

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¹

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

¹ 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²

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

² 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。

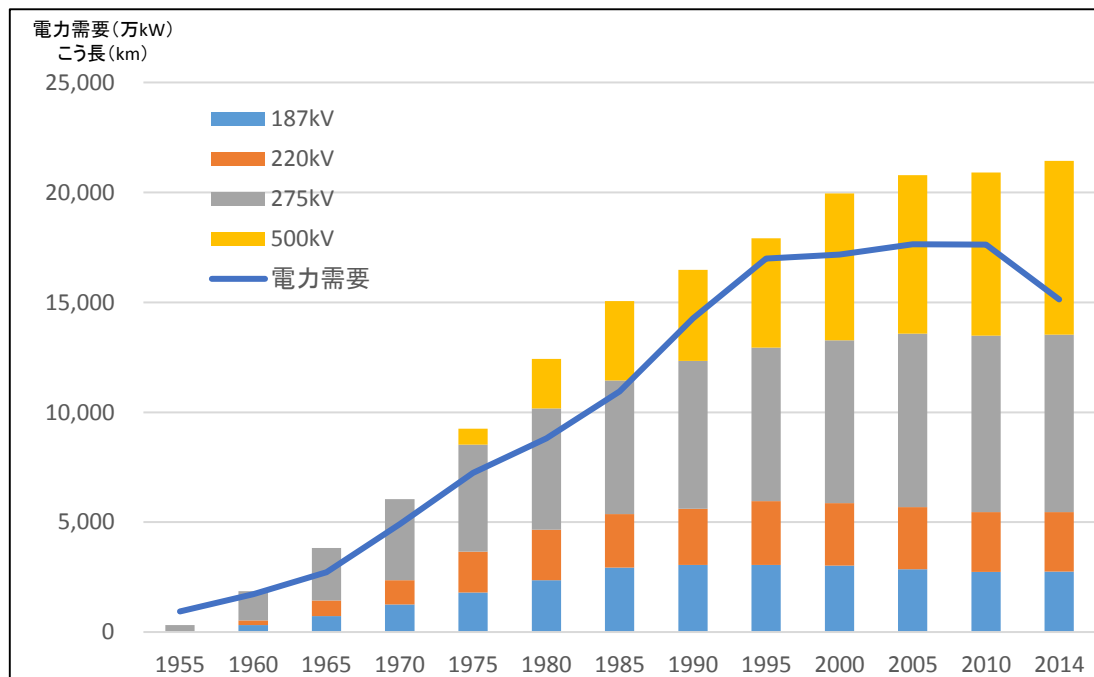


図1 電力需要と広域連系系統電線路こう長の推移 (9社計)³

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。

³ 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⁴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な設備形成・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。

⁴ 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⁵

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⁶」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。

⁵ 参考資料(5)

⁶ 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

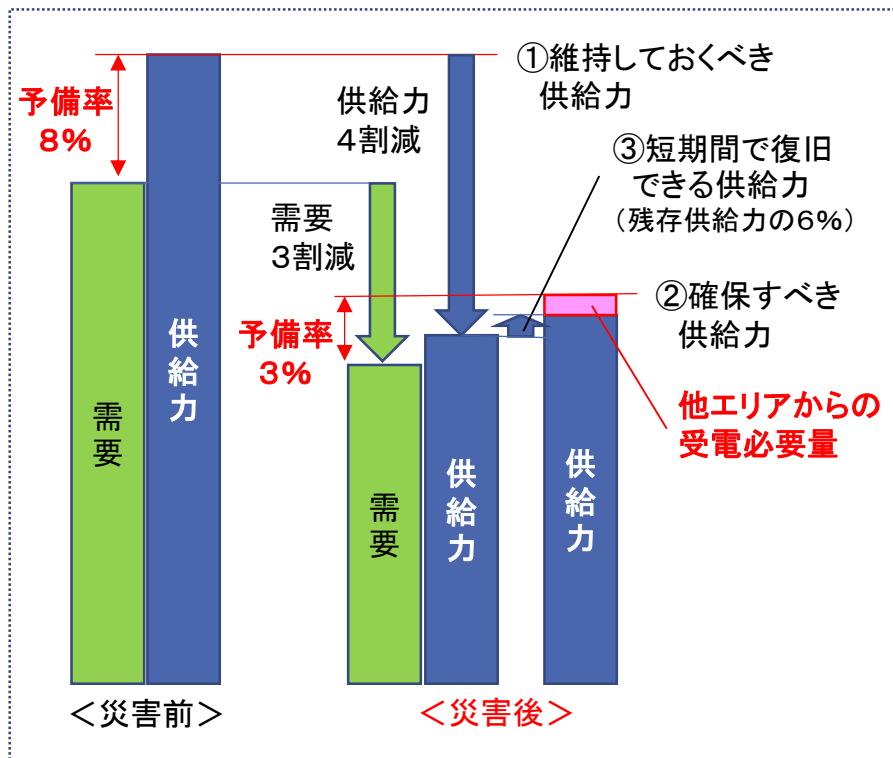


図2 シミュレーション概念図

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⁷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⁸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。

⁷ 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。

⁸ 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。

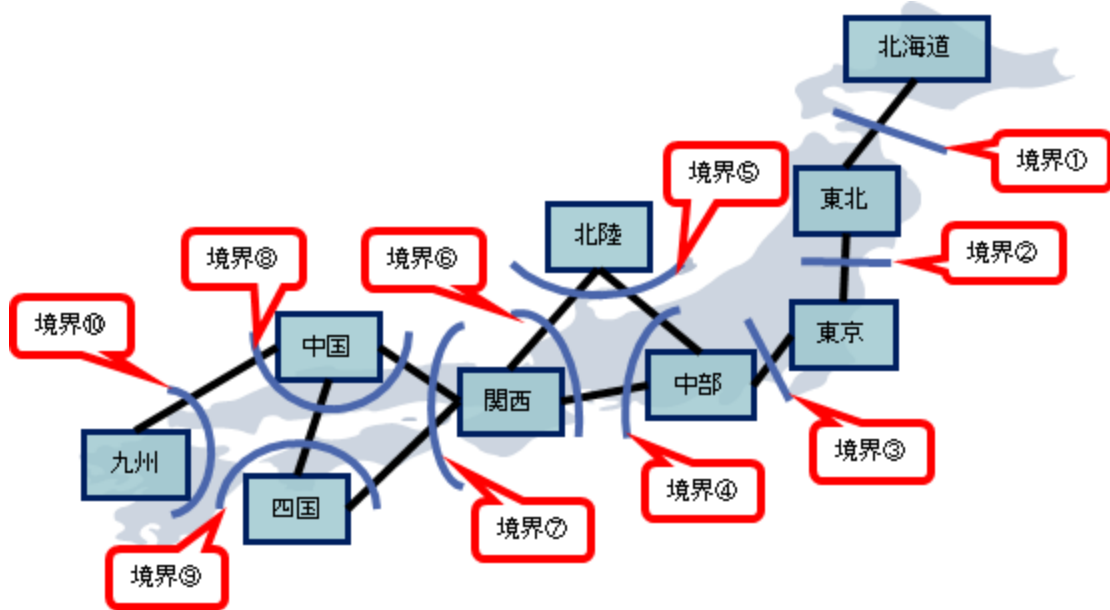


図 3 エリアを分割する境界

(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）

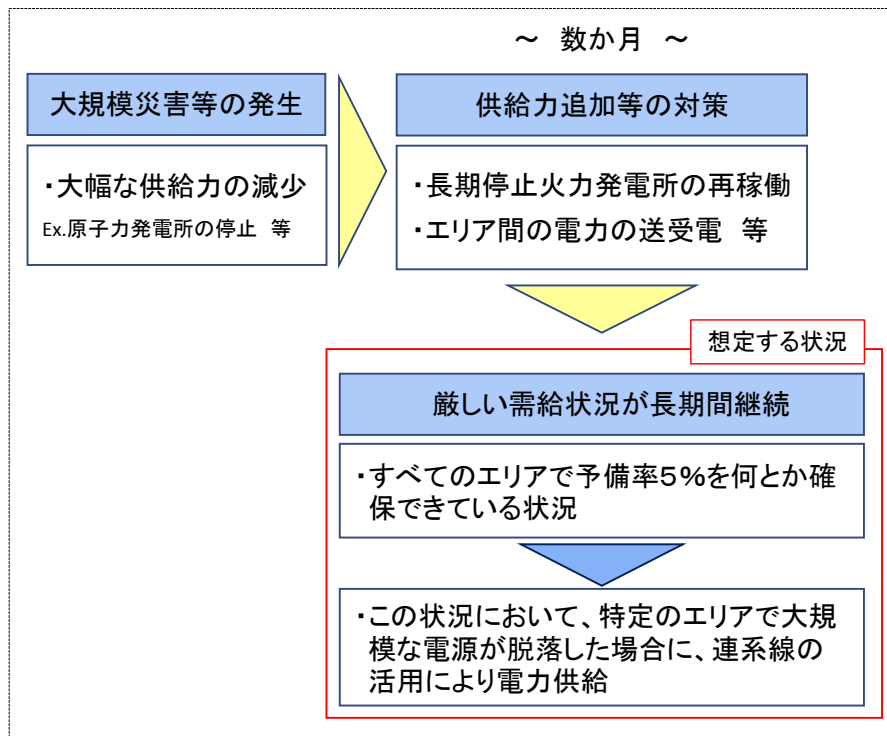


図4 厳しい需給状況の想定のお考え方

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⁹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。

⁹ 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¹⁰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¹¹

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。

¹⁰ 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。

¹¹ 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¹²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¹³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

¹² 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。

¹³ 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"> ・卸電力市場に1時間前市場の創設 ・買取義務者を一般送配電事業者に変更 ・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
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"> ・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 ・火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用 ・揚水式動力によって需要を創出することによる費用 ・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 ・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 ・当該追加的費用に係る費用精算の仕組み
系統整備	<p>ローカル系統の整備</p> <ul style="list-style-type: none"> ・系統情報公表による予見性の向上 ・電源募集プロセスによる特定負担の軽減
	<p>エリア内基幹系統の整備</p> <ul style="list-style-type: none"> ・費用負担の考え方整理(原則一般負担、一般負担の上限) ・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

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¹⁴

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)

¹⁴ 参考資料(7)

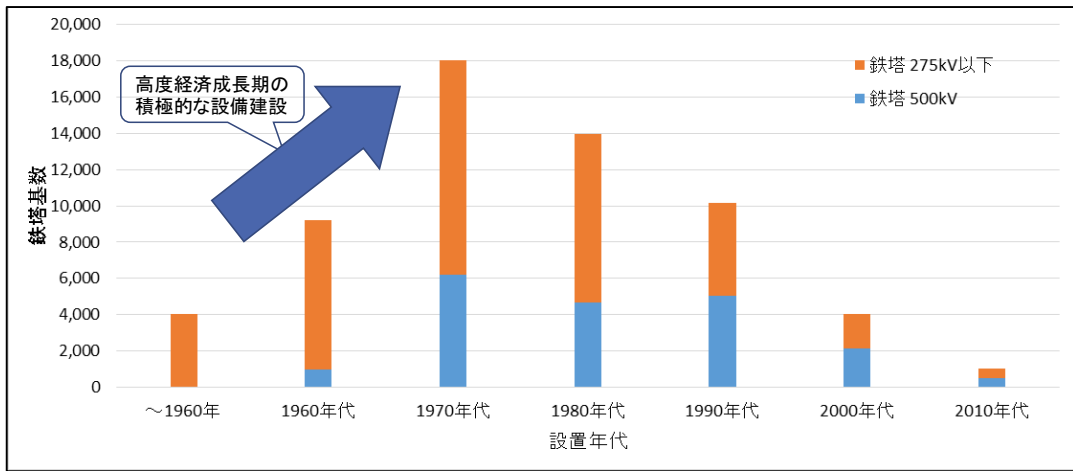


図6 広域連系系統の鉄塔 年代別設置状況 (現存設備)

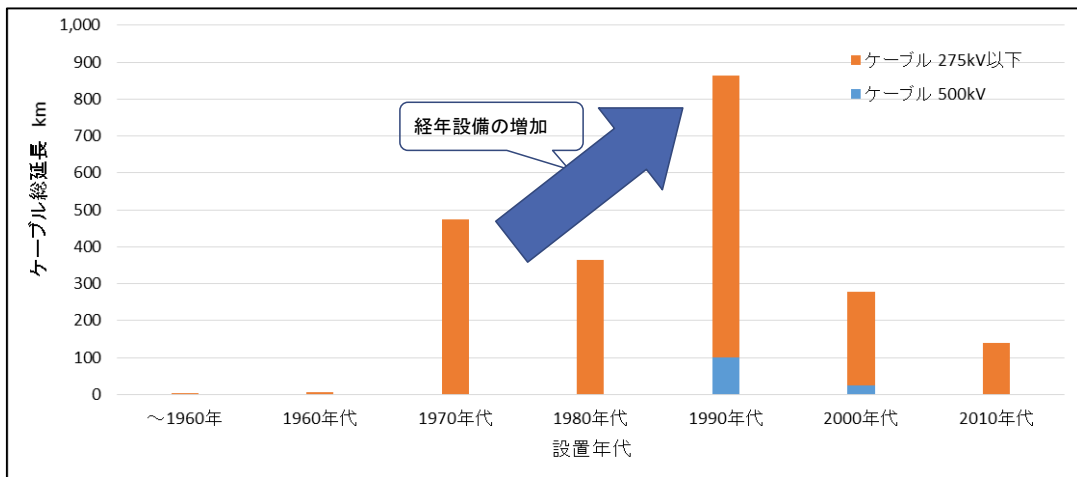


図7 広域連系系統のケーブル 年代別設置状況 (現存設備)

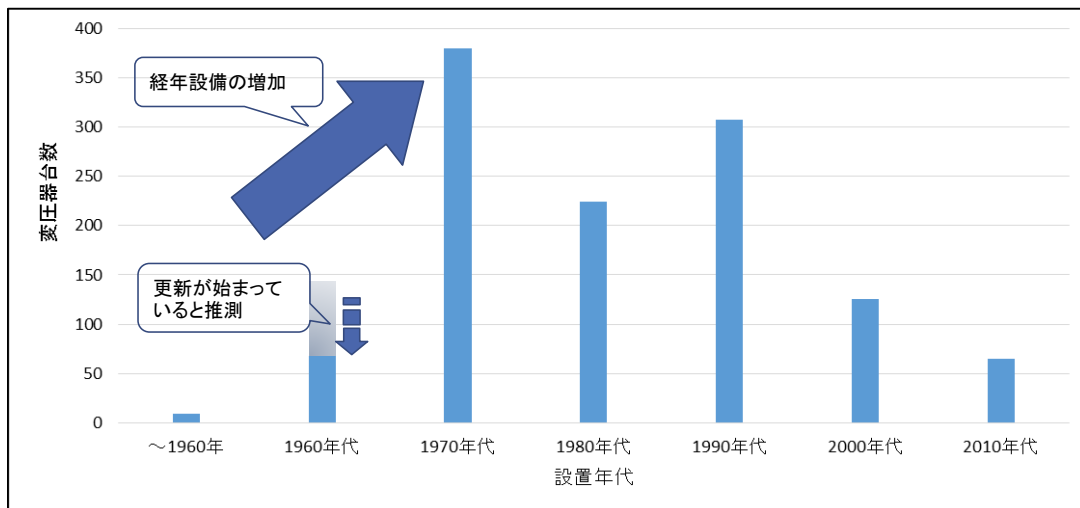


図8 広域連系系統の変圧器 年代別設置状況 (現存設備)

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、設備寿命や取替え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