

広域系統長期方針 (案)

<参考資料>

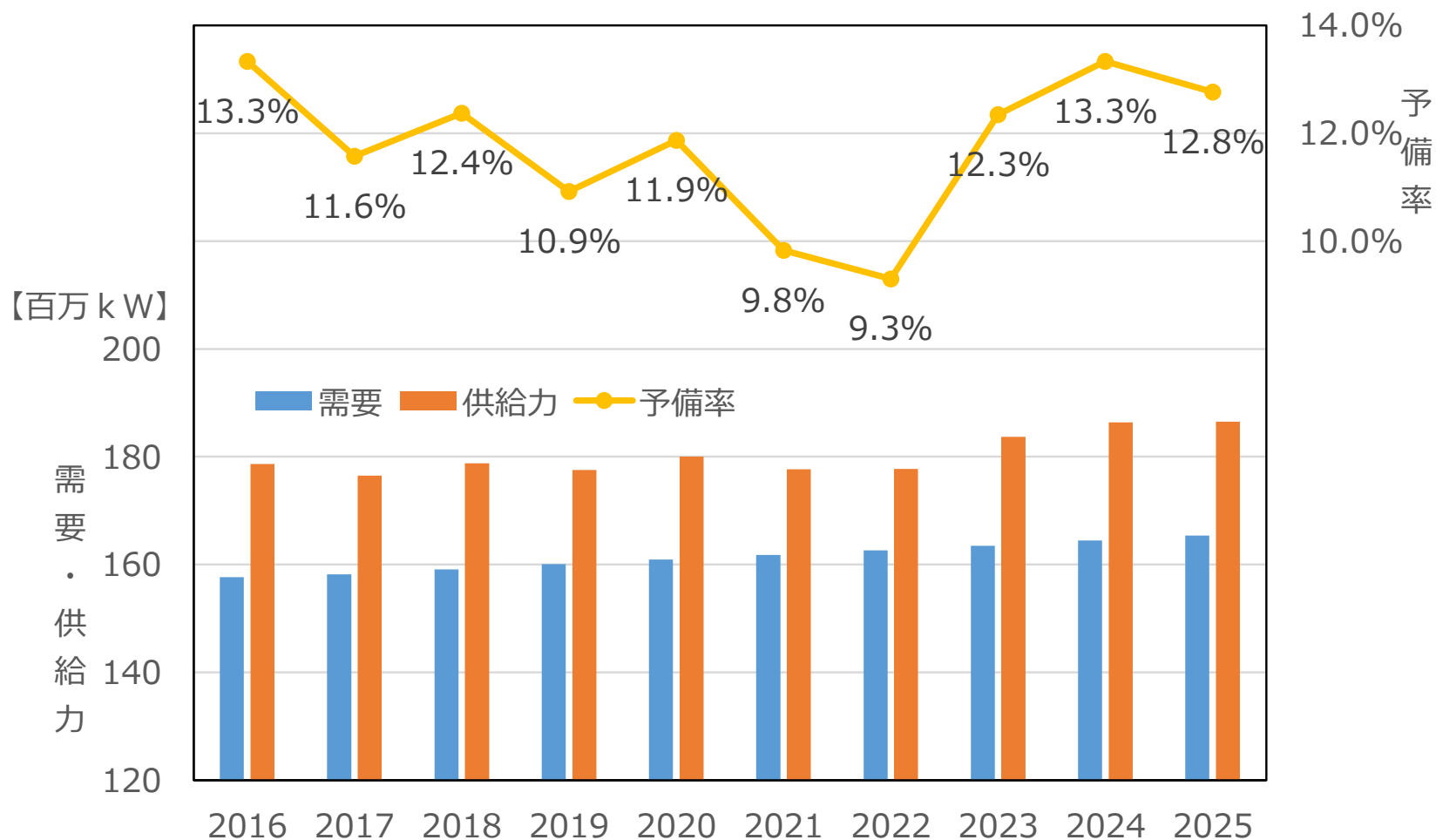
2017年 月
電力広域の運営推進機関

(1)	中長期の電力需給状況及び送配電設備の整備計画	・・・P 3
(2)	日本の広域連系系統の特徴・変遷（全国及びエリア別）	・・・P 7
(3)	大規模事故、災害等の発生時における供給信頼度	・・・P24
(4)	電力潮流シミュレーションの検討諸元（シナリオ設定、考え方等）	・・・P42
(5)	流通設備の経年情報（連系線等の経年状況）	・・・P72
(6)	技術開発動向	・・・P81
(7)	海外現地調査結果	・・・P94

(1) 中長期の電力需給状況及び 送配電設備の整備計画

- 2016年度から2025年度までの需要と供給力（全国合計）の見通しを下図に示す。全国大では、最も予備率が低い2022年度でも9.3%と、いずれの年においても8%以上となっている。

中長期需給バランスの見通し（8月・全国合計、送電端）



1 - 2. 送変電設備の整備計画（2016年度供給計画）

- 2025年度末までの主要送電線路・変電設備の整備計画を取りまとめた。2025年度末までに423kmの主要送電線路、15,440MVAの主要変電所、1,200MWの変換所の新増設が計画されている。
- 連系線の整備計画については、①北斗今別直流幹線、②飛騨信濃直流幹線及び③関ヶ原北近江線の3計画がある。

○主要な送電線路の整備計画（こう長）

区分	架空 (km)	地中 (km)	合計 (km)
新増設	384	39	423
廃止	△72	△0	△72
合計	312	39	351

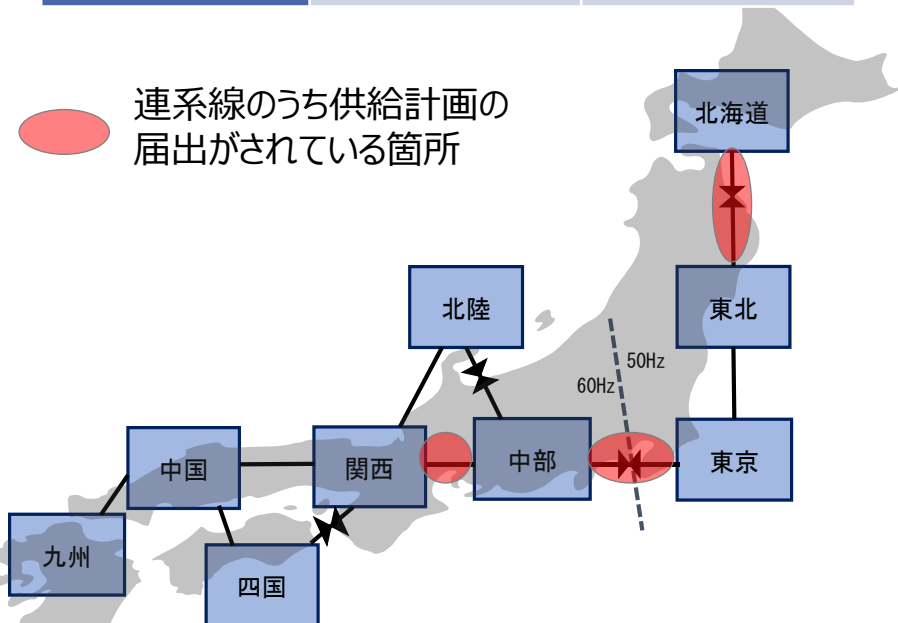
※使用開始年月が未定のものはカウントしていない。

○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	300 MW	2019年3月
東京～中部	飛騨信濃 直流幹線	900 MW	2020年度
中部～関西	関ヶ原 北近江線	—	未定

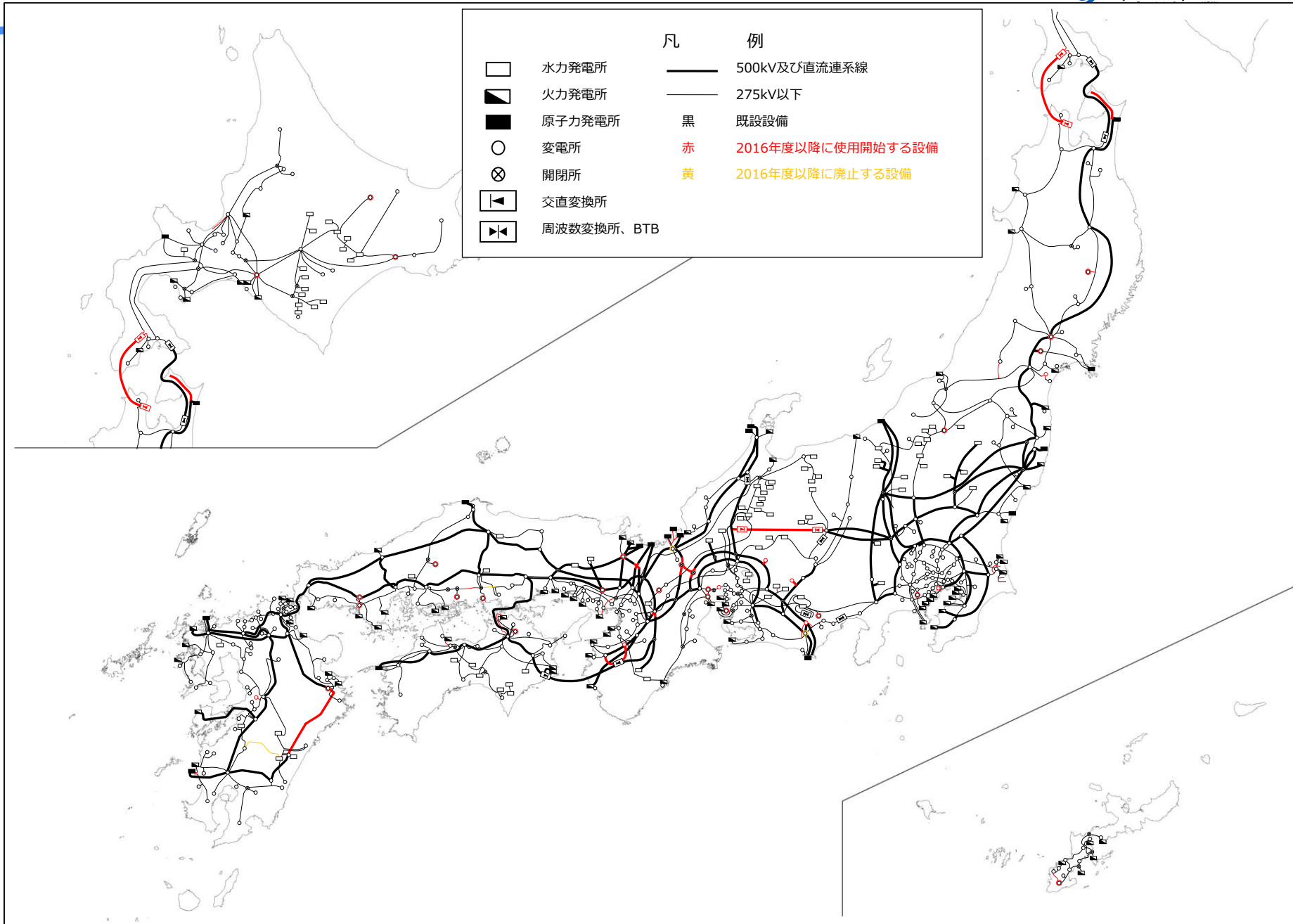
○主要な変電設備の整備計画

区分	変電所 (MVA)	変換所 (MW)
新増設	15,440	1,200
廃止	△2,000	0
合計	13,440	1,200



届出対象：使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの
(ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあっては132kV以上のもののみ)

1 - 3. 送変電設備の整備計画 (2016年度供給計画 系統概要図)



(2) 日本の広域連系系統の特徴・変遷 (全国及びエリア別)

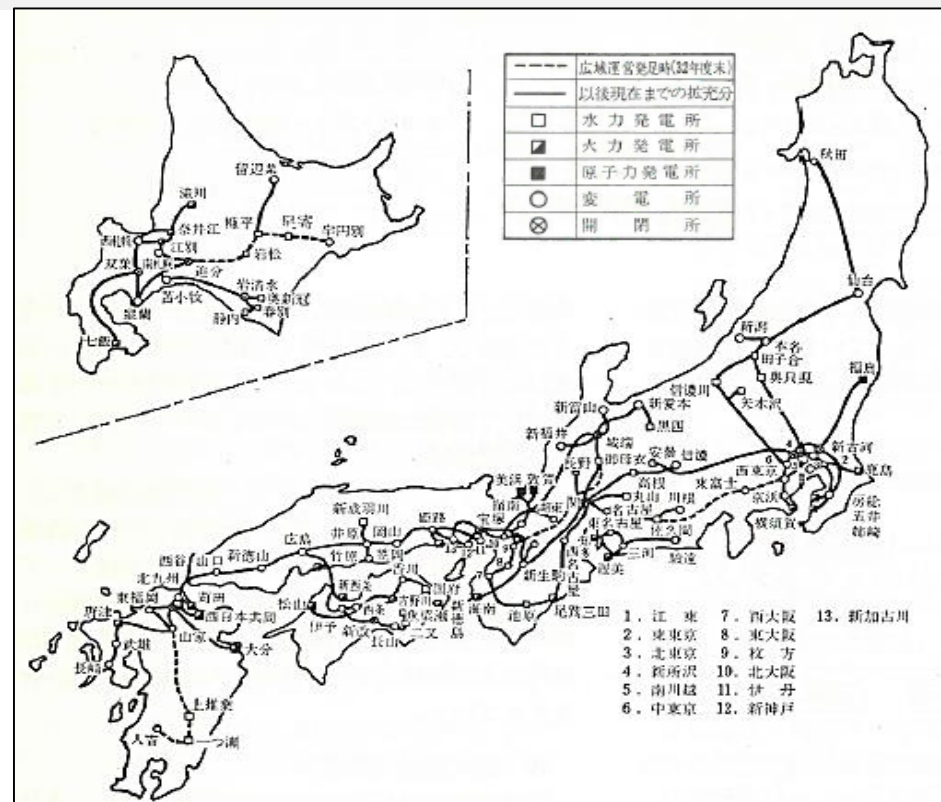
2-1. 日本の広域連系系統の特徴・変遷

－系統の変遷（1970年代以前）

- 各一般電気事業者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（187kV～275kV）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年公布））

- ・東北東京間275kV連系系統完成（1959年）
- ・中部関西間275kV連系系統完成（1960年）
西部南京都線（500kV設計）
（1972年運開、1980年昇圧）
- ・関西中国間連系変圧器による連系（1962年）
- ・中国四国間220kV連系系統完成（1962年）
- ・中国九州間220kV連系系統完成（1962年）
- ・北陸関西間275kV連系系統完成（1964年）
加賀嶺南線（500kV設計）
（1974年運開、1997年昇圧）
- ・佐久間FC運開（300MW）（1965年）

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：電力需要想定及び電力供給計画算定方式の解説（日本電力調査委員会）

2-2. 日本の広域連系系統の特徴・変遷 - 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、大規模火力及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及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、500kV系統を導入。
- 電源立地地点の広域的活用及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275kV新福島連系運開（1976年）
- ・新信濃FC運開（300MW）（1977年）
- ・北海道本州間直流連系完成（150MW）（1979年）
増設（150→300MW）（1980年）
- ・中部関西間500kV連系完成（1980年）
- ・関西中国間500kV連系完成（1980年）
- ・関門連系500kV連系完成（1980年）

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）



2－3．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、更には遠隔地化が予想されたため、50Hz系統は1,000kV導入、60Hz系統は500kVの増強を方針として系統を整備。

- ・ 1,000kV設計送電線運開（1992年～1999年）
⇒大規模電源の送電対策
- ・ 新信濃FC増設（300→600MW）（1992年）
⇒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（300→600MW）（1993年）
⇒供給予備力の節減
- ・ 本州四国間500kV連系線運開（1994年、2000年2回線化）
⇒大規模電源の送電対策
- ・ 東北東京間500kV連系線運開（1995年）
⇒系統規模の増大及び広域運営の更なる拡大

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）

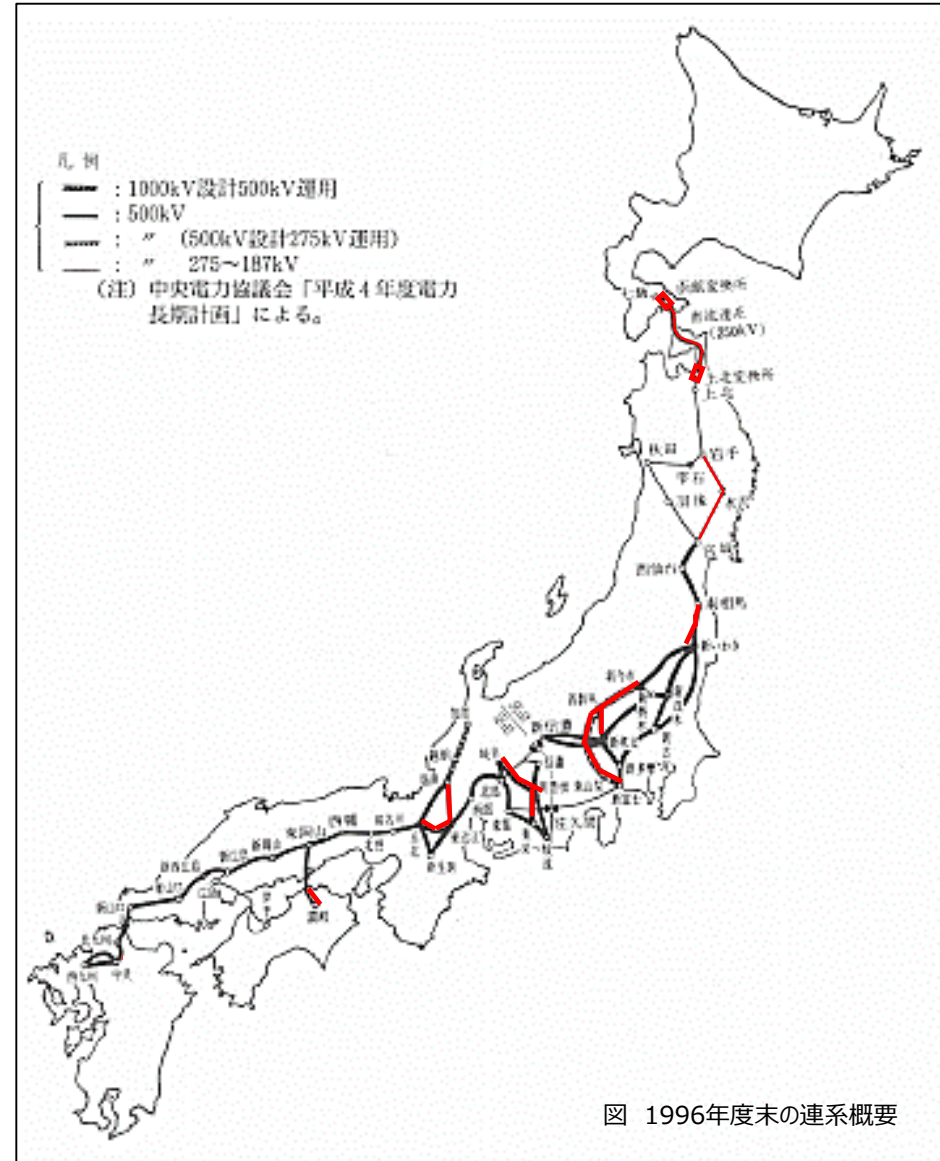


図 1996年度末の連系概要

2-4. 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、500kV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年、FC2013年）。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年）。

- ・北陸中部間南福光直流連系運開（1999年）
⇒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年）
⇒大規模電源の送電対策
- ・関西中国間500kV山崎智頭線運開（2001年）
⇒融通電力の増大対策
- ・東清水FC運開
（2006年一部使用開始、2013年300MW運開）
⇒相互応援能力拡大による電力需給の安定等

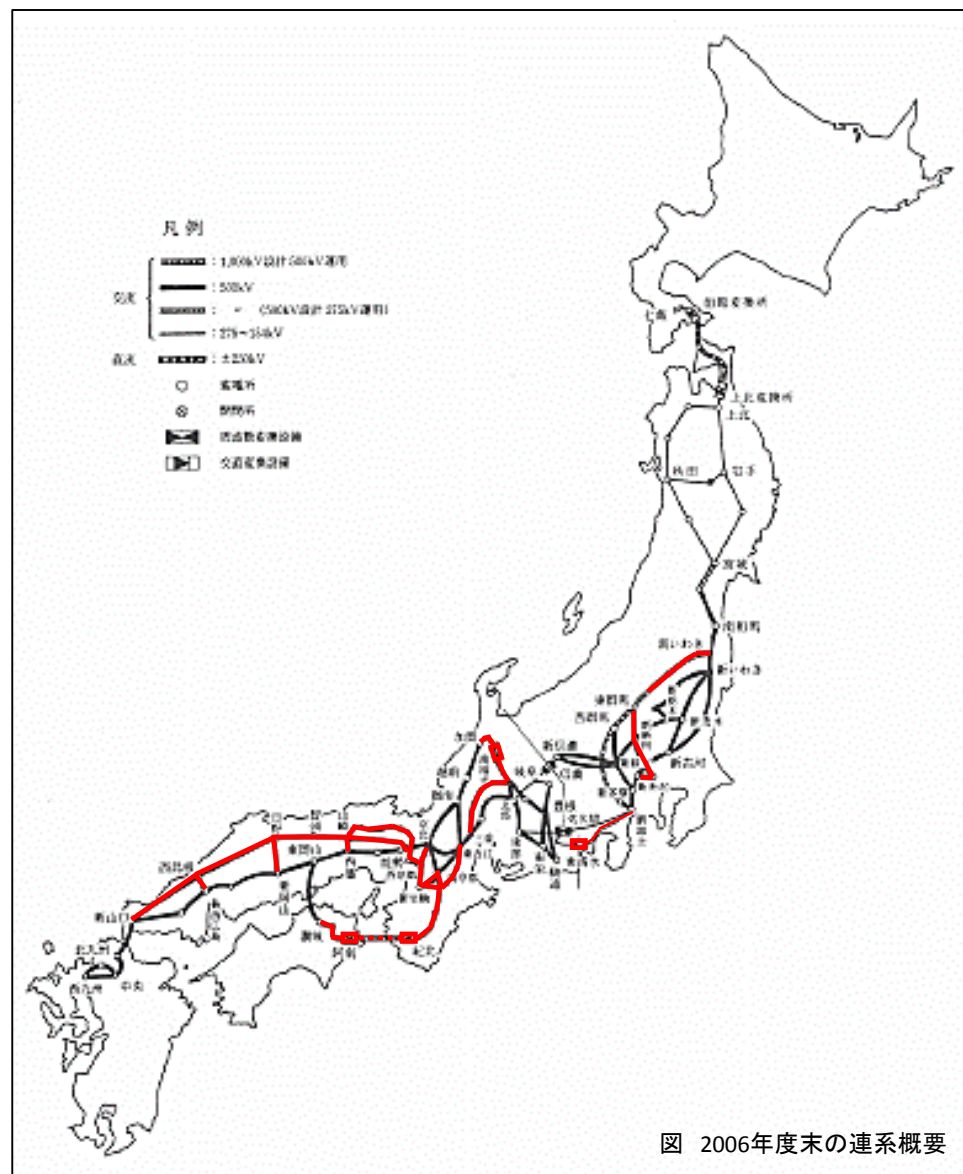


図 2006年度末の連系概要

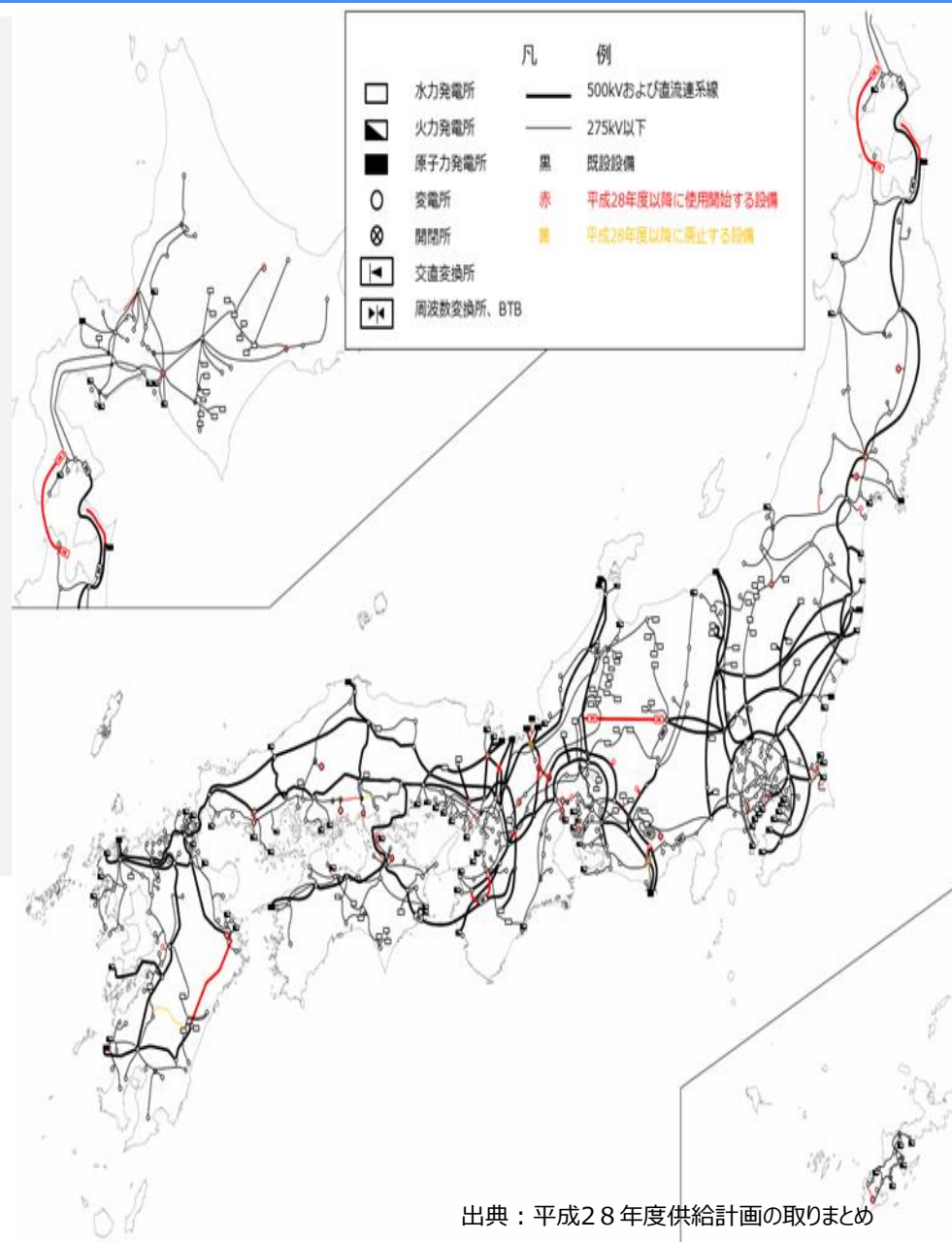
参考資料：連系線整備（建設・増強）に関する
勉強会とりまとめ報告書（電力系統利用協議会）

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）

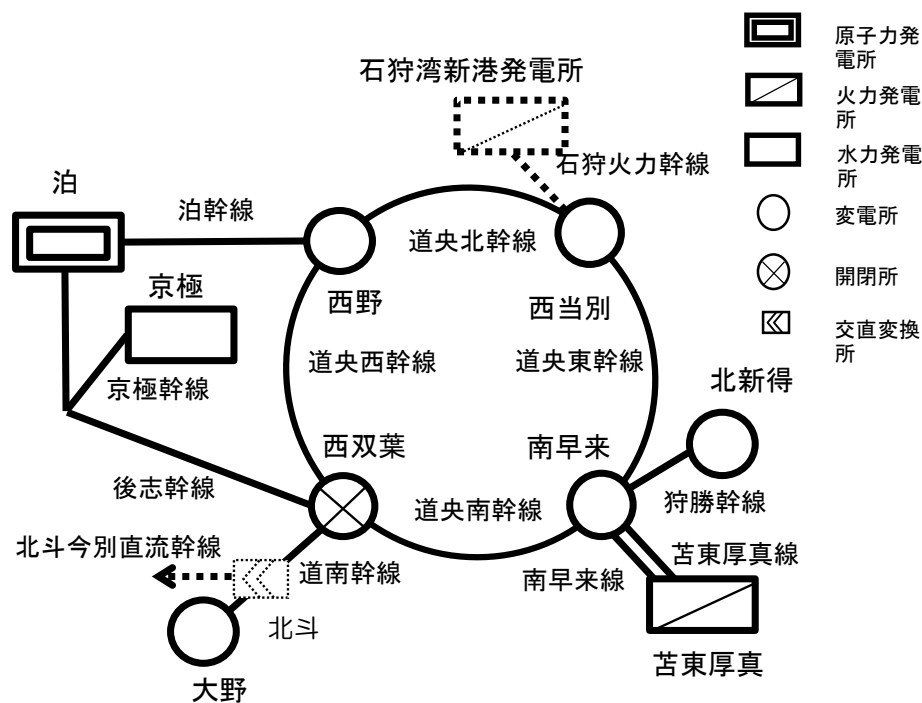
2-5. 日本の広域連系系統の特徴・変遷 - 現在の系統 (2016年度供給計画)

- 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。
- 連系線は、中国九州間を除いて、多重化がされている、又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。

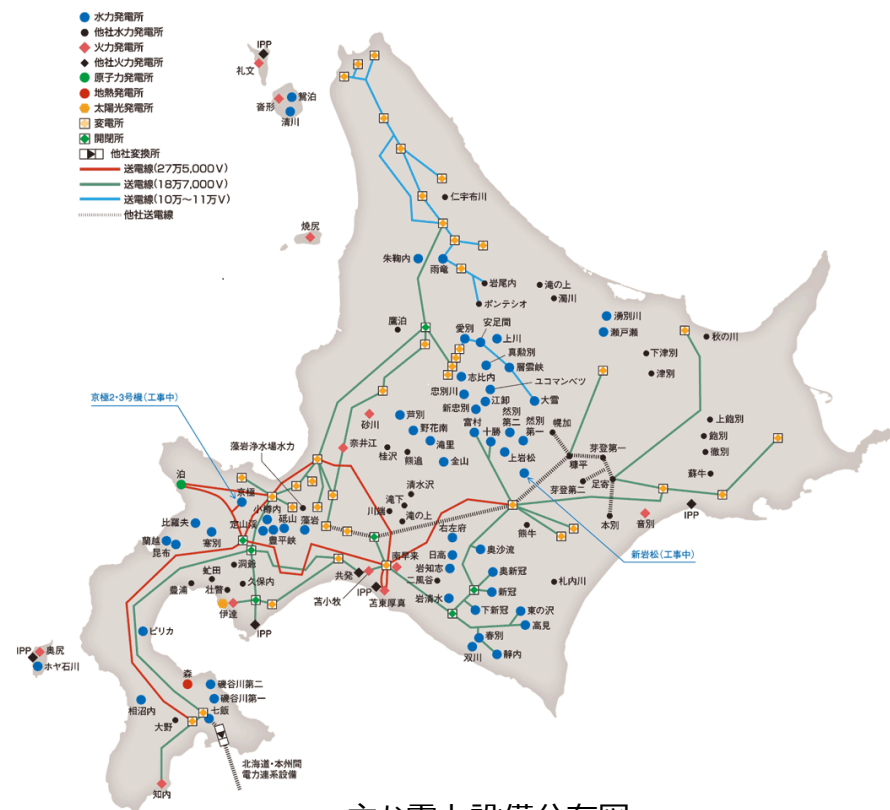
- ・北海道本州間連系設備増強計画 (2019年予定)
⇒ 北海道エリアの安定供給確保
- ・東京中部間連系設備増強計画 (2020年度予定)
⇒ 大規模災害時の安定供給確保
- ・中部関西間連系線増強計画 (未定)
⇒ 大規模電源の送電対策及び多重化による連系強化



- 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。

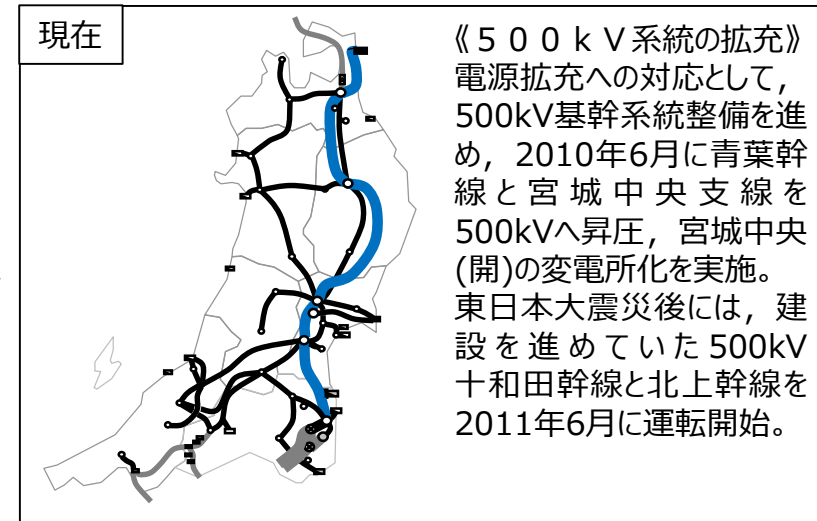
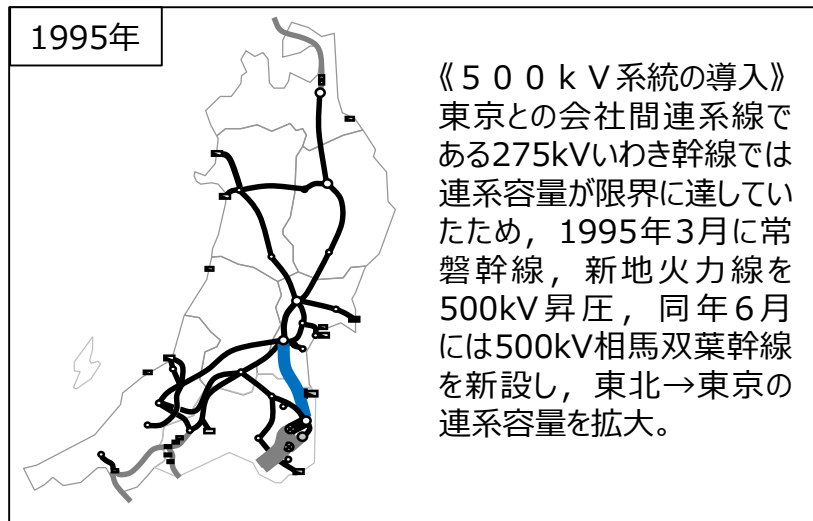
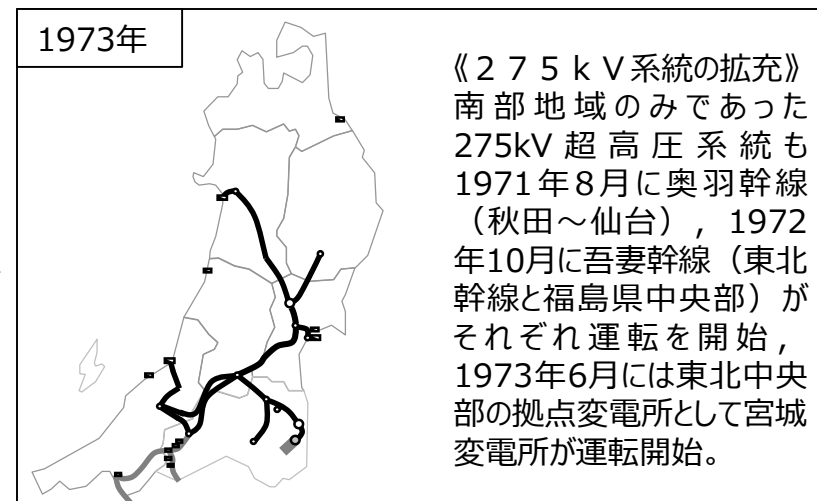
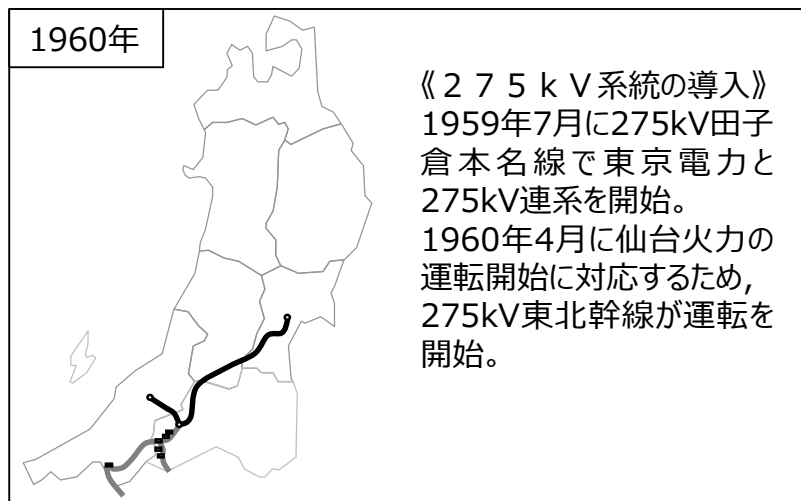


275kV基幹系統概略図



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。

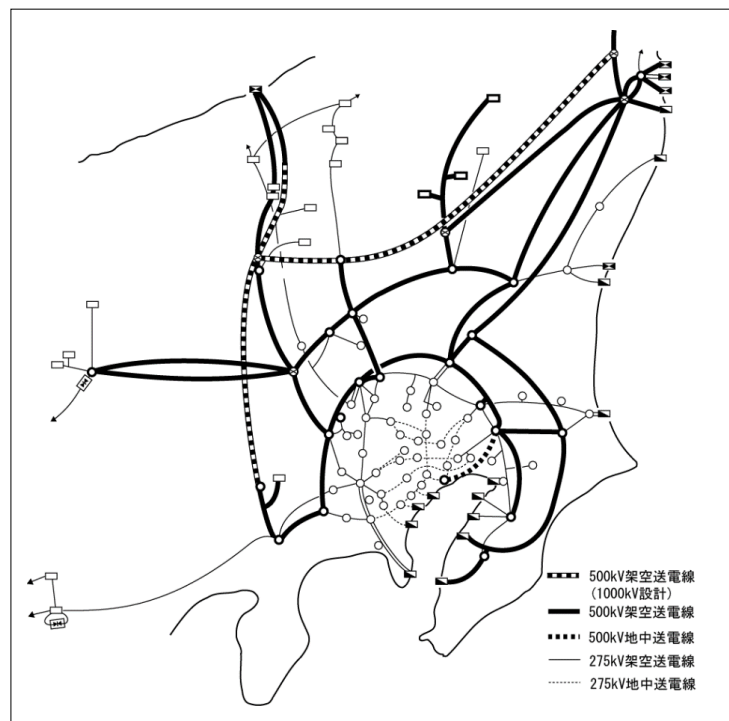


外輪系統

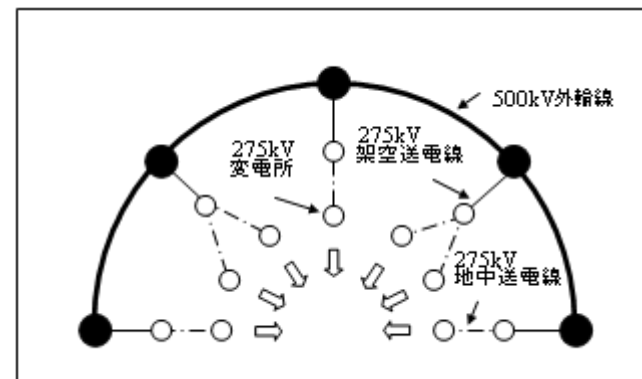
- 需要地である首都圏を囲む500kVの多重外輪線と、外輪線に連系する電源送電線から形成。
- 送電線ルートを多数確保することは困難なことから1ルートで大電力を送電しており、系統安定度と電圧安定性を維持することが重要なため、系統を密に連系。
- このため、事故電流が大きくなり、遮断器の遮断容量格上げなど、事故電流の増大対策を実施。また、高度な系統保護装置を用い、事故波及防止に万全を期す。

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

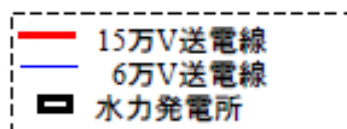


1951年

戦時中に遠隔地の水力増加



15万Vの長距離送電線、
6万Vの内輸送電線を整備

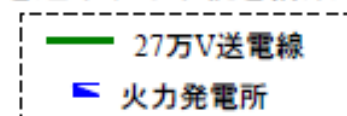


1965年

高度成長期の需要増に対応した、東京湾岸の火力(鶴見、東京、千葉、品川、横須賀など)の開発



27万Vの外輸送電系統を建設し、それによって全系を連系する系統を構築

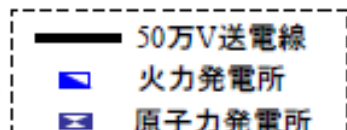


1985年

房総方面や遠方の福島方面で大容量の電源を開発

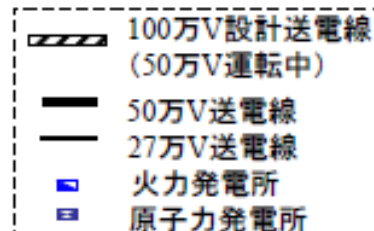


50万Vの長距離送電線と
需要の密集地を囲む送電線(外輸送電線)を整備



現在※

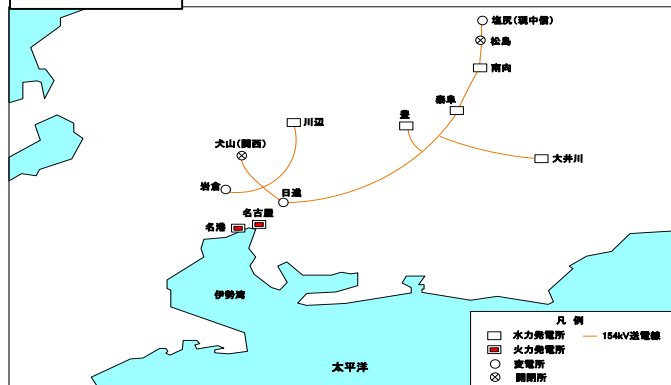
遠方の大容量電源地帯から、50万V、27万Vの基幹送電線を通じて大電力を長距離送電



※2012年2月時点

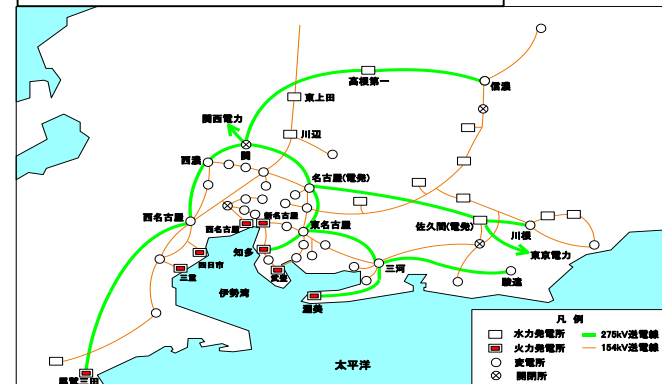
- 中部エリアは南部に海があり、北部方面に向けて内陸に長い地形であるため、中部エリアの系統は、伊勢湾を中心とした太平洋岸に建設された大規模電源から、北部方面の内陸需要地に送電する構成。
- 2012年に日本海側電源を上越市に建設したことで、長距離大電力輸送に頼っていた長野方面系統の供給信頼度と電力品質を向上。

1951年



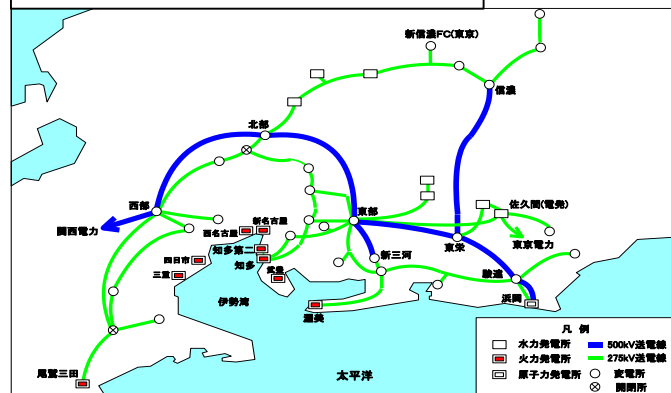
154kV 2系統構成。
ローカル系統の事故が全系に波及する不安定な系統だったため、154kV系統の整備を進めていった。

1971年 (275kV系統の導入)



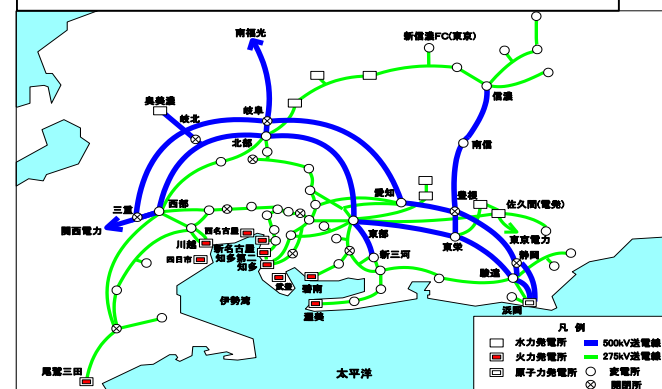
大規模石油火力の開発に伴い、熱容量・短絡電流面から、154kV系統では対応できなくなったため、275kV名古屋外輪系統と275kV電源線を構築。

1986年 (500kV系統の導入)



電源の大規模化・遠隔地化により、275kV系統では安定度・短絡電流面等から対応できなくなったため、名古屋外輪線を骨格に、500kV系統を導入。

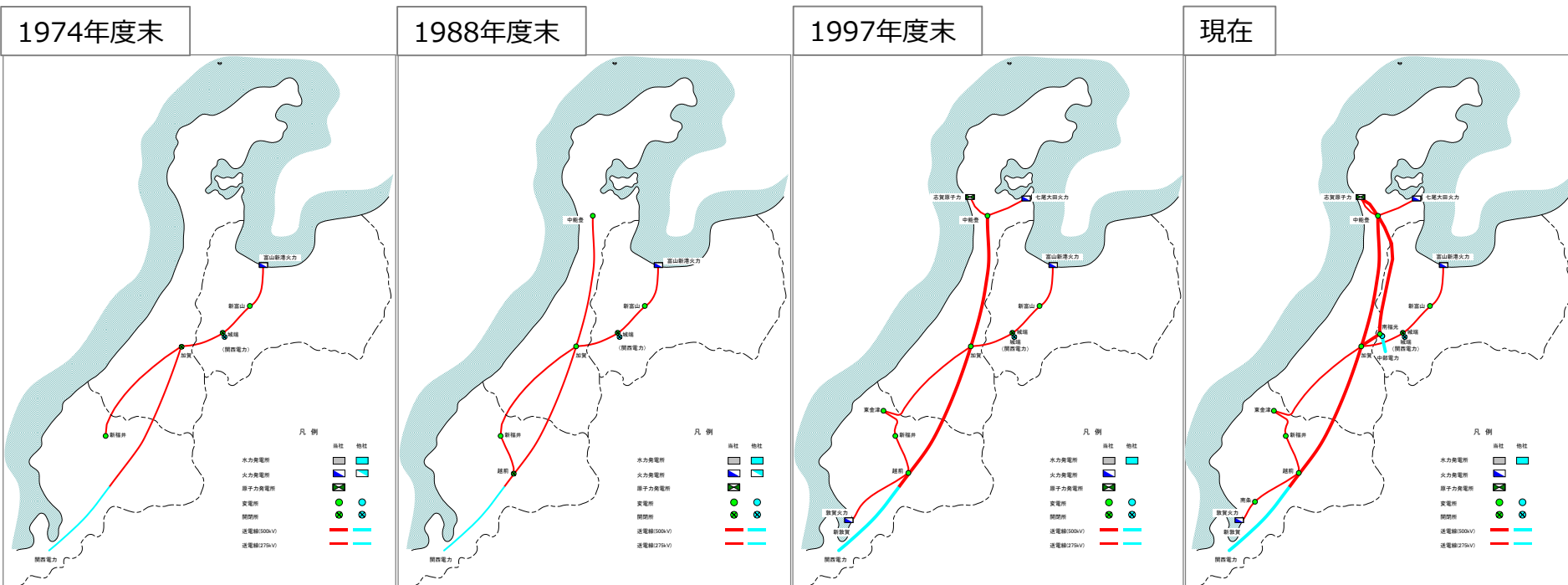
2004年 (500kV第二基幹系統の導入)



将来の系統規模増大、電源の大規模・偏在化、及び万一の500kV基幹送電線のルート故障等の広範囲・長時間停電を防止するため、500kV第二基幹系統を構築。

2-11. 広域連系系統の特徴・変遷 (5) 北陸エリア

- 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。



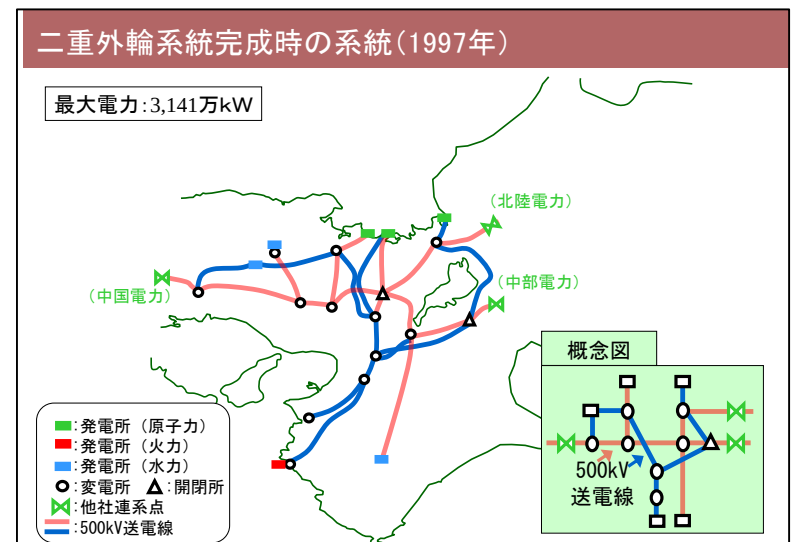
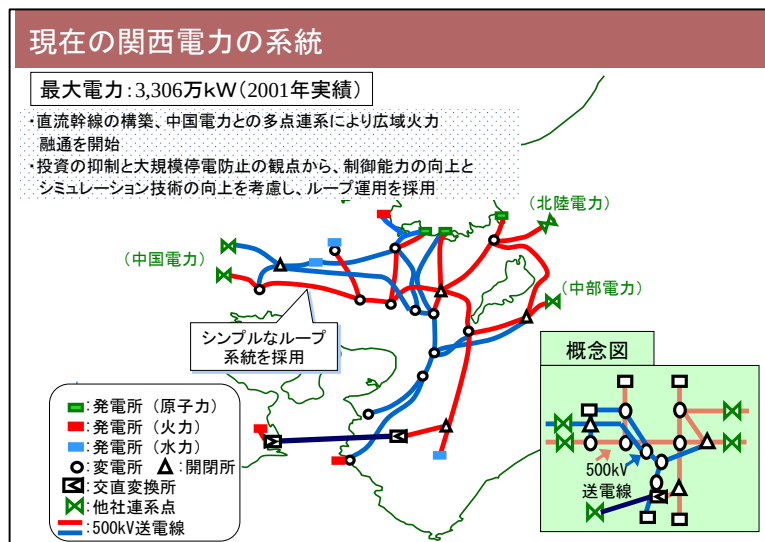
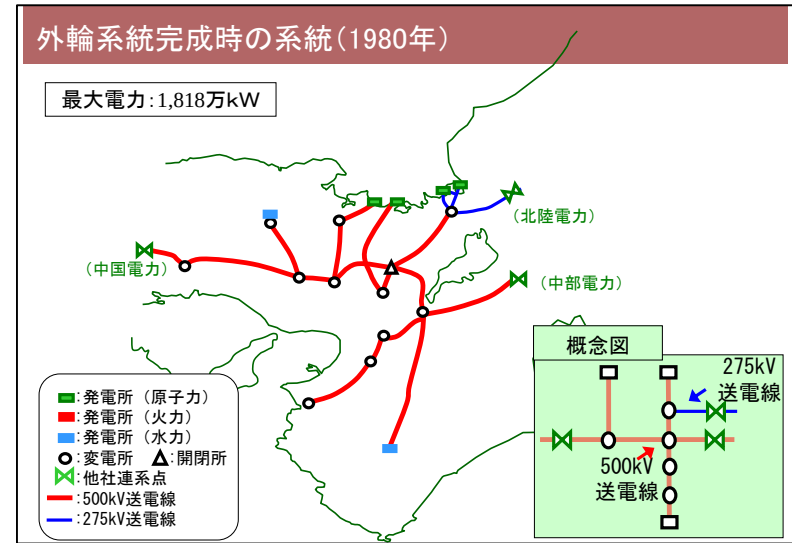
加賀開閉所と関西電力の嶺南変電所との間に加賀嶺南線（500kV設計，275kV運用）を新設
⇒連系点を変更

加賀嶺南線の途中に越前開閉所及び275kV越前線を新設

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

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

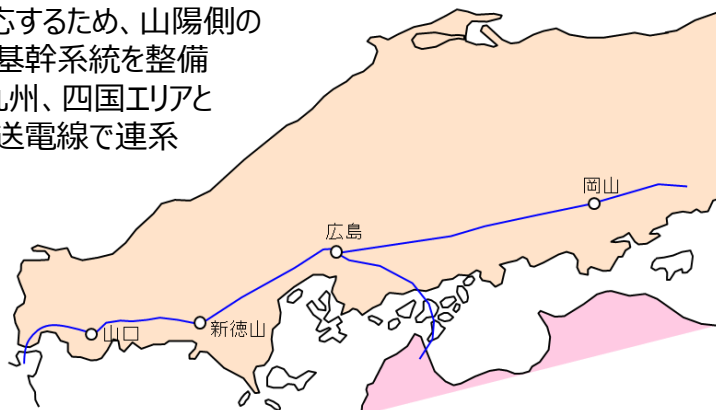
- 1980年代 500kV一重外輪系統
需要の大幅な増加想定・遠隔地の大電源計画（原子力）を踏まえ、大規模停電防止の思想のもと、500kV外輪系統構想を策定。各ブロックで需給バランスを取ることで、外輪線潮流を少なくし、停電範囲・事故波及の極小化を図る。
- 1990年代 500kV二重外輪系統
電源偏在化が進み、一重外輪系統ではブロックバランスが取れなくなってきたため、電源開発地点変更への対応と経済性の追求をテーマに500kV系統を二重化（2ルート化）し、各ルートで需給バランスを取る計画を策定。
- 2000年代 500kVループ運用
関西エリアの西側地域や関西以西エリアの電源増大（更なる電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

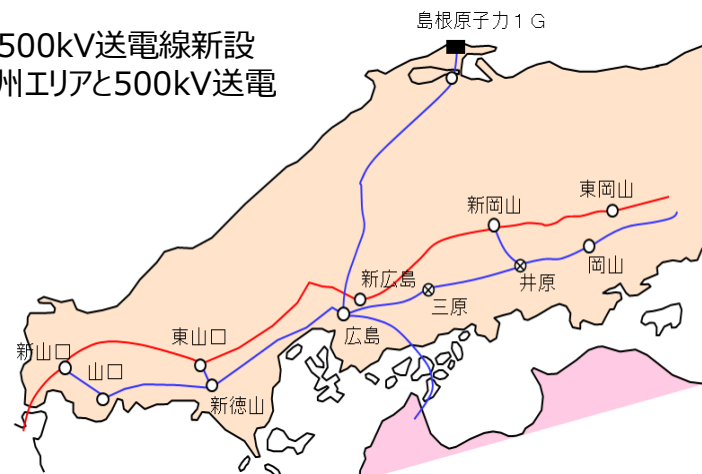
1962年

- ・山陽側の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
- ・関西、九州、四国エリアと220kV送電線で連系



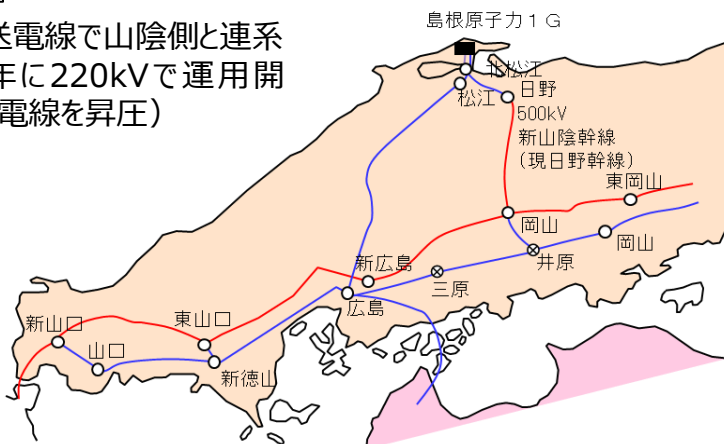
1983年

- ・山陽側へ500kV送電線新設
- ・関西、九州エリアと500kV送電線で連系



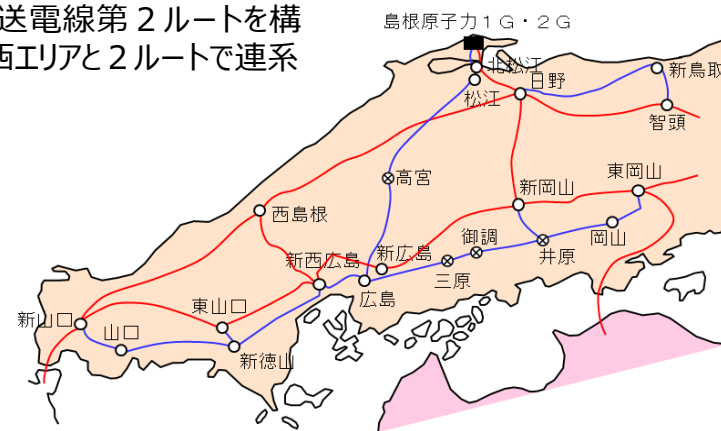
1988年

- ・500kV送電線で山陰側と連系 (1982年に220kVで運用開始した送電線を昇圧)



2001年

- ・500kV送電線第2ルートを構築し関西エリアと2ルートで連系



- 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、橘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圧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。



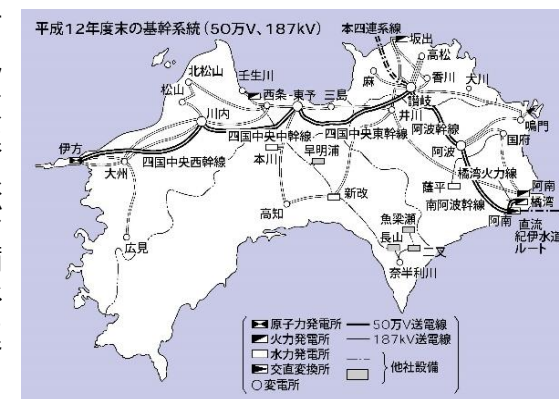
[1990年代]

500kV四国中央幹線（西・中・東幹線：伊方発～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。

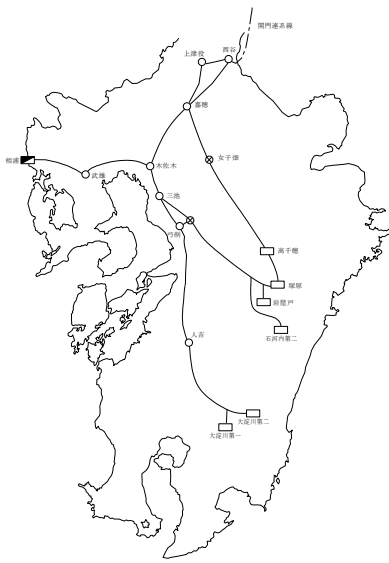
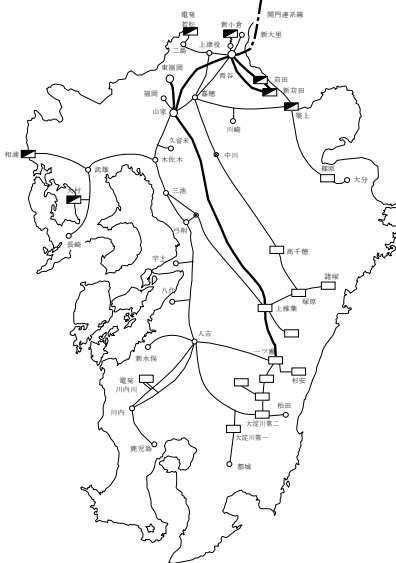
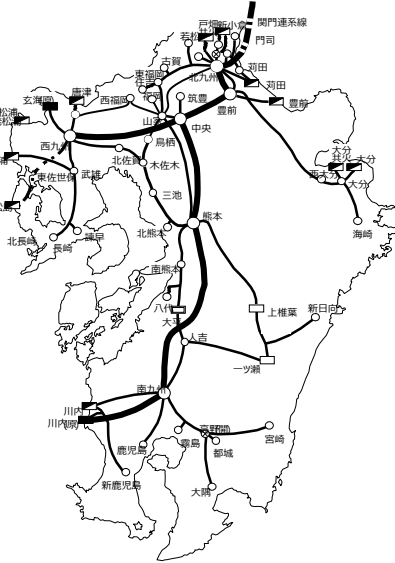
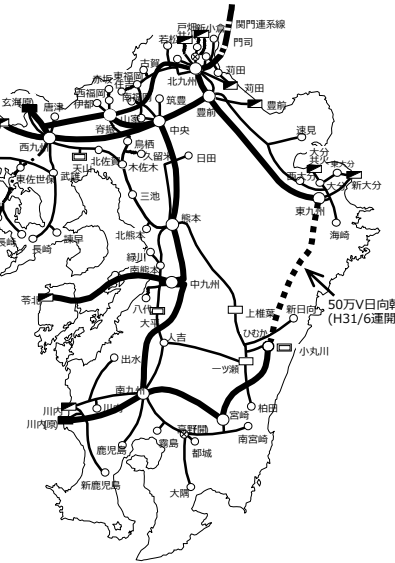


[2000年代]

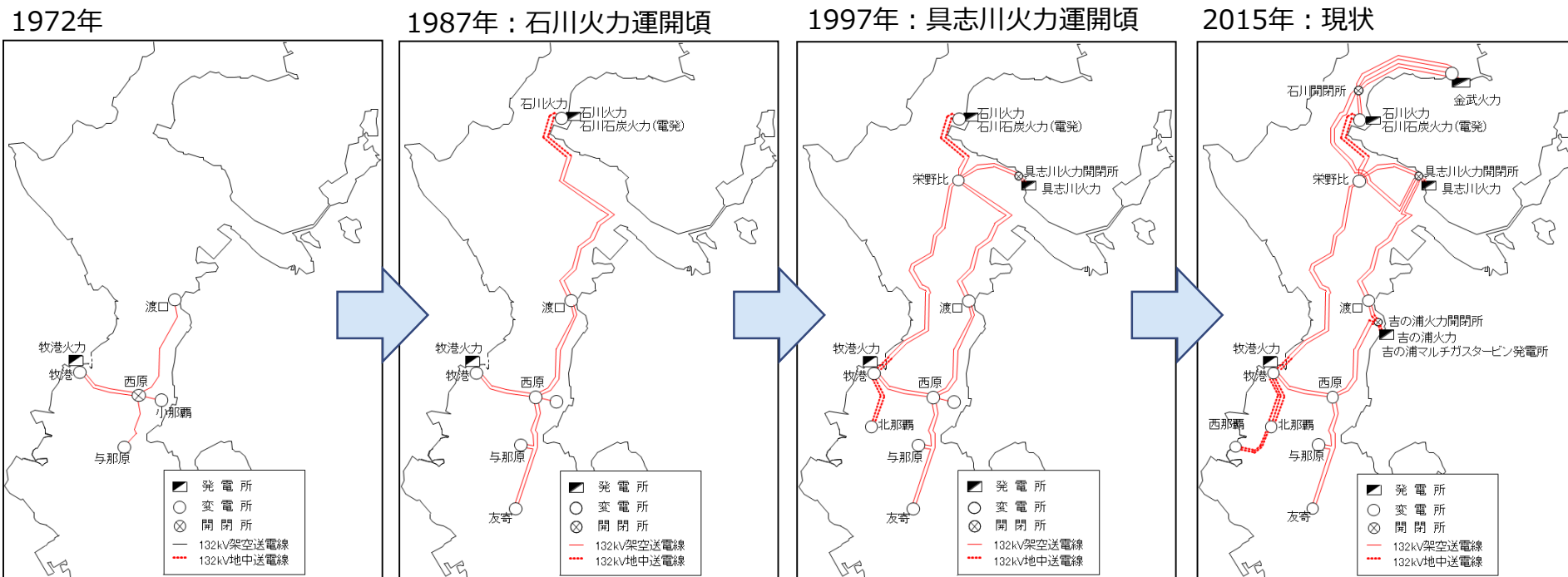
広域電源である橘湾石炭火力の建設に関連して、橘湾発電所から讃岐変電所に至る500kV基幹系統を拡充、2回線化した本四連系線及び紀伊水道直流連系設備の交流・直流ハイブリッド2点連系により広域連系ルートを形成。



- 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、系統を拡充。

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年11月末）
 ※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
基幹系統は、110kV。	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。 - 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。	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関門連系線を運開。 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。	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年6月運開予定)を建設することにより、500kVループ系統を構築。

- 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、更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。



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。

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。

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。

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。

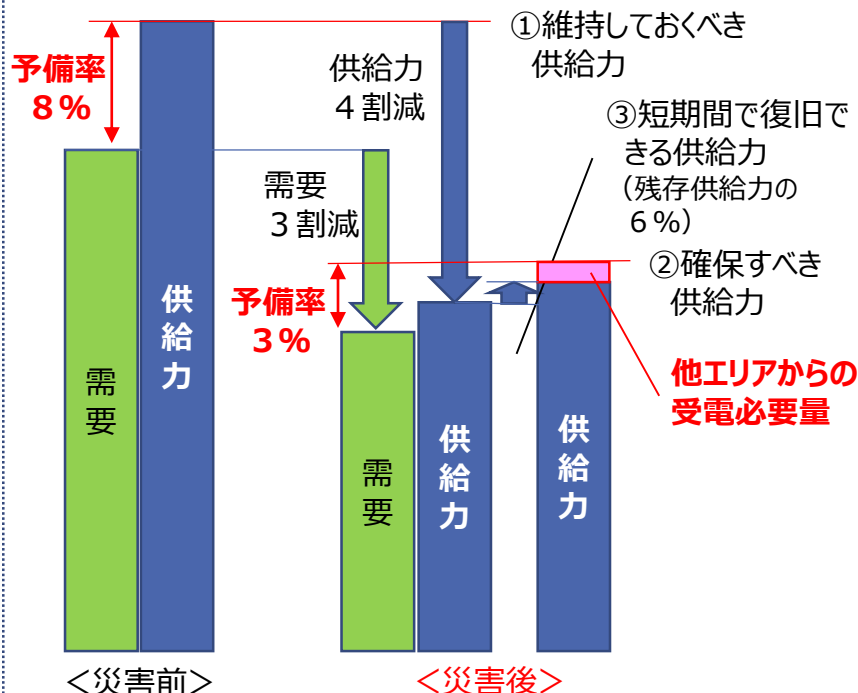
また、金武火力の運用開始と共に石川開閉所、金武火力～石川開閉所を結ぶルートを構築。

(3) 大規模事故、災害等の発生時における 供給信頼度

3-1. (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「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」における検討の結果によるが、本広域系統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ップ外とする。

（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。

26

- 单位: 万 kW

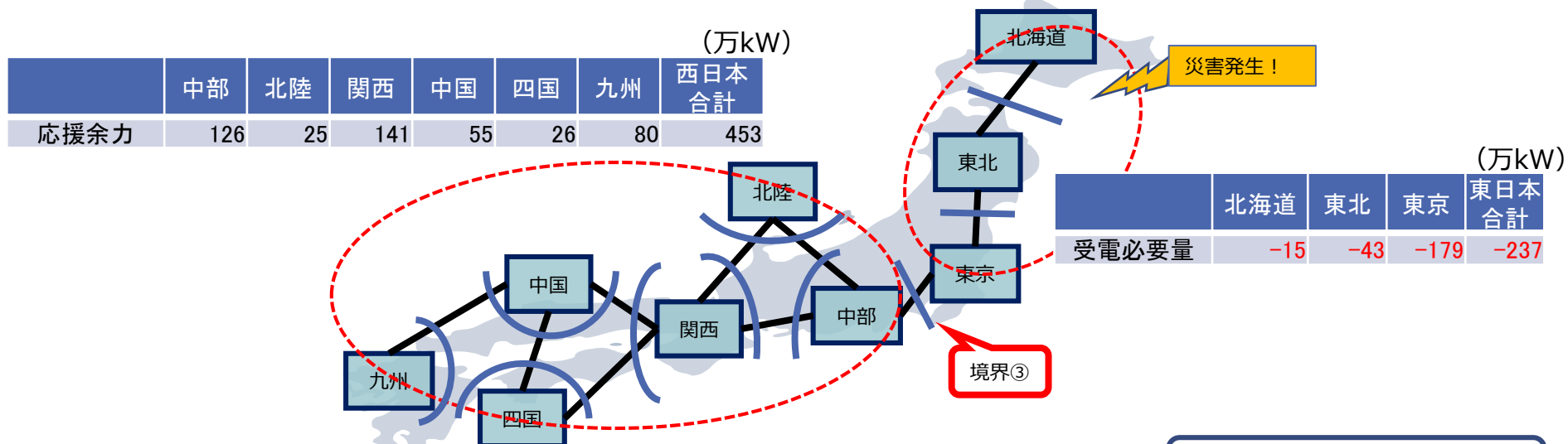
他エリアへの応援余力

他エリアからの受電必要量

3-3. (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、F C（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。



災害後、3%の予備力を確保するために受電が必要な量
(東日本合計値)

境界③（F C）の容量には現在策定中の計画（+90万kW）を見込む。

西日本の応援余力を活用して東日本の供給力不足を解消できる。

	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 中西地域⇒東地域	-237	453	300	30	270	270	33

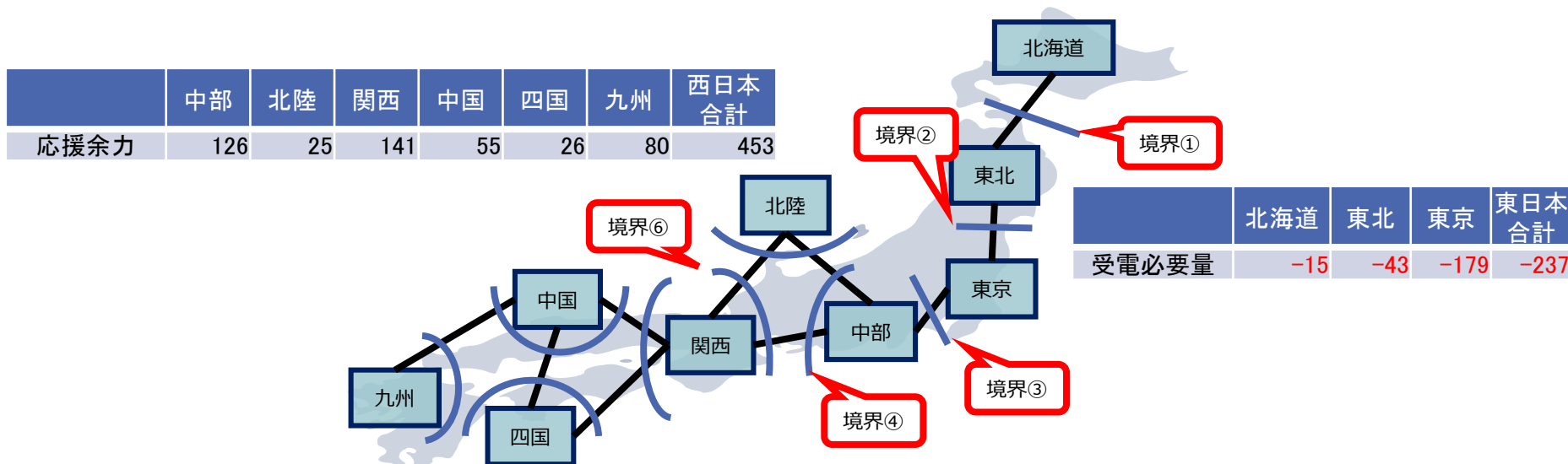
災害の影響がない西日本において3%の予備率を確保した上で、東日本へ応援できる量

F C（中部⇒東京間）から受電できる容量

西日本に余力（453万kW）があっても、F Cから受電できる容量（270万kW）に制約を受ける

3-4. (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。
(ただし、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わ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)	運用容量(c) ※ 1 (万kW)	計画潮流(d) ※ 2 (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

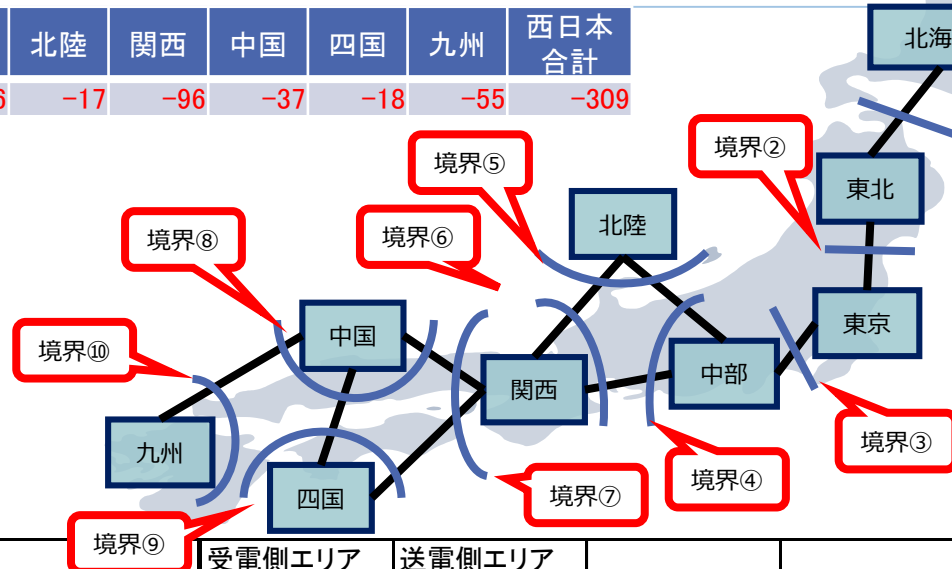
※ 1 : 東北東京間及び東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。

※ 2 : 2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流 (ただし、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。)

3-5. (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。
(ただし、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わることに留意が必要。)

	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	西日本 合計
受電必要量	-86	-17	-96	-37	-18	-55	-309



	北海道	東北	東京	東日本 合計
応援余力	22	63	263	348

	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) ※ 1 (万kW)	計画潮流(d) ※ 2 (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 : 2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流 (ただし、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。)

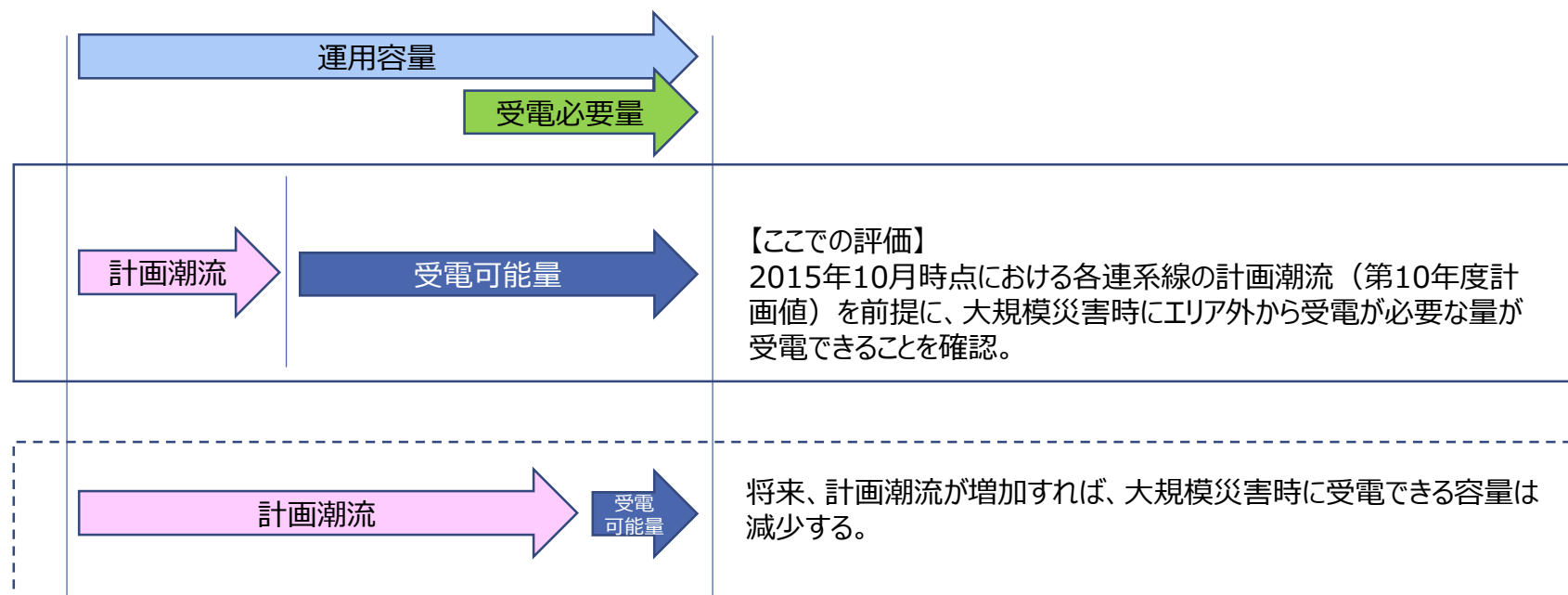
※ 3 : 四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

3-6. (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)

- 2015年10月時点における各連系線の計画潮流（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>

- 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。
- 連系線マージンや調整力の扱いなど、今後見直される可能性もあることから、必要により再評価を行う。



3-7. (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。

想定する状況

大規模災害等の発生

・大幅な供給力の減少
Ex.原子力発電所の停止 等

～ 数か月 ～

供給力追加等の対策

・長期停止火力発電所の再稼働
・エリア間の電力の送受電 等

厳しい需給状況が長期間継続

・すべてのエリアで予備率5%を何とか確保
できている状況

・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

(参考) 電力需給検証小委員会報告書(2015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%)

3-8. (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)	計画潮流(d) ※1 (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

※1：2015年10月29日時点の第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。

3-9. (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)	運用容量(c) ※ 1 (万kW)	計画潮流(d) ※ 2 (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、2016年6月に策定した計画策定プロセスによる増強分を含む。

※ 2 : 2015年10月29日時点の第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。

3-10. (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
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							190			190
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	955	552	1,681	16,622
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)	計画潮流(d) ※ 1 (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 : 2015年10月29日時点の第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。

3-11. (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
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								130		130
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	422	1,681	16,682
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)	計画潮流(d) ※1 (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

※1：2015年10月29日時点の第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。

3-12. (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
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									260	260
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,421	16,552
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)	運用容量(c) ※1 (万kW)	計画潮流(d) ※2 (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	※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、2016年6月に策定した計画策定プロセスによる増強分を含む。

※2：2015年10月29日時点の第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。

3-13. (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
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	160									160
供給力合計 ②	296	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,652
予備率3%に対する過不足 ②-①	-151	25	105	51	10	56	22	11	32	160

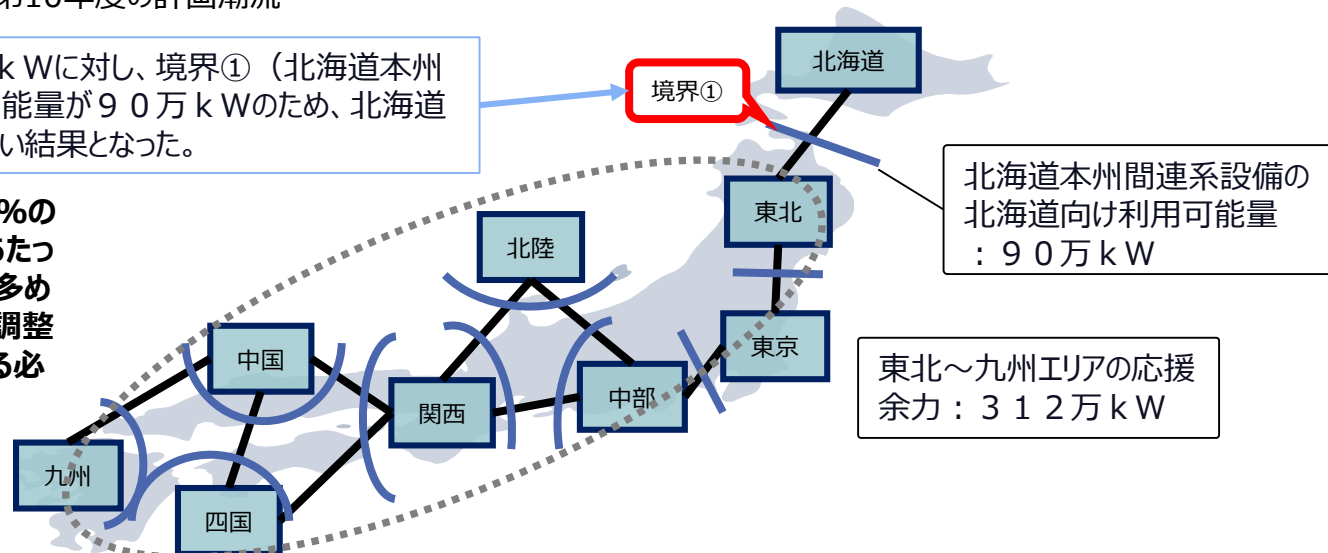
北海道エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	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)	計画潮流(d) ※ 1 (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 : 2015年10月29日時点の第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：このシミュレーションでは一律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。



3-14. (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。

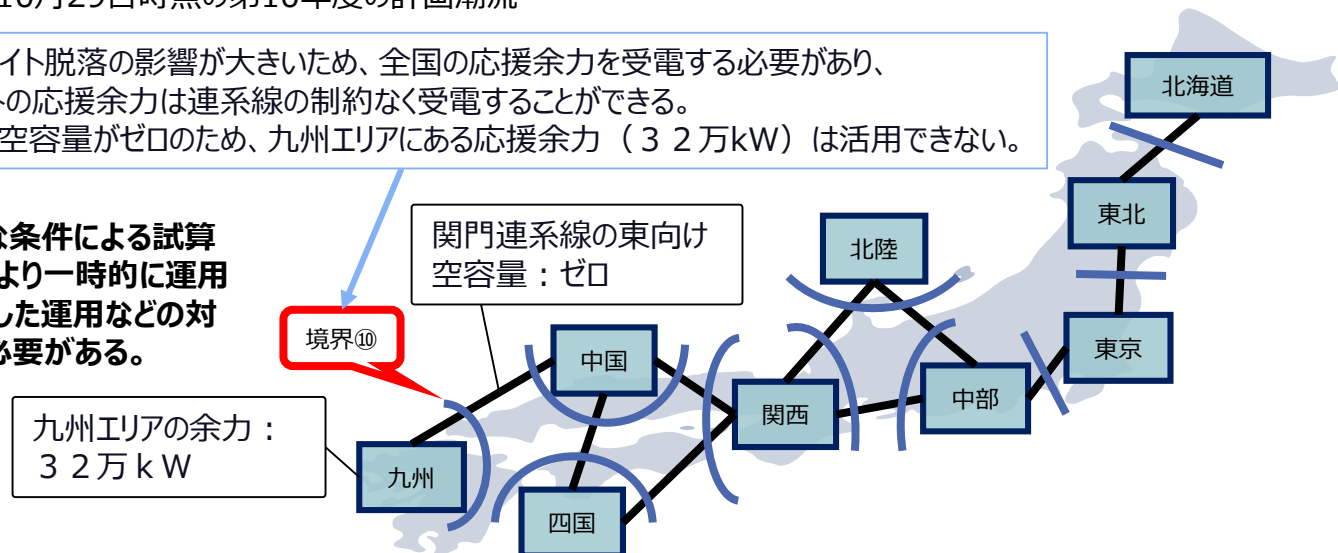
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	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)	計画潮流(d) ※ 1 (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 : 2015年10月29日時点の第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。



3-15. (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。

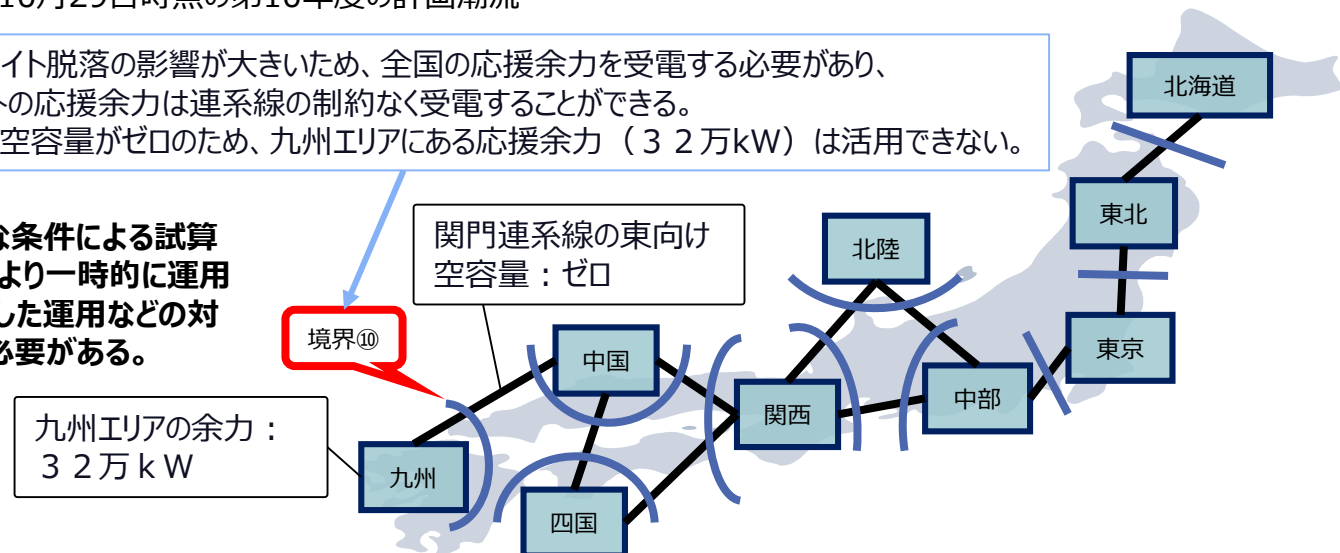
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	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)	計画潮流(d) ※1 (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

※1：2015年10月29日時点の第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。



3-16. (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。

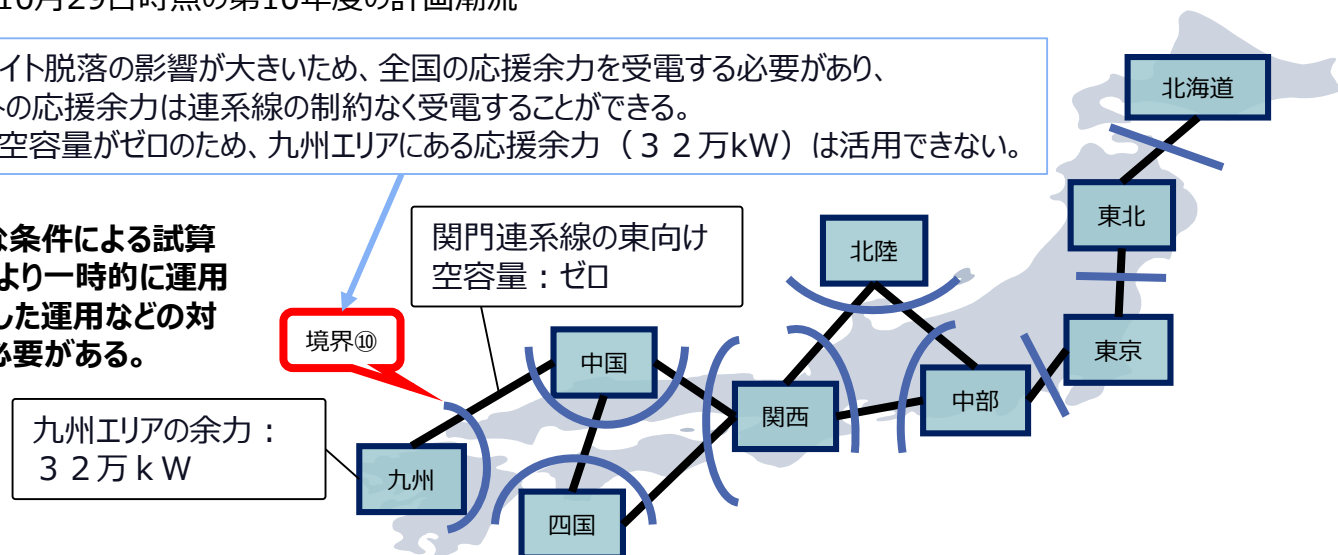
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	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)	計画潮流(d) ※1 (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

※1：2015年10月29日時点の第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。



- こ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⇒北海道及び九州⇒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得ることが示唆された。
- 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>

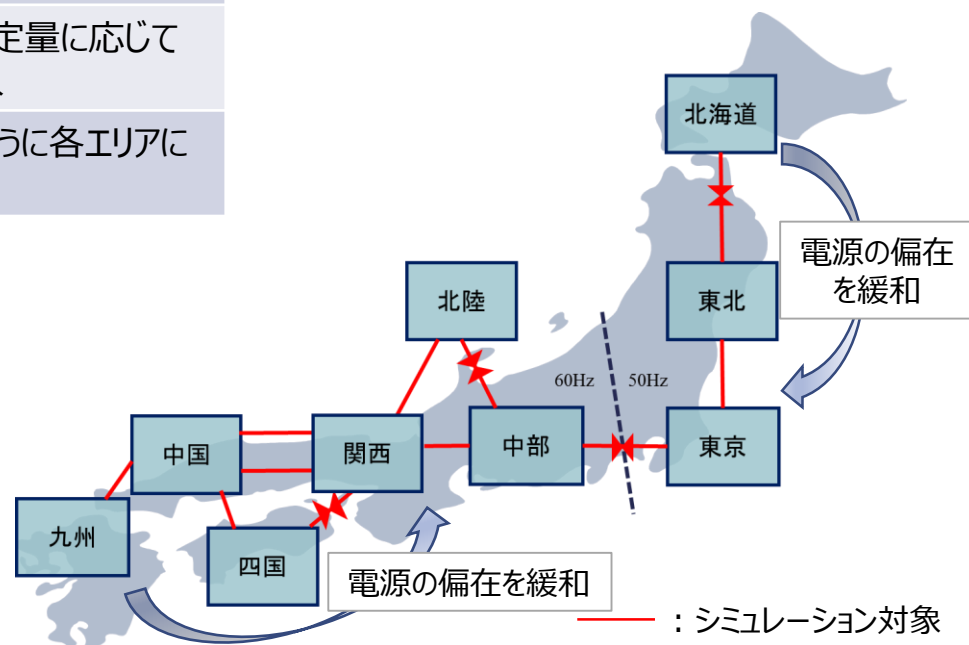
- 計画潮流が変われば、大規模な電源が脱落した時に受電できる容量も変わるため、エリア内の供給予備力とエリア外から受電できる量（マージン等）について考慮する必要がある。
- 連系線マージンや調整力の扱いなど、今後見直される可能性もあることから、必要により再評価を行う。

(4) 電力潮流シミュレーションの検討諸元 (シナリオ設定、考え方等)

- 長期エネルギー需給見通しで示されたエネルギーミックスを達成する電源量を導入した場合において、既存流通設備の最大限活用を前提として、広域連系系統の潮流状況を確認した。
- 連系線潮流シミュレーションは電源が偏在した場合と電源の偏在を緩和した場合の2ケースで8760時間のシミュレーションを実施した。

連系線潮流シミュレーション

シミュレーションの対象		地域間連系線・連系設備
需要及び電源構成		長期エネルギー需給見通しを基に設定 (参考資料参照)
シミュレーション断面		8760時間
シナリオ	シナリオ① 電源偏在ケース	現状の導入見込量や設備認定量に応じて 各エリアに按分して電源を導入
	シナリオ② 電源偏在緩和ケース	電源の偏在を極力緩和するように各エリアに 電源を導入

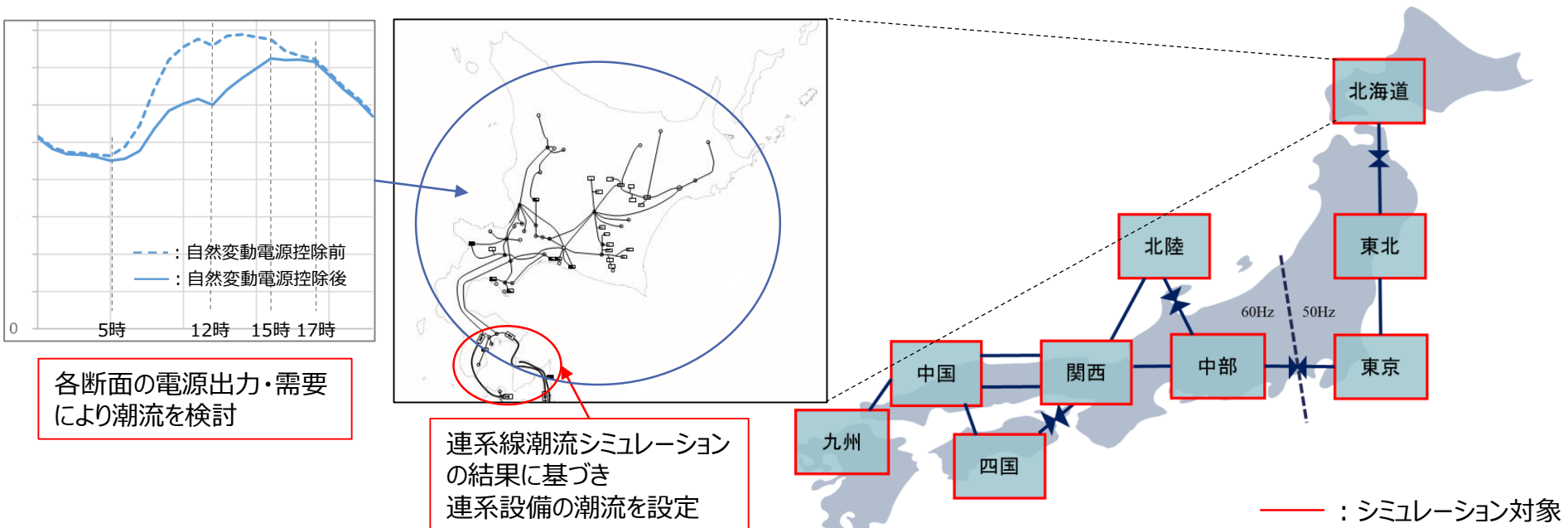


— : シミュレーション対象

- 地内系統の潮流シミュレーションは、前述の連系線潮流シミュレーションの結果を前提として、通常考えられる範囲で厳しいと想定される代表的な断面を試算した。

地内系統潮流シミュレーション

シミュレーションの対象	各エリアの地内広域連系系統
需要及び電源構成	長期エネルギー需給見通しを基に設定 (連系線潮流シミュレーションと同じ)
連系線潮流	連系線潮流シミュレーションの結果に基づき設定
シミュレーション断面	全国最大・最小需要発生日の5,12,15,17時（8断面） + 再エネ高出力発生日



■ 潮流シミュレーションにおける電源設定の概要は下表のとおり。

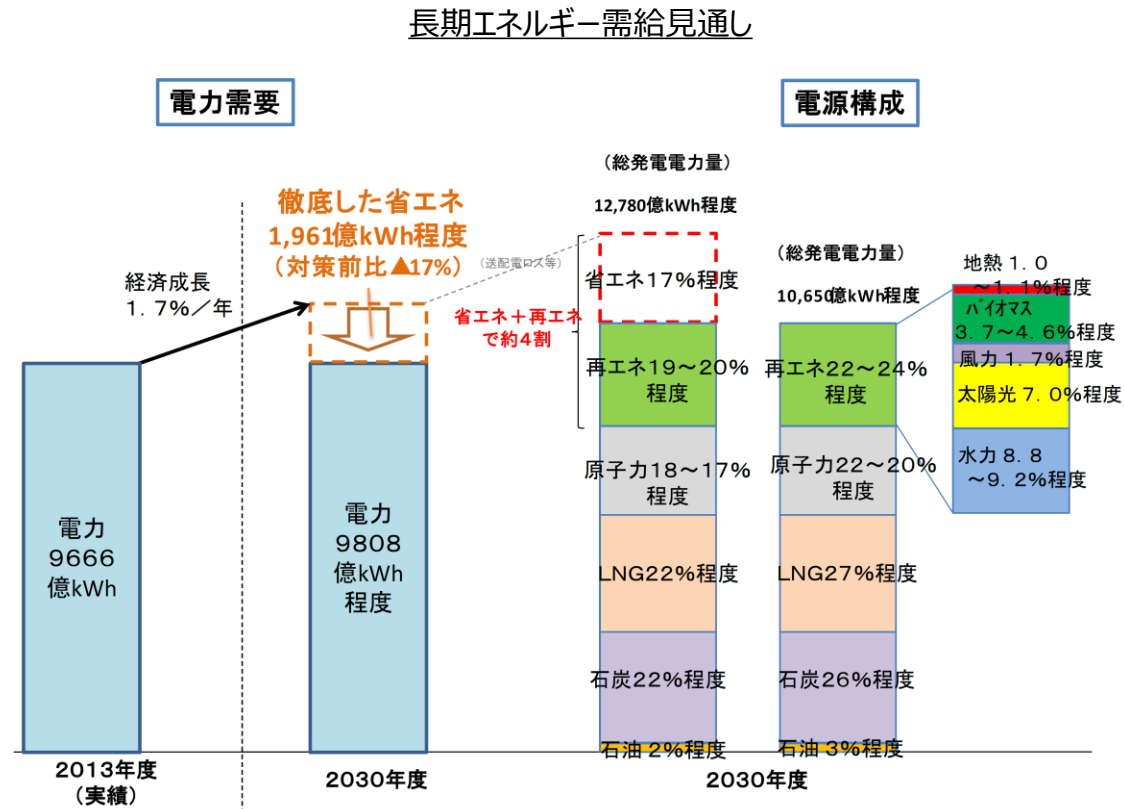
電源種	電源設定の概要		
火力	現状の設備に加え、蓋然性が高い新增設・廃止を見込む ただし、運転開始から一定の期間（50年）を経過した設備は一律廃止を見込む なお、石炭については、長期需給エネルギー見通しの電源構成と整合するよう重負荷期（7～9月,12月～2月）は約40%の設備が停止、それ以外の時期は約65%が停止として設定		
	最低出力設定	石炭	大規模石炭火力を想定し、エリア毎の出力の30%を最低出力として設定
		LNG	DSS運転等も考慮し、エリア毎の出力の5%を最低出力として設定
		石油	ピーク対応の電源として、最低出力の設定はなし
		調整力対応	調整力確保のため、各エリアの需要に対して10%分をLNGで確保できるよう最低出力に追加して設定 LNGで需要の10%を確保できない場合は、石油を追加
原子力	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		
再生可能エネルギー	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 (詳細は次頁以降参照)		

■ 燃料費単価は2015年の発電コスト検証ワーキンググループの報告書をベースに設定

- 電力需要は2013年度実績相当とする。

＜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。

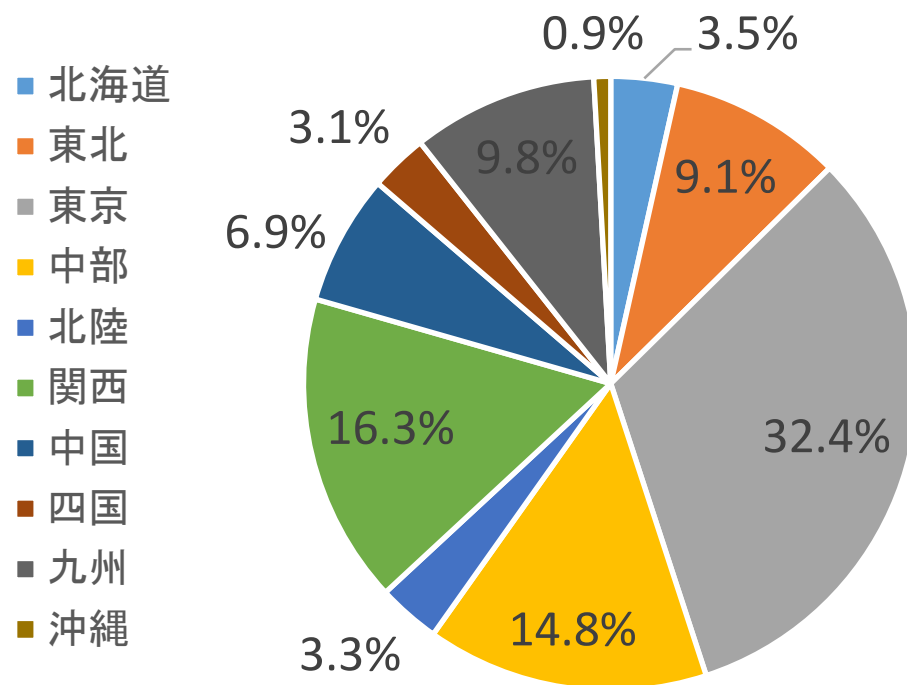


- 2013及び2014年度の需要カーブをベースとし、長期エネルギー需給見通しの需要に合うように補正。
 - 各エリアの按分比率については、2016年度供給計画における2016年度の需要比率で按分。
 - 最大需要電力については、電力需要から2016年度供給計画における2016年度の送配電ロス・年負荷率を用いて算出。

エリア	需要端 電力量 (億kWh)	最大需要電力※ 送電端 (万kW)
北海道	309	445 (525)
東北	803	1,349 (1,394)
東京	2,851	5,405
中部	1,308	2,501
北陸	290	510
関西	1,439	2,714
中国	605	1,088
四国	269	519
九州	860	1,564
沖縄	78	147
合計	8,812	17,636

(注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【2016年度供給計画における2016年度電力需要の各エリア比率】



※ 8月について1時間の最大需要電力を上位から3日採り、それを平均したもの
 (北海道・東北の括弧は1月の値)

■ 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>

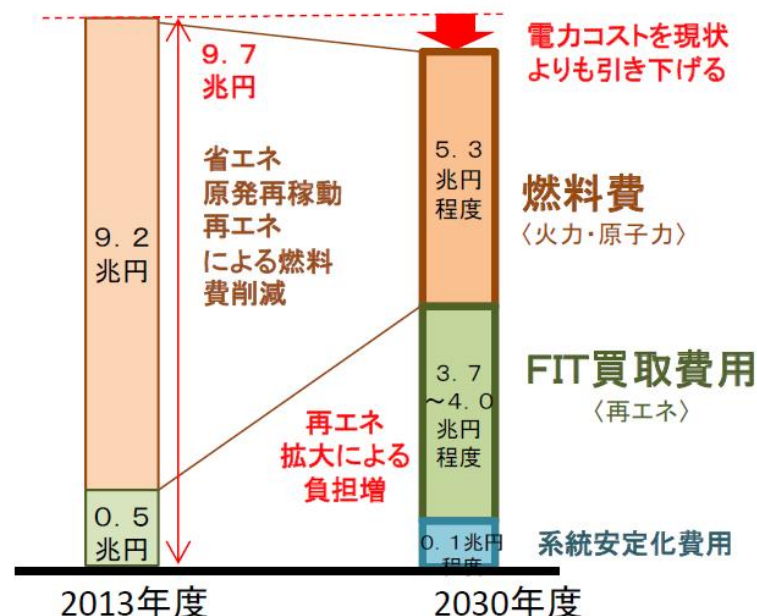
- 長期エネルギー需給見通しにおいて、各電源の個性に応じた再生可能エネルギーの最大限の導入を行う観点から自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱、水力、バイオマスにより原子力を置き換えることを見込んでいる。また、自然条件によって出力が大きく変動し、調整電源としての火力を伴う太陽光、風力は、国民負担抑制とのバランスを踏まえつつ、電力コストを現状よりも引き下げる範囲で最大限導入することを見込んでいる。
- 再生可能エネルギー電源は、地域の自然条件等により導入量が偏在するため、導入見込量や設備認定量等により、各エリアへの導入量を算定する。

再生可能エネルギー電源の導入見込量

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) 再エネ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、回避可能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

4-7. 再生可能エネルギーのシナリオの考え方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得る。

	(参考) 最大需要電力 (2015年度実績, 送電端)	シナリオ① 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)	シナリオ② 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	432	421	207
東北	1,295	1,498	1,219
東京	5,192	1,646	1,779
中部	2,410	842	1,030
北陸	493	109	161
関西	2,607	594	803
中国	1,044	562	794
四国	501	272	338
九州	1,515	1,406	1,008
沖縄	142	50	60
計		7,400	7,400

単位：万kW

	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。

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。

4－8．各エリアの再生可能エネルギー※の設備量と電力量

- 再生可能エネルギーの出力比率等については、年度により差異があり、2013年度基準と比較し、2014年度基準では東京・九州エリアの電力量が増加している。（出力比率等を用いている再生可能エネルギー：水力、風力、太陽光）

	シナリオ①			シナリオ②		
	設備量 (万kW)	電力量（億kWh）		設備量 (万kW)	電力量（億kWh）	
		2013年度 基準	2014年度 基準		2013年度 基準	2014年度 基準
北海道	604	170	158	423	154	141
東北	2,033	512	506	1,733	462	463
東京	2,243	429	451	2,376	440	467
中部	1,285	322	312	1,475	346	335
北陸	381	117	108	437	127	118
関西	1,071	281	271	1,280	305	295
中国	747	177	171	979	209	203
四国	428	118	112	494	127	120
九州	1,777	298	334	1,362	251	280
沖縄	52	7	7	62	8	8
計	10,620	2,430	2,430	10,620	2,430	2,430

※ 地熱・水力・バイオマス・風力・太陽光の合計。ただし、揚水の2,594万kW、85億kWhは含まない

注：四捨五入の関係で合計が一致しない。

4 - 9 . 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (風力発電)

- 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301万kW）
- 導入見込量達成のための新規導入量（699万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得るシナリオとして、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。

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 $b + (1,000 - 301) \times c / 952$	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
北海道	約300	32	268	229	56
東北	約587	95	492	456	579
東京	約47	25	22	41	47
中部	約45	25	20	40	45
北陸	約19	15	4	18	19
関西	約37	16	21	31	37
中国	約67	30	37	57	67
四国	約51	15	36	41	51
九州	約97	47	50	84	97
沖縄	約2.5	1.6	0.9	2.3	2.5
計	約1,250	301	952	1,000	1,000

4-10. 連系線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（5,904万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）
6,400-496
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量（5,904万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）

注：四捨五入の関係で合計が一致しない。 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 $a + (6,400 - 496) \times b / 7,993$	- 東京・中部・関西エリア※1 接続済み＋接続契約申込量 - その他エリア 接続可能量（系統WG2015.11.10）	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	92	250	192	117	151
東北	30	222	1,369	1,041	552	640
東京	129	703	1,998	1,605	1,424	1,732
中部	96	431	956	802	843	985
北陸	8	49	114	92	110	142
関西	65	311	674	563	608	766
中国	45	217	622	504	660	727
四国	23	149	281	231	257	287
九州	86	530	1,673	1,322	817	911
沖縄	6	24	56	47	49.5	58
計	496	2,727	7,993	6,400	-	6,400

※1 東京:2016年2月末、中部:2016年3月末、関西:2016年4月末時点
固定価格買取制度情報公表ウェブサイトデータより作成（2016年3月末）
東京・中部については再生可能エネルギー全体量のみ公表のため、太陽光以外の新規認定量を控除して算定

4 - 1 1. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (水力発電)

- 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（4,931万kW）から揚水発電（2,594万kW）を差し引き、2,337万kWを見込む。
- 2015年度末設備（2,135万kW）に2016年度供給計画に記載のある新增設・廃止計画（23万kW）を織り込む。
- 導入見込量達成のための新規導入量（179万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kWh

	年度末設備※1 a	開発予定※1 b	新規導入量 c = (2,337-2,158) × d/398	一般水力シナリオ a+b+c	包蔵水力※2 (未開発分) d
北海道	122	3	19	144	41
東北	313	8	44	365	97
東京	393	2	17	412	37
中部	299	0	42	341	93
北陸	246	0	17	263	37
関西	388	1	10	399	23
中国	107	0	9	117	20
四国	84	0	10	94	22
九州	183	8	12	203	27
沖縄	0	0	0	0	1
計	2,135	23	179	2,337	398

注：四捨五入の関係で合計が一致しない。

※1 2016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（2015年・3月）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

揚水発電※3 2,594

水力合計 4,931

4-12. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (地熱発電)

- 地熱発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入量（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) $+(155-59) \times (a+b) / 59$	地熱資源の 賦存量※1 c	未開発分※2 $d = c - (a+b)$	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) $+(155-59) / 2 \times (a+b) / 59$ $+ (155-59) / 2 \times d / 2,298$
北海道	3	0.01	7	1,673	1,671	39
東北	27	5	84	252	220	63
東京	0.3	0.011	0.9	39	38	1
中部	0.002	0.2	0.6	37	37	1
北陸	0	0	0	220	220	5
関西	0	0	0	2	2	0.05
中国	0.002	0	0.005	0	0	0.004
四国	0	0	0	0	0	0
九州	22	1	63	134	110	45
沖縄	0	0	0	0	0	0
計	52	7	155	2,357	2,298	155

注：四捨五入の関係で合計が一致しない。

※1 2010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」（2011年3月）

※2 導入予定量も開発分としてカウント

4 - 1 3. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (バイオマス発電)

- 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（728万kW）を見込む。（既導入量は292万kW）
- 導入見込量達成のためのRPS分*を除く導入量（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。
728-127

*電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法(RPS法)に基づく認定設備量

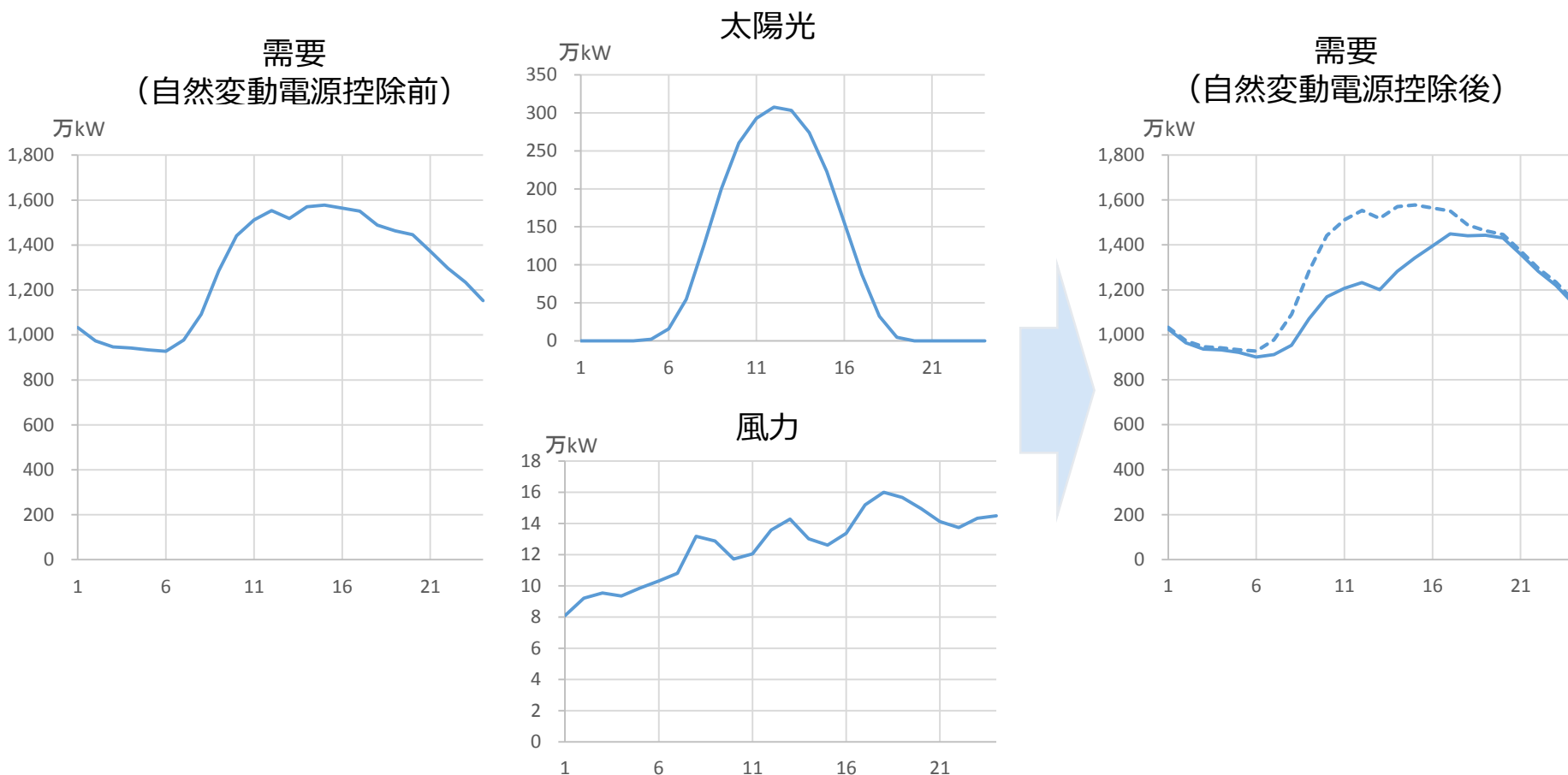
単位：万kW

	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 $c=a+(601-165) \times b/318$	既導入量 d	
北海道	7	14	26	6	32
東北	11	50	81	5	86
東京	59	68	153	31	184
中部	14	59	95	7	103
北陸	4	3	8	0	9
関西	21	30	62	16	78
中国	18	21	47	22	69
四国	6	21	34	27	61
九州	24	50	94	12	106
沖縄	1	0	1	0	2
計	165	318	601	127	728

固定買取制度情報公表ウェブサイトより作成（2016年3月末）

注：四捨五入の関係で合計が一致しない。

- 各エリアの太陽光発電、風力発電の出力比率（1時間毎8760時間の時系列）※を用い、2030年における設備量に乗じることで、2030年における1時間ごとの自然変動電源の出力を算出。
※出力比率は2013及び2014年度値を使用（需要の基準年と整合を図る）
- 需要から上記で算出した太陽光発電、風力発電の出力を控除することで、太陽光発電、風力発電の時系列の出力変動をシミュレーションに反映。

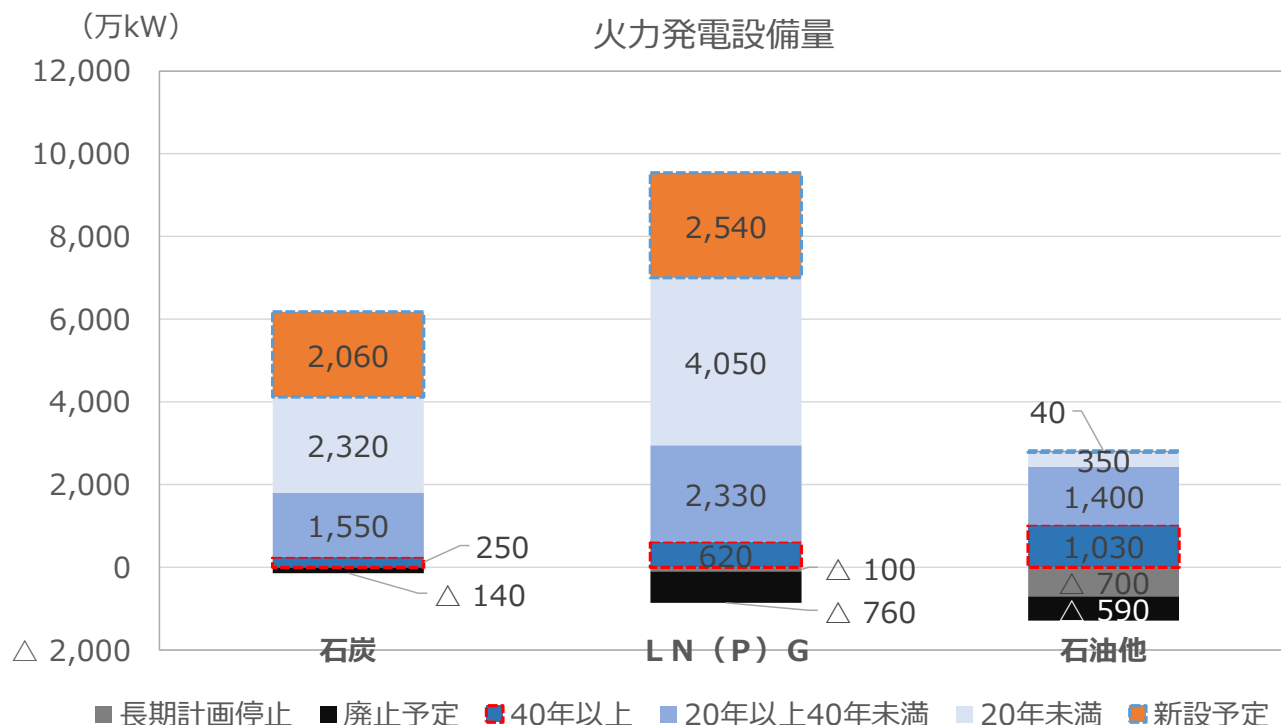


4-15. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (火力発電)

- 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。ただし、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もしくは連系申込済みの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。



(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)
L N G	27%程度 (2,845億kWh)
石炭	26%程度 (2,810億kWh)
石油	3%程度 (315億kWh)

注) 2016年3月末の経年数。2016年8月時点の供給計画提出分及び連系申込み分に基づき作成

- 火力の最低出力設定については、将来必要となる調整力の考え方と整合をとる必要があるが、本検討においては以下の考え方で設定。
- 石炭：大規模石炭火力を想定し、エリア毎の出力の30%を最低出力として設定
 - LNG：DSS運転等も考慮し、エリア毎の出力の5%を最低出力として設定
 - 石油：ピーク対応の電源として、最低出力の設定はなし
 - 調整力対応：調整力確保のため、各エリアの需要に対して10%分をLNGで確保できるよう最低出力に追加して設定。
- なお、LNGで需要の10%を確保できない場合は、石油を追加。

【需要1,000の場合（調整力対応100=1,000×10%）】

例1	石炭	LNG計					石油
			MACC	ACC	CC	コンベンショナル	
設備量	500	1,140	40	400	200	500	200
最低出力	150	57	2	20	10	25	0
調整力対応※	-	43	38	5	-	-	-

例2	石炭	LNG計					石油
			MACC	ACC	CC	コンベンショナル	
設備量	500	40	40	0	0	0	200
最低出力	150	2	2	0	0	0	0
調整力対応※	-	98	38	-	-	-	60

※ 調整力対応分については、燃料費単価の安価なものから確保

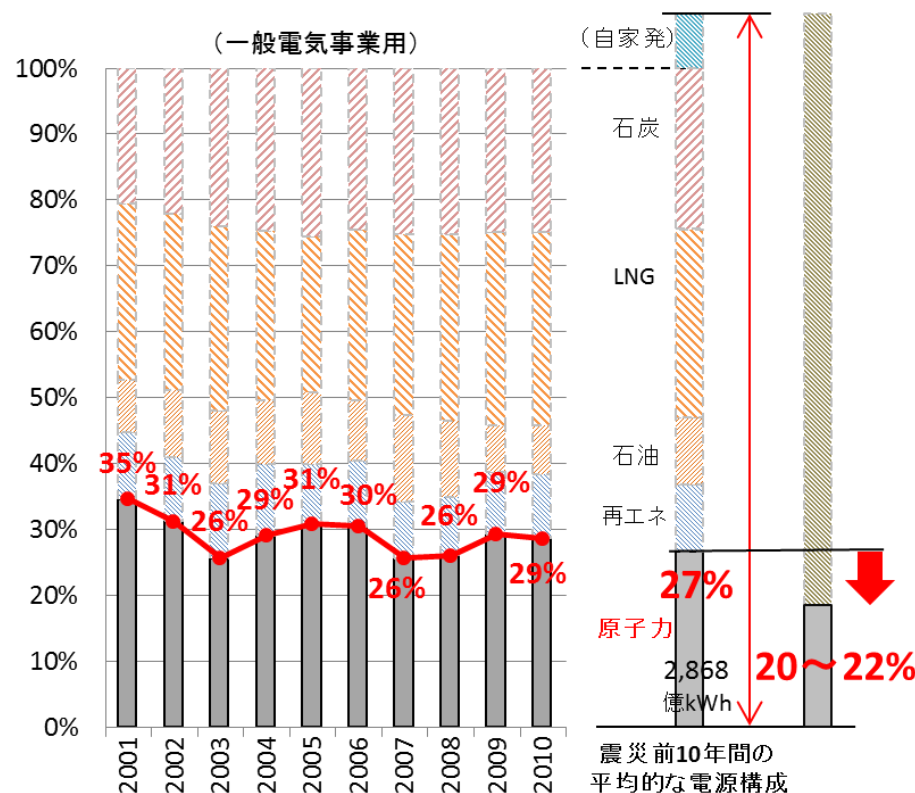
4-17. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (原子力発電)

■ 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 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年に2,317~2,168億kWh程度
(22~20%)

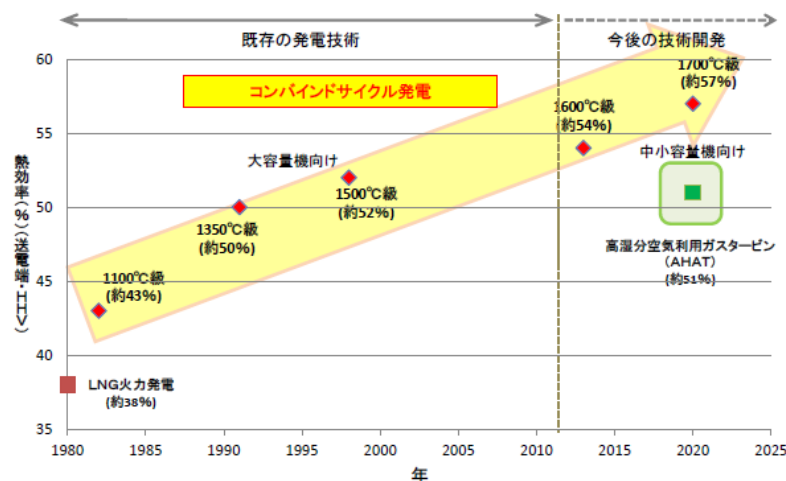
■ 2015年の発電コスト検証ワーキンググループの報告書をベースに、以下の設定により燃料費単価を設定。

- 熱効率及び所内率は、発電コスト検証ワーキンググループにおけるモデルプラントの値を設定。
- LNG火力の熱効率は下図から設定。所内率についてはコンバインドサイクル機はモデルプラントの値とし、コンベンショナル機については石油のモデルプラントの値を設定。
- 燃料費単価は、発電コスト検証ワーキンググループにおける発電コストレビューシートの2030年に上記の熱効率及び所内率を入力して算出。
- なお、CO2対策費用は、CO2排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用を加算。

	石炭	LNG MACC (1500℃級)	LNG ACC (1350℃級)	LNG CC (1100℃級)	LNG CT (コンベンショナル)	石油
熱効率	42%	52%	50%	43%	38%	39%
所内率	6.4%	2%	2%	2%	4.8%	4.8%
燃料費単価 (円/kWh)	10.4(4.5)	13.0(2.0)	13.4(2.0)	15.7(2.4)	18.3(2.8)	27.8(3.9)

＜LNG火力発電の効率向上＞

(注) 括弧書きはCO2対策費用 (再掲)

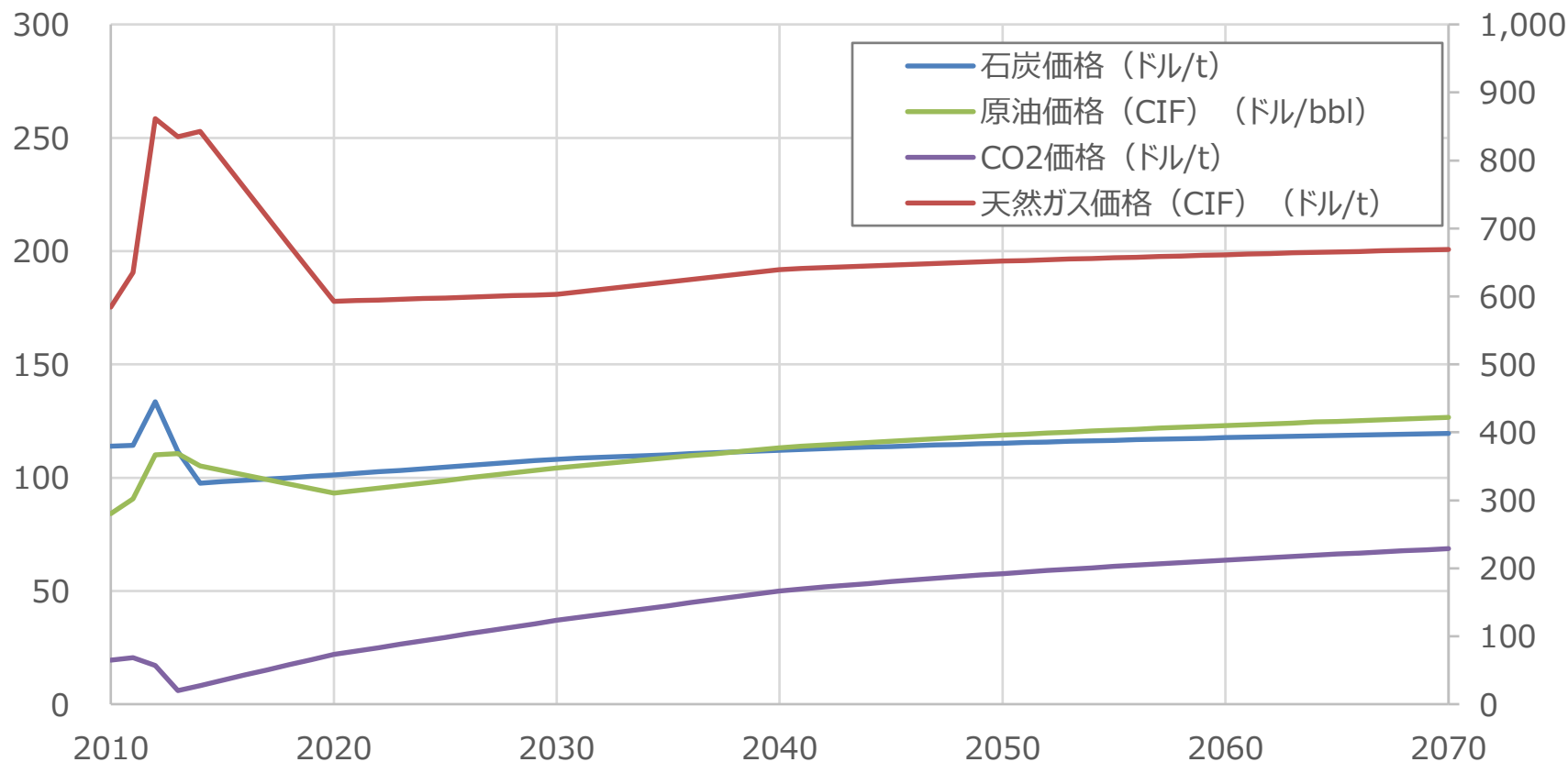


発電コスト等検証ワーキンググループにおける

石炭・原油
 CO₂

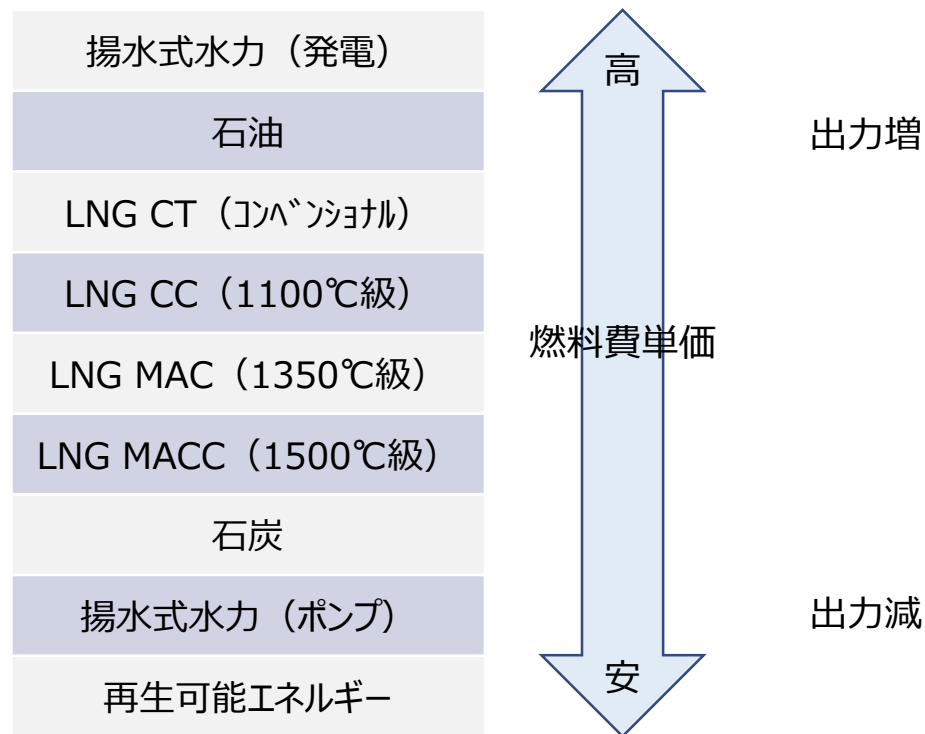
 燃料価格およびCO₂価格の見通し※（新政策シナリオ）

 天然ガス

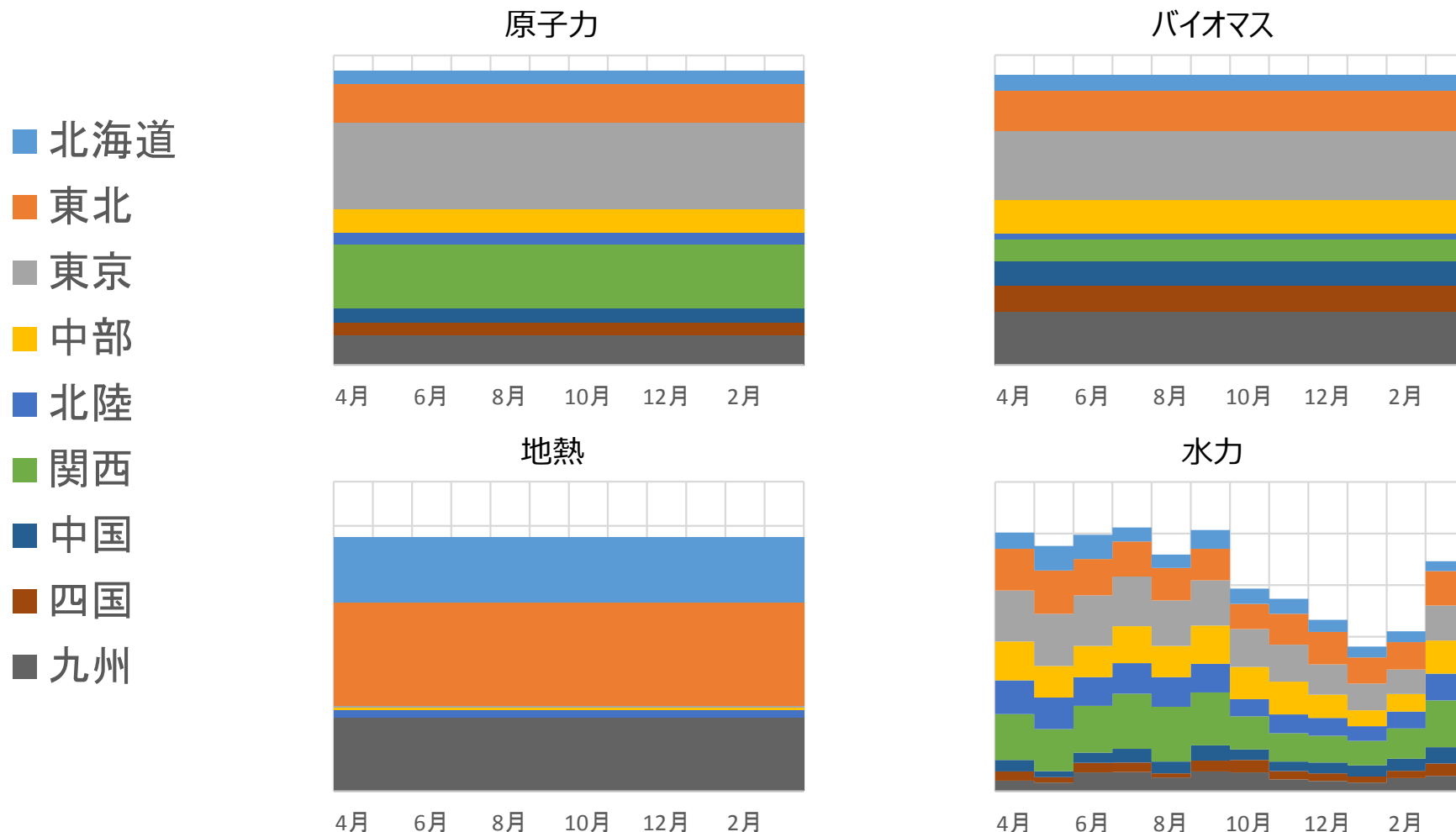


※2013年までは実績

- メリットオーダー配分については燃料費単価の安価なものから配分を実施するが、揚水式水力と再生可能エネルギー電源の出力抑制の関係は以下の通りである。
 - 揚水：発電側は、最も高価な電源として扱う。揚水側は、再エネ出力抑制前に揚水を実施する。
 - 再生可能エネルギーの出力抑制：揚水を最大限実施したとしても、需要と一致しない場合に出力抑制を実施。
(再生可能エネルギー電源間での出力抑制順位については考慮しない。)



- 原子力・地熱・バイオマスについては、エネルギーミックスの電力量に合わせ、設備量にて各エリアに按分。（1年間同出力）
- 水力については、電力量の2013及び2014年度実績（月毎）から各月の出力比率を算出し、それに2030年の設備量を乗じることで出力を算出。（各月同出力）



- 実際の運用容量については、実運用に近くごとに細分化し算出しているが、今回のシミュレーションでは**年間計画における運用容量**を基準とした運用容量とする。

【連系線容量の設定方法】

運用容量

年間計画の2016年度に設定されている
平休日昼間夜間に細分化された運用容量を設定
(作業時の運用容量のみ設定されている場合は
2017年度の同月の運用容量を採用)

マージン

現在の運用における実需給断面での値を設定
実需給断面のマージンに幅がある場合には最小の値を設定

【実需給断面のマージン】

	マージン (万kW)	
	順方向	逆方向
北海道本州間	18	60
東北東京間	45	0～45
東京中部間	60	60
中部北陸間	-	0～70
中部関西間	0～40	0～40
北陸関西間	0～70	0～10
関西中国間	0～40	0～35
関西四国間	-	-
中国四国間	0～93	-
中国九州間	-	-

4-23. 2016年度の連系線の運用容量（平日：昼間帯）

(万kW)

地域間連系線名称	潮流向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	60(①)	60(①) [0(①)]	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①) [0(①)]	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)
	東北向	60(①)	60(①) [0(①)]	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①) [0(①)]	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)
東北東京間連系線 注1)	東北向	66(④)	65(④)	67(④)	70(④)	61(④)	66(④)	65(④)	67(④)	71(④)	79(④)	76(④)	67(④)
	東京向	340(①)	340(①)	345(①)	360(①)	485(①)	470(①) [490(①)]	[343(②)]	383(②) [235(①)]	470(①)	475(①) [380(①)]	[355(①)]	[375(①)]
東京中部間連系設備 (新信濃, 佐久間, 東清水 周波数変換設備)	東京向	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [90(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [90(①)]	120(①) [60(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [90(①)]
	中部向	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [90(①)]	120(①) [60(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [90(①)]
中部関西間連系線 注2)	中部向	250(④) [33(④)]	250(④) [31(④)]	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)
	関西向	166(④) [55(④)]	161(④) [53(④)]	171(④)	182(④)	192(④)	前半 181(④) 後半 167(④)	162(④)	前半 168(④) 後半 180(④)	194(④)	201(④)	191(④)	前半 190(④) 後半 167(④)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
北陸関西間連系線	北陸向	130(④)	130(④) [7(④)]	130(④) [7(④)]	130(④)	130(④)	130(④) [7(④)]	130(④)	130(④) [8(④)]	130(④)	130(④)	130(④)	130(④) [7(④)]
	関西向	162(②)	162(②) [70(④)]	162(②) [70(④)]	162(②)	162(②)	162(②) [70(④)]	162(②)	162(②) [70(④)]	162(②)	162(②)	162(②)	162(②) [70(④)]
関西中国間連系線 注2)	関西向	390(③) [305(③)]	390(③) [278(①)]	390(③) [278(①)]	405(③)	405(③)	前半405(③) [370(③)] 後半390(③) [278(①)]	390(③) [278(①)]	390(③) [329(①)]	405(③)	405(③)	405(③)	前半405(③) 後半390(③)
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]
	四国向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①) [26(④)]	120(①) [25(④)]	120(①) [26(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [26(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [26(④)]
中国九州間連系線 注2)	中国向	[157(④)]	233(④) [101(④)]	241(④)	251(④)	253(④)	前半 253(④) 後半 236(④)	231(④)	前半 237(④) [158(④)] 後半 252(④)	263(④)	278(①)	266(④)	前半 264(④) 後半 237(④)
	九州向	46(④)	46(④)	48(④)	51(④)	53(④)	前半 52(④) 後半 47(④)	45(④)	前半 47(④) 後半 49(④)	53(④)	52(④)	51(④)	前半 50(④) 後半 47(④)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等, ②同期安定性, ③電圧安定性, ④周波数維持) を示す。【 】内の数字は、作業時の運用容量を示す。

注1) 空容量最小時の運用容量を記載 注2) 9月、11月、3月における「前半」: 15日まで、「後半」: 16日以降

4-24. 連系線潮流シミュレーション方法①

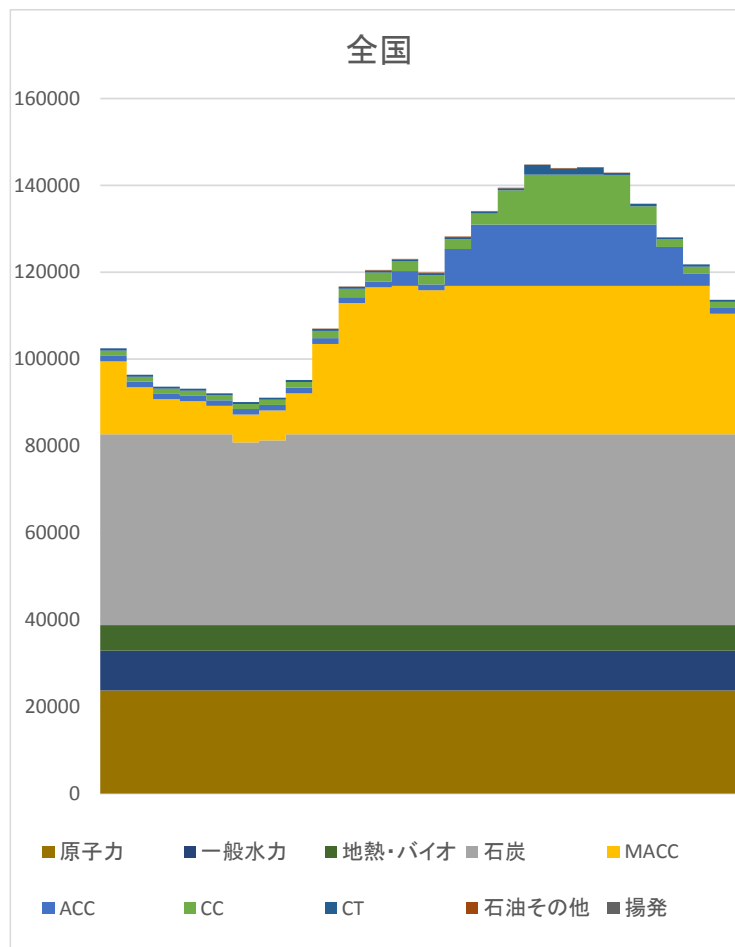
ステップ1：全国大でメリットオーダーによる配分を実施。

ステップ2：各エリアへ設備量比率で按分。

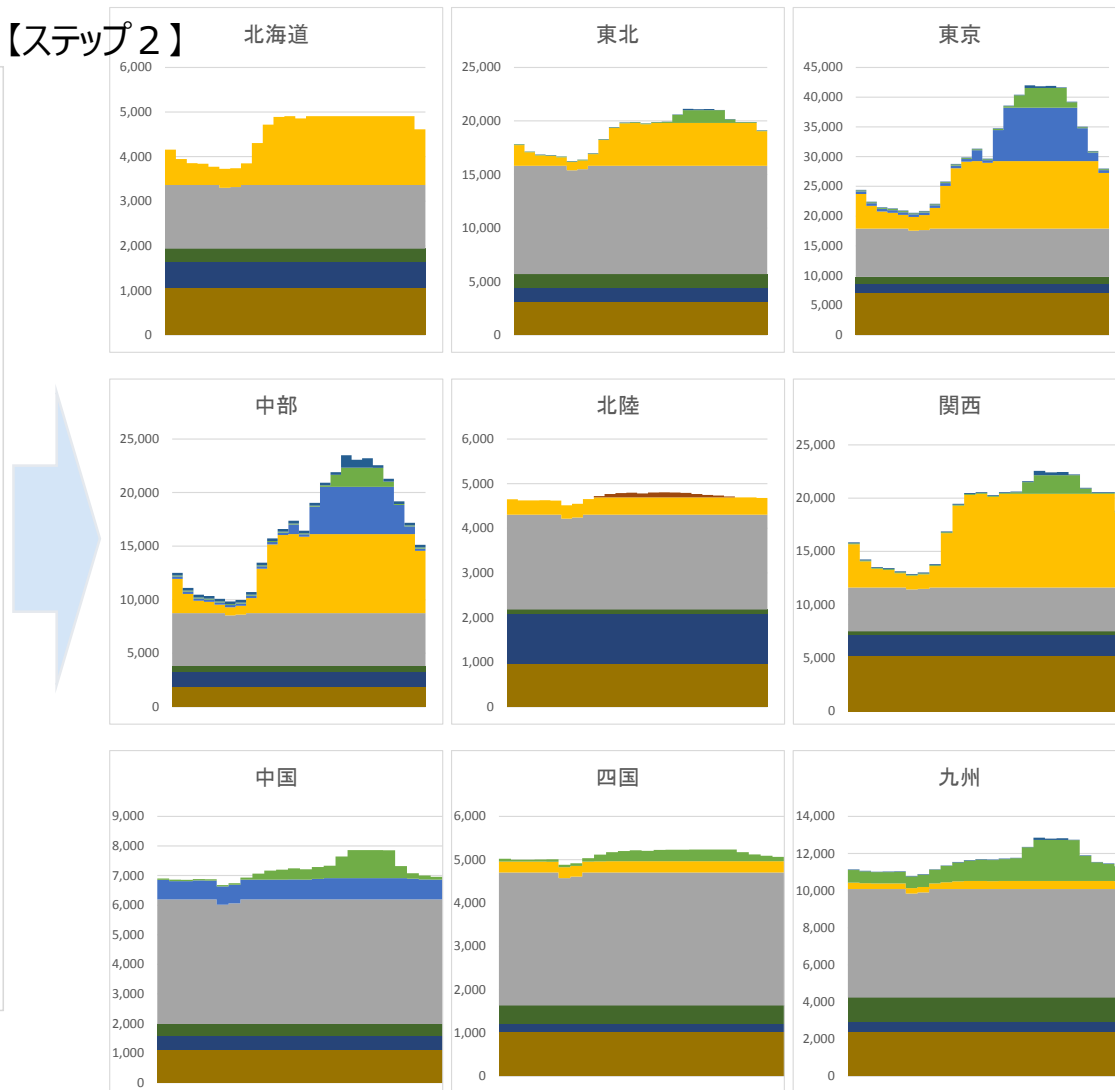
(注) イメージをつかみやすいよう1日のカーブで作成
実際は1断面ごとで評価

【ステップ1】

全国



【ステップ2】

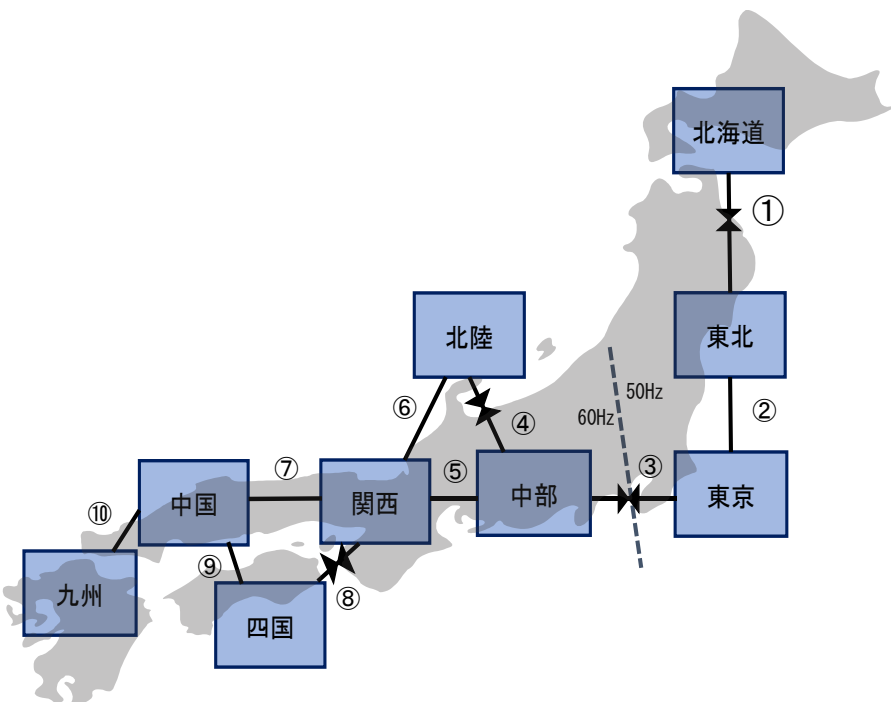


ステップ3：連系線の制約がある箇所について、連系線の制約を解消するよう調整。

(①⇒②⇒③⇒⑩⇒⑧⑨⇒⑦⑧⇒④⑥⇒④⑤)

ステップ4：再度メルिटオーダーの確認を実施。

【ステップ3】



【ステップ4】

凡例

エリア
過不足
限界費用

★：空容量超過

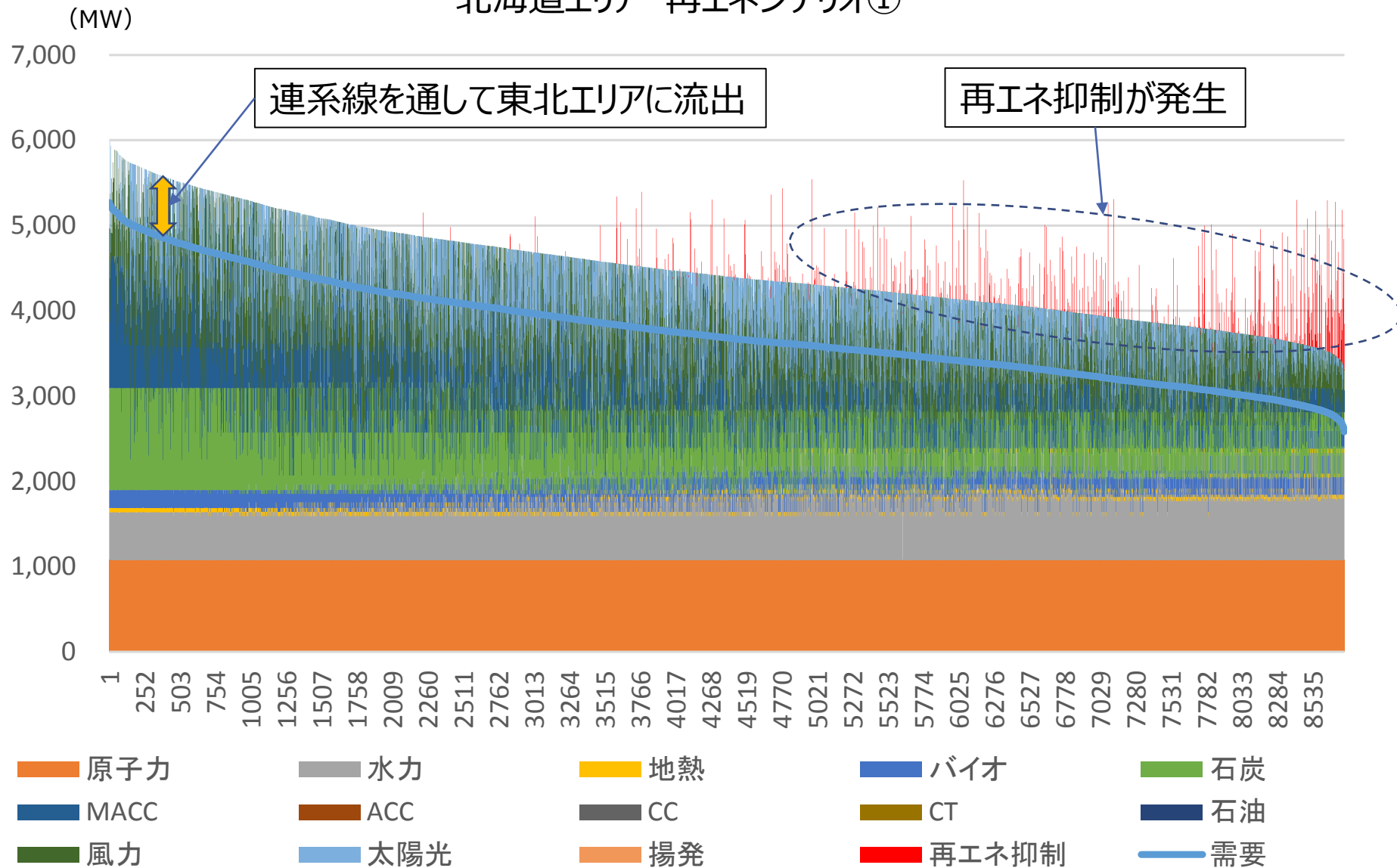
					1
					672
					13.0
					↓
					672
				5	2
					9,323
					18.3
					↓
					9,996
9	300	7	2,700	209	-509
←	-1,922	←	6	→	10.4
-300		15.7	317		↑
27.8	478	↓	27.8		300
		8			4
		→		←	←
		914	1,392	1,200	-350
		15.7		15.7	1,849
					-8,146
					18.3

例：上記において、5エリアの10.4円電源の上げ余力及び6エリアの27.8円電源の下げ余力を確認し、連系線制約を加味しつつ、より経済的配分となるよう最終調整を実施。（全エリアで確認）

- シミュレーションのインプットの粒度等を踏まえ、モデルを選択する必要があるが、今回のマクロ的な検討においては①'の方法によりシミュレーションを実施。

	①時系列	①' 時系列	②デューション（詳細）
時間粒度	1 時間断面×8760	1 時間断面×8760	1 時間断面×8760
イメージ			
入力条件	・時系列の時間毎の需要（8760時間） ・時系列の時間毎の再エネ出力 ・電源の最大最低出力 ・揚水式貯水池容量 等	・時系列の時間毎の需要（8760時間） ・時系列の時間毎の再エネ出力 ・電源の最大最低出力 ・揚水式貯水池容量 等	・需要デューション（8760時間） ・電源の最大最低出力 等
算定結果	・時系列の時間毎の電源稼働状況（日々の運用を考慮（起動停止、揚水式水力の発電等））	・時間毎の電源稼働状況（日々の運用のうち揚水式水力の運用は考慮）	・時間毎の電源稼働状況（日々の運用未考慮）
得失	△適切な前提条件を詳細に設定する必要がある。 △適切に算定できるツールが必要。 ○適切な条件・ツールがあれば相対的に実運用に近い結果が得られる。（表計算ソフトにより算定する場合は計算量が非常に多く、前提条件の付与も限定的となる。）	△時間帯による発電特性の反映が難しい。（太陽光・風力は考慮） △実運用との乖離による誤差が生じる。 △表計算ソフトにより算定する場合は計算量が多くなる。	△季節、時間帯による発電特性の反映が難しい。 △実運用との乖離による誤差が生じる。 △表計算ソフトにより算定する場合は計算量が多くなる。

北海道エリア 再エネシナリオ①



【全体的な留意事項】

- ◆ 増強費用は長期方針における検討の目安とするために、例えば距離に単価を掛けるなど簡易的に算定するなど、一定の仮定をもって試算したものである。
- ◆ 同期安定性、電圧、短絡容量など、詳細な技術検討は行っていないため、系統増強の判断には、新規の電源連系、電源の運用、潮流条件などを明確にしたうえで、実現性を含めた詳細な検討が必要であり、工事内容、工事費、運用容量等は変わり得る。
- ◆ 新規の電源連系に伴い必要となる広域連系系統より下位の系統増強は含まない。

【50Hz系統】

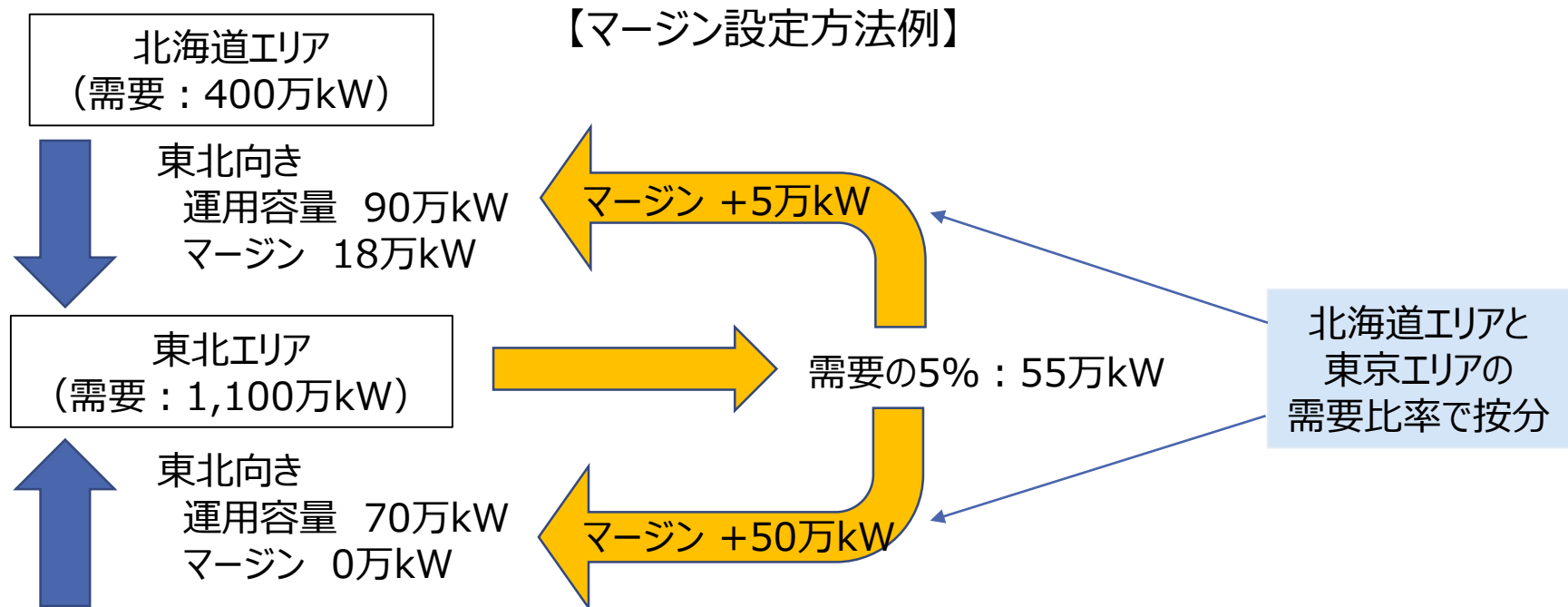
- ◆ 北海道本州間連系設備は、既設及び現在計画中の容量（90万kW）から150万kW（+60万kW）に増強する場合を想定。
- ◆ 東北地内の基幹系統増強は、北海道本州間連系設備の増強量に相当する南向き潮流が増加することを想定。
- ◆ 東北東京間連系線は、2017年2月に策定予定の計画策定プロセスにおける増強対策を所与として、更に北海道本州間連系設備の増強に合わせた更なる増強として、第3回広域系統整備委員会で提示があった「日本海側新ルート建設」「中央新ルート建設」を参考に第3の連系ルート新設を想定。

【60Hz系統】

- ◆ 中国九州間連系線の容量を2倍程度（+280万kW：現行の中国九州間連系線の東向き運用容量相当）に増強する場合を想定。
- ◆ 中国地内の基幹系統増強は、500kV第3ルート新設（関西中国間連系線増強を含む）を想定。（送電容量増加分については要検討）

4-29. (b) 調整力増加ケース（エリア内10%+他エリア5%） 連系線等マージン設定方法例

- 対象エリアの需要の5%分を自エリア向けの連系線のマージンとして確保
- 2つ以上の連系線で接続されている場合は、相手エリアの需要比率で按分



電力取引可能量（運用容量－マージン）

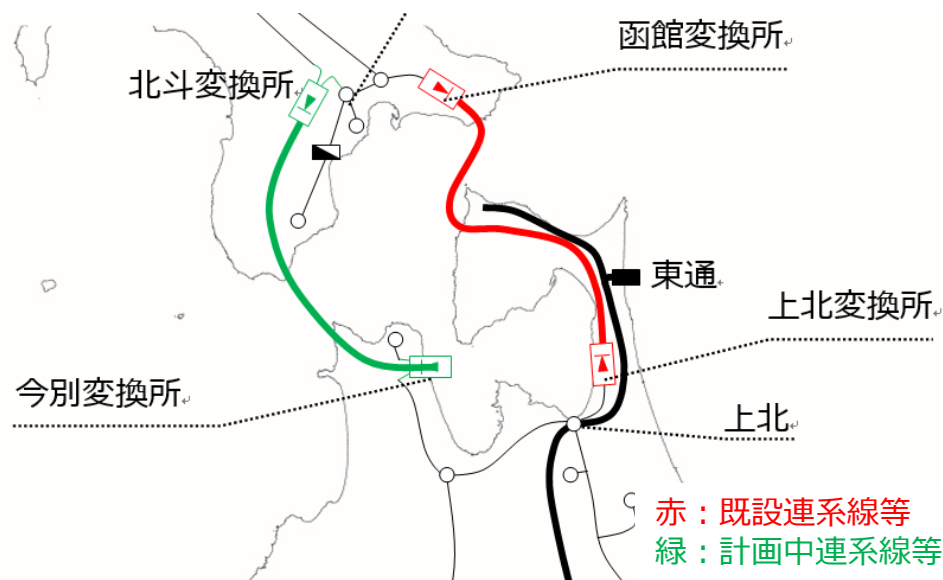
	ベースケース		追加ケース（2）
北海道本州間 東北向き	72万kW	5万kWの減	67万kW
東北東京間 東北向き	70万kW	50万kWの減	20万kW

(5) 流通設備の経年情報 (地域間連系線等の経年状況)

■ 北海道本州間連系設備

- 既設設備の劣化等による長期停止が必要となった際へ備え、既設とは異なるルートによる増強計画が進行中。
- 既設設備については、本線架空線部の電線張替を計画中。
- その他、将来的には変換所の制御装置、サイリスタバルブ更新等に起因する長期停止を要する可能性が高い。

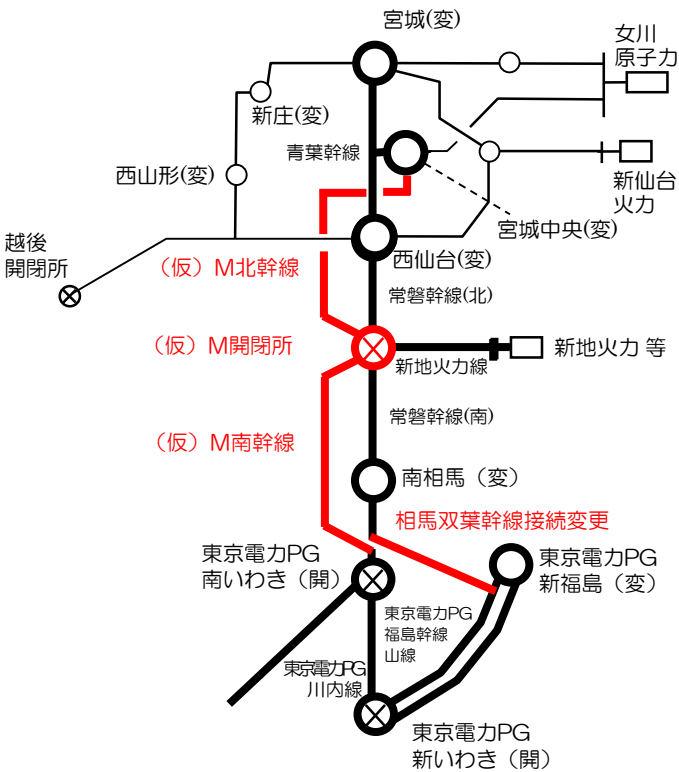
(OFケーブルの製造が困難になっていることや技術維持も課題)



設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
北本直流幹線	函館交直変換所	古川CH	DC250	83	1	1979	2010年に1基を建替。
	古川CH	佐井CH	DC250	(OF、XLPE : 43.32km)	—	1979 1993 2012	計画的な更新の予定無。
	佐井CH	上北変換所	DC250	297	2	1979	1993年に2基を増設。2008年に1基を増設。直流架空線の帰線については、劣化対応として既に94%張替済み。本線については劣化対応としてH28年度に一部（14km）張替を実施。今後北海道側も含め残り区間について、劣化状況を評価し適切な時期に張り替えていく予定。

■ 東北東京間連系線

- 電気供給事業者の提起により、計画策定プロセスにて連系線の増強計画を2017年2月に策定予定。
- 既設連系線は、1995年の運開以来、21年を経ているが、現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。

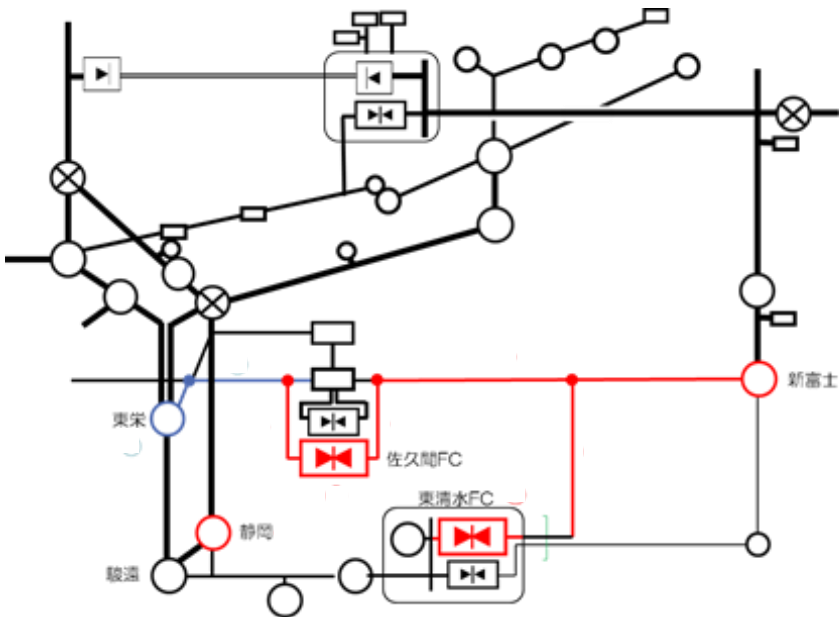


赤：計画策定プロセスにおける増設計画

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み 鉄塔基数	製造年	更新計画等
相馬双葉幹線	南相馬変電所	南いわき開閉所	500	62	0	1995	特に無し

■ 東京中部間連系設備（FC）

- 国の審議会の要請に基づき、計画策定プロセスを実施し、増強計画を2016年6月に策定。
- その中で、経年劣化の進んでいる佐久間東幹線、佐久間西幹線の一部改修も含めて計画を策定。
- 新信濃FCのロータリーコンデンサの更新計画あり。
- その他の関連設備については、設備所有者から特筆すべき懸念を示されていない。

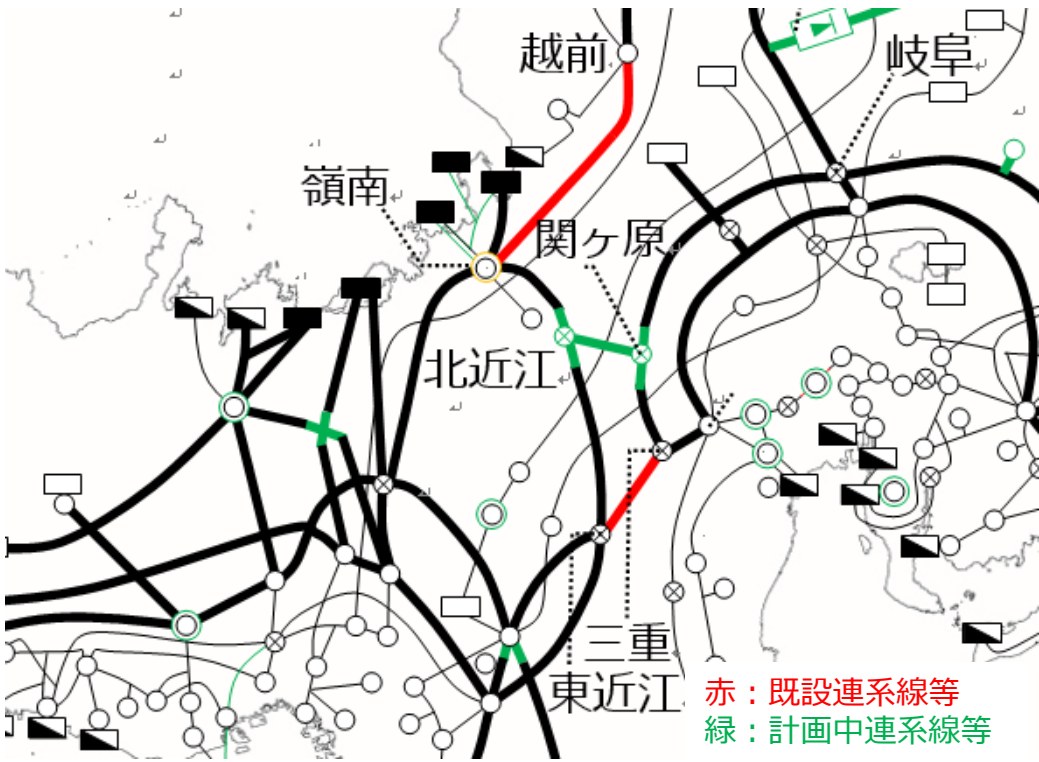


赤：計画策定プロセスにおける増設計画
青： " 関連工事

設備	直流電圧 (kV)	容量 (MW)	運開年	更新計画等
新信濃周波数変換所	125	600	1977	1992年、300MW増設 2009年、300MW更新
佐久間周波数変換所	125	300	1965	1993年、サイリスタバルブに取り替え
東清水周波数変換所	125	300	2006	2006年、100MW運開 2013年、300MW本格運用開始

■ 中部関西間連系線

- 第2ルート（関ヶ原北近江間）が計画されているが、時期は未定となっている。
- 一部鉄塔（数基程度）に劣化の兆候があり、調査しつつ対応を検討しているところ。



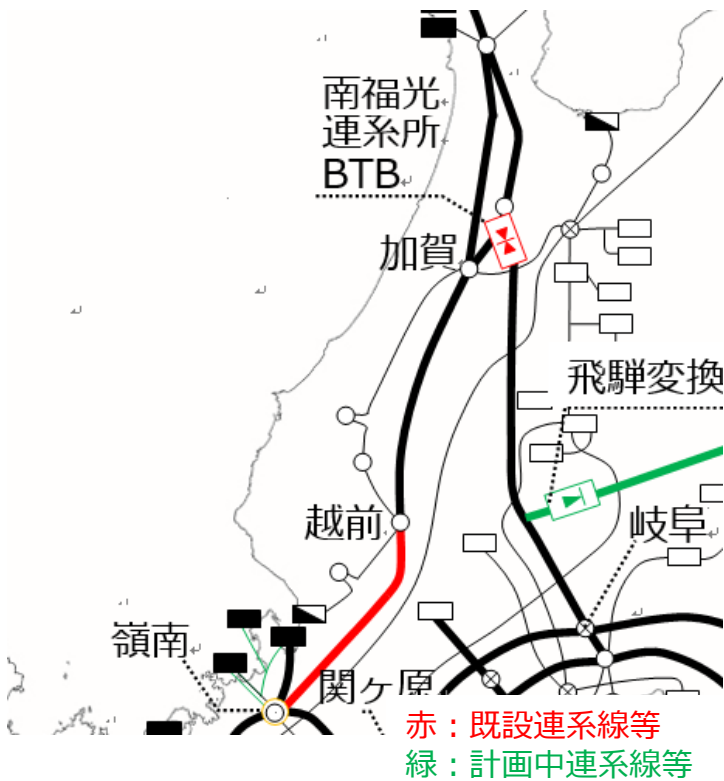
設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み 鉄塔基数	製造年	更新計画等
三重東近江線	三重開閉所 三重東近江線N O18 (2L)	三重東近江NO R25 (1L) (関電乙-1) (2L)	500	14	0	1972	
	中部電力R25 関西電力乙1	東近江開閉所	500	78		1972	

■ 中部北陸間連系設備

- 既設連系線は、1998年（変換設備は1999年）の運開以来、17～18年を経ているが、現時点では劣化の進行は見られない。

■ 北陸関西間連系線

- 越前嶺南線について、地理的な違いから劣化が進行している関西エリアの部分より、順次、電線の更新を進めている。



中部北陸間連系設備

設備	直流電圧 (kV)	容量 (MW)	運開年	更新計画等
南福光直流連系設備	125	300	1999	

北陸関西間連系線

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み 鉄塔基数	製造年	更新計画等
越前嶺南線	北陸電力 No.14Tw	嶺南変電所	500	185		1974	
	越前変電所	北陸電力 No.14Tw	500	14	1	1974	

■ 関西中国間連系線

- 現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。



赤：既設連系線等
緑：計画中連系線等

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み 鉄塔基数	製造年	更新計画等
西播東岡山線	西播変電所	東岡山変電所	500	102		1978	
山崎智頭線	山崎開閉所	智頭変電所	500	92		1997	

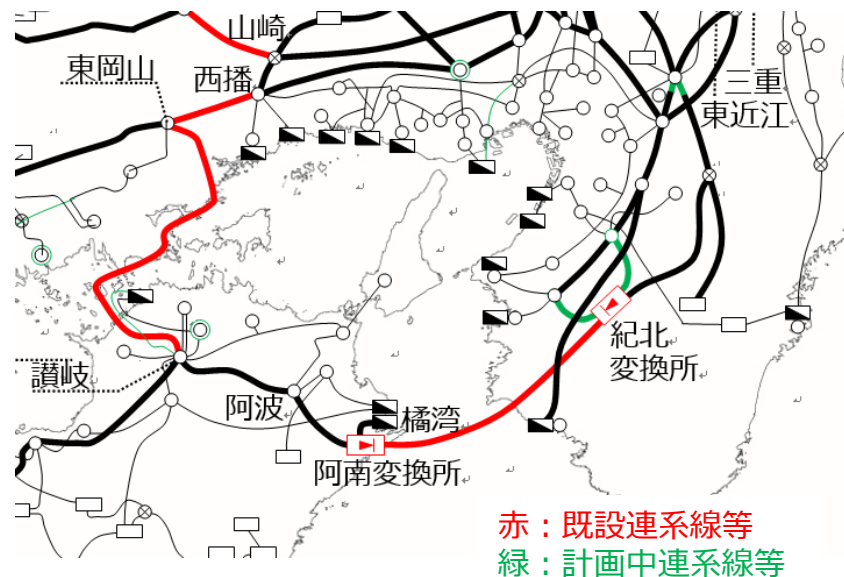
■ 関西四国間連系設備

- 現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。*

■ 中国四国間連系線

- 架空線区間については、現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。*
- ケーブル区間については、一部区間に劣化の兆候があり、張替を実施している。今後も定期的な調査により、劣化の兆候がみられる箇所については補修や張替を行っていく。

*ただし、OFケーブルの製造が困難になっていることや技術維持が課題



関西四国間連系設備

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み 鉄塔基数	製造年	更新計画等
阿南紀北直流幹線	阿南変換所	由良開閉所	250	OF : 48.9km		1999	直流250kV
	由良開閉所	紀北変換所	DC±250	106		2000	

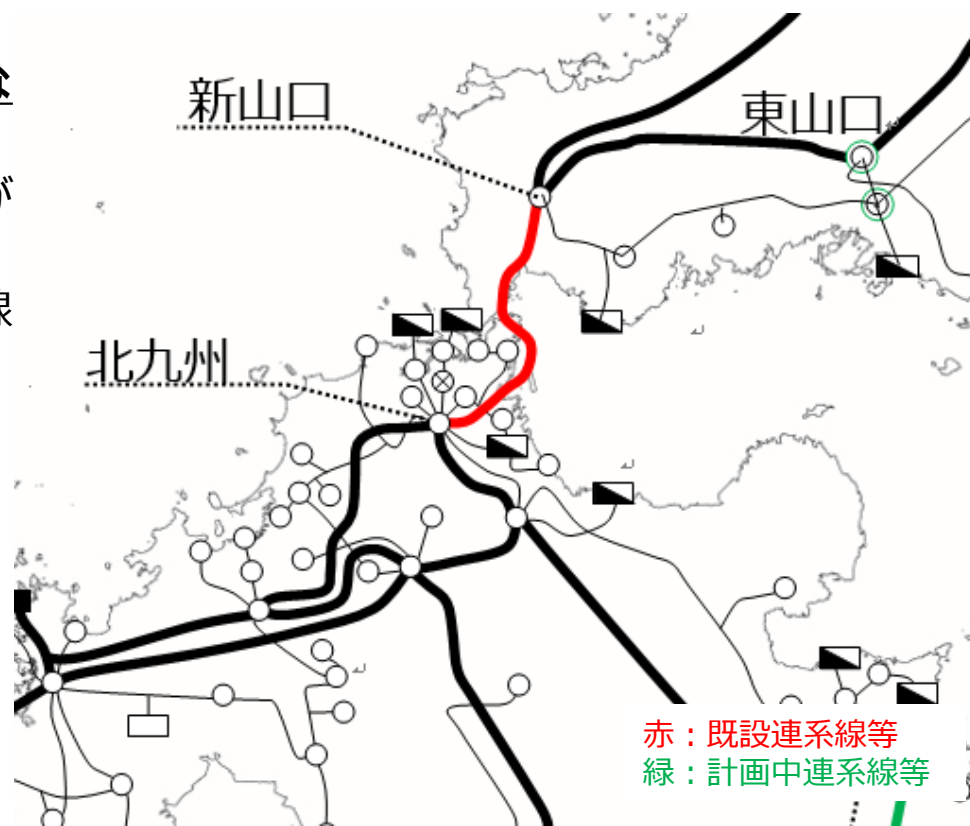
中国四国間連系線

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み 鉄塔基数	製造年	更新計画等
本四連系線	讃岐変電所	坂出CH	500	51	0	1994	計画的な更新の予定無。
	坂出CH	児島CH	500	OF : 22.13km		1994 2000	
	児島CH	東岡山変電所	500	210	0	1994	

(2016年10月時点)

■ 中国九州間連系線

- 現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。
- 陸上部については、一部鉄塔に劣化の兆候があり、調査しつつ対応を検討中。
- 海峡横断部については、劣化対応として電線張替えを実施済み（2014～2016年）



設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み 鉄塔基数	製造年	更新計画等
関門連系線	新山口変電所	北九州変電所	500	170	0	1980	海峡横断部については、劣化対応としてH26～H28年度にかけて電線張替を実施。

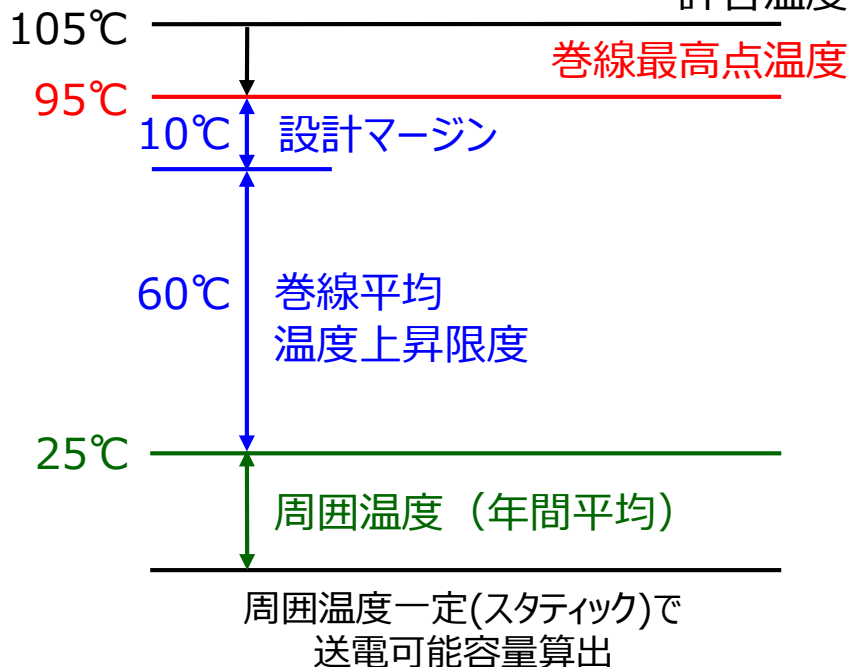
(6) 技術開発動向

- 流通設備のあるべき姿を実現するためには、設備効率を向上させることが必要であり、そのための重要な対策として、送電能力の向上を図ることが挙げられる。
- また、再生可能エネルギー拡大や設備健全性維持も重要な課題である。
- 現在、様々な技術開発が進められているが、ここでは中長期的に現実感のある課題のうち、以下の観点から検討の進められている技術課題への対応状況について以下に記載する。

観点	技術開発例
潮流のコントロール等により、既存設備のパフォーマンスを最大限引き出すこと	・ ダイナミックレギュレーティング ・ FACTS機器 ・ 電力貯蔵技術 ・ 自然変動電源の出力調整技術 ・ 同期化力低下対策
大容量かつ長距離の送電を安定供給及び経済性の観点を踏まえて効率的に実現すること	・ 大規模直流送電 ・ 超電導送電システム ・ 耐熱性の高い導体への置き換えや新たな絶縁技術の開発等による運用容量拡大
最大限のパフォーマンスを維持できるよう、設備の管理を行うこと	・ アセットマネジメント

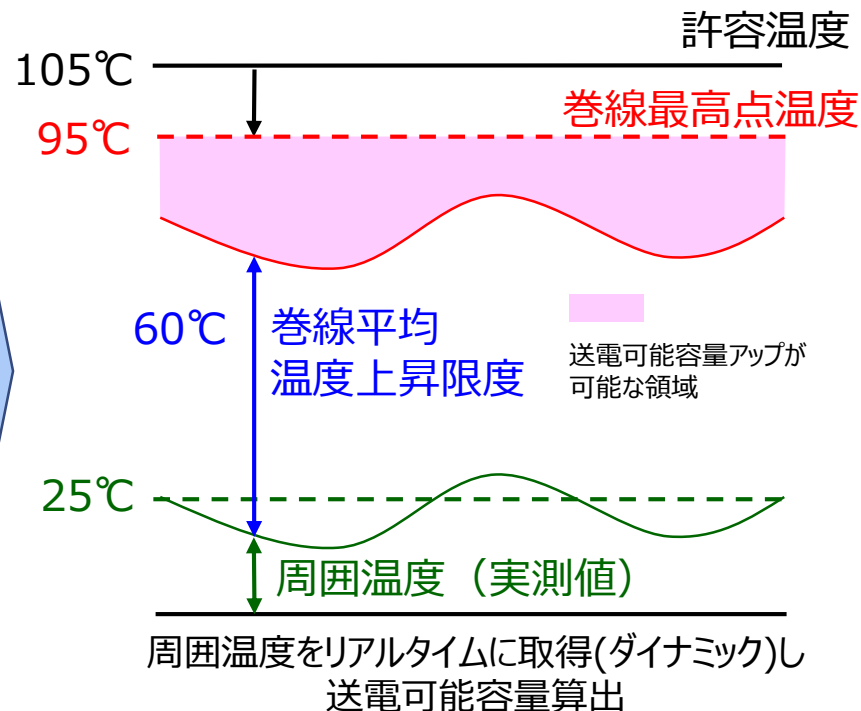
- 送変電設備（ケーブル・架空線・変圧器）の熱容量制約による送電可能容量は各部位・部品の温度限界値により定められている。
- 現状、機器設計の前提とする周囲温度等は一定値としているが、リアルタイムで環境データを取得、送電可能容量を算出することで、設備能力を最大限活用することが可能となる。
- さらに、各部位・部品の温度は、通過潮流で決まる加熱により一定の時間を要して上昇・下降することを踏まえると、一時的な過負荷への対応と親和性が高い。（高負荷により温度が上昇しても、限界温度に達する前に低負荷となることで、温度が下降し得る場合など）

【変圧器の送電可能容量設定イメージ】 許容温度



巻線最高点温度が限度値を超えないよう送電可能容量を設定

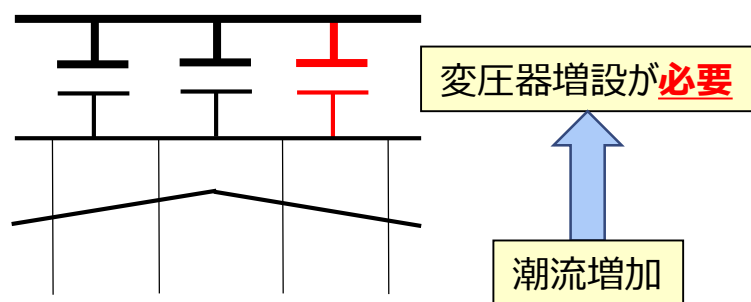
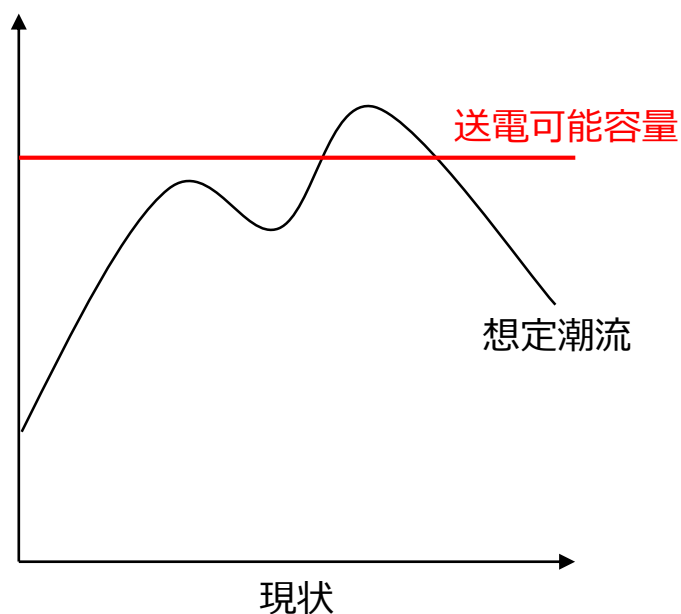
周囲温度をリアルタイム取得



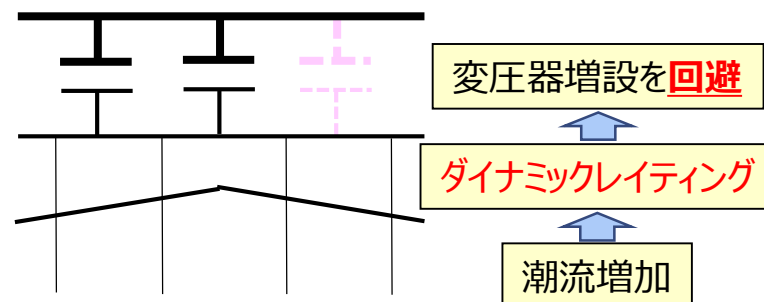
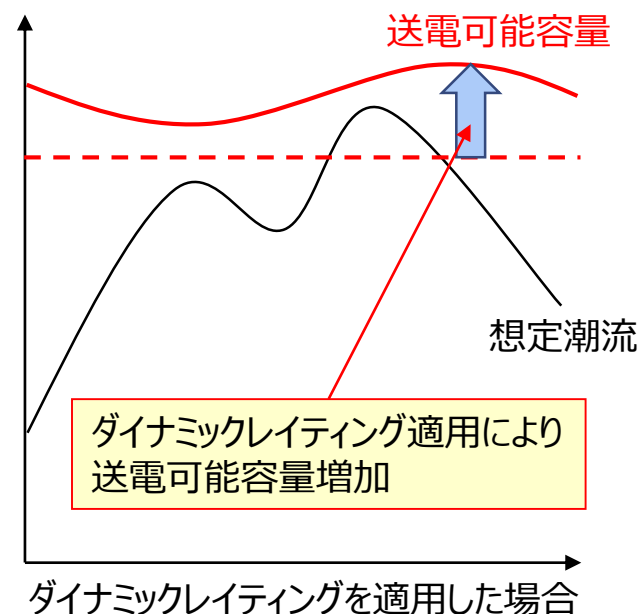
周囲温度(実測値)を踏まえ、巻線最高温度が限度値を超えないよう送電可能容量を算出

【ダイナミックレイトング適用による設備増強回避例】

- 例えば、電源連系量増加に伴う潮流増加への対応として、ダイナミックレイトング適用と限界温度到達前の電源出力制御を組み合わせることにより、設備増強を回避できる可能性がある。（例えば、500kV変圧器の増強回避となれば数十億円のコスト抑制につながる）



ダイナミックレイトング適用



- パワーエレクトロニクス技術を用いて、交流系統の制御性を高め、送電容量の増加を図るもの。
- 無効電力を制御することで電圧の調整を行う他，送電線インピーダンスを変化させ，潮流を制御することで電力流通の最適化を図り，低損失な電力システム運用を行うことなどが挙げられる。
- 現在、電力システムへの適用されている、あるいは適用が想定されている主要なFACTS 機器は以下。

	他励式変換器応用型	自励式変換器応用型
主に電圧制御等に用いられるもの	SVC (Static Var Compensator) など	STATCOM (Static Synchronous Compensator) など
主に潮流制御等に用いられるもの	TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) など	UPFC (Unified Power Flow Controller) など

出典：NEDO再生可能エネルギー技術白書 より



(出典) 日立製作所ホームページ

- 二次電池は、低炭素社会の構築やエネルギーセキュリティの面からその用途は今後も更に拡大することが予想される。
- 電力系統へ設置する蓄電池により、電力品質の維持や潮流調整（混雑管理）の機能を発揮することで、既設流通設備の容量を有効に活用することが期待される。

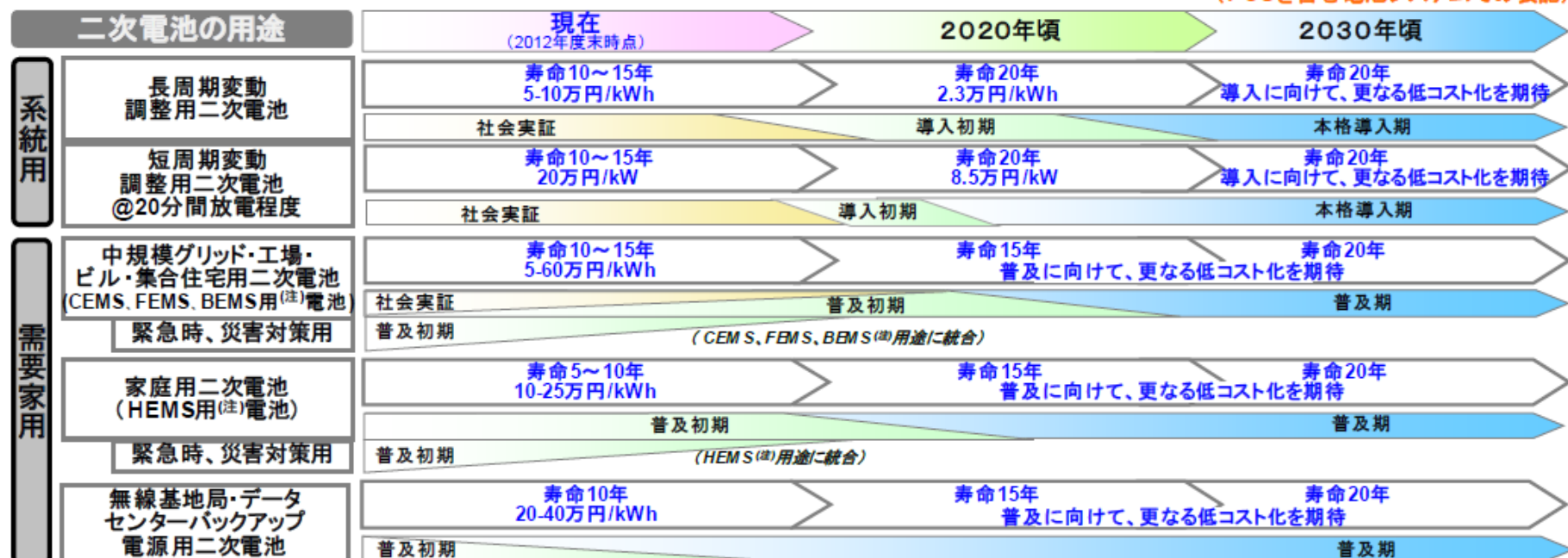
各種蓄電池の比較

電池の種類	鉛	ニッケル水素	リチウムイオン	NAS (ナトリウム硫黄)	レドックスフロー	溶融塩
コンパクト化 (エネルギー密度: Wh/kg)	×	△	◎	○	×	◎
	35	60	200	130	10	290
コスト(円/kwh)	5万円	10万円	20万円	4万円	評価中	評価中
大容量化	○ ~Mw級	○ ~Mw級	○ 通常1Mw級 まで	◎ Mw級以上	◎ Mw級以上	評価中
充電状態の正確な計 測・監視	△	△	△	△	◎	△
安全性	○	○	△	△	◎	◎
資源	○	△	○	◎	△	◎
運転時における 加温の必要性	なし	なし	なし	有り ($\geq 300^{\circ}\text{C}$)	なし	有り ($\geq 50^{\circ}\text{C}$)
寿命 (サイクル数)	17年 3,150回	5~7年 2,000回	6~10年 3,500回	15年 4,500回	6~10年 制限無し	評価中

(出典) 総合資源エネルギー調査会第28回基本問題委員会資料

定置用二次電池のロードマップ

(PCSを含む電池システムでの表記)



(注) CEMS=Community Energy Management System、FEMS=Factory Energy Management System、BEMS=Building Energy Management System、HEMS=Home Energy Management System

二次電池の課題

※数値は現状値で、システムでの値

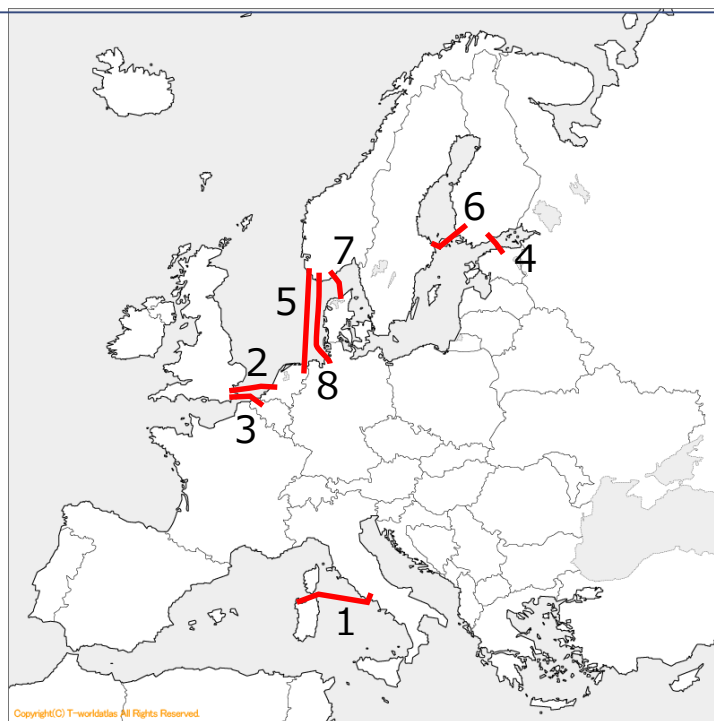
電池系の特長と課題	リチウムイオン電池	200 Wh/L、80 Wh/kg、100 W/kg コスト低減、安全性向上、温度特性改善、過充電耐性付与、リサイクル技術確立
	鉛蓄電池	40 Wh/L、10 Wh/kg、30 W/kg 充放電効率向上、サイクル劣化抑制、低SOC状態での劣化抑制、集電体腐食抑制、メンテナンス性向上
	NiMH電池	84 Wh/L、20 Wh/kg、100 W/kg コスト低減、充放電効率向上、自己放電抑制、温度特性改善、レアアースレス
	NAS電池	160 Wh/L 安全性向上、コスト低減、エネルギー効率向上(保温エネルギー低減)、リサイクル技術の確立
	レドックスフロー電池	8.5 Wh/L 環境適合性向上、コスト低減、耐久性向上、エネルギー密度向上、補機用エネルギー低減、資源制約緩和、メンテナンス性向上、エネルギー効率向上
	革新電池	基礎科学の追求(革新電池新概念検討、計算科学及び高度解析技術を活用した劣化メカニズム等現象解析等)、セル、モジュール化技術、セル、モジュール・システムでの安全性確立等 ブレークスルーが必要

共通課題

PCSコスト低減、長時間バックアップ(24時間以上)、V2H/V2G、二次利用、残存性能把握、リサイクル、標準化、等

(出典) NEDO二次電池技術開発ロードマップ2013

- 直流送電は、潮流の管理が容易なため、将来的な多端子送電への展開も含め、設備能力を有効に活用できる方策であると考えられる。
- 海外諸国（特に欧州）においては、近年の技術開発の急速な進歩に加え、国際的な電力市場の統合等を背景として、次々と大規模なプロジェクトが実現してきている。
- 国内においても、北海道本州間連系設備や東京中部間連系設備の増設計画が進行中であるが、局所集中する再生電源から大消費地への大規模送電等を想定した更なる導入拡大にあたっては、コスト削減が大きな課題となっている。
- ここでは、海外の豊富な事例の中から比較的成本関連の公開情報の多いもの（下記）を抽出し、情報収集を行った。



- | | |
|---|--------------|
| 1 | SAPEI |
| 2 | BritNed |
| 3 | Nemo Link |
| 4 | Estlink 2 |
| 5 | NorNed |
| 6 | Fenno-Skan 2 |
| 7 | Skagerak 4 |
| 8 | Nord.Link |

■ 大規模直流送電の主な海外事例

No.	プロジェクト		亘長 (km)	海峡等 横断部 (km)	送電 方式	系統側 電圧(kV)	直流 電圧 (kV)	送電 容量 (MW)	稼動年	変電設備 コスト	送電線 コスト	総コスト	万円/MW・ km (参考)※
1	SAPEI	イタリア	435	420	他励式	400	±500	1,000	2011	\$180m	€400m	€750m	20
2	BritNed	英国～ オランダ	259	250	他励式	400 380	±450	1,000	2011	€220m	\$350m	€600m	26
3	Nemo Link	英国～ ベルギー	141	130	自励式	400 380	±400	1,000	2019	-	-	€500m	40
4	Estlink 2	エストニア～ フィンランド	171	145	他励式	330 400	450	650	2014	€100m	\$180m	€320m	32
5	NorNed	オランダ～ ノルウェー	583	580	他励式	380 300	±450	700	2008	\$270m	€51m	€600m	17
6	Fenno- Skan 2	スウェーデン ～フィンランド	196	194	他励式	400	±500	800	2011	\$170m	€150m	€315m	23
7	Skagerak 4	デンマーク～ ノルウェー	243	140	自励式	400 300	±500	700	2014	\$180m	€87m	-	17
8	Nord.Link	ドイツ～ ノルウェー	623	516	自励式	380 420	±525	1,400	2019	\$900m	€500m	€1.5- 2.0b	20～26

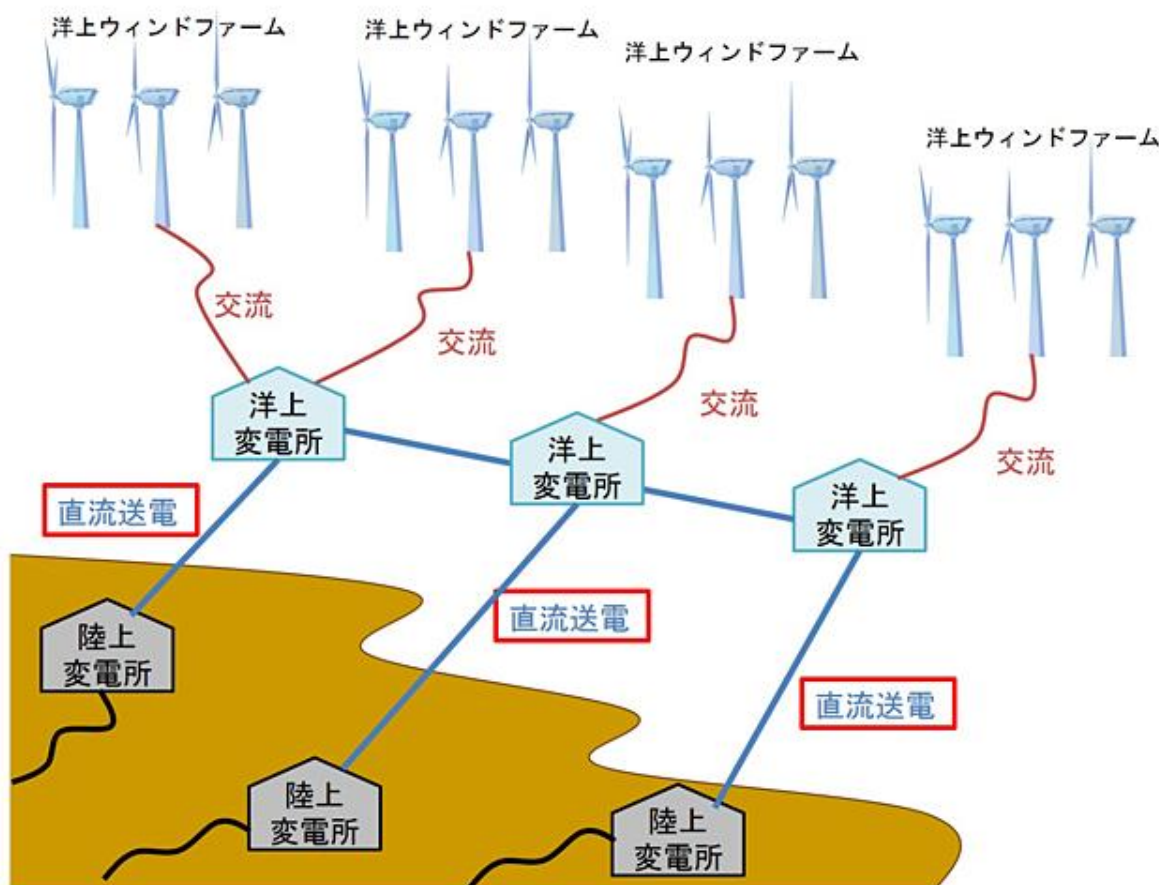
※114.0円/€、103.8円/\$で換算（10/19日現在の為替レート）

公表情報をもとに事務局作成

- 海外における直流送電プロジェクトは国内の計画と比較して安価に実現できていると評価されることがあるが、国内外の費用水準を単純に比較することは必ずしも適切でないと考えられる。
 - 海外事例と比較して、国内の直流送電設備は実績が少ないことから、特別仕様のものの一点物の色合いが強く、仮に費用の平均額を求めたとしても、それを標準的なものとして認識することは適切ではない。
 - 海外事例についても、体系的に整理された情報が公開されているわけではなく、今回の整理においても各プロジェクト毎に事業主体から公表されている情報を収集したものであり、条件等を横並びに評価したものではない。
- また、仮に海外製品が割安であるとしても、背景には内外の根本的な環境の差異があるものと考えられ、現時点で海外事例をそのまま模倣することで直ちに大規模な費用削減効果が得られるとは考えにくい。
 - 特に欧州においては、変換器メーカーの製造拠点と計画地点が地理的に近いこと
 - 特に欧州においては、ケーブルメーカーが専用のケーブル敷設船を所有し、自らの敷設工事に活用していること
 - 仕様や工事における考え方が異なること（帰路線の有無、水深、埋設方法、敷設工事方法 等）
- 以上のような状況ではあるが、特に欧州においては今後も新規の直流送電プロジェクトが複数計画されており、更なるイノベーションによる大幅なコストダウンが実現する可能性もあることから、今後も国内への適用可能性について注視していく必要があると考えられる。

【次世代洋上直流送電システム開発事業】

- 高い信頼性を備え、かつ低コストで実現する多端子直流送電システムと必要なコンポーネントを開発し、今後の大規模洋上風力発電の連系拡大・導入拡大・加速に向けた基盤技術を確認することを目的とした開発事業が、NEDOにおいて進められている。



多端子直流送電システムのイメージ

(出典) NEDOホームページ

- 低成長期においては、既存設備の状態を適切に把握し、限られた予算の範囲内で必要な対策を判断する設備維持管理戦略の構築が重要。
- 電力流通設備の場合、設備の老朽化による信頼度低下、設備診断、保守費用と信頼度の関係を考慮した工事優先度の評価に重きが置かれている。
- 国内においては、以下のような開発が進められている。
 - 電力自由化に対応した流通設備形成及び利用方法の検討を支援するシステム開発
 - 電力流通設備の更新時期集中に対するリスクとコスト平準化の検討を支援するツール開発
 - 経年機器維持基準の構築や各種機器に対応した保守管理計画支援プログラム開発 等
- その他、メータリング・モニタリングに最新のICTを活用することや、既設設備の余寿命診断に資するデータベースの構築なども今後の課題。

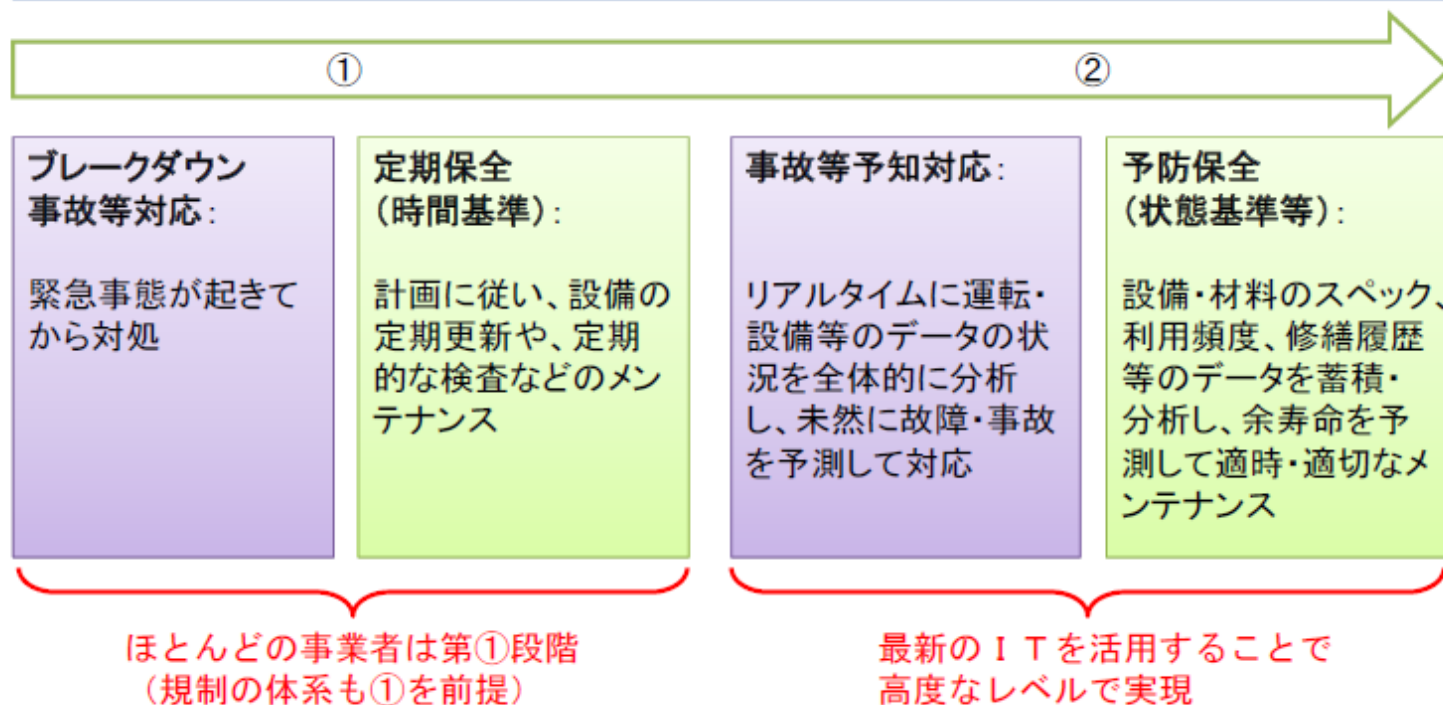


(出典) DEN-CHU-KEN TOPICS Vol.7 2011/6、
電力中央研究所報告 電力流通設備のアセットマネジメント支援に関する研究 (平成27年6月)

- メータリング・モニタリングに最新のICTを活用することにより、設備保安を高度化できることが期待できる。

2. (2) 自主保安の高度化(ITの活用)

- センサの低廉化、コンピュータ技術の高度化等に加え、非構造化データ(業務日誌などのテキスト)を含めたビッグデータ分析の技術が進展することで、保安システムはより安全で柔軟な対応にできる可能性あり。
- 具体的には、以下の①ブレークダウン事故等対応・定期保全中心から、②事故等予知対応・予防保全中心に高度化できるのではないか。



(7) 海外現地調査結果

●出張目的

広域系統長期方針の策定にあたって、米国および欧州において、電力自由化、再生可能エネルギーの大量導入や送電線混雑を前提とした系統整備で先行している系統運用者および送電事業者を訪問し、長期方針の内容について意見交換を行い、広く諸外国の手法等について知見を得て今後の検討に向けた示唆を得る。

●出張日時 訪問先

2017年 1月24日（火）～29日（日） 米国RTO/ISO

1/25 ERCOT

1/27 PJM

2017年 2月14日（火）～18日（土） 欧州TSO

2/15 National Grid(イギリス)

2/16 Rte international(フランス)

2/17 EGI [50Herz] (ドイツ)

3/1 ENTSO-E (テレビ会議)

● 各社への調査結果

訪問先	調査結果
米国 ERCOT	➤ 将来の不確定要素を排除するため、6年先までの短期計画と15年先までの長期計画に計画を分け、長期で系統全体の課題の抽出の分析を行い、短期計画で具体的な工事計画を策定する。 ➤ 検討に際して、将来潮流では契約済みの確実な電源のみを反映し、接続検討中やポテンシャルなどは反映しない。
米国 PJM	➤ 将来分の発電機はファシリティアグリーメント(アクセス検討3段階の最後)を締結したまでの確度の高い計画電源のみを織り込み、ポテンシャルなどは考慮しない。 ➤ 廃止電源も申請された発電機のみ（原則廃止の3年前までに申請）を廃止扱いとし、それ以外は高経年であっても全て織り込む。 ➤ 州政府が出している再エネ目標がどのように系統に影響を与えるかなどは別途分析する。

● 各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州 National Grid (イギリス)	➤ 将来の不確実性に対しては中立的な見方で、安定供給や円滑な市場取引の観点から、大きな失敗を回避するような系統増強を目指す。 ➤ 脱炭素化の度合いと国民の豊かさという2つの軸で4つのシナリオを設定し、中立的な立場として、どのシナリオも同程度起こりうるとみて、すべてのシナリオに対して同様に設備増強を評価する。 ➤ 発電設備の新設は、シナリオごとに地点別送電料金、電源建設申請状況、自然条件（日照、風況）などから、具体的な地点にどのくらいの発電が導入されるか予測し、各シナリオで設備増強の必要時期を検討する。 ➤ 情報がはっきりする時点まで設備増強の決断を遅らせることで早期の支出による投資リスクを軽減している。
欧州 Rte (フランス)	➤ 複数のシナリオにおける電源を想定する。再エネの将来の導入を予測するために、自然条件や各国に課せられる目標値や関係者へのコンサルテーションなど複数の情報源を活用しているが、どこに入ってくるか予測が困難と認識している。
50Herz (ドイツ)	➤ 複数シナリオを用いて計画を策定する。その中の1つは、確からしい平均的なシナリオ、他は再エネ導入と技術革新が進むシナリオと進まないシナリオである。 ➤ 系統アクセス検討申請の動向や、自然条件などのポテンシャルの情報や政治的な要素も考慮する、 ➤ 設備増強評価時に工事規模の小さいほうが優秀としていて早期の大きな支出リスクを軽減している。

● 各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州全体 ENTSO-E	➤ 再生可能エネルギーの2050年の目標達成度、欧州エネルギー市場の統合という2つの軸で4つのシナリオを設定。 ➤ ENTSO-Eとしては望ましい将来を考えて計画するのではなく、4つの十分にありうる将来を見定めている。 ➤ シナリオ毎の各国の電源ミックスと各発電所についての情報はTSOから入手する。

●各社への調査結果

訪問先	調査結果
米国 ERCOT	➤ 増強基準としては、NERCの信頼度基準、ERCOTの基準、送電事業者の基準（送電事業者から提案）などの信頼度基準に対する違反による増強と、費用対便益のみによる増強判断がある。 ➤ 費用対便益のみによる増強判断の評価において、便益は8760時間シミュレーションによる年間の発電費用、送電ロスの経済性の変化分を評価しており、信頼性の向上などは便益としては評価していない。
米国 PJM	➤ 信頼度基準違反に伴う増強と、費用対便益による増強があり、信頼度基準違反による増強は費用対便益に関わらず優先的に実施する。 ➤ 費用対便益による増強判断は、費用対便益評価（便益/費用）の閾値を1.25としており、閾値以上となるプロジェクトのみ増強を実施する。便益は送電ロスを含めた、エネルギー市場および容量市場におけるコストの減少分（発電コスト・調達コストの減少、負荷側支払い額の減少）を対象としており、設備増強による信頼性の向上は便益としては見えていない。 ➤ 便益及び費用については最初の15年間分を現在価値換算する。便益算定のため8760時間シミュレーションを行いLMP価格を算出する。

●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州 National Grid (イギリス)	➤ 増強案についてシナリオ毎のコスト（資本コスト＋混雑コスト）を算出して、後悔が最も少ない（トータルコストが最も少ない）増強案を選択している。 ➤ SQSS（Security and Quality of Supply Standard）に基づき最低限の信頼度を満たしているので、信頼度は費用対便益では考慮していない。
欧州 Rte (フランス)	➤ 確固たる判断基準（ある値を超えたら必ず増強する）というものはなく、ケースバイケースである。費用対便益がマイナスになっても、Rteとして非常に重要視するプロジェクトであれば、質的な便益を強調して（環境的便益とかを使って）、規制機関と話を進める。 ➤ 国境の連系線であれば市場の価格差を解消することによる便益（混雑コストの減少）が主な判断基準になるが、もっと地域に限った増強のプロジェクトであれば、信頼度、混雑、発電抑制要否の確率など、ユーロ換算しにくいものも考慮する。
50Herz (ドイツ)	➤ ドイツの国内系統計画における増強判断基準としては、5つのクライテリアを用いて各増強プロジェクトをランキング評価して評価の高いものを推進する。8760時間のシミュレーションを行い、A（最も良い）、B（良い）、C（あまり良くない）により総合評価する。 ➤ 評価項目としては、①N-1事故時の過負荷時間数、②再給電必要数、③再エネ抑制量④系統のロバストネス（複数の将来シナリオの幅に合わせて、どのシナリオにも役に立つプロジェクトが良とされる）、⑤NORE原則（増強工事の内容、電線張替→建替→新ルート建設）がある。 ➤ ドイツでは、費用対便益の結果だけを使って投資の判断はしない。他に技術調査、認可プロセス、既設設備の老朽化なども考慮して決定する。

●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州全体 ENTSO-E	➤ 市場シミュレーションツールを使用し、8760時間シミュレーションを行い評価を行う。Bidding Zoneをまたぐ連系線をモデル化し、Zone内の送電系統はモデル化しない。増強前のベース状態の各連系線の混雑状況とエリアの価格差を確認し増強による軽減を評価する。また連系線容量を増加させて、社会厚生がどこで飽和するかを確認する。 ➤ 系統の信頼度評価（柔軟性、ロバストネス）などはユーロ換算評価せずに3段階評価している。また供給力確保便益（LOLEへの影響）の評価項目については既に供給力の確保はされており、設備増強による便益としての算定は困難であるためほとんどのプロジェクトで評価されていない。 ➤ 社会厚生についても再エネが増加してきていることで、価格が下落し、便益が出にくくなっている。

●各社への調査結果

訪問先	調査結果
米国 ERCOT	➤ 容量市場がなくエネルギー市場のみであり、すべてがノンファーム電源である。また、電源線含めて全ての流通設備の増強は一般負担により費用回収している。 ➤ アクセス検討は随時受付しており、新規電源連系時は、電源線のみを建設して、それ以上のネットワークの増強は費用対便益分析により、便益があると判断された場合にのみ計画・実施される。 ➤ 再エネのほとんどが風力発電であり、計画検討時の出力設定としては、実績出力により、（重負荷期 10 %、軽負荷期 50 %）。ただし、電源線はフル出力が可能な規模としている。
米国 PJM	➤ ファーム電源は容量市場に参加が可能な電源であり、系統連系に必要な電源線・ネットワークの全ての増強は特定負担のディープ方式である。電源連系時にはファーム電源は全て稼働できる系統を構築している。 ➤ ノンファーム電源は、エネルギー市場のみに参加可能な電源であり、連系時に全ての信頼度を満たす必要がない。 ➤ 1つの電源を、ファーム部とノンファーム部に分割可能である。全電源の中でファーム電源の比率は98%程度であり、平常状態では混雑発生なし。 ➤ 計画における想定潮流検討時の自然変動電源の太陽光、風力出力設定については、ファーム電源のみを考慮する。

●各社への調査結果

訪問先	調査結果
米国 PJM(つづき)	➤ アクセス検討は随時受付しており、定期的（1回/6ヵ月）に受付を締切り検討を実施 ➤ 検討に際しては、Feasibility StudyやSystem Impact Studyなど段階を踏んで検討を実施し、事業者に継続意思判断を行っている。また、検討内容毎に発電容量に応じた検討料を設定されている。 ➤ 申込順に従い上位系統を含む連系に必要な対策を検討し、連系コストを回答する。連系不可という回答はない。 ➤ また、次の6ヵ月後のアクセス検討に際しては、辞退していない全ての電源を折り込んで検討する。系統増強費用は受益按分で、費用負担する。 ➤ 既設の設備についても建設に関する契約から5年以内の設備は費用負担する。

●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州 National Grid (イギリス)	➤ 混雑が発生しそうなところに発電事業者が接続したい場合は、①ファーム (invest & connect) と②ノンファーム (connect & manage) のどちらでも選択可能である。 ➤ ②ノンファームは再給電による発電抑制リスクはあるものの、系統連系後はエネルギー市場で発電可能であり、再エネなど発電コストが安い電源は②を選択するリスクはほとんどないと考えられている。 ➤ また、エネルギー市場で約定した場合、その後再給電により抑制となった場合でもバランシング市場での報酬を得られる。 ➤ アクセス検討は随時検討としており、増強工事の費用負担は電源線（最大 2 kmまで）のみが発電者が負担。 ➤ 再エネ連系については、connect&manageにより、電源設置とネットワーク増強のリードタイムのミスマッチに対応。地点別接続料金の調整や補助金などにより電源接続場所の誘導を試みている。

●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州 Rte (フランス)	➤ ファーム・ノンファームの概念はない。 ➤ アクセス検討は随時受付している。2000年代前半は多くの申請と撤回があったが現在は効率的な待ち行列システムを導入して解消されている。 ➤ アクセス申込みは3段階に分かれており。6週間以内の机上検討で±30%の幅の接続コストを回答（オプション）、3か月以内の検討は±5%の幅の接続コストと連系可能時期を回答。契約申込み。ただし、年次ベースで発電設備建設が進んでいることを証明する必要がある。証明できなければプロジェクト維持の料金を支払う。 ➤ 再エネだけに関しては特定地域に設置することを誘導するために、変電所新設が必要な場合でも、コスト負担は必要ないスキームがある。
50Herz (ドイツ)	➤ ファーム、ノンファームの概念はなく、エネルギー市場によって発電できる電源が決まる。 ➤ アクセス検討は随時受付としている。 ➤ 基本は発電事業者が電源線の費用を負担し、TSOが系統側の増強を負担する。風力については、送電する容量に応じた費用を発電事業者側が負担する。 ➤ 再エネ出力については、上位系の増強検討についてはならし効果を考慮して潮流想定を行う。

●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州 National Grid (イギリス)	➤ バランシング市場に出されている電源の中で最も安いものを選択し、系統運用者から再給電指令を出している。 ➤ TSOが再給電の対象者に対して、バランシング市場の価格に応じて報酬を支払う（ただし、燃料削減分はその分から引かれる）。 ➤ その負担は一般負担（発電事業者にもそのうちの一部が課される）とTSOに分担されるが、このことは混雑を発生させないように系統を合理的に増強するインセンティブになっている。
欧州 Rte (フランス)	➤ バランシング市場を持っており、再給電が最も安く済む電源を選択し、バランシング市場の価格に応じて発電事業者に報酬を支払う。 ➤ ループ系統の再給電は難しいが、前日に潮流を予測して、複数のTSO間で事前協議をして問題がありそうなら、バランシング市場を利用して対応している。
50Herz (ドイツ)	➤ バランシング市場はなく、再給電の順番は、効率が良い電源順（過負荷を解消するために影響が大きい順）となる。上げ調整の場合はエネルギー市場価格分を支払うが、下げ調整に関しては補償しない（燃料分を節約できるため）。 ➤ 全ての電源は1週間前から運転計画の想定を提出し、日々アップデートしていく。それに 応じて、TSO側で再給電の必要性をチェックして判断

●各社への調査結果

訪問先	調査結果
米国 ERCOT	➤ 流通設備形成については、長期的な将来だと不確定要素が多すぎることから、ステークホルダーとの間で10～15年程度の先について計画を行うことが妥当であると合意が取れているため、短期（1～6年先 Regional Transmission Plan : RTP）と長期（15年先 Long Term System Assessment : LTSA）の2つの計画を策定している。 ➤ LTSAは2年に1回システム全体のアセスメント、課題の抽出などを分析して、RTPでは具体的な工事計画を策定する。 ➤ 計画は、オープンなステークホルダー会議RPG（Regional Planning Group）で決定され、ERCOTだけでなく、送電設備所有者からの計画提示も可能である。RTP、LTSAともホームページに公表される。
米国 PJM	➤ 流通設備形成については、RTEP（Regional Transmission Planning）として、短期1～5年の計画を毎年、また長期10～15年後の計画を2年に1回検討を実施し、ホームページに公表している。 ➤ 短期も長期も将来の電力システムの具体的な増強計画を示しているものであるが、長期計画においては、結果として現状では具体的な増強計画はない。 ➤ RTEPは、その内容をステークホルダーを含めたオープンな場で議論し決定するため、その内容については広く認められるものであり、また会員（全事業者）に対しての契約の中で責務を明確にし、計画の実施について強制力がある。

●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州 National Grid (イギリス)	➤ 毎年、10年間の系統計画を作成している。計画は①将来のエネルギーシナリオ（複数シナリオ Future Energy Scenarios : FES）②シナリオ毎の10年間増強見通し（Electricity Ten Year Statement : ETYS）③10年間増強計画評価（Network Options Assessment : NOA）のステップで作成している。
欧州 Rte (フランス)	➤ 隔年で10年間の系統計画を作成している。毎年、微調整はしている。フランスというよりは、欧州全体として、①再生可能エネルギーをできるだけ導入する、②エネルギー市場の統一、③安全、セキュリティを高いレベルに保つというポリシーがある。
50Herz (ドイツ)	➤ ドイツは4つのTSOがあり、各TSOからの参加者が集まるジョイントプロジェクトに規制機関も参加してドイツ全体の系統計画（NEP）を15-20年将来の系統計画を隔年ごとに作成する。 ➤ Entso-Eの10年計画（TYNDP）は10年先を見る。NEPとTYNDPでは方法論は異なるが基本的には同じプロジェクトである。 ➤ その他に50Herzとしても長期的な計画・ビジョンがある。現在のものは2035年をターゲットイヤーにしているが、2050年をターゲットにする計画を策定中。20年以降については予測は困難なため、あくまでも現在からみでの理想（ビジョン）として作成中である。

●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州全体 ENTSO-E	➤ TYNDPを隔年で作成し公表する。名称からは「10カ年」とあるが、実際に2030年と2040年を見定めて計画を策定している。TYNDPの中で、将来の系統の状態と増強ニーズを評価し、提出される各プロジェクトを統一的な評価方法（CBA）で中立的に評価する。TSOだけでなく第三者がプロジェクトを提案することも可能であり、すべて公平に評価を行う。 ➤ TYNDP2016は2016年12月に最終版が公表された。現在2018に取り組んでおり、CBAの方法論の見直しに取り組んでいる。