

# 日本の電力システムにおける 再生可能エネルギー

日時：平成29年6月1日（木）

東京大学 大学院工学系研究科  
原子力国際専攻

藤井康正

## モデルの概要

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地域の基幹系統を、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



発電、需要ノードの地理的分布

# 定式化

## 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）

$$z = \sum_{i=1}^n c_i x_i \rightarrow \min \text{ (or max)}$$

**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

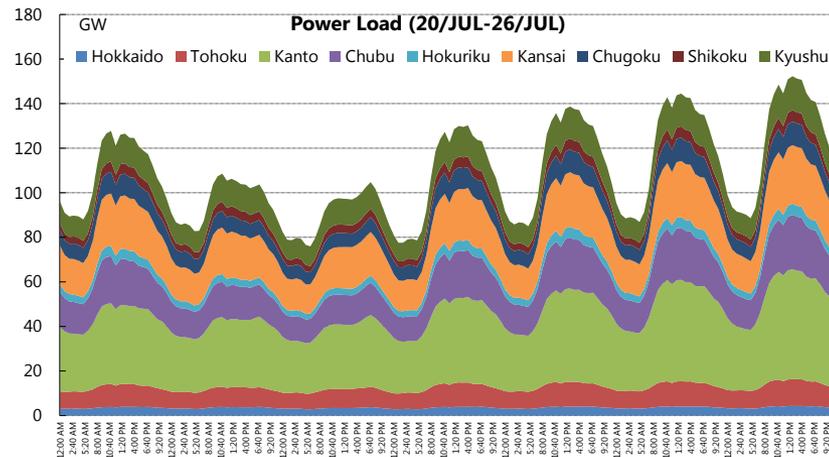
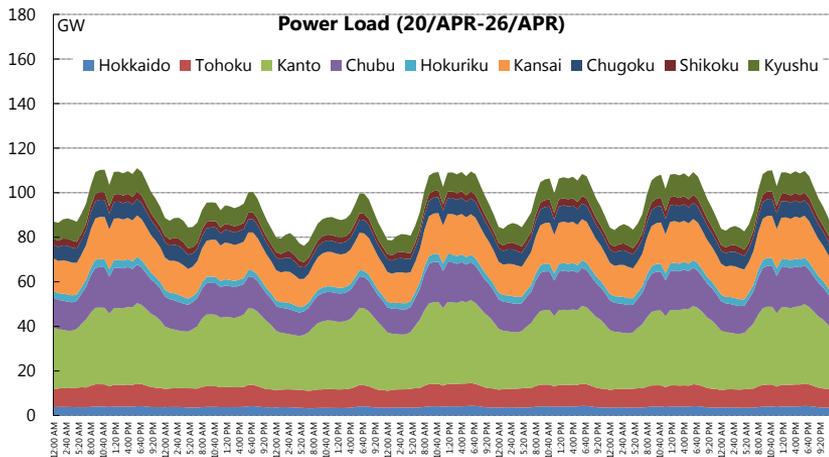
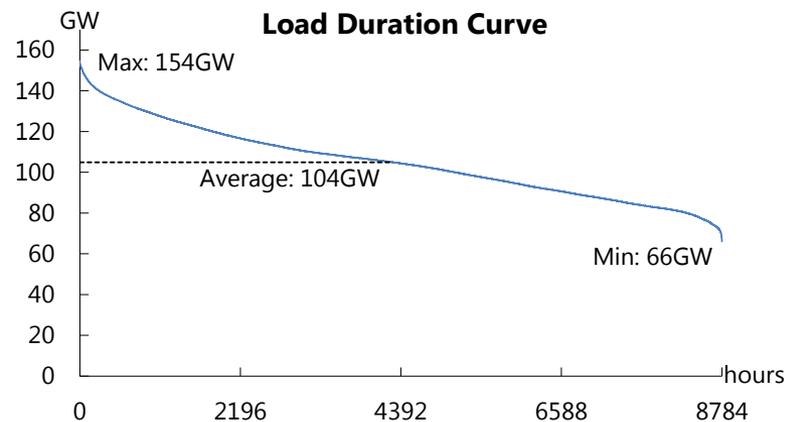
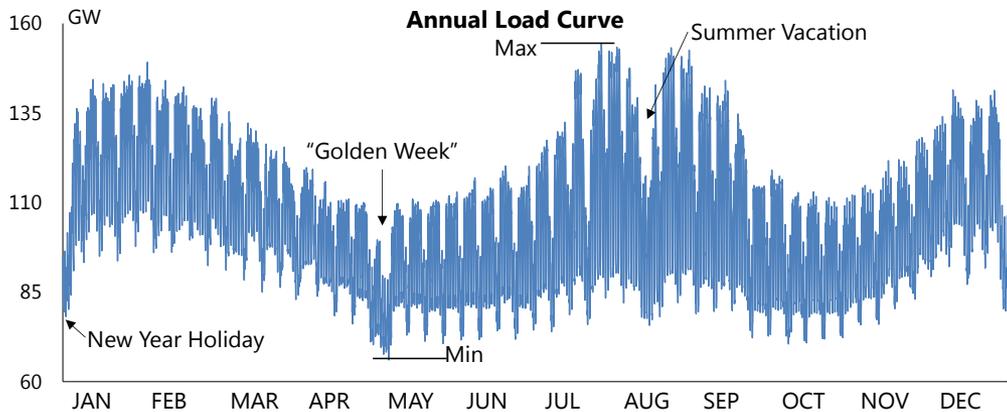
補完して10分値データ化して、各地点に割り振る

## 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

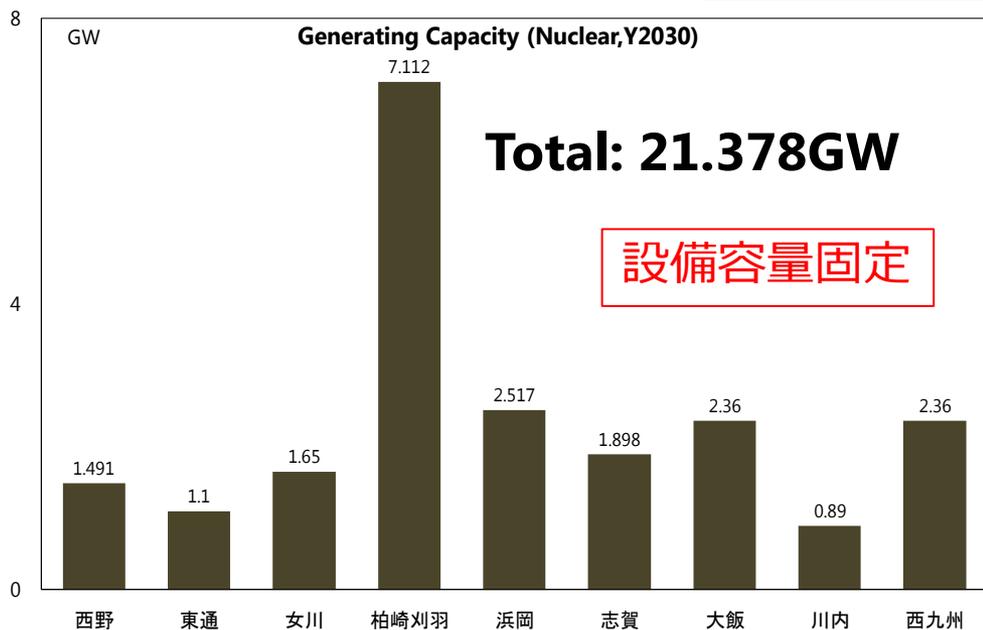
設備容量	
火力	CCGT：新增設可 他：現状値
原子力	40年廃炉制度適用 新增設なし
揚水	現状値
蓄電池	内生的に決定
再エネ	シナリオ別に想定

# 諸前提等 (電力負荷)



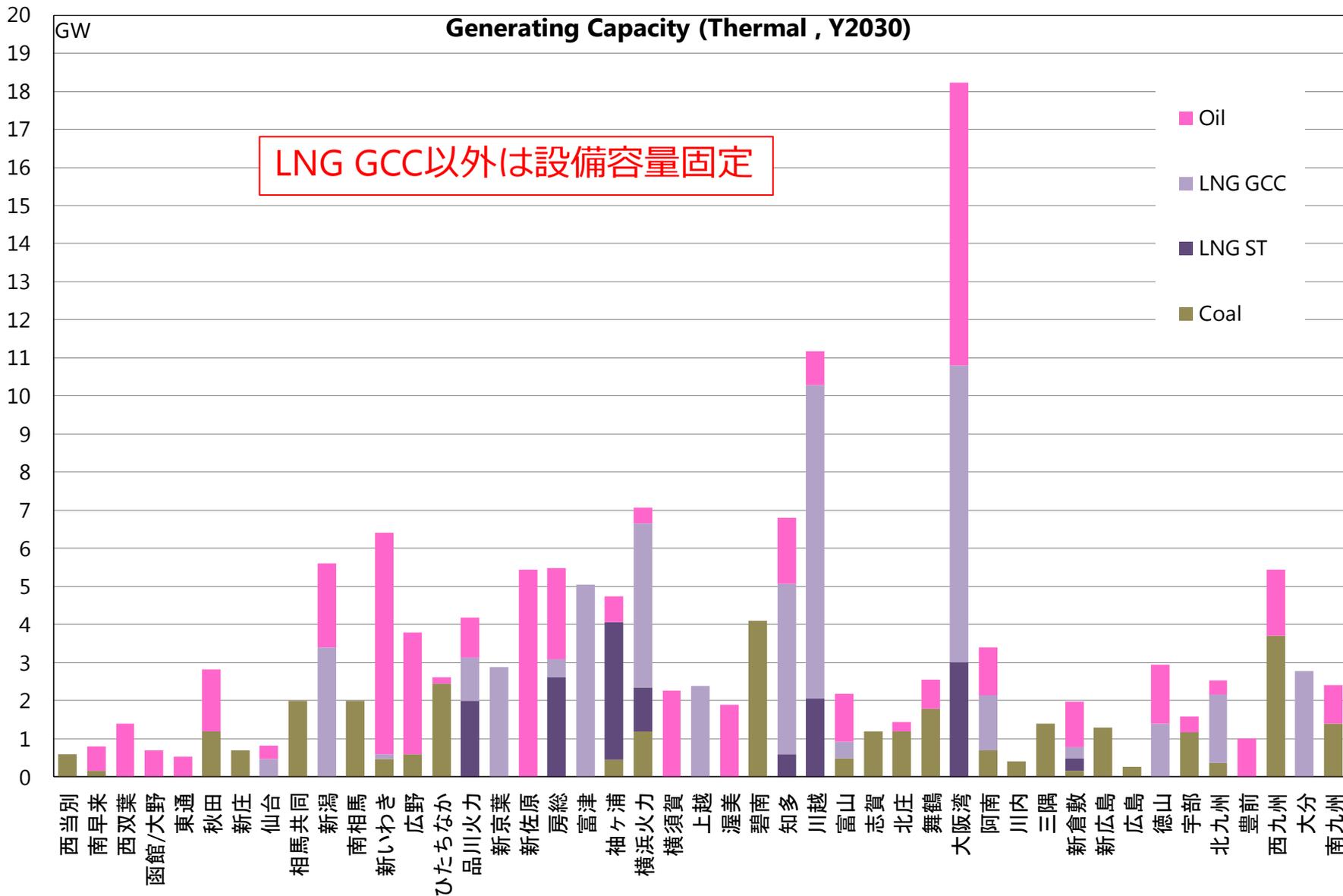


# 諸前提等 (原子力発電)



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

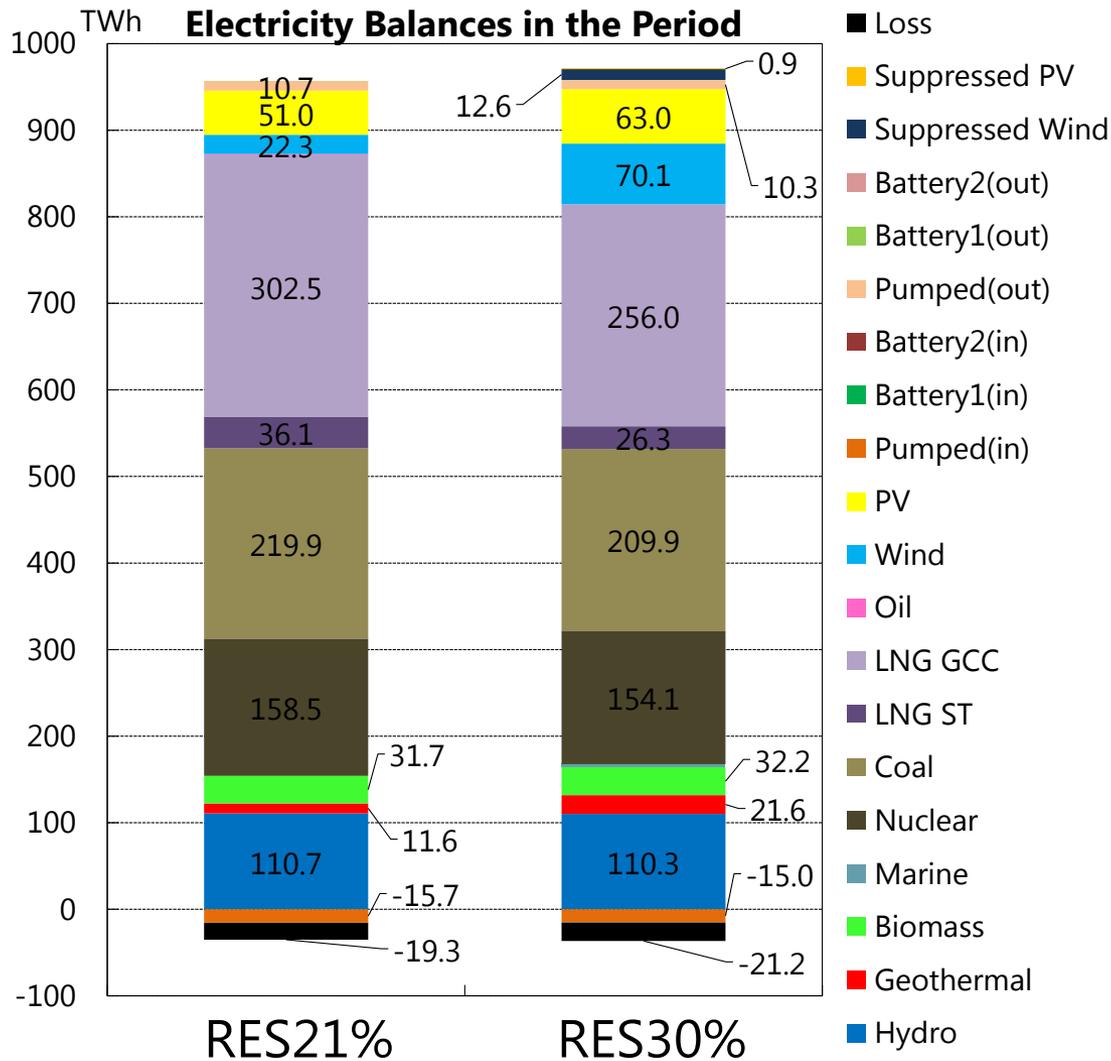
# 諸前提等 (火力発電)



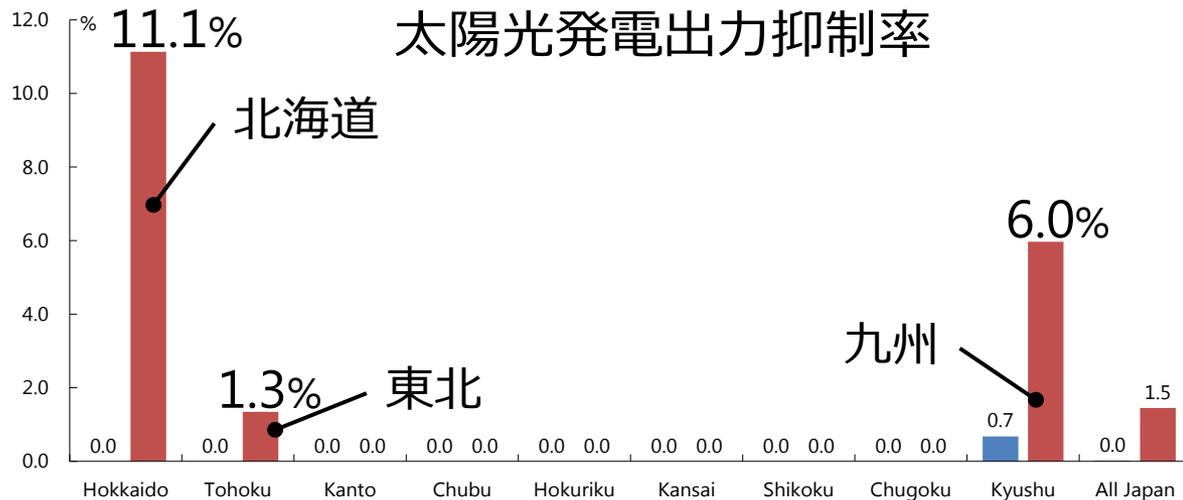
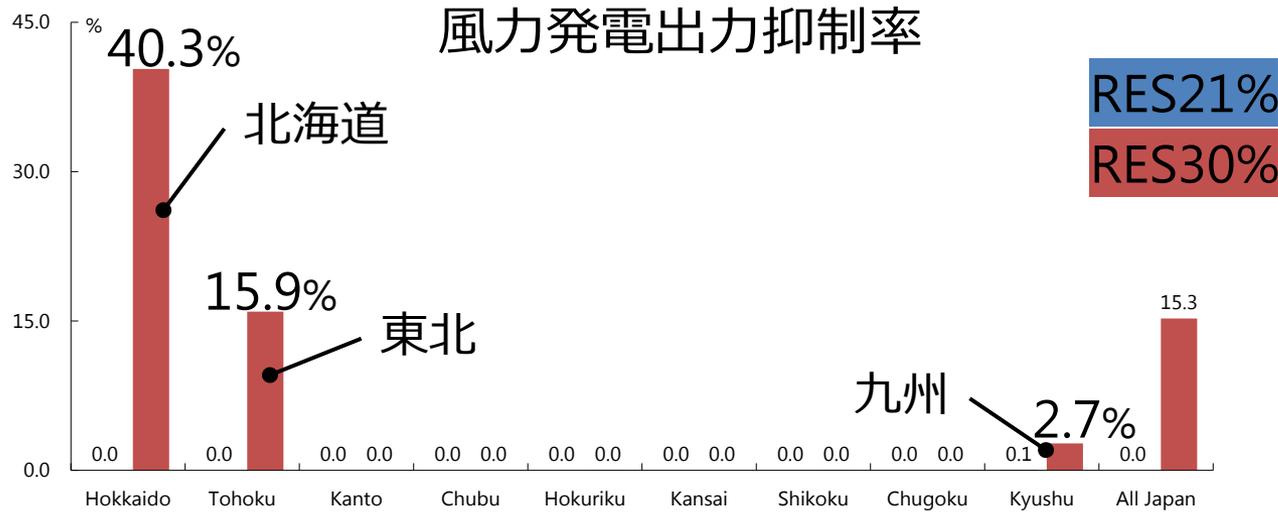
## 2030年 再エネ設備容量の設定（9地域計）

設備容量固定

電源	再エネ21%ケース	再エネ30%ケース
太陽光	5,300万kW	6,328万kW
風力	1,000万kW	3,489万kW
水力	2,378万kW	2,378万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

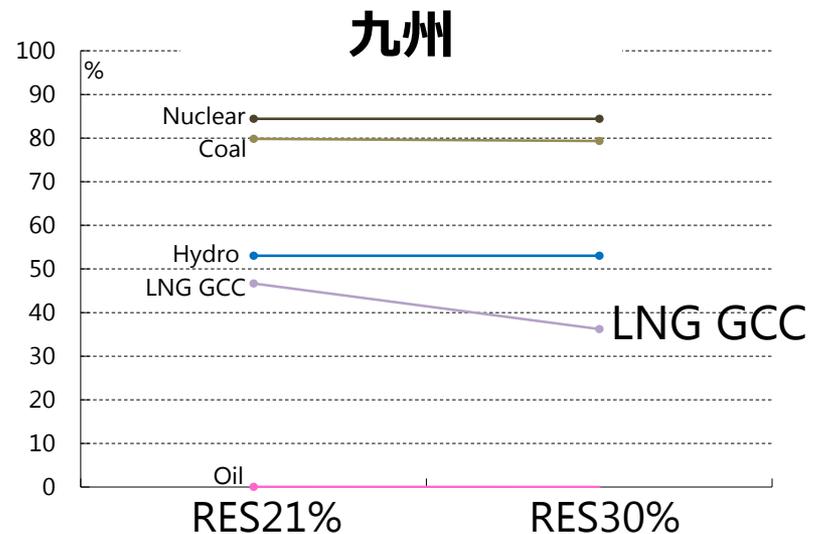
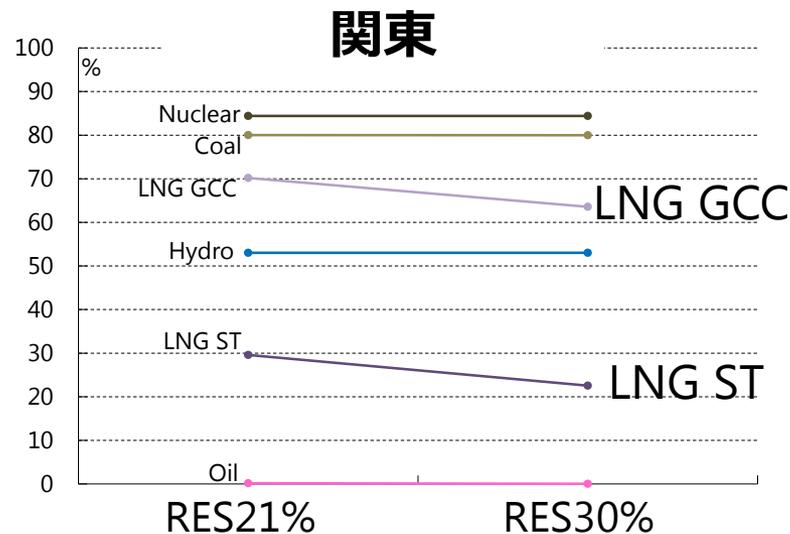
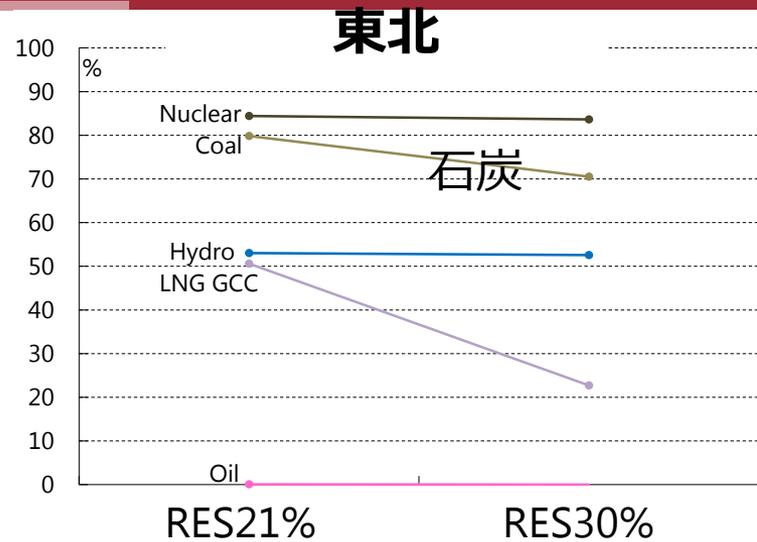
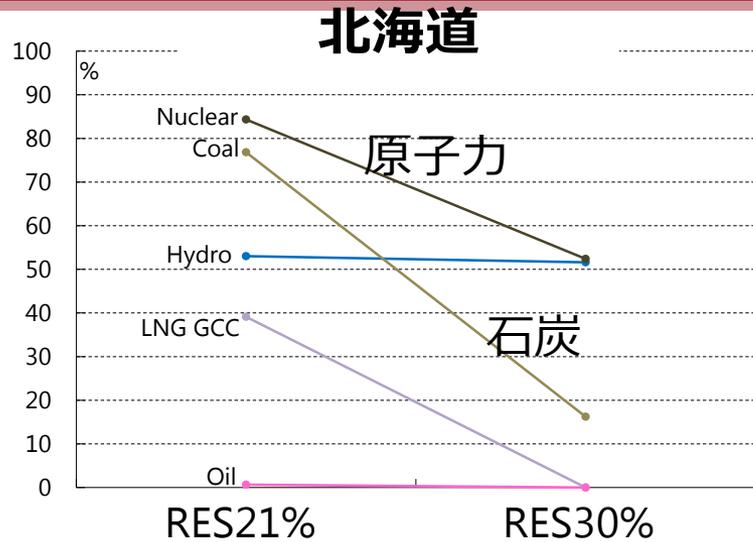


**再エネシェア21%~30%の間で出力抑制実施の可能性**  
**各種電源の設備利用率は、再エネシェア増加に伴って低下**



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

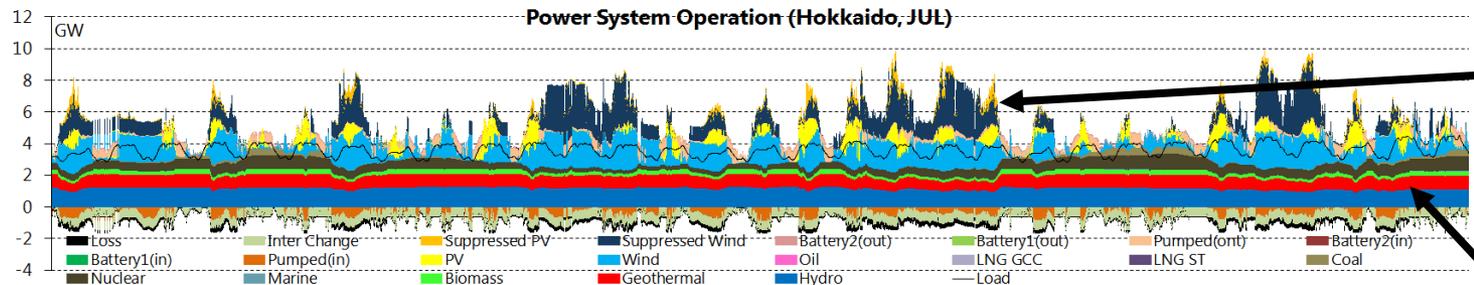


全般に調整電源の利用率低下

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

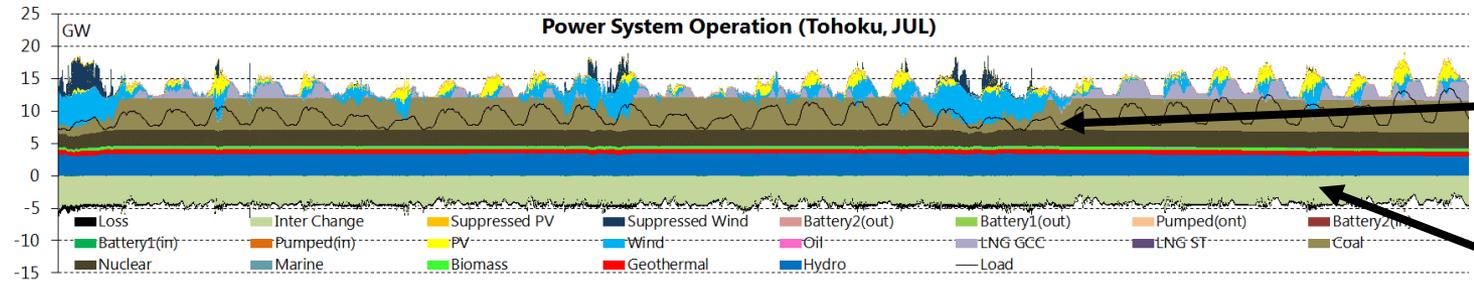
北海道



出力抑制の大規模実施

各種ベース電源へ影響

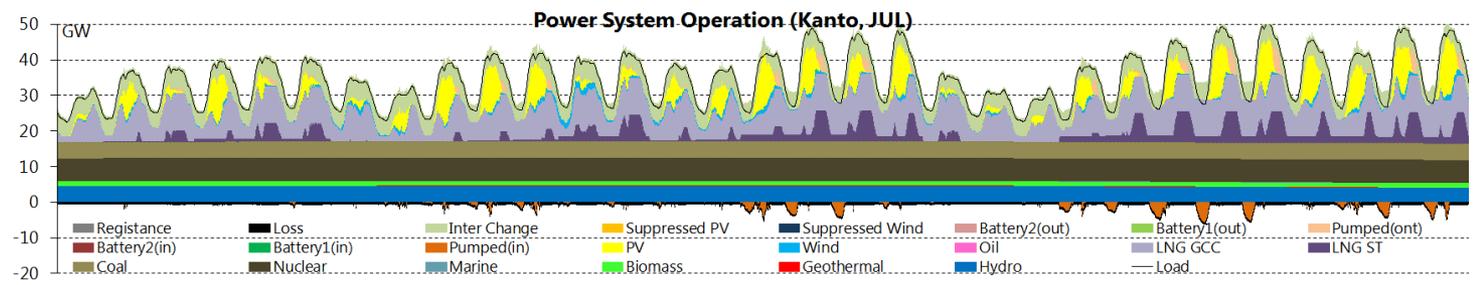
東北



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

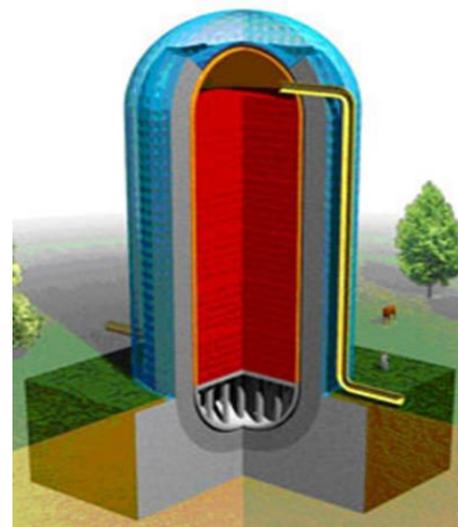


熱貯蔵技術を用いた余剰電力対応

# 蓄熱技術 (MIT FIRES)の可能性評価

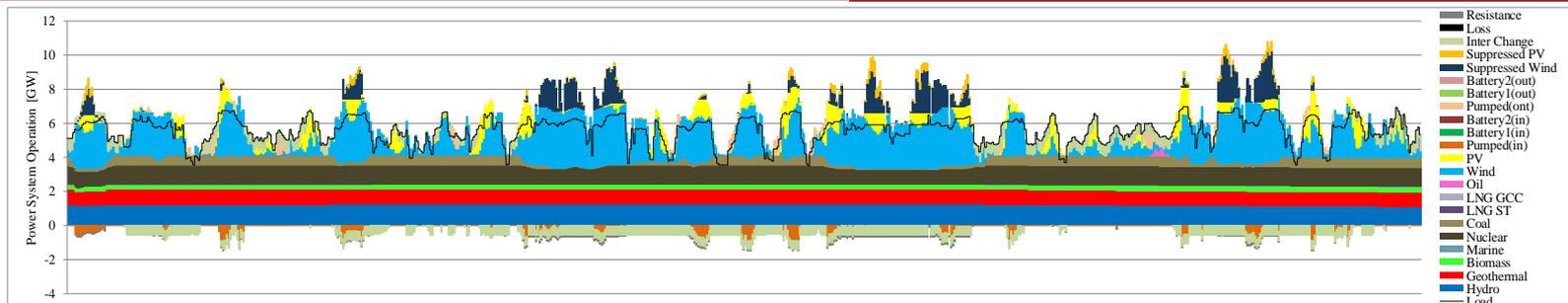
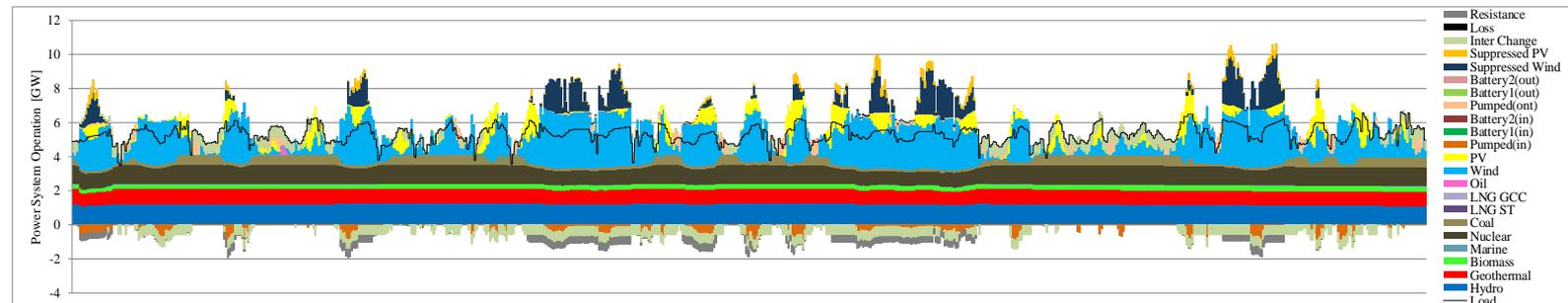
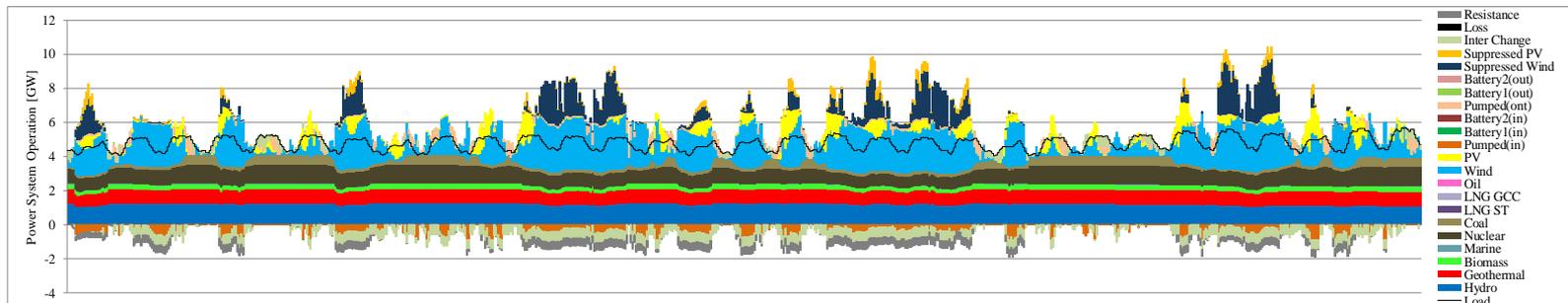
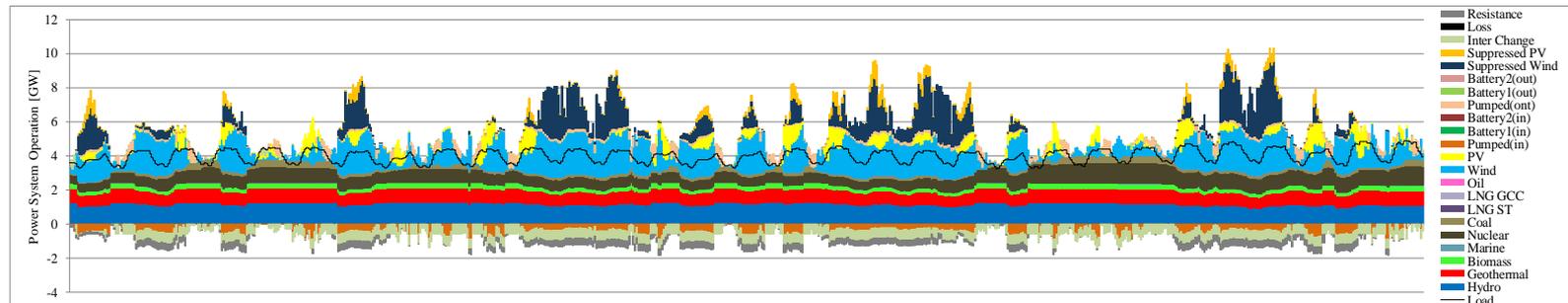


発熱設備単位建設費 [kYen/kW]	X
設備寿命 [year]	15
Annual O&M Cost Rate	0.01
放熱設備単位建設費 [kYen/kW]	Y
設備寿命 [year]	15
Annual O&M Cost Rate	0.01
蓄熱設備単位建設費 [kYen/kWh]	Z
設備寿命 [year]	15
Annual O&M Cost Rate	0.01
サイクル効率	0.9
放熱損失 [1/hour]	0.01
年設備稼働率	0.9

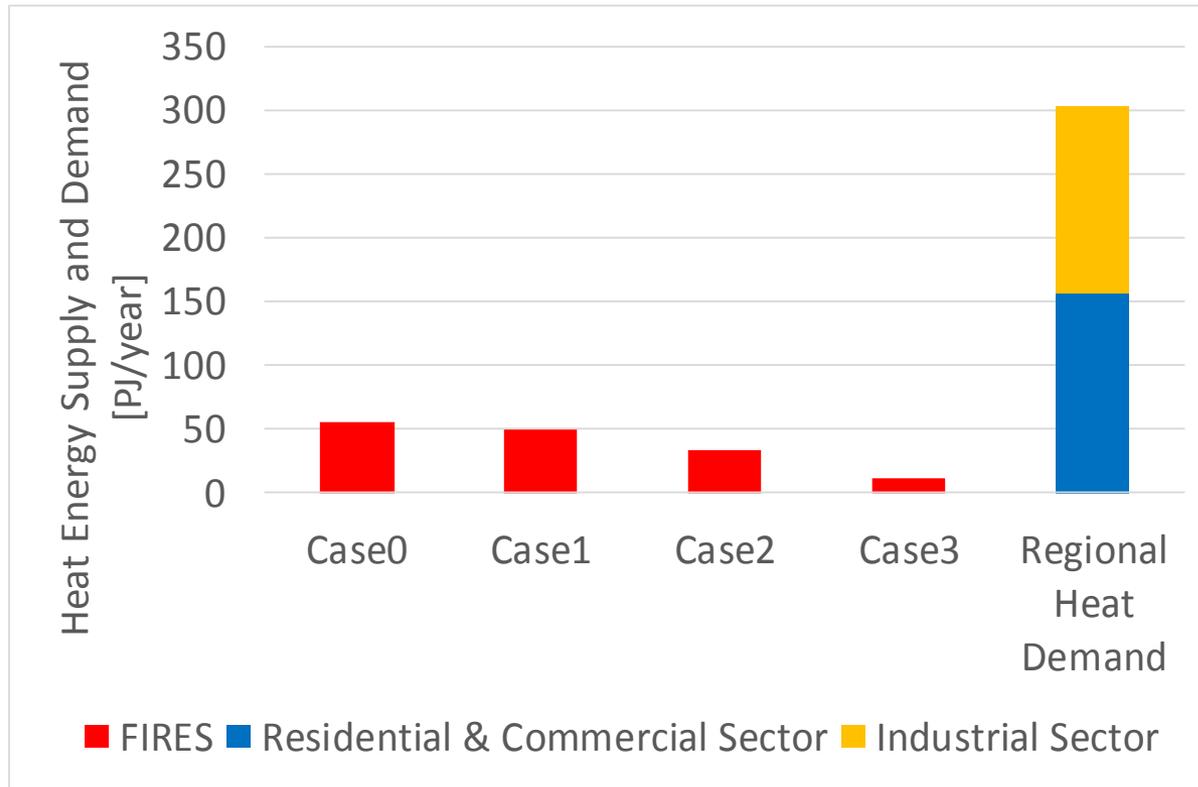


	X	Y	Z
Case0	1	10	1
Case1	10	100	10
Case2	20	200	20
Case3	30	300	30

# 結果: 北海道の電力系統の運用

**Case 0****Case 1****Case 2****Case 3**

## 北海道



- 再生可能エネルギーの出力抑制

再エネ自体の可変費は0であるが、出力変動を補うための天然ガス火力等の調整電源の可変費（燃料費）が0ではない。以下の不等式が成立する場合、経済性の観点でベースロード電源の運転が優先されるべきと考えられる。（kWh当りの燃料費は、天然ガスで10円、石炭で5円、原子力で2円程度、設備利用率は風力で20%、太陽光で12%程度）

$$\text{調整電源可変費} \times (1 - \text{再エネ設備利用率}) > \text{ベースロード電源可変費}$$

- 風力資源の地域偏在

北海道、東北北部や九州南部に多くの風力資源が偏在している。大規模利用には送電設備の拡充が必要と考えられる。送電線の建設単価100円/kW/kmとすると、1,000kmの送電で10万円/kWとなる。設備利用率が20%とすると、kWh当りの送電線の設備単価は、大規模発電所を超える可能性もある。さらに風力発電コストもかかる。

- 余剰電力利用設備の条件

余剰電力利用設備の設備利用率 $R$ は再エネのそれを更に下回る。余剰電力の価格が0円としても、水素や熱などの出力エネルギーのkWh当りの価値を $P$ 円/kWhとし、年経費率を $g$ とすると、設備単価は $P \times 8760 \times R / g$  (円/kW) 以下でなくてはならない。 $P=13$ 、 $R=0.03$ 、 $g=0.17$ では2万円/kW程度となる。(水素発電や化石燃料代替では $P=3$ 程度である一方、水電気分解プラントは10万円/kW程度である。)

熱の発生や貯蔵は比較的安価にできるので、高温蓄熱システムは有効かもしれないが、熱の用途を開拓する必要がある。

- 再生可能エネルギーの出力の季節変動

太陽光発電や風力発電は季節によって出力が変化する。太陽光発電であれば、冬に十分な出力を得られる容量を設置すると、夏に慢性的に大量の余剰電力が発生する。年間発電電力量の半分近くが捨てられる（出力抑制される）ことになり、実質的な発電原価の上昇をもたらす。冬期専用の補助電源（風力発電やバイオマス発電）を設けても、冬以外はほとんど不要なため、その設備利用率は低くなり、総コストが本当に安価にできるかは検討が必要である。またバイオマスの利用可能量には上限がある。

- 電力貯蔵の季節間運用の条件

電力の季節間価格差がD円/kWhとし、設備寿命をY年とすると、電力貯蔵設備の単価は $D \times Y$ 円/kWh以下でなくてはならない。D=10、Y=10とすると100円/kWhとなり、現状の蓄電池価格の100分の1以下となる。水電気分解による水素の季節間貯蔵も考えられるが、総合効率が低い。うえ、電解プラントの設備利用率が低くなるため、火力・原子力発電と価格的に競合する10円/kWh程度の水素発電は困難と考えられる。