

経済・技術評価のための 最適電源構成モデルの構築と 今後の課題

第23回CEE シンポジウム

「これからの電力需給の解析・評価を考える」

日時：平成28年8月9日（火）12:50 – 17:55

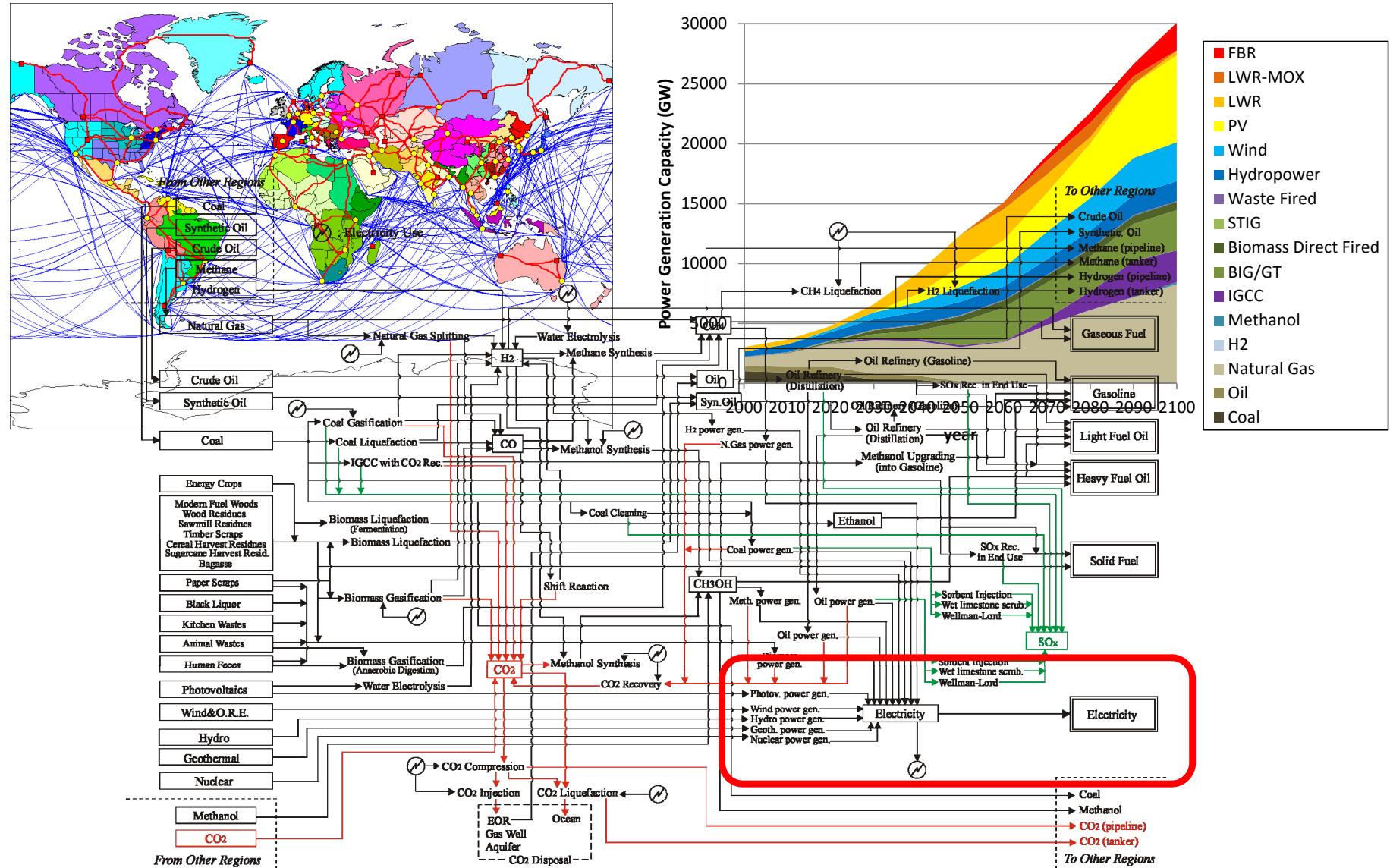
場所：東京大学生産技術研究所コンベンションホール

東京大学 大学院工学系研究科

原子力国際専攻 藤井・小宮山研究室

藤井康正

エネルギーシステムにおける発電部門



(参考) 太陽光発電等の再生可能エネルギー大量導入時の課題

○太陽光発電等の再生可能エネルギーが大量に導入された場合の系統安定化対策として、柱状変圧器の増設などの電圧上昇対策に加え、蓄電池の設置や出力抑制等の余剰電力対策が必要となる。

1. 余剰電力の発生

【課題】太陽光発電が増加すると、休日など需要の少ない時期に、ベース供給力(原子力+水力+火力最低出力)と太陽光の合計発電量が需要を上回り、余剰電力が発生(右図)。

【対策】蓄電池の設置、GWや年末年始など低負荷期における出力抑制、等

2. 出力の急激な変動

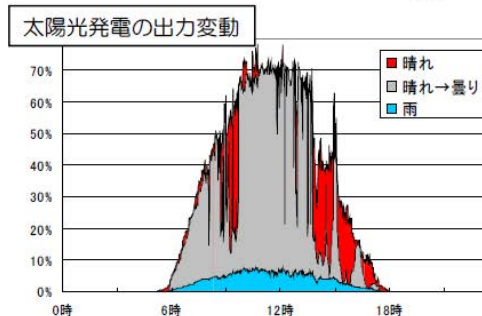
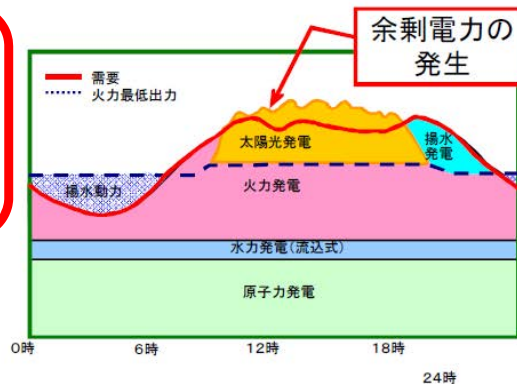
【課題】太陽光発電の出力は、天候などの影響で大きく変動(右下図)。短期的な需給バランスが崩れると周波数が適正值を超えて、電気の安定供給(質の確保)に問題が生ずるおそれ。

【対策】出力調整機能の増強、等

3. 電圧上昇

【課題】太陽光パネルの設置数が増加した場合、配電網の電圧を適正值(101±6V)にするため太陽光発電の出力を抑制せざるを得なくなるおそれ。

【対策】配電網の強化(柱上変圧器の増設)、等



供給計画の概念

電気事業者は電力需要の予測に基づき計画を策定
電力システムの経済性と信頼性の両立を目指す

ベストミックス	どのような種類の電源をどれだけ建設するか
最適配置	それらの電源をどこに建設するか
流通設備計画	送電設備をどのように建設するか
経済運用	システムをどのように運用するか

電力需給モデル

予測した電力需要に対し設備構成や需給運用を最適化可能なツールを開発

地理的解像度

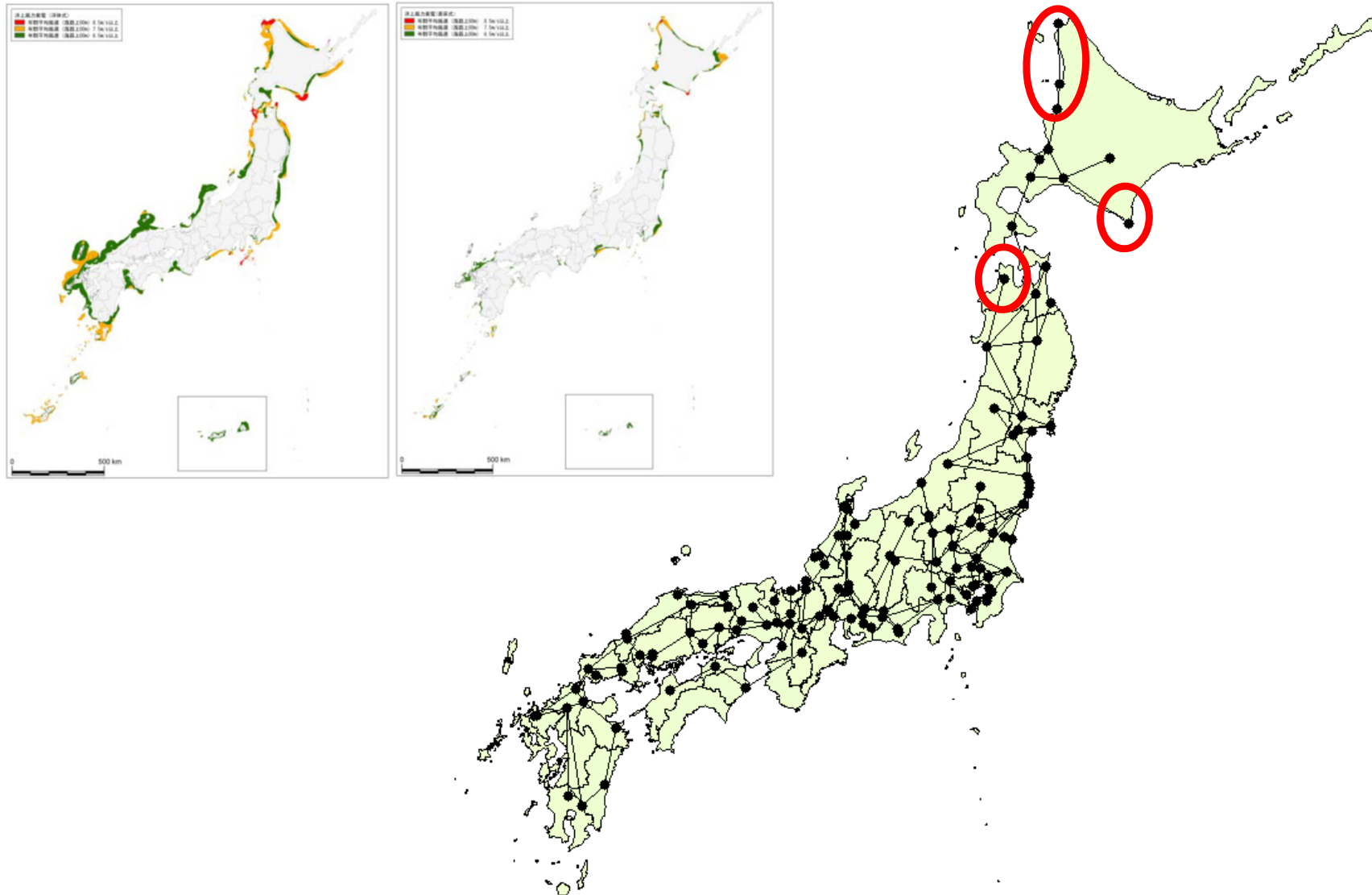
沖縄を除く全国9地域の基幹システムを、135地点、166本の送電線で表現

時間的解像度

10分間隔の出力変動と電力需要に対して1年間の運用を決定

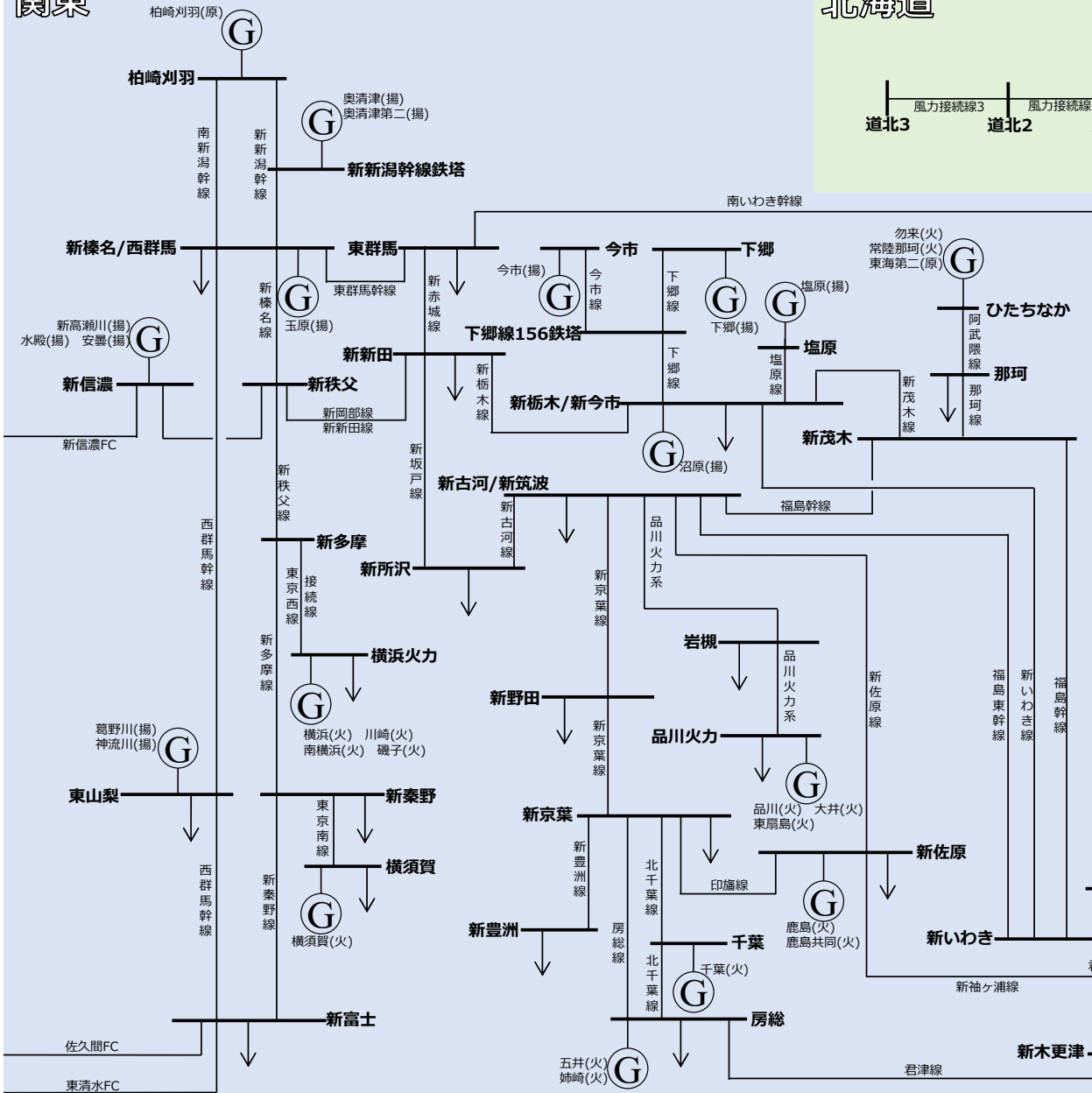
制約条件式数が1億本超の大規模線形計画問題として定式化
全国規模の計算が3日程度で可能

発電、需要ノードの地理的分布

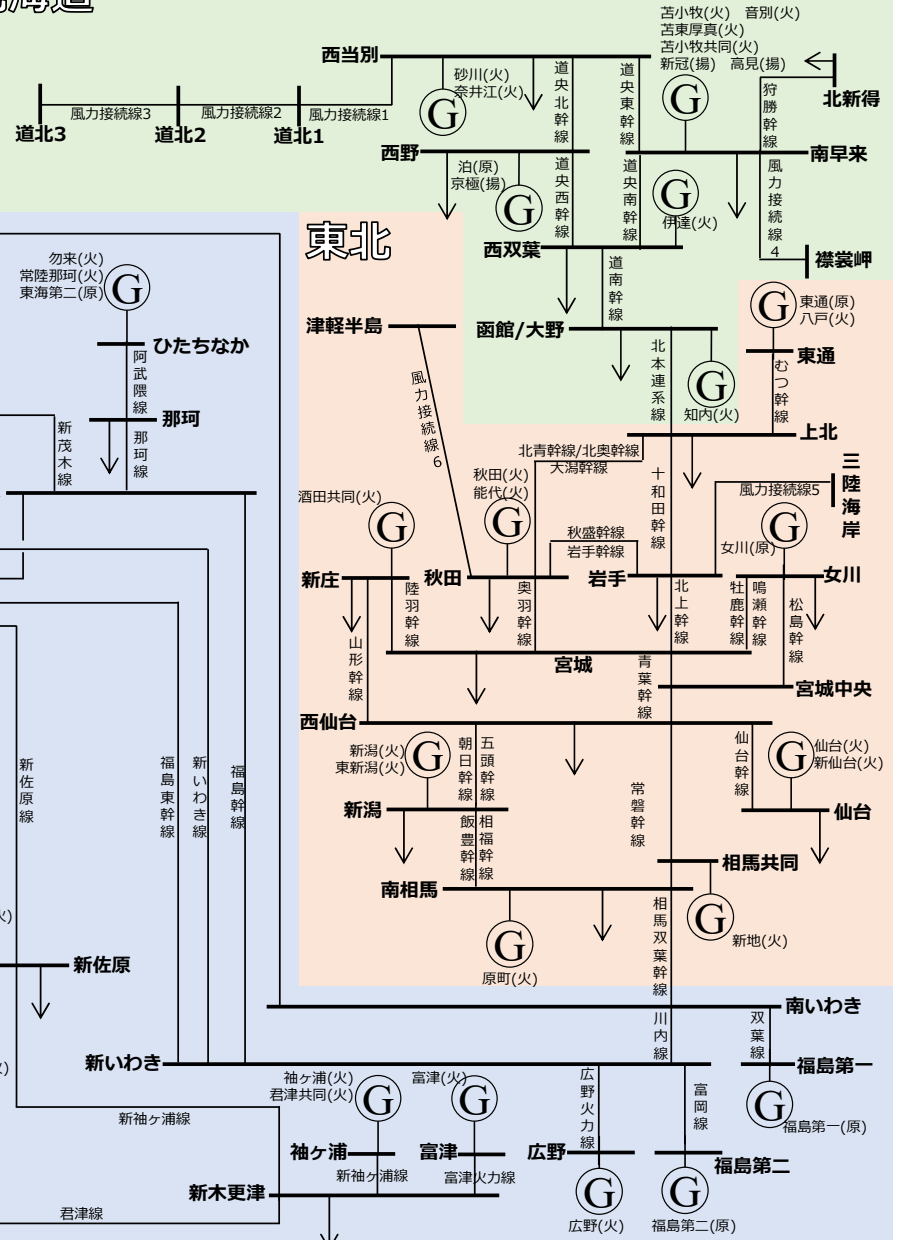


東日本系統図

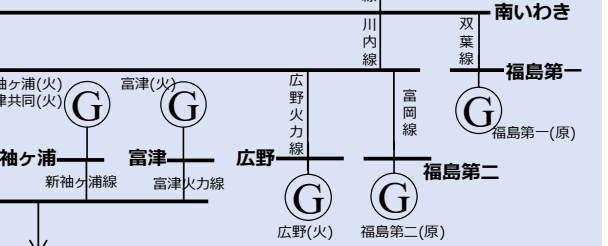
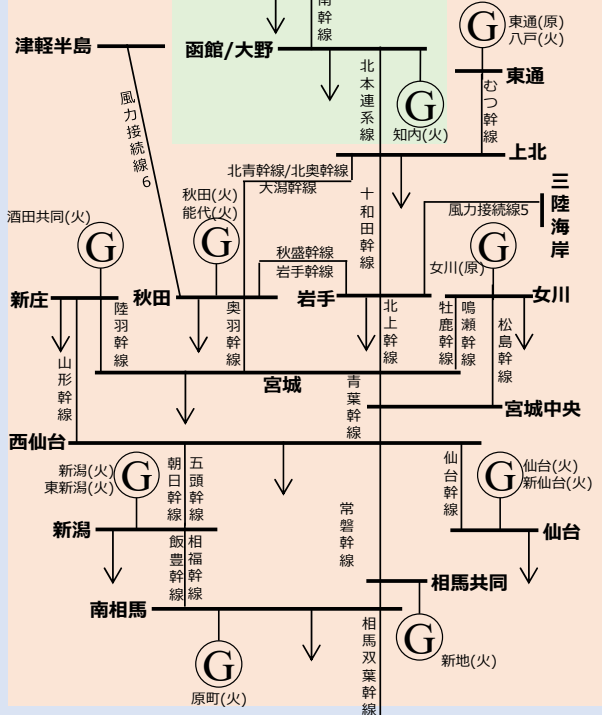
関東



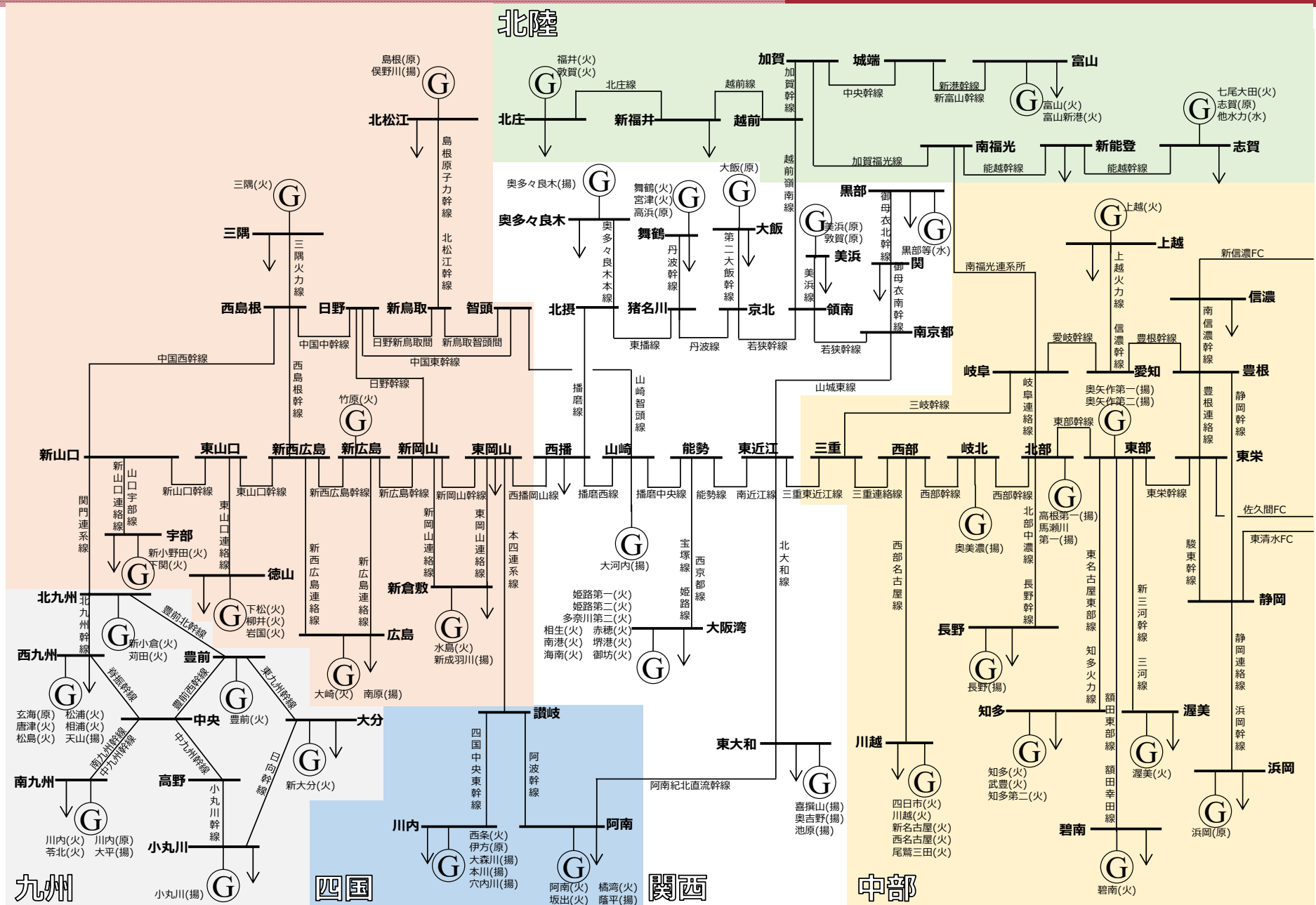
北海道



東北



西日本系統図



線形計画法

与えられた線形不等式制約条件を満足しつつ、目的関数（線形関数）を最小にする変数の値を求める。（制約条件：約2億本、変数：1.5億個）

$$z = \sum_{i=1}^n c_i x_i \rightarrow \min (\text{or max}) \quad \text{電力系統コスト最小化（経済性）}$$

subject to

$$\begin{cases} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \cdots + a_{1n}x_n \geq b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \cdots + a_{2n}x_n \geq b_2 \\ \vdots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \cdots + a_{mn}x_n \geq b_m \end{cases} \quad x_1 \geq 0, x_2 \geq 0, \dots, x_n \geq 0.$$

各種制約
(供給信頼性)

where x_i : variables, a_{ij} : coefficients, b_j : right hand side constants, c_i : cost coefficients

目的関数 = 固定費（発電設備・電力流通設備）

+ 燃料費（火力・原子力） + 電力貯蔵設備運用費

制約条件

需給バランス、出力制約、設置可能容量制約、供給予備力制約（地域別）
負荷追従制約、最低出力制約（火力・原子力）、送電容量制約
電力貯蔵設備の制約、変動型再生可能エネルギー出力上限制約 など

電源

火力（石炭・ガス複合・天然ガス・石油）
原子力、水力、地熱、バイオマス
海洋エネルギー、太陽光、風力

電力貯蔵設備

揚水式水力
長周期変動対策用蓄電池（NAS電池）
短周期変動対策用蓄電池（Li-ion電池）

電力日負荷曲線

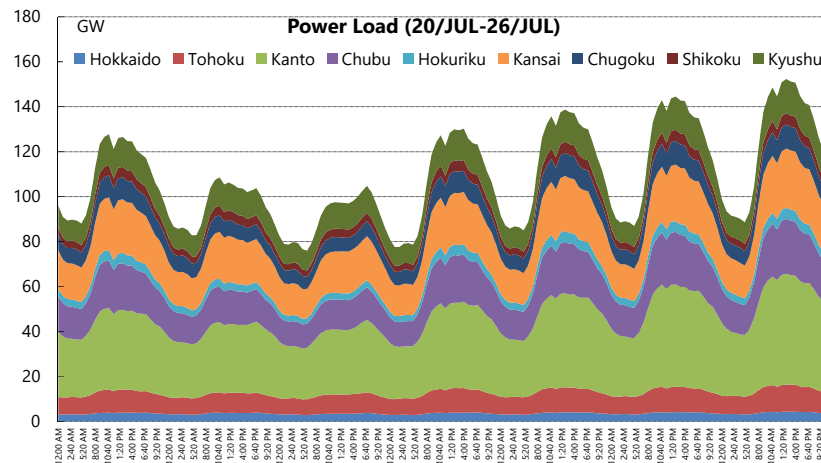
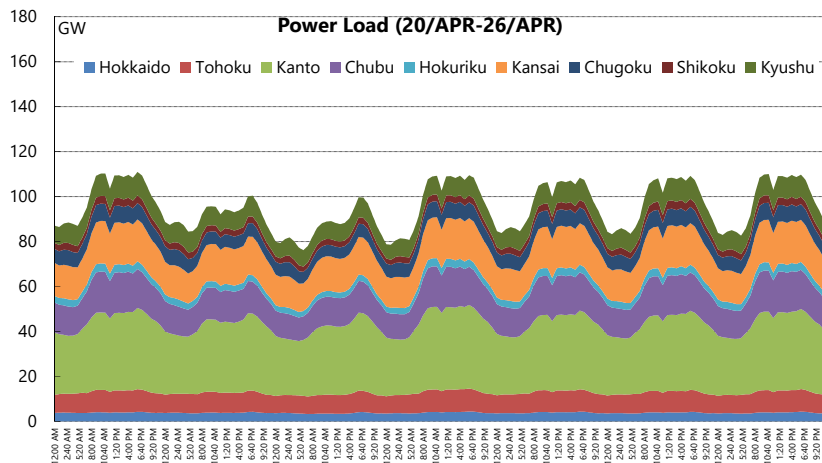
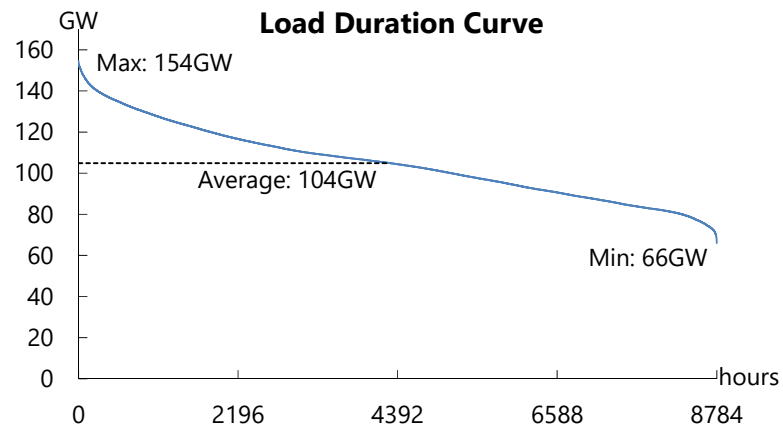
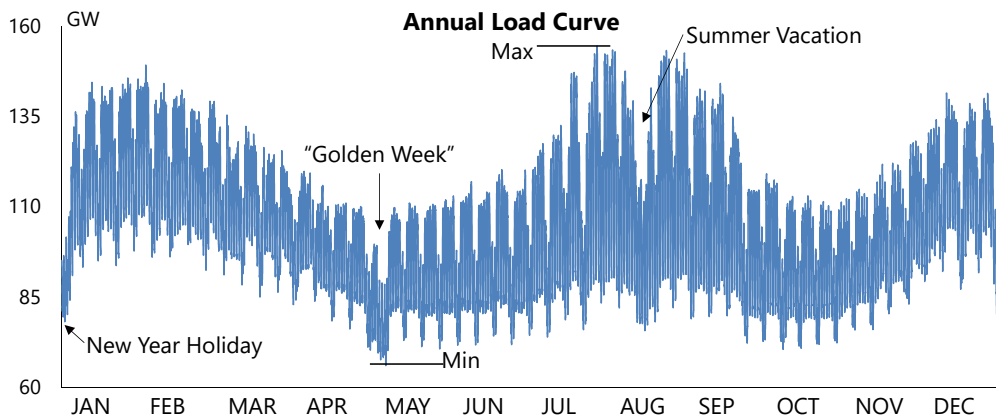
2012年実績値を基に作成
補完して10分値データ化して、各地点に割り振る

太陽光・風力の発電出力

2012年気象データより、通年10分間隔で地点別に推計
出力抑制が実施可能

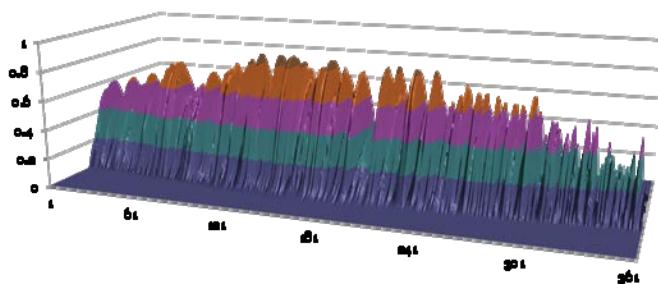
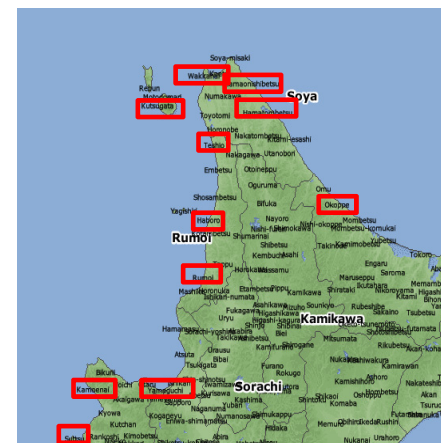
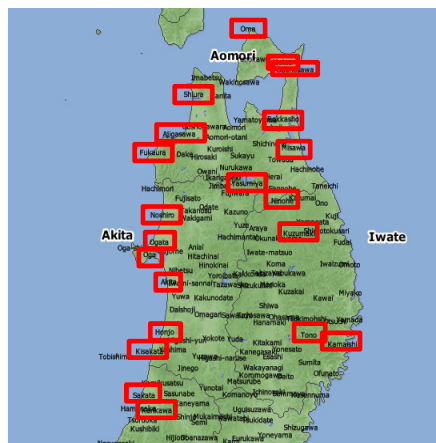
設備容量	
火力	CCGT：新增設可 他：現状値
原子力	40年廃炉制度適用 新增設なし
揚水	現状値
蓄電池	内生的に決定
再エネ	シナリオ別に想定

諸前提等 (電力負荷)

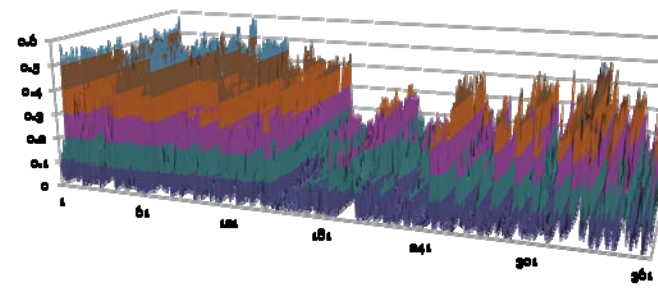


AMeDASデータによるPV、風力出力の推計

全国約1,300箇所
(赤で囲ったものは
風力発電出力の推計
に用いた観測所)

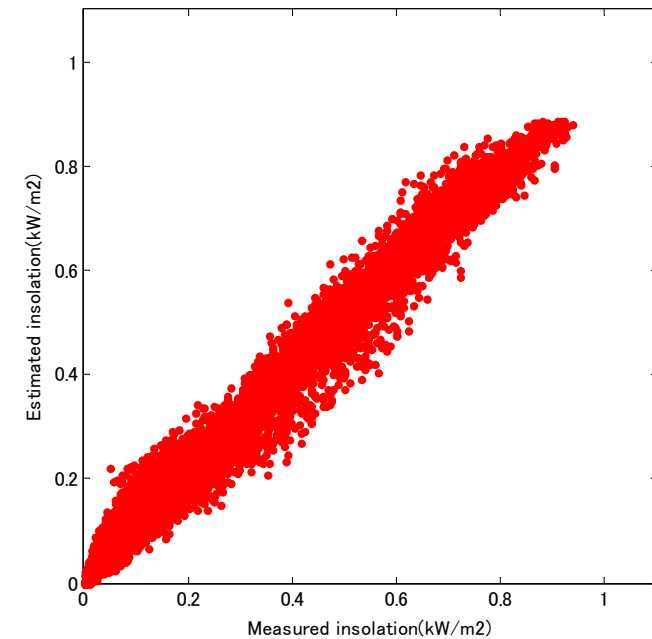
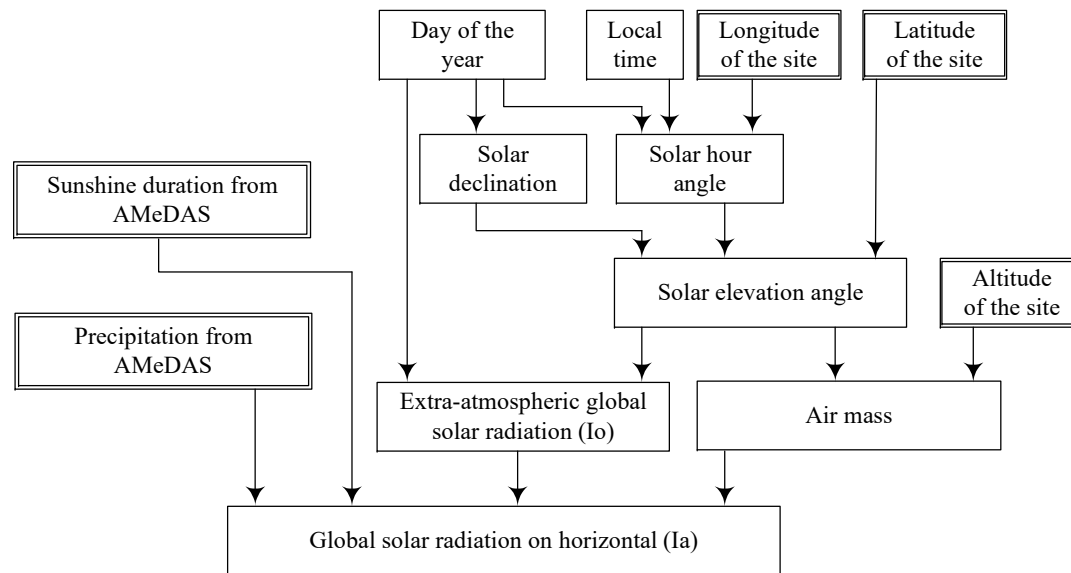


PV出力の例



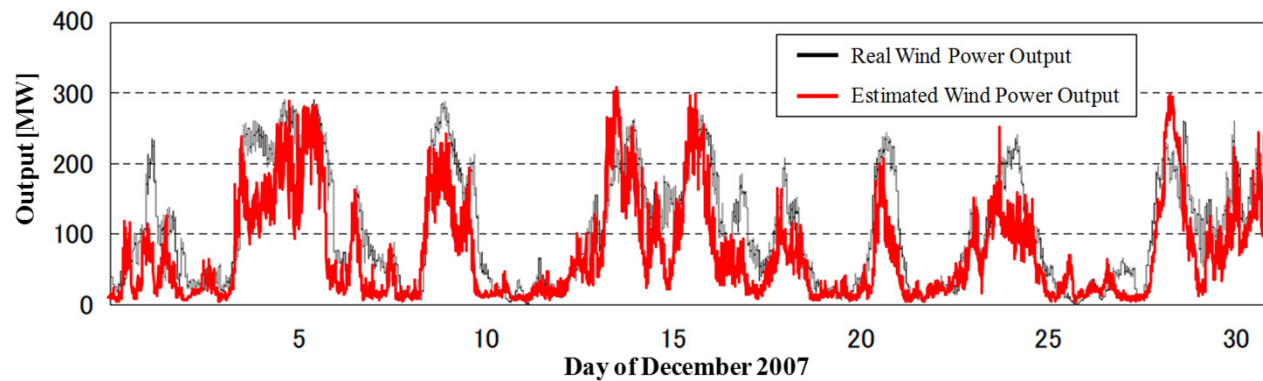
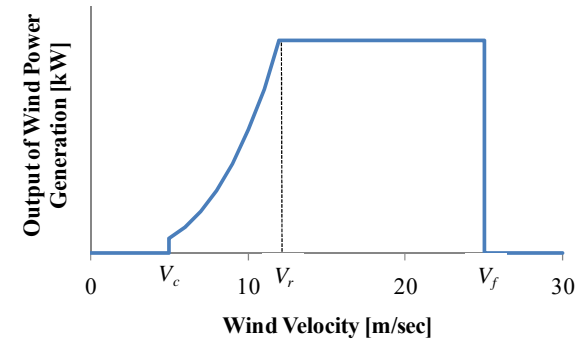
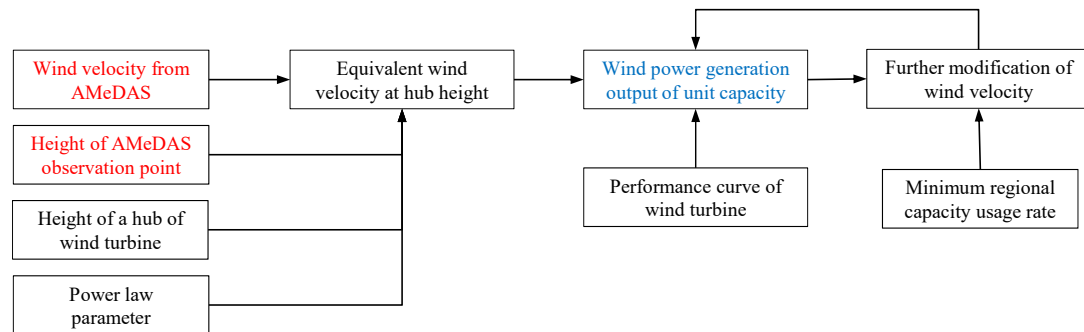
風力出力の例

AMeDASデータによるPV出力の推計

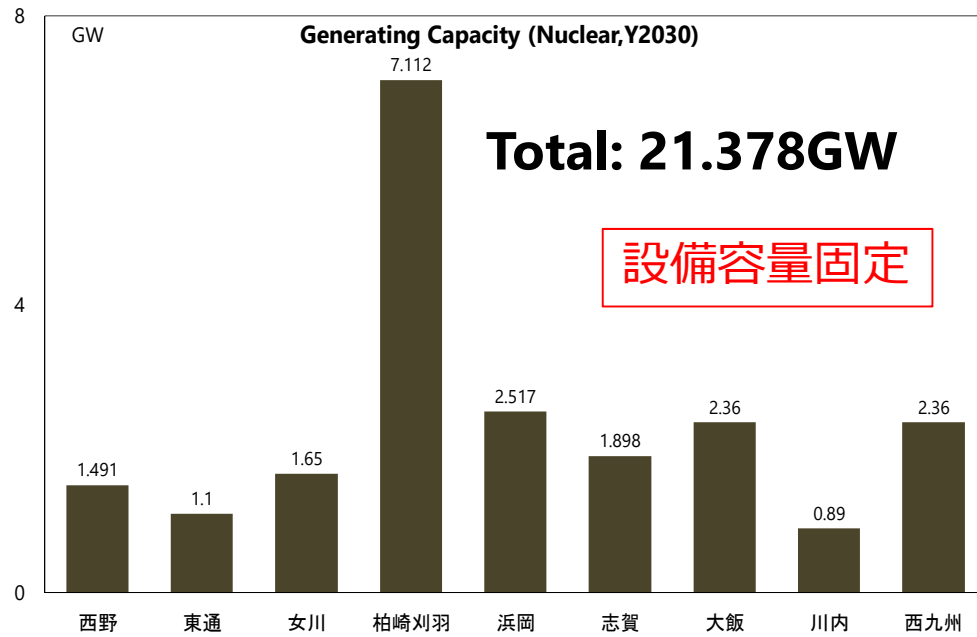


地域平均の太陽光発電の出力の実測値と推計値（北陸）
（山岸良雄 博士論文 図3-3.6）

AMeDASデータによる風力出力の推計

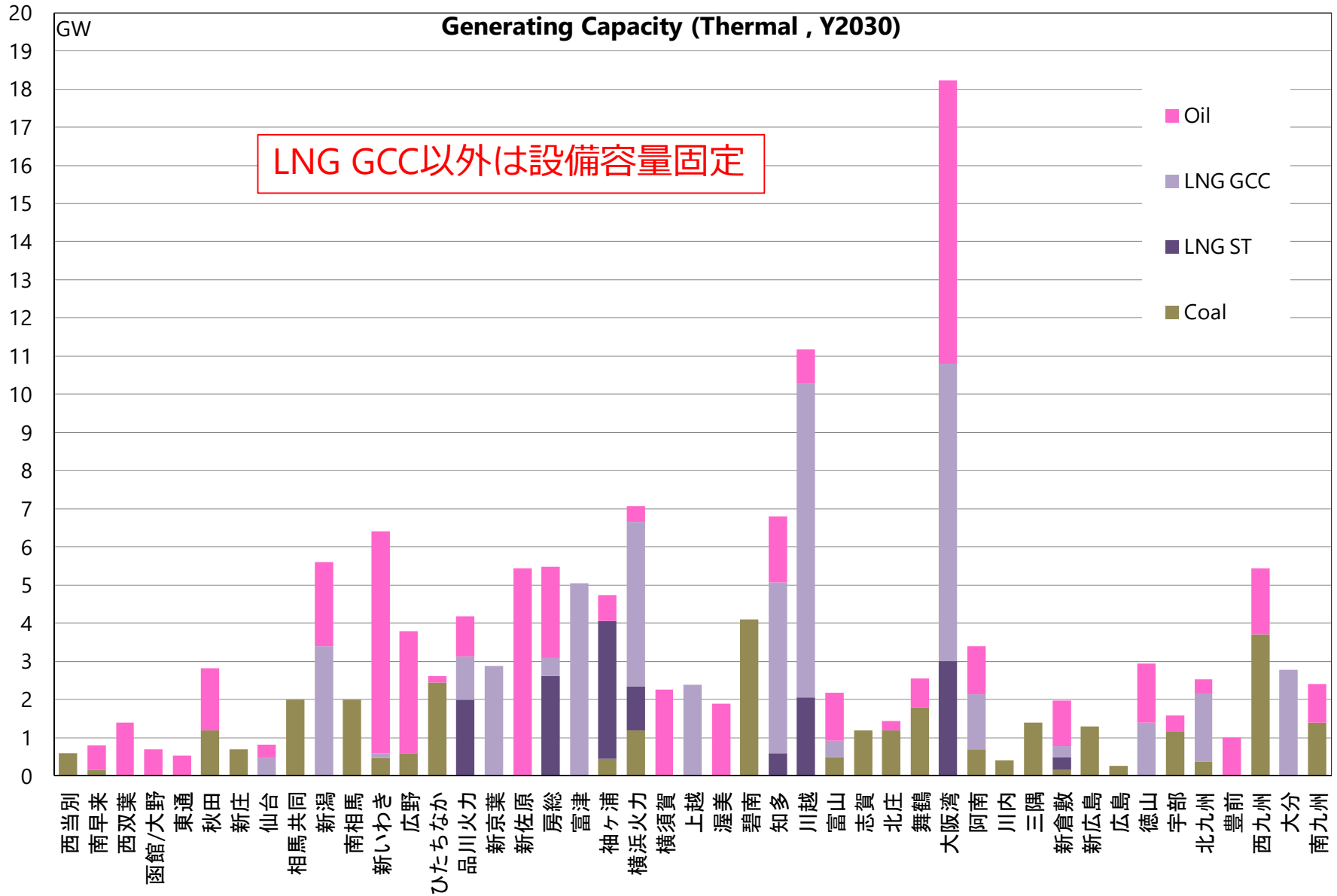


諸前提等（原子力発電）



ノード番号	ノード	原子力発電所	ユニット
3	西野	泊発電所	2, 3
10	東通	東通原子力発電所	1
14	女川	女川原子力発電所	2, 3
53	柏崎刈羽	柏崎刈羽原子力発電所	2, 3, 4, 5, 6, 7
73	浜岡	浜岡原子力発電所	4, 5
85	志賀	志賀原子力発電所	1, 2
96	大飯	大飯発電所	3, 4
110	川内	伊方発電所	3
129	西九州	玄海原子力発電所	3, 4

諸前提等（火力発電）



年間稼働率に関する制約条件

$$Ap_{i,d} + \sum_{m=1}^4 (ur_{m,d} \cdot Mk_{m,i}) = K_i \quad (i=1, 2, \dots, 5)(d=1, 2, \dots, D)$$

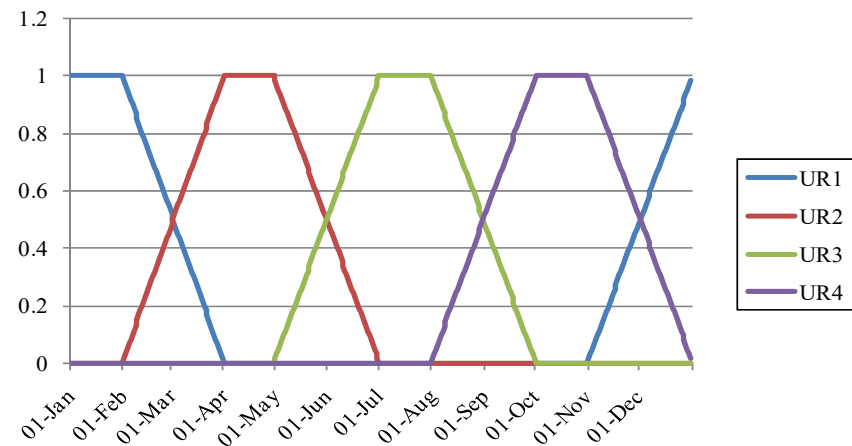
$$\sum_{m=1}^4 (ur_{m,d} \cdot Mk_{m,i}) \geq (1 - upp_i) \cdot K_i \quad (i=1, 2, \dots, 5)(d=1, 2, \dots, D)$$

$$\sum_{m=1}^4 (urs_m \cdot Mk_{m,i}) = (1 - upa_i) \cdot K_i \quad (i=1, 2, \dots, 5)$$

$$urs_m = \frac{1}{D} \cdot \sum_{d=1}^D ur_{m,d} \quad (m=1, 2, 3, 4)$$

$$X_{i,d,t} \leq Ap_{i,d}$$

$$k_{0i} \leq K_i \leq k_{upper,i}$$



where $Ap_{i,d}$: available capacity (GW), $Mk_{m,i}$: unavailable capacity of i -th power plant in m -th maintenance schedule (GW), $ur_{m,d}$: Occurrence rate of plant shutdown in day d due to maintenance of m -th schedule, upp_i : Seasonal peak availability, upa_i : Annual average availability, k_{0i} : existing generation capacity (GW), $k_{upper,i}$: upper limit of generation capacity (GW)

最低負荷出力に関する制約条件

$$X_{i,d,t} \geq (DMax_{i,d} - dss_i \cdot Ap_{i,d}) \cdot mol_i \quad (d=1, 2, \dots, D)(t=1, 2, \dots, T)$$

$$DMax_{i,d} \geq X_{i,d,t} \quad (d=1, 2, \dots, D)(t=1, 2, \dots, T)$$

$$DMax_{i,d} \geq X_{i,d+1,t} \quad (d=1, 2, \dots, D)(t=1, 2, \dots, T)$$

where $DMax_{i,d}$: maximum output level of i -th type power plant in days d and $d+1$, dss_i : share of daily start and stop operation of i -th type power plant, mol_i : minimum output level rate of continuous operation of i -th type power plant.

負荷追従力に関する制約条件

$$X_{i,d,t} - \frac{1}{6} dec_i \times Ap_{i,d} \leq X_{i,d,t+1} \leq X_{i,d,t} + \frac{1}{6} inc_i \times Ap_{i,d} \quad (\text{for thermal and nuclear})$$

where inc_i : maximum output increase rate per hour, dec_i : maximum output decrease rate per hour

再生可能発電設備容量の設定

2030年 再エネ設備容量の設定（9地域計）

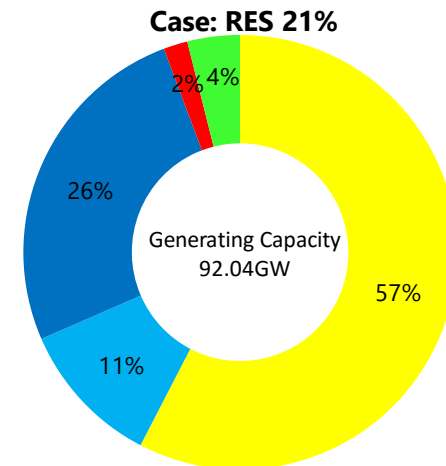
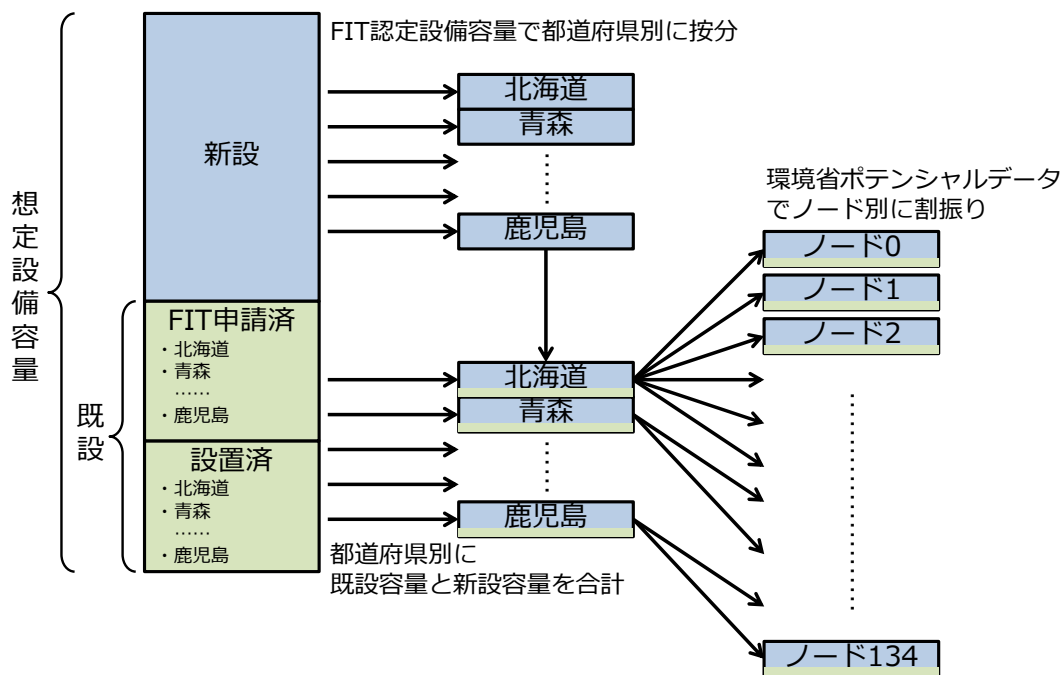
設備容量固定

電源	第三次エネルギー基本計画 再エネ21%ケース		エネルギー・環境に関する選択肢 再エネ30%ケース	
	太陽光	ルーフトップ 3,350万kW メガソーラー 1,950万kW	ルーフトップ 4,000万kW メガソーラー 2,328万kW	
風力	1,000万kW	3,489万kW		
水力	一般 1,178万kW 中小 1,200万kW	一般 1,178万kW 中小 1,200万kW		
地熱	165万kW	312万kW		
バイオマス	361万kW	552万kW		
海洋	(なし)	100万kW		
合計	9,204万kW	13,160万kW		

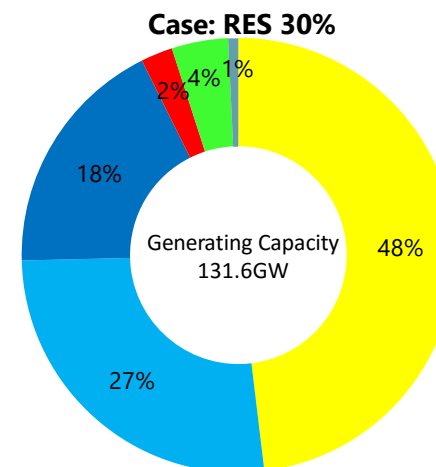
各地点への割振り

FIT申請状況や環境省ポテンシャルデータにより配分

再生可能発電設備容量の設定

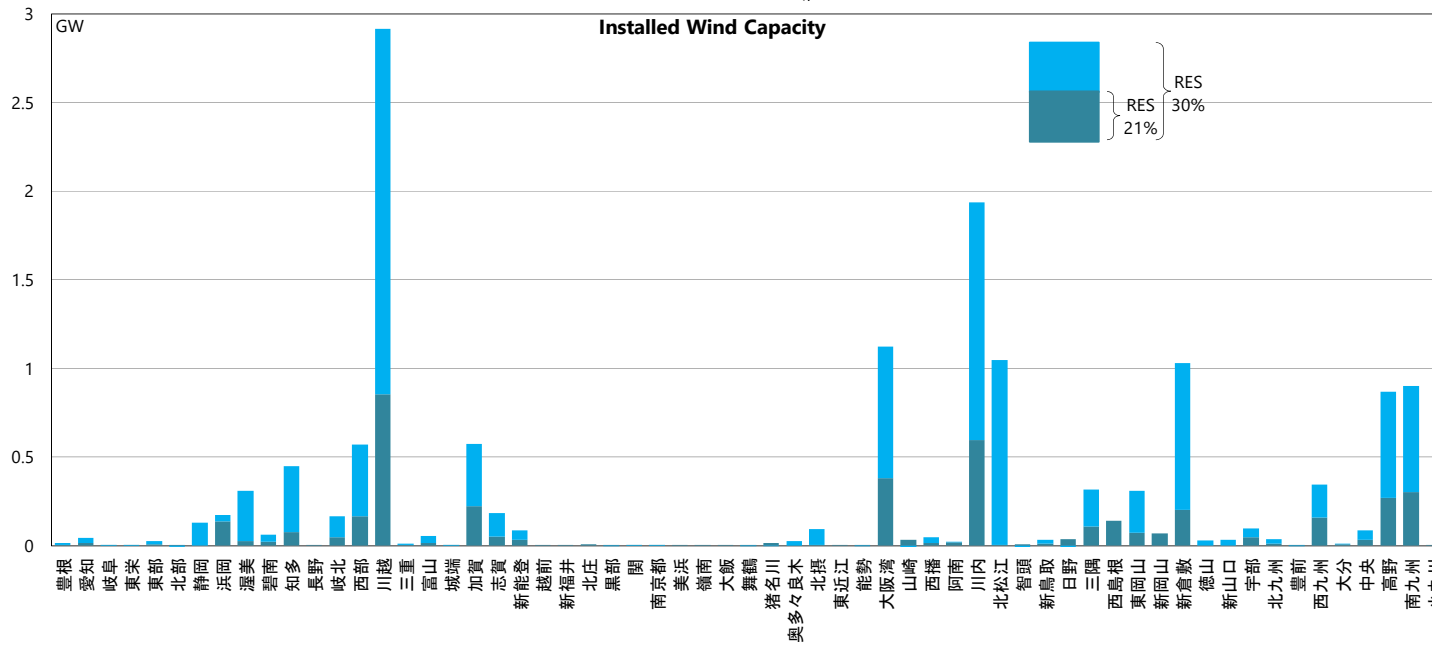
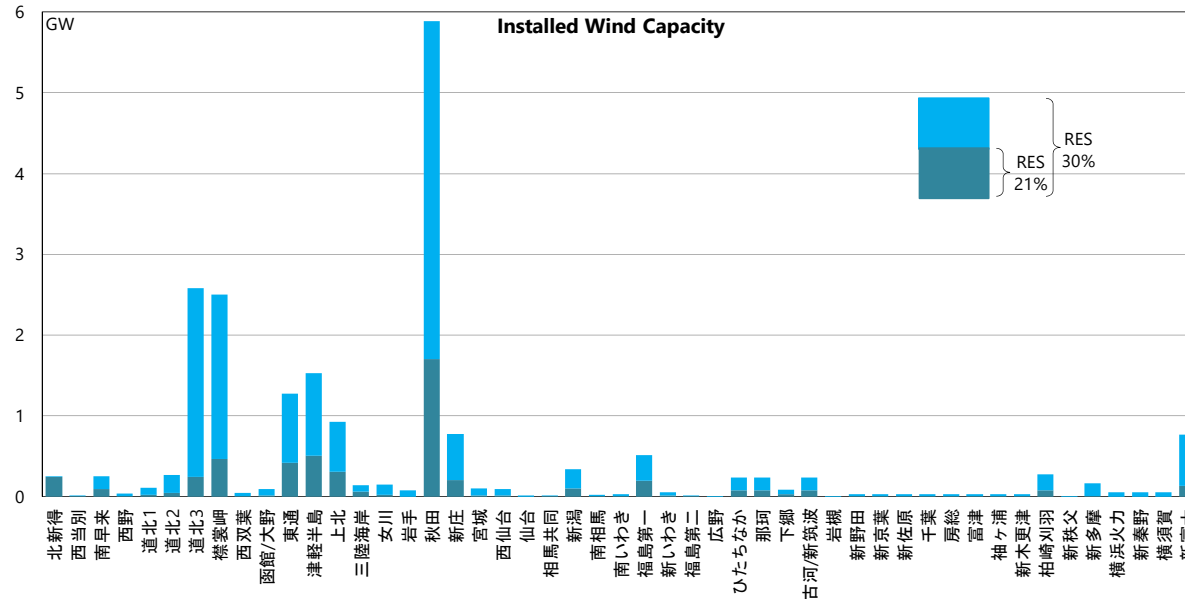


■ PV ■ Wind ■ Hydro ■ Geothermal ■ Biomass

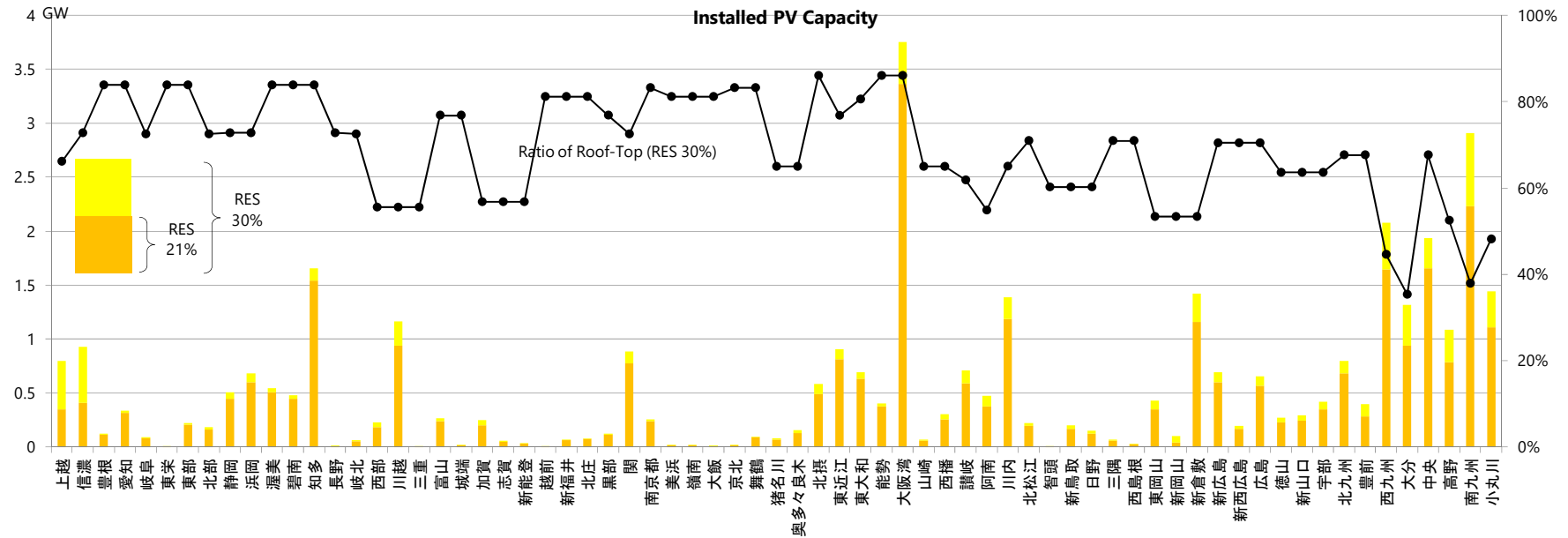
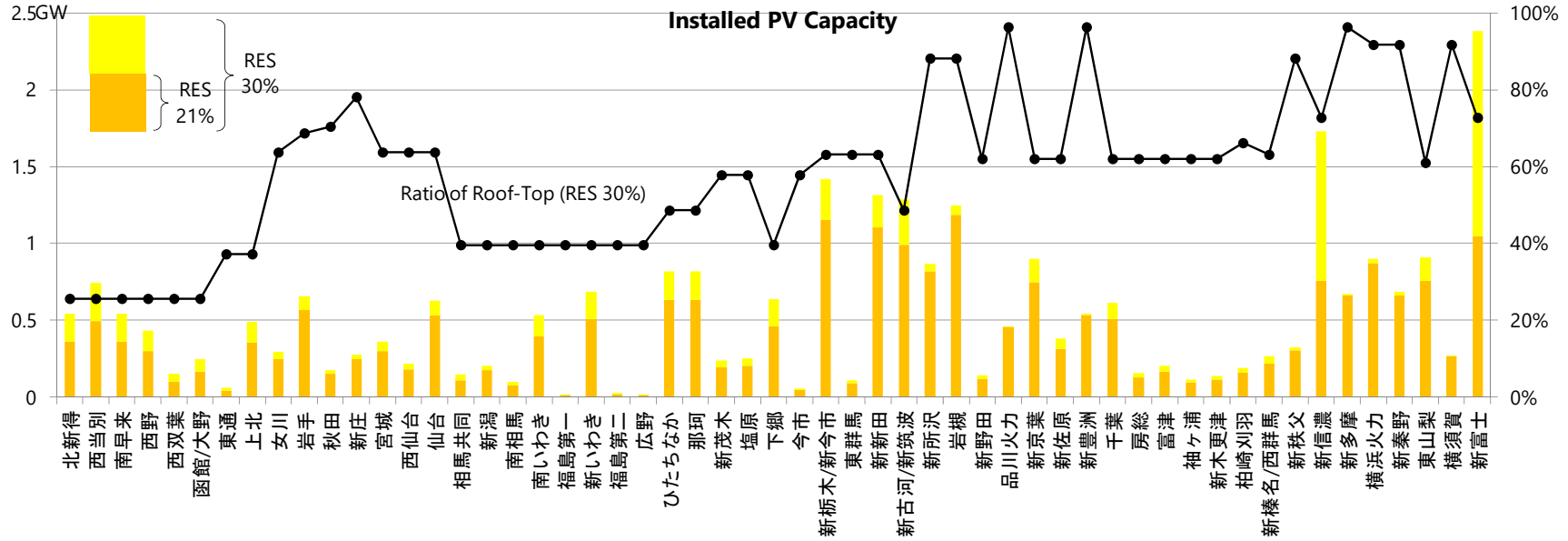


■ PV ■ Wind ■ Hydro ■ Geothermal ■ Biomass ■ Marine

再生可能発電設備容量の設定

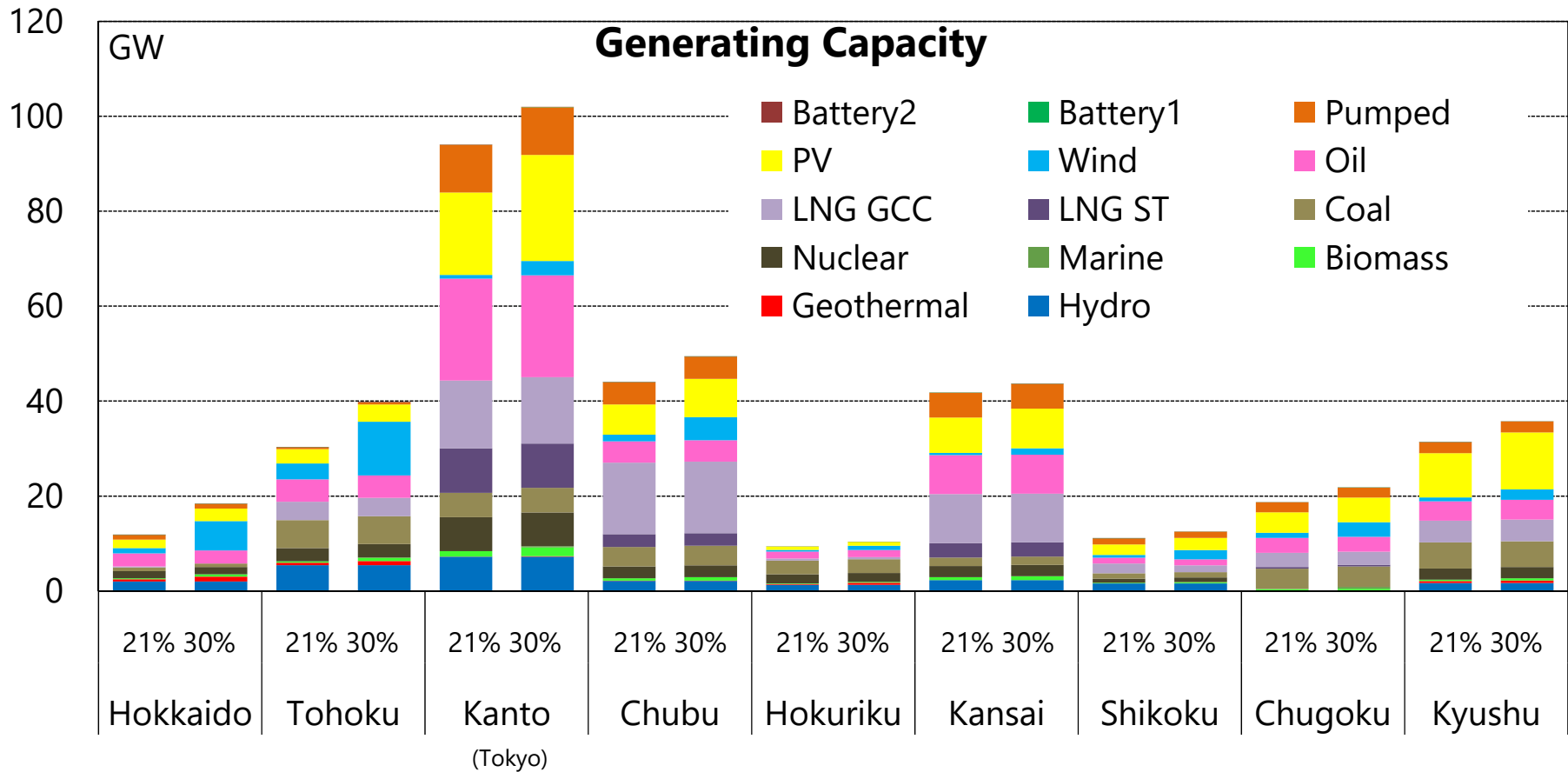


再生可能発電設備容量の設定

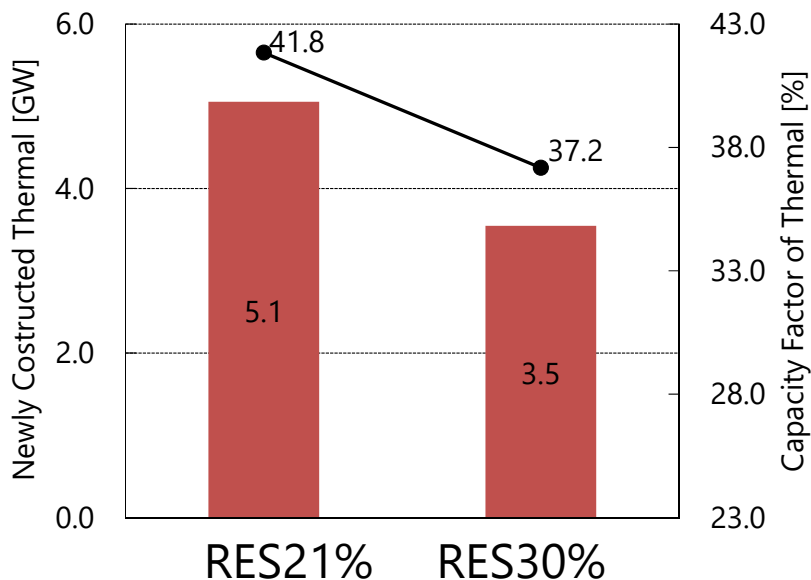




計算結果



ガス複合火力発電



バックアップ電源として
ガス複合火力の新設の必要

しかし、設備利用率は低下
→導入障壁となる可能性

定置用蓄電池

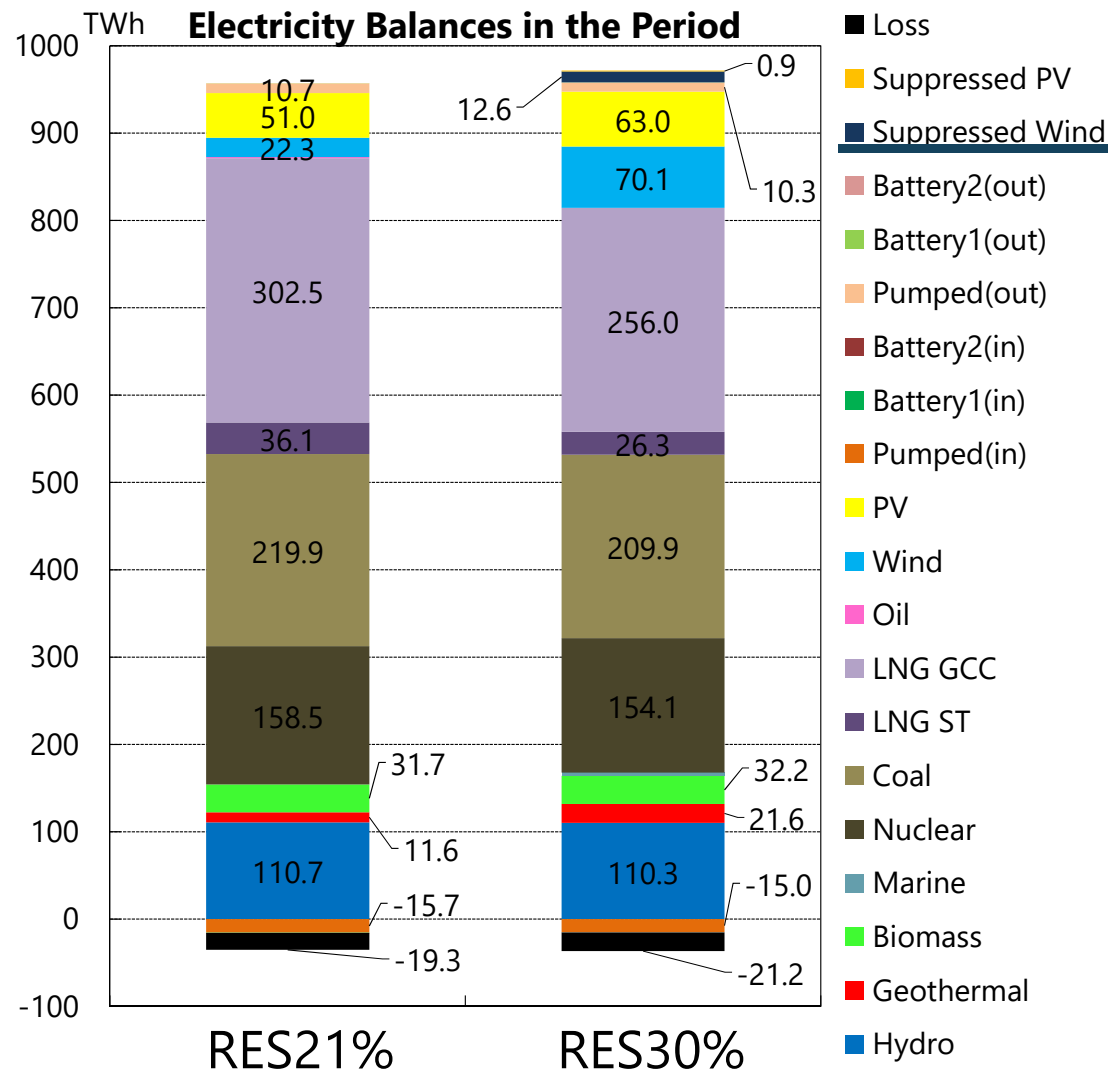
種別	再エネシェア21%	再エネシェア30%
長周期変動対策用	3.5万kW	3.6万kW
短周期変動対策用	5.0万kW	17.4万kW

想定単価

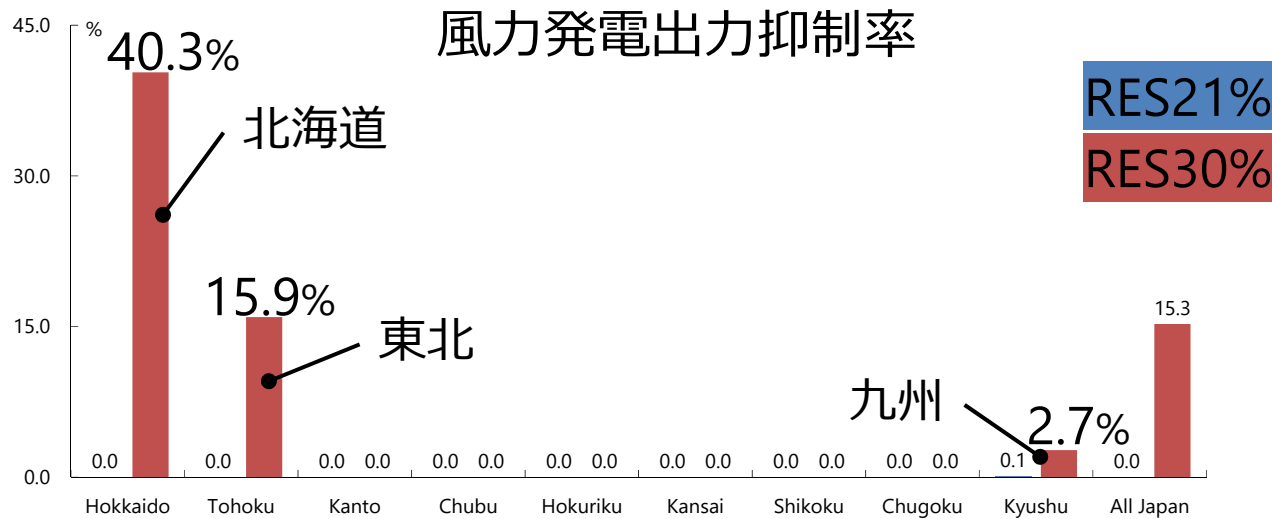
1.7万円/kWh

6.0万円/kWh

定置用蓄電池の必要量は相対的に少ない

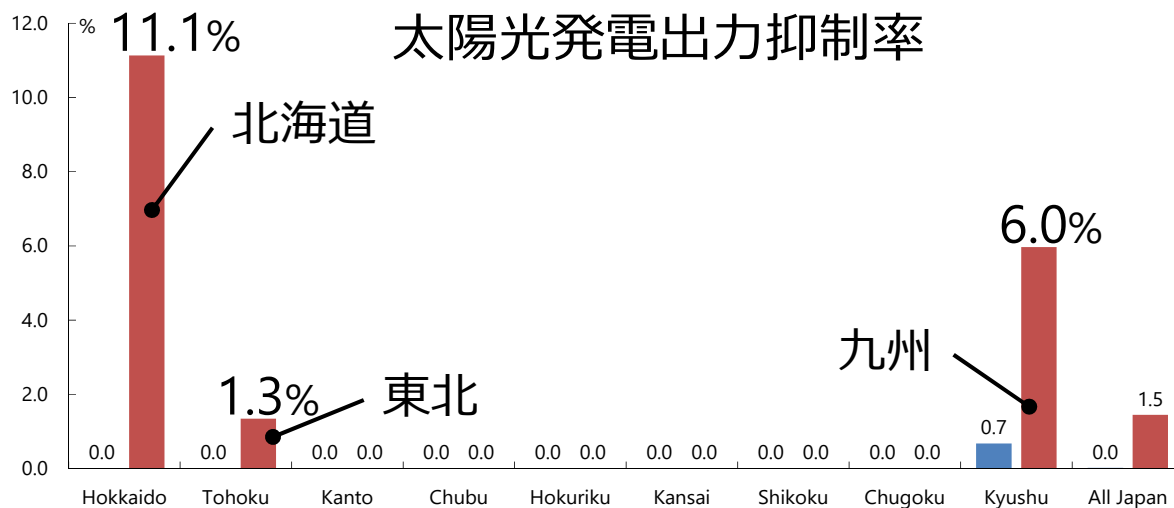


再エネシェア21%~30%の間で出力抑制実施の可能性
各種電源の設備利用率は、再エネシェア増加に伴って低下



対策の必要

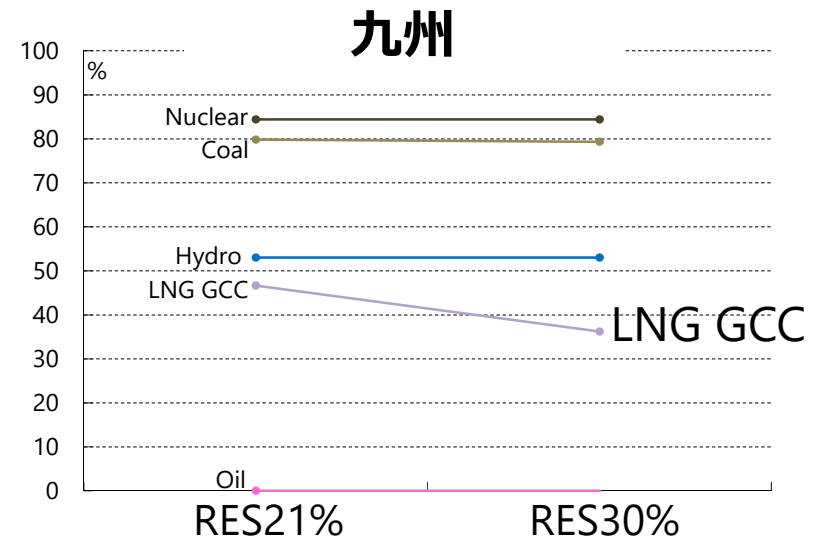
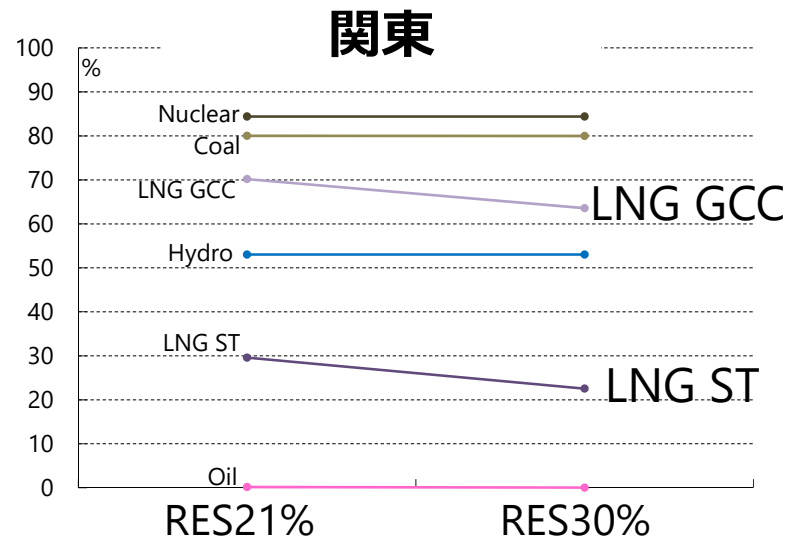
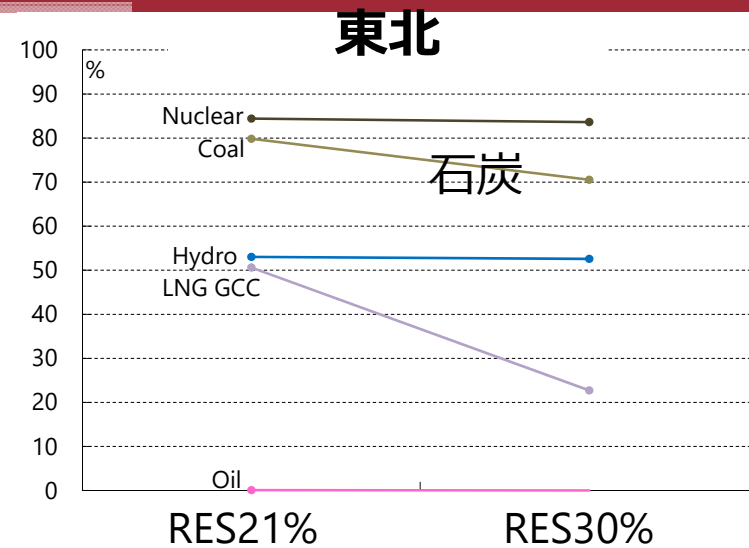
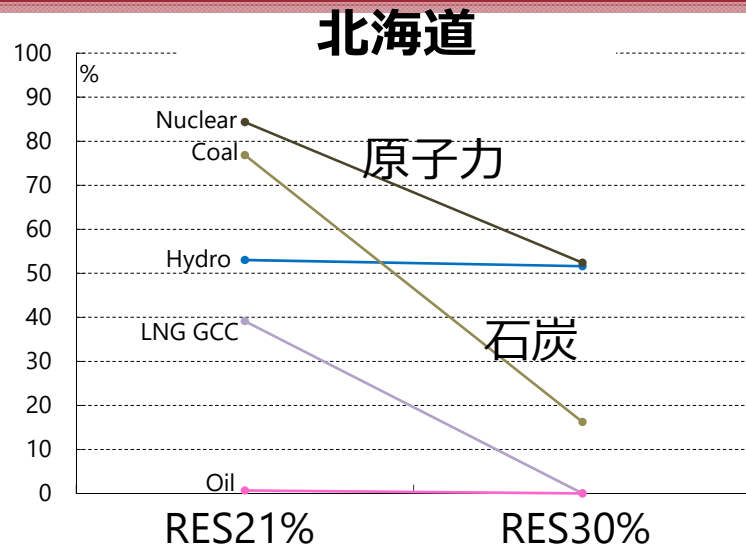
出力抑制実施に向けた基盤整備



出力抑制実施を減らすための系統対策

北海道・東北・九州で出力抑制実施の可能性

各種電源の設備利用率

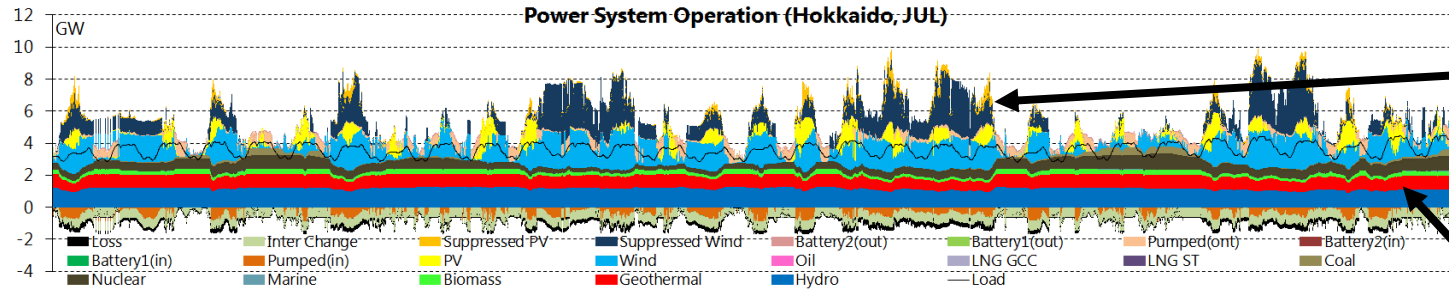


全般に調整電源の利用率低下

北海道・東北では、石炭火力や原子力にも影響

電力需給運用 | 再エネシェア30%・7月

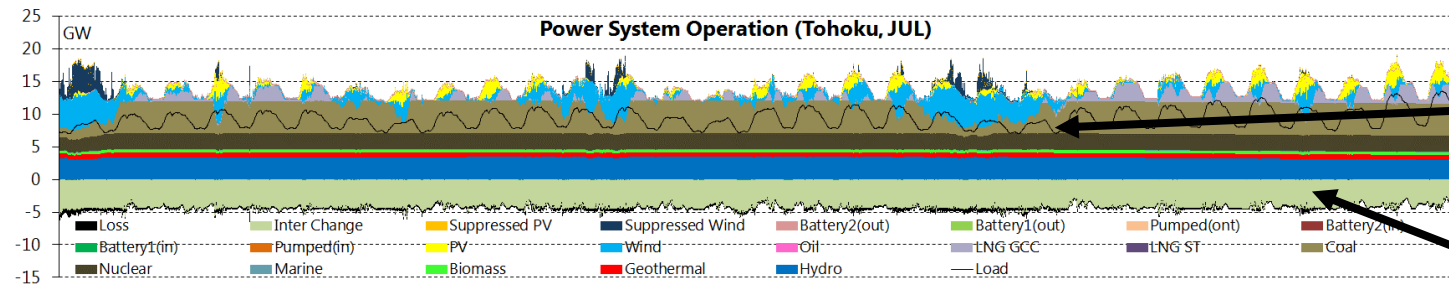
北海道



出力抑制の大規模実施

各種ベース電源へ影響

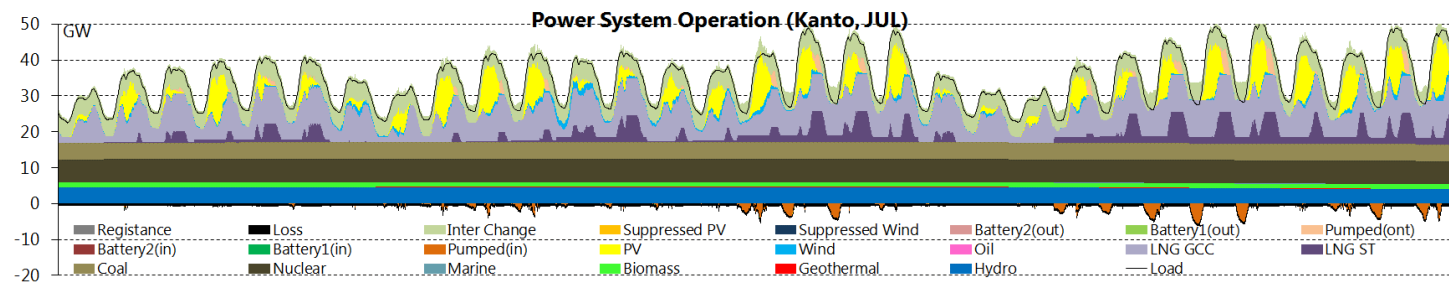
東北



石炭火力の調整運転

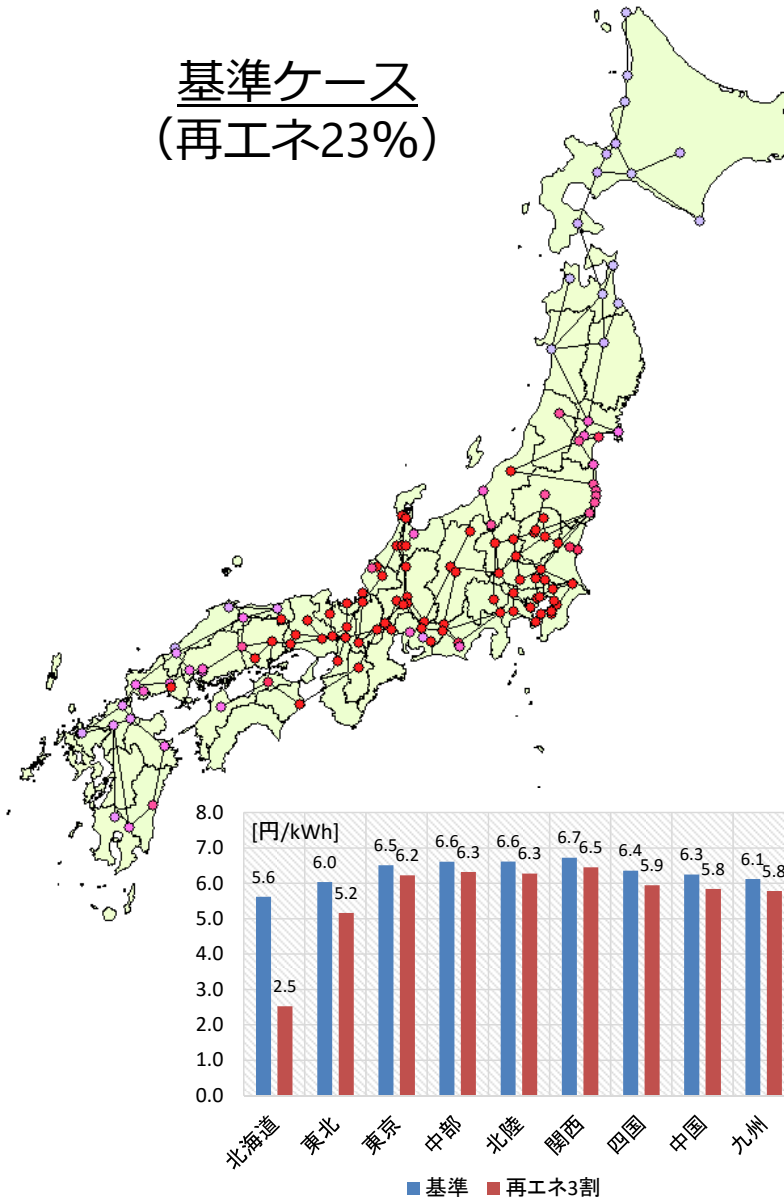
関東への恒常的移出
↓
広域運営に依存した需給運用

関東

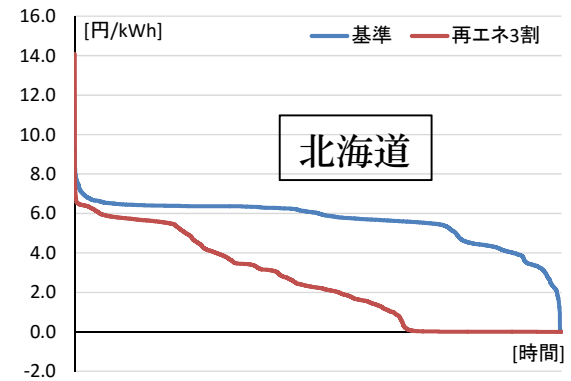
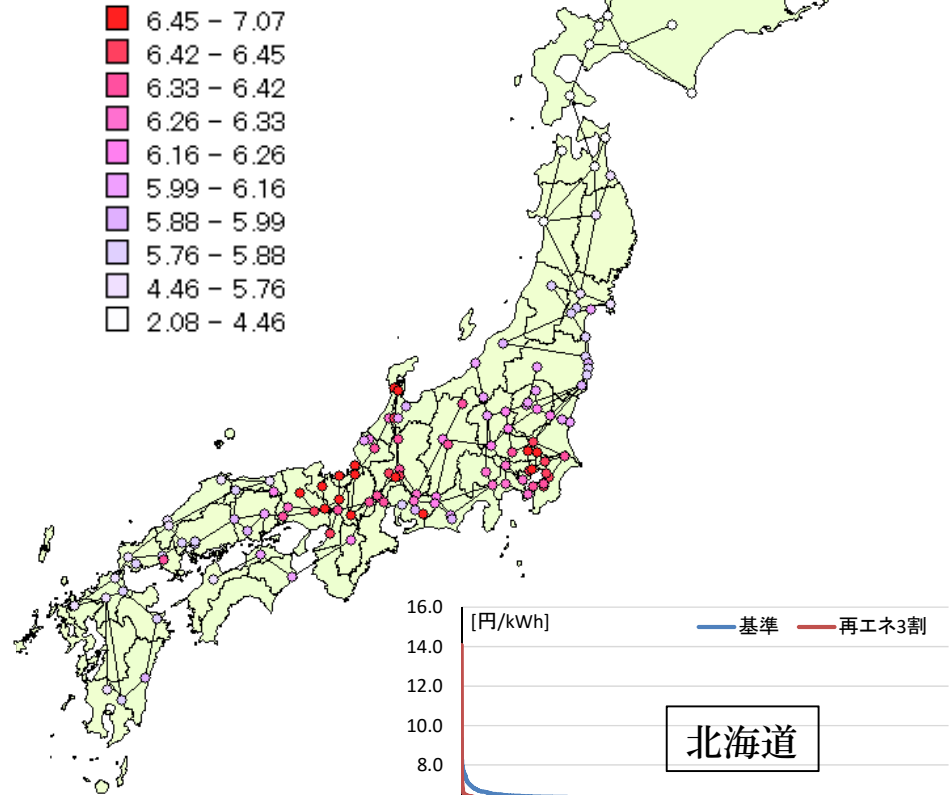


参考資料 | 類似ケースの地点別限界価格

基準ケース
(再エネ23%)



再エネ3割ケース



年価格持続曲線



電力流通設備増強策の考慮

	パターンA	パターンB	パターンC	パターンD
北海道・東北間	+30万kW	+30万kW	+180万kW	+180万kW
東北・関東間	-	2ルート化	-	2ルート化
東北基幹系統	-	新設	-	新設

『地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会』より

北本連系線

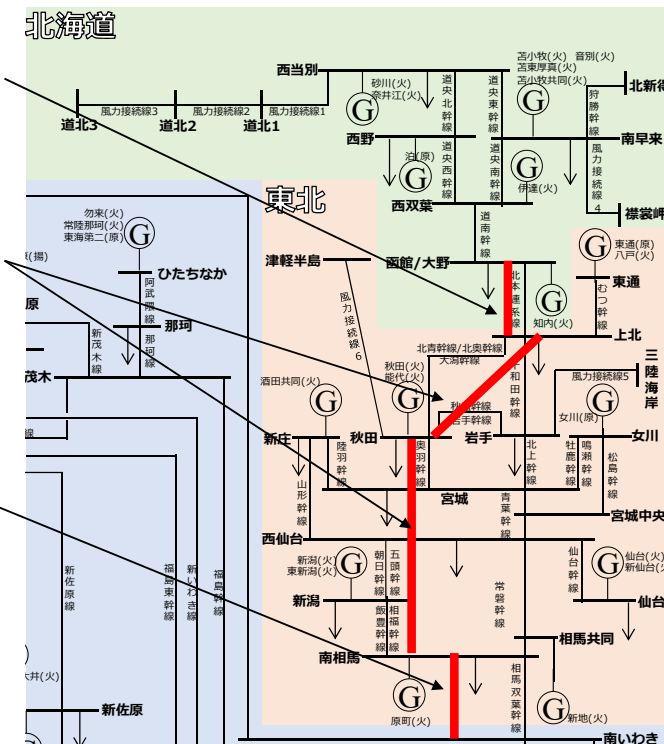
従来 : 60万kW
強化後 : 90万kWまたは240万kW

東北基幹系統：日本海ルートを新設

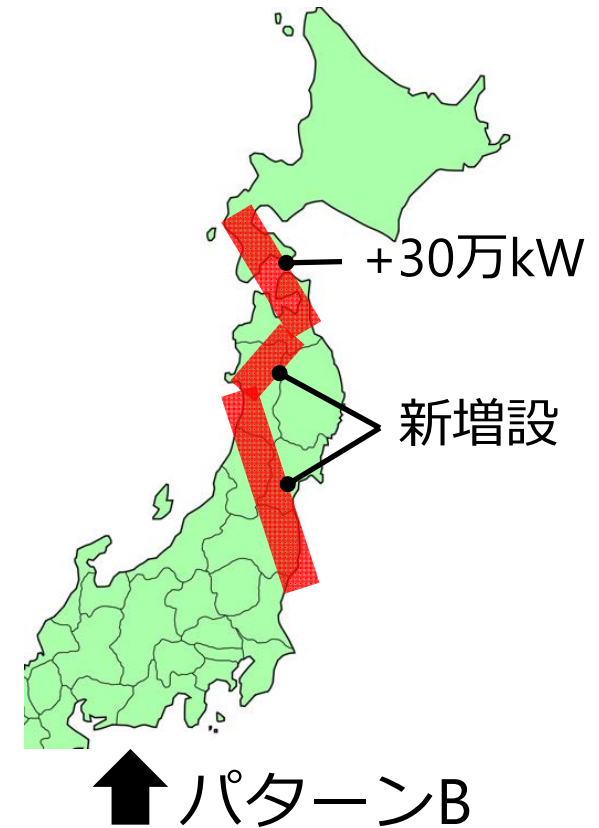
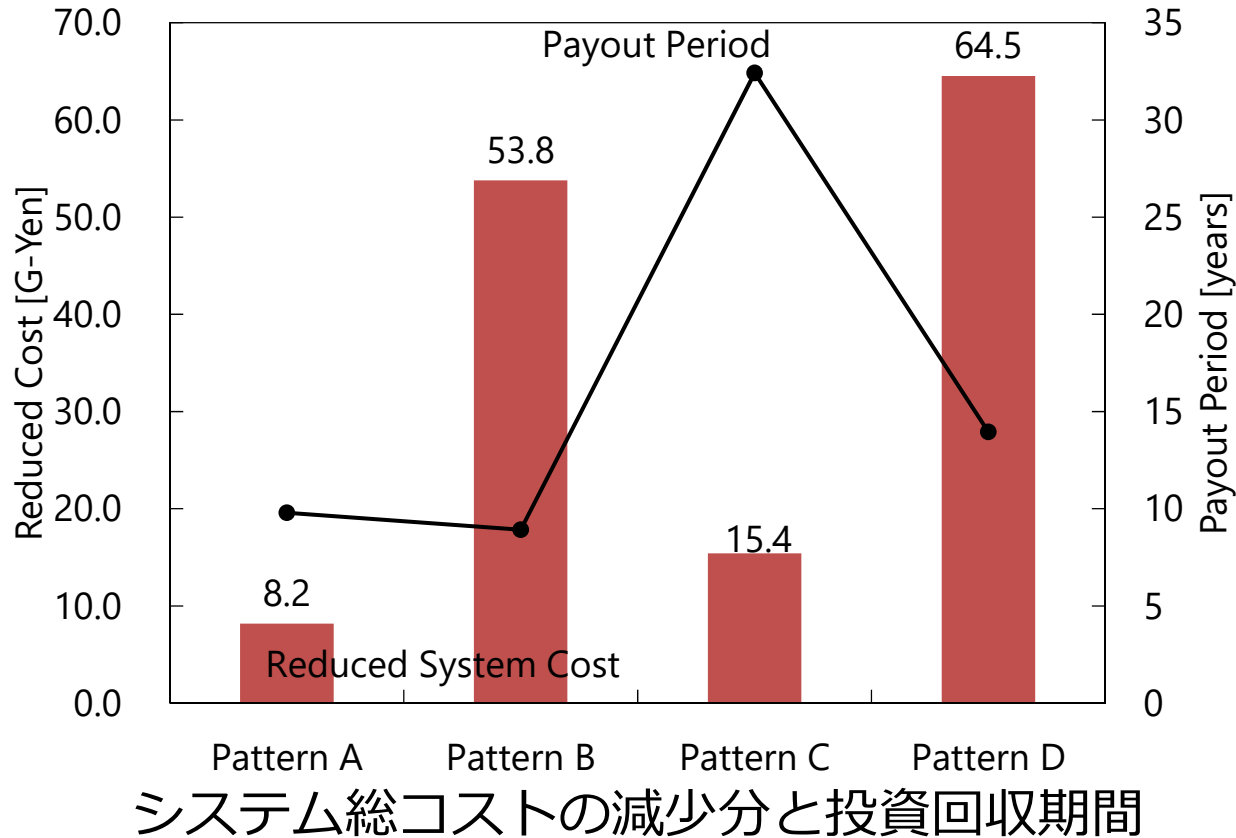
従来 : 上北⇔秋田200万kW
強化後 : 上北⇔秋田800万kW
秋田⇔南相馬230万kW

相馬双葉幹線：第二連系線を新設

従来 : 東北→東京500万kW
東京→東北150万kW
強化後 : 東北→東京1,000万kW
東京→東北300万kW

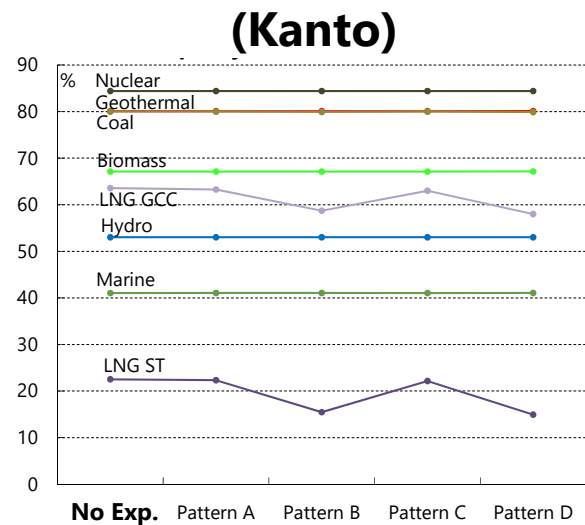
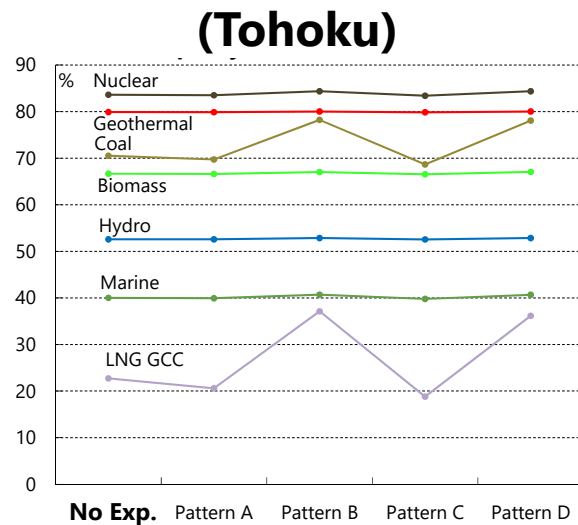
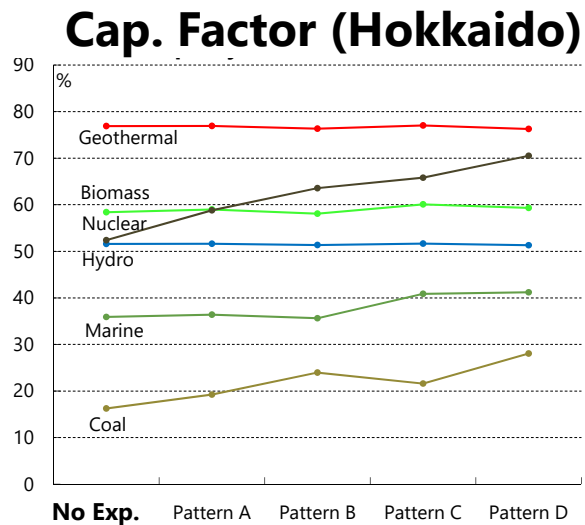
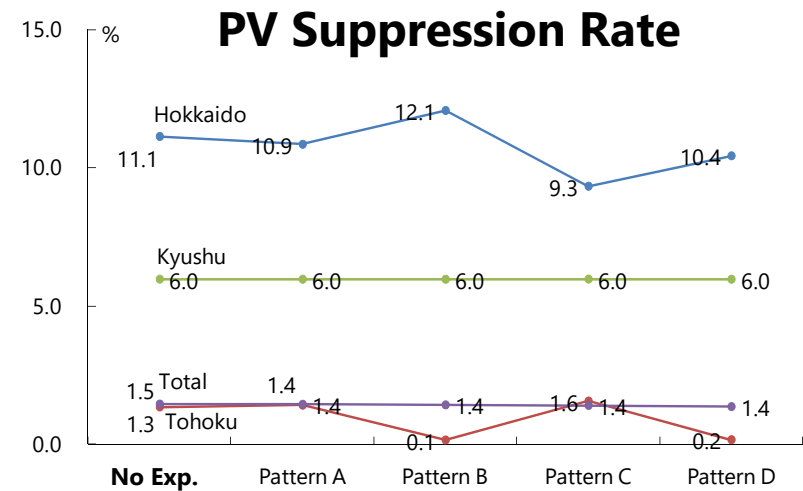
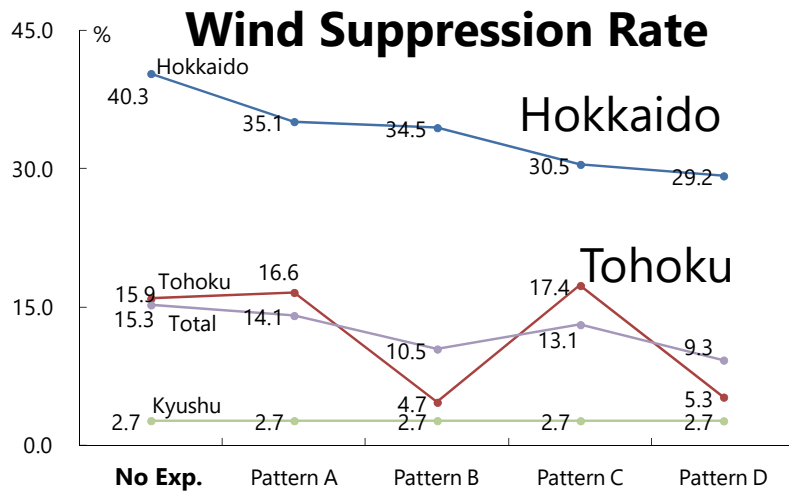


シェア30%を対象に設備増強を適用するとどうなるか？ →最適化計算




パターンBが最も費用対効果が高い
北海道・東北間単体の増強は効果が限定的

出力抑制率・設備利用率

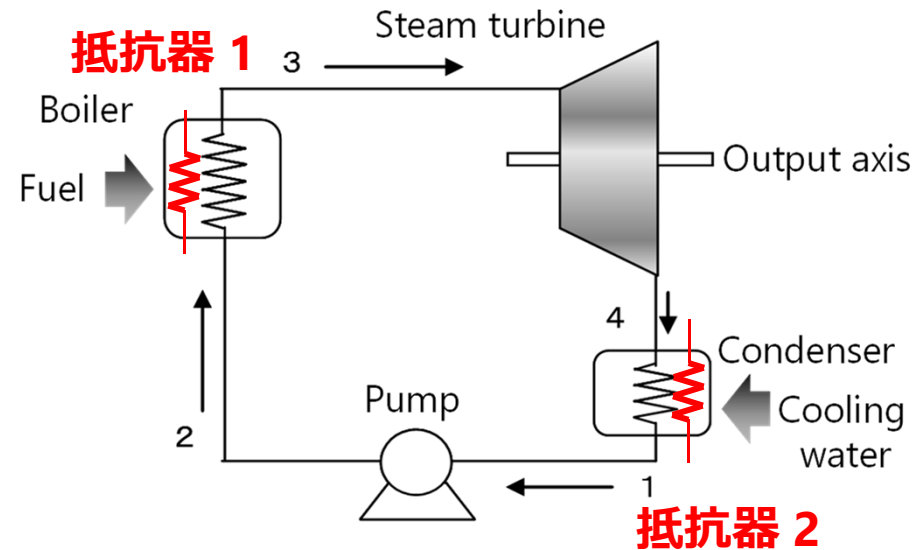


北海道・東北の出力抑制率低下、設備利用率向上に効果



抵抗器を用いた余剰電力対応

火力発電プラントのボイラー内と復水器内へ抵抗器を設置し、出力抑制に代替して余剰電力を消費することを考える



年固定費は感度解析的に考慮

250円/kW/year 500円/kW/year 750円/kW/year 1,000円/kW/year

シェア30%ケースに適用するとどうなるか？ →最適化計算

- ・ **出力抑制は禁止**
- ・ 抵抗器導入量は内生的に決定
- ・ 系統増強の一例として、東北・関東間の流通設備増強を想定

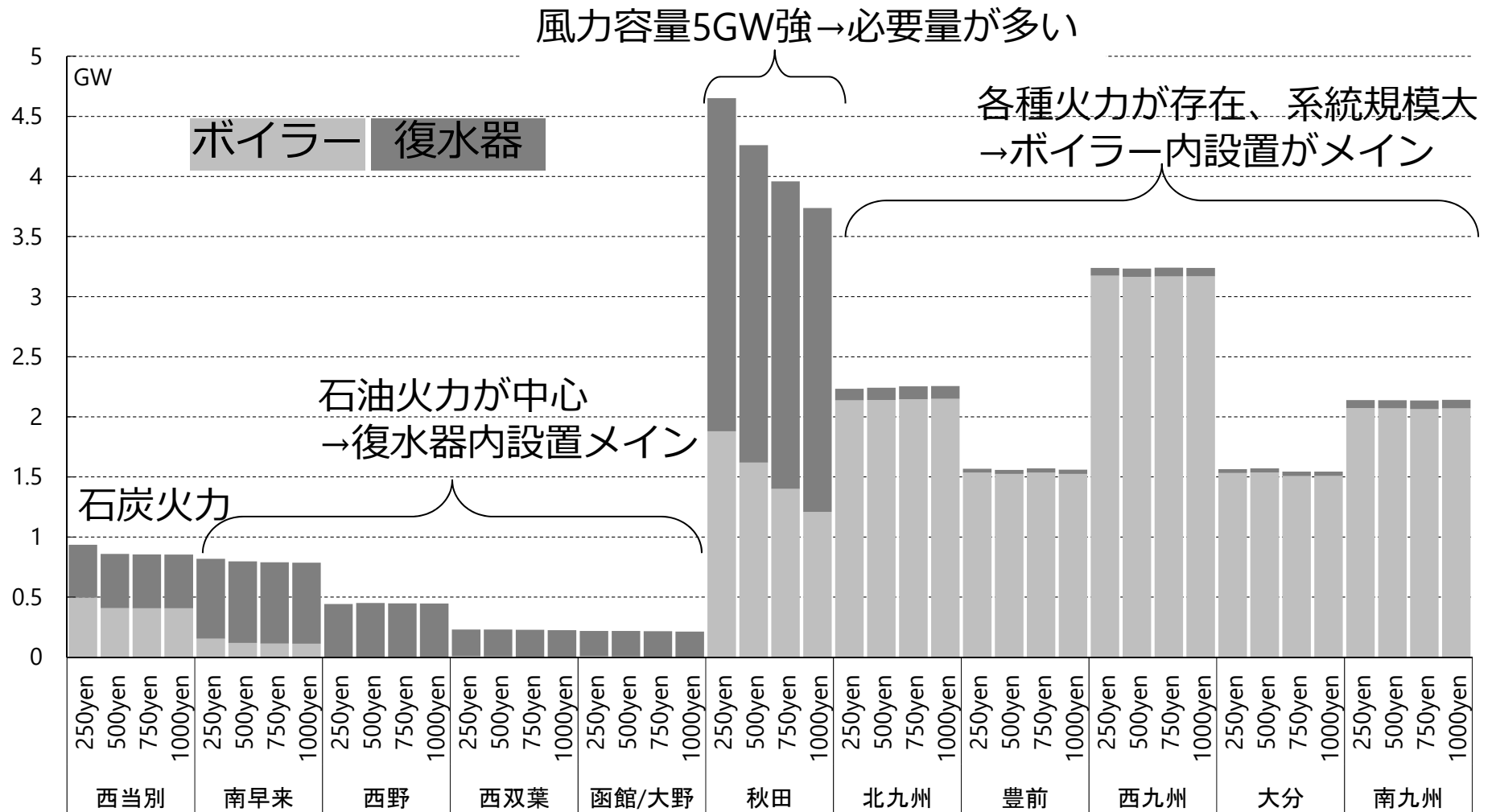
検討意義

出力抑制実施上の課題

技術面	小容量の設備が広域に多数分散する屋上PVを、合理的に出力抑制可能な物理的手段が無い
制度面	出力抑制の対象とする発電事業者の順番決定が難しい 出力抑制実施下での事業者に対して適切な補償費用算出が困難な恐れ
経済面	再生可能エネルギー資源を、事実上単純に捨てている

抵抗器導入の意義

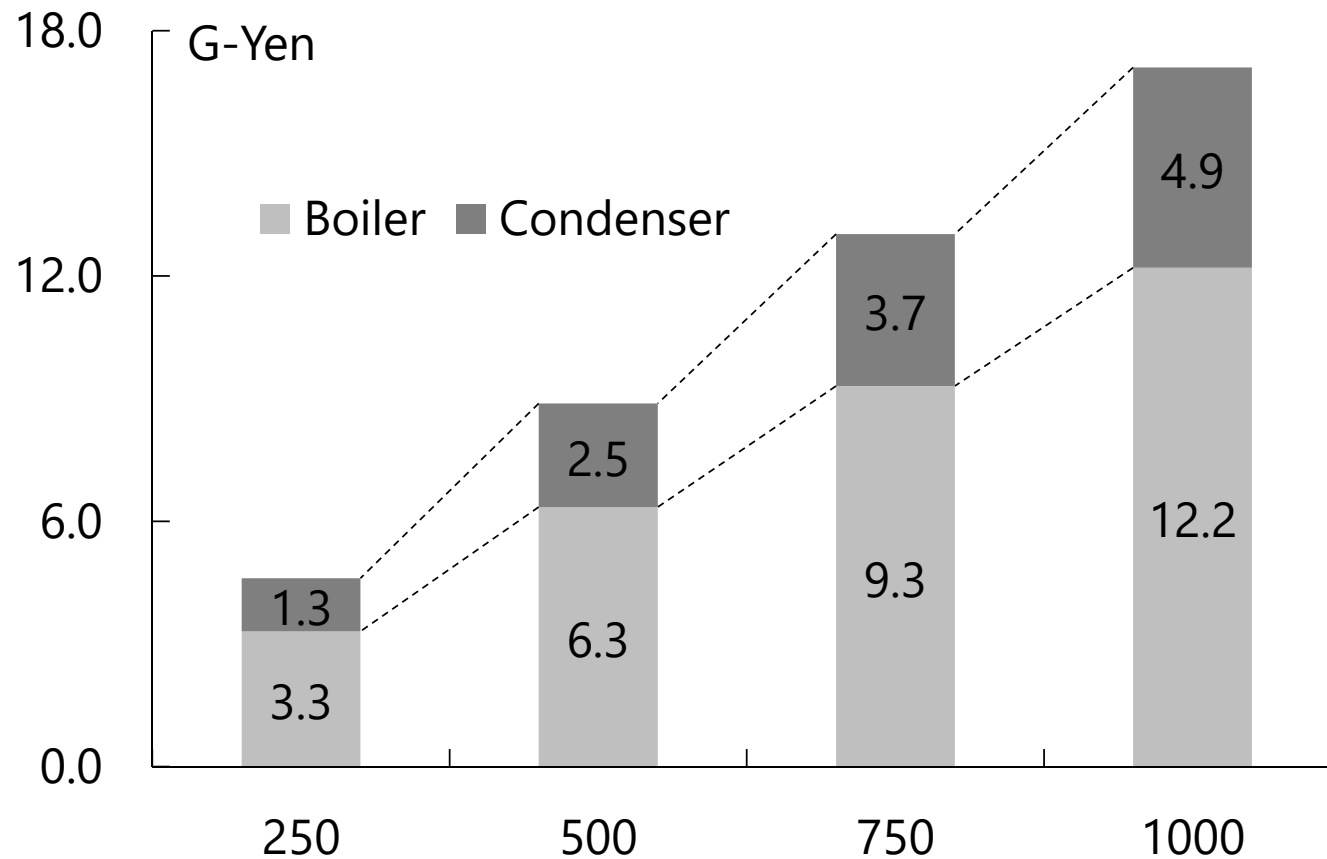
抵抗器は電力会社の中央給電指令所から容易に制御可能
出力抑制の対象とする発電事業者の順番決定に係る問題の解消 全量引き受け後不要な分を消費することで、事業者間の会計処理が明朗に
発生した熱を、化石燃料の代替として利用可能 抵抗器の固定費は一般に安価である



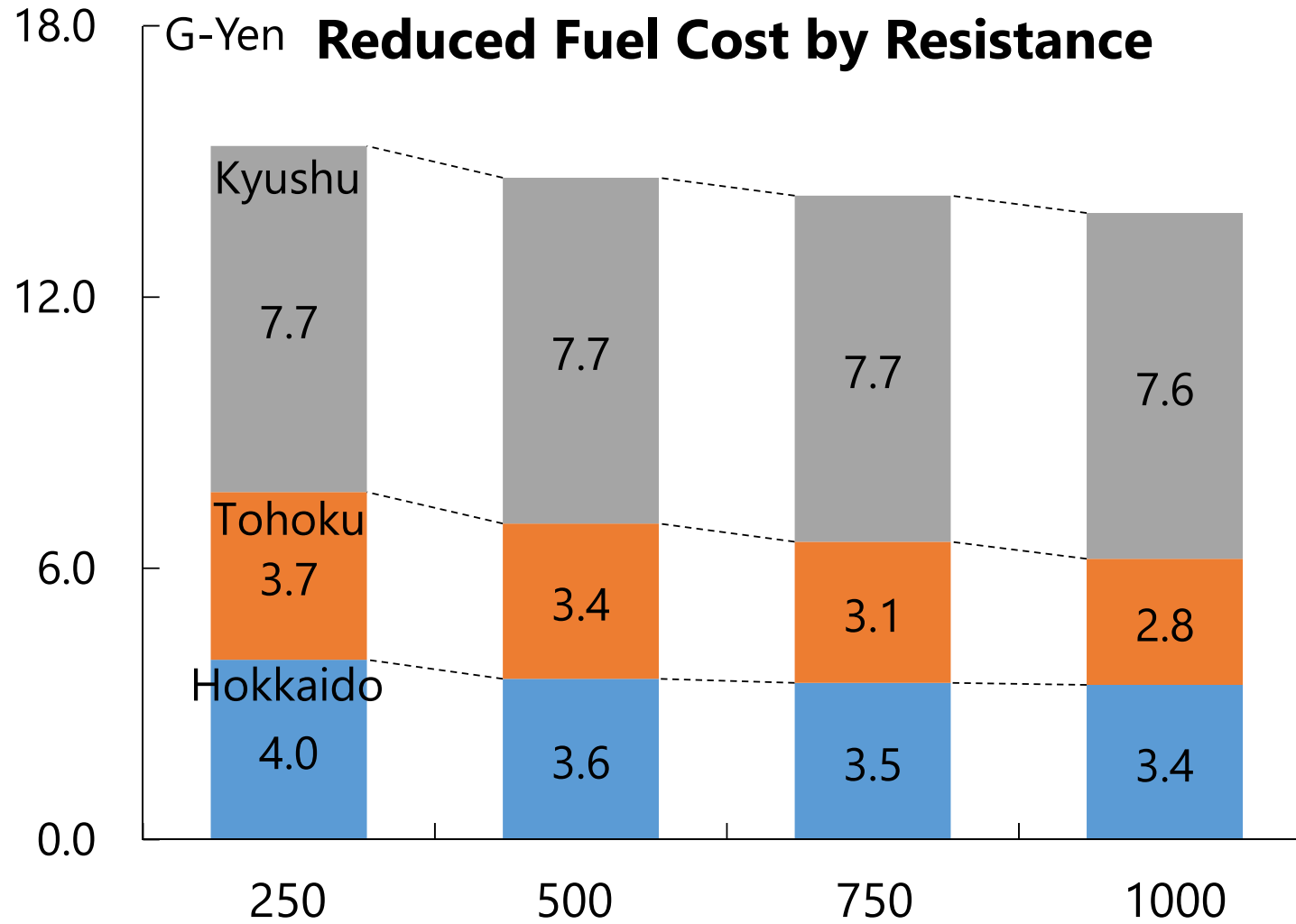
**北海道、東北、九州で抵抗器の導入
蓄電池の有意な導入無し**

計算結果：抵抗器維持に必要な固定費

39

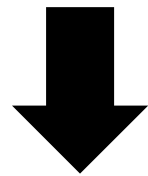


**年間46億円～171億円で出力抑制の代替に
→蓄電池による代替を試算すると年間1,000億円～2,000億円**



再エネシェア21%時の課題

- ・ 揚水の昼間充電など複雑な運用パターン
- ・ 調整電源の稼働率低下
- ・ 石炭火力の調整力としての運転



再エネシェア30%の場合

- ・ 北海道や東北で、ベース電源への著しい影響
- ・ 北海道、東北、九州で出力抑制の本格的な実施
- ・ 50Hz系統で、広域運営への依存→送電容量の拡張も選択肢
- ・ 固定費の安価な対策として大規模電気抵抗での余剰電力消費

1. 火力・原子力発電所の起動停止問題や部分負荷時の熱効率低下の影響の考慮

⇒ 混合整数解計画問題

10分刻みであれば1日分、1時間刻みであれば1週間分が限界？

2. 太陽光発電や風力発電の出力予測誤差の考慮

⇒ 確率計画問題

予測誤差の確率過程モデルと、多次元確率動的計画の近似解法の構築