

定着した原発ゼロの電力需給・四国編

～四国電力の冬季電力需給分析～

認定NPO法人 環境エネルギー政策研究所 (ISEP)

2015年12月28日

【要旨と提言】

- ・ 福島第一原発事故後、5年目の夏を迎えたが、原発ゼロを前提とする電力需給が定着しており、原発ゼロでも、関西・九州を含む全ての電力会社で2015年夏のピーク需要時の電気は十分に足りた。その結果、政府による2015年夏の電力需給検証でも、一基の原発も再稼働することなく、ピーク需要時の供給予備力は確保されることが示されていたが、現実的な対策を行うことにより余裕をもった電力需給を確保することができた。
- ・ 四国電力の2015年冬季の電力需給には最低確保すべきとされる予備率3%を超える余裕があり、需要削減、供給力拡大(強力な連系線による融通を含む)の双方に大きな可能性があるため、需給安定に原発は不要である。
- ・ 原発に依存する電力会社の経営問題、行き場のない使用済み核燃料、現実的な廃炉プログラムを踏まえた上で、省エネルギーや自然エネルギーを中心とした中長期的なエネルギーミックスの見直し、COP21での「パリ協定」の採択を踏まえて国際的な責務を果たし得る地球温暖化対策、待ったなしの根本的な電力システム改革を一体的に実現してゆく「統合エネルギー政策」が不可欠である。

1. はじめに

2011年3月の福島第一原発事故後、電力不足および大量エネルギー消費への反省もあり、2011年夏から2014年夏まで4年連続でピーク需要で2010年比12～13%の節電を維持、日本全体で節電や省電力が定着、節電が進んでいた。2011年以降、全国原発が相次ぎ停止し、2013年9月以来全ての原発が停止しているため、2015年も全ての原発が営業運転していない中で夏の需要ピークの時期を迎えた。ISEPでは、2015年6月に政府(経産省)から発表された夏の需要ピーク時の電力需給予測¹に対して「原発ゼロでの電力需給と経済的影響の評価」²を示している。その後、8月上旬に九州電力川内原子力発電所1号機が再稼働したが、原子力規制委員会による確認が出来ていない営業運転前の段階にもかかわらず8月末の時点で経産省は9月以降の夏季需給見通しを修正した³。

しかし、政府(経産省)の電力需給検証小委員会において10月26日に発表された報告書⁴でも示されたように、夏の最大需要日(8月3日～7日)も原発ゼロだったが、特に電力需給が厳しいとされていた関西電力や原発を再稼働した九州電力においても予備率が10%を上回って供給力に余裕があった。結果的に、2015年夏のピーク需要について、前年の節電の一部しか継続できないことを前提として5年続けて節電影響を過小評価しており、経済とのデカップリングや太陽光発電などの自然エネルギーの供給力も十分に評価で

¹ 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 電力需給検証小委員会 報告書(2015年6月16日)

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_jukyu/report_004.html

² ISEP「定着した原発ゼロの電力需給～原発ゼロでの電力需給および経済的影響の評価～」(2015年6月15日)

<http://www.isep.or.jp/library/7712>

³ 経産省「2015年度夏季の需給見直しを見直しました」(2015年8月31日)

<http://www.meti.go.jp/press/2015/08/20150831002/20150831002.html>

⁴ 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 電力需給検証小委員会 報告書(2015年10月26日)

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_jukyu/report_005.html

きていなかった。節電を確実にする需要側の制度や政策の検討は極めて不十分なままで、火力発電の計画外停止等の供給リスクを強調している。それにもかかわらず、経済的影響などに配慮して企業などになる節電目標の設定は見送られており、原発ゼロの電力需給はすっかり定着をしている。一方で、政府や電力会社は原発停止に伴う化石燃料調達費用の増大をことさら強調しているが、その費用は減少傾向にあり改善の傾向が見えており、そもそも政府や経済界の原発への固執が年間3兆円を超える経済的な負担を結果的に招いていると言える。

本ペーパーでは、2015年冬の電力需要ピーク時の四国電力に注目し、原発の再稼働が全くない原発ゼロの電力需給を前提に、政府の電力需給検証よりもさらに電力の需給について一定の余裕があることを詳細な分析により示す。

国民が負担する電気料金の上昇につながる原発代替のコストや、原発の維持コストや安全対策費用、巨額の災害リスク対応費用を考えれば、速やかに原発ゼロを前提としたエネルギー政策に移行することが望ましいと考えられる。これまでの実績や制約を踏まえれば、2015年12月12日にパリで開催されたCOP21で全ての参加国で合意された「パリ協定」での長期的な気候変動目標をにらみ、中長期的なエネルギーミックスや気候変動目標も原発ゼロを前提として見直されるべきである。化石燃料の消費量を抑制する省エネルギー(節電を含む)やエネルギー効率化(熱利用の推進)、将来のメリットを見据えた自然エネルギーの本格的な導入こそが化石燃料調達費用の削減や地球温暖化対策につながるからである。

2. 四国電力の冬季電力需給分析

2.1 はじめに

四国電力は福島原発事故以降、原発が停止したが、特段の需給の問題は生じなかった。一定の省エネにより夏季だけでなく冬季もピーク需要が削減されているが、依然として最大需要に近い需要のある時間はわずかである。四国電力は以前は石炭火力と石油火力しかなかったが、最近では LNG 火力も建設されている。一方、管内の火発には古いもの、環境負荷の大きなものも多く、このトラブルを心配する意見がある。そこで、こうした実態のもとで冬季の需給安定強化のための対策を以下に検討する。

2.2 四国電力の需要と四国電力管内設備

2.2.1 四国電力の原発事故以降の冬季最大需要

四国電力の冬季最大電力需要は約 500 万 kW で、原発事故以降は 2011 年度を除き 2010 年度より減少している (図 1)。

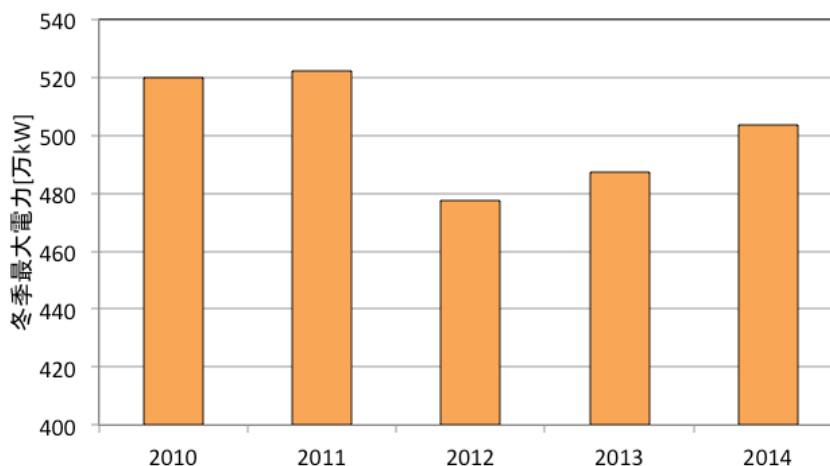


図 1 四国電力の冬季最大電力需要

(エネルギー環境会議電力需給検証委員会報告、総合資源エネルギー調査会電力需給検証 WG 報告より作成)

また、ピーク近い需要を記録する時間はわずかである。四国電力の 2014 年度および 2015 年度各 12～3 月の 1 時間ごとの電力需要 (kW) を大きい順に並べ替えて図 2 に示す。右図はその拡大図である。

2013 年度冬季最大値は 2014 年 2 月、2014 年度冬季最大値は 2014 年 12 月に発生し、4 ヶ月約 3000 時間のうち最大電力近い電力需要発生はごく限られた時間である (図 3)。上位 15 万 kW 分 (最小供給力 3% の大きさでありかつ四国電力の最も古い石炭火力の設備容量) は 2013 年度冬季に 5 時間、2014 年度冬季に 13 時間で、後述のようにこの時間の節電・ピークシフトにより最大電力を下げるができる。

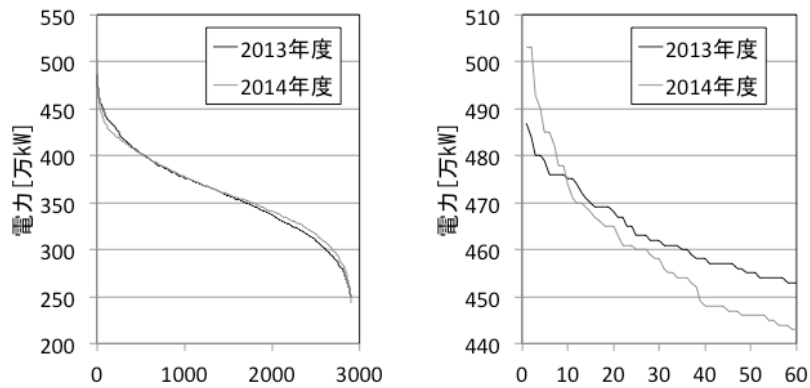


図2 四国電力の2014年および2015年1~3月の電力負荷曲線（1時間値を需要の多い順に）
（四国電力ホームページ過去の電力実績データより作成）

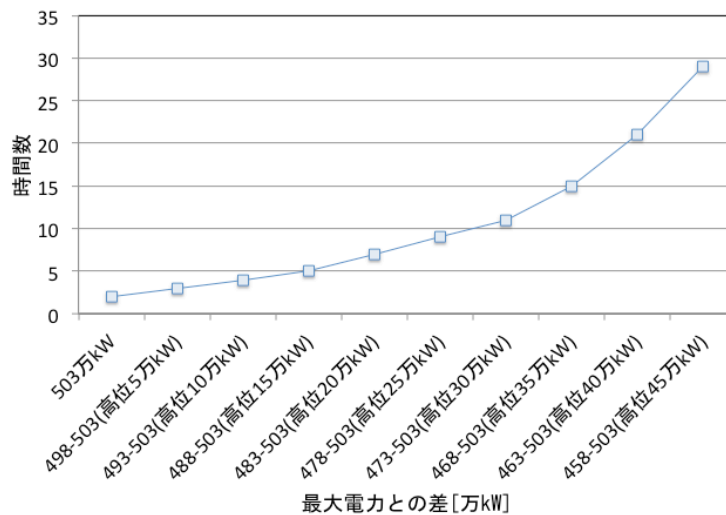


図3 最大電力近い需要を記録した時間数
（四国電力ホームページ過去の電力実績データより作成）

2.2.2 供給予備力・予備率実績

最大需要時の余裕を示す「予備力」最大需要時に稼働して供給可能な出力と、最大需要との差、「予備率」（予備力を需要で割ったもの）も、一定の余裕がある。エネルギー環境会議の需給検証委員会、総合資源エネルギー調査会電力需給検証WGの報告によれば、四国電力における冬季最大需要発生時の「予備力」および、予備力を需要で割った「予備率」は原発が停止した2011年度以降も安全上確保が望ましいとされる予備率3%、予備力にして約15万kWを超えて確保されてきた(図4)。これに需給調整のうち随時調整契約分（注：需給逼迫時に電気を止める契約である「随時調整契約」を実施した場合の需要削減分）が発動され、また揚水発電をフル稼働させたと見込んだ場合をみると予備力、予備率はさらに高まる(図4)。

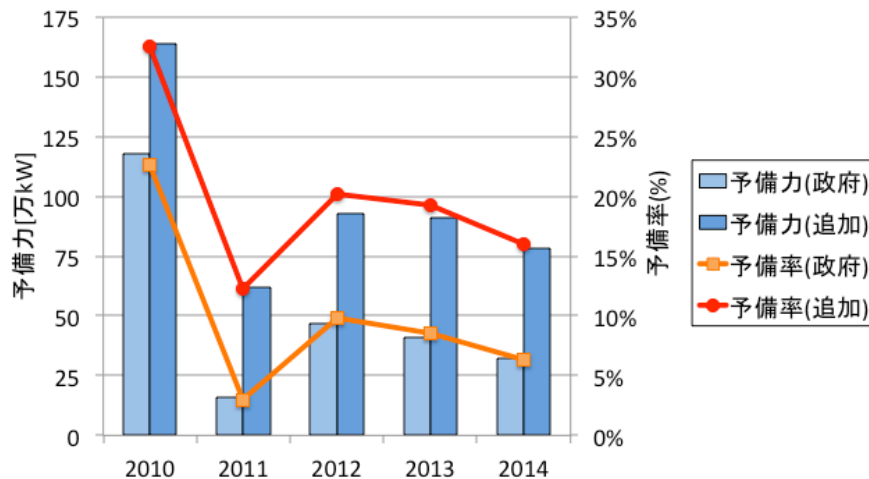


図4 冬季最大需要時の四国電力の予備力・予備率実績 (2010-2014)

(エネルギー環境会議電力需給検証委員会報告、総合資源エネルギー調査会電力需給検証WG報告より作成)

また、西日本は地域管連系線の容量が大きく、本州と四国では、運用容量で関西電力ー四国電力の間で140万kW、中国電力ー四国電量120万kWの容量があり、四国電力の最大電力需要の半分以上の強力な連系線を有している(図5)。電力システム改革により、今後は四国電力内だけでなく、2020年の発送電分離を待たずに広域運用を行うことになっている。中部電力以西の沖縄電力を除く6電力の冬季の予備力・予備率は、政府審議会の値でも図6の通りであり、一定の余裕があると見ることが出来る。

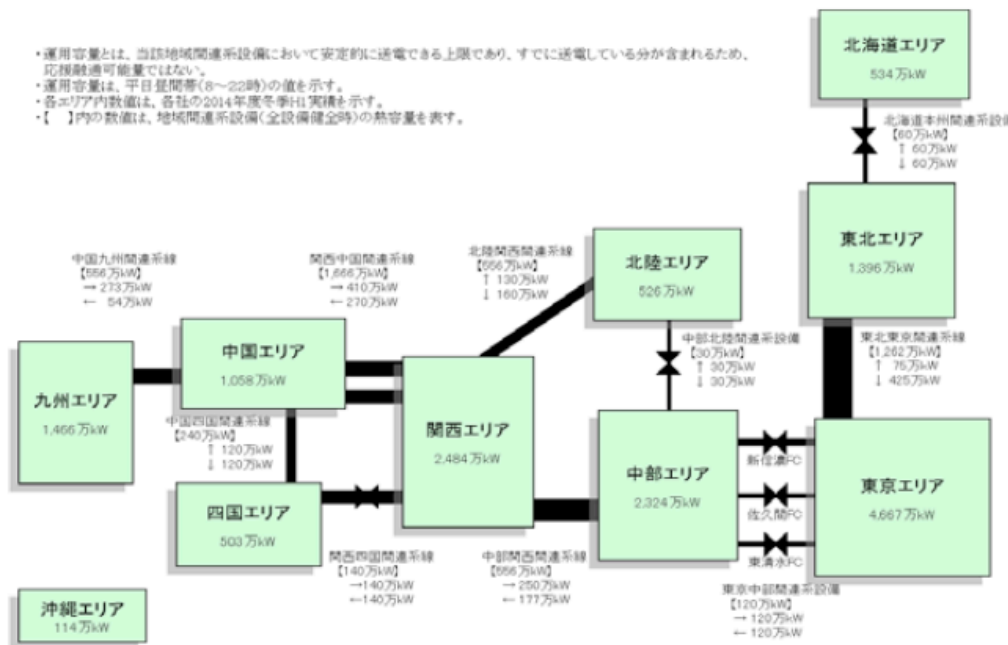


図5 日本の地域間連系線

総合資源エネルギー調査会需給検証WG報告書(2015)

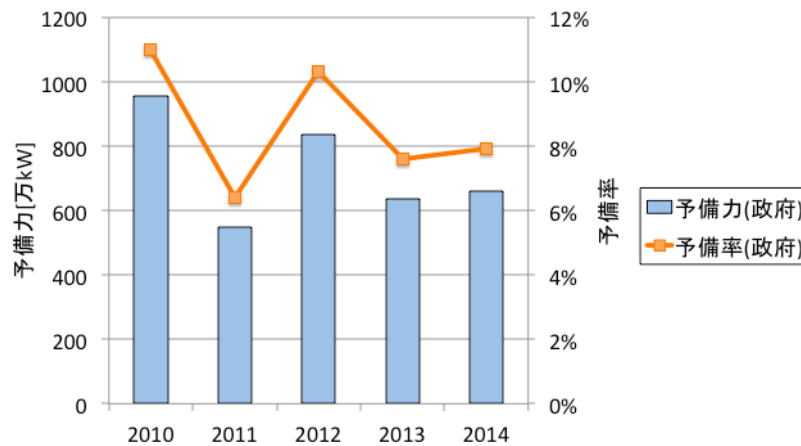


図6 中西日本6電力の冬季最大需要発生時の予備力・予備率実績(2010-2014)

(エネルギー環境会議電力需給検証委員会報告、総合資源エネルギー調査会電力需給検証WG報告より作成)

2.2.3 四国電力管内の発電所設備

四国電力管内あるいは四国電力に電気を送っている発電所は、原子力を除いて四国電力自社設備（長期計画停止および工事中の火発を除く）450万kW、四国電力に供給している他社設備が約150万kW（九州にある四国電力むけ電源開発の火発を含み、四国にある火発の関電中電むけ容量を除く）。その他に自家発の火力水力が約180万kWある。また、四国電力管内にある電源開発橘湾石炭火力発電所210万kWは、四国電力むけは30万kWだけで、大部分を関西電力などに送っている（図7）。原子力がなくても四国電力管内には需要を賄う発電設備があり、2011年度以降の冬季も安定供給を行った実績がある。

四国電力の火力発電所には運転開始年数の長いものが多いとの指摘がある。これを図8に示す（他に一般水力など）。四国電力自体の火力発電所の多くは運転開始後40～50年であり、伊方原発も規制委員会が新基準適合と認めていない1,2号は似たような年数で、また規制委員会に認められる保障もない。一方、自社で比較的新しい設備と他社受電で最大需要の半分が賄える。

後述のように、追加対策により需要を削減する、あるいは従来に追加して供給を受ける可能性がある。

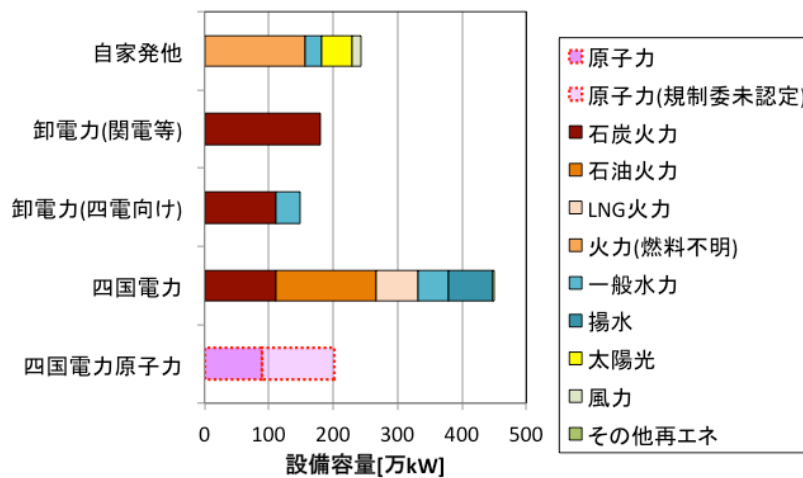


図7 四国電力管内の発電所設備容量(2015年度冬季)

(総合資源エネルギー調査会電力需給検証WG報告より作成)

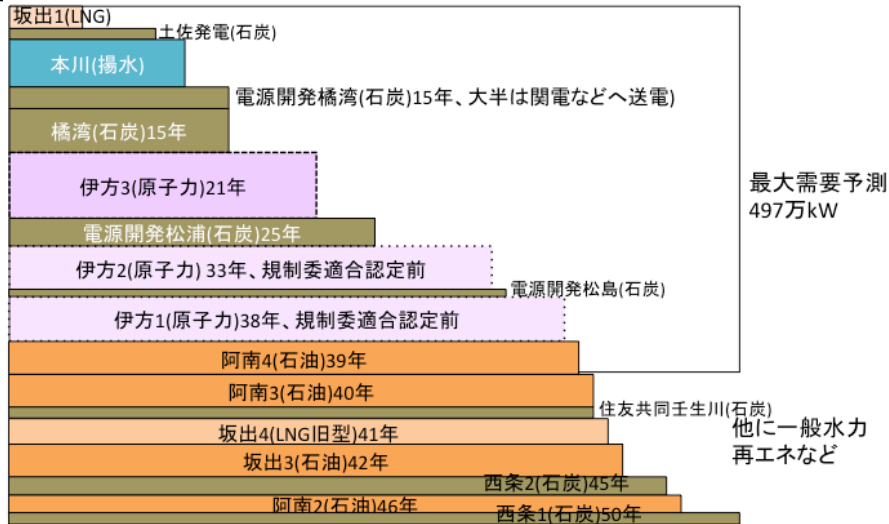


図8 四国電力管内の発電所設備容量と運転開始年数

2.3 電力需給バランスと予備力拡大法

2.3.1 2015年度冬季の最大電力発生時の需給バランス

総合資源エネルギー調査会電力需給検証WGは、九州電力川内原発以外の原発が動かない前提で2015年度冬季の四国電力の供給予備力（最大需要発生時の需要と供給量の差）を38万kW、予備率を7.5%と予測し、最低予備率3%を超えているとした。

審議会の予測のもとになっている四国電力の報告では、揚水発電はピーク時にも約半分の利用にとどまり、需給調整契約の随時調整契約も入れていない。揚水発電の利用向上を入れると、四国電力の予備率は約15%まで引き上げられる。これに加え、随時調整契約の利用も入れると予備率は約20%になる（図9）。四国電力では、2015年度冬季の需給について、仮に単独で調整する場合でも原発停止で一定の余裕があると見ることができる。

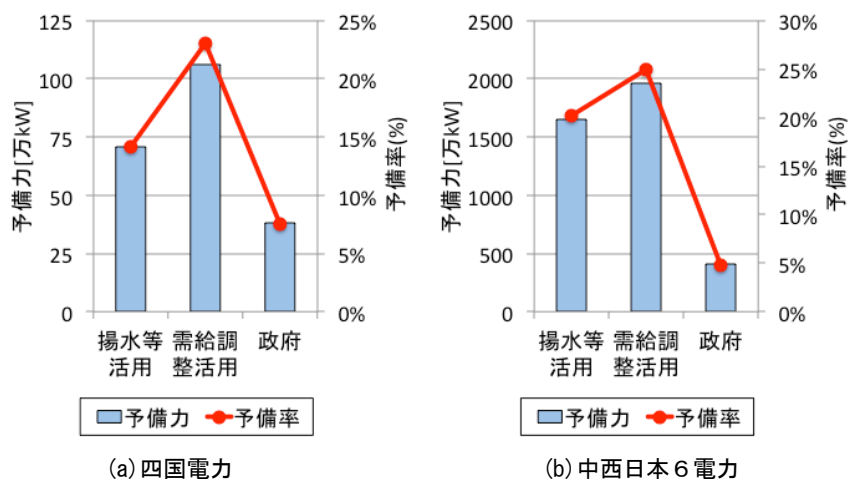


図9 2015年冬季の予備力・予備率予測（2015、九州電力川内原発も停止として試算）

また、電力システム改革により広域運用を行う中西日本6社（中部・北陸・関西・中国・四国・九州）の予備率は、審議会報告が入れた九州電力川内原発分を除いて計算しても約5%あり、最低限確保すべきと

する3%を大きく超えている。また、中西日本でも揚水発電の利用率向上を想定すると予備率は約20%まで向上し、需給調整契約のうち随時調整契約分を入れると予備率は約25%になる(図9)。中西日本6電力では、2015年度冬季需給も、川内原発を含む全原発停止でも一定の余裕があると見ることができる。

2.3.2 四国電力の火力発電停止の場合

図8のように、四国電力では古い火力発電が多い。このトラブル・停止による電力需給逼迫を心配する意見がある。そこで、原発が動かない前提で、火力停止に対応する方法を検討する。

(1) はじめに

まず、本検討に際し、以下のことを確認したい。

- ・2011年冬季以降、四国電力は原発停止で予備率3%以上を確保してきた。これに随時調整契約や揚水利用率向上を追加、予備率は10%を超えていたと見られる。
- ・2015年度冬季需給予測の政府審議会報告でも、原発再稼働なしに、予備力38万kW、予備率7.5%を確保と想定した(2月は予備率6.2%。火発停止を想定したため)。
- ・需要は制御不能ではなく、需給調整契約、デマンドレスポンスなどで一定程度抑えられる。
- ・供給増・融通増には他の多様な手段がある。

(2) 四国電力や他社の古い石炭火力に相当する15万kWのトラブル発生時の対策手段

まず、四国電力や他社の古い石炭火力に相当する15万kWが停止した場合を考える。

この場合は、停止があっても、最低限必要な予備率3%以上を確保できる。またさらに需給が逼迫するようなケースが生じれば随時調整契約15万kWなどの利用で回避できる。

(3) 四国電力の石油火力45万kWなどのトラブル発生時の対策手段

次に、四国電力の石油火力45万kWなどのトラブルを考える。この場合も、多様な選択肢がある。

まず、主要な要素を列記する。

- (a) 随時調整契約使用 (15万kW)
- (b) デマンドレスポンス (例えば45万kW)
- (c) 融通、中国電力から (最大120万kW)
- (d) 融通、関西電力から (最大140万kW)
- (e) 融通、四国電力管内立地火発から関電中電送電分の利用 (最大180万kW)
- (f) 自家発電の利用
- (g) 揚水発電の利用率向上 (約30万kW)
- (h) 自然エネルギー拡大

これらを図にまとめると以下のようなになる(図10)。

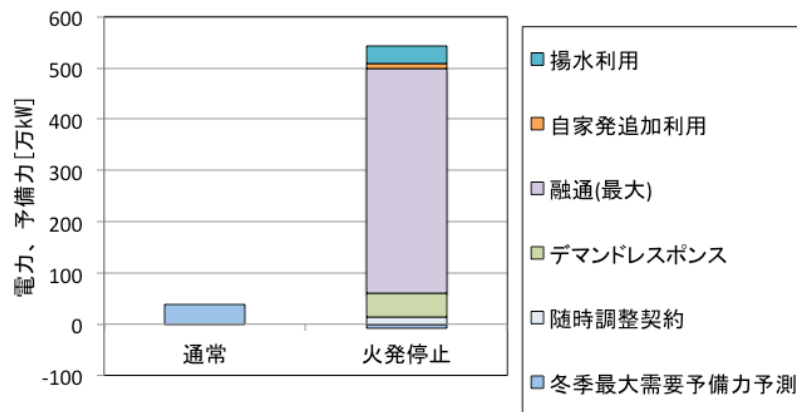


図10 需要減・供給増対策の概要

(a) 随時調整契約使用 (15万kW)

四国電力が、緊急時の対応を条件に安い電力価格で契約している分が冬季に15万kW分ある。トラブルがあり需給が逼迫した場合には利用できる。

(b) デマンドレスポンス (例えば45万kW)

地域の会社などと協力し、需給逼迫が予想される場合に需要削減やシフトを契約し、ピーク需要を低下させることができる。

図3に示すように、2014年度冬季のピーク需要は503万kWであった。一方、これに近い需要を記録した時間数は12~3月の4ヶ月間約3000時間を通じてそう多くなく、上位30万kWつまり473万kW以上を記録したのは11時間、上位45万kW以上を記録したのは29時間だった。この程度の時間、余裕をみてこの2~3倍程度の時間を念頭にデマンドレスポンスを実施して需要を下げれば、高いピーク需要に備えて過剰な供給力を確保せずにすむ。この様子を模式的に図11に示す。

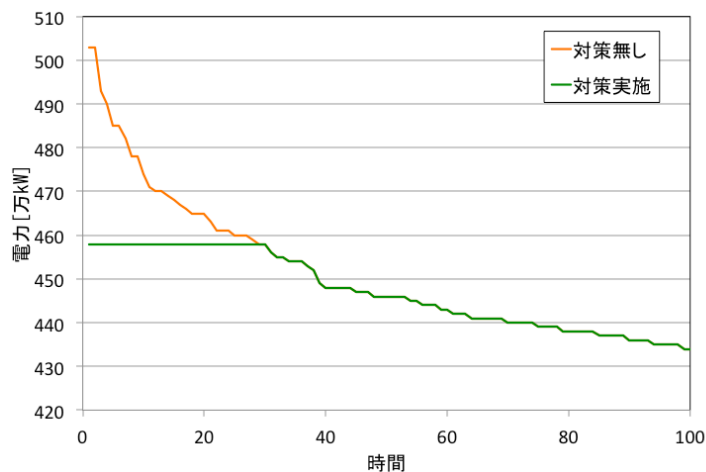


図11 デマンドレスポンスによるピーク需要低下 (2014年度データを例に)

(c) 融通、中国電力から (最大120万kW)

電力システム改革により、送電網の広域運用を拡大することになっている。

西日本は図5のように最大需要に比較して強力な地域間連系線に恵まれ、広域運用・融通をやりやすいインフラがある。

中国電力と四国電力の間には運用容量で120万kWの地域間連系線があり、利用率も低い。四国電力で需給が逼迫した場合の対策手段のひとつとして、中国電力からの融通を得ることもできる(図12)。中国電力は審議会報告でも今冬1月に4.8%、2月に6.6%の供給予備率があり、これに揚水追加などの手段もあり、さらに中国電力は関西電力、九州電力と、最大需要の半分に匹敵する強力な地域間連系線で結ばれており、需給に比較的余裕がある。

(d) 融通、関西電力から(最大140万kW)

四国電力で需給が逼迫した場合の対策手段のひとつとして、中国電力からだけでなく、関西電力からも融通を受けることができる(図12)。関西電力と四国電力の間には運用容量で140万kWの地域間連系線がある。関西電力は審議会報告でも今冬に3.3~4.3%の供給予備率があり、これに揚水追加などの手段もあり、さらに関西電力は中部電力、北陸電力、中国電力と、最大需要の約3分の1に匹敵する強力な地域間連系線で結ばれている。

なお、この区間は四国→関西の方向で一定の利用率があり、これも融通に使える可能性があるのでこの事情を次で説明する。

(e) 融通、四国電力管内立地火発から関西中電送電分の利用(最大180万kW)

徳島県には四国電力の橘湾石炭火力発電所(70万kW)の他、電源開発橘湾石炭火力発電所210万kWがある。電源開発の石炭火力は、210万kWのうち、中国電力の受電は30万kWで、関西電力に140万kW、中国電力に40万kW送られることになっている。

四国電力で需給が逼迫した場合の対策のひとつとして、この関西電力および中国電力への送電を一時的に四国電力に回すことも考えられる(図12)。

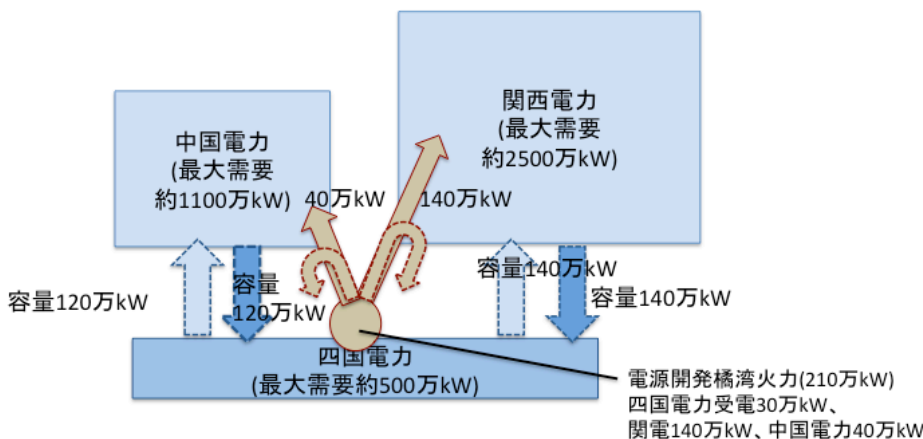


図12 融通模式図

(f) 自家発電の利用

四国電力管内の自家発電の利用も考えられる。

四国電力管内には約230万kWの自家発電があり、火力だけでも約175kWの設備がある。このうち四国電力は2015年度冬季に15万kWを受電予定である。2014年度冬季の2015年1月の自家発電設備利用率は汽力が75%だが、ガスタービンは62%、内燃力は4%で余裕のある電源もあることが予想される。また、隣接する関西電力、中国電力管内の自家発も利用できる。関西電力管内には657万kW、中国電力管内には679万kWの自家発火力がある。汽力発電は2014年度冬季の2015年1月の設備利用率が60~70%だが、ガスタービンは57~59%とやや余裕、内燃力は17~23%と稼働増の余地があることが予想される(図13)。

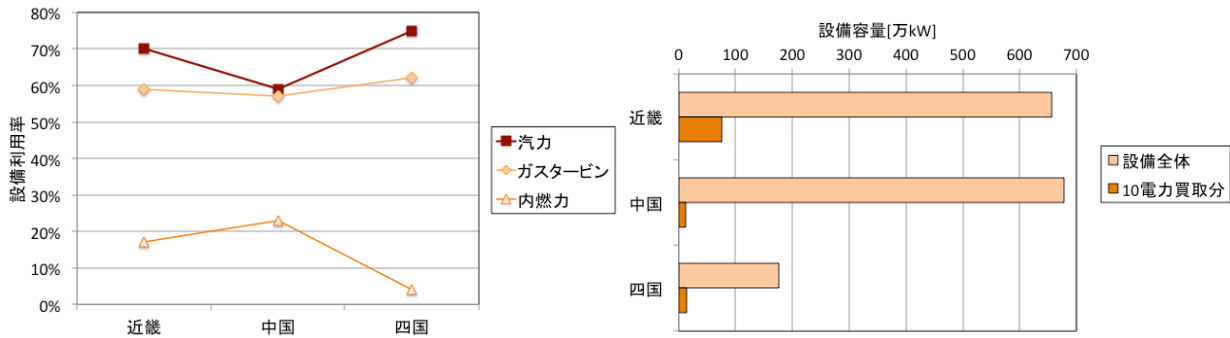


図13 自家発の実態 (2015年1月)

(g) 揚水発電の利用率向上 (約30万kW)

四国電力には69万kWの揚水発電がある。このうち四国電力が冬季ピーク時に見込んでいるのは38万kWである。このため、利用率向上で最大需要時の供給力追加を見込むことができる。

揚水発電もとの電源として火力を使う場合はコストがかかる。一方、太陽光発電や風力発電の出力調整兼ピーク対応として揚水を活用し、安定供給とコスト減の両立を図ることが期待される。これには、太陽光・風力の出力抑制を前提にした今の運用を変えることが望ましい。これについては次項で説明する。

(h) 自然エネルギー拡大

2015年6月末までに太陽光発電で約130万kW、風力発電で約14万kWの設備が四国4県で設置され (FIT制度への移行分を含む)、設備認定分が全て設置されると太陽光は数年のうちに最大170万kW、風力は建設に少し時間がかかるが9万kW、それぞれさらに増加する。

2012～14年度の冬季最大需要時に四国電力では風力発電により4～5.8kWの供給実績があり、2014年度には14.5万kWの設備に対し4.6万kWの供給実績があった。太陽光発電は2014年度冬季最大需要時刻が17～18時で当該時刻には供給実績がなかったが (2012年度は最大需要時刻の関係で3.9kWの供給があった)。

太陽光発電で昼間に得られた電力は、通常は石油火力 (および可能な石炭火力) の発電量削減に使うのがよいが、夕刻の需給逼迫が見込まれる日には、昼間の太陽光を揚水発電に送り、夕刻の最大需要時に揚水で供給を増加させることが考えられる。太陽光発電の設備容量は2015年夏で約130万kWあるので、冬季の昼間に3割程度の出力を見込むと40万kW×数時間の揚水用電源を見込むことができる。

再生可能電力活用には、今後の拡大をスムーズに行うため、優先接続と優先給電を行う必要がある。優先給電では自然エネルギー電源を優先するメリットオーダーを採用し、原発の「枠」でその制限をすることがないよう運用ルールを変える必要がある。

2.4 発電コスト

発電コストも論点のひとつである。発電コストの電源別概要を図14に示す。

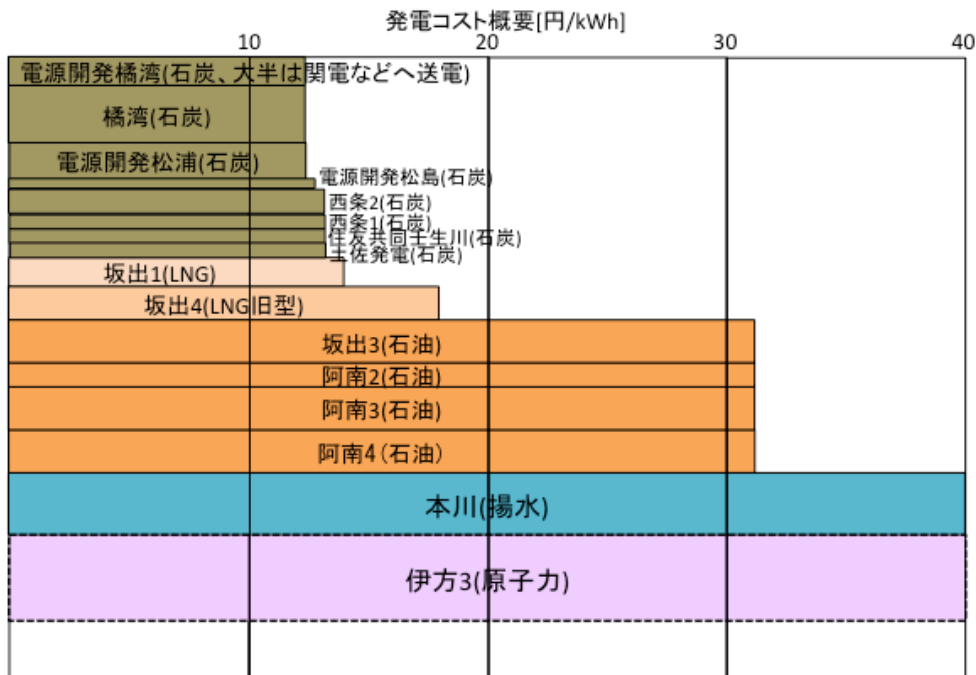


図14 発電コスト推定値概要

図14は横軸が発電コスト、縦軸は設備容量を示している。発電コストは基本的に総合資源エネルギー調査会発電コスト検証WG報告書および同報告と一緒に作成された試算シートによる。ただし、原発については、当面は規制対応追加工事費(120万kWの発電所で約600億円)や維持費だけがかかり、また原発再稼働待ちで他の対策を先送りすると当分の間は高コストの石油火力で「つなぎ」の発電をする必要がある。行政コストや地域のコストとして、避難計画の策定など困難な課題もある。「40年廃炉」政策では、規制対応の工事がなされ、仮に規制委員会が認め、避難計画などが整備されるなど条件が整ったとしても、再稼働しても数年で廃炉にしなければならず、発電コストは非常に高いものになる。加えて仮に事故リスクを民間保険で賄った場合には保険料だけで16~8000円/kWhになるというドイツでの試算もある。このため、原発はグラフ上で石油火力より高いコストとした。原発が低コスト化になるというのはミスリードと考えられる。

2.5 CO₂削減対策

COP21で採択された「パリ協定」を受け、日本でも温暖化対策の抜本的強化が求められる。石炭火力と石油火力の多い四国電力も、省エネ、自然エネルギー、天然ガス火力利用などが求められるだろう。一方、温暖化対策強化の議論に「悪のり」するような形で原発が話題になることがある。

図15に発電所ごとのCO₂排出係数つまり電力量あたりCO₂排出量を示す。縦軸は設備容量、横軸は当該発電所の電力量あたりCO₂排出量を示している。電力量あたりCO₂排出量は自然エネルギーが優れ、火力の中ではLNGコンバインドサイクルの坂出1号が小さい。旧型LNGの坂出4号がそれに次ぐ。石油火力はこれらに比較してかなり大きく、石炭火力はさらに大きい。

原発は運転時にCO₂を出さないが、(4)で述べたように、再稼働待ちで省エネや自然エネルギー、LNG火力拡大を先送りしてしまうと、当面は石油火力依存になると考えられる。このため、原発はグラフ上では石油火力の値で掲載している。原発再稼働待ちで温暖化対策になるというのも説明が苦しいと考えられる。なお、揚水発電は石炭火力、石油火力の電気を使うとその係数はグラフのようになるが、自然エネルギー

の調整に用いると大きく下がる。

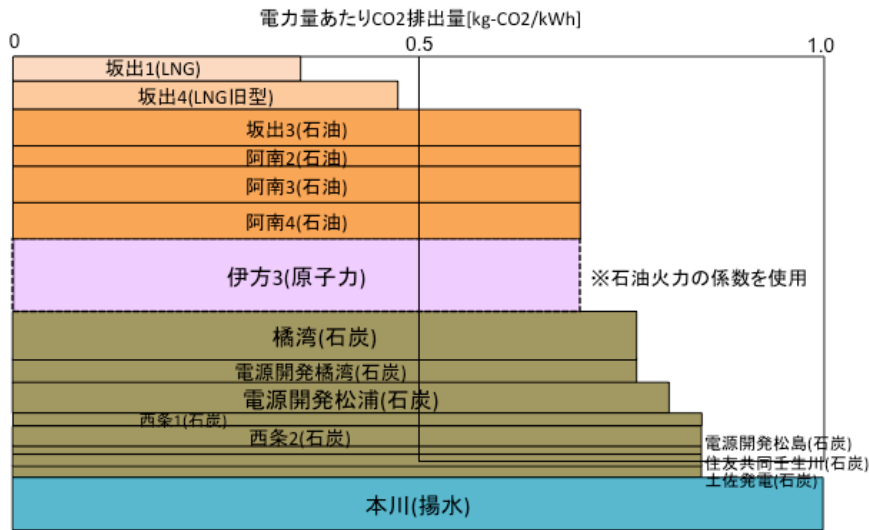


図 15 電力量あたり CO₂ 排出量

2.6 まとめ

- ・2015年度冬季の四国電力のピーク需給には、政府審議会の報告でも一定の余裕がある。また、需給調整契約や揚水発電の追加活用などで10%を超える予備率が見込まれる。
- ・四国電力管内には運転開始40年を超える電源が比較的多く、トラブルを懸念する意見があるが、デマンドレスポンスなどの追加的な需要削減対策、および融通を含む供給力拡大対策が豊富にあり、原発再稼働をせずとも事前に計画し、対応することができる。

3. 「3.11 福島第一原発事故」の教訓を踏まえた現実的なエネルギー政策を

原発に依存する電力会社の経営問題、行き場のない使用済み核燃料、現実的な廃炉プログラムを踏まえた上で、省エネルギーや自然エネルギーを中心とした中長期的なエネルギーミックス、国際的な義務を果たし得る地球温暖化対策、待ったなしの電力システム改革を一体的に実現してゆく「統合エネルギー政策」が不可欠である。

総合資源エネルギー調査会の長期エネルギー需給見通し小委員会⁵での審議を踏まえて、2030年のエネルギーミックス(電源構成)として、原発を20%以上維持しつつ自然エネルギーを24%未満に抑え込む「長期エネルギー需給見通し」が2015年7月に経産省から示された⁶。この経産省が示したエネルギーミックスは、福島第一原発事故の教訓からいっさい学んでないばかりか、グローバルに進みつつあるエネルギーの歴史的な大転換に対して完全に逆行している。これに対し、3.11直後から「エネルギーシフト」の国論をリードしてきた環境エネルギー政策研究所(ISEP)として、日本が目指すべきエネルギーシフトの方向性を以下の項目の様にすでに提言している⁷。

「歴史的な流れに従ったエネルギー大転換を」～エネルギーミックスへの政策提言

- (1) 自然エネルギー・エネルギー効率化・地域主導を「3本柱」に
- (2) 省エネ・効率化の深掘りとトリプル・デカップリング(切り離し戦略)
- (3) 自然エネルギーを基幹エネルギーに位置づけるべき
- (4) 地域主導・分散ネットワーク型エネルギーへの大転換
- (5) 「3.11 福島第一原発事故」の教訓を踏まえた現実的な脱原発政策を
- (6) 気候変動問題への国際的な責任を果たすエネルギー転換を
- (7) 国民参加の開かれた議論の場の必要性
- (8) ISEPが提言する「エネルギーミックス」(自然エネルギー100%を目指す)

この中で、3.11福島第一原発事故の教訓を踏まえた原子力政策の根底からの見直しが、今後のエネルギー政策の大前提となるとして、原発を「重要なベースロード電源」と位置付けた国のエネルギー基本計画は、3.11以前の「原発神話」をそのまま復活させたものでしかない。今なお混沌とした状況の続く福島第一原発事故の処理は、半永久的に続くおそれが大きい。また、事実上の倒産会社である東京電力も、今からでも破たん処理されるべきであり、経営者および規制当局の責任が追求されなければならない。さらに本来必要な水準の原子力損害賠償措置への見直しを踏まえれば、原発ゼロこそがもっとも経済的で現実的な選択肢であることは明らかである。原発ゼロを前提に、廃炉や核のゴミ、実質的に破たんしている核燃料サイクルの後始末など原発が直面している難題に向き合って、国民的な対話で合意と改善を目指す必要がある。

⁵ 総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会

http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/#mitoshi

⁶ 経産省「長期エネルギー需給見通し」(2015年7月16日)

<http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004.html>

⁷ ISEP 政策提言「歴史的な流れに従ったエネルギー大転換を」(2015年4月28日) <http://www.isep.or.jp/library/7557>

さらに、ISEPとして、2015年12月にパリで開催されたCOP21において採択された「パリ協定」を受けて、声明「自然エネルギーが『パリの希望の灯』となった」を発表している⁸。自然エネルギー先進国のみならず途上国を含めて、世界各国はこれまでの化石燃料に依存した社会を根本的に「脱炭素社会」に転換するため自然エネルギーを主役にして、この困難な気候変動問題に立ち向かおうとしている。日本は、いまこそ立ち遅れたエネルギー政策を見直し、自然エネルギー100%の「持続可能なエネルギー」への転換の先頭に立ち、この世界規模の気候変動問題の解決に向けて進むべきである。

以上

⁸ ISEP 声明「自然エネルギーが『パリの希望の灯』となった」(2015年12月14日) <http://www.isep.or.jp/library/8812>