

低炭素社会の実現に向けた
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく
イノベーション政策立案のための提案書

技術普及編

再生可能電源大量導入による電力系統の
安定性確保と脱炭素化の可能性に関する分析

ー九州地域のケーススタディー

平成29年3月

“Analyses on Transient Stabilities in Decarbonizing Power Systems
with Large-scale Integration of Renewable Power Sources:
A Case Study in Kyushu Region”

Strategy for Technology Dissemination

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies

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

LCS-FY2016-PP-16

概要

本提案書では、まずパリ協定と日本の温室効果ガス削減対策について述べた後、電源構成における再生可能電源の必要性を確認した。また、再生可能電源の大量導入が電力系統の安定性を与える影響を検討し、その解決策について解説した。次に、再生可能電源、特に太陽光発電の大量導入と電力系統の安定性を両立させるための技術的制約を考慮した電源構成モデルの計算方法を提案した。この電源構成モデルの適用対象として、九州の主たる送電系統を網羅し、長期的な CO₂ 排出量制約下における電源構成を求めるモデルを提示した。さらに、上述した電源構成モデルによる分析の結果、電力系統の安定性を考慮した場合の太陽光発電システムの制御および水素発電との組み合わせによる再生可能エネルギーの有効利用法を示し、同時に電力システムの脱炭素化の可能性を示した。特に、電力系統の安定性を維持しつつ、発電プロセスからの CO₂ 排出を極力小さくし、究極的には 0 とする電力システムの構成とその技術的・経済的性質を明らかにした。

Abstract

According to Paris Agreement, Japan has to reduce greenhouse gas emissions in 2030 to 26% below 2013 levels. Energy efficiency improvement and renewable energy will provide the primary source of greenhouse gas reductions. However, mass introduction of renewable power sources causes serious instability issues in power systems. One of these issues is that the mass introduction impacts to the transient stability in power systems. Since it could lead to a massive blackout in the worst case, the power system must be very carefully managed to maintain the transient stability. Another issue is that outputs of photovoltaic and wind power generations fluctuate, causing frequency instability. These fluctuations must be absorbed so as to keep stable frequency in each power system, which is called LFC, load frequency control. Issues on LFC are omitted in this article due to the page limit. In this article, we introduced the constraints on the transient stability in the power generation mix in Kyushu region, taking massive installation of photovoltaic systems into consideration. Next we described on our mathematical model of power systems for Kyusyu district, taking transient stability into consideration. Computed results quantified suppression of photovoltaic generation in each primary grid. Furthermore, we investigated the way to efficiently utilize the suppressed power, including estimation of economic feasibility to produce hydrogen utilizing electrolysis.

目次

概要

1. 序論	1
1.1 パリ協定と日本の温室効果ガス削減目標	1
1.2 再生可能電源の大量導入と電力系統の安定性	1
2. 再生可能電源の大量導入と電力システムの低炭素化に関する分析手法	2
2.1 九州地域の電力システム分析手法	2
2.2 電力システムにおける臨界事故除去時間の算定	3
2.3 最適電源計画モデルのデータ設定、目的関数、制約条件	4
3. 最適電源計画モデルの計算結果	5
4. 結論	10
5. 政策立案のための提案	10
引用文献	11

1. 序論

1.1 パリ協定と日本の温室効果ガス削減目標

2015 年 11 月 30 日から 12 月 13 日までフランスのパリで開催された COP21 において、いわゆる「パリ協定」が採択された。パリ協定は、2020 年以降の温室効果ガス排出削減の新たな国際枠組みであり、歴史上初めてすべての国が受け身でなく自発的な排出削減に参加する公平な合意であるといわれている。

このパリ協定をふまえ、安倍総理を本部長とする地球温暖化対策推進本部では、「地球温暖化対策計画」を閣議決定した。この「地球温暖化対策計画」には、2030 年度に 2013 年度比で 26% の温室効果ガス削減を達成するべく政策を総合的に展開すると共に、2050 年には 80% の温室効果ガス削減を目指すことが盛り込まれている。

これらの地球温暖化対策と整合性のとれたものとして 2015 年 7 月に発表された長期エネルギー需給見通しによれば、電源構成と省エネルギーの重要性に焦点が当たっている。特に 2030 年の電源構成においては、再生可能電源が 22% から 24% 程度と大幅に増加しており、その中でも太陽光発電が 7% 程度と、水力発電に次ぐ再生可能電源として位置づけられていることがわかる。

1.2 再生可能電源の大量導入と電力系統の安定性

1.1 で述べたように、CO₂ をはじめとする温室効果ガスの削減は先進国、発展途上国を問わず重要な課題である。日本においては、CO₂ 削減のための再生可能エネルギーに大きな期待が寄せられており、固定価格買取制度(Feed-in Tariff : FIT)の影響によって太陽光発電 (PV) や風力発電 (WG) の発電量が急増している。PV や WG の割合が増えることにより電源の低炭素化が促進されることは間違いないが、再生エネルギーの大量導入によって系統安定性の点において電源運用に様々な影響を及ぼすことが懸念されている。

電力系統においては原則として常に需要と供給のバランスを保つ必要があるが、PV や WG は季節や気象状況によってその出力が大きく変化し、さらにその予測が難しい。よって PV と WG の大量導入時においては需給バランスが崩れてしまうリスクがある。このリスクを管理するために、例えば応答の早いエネルギーである揚水式発電や蓄電池などの設備を利用することが挙げられる。しかし、揚水式発電や蓄電池の大量導入にはコストや環境影響等の問題があり、PV や WG の出力がこれらの設備で対応できる量を超えてしまう可能性がある。

日本の中でも、特に九州地域においては FIT 制度に申請された PV の設備容量が九州地域の総需要量のピーク値を超える状況となっている。現在、九州電力では PV の接続申し込みに対し、その可否の回答を保留するという処置を取っている[1]。また、九州電力のプレスリリース資料によると、図 1 のように 2016 年 5 月 4 日には太陽光発電の電力量が大きくなり、電力系統の運用が困難になったときの状況が報告されている[2]。

3 需要と供給のバランス (平成28年5月4日)

3

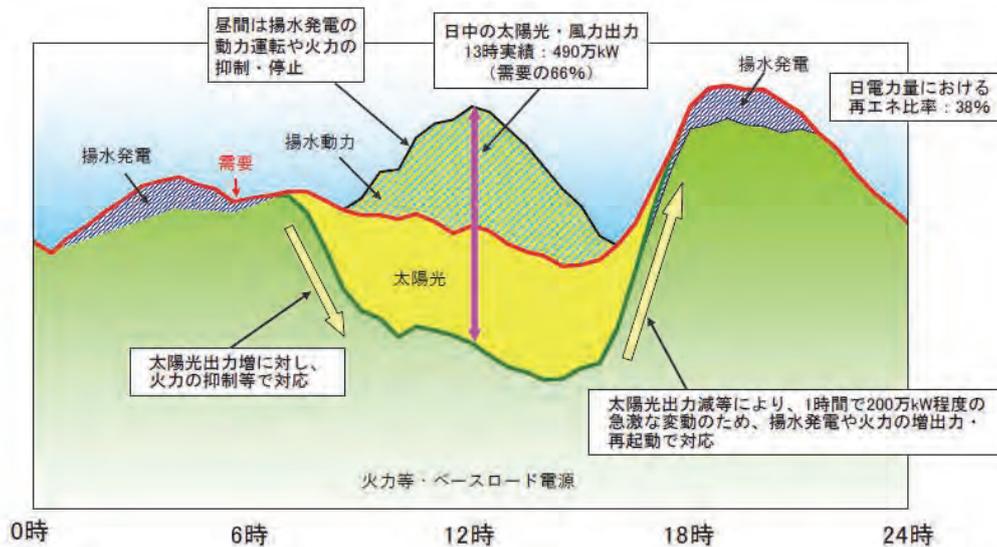


図 1 九州本土における再生可能電源の急激な増加と電力システムの対応について[2]

実際に九州地域の系統に大量の PV が接続された状態を考えると、上述したように需給の一致を保つことが難しくなるという問題が生じる。この問題を解決するには既存の発電設備の需給調整力を正しく評価し電源運用計画の制約として組み込むことや、制約によって出力抑制された分の PV のエネルギーを蓄電池や水素エネルギーなどの他のエネルギーに変換するシステムを考案することが重要である。既存の設備容量の予備力を評価して PV の抑制をするということは先行研究でなされている[3]。

一方、PV には回転機としての性質がないために、PV の容量が増えることによって同期発電機の発電量の割合が減り系統の安定性が低くなることもわかっている。すなわち、PV を大量に導入することによって系統の同期発電機の割合が減り、事故時の遮断までの許容時間が短くなってしまいう問題が生じる。そのため慣性を持つ回転機による発電の割合も一定以上に保たなければならないことは明らかであるが、火力発電の割合を増加させると単位発電量あたりの CO₂ の排出量が増加してしまうため、その発電量の割合がどの程度必要かを定量的に評価する必要がある。

2. 再生可能電源の大量導入と電力システムの低炭素化に関する分析手法

2.1 九州地域の電力システム分析手法

電気学会の WEST30 機モデル[4]は西日本の電力システムを 30 機の発電機とそれらをつなぐ送電系統で表したモデルであり、本研究では先行研究[5]のモデルを参考に、WEST30 機モデルから九州地域を表す部分を取り出して用いることとする。

連系線で区切られた部分を九州地域として特定し、九州電力の公開している実際の九州の系統[6]と比較して図 2 のような送電系統になると推定した。WEST30 機モデルは 2000 年以前の系統のモデルなので、現在の系統とは完全に一致しないので注意が必要である。トポロジーとして大

大きく異なっている部分としては脊振の変電所と西九州の変電所を結ぶ送電線が追加されたことが挙げられる。そして WEST30 機モデルの電源構成は WEST30 機モデル作成当時のものとなっており、現在とは異なっている。

発電機群 G1～4 はそれぞれ、G1 が長崎県と佐賀県、G2 が熊本県と宮崎県と鹿児島県、G3 が福岡県、G4 が大分県を表すとして発電機容量を定めた。

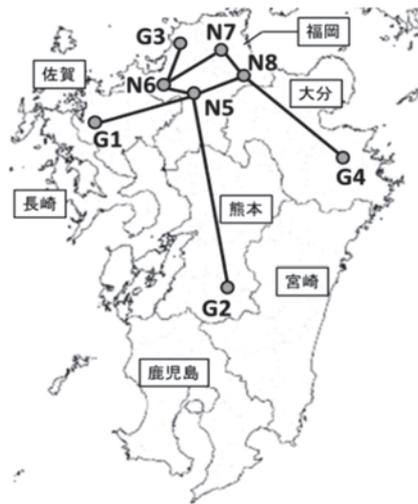


図 2 WEST30 機モデルを基に推定した九州地域の主たる送電系統

2.2 電力システムにおける臨界事故除去時間の算定

本節では電力系統の臨界事故除去時間（Critical Clearing Time, 以後 CCT と書く）について説明したのち、PV が大量に連系された電力システムにおける CCT の推定法について述べる。これには、同期発電機の基礎的性質や動揺方程式についての基礎知識が必要であるが、紙面の都合により省略し、文献[7]にゆずることとする。

電力システムにおいては、事故が起こった場合は一定時間内に事故が起こった部分を遮断しなければならない。この時間を臨界事故除去時間（CCT）とよぶ。これは、PV が大量に連系されていてもいなくても同様であるが、PV の連系量によって CCT の値が変わる可能性がある。そこで、PV が連系された電力システムにおける CCT を算定する必要がある。

本稿では文献[7], [8]を参考に、同期発電機と PV を含む電力システムの一部を模した図 3 のような一機無限大母線モデルに関する分析結果を解説する。ここでの無限大母線の意味は下記のとおりである。すなわち、図 3 内で示した無限大母線より右側の送電線の容量が非常に大きいため、発電機を含む無限大母線の左側の送電部分に流れる有効電力、無効電力の大小によって無限大母線の電圧と位相が影響を受けないことを意味する。

図 3 の系統において安定して運転している状態から事故が起こり、三相地絡状態になった後に当該送電線を遮断し、その後は残った 1 回線で送電を継続するという状況を想定して CCT の計算を行った。

そしてこのモデルを図 3 で示した発電機群 G1～4 のそれぞれに当てはめることで、CCT を計算し、後述する電源構成の最適化モデルにおいて過渡安定度の評価として利用する。この CCT の計算において、九州全域でそれぞれの送電線について緻密に地絡の影響を確かめることは莫大な計算量を要するため行わず、上記の一機無限大母線モデルにより過渡安定度を維持するための PV の導入比率の限界を求めておき、これを制約条件として実際の電力系統の最適化モデルに導入す

る。すなわち、本モデルで得られた過渡安定度の限界をもとに、現実の系統における太陽光発電からの有効電力を一定比率以下にする制約を設ける。

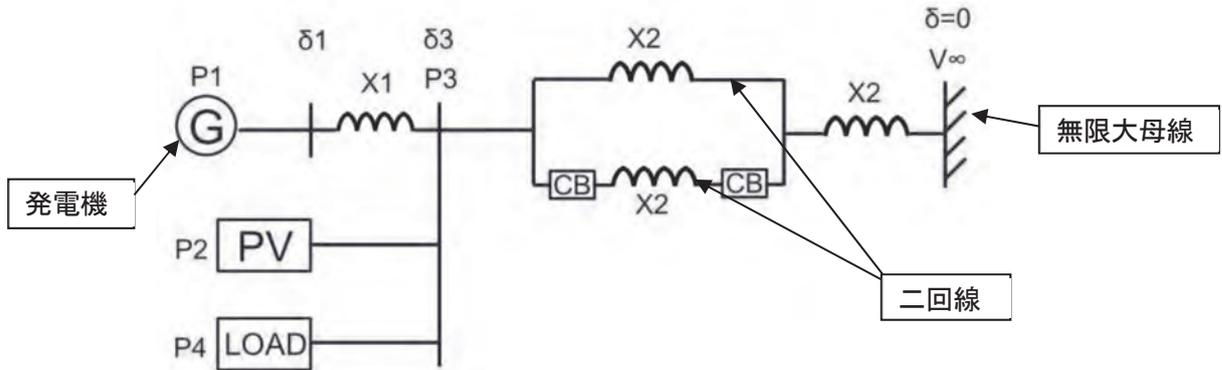


図 3 PV を含む一機無限大母線系統の縮約モデル

2.3 最適電源計画モデルのデータ設定、目的関数、制約条件

本提案書では、文献[7]で開発されたモデルを改良した最適電源計画モデルについて解説する。本モデルは、純水素による発電技術なども利用可能となる超長期的な将来の電源構成を評価するものであり、静的な最適化モデルとしている。本モデルにおける 1 年間 8760 時間の電力需要は先行研究[9]と同じ値を用いる。また、PV の単位設備量当たりの 8760 時間の発電量も先行研究[9]と同じ値を用いる。日射量データとしては(財)気象業務支援センターが販売している地上気象観測 1 分値データの水平全天日射量を用いている。文献[9]では九州全体の PV の発電量を求めているが、本提案書においては図 2 の発電機群 G1~4 を持つ 4 つの地域にそれぞれ PV を配置するので、FIT のホームページ[10]から各地域の PV の容量の割合を求め、その割合が一定であるとして各地域の PV の発電量を算定した。すなわち、九州全域の PV の出力は最適化モデルの解において決定され、その九州全域の値に各地域の割合を乗じたものが各地域での PV の出力となる。WG についても同様である。そして需要については WEST30 機モデルの潮流図の昼のピーク値の値から推測して、各地域の値から、各地域の需要の九州全体に対する割合を計算して求めた。

図 2 で九州地域の発電機を発電機群 G1~4 の 4 つに分割し、各県の発電機の容量などのデータについては九州電力のホームページ[11]から参照した。また、各発電機の LFC 必要量と LFC 調整力は先行研究[9]を参考に設定した。

電源構成モデルで用いる制約式については紙面の関係で文献[7]にゆずることとする。ただし、目的関数は文献[7]と異なり、各発電技術における 1 年間の資本設備の固定費分と燃料費を中心とした可変費分を加えた総発電費用を、九州電力管内の 1 年間の電気エネルギーの需要総量(kWh)で除した値とする。すなわち目的関数は、電力システム全体の発電単価(円/kWh)であり、この値を最小化する電源構成を求める。

また、過渡安定度の維持に関する制約としては、各発電機のノードに対して同期発電機の容量と需要を与え、送電線のリアクタンスには WEST30 機モデルで与えられた値を用いたときの PV の最大受け入れ可能発電量を与えている。

3. 最適電源計画モデルの計算結果

本章では、九州地域の電源計画における CO₂ 制約とコスト、PV 容量、PV 抑制量および水素貯蔵量などの関係について示す。

まず、図 4 には CO₂ 排出率制約と電力システム全体の発電電力量の構成の関係を示した。CO₂ 排出率は、東日本大震災の前年度である九州電力管内の 2010 年度の CO₂ 排出量である 3050 万 t を 100% とし、その値との比率で示した。したがって、CO₂ 排出率 0% とは、CO₂ を排出しない、いわゆるゼロエミッションのケースを意味する。

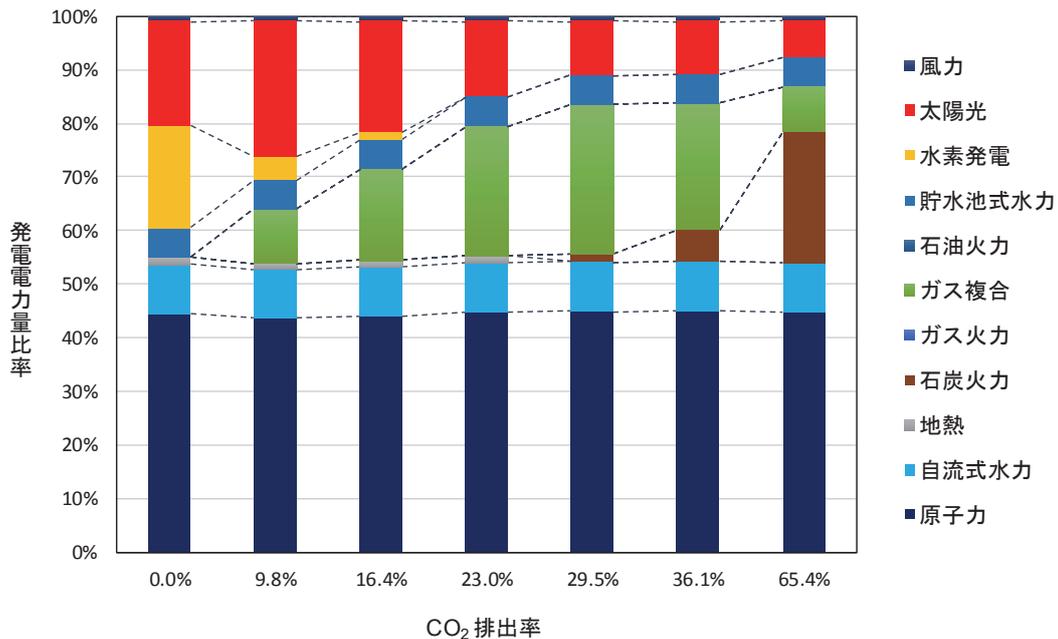


図 4 CO₂ 排出率制約と電力システム全体の発電電力量の構成の関係

図 4 を見ると、CO₂ 排出率制約の変化と共に発電電力量構成が大きく変化していることが見て取れる。特に CO₂ 排出率制約が厳しくなるにつれて、石炭火力→天然ガス複合発電→太陽光発電→太陽光発電+水素発電、という推移がみられる。特に CO₂ 排出率制約が非常に厳しいケースにおいて、水素発電が導入されている点に注意を要する。

また、図 4 の右端の棒グラフは、今回の電源構成のモデル分析において CO₂ 排出率制約を課さないケースの計算結果を示している。この時の CO₂ 排出量は 1990 万 t であり、2010 年度の値よりも既に約 35% 削減されていることとなる。この原因としては、第一に九州地域内の原子力発電の稼働が挙げられる。公表されている原子力発電のコストを前提にする限り、原子力発電の稼働は CO₂ 排出量の削減と発電コストの低減を両立させる方策である。次に、太陽光発電の稼働が挙げられる。ここでは太陽光発電のコストを科学技術振興機構低炭素社会戦略センターにおいて開発されたデータベースを基にしたコスト評価[12]を採用しており、このコストに基づく限り、太陽光発電もまた CO₂ 排出量の削減と発電コストの低減を両立させる方策である。このように、ベースケースにおいて、CO₂ 排出量の削減と発電コストの低減を両立させているのは、主として原子力発電と太陽光発電システムである。

このことは、CO₂ 排出率制約と太陽光発電システムの容量および最大抑制量の関係を示した図 5 からわかる。グラフの一番右の CO₂ 排出量制約を課さないベースケースにおいても既に太陽

光発電システムが 7.65GW 導入されており、この導入量は CO₂ 排出率制約が厳しくなるにつれて増加している。また、前章までに解説した系統安定性に関する制約により、太陽光発電システムの出力抑制が起きており、その最大抑制量もまた、CO₂ 排出率制約が厳しくなるにつれて急速に増加している。

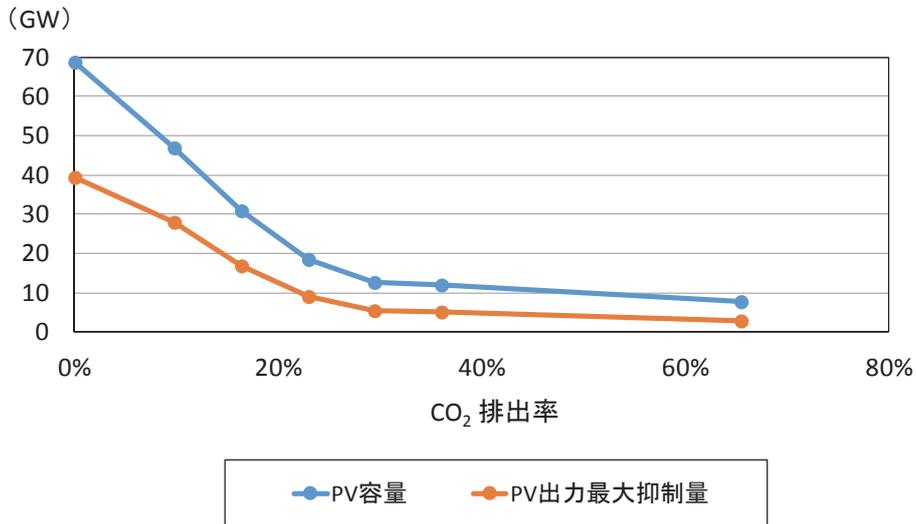


図 5 CO₂ 排出率制約と太陽光発電設備容量および太陽光発電最大抑制量の関係

一方、図 6 には CO₂ 排出率制約と水素貯蔵容量の関係を示した。これによると、水素の貯蔵とその発電への利用は、CO₂ 排出率が 16.4% のケースから導入され、CO₂ 排出率が 9.8% のケースでは 2140 万 Nm³ という大きな貯蔵容量となっている。

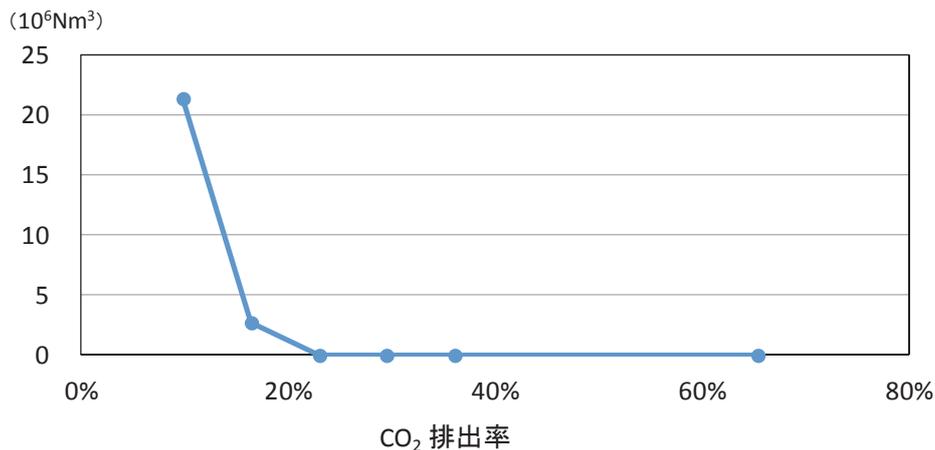


図 6 CO₂ 排出率制約と水素貯蔵容量の関係その 1

さらに、次の図 7 を見ると CO₂ 排出率が 0% (ゼロエミッション) のケースでは水素貯蔵量が急激に増加し、約 18 億 2100 万 Nm³ となっている。これは、CO₂ 排出率が 9.8% のケースと比較しても 100 倍近い値である。

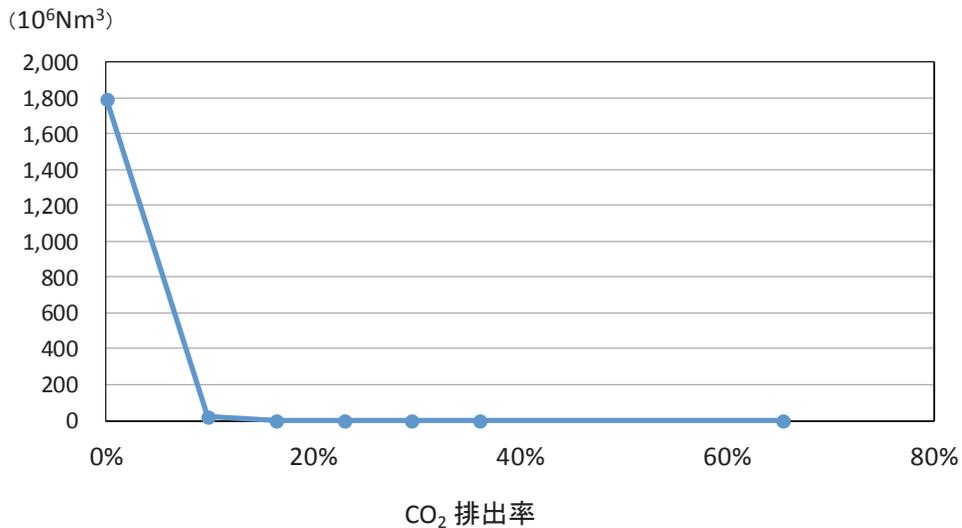


図 7 CO₂ 排出率制約と水素貯蔵容量の関係その 2

これらの結果より、CO₂ 排出率制約が厳しいケースでは、太陽光発電の抑制量が大きくなり、その一部を電気分解によって水素製造にまわしていることがわかる。この水素は、複合発電に用いられ、同期発電機で発電することにより、過渡安定度の維持に貢献している。このように、太陽光発電容量増加→系統の安定性の低下→出力抑制→電気分解による水素製造→同期機による発電、という過程を経て再生可能エネルギーの増加と電力系統の安定性の両立を図っている。この過程は、ライフサイクル分析の観点からは電気エネルギーのロスとなるプロセスであるが、電力系統の安定性という観点からは検討すべき課題であることがわかる。ただし、このシステムを実現するには、大量の水素を安く貯蔵するシステムの開発が必要である。

本稿で述べた電源構成モデルでは 1 年間 8760 時間分の電力需給の最適化を行っている。その結果の一部として、図 8 と図 9 には、それぞれ夏の一日と冬の一日における日負荷曲線と発電量構成の最適化結果を示した。

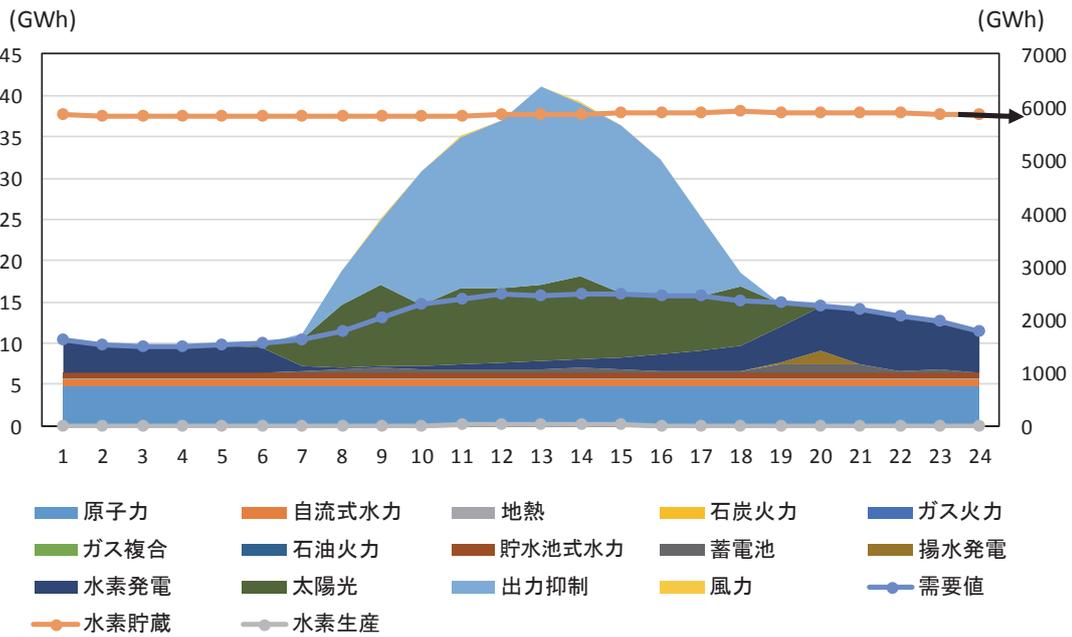


図 8 8 月 1 日における発電量構成 (CO₂ 排出ゼロケース)

図 8 の夏日 (8 月 1 日) の結果を見ると、太陽光発電による発電量が多いが、水色で表される部分が電気分解により、水素として貯蔵されると共に、朝晩には太陽光発電の出力変動を補う形で水素発電が導入されている。

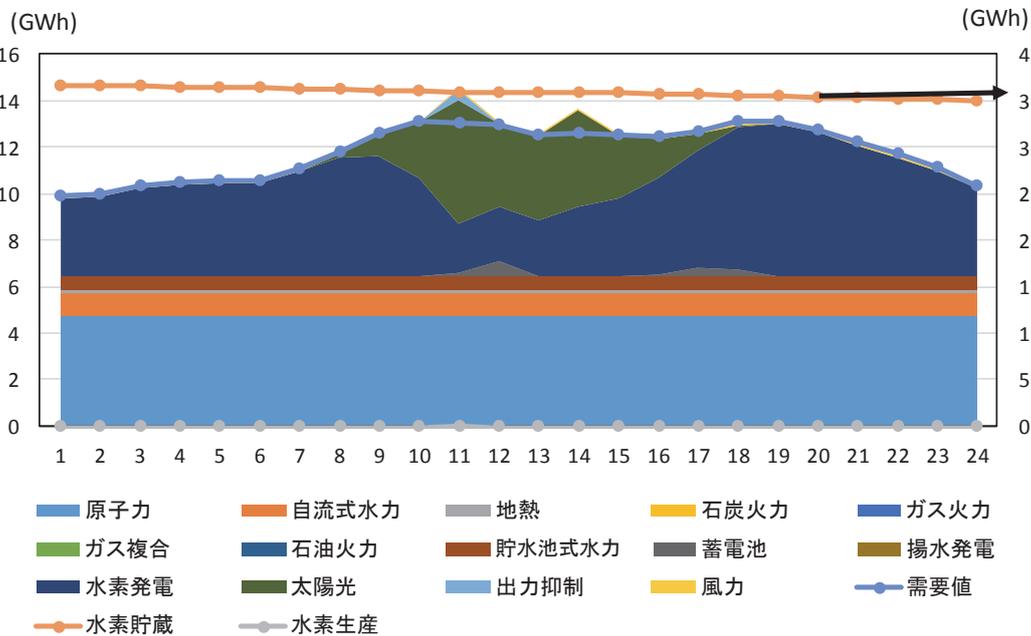


図 9 12 月 25 日における発電量構成 (CO₂ 排出ゼロケース)

さらに、図 9 で示された冬の一日 (12 月 25 日) の結果を見ると、太陽光発電による発電量が夏より小さくなる一方、貯蔵された水素による発電量が大きくなっており、一日の電力需要の約 36% を水素発電によって賄っている。

図 10 および図 11 には、それぞれ CO₂ 排出率が 9.8% のケースと 0% (ゼロエミッション) のケースにおける 1 年間 8760 時間の水素貯蔵量の推移を示した。これらの図を見ると、CO₂ 排出率そのものの差が 10% 以下であるにもかかわらず、1 年間の水素貯蔵の運用法が全く異なることがわかる。まず、図 10 の CO₂ 排出率が 9.8% のケースでは、主として太陽光発電と電力需要の差の週間変動を吸収するように水素貯蔵が行われている。これに対し、図 11 の CO₂ 排出率 0% のケース (ゼロエミッション) では、主として太陽光発電と電力需要の差の季節変動を吸収するように水素貯蔵が行われている。その結果、ゼロエミッションのケースでは CO₂ 排出率が 9.8% のケースの 100 倍近い量の貯蔵が必要となっている。これは、CO₂ 排出率 9.8% のケースでは、天然ガスの複合発電が季節変動を吸収しており、水素貯蔵により季節変動を吸収する必要がないためと考えられる。

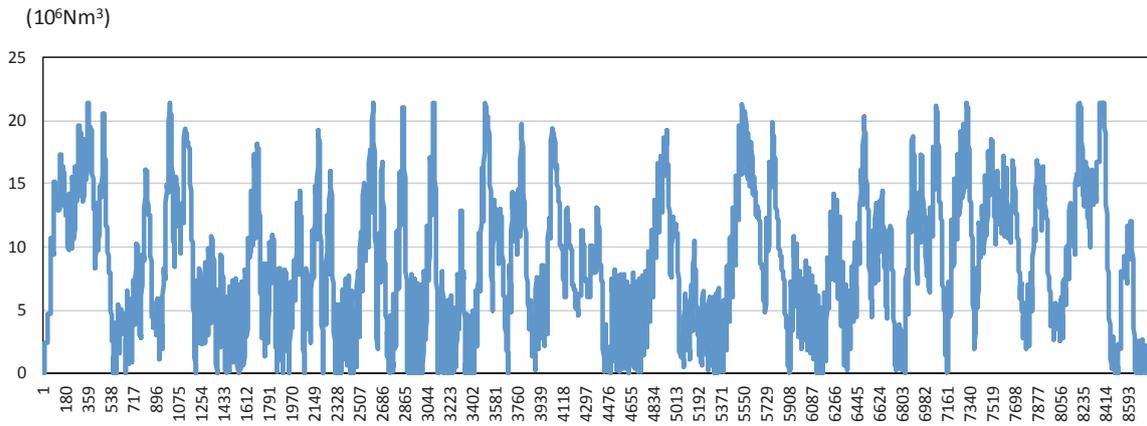


図 10 1 年間の水素貯蔵量の推移 (CO₂ 排出率が 9.8% のケース)

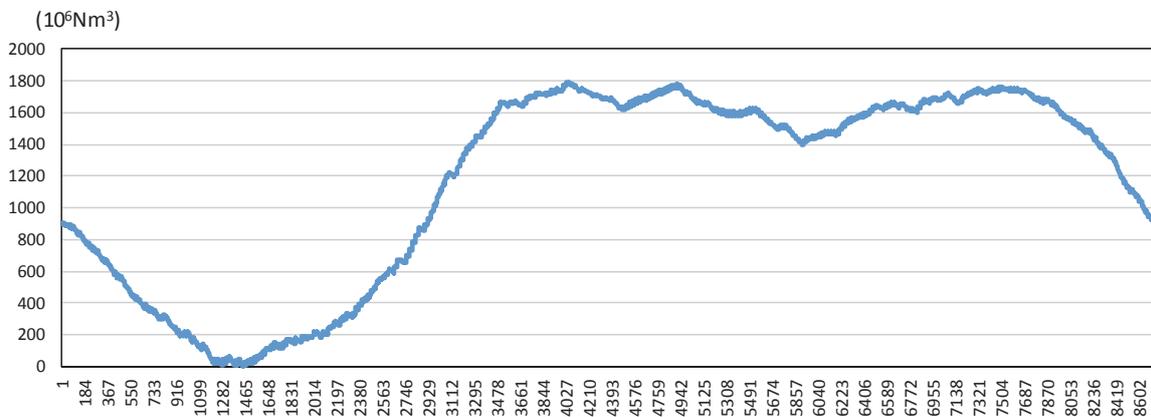


図 11 1 年間の水素貯蔵量の推移 (CO₂ 排出率が 0% のケース)

このように、CO₂ 排出率 0% のケースでは水素貯蔵量が莫大となり、これに合わせて電気分解装置の設備容量も非常に大きくなる。このため、発電コストが図 12 に示すように急激に高くなるのである。また、上述したように、CO₂ 排出率が 9.8% のケースまでは、天然ガス複合発電による季節間変動の吸収を利用していることもあり、発電コストの上昇を比較的小さく抑えられている点にも注意が必要である。

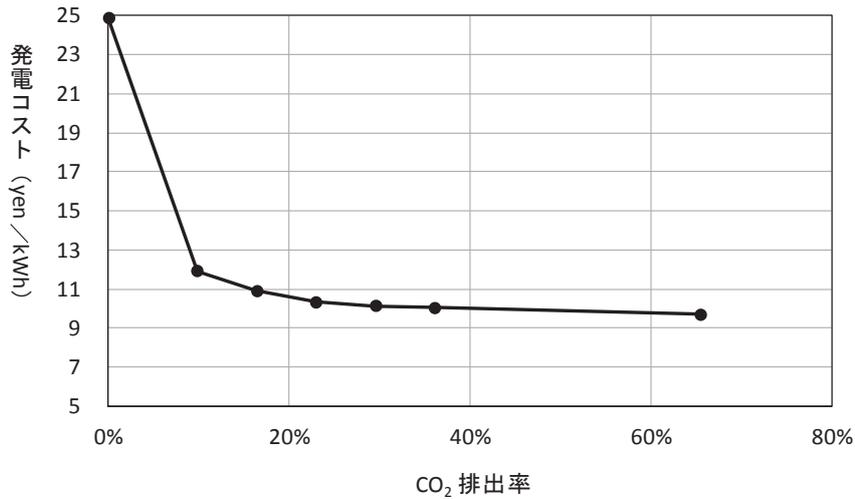


図 12 CO₂ 排出率制約と電力システム全体の発電コストの関係

4. 結論

本提案書では、まずパリ協定と日本の温室効果ガス削減対策について述べた後、電源構成における再生可能電源の必要性を確認した。また、再生可能電源の大量導入が電力系統の安定性に与える影響を検討し、その解決策について解説した。

次に、再生可能電源、特に太陽光発電の大量導入と電力系統の安定性を両立させるための技術的制約を考慮した電源構成モデルの計算方法を提案した。この電源構成モデルの適用対象として、九州の主たる送電系統を網羅し、長期的な CO₂ 排出量制約下における電源構成を求めるモデルを提示した。

さらに、上述した電源構成モデルによる分析の結果、電力系統の安定性を考慮した場合の太陽光発電システムの制御および水素発電との組み合わせによる再生可能エネルギーの有効利用法を示し、同時に電力システムの脱炭素化の可能性を示すことができた。特に、電力系統の安定性を維持しつつ、発電プロセスからの CO₂ 排出を極力小さくし、究極的には 0 とする電力システムの構成とその技術的・経済的性質を明らかにした。ただし、特に CO₂ 排出が 0 となる電力システムにおいては、主として、水素貯蔵と電気分解に要する固定費の負担により、発電コストの上昇幅が大きくなることが示された。すなわち、2050 年を目途とした CO₂ の大幅削減を可能とするには、水素貯蔵技術や電気分解装置の大幅なコスト低下が重要である。

なお、本提案書で解説した純水素による大型発電技術の本格的な普及は 2030 年以降と考えられる。

5. 政策立案のための提案

2030 年以前の近い将来に展開される水素利用としては、燃料電池自動車等の運輸部門や民生の部門における純水素燃料電池の展開等が考えられる。また、発電部門では、天然ガス複合発電などにおける水素の混焼の実用化の必要が出てくるので、それに向けた技術とシステムの開発が必要である。

一方、本稿で述べたように、2030 年以降には再生可能電源由来の大量の水素を発電用に利用する可能性がある。これに備え、大量の水素を安全に低コストで貯蔵する技術および高効率で低コストの電気分解技術を開発することが特に重要である。

引用文献

- [1] 九州電力株式会社, 九州本土の再生可能エネルギー発電設備に対する接続申込みの回答保留について, <http://www.kyuden.co.jp/var/rev0/0043/8139/we24tq6gr.pdf> (アクセス日 2017 年 2 月 24 日)
- [2] 九州電力株式会社プレスリリース, 九州本土における再生可能エネルギーの導入状況と優先給電ルールについて, 平成 28 年 7 月 21 日, http://www.kyuden.co.jp/press_h160721-1.html (アクセス日 2017 年 2 月 24 日)
- [3] 小宮山涼一, 藤井康正, 太陽光発電, 風力発電の大量導入と日本の最適電源構成に関する分析, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 132, No. 7, pp.639-647 (2012)
- [4] 電力系統モデル標準化調査専門委員会編, 電力系統の標準モデル, 電気学会 (1991)
- [5] 間部秀規, 杉山達彦, 小宮山涼一, 藤井康正, 送電ネットワークと風力発電の大量導入を考慮した東日本の最適電源構成の評価, 電気学会全国大会論文集 (2013-03)
- [6] 坂本尚也, 谷口治人, 太田豊, 中島達人, 千貫智幸, 太陽光発電大量導入時の一機無限大母線系統の過渡安定度解析, 電気学会論文誌 B, vol.132, No.1, pp9-15 (2012)
- [7] 九州地域における太陽光発電大量導入と過渡安定度を考慮した電力システムの新しい経済的負荷配分制御の研究, 低炭素社会の実現に向けた 技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく イノベーション政策立案のための提案書, 技術普及編, FY2015-PP-18, 2016 年 3 月
- [8] 千貫智幸, 谷口治人, 太田豊, 中島達人, 坂本尚也, 太陽光発電が大量導入された配電系統の縮約に関する一考察, 電気学会全国大会論文集 (2011-03)
- [9] 中森昌紀, 太陽光発電の不確実性を考慮した九州電力における電源運用計画の研究, 2015 東京大学工学部電気電子工学科卒業論文
- [10] 資源エネルギー庁固定価格買取制度認定量, http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.htm (アクセス日 2017 年 2 月 24 日)
- [11] 九州電力株式会社発電, http://www.kyuden.co.jp/effort_thirmal-power_index.html (アクセス日 2017 年 2 月 24 日)
- [12] 科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター, ”太陽光発電システム ー要素技術の構造化に基づく定量的技術シナリオと科学・技術ロードマップー”, 低炭素社会の実現に向けた 技術および経済・社会の定量的シナリオに基づくイノベーション政策立案のための提案書, 2014

低炭素社会の実現に向けた
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく
イノベーション政策立案のための提案書

技術普及編

再生可能電源大量導入による電力系統の
安定性確保と脱炭素化の可能性に関する分析
－九州地域のケーススタディー

平成 29 年 3 月

“Analyses on Transient Stabilities in Decarbonizing Power Systems
with Large-scale Integration of Renewable Power Sources:
A Case Study in Kyushu Region”

Strategy for Technology Dissemination,
Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies,
Center for Low Carbon Society Strategy,
Japan Science and Technology Agency,
2017.3

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

本提案書に関するお問い合わせ先

- 提案内容について・・・低炭素社会戦略センター 研究統括 松橋 隆治 (Ryuji MATSUHASHI)
- 低炭素社会戦略センターの取り組みについて・・・低炭素社会戦略センター 企画運営室

〒102-8666 東京都千代田区四番町5-3 サイエンスプラザ4階
TEL : 03-6272-9270 FAX : 03-6272-9273 E-mail : lcs@jst.go.jp
<http://www.jst.go.jp/lcs/>

© 2017 JST/LCS

許可無く複写・複製することを禁じます。
引用を行う際は、必ず出典を記述願います。
