

別添資料一覧

(別添1) 当面の電力需給動向とピーク電力不足の見通し	・・・p.16
(1) 原子力発電所が再起動しない場合の電力需給動向	・・・p.16
(2) 電力各社の当面の電力需給と電源別供給力	・・・p.17
(別添2) 燃料代替に伴うコスト上昇	・・・p.29
(別添3) ピークカット対策の考え方	・・・p.30
(別添4) 地方自治体等による地域の節電(実証試験取組事例)	・・・p.31
(別添5) 自家発電の活用について	・・・p.32
(1) 自家用発電設備のピーク時の電力供給源としての活用可能性	・・・p.32
(2) 自家発電の活用に関する考え方	・・・p.33
(別添6) 我が国原子力発電所の安全性の確認について	・・・p.34
(別添7) 当面のエネルギー需給安定策工程表	・・・p.37
(別添8) エネルギー需給安定関連の規制・制度改革リスト	・・・p.38

（別添1） 当面の電力需給動向とピーク電力不足の見通し

（1）原子力発電所が再起動しない場合の電力需給動向

<東日本>
東京電力及び東北電力において、平日9時～20時のピーク電力が不足するため、
◎大口需要家(500kW以上): **15%**の電力使用制限規制
◎その他の需要家: **15%**の節電要請

東京電力: ▲8.8% (▲530万kW)
東北電力: ▲6.6% (▲98万kW)

平成23年7月27日現在

	今夏	今冬	来夏
東日本	▲7.3% (7,986万kWのピーク需要に対し 585万kWの不足)	▲1.1% (7,149万kWのピーク需要に対し 80万kWの不足)	▲10.4% (7,986万kWのピーク需要に対し 834万kWの不足)
中西日本	+1.0% (9,968万kWのピーク需要に対し 102万kWの余剰)	▲0.4% (8,662万kWのピーク需要に対し 33万kWの不足)	▲8.3% (9,968万kWのピーク需要に対し 823万kWの不足)

関西電力: ▲3.9% (▲123万kW)

(注) 最大電力需要は、東北電力・東京電力管内は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに「夏期の電力需給対策について」で定めたもの。他の電力管内は、平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。

<中西日本>
定期検査後の原子力発電所が再起動しない場合には、十分な供給予備率が確保できないため、
◎関西電力管内: **10%以上**の節電要請
◎その他の電力管内: 国民生活及び経済活動に支障の生じない範囲での節電取組

【前提条件】

- ・ 需要は前年並みを想定

ここに、対策の余地あり

- ・ 電力会社による供給力の積み増し、
自家発電による供給力積み増しについては、精査中。

需給調整契約(大口需要家に電力会社がピークカット等を要請できる契約)は織り込まず。今後精査。

ここに、対策の余地あり

(2) 電力各社の当面の電力需給と電源別供給力

1) 9電力合計

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率 ¹	供給－需要 (予備率【%】)	▲483 (▲2.7%)	▲113 (▲0.7%)	▲1,656 (▲9.2%)
最大電力需要 ²	総需要	17,954	15,811	17,954
供給力 ³	供給力合計	17,471	15,698	16,297

供給力の内訳	原子力 ⁴	1,176	409	0
	火力	12,931	12,685	13,200
	被災火力の復旧	1,243	153	135
	定検時期の調整	220	487	194
	長期停止火力の再稼働	196	22	0
	自家発電の活用 ⁵	285	206	164
	緊急設置電源の新設 ⁶	151	179	264
	水力	1,287	1,024	1,296
	揚水 ⁷	2,086	1,593	1,804
	地熱等	35	43	47
	融通等 ⁸	-44	-57	-49

1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今冬、来夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

5: 自家発電については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発電の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier、大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

2) 東日本3社

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率 ¹	供給－需要 (予備率【%】)	▲585 (▲7.3%)	▲80 (▲1.1%)	▲834 (▲10.4%)
最大電力需要 ²	総需要	7,986	7,149	7,986
供給力 ³	供給力合計	7,401	7,069	7,152
供給力の内訳	原子力 ⁴	387	232	0
	火力	5,683	5,803	6,048
	被災火力の復旧	1,243	153	135
	定検時期の調整	85	51	16
	長期停止火力の再稼働	120	0	0
	自家発電の活用 ⁵	178	140	79
	緊急設置電源の新設 ⁶	151	179	264
	水力	542	439	556
	揚水 ⁷	796	605	555
	地熱等	18	25	30
	融通等 ⁸	－24	－35	－37

1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今冬、来夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

5: 自家発電については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発電の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier、大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

3) 北海道電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率 ¹	供給－需要 (予備率【%】)	43 (8.5%)	79 (13.6%)	▲32 (▲6.4%)
最大電力需要 ²	総需要	506	579	506
供給力 ³	供給力合計	549	658	474

供給力の内訳	原子力 ⁴	138	91	0
	火力	379	454	369
	被災火力の復旧	—	—	—
	定検時期の調整	—	51	16
	長期停止火力の再稼働	—	—	—
	自家発電の活用 ⁵	—	—	—
	緊急設置電源の新設 ⁶	—	—	—
	水力	66	76	70
	揚水 ⁷	27	37	35
	地熱等	0	1	1
	融通等 ⁸	－61	－1	－1

1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今冬、来夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

5: 自家発電については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発電の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier、大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

4) 東北電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率 ¹	供給－需要 (予備率【%】)	▲98 (▲6.6%)	▲103 (▲7.3%)	5 (0.3%)
最大電力需要 ²	総需要	1,480	1,420	1,480
供給力 ³	供給力合計	1,382	1,317	1,485

供給力の内訳	原子力 ⁴	0	0	0
	火力	957	1,084	1,225
	被災火力の復旧	81	94	88
	定検時期の調整	85	—	—
	長期停止火力の再稼働	35	—	—
	自家発電の活用 ⁵	22	15	13
	緊急設置電源の新設 ⁶	2	9	87
	水力	167	148	169
	揚水 ⁷	69	68	69
	地熱等	18	23	29
	融通等 ⁸	171	－7	－7

1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今冬、来夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

5: 自家発電については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発電の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

5) 東京電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率 ¹	供給－需要 (予備率【%】)	▲530 (▲8.8%)	▲56 (▲1.1%)	▲807 (▲13.4%)
最大電力需要 ²	総需要	6,000	5,150	6,000
供給力 ³	供給力合計	5,470	5,094	5,193
供給力の内訳	原子力 ⁴	249	140	0
	火力	4,347	4,265	4,455
	被災火力の復旧	1,162	59	47
	定検時期の調整	0	－	－
	長期停止火力の再稼働	85	－	－
	自家発電の活用 ⁵	156	125	67
	緊急設置電源の新設 ⁶	149	171	177
	水力	308	215	316
	揚水 ⁷	700	500	450
	地熱等	0	0	0
	融通等 ⁸	－134	－27	－28

1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今冬、来夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

5: 自家発電については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発電の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier、大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

6) 中西日本6社

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率 ¹	供給－需要 (予備率【%】)	102 (1.0%)	▲33 (▲0.4%)	▲823 (▲8.3%)
最大電力需要 ²	総需要	9,968	8,662	9,968
供給力 ³	供給力合計	10,070	8,629	9,145
供給力の内訳	原子力 ⁴	790	178	0
	火力	7,248	6,882	7,152
	被災火力の復旧	0	0	0
	定検時期の調整	135	436	178
	長期停止火力の再稼働	75	22	0
	自家発電の活用 ⁵	107	66	85
	緊急設置電源の新設 ⁶	0	0	0
	水力	745	585	740
	揚水 ⁷	1,290	988	1,249
	地熱等	17	18	17
	融通等 ⁸	－20	－21	－13

1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今冬、来夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

5: 自家発電については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発電の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

7) 中部電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率 ¹	供給－需要 (予備率【%】)	92 (3.4%)	143 (6.1%)	41 (1.5%)
最大電力需要 ²	総需要	2,709	2,342	2,709
供給力 ³	供給力合計	2,801	2,485	2,750
供給力の内訳	原子力 ⁴	0	0	0
	火力	2,243	2,059	2,179
	被災火力の復旧	—	—	—
	定検時期の調整	68	—	—
	長期停止火力の再稼働	75	0	0
	自家発電の活用 ⁵	—	—	—
	緊急設置電源の新設 ⁶	—	—	—
	水力	143	90	143
	揚水 ⁷	401	329	400
	地熱等	0	0	0
	融通等 ⁸	15	7	28

1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今冬、来夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

5: 自家発電については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発電の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

8) 北陸電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率 ¹	供給－需要 (予備率【%】)	11 (2.0%)	13 (2.4%)	▲9 (▲1.5%)
最大電力需要 ²	総需要	573	528	573
供給力 ³	供給力合計	584	541	565
供給力の内訳	原子力 ⁴	0	0	0
	火力	435	435	435
	被災火力の復旧	—	—	—
	定検時期の調整	25	140	165
	長期停止火力の再稼働	—	—	—
	自家発電の活用 ⁵	—	—	—
	緊急設置電源の新設 ⁶	—	—	—
	水力	140	117	140
	揚水 ⁷	11	10	11
	地熱等	0	0	0
	融通等 ⁸	－1	－21	－21

1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今冬、来夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

5: 自家発電については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発電の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier、大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

9) 関西電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率 ¹	供給－需要 (予備率【%】)	▲123 (▲3.9%)	▲225 (▲8.4%)	▲605 (▲19.3%)
最大電力需要 ²	総需要	3,138	2,665	3,138
供給力 ³	供給力合計	3,015	2,440	2,533

供給力の内訳	原子力 ⁴	337	87	0
	火力	1,873	1,776	1,854
	被災火力の復旧	—	—	—
	定検時期の調整	7	196	3
	長期停止火力の再稼働	—	—	—
	自家発電の活用 ⁵	93	56	75
	緊急設置電源の新設 ⁶	—	—	—
	水力	243	195	238
	揚水 ⁷	449	338	395
	地熱等	0	0	0
	融通等 ⁸	114	44	47

1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今冬、来夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

5: 自家発電については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発電の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier、大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

10) 中国電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率 ¹	供給－需要 (予備率【%】)	62 (5.1%)	90 (8.4%)	33 (2.7%)
最大電力需要 ²	総需要	1,201	1,074	1,201
供給力 ³	供給力合計	1,263	1,164	1,234
供給力の内訳	原子力 ⁴	82	69	0
	火力	1058	964	1,023
	被災火力の復旧	—	—	—
	定検時期の調整	—	—	—
	長期停止火力の再稼働	—	—	—
	自家発電の活用 ⁵	—	—	—
	緊急設置電源の新設 ⁶	—	—	—
	水力	49	51	49
	揚水 ⁷	148	83	162
	地熱等	0	0	0
	融通等 ⁸	－74	－2	0

1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今冬、来夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

5: 自家発電については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発電の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

11) 四国電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率 ¹	供給－需要 (予備率【%】)	24 (4.0%)	▲17 (▲3.3%)	▲67 (▲11.3%)
最大電力需要 ²	総需要	597	520	597
供給力 ³	供給力合計	621	503	529

供給力の内訳	原子力 ⁴	113	22	0
	火力	466	454	484
	被災火力の復旧	—	—	—
	定検時期の調整	35	—	—
	長期停止火力の再稼働	—	22	—
	自家発電の活用 ⁵	14	10	10
	緊急設置電源の新設 ⁶	—	—	—
	水力	60	46	60
	揚水 ⁷	52	28	52
	地熱等	0	0	0
	融通等 ⁸	－70	－47	－67

1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今冬、来夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

5: 自家発電については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発電の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier、大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

12) 九州電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率 ¹	供給－需要 (予備率【%】)	36 (2.1%)	▲37 (▲2.4%)	▲216 (▲12.3%)
最大電力需要 ²	総需要	1,750	1,533	1,750
供給力 ³	供給力合計	1,786	1,496	1,534
供給力の内訳	原子力 ⁴	257	0	0
	火力	1,174	1,194	1,178
	被災火力の復旧	－	－	－
	定検時期の調整	－	100	10
	長期停止火力の再稼働	－	－	－
	自家発電の活用 ⁵	－	－	－
	緊急設置電源の新設 ⁶	－	－	－
	水力	110	85	110
	揚水 ⁷	230	200	230
	地熱等	17	18	17
	融通等 ⁸	－2	－2	0

1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今冬、来夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

5: 自家発電については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発電の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier、大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

(別添2) 燃料代替に伴うコスト上昇

経済産業省試算：

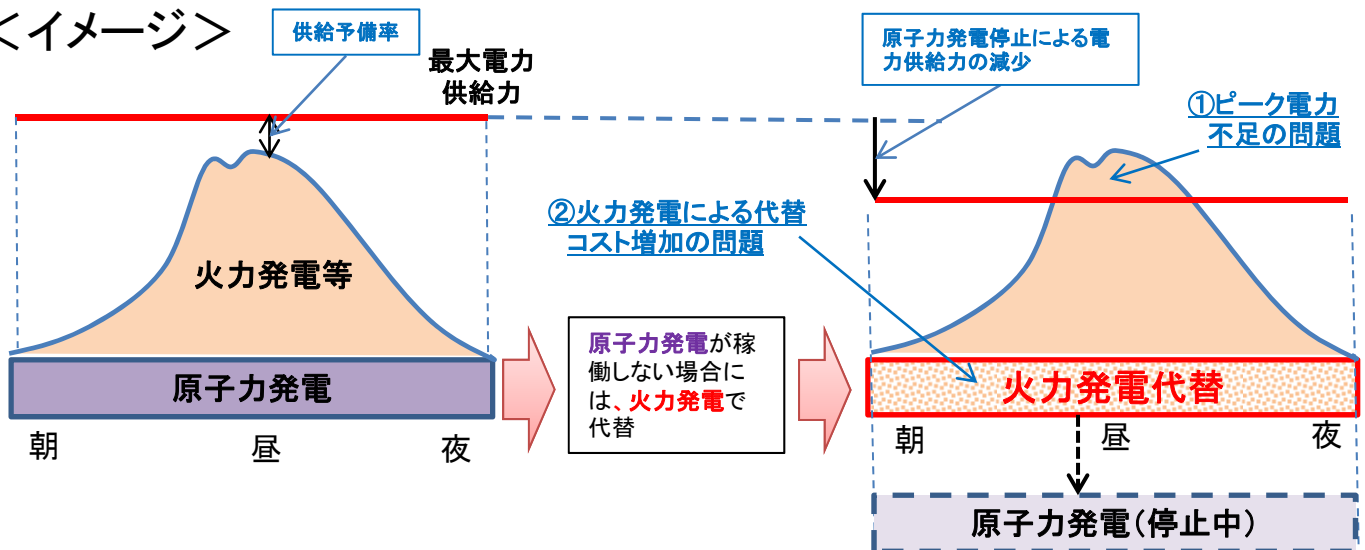
原子力発電所が再起動しない場合には、ピーク時のみならず、夜間も含めて、1日の電力供給を火力発電によって代替することが必要となる。

原子力発電所が2009年度並みに稼働した場合の発電電力量(約2,800億kWh)を全てLNG火力と石油火力でカバーした場合の追加的な燃料コストを試算

約3兆円超

(日本の需要拡大に伴うLNG価格の上昇や、省エネ対策に基づく電力量の抑制効果は見込んでいない。)

<イメージ>



2009年度
供給量

原子力	火力・水力等	9546億kWh
-----	--------	----------

来夏最大供給
可能見込量
(原発
全停止時)

火力・水力等	
--------	--

【そもそも3兆円超なのか、3兆円超をかけて燃料輸入を行った場合に活用できる火力発電の能力があるのか等、要精査】

コスト増(経済産業省試算)

日本の原発の発電量 × 燃料代替に伴う価格上昇 = **3.16兆円**
(2745億kWh) (12.5-1)円/kWh

【2009年度実績の稼働率が前提】

火力の燃料費のkWh当たりの単価
(LNG11円/kWh、石油16円/kWhとして)
平均12.5円/kWhを設定

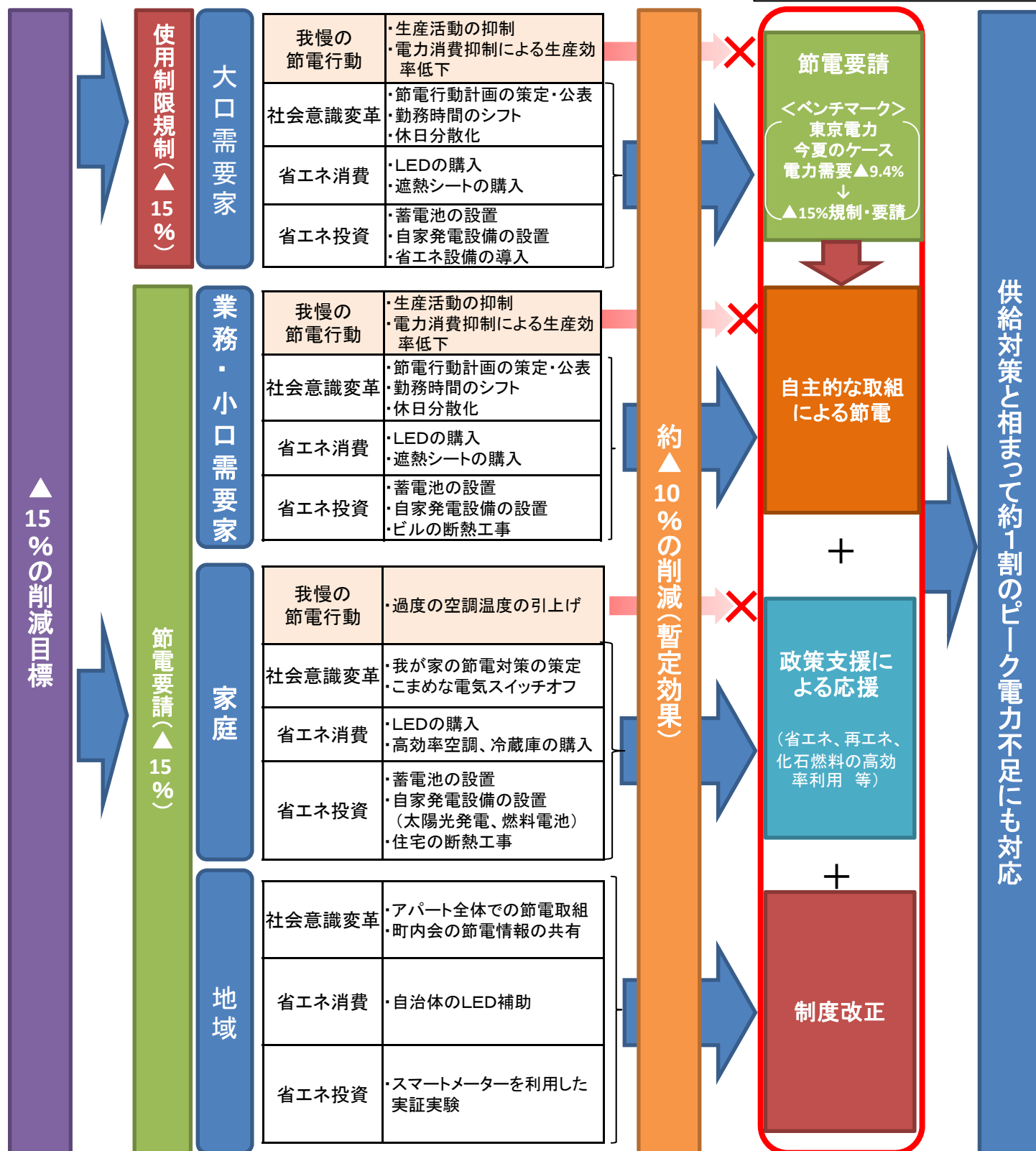
原発の燃料費のkWh当たりの単価

(別添3) ピークカット対策の考え方

国民経済に抑制をもたらす対策から、抑制が生じない対策へ

今夏の状況(東京電力、東北電力管内)

今後の対策(全国)



これらはあくまでも対策例であり、実際にどのような対策が効果的だったのかは精査が必要。

(別添4) 地方自治体等による地域の節電(実証試験取組事例)

山形県

『山形方式節電の社会実験の実施』

○実施方法:

①節電の実施日程を決定

②-1 説明会の開催(5/11~13、県内4カ所)

②-2 報道機関、各種媒体(プレスリリース、県等の公共機関のHP、タウン誌等)の活用

②-3 ポスター・チラシによる周知

②-4 節電の取組事例等を参考に節電への協力を呼びかけ

③実証試験終了後、東北電力からデータを収集し節電率を分析

○削減目標: 昨年同時期比のピーク時▲15%

○対象: 山形県内の全需要家(サンプル調査として、公募により県内企業・事業所23社、一般家庭8世帯を選定。)

○実施時期: 5/23, 31

○実験結果: 削減率▲12%(1回目)、▲12%(2回目)(東北電力の協力を得て県内エリアの需要データより算出)

○要因分析: 電力中央研究所では、サンプル調査等を基に達成未達の要因を以下のように分析。

①一般家庭、中小企業に対するPR不足及び周知期間が短かったこと

②一般家庭のケースでは、具体的に何をすれば節電になるのかわからなかった等

新潟県

『ピークカット15%大作戦トライアル』

○実施方法

①節電の実施日程を決定(3/31)

②-1 地域別説明会の開催(4/4,5、県内4カ所)

②-2 知事が取組企業の状況視察(4/13)

②-3 報道機関、各種媒体(プレスリリース、県等の公共機関のHP等)の活用

②-4 実施日の電力使用量を最小限にすることへの協力を依頼

③実証試験終了後、東北電力からデータを収集し節電率を分析

○削減目標: 昨年同時期比のピーク時▲15%

○対象: 新潟県内の全需要家(サンプリング調査として、公募により県民、企業・事業者等を選定。)

○実施時期: 4/13, 4/27, 6/21

○実験結果: 削減率▲17%(1回目)、▲5.4%(2回目)、▲9.1%(3回目)

(東北電力の協力を得て県内エリアの需要データより算出)

○要因分析: 数値の公表のみ

神奈川県

『節電チャレンジ』

○実施方法:

①節電の実施日程を決定(5/17)

②-1 報道機関、各種媒体(プレスリリース、県等の公共機関のHP等)の活用

②-2 NHK・FMによる周知(6/21)

②-3 県民・事業者へ節電の取組を呼びかけ

③実証試験終了後、東京電力からデータを収集し節電率を分析

○削減目標: 前年同日比▲15%

○対象: 神奈川県内の全需要家

(サンプル調査として公募により県民(8世帯)、モニター校(10校)、民間企業等を選定。)

○実施時期: 6/22

○実験結果: 削減率▲13.4%(東京電力の協力を得て県内エリアの需要データより算出)

○要因分析: 数値の公表のみ

荒川区

『停電予防連絡ネットワークによるシステム実証試験』

○実施方法:

① 科学技術振興機構が自治体(荒川区、柏市、川崎市、横浜市)と節電実証試験に関して連携

②-1 モニター家庭の選定及び説明会の実施

②-2 アンケート及び「省エネナビ」(消費電力量が記録されるメータ)の配布・設置

③ 実証試験終了後、科学技術振興機構にてデータ等を収集・分析

○削減目標: 停電予防のための連絡ネットワークの構築及び電力削減効果の確認

○実施体制: 荒川区、柏市、川崎市、横浜市による連携(科学技術振興機構が事業主体となり各自治体はサイトを提供)

○対象: 各自治体が選定した約500世帯のモニター家庭(うち実測調査は約100世帯)

○実施時期: 5/25, 6/16, 6/22

○実験結果: 8割以上の家庭が節電行動を実施。また、「省エネナビ」を取り付けた家庭は、約2割の消費電力量の削減効果があった(省エネナビの消費電力量データより算出)。

(参考) その他、節電実証試験を実施している自治体: 秋田県、栃木県、長野県

経済産業省資料より作成

(別添5) 自家発電の活用について

(1) 自家用発電設備のピーク時の電力供給源としての活用可能性

平成23年7月27日現在
(沖縄を除く9電力合計)

