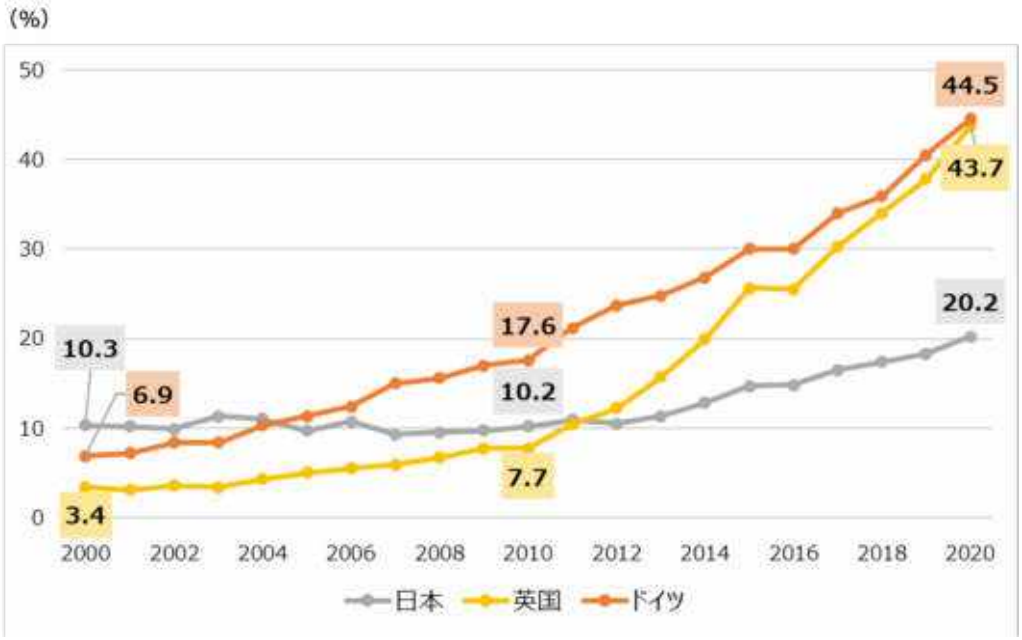
[13] 例えば Dwi Sawung and Gerry Arances ” Japan’s ‘green transformation’ would derail the energy transition in Asia”（2023 年 3 月 2 日）

[14] CCS 火力の問題点については自然エネルギー財団「CCS 火力発電政策の隘路とリスク」（2022 年 4 月 14 日）参照

[15] 地球環境産業技術研究機構「2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告)」（2021 年 5 月 13 日）

国の政策の誤りは、この間に同じ先進工業国のドイツが、また同じ島国の英国が過去 20 年間で電力供給に占める自然エネルギーの割合をわずか数パーセントから 40 数パーセントへと 40 ポイントも増加させたのに対し、日本では 10%から 20%余へ 10 ポイントしか増やしていないという事実に、最も端的にあらわされている。

図 1-3：日本・英国・ドイツにおける自然エネルギー電力のシェア（2000～2020 年）



出典：Enerdata "World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2021"より自然エネルギー財団作成

現時点で自然エネルギー電力が 20%余しかなく、原子力発電も実際に大きな供給力を見込むことのできない日本が、2035 年に全電源脱炭素化という目標に近づくのは容易なことではない。しかし、この目標を不可能として切り捨てるのは、気候危機への世界の挑戦に背を向けることである。気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の第 6 次統合報告書は、1.5℃目標の実現には 2035 年までに 2019 年比で二酸化炭素の 65%削減が必要なことを明らかにしている。

同時に、世界が安価な自然エネルギー電力を中心に脱炭素化を進める中で、日本が化石燃料に依存した高排出で高コストな電力に依存しつつづけ、経済的にも不利な立場に自ら落ち込むことになってしまう。新たなパンデミックへの懸念、ロシアのウクライナ侵略による国際的な緊張の高まりにより、サプライチェーンの再構築を進め製造拠点を国内にもどす動きが強まっている。しかし、こうした動きも日本の自然エネルギー電力開発が遅れれば、必要な排出量削減が不可能となる懸念から頓挫してしまう。

国の政策の立ち遅れと歪みは深刻だが、一方で日本には本来、豊富な自然エネルギーポテンシャルがあり、企業、自治体、地域ではこの可能性を活かす様々な先進的な取り組みが進んでいる。こうした非国家アクターの動きの加速が国のエネルギー政策を転換させれば、これまでの立ち遅れを一気に取り戻し、日本でも 2035 年に自然エネルギーによって電力部門の大半の脱炭素化を実現することは十分に可能である。

本報告書の位置づけと 2035 年に向けた議論・行動の提起

こうした状況と認識を踏まえ、自然エネルギー財団では 2035 年に日本がめざすべき脱炭素のエネルギーシナリオに関する一連の調査研究を進めていくこととした[16]。エネルギー基本計画は通常、３年ごとに改定される。2021 年に制定された第 6 次エネルギー基本計画は 2024 年に改定時期を迎えることになり、本年後半以降から改定に向けた検討が始まることも想定される。

本報告書はその第 1 弾であり、真っ先に脱炭素が必要な電力部門を対象とするものである。自然エネルギー財団では、2021 年 3 月に「脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」を策定し、脱炭素を実現する 2050 年のエネルギーシステムの姿を示した。本報告書では、この戦略を念頭におきつつ、電源別に自然エネルギーの 2035 年までの導入可能性を具体的に、いわば積み上げ的に検討した。2050 脱炭素の実現に向け、これまでの延長線上の取組では不十分な電源もある。最後の第 6 章では、導入加速に必要な規制改革などの課題を主要な 7 点に絞って提起している。

自然エネルギー財団では、本報告書に続き、電力以外のエネルギー源を含めた 2035 年のエネルギーミックスのあり方を検討していく予定である。その過程において本報告書で示した電力需要量と電源別供給量の妥当性についても再度、検討を行う。また今回の報告書が提案する電源構成により、安定的な電力供給が行えるかの検討は、並行して行った自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網研究の成果[17]を援用し簡易的に行った。この点に関しては、全体的な電力コストの検討もあわせ、改めて電力需給シミュレーションを行い、第 2 弾以降の報告書で順次カバーしていく予定である。

日本では 2035 年のエネルギーミックスに関する議論は、いまだ殆ど開始されていない[18]。本報告書の最大の目的は、1.5℃目標を実現するために必要な世界の取組みとその議論に、日本がまっとうに参加することができるように、あるべきエネルギー戦略の議論を直ちに開始することを、日本の企業、自治体、NGO、地域、そして政府に呼びかけることである。自然エネルギー財団は、こうした議論が活発に、そして迅速に行なわれ、2030 年、2035 年までの大幅削減を日本で実現する道が明らかになり、次々に実行されていくことを期待し、そのための努力を重ねていく。

---

[16] 自然エネルギー財団は、これまでに 2030 年、2050 年のエネルギーミックスについて以下の調査報告や政策提案を公表している。
「脱炭素社会へのエネルギー戦略の提案」（2019 年 4 月 26 日）
「2030 年エネルギーミックスへの提案」（2020 年 8 月 6 日）
「2030 年における電力需給バランスとコストの検証」（2021 年 2 月 10 日）
「Renewable Pathways：脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」（2021 年 3 月 9 日）
「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方」（2023 年 4 月）

[17] 自然エネルギー財団「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方」（2023 年 4 月）

[18] 米国のローレンス・バークレー国立研究所は「2035 年日本レポート： 電力脱炭素化に向けた戦略」を 2023 年 3 月に公表し、2035 年に再生可能エネルギー発電で 70%、原子力発電で 20%を供給することが可能だとしている。

第２章　太陽光発電の導入可能性

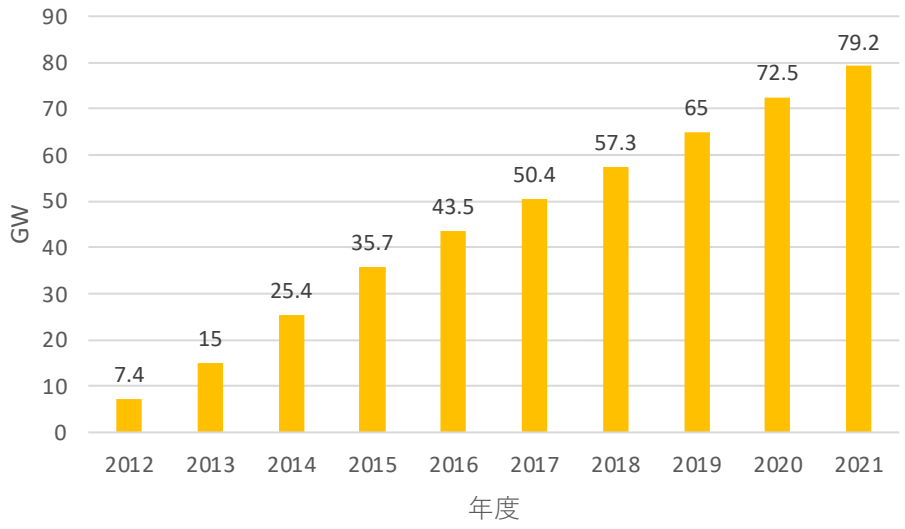
1.　太陽光発電の導入状況

導入状況

日本の太陽光発電の 2021 年度末の導入量については、日本の代表的な太陽光発電コンサルティング企業である株式会社資源総合システム（以下、RTS）が、独自に構築してきた個別プロジェクトのデータベースなどに基づき、79.2GW（DC ベース）の導入量と推計している。この数字は、日本が IEA-PVPS に報告している暦年の数字 78.4GW に対応したものとなっている[19]。

同年度の発電量は、総合エネルギー統計では 86.1TWh と報告されている。

図　2-1：日本の太陽光発電の累積設備容量



出典)RTS データより自然エネルギー財団作成

規模別の導入状況を見ると、10kW 以上が 52.5GW$_{AC}$、10kW 未満が 13.0GW$_{AC}$ である（10 電力接続状況）。FIT 制度における報告データでは、主に住宅用と想定される 10kW 未満では未稼働量は少なく、ほとんどが一年以内に運転開始をしている。一方で、10kW 以上については未稼働案件が多い。特に 2013～2016 年度に認定されたものに未稼働案件が多かったが、その後は減少傾向にあり、2021 年度末時点では 16GW$_{AC}$ が未稼働として残っている。

今後の導入予測において重要になるのは、その設置場所である。しかし、これまでの FIT 買取区分は規模別になっており、公式な統計データは存在しない[20]。その中で、RTS は独

[19] IEA PVPS (2022) National Survey Report of PV Power Applications in Japan 2021 を参照。なお、日本が国際再生可能エネルギー機関（IRENA）に報告している DC ベースの数字では、74.2GW（暦年）となっている。
[20] 2024 年度から、「屋根設置」区分を設け、屋根設置向けの調達価格・基準価格が設定される予定である。

自に構築してきた個別プロジェクトのデータベースなどに基づき、2021年度末の導入状況を、建物系で31.6 GW（FIT前導入の5.1GWを含む）、土地系（地上設置型）で47. 6GWの全部で79.2GWの導入量と推計している。

太陽光発電の容量の表記（DCとAC）について

太陽光発電の発電容量の表記には、DC（直流、太陽電池モジュール出力）とAC（交流、パワーコンディショナー出力）がある。国際的にはDCベースが一般的であるため、本レポートではDCベースを基本とし、特に断りのない限りDCベースでの表記とする。一方で、エネルギー基本計画やFIT統計など、日本政府の数値はACベースになっていることが多いため、その場合はGW_{AC}と表記する。

太陽電池モジュール価格の低下により、パワーコンディショナーに比べてモジュールの出力を高める「過積載」により、朝夕や日射の弱い状況下でも発電量を稼げるようにする施工方法が一般的になっている。この過積載率（DC/AC比率）を考慮することで、ACベースの定格主力をDCベースに変換することができる。この過積載率は、2021年度で10～50kW未満：179%、50～500kW未満：138%、500kW～1MW未満：141%、1MW以上：135%と報告されており[21]、通常ではDCベースの方が1.2～1.5倍程度大きな数字となる。

導入ポテンシャル

日本の太陽光発電のポテンシャルは大きい。環境省が行っているポテンシャル調査では、建物系で455GW（発電量598.5TWh）、土地系で1,005GW（1,272TWh）、合計1,460GW（1,871TWh）と、日本の電力需要のおよそ2倍に相当する大きなポテンシャルが報告されている[22]。

政府や業界団体等の導入見込み

2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画では、太陽光発電について、前回策定時の$64GW_{AC}$を大幅に上方修正し、野心的水準として117.6 GW_{AC}（146TWh）という目標が掲げられた。現行政策努力継続ケースでは、$87.6GW_{AC}$（109TWh）、政策対応強化ケースでは$100GW_{AC}$（124TWh）とされていたものを更に引き上げたものである。

業界団体であるJPEA（一般社団法人太陽光発電協会）は、2020年5月に「JPEAビジョン・PV OUTLOOK 2050」を発表している。2050年までの温室効果ガス80%削減を前提に、最大導入ケースとして420GWを目指すことを目標に掲げた。その後、2021年3月には、政府の2050年カーボンニュートラル宣言を受けて、2050年度の目標を2040年代に前倒し達成を目指すとともに、2030年度に125 GW_{AC}(153TWh)を導入するという野心的目標を公表している。

[21] 調達価格等算定委員会「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」（2023年3月8日）
[22] 事業性を考慮した導入ポテンシャルについては、2022年度に検討が行われており、2023年4月以降に公表される予定である。

2. 発電コストの現状と今後

太陽光発電システムのコストは、世界的に大幅に下落し、エネルギー転換の原動力となっている。日本においても、FIT 導入後太陽光発電のコストは低減を続けおり、すでに最も経済的な電源になっていると言える。

現状の太陽光発電(事業用)の発電コストについては、中規模クラス(高圧レベル)の発電コストを調達価格等算定委員会の数値から計算すると、12.0 円/kWh となった。調達価格等算定委員会が、継続的に実績値を収集・整理しているこれまでのシステムコストについて、建物・土地系の両方について、システム費用（パネル費用)、工事費ともに順調に低下していることが確認されている。その他機関の推計としては、RTS は 8.1～12.6 円/kWh（住宅用およびメガソーラー)という数値を、国際的な調査機関であるブルームバーグ NEF（BNEF）も中位値として 8.8 円/kWh[23]を報告している。

今後についても、コストのさらなる減少が予測されている。自然エネルギー財団の研究では、太陽電池モジュール単価等ハードウェアの価格低下と性能向上に加えて、日本の地理的条件に合致した設計と施工や、管理の新たな手法の開発により、いっそうのコスト低下が期待できることを示している。さらには今後、森林を造成するような開発案件は減少することから、造成のための費用も小さくなっていくと考えられる。

具体的には、2030 年には、自然エネルギー財団（REI)、RTS、ブルームバーグ NEF の 3 機関ともに、ほぼ同水準の 5 円/kWh 前後レベルを予測している（図 2-2)。2035 年にかけては、ブルームバーグ NEF はさらに発電コストの低減が進むとみており、4.2 円/kWh に低減すると推計している。業界団体である JPEA の予測は、これらに比べるとやや慎重なものになっているが、好条件が揃ったトップランナー案件では 2025 年頃に、全領域では 2030 年に 7 円/kWh の実現を目標としている[24]。

一方で、政府の発電コスト検証ワーキンググループ（以下、発電コスト WG）による推計では、開発適地がなくなるため、ほとんどコストが下がらないとし、2030 年度で 10.5 円/kWh という数字を示して、政策形成の根拠としているのは問題である。

こうしたコスト低減の結果、現状でも系統電力を購入するよりも、太陽光発電を自家消費した方が経済性があるという状況が出現している。近年発表が相次ぐ、コーポレート PPA[25]の計画はその証左である。2035 年に向けては、電気料金のボラティリティの回避も重要になってくるため、FIT/FIP 制度に頼らずとも経済的なメリットを享受できるかたちで、太陽光発電が選択されることが加速していくと想定される。

なお、2020 年から 2021 年にかけては、原材料不足等による供給減少、サプライチェーン混乱から価格が上昇した。業界団体も、部材のコスト上昇が見られことを会員企業向け

---

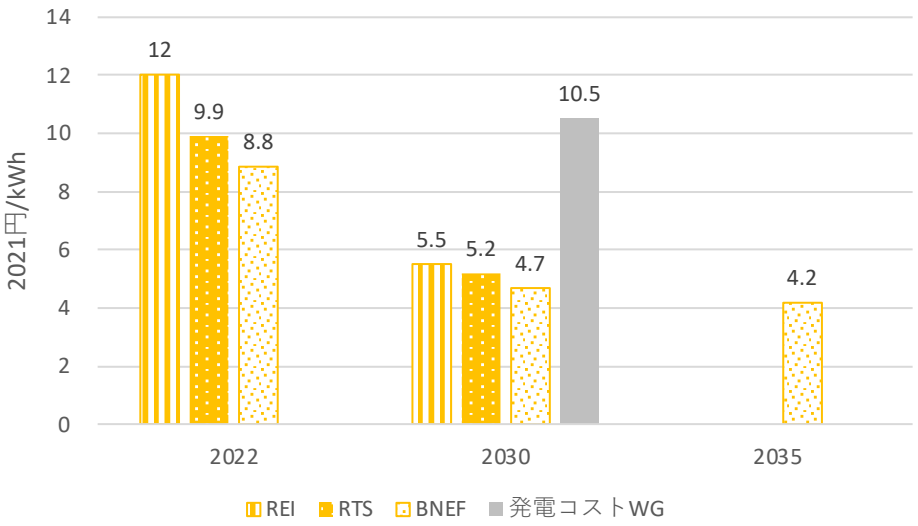
[23] 2021 年の米ドル価格で計算されているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

[24] （一社）太陽光発電協会「太陽光発電の現状と自立化・主力化に向けた課題」（第 79 回調達価格算定委員会、2022 年 11 月 1 日）

[25] Power Purchase Agreement の略。売電事業者と需要者が、電気の売買契約を直接締結すること。

のアンケートで明らかにしている[26]。しかし、これらの減少は一時的なものと考えられており、中長期的には継続的に価格低減が進むと考えられる。

図 2-2：太陽光発電の発電コスト（実績と見通し）



（注）耐用年数：発電コスト WG および REI は 25 年としているのに対し、BNEF は 30 年としている。割引率：BNEF は、3.3%＋インフレ率として算定しているが、発電コスト WG および REI は 3 %とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEF の計算は 2021 年の米ドル価格で行われているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

出典）「日本の太陽光発電の発電コスト現状と将来推計」（自然エネルギー財団、2019 年 7 月）、㈱資源総合システム「日本市場における 2030 年に向けた太陽光発電導入量予測（2022 年版）」（2022 年 3 月）、ブルームバーグ NEF(2H 2022 LCOE Update, 2022)、発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)より自然エネルギー財団作成

3. 建物系太陽光発電開発の可能性と課題

住宅の屋根置きは、これまでも最も普及した太陽光発電システムの設置形態であった。2035 年に向けては、住宅のみならず、非住宅建物への導入が公共・民間を問わず加速すると予測され、最も成長が期待できるセグメントである。土地を専有する地上設置型に比べると、太陽パネル下の建物と空間を共有できるため、土地の競合が起こりにくいというメリットもある。

背景には、前述のコスト低下があり、2022 年から上昇している昨今の電力価格を考慮すれば、太陽光発電の自家消費を中心とした電力利用に切り替えた方が経済的なメリットが大きいことがある。加えて、建物屋根への設置は、系統接続が問題になることも少なく、余剰電力は売電することができる他、基本料金を抑えることも可能である。さらには蓄電池を併設しての利用も経済的なメリットが期待できる状態になりつつある。

住宅

新築住宅への太陽光発電システムの設置率は、経済性の向上もあって上昇傾向にある。太陽光パネルの変換効率の向上や架台の改良により、省スペース化や軽量化が実現し、導

[26] 前掲注 24

入を後押ししている。しかし、現状の導入率は 3 割未満にとどまっており[27]、これを原則すべての住宅に設置できるようにする政策が必要である。

既築住宅については、1990 年代に強化された高い耐震性能を持つ物件が相対的に増加することで、既存ストックの優良化が進み、後付けでも搭載可能な物件が増えることが予測される。新築同様に軽量モジュールの開発支援や、住宅の耐用年数を考慮した支援などが求められる。

集合住宅については、戸数あたりの屋根面積が小さいことに加えて、居住者の合意形成や電力の配分管理の煩雑さなどから、現状の導入は限定的なものにとどまっている。一方で今後は、分譲集合住宅メーカーによる標準搭載や、賃貸集合住宅メーカーあるいはオーナーによる導入が期待されており、こうした取組を支援する政策が必要である。

民間一般建物（非住宅）

コスト意識の高い民間の一般建物において、これまでの太陽光発電の導入は、環境意識の高さを示すシンボリックなものか、災害時のレジリエンス向上のものなどに限られていた。しかし、近年は企業の工場や物流倉庫の屋根などを利用して太陽光パネルを設置し、自家消費を行う事例が増えている[28]。

背景には、金融機関などステークホルダーからの要求もあって、企業自らがサプライチェーン全体を含めた企業活動の脱炭素化にコミットし始めたことがある。加えて、電気を外部から購入するよりも、経済的なメリットが出てきたことが大きい。このようなことから、屋根だけではなく、駐車場などの利用も含めて、敷地内の空間を最大限活用した太陽光発電の導入が進むと考えられる。

公共建築

公共建築物についても、民間の物件と同じく、経済的な理由から太陽光発電への切り替えが進むと考えられる。さらに、地球温暖化対策推進法（以下、温対法）に基づく政府実行計画に、公共建築物への原則設置が盛り込まれた。設置可能なものに絞ると、2030 年度までに 50%（7.9GW$_{AC}$）、2040 年度までに 100%（15.9GW$_{AC}$）の建物で設置することが政府全体の目標となっている[29]。

公共施設の 4 割を占める学校施設については、文部科学省が 2022 年度に「学校施設の脱炭素化に関するワーキンググループ」を開催し、「2050 年のカーボンニュートラルの実現に資する学校施設の ZEB 化の推進について」という報告書の中で、太陽光発電設備のさらなる導入の必要性が確認されるとともに、今後の方向性の取りまとめが行われた[30]。

---

[27] 株式会社資源総合システム「日本市場における 2030 年に向けた太陽光発電導入量予測（2022 年版）」（2022 年 3 月）

[28] 自社で太陽光発電システムを所有し運転を行う場合と、発電事業者が所有し、そこから電力供給を受けるオンサイト PPA と呼ばれる 2 つのモデルがある。

[29] 環境省「公共施設への太陽光発電の導入等について」（第 20 回再生可能エネルギー等規制等総点検タスクフォース、2022 年 3 月 31 日）

[30] 学校施設の在り方に関する調査研究協力者会議
（https://www.mext.go.jp/b_menu/shingi/chousa/shisetu/066/index.html）

インフラ施設

上記の公共建築と重複する部分もあるが、空港や鉄道などの運輸部門、上下水道施設など、あらゆる公的なインフラについて、可能な限りの再生可能エネルギーの導入を進めることが、国土交通省の環境行動計画などに盛り込まれている。

道路および関連する建物や土地への設置については、料金所やトイレなどの屋根、中央帯や未利用地などの利用についての技術面での考え方が整理され、今後の導入が期待される[31]。

駐車場

駐車場はその用途の特性上、多くが建物に隣接し、広い面積を有するものも多い。建物での自家消費に加えて、電気自動車（EV）の充電設備の導入とも相性がよい。そのため、環境省の補助事業も始まっており[32]、今後の成長が期待できるセグメントである。

新規技術による導入

建築物への導入を加速させるための技術開発も行われている。従来よりも軽量化と効率の向上を図ることで、これまで設置が難しかった狭小住宅や、狭い屋根スペースを活用して搭載枚数を増やすなど、日本の市場環境に合わせた技術開発が行われている。

また、壁面への垂直設置や、外壁やバルコニーの手すりなどの建材一体型の製品が市場に投入され始めている他、ロールスクリーン一体型のように実証実験が始まっているものもある。こうした新たな製品が、設置場所の可能性をさらに広げると考えられる。

発電効率が高く、かつ軽量で曲げることができるペロブスカイト型太陽電池については量産化に向けて研究開発が進んでおり、壁面など設置可能な場所を増やすことにつながることが期待されている。

図　2-3：建材一体型太陽光発電設備の例

（左：採光型パネルの屋根、中央：バルコニーの手すりとの一体型、右：ロールスクリーン一体型）

出典）AGC 株式会社、株式会社カネカ、株式会社 LIXIL

[31] 国土交通省道路局「道路における太陽光発電設備の設置に関する技術面の考え方（案）」（第 18 回道路技術小委員会 配付資料、2023 年 3 月 13 日）

[32] 環境省令和 3 年度二酸化炭素排出抑制対策事業費等補助金（PPA 活用等による地域の再エネ主力化・レジリエンス強化促進加速化事業）のうち再生可能エネルギー事業者支援事業費（駐車場を活用した自家消費型太陽光発電設備（ソーラーカーポート）の導入を行う事業）

4. 土地系太陽光発電開発の可能性と課題

野立てとも呼ばれ、地上に架台を建設しての太陽光パネルの設置は、FIT 開始以降もっとも導入が進んだ設置形態である。これまでは、FIT 買取価格が高額であったことから、投資目的での大規模な案件が多かった。しかも、一定規模でまとまって存在する農地[33]は転用規制が厳しいことから、結果的に森林を伐採しての開発が増えた。このことにより、地域での反対を招く事案も少なからず存在した。

しかし、FIT 価格の低下により造成費用の負担が難しくなったこともあり、森林を開発しての案件は減少している。一方で、農地の一時転用が認められたことにより、営農型の太陽光発電や、農業振興農地以外の耕作放棄地を活用しての小規模な案件が各地で増加しており、今後の成長の主軸になると予想される。

一方で、今後増加すると想定される低圧・高圧の太陽光発電については、ローカル系統もしくは配電系統と呼ばれる下位系統に接続する必要がある。これら系統についても接続時の課題を解決するために、基幹系統と同じくノンファーム型接続が 2023 年 4 月から適応されることが決まっているが、混雑状況の分析・情報公開などが行われる必要がある。

森林・ゴルフ場

森林については、保安林以外の普通林であれば、1ha 未満については伐採届で、1ha 以上でも林地開発許可などで開発を行うことができた。そのため、1ha 以上の林地開発だけで、多い年で 3,000ha 以上の森林が開発され、2021 年度までの累計で 8GW 程度が導入されたと推計される。

一方で、FIT 買取価格の低下とともに、このような開発は減少傾向にあり、1ha 以上の開発については 2020 年と 2021 年は 1,000ha を下回った。加えて、森林法が改正され、太陽光発電のための林地開発許可の面積下限が 0.5ha に変更され、法令違反に対する対応の厳格化などが制度化された。こうしたことにより、林地開発を伴う太陽光発電の導入は減少していくと考えられる。

FIT を活用して、ゴルフ場としての経営が不採算な場所を中心に、ゴルフ場から太陽光発電への転換も相当程度あったと考えられる。ただし、会員権の精算が必ずしも容易ではないことなどから、今後の転用は限定的なものにとどまると見込まれている[34]。

農地

転用が難しいとされる農地であるが、太陽光発電の導入は確実に進んでいる。2015 年から 2020 年まで毎年 1,250～2,000ha 弱（8,000～10,000 件）が転用され、期間中の平均導入量は 1.2～1.6GW/年、累積導入量は 11GW 以上と推計され、これは森林での開発量を上回る。これらの案件の平均面積は 0.17ha/件と小規模であり、転用可能な第二種農地に

---

[33] 農業上の利用を確保すべき土地として市町村に指定されると、他用途への転用は禁止となる（農業振興地域制度）。

[34] パシフィコ・エナジー株式会社「再エネ導入見通しについて」（第 27 回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、2021 年 3 月 12 日）

おいて、後継者不足などの理由で農業経営の継続が難しくなった場合の土地の有効活用の手段として、太陽光発電が選択されてきたものと考えられる。

一方で近年は、高い架台に設置された太陽光パネルの下で農業生産も行う、営農型太陽光発電（ソーラーシェアリング）の導入量が伸びている。足元の導入量については、一時転用許可実績ベースでみると、2020 年には 779 件にまで増加した。FIT の事業計画認定ベースでも、低圧案件（50kW 未満）だけで 2020 年度に 3,559 件、2021 年度には 4,070 件と増加傾向であることが確認できる。さらに、これまでの平均容量は 150kW 程度だったが、特別高圧もしくは高圧規模の大型の計画も発表されている。

営農型であれば、農用地区域内農地と第 1 種農地であっても一時転用が認められ、「周辺の農地の平均水準と比べ 8 割以上」とされてきた単収[35]要件も撤廃されたことが導入を後押ししている。また、営農型太陽光発電は社会的な受容性が高く、農業の自家用電源として活用可能な他、企業の PPA 締結先としてニーズが高まっていることから、今後増加していくことが期待されている。

図 2-4：営農型太陽光発電の事例（大木戸ソーラーシェアリング）

出典）千葉エコ・エネルギー株式会社

環境省 REPOS（再生可能エネルギー情報提供システム）における営農型を前提とした耕地での太陽光発電ポテンシャルは、田が 298.6GW、畑が 472GW と非常に大きい。営農型太陽光を促進する事業者団体である ASPEn（一般社団法人太陽光発電事業者連盟）は、2030 年時点で 45GW$_{AC}$、2050 年には 90GW$_{AC}$ の導入を提言している。

水上（ダム・ため池・湖沼・海面など）

水上設置について、NEDO（国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構）が 38.8GW というポテンシャルを示している[36]。そのうち、ため池については、環境省が 4.4GW のポテンシャルがあると推計している[37]。水上設置は夏期のパネル表面温度の上昇を緩和するとともに、パネルの影になった部分の湖水温度が低下することで、対流を作り

[35] 単位面積あたりの収量または収入
[36] NEDO「再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」（2014 年 2 月）
[37] データ利用許諾が得られたもののみ。㈱エックス都市研究所ら「令和 3 年度再エネ導入ポテンシャルに係る情報活用及び提供方策検討等調査委託業務報告書」（2022 年 3 月）より。

出し、水質の向上につながるなどのメリットがあることも報告されている。一方で、強風に煽られたことによる火災などの事故を受けて、導入の手引き[38]や施工ガイドライン[39]などが整備されるとともに、フロート（浮き）の改良も進んでおり、今後の着実な普及が期待されているところである。

その他

これらに加えて、雑草地や裸地、篠地（笹地）などの土地については、太陽光パネル設置が物理的に容易であり、自然環境保全地域や鳥獣保護区などの条件を除いても、130GWのポテンシャルがあるという研究もある[40]。

5. 2035 年までの導入量の推計

以上より、大きくは建物系と土地系（地上設置型）に分け、各セグメントの 2035 年度時点における導入量を推計した。政府の政策的な目標の多くは、AC ベースの容量表示になっているため、調達価格算定委員会で報告されている「過積載率」の実績および JPEA のビジョンを参考に、建物系については 125%、土地系については 140%を乗じて DC ベースの容量に変換した。

建物系：2035 年度末に 159GW

住宅については、第 6 次エネルギー基本計画では 2030 年までに新築住宅の 6 割の導入が目標とされている。しかし、自然エネルギー電力を増加させることの緊急性を鑑み、2035 年には、原則すべての新築住宅に太陽光発電設備が導入される必要がある。東京都や川崎市など先進的な自治体はすでに、新築住宅への設置義務制度を導入しており、設置率は着実に高まっていくと予想され、これを加速化させることが重要である。

そのため、2030 年度には 80%、2035 年度には 95%の導入率が達成されると想定した。また、一軒あたりの搭載量についても、省スペース化や軽量化が進むことで、現状の 5.3kW/軒から 2030 年には 6.0kW/軒に増加し、2035 年にかけても同様のペースで上昇するとした。住宅着工数予測のうち、戸建て新築着工数にこの導入率および 1 軒あたりの設備容量を乗じて、日本全体の導入量を計算する。既築住宅についても、軽量化および省スペース化などの技術開発により、年間 4%の割合で導入件数が増加するとした。

集合住宅については、FIT/FIP 制度においても、10-20kW の屋根設置についても、配線図等から自家消費を行う構造が確認できれば、30%以上の自家消費をしているものとしみなして、余剰分を FIT/FIP で売電できるような導入促進政策が取られるようになった。こうした政策を適切に実施することで、およそ 0.1GW/年のペースで今後の導入が確実に進み、期間中に 1.5GW が導入されると想定した。

---

[38] 農林水産省「農業用ため池における水上設置型太陽光発電設備の設置に関する手引き」（農林水産省農村振興局、2021 年 9 月）

[39] NEDO「水上設置型太陽光発電システムの設計・施工ガイドライン（2021 年版）」（2021 年 11 月）

[40] 「土地利用を考慮した太陽光発電および陸上風力の導入ポテンシャル評価」（電力中央研究所、2019 年 3 月）

公共施設については、既導入量が 1.9 GW_{AC}（2.4GW）あるが、2040 年度までに 100%（17.5GW=15.9 GW_{AC}）、2030 年度までに 50%（9.9GW=7.9 GW_{AC}）というのが政府目標となっているが、2040 年度の目標を前倒しで達成し、2035 年度に 100%、2030 年度には 75%の搭載率とする。なお、政府目標には、老朽化した物件などはあらかじめ控除されている。

これに加えて、空港や鉄道など民間も含めたインフラ系の建築物や駐車場については、「空港の再エネ拠点化等の推進」により 2030 年までに 2.3 GW_{AC} が導入されるなど、国交省を中心とした政策的イニシアティブにより 5 GW_{AC}（6.3GW）の導入を見込む。

一般建物については、経済的な障壁はほぼなくなっており、設置スペースの制約などを除けば、ポテンシャルのほぼ全てが使われてもおかしくない。まず、工場・倉庫については、REPOS で推計されているポテンシャル 25GW のうち 20GW が導入されるとする。加えて、その他建物では、230GW 以上のポテンシャルがあるが、業界見通しなどを参考に、2035 年までには 35GW の導入を見込んだ。加えて、オンサイト PPA 補助金（環境省・経産省連携事業）により、経済的な条件が十分でないとところについても導入が進み、10GW_{AC}（12.5GW）の目標が達成されるものとする。

最後に、新用途として、建材一体型などの新製品開発により、壁面や手すりなどの導入が進む。加えて、政府は、2030 年までにペロブスカイトの GW 級の量産体制が構築されることを目標としている[41]。これらにより、2035 年までについては、累計で 7GW が導入されると見込む。

以上をまとめると、2022 年度以降の導入量は 127.4GW となる。これに 2021 年度までの導入量 31.6GW と合わせると、2035 年度の累積導入量は 159GW になる（表 2-1）

[41] 西村 GX 実行推進担当大臣兼経済産業大臣提出資料「GX 実現に向けた基本方針（案）参考資料」（2022 年 12 月 22 日）

表 2-1：2035 年までの建物系の導入量（GW）

区分			2021 年度まで	2022 年度以降	2035 年度末
建物系	住宅	戸建て（新築）	16.6	18.4	45.8
		戸建て（既築）		9.2	
		集合住宅		1.5	
	非住宅	公共建築	2.4	17.5	19.9
		インフラ（建物）	12.6	6.3	93.4
		工場・倉庫		20.0	
		その他一般建物		35.0	
		国支援分		12.5	
		新用途（壁面等）	0.0	7.0	
	建物系・計		31.6	127.4	159.0

出典)自然エネルギー財団作成

土地系（地上設置型）：2035 年度末に 121GW

土地系の導入については、とりわけ地域と調和したかたちでの導入を進める必要がある。改正された改正温対法などに基づき、地域内の未利用地を「促進地域」として指定するなど、地域の空間を有効に活用していくことが前提となる。

また、もう一つの課題であるローカル系統への接続については、適切なシミュレーションを行うための混雑状況についての情報の蓄積・公開を更に進めることで、適切な立地に電源を誘導し、必要な場合には配電系統や変電所の増強が行われることが前提となる。

まず、既認定案件のうち未稼働のものが 22.4GW(16 GW_{AC})があるので、長期エネルギー需給見通しでの想定と同じく 75%稼働とすると、今後 16.8GW(12G GW_{AC})程度の導入があると想定される。森林等の開発はここに含まれるが、2022 年度に改正された林地開発許可制度に適切に従うなど、これまで以上に環境に配慮した施工とすることが重要である。ゴルフ場については、業界見通しのペース（50 MW_{AC}/件×10 件/年）[42]で導入が進むものとする。

農地を利用するものは、農業と共生的な導入が進むことが想定される。農地を転用する場合も、農業の担い手不足で、農地の集約化と規模拡大が進む中で、一部の土地を太陽光発電の開発に供することで、農家単位もしくは地域単位での収入源を生み出すことができる。加えて、省労力化のためにスマート農業と呼ばれるようなロボットや IoT などの先端技術を活用しての高度な管理が必要になってくるが、必要な電力需要を自家発電できるようになることが、経営面でのメリットをもたらす可能性がある。

[42] パシフィコ・エナジー株式会社「再エネ導入見通しについて」（第 27 回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、2021 年 3 月 12 日）

このような想定の下、農地を転用しての開発（営農廃止）については、今後はややペースが落ちるものの、1.0GW/年ペースで導入が進むとして、15GW の追加導入を見込む。このときの転用面積は 1,200ha/年程度に相当し、28 万 ha ある荒廃農地（再生利用不可能 19.2 万 ha および再生利用可能 9.1 万 ha）の一部が活用されることが想定される。一方、担い手不足などの要因で農地面積は過去 5 年間では毎年 2.5 万 ha のペースで減少しており、これだけの量の太陽光発電を導入したとしても、全体の減少面積の 5%程度と限定的である。

これに加えて、営農型については、農林水産省を中心とした積極的な支援が行われることで開発も加速することが期待され、毎年 1.0GW/年のペースで導入が進み、2035 年には 15GW を見込んだ。この時の必要面積は 1,200ha/年程度であり、転用防止に貢献する他、再生利用可能な荒廃農地（9.1 万 ha）の一部が活用されることで、農地の保全にも貢献する。

その他の土地を活用した開発も確実に進むと予測される。具体的には、ため池などの水上設置、大型の駐車場、道路・鉄道などその他インフラ系の土地である。これについては、事業者ヒアリングなどに基づき、合計で 17GW の導入を見込んだ。

以上をまとめると、2022 年度以降の導入量は 73.6GW となる。これに 2021 年度までの導入量 47.6GW と合わせると、2035 年度の累積導入量は 121.2GW になる。

表 2 -2：2035 年度までの土地系の導入量（GW）

区分			2021 年度まで	2022 年度以降	2035 年度末
土地系	既認定		47.6	16.8	64.4
	ゴルフ場			9.8	9.8
	農地	農地（営農廃止）		15.0	15.0
		農地（営農型）		15.0	15.0
	その他			17.0	17.0
	土地系・計		47.6	73.6	121.2

出典)自然エネルギー財団作成

以上をまとめると、2035 年度時点では、建物系で 159GW、土地系で 121GW の合計 280GW が導入される。

2030 年度については、期間平均導入量から、建物系で 113.5GW、土地系で 95.0GW の合計 208.4GW の導入が必要である。現行のエネルギー基本計画と比較すると、2030 年の野心的水準は 117 GW_{AC} であるが、DC ベースではおよそ 164GW に相当する（過積載率 140%で計算）。同計画では毎年 10GW 程度の導入量が想定されていることになり、2035 年まで同じペースで導入が進めば 214GW になる。本推計との乖離は少なくなく、2030 年目標の引き上げが不可欠であることが分かる。

発電量

発電容量はすべて DC ベースで表記しているため、設備利用率については、過積載率の考慮前の値とし、一律 14.0%を採用した。これに基づき計算を行うと、発電量は 343.7TWh となる。

表 2-3：2035 年度の太陽光発電の年間発電量の予測（まとめ）

		導入量（GW）	設備利用率（%）	発電量(TWh)
建物系	住宅	45.8	14.0	56.1
	非住宅	113.3	14.0	138.9
土地系		121.2	14.0	148.6
合計		280.2	—	343.7

出典)自然エネルギー財団作成

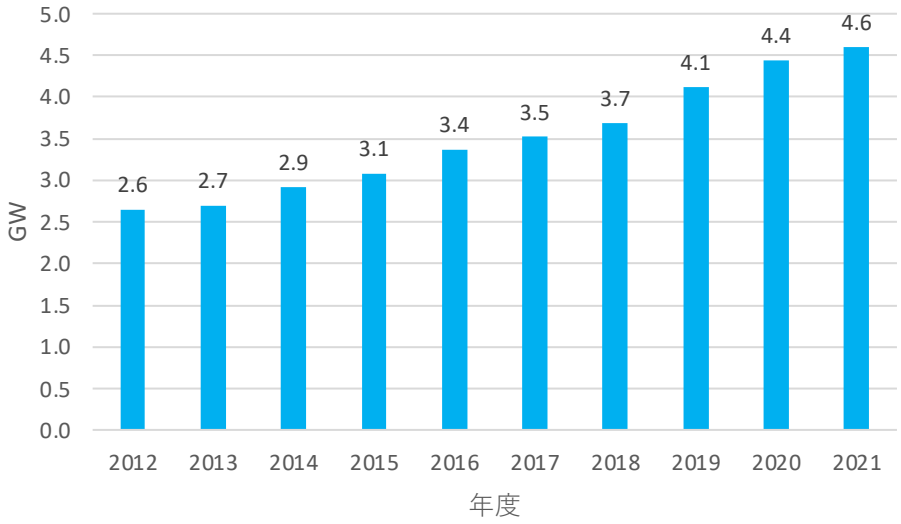
第３章　風力発電の導入可能性

1.　風力発電の導入状況

現在の導入状況

2021 年度末現在の風力発電の導入量は、風力発電業界団体である日本風力発電協会（JWPA）によると 4.6GW で、そのうち洋上風力は 135MW である。風力発電が供給する電力量は、総合エネルギー統計によると 9.43TWh（2021 年度）である。

図　3-1：日本の風力発電の累積設備容量



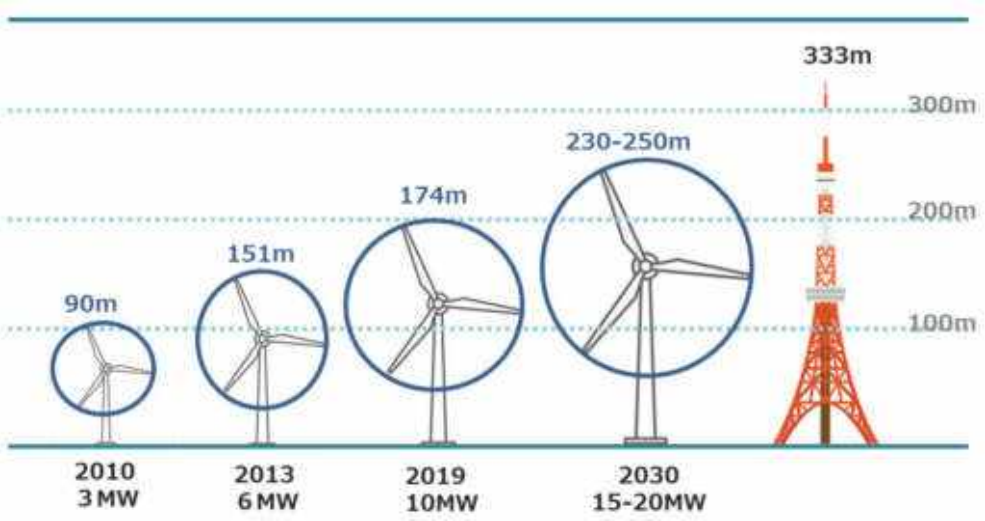
出典)JWPA データより自然エネルギー財団作成

日本で風力発電の導入は 1990 年代後半から始まり、FIT 制度開始前に既に 2.5GW の風力発電所が稼働していた。FIT 制度の下で事業計画認定を受けた案件は 2022 年 9 月末時点で 13.8GW に上るが、稼働を開始したものは 2.4GW に留まる[43]。その背景には、電力系統への接続や環境アセスメント手続の長期化などのさまざまな課題があり、導入に時間とコストがかかっていることが指摘されている。

これまでの開発は主に陸上で行われてきたが、近年は洋上での開発が注目されている。とりわけ、四方を海に囲まれる日本では、洋上風力のポテンシャルに対する期待は高い。洋上風力は、沖合の強い風をより効率的に利用できるよう、風車の大型化も進んでいる（図 3-2）。世界では、大規模化が可能な電源として自然エネルギーの導入加速化を支えている。

[43] 経済産業省資源エネルギー庁ウェブサイト「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト」2023 年 2 月 17 日更新のデータによる。https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary

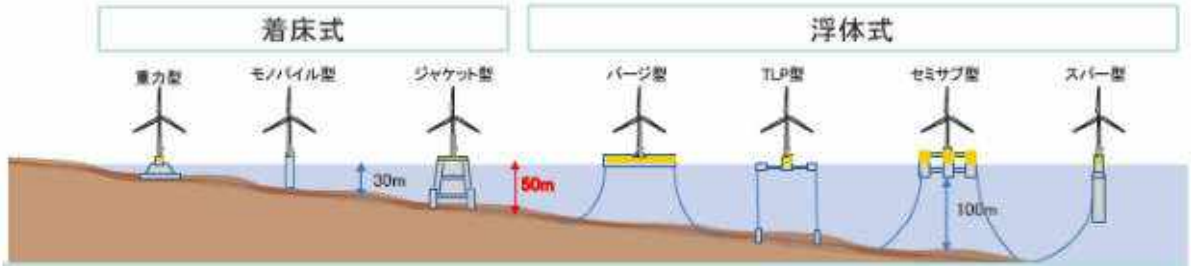
図３-2：洋上風力発電の風車の大型化



出典）資源エネルギー庁「浮体式洋上風力発電に関する国内外の動向等について」経済産業省 産業構造審議会 グリーンイノベーションプロジェクト部会 グリーン電力の普及促進分野ワーキンググループ（第 4 回）（2022 年 12 月 26 日）資料 4
https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/green_innovation/green_power/pdf/004_04_00.pdf

また、浮体式洋上風力の技術（図３-3）により、沿岸域で水深が深くなる日本の海でも、そのポテンシャルの活用が可能となっている。

図３-3：主な洋上風力発電設備の形式



出典）国土交通省「国土交通白書 2022」図表 1-2-2-5
https://www.mlit.go.jp/hakusyo/mlit/r03/hakusho/r04/html/n1222000.html（一部）

日本での洋上風力の開発は、港湾区域での開発に向けた港湾法改正（2016 年施行）に続き、一般海域を対象とする海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（再エネ海域利用法）の制定によって、2019 年以降本格的な取り組みが始まった。これまでに合計 3.5GW の案件が形成されている（図３-4）。

図３-4：再エネ海域利用法に基づく海域指定の状況（2022 年 9 月末現在）

（注）下線は 2022 年度に新たに追加した区域

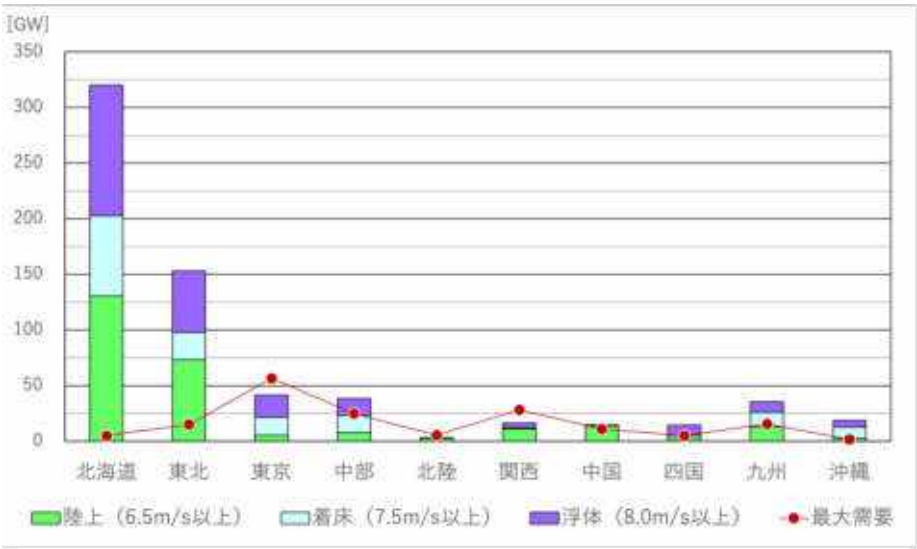
出典）資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」経済産業省 調達価格等算定委員会（第 78 回）（2022 年 10 月 12 日）資料 1
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/078_01_00.pdf（p.28 より一部抜粋）

導入ポテンシャル

環境省が 2022 年 5 月に公表した報告書[44]を基に試算すると、全国の風力発電のポテンシャルは、陸上風力で 264GW（風速 6.5m/s 以上を想定）、洋上風力で 392GW（着床式は風速 7.5m/s 以上、浮体式は風速 8.0m/s 以上を想定）であり、合計で 656GW に上る。洋上風力の内訳をみると、着床式の 156GW に対して浮体式は 236GW であり、浮体式のポテンシャルがより大きい。ただし、導入ポテンシャルの 49%は北海道に、23%は東北地方にあり、両地域は最大需要電力を大きく上回るなど地理的な偏在が大きい（図３-5）。

[44] 令和３年度再エネ導入ポテンシャルに係る情報活用及び提供方策検討等調査委託業務報告書（2022 年 5 月）
https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/report/r03.html

図３-5：風力発電のポテンシャルと 2021 年度最大需要実績



出典）環境省　令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書を基に自然エネルギー財団作成

政府や業界団体等の導入見込み

第 6 次エネルギー基本計画での 2030 年の陸上風力発電の導入見通しは、現行政策努力継続ケースで 13.3GW（25.3TWh）、政策対応強化ケースで 15.9GW（30.2TWh）である。政策対応強化ケースでは、風力発電における環境アセスメント対象の見直し等（約 2GW）や、改正温対法による環境情報調査や地域合意形成等の自治体支援（0.6GW）による追加導入を見込む。また、洋上風力発電については、現行政策努力継続ケースで 1.7GW（4.9TWh）、政策対応強化ケースでは、国が選定事業者の事業立ち上げをサポートすること等を想定し 3.7GW（10.7TWh）を見込んだ。加えて、2030 年度の温室効果ガス 46%削減に向けた野心的水準として、系統増強等を通じて陸上風力 17.9GW（34.2TWh）、洋上風力 5.7GW（16.7TWh）の導入見込みを公表した。

上記の導入見込みは、2020 年 12 月に発表された「洋上風力産業ビジョン（第 1 次）」が掲げた、2030 年までに 10GW（年間 1GW 程度を 10 年間継続）、2040 年までに浮体式を含む 30～45GW の案件形成を実現するとの政府目標を踏まえたものである[45]。さらに政府は、GX 基本方針の中で、浮体式洋上風力の導入目標の設定や、排他的経済水域（EEZ）での開発を進めるための法整備などを表明している。

同時に、国が進める全国大の系統整備計画（マスタープラン）の中では、陸上風力・洋上風力双方の地理的ポテンシャルや上記の目標を踏まえた系統増強案が検討されている。GX 基本方針では、マスタープランに基づき全国規模での系統整備や海底直流送電の整備を進めることとし、北海道からの海底直流送電については 2030 年度を目指して整備を進めることを明らかにした。こうした動きは、2035 年にかけて、風力発電のさらなる導入に向けた環境を整えていくものと期待される。

[45] 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会「洋上風力産業ビジョン（第 1 次）」（2020 年 12 月 15 日）
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/yojo_furyoku/pdf/002_02_02_01.pdf

JWPA は、2050 年カーボンニュートラルの実現を目指し、より意欲的で明確な中長期導入目標の設定が必要であるとして、2030 年に陸上風力 18～26GW と洋上風力 10GW、2040 年に陸上風力 35GW と洋上風力 30～45GW、2050 年には陸上風力 40GW と洋上風力 90GW（合計 130GW）の目標値を示している。

図 3-6：JWPA による中長期導入目標

出典）JWPA「2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた 2030 年の風力発電導入量のあり方」経済産業省総合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 28 回）（2021 年 3 月 15 日）資料 5
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/028_05_00.pdf

2. 発電コストの現状と今後

日本の風力発電のコストは世界に比べて高いのが現状である。例えば、世界の陸上風力のコストは、資源エネルギー庁によると 2022 年上半期で 5.2 円/kWh であり[46]、日本は下記に述べるとおりその 2.5～3 倍に近い。風況などの自然環境を除いても、高い資本費と運転維持費が高コストの要因と指摘される[47]。洋上風力については本格的な導入が始まったばかりで、日本の実例自体が少ない。

他方、風力発電の大量導入とコスト低減は、車の両輪となって実現されるものである。技術の進歩とともに市場規模と導入量の拡大が、コスト低減の大きな要因となると見込まれる。

陸上風力発電

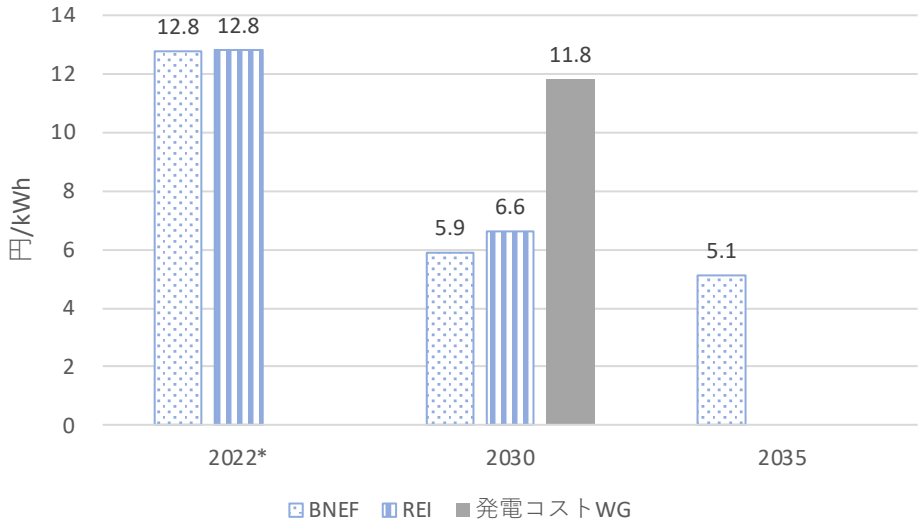
陸上風力発電は、ここ数年はコストの低減が実現されていないのが現状である。直近の発電コストは、自然エネルギー財団の推計では 12.8 円/kWh(2021 年)、ブルームバーグ NEF では 12.8 円/kWh(2022 年)、資源エネルギー庁で 14.9 円/kWh（2022 年上半期）であり、おおよそ 13～15 円程度であることがわかる。一方で、ここから 2030 年に向けて、

[46] 資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」調達価格等算定委員会（第 78 回）（2022 年 10 月 12 日）資料 1　p.11
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/078_01_00.pdf
[47] IRENA “Renewable Power Generation Costs in 2021”（2022）

大きくコスト低減が進むとみられ、自然エネルギー財団の推計では 6.6 円/kWh、ブルームバーグ NEF（BNEF）では 5.9 円/kWh となっている。

このコスト低減の背景は、風車の大型化がある。これは 1 基あたりの出力が大きくなることのみならず、ハブ高の高度化やブレードの長尺化による発電量の増大（設備利用率の向上）が寄与すると考えられる。他方で、政府の発電コスト WG は、適地が減少することを強調し、こうした技術的な改善について考慮しておらず、2030 年の発電コスト見通しについて保守的となっている。2035 年の見通しについては、ブルームバーグ NEF のみが示しており、5.1 円/kWh としてさらなるコスト低減が見込めるとしている。

図 3-7：陸上風力発電の発電コスト（見通し）（運転期間 25 年）



（注）財団の 2022 年の数値は、2021 年値。アンケート調査のデータより推計した。耐用年数：すべて 25 年としている。割引率：BNEF は、3.3%＋インフレ率として算定しているが、発電コスト WG および REI は 3 %とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEF の計算は 2021 年の米ドル価格で行われているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

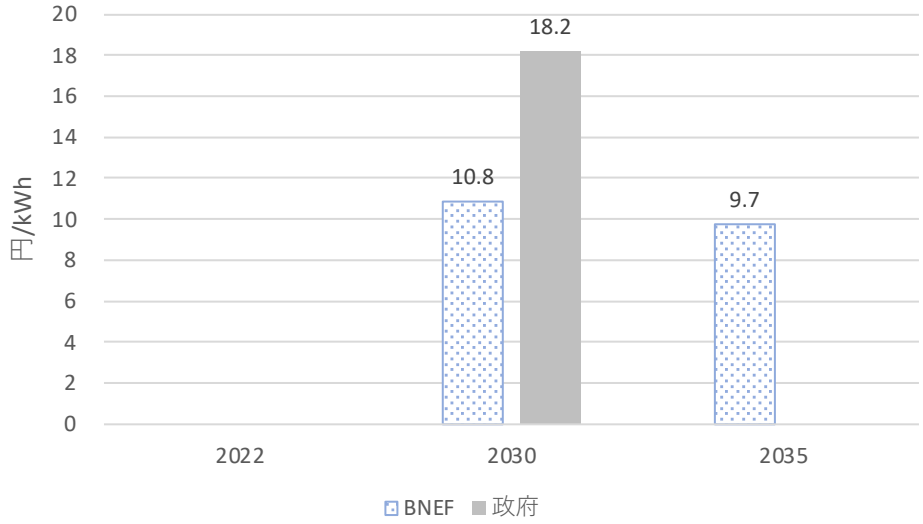
出典）「日本の陸上風力発電の技術動向とコストに関する分析」（自然エネルギー財団、2022 年 3 月）、ブルームバーグ NEF(2H 2022 LCOE Update, 2022)、発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)より自然エネルギー財団作成

洋上風力発電

日本では洋上風力発電はこれから本格的な導入が見込まれる。政府の発電コスト WG は 2030 年の見通し（25 年運転）を 18.2 円/kWh としている。また、2020 年 12 月に公表された「洋上風力産業ビジョン（第 1 次）」では、着床式の発電コストを、2030～2035 年までに 8~9 円/kWh とするコスト低減目標を設定している[48]。他方、ブルームバーグ NEF は 10.8 円/kWh、35 年には 9.7 円/kWh と見込む。なお、2030 年に運転開始予定の秋田県由利本荘市沖の洋上風力発電(819MW)は、20 年の買取期間を 11.99 円/kWh で落札している。ブルームバーグ NEF は 2035 年にかけて、10 円/kWh を下回る水準に発電コストが低減すると見込む。

[48] 前掲注 45

図３-8：洋上風力発電の発電コスト（見通し）（運転期間 25 年）



（注）割引率：BNEF は、3.3％＋インフレ率として算定しているが、政府試算では３％とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEF の計算は 2021 年の米ドル価格で行われているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

出典）ブルームバーグ NEF “2H 2022 LCOE Update, 2022”、発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)より自然エネルギー財団作成

3. 風力発電開発の動向

風力発電の導入量を規定するさまざまな要因のうち、重要な要素である環境アセスメントと系統連系の状況について検討し、導入量の推計に活用する。

環境アセスメントの状況

50MW 以上の風力発電設備の建設は、環境影響評価法による環境アセスメントの実施が義務付けられている[49]。このプロセスには数年かかるため、計画から建設期間を含めて、運転開始までに 5～10 年程度かかると予想される。したがって、現在の環境アセスメントの状況は、2035 年度の導入可能性を推定するうえで重要となる。

環境アセスメントの手続には、配慮書、方法書、準備書、評価書、報告書の 5 段階がある。一般的に、準備書手続、方法書手続に入っているものは、アセスメントのための調査を実施済みあるいは実施中であり、事業実現の可能性は高い。他方で、配慮書手続中のものは、事業計画の初期段階であり、環境保全のための配慮事項を検討中とはいえ、事業規模なども流動的で、計画変更や中止がありうる。2023 年 2 月 28 日時点の各段階の設備容量は表３-1 の通りであり、合計で 81.8GW である。そのうち、方法書以降のものが、33.2GW である。

[49] 環境影響評価法による環境アセスメントの実施が義務づけられる風力発電設備の規模が 50MW 以上となったのは、2021 年 10 月 31 日からである。それ以前は 10MW 以上の風力発電設備が対象であったため、現在アセスメント手続中の案件には、50MW 未満のものも多く含まれている。

表３-1：風力発電の環境アセスメント手続中の設備容量

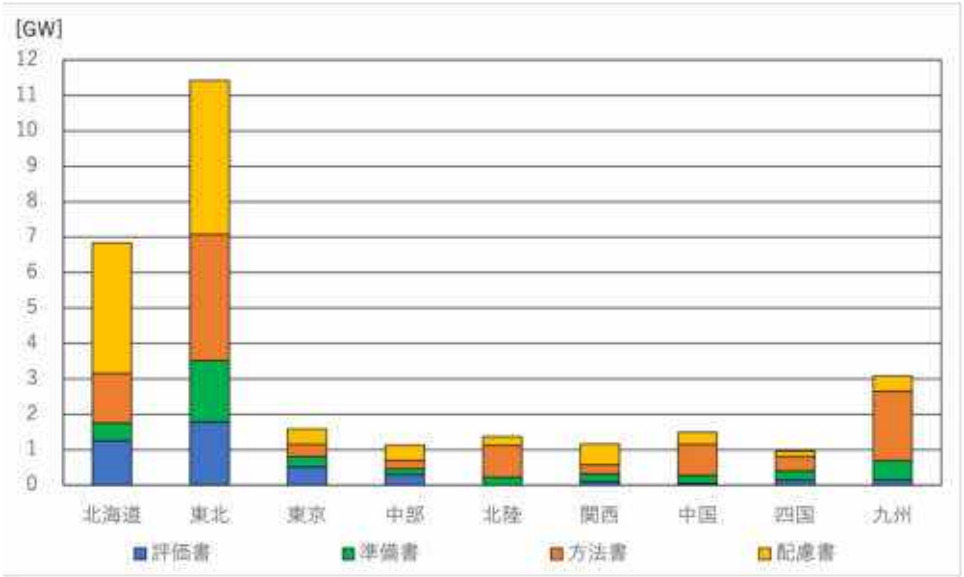
	配慮書	方法書	準備書	評価書	報告書	合計
陸上設備容量(GW)	10.7	10	4.1	4.3	0.7	29.7
洋上設備容量(GW)	37.9	13.3	0.3	0.5	0	52.1
合計設備容量(GW)	48.6	23.3	4.8	4.8	0.7	81.8

出典）環境省「環境影響評価情報支援ネットワーク」（http://assess.env.go.jp/）より自然エネルギー財団作成

陸上風力

2023 年 2 月 28 日時点で、環境アセスメント実施中は 29.7GW であり、そのうち、配慮書段階が 10.7GW、方法書以降が 19.1GW であり、評価書段階以降に至っているものは 5.0GW である。地域的にみると、東北エリア（11.8GW）、北海道エリア（7.0GW）、九州エリア（3.2GW）の順でアセスメント実施中の設備容量が多い（図３-9）。2020 年 2 月から 2023 年 2 月までの直近 3 年間における環境アセスメント実施中の年平均増加量は、準備書以降が 0.9GW、方法書が 1.0GW、配慮書が 1.3GW である。

図３-9：陸上風力の環境アセスメント実施状況(2023 年 2 月 28 日現在)



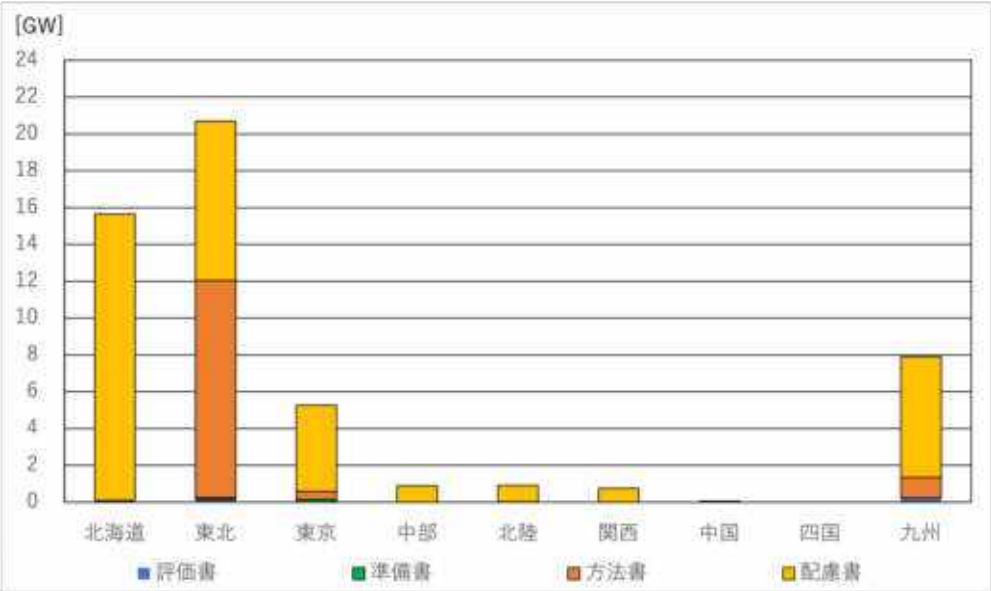
出典）環境省 環境影響評価情報支援ネットワーク（http://assess.env.go.jp/）より自然エネルギー財団作成

洋上風力

2023 年 2 月 28 日時点で、環境アセスメント実施中は 52.1GW あり、そのうち、配慮書段階が 37.9GW、方法書段階以降が 14.2GW であり、評価書段階に至っているものは 0.5GW のみである。地域別にみると、東北エリア（20.7GW）、北海道エリア（15.6GW）、九州エリア（7.9GW）の順にアセスメント実施中の設備容量が多い（図３-10）。 直近 3 年間における環境アセスメント実施中の年平均増加量は、手続きが進んだことにより準備書以降はマイナス 0.4GW となっているが、方法書以降は 2.7GW、配慮書以降は 9.8GW となっている。

なお、洋上風力は、同一海域で複数の事業者が環境アセスメントを実施している例も多い。そのため、現在環境アセスメント実施中の全プロジェクトの実現は物理的に難しい点に注意が必要である。同一海域で複数の環境アセスメント事業がある地域について、最大設備容量を集計すると、全国で 18.6GW となり、平均設備容量を集計すると 13.6GW となる。また、同一海域において複数の事業者が環境アセスメントを実施するのは、事業者公募に向けた準備のためであり、今後は「セントラル方式」[50]の適用に伴い、事業者が先行して手続を進めることは減少すると思われる。

図 3-10：洋上風力の環境アセスメント実施状況(2023 年 2 月 28 日現在)



出典）環境省 環境影響評価情報支援ネットワーク（http://assess.env.go.jp/）より自然エネルギー財団作成

接続検討・接続契約申込の状況

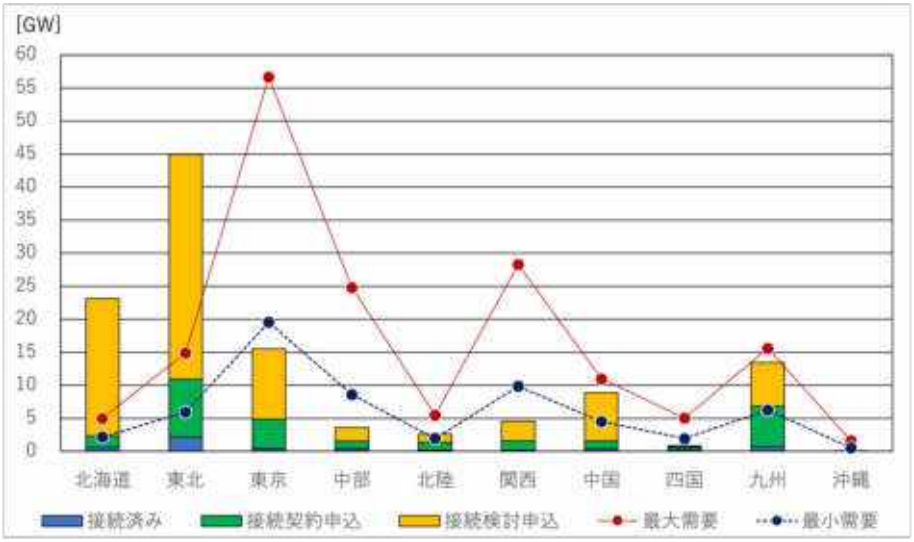
風力発電は、強い風の吹く人里離れた場所に大規模に建設される傾向にある。そのため、発電所の計画場所に連系可能な空き容量がある送電網があるかどうかが重要なカギになる。

まず風力発電事業者は、送電線空き容量の情報等をもとに、一般送配電事業者に「接続検討申込」を行う。そして、一般送配電事業者による検討の結果および環境アセスメント状況などから事業性があることが判明した場合には、風力発電事業者は次のステップに進み、「接続契約申込」を行う。したがって、すでに「接続契約申込」をしている案件は、事業実現の可能性が高いとみてよい。他方で、「接続検討申込」の段階は、連系可能かどうかなどが未定のため、事業実現の確実性が下がる。

[50] 公募の対象となりうる海域の情報収集や系統の確保、地域との調整を国が主導して実施する考え方。2023 年 3 月現在、国がその具体的内容を「洋上風力発電に係るセントラル方式の運用方針[骨子]（案）」として提案し、議論中である。経済産業省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洋上風力促進ワーキンググループ／国土交通省交通政策審議会港湾分科会環境部会洋上風力促進小委員会 合同会議（第 18 回）（2023 年 1 月 10 日）資料 5 参照。
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/yojo_furyoku/pdf/018_05_00.pdf

そこで、一般送配電事業者のウェブサイトで公開されている再生可能エネルギーの接続・申込状況をもとに、系統エリア別に系統連系申込情報を集計すると以下の通りになる（図3-11）。

図3-11：風力発電の接続検討申込・接続契約申込の状況（2022年12月現在）



出典）各一般送配電事業者の系統連系申込情報ページより自然エネルギー財団作成

2022年12月現在、接続検討申込済と接続契約申込済の合計は112.4GWである。そのうち、接続検討申込済のものは85.8GW、接続契約申込済のものは26.6GW、である。この接続検討申込済のうち、北海道エリア（20.8GW）、東北エリア（34.0GW）、東京エリア（10.6GW）、中部エリア（2.1GW）、九州エリア（6.6GW）は、同一海域における洋上風力発電の計画が多いとみられる。

なお、再エネ海域利用法の運用の下で、公募済みまたは公募中の促進区域（合計3.5GW）と「有望な区域」（合計2.2GW）の海域では、先行事業者が接続検討申込みを行い、連系可能との接続検討回答を得ているか、経済産業省により系統暫定確保がなされているといえる[51]。

直近3年間における接続申込の年平均増加量は、接続契約申込が3.0GW、接続検討申込が3.0GWである。

[51] 経済産業省資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と 今年度の調達価格等算定委員会の論点案」調達価格等算定委員会（第78回）資料1（2022年10月）p.28
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/078_01_00.pdf

再エネ特措法に基づく事業計画認定状況

再エネ特措法の下で FIT または FIP の支援対象となる事業計画の認定動向をみると、2022 年 9 月時点の風力発電の事業計画認定容量は 16.3GW であり、そのうち未稼働の案件が 11.5GW ある[52]。

陸上風力は 2021 年より入札制度に移行し、2021 年度には 1GW の募集に対し 0.9GW、2022 年度は 1.3GW の募集に対し 1.3GW がそれぞれ落札された[53]。また洋上風力は、再エネ海域利用法の下で入札による事業者公募手続が行われており、選定された事業者は選定から 1 年以内に事業計画認定の申請を行う。2021 年には 4 海域合計 1.7GW 分の事業者が選定され、2022 年には 4 海域合計最大 1.8GW 分の入札手続が開始した。

4. 2035 年までの導入量の推計

2035 年導入量の検討にあたっては、2050 年自然エネルギー100%に至る 2035 年の導入必要量を想定[54]し、前述した環境アセスメント及び電力系統への接続申込の状況などを踏まえ、これを政策的に加速することで、この想定値に到達可能かを検証した。

前述のとおり、風力発電の導入ポテンシャルは 656GW と膨大である。しかし、北海道エリアはその 49%の 320GW（最大需要の 64 倍）、東北エリアは 23%の 153GW（最大需要の 10 倍）を占める。風力発電による電力量供給を飛躍的に増加させるためには、広域的な配置による発電出力の平滑化効果を活用した安定供給も考慮する必要がある。また、導入ポテンシャルは、詳細な現地調査結果により増減する可能性がある。

こうした事情を考慮しながら、風力発電の導入可能性を検討すると、各エリアの導入設備容量については、2021 年度最大需要の 6 倍もしくは、各エリアの風力発電導入ポテンシャルの約 50%を上限に開発することで、全国の合計で陸上風力 70GW、洋上風力 110GW（着床式 45GW、浮体式 65GW）の合わせて 180GW（552.8TWh）の導入を見込むことができる。この時、北海道エリアは、ポテンシャルの約 10%に当たる 29.3GW（最大需要比 5.8 倍）、東北エリアは 72.2GW（最大需要比 4.8 倍）となる（図 3 -12）。

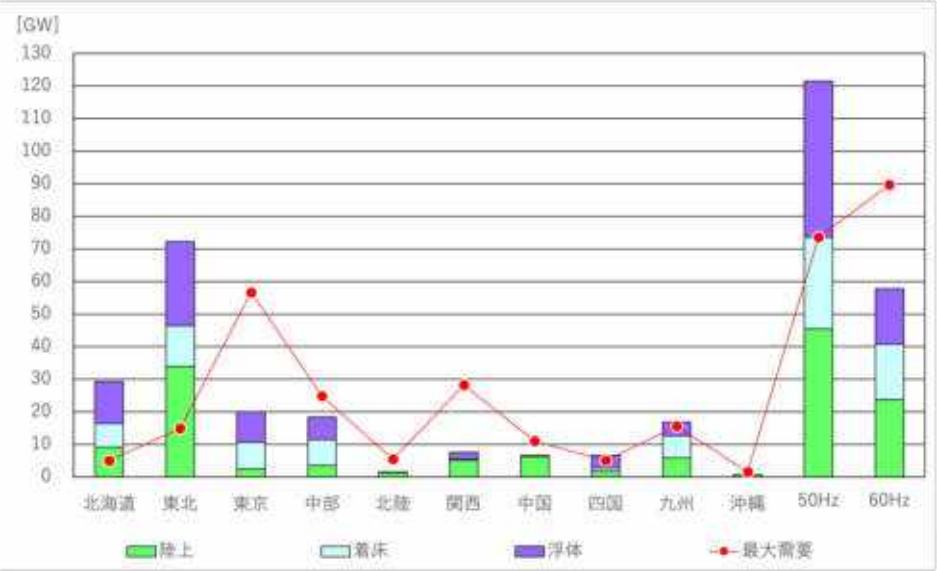
---

[52] 経済産業省資源エネルギー庁ウェブサイト「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト」2023 年 2 月 17 日更新のデータによる。

[53] 電力広域的運営推進機関ウェブサイト「再生可能エネルギー電気特措法による入札制度」陸上風力第 1 回及び第 2 回入札結果参照。https://nyusatsu.teitanso.or.jp/

[54] 2050 年に必要な発電容量を実現するため毎年の導入量を徐々に増加させていく成長曲線（S 字カーブ）の当てはめを行い、2035 年度時点の導入必要量を推計した。

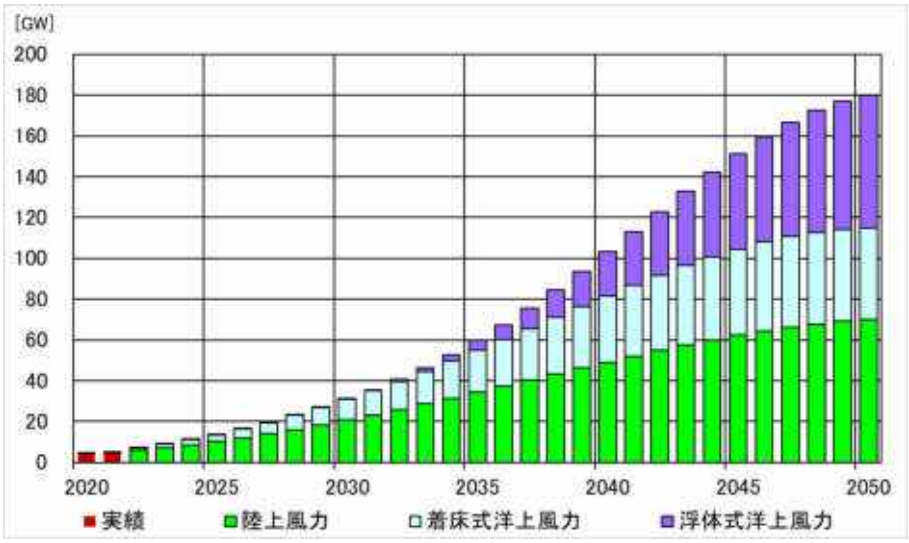
図３-12：エリア別 2050 年風力発電導入目標と 2021 年度最大需要実績



出典）自然エネルギー財団作成

この 180GW の導入量を 2050 年に達成するために、陸上風力・洋上風力（着床式）・洋上風力（浮体式）それぞれの成長曲線を当てはめると、2035 年度の風力発電の導入量は、陸上風力 34.4GW、洋上風力 25.4GW（着床式 20.5GW、浮体式 5GW）、合計 59.8GW と見込まれる（図３-13、表 3-2）。また、各年度における新規導入量は図３-14 のとおりである[55]。

図３-13：2050 年に向けた風力発電導入ロードマップ



出典）自然エネルギー財団作成

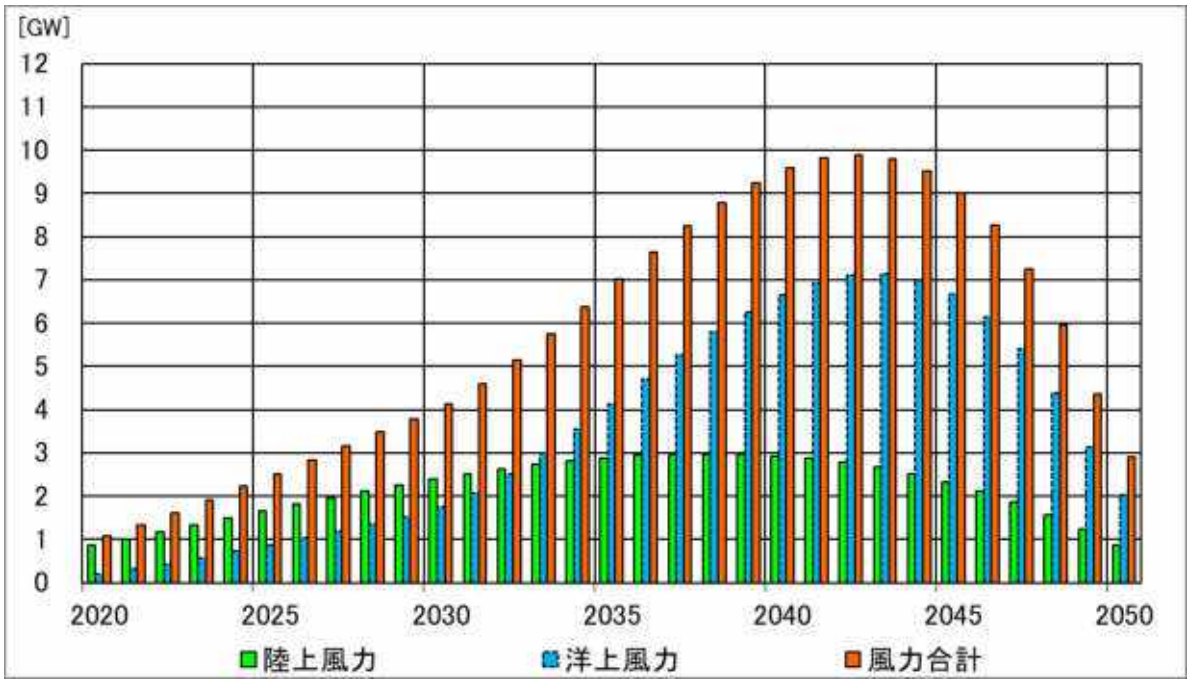
[55] なお、20～25 年周期の定期的な設備更新が行われることにより、風力発電産業は維持・継続される。

表３-2：風力発電の導入量実績と導入見込み

年度	導入量実績と見込み（GW）				
	陸上	洋上着床	洋上浮体	洋上合計	風力合計
2020実績	4.2	0	0	0.2	4.3
2030	20.8	10.1	0.1	10.2	30.9
2035	34.4	20.5	5	25.4	59.8
2040	49.2	32.4	21.6	54.1	103.2
2045	62.3	42.3	46.6	88.9	151.3
2050	70	45	65	110	180

出典）自然エネルギー財団作成

図３-14：風力発電の単年度新規導入量（～2050 年）



出典）自然エネルギー財団作成

以上のポテンシャルと安定供給を考慮した導入量について、現在の環境アセスメント実施状況や系統への接続申込の状況から実現可能性を確認する。風力発電設備の建設には、事業決定から陸上風力で 4 年程度、洋上風力で 6 年程度の期間を要する。上述のとおり、環境アセスメント手続や送電網への接続手続がこうした期間の重要な部分を占める。

陸上風力については、環境アセスメント実施中の案件のうち、2030 年度までに、準備書段階と評価書段階のものは全て、方法書段階のものは 80%、配慮書段階のものについては計画初期段階のものが多いこともあり、20%が運転開始すると想定する[56]。これにより、現在の環境アセスメント実施中の案件合計で 2030 年度までに 18.5GW の導入が可能な見

[56] 2021 年のエネルギー基本計画の検討では、方法書手続き開始後の稼働率を 70%としていたが、運転開始期間の短縮などを見込み、本推計では 80%としている。

通しである。これに 2021 年実績（4.6GW）を加えると 23.1GW になるので、2030 年度導入見込み（20.8GW）を上回る。

他方、2020 年 2 月から 2023 年 2 月までの直近 3 年間における環境アセスメント実施中案件の年平均増加量は、準備書と評価書が 0.9GW、方法書が 1.0GW、配慮書が 1.3GW であり、これらが 2023 年度以降も継続し、上記と同等の割合で運転を開始すると想定すると、年平均 2.0GW（0.9+1.0×0.8+1.3×0.2）となり、2030 年度までの 7 年間における新規環境アセスメントにより 2035 年度までに 14ＧWが運転開始される。これを 2030 年度時点までの 23.1GW に加えると 37.1GW となり、ほぼ 34.4GW の導入可能性が見える。

洋上風力については、現在公募中のラウンド 2 までが運転開始すると累積で 4.3GW、これに「有望な区域」で開発可能性のある設備容量が運転開始すると累積で 6.4GW となる。また「一定の準備段階に進んでいる区域」において環境アセスメント実施中の平均設備容量（同一海域で複数の環境アセスメントが実施されている場合は当該海域での開発容量の平均値）が運転開始すると累積で 11.8GW になる。さらに準備段階に至っていない海域においても、環境アセスメント実施中の平均設備容量で運転開始すると仮定しても累積で 14.3GW にとどまる。

第 6 章で述べるように、特に洋上風力発電の導入加速には規制改革による開発期間の短縮が必要である。こうした取組により、促進区域の指定が 2030 年度まで着床式洋上風力で2GW/年程度の規模で、浮体式洋上風力は1GW/年程度で継続的に行われることにより、2035 年度までに 25.4GW の導入をめざすことが可能となる。

系統接続申込状況と照らし合わせると、2030 年度までに接続契約申込段階の案件の 80%、洋上風力の重複エリアを考慮して接続検討申込段階の案件の 10%が系統連系すると想定すると、29.1GW の導入が可能な見通しである。これに 2020 年実績（4.2GW）を加えると 34.3GW となるので、陸上風力と洋上風力の合計で 2030 年度導入見込み（30.9GW）の達成可能性が見える。また、2019 年度から 2022 年度までの過去 3 年間における接続申込の年平均増加量は、接続契約申込が 3.0GW、接続検討申込が 3.0GW であり、今後も同様の状況が継続すると想定すると、年平均 2.7GW（3.0×0.8＋3.0×0.1）の増加が見込まれる。これに加えて、上述した洋上風力の促進区域の指定規模（着床式・浮体式合計 3GW/年程度）が国による系統確保スキーム適用分として系統連系可能量に加わると、2035 年度までに合計で 59.8GW に達することになる。なお、この実現には、地域内基幹送電線と地域間連系線の新増設が併せて求められる。

以上のとおり、2035 年の風力発電の導入量達成には、案件形成のスピードアップが前提となる。環境アセスメントや系統接続を含む各種手続の迅速化や合理化（規制緩和を含む）に取り組むことが必要である。

風力発電の発電量

陸上風力発電は、4MW 超クラスでハブ高さ 90ｍ、洋上風力発電は 10MW 超クラスでハブ高さ 140ｍを想定し、この地上高（海面高）における風況から低風速仕様のパワーカーブをもとに、発電量を算出した。風況については、最低年平均風速（陸上で 6.5m/s、洋上着床式で 7.5m/s、洋上浮体式で 8.0m/s）以上で 0.5m/s 単位のポテンシャルを同一比率で開発すると仮定している。その際、系統エリア別にポテンシャルデータを参照し、地域に

よる風況の違いも考慮した。風力発電設備の大型化および風況を考慮すると、特に、風況の良い、北海道・東北エリアで、設備利用率が大きく増大する。

2035 年度における風力発電の発電量は、陸上風力・洋上風力合計で 174.0TWh と推計された。

まとめ

以上をまとめると、風力発電の導入可能量は表３-3 のとおりである。

表３-3：2035 年度の風力発電の導入設備容量と発電量

	設備容量（GW）	発電量（TWh）	実質設備利用率
陸上風力	34.4	92.2	30.60%
洋上風力（着床式）	20.5	64.8	36.20%
洋上風力（浮体式）	5	17	39.10%
合計	59.8	174	33.20%

（注）実質設備利用率とは、理論上の設備利用率に風速出現分布の相違性と利用可能率を考慮したもの。各合計値は、四捨五入により異なる場合がある。

出典）自然エネルギー財団作成

第４章　非変動型自然エネルギーの導入可能性

2035 年の日本において、電力供給の量的な主力を占めるのは、太陽光発電と風力発電になる。しかし、バイオエネルギー、水力、地熱の他の自然エネルギーを用いた発電は、それぞれ固有の特性を持ち、変動型の太陽光発電と風力発電を補完し、電力供給系統の安定化に寄与することが期待できる。このような重要性を考慮しつつ、本章において、それぞれの導入可能性を検討する。

第１節　バイオエネルギー発電の導入可能性

1. バイオエネルギー発電開発の現状

現在の導入状況

FIT 制度により導入が進み、2021 年度末時点で、FIT 以前の RPS 法（電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法）時代の認定案件を含め 5.6GW が稼働している。認定容量は、一般木質・農業残渣区分を中心に 11GW 程度あるが、2024 年 11 月に多くが運転開始期限を迎え、失効する案件も多いと見込まれている。

これに加えて、FIT によらない発電として、製紙業などを中心に、産業用の自家発電がある。これらの多くは高温の蒸気も供給できる、いわゆる熱電併給（コジェネ）になっており、9.0TWh 程度の発電量があると推計される。

表４-1：バイオエネルギー発電の現状（FIT 制度のみ、2021 年度末時点）

	稼働容量（GW）	認定容量（移行認定分含む）（GW）	METI 長期見通し
メタン発酵ガス	0.1	0.15	0.18
未利用木質	0.48	0.69	4.34
一般木質・農業残渣	2.54	7.1	
建設廃材・一般廃棄物・RPS等	2.52	2.7	3.5
合計	5.64	10.6	8.02

注）案件によってはバイオマス以外の燃料（化石燃料やバイオマス以外の廃棄物）も使用することがあるため、使用燃料のバイオマス比率を考慮した容量のみが集計されている。

出典)資源エネルギー庁 FIT 統計より自然エネルギー財団作成

ポテンシャル

バイオマス資源のポテンシャルについては、農林水産省が「バイオマス種類別の利用率等の推移」として発生量と利用量・利用率を取りまとめているが、この中には堆肥利用なども含まれているため、エネルギー利用可能な量を把握することを難しくしている。

木質バイオマスのうち間伐材等の森林バイオマスについては、林野庁が策定する「森林・林業基本計画」の中で、エネルギー基本計画と整合的に目標設定されている。2030 年の目

標量は 900 万 m^3 となっている。2021 年時点での利用量は 800 万 m^3 を上回っていることから、利用量を大幅に増加させることは難しいと考えられる[57]。

輸入バイオマスについては、導入量が確実に増加している。また、FIT 制度で用いることができる燃料は、木質バイオマス（チップ・ペレット）、PKS、OPT の 3 種類だったが、2023 年 4 月以降、EFB やココナッツ殻などの非可食かつ副産物である農業残渣が追加され、燃料の選択肢が広げられた。このようなことから、持続可能な利用可能量は相当量あると考えられるが、発電以外の熱供給や持続可能な航空燃料（SAF）原料としてのニーズも高まっていることから、慎重な検討が必要である。

政府や業界団体等の導入見込み

第 6 次エネルギー基本計画において、2030 年の導入見通しは 8.0GW（47TWh）と第 5 次の計画時の 6～7GW(39.4～49TWh)から引き上げられた。業界団体であるバイオマス発電事業者協会は、会員企業の情報に基づき、木質バイオマスについて 2030 年に 5.56GW（未利用材を除くと 5GW）との導入見込みを示している。

エネルギー基本計画で考慮されているのは FIT 案件のみである。これに加えて、2021 年に改正されたエネルギーの使用の合理化等に関する法律（省エネ法）に基づき、バイオマス燃料も石炭の代替燃料として利用される可能性がある。同法が対象とするのは、自家発電設備により、電気だけではなく、製造プロセスで用いる蒸気の生産にも行う、いわゆる熱電併給（コジェネ）プラントであり、エネルギー効率は高い。産業部門のエネルギー使用量の 4 割を占める主要 5 業種（鉄鋼業・化学工業・セメント製造業・製紙業・自動車製造業）に対して、国が非化石エネルギー転換の目安を提示することになった。この中で、自動車製造業を除いては、それぞれ石炭の削減量の目安が示されている（表 4 -2）。

表 4 -2：改正省エネ法に基づく主要産業の石炭の削減率の目安

石炭	鉄鋼（高炉）	化学	製紙	セメント	合計
消費量（100万トン）	53.2	16.6	5.2	9.6	84.5
削減率（%）	2	30	30	28	-
削減量（100万トン）	1.1	5	1.6	2.7	10.4

注）鉄鋼の削減率は、消費原単位ベース。

出典)資源エネルギー庁「エネルギー需要サイドにおける今後の省エネルギー・非化石転換政策について」（第 38 回少エネルギー小委員会、2023 年 2 月 15 日）より、自然エネルギー財団作成

これに加えて、既存の石炭火力発電所の改修により、最終的にバイオマス発電に 100%転換する場合は、2023 年度から始まる長期脱炭素電源オークションの対象となっている。ここで重要となるのは、使用する石炭の一部をバイオマスに置き換える混焼ではなく 100%転換とし、石炭利用のフェードアウトという大きな方針と整合的なものにすることである。

[57] エネルギー作物や早生樹などの活用も考えられるが、その利用可能性についての経済的・量的な検討は十分に行われていない。

石炭火力発電のバイオマスへの 100%転換はイギリスなどですでに事例があり、特段の技術的課題は存在しない。

2. 2035 年までの導入量の推計

売電用バイオエネルギー発電（主に再エネ特措法）

上記の状況を踏まえ、主に再エネ特措法の支援を受ける売電用バイオエネルギー発電の見通しを下記のように設定した。

- メタン発酵
  - 緩やかであるが認定量は確実に増えており、今後も農畜連携によりメタン発酵後の液肥の有効利用が行われることや、下水汚泥についても肥料利用が進む中でエネルギー利用との両立により、エネルギー基本計画の 2030 年導入見込みと同じく、0.16GW までの導入が進むと想定した。
- 木質系（未利用木質＝国産材）
  - 国産材の供給量の上限から、エネルギー基本計画の 2030 年目標まで増加した後、2035 年まで同様の水準を維持するものと想定する。なお、2035 年には、FIT の買取価格が終了するいわゆる「卒 FIT」案件も出始めているが、今後も運転が継続されることを見込む。
- 木質系（一般木質・農作物残渣＝輸入材）
  - 業界団体の未利用材を除いた予測（5GW）が達成され、頭打ちとなることを想定。
  - 燃料については価格が上昇傾向にあり、調達が滞る場面が出ている。こうした事業環境の変化を受けて、FIT から FIP へ切り替えるプラントもあると想定される。そのため、設備利用率は下方修正する必要がある。
- 建設廃材、一般廃棄物（旧 RPS を含む）
  - 廃材・廃棄物ともに人口減少などの要因から、発生量の増加は見込まれないため、エネルギー基本計画の 2030 年目標まで増加ののち、2035 年まで同様の水準を維持するものと想定する。

FIT によらない石炭火力からの転換（自家用バイオエネルギー発電を含む）

省エネ法などの枠組みで、産業用の自家発電および既存の石炭火力発電所のバイオマスへの燃料転換が一定程度進むと想定される。石炭の代替燃料としては、従来の木質ペレットに加えて、バイオマスを加熱処理して形成したブラックペレットの開発も進んでいる。ブラックペレットは、木質バイオマスだけではなく、幅広い種類の農業残渣が使用可能であり、供給力を拡大できる可能性がある。現状では商業生産は始まっていないが、出光興産が現状の石炭販売量の熱量ベースで 1 割に相当する量の生産を 2030 年までに実現する

ことを目指している[58]。同様の動きが他社にも見られる他、石炭火力発電所を買い取ってバイオマス発電所に転換する計画も発表されている[59]。

そのため、2030 年度までは現状の発電量（9.0TWh）が維持されるが、2035 年度にかけては、これに加えて、日本全体で現状の石炭発電の 1 割（およそ 30TWh）がバイオマス燃料に転換されると想定する。なお、このバイオマス燃料は、産業用の自家発電設備を中心に、石炭火力の延命ではなく、2035 年までにバイオマスに 100%転換されたプラントで使用されるものとする。

まとめ

以上に基づき、2035 年度のバイオエネルギー発電量を計算すると 85.7TWh になる。設備利用率については、調達価格算定委員会で報告されている最新の数字を参考に、各区分ごとに設定した。なお、2030 年時点では、FIT 案件が概ね上限に達する一方で、石炭火力からの転換は本格化しないと予測されるため、発電量は 59.6TWh であると見込まれる。

この数字は、第 6 次エネルギー基本計画での野心的水準の数字 47TWh と比べると、大きな数字になっている。この違いは、主には自家発電での現状での利用（9.0TWh）および、今後の既存石炭火力からの転換（30TWh）の増加を見込んでいるためである。

なお、バイオエネルギーの利用にあたっては、国産・輸入を問わず、その持続可能性に十分配慮することが重要である。FIT 制度においては、農作物残渣バイオマスについて、環境・社会などの項目を網羅した持続可能性基準を整理し、その証明に用いることができる第三者認証の認定を行っている。また、今後増加すると予測される省エネ法の枠組みでの自家発電利用や長期脱炭素オークションにおいても、FIT 同様に、持続可能性基準への遵守を求めていく必要がある。

表 4 -3：2035 年のバイオエネルギー発電の年間発電量の予測（まとめ）

	設備容量（GW）	設備利用率（%）	発電量（TWh）
メタン発酵ガス	0.16	0.6	0.8
未利用木質	0.55	0.75	3.6
一般木質・農作物残渣	5	0.65	28.5
建設廃材、一般廃棄物、RPS等	3.5	0.45	13.8
自家発電＋既存石炭火力からの転換	-	-	39
合計	9.2	-	85.7

出典)自然エネルギー財団作成

[58] 出光興産株式会社「出光 2050 ビジョン・中期経営計画」
[59] イーレックス株式会社「「糸魚川発電所」の株式譲渡契約締結のお知らせ－脱炭素に向けた石炭火力トランジションの推進－」（2022 年 8 月 1 日プレスリリース）

第２節　水力発電の導入可能性

1. 水力発電開発の現状

現在の導入状況

2021 年度末の水力発電（揚水発電を除く）の総設備容量は、10 電力接続状況によれば 22.5GW である。2021 年度の発電量は、総合エネルギー統計によると 77.8TWh だった。

このうち 30MW 未満の中小水力については､FIT により 2021 年度末までに 0.83GW が新規導入された。FIT 制度開始前にすでに 9.6GW が開発されていたが、リプレース分もあり、これらを合わせて現状では 9.8GW が導入されていると報告されている[60]。加えて未稼働の認定設備が 1.6GW 存在している。さらに、30MW 以上の大水力の容量が 12.8GW 存在する[61]。

導入ポテンシャル

包蔵水力調査[62]によれば、未開発の水力発電は 11. 7 GW（発電量で 44.1TWh）あり、現状比でおよそ 1.5 倍に拡大できる可能性があることが分かる。特に中小水力において未開発のポテンシャルが多いが、開発地点の奥地化・出力の小規模化により経済性や自然・社会関係上の制約、系統接続の問題などがあるとの指摘もある[63]。

一方で環境省 REPOS では、中小水力について事業性を考慮した導入ポテンシャルとして、追加的に 3.21～4.21GW の設備容量（17.4～22.6TWh）があると推計している。

政府や業界団体等の導入見込み

第 6 次エネルギー基本計画では、中小水力についてこれまでの導入実績や業界見通しを考慮した上で、2030 年までに 0.5GW の増加により 10.4GW の稼働を見込んだ。これは 2015 年の長期需給見通しの 10.9～11.7GW を下方修正した目標設定となった。

大水力については、努力継続・政策強化のいずれにおいても、容量の増加は見込まれていない。ただし､「既存発電の有効活用」として、発電設備のリプレースや効率的なダムの運用によって 8TWh の発電量の増加を込んでいる。

合計すると水力全体では、政策強化ケースの場合は 23.2GW で 93.4TWh の発電量となり、施策の強化により 5TWh を上積みし、98TWh の発電量を野心的水準としている。

---

[60] 資源エネルギー庁「中小水力発電について」（第 81 回調達価格算定委員会、2022 年 11 月 1 日）

[61] これに加えて、揚水発電の容量が 27.5GW 存在するが、揚水発電は、別の発電設備が発電した電力を用いて汲み上げた水の位置エネルギーを使って、主に電力不足時に発電するものであり、一種のバッテリーである。電力供給の時間的な平準化において重要な役割を果たすが、ここでの発電能力および発電量の計算には含めていない。

[62] 包蔵水力とは、発電水力調査により明らかとなった我が国が有する水資源のうち、技術的・経済的に利用可能な水力エネルギー量のこと。

[63] 「2030 年中小水力発電の導入見込みについて」中小水力発電 4 団体（2021 年 3 月 22 日）

この 5TWh の積み上げのために、内閣府の水循環政策本部が水循環政策における再生可能エネルギーの導入促進に向けた「ロードマップ」および「数値目標」を策定し、定期的に更新を行っている。2022 年 9 月末時点の最新の数値目標によれば、2030 年までに既存ダムの嵩上げにより 81GWh、発電機の交換により 245GWh などの増加が見込まれる。これらのダム関連の施策に加えて、水道施設で 188GWh（太陽光パネル設置も含む）農業用水で 15.1GWh、工業用水道で 5.4GWh、下水道 0.42GWh なども目標立てされている。

ただし、これらを合計しても 600GWh 弱にとどまり、発電量増加のためには、全部で 72 ダムで実施することを目標としているダムの運用改善が重要になっていることが分かるが、発電量の増加量は明らかになっていない[64]。

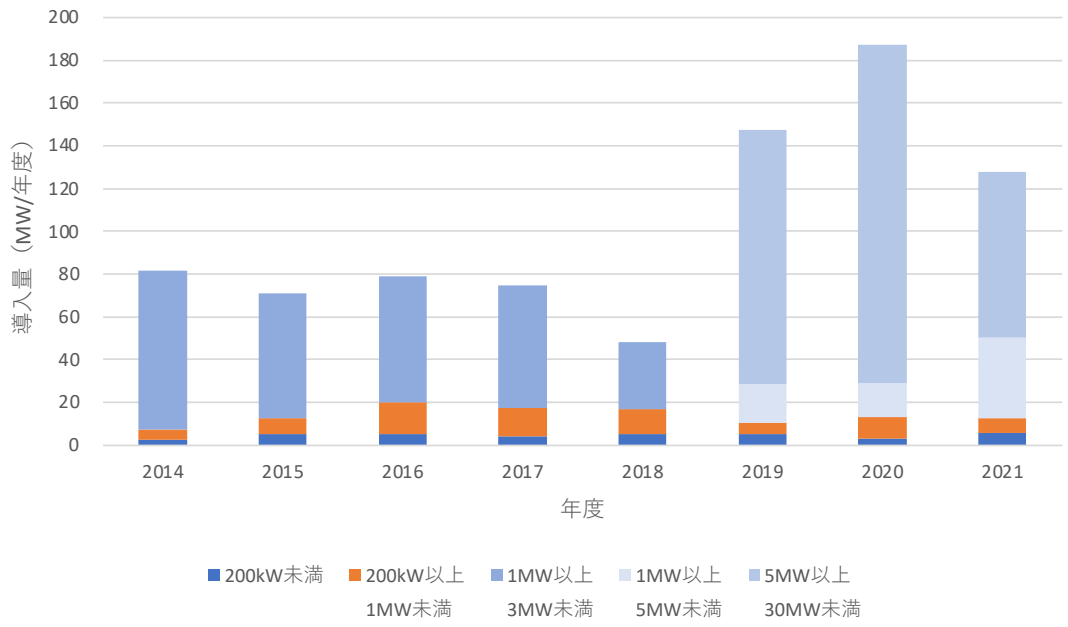
2. 2035 年までの導入量の推計

水力のエネルギー利用にあたっては、近年の水害や土砂災害の増加などを鑑み、地域の治水と利水のバランスを前提に、地域の水資源の活用を構想することが重要である。

中小水力

まず、FIT 認定案件については、リードタイムは 1MW 未満では 2 年、3MW 未満でも 4 年程度であり、しかも認定された案件は確実に稼働するという傾向がある。これまでの年間の平均導入量は 102MW であるが、直近 3 年間では 154MW となっている（図 4 -1）。加えて近年の FIT 認定量も増加傾向にあり、2020 年度は 267MW、2021 年度は 855MW となっており、将来的な導入量は増加することが期待できる。

図 4 -1：FIT による中小水力発電の年間導入量の推移



出典)資源エネルギー庁 FIT 統計より自然エネルギー財団作成

64 （一社）日本プロジェクト産業協議会（JAPIC）は、既存ダム等の最大活用により、9.3GW の容量（32.4TWh の発電量）ポテンシャルが存在しているとの独自調査の結果を示している。

そこで本推計では、毎年およそ 140MW の導入量により 2022 年 3 月末時点の未稼働案件 1.6GW も含めて、2.0GW の容量増加を見込む。エネルギー基本計画の想定は毎年 100MW であり、これよりは大きな数字であるが、直近 3 年間の導入量に比べればやや少ない想定である。これは、既存設備の更新による FIT 認定による重複分を考慮している。また、直近の認定量は大きいものの開発地の奥地化も進み、導水路トンネルなど慎重な工事が必要になっていることから、認定量が減少していく傾向も予測されるためである。結果として、2035 年度末の中小水力の発電容量は 11.8GW となる。

大水力

前述のとおり、内閣府の水循環政策本部の主導により、国交省や農水省、都道府県など、各行政主体が所管するダム等において、水力発電量を最大化させる対策が進むものとする。これにより、容量の増加はないものの、発電量ベースで 7.5TWh の増加を見込む（ここには、非 FIT の中小水力の発電量も含まれる）。

まとめ

以上より、中小水力の発電量については、FIT 制度で買い取られる発電量について、予測される容量の増加量に比例して増加するものとする。大水力については、前述のとおり、7.5TWh の増加を見込む。

以上をまとめると、水力発電の年間発電量は、2035 年時点での 99.6TWh と予測できる。2035 年度まで均一のペースで成長すると想定すると、2030 年度では 93.1TWh となる。

表 4 -4：2035 年度の水力発電の年間発電量の予測（まとめ）

	分類	2021年度	2030年度	2035年度
設備容量（GW）	中小水力	9.8	11.1	11.8
	大水力	12.8	12.8	12.8
	合計	22.6	23.9	24.6
発電量（TWh）	中小水力（FITのみ）	4.5	11.4	15.3
	一般水力 （非FIT中小水力を含む）	76.8	81.7	84.3
	合計	81.3	93.1	99.6

注）水力発電の合計発電量は、2012 年度から 2021 年度の 10 年間平均。中小水力の発電量は、2021 年度の FIT の買取電力量とし、残りを一般水力としている。

出典)自然エネルギー財団作成

第３節　地熱発電の導入可能性

1.　地熱発電開発の現状

現在の導入状況

2021 年度末の地熱発電の総設備容量は 0.54GW（10 電力接続状況）であり、発電量は 2.4TWh だった（総合エネルギー統計）。2021 年度末までに 220MW 分の地熱発電が FIT 制度の事業認定を受け、そのうち 90MW が稼働している。このうち設備容量 10MW 以上の大規模地熱発電では、2011 年度末までに約 449MW が稼働しており、2012 年以降は約 46MW が稼働した。地熱開発はリードタイムが 7 年から 10 年と長いこともあり、FIT 制度が導入された 2012 年以降においても、地熱発電の導入量は微増に留まっている。

導入ポテンシャル

地熱発電における資源ポテンシャルは、世界第 3 位の約 23GW を有すると言われている[65]。しかし、現在日本において稼働している地熱発電の設備容量は前述の通り 0.54GW であり、活用されている地熱資源はわずか約 2.3%にすぎない。

環境省 REPOS によるポテンシャル調査では、合計では約 14.4GW（100.6TWh）のポテンシャルがあると見積られている[66]。また、事業性を考慮した地熱発電の導入ポテンシャル[67]においても約 9GW～11.4GW（発電量 63.0～79.6TWh）と見積もっており、現状と比較して最大約 26 倍に拡大できる可能性があることがわかる。

政府や業界団体等の導入見込み

第 6 次エネルギー基本計画では、地熱発電についてこれまでの導入実績や業界見通しを考慮した上で、2030 年までに約 1.0GW の増加により 1.5GW の稼働を見込んでいる。地熱発電の大幅な導入促進を目指すために、事業化の障害となる地熱資源調査や掘削調査などのリスクマネーの供給や技術開発への支援、自然公園法と温泉法などの運用見直し、地熱発電技術の確立と実用化に取り組むとしている[68]。また、環境省が実施している地熱開発加速化プランでは、10 年以上かかる地熱開発のリードタイムを最短 8 年程度にすることを目指し、科学的なデータの収集や調査で円滑な地域調整による案件形成の加速化を図る方針を示している[69]。

---

[65] 村岡洋文他「日本の熱水系資源量評価 2008, 日本地熱学会講演要旨集」(2008)
[66] 再生可能エネルギー情報提供システム（REPOS）我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル（令和 4 年 4 月） https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/doc/gaiyou3.pdf
[67] 送電線敷設や道路整備等に係るコストデータ及び売電による収益データを分析に加え、経済的観点から見て導入可能性が低いと認められるエリアを除いたもの。 低位なシナリオ（FIT 価格よりも低い売電価格）～高位なシナリオ（FIT 価格程度）に分けて推計（シナリオ別導入可能量）
[68] 経済産業省「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」(2021 年 6 月 18 日)
[69] 環境省「地熱開発加速化プラン」(2021 年 4 月 27 日)

日本地熱協会の調査では、調査開発中の地熱発電は約 0.29GW あり、新規地点として約 0.28GW を見込んでいる。2030 年までの導入目標として約 1.44GW を見込んでおり[70]、全体の地熱資源ポテンシャルの約 6.1%としている。

表 4 -5：日本地熱協会による地熱発電導入実績及び見込み

区分	2011年末時点		2012年度以降		調査・建設中		新規地点（目標）		合計（目標）	
	件数	出力（MW）	件数	出力（MW）	件数	出力（MW）	件数	出力（MW）	件数	出力（MW）
大規模（10MW以上）	14	449	2(1)	46	22(2)	289	20	280	58(3)	1,065
中規模（1-10MW）	3	13	6	25	48(1)	224	20	100	70(1)	362
小規模（1MW未満）	1	1	59	8	33	7	20	3	113	19
合計	18	463	67	79	103	520	60	383	238	1,437

（注）(カッコ)内数値はリプレース（更新）案件

出典)日本地熱協会資料（2022 年 7 月末時点）より自然エネルギー財団作成

2. 2035 年までの導入量の推計

現時点で環境アセスメントを実施中の大規模地熱発電は、計 5 箇所で合計容量は 70MW である。これらの地熱発電所は、2023 年度から 2029 年度までに稼働する見込みである。FIT 制度で 15MW 以上の地熱発電の買取価格が 26 円/kWh と低く設定されているため、現在進められている地熱開発の多くは買取価格が 40 円/kWh になる 15MW クラス未満のものが多い。

このように、環境アセスメントの進捗状況を見ると、エネルギー基本計画で見込まれている 1GW の追加導入の目標には遠く及ばない。目標を達成し、日本における地熱発電のポテンシャルを活かすためには、下記のような地熱発電のプロセスの課題を解決する必要がある。

地熱発電の開発には、地熱資源を活用する資源調査をはじめ、発電所を設置するエリアまでの系統連系、さらに発電所予定地の周辺に住む温泉事業者との合意形成を行うプロセスが必要になる。しかし、そもそも実際は、必要な掘削等による地熱資源調査が、地域の合意を得られずに進まない状況にある。

[70] 令和 3 年 3月22日 第 30 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ＮＷ小委員会（日本地熱協会資料）

表 4 -6：大規模地熱発電の稼働見込み（環境アセスメント実施中）

	都道府県	市町村	発電所	出力	稼働予定	環境アセスメント
1	北海道	函館市	恵山地熱発電事(仮称)	9.9	2028年	方法書
2	岩手県	八幡平市	松川地熱発電所(更新)	14.9	2025年	評価書
3	秋田県	湯沢市	木地山地熱発電所(仮称)	14.9	2029年	方法書
4	秋田県	湯沢市	かたつむり山発電所(仮称)	14.9	2027年	評価書
5	岩手県	八幡平市	安比地熱発電所	14.9	2024年	評価書

出典）環境省 環境影響評価情報支援ネットワーク（http://assess.env.go.jp/）より自然エネルギー財団作成

この背景には、調査目的も含め地熱開発のための掘削許可は、温泉法の規定により地元温泉事業者や学者等で構成された審議会などの合議制機関によって決定ことがある。これらの審議会は各都道府県に設置されており、事業ごとに掘削許可の審議が行われるため、許可を得るための時間を要する。また、これらの審議会は温泉利用を目的とした審議を主としているため、地熱案件に関する専門的な審議基準が設定されていない。特に問題なのは、審議会で地熱開発の許認可を検討する際に、地熱開発の規模が妥当かどうか、審議の前に掘削調査でその地域の地熱資源量を把握する必要があるが、調査目的の掘削についても同様の許認可が必要となることである。現状では、地熱資源調査目的の掘削許可と地熱資源開発目的の掘削許可が明確に区分けされておらず、調査目的の掘削も開発目的の掘削と同じ許認可のハードルが課せられている状態である。そのため、多くの地熱資源の有望地域では、地熱資源量把握のために必要な掘削調査の許認可の段階で足踏みしている地域が多く見られる。

加えて、日本における地熱開発には明確なルールとプロセスが制定されていないため、各事業者や関係者が各々に地熱開発を進めざるを得ない。温泉事業者が懸念しているのは、開発事業者と地域住民の間で取り決めた合意内容を遵守されるかどうかである。自治体の条例や法律で制限しない場合、これらの合意内容の遵守に関する罰則規定がない上に、源泉枯渇などの影響を科学的に立証することは難しく、地域住民は開発事業者によって合意内容がうやむやにされる可能性を危惧している。このように、現状の地熱開発に明確なルールと透明性を確保できていないため、地熱資源の先行利用者は不信感や不安感が募り、前述の審議会による掘削許可を出しにくい状況を生み出している。

したがって、導入量を拡大するためには、地熱発電の導入促進に向けた制度を整備し、事業環境の改善を行うことで、本来の地熱発電の導入ポテンシャルを活かすことが必要である。導入が必要な制度のひとつは、地熱発電の事業環境をルール化する地熱法を制定することであり、その中で以下の事項を定める必要がある。

- 国主導による全国的な地熱資源調査のための掘削調査の実施：1980 年代に実施した国主導の調査で得たデータ[71]をもとに、調査目的の掘削調査として各都道府県の審議会の許認可に関係なく、国主導で全国の地熱資源調査を実施し、各地域の地熱

[71] NEDO「地熱開発促進調査」(1980~2009) https://geothermal.jogmec.go.jp/report/nedo/index.html

資源量を把握する。各地域の地熱資源量をより正確に把握することで、各地域に適切な地熱発電の規模を設定し、各都道府県における審議会の許認可手続きの判断材料の一つとする。

- 地熱ゾーニング：国主導で実施した掘削調査と環境アセスメントをもとに、環境保護すべきエリアと地熱開発を可能とするエリアを分類するソーニングを実施し、開発事業者や地域住民に対して開かれた地熱開発を目指す。その際に、地熱開発可能エリアとして分類する前に、地熱資源量調査で得たデータをもとに適切な発電規模を決定する。地熱開発目的の掘削と発電規模について各都道府県の審議会の許認可を経て、ゾーニングを決定した時点で事業者選定に移行できる状態とする。また、開発の条件として事前に地域住民と合意した内容は、国など第三者機関によってその施行状況を確認する。これらの合意内容は全国共通のルールとして国が制定するのも一案である。

- 地熱セントラル方式：地熱資源量調査データをもとに、地熱ゾーニングで分類された地熱開発可能地域において、開発事業者に対して開かれた一般入札を実施し、開発事業者を決定することで、各地域の地熱資源量に適した地熱開発の規模を維持する。さらに、同じ地熱地域で複数の開発事業者が乱立する開発を防ぐこともできることで、地域と共生する地熱開発を促進しやすい環境をつくる。

これらの措置により地熱発電の事業環境が改善されれば、参入する企業と受け入れを希望する地域関係者で共生する地熱発電づくりの促進につながると考えられる。地熱開発事業の成長の予見性が確保されれば、現在不足している地熱関連人材の育成促進にも繋がる。

まとめ

地熱発電の導入拡大には、上記のような制度改革が必要である。これらの制度改革が今すぐに着手されたとしても、リードタイムが長いため 2030 年頃までの増加は期待できないが、2031 年度から 2035 年度までの間の 5 年間で、毎年 200MW ずつ合計約 1GW の導入の実現が可能となる。この結果、2035 年時点での地熱発電の発電容量は 1,651MW、年間発電量は 11.5TWh と予測できる。

表 4 -7：2035 年の地熱発電の年間発電量の予測（まとめ）

	分類	2021年度	2030年度	2035年度
設備容量（MW）	大規模（10MW以上）	495	562	1,521
	中規模（1MWから10MW）	38	72	106
	小規模（1MW未満）	9	17	24
	合計	542	651	1,651
発電量（TWh）	大規模（10MW以上）		3.9	10.7
	中規模（1MWから10MW）		0.5	0.7
	小規模（1MW未満）		0.1	0.1
	合計	2.4	4.5	11.5

注）2030 年度および 2035 年度については、設備利用率をそれぞれ大規模（80%）、中規模（75%）、小規模（60%）とした。

出典）自然エネルギー財団作成

第５章　2035 年における電力部門の電源構成

第１節　2035 年の電力需要の見通し

1.　2035 年のエネルギー（電力）需要に求められる野心

2023 年 3 月 20 日に発表された IPCC の第 6 次統合報告書は、進行する気温上昇に対し、各国が提出した現在の NDC（Nationally Determined Contribution：国が決定する貢献）が示す 2030 年までの世界の GHG 排出量では、今世紀中に 1.5℃を超える可能性が高いとして、世界の GHG 排出量を、2019 年比で 2030 年までに 43%、2035 年までに 60%削減することが必要としている。

第 6 次エネルギー基本計画では 2030 年度のエネルギー・電力需要は、表５-1 のように想定されている 。この需要想定は、2030 年度の GHG 排出量を 2013 年度比で 46%削減する日本の NDC 目標に対応するため、それまでの計画のマクロフレーム―経済成長率や主要産業の生産量、交通需要等の予測を下方修正するとともに、省エネ対策を積み増しして作られたものである。

表５-1：第 6 次エネルギー基本計画における最終エネルギー消費・電力需要の見通し

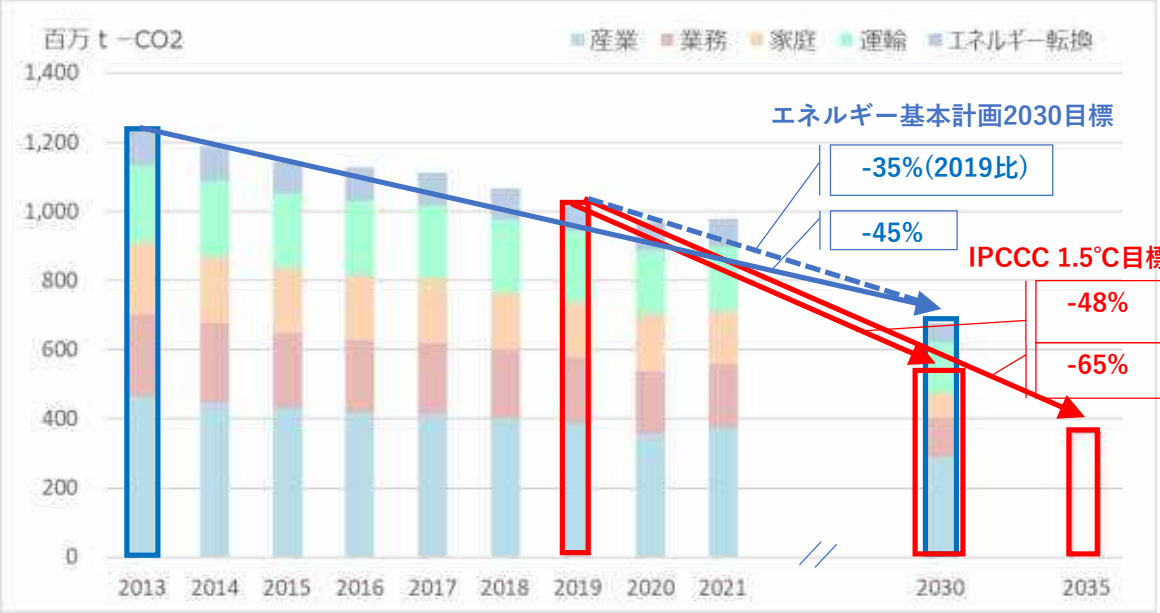
	最終エネルギー消費（原油換算百万kℓ）				電力需要（TWh）			
	2013年度	2019年度	2030年度（BAU）	2030年度（省エネ後）	2013年度	2019年度	2030年度（BAU）	2030年度（省エネ後）
産業	168	156	150	140	365	342	387	331
業務	59	54	70	50	324	316	399	300
家庭	53	47	50	30	283	252	288	211
運輸	83	77	80	60	17	17	19	23
合計	363	335	350	280	990	927	1,092	864

（注）四捨五入により合計数値と一致しない場合がある。

(出典)資源エネルギー庁「2030 年におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」（2021 年 9 月）および総合エネルギー統計(2019 年度)

しかし IPCC の求める 2019 年を基準とする二酸化炭素の排出量削減は、は 2030 年までに 48%削減、2035 年までに 65%である。図 ５-1 に示すようにエネルギー基本計画のエネルギー起源 CO_2 排出は 2019 年度比では 35%削減にしかならない。2035 年にむけては、最低でも IPCC が求めるレベル、すなわち CO_2 排出を 2019 年度比で 65%削減、360 百万トンまで削減することを目標とし、その実現に向けた取組を進める必要がある。

図 5-1：エネルギー基本計画の 2030 年目標と IPCC の求める二酸化炭素排出削減のレベル



出典）資源エネルギー庁「エネルギー総合統計時系列表」、「2030 年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」より財団作成

2．2035 年への需要削減対策の考え方

活動量の想定の基本的な考え方

現在のエネルギー基本計画の需要想定では、それまでの基本計画の想定とは異なり、経済成長率、主要な産業の生産量、業務ビルの総床面積の伸び、旅客・貨物輸送量といった各セクターの活動量を示す「経済水準の指標」の多くが下方修正された。諸々の統計が 2019 年までに漸減あるいは増加の逓減傾向を示していること、また 2020 年以降のコロナ禍の影響もあり、妥当な想定であるといえる。

ただし 2035 年の需要想定にあたっては、さらにその先を考えていく必要がある。特にサーキュラーエコノミー（循環経済）[72]への転換がその重要な視点である。2020 年代に、リサイクルはもとより、デザイン改良・素材変更・強度向上・軽量化・長寿命化等への取り組を強化し、循環型ビジネスモデルへの転換を進めていくことで、資源素材の消費量削減を図る必要がある。その結果、少なくとも素材産業の国内需要については、2035 年までに新規生産をリサイクルに置き換えていくことを開始し、生産量を低減させていくことが重要だ。サーキュラーエコノミーへの移行で全体的なエネルギー消費水準を削減していくことが将来の大きな削減ポテンシャルとなる。

こうした考え方を踏まえ、今回の自然エネルギー財団の想定では、各部門の活動量に反映されるマクロ指標を、エネルギー基本計画が想定する低減傾向がより強まるとして設定した。また、産業部門の最大の排出主体である鉄鋼業においては、高炉からリサイクル鉄

[72] 従来の 3R（リデュース、リユース、リサイクル）に加えて、資源投入量・消費量を抑えつつ、ストックを有効活用しながら、サービス化等を通じて付加価値を生み出す経済活動。

を活用する電炉へのシフトを見込み、サーキュラーエコノミーへのステップの一つとしている。

一層の電化推進の必要性

脱炭素化への道筋の重要なステップとして、世界で共通に認識されているのが、自然エネルギーの活用で脱炭素化を早期に進めることが可能な電力にエネルギー源をシフトしていく電化の推進である。エネルギー基本計画でも、こうした基本的な考え方は踏襲されているが、2030 年の需要想定では対策内容として広範に算入されているわけではない。たとえば、家庭・業務部門の省エネ対策にヒートポンプ式給湯器への代替が組み込まれているようだが[73]、家庭部門の暖房機器や、業務部門の空調熱源の電化については記載がなく、多くの電化が 2030 年以降に先送りされているように見える。

電化の中でもヒートポンプ技術を活用するものは、エネルギー源を化石燃料から電力に代替するだけでなく、エネルギー効率を飛躍的に向上させることから、直ちに積極導入に取組むべきである。

コスト効率についても、家庭用給湯器など、他の機器と比較して既に経済的優位性を持つものもある。また、バッテリー電気自動車のように、近いうちにコストパリティを迎えるという予測が出ているものもある。適切な政策誘導があれば導入拡大を加速することができる。

懸念されることは、電化の推進による電力量の急増だが、ヒートポンプ機器は、そのエネルギー効率の高さから、消費電力の増加は限定的である。すでに普及段階にある空調や給湯機器では、既存の機器の効率改善－省エネ効果も合わせ、電力消費の総量が抑えられる。2035 年の厳しい GHG 排出削減目標を達成するため、また 2050 年脱炭素社会のエネルギー消費の最終形に直結するステップとしても、むしろ早い段階から電化シフトを計画し、そのための需給調整対策やインフラ整備などに本格的に取り掛かる必要がある。

産業部門の電化への取り組みの必要性

エネルギー基本計画の 2030 年度需要想定では、省エネルギー量を想定するにあたって、「2015 年策定時のエネルギーミックスにおいて積み上げられている省エネ対策を土台として、2019 年度までの進捗を踏まえ・・・野心的に見直しを行った。」としている。しかし省エネ量の目標値を部門別の最終エネルギー消費量（省エネ前）と比較すると、各部門の削減率は業務 19%、家庭 24%、運輸 25%であるのに対し、産業部門は 9 %にとどまっている。2019 年度比では、産業部門全体の最終エネルギー消費は 6%減、年率の削減は 0.4%未満である。事業者ごとに見れば、省エネ法ベンチマーク制度で目標を達成しているのは、産業部門の 11 事業（業種）では 243 事業者中 79 事業者である[74]。残り 67%の事業者が目標を達成すれば、業種全体で大きな改善率が見込めることを考えれば、産業部門でのさら

---

[73] 家庭部門における既存給湯器の更新では、他の機器からヒートポンプ機器への代替をまったく想定していなかった前回のエネルギー基本計画と比較すると、省エネ量の内訳で電力消費が増加していることから、一部代替も計画していると推察できる。

[74] 2021 年度定期報告における達成事業者「令和 4 年度 第 1 回工場等判断基準 WG　改正省エネ法の具体論等について」資源エネルギー庁（2022 年 6 月）

なる省エネが実現する可能性は高い。具体的な対策としては、産業部門でも電化が省エネ対策として大きな効果を持っていることから、今回の財団の需要想定では、下記の取組を考慮して算定を行っている。

最重要の取組みは、電気ヒートポンプ式設備機器の導入である。例えば、産業プロセスの様々なところで使用されている小型還流ボイラーを産業用電気ヒートポンプで代替していくことは、設備改修も比較的容易であり、コスト効果が見込める場合も多く、広範に導入可能である。ボイラーの用途のうち、工場用空調については、多くの場合で代替が可能であり、加熱（低温加熱及び給湯・洗浄）、低温乾燥、そして高温利用についても一定の代替が見込める。

さらに工業炉についても、ヒートポンプ機器ほど高いエネルギー・コスト効果が見込めず、電力消費の増加も大きいが、電力供給が許す限り推進していくべきである。エネルギー基本計画では、経済的、熱量的、構造的に電化が困難な熱需要については、合成メタン・合成燃料の活用を選択肢として追求していくとして、工業炉の電化は 2030 年までは殆ど見込まれていない。しかし、電化が困難とされる経済的・熱量的・構造的な条件は変化している。2035 年までに導入可能な技術で、2050 年以降も使える技術として電化に投資していく必要性は高い。

とりわけ鉄鋼業においては、高炉の電炉シフトを進める必要がある。これは、スクラップ鉄を活用するサーキュラーエコノミーの推進としても重要な取組みである。既存の高炉の 60%（生産能力ベース）は 2035 年までに設備寿命[75]を迎え、巨額の再投資を要する。その設備更新の時期を捉えて高炉の電炉化に踏み切る戦略が必要となっている。同様に産業の設備の耐用年数は一般に 30 年以上と長期であることから、設備更新の時期を逃さないことが重要である。設備投資が高額になり負担をともなうからこそ、2035 年に向けて今から設備更新のタイミングを考慮し、計画的に取り組む必要がある。

運輸部門における電気自動車（EV）化の推進

運輸部門での電化、特に電気自動車（EV）の導入も積極的に組み込んでいくべき対策である。エネルギー基本計画では、2035 年に新車販売で電動車 100%という方針のもと、省エネの取組みの一環として表 5 -2 のように普及・導入見通しを設定している。

この目標設定は、従来からの次世代自動車推進の流れで、ハイブリッド自動車を対策の中心とするものであり、EU[76]やカリフォルニアで進む乗用車の電化推進の流れとは性格を異にする。しかし、CO_2 排出削減をさらに大きく積み増しする必要を考えると、日本でも燃料消費が残ってしまうハイブリッド自動車よりも、大幅な燃料削減とエネルギー効率の向上が可能な電気自動車へのシフト（EV 化）に拍車をかけていく必要がある。急速な拡大を可能にするためには、充電設備のインフラ整備を進める必要があり、生産から廃棄に

[75] 高炉は、約 20 年をサイクルとして炉の大規模改修（リライニング）が必要となる。
[76] 2023 年 3 月 28 日、EU はこれまで示していた「2035 年以降内燃機関を搭載する新車の販売を事実上禁止の方針」を、二酸化炭素と水素（製造時の排出がほぼゼロに限る）から作る合成燃料を使う場合は認める方向で方針の一部を修正した。日本では HEV も認められる可能性が生じたとの報道もあるが、合成燃料使用に限定しており、また合成燃料は、高コストでエネルギー効率が低いことから、ごく一部のラグジュアリー・カーで使用される可能性が開かれただけである。

至るサプライチェーン全体の変革も必要になる。こうした広範な戦略・政策が大前提となるが、2035 年に向けては、EV 化を対策の中心に据えるべきだと考えられる。

表 5-2：次世代自動車についての政府の普及・導入見通し

「次世代自動車」の種類	2030年度導入・普及見通し（エネルギー基本計画）
ハイブリッド自動車（HEV）	29%
電気自動車（EV）・ プラグインハイブリッド自動車（PHEV）	16%
燃料電池自動車（FCV）	1%
クリーンディーゼル自動車（CDV）	4%

出典）導入普及見通し；2030 年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)（2021 年 9 月）より、自然エネルギー財団作成

貨物車においても、エネルギー基本計画では 8 トン以下の商用車で 2030 年までに電動車の新車販売に占める割合を 20~30 %とすること、2040 年までに電動車と合成燃料を含めて 100%とするという目標を置くが、EV 化がどの程度進行するかの具体は示されていない。2035 年に合成燃料が適正な価格で広範に普及しているとは考え難いため、小型のトラックを中心に EV へのシフトを進めることが現実的かつ効果的な対策であると考える。

今回の需要想定では、上記の視点から、自動車、トラックなどで積極的な EV 化を見込んでいる。自動車の EV 化による需要量の増加は、今回の算定結果では、そのエネルギー効率の高さも手伝い、総量としては電力需要全体の 5 %程度と、あまり大きくない。同時に職場や家庭での充電設備の充実、蓄電設備の併設、スマートチャージングや、デマンドレスポンスなどの対策を合わせて導入することで、充電によるピークが生じないような工夫を進めることも重要になっていく。

2. 2035 年需要電力量の推計

上記の点を踏まえて、2035 年の電力需要の推計を行った。今回は主として電力需要に焦点を当てながらも、IPCC の求める排出削減に向けて、エネルギー需要全体の削減を進めることに留意した。推計結果は、表 5-3 のとおりである。

2035 年における最終エネルギー需要は、原油換算で 254 百万 kl となった。2019 年度を基準とすると、24%の削減となっている。家庭、運輸と産業部門で削減が進んでいる。本推計をエネルギー基本計画の 2030 年目標と比較すると、産業部門と業務部門でより大きなエネルギー削減を見込んでいる。

総電力需要は 850TWh となり、2019 年と比べると 8%の減少である。省エネによる電力削減を進め産業、業務、家庭部門で削減が進んだ。運輸部門はもともと電力消費が少ないが、2050 年に向けて EV 化を進める計画としたため、最終エネルギー消費の削減に比べ、電力需要の削減が少なくなっている。

表 5-3：2035 年エネルギー・電力需要の想定

部門	最終エネルギー消費（原油換算百万kℓ）					電力需要（TWh）				
	2013年度	2019年度	2030 年度（エネ基）	2035年度	2019年比	2013年度	2019年度	2030 年度（エネ基）	2035年度	2019年比
産業	168	156	140	113	-28%	365	342	331	299	-13%
業務	59	54	50	42	-23%	324	316	300	266	-16%
家庭	53	47	30	31	-34%	283	252	211	219	-13%
運輸	83	77	60	55	-29%	18	17	23	66	286%
合計	363	335	280	254	-24%	990	927	864	850	-8%

（出典）自然エネルギー財団作成

各部門の算定の概要は以下の通りである。

産業部門

産業部門の最終エネルギー消費は、2019 年度比で 28%削減と想定した。エネルギー基本計画の 2030 年目標と比較すると 20%低い水準となっている。電力需要は 299TWh で 2019 年度比 13%の削減となっている。

算定の基礎となる活動量の設定では、人口予測やエネルギー基本計画における主要産業の生産量の想定を前提に、サーキュラーエコノミーの観点も加えて、2030 年以降低減傾向が強まると考えている。現状のエネルギー消費に活動量の予測低減率を乗じたものを 2035 年の BAU と想定し、省エネ、電化を削減対策として加味した。エネルギー削減の要素としては、産業用ヒートポンプの導入によるエネルギー効率化の推進が効果を上げている。省エネ効果の大きさから電力需要の伸びが相殺されている。

また産業全体の排出量の半分近くを占める鉄鋼業では、既存の高炉から電炉へのシフトを対策として組み込んでいる。2035 年までに設備寿命を迎える高炉の 15%、生産能力として約 750 万トン程度の高炉を電炉化している。

業務部門

業務部門の最終エネルギー消費は、2019 年度比で 23%削減と想定した。エネルギー基本計画の 2030 年目標と比べると、16%低い水準である。電力需要は 2019 年度比 16%削減の 266TWh と算定された。

活動量の指標としては業務系建築物の延床面積を使い、エネルギー基本計画の 2030 年想定値を踏襲するが、以降 2035 年までは、人口減少傾向を勘案し、実際に活用される床面積は 2030 年以降は低減に転じると考えた。

床面積当たりのエネルギー源別消費量を原単位 として、2035 年の業務床面積予測値を乗じることで、BAU のエネルギー消費を算出し、その上で、用途別、エネルギー別に対策量を積み上げて削減量を算定、差し引いた。主な対策としては、まず暖房、給湯、照明、厨房における設備更新に合わせて、機器の効率向上・電化を想定した。照明の LED 化の

徹底に加え、空調・給湯設備の電気ヒートポンプ化は、電化と効率化の両面で大きな効果を生み出している。さらに、建築物の新築や改修時の断熱・遮熱性能の強化によるエネルギー負荷の低減によるエネルギー・電力需要削減を想定した。新築は 50 年、既存建物の改修は 25 年をサイクルとして算定している。

家庭部門

家庭部門の最終エネルギー消費は、2019 年度比で 34%削減と想定している。エネルギー基本計画の 2030 年目標と比べると、3%高い水準である。電力需要は 2019 年度比 13%削減の 219TWh となった。

活動量の指標は世帯数推計で、2035 年度は 2019 年度比で 3%の減少である。世帯当たりの用途別エネルギー別のエネルギー消費量を原単位として、2035 年の世帯数予測値を乗ずることで BAU を算定し、そこから対策を用途ごとに積み上げて差し引いた。主要なエネルギー削減対策は、業務部門同様、冷暖房、給湯、厨房、照明動力の各用途の設備更新に合わせた機器の効率化および電化である。家庭部門では、他の燃料の暖房機器が電気ヒートポンプエアコンで代替されること、また、給湯器が電気ヒートポンプ給湯器に代替されることで大きな効果を上げている。さらに、建築物の新築や改修時の断熱・遮熱性能の強化によるエネルギー負荷の低減によるエネルギー・電力需要削減も想定している。新築は 40 年、既存住宅の改修では 25 年をサイクルとして算定した。

運輸部門

運輸部門の最終エネルギー消費は、2019 年度比で 29%削減と想定した。エネルギー基本計画の 2030 年目標と比べ、8%低い水準である。電力需要は 2019 年度比 286%増の 66TWh となった。

活動量は、旅客交通量・貨物交通量を指標として 2030 年度のエネルギー基本計画の想定値を基に 2035 年以降は人口比で逓減すると予測し、旅客需要で 9%、貨物需要で 1%の減少を見込んでいる。エネルギー消費は、旅客・貨物のモード（自家用自動車、タクシー、バス、トラック、鉄道、船舶、航空）ごとの 2019 年度の部門別輸送機別エネルギー消費原単位を基に、燃費改善見込みを回帰計算等で求め、交通量の 2035 年予測値を乗じて算定している。エネルギー消費原単位は自家用乗用車で向上してきているが、トラック貨物では改善率が低く、鉄道ではほとんど変化が見られないなどモード毎の特徴がある。

これに加える対策としては、自動車における電化が主要なものである。2035 年時点の乗用車のエネルギー消費における EV・PEV のシェアを 30%、バス、トラックにおいてもそれぞれ 15%まで導入されると想定している。また、モーダルシフトも、旅客自動車のバスへの移行、貨物自動車の鉄道への移行を一部想定している。

第２節　各電源の供給可能量の見通し

1. 自然エネルギー発電

ここまで検討してきた各自然エネルギーの導入可能量をまとめたのが、表 5-4 である。太陽光発電、風力発電などの導入を加速する規制改革が行われ、促進に必要な政策が実施

されれば、2035 年度の自然エネルギー発電の発電量は 714.5TWh まで拡大することが可能と想定される。

表 5-4：2035 年度における自然エネルギー発電の予測

		2021 年度	2030 年度（エネ基）	2030 年度（REI 予測）	2035 年度（REI 予測）
設備容量(GW)	太陽光	79.2	164.0	208.0	280.2
	風力	4.6	23.6	30.9	59.8
	バイオマス	5.6	8.0	9.2	9.2
	水力	22.0	23.2	23.9	24.6
	地熱	0.5	1.5	0.7	1.6
	合計	111.9	220.3	269.7	375.4
発電量(TWh)	太陽光	86.1	146.0	255.1	343.7
	風力	9.4	51.0	87.9	174.0
	バイオマス	33.2	47.0	59.6	85.7
	水力	77.8	98.0	93.1	99.6
	地熱	3.0	11.0	4.5	11.5
	合計	209.5	353.0	500.2	714.5

注）政府のエネ基における太陽光発電の野心的目標は 117.6GW であるが、AC ベースであるため、比較のため過積載率 140％を乗じて、DC ベースに換算した。

出典) 2030 年度については、自然エネルギー財団「2030 年エネルギーミックスへの提言（第 1 版)」(2021 年 8 月）より作成

自然エネルギーだけで 714.5TWh という数字は、現在の 3 倍を超える発電量であり、2030 年の政府目標 353TWh の 2 倍以上の水準である。現状や政府目標と比較すれば大幅な増加が必要であり、容易な目標でないことは明らかである。しかし、第 1 章で述べたとおり、先進国ではＧ 7 の大半の国が 2035 年までに自然エネルギーを中心とした全電源の脱炭素をめざしており、その中には現在の自然エネルギー導入率が日本と同程度の米国も含まれている。

今回のシナリオでは、2035 年までに太陽光発電導入量を現在の 3.5 倍に増加させることを想定しているが、欧州の REPowerEUPlan では、2030 年までに 4 倍にすることを目標に掲げている。風力発電については 2035 年までに 13 倍化することになり、太陽光発電よりも急速な拡大が必要である。しかしこれは、現時点の設備容量が 4.6GW にとどまり、洋上風力にいたっては 135MW しかないという立ち遅れの結果である。電力市場の規模が日本の 3 分の 1 である英国では、洋上風力発電の設備容量を現在の 10GW から 2030 年までに 50GW へと 5 倍化することを目標にし、実際にその実現に向けた多くのプロジェクトが進行している。

急速な自然エネルギー拡大が求められているのは日本だけではない。G7 諸国をはじめ世界の多くの国が同じテーマに挑んでいる。世界が自然エネルギー拡大に最優先に取り組

んでいるは、太陽光発電でも陸上・洋上の風力発電でも、その発電コストが劇的に低下し、今後の更なる低下も見込むことができるからである。今回のシナリオで示した導入量は政府のこれまでの計画と比較すれば大きなものだが、2050年にむけては更に大きな導入が必要であり、2035 年にむけても、コスト低下、技術開発、規制改革の進展いかんにより、今回のシナリオを超えて導入できる可能性もあると考えられる。

2. 原子力発電

第 1 章で指摘したように GX 基本方針において、岸田政権がもっとも力点を置いているように見えるのは原子力発電の復権である。原子力を推進する根拠として、当面の電力供給の確保と気候変動対策の推進がうたわれている。しかし、原子力発電はこれまでも指摘したとおり、安定的な電力供給を担えるものではないし、今後の脱炭素電源として大きな役割が果たせるものでもない[77]。原子炉の新設については、GX 基本方針のロードマップを見ても、2035 年時点での稼働は想定されていない。コスト等検証委員会においても、原子力発電は、計画から運転開始まで 20 年かかるとされている。したがって以下では、既存原発の発電量についての検討を行っておく。

現在の稼働状況

2023 年 3 月時点で、日本に 33 基（33GW）ある原子炉のうち、稼働しているのは 10 基（10GW）にとどまっている。これに加えて、新規規制基準に合格したものが 7 基（7.1GW）あるが、再稼働には至っていない。

図 5-2：日本における原子力発電の稼働状況（2023 年 3 月時点）

出典）日本原子力産業協会「日本の原子力発電炉（2023 年 3 月 7 日現在）」より自然エネルギー財団作成

また、建設中の原子炉が 3 基あるが、島根第 3（中国電力：1.37GW）については、2024 年に建設完了を見込み中断していた審査が再開したところである。大間（電源開発：1.38GW）は 2029 年に建設完了見込みとされているが、審査が長期化し、稼働が 5 度目の延期となっ

[77] 自然エネルギー財団「日本の原子力発電　政策の妥当性を検証」2023 年 2 月 17 日

ている。また、東京電力ホールディングスの東通（1.38 GW）は建設が中断したままであり、完成の見通しはたっていない。

政府の発電量見込み

第 6 次エネルギー基本計画は、2030 年度の電源構成に占める原子力発電の割合を 20～22%（186.8～205.5TWh）としている。2021 年度の原子力比率がわずか 6.9%であることを考えると、およそ 3 倍という大幅な増加を見込んでいることが分かる。しかし、この 2030 年目標は、現実離れしたもので、過度に野心的であると言わざるを得ない。再稼働済みの原子炉に加え、規制基準に合格したがまだ未稼働の原子炉、現在申請中の原子炉が全て稼働し、更に東通以外の 2 基の新設原子炉が稼働すると想定すれば、最大では 15.7%に達する計算になる。しかし、すでに再稼働や建設の遅れが顕在化しており、この最大値の達成は極めて困難である[78]。

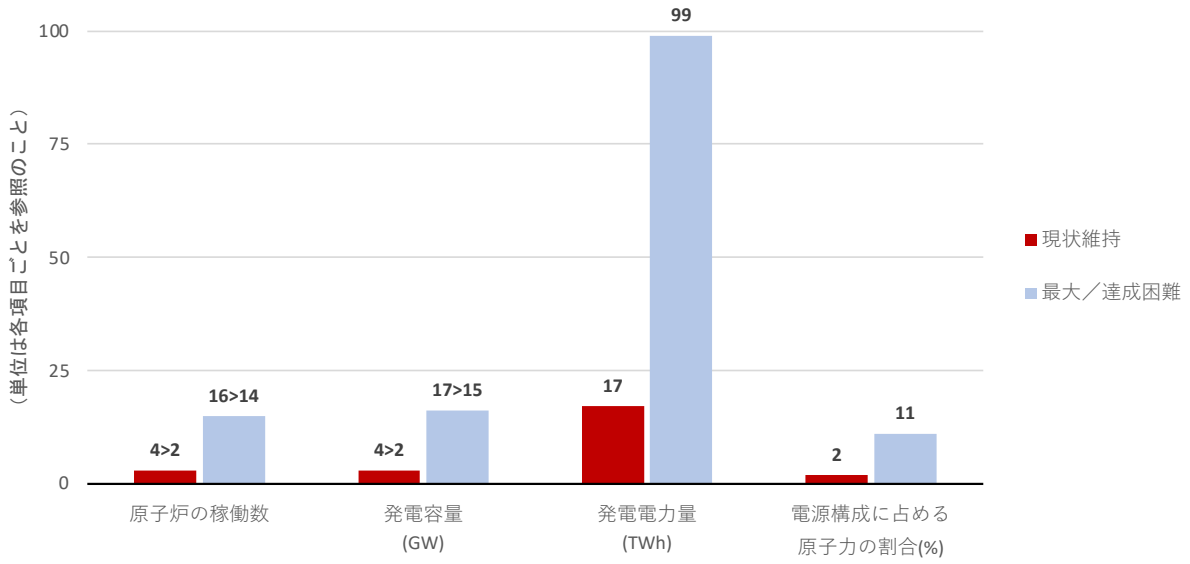
2035 年の発電量見込み

これまでに稼働した 10 基の原子炉の中で現在、2035 時点での稼働が予定されているのは、2035 年度には九州電力の玄海第 4（1.18GW）と 60 年運転が認められた関西電力の美浜第 3（0.8GW）の 2 基のみである。これに現時点では稼働していないが、新規制基準に合格し稼働予定日が決まっている女川 2、高浜 2 が再稼働を果たせば、この 2 基は 2035 年時点では稼働している。それでも、これら合計 4 基で供給可能な電力は約 17TWh であり、全体発電量の 2 %程度にすぎない。また、これら 4 基のうち 2 基は 2035 年内に、1 基は 2036 年に、1 基は 2037 年に、それぞれ運転期限を迎える。

これに対し、（1）現在、審査中の原子炉が全て審査に合格して再稼働し、（2）また 60 年運転を申請している原子炉が延長を認められ、（3）更に島根第 3 と大間が稼働を開始するというケースを想定すれば、2035 年度に最大では、既設の 14 基、2 基の新設と合わせて 16 基が稼働していることになる。この場合には合計で 99TWh を供給し電力の 11%程度をまかなうことになる。しかし、このシナリオの実現は極めて困難である。世界には 60 年を超えて実際に稼働している原子炉は存在しない。またこの試算では設備利用率 70%を想定しているが、既存原発は老朽化の影響からは免れず、トラブルの頻発により稼働率の低下が予測される。また既設 14 基の半数 7 基は 2038 年までに運転を終了する。

[78] 詳しくは、自然エネルギー財団「日本の原子力発電政策の妥当性を検証」（2023 年 2 月）を参照のこと。

図 5-3：2035 年の原子力発電の予測



（注）現状維持：再稼働済み（運転期間の延長申請中を除く）、 再稼働予定日が確定した原子炉。最大／達成困難：再稼働済み（運転期間の延長申請中を含む）、 再稼働承認 ・ 申請済みの原子炉（運転期間超過を除く）、 建設中の島根 3 と大間を含む。

出典)自然エネルギー財団作成

以上の検討から明らかなように、電力の安定供給と気候変動対策に大きな役割を果たすと政府が喧伝する原子力発電は、実際には 2035 年の電力供給にも二酸化炭素排出の削減にも大きな役割を果たすものではない。巻末に掲げた「脱炭素電源のコスト比較」で述べるように、新設原子炉は高コストであり、経済性の面だけから考えても合理的な選択ではない。

3. 化石燃料発電

現在の導入状況と新設計画

パリ協定に沿って、工業化以来の世界の平均気温の上昇を「1.5 度」までに抑えるためには、可能な限り早期に、すべての化石燃料電源をフェーズアウトしていく必要がある。しかし、現状では日本の電力供給の大半は、化石燃料で占められている。

日本の 2021 年度末の主要な化石燃料発電設備は石炭火力が 50.4GW、天然ガス火力が 79.1GW、石油火力が 22.7GW であった。また、発電量割合では石炭火力が 31%、天然ガス火力が 34.4%、石油・廃棄物火力が 7.4%を占めており、2021 年度の総発電量の 72.8%が化石燃料によるものであった[79]。

[79] 経済産業省資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」（2021 年度）

石炭火力

火力発電の中でも最も二酸化炭素排出量が大きい石炭火力の利用を可能な限り早くフェーズアウトすることは、気候変動政策、エネルギー政策の最重要の課題の一つである。これは IEA の「2050 年ネットゼロ」報告書でも明示されており、パリ協定に基づく 1.5℃目標シナリオでは、先進諸国は対策なしの石炭火力発電について 2030 年までにフェーズアウトする必要がある。

こうした IEA や IPCC などの脱炭素シナリオの科学的知見に基づき、既に OECD 諸国と欧州の石炭火力発電設備の 4 分の 3 以上が 2030 年までに閉鎖される予定である[80]。英国では、カーボンプライシングにより 2012 年に年間電力供給の 38%を占めていた石炭火力が、2019 年にはわずか 2%にまで激減している[81]。

こうした科学的知見および OECD 諸国の動向を踏まえ、本報告書でも、2030 年度までに石炭火力発電の利用が終わることを想定する。確かに、日本では、石炭火力発電からの電力供給が依然として多いことに加え、2.3GW が新設される計画がある。2023 年 2 月には神戸製鋼所が 650MW 級の石炭火力発電を運転開始するという、気候変動対策に逆行する動きが見られた。さらに政府は依然として、アンモニア混焼、CCS の活用などにより石炭火力発電を継続利用していくスタンスである。第 1 章で指摘し、また巻末「脱炭素電源のコスト比較」でも述べるように、こうした方法での火力発電からの排出削減は、実現可能性からもコスト面からも妥当な選択ではない。こうした試みがパリ協定に基づく脱炭素化目標と両立しないことは、自然エネルギー財団のこれまでの報告書や発表において重ねて明らかにしている[82]。石炭火力発電は、2035 年ではなく 2030 年までに全ての稼働を停止する必要がある。

天然ガス火力

天然ガス火力発電は化石燃料発電の一種であるが、他の火力発電に比べると CO_2 排出量が少ない。天然ガス火力発電の設備利用率をあげて石炭火力と置き換えるだけでも石炭火力分の CO_2 排出量を半減できる。また、原子力発電と比べても柔軟な出力調整に優れており、変動型自然エネルギーとの適合性がある。2035 年以降、できるだけ早い時点での自然エネルギー100%を実現し、ガス火力もフェーズアウトする必要があるが、それまでの間は自然エネルギーが供給できない部分をガス火力が供給することになる。この観点から、2035 年に自然エネルギーでカバーできない残りの電力需要を、既設の天然ガス火力発電設備で補えるかどうかを検討した。

---

[80] Powering Past Coal Alliance “THE STATE OF GLOBAL ACTION TO END EMISSIONS FROM COAL POWER“(2022 年 11 月)
https://poweringpastcoal.org/news/powering-past-coal-2022/

[81] 英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）“National Statistics Energy Trends: UK electricity”（2020 年 5 月 28 日最終更新）https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-section-5-energy-trends

[82] 自然エネルギー財団「脱炭素社会へのエネルギー戦略の提案 2050 年 CO_2 排出ゼロの日本へ」（2019 年 4 月）
同「日本の石炭火力輸出政策 5 つの誤謬」（2020 年 2 月）
同「日本の石炭火力発電政策の現状と課題」（2022 年 7 月 8 日「石炭火力発電フェーズアウトへの挑戦：日英の政策から考える」ウェビナー資料）などを参照されたい。

2022 年に約 79GW ある既設の設備については運転開始から 40 年で停止し、新設計画があるもののまだ建設に至っていないと考えられる 2.3GW の設備[83]は建設されずに中止されることを想定すると、2035 年時点では約 58GW の天然ガス火力が存在することになる[84]。これらの発電設備が 70%稼働と想定すれば、356TWh の供給が可能である。これは先に想定した電力需要の約 40.0%に相当する。したがって石炭火力、石油火力についてはすべて段階的に廃止し、天然ガス火力を新設せずとも、既設の天然ガス火力の活用と自然エネルギーで 2035 年の必要電力を供給することは可能と考えられる。

第３節　脱炭素化電力ミックスの姿

2035 年における電力需要、自然エネルギー電源、原子力発電、化石燃料発電に関する検討を踏まえ、2035 年において実現をめざすべき、そして必要な制度改革によって実現の可能な脱炭素化に向けた電力ミックス（以下、「脱炭素化電力ミックス」）は、表 5-5 に示すとおりである。

表 5-5：2035 年度における脱炭素化電力ミックス

電源種類		発電量（TWh）	割合（%）
自然エネルギー	太陽光	343.7	38.6
	風力	174	19.6
	バイオマス	85.7	9.6
	水力	99.6	11.2
	地熱	11.5	1.3
	小計	714.5	80.3
化石燃料	天然ガス	175.5	19.7
合計		890	100

出典)自然エネルギー財団作成

2035 年に想定される発電量 890TWh（第 1 節で推計した電力需要に供給ロス分を加算）の 80.3%にあたる 714.5TWh を太陽光発電、風力発電を中心とする自然エネルギー電源が供給する。残余の 175.5TWh は天然ガス火力が供給することになる。

CO_2 排出量の削減を最大化するため石炭火力発電は利用を想定しない。原子力発電は 2035 年時点で計算上、最大では 11%程度の電力を供給できる可能性はあるが、現実には実現困難であること、仮に実現したとしても 2035 年以降も継続的に発電量を維持できな

[83] 北海道電力の石狩湾新港 2 号・3 号、関西電力の姫路天然ガス 3 号機は未着工と判断した。沖縄の吉の浦 3 号・4 号機については情報がないが未着工とした。

[84] 自然エネルギー財団作成日本の火力発電設備リスト（参考資料：旧一般電気事業者及びその他電力会社のウェブサイト・統合報告書・プレスリリース等、エネルギー庁新エネルギー小委員会第 18 回系統ワーキンググループ「電力会社設備一覧等」（2018 年 11 月 12 日）

いこと、更には放射性廃棄物の最終処分場が確保されていないなど、持続可能な電源とは評価できないことから、利用を想定していない。

この脱炭素化電力ミックスの実現により発電部門からの CO_2 排出量を 73.2%削減することが可能となる[85]。更に現在と比べ、火力発電に用いる化石燃料の必要量を大幅に減らし、2021 年度の発電用の燃料費 5 兆 3680 億円を 1 兆 1590 億円へと 4 兆 2090 億円削減することができる。天然ガスの輸入はなお継続するものの、その発電量は 2021 年度の 355.5TWh から 175.5TWh に半減し、それだけ化石燃料価格の乱高下の影響を受ける度合いを減らすことができる。バイオマス燃料の輸入分を除けば、電力のおよそ 8 割弱を国内の自然エネルギー資源でまかなうので、エネルギー自給率の向上、エネルギー安全保障の強化に寄与することになる。

[85] 天然ガス発電の排出源単位：375g- CO_2/kWh、電力部門の排出量は、環境省温室効果ガスインベントリの 2020 年度の数値 391,294kt-CO_2 で計算。

第６章　脱炭素化電力ミックス実現への提案

前章までに、2035 年までに日本の電力供給における自然エネルギーの割合を 80%程度まで引き上げる可能性があることを示してきた。本章では日本が本来有する豊かな自然エネルギーのポテンシャルをいかし、また企業、自治体、地域の持つ活力に依存し、脱炭素化電力ミックスを現実のものとするために必要な課題を示し、提案を行う。その主要な柱は以下の７点である。

脱炭素化電力ミックス実現への７つの柱

１　エネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギー電力目標を 80%以上に

２　風力発電・太陽光発電導入を大幅に加速する規制改革の実施

（１）風力発電の開発期間を半減する規制改革

（２）新築建築物への太陽光発電設置義務

３　所有権分離を中心とする電力システムの再改革

４　自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網増強の着手

５　世界の脱炭素投資を日本に呼びこむカーボンプライシングの早期導入

６　コーポレート PPA の加速

７　自然エネルギー開発における自治体の責務と実行力の強化

第１の柱　エネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギー電力目標を 80%以上に

2023 年 3 月 20 日に公表された IPCC の第 6 次統合報告書[86]は、1.5℃目標を達成する機会が閉ざされつつあるという危機感をこれまでになく端的に表明している。

「気候変動は人間の幸福と地球の健康に対する脅威であり、全ての人々にとって住みやすく持続可能な将来を確保するための機会の窓が急速に閉ざされようとしている」

その上で IPCC が求めるのは、1.5 度目標達成のため、なお残された可能性を生かすために、世界の二酸化炭素排出量を 2019 年比で 2030 年までに 48%、2035 年までに 65%

[86] IPCC “SYNTHESIS REPORT OF THE IPCC SIXTH ASSESSMENT REPORT (AR6) Summary for Policymakers”（2023 年 3 月）

削減することである。残された時間は少ない。IPCC は今回の報告書で「この 10 年間に行う選択や実施する対策が、現在から数千年先まで影響を持つ」と指摘している。

48%、65%という削減水準は世界全体を対象としたものであるから、先進国にはより高い削減が求められる。先行的に排出削減が必要な電力部門に関しては、G 7 加盟国の中で米国、英国、カナダが自国の目標として 2035 年の全電源脱炭素化を決めている。ドイツも 2038 年までの石炭火力廃止を 2030 年までに前倒しすることに努力し、全電源脱炭素化を実現するとしている。フランスは 2022 年時点で自然エネルギー電力と原子力をあわせ 88%に達している。イタリアは 2030 年で 70-72%の自然エネルギー目標を定めているので、2035 年にはそれ以上のレベルを目指すことが想定される。このように他の G7 加盟国の 2030、2035 年目標を見ると、日本の 2035 年目標水準 36－38%の低さが浮き彫りになる。

電力部門の排出削減目標の引き上げが課題となるときに、政府の対応として容易に予想されるのは、原子力発電の活用を更に進めようとすることであり、また石炭アンモニア混焼発電、CCS 付き火力発電の供給割合を高めようとすることである。しかしここまで検討してきたように、2035 年の日本において、どちらも大きな供給力になるものではない。更に、原子力も「ゼロエミッション火力」も発電コストが高く、巻末の「脱炭素電源のコスト比較」で示すように、経済的にも全く合理的な選択ではない。

2035 年時点での電源脱炭素化を真剣に追及しようとすれば、自然エネルギー電力の供給を飛躍的に拡大する以外に現実的な選択肢はない。IPCC の提起、他の先進国のめざす目標水準、そして本報告書でこれまで検討してきた太陽光発電、風力発電などの供給可能性を踏まえれば、2035 年の電力の少なくとも 80%を自然エネルギーで供給する必要がある。

そのための第 1 歩として、現在のエネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年の自然エネルギー電力目標を80%以上とすることを国のエネルギー政策の根幹に位置付ける必要がある。世界の国々は 2025 年までに 2035 年までの国別削減目標（NDC)を提出しなければならない。エネルギー基本計画の改正はそのためにも必須である。

80%以上の導入目標とともに、電源ごとに導入する設備容量の目標とそのロードマップを示すことも必要である。これから 2035 年までに、毎年、太陽光発電、陸上・洋上の風力発電が何 GW 程度導入されていくのか、その道筋を示すことが投資の予見性を高めることになる。大きな目標の設定とロードマップの提示が太陽光発電、風力発電などのサプライチェーンの形成を促し、導入の加速化とコストダウンを可能とする。先進国だけでなく、中国、インドなどの新興国、更には発展途上国でも自然エネルギー導入は加速していく。その中で日本だけが低い目標のままにすれば、日本には必要な投資が集まらず国内のサプライチェーンも形成されない。

政府は、2011 年の東日本大震災と福島第一原子力発電所事故まで、自然エネルギー導入を促進する政策を殆ど行ってこなかった。2012 年に固定価格買取制度を導入したものの、震災後に初めて改定した 2014 年のエネルギー基本計画では、2030 年自然エネルギー目標を 22－24%という低い水準に設定し、2018 年の改定でも据え置いてしまった。低い導入目標の下で、洋上風力発電の導入の取組は立ち遅れ、建築物への太陽光発電導入を促進する施策にも取り組まれなかった。こうした政府の消極的な政策の中で、日本の自然エネル

ギー導入は欧州や中国などに大きく遅れてしまった。2035 年を前に、こうした誤りを繰り返してはならない。

第２の柱　風力発電・太陽光発電導入を大幅に加速する規制改革の実施

エネルギー基本計画で高い自然エネルギー電力目標を決め、ロードマップを示すとともに、必要なのは中心となる風力発電、太陽光発電の開発を大幅に加速する規制改革を行うことである。

風力発電導入加速への課題

世界の自然エネルギー拡大をけん引している双璧は太陽光発電と風力発電である。日本の致命的な弱点は、これまで風力発電の導入があまりに少なく、テンポの遅いものだったことである。洋上風力発電の開発がようやく始まっているが、そのレベルは欧米、中国という先進地域と比べると桁違いに低い。風力発電開発を大幅に加速し、開発期間の半減をめざす規制改革は、2035 年電源脱炭素をめざす最も重要な課題と言える。第 3 章で検討した 2035 年度までの約 60GW の導入を実現するためには、計画から運転開始までの許認可手続の迅速化が不可欠である。その中では、特に洋上風力の「セントラル方式」による導入規模の拡大と加速化に向けた環境整備が求められる。同時に、風力発電が地域との共生を実現するものであることが重要である。立地地域・海域の利害関係者との対話や調整は、国がイニシアティブをとる枠組みの中で、早期の段階から取り組まれる必要がある（更に早急な電力系統整備が必要であり、これについては第 4 の柱で述べる）。

許認可手続きの迅速化

風力発電の導入が先行する国でも、さらなる開発加速化のための規制改革に取り組まれており、例えば英国では、13 年程度かかる洋上風力発電の開発期間を半減することを目標に諸施策を掲げ、欧州連合では許認可期間の短縮に向けた制度整備を開始している（後記 Box 参照）。

風力発電の開発手続にはさまざまな許認可が必要である。許認可の取得にかかる手続の長期化を改善しなければ、導入のスピードは上がらない。逆に、導入スピードが上がることにより、事業の予見可能性が高まってリスクが低減し、事業者の投資も増加し、早期の導入量の加速化も見込める。

風力発電施設や送電線を設置する林地・農地等の土地利用手続については、さらなる合理化の余地がある。例えば、保安林や農地に関する情報や手続のデジタル化推進[87]は、事業者を始めとする利害関係者の情報アクセスにも資するほか、事例の集積（データベース化）や分析等を通じて運用基準の明確化にも役立つなど、手続の透明化・迅速化向上のために必要である。

---

[87] 例えば、保安林の位置はデータベースで公開されているが、保安林指定の解除にあたっての審査基準が異なる第１級地と第２級地の別は掲載されていない。また、農地についても、農地の種別（第一種等）について公開されたデータベースで確認することは難しい。

必要な許認可手続は複数の行政庁にまたがっていることから、特定の行政庁（例えば経済産業省）がその進行を一元的に管理すべきである。これにより、自然エネルギー導入に関わる許認可手続の進行全体を確認・モニタリングできるようにし、重複の排除や同時並行化、手続の隘路となっている規制の特定と迅速な改善対応といった合理化を進めるべきである。

発電施設等の安全基準に関する審査（技術基準適合性評価）は、特に洋上風力で、手続の重複や基準の不明瞭性のために時間とコストがかかっている。経済産業省も問題の改善に取り組んでおり、手続の重複を避ける仕組みを導入した。具体的には、技術基準適合性評価手続を、経済産業省が登録する機関が実施する制度を新設し、これまで、第三者認証機関と経済産業省とで二重に行われていた評価手続について、登録適合性確認機関による確認を経た部分については経済産業省での確認を省略できることとなった。本制度は2023年3月から実施されるが、審査手続の短縮化に結び付く適切な運用が求められる。加えて、基準の明確化に向けては、国際規格や第三者認証を最大限活用することで、迅速に課題を克服することが重要である。

なお、洋上風力については、発電所の設計に必要な風況や海底地盤、気象・海象について、独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）が調査を行う制度が 2023 年度から開始される。JOGMEC の調査結果は、事業者公募手続に合わせて事業者に提供されるが、この際、登録適合性確認機関による適合性確認文書（これまでのウィンドファーム認証に相当するもの）の取得に必要な情報が収集・提供され、事業者に適時に提供されることが必要である。これにより、選定事業者自身が実施する調査が必要最小限となり、選定後に必要な時間の短縮が可能となる。また、JOGMEC の調査が、2035 年度までの導入必要量に見合うだけの海域で実施されるべきことは当然である。

環境影響評価手続きの迅速化

環境影響評価も時間を要する手続の一つである。実地調査を行う場合に必要な期間は適切に確保されなければならないため、導入加速化を図るためには、環境影響評価に関連する情報収集や調整を可能な限り前倒しで実施することが必要である。国や地方公共団体が区域・海域を指定して自然エネルギー開発を促進する制度（地球温暖化対策推進法の下で地方公共団体が行うポジティブゾーニングや、再エネ海域利用法の下で国が定める促進区域等）を活用する場合には、国等が環境影響評価に関する情報収集や調整を主体的に実施し、環境影響評価手続の初期段階（配慮書や方法書）を省略できる仕組みを整備することが求められる[88]。

また、情報収集やデータの分析・評価の合理化を図ることも有用である。環境影響評価に関する情報の共有・蓄積を進めるため、必要な法的枠組みの整備を検討すべきである。加えて、案件数の増加が行政や利害関係者のコストにもつながることも考慮すると、スクリーニング制度を活用する新たな制度を導入し、案件と評価項目を精査して合理化し、必要な評価に集中することも検討すべきである。

---

[88] 洋上風力については、環境省が洋上風力開発の候補地となる海域について情報収集を行う事業を開始し、2022 年度に 1 海域、2023 年度に 2 海域で実施される。

こうした取組みによって、事業者による具体的な事業開発開始前から情報収集や調整が行われ、これまで開発開始から 4〜6 年程度要していた環境影響評価手続や技術基準適合性評価に向けた手続の期間を半減することが可能と考えられる。

地域との共生に向けたプロセスの改善

風力発電が地域で受け入れられ、長期間発電を続けるためには、地域との共生が不可欠である。洋上風力は、促進区域指定の手続に地域との調整が含まれており、調整の進み具合が案件形成のスピードを左右する。陸上では、案件の数・規模の増加もあり、地域での反対が起こる例も見られる。地域での調整を進めるためには、計画のできるだけ早い段階から利害関係者に情報が提供され、対話や議論が開始されることが重要である。そのためには、当該地域の状況を知る国や地方公共団体が利害関係者を特定し、地域での対話・議論を主体的に進めることが必要である。改正地球温暖化対策推進法の下でのポジティブゾーニングや、再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定に向けた手続（協議会の開催）を活用することは重要だが、風力発電を導入する区域・海域を具体的に特定する前段階から、どこにどの規模で導入するか（またはしないか）、その効果等を複数案検討することや、ゾーニングにも取り組まれるべきである。洋上風力については、海がつながっており利害関係者が県境をまたいでいることなども考慮すると、国が主導して、専門家や先行利用者をはじめとする利害関係者で海域利用のあり方を議論する取り組みをいち早く開始すべきである。

BOX:開発期間の半減をめざす欧州での規制改革

欧州では、自然エネルギーの導入加速化を進めるため、許認可手続の迅速化にいち早く着手している。欧州委員会が 2022 年 5 月に公表した政策 REPowerEU Plan の柱の 1 つに、自然エネルギーを優先的に導入する区域（“renewables go-to area”）の設定と許認可期間の上限を定めた欧州指令案がある[89]。具体的には、加盟各国は、2030 年の自然エネルギー導入目標達成に向け、一定の環境影響への配慮を踏まえた優先導入区域を指定し（指定にあたっては戦略的アセスメントを実施する）、優先導入区域での許認可（系統接続や環境アセスメントを含む）に要する期間を原則 1 年間とする。同指令案は、2023 年 3 月現在、採択に向けた議論中であり、加盟国は、採択後 2 年以内の実施を求められる。

同時に、欧州委員会は、許認可の迅速化に関する提言を採択し、加盟国に下記の事項への対応を求めている[90]。

- 手続の迅速化・期間の短縮
- 市民や地域コミュニティの参加
- 内部調整の改善
- 手続の明確化・デジタル化
- 人材とスキルの充実
- 立地に関するよりよい特定と計画
- 系統接続の容易化
- 革新的なプロジェクトの推進
- 電力購入契約の推進
- 許認可手続に関する状況の監視・報告・改善

さらに、欧州理事会は、エネルギー危機の状況を受けて、2022 年 12 月に欧州理事会規則を採択した[91]。この規則により、自然エネルギーの導入は、自然環境保護法制における利益調整の中で、優先される公益（overriding public interest）として位置付けるものとされた。同規則は施行から 18 か月の時限立法であるが、自然エネルギー導入加速化のため、さまざまな施策で対応する姿勢は欧州の危機感の現れとであり、日本においてもこうした迅速な政策対応が不可欠である。

太陽光発電導入加速への課題

今回の推計で示した 2035 年度 280GW という導入目標を達成するためには、2021 年度末の導入量が 79GW であるから、2022 年度から 2035 年度の 14 年間に平均で年間 14.4GW

[89] Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources, Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency (18.5.2022) https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A222%3AFIN&qid=1653033811900

[90] COMMISSION RECOMMENDATION of 18.5.2022 on speeding up permit-granting procedures for renewable energy projects and facilitating Power Purchase Agreements https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM%3AC%282022%293219&qid=1653033569832

の導入が必要になる計算である。直近の年間導入量は、7GW 程度まで低下しているが、FIT 開始以降、ピークの 2014 年度には 13.2GW を記録していた。この時から現在までに太陽光発電コストは大幅に低下しており、2035 年にむけて更に低下が見込まれている。しかも、2035 年度にかけて導入の中心になるのは、建物の屋根や農地など、比較的小規模で施工期間が短い案件である。したがって、より生産性を高めた計画設計と施工により、導入スピードを高めていくことは可能である。一方で、ボトルネックとなりうるのは、太陽光発電モジュールやパワーコンディショナーなど部材供給のサプライチェーンである。そのため、国内生産や生産体制の分散化・多様化などには、早急に着手すべきである。

以上のような可能性を確実にいかし、2035 年度 280GW という目標を達成し、更に高めみをめざすため、特に以下のような政策・制度が必要になる。

新築建築物への太陽光発電設置義務の導入

2035 年への導入加速を確実にするためには、東京都と川崎市が先駆的に導入した住宅メーカーへの設置義務のような義務的制度を全国規模でも実現する必要がある。国レベルでは、2022 年 6 月に改正された建築物省エネ法の議論で、一時、太陽光発電設置の義務化が議題に上がったが、十分な検討が行われないまま見送られてしまった。国は、地方自治体が実現した先駆的制度に学び、その全国展開を促進するべきである。また法律による設置義務制度の導入についても改めて取り組む必要がある。

一方、民間住宅メーカーの中には、みずから率先して建設および開発する商業施設・事業施設の全ての新築建築物の屋根に、太陽光発電システムの提案を行うことを方針とする企業が登場している[92]。法や条例における義務付け制度の導入により、こうした民間の先駆的取組みとあいまって、太陽光発電の屋上設置を加速していくことができる。

公共建築への率先導入・軽量型太陽光発電の普及

新築とともに重要なのは既築建築物への太陽光発電の普及である。公共建築については、政府が 2040 年までに 100%設置という目標を掲げており、いくつかの先駆的自治体が同様の目標を掲げている。こうした目標を遅くとも 2035 年までに前倒しし、すべての自治体・公的団体に広げることが必要である。既築建築物への拡大には、軽量型の太陽光発電を普及することが有効である。ペロブスカイトなどの新素材に限らず、従来型の結晶系シリコンを用いた軽量モジュールの開発や市場創出に取り組む必要がある。

ローカル系統接続問題の解決

地上設置型の太陽光発電については、設置可能な土地があっても、系統連系ができないという問題がある。今後増加する低圧・高圧の太陽光発電については、ローカル系統もしくは配電系統（高圧・低圧）と呼ばれる下位系統に接続する必要があるが、基幹系統と同じくノンファーム型接続が2023年4月から適応されることが決まっている。これにより、

---

[91] Council Regulation (EU) 2022/2577 of 22 December 2022 laying down a framework to accelerate the deployment of renewable energy https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32022R2577

[92] 大和ハウス工業株式会社「商業施設・事業施設の全ての新築建築物の屋根に太陽光発電システムを提案」（2022 年 9 月 22 日プレスリリース）

電源の系統接続時点の課題解決が進むことが期待されるが、今後、適切な立地インセンティブを各電源に与えるためにも、系統ごとの混雑発生率などの情報公開を進める必要がある。さらには、配電系統や変電所の増強も必要になる場合もあり、改正温対法に基づく「促進区域」など地域単位でローカル系統の活用方法や増強を検討できる仕組みが必要である。

土地利用に関する規制改革の実践

内閣府再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォースなどの議論を通じて、これまで荒廃農地の活用などについて、一定の規制改革が進んできた。今後は現場で具体的な事例を積み上げていくことが重要である。たとえば、単収要件が撤廃されたことにより、営農再開のハードルが下がり、太陽光発電収入が経営を好転させることから、「再生可能」と分類されているものを中心に、荒廃農地の活用も進展する可能性も出てきている。一方で、荒廃農地のうち、再生利用困難な土地についての非農地判断や、再生利用可能であっても今後の耕作見込みがないことの判断などは、市町村や農業委員会に委ねられているため、こうした関係者への情報提供が引き続き必要である。

第３の柱　所有権分離を中心とする電力システムの再改革

自然エネルギーの導入を加速し、脱炭素化電力ミックスを実現するために不可欠なもう一つの課題は、電力システムの改革である。これまでも自然エネルギー財団は、送電網の公正な開放や増強、メリットオーダーに基づいた市場取引や広域的な需給調整など、電力システム改革の必要性を繰り返し指摘してきた[93]。電力システム改革は自然エネルギー主力電源化の必要条件であるが、これまでの取り組みは不十分だったと言わざるを得ない。それが、日本における太陽光発電、風力発電導入の遅れの主因になってきたと考えられる。

電力システム改革の機能不全

そのような中で、昨年来大手電力会社による不祥事が相次いで露見している。カルテル、新電力の顧客情報の漏洩・不正閲覧、経産省の再エネ管理システムの不正閲覧などは、その通りであれば、独占禁止法や電気事業法に違反する行為であり、送配電事業の中立性を含む公正な競争環境という大前提を揺るがす深刻な事態である。大手電力は、旧独占企業として現在でも圧倒的な市場支配力を有し、送配電網を独占的に保有する。それらが揃って違法行為を働くようであれば、電力システム改革は機能不全と言わざるを得ない。取り組みが不十分との当財団の指摘は、残念ながら正しかったのである。

送配電事業が中立でなければ、新規参入者が多い自然エネルギー発電事業者にとって、系統接続は困難を来たす。系統接続における大きな負担や、九州地方などでの出力抑制が欧州と比べて合理的でないこと、送配電網の増強の遅れにも、同様の要因が働いてきた可能性が高い。また不正閲覧やカルテルは、新電力の不当な排除につながった恐れがあり、新電力が相対的に前向きな自然エネルギー電力の取引が阻害されてきた可能性も否定できない。

---

[93] 「電力システム改革に対する提言」2020 年 5 月、「エネルギー危機を踏まえた電力システム改革の提言」（2022 年 12 月）など。

法的分離から所有権分離へ

今必要なのは、電力システムのゼロからの再改革である。送配電事業の法的分離では不十分であることが明らかになった以上は、所有権分離が必要である。そもそも法的分離は、競争政策の観点からは不十分な措置であったが、厳しい行為規制とセットで妥協的に選択された経緯がある。資本面でも独立した送配電事業者の下で、自然エネルギーの優先接続・優先給電、広域的で合理的な需給調整、送電網の増強などを加速しなければならない。

その他、大手電力の発電部門と販売部門の分離や、内外無差別の卸取引の徹底、スポット市場への強制玉出しの義務付けも必要である。問題があったのは、送配電子会社だけでなく、小売部門や企画部門も遵法精神に欠けていた。大手電力は、法定独占・垂直統合のマインドから脱却できていないのであり、送配電事業の中立化に止まらない競争政策の厳格化を徹底すべきである。

電力・ガス取引監視等委員会の見直し

さらに、今般の違法行為を見抜けなかった電力・ガス取引監視等委員会のあり方も見直しが必要である。カルテルは公正取引委員会が摘発しているのであり、電取委はこれに気づいていなかった。情報漏洩についても、電力会社からの通報で明らかになったのであり、電取委の監督や監査は全く不十分であった。これらには、電取委の権限や人的資源が不十分なことが背景にあり、抜本的な強化が必要である。かねてより、電取委が大手電力に宥和的であったことに鑑みれば、独立行政委員会への改組も必要である。

ここに列挙した提言は、欧州などでは 10 年から 20 年以上前に完了したものばかりである。日本ではこれに遅れてきたわけだが、今こそ送配電網の中立性を確保し、公正な競争環境を整備しなければ、エネルギー転換はなし得ない。

第 4 の柱　自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網増強の着手

脱炭素化電力ミックスの中心を担うのは、太陽光発電、風力発電という変動型自然エネルギーである。脱炭素化電力ミックスでは 2035 年の発電量 890TWh のうち約 518TWh が太陽光と風力で供給され、その割合はおよそ 58%となる。自然エネルギー財団では、今回の報告書に続き、変動型電源がこの程度の割合を占める電源構成により、安定的な電力供給を維持するために必要な送電網のあり方を検討し、必要な政策提言を行う予定である。

「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網研究会」での検討

一方、自然エネルギー財団では、2035 年の電源構成の検討と並行して、自然エネルギーによる脱炭素化を実現するために、どの程度の送電容量が必要かについて、学識経験者など専門家による研究会を設置し検討を進め、その議論を踏まえた報告書（以下、送電網報告書とする）を公表している[94]。この研究の成果を踏まえれば、自然エネルギーで 80%の電力を供給する脱炭素化電力ミックスの実現のためには、以下に示すように現在の時点から送電網増強に着手する必要があると考えられる。

---

[94] 自然エネルギー財団「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方」（2023 年 4 月）

送電網報告書では、電力広域的運営推進機関（以下、OCCTO）が 2023 年 3 月に公表した「広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）」を再現したシナリオ（OCCTO 再現シナリオ）を検討した。OCCTO 再現シナリオでは、太陽光 260GW、陸上風力 41GW、洋上風力 45GW の導入を想定している。これは今回の脱炭素化電力ミックスの想定（太陽光 280GW、陸上風力 34GW、洋上風力 25GW）と比べ、洋上風力発電以外は大きく変わらない想定となっている。

送電網報告書では、需要および供給について、広域連系系統のマスタープランにおいて 2022 年 9 月時点で設定された量を参考に、一般送配電事業者（TSO）エリアごとに割り付けを行った上で、1 年 8760 時間の 1 時間ごとの需要量を設定し、自然エネルギー発電などの供給がその需要を満たすかを需給シミュレーションにより分析した[95]。これに対し、今回は 2035 年における脱炭素化電力ミックスを実現するために必要と考えられる送電線規模を検討するため、簡易的にエリア別の導入量を設定し、送電網報告書で実施した分析結果との比較を行った（エリア別導入量の想定および OCCTO 再現シナリオでの配分との比較は巻末資料に示した）。太陽光発電については関西 TSO エリアの導入量などで違いはあるものの、概ね、各 TSO エリアにおける導入量は、脱炭素化電力ミックスと OCCTO 再現シナリオで同程度となっている。一方、風力発電合計については、日本全体で導入量が約 26GW 異なるため、各 TSO エリアでも導入量が異なる。とりわけ、北海道 TSO エリアについて脱炭素化電力ミックスにおける風力発電導入量は 6.7GW と想定されるが、OCCTO 再現シナリオは 11.8GW となり、およそ 2 倍の違いとなる。この違いが、2035 年時点で必要な送電線容量の違いに現れると考えられる。

具体的には、北海道～東北 TSO 間の送電容量について、広域連系系統のマスタープランのベースシナリオでは、北海道～東北 TSO エリア間で 6GW、東北～東京 TSO エリア間で 8GW の増強が費用便益の観点から効果的とされた。北海道エリアの風力発電導入見込み量の違いを考慮すると、脱炭素化電力ミックスを実現するためには、北海道～東北 TSO エリア間は 4GW 程度の増強が妥当ではないかと考えられる。一方、東北～東京 TSO 間の送電容量については、広域連系系統のマスタープランと脱炭素化電力ミックスの両分析において、東北 TSO エリアに導入が想定される太陽光および風力発電規模がほぼ同じであることを踏まえると、8GW 程度の増強は必要という可能性もある。ただし、炭素化電力ミックスにおける需要量が広域連系系統のマスタープランで想定した需要量の約 7 割であることから、適切な増強規模については、別途電力需給モデルによるシミュレーション分析を行った上で、丁寧な議論を行う必要がある。

自然エネルギー100%シナリオでの送電網のあり方

送電網報告書では、広域連系系統のマスタープランについて議論した OCCTO 再現シナリオの他に、自然エネルギーにより電力供給の全てを賄うことを目指した「自然エネルギー100%シナリオ」[96]も設定し、外生的に与えた各エリアの電力需要を自然エネルギーによっ

---

[95] 分析には日立エナジー社（旧 ABB 社）製の電力市場・需給シミュレーションツール PROMOD を用いた。
[96] 自然エネルギー財団がドイツのシンクタンクであるアゴラ・エナギーヴェンデ、およびフィンランドのラッペンランタ工科大学と行った共同研究結果をベースに設定した。「脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」（2021 年 3 月）参照。

てどの程度賄えるかの分析を行っている。この場合、北海道～東京 TSO エリア間に少なくとも 12GW の送電線増強が必要と結論付けられた。すなわち、日本のカーボンニュートラルを自然エネルギーによって成し遂げていくには、広域連系系統のマスタープランで示された以上の送電網増強が必要となる。

現時点から 2035 年にむけた送電網増強の着手を

広域連系系統のマスタープランに関しては、既に北海道～東京 TSO エリアで 1 ルート 2GW の増強検討が広域系統整備委員会で進められている。今回の簡易な検討からは、北海道、東北に賦存する豊富な自然エネルギー資源を活用し 2035 年に自然エネルギー80%の電力システムを実現するためには、4GW程度の送電網増強が必要となると考えられる。さらに、2050 年にむけて自然エネルギー100%を実現するためには、更に大規模な送電網増強が必要と考えられ、その規模は広域連系系統のマスタープラン以上である。送電網の整備には長期間を要するため、2035 年、更には 2050 年にむけて日本の脱炭素化を実現するエネルギーミックスのあり方についての合意を形成し、計画的な送電網整備に着手することが必要である。

第 5 の柱　世界の脱炭素投資を日本に呼びこむカーボンプライシングの早期導入

脱炭素化電力ミックスの実現、そして他のエネルギー利用からの排出削減も含め、2030 年、2035 年への大幅削減を実現するための基本的なツールの一つは実効性のあるカーボンプライシングの導入である。

世界標準から乖離した GX-ETS

GX 基本方針は、その目玉のひとつとして排出量取引制度、GX-ETS の導入を織り込んでいる。しかしこの制度はあくまでも「自主的」排出量取引であり、参加したいなら参加する、したくないなら参加しなくていいという枠組みである。経済産業省自身が、この制度の検討会に提出した資料[97]の中で、自主参加では非参加企業と参加企業の間で負担の偏りが生じうる、参加企業間でも公平性に疑義が生じうるなど、その問題点を指摘している。義務的な制度に移行し排出枠の有償オークションを開始するのは 10 年後の 2033 年度からであり、それも対象を発電事業者だけに限定している。GX 基本方針では、排出量取引に加え 2028 年度から化石燃料輸入者等に対する「炭素に対する賦課金」を導入するとしている。これもカーボンプライシングの一種ではあるが、上述の有償オークションとあわせても、炭素価格は 1 トンあたり 1500 円程度に留まると推計される。IEA は先進国に求められる炭素価格水準を 2030 年で 130 ドルとしており、GX 基本方針が導入するカーボンプライシングの価格その 10 分の 1 程度の低水準になる。

[97] クリーンエネルギー戦略検討合同会合事務局「ＧＸを実現するための政策イニシアティブの具体化について」（2022 年 11 月 24 日）

GX 移行債の課題

脱炭素化電力ミックスを実現する大規模な自然エネルギー開発を実現するためには、そのための資金が必要である。国際エネルギー機関による報告[98]では、2035 年におけるクリーンエネルギーへの投資は年額 4 兆ドルを超えるとの試算があり、IPCC 第 6 次報告では 2030 年時点での年間緩和投資は 2020 年現在の 3〜6 倍が必要と試算されている。最新の国際再生可能エネルギー機関(IRENA, International Renewable Energy Agency)による試算では、1.5℃を達成するための 2023 年から 2030 年の間の年平均移行関連投資必要額は、５兆ドル程度であることが指摘されている[99]。

これらの投資はすなわち経済的な機会でもある。生産過程、つまりライフサイクルの上流においてネットゼロ排出を実現する財への需要がこれまでになく高まっている。この財を供給できる技術を先に開発し、先に実用化し、先に生産・供給できるようになることで、大きな機会をつかむことができる。

米国インフレ抑制法[100]に続き、欧州のネットゼロ産業法[101]も案が公表され、政策的にこの機会を捉えようとする動きが広がっている。GX 基本方針では 10 年間で官民あわせて 150 兆円超の投資をめざすとし、そのけん引役として 20 兆円規模の GX 移行債の発行を計画している。政府は、GX 移行債の使途の中に水素・アンモニアの需要拡大支援をあげている。ここで特に問題なのは、政府がグレー水素、グレーアンモニアの利用を当面、認めるとしていることだ。海外で化石燃料から CCS なしでアンモニアを作って日本の石炭火力に混焼する場合、つまり地球全体では二酸化炭素排出削減にならない場合でも、ＧＸ移行債の対象に含まれることになる。

この日本独自の基準の下での GX 移行債を、世界や日本の投資家が購入するとは思えない。日本の３メガバンクや大手生命保険会社、アセットマネジメント会社の多くは、国際基準のもと、投融資先のスコープ３を含むネットゼロを約束しているからだ。国際基準では、前述のグレー水素・グレーアンモニアの利用は、消費企業のスコープ３カテゴリ３（スコープ１、２に含まれない燃料及びエネルギー関連活動）の排出となってしまい、ネットゼロに逆行する。つまり、日本政府が現在、利用を認めているグレーなエネルギーの製造に投資することは、ネットゼロにコミットしている金融機関としては投融資先排出量を増やすことになってしまう。ネットゼロの約束を達成できなくなることから、投資は集まらないと予想される。

世界の脱炭素投資を呼び込める世界標準のカーボンプライシングの早期導入を

日本政府は 2000 年から 20 年以上も排出量取引制度の検討を続けてきた。IPCC の提起を受けた大幅な排出削減が求められるときに、GX 基本方針が打ち出したカーボンプライ

---

98 IEA, “Net Zero by 2050,” (2021) https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050, p.81
99 IRENA, “World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5° C Pathway; Preview” (2023.3) https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2023
100 https://www.irs.gov/inflation-reduction-act-of-2022
101 https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en

シング構想、そして GX 移行債の内容は、真剣に気候危機に立ち向かうものとは到底いいがたい。

年間 4〜5 兆ドルを超える世界の移行投資が日本の技術に向けられるためには、世界標準のカーボンプライシングを早急に導入し、排出削減に向けた大胆な投資が可能な実効性のある炭素価格を実現しなければならない。排出量取引は義務的制度とし、ETS 参加主体外からの自主的クレジットによるオフセットの利用を認めるべきではない。国連ネットゼロ専門家グループによる提言[102]、UNFCCC による Race to Zero 要件[103]、SBTi(Science Based Targets initiative)において共通して提唱される通り、1.5℃経路での削減は真水にて行うべきである。自主的クレジットは、排出量取引制度における削減目標の達成とは別に、先進国としての途上国への資金的貢献として、別枠にて積極的に推奨することが望ましい[104]。

GX 移行債は、日本で操業することで世界標準でのネットゼロの達成が可能となる環境を整備するための投資に向けられるべきである。日本の自然エネルギー導入が進まず、SBT では削減とならない技術に資金が振り向けられるようでは、世界標準である SBT 基準の目標を設定し気候対策に先駆的に取り組む企業が、日本での操業を続けることが困難となってしまう。世界全体の CO_2 増加をもたらす技術は、削減対策の対象に含まないというルールを定めることが必要である。日本がグローバル経済の中で競争に加わっている以上、ゼロへのレースの国際ルールに従うことが必要である。

第 6 の柱　コーポレート PPA の加速

自然エネルギー開発の加速のためには、需要面からの取組み強化も不可欠である。ビジネスの脱炭素化に向けて、世界各国の企業が自然エネルギーの電力の利用を積極的に拡大している。国連気候変動枠組条約事務局のもと運営される Race to Zero キャンペーンに加盟する企業や金融機関は、自らのサプライヤーや投融資先、しかも投融資先のスコープ 3 も含むネットゼロを誓約している。日本のメガバンクを含む金融機関や大企業の多くがこれに加盟しており、中小企業を含めて、2050 年までのネットゼロ、そして野心的な中間目標を持ち、それに向かって着実に進んでいない企業は、取引や投融資先として選ばれなくなる恐れもある。

日本の RE100 企業の遅れ

事業で使用する電力を自然エネルギー100%で調達することを目指す国際イニシアティブ RE100 の最新の調査によると、加盟企業 334 社が報告した自然エネルギーの電力の利用率は 2021 年に 49%に達した（表　6 -1)。2019 年の 41%、2020 年の 45%から 4 ポイ

---

[102] 国連非国家主体のネットゼロ宣言に関するハイレベル専門家グループ「インテグリティの重要性：ビジネス、金融機関、自治体、地域によるネットゼロ宣言の在り方」(2022 年 11 月）(Japan-CLP 翻訳版：https://japan-clp.jp/wp-content/uploads/2023/02/HLEG-report_JPN.pdf)

[103] JCI ウエッブサイト Race to Zero Circle「スタート・ライン(最低要件)とリーダーとしての実践 3.0 -レース・トゥ・ゼロキャンペーンに参加するために必要な最低要件」https://japanclimate.org/wp/wp-content/uploads/2022/08/Race-to-Zero-Criteria-3.0JP_ver0825.pdf

[104] SBTi から 2023 年公表予定の「バリューチェーンを超えた緩和(BVCM, Beyond Value Chain Mitigation)」参照

ントずつ増加している。自然エネルギーの電力を利用して脱炭素を推進する企業の役割は世界中で高まっている。こういった脱炭素化には自然エネルギーの利用拡大が欠かせない。ところが RE100 の加盟企業による電力消費量の多い主要 5 カ国の状況を見てみると、国ごとの差が非常に大きい。加盟企業数が最も多い米国では、電力消費量は合計で 100TWh を超えているが、そのうち 68%を自然エネルギーの電力で調達できている。英国では実に 99%、ドイツも 85%で米国を上回った。中国は米国に次いで電力消費量が多く、32%にとどまっている。そして中国とほぼ同程度の電力消費量の日本では、自然エネルギーの比率が 15%に過ぎない。RE100 に加盟している先進的な企業が日本国内では自然エネルギーの電力を十分に利用できていない状況だ。

表 6-1 ：RE100 加盟企業の自然エネルギー電力の利用状況（2021 年、334 社が回答）

国	加盟企業数（本社所在）	加盟企業数（事業実施）	電力消費量（TWh）	自然エネルギーの比率（%）
米国	94	221	105	68
英国	46	183	12	99
ドイツ	15	165	12	85
中国	6	211	30	32
日本	66	173	28	15
全世界	227	334	376	49

出典) RE100「2022 Annual Disclosure report」（2023 年 1 月）のデータをもとに自然エネルギー財団作成
https://www.there100.org/our-work/press/companies-increasing-consumption

主な要因は 2 つある。第 1 に、日本では国全体の電力に占める自然エネルギーの比率が低い。IEA(国際エネルギー機関)の統計によると、英国とドイツは 2021 年の時点で 42%、中国は 29%、日本は 22%、米国は 21%である（資源エネルギー庁の統計では日本は 2021 年度に 20.3%)。米国の比率は日本と同様に低いものの、RE100 に加盟する企業は自然エネルギーの電力を大量に調達できている。企業みずから自然エネルギーの電力を長期契約で購入する「コーポレート PPA（電力購入契約)」が拡大しているからだ。この点で日本は遅れている。RE100 の加盟企業のあいだでも自然エネルギーの電力の利用率が低い第 2 の要因である。

コーポレート PPA の加速

調査機関のブルームバーグ NEF が世界各国のコーポレート PPA の契約量を集計した結果によると、米国を中心に北米・南米では 2021 年に合計で 2040 万 kW のコーポレート PPA が締結された。さらに 2022 年の契約量は前年を大きく上回って 2410 万 kW にのぼった（企業の施設内に発電設備を建設するオンサイト PPA は含んでいない)。欧州・中東・アフリカでは 2022 年に 810 万 kW、アジア・太平洋ではインドとオーストラリアを中心に前年から 2 倍以上の 460 万 kW に拡大した。日本でもコーポレート PPA に対する国の補助金が 2021 年度に始まり、契約件数は 2022 年 12 月末の時点で 70 件を超えた（オンサイト PPA を除く)。ただし海外に比べて 1 件あたりの規模は小さく、平均で数 MW 程度。合計しても全世界の契約量（2022 年に 3670 万 k W）の 1%にも満たない。今後さら

に契約量を飛躍的に増やすためには、特定の案件に対する補助金ではなくて、より幅広い企業を対象にした支援策が必要になる。

企業が脱炭素を推進するうえで、自然エネルギーの発電設備を新設（追加）する「追加性（additionality）」が重視されている。火力発電を代替して CO_2 の排出量を削減する効果が明確にあるためだ。既設の自然エネルギーの発電設備から電力を購入しても、国全体あるいは地球全体の CO_2 排出量は変わらない。コーポレート PPA や自家発電によって新たに自然エネルギーの発電設備を拡大することが、電力を利用する企業に求められるようになった。そのような追加性のある自然エネルギーの電力の導入に対して、インセンティブを付与する政策の導入が効果的である。

経済産業省は 2023 年 4 月から実施する改正省エネ法の中で、非化石エネルギーへの転換目標の設定を義務づけた。非化石電気の使用量を評価するにあたっては、追加性のある自家発電とコーポレート PPA（オンサイト PPA、オフサイト PPA）で調達した分に対して、実際の使用量を 1.2 倍に増やして評価する方針だ[105]。これにより、同じ非化石電気であっても、企業が追加性のある自然エネルギーの電力を優先的に導入することを促進できる。少数の企業がメリットを受ける補助金と違って、多くの企業にメリットがもたらされる。さらに経済的なインセンティブ（税控除、カーボンプライシングにおける優遇など）を加えれば、企業の取り組みをいっそう加速させることが可能になる。企業のみならず自治体を含めて、自家発電とコーポレート PPA による追加性のある自然エネルギーの電力の利用を拡大することで、世界各国が脱炭素へ舵を切る状況において、日本の産業競争力と地域経済の活力を維持・強化できる。

第 7 の柱　自然エネルギー開発における自治体の責務と実行力の強化

自治体エネルギー政策の新時代

地方自治体のエネルギー政策は、気候変動対策として 2000 年代に開始されたが、従来は家庭や事業所での省エネルギーを推進する需要面の取組を中心としていた。しかし、近年、自然エネルギー電力の拡大をめざす供給面での取組が活発になってきている。

2011 年の東日本大震災と福島第一原子力発電所事故以降、地方自治体が主体となる新電力の設立が始まり、2022 年の時点では 89 社まで拡大している[106]。環境省が進める脱炭素先行地域[107]の拡大では、現在までに全国で 29 都道府県 66 市町村が選定されている。ほぼ全ての地域で温室効果ガス削減対策の重点として、自然エネルギー拡大が位置づけられて、これまであまり活用が進んでいなかった農地、遊休地、調整池などの利用も計画されている。また、日本におけるこれからの自然エネルギー開発の柱の一つである洋上風力発

---

105 資源エネルギー庁「令和 4 年度 第 3 回工場等判断基準 WG 改正省エネ法に基づく措置について」（2022 年 11 月 22 日）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/sho_energy/kojo_handan/pdf/2022_003_04_00.pdf

106 パワーシフト・キャンペーン運営委員会、朝日新聞社「自治体・地域新電力の可能性と市場価格高騰の影響に関する調査」（2022 年 12 月）

107 環境省「脱炭素先行地域とは、2050 年カーボンニュートラルに向けて、民生部門（家庭部門及び業務その他部門）の電力消費に伴う CO_2 排出の実質ゼロを実現し、運輸部門や熱利用等も含めてそのほかの温室効果ガス排出削減についても、我が国全体の 2030 年度目標と整合する削減を地域特性に応じて実現する地域」
https://policies.env.go.jp/policy/roadmap/preceding-region/#about

電開発では、洋上風力は漁業者との共生が求められる上に、地域への経済効果を促すためにも地方自治体の果たす役割が大きい。先行する秋田県や千葉県銚子市では、洋上風力発電事業で生まれる売上の一部が地域に還元される仕組みが作られ、水産業など地域の活性化に活用される見込みである。

化石燃料価格が高騰する中で、日本でも既に太陽光発電による電力供給は系統電力よりも安価になっている。地域の自然エネルギー資源を活用するメリットは更に高まっており、この中で、固定価格買取制度という国の枠組みに依存しないでも、地方自治体が自然エネルギー拡大を進めることが可能になってきている。

電力供給における自治体の新たな責務

気候危機を回避するために排出削減対策の加速が急務となる中で、地方自治体が電力供給で果たすべき責務と役割については、上述した様々な先駆的な取り組みを踏まえつつ、更に一歩進めるための新たな議論が必要となっている。

気候変動は将来の問題ではなく、いまそこにある現在進行形の危機を引き起こしている。自治体の最も根源的な責務は、住民の安全、生命、財産を守ることにある。気候危機がこれを脅かしている今、温室効果ガスを削減することは国の責務であるとともに自治体の責務であり、エネルギー効率化とともに、そのための最も重要な手段である自然エネルギーの拡大は、自治体が担うべき責務ともなっているのではないか。

住宅などの建物のルーフトップに設置された太陽光発電は、災害により系統電力の供給が途絶えたときの電力利用を可能にし、地域のレジリエンスを高めるものであり、気候危機に対する適応策としても大きな意義を有する。

電力供給は、化石燃料を燃焼させる大型の火力発電所や原子力発電所がその多くを担っていた時代から、地域での分散立地が可能で、安価な自然エネルギー電源が大半を占める時代へと移行していく。こうした変化も地方自治体が電力供給において更に多くの役割を果たすことを可能としている[108]。

2012 年の FIT 制度導入後、地上設置型の大規模な太陽光発電設備（いわゆるメガソーラー）が量的に多かったのは事実である。その中には、環境への配慮が不十分なままに森林の大規模な伐採を行い、自然環境を損なう開発も含まれていた。こうした開発が進んだ原因は、第 1 に FIT 制度開始当初の高い買取価格が稼働時期にかかわらず適用されるという制度の欠陥により、森林伐採、大規模な土地造成など高コストを要する開発プロジェクトの実施が可能だったことであり、第 2 には森林法などによる環境保全の規制が不十分だったことにある。環境への配慮を欠く大規模太陽光発電の動きに対抗するため、自治体では

[108] 歴史を戦前まで遡れば、かつては多くの地域で自治体出資の電気供給・配電事業が行われてきた。だが、1941 年の配電統制令によって電力事業が国家管理の下に置かれ 9 配電会社に統合されて以来、戦後の電力事業の様々な改革を経ても、地方自治体が電力供給で積極的な役割を果たすことはなかった。住民の生活を支える基本的な公共サービスである水の供給、下水道の整備はこれまでもっぱら地方自治体が担ってきたし、エネルギー供給の中でも都市ガスについては、仙台市など一部では自治体が供給主体となってきた。しかし、電力については、もっぱら国の所管の下、大手電力会社が供給の大半を担う体制が続いてきた。

その開発を抑制・制御するための条例制定が進んできた。2014 年 1 月に大分県由布市が制定して以来、全国に広がり、2022 年 12 月までに 224 条例が制定されている[109]。

気候危機から住民の生命と安全を守るために自然エネルギー開発の加速が必要な時代において、地方自治体に求められるのは、環境への配慮を欠く開発を抑制することに加え、環境と共存する自然エネルギー開発を促進することである。これから開発される太陽光発電の多くは建物の屋上を活用するルーフトップソーラーであり、既に人間の手が入った後、放置された農地などを活用するものである。また今後の風力発電開発の中心になる洋上風力は、自然環境への影響を抑え、地域の漁業との共存を可能とするものである。これからの自然エネルギー開発を地域と共生するものとして進めていくことは十分に可能であり、地方自治体にはこうした形での開発を進める責務がある。

地方自治体が担うエネルギー政策が新たな時代を迎えていることを、最も端的に示しているのは、2022 年 12 月に東京都が、2023 年 3 月に川崎市が相次いで制定した住宅メーカーに対する新築住宅への太陽光発電設置義務条例である。東京都と川崎市の取組は、気候危機・エネルギー危機に対し、地方自治体が果たすべき役割を率先して認識したものであるとともに、太陽光発電コストの低下が、こうした先駆的施策が経済的メリットを有する制度として導入可能となってきたことを示すものである。

G7 各国の中で、最も積極的に自然エネルギー拡大を進めるドイツは陸上風力発電の加速をめざし、2022 年に「陸上風力エネルギー設備拡大の強化・加速化に関する法（通称：陸上風力法 WaLG)」を制定している。その中核をなす「風力エネルギー用地法(WindBG)」は、ドイツ国土の 2%を陸上風力発電に充てるため、各州に拘束力のある目標（いわゆる面積貢献値）を法規定している[110]。

中央政府と地方自治体の関係は、国ごとに異なり、ドイツの事例を機械的に日本に適用することはできない。しかし、気候危機を回避する対策が急務となっている現在、地方自治体が自然エネルギー開発でより積極的な役割を果たすために必要な責務と制度の在り方を、従来の制約を超えて議論していく必要がある。

自治体の実行力の強化

自治体が自然エネルギー拡大にむけて大きな役割を果たせるようにするためには、責務の強化にあわせ、財政基盤の強化、人材の確保を含め実行力を強化することが不可欠である。洋上、陸上風力発電開発の促進に不可欠な地域との共生を実現するため、住民合意の形成、地域経済の活性化に貢献する開発プロジェクトのあり方の検討、また新築・既築建築物への太陽光発電設置を加速する施策の検討など、どれをとってもこれを担う人材の確保が不可欠である。

そしてこうした人材を確保するためにも、自治体の財政基盤の強化がかかせない。全国の 20 の政令指定都市が構成する指定都市 自然エネルギー協議会、34 道府県が構成する自然エネルギー協議会は、毎年、国に対して自然エネルギー拡大にむけて政策提案を行っ

---

[109] 一般財団法人　地方自治研究機構調査（2023 年 3 月 20 日更新）
http://www.rilg.or.jp/htdocs/img/reiki/005_solar.htm

[110] 一柳絵美「ドイツ　自然エネルギー拡大加速に向け法律一式を採決」(2022 年 8 月 2 日)

ているが、その中で、交付金や補助金などの従来の財政支援の手法に加え、自然エネルギーの導入・活用に係る自治体の経費を普通交付税の基準財政需要額の算定基礎として盛り込むなど、財政基盤強化に向けた様々な要求が含まれている。これらに加え、今後、カーボンプライシングが本格的に導入される際には、気候変動対策における地方自治体の役割を正当に評価した配分を行うことも必要と考えられる。

終わりに

この報告書「2035 年エネルギーミックスへの提言（第 1 版)」は、2035 年の電力供給の少なくとも 80%を自然エネルギー電力で行うことを提案し、その可能性と課題を示した。80%自然エネルギーを実現するためには、太陽光発電導入量を現在の 3.5 倍に、風力発電を現在の 13 倍にすることが必要である。また暫定的な検討であるが、北海道と本州をつなぐ広域送電網を 4 GW程度増強する必要がある可能性もしめした。

これらの目標は、現在のエネルギー基本計画の2030年目標を大きく超えるものである。これまでの日本の常識から判断すれば、非現実的な提案と見えるかもしれない。しかし、本報告書の中で述べたように、自然エネルギー財団が提起した 2035 年の電力供給の姿はＧ７の他の国々が目指しているものと同一のものであり、国際的な常識からすれば、ごく当たり前の提案である。

そしてより重要なことは、今回の提案は IPCC が第 6 次統合報告書で提起した 2019 年比で 2035 年までに CO_2 を 65%削減するという目標に照らせば、日本が最小限、目指さなければならない水準だということである。日本の現在の温室効果ガス削減目標は 2013 年比で 2030 年までに 46%の削減をめざすというものである。IPCC が提起した 2019 年比 60%削減は 2013 年比では 66%削減に相当する。したがって、現在の 2030 年目標のままでは、2030 年から 2035 年までの 5 年間で更に 20%の削減が必要なことになる。IPCC が提起した 2035 年目標は、2030 年までの削減をもっと加速する必要があることを示している。電力に関しては、自然エネルギーを 36－38%ではなく、もっと高い水準まで導入することが必要なのだ。

2030 年自然エネルギー電力 80%は容易な目標ではないが、不可能な目標ではない。また国内の電力の 8 割を国産自然エネルギーで供給できるようになれば、化石燃料への依存度を大きく減らすことができる。日本の住宅、建築物の多くに太陽光発電が搭載されれば、災害時の系統電力が絶たれた時にも電気を使うことが可能になり、レジリエンスを高めることができる。洋上風力発電の導入は、地域経済の活性化に貢献することになる。

いま必要なのは、日本はいつまでも化石燃料と原子力発電に依存し続けなければならない、という固定観念から完全に脱却することである。電力、そしてエネルギーの殆どを国産の自然エネルギーで担う、脱炭素で持続可能な新しい世界に適合したエネルギーシステムへの転換に踏み出すことである。

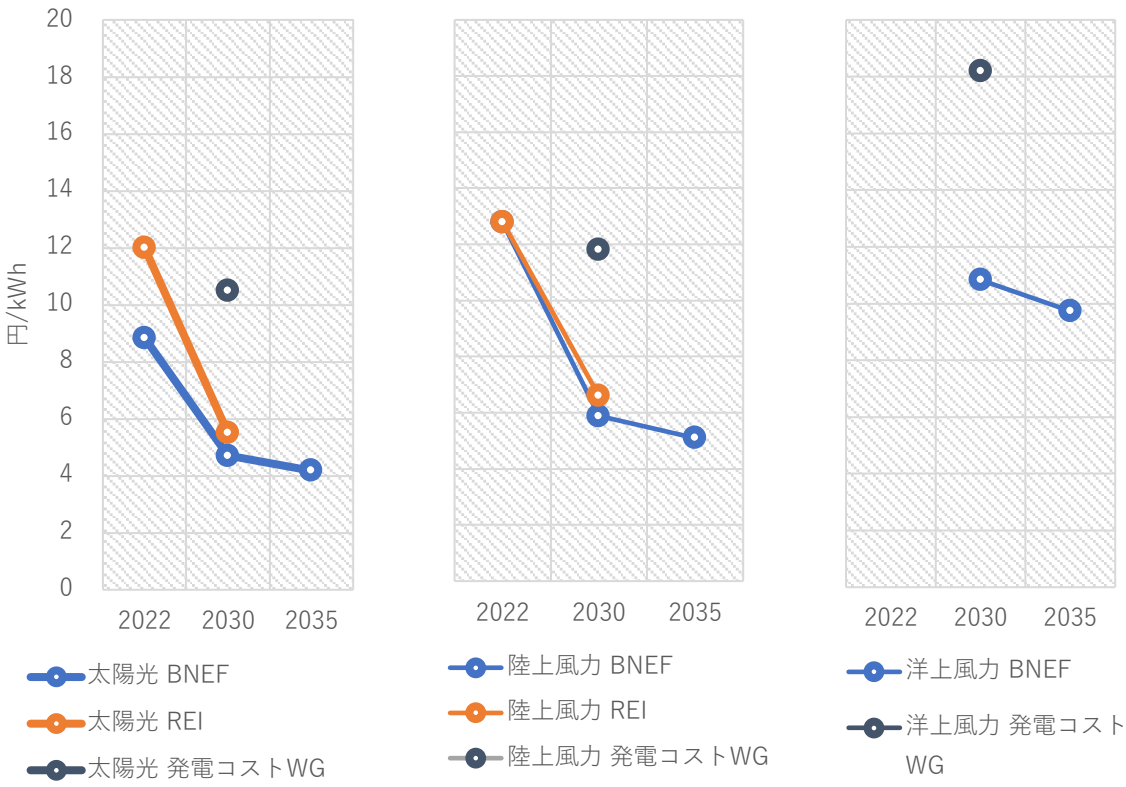
国の立ち遅れとは異なり、日本の多くの企業と自治体は、既に 2035 年に大半の電力を自然エネルギーで供給することへ声を上げ始めている。自然エネルギー財団は、こうした多くの非国家アクターとともに、国のエネルギー政策の転換に向け力を尽くしていく。

（補論）脱炭素電源のコスト比較

自然エネルギーの発電コスト

自然エネルギー発電の中でも太陽光発電と（陸上・洋上）風力発電は、供給量としても大きくなることが見込まれ、重要な役割を担うため、それらの発電コストが重要になる。すでに第 2 章および第 3 章において記述したものを図 i にまとめている。いずれも政府の発電コスト検証ワーキンググループ(発電コスト WG)では、適地が減ることから建設工事費等がかさみ 2030 年に向けて自然エネルギーの発電コストはほとんど低減しない、と推計している。これに対して、自然エネルギー財団(REI)やブルームバーグ NEF は、見通すことが可能な技術進展を考慮し、2030 年代に向けて更なるコスト低減が続くと推計している。

図 i：太陽光、陸上風力、洋上風力の発電コスト推計



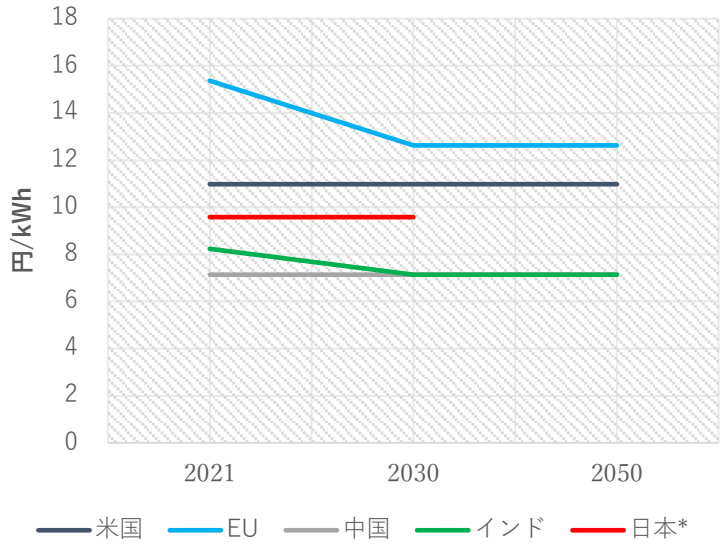
（注）耐用年数：発電コスト WG および REI は、太陽光 25 年、風力 25 年としているのに対し、BNEF は太陽光 30 年、風力（陸上）25 年としている。洋上風力は 20 年である。割引率：BNEF は、3.3%＋インフレ率として算定しているが、発電コスト WG および REI は 3 %とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEF の計算は 2021 年の米ドル価格で行われているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

出典）ブルームバーグ NEF (2022) 2H 2022 LCOE Update，発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)より自然エネルギー財団作成

原子力発電

政府は発電コスト WG で 2030 年の新設の原子力発電の発電コストを 11.7 円/kWh(政策経費含む)と評価している。また世界における原子力の発電コストの見通しを示すと図 ii のとおりである。国によって差があるが、大きな傾向はほとんどの国において、高コストな上に 2050 年までに発電コストの低下の見通しがない、ということである。さらに言えば、この発電コストはさらに悪化する可能性が高い（つまり、発電コストが上昇する)。なぜならば、図 ii の発電コストは原子力発電がほぼフル稼働する想定となっているが、電力システム内では他の電源と競合するので、太陽光発電や風力発電の比率が高まれば、その分、原子力発電の設備利用率は悪化するからである。

図 ii：原子力発電の発電コストの見通し



注）日本の値は発電コスト検証ワーキンググループ(2021)の値で、社会的費用および政策経費を含まない 2020 年および 2030 年の値。他国の数値は、IEA(2022) World Energy Outlook 2022, Net Zero Scenario における発電コスト（2021 年の日本円価値で表記)。

特に、政府が新型炉の 1 つとして位置付ける小型モジュール炉（SMR）は、特に革新的な技術ではなく、1950 年代に軍事的目的で開発されたものである。近年、商業発電用に注目されているのは、大きな電力需要がなく、系統が整備されていない鉱山や遠隔地において、ディーゼル発電に頼らない電源開発を行うためである[111]。しかしながら、経済性については、小型なので大型に比べてさらに発電コストが高くなってしまう。100 万 kW の原子力発電所を 20 万 kW にしたからといって、そのコストが 5 分の 1 に減るわけではないからである。

これに対して、SMR は標準化された同じ型のもの工場などで大量生産することでコストの低減の可能性があると、期待されている。しかし、2022 年時点において、世界で運転開始している小型原子炉(300MW 未満)は 2 基で商業用ではない。さらに建設中は 2 基しかなく、大量生産とは程遠い。さらに、大量生産のための標準化についても、2022 年時点で

[111] Odynski, K., Garton, K, and A. McDougall, “Outlook 2023: SMRs: The answer to the world’s energy trilemma?”, Carbon Economist. (2022)

支配的な型の SMR はなく、「18 種類の異なる技術と、その中で競合する多くの設計が乱立していて、主力となるような一貫した単一の技術は確立されていない」という専門家の指摘もある[112]。さらに、各国ごとに規制基準が複雑かつ異なる中で、標準化された炉の大量生産は現実的ではない。とりわけ地震や津波などの自然災害が多発する日本の原子力規制を世界的に標準化することが必要なのだろうか。以上のように、小型原子炉は商業化の見通しがなく、さらにそのコスト低減の可能性は、標準化による大量生産を前提としており、その実現可能性は低いのではないか。また、2050 年までのカーボンニュートラルを進めなければいけない局面で、現時点で不確かな技術・経済前提のある技術を開発する余裕はあるのだろうか。

CCS 付き火力発電

CCS付き火力発電の発電コストは、火力発電のコストにCCS分のコストが付加される。このため、カーボンプライシングがなされていない状態では、CCS 付き火力の発電コストは、火力発電の発電コストを必ず上回る。CCS 分のコストは、大きく分けて（1）分離・回収の費用、（2）輸送の費用、（3）貯蔵の費用の 3 つに分けられる。

発電コスト WG の推計では、2030 年における石炭燃焼後の排ガスから CO_2 を分離回収する設備を設置した石炭火力（70 万 kW）について、（1）分離・回収費は、$CO_2$1 トンあたり 2,970 円であった。また、（2）CO_2 の輸送費については 20km 輸送するものとして 1,167 円/ CO_2 トン、（3）それを貯蔵する費用を 1,500 円/ CO_2 トンと見込んでいる。これらを合わせると、5,637 円/ CO_2 トンを CCS のコストと見込んでいることになる。

この推計の問題点は、いずれの費用についてもかなりの過小評価となっている可能性があるということである。分離・回収費は、国内外のさまざまな類似の計算において、少なくとも 4,000 円/トンかかるとされている[113]のに対して、3,000 円未満と大幅に安価となっている。これは、発電コスト WG 試算では、分離・回収設備を運転する人件費が計上されていないことや運転維持費が積み上げ計算されていないことなどが理由となっている可能性がある。また、輸送費に関しても、発電所から貯留場所まで 20 ㎞パイプラインで輸送する想定は、あまりにも現実離れしている。これは、沿岸に建設された多くの石炭火力発電所のすぐ近くの地下に貯留することを意味するからである。RITE の試算によると、仮に液化 CO_2 運搬船を新たに建設し、船舶で CO_2 を 200 ㎞以上輸送する場合、輸送費用は足元で 8,800 円/ CO_2 トン以上となる[114]。これは発電コスト WG の想定である 20 ㎞パイプライン輸送の場合のコストの 8 倍にも上る。貯留費用は、同じ RITE の試算で足元・2030 年ともに、6,000~7,000 円/CO_2 トンとなっている。以上のように、発電コスト WG の推計は CCS 付き火力発電のコストがかなり過小評価されている可能性がある。

---

112 マイケル・バーナード「小型モジュール式原子炉は、たいていが悪策だ」（自然エネルギー財団コラム、2021 年 5 月 28 日）

113 例えば、国内の研究では、国立研究開発法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター:JST/LCS, 「CCS（二酸化炭素回収貯留）の概要と展望－ CO_2 分離回収技術の評価と課題－」（2016 年）、海外の研究では、International CCS Knowledge Center (2018) The Shand CCS Feasibility Study Public Report, DOE, (2022) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume1. といったものがある。

114 RITE「CCS バリューチェーンコスト」第 2 回 CCS 事業コスト・実施スキーム検討ワーキンググループ、(2022 年)

石炭アンモニア混焼発電

政府はゼロエミッション火力として石炭アンモニア混焼発電が有力とみなしており、2030年までに石炭との 50%混焼を目指している。しかしながら、現状、アンモニアをエネルギー源として利用するのは、脱炭素を前提とした経済性の点から大きく２つの問題をはらんでいる。

第一に、アンモニア製造過程において大量のエネルギーを消費している。IEA(2021)によると、アンモニア製造には、2020 年に世界の最終エネルギー消費の 2%ものエネルギーを消費している[115]。このように製造過程で大量のエネルギーを消費するものをエネルギー源として利用するということは、そのエネルギー源が高コストであることを意味する。さらには「アンモニアの最も安価な原料」である石炭からアンモニアを製造するコストは、一般炭の 4 倍かかるという指摘もある[116]。

第二に、現在、アンモニアは、天然ガスや石炭といった化石燃料を主な原料として製造されており、その製造過程で大量の CO_2 を排出している[117]。このため、仮に石炭からアンモニアを製造すると、エネルギー単位ベースで石炭火力発電以上の CO_2 が排出されることになる。天然ガスを原料とする場合、CO_2 排出量は抑えられるものの、それでも石炭火力と同等の CO_2 が製造過程で発生する。そのため化石燃料を原料としてアンモニアを製造し、かつ、石炭と混焼する場合は、製造過程および発電過程で発生する CO_2 を分離回収する必要がある。つまり、CCS のシステムを付属しなければならない。このようなアンモニアをブルーアンモニアという。なお、自然エネルギーの電気を使って、水素を製造、アンモニアを生成する方法もあり、こちらはグリーンアンモニアと呼ばれる。いずれにしても、アンモニアの製造時に CO_2 を大気に放出することは避けなければならない。

これらの点を考慮して、アンモニアを発電用の燃料として利用する場合には、すくなくともブルーアンモニアを想定することが適当であり、混焼する石炭から発生する CO_2 も分離・回収しなければならない。これらを考慮した場合、2030 年のアンモニア石炭混焼発電の発電コストの見通しについては、政府の発電コスト WG、電力中央研究所が示している。政府の発電コスト WG では、アンモニア製造時はブルーアンモニアを用いている想定となっているが、発電時には CCS をつける想定とはなっていないため、CO_2 を排出してしまう。そのため、CO_2 排出権を購入する費用を計上している。電力中央研究所の場合はその費用を計上していない。本来、カーボンニュートラルを目指すのであれば、発電コスト WG および電力中央研究所いずれも発電時に混焼する火力発電から排出される CO_2 もまた分離・回収、輸送、貯蔵しなければならない。

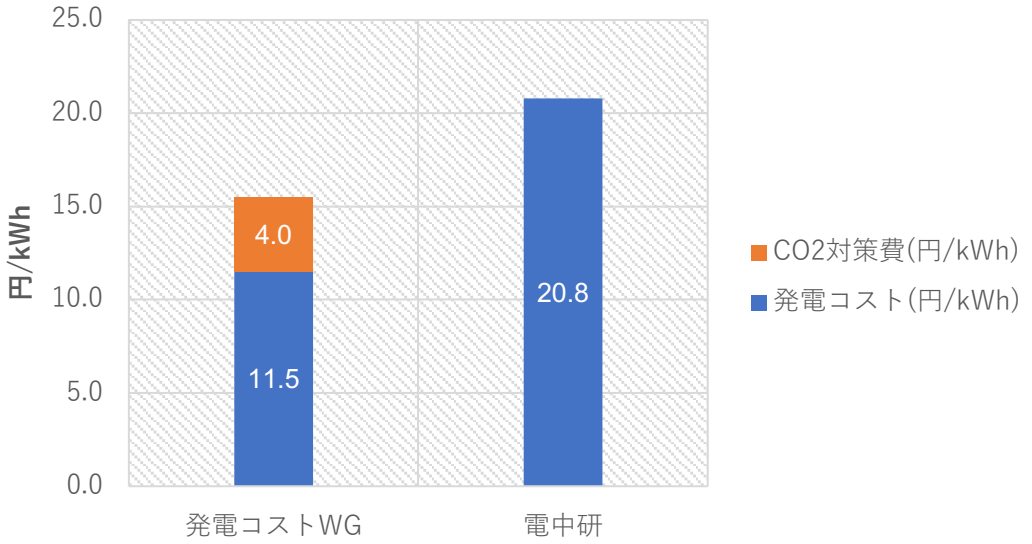
---

115 IEA “Ammonia Technology Roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertilizer production.” (2021)

116 TransitionZero「石炭新技術と日本」(2022), p. 17.

117 IEA (2022) The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector, p.51）によると、石炭からアンモニアを製造する過程で 249g- CO_2/MJ、天然ガスからアンモニアを製造する過程で 111 g-CO_2/MJ の CO_2 が排出される。

図 iii：2030 年のアンモニア混焼石炭発電の発電コスト



出典）発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)および電力中央研究所「水素・アンモニア発電コストおよび CCS 付き火力発電コスト試算」第 2 回 CCS 長期ロードマップ検討会(2022 年)より海外で褐炭からアンモニアを製造し、輸入し、国内の火力発電で混焼する場合の値。

以上、自然エネルギー以外の電源について、その発電コストを検討してきたが、いずれの電源も 2030 年代に向けて実用化する技術面での課題を有しており、さらに自然エネルギーに比べて高価となっており経済的な面でも優位性はないことがわかる。

さらに、（2）CCS 付火力発電、（3）石炭アンモニア混焼発電は、化石燃料を利用し続けることから、化石燃料特有のリスクは依然として残り続ける。つまり、化石燃料を一次エネルギーとして使い続ける限りにおいて、化石燃料の価格変動の影響を大きく受ける。一般的に、発電コストを計算する際に、化石燃料の価格は安定的に想定される。日本の場合は、IEA の World Energy Outlook を参照するが、WEO は化石燃料の想定について、「エネルギー価格が比較的スムーズな軌跡を描いて、需給がバランスし、エネルギー市場、投資、技術、政策がすべて相互に整合的な方向に進む均衡的なシステム」を想定している。このため、化石燃料の見た目の発電コストは、2022 年のように需給のかく乱やインフレによる価格高騰の影響を評価することができない。このため、化石燃料を使い続ける限り、このようなリスクは残り続けることになる。

巻末資料：TSO エリア別の太陽光発電および風力発電の設備容量

表 i：現在の設備容量（2022 年 12 月末時点）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	計
太陽光	2.2	7.9	18.2	9.6	1.2	6.9	6.5	3.3	11.4	0.5	67.7
風力	0.6	2.1	0.4	0.4	0.2	0.2	0.4	0.3	0.6	0.0	5.1

注）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

表 ii：脱炭素化電力ミックスでの想定（単純按分）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	計
太陽光	8.9	32.7	75.5	39.6	5.0	28.6	27.0	13.5	47.3	2.0	280.2
風力	6.7	24.5	5.0	4.3	2.0	2.0	4.2	3.6	7.3	0.1	59.8

表 iii：OCCTO マスタープラン再現シナリオ補論

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	計
太陽光	7.9	35.1	62.2	40.9	6.1	23.5	24.2	12.4	47.6	-	258
風力	11.8	27.1	13.2	3.5	6.4	1.5	6.6	6.1	9.9	-	86

2035 年エネルギーミックスへの提言（第1版）
自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して

2023年4月

公益財団法人 自然エネルギー財団
〒105-0001　東京都港区虎ノ門1-10-5　KDX虎ノ門一丁目ビル 11F　TEL：03-6866-1020（代表）

info@renewable-ei.org
www.renewable-ei.org

脱炭素を面白く EnergyShift

洋上風力発電　日本の本当のポテンシャルと開発競争の行方は

| EnergyShift (energy-shift.com)
小森武史

https://energy-shift.com/news/c10060d9-4dee-4dac-83f4-979dfb2997b7

これからの日本の再エネの主流になると期待されている洋上風力発電。政府の審議会でも主力電源化のカギを握ると明記されている。GWEC（世界風力会議）では日本の洋上風力発電のポテンシャルは日本全体の電力消費量を大きく上回ると見積もる。洋上風力の可能性と開発の現状を探る。

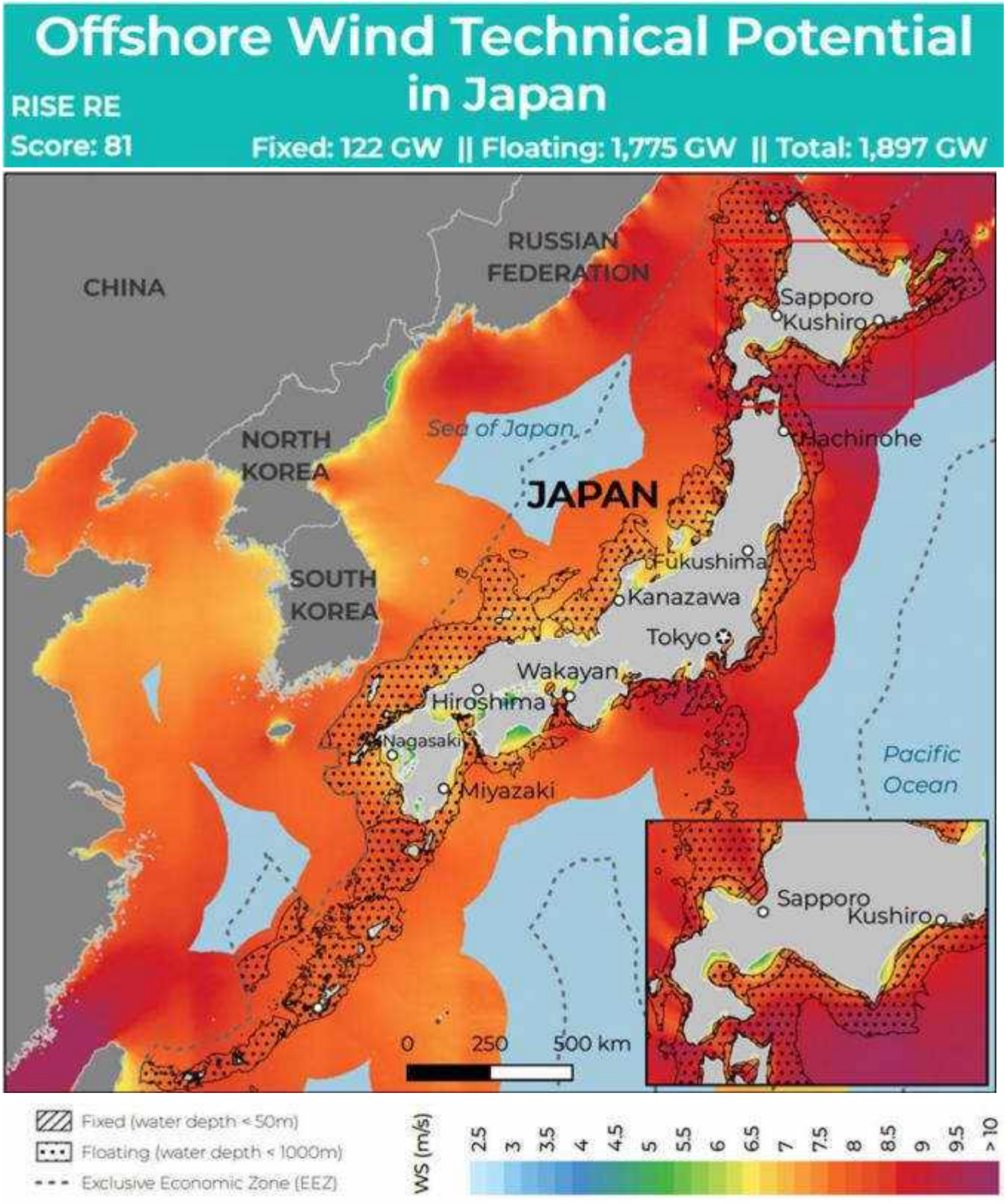
目次 [非表示]

洋上風力のポテンシャルは日本の年間電力消費量を軽く超える
日本の洋上風力発電の現状
政府の開発目標は2040年30GW～45GW
ポテンシャルの高い浮体式洋上風力
世界の主戦場になる浮体式の開発競争
戸田建設の浮体式洋上風力
海底ケーブルでも開発競争
もうひとつの課題　日本型セントラル方式
洋上風力発電のポテンシャルを引き出せ

洋上風力のポテンシャルは日本の年間電力消費量を軽く超える

10月７日・８日に世界風力会議（GWEC）の「世界洋上風力サミット 日本」に登壇したGWECのAlastair Dutton氏の発言が話題になっている。オンライン講演を紹介している日経クロステックの記事によると、日本は1,897GW（着床式122GW、浮体式1,775GW）の洋上風力発電のポテンシャルがあり、日本の現在の年間電力消費量のなんと7.5～８倍になるというのだ。

これは、GWECのウェブサイトで公開されている日本の洋上風力ポテンシャルの資料と同じ数字になる。つまり、洋上風力発電だけで日本の電力消費がまかなえるというのだ。



Offshore Wind Technical Potential in Japan ：GWEC

もちろん、これはあくまで理論上の可能値であり、そのまま鵜呑みにできる数字ではない。一方で、洋上風力発電は陸上風力発電に比べても有望視されていることは世界の潮流でもある。特に陸地面積が狭く、まわりを海で囲まれている日本ではなおさらだ。日本のグリーン成長戦略でも洋上風力発電への期待は謳われている。

日経クロステックでも紹介されているが、環境省では2019年に日本の洋上風力発電がどれくらい導入可能かの調査を委託し、報告書にまとめている。

それによると、日本の洋上風力の導入ポテンシャルは、着床式が337.34GW、浮体式は782.88GW、合計1,120.22GW。年間発電量は浮体式・着床式あわせて3,460.7TWh。日本の国内電力消費量は2020年で905TWh、平均およそ1,000TWhなので、なんと日本３つ分がまかなえる。

この3460.7TWhのポテンシャルは、陸地から30km以上であったり、風速6.5m/s未満、水深200m以上、海域公園では開発できないという条件での算出になっている。

一方、環境省試算ではこの条件から「陸地から30km」の条件を外した数字も出している。それによると、年間発電量は１万1,272.2TWh。日本の年間発電量を10掛け合わせてもおつりが来る。

環境省のデータ、GWECのデータ、ともにみても、日本の洋上風力発電には非常な「ポテンシャル」があるとは十分に言えるだろう。では、実際の開発はどうなっているのか。

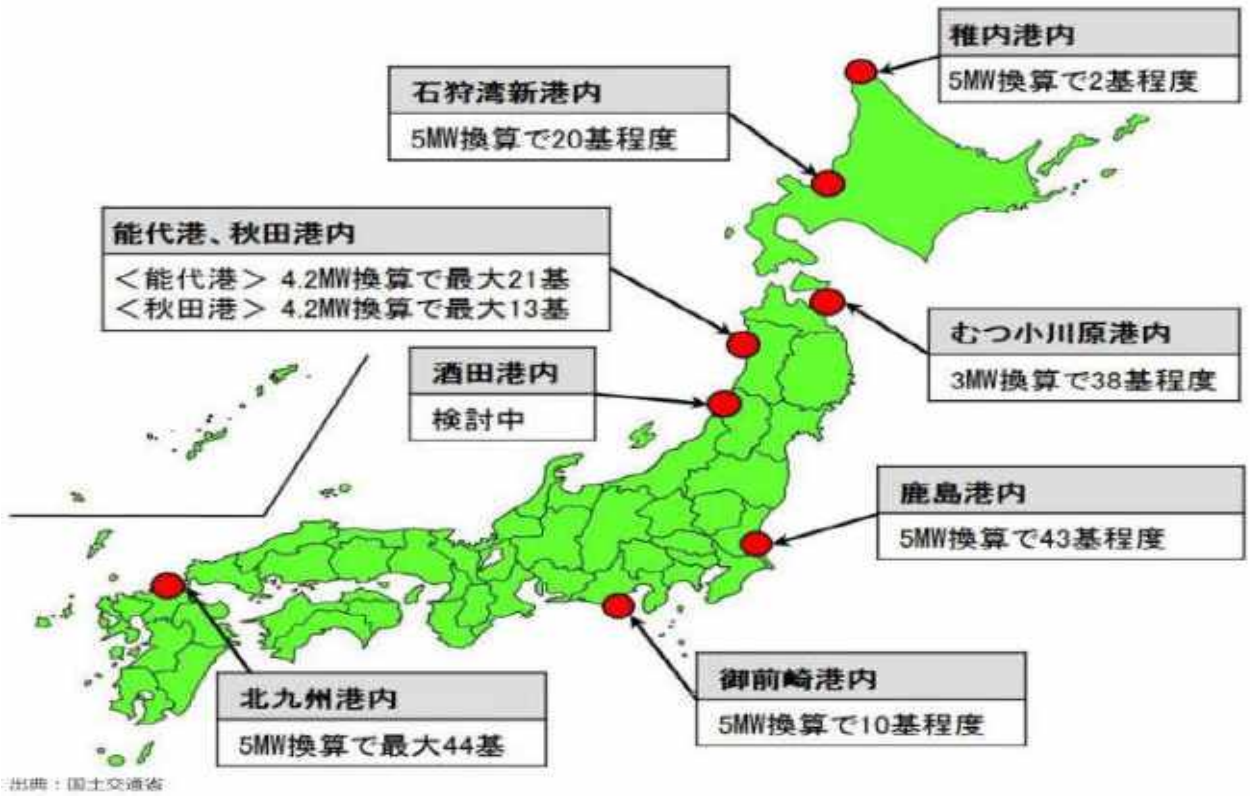
日本の洋上風力発電の現状

日本の洋上風力発電は、累積で58.6MW、28基、７サイトが運転をおこなっている（2020年度12月末時点）。沿岸部からアクセス可能なセミ洋上風力も含まれる。沿岸距離２km以上の本格的な洋上風力はこのうち、14.4MW、５基、４サイト。そのうち、12MW、４基３サイトは浮体式になる。2020年の新規設置はなかった。これらはほぼ実証実験だ。

港湾での洋上風力発電の導入計画も進んでいる。すでに秋田県能代港では140MWの洋上風力発電（着床式）が2022年末の運転開始に向け建設が進む。秋田県能代市は国の定める洋上風力の「促進地域」だ。その促進地域はほかに秋田２ヶ所、千葉県銚子市沖の合計４ヶ所を定めていて、事業者による計画がそれぞれ立てられている。

これからの洋上風力の開発は、もちろん、より沖合の、一般海域での発電所開発となる。

港湾における洋上風力発電の導入計画



政府の開発目標は2040年30GW～45GW

2020年12月、経産省の審議会「洋上風力産業ビジョン（第一次）」、グリーン成長戦略などによると、日本政府の目標は、2030年に10GW（1,000万kW=１万MW）、2040年までに30～45ＧＷ（3000万kW～4,500万kW＝３～4.5万MW）の導入を目指す。

日本政府は年間100万kW程度を10年間、区域指定して開発していけば20年後に3,000万kWの案件形成ができるということなのだろうが、こうして書いていても本当にできるのか、疑わしくなる数字だ。

この数字は、2020年７月におこなわれた経済産業省の「第１回　洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」に提出された日本風力発電協会の資料の数字が元になっている。それによると、着床式の日本全国でのポテンシャルは128GW、浮体式のポテンシャルは424GWと試算されている。その前に、2018年２月には着床式のみで91GWのポテンシャルがあるとされている。また、事業者が現在開発検討対象としている区域は34GWとある。

また、同じ７月17日の経産省・国土交通省の資料には、事業者のヒアリング結果として、国内に風車工場などへの投資をおこなうためには、年間100万kW×５～10の市場が必要とある。
オーステッドのアジア太平洋地域責任者Yichun Xu氏はEnergyShiftの取材に対し、「日本は着床式で90GWのポテンシャルをもっている。年間１から1.5GWのオークションも計画されている」と答えている。また、2020年８月の経産省審議会*では日本風力発電協会の資料では「2030年には１GW/年、2040年からは２～４GW/年の市場規模の目標を設定」を提案している。

これらの前提から、2040年目標の30～45GW導入目標、毎年100万kWを10年間、という数字が出てきたのだ。とすると、そこまで無理な数字ではないとも思える。しかも、この91GWのポテンシャルは着床式のみの数字だ。そう考えると逆に、少し消極的な数字にすら見える。

*第58回調達価格等算定委員会

ポテンシャルの高い浮体式洋上風力

では、着床式だけで日本の2040年目標がまかなえるのであれば、日本での浮体式開発は不要なのか。もちろん、そんなことはない。

世界の導入量を見ても現在は着床式がメインだが、水深を気にしなくてよいため、より広範囲な設置が可能な浮体式の開発と導入が進んでいる。冒頭の導入ポテンシャル量を見ても圧倒的に浮体式のポテンシャルが高い。

また、日本の近海は遠浅でないため、水深が深くても設置が可能な浮体式が有効だ。

この浮体式は第６次エネルギー基本計画でも次世代太陽電池（ペロブスカイト）と同じく、「革新技術の開発」の扱いになっている。

『特に、サプライチェーン構築に不可欠な風車や中長期的に拡大の見込まれる浮体式等については、要素技術開発を加速化し、長期間にわたる技術開発・実証等を一気通貫で支援する取組等を行う。また、政府間の協力関係の構築と国内外の企業の連携を促し、海外での洋上風力事業への参画等を検討する日本企業をFSや実証、ファイナンスで支援しつつ、浮体式の安全評価手法の国際標準化等を進める』（第６次エネルギー基本計画（案））

この「革新技術の開発」、当然ながら日本の洋上風力発電の発電量確保だけの問題ではない。浮体式の技術を、アジア展開を見据えた次世代技術開発につなげたいという思惑もある。

まだ世界でも浮体式は確立技術ではないからだ。

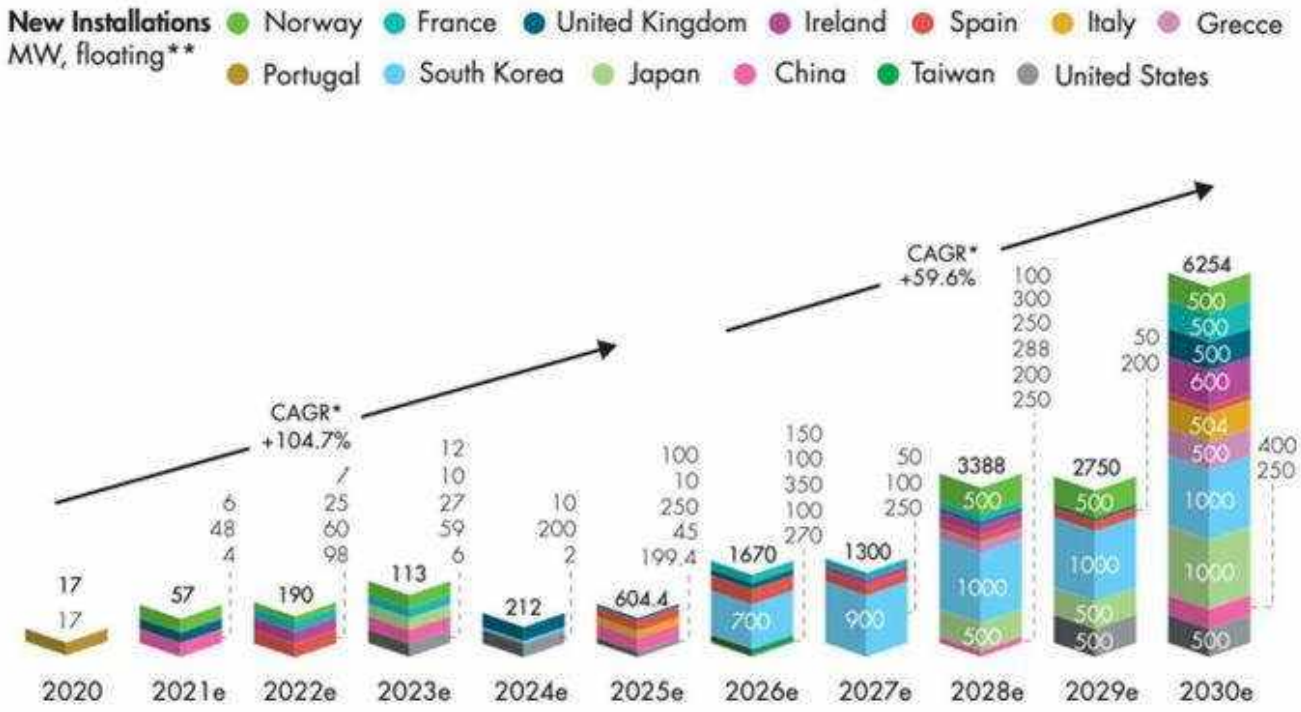
	現状と課題	今後の取組
次世代技術(浮体式)の開発、マーケット獲得	世界横一線の浮体式技術、欧州と環境異なるアジア ・将来的に、気象・海象が似ており、市場拡大が見込まれるアジア展開を見据えることが重要。 ・浮体式の技術は世界横一線であり、造船業を含む新たなプレーヤーの参入余地も。商用化を見据えながら、技術開発を加速化。同時に、官民が連携して海外展開の下地づくりを進める。	アジア展開も見据えた次世代技術開発、国際連携 ①アジア展開も見据えた次世代技術開発 ・「技術開発ロードマップ」（2021年4月策定）に基づき、要素技術開発を加速化 ・実海域での実証も見据えつつ、グリーンイノベーション基金の活用も検討した浮体式等の技術開発 ②国際標準化・政府間対話等 ・国際標準化（浮体式の安全評価手法） ・将来市場を念頭に置いた二国間政策対話・国際実証（日EUエネルギー政策対話等）

2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略　2021年６月18日より

世界の主戦場になる浮体式の開発競争

グリーン成長戦略には「横一線」とあるが、浮体式の開発競争はすでに始まっている。牽引しているのは欧州だ。2022年には浮体式の累計導入量300MWを目指している。

浮体式洋上風力の導入予測　2020-2030



* CAGR = Compound Annual Growth Rate
** Note: this floating wind outlook is already included in GWEC's global offshore wind forecast
Source: GWEC Market Intelligence, July 2021

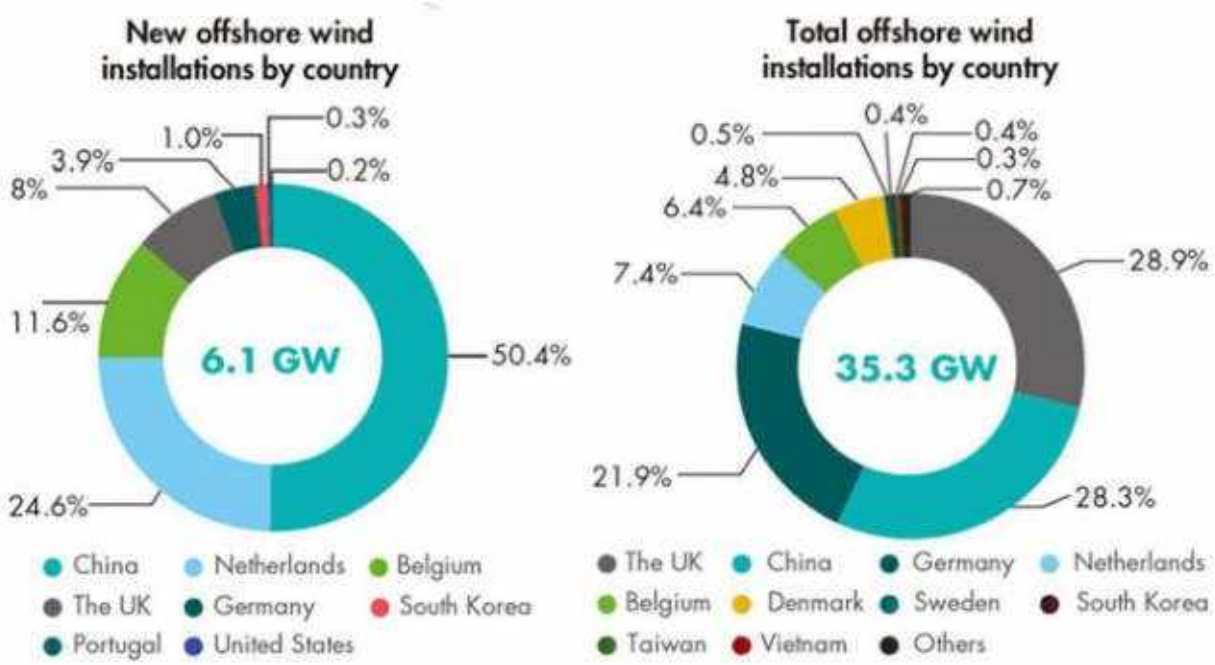
GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021 : GWEC

10月19日、世界最大の浮体式洋上風力がスコットランド沖合に完成した。キンカーディン洋上風力発電所は海岸からは15km離れ、水深は60mから80m。50MWで、年間200GWhの電力を発電する。また、同じくスコットランドでは最大100MWの浮体式洋上風力発電所「PentlandFloating Offshore Wind Farm」の計画が進む。フル稼働は2027年と先だが、検証用の8.6MW浮体式一基は2023年の建設予定だ。このコンソーシアムには丸紅が参画している。

ほかにもフランスのブルターニュ沖などで200MWを超える大型案件が進んでいる。

中国は2021年に再エネ大手の三峡集団が5.5MW実証基を試作し、広東省沖で実証実験をおこなうと発表。実は中国は着床式洋上風力の導入量が世界２位だ。浮体式でも導入量拡大を目指している。韓国も洋上風力トップ５を目指し、６GWの浮体式洋上風力発電所の建設計画を発表した。

左：洋上風力の国別新規導入量（2020年）右：洋上風力発電の国別累積導入量



GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021：GWEC

浮体式の要素技術は浮体の基礎、ケーブル、そして係留索とアンカーに大きくわけられる。中でも浮体基礎はコスト的にも全体の３割を占める重要な要素だ。

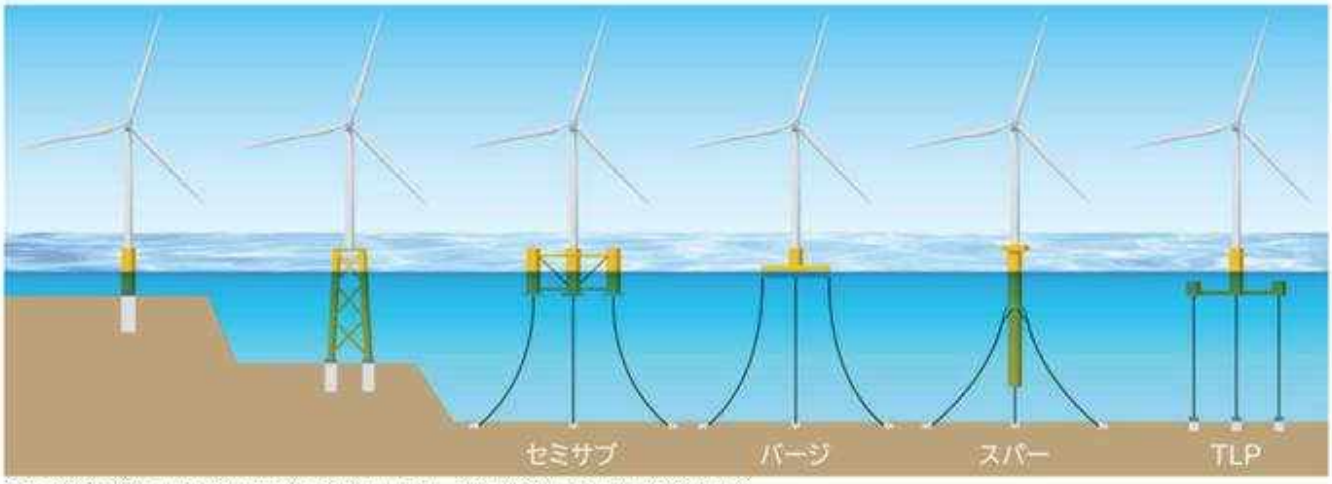
その浮体基礎はスパー式、セミサブ式、バージ式、TLP式の４つが主流で、それぞれ一長一短があり、まだ開発は継続している。スパー式とセミサブ式は本格的な商用利用に一番近くなっている。そのスパー式を開発、運用しているのが戸田建設だ。

戸田建設の浮体式洋上風力

戸田建設では2018年から2,000kW（２MW）・１基の浮体式洋上風力発電を長崎県五島市沖で運転していた。2007年からの実証実験を繰り返し、日本で初めての浮体式の商用運転にこぎつけた。五島市沖の平均風速は７m/秒と風力発電に適している。

スパー式は重心が低く、安定性も高く、2012年の実証実験（五島市椛島）では大型の台風16号（中心気圧940hPa、最大風速53.3m、最大波高16.9m）にも耐えた。五島市沖の水深は100から150mと深く、スパー式には都合がよかった。

このように、水深が100m以上の水深ではスパー式が有利な一方、100m未満では設置が難しい。セミサブ式では40mから設置が可能だ。昨年実証実験を終えた福島沖の実証実験ではセミサブ式も試験された。



日本の浮体式洋上風力発電に対する期待と展望　浮体式洋上風力発電推進懇談会

スパー式を選んだ戸田建設は、再エネ海域利用法に基づいた第１号案件である「長崎県五島市沖」の開発事業者に６社でのコンソーシアム「ごとう市沖洋上風力発電合同会社（仮称）」で選ばれた。２MWの風車８基を設置し、1.68万MWの発電を目指し、建設を進める。

この浮体式洋上風力の課題はコストだ。戸田建設ではスパー式の事業を拡大するとともに、施工技術などでコスト削減を図るとしている。

世界の洋上風力発電コストは８円/kWhで日本の火力発電よりも低い。戸田建設では発電コスト９円/kWhを目指す。

また、世界の洋上風力発電の大型化にどう対応するかもこれからの開発になる。前出のスコットランドキンカーディン洋上風力は9.5MWの風車になる。東芝がGEと共同開発した洋上風車「Haliade-X」は12MW、ブレードが107mと大型だ。

海底ケーブルでも開発競争

もうひとつ、洋上風力発電の要素技術として重要なのがケーブルだ。こちらは浮体式だけではなく、着床式にも関わってくる。欧州ではケーブル敷設時の事故の割合が多く、ケーブル損傷は洋上風力発電の大きなリスク要因となっている。一方で国内ケーブルメーカーは世界シェアが高く、英国の技術開発コンペにも参加している。

最近話題となった英国の大規模洋上風力ファーム、ドッガーバンクの洋上風力発電所は陸地から130km離れている。また、日本にも洋上風力発電を海底ケーブルで結ぶいわゆる「スーパーグリッド構想」がある。

大型風車に対応できる66kVを超える高電圧の送電ケーブルの技術開発も世界で進む。浮体式ではダイナミックアレイケーブル（海中に浮遊しながら潮の流れなどにも耐性があるケーブル）の開発が進んでいる。将来的には220kV高圧ダイナミックケーブルが期待されているが重く、硬くなるため耐性にまだ問題がある。

もうひとつの課題　日本型セントラル方式

日本における洋上風力発電開発において、技術面ではない大きな課題は候補地の選定だ。

政府はこれを日本版セントラル方式で解決を図ろうとしている。セントラル方式とは、国が開発調査や系統協議などをおこなう方式。複数事業者は入札で買取価格を決め、全体の導入コストを低くすることが狙い。つまり、国が率先して洋上風力の案件形成を促進する。

今年８月にはその第一段階である調査をおこなう地域を決めた。「洋上風力の地域一体的開発に向けた調査研究事業」で、NEDOが調査事業者に調査を委託する。

今年５月の候補地域受付期間には都道府県から９海域、事業者から19海域の情報提供がそれぞれあった。今回決まった３海域は以下の通り。

- 北海道岩宇及び南後志地区沖（着床式）
- 山形県酒田市沖（着床式）
- 岩手県洋野町沖（浮体式）

今後、風況調査、海底地盤・気象海象、環境影響評価（アセス）のうち、初期段階で事業者が共通しておこなう項目、漁業実態の４つの調査をおこなう。

こうした日本版セントラル方式がうまく機能することで、国による導入牽引が進むだろう。それに応じて入札をおこなっていくなどのやり方はある。

区域名		万kW
促進区域	①長崎県五島市沖	1.7
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	41.5
	③秋田県由利本荘市沖（北側・南側）	73
	④千葉県銚子市沖	37
	⑤秋田県八峰町・能代市沖	36
有望な区域	⑥長崎県西海市江島沖	
	⑦青森県沖日本海（南側）	
	⑧青森県沖日本海（北側）	
	⑨秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	
	⑩山形県遊佐町沖	
	⑪新潟県村上市・胎内市沖	
	⑫千葉県いすみ市沖	

区域名	
一定の準備段階に進んでいる区域	⑬北海道檜山沖
	⑭北海道岩宇・南後志地区沖
	⑮青森県陸奥湾
	⑯北海道島牧沖
	⑰北海道松前沖
	⑱北海道石狩市沖
	⑲岩手県久慈市沖（浮体）
	⑳福井県あわら市沖
	㉑福岡県響灘沖
	㉒佐賀県唐津市沖

【凡例】
●促進区域
●有望な区域
●一定の準備段階に進んでいる区域
※下線は2021年度新たに追加した区域

出典：再エネ等に関する規制等の総点検タスクフォース

洋上風力発電のポテンシャルを引き出せ

洋上風力発電のポテンシャルは、１にその発電量、そして開発競争に勝った際の経済波及効果がともにある。
開発競争と導入は電力業界の雇用にもからんでくる。洋上風力発電の部品量は１～２万点、さらに港湾の整備やO&Mなどの雇用も生む。部品メーカー、風車メーカー、建設業者はそれぞれ導入増による事業拡大を見込む。
先頃JREの買収で話題になったENEOSも洋上風力案件を多く持つ。JREは秋田市能代市沖、長崎県西海市江島沖、北海道石狩市沖で３事業のアセスを進めている。一方、戸田建設の五島市の洋上風力にはENEOSとしてコンソーシアムに参加している。

日本の洋上風力は、導入ポテンシャルは相当なものだが、これまで日本の開発は後れを取っていた。

法的処理の問題は再エネ海域利用法で、漁業を含む地域理解は日本型セントラル方式で、他に技術への投資などが課題だったが、それぞれ一定の解決を見いだしている。

2021年10月20日、経済産業省の総合資源エネルギー調査会の第４次中間整理でも洋上風力の競争力強化は、前政権から変わらないことが確認された。まずは、2030年、洋上風力10GW導入を目指す。

2040年への政府目標の達成ができるかどうかは、日本の洋上風力のポテンシャルをどれだけ引き出せるかにかかっている。それには国の大胆な施策も必須だ。
ポテンシャルはある。あとは、どう引き出すかだ。

Offshore Wind Technical Potential in Japan GWEC
https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/06/Japan_Offshore-Wind-Technical-Potential_GWEC-OREAC.pdf
GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021 GWEC
https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2021/
GWEC | GLOBAL WIND REPORT 2021
https://gwec.net/global-wind-report-2021/
「日本の洋上風力は全電力需要の8倍を発電可能」と世界風力会議　日経クロステック　2021年10月19日
https://xtech.nikkei.com/atcl/nxt/column/18/00001/06155/
洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会　第１回会合　洋上風力の主力電源化を目指して　日本風力発電協会
2020年末日本の風力発電の累積導入量：443.9万kW、2,554基　2021年２月12日　日本風力発電協会
http://log.jwpa.jp/content/0000289778.html
2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略　令和３年６月18日　経済産業省
https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210618005/20210618005-4.pdf
洋上風力の産業競争力強化に向けて　令和２年７月17日　経済産業省　国土交通省
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/yojo_furyoku/pdf/001_03_00.pdf
洋上風力の産業競争力強化に向けた技術開発ロードマップ　洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会　NEDO
2021年４月１日
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/dl/roadmap/roadmap20210401.pdf
洋上風力産業ビジョン（第１次）
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/dl/vision/vision_first.pdf
「洋上風力発電の低コスト化」プロジェクトの研究開発・社会実装計画(案)の概要　資源エネルギー庁
https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/green_innovation/green_power/pdf/001_04_00.pdf
長崎県五島市沖における洋上風力発電事業者の選定について　経済産業省
https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210611004/20210611004.html
World's Largest Floating Offshore Wind Farm Fully Operational
https://www.offshorewind.biz/2021/10/19/worlds-largest-floating-offshore-wind-farm-fully-operational/
日本の浮体式洋上風力発電に対する期待と展望　浮体式洋上風力発電推進懇談会
https://www.toda.co.jp/assets/pdf/fowvs_j.pdf
欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き　三井物産戦略研究所
https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/__icsFiles/afieldfile/2021/07/13/2107t_zhao.pdf
環境省　令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書
https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/report/r01.html

【資料】
https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/__icsFiles/afieldfile/2021/07/13/2107t_zhao.pdf

MITSUI & CO. GLOBAL STRATEGIC STUDIES INSTITUTE

欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き

―2040年までに最大45GW洋上風力導入を目指す日本も浮体式に期待―

2021/7

三井物産戦略研究所
技術・イノベーション情報部　コンシューマーイノベーション室
趙　健

Summary

- 着床式に比べ設置可能面積が広い点でポテンシャルが高い浮体式洋上風力発電は、将来の導入拡大が期待される技術であり、日本においても大きな導入余地がある。
- これまでの実証事業を通じて複数の浮体技術が商用化手前まで進展するなか、課題となるコスト削減や運営ノウハウの獲得に向けて、欧州を中心により大規模な案件の推進が加速している。
- 今後欧州とアジアを中心に導入が拡大し、先行する欧州では2030年までの累計導入量は10GW以上と予想される。洋上風力産業の競争力強化を図る日本にとって、サプライチェーンの形成やノウハウの取得には欧州勢との連携が求められることとなる。

はじめに

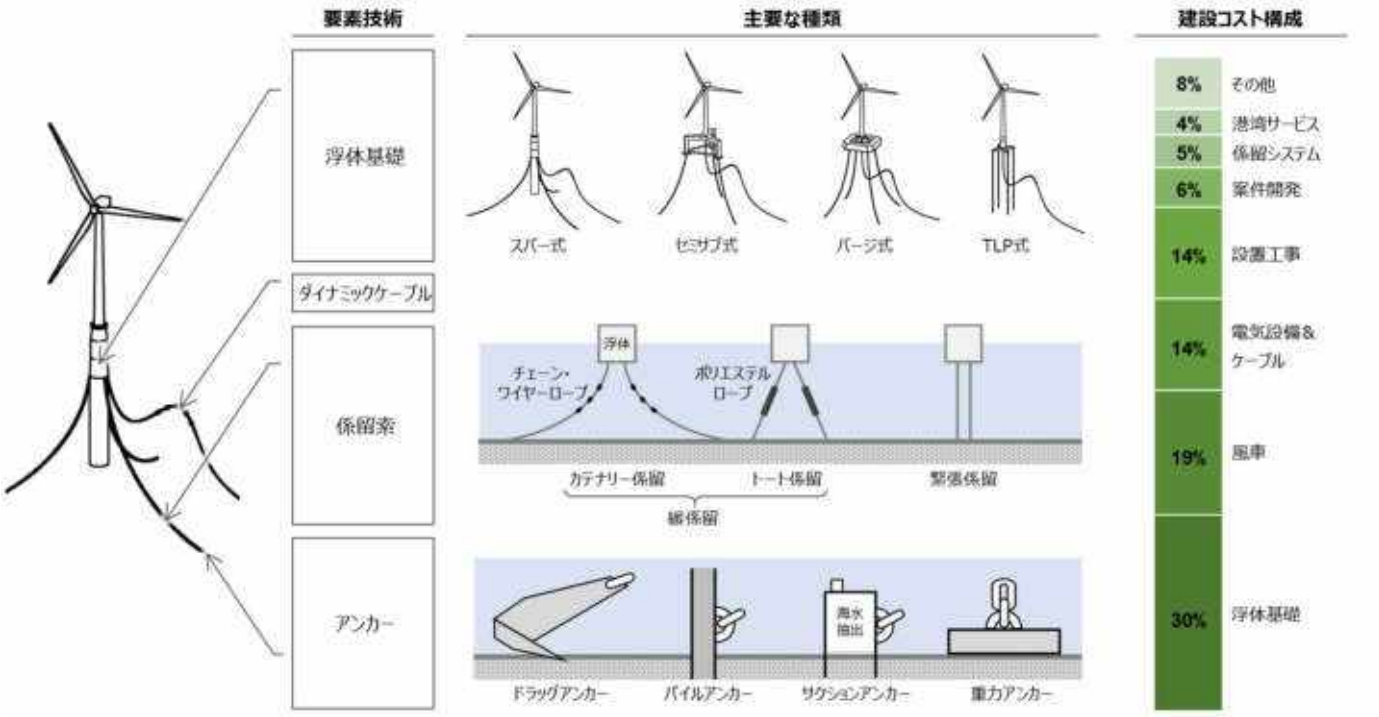
陸上より風況がよく、大型風車を設置しやすい洋上での風力発電は、有望な再生可能エネルギーとして期待されている。洋上風力発電には、海底に直接基礎と風車を設置する着床式と、海底に係留した浮体基礎上に風車を設置する浮体式の2種類がある。現在は世界的に着床式を中心に導入が進展しているが、水深の制限などから適地は限られる。そのため洋上風力発電の導入拡大を目指すには、深海への設置が可能で、設置面積の拡大が見込める浮体式洋上風力の実用化は必要不可欠である。海底地形が急峻な日本においては、浮体式洋上風力の導入ポテンシャル[1]は発電量ベースで原発約200基相当[2]の424GW[3]と推計され、着床式の128GWを大きく超えるが、着床式の2倍といわれる建設コストの削減が最大の課題となる。技術開発は日本と欧米が先行しているが、現在世界で系統に連系している発電容量74MWのうち、62MWを占める欧州が実証の規模においてリードしている。直近では、欧州を中心に浮体式風力の技術開発が商用化一歩手前まで進んでおり、大型実証案件が発表されるなど商用化に向けた動きの加速が予測される。本文ではその最新動向、要素技術と今後の展望について考察を行う。

[1] 一般社団法人日本風力発電協会試算。試算前提条件：排他的経済水域（EEZ）内、年平均風速7.0m/s以上、着床式水深10～50mの範囲、浮体式水深100～300mの範囲、案件当たり最低容量120MW以上を想定。
[2] 筆者試算。浮体式洋上風力設備利用率45%、原子力発電プラント出力1GW/基、設備利用率85%を前提として試算する場合、（424GW×45%）÷（1GW/基×85%）≒224.5基の原子力発電プラントに相当する。
[3] 1GW＝1,000MW＝1,000,000kW

浮体式洋上風力の主な要素技術

浮体式洋上風力は、厳しい気象条件および海流・潮流などの影響下でも安定した発電が求められており、大型風車を支える浮体基礎、耐久性と送電性能を両立するダイナミックケーブルおよび係留システムなど、図表1に示すような要素技術の確立が必要である。

図表1 浮体式洋上風力の要素技術



出所：
i. 浮体基礎のイメージ：Ocean Engineering掲載論文「Human exposure to motion during maintenance on floating offshore wind turbines」（https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S002980181831254X 2021年6月アクセス）
ii. 係留索とアンカーのイメージ：NEDO「浮体式洋上風力発電技術ガイドブック」（https://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku_guidebook.html 2021年6月アクセス）を参考に三井物産戦略研究所作成
iii. 建設コスト構成：ETIPWind（The European Technology & Innovation Platform on Wind Energy）「Floating offshore wind factsheet」から三井物産戦略研究所作成

建設コストの3割を占める浮体基礎は最も重要な要素技術である。重さ数百トン以上の風車を支えながら、風、波浪の影響による揺れを最小限に抑制することが求められるほか、構造設計、製造工法、洋上の輸送と設置施工、メンテナンスなどにおける低コスト化も求められる。現状の主流浮体基礎は、主にスパー式、セミサブ式、バージ式とTLP（Tension Leg Platform）式に分類されており、技術成熟度、適応する水深、海域、係留方式と必要な海底地質条件、施工方法などは異なる（図表2）。これまでの研究開発と実証を通じて、スパー式とセミサブ式との技術成熟度は、商用化手前（Pre-Commercialization）まで進展しており、バージ式も実証済みの段階に進んでいる。

図表 2 主流浮体基礎の特徴比較

	スパー式 SPAR	セミサブ式 SEMI-SUBMERSIBLE	バージ式 BARGE	TLP式 TENSION LEG PLATFORM
実機写真・イメージ	 写真提供：戸田建設	 写真提供：(デンマーク)Vestas Wind Systems A/S	 写真提供：(仏)BW Ideol	 画像提供：三井海洋開発
技術成熟度（注）	高、30MW級パイロット案件実施済み	高、25MW級パイロット案件実施済み	中、3MW級デモ案件実施済み	低、水槽実験、技術実証の段階
復原性・安定性	重心が低く、復原性と安定性が高い	安定性が高く、揺れが少ない	揺れやすい	安定性が最も高く、揺れがほぼない
適応水深・海域	水深100m以上が必要、波浪条件が厳しい水域にも適する	水深40m以上から設置可能なため、適応海域が広い	水深30m以上から設置可能であるが、揺れやすいため静穏海域に適合	水深50m以上の海域に設置可能、軟弱地盤の海底には不適応
製造	構造が簡単で製造が容易、低コスト化が見込まれる	構造が複雑で、溶接作業が多く、製造工程が複雑	質量が高くなるが、構造が簡単で低コスト化が見込まれる	サイズが小さく、部品が少ないため製造しやすい
設置施工	風車の設置は洋上で実施するため、リフトクレーンが必要	風車とともに港で組み立ててから設置海域への曳航で設置可能	風車とともに港で組み立ててから設置海域への曳航で設置可能	風車とともに港で組み立ててから設置海域への曳航で設置可能。
係留システム	緩係留	緩係留	緩係留	緊張係留
メンテナンス	喫水が深いためメンテナンスが困難	帰港して大規模メンテナンスを行うことが可能	帰港して大規模メンテナンスを行うことが可能	構造が簡単でサイズも小さいためメンテナンスしやすい
メリット	製造が簡単で低コスト化が期待	適応海域が広く、組み立てと設置がしやすい	洋上施工の必要がなく、設置しやすい	安定性が高く、浮体構造がシンプル。占用する海底面積が小さい
デメリット	水深100m未満の相対的に浅い水域では設置困難	復原性維持のためには構造上質量が必要、製造の簡素化が課題	揺れが大きく、設置海域が限定される	係留システムのコストが高く、施工が困難。海底地盤条件に制限される
代表企業	戸田建設、(ノルウェー)Equinor	ジャパン マリンユナイテッド、(仏)Naval Energies、(米)Principle Power	(仏)BW Ideol、日立造船	三井海洋開発、(米)Glosten

注：Carbon Trust（英国政府により設立され、その後独立した環境コンサル組織）によると、技術成熟度評価は右記の9段階に分かれている：1.Initial Concept、2.Proof of Concept、3.Numerical Modeling、4.Tank Testing、5.Scaled Testing（＜1MW）、6.1～5MW Demo、7.＞5MW Demo、8.Pilot（10～50MW）、9.Pre-Commercial（50～200MW）、これ以上は商業化段階

出所：Carbon Trust「Floating Wind Joint Industry Project Phase Ⅱ summary report」、NEDO「浮体式洋上風力発電技術ガイドブック」、国土交通省「浮体式洋上風力発電施設技術基準（令和2年3月3日改正）」および各社公開資料を基に三井物産戦略研究所作成

ダイナミックケーブルは海中に浮遊しながら、浮体から変電所などに送電するケーブルであり、長期絶縁性、潮流や浮体基礎の動きによる損傷に耐えられる機械的強度、海流の影響による線形変動を抑える敷設設計などが求められる。また、将来の大規模浮体式洋上風力開発には、送電ロスの少ない220kV高圧ダイナミックケーブルの開発が期待されるが、現状の66kV製品よりケーブルが重く、硬くなるほか、曲げ半径が大きくなることでねじれ耐性が弱くなるなどの課題がある。

係留システムには構成要素として係留索とアンカーが含まれる。浮体と海底に固定しているアンカーをつなげる係留方式は、張力の強さによって緩係留と緊張係留に分けられる。緩係留は、チェーンの自重で安定性を保つカテナリー係留と初期張力を調整して緊張状態にある係留ラインの伸びによって係留力を得るトート係留の2種類を含む。カテナリー係留はアンカー設置施工が簡易であるが、占用海域面積が広く、船舶や漁業の妨げとなる可能性が挙げられる。ポリエステルロープを使用するトート係留は軽量化できるが、大把駐力[4]のアンカー設置が必要である。一方、緊張係留は強い張力で浮体を水中に引き込み、浮力を生み出す方式であり、高張力ケーブルなど高強度材料の開発が課題である。アンカーは設置と撤去の簡易

[4] 把駐力：浮遊式海洋掘削装置をアンカー船位保持する際に係留力の基となるアンカーによる保持力をいう。（出典：独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構）

さから、現状ドラッグアンカー（drag-embedded anchor）と水圧差で固定するサクションアンカー（suction anchor）が最も多く使用されている。係留システムのさらなるコスト削減に向けて、低コスト材料開発、アンカーの共有や係留システムの最適化設計などの研究も行われている。

今後の実装と商用化に向けて、設置海域の水深、海況、海底地盤などの状況に合わせ、浮体と係留システムの最適な組み合わせが求められ、成熟度とコストのほか、当地の大型海洋構造物の製造や施工などサプライチェーンの状況を踏まえ、各要素技術を体系的に評価する観点が欠かせない。

上記に加え、浮体と搭載風車の一体化設計、浮体の量産化、低コスト施工、浮体式洋上変電所、姿勢制御、メンテナンスフリー技術なども今後の大規模商業化に必要とされる。

欧州を中心に増える大規模実証案件

欧州風力協会WindEuropeは2021年3月、これまでの実証を通じてセミサブ式、スパー式などの浮体技術が確立しつつあるとして、今後の商用化に向けて、さらなるコスト削減と量産体制の構築には導入規模の拡大が必要と主張した。欧州ではすでに7カ国が今後10年の間に浮体式洋上風力発電を導入する予定であり、2022年までの累計導入量は300MWを上回る予定で、規模において世界をリードし続ける。世界各国における稼働予定事業を図表3に示す。

図表 3 各国で稼働する予定の浮体式洋上風力案件

稼働予定	国	案件名	開発事業者	発電容量（MW）	風車出力（MW）	買取価格（ユーロ/MWh）	浮体基礎	浮体基礎提供企業
2021/2022	フランス	Eoliennes flottantes du golfe du Lion	Engie、EDPR、Caisse des Depots	30	10	240	セミサブ	Principle Power (PPI)
2021/2022	フランス	EolMed (Gruissan) Pilot Farm	Qair、Total	30	10	240	バージ	BW Ideol
2021/2022	フランス	Provence Grand Large	EDF Energy	25.2	8.4	240	TLP	SBM Offshore
2022/2023	フランス	Eoliennes flottantes de Groix et Belle-Ile	Shell/EOLFI、中国広核集団（CGN）	28.5	9.5	240	セミサブ	Naval Energies
2021/2022	ノルウェー	Hywind Tampen	Equinor	88	8	オフグリッド	スパー	Equinor
2022	アイルランド	AFLOWT	EMEC、SEAI、Saipem	6	6	不明	Hexafloat	Saipem
2023	米国・メイン州	Aqua Ventus I	University of Maine	11	11	190	セミサブ	University of Maine
2021/2022（注）	日本	（仮称）五島市沖洋上風力発電事業	戸田建設	22	2～5	不明	スパー	戸田建設
2021	中国・広東省	Jie Yang	三峡集団	5.5	5.5	不明	セミサブ	Mingyang Smart Energy
2026	韓国・蔚山市	Donghae-1	韓国石油公社（KNOC）、Equinor	200	不明	不明	スパー？	

注：戸田建設が同事業の建設資金に充当するために発行したグリーンボンドの資金充当状況報告によると、2020 年 3 月末時点では風力発電機を建設していない
出所 Carbon Trust「Floating Wind Joint Industry Project Phase Ⅱ summary report」、4C Offshoreウェブサイト、各社公開資料から三井物産戦略研究所作成

北欧エネルギー大手のEquinor社は洋上石油開発のノウハウを活用し、スパー式浮体Hywindを開発した。2017年よりスコットランド沖において発電容量30MWのHywind Scotland実証事業を実施し、2年間の平均設備利用率で54％を超える結果を出した。同社はさらに規模を拡大した88MWの浮体式洋上風力事業Hywind Tampenを北海で建設しており、2022年までに洋上石油施設に電力を供給する予定となっている。Equinor社

は同案件を通じてLCOE[5]を150ユーロ/MWh[6]以下に下げることを目標としており、2025年頃200MW超の本格的な商業化に進む予定としている。

2021年5月、フランスは北西部のブルターニュ沖における発電容量230～270MW規模の浮体式洋上風力事業の入札実施を発表し、フランスの浮体基礎メーカーBW Ideol社は社名非公開のユーティリティ企業と連携して入札に参加すると表明している。同案件の入札価格上限は、2015年に隣接海域で実施した実証事業の240ユーロ/MWhの半分である120ユーロ/MWhと定められる。2024年には、さらに500MW分の入札を予定しており、本格的な商業化に向けて動き出している。

2021年は、欧州以外のアジアでも進展があった。中国は5月、国有再生可能エネルギー大手の三峡集団がセミサブ式浮体を採用した5.5MW実証機を1基試作し、同社が広東省沖で進めている洋上風力ファームにおいて中国初の実証運転を行う予定と発表した。ノウハウを取得するために、フランスEOLFI社[7]の開発中案件に出資した国有原子力発電大手中国広核集団（CGN）も、広東省沖における大規模案件の実施を予定している。ここ数年で着床式洋上風力導入量を世界2位まで積み上げた中国は、今後浮体式においても躍進する可能性がある。世界の洋上風力大国トップ5入りを目指す韓国は、官民連携で2030年までに蔚山市沖において計6GWの浮体式洋上風力発電所の建設計画を5月に発表した。韓国石油公社とEquinor社が2019年から蔚山市沖において開発していた200MW案件も5月にFSを完了しており、2022年に着工、2026年に稼働開始を予定している。2018年に成立した「再エネ海域利用法」に基づき洋上風力の導入を加速する日本では2021年6月、促進区域の長崎県五島市沖における計16.8MWの浮体式洋上風力発電事業者の公募結果が発表され、戸田建設を代表とするコンソーシアムが事業者に選定された。

今後の展望

技術開発の加速と大規模案件の推進により、浮体式洋上風力のLCOEは2025年以降大きく下がると予想される。ETIPWindのレポートでは、2020年において165～202ユーロ/MWhであるLCOEは2030年までに53～76ユーロ/MWh（約7.1円～10.2円[8]/kWh）に下がると予想され、NEDOが実証研究で目指している2030年までに20円/kWh以下という目標を大きく下回る水準となる。さらに2050年までには、浮体式の予想平均LCOEは40ユーロ/MWhに下がり、着床式の37ユーロ/MWhに近づくと予想している（図表4）。

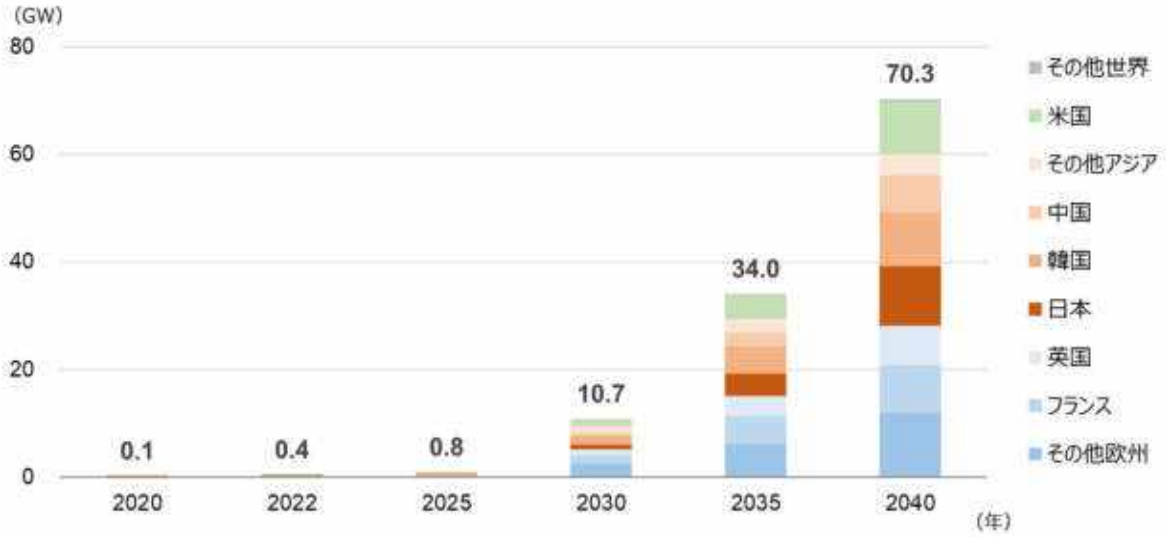
[5] 均等化発電原価（Levelized Cost of Electricity）：資本費、運転維持費、燃料費など発電に要した費用を、生涯の発電量で割ることで求められる電力単価。
[6] 1MWh＝1,000kWh
[7] 同社は2019年末にShell社の傘下に入った。
[8] 為替レート：1ユーロ＝134円

図表4 欧州の風力発電LCOE予想

出所 ETIPWind「Getting fit for 55 and set for 2050」(https://etipwind.eu/publications/getting-fit-for-55/ 2021年6月アクセス)

コストダウンに伴い、浮体式洋上風力は今後欧州、アジアと米国を中心に導入が拡大する。Carbon Trustの予想では、世界の累計導入量は2030年までに10.7GW、2040年までに70.3GW（予想年間発電量約277TWh[9]）に到達すると見通している（図表5）。2035年以降、浮体式洋上風力の導入ポテンシャルと脱炭素達成の需要から、アジアの累計導入量は日本、韓国と中国を中心に大幅増加し、欧州市場を逆転すると予想される。2040年までに浮体式も含む洋上風力30～45GWの導入を目指す日本においては、それらのうち約11GWを浮体式が担うと見込まれている。

図表5 世界の浮体式洋上風力累計導入量予想



注：2022年以降は期待値、2025年以降は推計値。「その他欧州」はポルトガル、スペイン、ノルウェー、ギリシャ、トルコを含む
出所：Carbon Trust「Floating Wind Joint Industry Project Phase Ⅱ summary report」から三井物産戦略研作成

[9] 筆者試算。平均設備利用率45％を用いて試算した場合、2040年70GW分の予想年間発電量は365日×24時間×45％×70.3GW≒277TWh。1TWh＝10億kWh。

大規模実証案件を先行して進めながら、サプライチェーンの形成を目指す欧州は、部材量産化、洋上施工とメンテナンスのノウハウ獲得も進み、今後の浮体式洋上風力産業を主導する立場となる可能性が高まっており、有望なアジア市場への進出も予想できる。直近の日本、韓国や中国の動きを見ても、欧州勢と協力するケースが多くを占めている。浮体式を含む洋上風力の産業競争力強化およびアジア市場への進出を目指す日本としては、欠かせない要素技術開発、部材の量産化、施工技術の低コスト化と管理経験の習得において、先行する欧州勢と連携する必要があるため、足元の欧州動向は最も注目すべきものといえるだろう。

当レポートに掲載されているあらゆる内容は無断転載・複製を禁じます。当レポートは信頼できると思われる情報ソースから入手した情報・データに基づき作成していますが、当社はその正確性、完全性、信頼性等を保証するものではありません。当レポートは執筆者の見解に基づき作成されたものであり、当社及び三井物産グループの統一的な見解を示すものではありません。また、当レポートのご利用により、直接的あるいは間接的な不利益・損害が発生したとしても、当社及び三井物産グループは一切責任を負いません。レポートに掲載された内容は予告なしに変更することがあります。

温暖化による地球暴走に歯止めをかけるため
2050年にCO2 排出ゼロへの世界的な取組が進められている
国連IPCC 気候変動に関する政府間パネル

２０３０年までに温室効果ガス46%削減を掲げる日本
実現に向けて本年２月政府のGX実現に向けた基本方針決定会議で、
「官民で脱炭素に１５０兆円投資」と共に「原発投資など エネルギー政策の大転換」等を含む
脱炭素取組の道筋を閣議決定。でも G7の中で唯一「火力発電廃止」時期を明示できず。
脱炭素に貢献するとの項がある一方、国民的議論もないままだとの声も・・・・
世界が求める1.5℃の約束を日本が果せるのか・・・・
二度と戻れないところまで来てしまうのではないか・・
1.5℃ 海面上昇と異常気象の頻発
2℃ 温暖化暴走のリスク

No.281　CN実現のカギを握る洋上風力　京大再エネ講座シンポジウム報告①

京都大学大学院 経済学研究科 Graduate School of Economics, Kyoto University　再生可能エネルギー経済学講座 Research Project on Renewable Energy Economics

https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0281.html

2021年12月16日

京都大学大学院経済学研究科　特任教授　山家公雄

（キーワード）　カーボンニュートラル、洋上風力、国産化、セントラル方式、促進区域

京都大学経済学研究科再エネ経済学講座は、12月10日にシンポジウムを開催した。今回から3回に分けて、筆者がコーディネートを行った第2部「CNの主役風力、太陽光、水素は2030年、2050年にどう臨むか」について報告する。今回は、風力業界を代表して日本風力開発㈱最高顧問の祓川清氏の講演を紹介する。洋上風力を主に、どのような手順でどのような課題を克服すれば風力発電はCN実現に貢献し、成長産業として発展できるかについて、具体的な提言が行われた。明確な羅針盤の提示がなされたと感じたところである。

序．京大シンポジウム報告シリーズの狙い

京大再エネ講座とシンポジウムの役割り

実・リアルタイムの視点を融合し実践的な学問を追求する目的で2014年度に創設され、現在2期目に入っている（1期5年）。本コラムは、主にその時々の話題を学術的視点も織り込んで解説する役割を担っている。シンポジウムは研究成果の発表の場として最も重要な位置付けにあり、今年度は12月10日に開催された。午前の部は若手研究者の発表で、午後は第1部「電力市場価格高騰から学ぶ電力市場改革のあり方～国際比較の視点から」および第2部「CNの主役風力、太陽光、水素は2030年、2050年にどう臨むか」と続いた（「第2回再エネ講座シンポジウム2021」）。第1部は講座代表である諸富教授の進行による学術的な成果の発表である。第2部は現在エネルギーにとり最も大きな議論になっているテーマを取り上げ、筆者がコーディネートを、そして「イントロダクション」と「まとめ」を行った。

カーボンニュートラルは最重要テーマ

カーボンニュートラル（CN）は、環境・エネルギー政策だけでなく、今後の産業の在り方や競争力を規定する大テーマであり、再エネと水素が主役になるとの認識の下で取り上げた。事業経験が豊富な領域を代表する3名の識者から、先行きの見通しが難しい中で、素晴らしい資料の作成と説明を行って頂いた。一方で、40～50枚の資料を30分で説明するには無理があり、参加者に十分に伝わったかという懸念もあり、本コラムで3回シリーズの報告という形でポイントを解説することとした。文責は筆者であるが、講師に確認頂いている。

今回は、日本風力開発㈱最高顧問である祓川清氏による風力発電の説明を取り上げる。同氏は、日本最大の風力発電開発事業者である㈱ユーラスエナジーホールディングスにて風力発電の黎明期より経験を積んでこられた第一人者である。日本風力発電協会（JWPA）の副代表であり多くの政府委員会のオブザーバー等も務めておられるが、今回は「個人の思いも込めてお話ししたい」とのことで、個社顧問の立場での登壇となった。前置きが長くなったが、以下、祓川氏発表を解説する（「2050年 NET ZEROにむけて　鍵を握るのは洋上風力」）。

1．エネ基2030年の風力目標をどう実現するか

第6次エネ基にて、2030年の電源目標である再エネ36～38%の実現を危ぶむ声がある。潜在量から期待されるのは太陽光と風力であるが、風力は実現可能であろうか。

エネ基目標は現状5.6倍の24GWだが業界目標は36GW、2050年は130GW

表1の右欄は、エネ基における「野心的水準」を示している。太陽光は、2019年実績および第5次目標値の約2倍となる103.5～117.6GW（kWhで14～16%）と最大の期待を負う。風力は、目標値は23.6GW（陸上17.9GW、洋上5.7GW）と太陽光に比べて見劣りするが、現状は4.2GWと低く、kWh構成比では0.8%から5.4%へと約　7倍に増える。高いハードルではあるが、風力業界は条件が整えば更に増加可能とみている。

表１．2030年度の風力の導入見込量（エネ基ベース）

*全発電電力量(億kWh)に対する比率

	2019年度導入量		現行ミックス水準		2030年度の野心的水準	
	GW（億kWh）	割合*	GW（億kWh）	割合*	GW（億kWh）	割合*
太陽光	55.8 (690)	6.7%	64 (749)	7.0%	103.5~117.6 (1,290~1,460)	14~16%
風力	4.2 (77)	0.8%	10.0 (183)	1.7%	23.6 (510)	5.4%
陸上風力	4.2 (77)	0.8%	9.2 (161)	1.5%	17.9 (340)	3.6%
洋上風力	－	0.0%	0.8 (22)	0.2%	5.7 (170)	1.8%

（出典）資エ庁 「2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」 2021/10

（出所）日本風力開発㈱ 「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）より抜粋

図1は、JWPAが設定している目標値である。2030年は洋上10GW、陸上26GWとしているが、「投資判断に最低限必要な市場規模1GW/年」を前提とする。2040年は「産業界が投資回収見通し可能な市場規模2～4GW/年」として洋上30～45GWおよび陸上35GW、2050年は「GHG排出量80%削減に相応しい目標値」として洋上90GWおよび陸上40GWとしている。2050年はGHG100%削減に向けた上方修正が不可欠となるが、後述のように洋上を主に膨大な潜在量活用策がイメージされている。

図１．JWPAの洋上風力・陸上風力の目標：意欲的で明確な中長期導入目標の設定

（出典）METI 第28回再エネ大量導入等小委員会「2050年CNの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）

年間導入量2～3GW、リードタイム半減で36GW実現へ

表2は、2030年目標実現のための条件・方策を示しているが（洋上は2040年も睨む）、陸上はエネ基目標である18GWは必達ケース、26GWは促進ケースと位置付けている。洋上は10GWは運転開始を想定している。環境整備の柱は年間導入ベースとリードタイムの短縮である。

年間導入量は、陸上は現状0.3～0.5GW、FIT認定で1.2GWであるが、これを2～3GWに引き上げる。洋上は、促進区域指定規模は現状1GW/年であるが、これを2GW/以上に引き上げる。リードタイムは陸上は環境アセスの短縮により現状8年を5年に、洋上は「日本版セントラル方式の早期導入」で8年を3～4年に短縮する。

保安林等と洋上の膨大なポテンシャル活用

目標導入容量を実現する前提として、リードタイム短縮に加えて系統制約解消、規制緩和等による保安林等の適地立地促進、膨大な潜在量があることの認識醸成と活用等を挙げる。系統制約は国も枠組みを定め着実に進めているところであり、速度をアップするのみと言える。適地立地は、陸上は保安林136GW、自然公園24GW、緑の回廊17GW、耕作放棄地・荒廃農地5GW等を見込んでいる。なお、優良農地を見込んでいないが、その潜在力は大きく欧州並みに利用できると導入量は大きく引き上がる。洋上は膨大で、IEAによれば年間電力需要の10倍のポテンシャルがある。洋上を考える場合、膨大な電力量を地方から大消費地に送ることから、系統制約解消はさらに重要となる。海底ケーブルの敷設や発電と送配電の役割分担の適切な仕切りが不可欠となる。詳細は後述する。

表２．JWPAの洋上風力・陸上風力の目標　2030年実現のための方策

	陸上風力発電	洋上風力発電
導入容量	● 必達ケース：18GW（運転開始ベース） ● 促進ケース：26GW（同上）	● 2030年：10GW（運転開始ベース） ※ 2040年：30～45GW（同上）
導入ペースやリードタイムの考え方	● 足元の導入ペース：運転開始ベースでは年間0.3～0.5GW、認定ベースは年間約1.2GW ⇒ 今後の導入ペース：年間2～3GWに設定 ● リードタイム：現状約8年を5年までに短縮	● 導入ペース：年間1GW程度の区域指定 中長期的に2GW/年以上とすべき ● リードタイム：再エネ海域利用法に基づく公募による事業者選定から運転開始まで8年　⇒「日本版セントラル方式」の早期導入で3～4年までに短縮
発電電力量	● 394～569億kWh（運転開始ベース）	● 307億kWh（運転開始ベース）
設備利用率等の前提条件	● 年間平均25%	● 年間平均35%
導入容量を実現可能とする方策、根拠	● スライドp.16～p.17参照 系統制約解消　リードタイム短縮　保安林等好適地立地促進　高い潜在量の認識と活用	● 導入容量の実現には「案件形成の加速化／プッシュ型案件形成スキームの早期導入」と「インフラ（系統・港湾）の計画的整備」が不可欠 ● 産業競争力強化も並行
導入に要するコスト（単価の見通し、根拠）	● 発電コスト（LCOE）8～9円/kWh ※ 促進ケース：26GW導入が前提 ※ 接続費：地内送電網の増強と ハブ変電所の新設をTSOが実施、発電側の負担は資本費全体の0～5%が前提 ※ インバランスコスト及び発電側課金は考慮していない（洋上風力発電も同様）	● 2030～2035年：着床式の発電コスト（LCOE）8～9円/kWh（認定取得ベース） ※ 日本版セントラル方式による公募（公平且つ透明性高い入札）実施により、2030～2035年に10GW以上導入が前提 ※ 接続費：欧州各国の仕組みを導入、TSOが敷設と費用を負担する前提
系統制約（出力変動、地理的偏在性等）の考え方	● スライドp.18参照 ※ 導入ペースに合わせ、地域毎及び全国大に適切な方策が適時に講じられ、系統制約が解消されていることが前提	系統運用・増強（海底ケーブル等）　送電はTSOが建設・運営（ハブ方式）

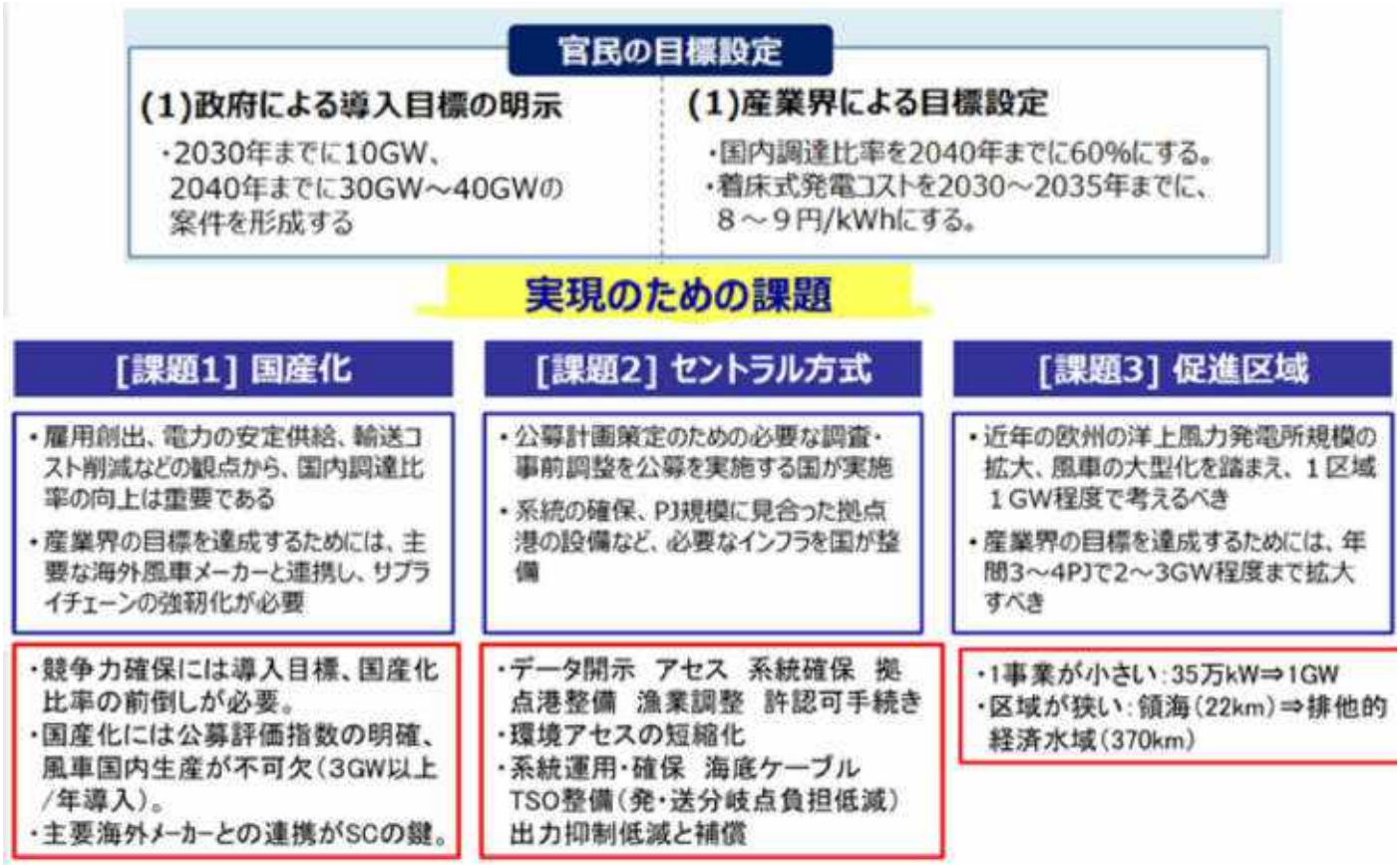
（出典）METI 第28回再エネ大量導入等小委員会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）

（出所）日本風力開発(株)「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）に追記（青枠）

２．CN、成長戦略のカギを握る洋上の課題をどう解決するか

これまでの図表は、基本JWPAが作成したものであるが、「CNのカギを握る洋上風力」の課題と提言を示している図2は、日風開オリジナルの視点が含まれる。赤枠の提案は、それぞれ詳しい解説があるが、筆者が整理し一覧性のある形としている。官民協議会にて合意された「導入目標」2040年30～45GW、「国内調達比率」2040年までに60%、「着床式コスト」2035年までに8～9円の3目標を実現のための課題と解決策提言である。

図２．洋上風力発電の促進に向けて：CNのカギを握る洋上



（出所）日本風力開発㈱　「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）
に追記（赤枠は同社資料を基に整理）

実現への課題は国産化、セントラル方式、促進区域

「国産化の実現」を課題１として筆頭に位置付けている。「雇用創出、電力の安定供給、輸送コスト削減などの観点から、国内調達比率の向上は重要」であるが、現状国産風車メーカーは存在しない。「産業化の目標を達成するためには、主要な海外風車メーカーと連携し、サプライチェーンの強靭化が必要」と指摘する。風車産業の誘致・国内育成のためには、「相当規模の導入目標提示」とともに「2040年6割とする国産化比率の前倒し」が必要とする。また、「公募評価指数の明確化、風車国内生産が不可欠、主要海外メーカーとの連携がSCの鍵」と提言している。

課題2は、環境整備・準備を国が行う「セントラル方式」についてである。これにより開発事業者は価格競争に専念できコスト低下が進む。セントラル方式の具体的内容は不明なところがあり、先行する欧州方式をベンチマークに提言を行っている。風況・海底状態等の調査データ開示、環境アセス実施、系統確保、拠点港整備、漁業者との調整、許認可手続き等である。特に系統に関しては、実潮流ベースの運用、海底ケーブル敷設を含むプッシュ型による計画的容量確

保、発電所近くまでの送電線建設の送電事業者（TSO）責任による整備、再エネ出力抑制の低減と抑制が余儀なくされた際の損失補償等である。

課題3は、「促進区域」の規模に関してである。現行のガイドラインでは、1区域容量は0.35GW、年間指定規模は1GWを基礎としているが、これの拡大を提言する。コスト低減には相当規模の安定した開発が不可欠となるが、最近の欧州並みの1区域1GW、年間指定規模2～3GWとすべきとしている。当日も「第１ラウンドの秋田県由利本荘市沖は南北合わせて0.73GWになる」との説明があった。2050年CN実現には洋上開発量を加速させることが不可欠であり、それがコスト低下に繋がる。

CN実現に向けた最初の試金石、選定される風車メーカーはどこか

課題１の国産化につい敷衍する。図3は、世界No1の洋上風力導入量を誇る英国と日本の風車メーカー進出状況を示している。

図３　国産化・国内SC整備の鍵を握る風車メーカー誘致・提携

（出所）日本風力開発㈱　「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）より抜粋

英国は従来風車メーカーは存在していなかったが、大規模導入のなかで3大メーカーの誘致に成功している。日本でも、洋上風力ビジョンの公表を受けて、GEが東芝エネルギーシステムと合弁でナセル組み立て工場を横浜につくる。ヴェスタスは長崎県での建設を検討している。「公募評価指数の明確、風車国内生産が不可欠、主要海外メーカーとの連携がSCの鍵」との認識が示され

るなかで、年内にも決定される落札事業者の選定が注目される。なお、風車メーカー選定に関する解説は筆者も試みている（「No.269　国内産業化のカギを握る風車メーカー選定」）。

終わりに

今回は、12月10日に開催された京大シンポジウムの第2部「CNの主役風力、太陽光、水素は2030年、2050年にどう臨むか」について、風力関連の報告を行った。CN実現のカギを握り、そしてグリーン成長戦略の筆頭に位置付けられている洋上風力を主に、祓川氏の説明を辿った。実現のための課題と処方箋は明白である。年間3GWを超える導入規模、リードタイム半減そして風車の早期国産化である。国産化に向けて最初のメーカー選定を誤らないことも非常に重要である。これがCNに向けた上方修正策の骨子であろう。次回は、太陽光発電を取り上げる。

CN :カーボンニュートラル実現のカギを握る洋上風力発電

図1．JWPAの洋上風力・陸上風力の目標：意欲的で明確な中長期導入目標の設定

（出典）METI 第28回再エネ大量導入等小委員会「2050年CNの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）

図2．洋上風力発電の促進に向けて：CNのカギを握る洋上

（出所）日本風力開発㈱　「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）

図3　国産化・国内SC整備の鍵を握る風車メーカー誘致・提携

（出所）日本風力開発㈱　「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」（2021/12/10）より抜粋

特殊鋼大手、クリーン水素生産へ（スウェーデン、日本）

現地日本人社員が奮闘して生産性向上

JETRO 日本貿易振興機構（ジェトロ）

https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/2023/0b3c086819df7119.html

特殊鋼大手、クリーン水素生産へ（スウェーデン、日本） |
地域・分析レポート - 海外ビジネス情報 - ジェトロ (jetro.go.jp)

2023年2月20日

日本製鉄が2018年に完全子会社化（注1）したスウェーデン特殊鋼大手オバコ（Ovako、本社はストックホルム市）は、鉄鋼生産のカーボンニュートラル化で先行する。

オバコのカーボンニュートラルの生産に向けた現在の取り組みや、日本製鉄による同社子会社化後の生産性向上、またスウェーデン人社員の仕事の仕方などについて、同社の石井博美執行副社長（エグゼクティブ・バイス・プレジデント）兼グループ生産・技術アドバイザーに話を聞いた（取材日は2023年1月25日）。

「世界一」の製鉄所などで、用途や顧客に合わせて特殊鋼を生産

オバコの歴史は古く、創業は16世紀にさかのぼり、軸受け鋼では世界トップレベルの技術を誇る。

同社の主要顧客（分野）は風力発電機メーカーで、風力発電機に使用される主軸用ベアリングで、世界全体の3分の1（石井氏情報）のシェアを誇る。また、トラック（サスペンション）や乗用車（サスペンション、ギア）、その他産業などにも供給している。同社では、ベアリング用の「BQ-Steel」、機械加工用の「M-Steel」、摩耗に強い「WR-Steel」など、用途に合わせて製品のブランド展開を行っている。

同社はスウェーデンに4カ所、フィンランドに1カ所の製鉄所を持つ。

スウェーデンのホフォシュの製鉄所には「超高級」グレード用のインゴット鋳造（溶鉄を鋳型に流し込み、加工前の鋼塊を生産する製鋼法）、スメジバッケン製鉄所にはビレット鋳造（小・中断面の帯状の鋼片を生産する製鋼法）に強みを持つ。

また、フィンランドのイマトラ製鉄所には「高級」グレード用のブルーム鋳造（大断面の帯状の鋼片を生産する製鋼法）の生産設備を有する。

これら主力製鉄所がそれぞれ異なるタイプの生産設備を持つことで、用途や顧客ニーズに合わせて使い分けて生産することが可能だ。なお、ホフォシュ製鉄所のインゴット鋳造設備の品質と生産性は「世界一」（同社のマーカス・ヘドブロム社長談）とのこと。

クリーン水素生産設備を建設中のホフォシュ製鉄所（全体風景）（オバコ提供）

製鉄所内のクリーン水素生産設備、2023年夏に稼働へ

オバコで生産する鉄鋼製品のカーボンフットプリント（注2）は、世界平均より80%（同社情報）も少ない。同社は、スコープ1（注3）とスコープ2における二酸化炭素（CO2）排出量を、2015年比で2030年に80%、2040年に90%削減する目標を掲げる。

同社では2022年1月から、スコープ1とスコープ2におけるCO2排出を実質ゼロにするカーボンニュートラル生産を導入している。同社の生産拠点で利用する原材料（鉄や合金）は、97%以上がリサイクルされた鉄スクラップだ。

また、同社では2015年から、生産にはクリーンエネルギー（水力、風力、原子力）由来の電力を使用している。
それでも削減できない排出分については、Verified Emission Reductions（VER）などのカーボンクレジットを購入することで実現している。
なお、同社ではスコープ１と２だけでなく、スコープ３における排出削減にも取り組む。既述の目標の対象となるスコープ１と２とともに、スコープ３（上流のみ）を含めて排出削減を目指すイニシアチブ「cradle-to-gate（ゆりかごから門まで）」を立ち上げている。

特殊鋼の生産には加熱炉における高温での熱処理が必要になる。
しかし、電気では対応できないため、通常はガスを使う。
そのガスを天然ガスからクリーン水素に転換することで、加熱工程におけるCO_2排出量を削減することができる。
同社は同手法により、ホフォシュ製鉄所の加熱工程で発生するCO_2の50%（2020年比）を削減する計画だ。
また、2030年までに全ての製鉄所に横展開する構想であり、実現すれば現在購入しているカーボンクレジットの購入量を減らすことができる。
同社は同計画を実現するため、ボルボ・グループ（スウェーデン）、日立エナジー、H2グリーンスチール（スウェーデン）、ネル・ハイドロジェン（ノルウェー）とともに、約１億8,000万クローナ（約22億5,000万円。１クローナ＝約12.5円）を投じて、ホフォシュ製鉄所内にクリーン水素生産のための電解槽（20メガワット）を建設中だ（2022年11月にスウェーデン当局の建設許可を取得）。
同電解槽は2023年の夏には稼働の予定で、本格稼働すれば4,000立方メートル／時のクリーン水素を生産できることになる。なお、そこで生産されたクリーン水素は特殊鋼の生産だけでなく、トラックなど（燃料電池車）の輸送燃料に利用したり、水素生産時に発生する排熱を周辺地域の地域暖房に利用したりする計画だ。

スウェーデン政府は同プロジェクト（同社）に対して、同投資総額の約４割に相当する7,100万クローナの財政支援（注４）を行っている。

石井氏は、粗鋼生産でクリーン水素を利用する際の課題として、工業規模での（容量の大きい）電解槽がまだ開発途上で、クリーン水素のコストが高い点を指摘する。
その点で、「（同社プロジェクトに対する）スウェーデン政府による財政支援は、カーボンニュートラル生産を支える基本技術を工業規模で開発する過程では極めてありがたい」と石井氏は話す。

議論と成果を積み上げ、「完全アウェイ」から「日本方式」の評価へ

オバコは既述のとおり、2015年以降、目標を設定して粗鋼生産におけるCO_2排出に順調に取り組んできた。
だが、その間、同社の生産性の向上を行う改革がなされている。
その改革の影の立役者が、日本製鉄による同社子会社化直後から在籍している石井氏と、山陽特殊製鋼や日本製鉄からの日本人駐在員（イマトラ製鉄所に３人、スメジバッケン製鉄所に３人）だ。

オバコの石井博美執行副社長兼グループ生産・技術アドバイザー（オバコ提供）

日本製鉄が同社買収を決めた 2018 年上期までは、同社の業績は黒字だった。ちょうどそのころ、ドイツの自動車メーカーを中心とした、ディーゼル車における排ガス燃費改ざん問題に端を発した販売減などにより、自動車向けビジネスを展開していた同社の同年下期の業績は赤字に転落した。
買収直後に赤字に転落したことで「『高い買い物』をしてしまった」（石井氏および買収関係者）という切羽詰まった状態だった。買収当時、同社はビジネスユニット（以下、BU）ごとにそれぞれの生産拠点を確保しており、「用途や顧客ニーズに合わせて使い分けて生産することが可能という極めて優位な状況にあった。

にもかかわらず、各 BU がそれぞれ『別会社』に近い状態だった」（石井氏）。
また、生産能力は各事業部門の需要量の最大に合わせて設計されていたこともあり、各生産拠点の稼働率は平均 60～70%にとどまっていた。
ただ、物価の高いスウェーデンでは、生産活動に必要な固定費も当然高い。生産設備の稼働率は業績にも直結する。
そのため、石井氏は同社の買収当時、生産拠点の稼働率の引き上げによる「余力」を生み出すことで、在欧日系企業向けビジネスを新たに展開することを想定していた。
また、BU の垣根を越えて３つの生産設備の優位点を最大限活用する最適生産体制を構築することで、生産コストを抜本的に低減することをオバコ側に提案した。しかし、オバコは当初、同提案に対して相当抵抗をし、耳を傾けなかったという。

日本製鉄所属当時にオバコ買収を日本製鉄幹部に提言していた石井氏は、火中の栗を拾うべく、日本から当初は 1 人、オバコの経営幹部として派遣されていた。もっとも、オバコの中では「完全アウェイ」（同氏）という状態だった。石井氏はスウェーデン人について、「議論をする際は、親会社の幹部だからと気を遣うことなく 1 人の人間として対等に意見をする。いわゆる平等主義。また、人一倍プライドが高い面もある」と評価する。同社の社員全員が、同提案に対して真っ向から反対していた。それでも、石井氏は同提案の必要性および経済的なメリットを粘り強く主張し続けた。また、日本人駐在員とともに各 BU の生産性向上、品質・コスト改善に取り組み、着実に成果に結びつけていった。一般的なスウェーデン企業では経営方針を判断する際、「社長の方針にただ従うのではなく、関係者間で何度も議論を重ねてその中からコンセンサスを練り上げる」（石井氏）という。また、「スウェーデンは世界で最も合意に基づく社会の１つであり、スウェーデン企業では社員が義務感にかられて仕事をするというより、自身で納得して仕事をする傾向がある」（同氏）。
その過程で、日本人による改善の成果を認めつつ同社が同提案の一部を受け入れて、社内での「横連携」に取り組んでみたところ、しばらくして稼働率が向上するとともに生産コストの大幅改善が図られ、業績が改善してきた。それにより、次第にスウェーデン人社員の石井氏や日本人駐在員に対する反応が変化しはじめ、今ではスウェーデン人社員とも良好な関係を築けているという。石井氏は「ここまで来るのに、（買収から）約３年かかった。スウェーデン人社員は、マネジメントについてはともかく、少なくとも技術力やその効果を最大限発揮させる考え方や手腕に対しては、『日本方式』を評価してくれるようになった」と振り返る。
なお、同社スウェーデン人社員は、「仕事を心底楽しんでいると感じる。簡単に人の意見に妥協はしないが、一度納得したら、決めた方針には忠実に従って仕事をするなど、労働倫理は高い」（石井氏）ようだ。
石井氏は「買収当時、人員や設備は当時のままで、生産効率（設備の稼働率）を相当程度引き上げ、また BU の横連携を最大限活用し、日系企業向けのビジネスを拡大したいと考えていた。実際、成果も着実に出てきている。ただ、社内には余力（の取り扱い）について積極的な拡販には慎重な意見を持つ人がおり、なかなか実現できていない。人員を相当絞っているとはいえ、結果として設備稼働率は 60～70%であり、物価上昇分の価格転嫁を着実に実施することを含め、いまだに固定費の比率は高い。この点は今後も課題だ」と話す。

注１：
現在は、日本製鉄グループの山陽特殊製鋼㈱がオバコ社を完全子会社化している。
注２：
商品やサービスの原材料調達から廃棄・リサイクルに至るまでのライフサイクル全体を通して排出される温室効果ガスの排出量を CO_2 に換算して、商品やサービスに分かりやすく表示する仕組み。
注３：
温室効果ガス（GHG）排出量の算定、報告の基準の１つ。スコープ１では、事業者自らによる GHG の直接排出（燃料の燃焼、工業プロセス）を対象にする。スコープ２は、他社から供給された電気、熱・蒸気の使用に伴う間接排出が対象。スコープ３では、スコープ１とスコープ２以外の間接排出（事業活動に関連する他社の排出）が対象となる。
注４：
スウェーデン・エネルギー庁による、鉱工業部門の GHG 排出ゼロに向けた技術開発を財政支援するプログラム

「Industriklivet」の一部。同プログラムは2018年に開始しており、2030年まで継続の予定。同プログラムはEUの復興基金の中核予算「復興レジリエンス・ファシリティー（RRF）」から拠出されている（スウェーデン・エネルギー庁ウェブサイトより）。

執筆者紹介
ジェトロ海外調査部国際経済課 課長代理
古川 祐（ふるかわ たすく）
2002年、ジェトロ入構。海外調査部欧州課（欧州班）、ジェトロ愛媛、ジェトロ・ブカレスト事務所長などを経て現職。共著「欧州経済の基礎知識」（ジェトロ）。

クリーン水素生産設備を建設中のホフォシュ製鉄所（全体風景）
（オバコ提供）

添付参考資料【6】

脱炭素社会構築のために　脱石炭火力・エネルギー転換　2,023年4月

【資料】

NHK 解説委員室

COP26 "1.5℃目標"へ　脱炭素技術への期待と課題

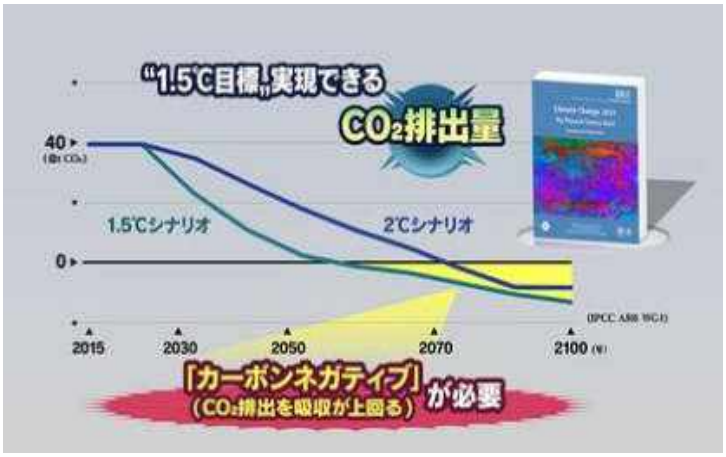
2021年12月15日（水）　土屋　敏之 解説委員

https://www.nhk.or.jp/kaisetsu-blog/100/458608.html

先月開かれた温暖化対策の国連の会議ＣＯＰ26 では「気温上昇を 1.5℃までに抑える努力を追求すると決意」する合意文書がまとまりましたが、
同時にその困難さも明らかになりました。
こうした中で　期待されているのが、二酸化炭素を大気中から取り除いたり資源化したりするような新技術です。そこでその現状と課題を
「“ 1.5℃目標 “ への険しい道筋」
「“カーボンネガティブ技術とは」そして
「普及への課題」

３つのポイントから考えます。

ＣＯＰ２６では「パリ協定の実施ルール」が完成し、これまで努力目標に過ぎなかった「産業革命前からの気温上昇を1.5℃までに抑える」ことが、事実上の共通目標に前進したとも言われます。
しかし、各国の最新の温室効果ガス削減目標を全て実現出来たとしても、1.5℃目標の達成は困難であることも明らかになりました。



こちらは国連機関ＩＰＣＣが最新の報告書で示した、気温上昇を 1.5℃までに抑えるには世界の CO2 をどう減らせばよいか？を計算したシナリオです。

２０５０年頃に排出ゼロ、いわゆるカーボンニュートラルを達成する必要性は 今や広く知られていますが、それで終わりではありません。
実はその後はさらに削減して排出量をマイナスにする、「カーボンネガティブ」という状態にすることが必要だと示されているのです。

「排出量をマイナス」とはわかりにくいですが、
これは経済活動に伴って排出される量より、森林などが吸収する量が上回る状態を指します。
しかも、仮に困難な1.5℃目標をあきらめ ２℃までは気温上昇を許すとしても、
やはり今世紀中にはカーボンネガティブの実現が必要だと計算されています。

しかし、カーボンニュートラルでも大変なのに、どうすれば このカーボンネガティブが可能なのでしょう？

ひとつには「植林」という方法がありますが、世界の人口が増加し開発が進む中、森林面積は逆に年々減り続けています。

単に木を植えるだけでなく、育った植物からバイオ燃料を作って利用し、そこから出るＣＯ２は回収して封じ込めてしまうことが出来れば、エネルギーを使いながら大気中のＣＯ２を減らすことも可能ではあります。そして、注目されているのが、植物に頼るのでなく人工的に大気中のＣＯ２を直接回収する「ＤＡＣ」と呼ばれる技術。世界各国で開発が進んでいます。日本のあるメーカーの試験プラントでは、機械で大気を吸引し、ＣＯ２を吸着しやすい化学物質を使ってＣＯ２を言わば　こし取り集めています。

こうした技術は、将来のカーボンネガティブだけでなく、当面のＣＯ２を減らすためにも期待されていますが、課題となるのは回収したＣＯ２をどうするかです。

有力視されるひとつが、これを地下深くに封じ込める「ＣＣＳ」と呼ばれる技術です。

日本でも国家プロジェクトとして、北海道苫小牧沖の海底下の深い地層に、２０１６年から３０万トンのＣＯ２を圧入する実証試験が行われてきました。　今、各国でＣＣＳへの取り組みが進んでいますが、土地が限られ、しかも地層が複雑な日本で長期的に安定してＣＯ２を封じ込め続けることが出来るのか検証が必要です。

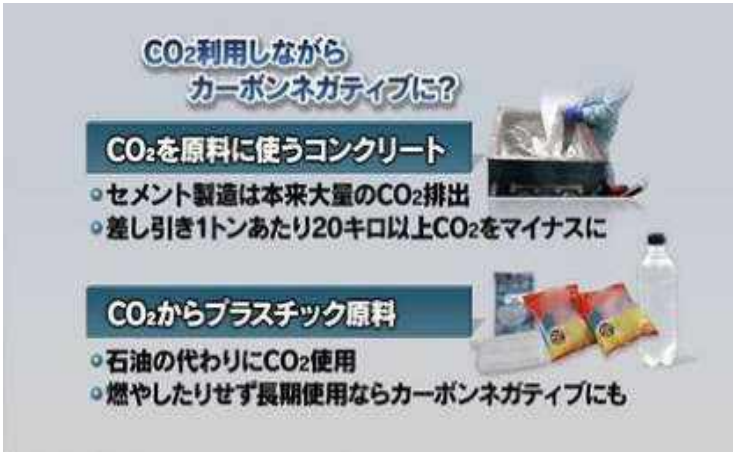
また、このようにＣＯ２を「やっかいもの」としてコストをかけ封じ込めるより、価値のある資源にして利用することで減らそうとの考え方もあります。

これは、「ＣＣＵ」や「カーボンリサイクル」と呼ばれる技術です。

あるメーカーでは、ＤＡＣによって大気から直接回収したＣＯ２を密閉した施設内で野菜を育てるのに使う実証試験を来年始める計画です。

いわゆる野菜工場では、普通の空気よりＣＯ２の濃度を高めることで野菜の成長がよくなることが知られており、ＣＯ２に価値が生まれるのです。

さらに注目されるのはＣＯ２から役立つ素材を作り出付し加価値を高める技術です。



今月、大手ゼネコンが、ＣＯ２を原料にしたコンクリートの使用を始めたと発表しました。

ＣＯ２を化学反応させて作った「炭酸カルシウム」の粉末をコンクリートの原料に混ぜて使っているのです。

従来の技術では、ＣＯ２を吸収させることでコンクリートの性質が変わり鉄筋が腐食しやすくなる弱点がありましたが、それを克服して、現在のコンクリートのほとんどを置き換えることが可能になったと言います。

元々セメント・コンクリート産業は世界全体のＣＯ２排出の数％を占めると言われる排出量の多い分野です。

これは、原料のセメントを作る過程で化学反応によってＣＯ２が出てしまうためです。

ところが、この技術では逆にコンクリート１トン製造するごとに、全体としてＣＯ２が２０ｋｇあまり減る、カーボンネガティブになると言います。
まだ長期的な耐久性などを検証していく必要がありますが、仮に日本で作られるコンクリートを全てＣＯ２を吸収するタイプに置き換えることが出来るなら、年間数百万トンのＣＯ２が吸収可能とも見積もられます。

　また、プラスチックをＣＯ２から作る技術も開発が進んでいます。現在は石油から作られている様々なプラスチック。その多くは既にＣＯ２から作り出すことが可能になりつつあります。
ただし、プラスチックは燃やせばＣＯ２が出ますから、カーボンニュートラルやカーボンネガティブを目指すには、使い捨てのプラではなく長く使い続ける製品にする必要があります。
また、製造工程で使われる化石燃料が多ければ、温暖化対策に有効とも限りません。

このように新たな技術を評価する上では、生産から廃棄までのライフサイクル全体で　どれだけＣＯ２が減るのかなどを冷静に見ることが不可欠です。とは言え、こうしたカーボンリサイクル技術が脱炭素社会に向けて重要性を増すことは確実視され、世界的に開発競争が激化しています。

こうした新技術が普及する上で最大の課題は、言うまでもなくコストです。
カーボンリサイクル製品の価格は、現状では既存製品の数倍するものが多いとされ、市場競争に任せるだけでは容易に普及しません。
一方で国はこうした新技術を現在の温室効果ガス削減目標の達成に向けても活用を見込んでいます。
２０５０年には排出実質ゼロの目標を掲げているのに、電力の３～４割を原子力と火力でまかなう参考値を出していますが、これは本来大量のＣＯ２を出す火力発電をＣＣＳやカーボンリサイクルで脱炭素化することを想定しているのです。

国はこの夏カーボンリサイクル技術のロードマップを改訂し、こうした製品が既存製品と同等価格になって普及が始まる時期を２０４０年からと、従来よりは目標を前倒ししましたが、これで２０５０年実質ゼロに間に合うのか？なお遅すぎるようにも思います。

もちろん、温暖化対策の「本筋」は、化石燃料の使用を減らし再生可能エネルギーを拡大していくことで、こうした新技術に過度に期待するのは禁物だと思います。ただ、その化石燃料を２０５０年まで使い続けるというのであれば、そこから出るＣＯ２を相殺できる脱炭素技術を早急に育て後押ししていく必要があります。

例えば日本では、バブル期までにビルだけでなく橋やトンネルなど鉄とコンクリートのインフラが大量に整備され、今それらが老朽化して更新が必要な時期を迎えています。
こうした寿命が長いインフラの更新や公共事業などから戦略的に脱炭素技術の普及を進めることも考えられるでしょう。
今や毎年のように温暖化が影響すると見られる災害が相次ぎ、観測記録が更新される中、気温上昇を食い止めるための、さらなる対策を急がなければならないと思います。
（土屋　敏之 解説委員）

NHK 解説委員室