

**第6号議案**

広域系統長期方針中間報告書のとりまとめ及び公表について

(案)

業務規程第29条に定める広域系統長期方針に関し、広域系統整備委員会での審議・検討状況を踏まえ、別紙1の通り、広域系統長期方針中間報告書をとりまとめ、別紙2の参考資料とともに、本機関ウェブサイトにて公表する。

公表日：平成28年3月23日

以 上

**【添付資料】**

別紙1：広域系統長期方針中間報告書

別紙2：広域系統長期方針中間報告書<参考資料>

広域系統長期方針  
中間報告書

平成28年3月

電力広域的運営推進機関

## 目 次

1. はじめに .....	1
2. 広域系統長期方針中間報告書の位置づけ .....	2
3. 広域連系系統の特徴・変遷 .....	2
4. 広域系統長期方針策定の基本方針 .....	3
4-1. 適切な信頼度の確保 .....	3
4-2. 電力系統利用の円滑化・低廉化 .....	4
4-3. 電力流通設備の健全性確保 .....	5
4-4. 策定の基本方針 .....	5
5. 広域系統長期方針の検討状況 .....	6
5-1. 適切な信頼度の確保 .....	6
5-2. 電力系統利用の円滑化・低廉化 .....	11
5-3. 電力流通設備の健全性確保 .....	13
5-4. 今後の検討の進め方 .....	15
6. おわりに .....	15

## 1. はじめに<sup>1</sup>

2011年3月11日の東日本大震災による大規模電源の被災やその後の原子力発電所の再稼働問題により、全国的に電力の供給力が不足する事態が発生した。その際には東西の周波数変換装置（FC）や連系線の運用容量の制約などにより広域的に供給力を活用することには限界があり、国民生活に大きな影響を与えることとなった。このことから、適切な信頼度を確保し続けるためには、電源の確保とともに電力流通設備の整備も不可欠であり、それらを不断に評価・確認していくことの重要性が再認識された。このような中、国の審議会等での議論を経て、FCの210万kWまでの増強や北海道本州間連系設備の増強が決定され、現在、建設工事が進められている。さらに、2015年4月には国から本機関に対し、FCを300万kWまで増強することについて検討の要請があり、現在、本機関の広域系統整備委員会においてFC増強の計画策定プロセスを進行中である。

また、2014年4月に閣議決定されたエネルギー基本計画を踏まえ、2015年7月には経済産業省で「長期エネルギー需給見通し」が公表された。長期エネルギー需給見通しにおいて、電力の需給構造については、安全性、安定供給、経済効率性及び環境適合に関する政策目標を同時達成する中で、徹底した省エネルギー（節電）の推進、再生可能エネルギーの最大限の導入、火力発電の効率化等を進めつつ、原発依存度を可能な限り低減することが基本方針となっており、将来の電力の需給構造の変化が想定されるとともに、再生可能エネルギーの導入を促進する観点では、電力系統の整備も課題の一つとなっている。さらに、広域的な運用が強化されることで、コストが低廉な電源から稼働させるなどの運用（メリットオーダー）が全国大で拡大されることにも期待されている。

一方、2012年7月からの再生可能エネルギーの固定価格買取制度により太陽光発電などの稼働率が低い電源の導入が急速に増加するとともに、2016年4月からの電力の小売全面自由化などに伴い新規電源の立地や計画の見通しが立てにくくなっており、効率的な電力系統の整備計画の策定が従来よりも困難となっている。また、長期エネルギー需給見通しでは、将来の電力需要の増加を見込む中、徹底した省エネルギーの推進を行い、2030年度時点の電力需要を2013年度とほぼ同じレベルまで抑えることを見込んでおり、このような状況においては流通設備への投資が増大することによる電気料金の上昇をできるだけ抑制することも必要であり、この点からも効率的かつ合理的な設備形成が求められる。

本機関では、業務規程第29条に基づき、広域運用の観点から、全国大での広域連系系統の整備及び更新に関する方向性を整理した長期方針（以下「広域系統長期方針」という。）を策定し公表することとしているが、その策定に当たっては、上記のような背景を踏まえつつ、長期的かつ全国的視野で専門的な検討を重ねる必要があることから、2015年4月、理事会の諮問機関として、有識者等の中立者を中心

---

<sup>1</sup> 参考資料(1)(2)(3)

として構成する広域系統整備委員会（以下、「委員会」という。）を設置した。

## 2. 広域系統長期方針中間報告書の位置づけ

本機関が策定する広域系統長期方針は、国の政策方針、総合資源エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議、策定済みの広域系統整備計画、本機関による電力系統に関する調査・分析の結果等も踏まえ、今後の10年を超える期間を見通した検討を行い、全国の電力系統のあるべき姿及びその実現に向けた考え方を示すものである。

今年度はその検討の初年度として、広域連系系統の整備や更新に向けての方向性や将来展望を整理すべく、委員会にて広域系統長期方針の策定に当たっての基本方針を整理し、審議・検討してきたことから、今般はその検討状況について「中間報告書」と位置付け公表するものである。

## 3. 広域連系系統の特徴・変遷<sup>2</sup>

これまでの我が国における電力系統の整備については、電力需要の増大と電源開発の進展に対応して、上位電圧の採用（高電圧化）、多ルート化など系統の拡充・強化が積極的に進められ、現在では275kV、500kVを主体とした広域連系系統を構成するに至っている。

また、連系線についても、広域運営の考え方のもと、1950年代から1960年代にかけて50Hz・60Hz系統それぞれで超高压系統（187～275kV）により常時連系され、佐久間周波数変換所の運転開始により北海道及び沖縄を除く系統が、超高压系統で常時連系された。北海道と本州間についても1970年代には直流による連系が開始され、その後1970年代に500kVの送電線が導入されて以降、超高压系統に代わり500kVを中心とした拡充が進んでいる。

このように電力系統を相互に連系することは、供給予備力の節減、発電設備のスケールメリット、電力系統総合の経済運用、周波数偏差・電圧変動幅の縮小など安定供給面、経済面での効果が期待できる。また、高電圧化により、大電力を効率的に輸送するとともに、下位系統は分割運用することで事故電流を抑制できるなど技術面での効果もある。

前述の通り、日本の電力系統は、電力需要の伸張や電源構成の多様化等を踏まえ、基幹送電線の整備や系統規模の拡大、広域運用を目的とした連系線の強化などが図られてきた結果、世界的に見ても信頼性の高い系統として構築・運用されてきた。

一方、今後の電力系統の設備形成を考える上では、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の導入、電力の小売全面自由化などに伴い新規電源の立地や計画の見通しがたてにくくなっており、不確実性の高い電源計画の流通設備計画への織り込み

---

<sup>2</sup> 参考資料（3）

方法や流通設備の利用効率の低下等について留意する必要がある。加えて、将来の電力需要が省エネルギーの推進等により従前通りに伸びない中、流通設備投資による託送料金への影響や、送電線建設の必要性・公益性に関する国の重要送電線指定制度や事業認定制度等の適用についても留意する必要がある。

このため、効率的な電力システムの整備計画の策定が従来よりも困難となってきており、広域系統長期方針策定に向けての基本方針としては、このような過去からの変遷や状況変化について十分に考慮することが求められる。

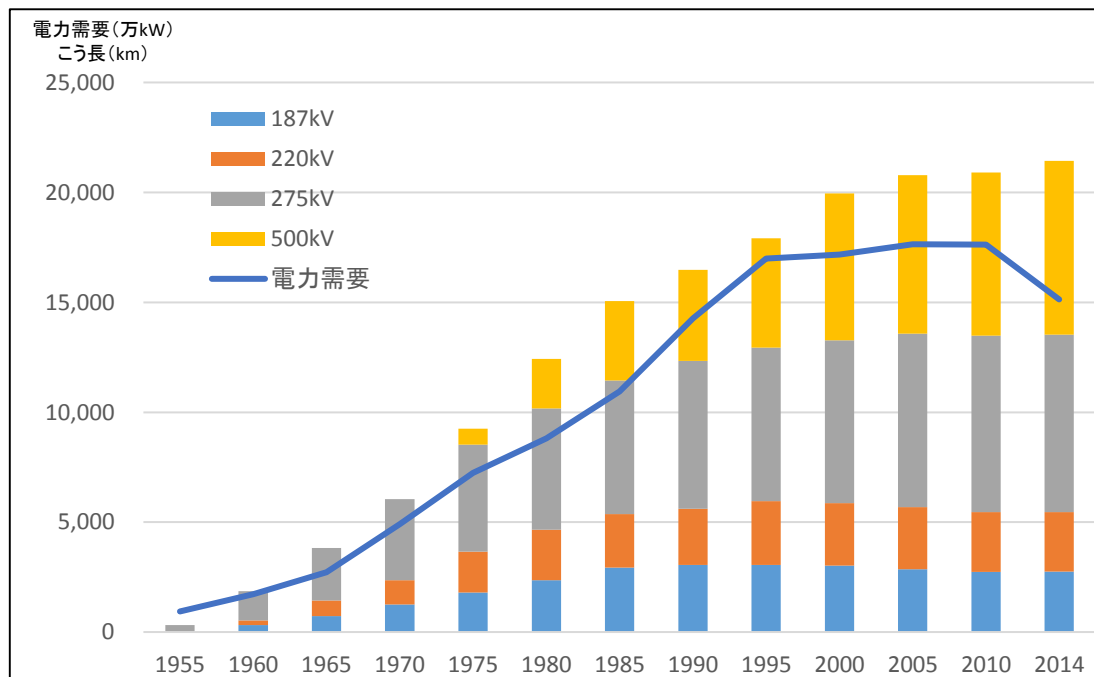


図1 電力需要と広域連系系統電線路こう長の推移 (9社計)<sup>3</sup>

## 4. 広域系統長期方針策定の基本方針

前章に加え、広域系統長期方針策定に当たっては、信頼度の観点やエネルギーミックスの観点、電力市場活性化の観点とともに、設備の健全性の観点も考慮する必要がある、これらを踏まえて、広域系統長期方針策定に向けての基本方針について整理する。

### 4-1. 適切な信頼度の確保

我が国は諸外国と比べても停電が少なく、電力システムの信頼度が高いと考えられるが、電力の小売全面自由化等の電気事業制度改革や再生可能エネルギーの導入拡大等による電源構成の変化に際しても、現状の信頼度を維持していく必要がある。

<sup>3</sup> 出典：電気事業便覧（日本電気協会）、電気事業10年の統計及び20年の統計（通商産業省公益事業局・電気事業連合会）

電力流通設備は、発電所で発電した電気を需要者に安定的に送電する機能を担うものであるが、必要な信頼度を維持していく上では、それぞれの電力流通設備の役割や特徴に応じて、適切な設備形成・運用・維持を行っていく必要がある。

広域連系系統は、前章で述べたような変遷を経て、日本全国の電力流通設備の骨格の役割を果たすものであり、各一般電気事業者<sup>4</sup>のエリア（以下、「エリア」という。）間を連系することにより、平常時における電力品質の向上や、大規模災害時・電源の計画外停止時・需要急増時等の需給状況が悪化又は悪化するおそれがある場合における広域的な電気の送受電など、良質な電気の安定的な供給に資することが期待される。

一般に、広域連系系統には大きな電力が流れるため、電力系統に故障等が発生した場合の影響が大きく、対応を誤れば大規模な停電につながるおそれがある。したがって、広域連系系統については、その信頼度を適切に維持していくため、想定した故障が発生した場合も、熱容量、同期安定性、電圧安定性、周波数面の問題が生じないように設備形成・運用が行われており、今後もこれらの要素を不断に確認・評価していく必要がある。

また、2011年3月11日の東日本大震災の際には、東西の周波数変換装置（FC）や連系線の運用容量の制約などにより、広域的な供給力活用の限界から国民生活に大きな影響を与えることとなった。大規模災害時等においても適切な信頼度を確保し続けるためには、電源の確保とともに電力流通設備の整備も不可欠であり、これらについても不断に確認・評価していく必要がある。

#### 4-2. 電力系統利用の円滑化・低廉化

再生可能エネルギーは、国のエネルギー基本計画（2014年4月）において、現時点では安定供給面、コスト面で様々な課題が存在するが、温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることから、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギー源と位置づけられており、「2013年から3年程度、導入を最大限加速していき、その後も積極的に推進していく。そのため、系統強化、規制の合理化、低コスト化等の研究開発などを着実に進める。」とされている。

また、長期エネルギー需給見通しにおいては、2030年度に向け、安全性、安定供給、経済効率性及び環境適合に関する政策目標を同時達成する中で、徹底した省エネルギー（節電）の推進、再生可能エネルギーの最大限の導入、火力発電の効率化等を進めつつ、原発依存度を可能な限り低減することが基本方針であり、「自然条件によって出力が大きく変動し、調整電源としての火力を伴う太陽光・風力は、国民負担抑制とのバランスを踏まえつつ、電力コストを現状よりも引き下げる範囲で最大限導入することを見込む。」とされている。

---

<sup>4</sup> 2016年4月以降は「一般送配電事業者」。以降、同じ。

国の政策課題である再生可能エネルギーの導入拡大に向けては、火力発電等の調整力の確保や電力系統の整備などの課題があり、その対応策として広域連系系統を活用した広域的な運用を行うことが期待されているが、同時に広域連系系統の整備に伴う国民負担とのバランスを踏まえることも重要であり、エネルギーミックスに基づく電源導入等を円滑かつ低廉なコストで実現することが求められる。

また、広域連系系統を活用して、コストが低廉な電源から稼働させるなどの電源の運用（メリットオーダー）が全国大で拡大されれば、発電に要する燃料費を抑制でき、電気料金の低減に資することも期待される。このためには本機関がその本来の機能を発揮し、広域運用の強化や卸電力取引の拡大等に貢献することが期待されている。一方で、連系線の運用容量の制約によりメリットオーダーによる発電に要する燃料費の抑制が妨げられ、その影響が大きい場合には、広域連系系統の整備に係るコストも踏まえた上で、その整備の是非について検討する必要がある。

#### 4-3. 電力流通設備の健全性確保

これまでは、電力需要の増大と電源開発の進展に対応して、流通設備が拡充され、それに伴い設備が更新される場合が多くあった。しかしながら、将来の電力需要が省エネルギーの推進等により従前通りに伸びない中、流通設備の新規拡充も減少し、さらに、コストダウンの観点から既存設備の徹底活用の重要性が高まり、経年化・老朽化は着実に進行することが予想される。

特に、既存の広域連系系統は、高度経済成長期（1950年代前半～1970年代前半）に多く建設されており、広域連系系統を構成する大量の流通設備が、今後老朽化し、設備の更新や廃止が必要となる。大量の設備の老朽化に適切に対応するためには、これらの設備の拡充、廃止等を含め、確実かつ効率的な設備更新・形成を計画的に推進していく必要がある。

#### 4-4. 策定の基本方針

広域連系系統の増強や更新への投資拡大は、電力コストの上昇にもつながりうるため、前述の3つの観点のバランスを考慮した上で、適切に設備形成・運用される必要がある。

よって、広域連系系統が以下の3つの軸に沿って適切に設備形成・運用されている状態をあるべき姿と考え、これを広域系統長期方針の策定に当たっての基本方針とする。

##### ① 適切な信頼度の確保

- ・系統の役割に応じた適切な供給信頼度を提供する
- ・大規模災害等の緊急時にも電力供給に対する要求を満足する

##### ② 電力系統利用の円滑化・低廉化

- ・エネルギーミックスに基づく電源導入等を円滑かつ低廉なコストで実現する



- ・電力市場の活性化に寄与する
- ③ 電力流通設備の健全性確保
  - ・老朽化が進む流通設備の確実かつ効率的な設備更新・形成を計画的に推進する

## 5. 広域系統長期方針の検討状況

前章において、広域系統長期方針の策定の基本方針について整理したが、本章においては、この基本方針に沿って、平成 27 年度の委員会にて審議・検討してきた事項についてとりまとめる。

### 5-1. 適切な信頼度の確保<sup>5</sup>

一般に、電力系統の信頼度は、需要に対する適切な供給力や送電容量の確保（アデカシー）及び電力系統に故障が発生した場合の周波数維持や電圧安定性、同期安定性等（セキュリティ）の 2 つの観点があるが、今回は大規模災害時等におけるアデカシー面についての評価を行った。

今後、広域連系系統を更に増強して運用容量を拡大するような場合は、極めて大きな電力を長距離送電することになりうるため、セキュリティ面についても、個別の設備計画に応じて慎重な検討が必要である。

#### (1) 大規模災害時における信頼度

広域連系系統に求められる役割の一つである、大規模災害等の広域的な電気の送受電による信頼度について、大規模災害時等における需要及び供給力の減少を想定して確認した。

具体的には、需要に対して「①維持しておくべき供給力（需要+8%）」が維持されている状況において、東日本大震災における実績相当の需要の減少（3割減）及び供給力の減少（4割減）を想定し、「③短期間で復旧できる供給力」を積み増しても、需要に対して「②確保すべき供給力（需要+3%）」に満たない量を連系線からの受電必要量とし、連系線からの受電可能量との比較を行った。（図 2 参照）なお、都心南部直下地震及び南海トラフ（3連動）地震の発災時には、東日本大震災における実績相当を超える供給力不足が発生する可能性が指摘されているが、その対応については「電気設備自然災害等対策ワーキンググループ<sup>6</sup>」にて、連系線からの融通に加えピークシフト等を通じた需要家への節電要請等も加味した方策が検討されているため、今回の長期方針の検討のスコープ外としている。

<sup>5</sup> 参考資料(5)

<sup>6</sup> 経済産業省 産業構造審議会 保安分科会 電力安全小委員会

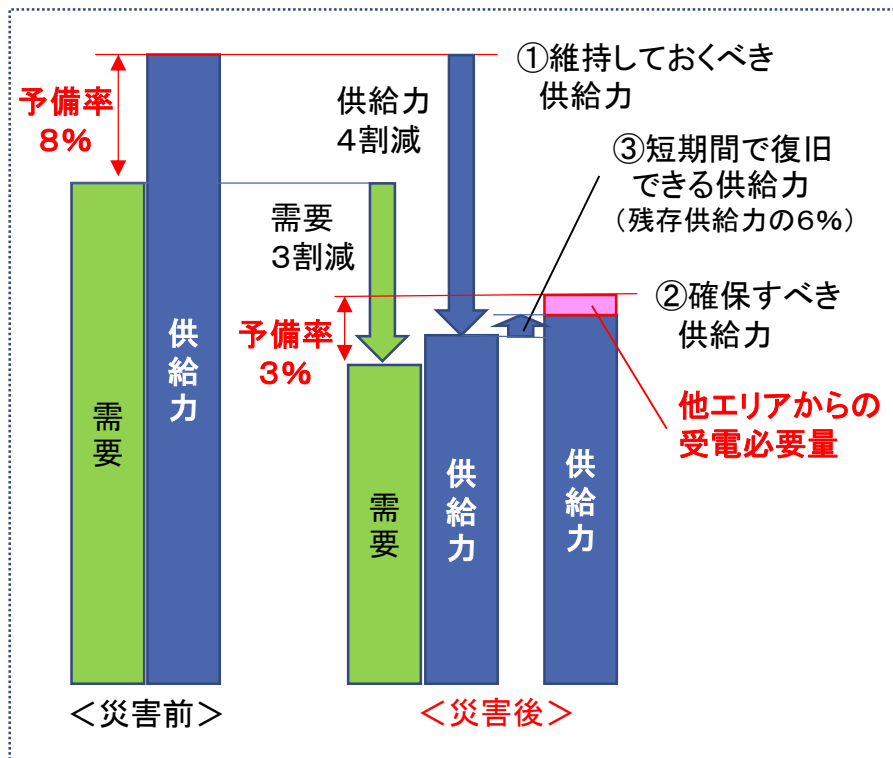


図2 シミュレーション概念図

東日本における災害を想定しシミュレーションした結果<sup>7</sup>が表1であり、西日本における災害を想定しシミュレーションした結果が表2である。この結果、検討時点における連系線の計画潮流<sup>8</sup>を前提に、「維持しておくべき供給力」が連系線の計画潮流を含め各エリアで維持されている状況においては、大規模災害時にエリア外から受電が必要な量を受電できることを確認した。

なお、現在、計画策定プロセス中のFCについては、既に電力需給検証小委員会等において、300万kWまでの増強について必要性が確認されているが、本シミュレーションにおいても、その有効性を確認した。

表1 東日本における災害を想定したシミュレーション結果

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
① 北海道以外の地域⇒北海道	-15	231	90	0	90	90	75
② 中西地域+東京⇒東北+北海道	-58	274	65	-480	545	274	216
③ 中西地域⇒東地域	-237	453	300	30	270	270	33
④ 北陸+関西以西⇒中部+東地域	-111	327	280	100	180	180	69
⑥ 関西以西⇒北陸+中部+東地域	-86	302	380	77	303	302	216

(注) 東京中部間連系設備の運用容量については、検討中の計画策定プロセスにおける増強分を含む。

<sup>7</sup> シミュレーションの評価方法については参考資料(5) P56を参照。

<sup>8</sup> 計画潮流については2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流を見込む。但し、東北東京間連系線については、計画策定プロセスにおける利用見込み量を含む。

表 2 西日本における災害を想定したシミュレーション結果

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
② 北海道+東北⇒東京+中西地域	-46	85	1,120	987	133	85	38
③ 東地域⇒中西地域	-309	348	300	-30	330	330	21
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-223	261	150	-100	250	250	27
⑤ 北陸以外の地域⇒北陸	-17	55	130	-22	152	55	38
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-206	244	280	-77	357	244	38
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-110	148	410	-293	450	148	38
⑧ 中国以外の地域⇒中国	-37	76	668	123	545	76	38
⑨ 四国以外の地域⇒四国	-18	56	260	-138	145	56	38
⑩ 九州以外の地域⇒九州	-55	93	30	-278	308	93	38

(注) 東北東京間連系線及び東京中部間連系設備の運用容量については、検討中の計画策定プロセスにおける増強分を含む。

(注) 四国向けの連系線からの受電可能量については、四国地内システムの制約を考慮する。

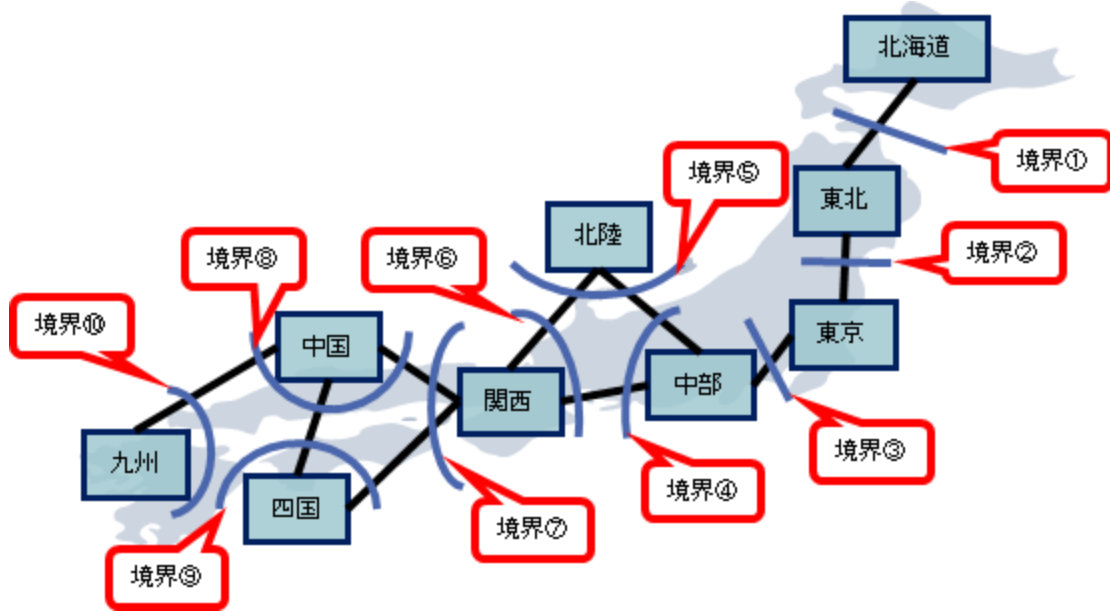


図 3 エリアを分割する境界

(2) 厳しい需給状況が長期間継続している場合の信頼度

大規模災害等に端を発して全国的に厳しい需給状況が長期間継続している場合において、大規模な発電所が計画外停止するという稀頻度かつ過酷な事象を想定し、広域的な電気の送受電による信頼度についても確認した。

具体的には、大規模災害等により大幅に供給力が低下した後、長期停止火力発電所の再稼働等の対策により、電力の安定供給に最低限必要な予備率（すべてのエリアにおいて 5%）を何とか確保できている需給状況が長期間継続している場合を想定し、さらにこの状況において、特定のエリアで大規模な電源が脱落した場合に、連系線の活用により電力供給が確保できるかを確認した。（図 4 参照）

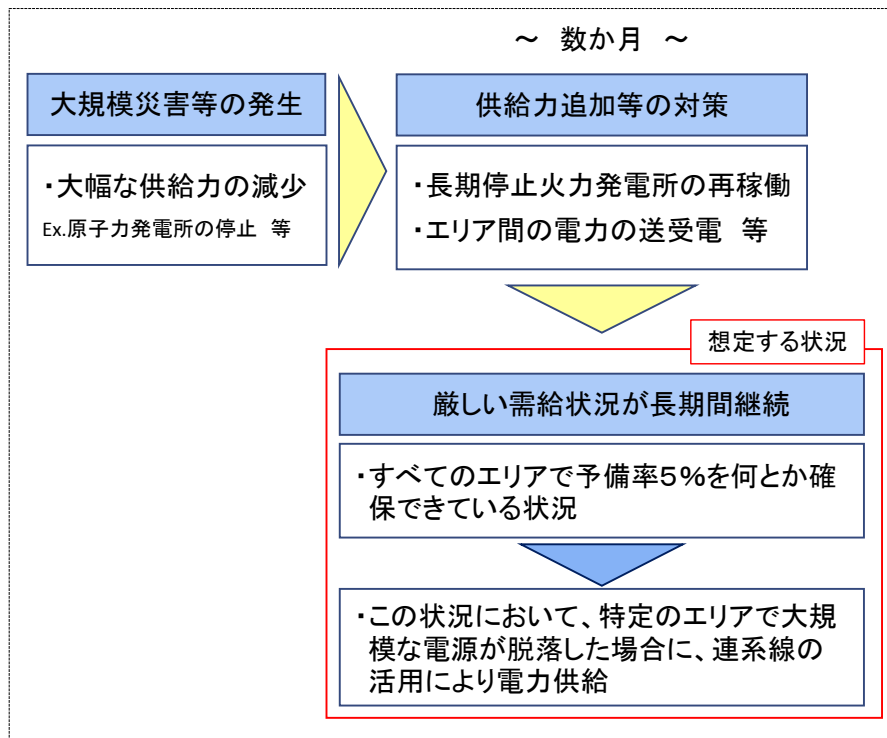


図4 厳しい需給状況の想定のお考え方

各エリア毎に最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定しシミュレーションした結果が表3～表11である。この結果、検討時点における連系線の計画潮流<sup>9</sup>を前提とすると、本州から北海道向け及び九州から本州向けについては連系線の容量制約が生じる(※)ものの、その他の連系線については他エリアへの応援のための電力を送電できうることが示唆された。

(※) 本シミュレーションの想定では、本州から北海道向けの連系線運用容量と比較して北海道エリアにおける電源脱落量が大きくなるため、表3に示すように、北海道エリアの供給力不足が解消できない結果となった。

また、東北、東京、中部の各エリアに対しては、全国の応援余力のすべてをこれらのエリアに送電することが必要となる程度に規模の大きな電源脱落量を想定することになるが、表4～表6に示すように、九州から本州向けの連系線運用容量が計画潮流で埋まっているため、九州エリアの応援余力を送電できない結果となった。

<sup>9</sup> 計画潮流については2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流を見込む。但し、東北東京間連系線については、計画策定プロセスにおける利用見込み量を含む。

表3 北海道エリアでの電源脱落を想定したシミュレーション結果

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
① 北海道以外の地域⇒北海道	-151	312	90	0	90	90	-61

表4 東北エリアでの電源脱落を想定したシミュレーション結果

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-162	32	278	278	0	0	-162

表5 東京エリアでの電源脱落を想定したシミュレーション結果

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-182	32	278	278	0	0	-182

表6 中部エリアでの電源脱落を想定したシミュレーション結果

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-162	32	278	278	0	0	-162

表7 北陸エリアでの電源脱落を想定したシミュレーション結果

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-19	190	150	-100	250	190	170
⑤ 北陸以外の地域⇒北陸	-140	310	130	-22	152	152	12

表8 関西エリアでの電源脱落を想定したシミュレーション結果

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
③ 東地域⇒中西地域	-89	139	300	-30	330	139	50
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-139	190	150	-100	250	190	50
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-149	200	280	-77	357	200	50
⑦ 中国+四国+九州⇒関西以東	-14	64	540	413	127	64	50

表9 中国エリアでの電源脱落を想定したシミュレーション結果

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-69	200	280	-77	357	200	130
⑦ 関西以東⇒中国+四国+九州	-126	256	410	-293	450	256	130
⑧ 中国以外の地域⇒中国	-168	298	668	123	545	298	130

表 10 四国エリアでの電源脱落を想定したシミュレーション結果

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-9	200	280	-77	357	200	190
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-66	256	410	-293	450	256	190
⑨ 四国以外の地域⇒四国	-119	310	260	-138	145	145	26

表 11 九州エリアでの電源脱落を想定したシミュレーション結果

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
③ 東地域⇒中西地域	-79	139	300	-30	330	139	60
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-129	190	150	-100	250	190	60
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-139	200	280	-77	357	200	60
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-196	256	410	-293	450	256	60
⑩ 九州以外の地域⇒九州	-228	288	30	-278	308	288	60

(注) 表 8・11 における東京中部間連系設備の運用容量については、検討中の計画策定プロセスにおける増強分を含む。

(注) 表 9～11 における四国向けの連系線からの受電可能量については、四国地内系統の制約を考慮する。

### (3) 留意事項

(1)及び(2)の検討においては検討時点における連系線の計画潮流<sup>10</sup>を前提としているが、連系線の計画潮流が変われば大規模災害時等に受電できる量も変わるため、今後ともエリア内の供給予備力とエリア外から受電できる量(マージン等)の状況を踏まえながら、評価・検討する必要がある。

また、今回の検討は極めて過酷なケースを想定しているものであり、実際にこの観点で連系線容量増加の対策要否を検討する場合には、こういった事象が発生する確率やそれによる社会損失と、エリア毎の調整力確保の在り方(例：北海道エリアは多めに確保等)やその増加対策、随時調整契約や節電等の需要側対策、電源や流通設備の緊急時利用等、各種対策を総合勘案し、その費用対効果を比較検討する必要がある。

## 5-2. 電力系統利用の円滑化・低廉化

### (1) 広域的取引の環境整備に関する検討開始要件適否の状況<sup>11</sup>

本機関では、計画策定プロセスの検討開始要件のうち、広域的取引の環境整備に関する検討開始の要件適否の状況について定期的に報告することを業務規程及び送配電等業務指針に規定しており、2015年12月末時点において、北海道本州間連系設備、東北東京間連系線、東京中部間連系設備、中国九州間連系線の4つの連系線がこの計画策定プロセスの検討開始要件に適合している状況である。

<sup>10</sup> 計画潮流については2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流を見込む。但し、東北東京間連系線については、計画策定プロセスにおける利用見込み量を含む。

<sup>11</sup> 参考資料(4)

この中で、既に北海道本州間連系設備および東京中部間連系設備<sup>12</sup>についてはそれぞれ 2019 年 3 月、2020 年度目途に増強予定となっており、東北東京間連系線についても、電気供給事業者からの提起を受け計画策定プロセスを開始し、2016 年 10 月目途に広域系統整備計画を取りまとめる予定である。また、中国九州間連系線については、今後の計画策定プロセスの具体的な進め方について広域系統長期方針の検討状況を踏まえて決定することとなっている。

## (2) 電力系統利用の円滑化・低廉化に関する検討状況

将来のエネルギーミックスに基づく電源導入等や電力市場の活性化について、広域的な運用の拡大による効果等を分析・検討するため、連系線に流れる電力潮流などについてのマクロ的なシミュレーションを実施しているところである。

シミュレーションにあたっては、各エリア単位の電力需要及び電源構成並びにエリア間の連系線を模擬し、連系線の運用容量の制約を考慮して広域メリットオーダーにより需給を一致させる年間 8,760 時間の時系列モデルを構築した。また、各エリア単位での需要と電源構成については、長期エネルギー需給見通しにおける 2030 年度のエネルギー需給構造の見通しなどを参考としてシナリオを設定<sup>13</sup>した。

一方、再生可能エネルギーは、電源によっては風況等の自然条件や土地の確保の面などで新規立地地域が限定的となるため、長期エネルギー需給見通しの電源構成における再生可能エネルギーを導入するためには、一部の一般電気事業者が現時点で設定している接続可能量「30 日等出力制御枠」を超えて導入していくことも必要となる。自エリアで調整しきれない量の再生可能エネルギーが導入されるためには、①卸電力市場を通じた再生可能エネルギーの広域的な取引の拡大に加え、②一般送配電事業者が他エリアの調整力（揚水式水力等）を最大限活用するための費用回収の仕組みなどの課題、更には③再生可能エネルギーを電力系統に接続するためのローカル系統やエリア内基幹系統の整備に関わる課題など、制度面や設備面の課題が解消される必要がある。（図 5 参照）

また、制度面や設備面の課題に加え、接続可能量「30 日等出力制御枠」を超えた再生可能エネルギーが導入されるためには、自エリアで保有すべき調整力のあり方などについて技術面の課題確認も必要である。

現在実施中のシミュレーションについては、今後も継続して前提条件等の改善を検討する必要があるとともに、併せて各エリア内を含めた広域連系系統の検討・分析及び広域連系系統の増強に関する費用面の検討も必要である。

再生可能エネルギーの導入拡大時の課題等について、シミュレーション等の途中経過も公表しながらオープンに議論していくことの重要性を唱える意見も委

<sup>12</sup> 現状の増強予定に加え、大規模災害時における信頼度の確保を目的とした計画策定プロセスを別途進めており、2016 年 6 月目途に広域系統整備計画を取りまとめる予定。

<sup>13</sup> 参考資料(6)

員会にあるが、その一方で、再生可能エネルギーの導入が拡大されるためには前述の制度面、運用面の課題等もあり、このような状況下で本検討の途中経過がエネルギーミックスの達成に対して何らかの予断を与えることにならないよう留意が必要であることから、途中経過は公表せず、課題の解消の見込みや再生可能エネルギーの導入状況、原子力発電の動向等も踏まえながら、引き続き検討を行うこととした。

市場活用	<p>再生可能エネルギーにより発電された電気の卸電力市場を通じた取引の拡大</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・卸電力市場に1時間前市場の創設</li> <li>・買取義務者を一般送配電事業者に変更</li> <li>・再生可能エネルギーの回避可能費用単価を市場価格連動に変更</li> </ul>
調整力	<p>再生可能エネルギーの導入拡大に伴う一般送配電事業者の調整力確保及びその費用負担に係る課題の解決</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・火力発電の稼働率低下による発電効率悪化等に伴う費用</li> <li>・火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用</li> <li>・揚水式動力によって需要を創出することによる費用</li> <li>・発電設備を自然変動電源の対応のために確保しておくために必要な費用 等</li> </ul> <p>他エリアの一般送配電事業者の調整力を最大限活用するための費用負担に係る課題及びそのための連系線利用方法に係る課題の解決</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・追加的に費用が発生する範囲まで調整を行うこととするルール</li> <li>・当該追加的費用に係る費用精算の仕組み</li> </ul>
系統整備	<p>ローカル系統の整備</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・系統情報公表による予見性の向上</li> <li>・電源募集プロセスによる特定負担の軽減</li> </ul>
	<p>エリア内基幹系統の整備</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・費用負担の考え方整理(原則一般負担、一般負担の上限)</li> <li>・全国又は特定エリアの一般負担の上昇に関する国民の理解</li> </ul>

図5 シミュレーションの前提とする状況を実現するための課題

### 5-3. 電力流通設備の健全性確保<sup>14</sup>

広域連系系統の架空送電設備は、経済成長の著しい1960～70年代に設備量が増加しており、今後、これらの設備が順次更新時期を迎えることが想定される。送配電設備の所有者が設備更新計画を策定するにあたっては、単純な経年情報だけでなく、設計・材質・周辺環境等の要素により劣化の進行が大きく異なることを考慮のうえ、設備の寿命を評価する必要がある。(図6～図8参照)

<sup>14</sup> 参考資料(7)



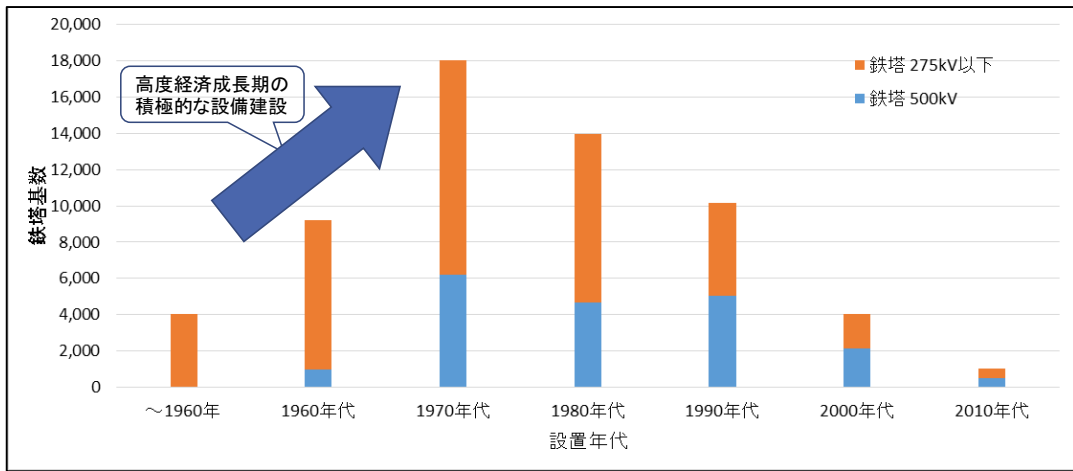


図6 広域連系系統の鉄塔 年代別設置状況 (現存設備)

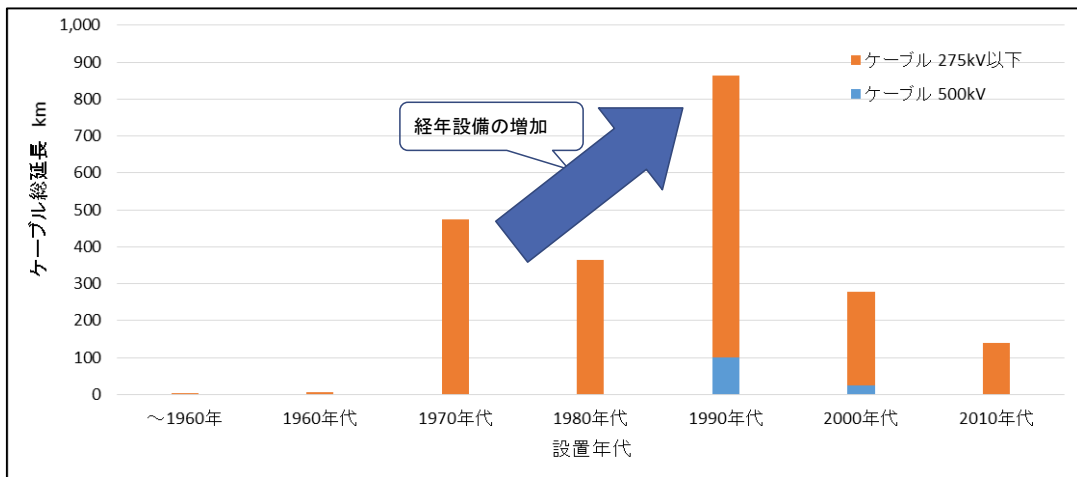


図7 広域連系系統のケーブル 年代別設置状況 (現存設備)

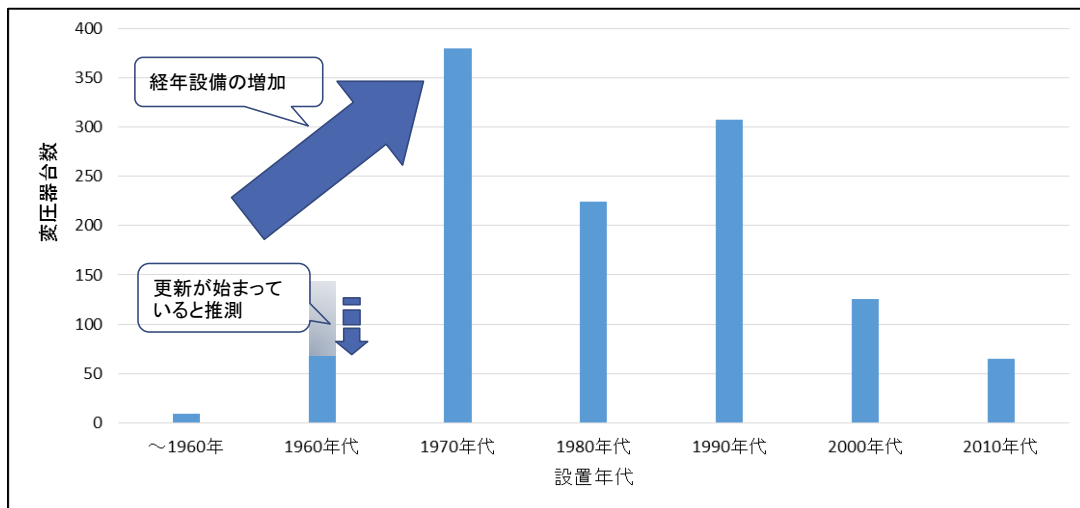


図8 広域連系系統の変圧器 年代別設置状況 (現存設備)

また、具体的な設備更新・形成にあたっては、設備毎の寿命や取替えに伴う様々な制約事項を総合的に勘案するとともに、以下のような観点についても考慮することが重要である。

- ・ 電力設備の工事に必要なスキルを有する作業員の確保
- ・ 作業停電に伴う系統信頼度低下（作業停電の困難化回避）
- ・ 託送料金に影響を与えうる設備更新物量の年度ごとのアンバランス回避

流通設備所有者においては、アセットマネジメント等の活用により、設備寿命や取替に伴う様々な制約を総合的に勘案した最適な更新計画の策定が期待される。

一方、本機関は、将来の経年更新計画の動向を調査するとともに、長期的な広域連系潮流の見通しを踏まえ、設備規模の拡大・縮小や系統構成の変更等について、全国横断的な視点から全体最適な系統構成となるよう検討を行うことで、流通設備の高経年化対応の観点からも長期的な設備形成の合理性の確保に努める。

#### 5-4. 今後の検討の進め方

今後の電力需要の見通しや電源計画の不確実性が高まることを踏まえ、どのような考え方・評価により設備形成がなされるべきかについて、広域系統長期方針策定の基本方針である3つの軸に沿って検討を進める。

来年度は、今後の設備形成の考え方について整理するとともに、各エリア内を含めた広域連系系統の検討・分析および広域連系系統の増強に関する費用面の検討を併せて行う。

## 6. おわりに

今年度は広域系統長期方針を策定する上での基本方針と、基本方針における3つの観点（①適切な信頼度の確保、②電力系統利用の円滑化・低廉化、③電力流通設備の健全性確保）に沿って実施した各種検討の状況について中間報告として取りまとめた。

本報告書に記載の通り、検討を進めていく中で制度面や運用面等の様々な課題を認識することとなった。これらの課題を踏まえ、どのように将来を展望すればあるべき広域連系系統の姿を示すことができるのか、また、電力需要の見通しや電源計画の不確実性が高まる中で、どのように考えれば効率的な設備形成につながるのか、これら検討の前提条件とも言うべき基本的事項を念頭に置きながら、引き続き検討を継続していくこととしたい。

全国大での広域連系系統の整備及び更新に関する方向性を整理した長期方針の重要性はより一層高まっており、今後は設備形成の考え方について整理するとともに、各エリア内を含めた広域連系系統の検討・分析および広域連系系統の増強に関する費用面の検討を行い、平成28年度中の広域系統長期方針の策定を目指す。

以 上

# 広域系統長期方針 中間報告書

## <参考資料>

平成28年3月  
電力広域的運営推進機関

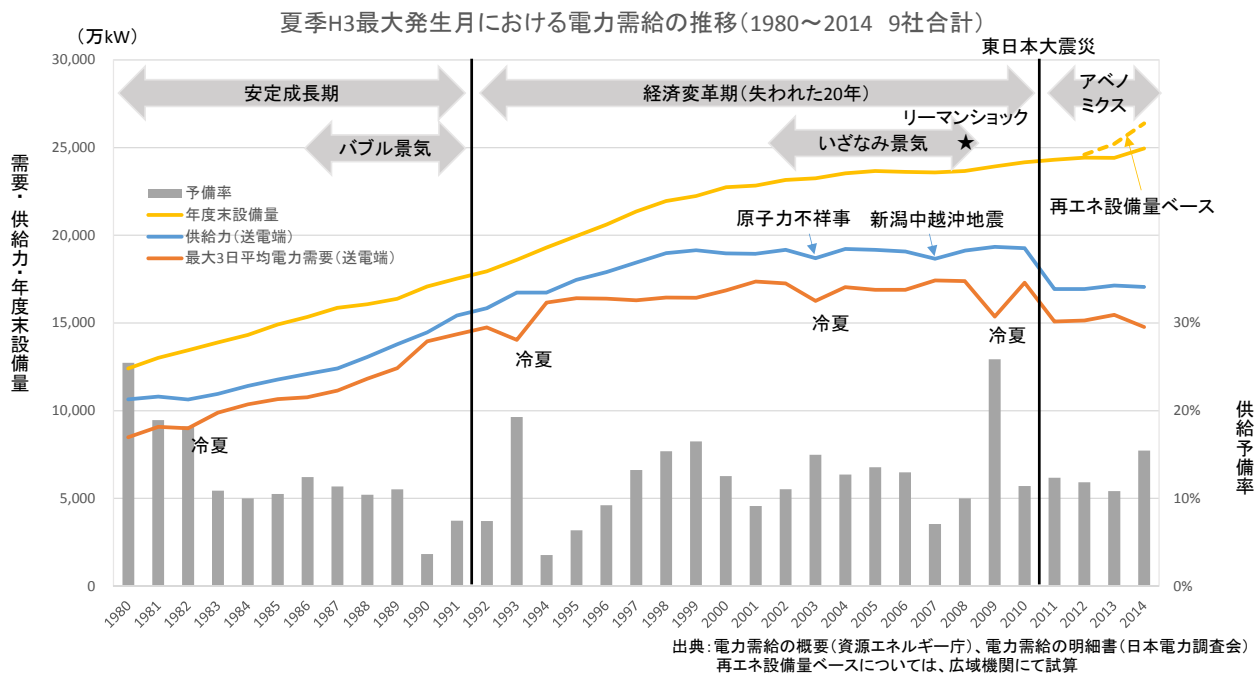
### 目次

(1) 前年度までの電気の需給の状況	・・・P3
(2) 社会的又は経済的事情の変動を踏まえた電気の需給の見通し	・・・P8
(3) 一般電気事業者の地域の特性	・・・P22
> 需給	
> 広域連系系統	
(4) 広域的な電力取引の環境整備の見通し	・・・P47
(5) 大規模事故、災害等の発生時における供給信頼度	・・・P53
(6) 電力系統利用の円滑化・低廉化のシナリオ設定	・・・P71
(7) 流通設備の経年情報	・・・P82

## (1) 前年度までの電気の需給の状況

### これまでの電力需給の推移

- 1990年代前半まで需要は順調に伸びており、それに合わせ設備を開発し供給力を確保。
- 1990年代後半以降は需要は伸び悩み、東日本大震災でさらに減少。
- FIT導入(2012.7)以降は、再エネ(特に太陽光)により需要に対する設備量が増加傾向。



● 東京電力

2003年、2007年、2011年、東京電力管内では、以下の事象により供給力の大幅な減少が見られた。(詳細は、次スライドを参照)

① 2003年夏季

2002年8月29日に原子力発電所データの不適切な扱いが判明したことに端を発し、2003年8月4日時点で原子力13基(1239.6万kW)が停止し、供給力不足の懸念を招いた。

② 2007年夏季

2007年7月16日に新潟県中越沖地震により柏崎刈羽発電所の原子力7基(821.2万kW)が停止し、供給力不足の懸念を招いた。

③ 2011年

2011年3月11日の東日本大震災により東京電力管内で原子力7基(642.8万kW)・火力13基(847.5万kW)が停止し、3月末まで計画停電が実施されるとともに、夏季(7月1日～9月9日の平日9時から20時)には電気事業法27条に基づく電力使用制限令が発動されるに至った。

出典：地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書(平成24年4月)

表-1 東京電力地域における過去の供給力減少及び需給状況

		2003年夏季	2007年夏季			2011年夏季 <sup>※</sup>	
供給力減少		2002年8月29日に原子力発電所データの不適切な扱いを東京電力が公表	2007年7月16日に柏崎刈羽発電所が中越沖地震によりサイト停止			2011年3月11日の東日本大震災により電源が被災し、停止	
供給力減少量		2003年8月4日 原子力13台 (1239.6万kW) 停止 <sup>※2</sup> 2003年9月26日 原子力10台 (972.8万kW) 停止	柏崎刈羽7台(821.2万kW) 停止			原子力7台 (642.8万kW) 停止 <sup>※8</sup> 火力13台 (847.5万kW) 停止	
需給見通し <sup>※1</sup>	時期	夏季	7月	8月	9月	7月末	8月末
	想定需要	6100万kW(通常時) 6450万kW(昼間時)	6110万kW	6110万kW	5640万kW	5500万kW	5500万kW
供給力	供給力	供給力5500万kW					
	原子力全17台 (1730.8万kW) 停止と仮定 更に追加供給力 (260万kW <sup>※3</sup> ) を検討		6254万kW	6214万kW	6013万kW	5520万kW	5620万kW
需給実績	最大需要	5736万kW (9月11日)		6147万kW (8月22日)		4922万kW (8月18日)	
	供給力	6446万kW <sup>※4</sup> 原子力6台 (679.6万kW) 含む		6400万kW		5430万kW	
見直し		2003年3月27日時点では夏季の供給力不足のため、東京電力は地元の理解を前提に原子力の運転再開が必要としていた。	2007年7月20日に安定供給維持の見直しを東京電力が公表。			2011年5月13日にMETIが電気事業法27条発動を決定。東京電力は計画停電原則不実施を継続。	

表-2 東京電力地域における過去の追加供給力対策

		2003年夏季			2007年夏季			2011年夏季		
被災火力電源の復旧		該当なし			該当なし <sup>※8</sup>			2011年3月11日の東日本大震災により電源が被災し、停止		
長期計画停止 火力の再稼働	3ヶ月以内	3～6ヶ月	6ヶ月以降	3ヶ月以内	3～6ヶ月	6ヶ月以降	3ヶ月以内	3～6ヶ月	6ヶ月以降	
	35万kW 横浜第8号 11月27日	122.5万kW 鹿島火力2号 横浜第6、7号 川崎5号	61.5万kW 横浜第2、5号	14.4万kW 横浜第2号 9月11日	26.5万kW 五井4号 12月 <sup>※9</sup>	—	17.4万kW 横浜第 4月24日(2号) 6月2日(1号) 7月6日(4号)	70万kW 横浜第 6月19日(3号) 7月6日(4号)	—	
自家発電の 余剰購入	50万kW <sup>※7</sup>			70～72万kW			約160万kW			
緊急設置 電源	該当なし			該当なし			4月末まで 0.56 万kW <sup>※11</sup>	7月末まで 82.963 万kW <sup>※11</sup>	9月末まで 170.563 万kW <sup>※11</sup>	

※1 需給見通しは、2003年の事例では2003年3月27日、2007年の事例では2007年7月20日、2011年の事例では2011年5月13日の時点。  
 ※2 地元の理解を得て2003年5月以降8月初旬までに4基(491.2万kW)が再稼動したため、停止は13基。  
 ※3 追加供給力は2003年8月4日時点で、260万kW。  
 ※4 供給力は2003年8月29日の計画値。  
 ※5 2011年の事例は東京電力についてのみ記載。  
 ※6 停止中の福島第一-4、5、6号(266.8万kW)を含まない。  
 ※7 2003年8月4日時点の検討値。  
 ※8 柏崎刈羽原子力発電所は、2年以内の復旧なし。3年以内に2台復旧。4年以内(東日本大震災まで)に4台復旧。  
 ※9 五井4号は2007年11月16日時点の再稼働予定。  
 ※10 東京電力において震災により停止した火力発電所。  
 ※11 2011年の緊急設置電源の運転開始時期は、予定運転開始時期ベース。  
 (千葉、大井の一部は9月運開に工程変更。9月22日に全ての緊急設置電源が運開)

出典：地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書(平成24年4月)

● 東北電力(2011年夏)

2011年7月27日から30日にかけての新潟・福島豪雨の影響で水力発電(第二沼沢発電所の45万kW他合計で29ヶ所)の稼働停止により約100万kWの供給力が低下した。

このような状況を踏まえ、東北電力では、東京電力から最大140万kW<sup>※1</sup>の融通を手配したが、8月9日、東北電力は、翌日(10日)において気温が上昇することを鑑み、東京電力からの電力融通量を、緊急的な措置として最大140万kW<sup>※1</sup>からさらに最大170万kW<sup>※1,2</sup>に引き上げた。

この際、東北東京間連系線(東北向け)については、運用容量は8月10日昼間においては100万kWとされていたが、これを大きく超えて送電が行われることとなった。

● 九州電力(2012年2月)

2012年2月3日午前4時頃、新大分発電所1~3号系列(LNG、229.5万kW<sup>※3</sup>)の燃料供給設備の不具合により全号が順次停止した。

これを受けて、需給面では、午前中は他電力からの全国融通210万kW<sup>※4</sup>を受電するとともに、緊急時の需要調整を予め契約している需要家46社(37万kW)に需要抑制を要請し、必要な供給力を確保した。

この際、中国九州間連系線(九州地方向け)については、運用容量は周波数維持の観点から30万kWとされているが、これを大きく超えて送電が行われることとなった。

なお、不具合の生じた箇所の修復を行い、午前6時頃以降に順次復旧が進み、夕方までに全13軸が普及した。

4 北本經由分30万kWを含む。

5 相馬双葉幹線(東京向け)の計画潮流分(13万kW)を考慮すると、実際の潮流は東北向けに127万kWとなる。

6 1号系列6軸(計69.0万kW)、2号系列4軸(計87.0万kW)、3号系列3軸(計73.5万kW)の合計229.5万kW。

7 関門連系線(中国地方向け)の計画潮流分(69万kW)を考慮すると、実際の潮流は九州向けに141万kWとなる。

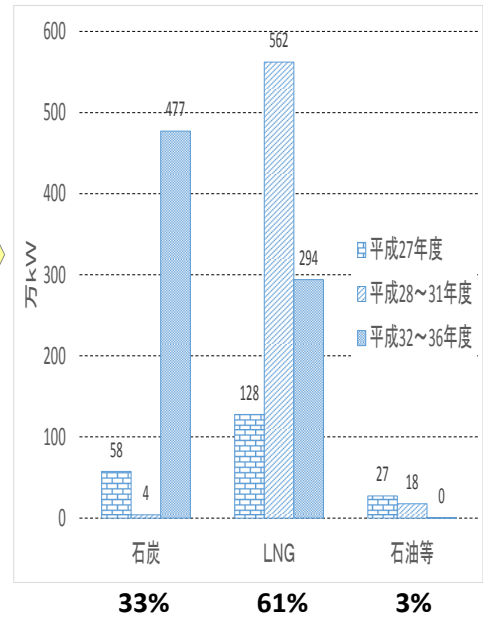
## (2) 社会的又は経済的事情の変動を踏まえた 電気の需給の見通し

- 平成36年度末までに運転を開始する電源開発・増出力計画(運転開始時期「未定」のものを除く)の電源種別は、火力が全体の97%(LNG:61%、石炭:33%、石油等:3%)を占めている。

種類	新設計画		増出力計画		合計 増加出力 (万kW)
	出力 (万kW)	地点数	出力 (万kW)	地点数	
水力	40*	20*	3	21	43*
一般	20*	19*	3	21	23*
揚水	20	1	—	—	20
火力	1,471	42	97	11	1,568
石炭	477	6	61	2	538
LNG	948	9	36	4	984
石油等	45	27	0	5	45
原子力*	—*	—*	—*	—*	—*
新エネルギー等	9	17	0	1	9
風力	2	2	—	—	2
太陽光	3	13	—	—	3
その他	4	2	0	1	4
合計	1,520	79	100	33	1,620

※使用開始年月が未定のものは出力・地点数へ計上していない

○火力発電所の新設・増出力計画



固定買取制度における再エネ設備認定状況

- 固定買取制度において、太陽光(非住宅)については、すでに長期エネルギー需給見通しの導入見込み量を超える認定容量となっている。

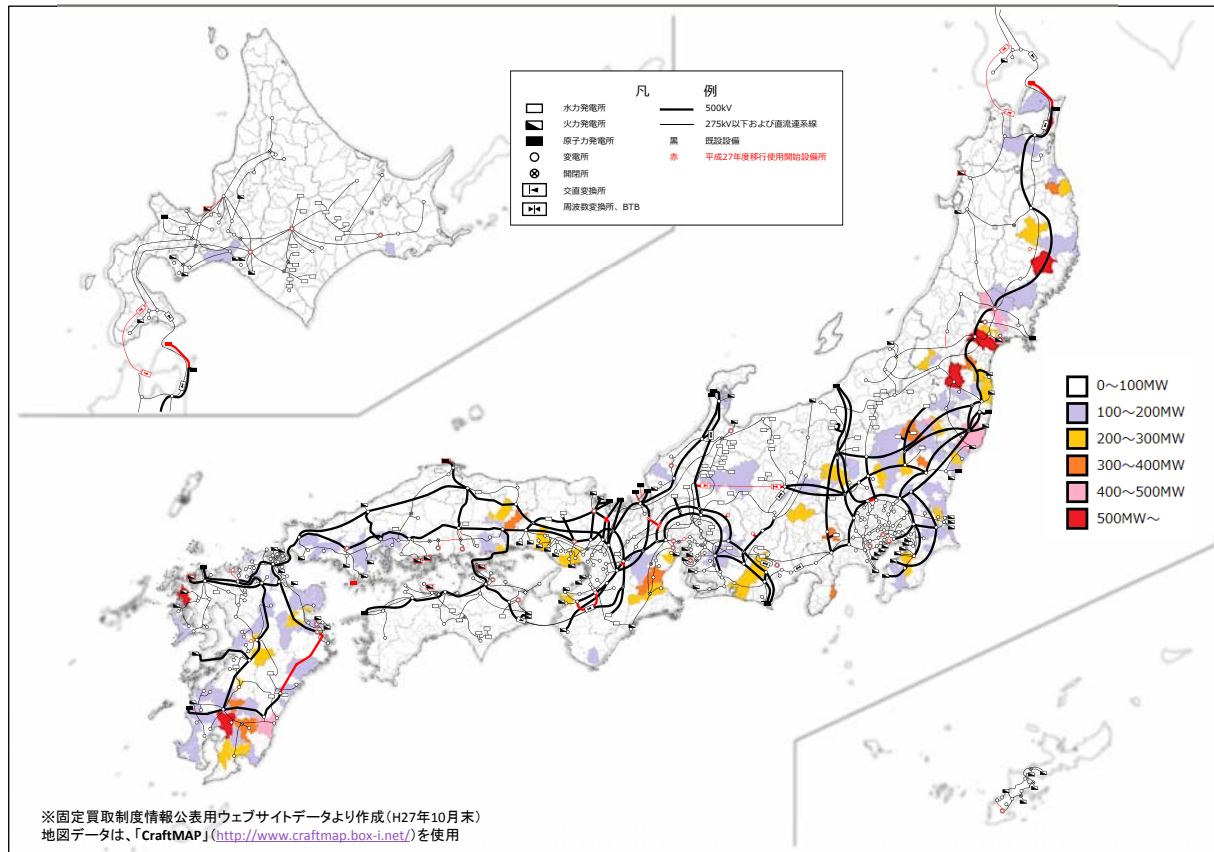
■平成27年10月末時点の状況(平成28年2月5日更新) 出典:固定買取制度公表用ウェブサイト

	(1)導入容量 (万kW)		(2)買取電力量 (万kWh)		(3)買取金額 (億円)(※3)		(4)認定容量 (万kW)
	新規認定分 (※1)	移行認定分 (※2)	平成27年 10月分	制度開始から の累計	平成27年 10月分	制度開始から の累計	新規認定分 (※1)
太陽光 (住宅) (※4)	360 +7	470	62,452 +16,472	1,724,772	263 +69	7,496	426 +8
太陽光 (非住宅)	2,010 +81	26	230,195 +35,534	3,286,346	931 +142	13,525	7,549 -9
風力	38 +1	253	47,937 +10,881	1,504,204	107 +25	3,271	234 +1
中小水力	13 +0	21	9,028 -3,142	299,994	24 -8	780	71 +0
地熱	1 +0	0	550 +0	4,001	2 +0	17	7 +0
バイオマス (※5)	34 +0	113	43,890 +91	983,560	99 +0	1,994	271 +3
合計	2,455 +90	883	394,051 +59,834	7,802,877	1,426 +228	27,082	8,558 +2

<表の見方>  
・当表で「導入」と表現するのは、固定価格買取制度の下で買取が開始された状態をいいます。  
・各数値の下段は、前月値からの増減値です。  
・内訳ごとに、四捨五入しているため、合計とは必ずしも一致しない場合があります。

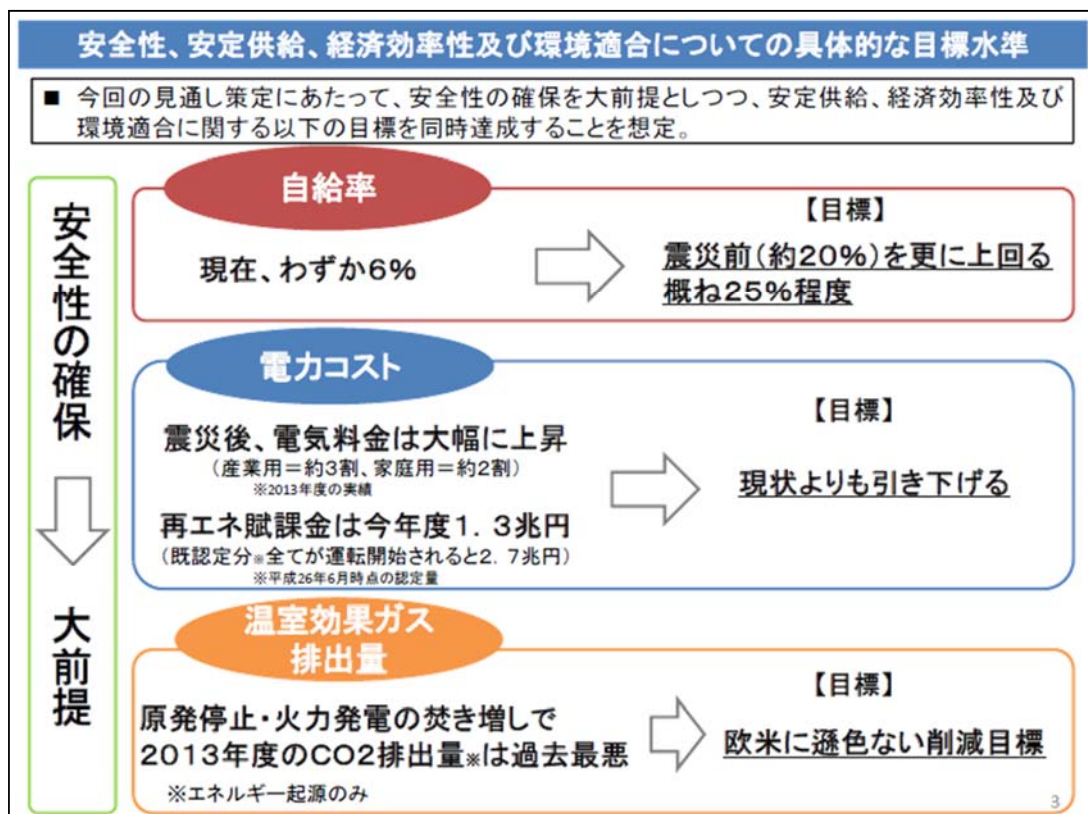
<留意事項>

- ※1 「新規認定分」とは、本制度開始後に新たに認定を受けた設備です。
- ※2 「移行認定分」とは、再エネ特措法(以下、「法」という。)施行規則第2条に規定されている、法の施行の日において既に発電を開始していた設備、もしくは、法附則第6条第1項に定める特別太陽光発電設備(太陽光発電の余剰電力買取制度の下で買取対象となっていた設備)であって、本制度開始後に本制度へ移行した設備です。
- ※3 電気事業者へ支払われる交付金(電気をご利用の皆様からいただく賦課金で賄われるもの)は、(3)の買取金額から回避可能費用等を差し引いた金額となります。
- ※4 太陽光(住宅)について、前年度(平成26年3月)までの導入状況の公表においては、導入時期が法施行日の前か後かで分類しておりましたが、平成26年度(平成26年4月)からは、本制度開始後に新たに認定を受けた設備を明確に分類するため、「新規認定」か「移行認定」かの分類としました。
- ※5 バイオマス発電設備については、前年度までの集計手法から、より実態を反映した集計手法とするため、今年度より認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計しています。

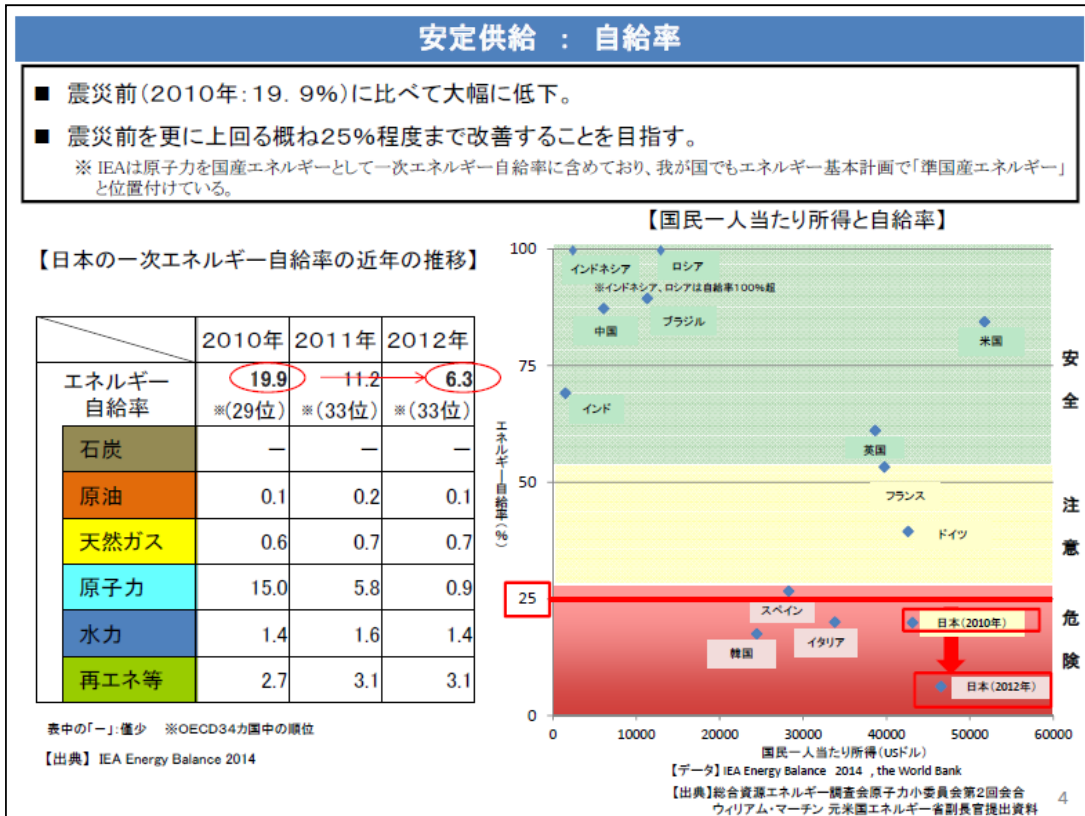


長期エネルギー需給見通し 関連資料

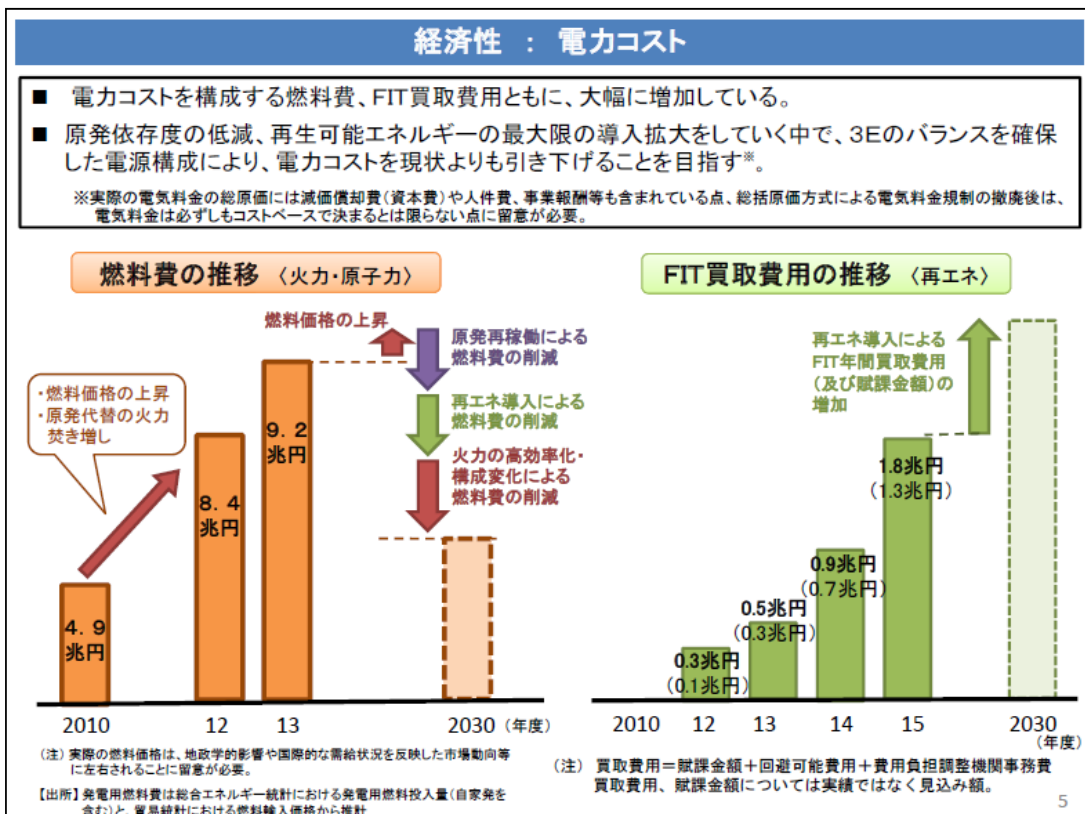
1. 安全性、安定供給、経済効率性及び環境適合に関する政策目標







出典:長期エネルギー需給見通し関連資料(平成27年7月)



出典:長期エネルギー需給見通し関連資料(平成27年7月)

環境適合：温室効果ガス排出量削減への貢献

- 震災以降、温室効果ガス排出量は増加。2013年度のエネルギー起源CO2排出量は、1,235百万トンと過去最大。
- 現在、17カ国1地域が約束草案を提出。
- 欧米に遜色ない温暖化ガス削減目標を掲げ世界をリードすることに貢献する見通しであることが必要。

我が国の温室効果ガス排出量の推移

	1990年度	2005年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度
温室効果ガス排出量 (百万t-CO2)	1,270	1,397	1,304	1,354	1,390	1,408
エネルギーCO2排出量 (百万t-CO2)	1,067	1,219	1,139	1,188	1,221	1,235
うち電力分* (百万t-CO2)	275	373	374	439	486	484
うち電力分以外 (百万t-CO2)	792	846	765	749	735	751

※「電力分」は、一般電気事業者による排出量 【出典】総合エネルギー統計、環境行動計画(電気事業者連合会)、日本の温室効果ガス排出量の算定結果(環境省)をもとに作成。

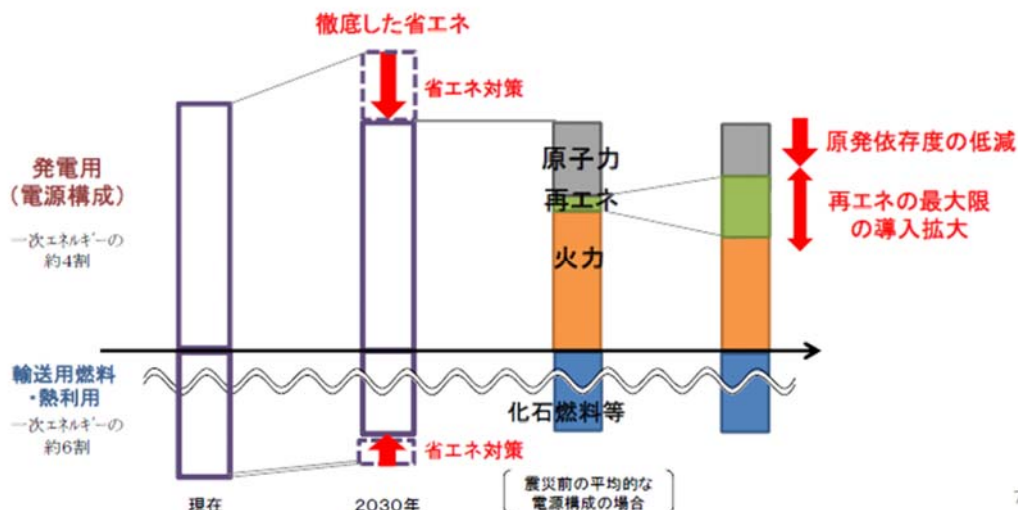
約束草案の提出に関する状況(2015年7月16日時点)

		内容			
主な提出国	米国	2025年に-26%~-28%(2005年比)。28%削減に向けて最大限取り組む	主な提出国	カナダ	2030年までに▲30%(2005年比)
	EU(28カ国)	2030年に少なくとも-40%(1990年比)		中国	2030年にCO2排出のピークを達成。GDP当たりのCO2排出を2030年までに▲60~65%(2005年比)
	ロシア	2030年に-25~-30%(1990年比)が長期目標となり得る		韓国	2030年に▲37%(対策無しケース比)
	メキシコ	2030年に温室効果ガス等を-25%(対策無しケース比)		NZ	2030年までに▲30%(2005年比)(1990年比では▲11%)
	ノルウェー	2030年に少なくとも-40%(1990年比)	主な未提出国	豪州	- (2015年の中頃に発表)
	スイス	2030年に-50%(1990年比)		インド、インドネシア、ブラジル、南アフリカ	
	ガボン	2025年に少なくとも-50%(対策無しケース比)			

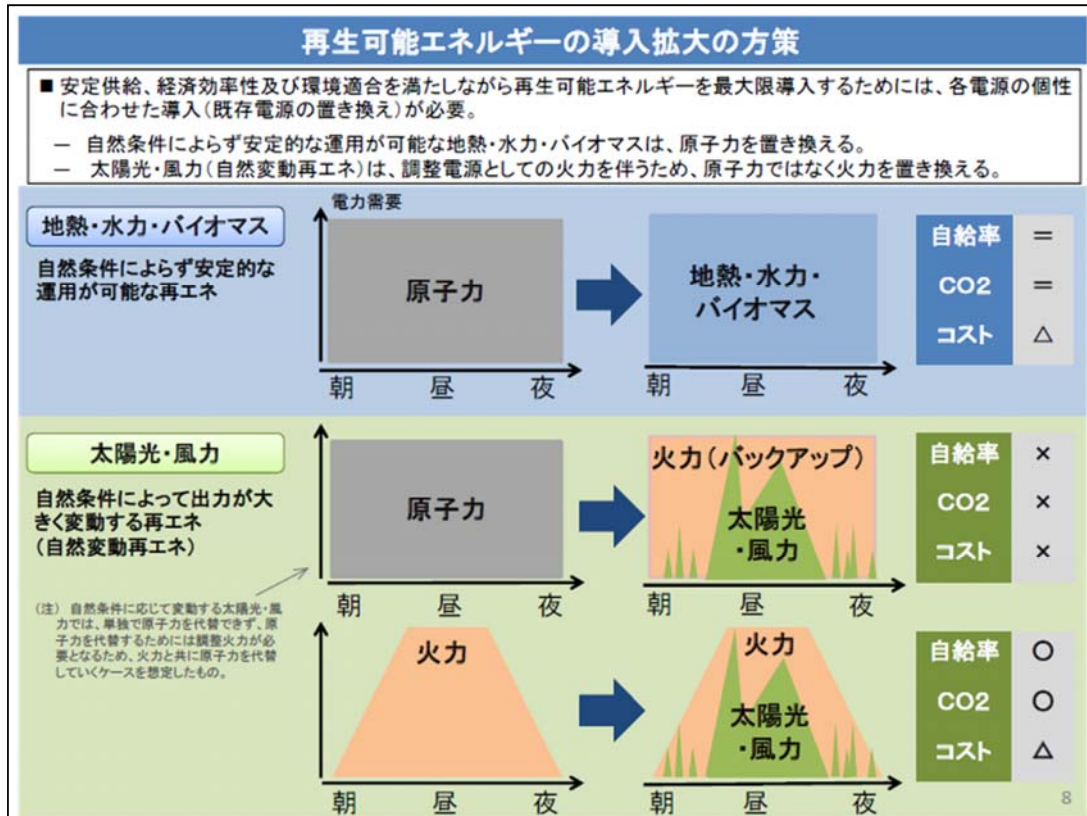
出典：長期エネルギー需給見通し関連資料(平成27年7月)

長期エネルギー需給見通し策定の基本方針

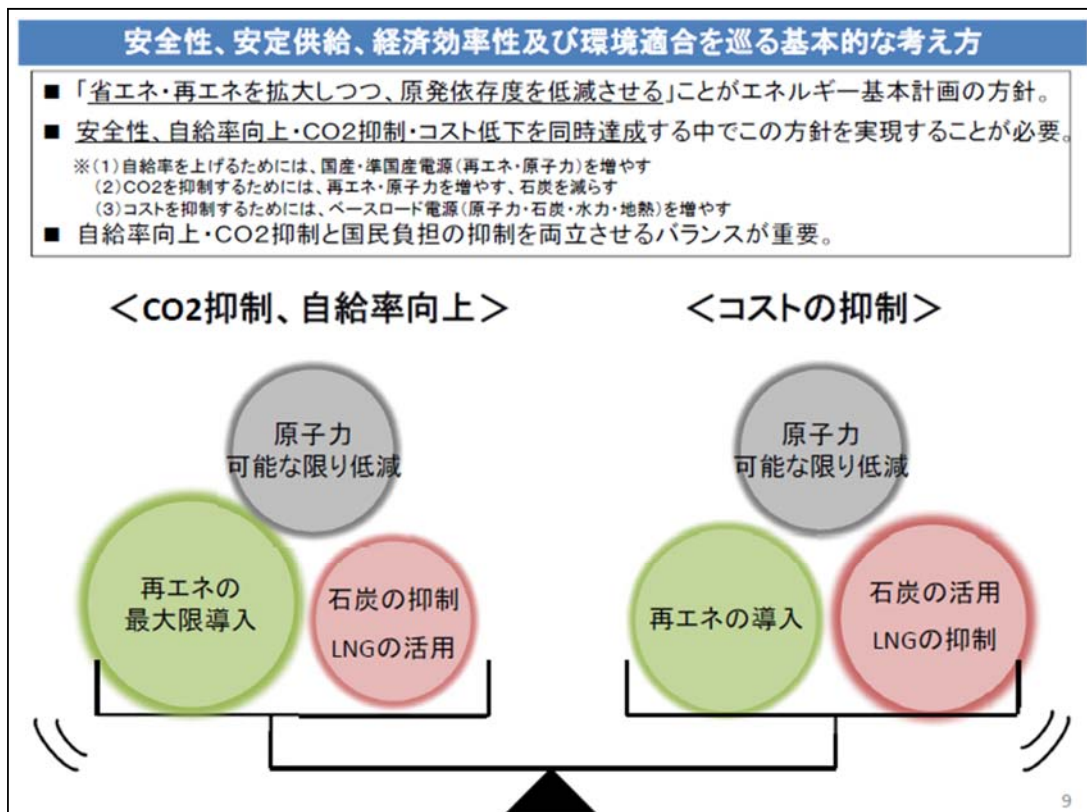
- 安全性、安定供給、経済効率性及び環境適合に関する具体的な政策目標を同時達成する中で、徹底した省エネルギーと再生可能エネルギー導入の取組や火力発電所の効率化などにより、原発依存度を可能な限り低減させる。
- また、再生可能エネルギーの最大限の導入拡大に際しては、各電源の個性に応じた最大限の導入拡大と国民負担の抑制を両立する。



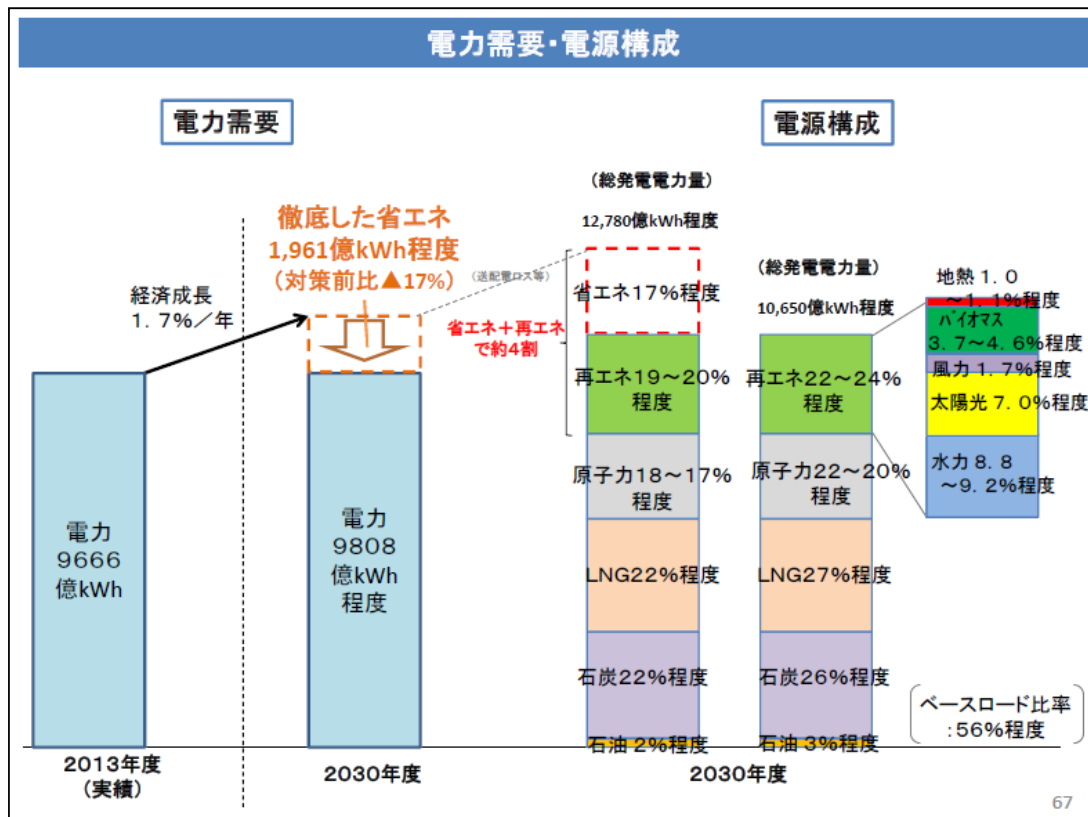
出典：長期エネルギー需給見通し関連資料(平成27年7月)



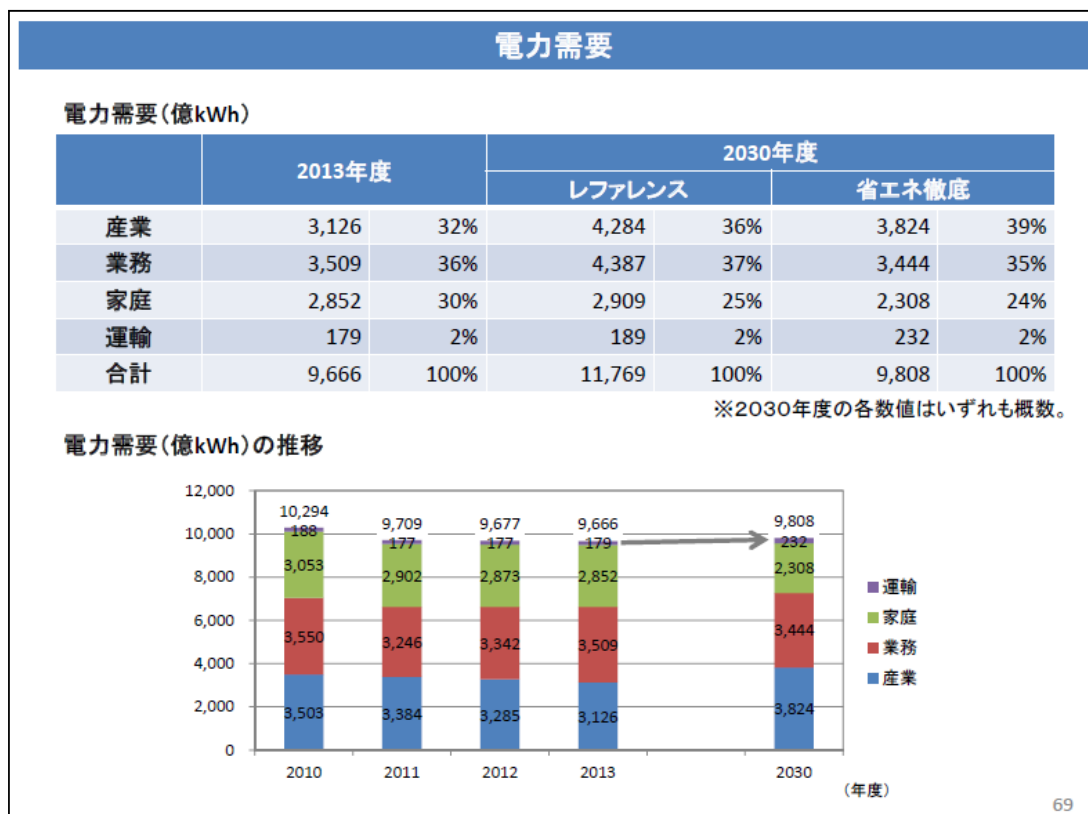
出典:長期エネルギー需給見通し関連資料(平成27年7月)



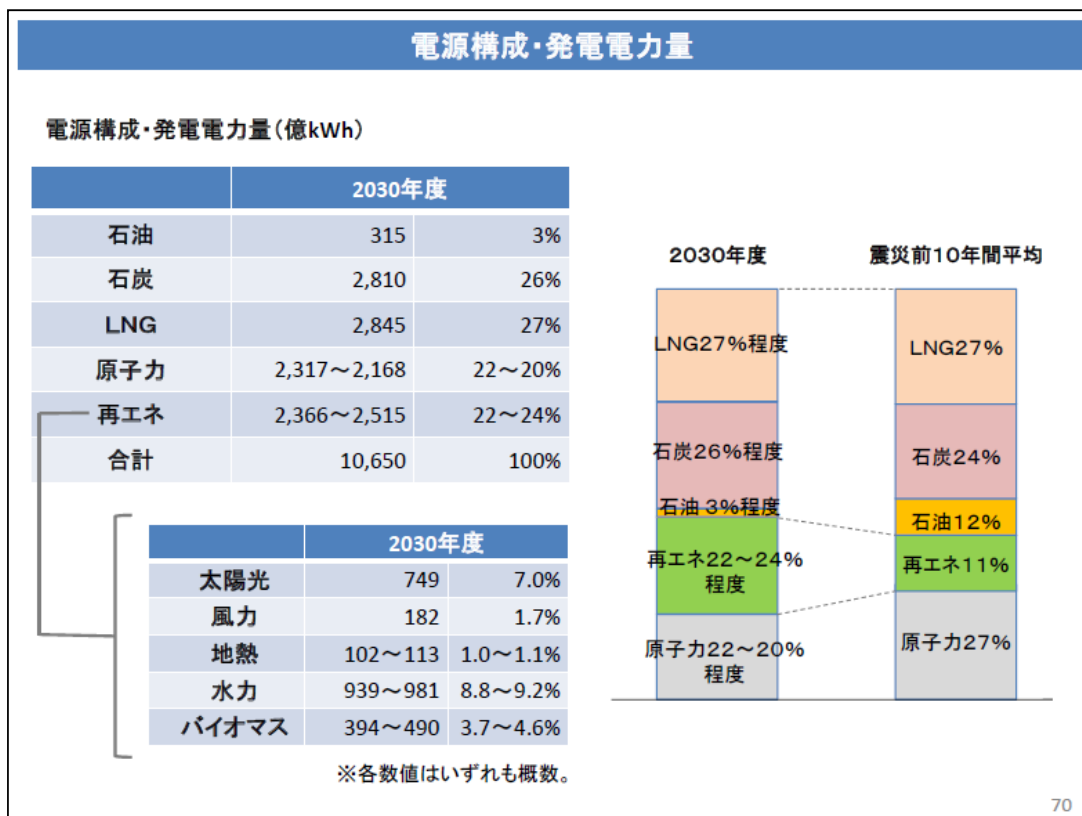
出典:長期エネルギー需給見通し関連資料(平成27年7月)



出典:長期エネルギー需給見通し関連資料(平成27年7月)



出典:長期エネルギー需給見通し関連資料(平成27年7月)



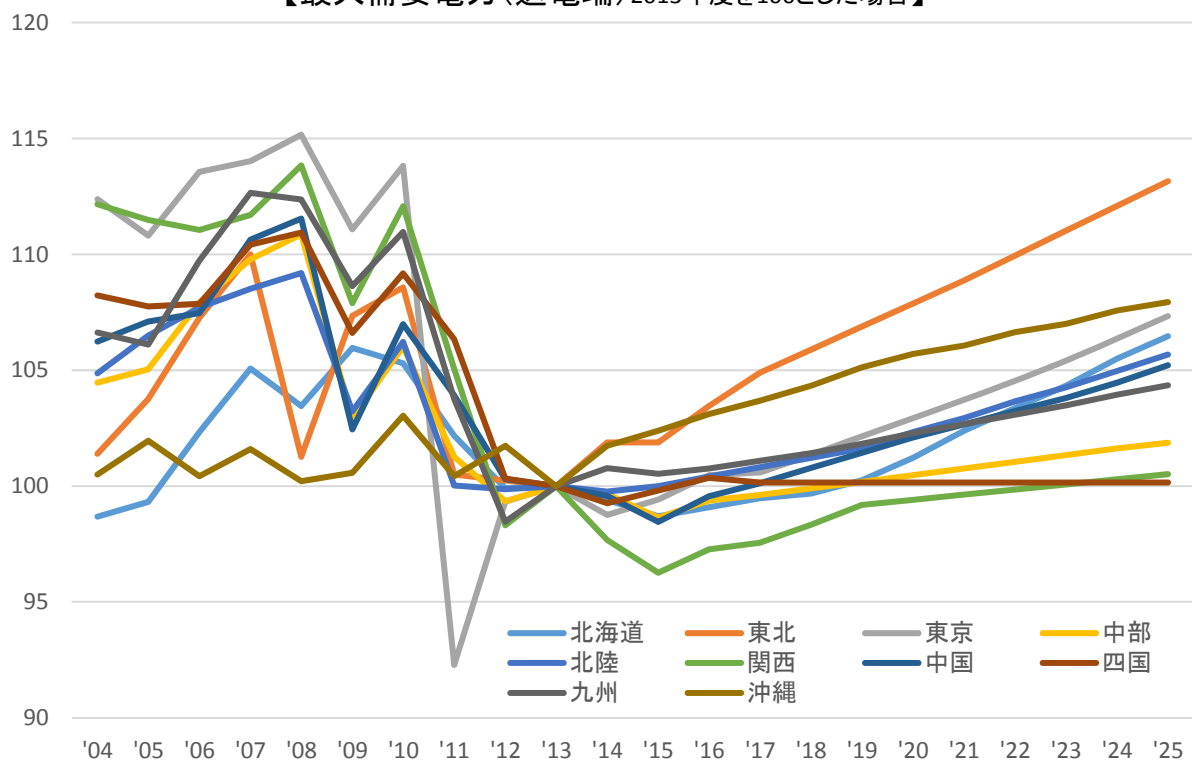
出典：長期エネルギー需給見通し関連資料（平成27年7月）

### (3) 一般電気事業者の地域の特性

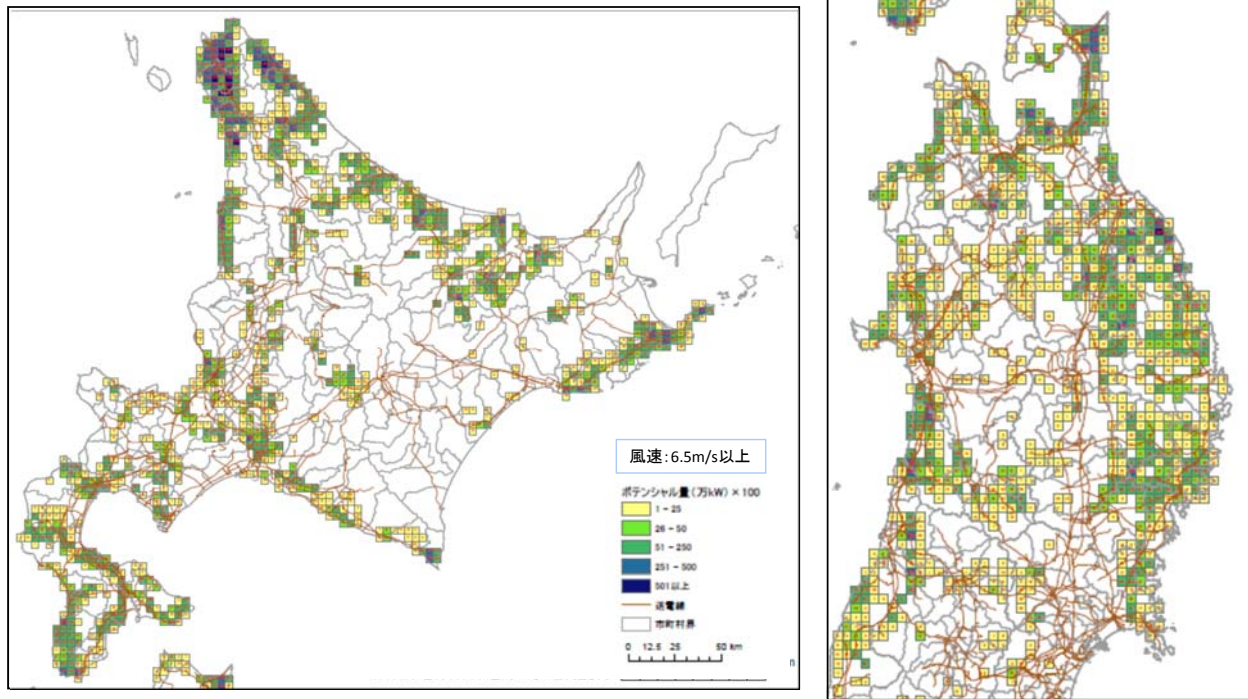
# 需給

## 平成28年度供給区域毎の需要想定

【最大需要電力(送電端)2013年度を100とした場合】



注) 北海道・東北エリアは冬季。その他エリアは夏季。

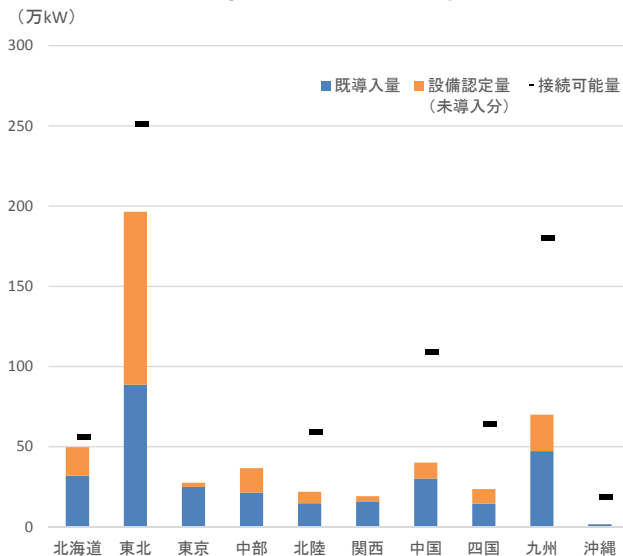


出典：地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会中間報告書

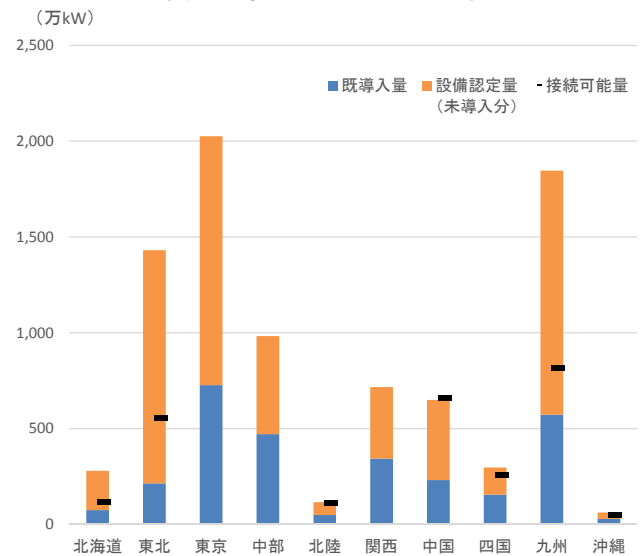
風力・太陽光の導入状況等  
導入状況と接続可能量の関係について

- 2015年10月末時点で、全国合計で風力487万kW(既導入量291万kW、未導入量196万kW)、太陽光8,471万kW(既導入量2,865万kW、未導入量5,605万kW)がFITの設備認定※1を取得済み。
- 太陽光については、接続可能量を設定している中国を除く6社について設備認定量が接続可能量を超過している。

風力の導入状況(H27.10末時点)



太陽光の導入状況(H27.10末時点)



注) 風力接続可能量は、地域間連系線活用による実証分を踏まえたもの(北海道:20万kW 東北:40万kW 北陸:30万kW 四国:20万kW)。

※1 新規認定分+移行認定分

G-③ 太陽光・風力の2015年度算定値の算定結果等

22

○太陽光の2015年度算定値の算定結果

算定値	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
2014年度	117万kW	552万kW	110万kW	558万kW	257万kW	817万kW	49.5万kW
2015年度	0万kW	505万kW	101万kW	660万kW	230万kW	849万kW	48.3万kW
増減要因	需要減少	需要減少	需要減少等	電源構成等	需要減少	電源構成等	需要減少

は30日等出力制御枠

○風力の2014年度及び2015年度算定値の算定結果

① 昨年の系統WGの風力接続可能量（平成16年7月の新エネルギー部会・風力発電系統連系対策小委員会におけるに基づく算定結果をESCJが確認）

算定値	北海道 <sup>※1</sup>	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
接続可能量	36万kW <sup>※2</sup>	200万kW	45万kW	100万kW	60万kW	100万kW	2.5万kW

※1 地域間連系線活用による実証分（20万kW）を除いたもの  
※2 接続可能量36万kWを超える接続申込量があることを踏まえ、従来の36万kWに据え置き。

② 風力の2015年度算定値

現行ルール	0万kW	223万kW	58万kW	102万kW	62万kW	171万kW	13.5万kW
風力協会案	0万kW	251万kW	59万kW	109万kW	64万kW	180万kW	18.3万kW

（参考）風力の2014年度算定値

現行ルール	56万kW	241万kW	72万kW	208万kW	88万kW	166万kW	14.3万kW
風力協会案	59万kW	281万kW	75万kW	248万kW	89万kW	175万kW	18.9万kW

出典：系統ワーキンググループ 第7回配布資料（平成27年11月）

広域連系系統

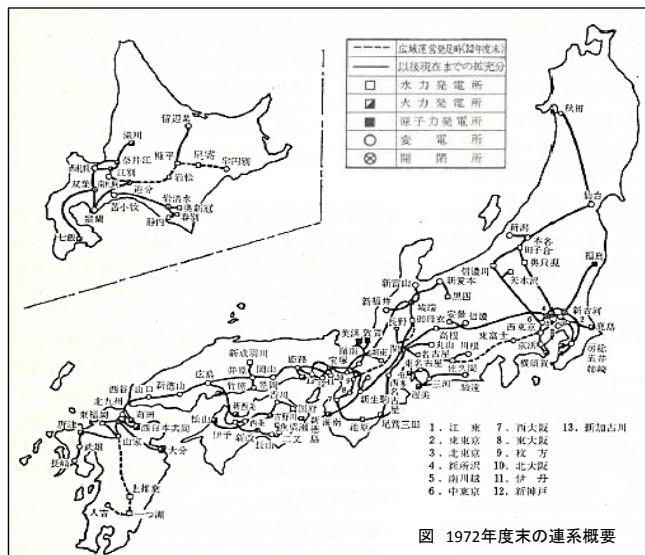


# 日本の広域連系系統の特徴・変遷

## 一系統の変遷(1970年代以前)

- 電力会社ごとの自給自足の電源開発だけでなく、広域的な電源開発への志向が高まったことから、各電力会社の電源開発計画等を全国的視野から総合調整して経済的開発を図るため、地域間連系を整備・拡大。
- 好景気を背景とした需要の急激な増大に対応するため、火力を中心として急速に電源を開発。
- 系統規模拡大に伴う事故電流の増大などの技術的課題に対応するため、1955年頃から1965年頃にかけて超高圧(18.7万V~27.5万V)系統を導入。
- 従来自主的に進めてきた広域運営を法的義務付け。(改正電気事業法(1964公布))

- ・東北東京間27.5万V連系系統完成(1959)
- ・中部関西間27.5万V連系系統完成(1960)  
 西部南京都線(50万V設計)(1972運開、1980昇圧)
- ・関西中国間連系変圧器による連系(1962)
- ・中国四国間22万V連系系統完成(1962)
- ・中国九州間22万V連系系統完成(1962)
- ・北陸関西間27.5万V連系系統完成(1964)  
 加賀嶺南線(50万V設計)(1974運開、1997昇圧)
- ・佐久間FC運開(30万kW)(1965)



参考資料: 連系線整備(建設・増強)に関する  
 勉強会とりまとめ報告書(電力系統利用協議会)

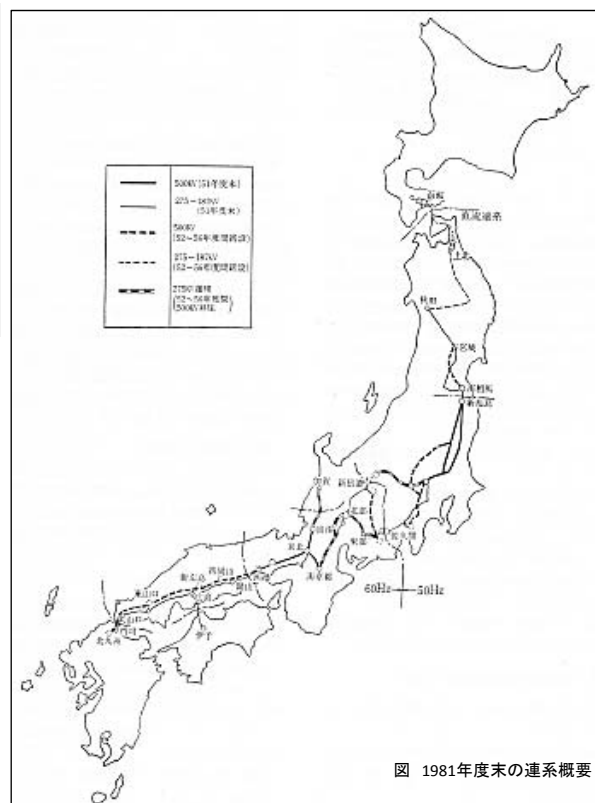
出典: 電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説(日本電力調査委員会)

# 日本の広域連系系統の特徴・変遷

## 一系統の変遷(1980年代)

- 経済成長に伴う需要の急激な増大に対応するための、大規模火力および原子力発電とこれに大規模揚水発電を組み合わせた電源開発の推進。
- 電力需要の都市部への集中および発電所の大型化により、送変電設備の一層の強化・拡充が必要となり、50万V系統を導入。
- 電源立地地点の広域的活用および電力需給の広域的調整(電力融通の強化)等による資金・用地・資源の効率的利用。

- ・東京東北間27.5万V新福島連系運開(1976)
- ・新信濃FC運開(30万kW)(1977)
- ・北海道本州間直流連系完成(15万kW)(1979)  
 増設(15→30万kW)(1980)
- ・中部関西間50万V連系完成(1980)
- ・関西中国間50万V連系完成(1980)
- ・関門連系50万V連系完成(1980)



参考資料: 連系線整備(建設・増強)に関する  
 勉強会とりまとめ報告書(電力系統利用協議会)

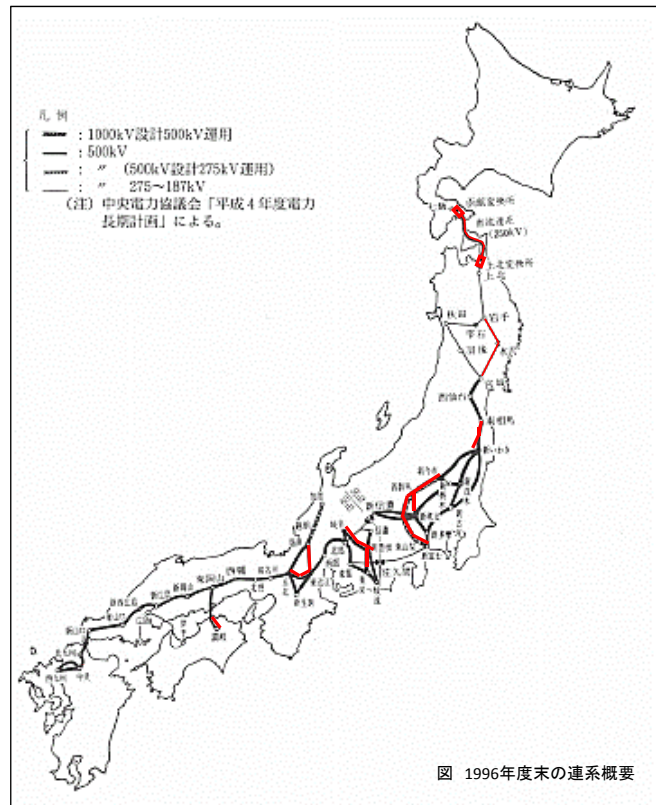
出典: 電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説(日本電力調査委員会)

# 日本の広域連系系統の特徴・変遷 — 系統の変遷 (1990年代)

- 好調な経済成長に支えられて電力需要が増大する中、電源立地難や電源多様化などの背景から電源開発の大規模化、集中化、さらには遠隔地化が予想されたため、50Hz系統は100万V導入、60Hz系統は50万Vの増強を方針として系統を整備。

- ・ 100万V設計送電線運開(1992~1999)  
⇒ 大規模電源の送電対策
- ・ 新信濃FC増設(30→60万kW)(1992)  
⇒ 相互応援能力拡大による電力需給の安定等
- ・ 北海道本州間直流連系増設(30→60万kW)(1993)  
⇒ 供給予備力の節減
- ・ 本州四国間50万V連系線運開(1994、2回線化2000)  
⇒ 大規模電源の送電対策
- ・ 東北東京間50万V連系線運開(1995)  
⇒ 系統規模の増大および広域運営のさらなる拡大

参考資料: 連系線整備(建設・増強)に関する  
勉強会とりまとめ報告書(電力系統利用協議会)



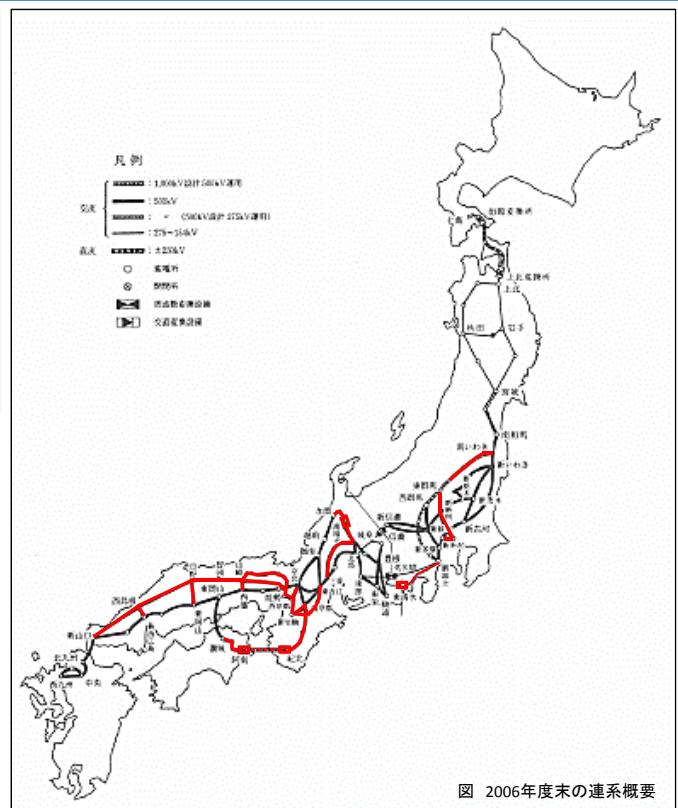
出典: 電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説(日本電力調査委員会)

# 日本の広域連系系統の特徴・変遷 — 系統の変遷 (2000年代以降)

- 相互応援能力拡大による電力需給の安定や大規模電源の送電、融通電力の増大に対応するため、50万V系統を多重化。
- 電力自由化の拡大に伴い、電源開発計画の不確実性が増大。また、広域的な電力取引が活性化。
- ESCJが北海道本州連系増強、FC増強を提言(北本2011、FC2013)。地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会にて北海道本州連系増強、FC増強についてロードマップを策定(2012)。

- ・ 北陸中部間南福光直流連系運開(1999)  
⇒ 相互応援能力拡大による電力需給の安定等
- ・ 関西四国間阿南紀北直流連系運開(2000)  
⇒ 大規模電源の送電対策
- ・ 関西中国間50万V山崎智頭線運開(2001)  
⇒ 融通電力の増大対策
- ・ 東清水FC一部使用開始(2006、運開2013)  
⇒ 相互応援能力拡大による電力需給の安定等

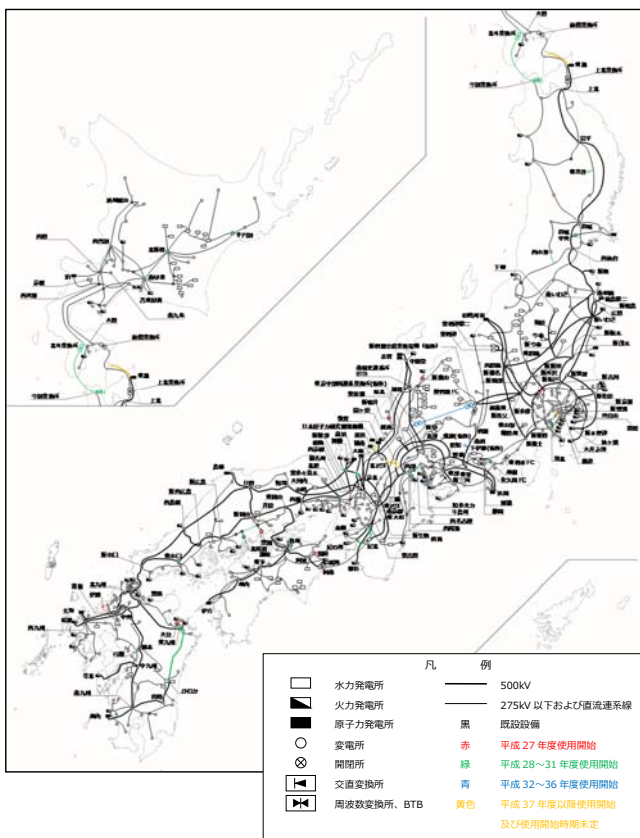
参考資料: 連系線整備(建設・増強)に関する  
勉強会とりまとめ報告書(電力系統利用協議会)



出典: 電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説(日本電力調査委員会)

- 日本の広域連系を担う基幹系統は、長距離串型の構成であるが、一部地域・区間を除いて系統が多重化されており、送電ルート故障のような稀頻度の事故に対しても高い信頼度が確保されている。
- 地域間連系線は、中国九州間を除いて、多重化がされているもしくは、多重化が計画されている。
- これにより、今後拡大が見込まれる広域基幹系設備の老朽改修は、計画的に対処することで、信頼度面に与える問題は局所的に留まると考えられる。
- なお、これまでの大震災や風雪害の経験を通し、設備の耐震基準等が強化される等の対応が重ねられてきたことで、面的に対応が必要となるような設備設計面の課題は現時点で見当たらない。

- ・北海道本州間連系設備増強計画(2019年度予定)  
 ⇒ 北海道エリアの安定供給確保
- ・東京中部間連系設備増強計画(2020年度予定)  
 ⇒ 大規模災害時の安定供給確保
- ・中部関西間連系線増強計画(未定)  
 ⇒ 大規模電源の送電対策及び多重化による連系強化



出典：平成27年度供給計画の取りまとめ

- これまでの広域連系系統の整備は、電力需要の増加に対応し、大規模電源開発とその長期安定的な系統利用を前提とした発送一体の計画を主軸として行われてきた。
- 今般、電気事業制度が変更されたこと、長期エネルギー需給見通しが決定されたことも踏まえ、今後の流通設備とその利用に関して、以下のような見通しとそれに伴う留意点が考えられるのではないか。

【 電力需要の見通し 】

長期エネルギー需給見通しにおいて、経済成長や電化率の向上等による電力需要の増加を見込む中、徹底した省エネルギーの推進を行い、2030年度時点の電力需要を2013年度とほぼ同レベルまで抑えることが見込まれている。

(流通設備形成における留意点)

- 需要拡大を伴わない状況での電力流通設備への拡充投資の拡大は、託送コストの上昇による託送料金へのインパクトに留意が必要である。
- 送電線建設において土地収用が必要となるような場合に、いままでは電力供給支障の発生回避として公益性が認められてきたが、異なる理由の場合、公益性が認められるか留意が必要である。

【 電源の見通し 】

再生可能エネルギー電源については、長期エネルギー需給見通しにおいて、今後も相当程度の導入が見込まれる。

その他の電源については、現状の需給(電源構成)状況や電力自由化の進展により、競争力の高い高効率電源の新規開発が一定程度計画されている。また、エネルギーミックスや電源競争力の観点から、競争力の低い発電所の休廃止も見込まれる。

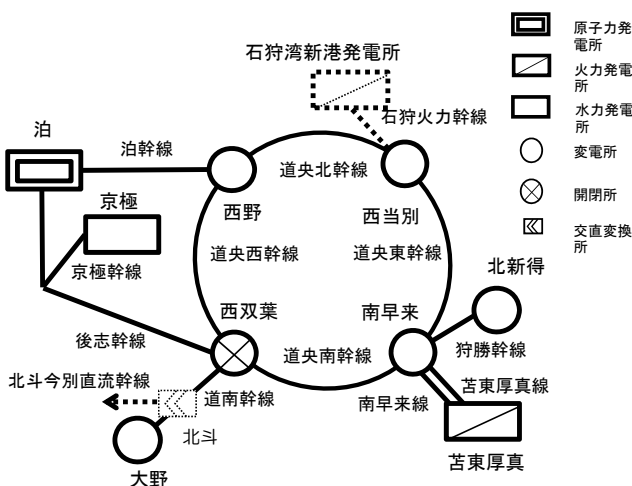
ただし、各種インフラの有効活用ができるため、新規地点の開発よりも、既設地点での電源リプレイスが主流となる可能性が高くなると考えられる。

(流通設備形成における留意点)

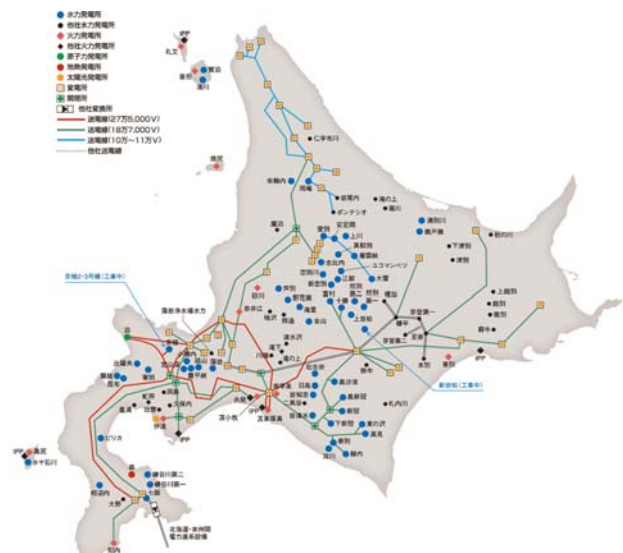
- 電源建設の将来構想を的確に把握することがより困難となる中で、不確実性の高い電源計画をいかに流通設備計画に織り込むか。また、将来の電源導入を仮定して系統を強化する場合の費用負担のあり方。
- 流通設備の利用効率の低下。
- 電源廃止に対して、潮流状況が変化し系統対策が必要となる場合のリスク(電源廃止までに系統対策が間に合わないリスク)。
- 流通設備が遊休化・ストランディッド化するリスク。
- 電源建設の短工期化により、流通設備の建設工程がマッチングしなくなりつつある。

広域連系系統の特徴・変遷 (1)北海道エリア

- 電力需要の増加に対応するため、それまでの送電線最上位電圧が187kVであった中、275kV道央ループ系構想を計画し、2005年の道央南幹線運転開始により完成。
- 需要の集中する道央圏を取り囲む275kVループ系統を形成し、更に主要電源を連系することで、札幌圏はもとより道央圏の供給信頼度を向上。

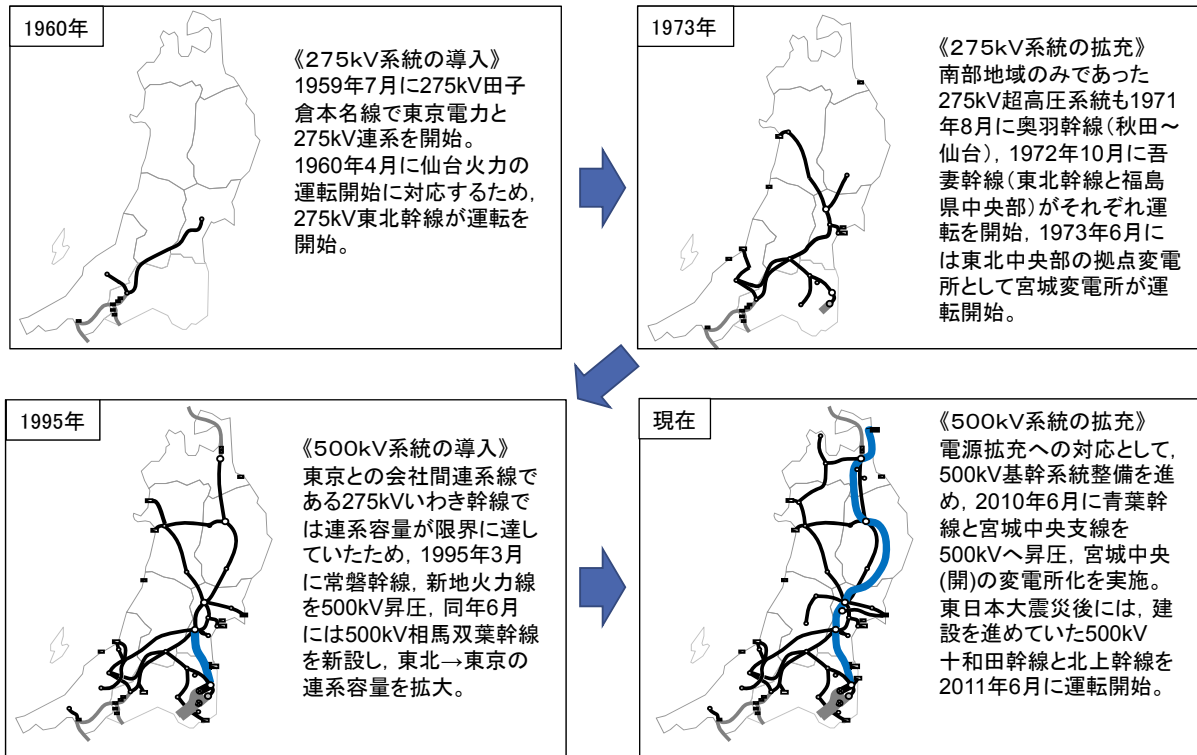


275kV基幹系統概略図



主な電力設備分布図

- 東北エリアは国土の5分の1のエリアに需要地が点在している特徴があり、需要地近傍へ電源配置と合わせて、大電源地帯から需要地へ輸送するための流通設備を整備し、異電圧多重ループ系統を構成。

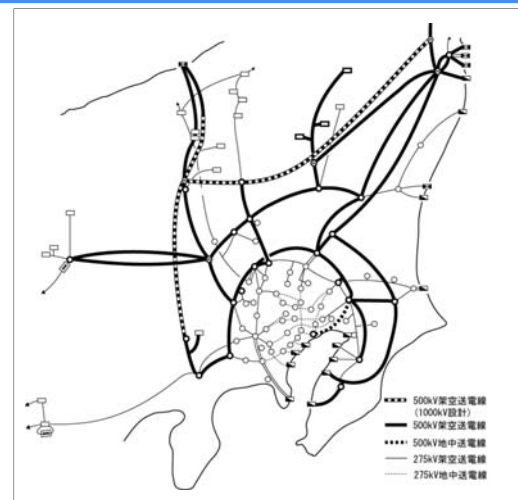


外輪系統

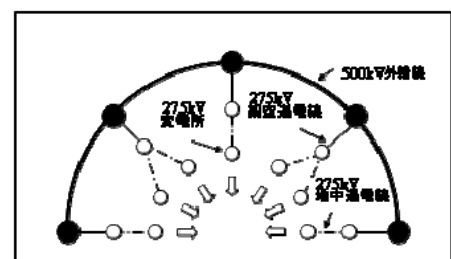
- 需要地である首都圏を囲む500kVの多重外輪線と、外輪線に連系する電源送電線から形成。
- 送電線ルートを多数確保することは困難なことから1ルートで大電力を送電しており、系統安定度と電圧安定性を維持することが重要なため、系統を密に連系。
- このため、事故電流が大きくなり、遮断器の遮断容量格上げなど、事故電流の増大対策を実施。また、高度な系統保護装置を用い、事故波及防止に万全を期す。

都内導入系統

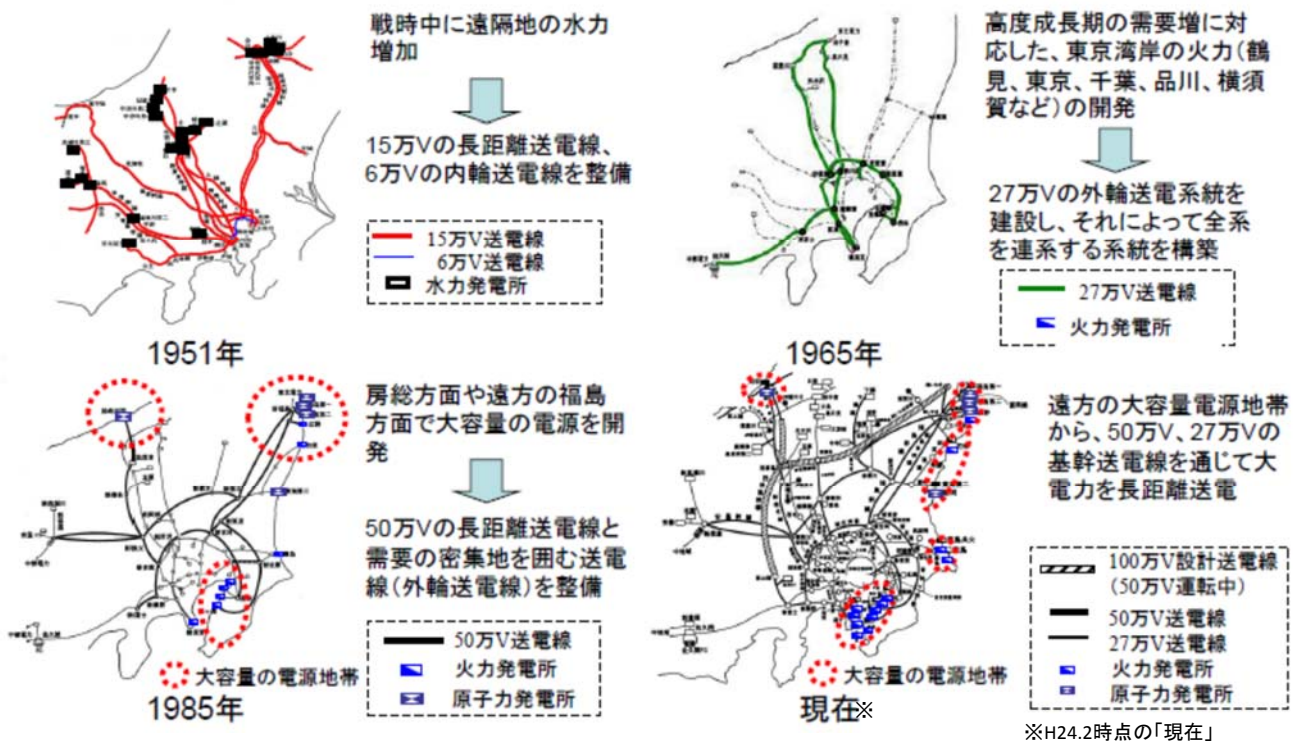
- 首都圏を囲む500kV外輪線に設置されている拠点変電所から、都内に向けて電力を送電する275kV架空送電線と、途中からは、主として道路下に設置された地中送電線から構成。



基幹電力系統

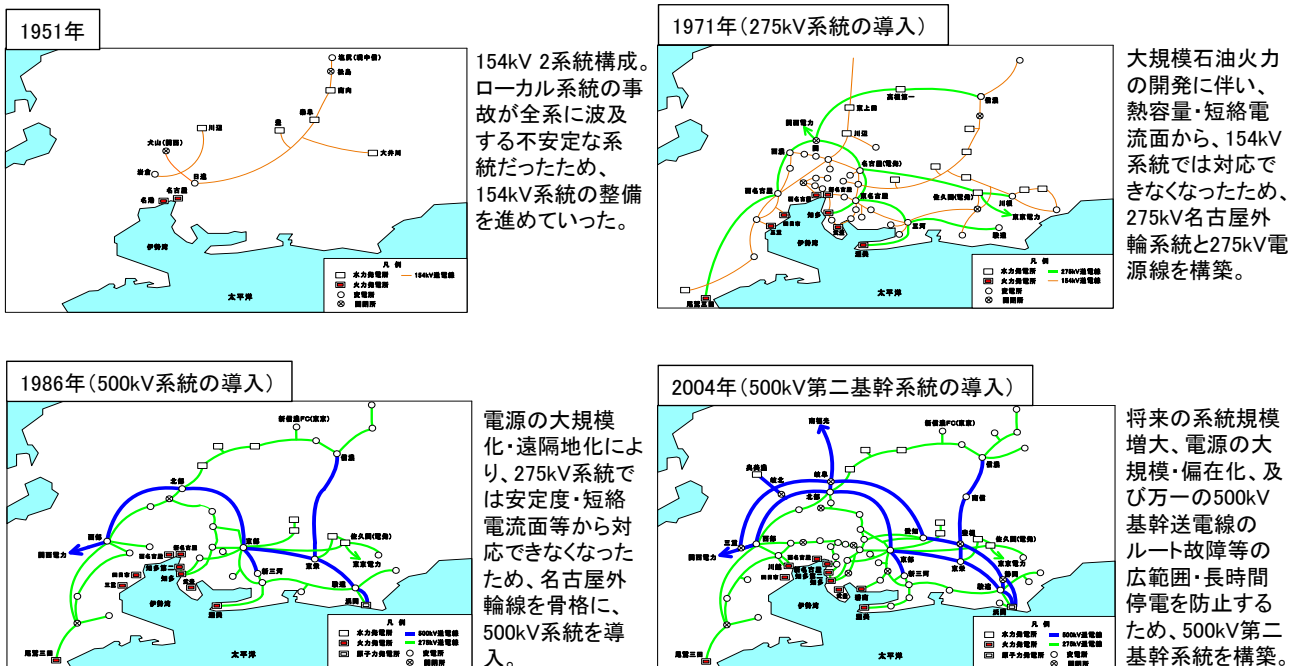


都内導入系統概念図

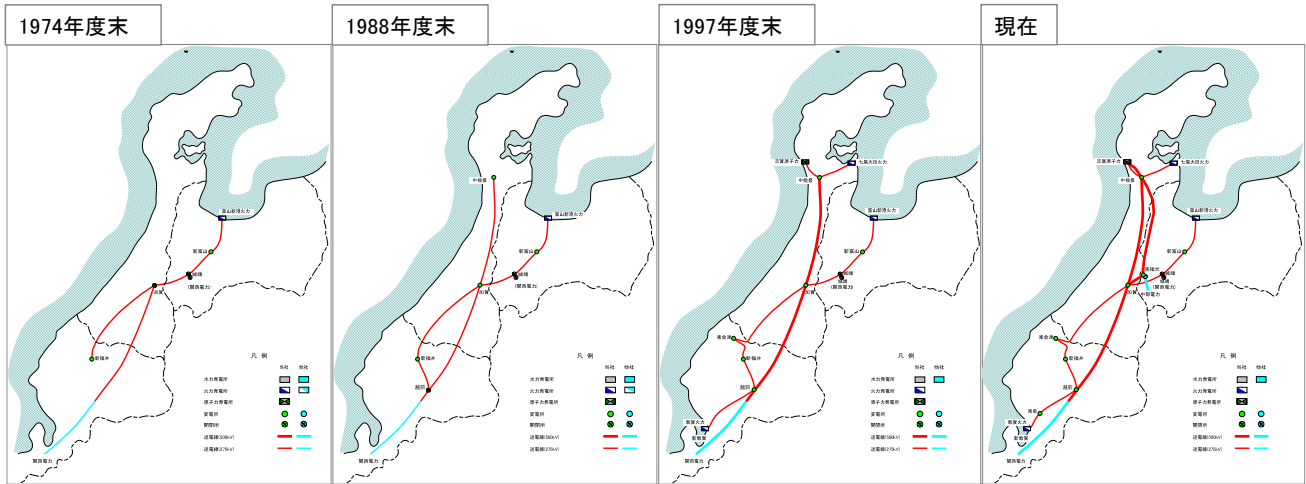


(出典: H24.2 地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会資料より抜粋)

- 中部エリアは南部に海があり、北部方面に向けて内陸に長い地形であるため、中部エリアの系統は、伊勢湾を中心とした太平洋岸に建設された大規模電源から、北部方面の内陸需要地に送電する構成。
- 2012年に日本海側電源を上越市に建設したことで、長距離大電力輸送に頼っていた長野方面系統の供給信頼度と電力品質を向上。



- 需要の増加に伴う大型電源の開発に合わせて順次、超高圧の基幹系統を整備。
- 合わせて他社との連系線の整備を進め、相互応援能力の強化及び電力融通の拡大。



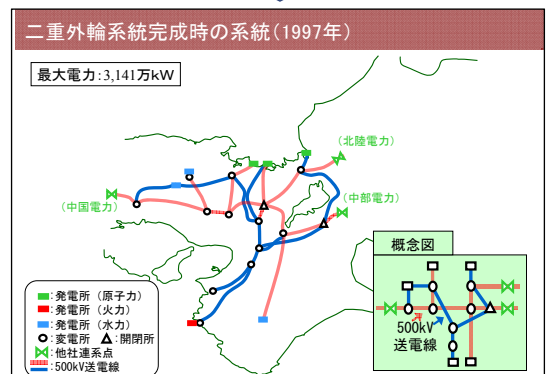
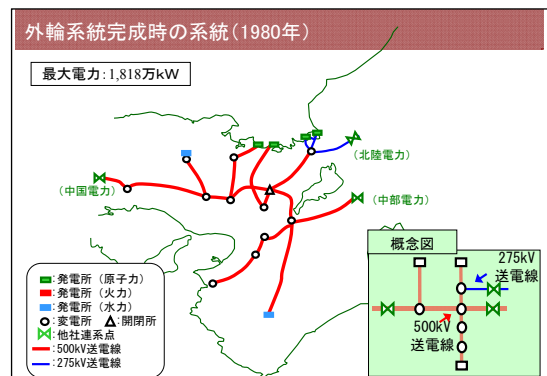
1974年度末  
 加賀開閉所と関西電力の嶺南変電所との間に加賀嶺南線(500kV設計, 275kV運用)を新設  
 ⇒連系点を変更

1988年度末  
 加賀嶺南線の途中に越前開閉所および275kV越前線を新設

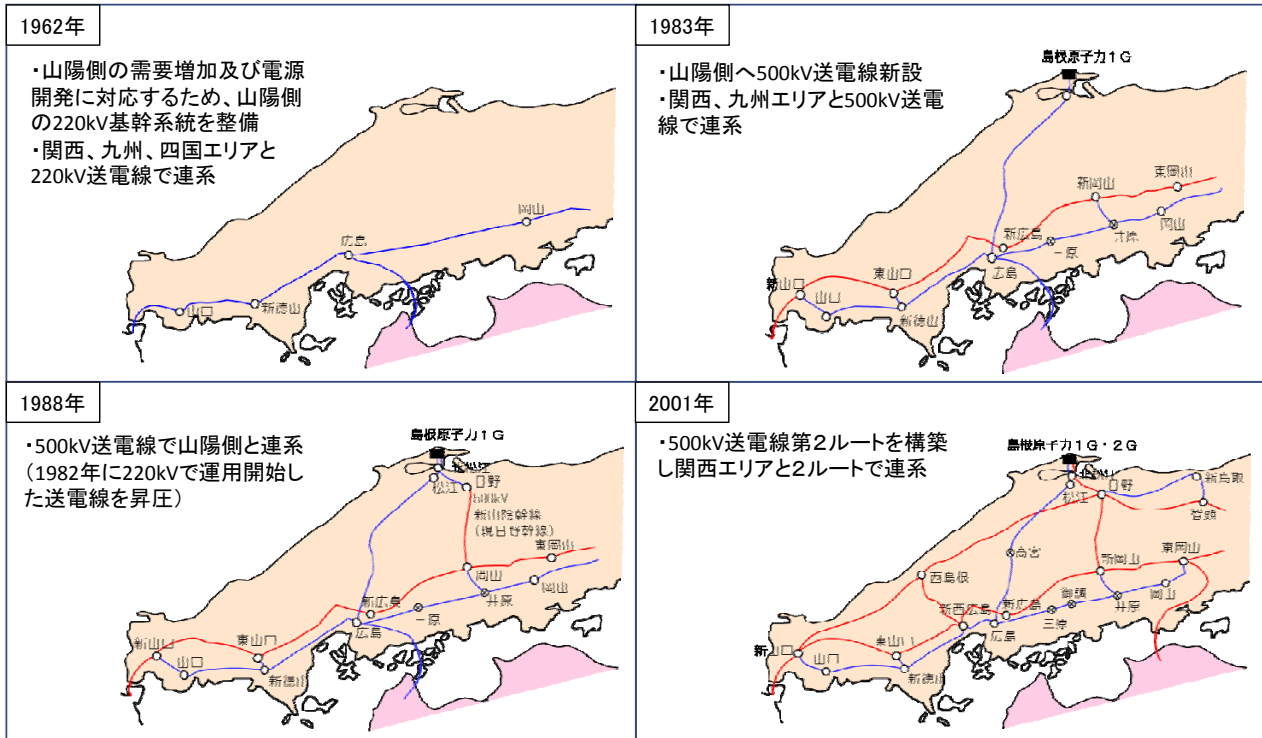
1997年度末  
 能登幹線, 加賀幹線, 越前嶺南線を500kVへ昇圧  
 ⇒関西エリアと500kV連系

現在  
 1999年, 500kV加賀福光線及び南福光変電所を新設  
 ⇒中部エリアと直流連系

- 1980年代 500kV一重外輪系統  
 需要の大幅な増加想定・遠隔地の大型電源計画(原子力)を踏まえ、大規模停電防止の思想のもと、500kV外輪系統構想を策定。各ブロックで需給バランスを取ることで、外輪線潮流を少なくし、停電範囲・事故波及の極小化を図る。
- 1990年代 500kV二重外輪系統  
 電源偏在化が進み、一重外輪系統ではブロックバランスが取れなくなってきたため、電源開発地点変更への対応と経済性の追求をテーマに500kV系統を二重化(2ルート化)し、各ルートで需給バランスを取る計画を策定。
- 2000年代 500kVループ運用  
 関西エリアの西側地域や関西以西エリアの電源増大(更なる電源偏在)、及び電力会社間の連系容量の増強要請に対応するため、ループ運用を採用。



- 当初、山陽側を中心とした需要増加及び電源開発に対応するため、山陽側の220kV基幹系統を整備。
- 500kV系統は、山陽側と山陰側に2ルートで構築しループ系統で運用。
- 九州エリアの広域電源の送電等により、基幹系統は常時東向き潮流。



- 187kV基幹系統は、電力需要の伸びに対応できるよう設備を構築。
- その中で、大規模電源開発にあわせて500kV系統を導入するとともに本四連系線で広域連系を強化した。
- また、橋湾の広域電源開発にあわせて500kV系統を拡充するとともに関西エリアへの送電のため紀伊水道直流連系設備を構築した。
- 500kV系統導入後も187kV系統とは異電圧のループで運用。

[1960年代]  
経済復興に伴い、110kV送電線に加え、火力電源の開発にあわせた超高压系統の骨格となる送電線を建設 (187kV設計、110kVで運転開始)。



[1970年代]  
大型火力電源の開発、本州と四国間の連系及び基幹系統昇圧 (187kV) により輸送力を増強。

[1980年代]  
石油危機を踏まえ電源の多様化を目指し、原子力、石炭火力、揚水の各発電所を開発。その電力輸送を担うために187kV基幹系統を拡充。



[1990年代]  
500kV四国中央幹線 (西・中・東幹線: 伊方～川内・東予・讃岐変電所間) 運転を開始。本四連系線により本州系統との連系を強化。

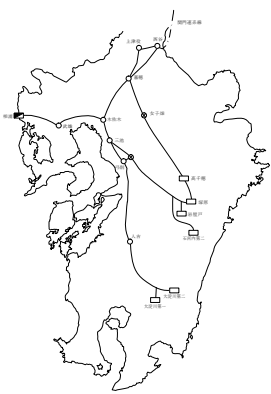
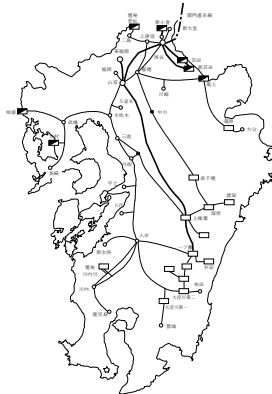
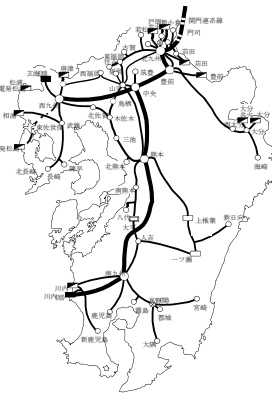
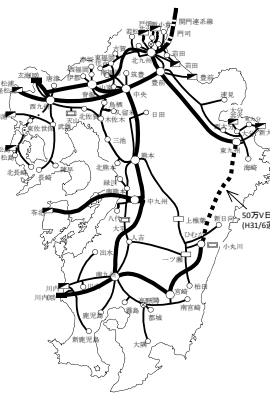


[2000年代]  
広域電源である橋湾石炭火力の建設に関連して、橋湾発電所から讃岐変電所に至る500kV基幹系統を拡充、2回線化した本四連系線及び紀伊水道直流連系設備の交流・直流ハイブリッド2点連系により広域連系ルートを形成。






- 基幹系統は当初110kVであったが、電力需要の増加及びそれに伴う電源開発に対応するため、順次、220kV・500kVを導入し、系統を拡大。

110kVの時代 1951年	220kVの導入期 1965年	500kVのT字型系統構築 1985年	500kVのループ型系統構築 現在(2015.11末)
			
※110kV系統を記載	※110kV、220kV系統を記載	※500kV、220kV系統を記載	※500kV、220kV系統を記載
<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 基幹系統は、110kV。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1957年、上椎葉発電所等の南部水力の電力を北部需要地域へ送電するため、上椎葉～山家変電所間に九州エリア初の220kV送電線を建設。</li> <li>・ 昭和40年代、九州西部、東部での大容量火力発電所開発にあわせ、西部・東部へ逐次、220kV送電線を拡大。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1980年、西部の大容量発電所の運開を機に、西九州～中央変電所間の220kV送電線を500kVへ昇圧。同時に500kV開門連系線を運開。</li> <li>・ 1985年、南部の大容量発電所運開を機に、「500kV T字型系統」を構築。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 500kV送電線は九州北部と南部を結ぶルートが1ルート構成であることから、供給信頼度向上を図るため、東九州～ひむか変電所間に500kV送電線(日向幹線:2019/6運開予定)を建設することにより、500kVループ系統を構築。</li> </ul>


- 沖縄エリアは、本島系統の発電所の大半が本島中北部地域(東側)に立地し、本島中南部地域に負荷が集中。
- また、地形的にも発電所は沿岸部の限られた立地条件のなか建設され、送変電設備の大部分は住宅・商業地域の狭い土地、さらに米軍基地を縫うように構築されており、特に需要の高密度化が著しい那覇・南部地域では鉄塔建設が厳しく系統増強においては地中送電線路とせざるを得ない状況。
- 沖縄本島の基幹送電線の電圧は132kVであり、需要増への対応と供給信頼度向上の観点から設備の拡充を図ってきた。

1972年




当初の132kV基幹系統は沖縄本島西海岸に位置する牧港火力から送電する放射状系統。

1987年:石川火力運開頃




本島南部地域を中心に需要が急増したため、南部地域への供給設備として東側ルートを構築。次に、石川火力の運用開始に伴い、牧港火力と石川火力を連系するルートの構築が行われ、沖縄本島の基幹系統の骨格を形成。

1997年:具志川火力運開頃



栄野比～牧港を結ぶ西側ルートを構築し、既設東側ルートと合わせて2ルート化。また、更なる需要増加に対応するため、南部地域への供給設備を構築し、具志川火力が運用開始。

2015年:現状



石川火力と具志川火力を連系するルートの構築により、発電所間を2ルート化。また、金武火力の運用開始と共に石川開閉所、金武火力～石川開閉所を結ぶルートを構築。

## (4) 広域的な電力取引の環境整備の見通し

### 要件適否の状況について

#### ①連系線について(送配電等業務指針第23条第1項第2号ア～エ)

- 連系線の利用実績(2015年1月～2015年12月)、年間計画(2016年3月～2017年3月)、長期計画(2017～2024年度)、および市場取引状況(2015年1月～2015年12月)から、**計画策定プロセスの検討開始要件に適合した連系線は下表のとおり。**
- 今回、要件に適合した連系線については、**第4回委員会で進め方を議論済であり、新たに計画プロセス開始の対象となる連系線はない。**

要件に適合した 連系線	適合した検討開始要件				対応状況 (第4回委員会で議論済)
	ア 連系線の 利用実績	イ 連系線の 年間計画	ウ 連系線の 長期計画	エ 市場取引 状況	
北海道本州間連系設備	○	○	○		<ul style="list-style-type: none"> <li>計画策定プロセスは一旦終了済</li> <li>設備増強予定 (平成31年目途: 60万kW⇒90万kW)</li> </ul>
東北東京間連系線		○	○		<ul style="list-style-type: none"> <li>計画策定プロセス開始済 (電気供給事業者からの提起)</li> <li>上記プロセスにおいて検討を継続</li> </ul>
東京中部間連系設備	○	○	○	○	<ul style="list-style-type: none"> <li>計画策定プロセスは一旦終了済 (安定供給確保を目的として現在検討している計画策定プロセスについては継続)</li> <li>設備増強予定 (平成32年目途: 120万kW⇒210万kW)</li> </ul>
中国九州間連系線		○	○		<ul style="list-style-type: none"> <li>広域系統長期方針の検討状況も踏まえて今後決定</li> </ul>

- 平成36年度末までに約470kmの主要送電線路の新增設が計画されている。
- 地域間連系線については、北斗今別および東京中部間の直流連系設備および関ヶ原北近江線(使用開始年月未定)が計画されている。

○主要な送電線路の整備計画(こう長増減)

区分	架空 (km)	地中 (km)	架空地中混在 (km)	合計 (km)
新增設	296	33	142	472
廃止	△61	△1	—	△62

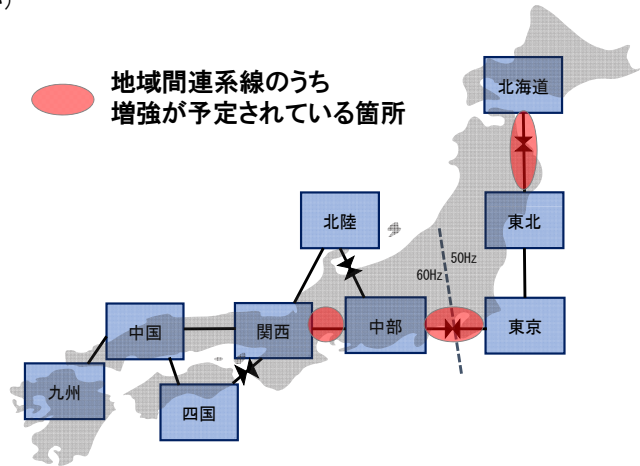
(使用開始年月又は廃止年月が未定のは計上・記載していない)

○主要な変電設備の整備計画(容量増減)

区分	変電所 (MVA)	変換所 (MW)
新增設	14,910	1,200
廃止	△200	0

○地域間連系線の整備計画

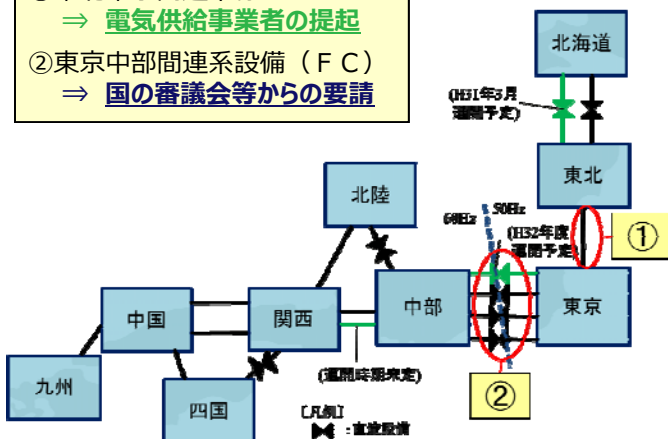
連系エリア	名称	容量	使用開始年月
北海道～東北	北斗今別直流幹線	300MW	平成31年3月
東京～中部	東京中部間直流幹線(仮称)	900MW	平成32年度
中部～関西	関ヶ原北近江線	—	未定



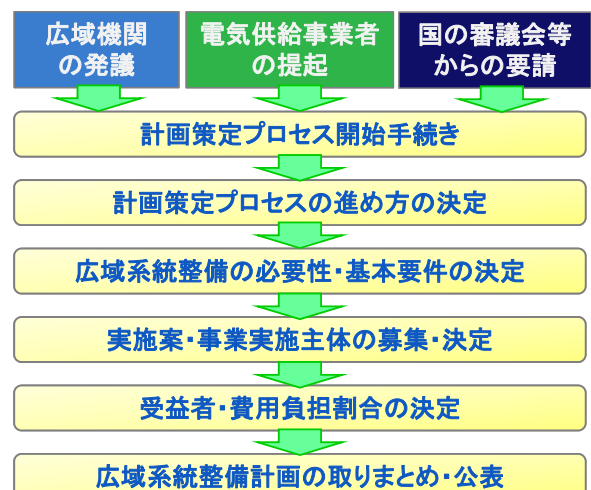
広域連系システムに関する個別の設備増強への取組

- 広域機関は、広域運用の観点から、広域系統長期方針および広域連系システムの整備に関する個別計画(以下、「広域系統整備計画」)を策定することを業務規程にて定めている。
- 本年4月より、広域機関が設置する「広域系統整備委員会」において、2件の広域系統整備計画(①東北東京間連系線、②東京中部間連系設備(FC))について検討を進めている。
- 加えて、10年を超える期間を見通した際の、全国の電力システムのあるべき姿及びその実現に向けた考え方を示す「広域系統長期方針」についても、検討を行っているところ。

- ①東北東京間連系線  
⇒ 電気供給事業者の提起
- ②東京中部間連系設備(FC)  
⇒ 国の審議会等からの要請



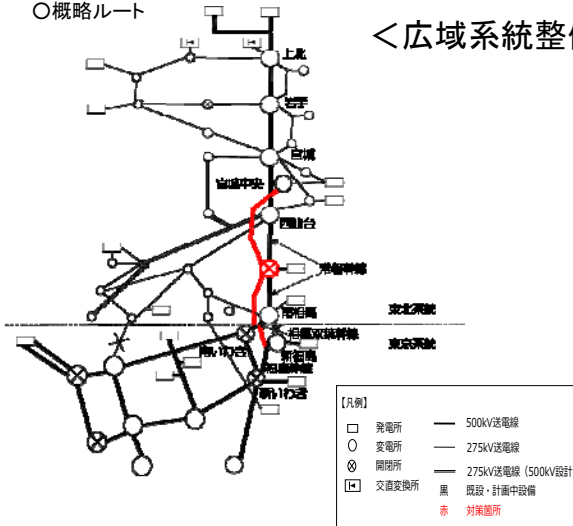
計画策定プロセスの流れ



①東北東京間連系線に係る整備計画

- 電気供給事業者(発電事業者等)より提起を受け、計画策定プロセスを開始。
- 増強ニーズ把握のため、計画策定プロセスへの参加希望者を募集した結果、2015年12月時点で、11社、13発電所、462万kWの希望が寄せられている。
- 広域系統整備委員会で検討を重ね、評議員会の審議を経て、本年 9月30日に、東京東北間連系線に係る広域系統整備計画の基本要件及び受益者の範囲を取りまとめた。
- 今後、実施案及び事業実施主体の募集、受益者・費用負担割合の決定などを経て、平成28年10月を目途に広域系統整備計画を取りまとめる予定。

○概略ルート



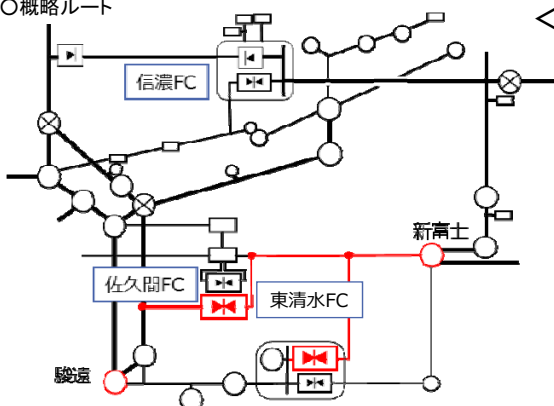
＜広域系統整備計画基本要件の概要＞

- 総工事費  
**1,590億円程度**
- 工期  
**7～11年程度を目標とする**  
(長距離の送電線工事であり、用地交渉などにより相当程度工期が変動する可能性あり)
- 増強後の連系線の運用容量  
**1,120万kW**  
**(570万kW(2021年度) ⇒ +550万kW)**

②東京中部間連系設備に係る整備計画

- 国(電力需給検証小委員会)より要請を受け、計画策定プロセスを開始。
- 広域系統整備委員会で検討を重ね、評議員会の審議を経て、本年9月30日に、東京中部間連系設備に係る広域系統整備計画の基本要件及び受益者の範囲を取りまとめた。
- 今後、実施案及び事業実施主体や費用負担割合の決定などを経て、平成28年6月を目途に広域系統整備計画を取りまとめる予定。

○概略ルート



＜広域系統整備計画基本要件の概要＞

- 総工事費  
**1,750億円程度**
- 工期  
**10年程度**  
(長距離の送電線工事であり、用地交渉などにより相当程度工期が変動する可能性あり)
- 増強後の連系設備の運用容量  
**300万kW**  
**(210万kW(2020年度) ⇒ +90万kW)**

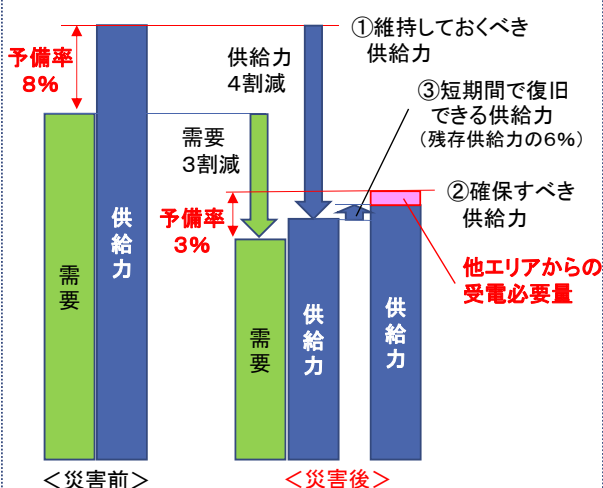
（ 佐久間地点 : +30万kW  
 東清水地点 : +60万kW ）

## (5) 大規模事故、災害等の発生時における 供給信頼度

### (1) 大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーションの前提(1/2)

- 大規模災害等における連系線の必要量に関するシミュレーションは、需要に対して「①維持しておくべき供給力」が維持されている状況において、大規模災害等による「需要の減少」及び「供給力の減少」を想定する。
- 「③短期間で復旧できる供給力」を積み増しても、需要に対して「②確保すべき供給力」に満たない量を連系線からの受電必要量とする。
- 上記①②は、当機関の「調整力等に関する委員会」における「調整力の今後のあり方に係る検討」の結果によるが、今回の長期方針の検討においては、暫定的に①は需要+8%、②は需要+3%とする。
- 大規模災害等による「需要の減少」、「供給力の減少」、「短期間で復旧できる供給力」については、東日本大震災における実績相当を想定する※。(需要3割減、供給力4割減、残存供給力の6%が短期間で復旧)

シミュレーション(概念図)



※都心南部直下地震及び南海トラフ(三連動)地震の発災時は、東日本大震災における実績相当を超える供給力不足が発生する可能性が指摘されており、その対応については連系線からの融通に加え、ピークシフト等を通じた需要家への節電要請等も加味した方策を検討しているため、今回の長期方針の検討のスコープ外とする。

(参考)第8回電気設備自然災害等対策WG 資料1-1より抜粋

<対応策実施前>

◆ 都心南部直下地震

夏発災の場合、発災後1カ月間にわたって、ピーク時の潜在需要に対して、100~800万kWの供給力不足が発生する可能性がある。

◆ 南海トラフ(三連動)地震

夏発災の場合、発災後1カ月間にわたって、ピーク時の潜在需要に対して、6社計で1,700~3,000万kWの供給力不足が発生する可能性がある。

<対応策実施後>

◆ ピーク需要に対しても、復旧迅速化等の設備保安面の対策に加え、異周波数地域からの融通(120万kW)、ピークシフト等を通じた需要家への節電要請等(東日本大震災時には、▲15%を要請)を加味すれば、都心南部直下地震では需給ギャップは発災直後から解消でき、南海トラフ(三連動)地震では、1,100万kW程度の需給ギャップは発災後2週間後には解消できる可能性。

# (1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーションの前提(2/2)

- 東日本及び西日本のそれぞれにおいて、大規模災害等に伴い想定した需要減少、供給力減少が発生した場合の他エリアからの応援必要量と他エリアへの応援可能量は下表のとおり。
- 需要は、東西各地域において、東日本大震災以降において需要が最大であった2013年度の夏季需要(最大3日平均)を見込んだ。

単位: 万kW

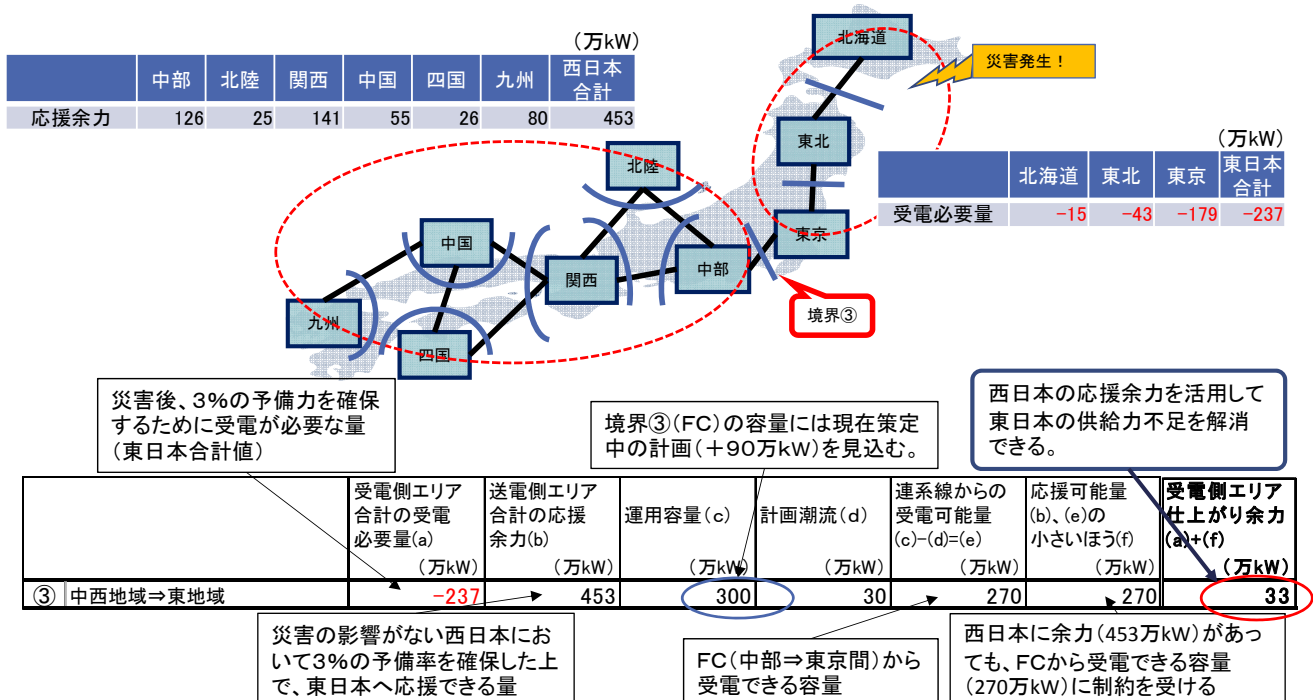
【東日本における災害ケース】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
脱落需要(△30%)	130	379	1,576							2,085
災害後需要+予備率3% ①	313	910	3,789	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	14,344
供給力(需要+8%)	469	1,364	5,675	2,732	540	3,038	1,178	568	1,729	17,292
脱落供給力(△40%)	188	545	2,270	0	0	0	0	0	0	3,003
復帰供給力(残存供給力の6%)	17	49	204	0	0	0	0	0	0	270
供給力合計 ②	298	867	3,609	2,732	540	3,038	1,178	568	1,729	14,560
予備率3%に対する過不足 ②-①	-15	-43	-179	126	25	141	55	26	80	216
	他エリアからの受電必要量			他エリアへの応援余力						

【西日本における災害ケース】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
脱落需要(△30%)				759	150	844	327	158	480	2,718
災害後需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	1,824	361	2,028	787	379	1,155	13,692
供給力(需要+8%)	469	1,364	5,675	2,732	540	3,038	1,178	568	1,729	17,292
脱落供給力(△40%)	0	0	0	1,093	216	1,215	471	227	692	3,914
復帰供給力(残存供給力の6%)	0	0	0	98	19	109	42	20	62	352
供給力合計 ②	469	1,364	5,675	1,737	344	1,932	749	361	1,100	13,731
予備率3%に対する過不足 ②-①	22	63	263	-86	-17	-96	-37	-18	-55	38
	他エリアへの応援余力			他エリアからの受電必要量						

# (1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーションの評価方法

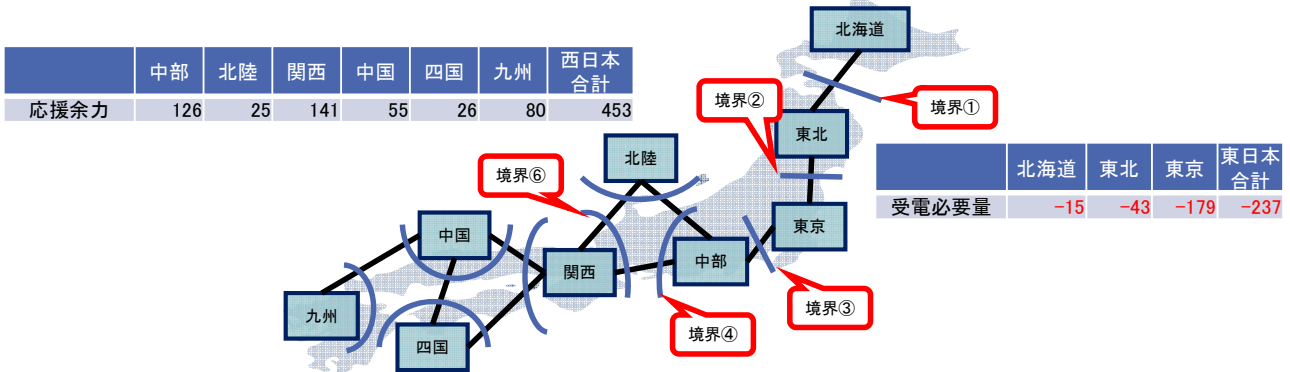
- エリアを分割する境界(連系線等)において、受電側となるエリアの受電必要量の合計、送電側となるエリアの応援余力の合計、及び当該連系線からの受電可能量の比較により評価を行う。

【評価例】下図において、FC(境界③)について、東日本の受電必要量よりも西日本から受電できる量が大きければ、西日本の応援余力を活用することにより東日本の供給力不足を解消できると評価できる。



# (1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーション結果① (東日本における災害ケース)

■ 東日本における発災ケースにおいて、連系線を活用した電力融通により、需給バランスを維持できることを確認した。(但し、計画潮流の向きと量により連系線から受電できる量が変化することに留意が必要。)

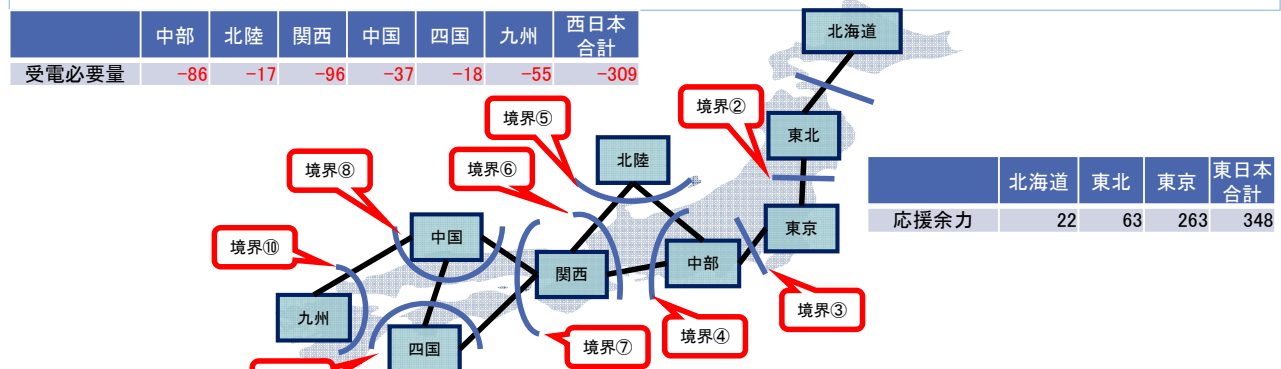


	受電側エリア合計の受電必要量(a) (万kW)	送電側エリア合計の応援余力(b) (万kW)	※1 運用容量(c) (万kW)	※2 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの受電可能量(c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量(b),(e)の小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア仕上がり余力(a)+(f) (万kW)
① 北海道以外の地域⇒北海道	-15	231	90	0	90	90	75
② 中西地域+東京⇒東北+北海道	-58	274	65	-480	545	274	216
③ 中西地域⇒東地域	-237	453	300	30	270	270	33
④ 北陸+関西以西⇒中部+東地域	-111	327	280	100	180	180	69
⑥ 関西以西⇒北陸+中部+東地域	-86	302	380	77	303	302	216

※1: 東北東京間及び東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。  
 ※2: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流(但し、東北東京間については、今般の計画策定プロセスにおける利用見込み量を含む。)

# (1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーション結果② (西日本における災害ケース)

■ 西日本における発災ケースにおいて、連系線を活用した電力融通により、需給バランスを維持できることを確認した。(但し、計画潮流の向きと量により連系線から受電できる量が変化することに留意が必要。)



	受電側エリア合計の受電必要量(a) (万kW)	送電側エリア合計の応援余力(b) (万kW)	※1 運用容量(c) (万kW)	※2 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの受電可能量(c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量(b),(e)の小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア仕上がり余力(a)+(f) (万kW)
② 北海道+東北⇒東京+中西地域	-46	85	1,120	987	133	85	38
③ 東地域⇒中西地域	-309	348	300	-30	330	330	21
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-223	261	150	-100	250	250	27
⑤ 北陸以外の地域⇒北陸	-17	55	130	-22	152	55	38
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-206	244	280	-77	357	244	38
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-110	148	410	-293	※3 450	148	38
⑧ 中国以外の地域⇒中国	-37	76	668	123	545	76	38
⑨ 四国以外の地域⇒四国	-18	56	260	-138	※3 145	56	38
⑩ 九州以外の地域⇒九州	-55	93	30	-278	308	93	38

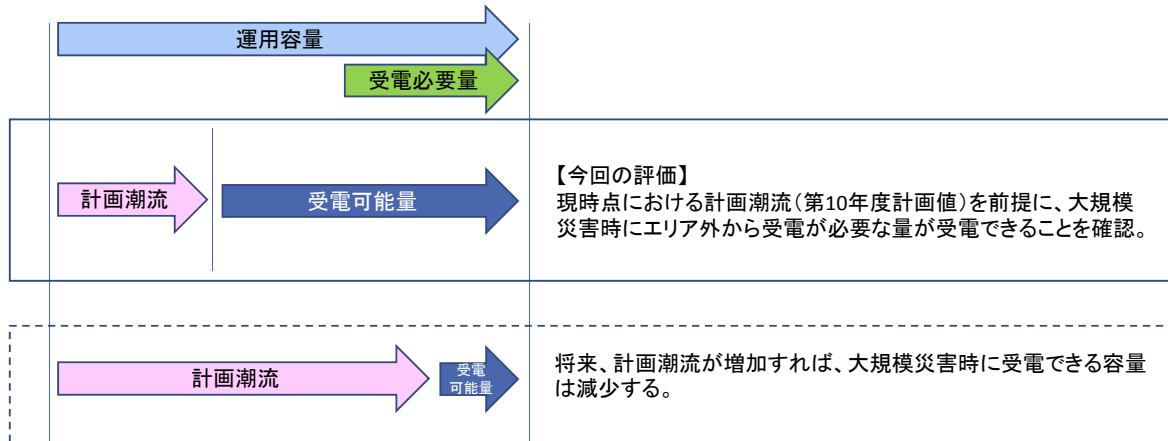
※1: 東北東京間及び東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。  
 ※2: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流(但し、東北東京間については、今般の計画策定プロセスにおける利用見込み量を含む。)  
 ※3: 四国向けの受電可能量は、四国内系統の制約を考慮した。

# (1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーション結果（まとめ）

- 今回は現時点における計画潮流（第10年度計画値）を前提に、「維持しておくべき供給力」が計画潮流を含め各エリアで維持されている状況においては、大規模災害時にエリア外から受電が必要な量を受電できることを確認した。

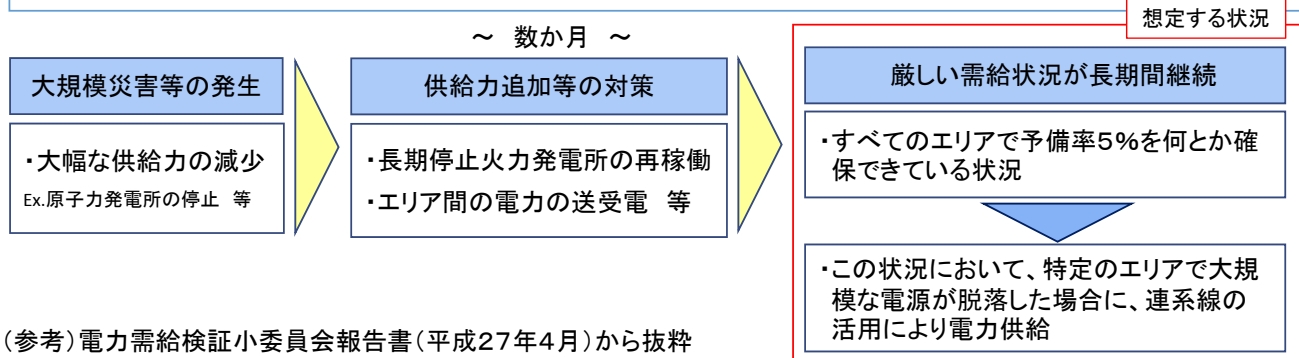
<留意事項>

- 今後、計画潮流が変われば、大規模災害時に受電できる容量も変わるため、エリア内の供給予備力とエリア外から受電できる量（マージン等）について考慮する必要がある。
- 当機関の「調整力等に関する委員会」における「調整力の今後のあり方に係る検討」及び「連系線マージンの今後のあり方に係る検討」の結果を踏まえ、必要により再評価を行う。



# (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーションの前提

- 大規模災害等により大幅に供給力が低下した後、長期停止火力発電所の再稼働等の対策により、電力の安定供給に最低限必要な予備率を何とか確保できている需給状況が長期間継続している状況を想定する。（具体的には、すべてのエリアにおいて予備率が5%※という需給状況を仮定する。）
- この状況において、特定のエリアで大規模な電源が脱落した場合に、連系線の活用により電力供給が確保できるかを確認する。（※他エリアから応援するためには3%を超える予備力が必要となる。）
- なお、本検討では平時に確保すべき供給信頼度の水準と比較して極めて厳しい条件を想定しており、ここでの検討結果により直ちに計画策定プロセスを開始する判断基準とすることを目的としたものではない。



(参考)電力需給検証小委員会報告書(平成27年4月)から抜粋

○2015年度夏季(8月)の需給見通し(電力間融通を行った場合)

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①最大電力需要	7,007	472	1,445	5,090	9,253	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,260	156
②供給力	7,687	513	1,524	5,650	9,706	2,725	2,875	580	1,217	616	1,693	17,393	225
②供給-①需要 (予備率)	680 (9.7%)	41 (8.7%)	79 (5.5%)	560 (11.0%)	453 (4.9%)	128 (4.9%)	84 (3.0%)	35 (6.4%)	89 (7.9%)	67 (12.1%)	50 (3.0%)	1133 (7.0%)	68 (43.7%)



## (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（北陸エリア）

〔北陸エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力					150					150
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	375	2,953	1,145	552	1,681	16,662
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	-140	56	22	11	32	170

注：需要は、東西各地域において、東日本大震災以降において需要が最大であった2013年度の夏季需要（最大3日平均）を見込んだ。  
以下、本シミュレーションにおいて同じ。

北陸エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-19	190	150	-100	250	190	170
⑤ 北陸以外の地域⇒北陸	-140	310	130	-22	152	152	12

※1：平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

■ 北陸エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

## (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（関西エリア）

〔関西エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力						270				270
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	525	2,683	1,145	552	1,681	16,542
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	-214	22	11	32	50

関西エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	※1 運用容量(c) (万kW)	※2 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
③ 東地域⇒中西地域	-89	139	300	-30	330	139	50
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-139	190	150	-100	250	190	50
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-149	200	280	-77	357	200	50
⑦ 中国+四国+九州⇒関西以東	-14	64	540	413	127	64	50

※1：東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。

※2：平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

■ 関西エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

## (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（中国エリア）

〔中国エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
<b>需要+予備率3% ①</b>	<b>447</b>	<b>1,300</b>	<b>5,412</b>	<b>2,605</b>	<b>515</b>	<b>2,897</b>	<b>1,124</b>	<b>542</b>	<b>1,649</b>	<b>16,492</b>
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力							190			190
<b>供給力合計 ②</b>	<b>456</b>	<b>1,326</b>	<b>5,517</b>	<b>2,656</b>	<b>525</b>	<b>2,953</b>	<b>955</b>	<b>552</b>	<b>1,681</b>	<b>16,622</b>
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	56	-168	11	32	130

中国エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b),(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-69	200	280	-77	357	200	130
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-126	256	410	-293	※2 450	256	130
⑧ 中国以外の地域⇒中国	-168	298	668	123	545	298	130

※1:平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

※2:四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

- 中国エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

## (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（四国エリア）

〔四国エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
<b>需要+予備率3% ①</b>	<b>447</b>	<b>1,300</b>	<b>5,412</b>	<b>2,605</b>	<b>515</b>	<b>2,897</b>	<b>1,124</b>	<b>542</b>	<b>1,649</b>	<b>16,492</b>
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力								130		130
<b>供給力合計 ②</b>	<b>456</b>	<b>1,326</b>	<b>5,517</b>	<b>2,656</b>	<b>525</b>	<b>2,953</b>	<b>1,145</b>	<b>422</b>	<b>1,681</b>	<b>16,682</b>
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	56	22	-119	32	190

四国エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b),(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-9	200	280	-77	357	200	190
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-66	256	410	-293	※2 450	256	190
⑨ 四国以外の地域⇒四国	-119	310	260	-138	※2 145	145	26

※1:平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

※2:四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

- 四国エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

## (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（九州エリア）

[九州エリアでの電源脱落模擬]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
<b>需要+予備率3% ①</b>	<b>447</b>	<b>1,300</b>	<b>5,412</b>	<b>2,605</b>	<b>515</b>	<b>2,897</b>	<b>1,124</b>	<b>542</b>	<b>1,649</b>	<b>16,492</b>
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力									260	260
<b>供給力合計 ②</b>	<b>456</b>	<b>1,326</b>	<b>5,517</b>	<b>2,656</b>	<b>525</b>	<b>2,953</b>	<b>1,145</b>	<b>552</b>	<b>1,421</b>	<b>16,552</b>
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	56	22	11	-228	60

九州エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	※1 運用容量(c) (万kW)	※2 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
③ 東地域⇒中西地域	-79	139	300	-30	330	139	60
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-129	190	150	-100	250	190	60
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-139	200	280	-77	357	200	60
⑦ 関西以東⇒中国+四国+九州	-196	256	410	-293	※3 450	256	60
⑩ 九州以外の地域⇒九州	-228	288	30	-278	308	288	60

※1: 東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。

※2: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

※3: 四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

- 九州エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

## (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（北海道エリア）

[北海道エリアでの電源脱落模擬]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
<b>需要+予備率3% ①</b>	<b>447</b>	<b>1,300</b>	<b>5,412</b>	<b>2,605</b>	<b>515</b>	<b>2,897</b>	<b>1,124</b>	<b>542</b>	<b>1,649</b>	<b>16,492</b>
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力	160									160
<b>供給力合計 ②</b>	<b>296</b>	<b>1,326</b>	<b>5,517</b>	<b>2,656</b>	<b>525</b>	<b>2,953</b>	<b>1,145</b>	<b>552</b>	<b>1,681</b>	<b>16,652</b>
予備率3%に対する過不足 ②-①	-151	25	105	51	10	56	22	11	32	160

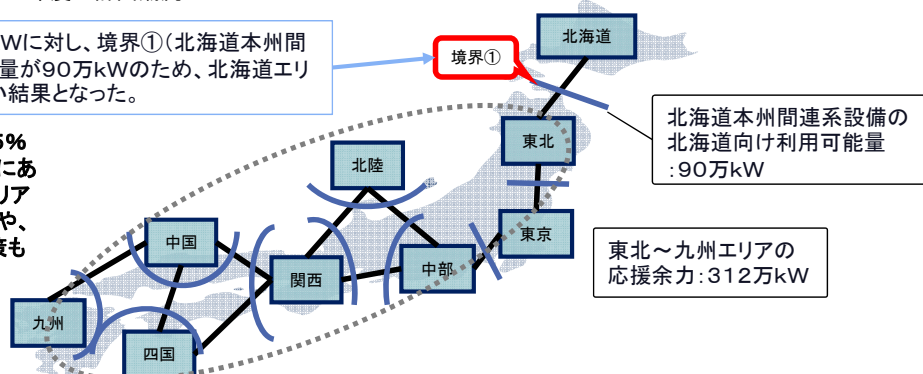
北海道エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
① 北海道以外の地域⇒北海道	-151	312	90	0	90	90	-61

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 北海道エリアの不足分151万kWに対し、境界①(北海道本州間連系設備)を利用した受電可能量が90万kWのため、北海道エリアの供給力不足が解消されない結果となった。

注: 今回のシミュレーションは一律5%の予備率を設定したが、実運用にあたっては状況に応じて北海道エリアは多めに予備率を確保することや、随時調整契約の発動などの対策も検討する必要がある。



## (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（東北エリア）

〔東北エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力		450								450
供給力合計 ②	456	876	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,362
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	-425	105	51	10	56	22	11	32	-130

東北エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

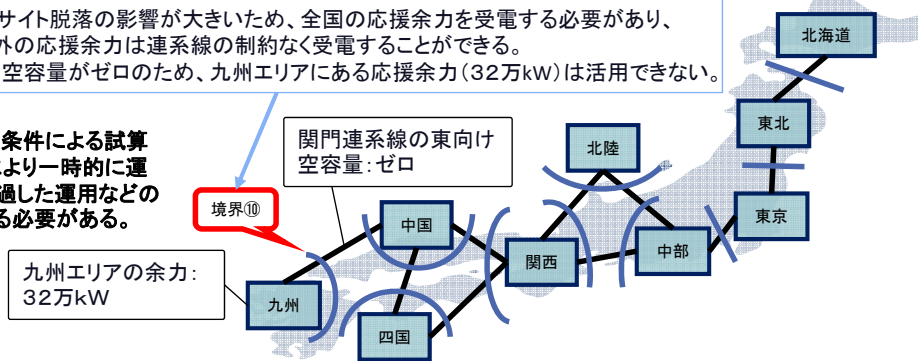
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b),(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-162	32	278	278	0	0	-162

※1:平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 本ケースではサイト脱落の影響が大きいため、全国の応援余力を受電する必要があり、九州エリア以外の応援余力は連系線の制約なく受電することができる。
- 関門連系線の空容量がゼロのため、九州エリアにある応援余力(32万kW)は活用できない。

注:極めて過酷な条件による試算であり、必要により一時的に運用容量を超過した運用などの対策も検討する必要がある。



## (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（東京エリア）

〔東京エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力			470							470
供給力合計 ②	456	1,326	5,047	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,342
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	-365	51	10	56	22	11	32	-150

東京エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

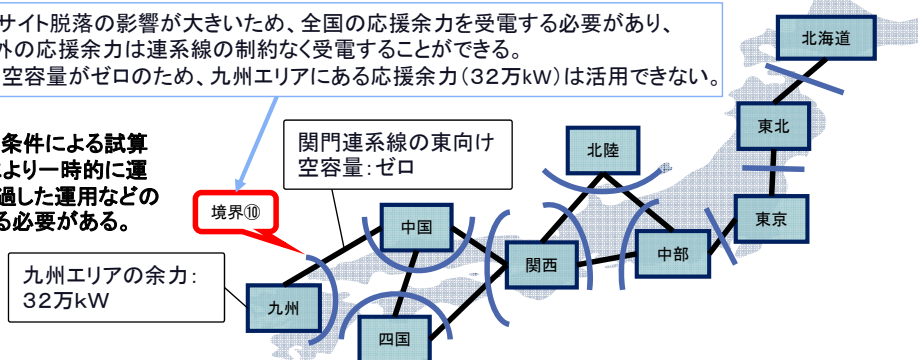
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b),(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-182	32	278	278	0	0	-182

※1:平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 本ケースではサイト脱落の影響が大きいため、全国の応援余力を受電する必要があり、九州エリア以外の応援余力は連系線の制約なく受電することができる。
- 関門連系線の空容量がゼロのため、九州エリアにある応援余力(32万kW)は活用できない。

注:極めて過酷な条件による試算であり、必要により一時的に運用容量を超過した運用などの対策も検討する必要がある。



## (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（中部エリア）

〔中部エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力				450						450
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,206	525	2,953	1,145	552	1,681	16,362
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	-399	10	56	22	11	32	-130

中部エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

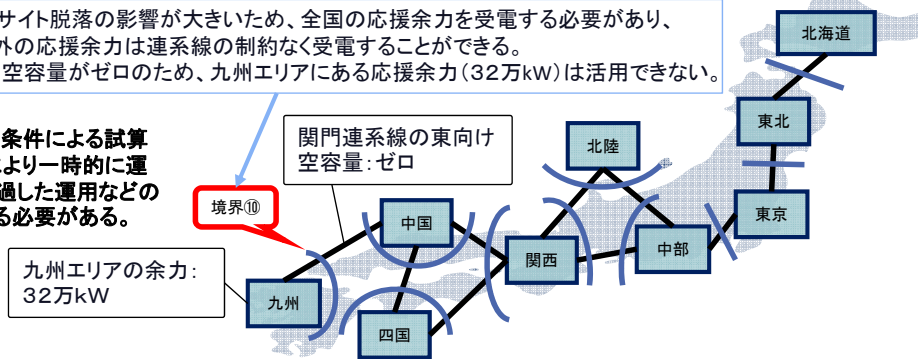
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-162	32	278	278	0	0	-162

※1:平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 本ケースではサイト脱落の影響が大きいため、全国の応援余力を受電する必要があり、九州エリア以外の応援余力は連系線の制約なく受電することができる。
- 閉門連系線の空容量がゼロのため、九州エリアにある応援余力(32万kW)は活用できない。

注:極めて過酷な条件による試算であり、必要により一時的に運用容量を超過した運用などの対策も検討する必要がある。



## (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（まとめ）

- 今回のシミュレーションは、厳しい需給状況が長期間継続している中で、夏季の最大需要発生時に大規模な電源サイト(単一発電所の全ユニット)が脱落するという極めて過酷な条件における試算を行った。
- その結果、東北⇒北海道および九州⇒中国については連系線の容量制約が生じる可能性はあるものの、その他の連系線については他エリアへの応援のための電力を送電できうことが示唆された。
- 実際に連系線容量の増加対策の要否を検討するにあたっては、こういった事象が発生する確率やそれによる社会損失と、エリア毎の調整力確保量(北海道エリアは多めに確保等)やその増加対策、随時調整契約や節電等の需要側対策、電源や流通設備の緊急時利用等、各種対策との費用対効果を比較検討する必要がある。

### <留意事項>

- 今回は現時点における計画潮流(第10年度計画値)を前提に、シミュレーションを行ったが、今後、計画潮流が変われば、大規模な電源が脱落した時に受電できる容量も変わるため、エリア内の供給予備力とエリア外から受電できる量(マージン等)について考慮する必要がある。
- 当機関の「調整力等に関する委員会」における「調整力の今後のあり方に係る検討」及び「連系線マージンの今後のあり方に係る検討」の結果を踏まえ、必要により再評価を行う。

## (6) 電力系統利用の円滑化・低廉化 におけるシナリオ設定

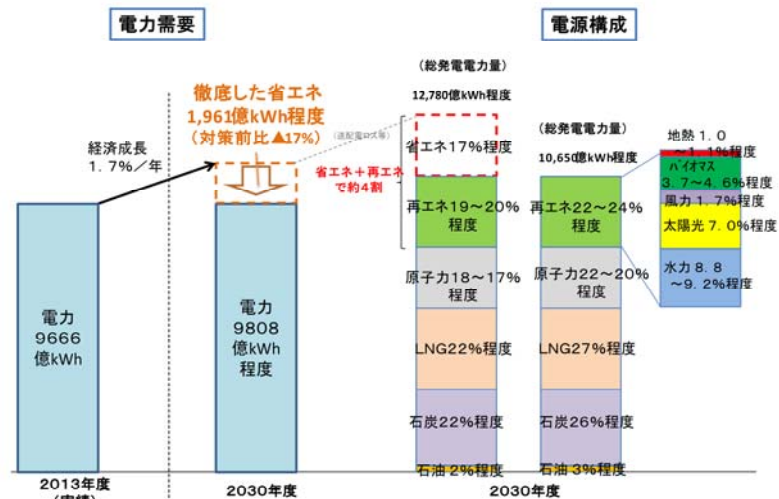
### 電力潮流シミュレーションのシナリオの考え方（電力需要）

- 電力需要は「現状横ばい」を基本シナリオとする。

<考え方>

- 長期エネルギー需給見通しにおいては、徹底した省エネの推進(△17%)を行い、2030年度の時点の電力需要を2013年度とほぼ同じレベルまで抑えることを見込んでいる。
- 徹底した省エネは政策的に誘導されるものと考え、電力需要は「現状横ばい」を基本シナリオとし、必要によりシナリオを追加する。

#### 長期エネルギー需給見通し



出典:長期エネルギー需給見通し関連資料

- 再生可能エネルギーは、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量を見込む。

<考え方>

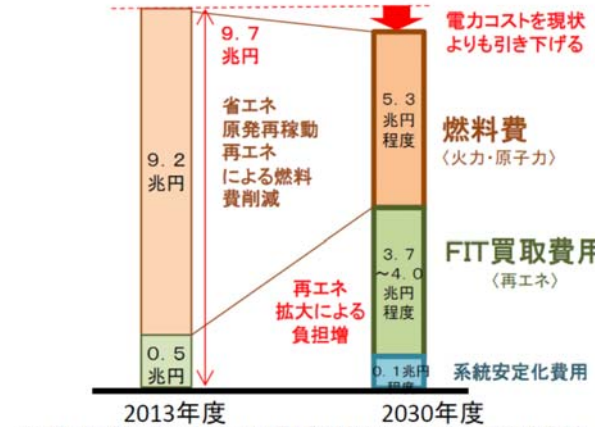
- 長期エネルギー需給見通しにおいて、各電源の個性に応じた再生可能エネルギーの最大限の導入を行う観点から自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱、水力、バイオマスにより原子力を置き換えることを見込んでいる。また、自然条件によって出力が大きく変動し、調整電源としての火力を伴う太陽光、風力は、国民負担抑制とのバランスを踏まえつつ、電力コストを現状よりも引き下げる範囲で最大限導入することを見込んでいる。
- 再生可能エネルギーは、地域の自然条件等により導入量が偏在するため、導入見込量や設備認定量等により、各エリアへの導入量を算定する。

再生可能エネルギーの導入見込量

種別	設備容量(万kW)	
	2030年断面	現状
地熱	約140~約155	52
水力	4,847~4,931	2,056(一般) 2,594(揚水) 4,650(計)
バイオマス	602~728	252
風力(陸上)	918	約270
風力(洋上)	82	
太陽光(住宅)	約900	約760
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340

注:長期エネルギー需給見通し関連資料から作成

<電力コストの推移(イメージ)>



(注) 再生可能エネルギーの導入に伴って生じるコストは買取費用を計上している。これは、回避費用も含んでいるが、その分、燃料費は小さくなっている。  
【出所】発電用燃料費は総合エネルギー統計における発電用燃料投入量(自家発電を含む)と、貿易統計における燃料輸入価格から推計

出典:長期エネルギー需給見通し関連資料

長期方針のシナリオの考え方 (再生可能エネルギー②)

- 導入量が偏在する傾向が強い風力発電及び太陽光発電について、以下のシナリオを設定する。

シナリオ① 導入見込量や設備認定量に応じて各エリアに按分して導入

シナリオ② 偏在を極力緩和するように各エリアに導入

<考え方>

- 導入見込量や設備認定量に応じて各エリアへ導入量を按分した場合(シナリオ①)、導入量が偏在する地域(北海道・東北・九州エリア)から他エリアへの送電量が多くなるなど、系統への負担が大きくなる。
- 一方、偏在を極力緩和するよう各エリアへの導入量を設定した場合(シナリオ②)、相対的に系統への負担が抑制される。

単位:万kW

	(参考) 最大需要電力 (H26年度実績, H3,送電端)	シナリオ①	シナリオ②
		導入見込量等に応じて 各エリアに按分し導入 (風力+太陽光)	偏在を極力緩和する ように各エリアに導入 (風力+太陽光)
北海道	442	446	223
東北	1,331	1,548	1,259
東京	5,256	1,582	1,782
中部	2,367	787	970
北陸	491	110	175
関西	2,574	576	804
中国	1,018	562	721
四国	495	266	352
九州	1,506	1,471	1,051
沖縄	140	50	65
計		7,400	7,400

シナリオ②の考え方	
風力	北海道・東北エリア以外に最大限導入。その上で東北エリアに最大限導入。
太陽光	連系可能量(東京・中部・関西エリアは接続申込量)まで導入。その上で不足分を全エリアに需要比率で按分し導入。

各シナリオの具体的な考え方は、P9~10による。

内訳:風力1,000万kW、太陽光6,400万kW

注:四捨五入の関係で合計が一致しない。

- 風力発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量(1,000万kW)を見込む。(既導入量は286万kW)
- 導入見込量達成のための新規導入量(714万kW)は未開発分\*(下表c)の比率により各エリアに按分する。(風力シナリオ①) \*「未開発分」=「連系可能量を考慮しない導入見込み量」-「既導入量」
- 相対的に系統への負担が抑制されうるシナリオとして、東京から九州に最大限導入、北海道は連系可能量まで入れた上で、東北に重点的に導入した場合(風力シナリオ②)を検討する。
- また、風力シナリオ②に対する参考として、北海道エリアに重点的に導入した場合についても検討する。

単位:万kW

	連系可能量を考慮しない導入見込量※1 a	既導入量※2 b	未開発分 c=a-b	風力シナリオ① 未開発分比率で按分 $b+(1,000-286) \times c/966$	風力シナリオ② 東京から九州に最大限、北海道は連系可能量まで導入したうえで、東北に重点的に導入	(参考)風力シナリオ 東京から九州に最大限導入した上で、北海道に重点的に導入
北海道	約300	32	268	230	56	300
東北	約587	87	500	456	579	334
東京	約47	23	24	41	47	47
中部	約45	21	24	39	45	45
北陸	約19	15	4	18	19	19
関西	約37	16	21	31	37	37
中国	約67	30	37	57	67	67
四国	約51	14	37	41	51	51
九州	約97	46	51	84	97	97
沖縄	約2.5	1.6	0.9	2.3	2.5	2.5
計	約1,250	286	966	1,000	1,000	1,000

※1 第9回新エネ小委資料より作成

※2 固定買取制度情報公表用ウェブサイトデータより作成(H27年4月末)

注:四捨五入の関係で合計が一致しない。

電力潮流シミュレーションのシナリオの考え方(太陽光発電)

- 太陽光発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量(6,400万kW)を見込む。
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量(5,905万kW)は、新規認定量(下表b)の比率により各エリアに按分する。(太陽光シナリオ①)
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量(5,905万kW)を、接続可能量を設定していないエリア(東京、中部、関西)については接続契約申込量まで、その他エリアは接続可能量まで導入し、未達分を需要比率で各エリアに按分する。(太陽光シナリオ②)

単位:万kW

	導入量		新規認定量 b	太陽光シナリオ① 新規認定量比率で按分 $a+(6,400-495) \times b/8,247$	東京・中部・関西エリア 接続済み+接続契約申込量 ・その他エリア 接続可能量	太陽光シナリオ② 東京・中部・関西エリアは接続 申込量、その他エリアは接続可 能量まで導入し、未達分を需要 比率で按分
	移行認定 a	新規認定 (bの内数)				
北海道	8	55	292	216	117	167
東北	30	137	1,483	1,092	552	680
東京	129	481	1,973	1,541	1,280	1,735
中部	96	309	911	748	717	925
北陸	8	34	118	92	110	156
関西	65	228	670	545	536	767
中国	45	151	642	505	558	654
四国	23	110	282	225	257	301
九州	86	416	1,818	1,388	817	954
沖縄	6	21	58	48	49.5	62
計	495	1,941	8,247	6,400	-	6,400

固定買取制度情報公表用ウェブサイトデータより作成(H27.4月末)

注:四捨五入の関係で合計が一致しない。



- 一般水力は、長期エネルギー需給見通しにおける水力発電の導入見込量(4,847~4,931万kW)から揚水発電(2,594万kW)を差し引き、2,253~2,337万kWを見込む。
- H26年度末設備(2,067万kW)にH27年度供給計画に記載のある新增設・廃止計画(19万kW)を織り込む。
- 導入見込量達成のための新規導入量(167~251万kW)は、都道府県別包蔵水力(未開発分)の比率により各エリアに按分する。
- 揚水式水力は、現状の設備に加え、蓋然性が高い新增設・廃止を見込む。

	単位: 万kW				単位: 億kW	
	年度末設備 <sup>※1</sup> a	開発予定 <sup>※1</sup> b	新規導入量 c=(167~251) × d/398	一般水力シナリオ a+b+c	包蔵水力 <sup>※2</sup> (未開発分) d	
北海道	117	1	17~26	135~144	42	
東北	292	1	41~61	334~355	97	
東京	408	0	13~19	421~428	31	
中部	263	15	42~62	319~340	99	
北陸	245	1	16~23	261~269	37	
関西	388	1	10~14	398~403	23	
中国	101	0	9~13	110~114	20	
四国	79	0	9~14	89~93	22	
九州	174	1	11~17	186~191	27	
沖縄	0	0	0	0	1	
計	2,067	19	167~251	2,253~2,337	398	
				揚水発電 <sup>※3</sup>	2,594	
				水力合計	4,847~4,931	

注: 四捨五入の関係で合計が一致しない。  
 ※1 平成27年度供給計画  
 ※2 資源エネルギー庁HPの都道府県別包蔵水力(H26.3末)データより各都道府県別に各エリアに按分した概数(供給エリアが複数存在する箇所については、面積が大きいエリアで集計)  
 ※3 2010年度実績値

- 地熱発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入量(140~155万kW)を見込む。(既導入量は52万kW)
- 既導入量(下表a)と未導入の新規認定量(下表b)の合計から按分する。(地熱シナリオ①)
- 既導入量(下表a)と未導入の新規認定量(下表b)の合計、地熱資源量の未開発分(下表d)を用いて按分する。(地熱シナリオ②)

	単位: 万kW					
	既導入量 a	新規認定量 (未導入分) b	地熱シナリオ① 既導入量及び新規認定量 (未導入分)から按分 (a+b) +(140~155-59) × (a+b)/59	地熱資源の 賦存量 <sup>※1</sup> c	未開発分 <sup>※2</sup> d=c-(a+b)	地熱シナリオ② 既導入量及び新規認定量(未導入分)と地熱資源の賦存量から按分 (a+b) +(140~155-59)/2 × (a+b)/59 + (140~155-59)/2 × d/2298
北海道	3	0.01	6~7	1673	1671	34~40
東北	27	5	77~85	252	220	58~63
東京	0.3	0	0.8~0.9	39	38	1
中部	0.002	0.2	0.5	37	37	1
北陸	0	0	0	220	220	4~5
関西	0	0	0	2	2	0.04~0.05
中国	0	0	0	0	0	0
四国	0	0	0	0	0	0
九州	22	2	56~62	134	110	42~45
沖縄	0	0	0	0	0	0
計	52	7	140~155	2357	2298	140~155

注: 四捨五入の関係で合計が一致しない。  
 ※1 平成22年度環境省委託事業「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」(平成23年3月)  
 ※2 導入予定量も開発分としてカウント

- バイオマス発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入量(602万kW~728万kW)を見込む。(既導入量は267万kW)
- 導入見込量達成のためのRPS分を除く導入量(475~601万kW)は、新規認定量(未導入分)の比率により各エリアに按分する。

単位: 万kW

	固定買取制度			RPS	バイオマスシナリオ c+d
	既導入量 a	新規認定量 (未導入分) b	RPS分を除く導入量 c=a+(475~601-140) × b/181	既導入量 d	
北海道	4	11	25~33	6	31~39
東北	10	35	74~98	5	80~104
東京	51	35	116~141	31	147~172
中部	14	25	59~76	7	67~84
北陸	2	5	11~14	0	11~14
関西	18	8	33~38	16	49~54
中国	16	9	33~40	22	55~61
四国	6	13	30~39	27	57~66
九州	18	41	93~121	12	105~133
沖縄	1	0	1	0	1
計	140	181	475~601	127	602~728

固定買取制度情報公表ウェブサイトより作成(H27.4月末)

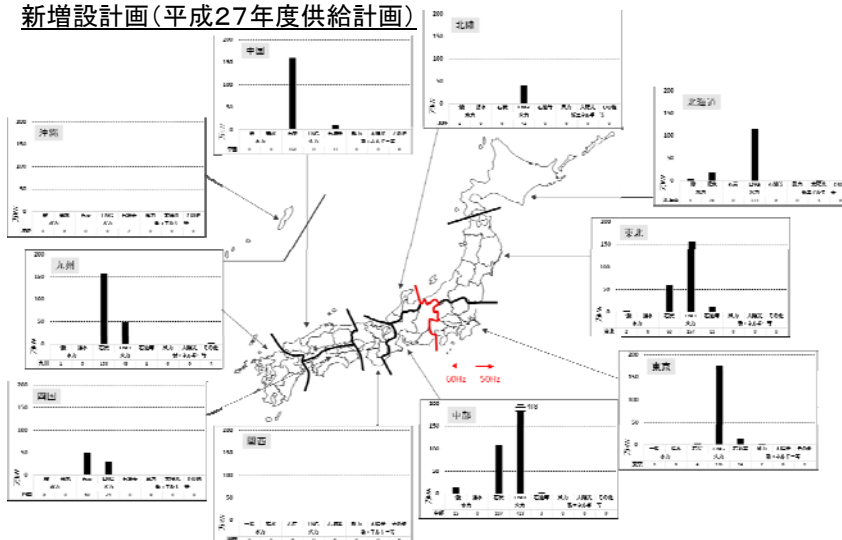
注: 四捨五入の関係で合計が一致しない。

- 火力発電は、現状の設備に加え、蓋然性が高い新增設・廃止を見込む。但し、運転開始から一定の期間を経過した設備は一律廃止を見込む。

<考え方>

- 火力発電の発電量は需要等に応じて調整されるため、長期エネルギー需給見通しにおけるLNG火力、石炭火力、石油火力の発電電力量に相当する設備量を一義的に見込むことは困難。
- 設備量は現状設備及び供給計画に計上された設備など現時点において蓋然性が高いと考えられる新增設・廃止計画を見込み、メリットオーダーによるシミュレーションを行う。
- なお、運転開始から50年を経過した設備は一律廃止を見込む。また、一律廃止した設備について、そのリプレースを蓋然性を持って見込むことは困難なため、リプレースは見込まない。

新增設計画(平成27年度供給計画)



(参考)長期エネルギー需給見通し

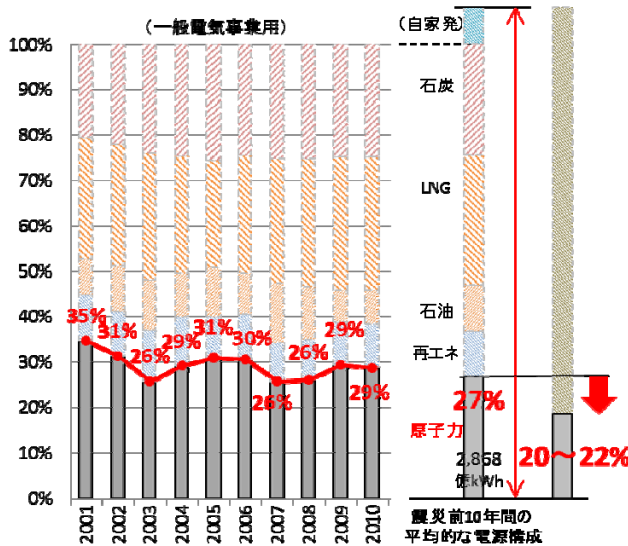
種別	電源構成(発電電力量)
LNG	27%程度(2,845億kWh)
石炭	26%程度(2,810億kWh)
石油	3%程度(315億kWh)

- 原子力発電は、長期エネルギー需給見通しにおける発電電力量を、機械的に各エリアに按分する。

<考え方>

- 現時点においては、2030年における原子力発電所の稼働状況を個別に見通すことは困難であり、長期エネルギー需給見通しにおいても、個別の原子力発電所がどの程度稼働するのは、想定していない。
- 長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量（2,168～2,317億kWh）を見込む。
- その際、各エリアへの按分は、各エリアに存在する設備容量を基に機械的に按分する。

原発依存度低減の考え方



- 1. 省エネによる電力需要の抑制**  
2030年の電力需要を対策前比17%削減。  
(発電電力量で2,130億kWh程度の削減に相当)  
2030年の総発電電力量: 10,650億kWh程度
- 2. 再エネ拡大による原子力の代替**  
自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱・水力・バイオマスを拡大。  
(+382～531億kWh程度) ※風力の平滑化効果を含む
- 3. 火力の高効率化による原子力の低減**  
石炭火力の発電効率が、全体として6.7%向上。  
(+169億kWh程度)  
2,868億kWh (27%) ※震災前10年間の平均的な電源構成  
⇒ 2030年(2,317～2,168億kWh程度)  
(22～20%)

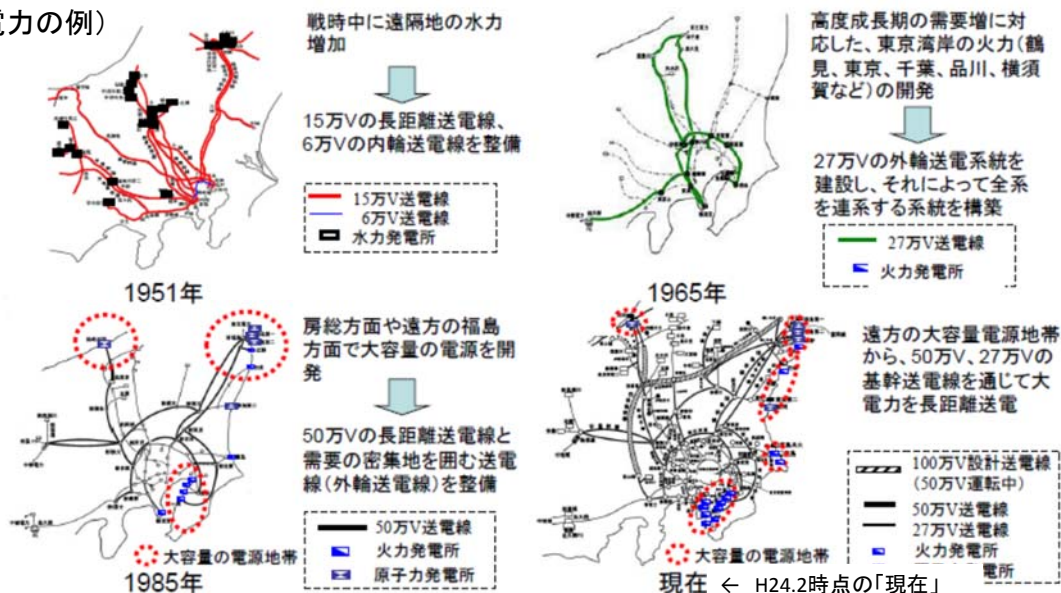
出典: 長期エネルギー需給見通し関連資料

(7) 流通設備の経年情報

a. 系統発展の歴史：基幹系統整備の歴史

- 電力需要の増加に対応するため、遠隔地にも電源の開発を進め、順次上位の電圧を導入しつつ需要地までの大電力輸送を実現してきた。このようにして整備が進められた基幹系統は、現在でもその多くが現役で稼働している。
- 一方、将来に向け、再エネ電源の大量導入の影響等、従来想定してこなかった電力潮流を実現するための系統整備を検討する必要がある。

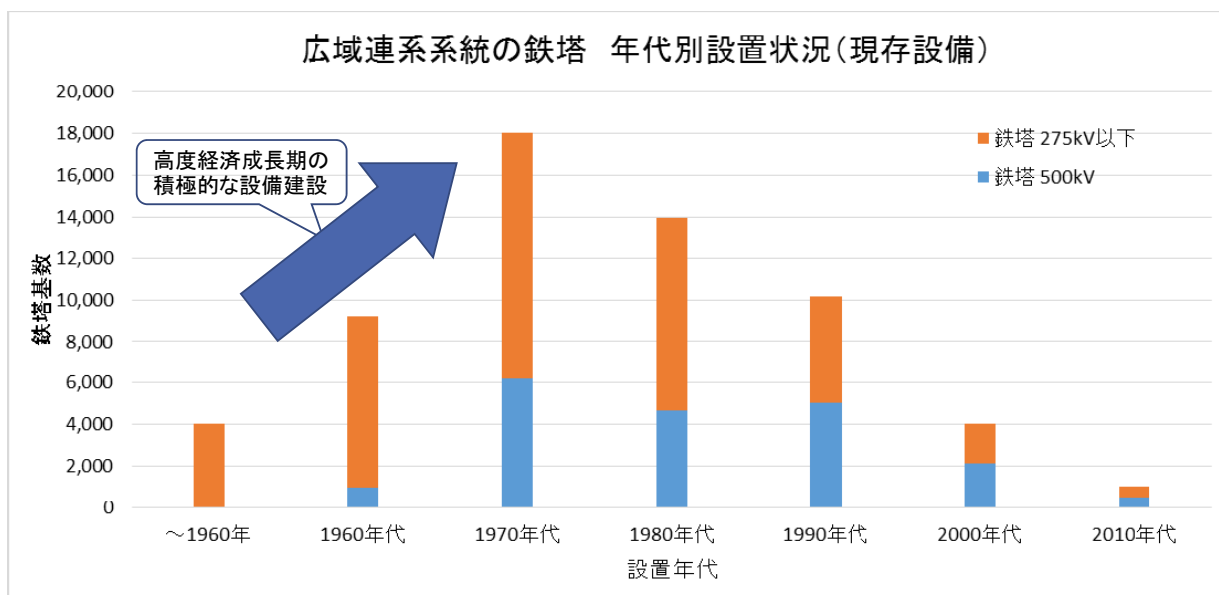
(東京電力の例)



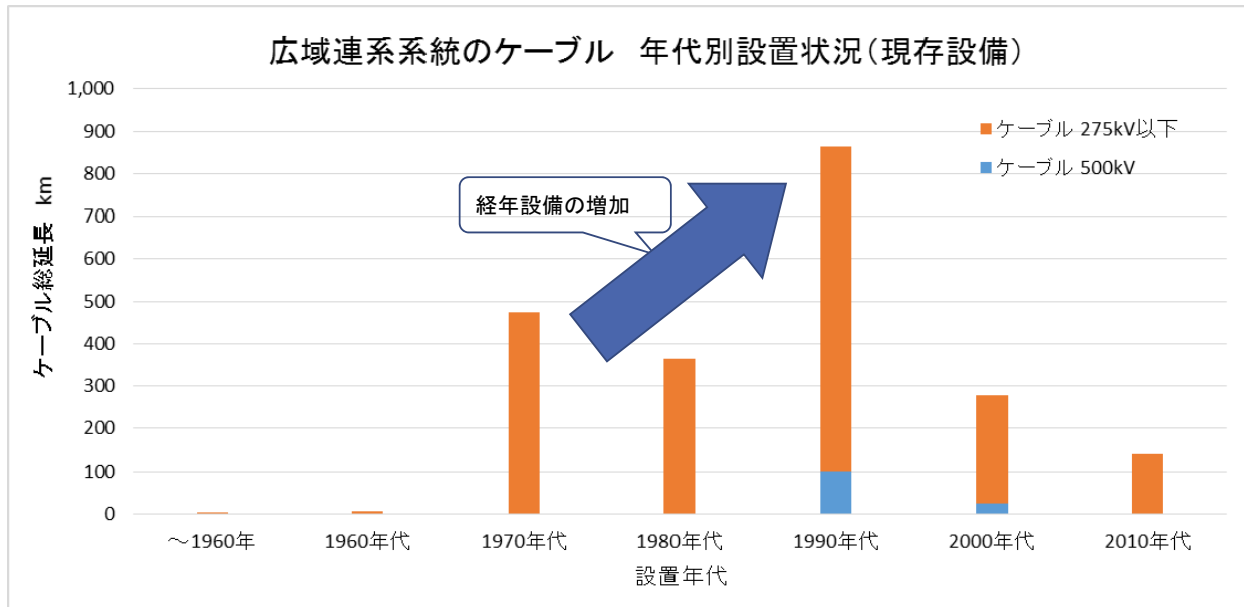
(H24.2 地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会資料より抜粋)

b. 広域連系系統の経年設備物量の推移：基幹系架空送電設備の例

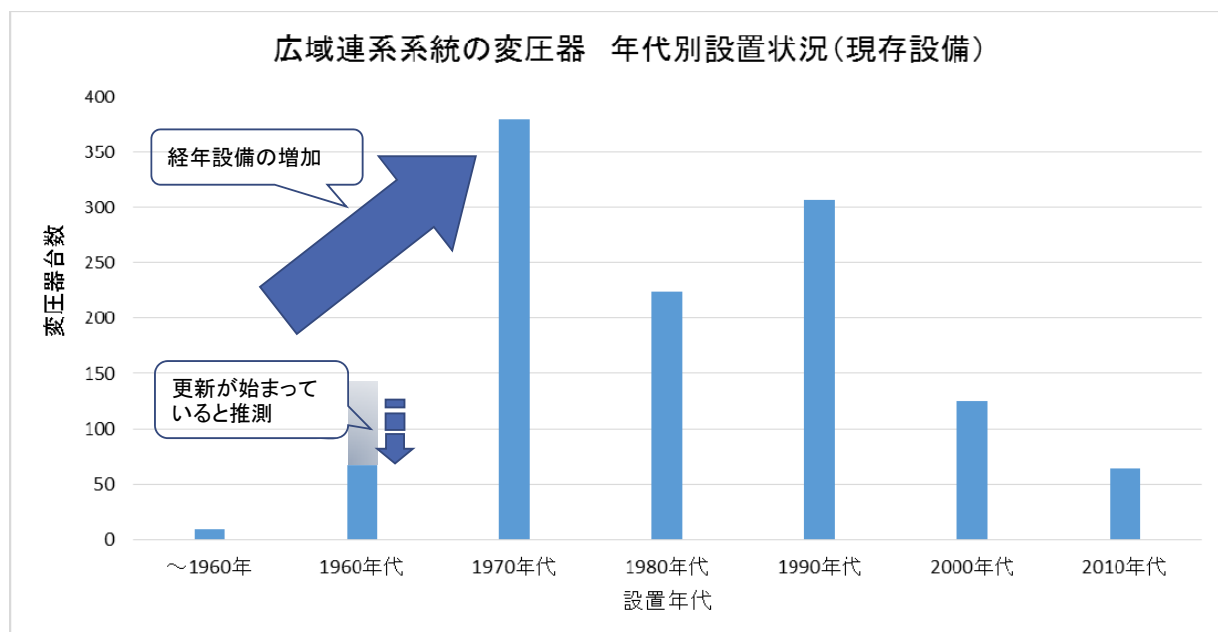
- 基幹系統の架空送電設備は、経済成長の著しい1960～70年代に設備建設が増大。今後、これらの設備が順次更新時期を迎えつつある。
- 鉄塔の更新計画を策定するにあたっては、単純な経年情報だけでなく、設計・材質・周辺環境等の要素により劣化の進行が大きく異なることを考慮のうえ、設備の寿命を評価する必要がある。



- ケーブル設備については、1970～1990年代にかけ、堅調に設備量が増加してきた。
- 初期に設置されたケーブルの経年劣化に伴う設備更新が進められている。



- 変圧器に関しては、1970年代および1990年代の設置量が多い。
- 現在1960～70年代に設置された経年機器の計画的な設備更新が各社で図られつつある。



- これまでの基幹システムの整備に伴い膨大な経年設備が存在しており、これらを設備維持・運用する各社には、確実かつ効率的な設備の保全・更新が求められる。
- これらを的確に実現するためには、各流通設備所有者により膨大な保全データや劣化診断結果等のデータベース化が進められている。このアセットマネジメントの手法についてはCIGRE等でも積極的に議論されている世界的な関心事項である。また、電力流通設備のアセットマネジメントの手法について、国際標準化に向けた議論が進められている。

## 【参考】アセットマネジメントの国際標準化に向けた取り組み

- |   |  |
|---|--|
| 1. 標準化の対象候補<br>(1) 系統信頼度の指標 (SAIDI, SAIFI, CAIDI, etc.)<br>(2) 国際的な設備運用実績データベース<br>(3) 信頼度区分<br>(4) アセットマネジメントの方式 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 点検・診断手法と評価基準</li> <li>- 故障データの測定・報告</li> <li>- 故障対策の好事例</li> <li>- 寿命の推定, 報告, コスト計算手法</li> <li>- リスク評価の手法</li> <li>- 設備健全度評価</li> <li>- 優先順位付けの手法</li> </ul> | 2. CIGREや他の関連団体との協働が重要<br>3. 標準化すべきでないものに留意<br>好事例を選択肢として例示するにとどめる |
|---|--|



IEC/MSB 白書 Strategic asset management of power networkでの 提言 (2015.10) より

- 更新物量の増加が見通されており、各社は設備の経年や保全情報等のデータを蓄積し、保全・更新計画の最適化を模索している。
- 実際の更新工事の計画にあたっては、設備毎の寿命を総合的に評価(P17: 設備寿命の予測にあたり評価される観点を参照)するとともに、以下のような観点を考慮することが重要である。
  - 電力設備の工事に必要なスキルを有する作業員の確保 (P18: 作業員数の推移を参照)
  - 作業停電に伴う系統信頼度低下(作業停電の困難化回避) (P19: 北本増強の事例を参照)
  - 託送料金に影響を与えうる設備更新物量の年度ごとのアンバランス回避



- 流通設備所有者においては、アセットマネジメント等の活用により、設備寿命や取替に伴う様々な制約を総合的に勘案した最適更新計画の策定が期待される。

### ■ 寿命の定義

多くの要因によって決まる。

- ・安全性
- ・信頼性
- ・保守費用
- ・設備容量の不足
- ・部品の消耗
- ・環境による影響
- ・人材
- ・メーカーサポート
- ・劣化
- ・陳腐化 …など

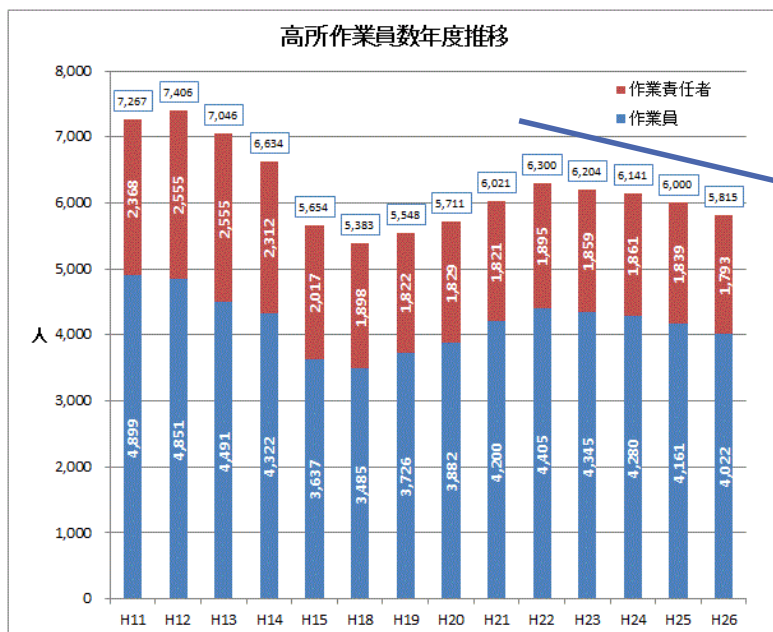


標準化により、寿命予測手法を見出せる。

IEC/MSB 白書 Strategic asset management of power networkでの提言（2015.10）より

### 【参考】電力設備の工事に必要なスキルを有する作業員数の推移

- 更新計画を実現するにあたって、作業員の確保は特に重要。
- ここ数年、必要な能力を有する作業員数はわずかながら減少傾向にあり、今後、大幅に増大することが予想される更新物量に応じた作業員を確保する必要がある。
- 作業員確保の観点からは、中長期的に安定した工事物量を予測できることが重要であり、一般電気事業者においては情報公開にも取り組んでいる。



近年、作業員数は減少傾向にある  
今後、新增設計画の実現に加え、大量の経年設備の更新に対応できる人員を確保できるか、懸念される。

送電線建設技術研究会  
ウェブサイトより

- 既設設備の経年に伴う改修に備えることを考慮した設備計画が検討されている。

### (参考)近年のESCJの提言②〔北本の増強(平成23年5月)〕

平成23年5月23日  
 一般社団法人電力系統利用協議会

#### 北海道本州間連携設備の増強等に係わる提言

電力系統利用協議会は、北海道電力株式会社の検討提起を受け、北海道本州間連携設備の増強等について検討した。その結果を、下記の通り提言する。

#### 記

##### (1) 北海道本州間連系設備の増強について

北海道本州間連系設備については、本設備の作業停止および将来的な大規模改修に対応し、北海道エリアの安定供給を確保する観点から、また、設備健全時における瞬動予備力・確保のための系統運用合理化の観点から、当該設備を30万kW増強することが妥当である。なお、従来限定的であった北海道エリアに向けた連系線空容量が、本増強によって一定程度見込めるようになるため、取引活性化の観点からも望ましいといえる。\*周波数低下が発生した場合に即時応動する供給力

##### (2) 費用負担について

増強される地域間連系線設備の建設目的は、北海道エリア全体の安定供給確保であり、また、増分容量はそれに必要となる容量を除いて、託送利用に解放される。よって、増強設備の工事費用は、受益者負担の観点から、全額一般負担と整理することが妥当である。なお、今回の連系線増強が必要となる背景に、当該系統に連系されている最大電源ユニットの運用が考慮されているものの、それが特定負担すべき受益とは判断されなかった。

##### (3) 今後の課題について

- ・ 大規模災害の発生を踏まえ、リスク対応という観点から、本増強工事は、確実かつ早期に実現されることが期待される。また、工事の状況等について、当該事業者から、当協議会へ自主的に報告されることが臨まれる。
- ・ さらに、増強される地域間連系設備については、信頼度向上と設備の有効利用の観点からも、全ルート同時停止に至るリスクは極力最小化することが望まれる。
- ・ 今後、本地域間連系線を介した取引や、新エネルギー電源の導入拡大に対応した連系線利用が見込まれる。これらは、空容量の範囲内の利用となるため、その動向をよく注視しておく必要がある。

以上 16

## (2) 電力流通設備の経年化に対応した広域機関の役割

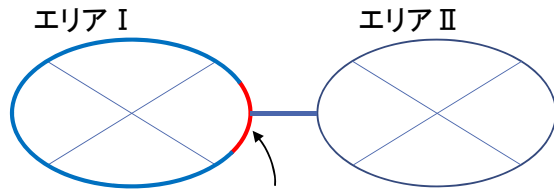
流通設備の高経年化対応における広域機関の主な役割は、長期的な設備形成の合理性の確保にあるのではないかと。

- 広域連系系統の設備の健全性が確保されているか、経年更新の動向について広域機関として把握に努める。
  - 広域連系系統の経年・劣化状況や更新動向について整理していく。
- 経年設備の更新が計画される際には、長期的な広域連系潮流の見通しを踏まえ、設備規模の拡大・縮小や系統の変更等、最適な系統構成となるよう検討していく。
  - 供給計画(流通設備計画)の取りまとめにおいて、長期方針との整合性を確認していく。
- 広域系統整備計画の策定に当たっては、関連する系統の経年対策を考慮し、系統全体として最適な対策となるよう検討する。
  - 例えば、FC90万kW増設に向けた基本要件では、275kV送電線の経年対策を織り込んだ対策とした。

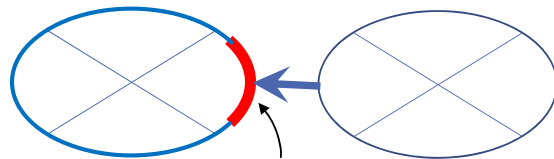


- 従来も設備所有者により合理的な設備形成がなされてきたものと思われるが、今後は小売全面自由化や市場活性化の観点から、ますます系統利用の不確実性が増していくであろうことに鑑みると、全国横断的な視野を有する広域機関の役割は重要と考えられる。

〔想定事例1：地内送電線のサイズ選定〕

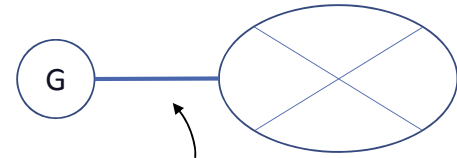


- 従来は地内の潮流動向を主眼に設備計画が策定されてきた。
- 地内の電源計画に大きな変化が想定されない場合、通常は従来と同等の設備への更新が計画される。

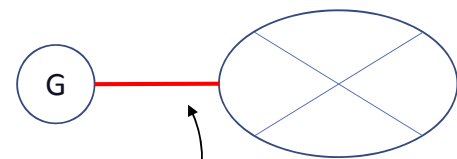


- 今後は、例えばエリアⅡに安価な電源が大量に導入され、連系線を介してエリアⅠへ流入するような可能性も見据え、最適な地内系統の増強を視野に入れた検討を行う。

〔想定事例2：電源線のサイズ選定〕



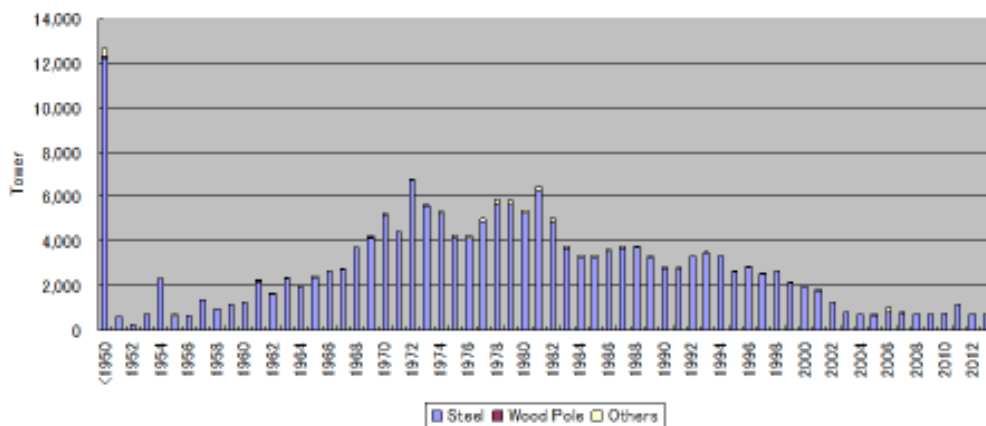
- 通常は発電事業者の特定負担額を最小化することに配慮し、新規電源の設備容量に対し裕度の無い電源線が敷設される。



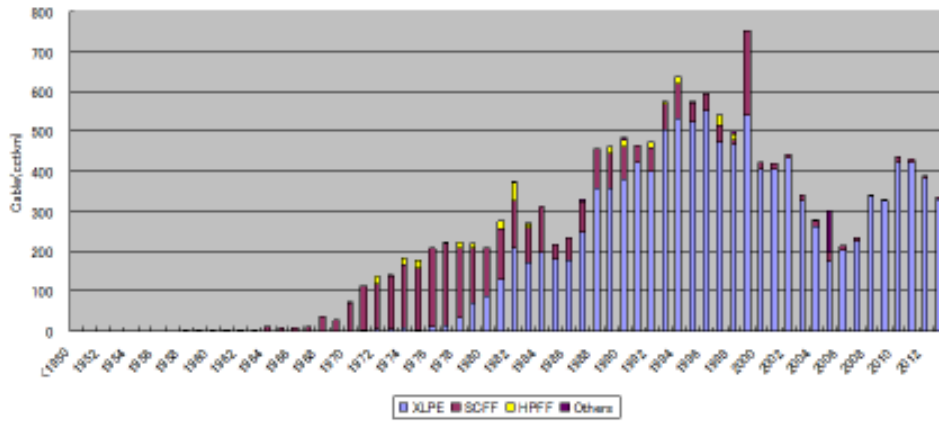
- 全体最適の観点から考えれば、系統に発生する電力損失分を考慮のうえ、ワンサイズ上の線種を選択することが望ましい可能性もある。

【参考】全電圧の設備経年分布(送電線支持物)

Aging distribution of Power assets (Tower)

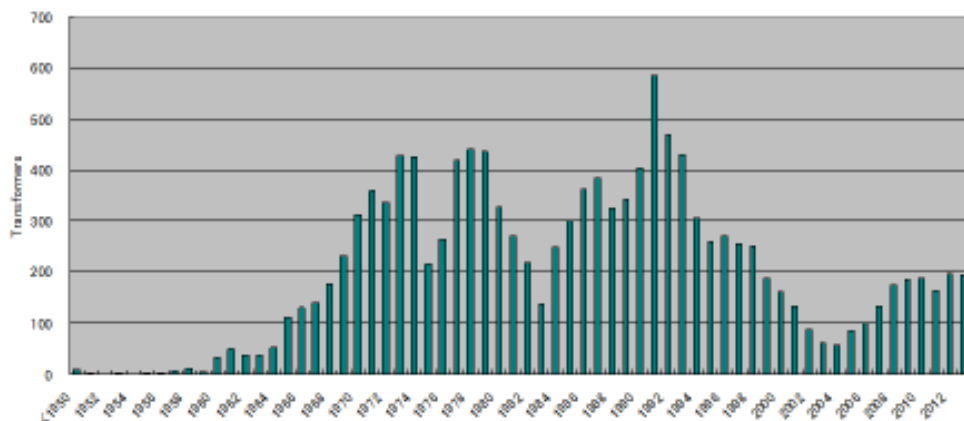


### Aging distribution of Power assets (Cable)



IEC Market Strategy Board Meeting (2014.12) 資料より抜粋

### Aging distribution of Power assets (Transformers)



IEC Market Strategy Board Meeting (2014.12) 資料より抜粋