

# 依然として厳しい電力需給

## — 原発の長期停止と燃料費の増加 —

なわた やすみつ  
経済産業委員会調査室 縄田 康光

### 1. はじめに

東日本大震災と東京電力福島第一原子力発電所（以下「福島第一原発」という。）事故の発生後、我が国の電力需給を巡る状況は大きく変化した。多くの発電所が被災したことにより<sup>1</sup>、東京電力管内において計画停電が行われ（2011年3月14日から28日までの間に延べ10日間、32回）<sup>2</sup>、2011年夏には、東北電力・東京電力管内の▲15%の需要抑制（節電）の要請と大口需要家（契約電力500kW以上）に対する電気事業法第27条に基づく電気の使用制限の実施、関西電力管内の▲10%以上の節電要請が行われた。さらに2011年冬には、関西電力管内で▲10%以上の節電要請、九州電力管内で▲5%以上の節電要請が行われ、他の電力会社の管内においても数値目標はないものの節電要請が行われた。

これは、東日本の発電所の被災に加え、福島第一原発事故後、原発の安全性が問題視され、定期検査入りした原発が再稼働しない状況が生じ、原発依存度の高い関西電力、九州電力等の管内においても電力需給の逼迫が生じたことによるものである<sup>3</sup>（「電力需給対策の経緯とエネルギー政策見直しの検討」『立法と調査』No.329(2012.6)参照）。

各地域における電力不足は、被災した火力発電所の復旧、東日本大震災発生以前から長期間停止していた火力発電所の運転再開や節電意識の定着等により、緩和されつつあるが、電力の需給はなお厳しいものがある。また、原発の停止と火力発電への依存度の上昇は、燃料費の増大となって電力会社の経営を圧迫しており、電気料金の値上げが問題となっている。本稿では2012年夏以降の電力需給を概観するとともに、原発再稼働や電気料金値上げを巡る状況について紹介することとしたい。

### 2. 2012年夏の電力需給について

#### （1）需給検証委員会における議論と需給予測

原発が定期検査に入ったまま再稼働しないという状況の下、2012年4月<sup>4</sup>、電力需給に関する検討会合及びエネルギー・環境会議の下に「需給検証委員会」が設けられ、原発の再

<sup>1</sup> 被災直後の東京電力の供給力は、被災前の約5,200万kWから約3,100万kWに、東北電力の供給力は約1,400万kWから900万kWに落ち込んだ。

<sup>2</sup> 東北電力管内においても計画停電が予定されたが、実施には至らなかった。

<sup>3</sup> 2010年度末における各電力会社の発電電力量に占める原子力の比率は、関西電力44%、北海道電力44%、四国電力43%、九州電力39%、東京電力28%、北陸電力28%、東北電力26%、中部電力13%、中国電力3%となっている（電気事業連合会「電気事業の現状」による。沖縄電力は原子力発電所なし）。

<sup>4</sup> 3月26日に東京電力柏崎刈羽原子力発電所6号機が定期検査のため運転を停止し、4月の時点で運転している原発は、北海道電力泊原子力発電所3号機のみとなっていた。泊3号機も5月5日に定期検査入りし、全国で稼働している原発はこの時点でゼロとなった。

稼働がなく、全基停止という想定の下での2012年夏の電力需給見通しを検証することとなった。需給検証委員会は、数次にわたる議論の後、5月に報告書を提出している。

同委員会報告書では、2012年夏の電力需要想定に当たり、①2010年夏並みの猛暑<sup>5</sup>、②2010年と比較した2012年の景気上昇、③定着した節電効果を前提としている。すなわち、①の2010年の電力需要（ピーク需要日：17,987万kW）に②の経済影響による需要増（243万kW）を加え、③定着節電分の1,078万kW<sup>6</sup>等を差し引いた17,006万kWをピーク需要日における9電力の需要想定としている（図表1参照）。

図表1 2012年夏の電力需給見込みと実績（9電力管内）

(単位：万kW)

		北海道電力	東北電力	東京電力	中部電力	関西電力
需給見込み (需給検証 委員会、 2012.5)	供給力	485	1,475	5,771	2,785	2,542
	需要想定	500	1,434	5,520	2,648	3,015
	最大電力需要 (随時調整契約加味後 <sup>注1</sup> )	494	1,422	5,520	2,648	2,987
	供給－需要 (予備率)	▲10 ▲1.9%	53 3.8%	251 4.5%	137 5.2%	▲445 ▲14.9%
実績	ピーク需要日 <sup>注2</sup> の供給力	512	1,468	5,453	2,662	2,992
	ピーク需要日の需要	483	1,364	5,078	2,478	2,682
	供給－需要 (予備率)	29 6.0%	104 7.6%	375 7.4%	184 7.4%	310 11.6%

		北陸電力	中国電力	四国電力	九州電力	9電力計
需給見込み (需給検証 委員会、 2012.5)	供給力	578	1,235	587	1,574	17,032
	需要想定	558	1,182	585	1,634	17,076
	最大電力需要 (随時調整契約加味後)	558	1,182	585	1,610	17,006
	供給－需要 (予備率)	20 3.6%	53 4.5%	2 0.3%	▲36 ▲2.2%	25 0.1%
実績	ピーク需要日の供給力	576	1,198	603	1,626	17,090
	ピーク需要日の需要	526	1,085	526	1,521	15,743
	供給－需要 (予備率)	50 9.4%	113 10.4%	77 14.6%	106 6.9%	1,347 8.6%

- (注) 1. 随時調整契約とは、電力不足が懸念されるときに、電気料金の割引を行う代わりに、電力会社からの事前通告により、電力の使用の一部又は全部を抑制する契約である。
2. ピーク需要日は、北海道電力：9月18日（18～19時）、東北電力：8月22日（14～15時）、東京電力：8月30日（14～15時）、中部電力：7月27日（14～15時）、関西電力：8月3日（15～16時）、北陸電力：8月22日（14～15時）、中国電力：8月3日（14～15時）、四国電力：8月7日（13～14時）、九州電力：7月26日（14～15時）である。

(出所) 需給検証委員会資料を基に作成

一方、供給力については、④火力発電の供給力増（2011年比：+1,272万kW）、⑤再生可能エネルギーの供給増（2011年比：+35万kW）を見込む一方、⑥原子力については稼働

<sup>5</sup> 2010年夏（6～8月）の日本の平均気温の平年差（1971年～2000年の30年間の平均値との差）は+1.64℃と、1898年の統計開始以来、最も高いものとなった。

<sup>6</sup> 2010年と比較した2011年の節電効果を1,515万kWとし、生産シフト等による「無理のある節電」を除いた部分を「定着している節電分」とした。

ゼロを想定し（2011年ピーク需要日：1,177万kW→2012年夏想定：0）、⑦水力発電の供給力減（2011年比：▲110万kW）<sup>7</sup>、⑧揚水発電の供給力減（2011年比：▲92万kW）を見込んでいる。④の火力については、定期検査の繰延べ（+172万kW）、長期停止火力の再稼働（+105万kW）、緊急設置電源（+231万kW）等によるものである。⑧の揚水については、比較的需給に余裕がある東京電力で増加（2011年ピーク需要日：700万kW→2012年夏想定：850万kW）を見込む一方、需給が逼迫している関西電力については大幅減（同：465万kW→239万kW）と想定していた<sup>8</sup>。

この結果、9電力の電力供給力の合計の想定は、17,032万kWとなり、供給予備率<sup>9</sup>は0.1%と極めて厳しい水準となった（図表1参照）。北海道電力、関西電力、九州電力の予備率はマイナスとなり、特に原発停止の影響が大きい関西電力の供給予備率は、▲14.9%とされた。

この需要予測を受け、2012年5月18日「今夏の電力需給対策について」（電力需給に関する検討会合 / エネルギー・環境会議）が策定され、東京電力と東北電力を除く各電力会社管内への数値目標を伴う節電要請が行われた<sup>10</sup>（北海道電力管内：▲7%以上、関西電力管内：▲15%以上、四国電力管内：▲7%以上、九州電力管内：▲10%以上、中部・北陸・中国電力管内：▲5%以上）<sup>11</sup>。

## （2）2012年夏の需要実績～大飯原発3、4号機の再稼働と予測を上回った定着停電～

### ①大飯原発3、4号機の再稼働

原発の再稼働については、特に電力需給の逼迫が予想された関西電力管内の大飯原発3号機、4号機が焦点となった。大飯原発3、4号機については、3月23日に原子力安全委員会がストレステスト（一次評価）の結果を確認していたが、その後原子力発電所に関する四大臣会合<sup>12</sup>は、大飯原発3、4号機は「原子力発電所の再起動にあたっての安全性に関する判断基準」（4月6日）を満たしており、かつ再起動の必要性が存在すると判断した（4月13日）。さらに、6月8日に野田総理（当時）が記者会見で大飯原発3、4号機を再起動すべきとの判断を示し、6月16日の四大臣会合で再起動が決定された（図表2参

<sup>7</sup> 安定的に見込める出力を評価するため、過去30年間の出水状況から1か月間の下位5日の平均値を用い評価した結果、2011年夏の1,380万kWから1,270万kWに減少。

<sup>8</sup> 揚水供給力は、汲み上げに必要なポンプの能力と汲み上げが可能な夜間の時間により左右される。ポンプの能力の増強（水管やトンネルの工事を含む）に長期を要することを考慮すると、昼間に揚水発電を使用する時間が短い（需給に余裕がある）ことが、夜間の汲み上げ可能時間の増大＝揚水供給力の増大につながると言える。需給検証委員会は、関西電力管内の電力需要を2011年（2,784万kW）並とした場合、揚水供給力は328万kWとなるのに対し、猛暑だった2010年（3,095万kW）並みとした場合、揚水供給力は222万kWに低下すると試算している。

<sup>9</sup> 供給予備率（%）＝（ピーク時供給力－予想最大電力）÷予想最大電力×100。電力の安定供給に必要な予備率は8～10%程度とされ、少なくとも3%は必要とされる。

<sup>10</sup> 東京電力・東北電力管内についても「数値目標を伴わない節電」が要請された。

<sup>11</sup> 節電要請期間は、北海道電力が7月23日から9月7日の9：00～20：00及び9月10日から14日の17：00～20：00、北海道電力以外（関西、四国、九州、中部、北陸、中国）の各社は7月2日から9月7日の9：00～20：00とされた（いずれも期間内の平日）。

<sup>12</sup> 野田内閣総理大臣、藤村内閣官房長官、枝野経済産業大臣、細野内閣府特命担当大臣（いずれも当時）が出席。

照)。大飯3号機のフル稼働(7月9日)、4号機のフル稼働(7月25日)を受けて、7月10日と7月26日にそれぞれ、中日本・西日本(中部、関西、北陸、中国、四国)の各電力会社管内の節電目標の緩和が行われた(図表3参照)。

図表2 大飯原発3、4号機再稼働までの経緯

2011.3.30	原子力安全・保安院は、炉心損傷を防ぐための緊急安全対策を指示。 (代替電源の確保、機動的な除熱機能の復旧対策等)
5.6	原子力安全・保安院、「緊急安全対策の実施状況の確認結果について」を公表。 (全交流電源等喪失対策等の緊急安全対策は適切に実施されていると判断)
5.6	菅総理(当時)は、想定東海地震の発生する可能性が切迫していることを理由に <b>浜岡原発の停止を要請</b> 。
5.9	中部電力、浜岡原発の停止要請を受入れ。
6.18	原子力安全・保安院は、「福島第一原子力発電所事故を踏まえた他の原子力発電所におけるシビアアクシデントへの対応に関する措置の実施状況の確認結果について」を公表。各電気事業者等から報告のあったシビアアクシデントへの対応に関する措置は、適切に実施されているものと評価。これを受け、海江田経済産業大臣(当時)は停止中の原発の再稼働を要請。
7.6	菅総理(当時)は、衆院予算委員会でストレステストを含め新たな基準の作成を指示した旨発言。
7.11	「我が国原子力発電所の安全性の確認について(ストレステストを参考にした安全評価の導入等)」(枝野官房長官、海江田経産大臣、細野内閣府特命担当大臣(いずれも当時))
2012.2.13	大飯3、4号機のストレステスト(一次評価)の原子力安全・保安院の評価が終了。
3.23	大飯3、4号機のストレステスト(一次評価)の原子力安全委員会の確認が終了。
3.28	原子力安全・保安院は、今後の規制に反映すべきと考えられる事項を盛り込んだ「東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故の技術的知見について」を策定。(外部電源対策、所内電気設備対策、冷却・注水設備対策、格納容器破損・水素爆発対策、管理・計装設備対策の5分野で30の安全対策)
4.6	原子力発電所に関する四大臣会合(総理、官房長官、経産大臣、内閣府特命担当大臣)は、「原子力発電所の再起動にあたっての安全性に関する判断基準」を公表。
4.13	四大臣会合は大飯3、4号機の再起動の必要性が存在すると判断。
5.5	泊3号機の定期検査入りをもって、いったん「稼働原発ゼロ」の状態となる。
6.8	野田総理(当時)は記者会見で大飯3、4号機を再起動すべきとの判断を示す。
6.16	野田総理と福井県知事の会談の後、四大臣会合において大飯原発3、4号機の再起動を決定。
7.1	関西電力は大飯3号機を再起動(5日に送電を再開、9日にはフル稼働となる)。
7.18	関西電力は大飯4号機を再起動(21日に送電を再開、25日にはフル稼働となる)。

(出所) 経済産業省資料等より作成

図表3 2012年夏の節電目標の変更

	北海道	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
当初	▲7%以上	▲5%以上	▲15%以上	▲5%以上	▲5%以上	▲7%以上	▲10%以上
7月10日～	▲7%以上	▲4%以上	▲10%以上	▲4%以上	▲3%以上	▲7%以上	▲10%以上
7月26日～	▲7%以上	数値目標を伴わない節電	▲10%以上*	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	▲5%以上	▲10%以上

\*生産活動に支障が生じる場合は▲5%以上

(出所) 経済産業省資料より作成

## ②2012年夏の電力需給の検証

2012年夏の電力需給については、同年10月12日（第7回）の需給検証委員会において電力需給実績が報告され、11月に報告書が公表されている（図表1「実績」参照）。これによると、ピーク需要日の供給力は9電力計で17,090万kWであり、5月の需給検証委員会報告書の想定（17,032万kW）と大きくは変わらないが、ピーク需要日の需要は15,743万kWと想定（17,076万kW：随時調整契約を加味せず）を7.8%下回っている。

この背景としては、定着節電（想定：1,078万kW、実績：1,799万kW）及び気温影響等による需要減（想定：76万kW、実績：543万kW）が想定を大きく上回ったことが挙げられる。2010年との比較（最大需要日）で見ると、東京電力（▲15.4%）、関西電力（▲13.3%）、九州電力（▲13.1%）、東北電力（▲12.4%）、四国電力（▲11.9%）、中国電力（▲9.7%）などとなっており、東日本のみならず西日本においても節電の定着が進んでいることが推測される。また、2012年夏の気温について見ると、最大需要日における最高気温は、記録的猛暑であった2010年夏に比べ中部電力、四国電力管内以外は下回っており<sup>13</sup>、また猛暑日の日数も2010年に比べ減少している（図表4参照）。

図表4 2010年及び2012年の猛暑日（最高気温35℃以上）の日数

	2010年夏			2012年夏		
	6月	7月	8月	6月	7月	8月
札幌	0	0	0	0	0	0
仙台	0	1	0	0	0	0
東京	0	4	6	0	2	4
名古屋	0	8	13	0	6	5
富山	0	5	13	0	4	5
大阪	0	4	20	0	6	6
広島	0	1	19	0	2	7
高松	0	3	14	0	4	12
福岡	0	2	19	0	2	8

（注）各電力会社の本店所在地の猛暑日の日数

（出所）気象庁資料より作成

供給力については、①関西電力大飯3、4号機の再稼働により237万kW増、②電力需要減、大飯3、4号機再稼働等による余剰電力の増により、揚水発電が103万kW増、③日射量の増加による太陽光発電の発電量増加等により、再生可能エネルギー（地熱、太陽光、風力）が99万kW増等となる一方、④需給の逼迫緩和により火力発電（調整火力）が423万kW減となった。大きな需給ギャップが懸念された関西電力管内では、大飯3、4号機の稼働、揚水の増（想定：239万kW→実績：356万kW）に加え、多雨による出水に恵まれ水力発電が想定を上回った（想定：254万kW→実績：303万kW）こと等により、ピーク日の供給力は2,992万kWと想定との2,542万kWを大きく上回った。

<sup>13</sup> 北海道電力管内：▲2.0℃、東北電力管内：▲0.2℃、東京電力管内：▲0.7℃、中部電力管内：+1.0℃、関西電力管内：▲0.1℃、北陸電力管内：▲0.4℃、中国電力管内：▲1.0℃、四国電力管内：+0.5℃、九州電力管内：▲1.3℃（需給検証委員会資料による）

### 3. 2012年冬～2013年夏の電力需給予測

#### (1) 2012年冬の電力需給

需給検証委員会は、2012年10月、2012年冬の需給見通しを示している<sup>14</sup>(図表5参照)。これによると、供給力については、原子力(2011年冬のピーク需要日:434万kW→2013年2月想定:236万kW)、水力(同1,167万kW→971万kW)が減少する一方、火力が増加(同13,092万kW→13,674万kW)し、前年並みの供給力を確保できると想定している。これは、2012年夏までに既に再稼働している長期停止火力、被災した火力発電所の復旧に加え(図表6、図表7参照)、火力発電所の増出力を行ったこと等によるものである。

一方、需要については、景気影響等による171万kWの増<sup>15</sup>、各電力会社管内における節電(▲1.5%～▲5.6%)<sup>16</sup>等を想定している。2013年2月について見ると、供給力想定が16,647万kWに対し最大電力需要量が15,571万kWと予備率6.9%が想定され<sup>17</sup>、また、2012年夏の電力需給予想と異なり、全ての電力会社管内において3%以上の予備率が確保されると見込んでいる。

冬期に電力需要が高まる北海道電力管内については、最も需給が厳しい2月においても予備率5.8%が確保されるとしたが、発電所の計画外停止の可能性、他地域からの電力融通の制約<sup>18</sup>等を踏まえ、「今冬の電力需給対策について」(2012年11月2日)において、2010年度比▲7%以上の節電を要請することとされた<sup>19</sup>。

図表5 2012年冬の電力需給見通し

(単位:万kW)					
	北海道電力	東北電力	東京電力	中部電力	関西電力
供給力想定①(2013年2月)(需給検証委員会2012.11)	596	1,477	5,524	2,524	2,642
2011年冬実績(ピーク需要日)	621	1,436	5,380	2,528	2,769
需要想定②(2013年2月)(需給検証委員会2012.11)	563	1,392	5,050	2,367	2,537
2011年冬実績(ピーク需要日)	568	1,362	4,966	2,367	2,578
供給-需要(①-②)	33	85	474	157	105
(予備率)	5.8%	6.1%	9.4%	6.6%	4.1%

  

	北陸電力	中国電力	四国電力	九州電力	9電力計
供給力想定①(2013年2月)(需給検証委員会2012.11)	562	1,181	557	1,584	16,647
2011年冬実績(ピーク需要日)	564	1,134	538	1,591	16,561
需要想定②(2013年2月)(需給検証委員会2012.11)	519	1,096	510	1,537	15,571
2011年冬実績(ピーク需要日)	526	1,045	522	1,538	15,472
供給-需要(①-②)	43	85	47	47	1,076
(予備率)	8.3%	7.7%	9.1%	3.1%	6.9%

(注) 2011年冬の供給力実績は電力会社間で融通後の数値である。

(出所) 需給検証委員会資料

<sup>14</sup> 第15回会議(2012年10月19日)。同需給見通しは、需給検証委員会報告書(2012年11月)に反映された。

<sup>15</sup> 対2010年度比。

<sup>16</sup> 北海道電力▲3.3%(19万kW)、東北電力▲2.2%(30万kW)、東京電力▲5.0%(256万kW)、中部電力▲2.8%(65万kW)、関西電力▲5.6%(148万kW)、北陸電力▲3.4%(18万kW)、中国電力▲1.5%(16万kW)、四国電力▲5.2%(27万kW)、九州電力▲4.5%(69万kW)(いずれも2010年度比)。

<sup>17</sup> 2012年12月は8.5%、2013年1月は6.2%、3月は10.3%の予備率を想定。

<sup>18</sup> 北海道と本州との間にある北本連絡設備(60万kW)が北海道電力と他電力を結ぶ唯一の連絡線である。

<sup>19</sup> 2012年12月10日から2013年3月8日の平日(12月31日及び1月2日～4日を除く)を対象とする(12月10日～12月28日:16:00～21:00、1月7日～3月1日:8:00～21:00、3月4日～3月8日:16:00～21:00)。

図表 6 震災以降に再稼働した長期停止火力

電力会社	発電所・号機	種別	出力 (千 kW)	運転開始	運転再開
東北電力	東新潟港 1 号機	L N G	350	1972. 11	2011. 5
東京電力	横須賀 1 号ガスタービン	軽油	30	1971. 7	2011. 6
	横須賀 2 号ガスタービン	都市ガス・軽油	144	2007. 9	2011. 4
	横須賀 3 号機	石油	350	1964. 5	2011. 6
	横須賀 4 号機	石油	350	1964. 7	2011. 7
中部電力	知多第二 2 号機ガスタービン	L N G	154	1996. 7	2011. 8
	武豊 2 号機	石油	375	1972. 6	2011. 7
関西電力	海南 2 号機	石油	450	1970. 9	2012. 7
四国電力	阿南 2 号機	石油	220	1969. 1	2011. 12
九州電力	苅田新 2 号機	石油	375	1972. 4	2012. 6

(出所) 需給検証委員会資料、「電気事業便覧」等より作成

図表 7 震災で被災した火力発電所の運転再開状況

電力会社	発電所・号機	種別	出力 (千 kW)	運転開始	運転再開
東北電力	八戸 3 号機	石油	250	1968. 8	2011. 3
	仙台 4 号機	L N G	446	2010. 7	2012. 2
	新仙台 1 号機	石油	350	1971. 8	2011. 12
	原町 1 号機	石炭	1,000	1997. 7	2013. 1
	原町 2 号機	石炭	1,000	1998. 7	2012. 11
東京電力	常陸那珂 1 号機	石炭	1,000	2003. 12	2011. 5
	東扇島 1 号機	L N G	1,000	1987. 9	2011. 3
	大井 2 号機	石油	350	1972. 2	2011. 3
	広野 1 号機	石油	600	1980. 4	2011. 7
	広野 2 号機	石油	600	1980. 7	2011. 7
	広野 3 号機	石油	1,000	1989. 6	2011. 7
	広野 4 号機	石油	1,000	1993. 1	2011. 7
	広野 5 号機	石炭	600	2004. 7	2011. 6
	鹿島 1 号機	石油	600	1971. 3	2011. 5
	鹿島 2 号機	石油	600	1971. 9	2011. 4
	鹿島 3 号機	石油	600	1972. 2	2011. 4
	鹿島 4 号機	石油	600	1972. 4	2011. 4
	鹿島 5 号機	石油	1,000	1974. 9	2011. 4
	鹿島 6 号機	石油	1,000	1975. 6	2011. 4

(注) 東北電力原町 2 号機は、2012年11月に試運転中を開始、2013年 3 月末の営業運転再開を予定している。

原町 1 号機については、2013年 1 月に試運転を開始、2013年 4 月末の営業運転再開を予定。

(出所) 需給検証委員会資料、「電気事業便覧」等より作成

## (2) 2013 年夏の電力需給

2013年夏の電力需給見通しについては未確定の要素が多いが、2012年10月の需給検証委員会においては、①5月の報告書で想定した供給力(17,032万kW)に大飯3、4号機の再稼働(236万kW)とそれに伴う揚水発電の増(210万kW)を加えた供給力は17,478万kWであり、②一方、定着節電を見込んだ2013年夏の需要見込みは16,583万kWであり、5.4%の予備率が見込める、③加えて、新設火力の運転開始・被災火力の復旧により、更に320万kWの供給力追加が見込める等の供給増加要因がある一方、自家発電の購入量減少等のマイナス要因も想定される、旨のデータが示されている。

## 4. 燃料費負担の増大と電気料金値上げの動き

原発の停止が長期にわたる状況の中、燃料費の負担増による電力会社の収支悪化が懸念

されている。需給検証委員会報告書（2012年5月）では原発停止に伴う燃料費の追加負担を3.1兆円（LNG：+1.4兆円、石油：+1.9兆円、石炭：+0.1兆円、原子力：▲0.3兆円、2012年度推計）と試算している。大飯3、4号機の再稼働はあったものの、原子力規制委員会の安全基準策定が2013年7月までとされていることから、他の原発の早期再稼働は当面見込めない状況にあり、火力発電への依存が続くことが想定される。このような状況において、電力会社による電気料金値上げの動きが出ている。

### （１）東京電力の電気料金値上げ

2012年5月11日、東京電力より経済産業大臣に対し電気料金を規制部門<sup>20</sup>で平均10.28%値上げする認可申請が行われた<sup>21</sup>。これは、東京電力の「総合特別事業計画」認定に伴うものであり、①前回改定時（2008年度）と比較し、2012年度～2014年度の年平均総原価が、自社火力燃料費の増（+4,871億円）を始め6,228億円増加、②合理化によるコスト抑制（2,785億円）を加味しても3,443億円増となり、②原価と料金改定前収入との間に年平均で6,763億円の収支不足が生じるとの見通しに基づいている<sup>22</sup>。

この申請に対し、総合資源エネルギー調査会総合部会電気料金審査専門委員会による審議、同委員会による査定方針の決定（7月5日）、経済産業省と消費者庁との協議を経て、消費者庁との合意内容を盛り込んだ査定方針案が了承された（7月20日）。査定の結果、人件費（当初申請：3,488億円→▲101億円カット）、燃料費（当初申請：2兆4,704億円→▲118億円カット）等、841億円削減し、値上げ幅を8.46%に抑制した上で7月25日に認可され<sup>23</sup>、9月1日から値上げが実施された<sup>24</sup>。

しかし、「総合特別事業計画」では、柏崎刈羽原子力発電所が2013年4月以降、順次再稼働すると仮定し電気料金の原価を算定している<sup>25</sup>。一方、前述のように、原子力規制委員会による商業用原子炉の安全基準策定は2013年7月を目途とされており、その内容も強化される見通しであることから<sup>26</sup>、柏崎刈羽原子力発電所の早期再稼働は困難な状況にある。

### （２）関西電力・九州電力・東北電力の値上げ申請

東京電力の電気料金値上げに続き、他の電力会社においても、電気料金値上げの動きが

<sup>20</sup> 契約電力50kW未満の家庭、店舗等。

<sup>21</sup> 自由化部門（50kW以上）については、この時点で16.39%の値上げを予定（自由化部門については、2012年4月より16.7%の値上げが行われていたが、さかのぼって圧縮）。

<sup>22</sup> 2008年度改訂時の小売対象原価と改訂前収入がともに5兆3,789億円であったのに対し、改訂前収入5兆468億円に対し小売対象原価5兆7,231億円となっている。規制部門については、改訂前収入2兆4,666億円（23.34円/kWh）に対し、原価2兆7,201億円（25.74円/kWh）と10.28%増となっている。

<sup>23</sup> 自由化部門については、16.7%から14.9%に値上げ率を圧縮（値上げが実施された2012年4月分にさかのぼり、実施分については差額を精算）。

<sup>24</sup> 東京電力の当初の申請では7月1日からの値上げを予定していた。

<sup>25</sup> 2008年度改訂時の電源構成が火力：72%、原子力：22%、水力：6%であったのに対し、今回の料金改定の原価算定期間（2012年度～2014年度）における電源構成は、火力：86%、原子力：7%、水力：6%、新エネ：1%と想定されている。

<sup>26</sup> 沸騰水型原子炉（BWR）への格納容器フィルタ・ベント設備設置等。



出ている。

関西電力は、2012年11月26日に、2013年4月から、規制分野で11.88%の電気料金値上げを申請した<sup>27</sup>。これは、前回改定（2008年度）と比較し、原発の再稼働の遅れによる火力燃料費の増（+4,436億円：4,685億円→9,120億円）等、4,397億円のコスト増が生じ、効率化により1,553億円を削減するものの、2,844億円の原価増となり、原価と料金改定前収入との間に3,641億円の不足が生じたことによるものである<sup>28</sup>。

また九州電力は、11月27日、2013年4月から規制分野で8.51%の電気料金値上げを申請した<sup>29</sup>。これは、原発の再稼働の遅れによる燃料費の増（+1,656億円）、購入電力料の増（+118億円）等により、1,516億円の収入不足額が生じたことによるものである<sup>30</sup>。関西電力・九州電力の値上げ申請については、現在、電気料金審査専門委員会による審議が行われており、東京電力における審議同様、費用の圧縮が行われる見通しである。

さらに、2013年2月14日、東北電力は、7月1日より規制分野で11.41%の電気料金値上げを申請した<sup>31</sup>。これは、コストの増加（東日本大震災による設備被害、2011年7月の新潟・福島豪雨による水力発電所の被害、燃料費の増加）、収入の減少（震災による販売電力料の減少<sup>32</sup>）等によるものである。燃料費の増加については、原子力発電所の停止、水害に伴う水力発電所の停止等により、2010年度の2,930億円から2011年度には5,124億円に急増している。

東北電力の値上げ申請は、震災被害の影響が強いが、関西電力・九州電力については、従前の原発への依存度の高さ<sup>33</sup>、原発の長期停止の影響が大きいと言える。さらに2月20日、四国電力は規制分野で10.94%の電気料金値上げを申請した。また、北海道電力も電気料金値上げ申請を検討中であるといわれ、電気料金値上げの動きは全国に広がりつつある。

### （3）原発の再稼働が再び焦点に

柏崎刈羽原発の再稼働を見込んだ東京電力の総合特別事業計画に加え、関西電力、九州電力の値上げ申請も近い将来の原発再稼働を織り込んでおり<sup>34</sup>、原発停止の更なる長期化が続いた場合、再値上げの可能性も否定できない状況にある。また、液化天然ガス等の燃料の輸入も急増しており、貿易収支の悪化の一因となっている<sup>35</sup>。

<sup>27</sup> 自由化分野については19.23%の値上げを予定。

<sup>28</sup> 規制分野で見ると、現行の料金（20.50円/kWh）による収入（1兆1,015億円）に対し、原価算定期間（2013年度～2015年度）の原価は1兆2,324億円（22.93円/kWh）となる。

<sup>29</sup> 自由化分野については14.22%の値上げを予定。

<sup>30</sup> 規制分野で見ると、現行の料金（19.90円/kWh）による収入（6,968億円）に対し、原価算定期間（2013年度～2015年度）の原価は7,561億円（21.59円/kWh）となる。

<sup>31</sup> 自由化分野については17.74%の値上げを予定。

<sup>32</sup> 2010年度の東北電力の電力販売量が827億kWhであったのに対し、2011年度は753億kWhに落ち込み、2012年度も773億kWhにとどまる見通しである。

<sup>33</sup> 注3参照。

<sup>34</sup> 関西電力の原価計算は、高浜3、4号機の2013年7月以降の再稼働を織り込んでおり、また九州電力も、川内1、2号機が2013年7月、玄海4号機が12月、玄海3号機が2014年1月に再稼働するものと想定している。

<sup>35</sup> 液化天然ガスの輸入量は2010年：7,001万トン→2011年：7,853万トン→2012年：8,731万トンとなってお

本年夏以降、原子力規制委員会の新しい安全基準に基づく、原発再稼働の審査が行われる見通しである。東京電力福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえた、厳正な原子力の安全確保と原発の再稼働の是非が再び焦点になりつつある。

---

り、同じく輸入額は、2010年：3兆4,718億円→2011年：4兆7,872億円→2012年：6兆15億円となっている（財務省貿易統計。2010年、2011年は確定、2012年は速報）。