

第38回環境セミナー 「外国と比較して日本の再エネを考える」

日 時：2018年9月10日（月）14時～16時

場 所：東京ウィメンズプラザ

講 師：小野章昌氏／エネルギー・コンサルタント

参加者：70名

第38回環境セミナーは、9月10日、いつもの青山「ウィメンズプラザ」にて70名の参加者を得て、小野章昌氏による「外国と比較して日本の再エネを考える」と題して開催。

講師は、三井物産に勤務経験あり広い見識のある方。わが国は、再生エネルギーを主力電源として位置づけたが、外国と比較して問題点を探る大変興味あるセミナーであった。セミナーで主な課題として取り上げられた論点を以下に記載します。



序：再エネの種類は次の2種類に分けられる。

- ① 安定供給の安定電源：水力・バイオマス・地熱
 - ② 不安定供給の変動電源：太陽光・風力
- ⇒ 間欠的（出力ゼロもある）で、バックアップ電源（火力等）が必要

日本の電源比率（kW）内（ ）内はドイツ：

火力83%（55.3%）、再エネ15.3%＜太陽光4.8%、水力7.5%他3%＞（33.1%）原発1.7%（11.6%）……2016年（2017年）

ドイツに見る「再エネ」種類

発電量（kWh）合計33.1%

内訳……風力：16.1%（陸上13.3%、洋上2.8%）バイオマス：7.9% 太陽光：6.1%・水力：3.0%……

I. 高コストと国民負担

1. ドイツと日本の場合

- ① 両国共、FIT（固定価格買取制度）が普及増大に拍車をかけた。
- ② ドイツ：毎年の消費者負担が3.25兆円（家庭用電力料金40円/kWh）
世界1位（2017年）
日本：毎年2.3兆円……2020年以降大幅見直し（減額見込）（2017年）

2. 日本の再生エネ普及の現状と問題点（導入量はFIT開始後17年度末迄）

- ① 太陽光：導入量3,350万kW（全再エネ導入量の95%で太陽光偏重）
コストを国際水準まで下げる必要……高い土地代と流通構造に問題。
太陽電池産業を強化し、蓄電池併設のコスト高を緩和させる。
発電コスト：日本20円、欧州10円……日本では設備費が欧州の倍



- ② 風力：導入量90万kW（2030年目標1,000万kW、内陸上920万、海上80万kW）
建設コスト高（資本費：日本28.2万円/kWh、海外18.5万円/kWh）建設地域：北海道、東北等に限定される……遠隔地へ送電線建設が課題
FIT価格：陸上20円、洋上36円……2030年以降は大幅

減額見込。

発電コスト：日本22円、独10円、伊146円、仏10円

- ③ バイオマス：導入量90万kw（2030年目標:602万~728万kw）

発電コスト：高い。コストの70%が燃料費で大半が輸入品で、輸入木材（木質チップ、ヤシ殻等）は、環境破壊、CO₂クレジットに問題が生じる。

- ④ 中小水力発電：地産地消の対象として小水力開発あるが、建設コストが高い。

導入量30万kw（2030年目標130万~201万kw）F

IT価格：日本29円、独15円、伊11.6円、仏7.3円

- ⑤ 地熱発電：世界3位の資源量（2347万kw）、FIT開始後導入量1.5万kW、累積導入量は54万kw（世界10位）（2030年目標88万~103万kw）

FIT価格：26円（15,000kw以上）

世界の導入量（2015年・kW）：米360万、フィリピン192万、インドネシア140万、ニュージーランド97万、日本54万

問題点：資源が国立、国定公園内に存在、地域との利権、送電網コスト

II. 過剰設備の発生（ドイツ）

再エネ設備：風力+太陽光で設備が1億kw、水力、バイオマスの再エネ1600万kw。再エネが最大需要（8000万kw）を超え、加えて、火力+原子力の発電設備量が1億kw維持し、最大需要の2.7倍達成。

……> 設備調整の対象は不安定電源の再エネ分野か

III. 太陽光・風力同志の共食い現象（ドイツ）

- ① 同一の発電時間により、発電量が過剰になり、「共食い現象」が生じる。

- ② 過剰電力を隣国に買取ってもらっている。（=市場価格はマイナス）

- ③ 太陽光、風力の部分的運転停止の必要？

IV.市場価格低下で採算悪化（ドイツ）

- ① F I TやF I P（プレミアム付き固定価格買取制度）により、再エネの優先買取が定められており、市場の契約成立にはゼロ入札価格もある
- ② 発電会社は採算悪化により、売電に転業し発電会社が消滅の危機になっている。
（例）エーオン社：発電事業撤退、欧州域内注力、電力へ集中（ガス、通信撤退）

V.送配電網の強化の必要性（ドイツと日本）

- ① ドイツ：電力の平準化（北部の風力発電の電気を南部の工業地帯へ）の遅れの原因は住民の反対や建設コストのアップによる。
- ② 日本：国土狭く島国のため再エネは同時時間帯に発電され、需要も同傾向にあり、隣接地域へ大量取引（送電）の需要も少ない。
（例）九電が太陽光、風力の部分停止を行った。

VI.CO2削減問題

ドイツの削減度合い：再エネ稼働率（2017年）太陽光11%、陸上風力20%……>

供給不足分は火力発電のためCO2削減に貢献していない。

欧州の削減度合い：スウェーデン（水力52%、原子力35%、再エネ10%、火力2%）

仏（水力10%、原子力78%、再エネ5%、火力2%）

独（水力11%、原子力14%、再エネ18%、火力56%）

cf：日本（水力11%、原子力1%、再エネ4%、火力84%）

CO2削減貢献度高い国は、電源構成が水力、原子力、再エネのシェアが高い。

VII.太陽光・風力の電力の意義

メディア報道の疑問点を指摘する

＊風力発電コスト「火力のコストを下回った」報道について

バックアップ火力や蓄電池等系統側のコストを加える事と稼働率低下、出力増減のための危機の損耗もコストに加える必要がある。

＊原発一基分の風力発電報道について

風力発電の平均稼働率は約20%であり、原発は80%の原発と比較す

ると1/4。

(原発一基100万kwと同じ定格出力持つ風力発電設備を前提)

＊太陽光発電「1000戸の電力を賄える」報道について

夜間、雨天には電力供給不可で、常時太陽光で発電賄えないので誤解生む。

《参考》

① 蓄電池の利用

再エネ（太陽光・風力）に蓄電池を設備すれば安定電源になるか？

短時間の変動吸収には役立つが、長期変動（昼夜間、1週間の悪天候等）には無力。

② 電源の種類

＊ベースロード電源：365日24時間一定の出力で運転可能・石炭火力・原子力

＊ミドル電源：20分以上の変動に対処し、経済性優先で発電可能……ガス・コンバインドサイクル火力

＊ピーク電源：2分～20分の短期変動に周波数制御に貢献可能……石油火力・ガスタービン・蓄電池を具備した太陽光・風力

③ 電力自由化と再エネ

＊太陽光・風力の拡大にはFITが不可欠であり、発電、送電自由化時代に優先させる事は不合理で、電力自由化には向いていない。

＊電力に関する多数の市場を作る必要性がある（KwH・Kw・非化石価値取引市場ベースロード電源市場等）

④ CO₂を80%削減前提で、発電分野ゼロエミッション実現が必要となる（無理？）。

＊再エネは過剰設備発生し、主力の太陽光13%・風力7%、他は水力等最大15%。

＊原子力は45%可能で、ガス火力は再エネバックアップ用もあり20%程度。

＊発電設備量が最大需要（2億kw）の2.2倍になり、国民負担はさらに増大する

《質疑応答》

Q：増大する発電設備量の国民負担は？

A：定量化は難しいが、このままでは、FITの国民負担は10兆円超えるかも知れない。
この問題は国民の同意が必要だろう。

Q：電力送配電の効率性は、テクノロジーで解決できるか？

A：超電導の送配電が考えられるが、コストパフォーマンスから無理だろう。



Q：再生エネを補充する火力、原子力の発電量を圧縮可能か？

A：圧縮することはできないと思う。

Q：原発の廃棄金額が膨大になることは政治リスクと考えるが？

A：その通りです。中国は原発増強しているが、いずれ政治リスクになるだろう。

Q：水素エネ生産について、再生エネで賄えるか？

A：水素産出エネルギー量と再生エネ投入量との比較が精査できていない。
水素エネ産出には相当時間を要するだろう。

Q：小水力発電について

A：竹村公太郎氏の云う水力発電量増大の可能性は少ない。

Q：北海道地震における電力について

A：北海道のベースロード電源は、火力、原発。原発は規制基準に地震などが重要な要素であり、基準と合致しないので北海道電力において再稼働は無い。

Q：電力へメタルハイドレードの利用は？

A：メタルハイドレードは固体であり、溶解に相当の熱量が必要であり、気体化が困難である。すでに、実験済と承知している。

以上

《文責：野村 俊彦》