

# 太陽光発電の主力電源化に向けた 電力需給運用の課題

2021年11月11日(木)

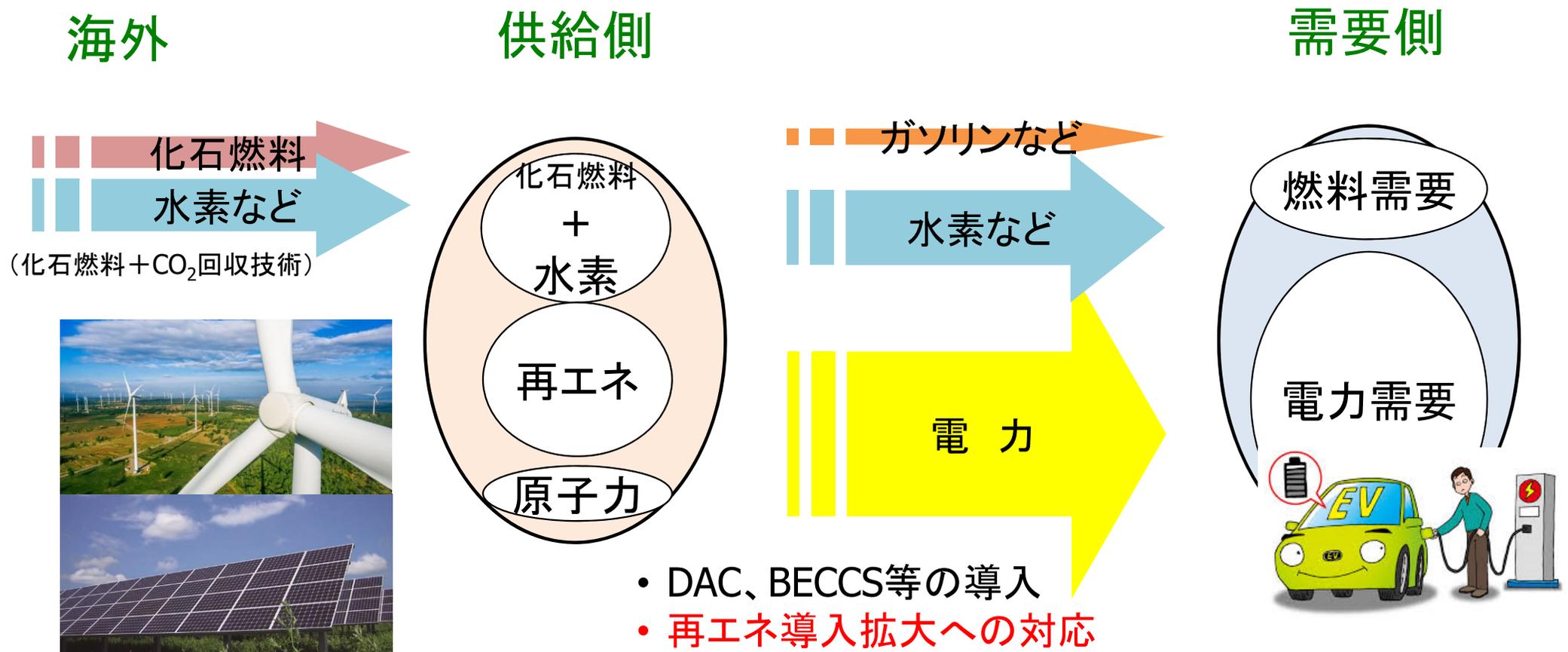
第38回太陽光発電シンポジウム

名古屋大学 未来材料・システム研究所

教授 加藤丈佳

# どのようにカーボンニュートラルを実現するか？

- 技術革新、社会活動の効率化等によるエネルギー利用効率の向上
- 再生可能エネルギー、化石燃料+CO<sub>2</sub>回収技術の拡大
- 燃料需要から電力需要へのシフト



## 再エネ発電導入拡大のための課題

- 従来電力需要と再エネ出力との**時間的ミスマッチ**への対応
  - ◆ エネルギー需要の電化(燃料需要から電力需要へのシフト)の拡大
    - 電気自動車(EV), ヒートポンプ(給湯機、産業用)
  - ◆ 各種時間スケールにおけるエネルギー貯蔵の増強
    - 各種蓄電池、水素製造
  - ◆ 需給調整力の確保・高度利用
    - 再エネ発電出力予測の効果的な利用, 再エネ出力調整や需要能動化による調整力の提供
- 従来電力需要と再エネ出力との**空間的ミスマッチ**への対応
  - ◆ 送電網の運用改善・増強による広域的な需給バランス、調整力の活用
    - 長距離直流送電の建設, 連系線の大容量化、多重化
  - ◆ 地内送配電線の増強による潮流制約の緩和
    - 再エネ導入適地から需要センターへの電力供給のためのインフラ強化, 再エネ導入適地への電力需要の増加
  - ◆ 水素等の輸送インフラの整備
    - 再エネ導入適地における水素製造設備・貯蔵設備の導入
    - 再エネ導入適地で製造した水素等の広域利用

# <2050年シナリオ分析の結果 比較 (標準的なシナリオを抽出)>

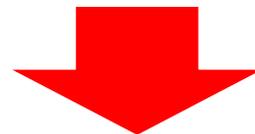
	RITE (参考値のケース)	国立環境研究所	自然エネルギー財団	デロイトトーマツコンサルティング	日本エネルギー経済研究所 (標準ケース)	
分析における想定	モデルの特徴	世界モデル コスト最適化 電力需給：地域別はなし 時間解像度：1時間モデルと接合	日本モデル 一般均衡・技術積上・電源モデルの組み合わせ コスト最適化 (技術積上・電源モデル) 電力需給：全国10地域 (電源モデル) 時間解像度：1時間 (電源モデル)、他は1年	世界一地域モデル 総エネルギーシステムコスト最小化 エネルギー (電力・熱・運輸) 需給：全国9地域 時間解像度：1時間刻み (8760時間)	日本モデル コスト最適化 電力需給：全国351ノード 時間解像度：4季節、4時間帯	日本モデル コスト最適化 電力需給：全国5地域 時間解像度：1時間刻み
	マクロフレーム	GDP成長率：30年まで1.6%成長、50年まで0.4%成長 (SSP2シナリオ)	GDP成長率：30年まで1.7%成長、50年まで0.5%成長 (内閣府成長実現ケース、SSP2シナリオ参照)	人口減少 (2050年-20%) を目安に、需要レベルを一定の割合で減少	部門別で業種・用途ごとにサービス需要を推計 人口動態を反映	GDP成長率：50年まで年率平均1.0% マクロ経済モデルによって部門別で業種・用途ごとにエネルギーサービス需要を推計
	電力システムの想定	エネ研の統合費用を考慮 (蓄電池、系統増強あり) DRは考慮 水素製造などP2Gも考慮	電力需給は1時間の解像度で分析し、地域間融通、系統増強、出力抑制などは考慮。 V2Gは考慮せず。	電力・熱・運輸を統合的に分析、電力・熱・燃料の製造・貯蔵・配送を時間ごとに需給バランス「柔軟な需要」(グリーン水素製造等、EVのスマートチャージ・V2G)を活用、プロシユマの動きをモデルに取り込み	電力需給における統合費用を考慮 蓄電池、系統増強あり DR、V2G (充電のみ) を考慮 水素製造などP2Gも考慮	電力需給は1時間の解像度で分析。 再エネの統合技術・費用を考慮。 DR、V2G考慮、蓄電池・系統増強あり。 水素製造などP2Gも考慮。
	技術・需要想定	モデル内で500の技術を想定し積み上げ	モデル内において600の技術を想定し積み上げ 民生：電化7-9割 + 断熱向上 運輸：自動車8-10割電動化 + リモートワーク進展・物流効率改善 産業：電化・水素化 + マテリアル利用効率改善	民生・産業部門はマクロで需要のサービスレベルを想定、その後モデルにより想定される技術導入で、電化・エネルギー転換を算定 運輸はモード毎のエネルギー種別・消費とそのエネルギー転換を別途算定 高温熱需要向けグリーン水素の50%を輸入	P2GやV2G(充電のみ)等のセクターカップリングを想定 再エネ、火力、原子力等の電力供給、蓄電池、水素等のエネルギー貯蔵 給湯、空調等の需要をインプット	300超の需要側・供給側技術を考慮。 産業・運輸・民生部門を合計37のサービス需要区分で表現し、需要側の技術選択に応じてエネルギー効率改善や燃料転換を表現。 民生ヒートポンプ給湯器のDRおよびV2Gを考慮。
エネルギー需給分析 (2050)	一次エネルギー供給量	総量：14.2EJ 再エネ22%、原子力10%、化石燃料46%、水素等21% 最終エネルギー消費：31%減 (2015年比) 電化率：46%	総量：15-17EJ 再エネ67-65%、原子力7%、化石燃料14-15%、新燃料輸入12-13% 最終エネルギー消費：42-49%減 (2018年比) 電化率：40-51%	総量：7.7EJ 国内再エネ68%、輸入グリーン水素等26%、輸入グリーン電力6%	総量：11.6EJ 再エネ37%、原子力13%、天然ガス39%、石油11% 最終エネルギー消費：約20%減 (2020年比) 電化率：約41%	総量：13.9EJ 再エネ34%、原子力14%、化石燃料36%、水素・アンモニア等16% 最終エネルギー消費：42%減 (2019年比) 電化率：41%
	エネルギー消費	最終エネルギー消費：31%減 (2015年比) 電化率：46%	最終エネルギー消費：42-49%減 (2018年比) 電化率：40-51%	最終エネルギー消費：54%減 (2020年比)	最終エネルギー消費：約20%減 (2020年比) 電化率：約41%	最終エネルギー消費：42%減 (2019年比) 電化率：41%
	電力需要	発電量：1.4兆kWh弱 電力最終消費は25%増 (2015年比) DACCS用の電力需要が総発電電力量の3%程度ある	発電量：1.4-1.6兆kWh 電力最終消費は横ばい 水素製造用の需要が6000億kWh程度	総電力需要：1,470TWh、51%増 (2020年比) [内訳]一般電力需要：679TWh、熱需要：230TWh、運輸需要：100TWh、水素製造：431TWh、送電蓄電ロス等：30TWh	発電量：1.45兆kWh 電力最終消費は約11%増 (2020年比) 例えば、水素製造用の電力需要が総発電電力量の約9%程度ある	発電量：1.3兆kWh 電力最終消費は2019年比で微減 DACCS用の電力需要が2000億kWh
	電源構成	再エネ54%、原子力10%、CCS火力23%、水素等13%	再エネ76-74%、原子力8-9%、CCS火力9-10%、アンモニア6-7%	再エネ100% [発電量]太陽光48%、風力：陸上18%・洋上18%、水力・地熱・バイオマス8%、グリーン電力輸入8% [設備容量]太陽光524GW、風力：陸上88GW・洋上63GW、水力・地熱・バイオマス28GW	再エネ70%、原子力10%、CCS火力20%	再エネ50%、原子力13%、CCS火力19%、水素等18%
蓄電池等の想定	再エネ(フロー) 太陽光 9-15円 風力 10-22円 ポテンシャル：地域点別に風況日射量考慮 (→量と価格に反映) 想定根拠：習熟曲線からコスト低減を見込む ※割引率：8%	再エネ(フロー) 太陽光 6円 風力 陸上 8円、洋上 13円 ポテンシャル：容量上限を考慮 (→価格への反映なし) 想定根拠：IRENAやコストWGに基づき想定 ※割引率：LCOE推計3%、発電選択10%	太陽光 地上 3.6円、屋根 4.6円	太陽光 住宅 8.7-13.0円、メガソーラー 3.5-9.0円	再エネ(フロー)	
	その他 原子力の上限比率を設定し、導入量を最適化	その他 原子力比率は外生 ゼロ・エミッション火力 (アンモニア) に上限を設定				
	蓄電池：870GWh (1.5万円/kWh) 系統増強：21GW (3-20万円/kW)	蓄電池：70GWh (1.5万円/kWh) 系統増強：1-2GW (3-20万円/kW)	揚水発電：30GW、180GWh 地域間連系線：82GW (既設を含む)、 国際連系線：20GW、水素製造電解装置：73GW	V2G (充電のみ)：約107TWh	50Hz/60Hz間は2.0GW増強	
電力限界費用	25円/kWh	(分析対象としていないため本分析では非開示)	(平均費用の最小化を目的関数として設定しており、限界費用は評価事項にいていない)	23円/kWh	16-17円/kWh (地域毎に異なる)	
経済指標* (2050)	電力平均費用	13円/kWh (概算値)	12円/kWh ※原子力を除く	9.18円/kWh	12円/kWh	19円/kWh (16円/kWh (割引率3%) )
	エネルギーコスト	エネルギー総コスト 110兆円/年 → 130兆円/年 (2015年 → 2050年)	再エネ、蓄電池、新燃料、CCUSのコスト 11-13兆円/年 (2050年)	エネルギーシステム総コスト 25兆円/年 → 18兆円/年 (2020年 → 2050年) ※電力・熱供給の資本費・運用費、燃料、系統運用	電力システム総コスト 8.0兆円/年 → 18兆円/年 (2020年 → 2050年) ※発電設備、系統、蓄電池、燃料費等	エネルギーシステム総コスト 72兆円/年 → 76兆円/年 (2020年 → 2050年)

- 電力需要：1,400 TWh
- 再エネ比率：50%以上 (700 TWh以上)
- 太陽光発電 (稼働率13%) なら 600 GW
- 風力発電 (稼働率40%) なら 200 GW

\* 各団体で対象技術のパラメータや計算方法が異なるため、単純比較出来ない点に留意。

# RITEの計算でを使用した DNE21+の概要

- 温暖化対策を考慮しないベースラインにおける化石燃料価格を外生的に想定し、生産単価や利権料等のその他価格要因を調整する。排出削減を想定したケースでは、それに伴う化石燃料利用量の変化に従って、モデルで内生的に価格が決定される。
- 世界エネルギーモデルであり、世界全体の整合性を重視しているため、国間の技術・経済ポテンシャルは比較評価しやすい
- 一方、各国の事情（例えば、日本における原子力や再エネに対する社会・物理的制約、日本国内の電力システムの構成など）はあまり考慮していない。  
（東大-エネ研の電源構成モデルの分析結果を援用）



- 再エネ発電大量導入の影響を適切に評価するためには、出力予測誤差の影響等を考慮した8760時間の時系列解析が必要

# 環境省令和3年度脱炭素電源のための新システム動向調査委託業務

- 政策で示された2050カーボンニュートラルの絵姿の実現にあたり、マクロ分析では見えてこない課題を、精緻な電力需給統合分析により明らかにする。
- 2050年への過渡期である2030年以降に生じる課題を明らかにする。

## 事業全体

- 再エネ出力予測や電力システムの技術的な制約を考慮し、以下について最適化計算に基づくシナリオ分析をする。
  - ✓ 再エネ余剰の活用とカーボンニュートラル(CN)燃料の国内製造・輸送量, 輸入量や, エネルギー貯蔵量
  - ✓ 電力エリア間の広域運用を考慮した電力システムの3E+Sや再エネ出力抑制量
  - ✓ DR・EV・CN燃料の普及, 蓄電池・水力発電中長期運用などの柔軟性

## 東京理科大学 (山口研)

- 全国9エリア8,760時間分析モデルにより, 各大学個別検討の成果を統合した電力システム全体の評価を行う。
- 再エネ出力予測, 連系線, 電源構成, DR, EV, CN燃料等設備量を所与とした運用最適化シナリオ分析を行う。
- 高速なシナリオ分析の実施のため, 計算量低減技術を開発・評価する。

## 東京大学 (藤井・小宮山研)

- 電力基幹系統を考慮した電力需給モデルにより, 電力部門の脱炭素化を実現する最適技術構成、需給挙動を分析する。
- 非電力部門のカーボンニュートラル(CN)実現に向けて, 再エネ電力によるCN燃料製造設備の最適導入量を評価する。
- 1年間全体を通じた最適化計算により, 再エネの短周期・長周期変動を踏まえた蓄エネルギー設備(蓄電池、蓄熱設備、圧縮水素)の最適導入量(最適出力ならびに最適貯蔵量)を評価する。

## 東京農工大学 (池上研)

- 個別検討として, 電気自動車のV2Gも含めた需要側機器によるDR効果や太陽光・風力等の分散再エネ自身の調整力提供による効果を分析できるモデルに改良し, それらの効果を定量的に明らかにする。
- 長期間で最適化を行う簡易線形モデルと, 1日の詳細な運用を模擬する混合線形計画モデルとの統合手法について検討し, 水力、揚水発電の運用や蓄電池、蓄水素等も含めた長期的な蓄エネルギー機能を考慮できる手法を構築する。

## 名古屋大学 (加藤研)

- 数100GW規模の再エネ余剰活用のために新たな創出されるCN燃料製造等の電力需要について, 再エネ出力予測誤差に対応するためにCN燃料製造等の運用において必要となる柔軟性を評価する。
- 中部エリアを対象として, 各配電エリアにおける余剰電力による水素等の製造量と産業部門等における水素等の需要量との空間的ミスマッチを評価し, 変電所容量の増強等によるミスマッチ削減効果を評価する。

## 環境省令和3年度脱炭素電源のための新システム動向調査委託業務

- 政策で示された2050カーボンニュートラルの絵姿の実現にあたり、マクロ分析では見えてこない課題を、精緻な電力需給統合分析により明らかにする。
- 2050年への過渡期である2030年以降に生じる課題を明らかにする。

### ● 特徴

#### ◆ 8760時間の電力需給解析に基づく検討

- 翌日の再エネ出力予測に基づく発電機起動停止計画
- 当日の再エネ出力誤差に対応するための各発電機の出力行計算

#### ◆ 各種柔軟性の効果を比較

- 連系線・送配電線の拡充
- 需給バランスに応じた能動的な需要の活用
- 水素等、余剰電力活用のための新たな需要の考慮
- 再エネ出力抑制、抑制出力を基準とした出力調整

#### ◆ 各種柔軟性の最適導入のあり方を提案

# 検討の進め方

- 検討0
  - ◆ 実際に即した条件等を考慮して本スライドの検討を再実施し、検討1～3で想定する各種シナリオを検討
- 検討1（検討0に対し、特に空間分布に着目して、検討を詳細化）
  - ◆ 電力・エネルギー需給に関わる本質的な制約のみを考慮して本スライドのような検討を実施し、カーボンニュートラルにおける電力需給を提示
    - 国内における再エネ由来のCN燃料等をどこで、いつ、どのように製造するかを示す。
- 検討2（検討0に対し、特に時間軸に着目して、検討を詳細化）
  - ◆ 検討0で想定するシナリオのうち、再エネ導入拡大において最も制約条件が厳しいと考えられるシナリオを中心に、日々の電力需給運用を実現するために必要・有効な調整力を算出
    - 大規模な発電機だけでなく、空間的に広く分散した多数のCN燃料等の製造設備を日々の需給運用の中で適切に制御している状況を模擬する。

## 本日の内容

- 検討0の簡易モデルで計算した各種シナリオにおける電力需給の時系列を紹介
- 再エネ発電の主力電源化に向けた電力需給運用の課題について考える

# 検討0に関する検討事項

- 簡易モデルの構築
  - ◆ 電力需要パターンを所与とし、予め想定した優先順位で発電種別（原子力、火力、太陽光、風力、その他再エネ、揚水）の出力、連系線潮流、余剰電力、カーボンニュートラル燃料の国内製造量・海外調達量などを計算
  - ◆ 電力需要、太陽光・風力発電の設備容量に関する各種シナリオについて余剰電力等を設定し、検討1および2にて主に検討するシナリオを設定
    - 燃料需要から電力需要へのシフト率、需要の高効率化
    - 各種設備容量（太陽光発電、風力発電、蓄電池、など）
- 各エリアにおける各種時系列データの構築
  - ◆ 電力需要の実績値
  - ◆ 太陽光・風力発電出力の実績値・予測値
- 各種シナリオの比較
  - ◆ 感度解析：
    - 連系線潮流制約の有無
    - EV充電需要パターン（早朝・夕方に大きい場合、正午を中心に大きい場合）

# 需給運用シミュレーションに必要な時系列データ

- 将来の電力需給解析のため、電力需要、再エネ出力に関する年間8760時間の時系列データが必要

## ＜太陽光発電(PV)＞

- ◆ 実績値:各市町村の代表1地点の衛星可視画像を利用
- ◆ 予測値:代表1地点の最近傍のMSM(GPV)の日射量データを利用

## ＜風力発電(Wind)＞

- ◆ 実績値:陸上は1MW以上のWF最近傍、洋上は導入ポテンシャルの高いエリア内のMSM(GPV)の風速データのうち、初期時刻が直近のデータの最初の3時間分を利用
- ◆ 予測値:陸上と同じMSM(GPV)風速データのうち、初期時刻午前9時のデータの翌日24時間分を利用

## ＜電力需要＞ (実績値のみ)

- 各電力エリアにおける電力需給実績、都道府県別エネルギー消費統計等を利用
- 部門別・業種別に燃料需要の電カシフト率を想定し、将来電力需要を想定

## 使用データ: 太陽光発電

- 全国の各市町村について、代表1地点(役場等)を選定
- 代表1地点における衛星可視画像に基づき、日射量の実績値を推定  
(詳細:太陽放射コンソーシアムHP)
- 代表1地点最近傍のGPV(MSM)の日射量予測値に基づき、日射量実績値・地上湿度との重回帰分析によって補正
- 各自治体の2016年認定容量に基づき、2016年度の電力エリア別の合計出力(実績値, 予測値)を計算
- 将来の想定導入容量/2016年認定容量比を乗じて、将来の各電力エリアにおける合計出力(実績値, 予測値)を計算
- 予測値の信頼区間:
  - ◆ 季節別(4区分)・予測値の大きさ別(3区分)に、時刻別の予測誤差(正負それぞれ)を集計
    - 季節区分:3~5月, 6~8月, 9~11月, 12~2月
    - 大きさ区分:晴天指数0.4未満, 0.4~0.8, 0.8以上
  - ◆ 正の予測誤差(予測値>実績値)の $2\sigma$ 相当値:信頼区間の下限値
  - ◆ 負の予測誤差(予測値<実績値)の $2\sigma$ 相当値:信頼区間の上限値

## 使用データ: 陸上風力発電

- 全国150ヶ所(図の星印)における風力発電の位置(緯度・経度), ハブ高さ $H_i$ , 定格容量 $C_i$ , 発電機台数 $N_i$ 
  - ◆ 2016年時点で出力1 MW以上のウィンドファームについて, 各風力発電事業者による公表データ等に基づき収集
  - ◆  $H_i$ が不明な場合は一律66 mに設定
  - ◆ 衛星画像に基づき, 導入地点を海上, 海岸線, 島嶼, 沿岸部, 山岳・稜線, その他の6種類に分類
- 導入地点と同じ分類に属する最近傍のメソ数値気象予報(GPV(MSM))の地上風速
  - ◆ 実績値: 初期時刻が直近のデータの最初の3時間
  - ◆ 予測値: 初期時刻午前9時のデータの翌日24時間
  - ◆ 信頼区間の大きさ区分(3区分):  
出力予測値0.1 pu未満, 0.1~0.4 pu, 0.4 pu以上



# 使用データ: 洋上風力発電

- 全国110ヶ所(図の旗印)における風力発電の位置(緯度・経度), ハブ高さ $H_i$ 
  - ◆ 環境省による導入ポテンシャル推計に基づき選出
  - ◆ 位置はGPV(MSM)の格子点と同じ
  - ◆ ハブ高さ $H_i$ は一律140 mに設定
  - ◆ 各GPVデータ地点における定格出力は, 各エリアにおける導入量÷地点数と想定
- 各導入地点におけるGPV(MSM)の地上風速
  - ◆ 実績値: 初期時刻が直近のデータの最初の3時間
  - ◆ 予測値: 初期時刻午前9時のデータの翌日24時間
  - ◆ 信頼区間の大きさ区分(3区分):  
出力予測値0.4 pu未満, 0.4~0.8 pu, 0.8以上.



# Wind出力の計算方法

- 地上10mの風速 $v_i^G$ をハブ高さ $v_i^H$ の風速に変換

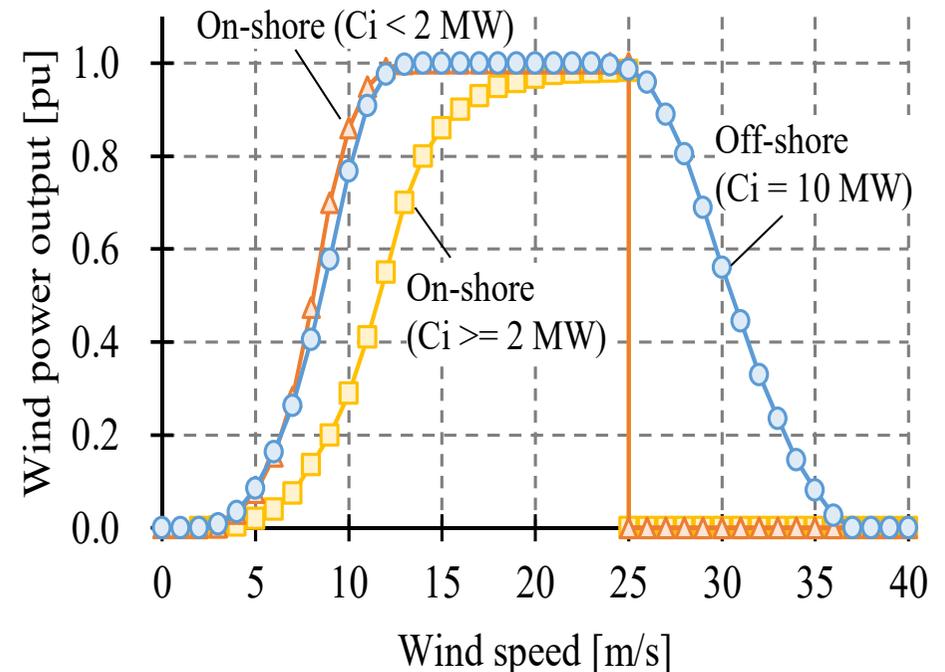
$$v_i^H = v_i^G \left( \frac{H}{10} \right)^{1/n_i} \quad \left[ n_i \text{ 海上:10.0, 海岸線:8.3, 島嶼:7.1, 沿岸部:6.25, 山岳・稜線:5.0, その他:3.3} \right]$$

- パワーカーブを用いて単位設備容量あたりの出力 $P_i$ を計算
- 設備容量 $C_i$ を考慮し、次式によってエリア合計出力を計算

$$P_A^{On} = \alpha_A \frac{C_A^{On}}{\sum_i C_i} \sum_{i=1}^{m_A^{On}} C_i P_i$$

$$P_A^{Off} = \frac{C_A^{Off}}{m_A^{Off}} \sum_{i=1}^{m_A^{Off}} P_i$$

$\alpha_A$ : 電力会社の公表値に対する補正係数  
(データ収集は1MW以上のみ, 保守点検などを考慮)

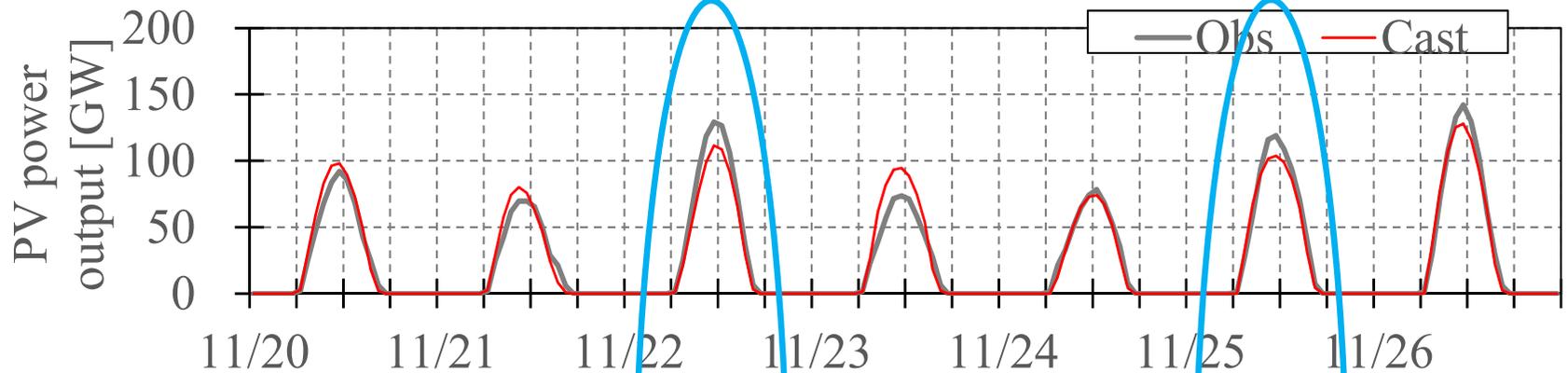


## 将来導入容量の想定

	PV [GW]	Onshore Wind [GW]	Offshore Wind [GW]
Hokkaido	17.4	3.9	5
Tohoku	37.6	10.5	17.6
Tokyo	75.8	1.5	17.3
Chubu	44.6	2.8	11.7
Hokuriku	10.1	1.8	0
Kansai	38.3	4.8	0
Chugoku	23.5	3.1	0
Shikoku	12.5	1.6	1.2
Kyushu	34.9	8.1	9.3
East	130.8	15.9	39.9
West	164.0	21.9	22.2
All	294.8	37.8	62.1

# 時系列データの例 (11月20日～26日)

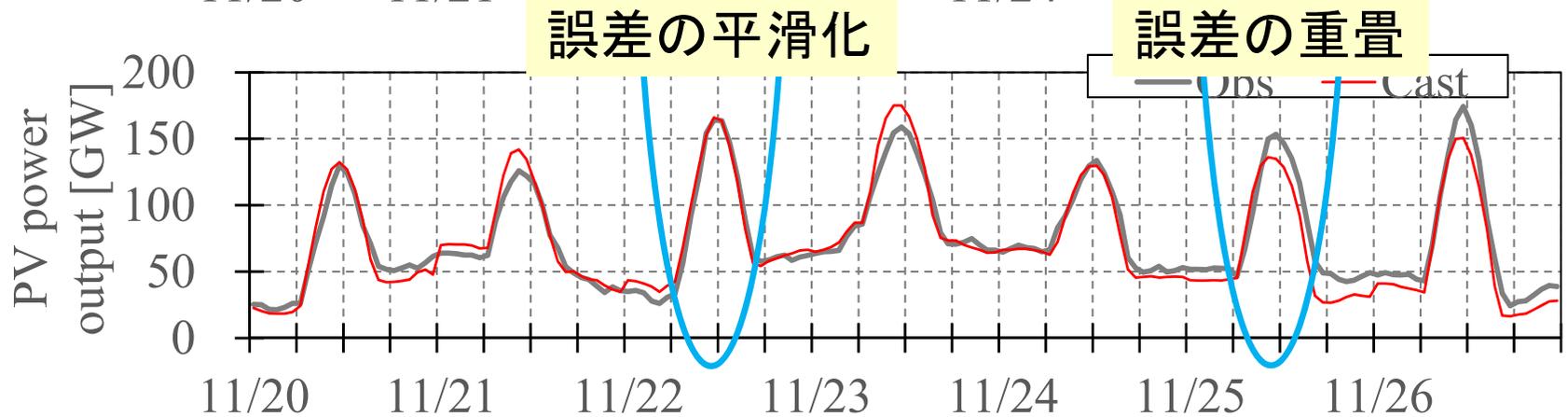
PV



Wind



PV + Wind



# 電力需要時系列データの構築手順

## 1. 参照データの準備(基準年は2016年度) >

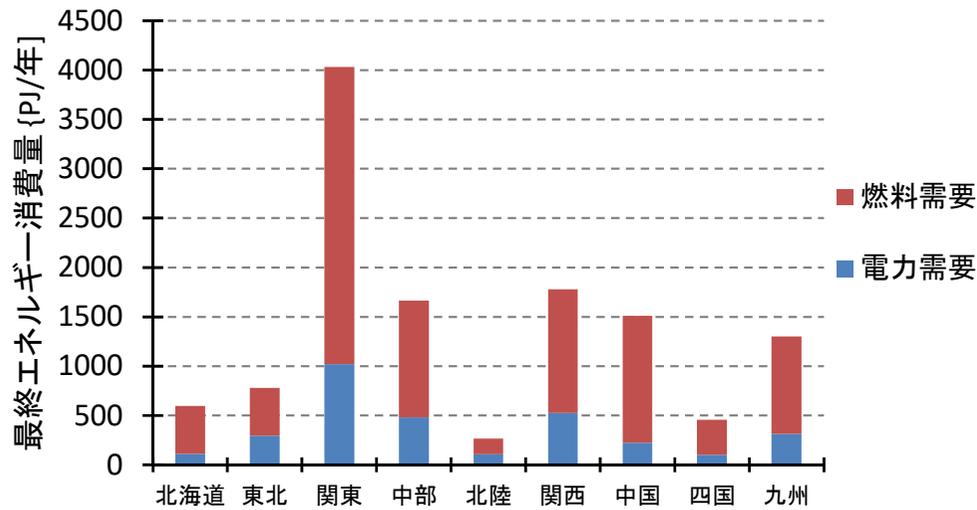
- 各電力エリアにおける電力需給実績
- エネルギー・経済統計要覧エネルギーバランス簡約表(統計A)
- 都道府県別エネルギー消費統計(統計B)
- 都道府県別・車種別自動車保有台数(軽自動車含む) など

## 2. 各電力エリアにおける基準年の部門別電力・燃料需要の想定

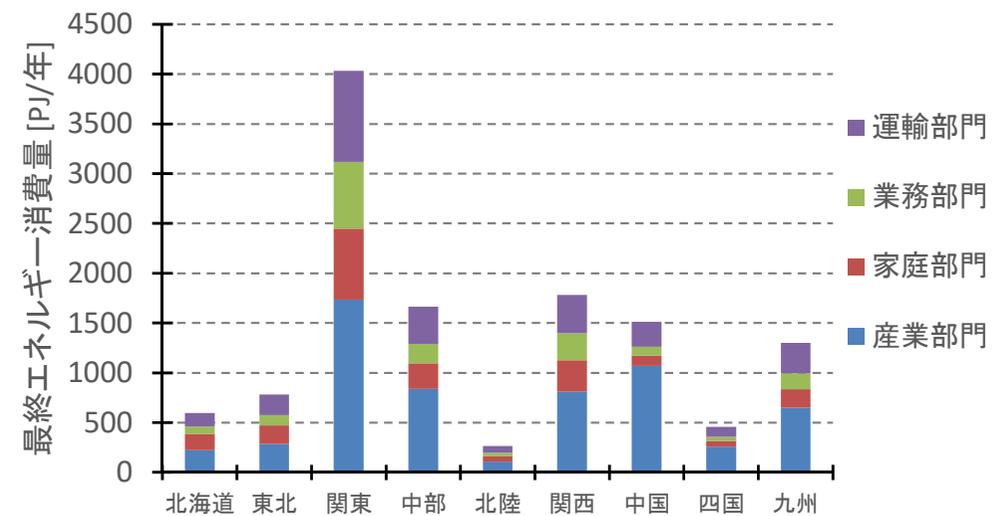
- ◆ 産業・業務部門の運輸燃料消費量を計算(統計Aの運輸エネ消費量と統計Bの家庭乗用車との差分を案分, 農林水産鉱建設業のエネ消費は全て運輸と想定)
- ◆ 全国の部門別・電力／燃料別のエネ消費量を計算(統計Bでは産業部門, 業務部門に含まれる運輸燃料消費量を運輸部門として分離)
- ◆ 統計Bの製造業種別の電力／燃料別エネ消費量に基づき, 全国の部門別・電力／燃料別のエネ消費量を各電力エリアに案分(運輸エネの分離, 統計誤差の補正)
- ◆ 電力需要実績－製造業電力需要により, 民生部門電力需要パターンを計算(エネ多消費産業の電力需要は年間を通じて一定, その他は代表的な時間パターン, 休日を考慮)

# 各電力エリアにおける現状の最終エネルギー消費量

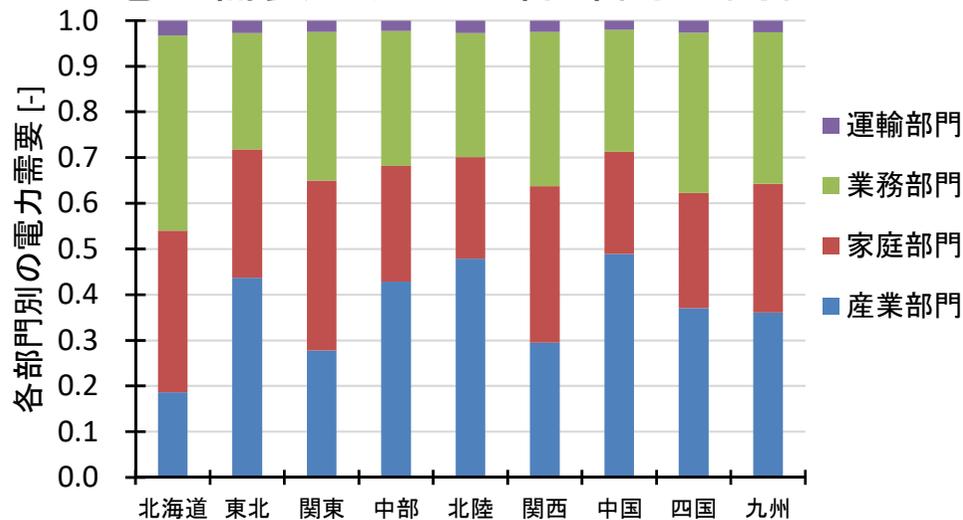
## 電力・燃料需要の内訳



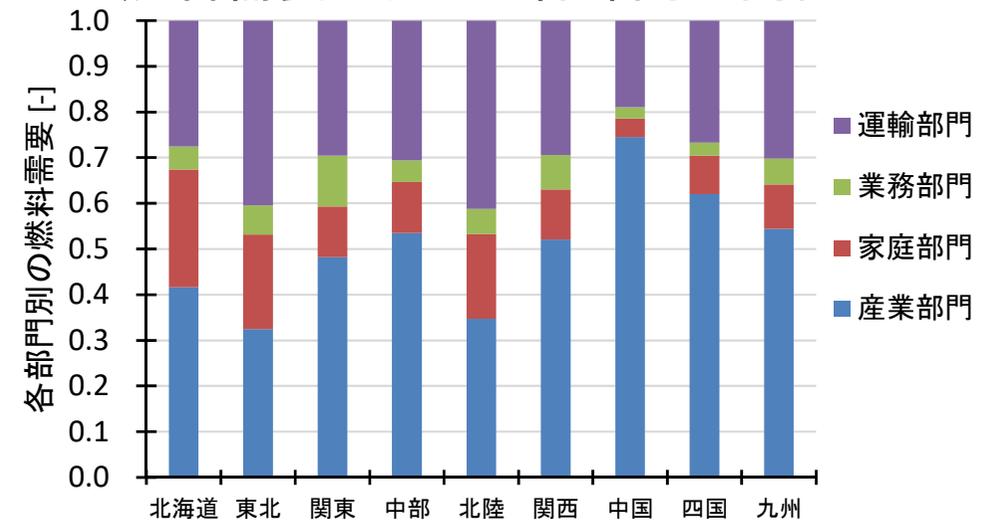
## 各部門の消費量



## 電力需要における各部門の割合

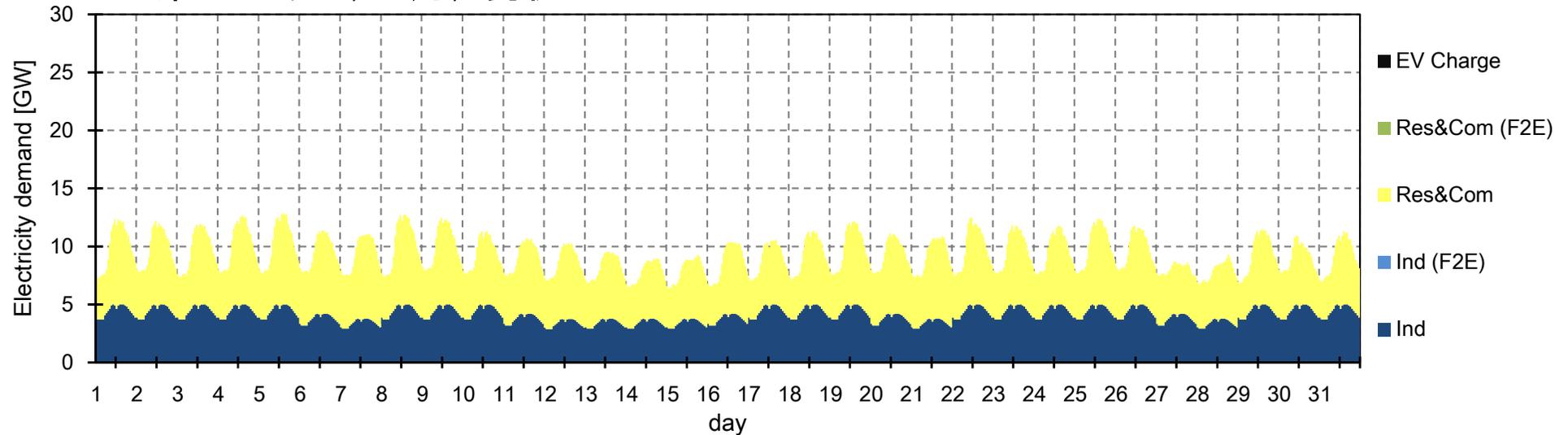


## 燃料需要における各部門の割合

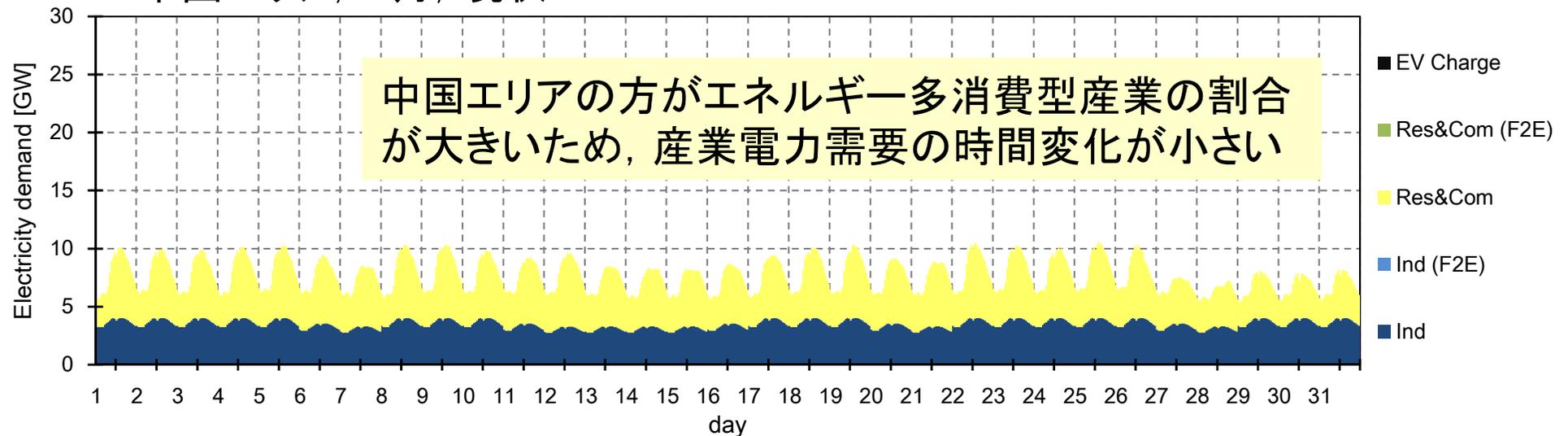


# 現状の電力需要の例

## 東北エリア, 8月, 現状



## 中国エリア, 8月, 現状



# 電力需要時系列データの構築手順 (つづき)

## 3. 将来需要に関する想定

- 最終エネルギー消費: 8~9.5 EJ
  - ◆ 各部門における燃料需要の電力シフト, 効率向上を考慮

### <民生部門>

- 燃料需要から電力需要へのシフト率: 100%
- エネルギー利用効率30%向上

など

### <産業部門>

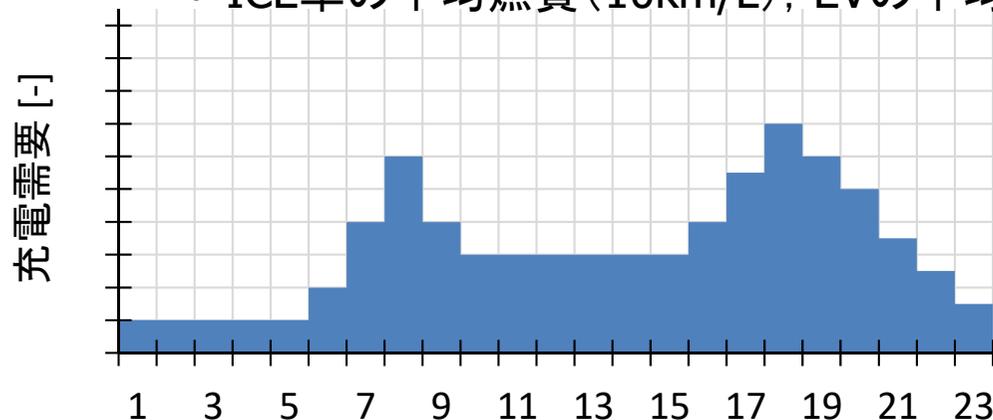
- 業種別の燃料需要から電力需要シフト率: 10%, 40%または60%
- エネルギー利用効率20%向上 × 電化に伴う効率向上10%

など

### <運輸部門>

- 燃料需要から電力需要へのシフト率: 30%, 50%または80%
- ICE車の平均燃費(10km/L), EVの平均電費(6km/kWh)

など



- 検討0では毎日同じ充電需要が発生と想定
- 検討1および2では需給バランスに応じて充電需要が変化する(調整力として活用)と想定

# 産業部門の電化の可能性

Source Mckinsey & Company: "Plugging in: What electrification can do for industry" (2020)

		Examples of processes	Technology status
Other (potential not assessed <sup>1</sup> )	19		
Very-high-temperature heat ( $>1,000^{\circ}\text{C}$ )	32	Melting in glass furnace, reheating of slab in hot strip mill, and calcination of limestone for cement production	Research or pilot phase
High-temperature heat ( $400\text{--}1,000^{\circ}\text{C}$ )	16	Steam reforming and cracking in the petrochemical industry	Available today
Medium-temperature heat ( $100\text{--}400^{\circ}\text{C}$ )	18	Drying, evaporation, distillation, and activation	Available today
Low-temperature heat ( $\leq 100^{\circ}\text{C}$ )	15	Washing, rinsing, and food preparation	Available today

# 製造業の業種別電力シフト率の想定

業 種	Case-X1	Case-X2	Case-X3
全体平均(エネルギー消費量加重)	10%	40%	60%
食品飲料製造業	30%	80%	90%
繊維工業	30%	80%	90%
木製品・家具他工業	30%	80%	90%
パルプ・紙・紙加工品製造業	5%	30%	50%
印刷・同関連業	30%	80%	90%
化学工業(含 石油石炭製品)	5%	30%	50%
プラスチック・ゴム・皮革製品製造業	30%	80%	90%
窯業・土石製品製造業	5%	20%	30%
鉄鋼・非鉄・金属製品製造業	5%	30%	60%
機械製造業	30%	80%	90%
その他製造業	30%	80%	90%

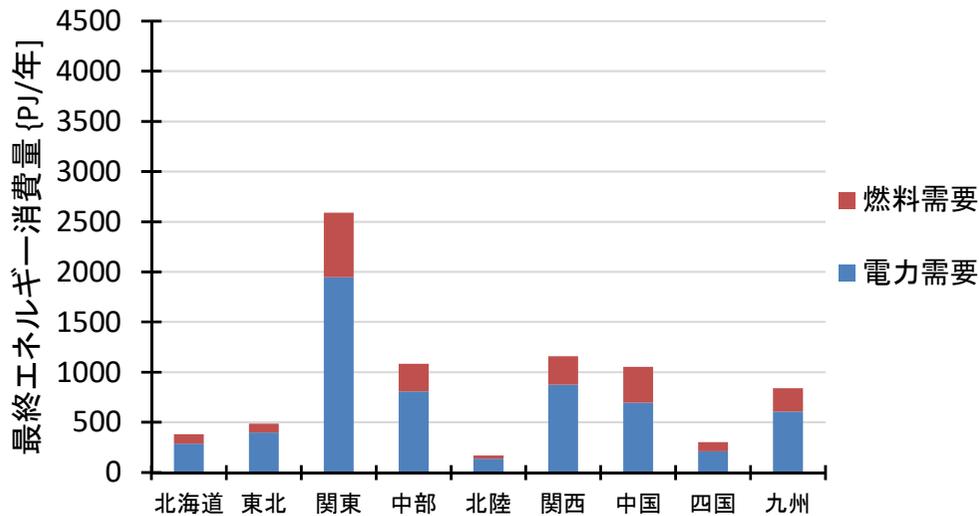
- 電力シフト率は、関連するレポート等を考慮して任意に設定
- エネルギー多消費産業の電力シフト率は小さめの想定



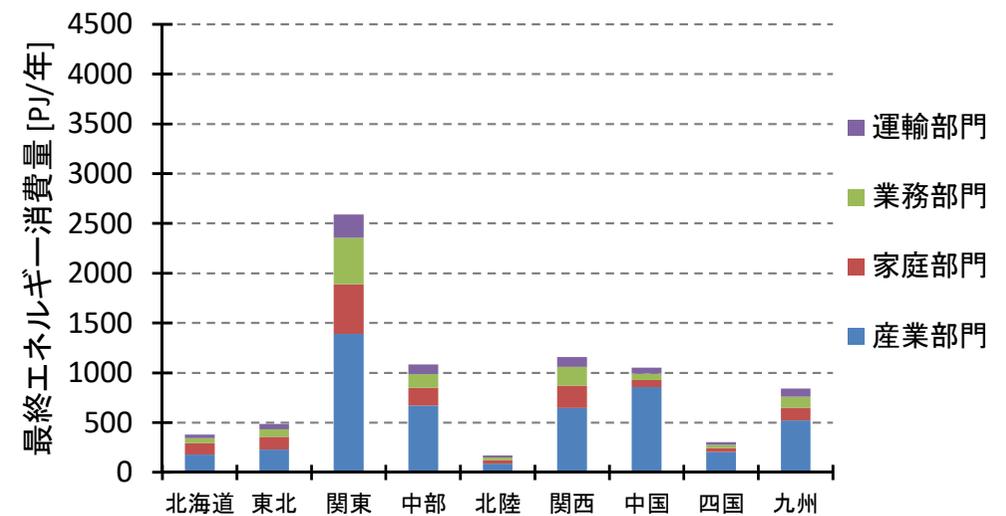
# 各電力エリアにおける**将来の最終エネルギー消費量**

(Case-X3 燃料の電化率: 民生100%, 産業80%, 運輸80%)

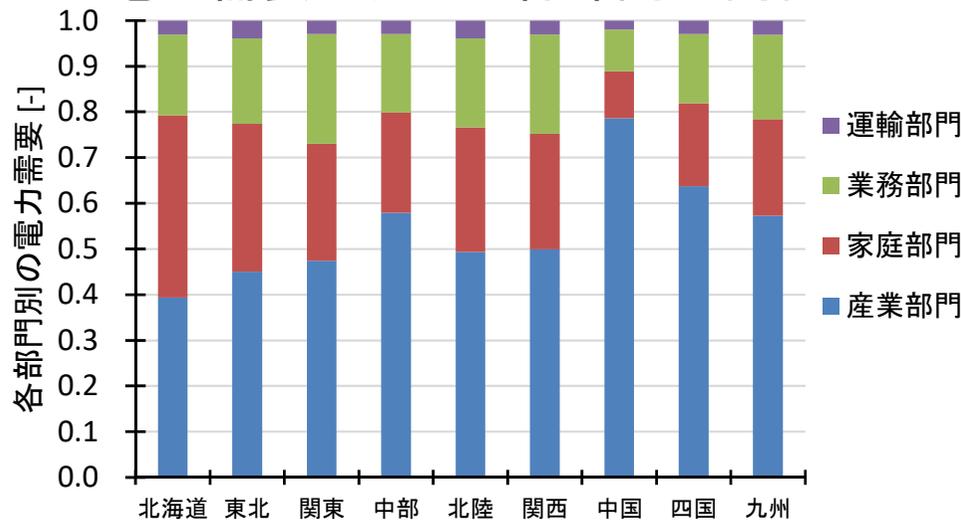
## 電力・燃料需要の内訳



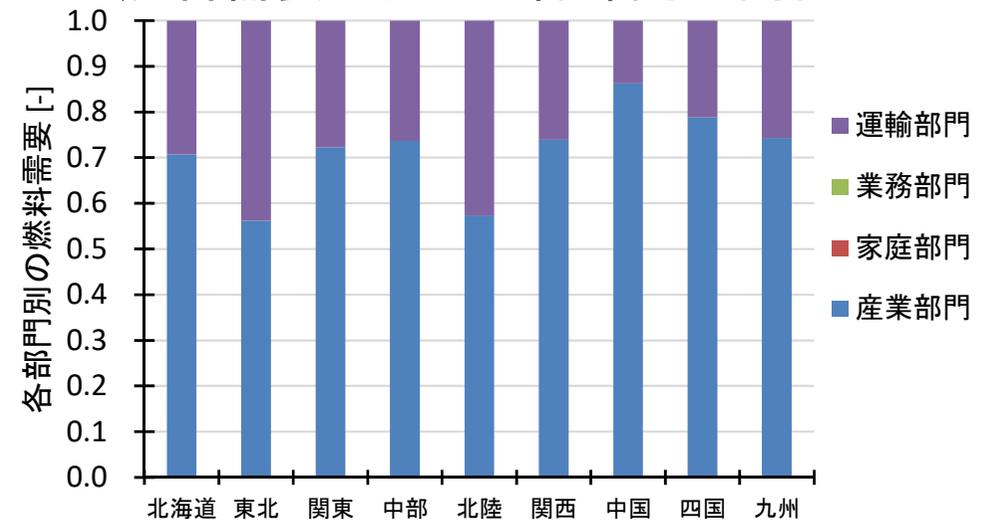
## 各部門の消費量



## 電力需要における各部門の割合

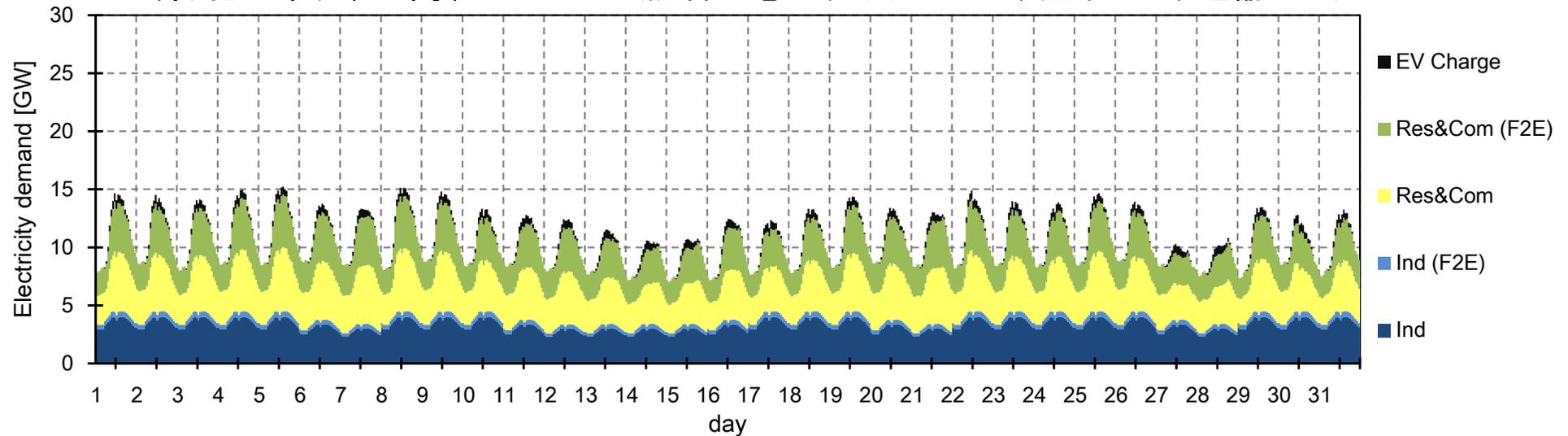


## 燃料需要における各部門の割合

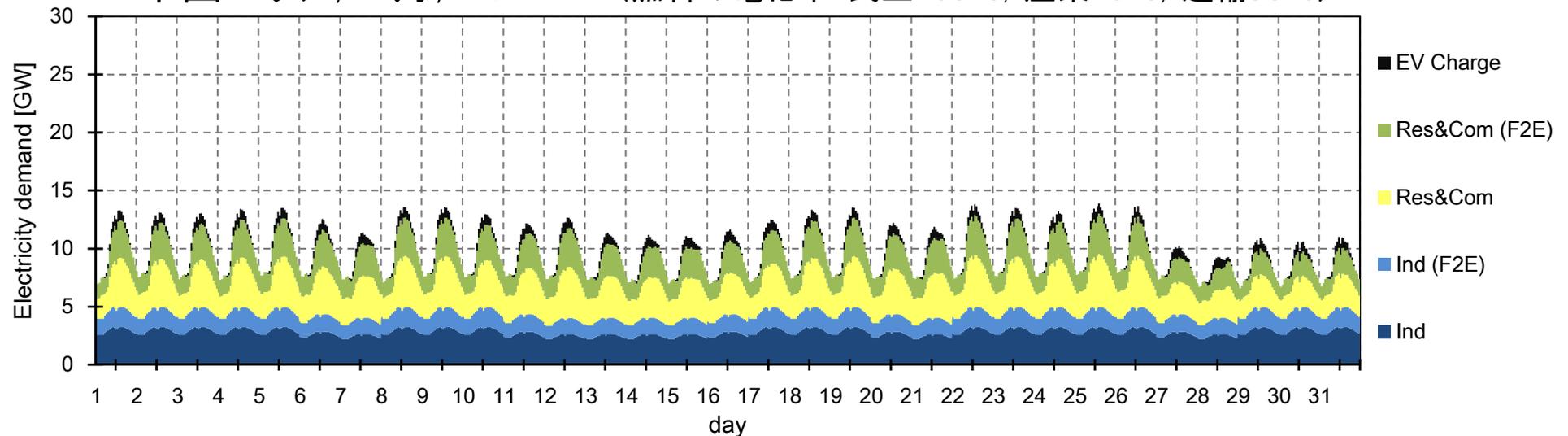


# 将来の電力需要の例

東北エリア, 8月, Case-X1 (燃料の電化率: 民生100%, 産業10%, 運輸30%)

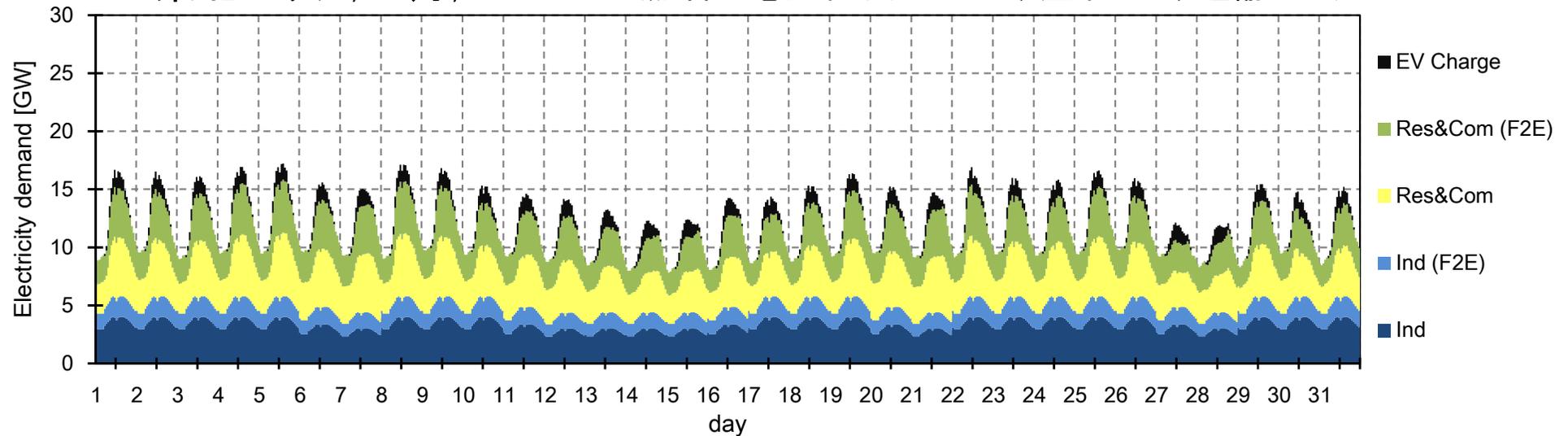


中国エリア, 8月, Case-X1 (燃料の電化率: 民生100%, 産業10%, 運輸30%)

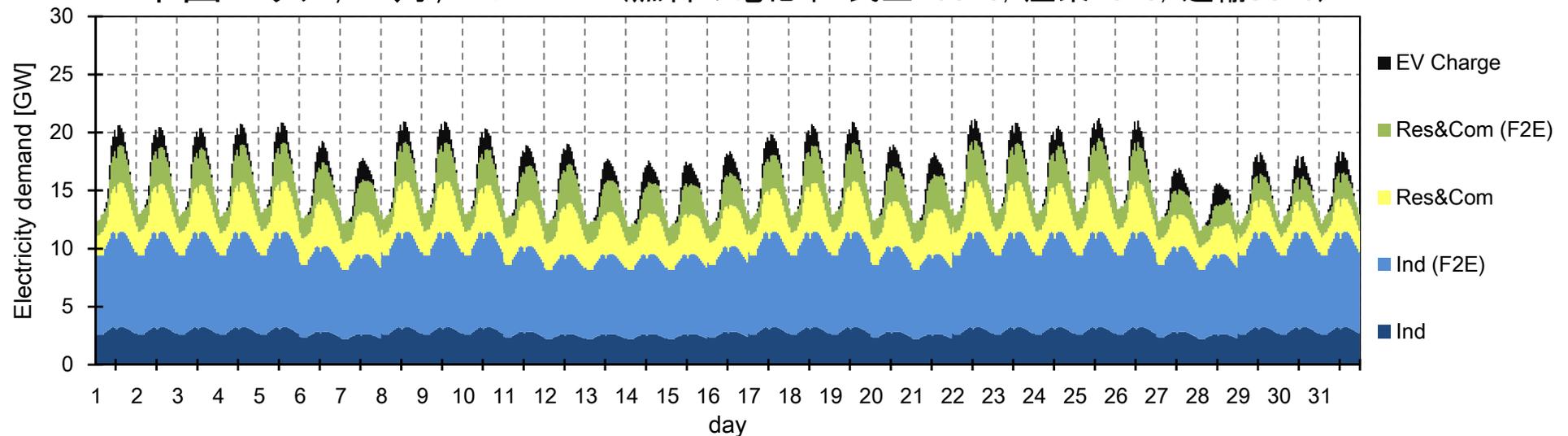


# 将来の電力需要の例

東北エリア, 8月, Case-X2 (燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%)

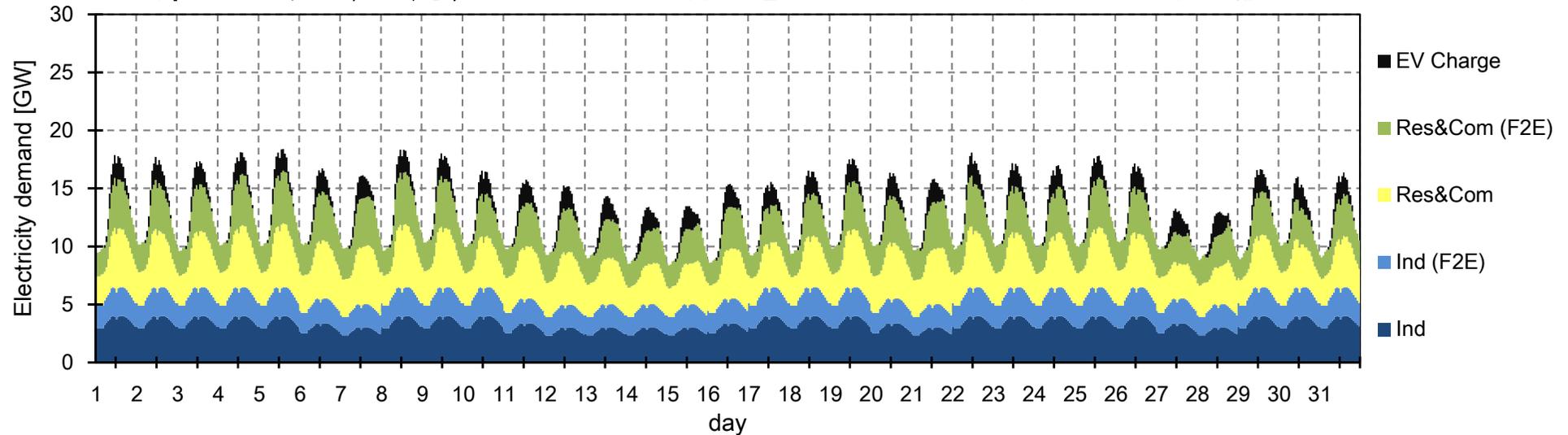


中国エリア, 8月, Case-X2 (燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%)

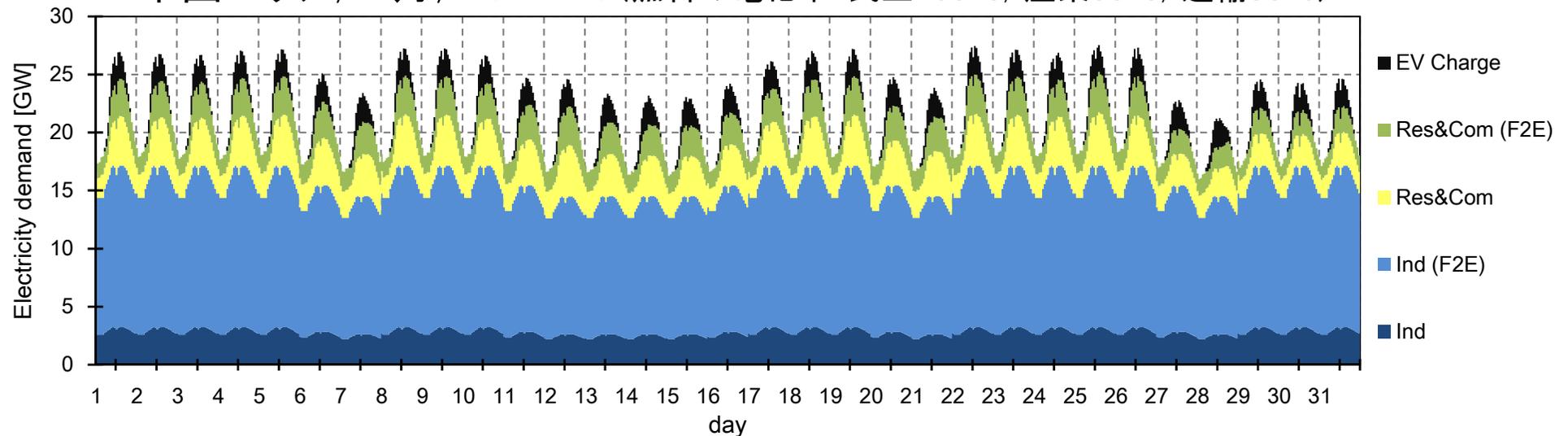


# 将来の電力需要の例

東北エリア, 8月, Case-X3 (燃料の電化率: 民生100%, 産業60%, 運輸80%)



中国エリア, 8月, Case-X3 (燃料の電化率: 民生100%, 産業60%, 運輸80%)



# 想定した電力・燃料需要のまとめ

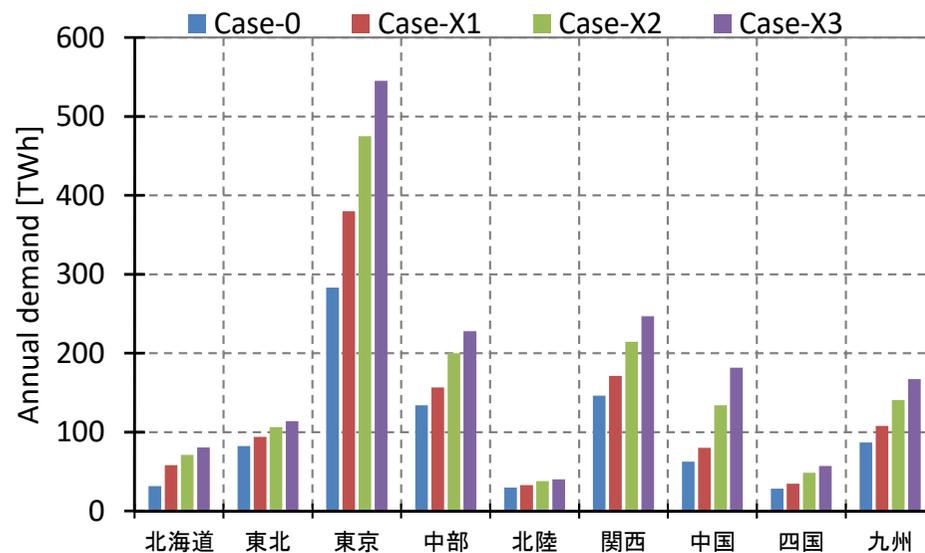
## 9エリア合計

	最終エネ	年間電力需要	最大電力需要
Case-X1	9380 PJ,	1100 TWh,	155 GW
Case-X2	8620 PJ,	1440 TWh,	200 GW
Case-X3	8100 PJ,	1660 TWh,	246 GW

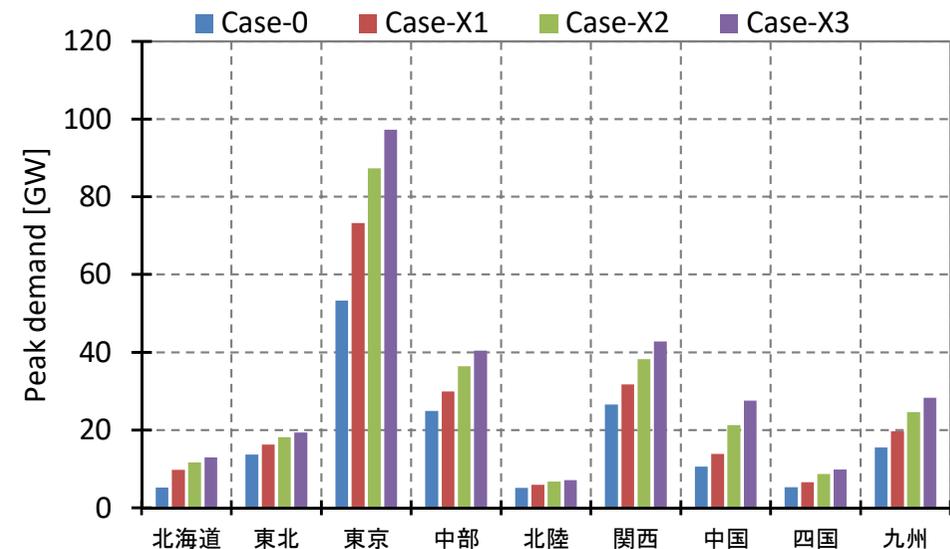
### 備考

- 産業, 業務, 家庭, 運輸の各部門の燃料需要の電力シフトは含まれる
- 余剰電力による水素製造の電力需要は含まれない

## 各エリアにおける年間電力需要



## 各エリアにおける最大電力需要





## 発電設備容量の想定

発電設備 [GW]	9エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
太陽光	294.8	17.4	37.6	75.8	44.6	10.1	38.3	23.5	12.5	34.9
陸上風力	37.3	3.9	10.5	1.5	2.8	1.6	4.8	3.1	1.6	8.1
洋上風力	62.1	5.0	17.6	17.3	11.7	0	0	0	1.2	9.3
地熱	11.4	1.0	6.7	1.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3
原子力	25.4	1.5	5.5	7.1	2.5	1.7	2.4	1.4	0.9	2.3
揚水	28.1	1.0	0.46	12.1	4.2	0.22	5.6	2.1	0.69	2.4
蓄電池	21.9	1.3	2.8	5.6	3.3	0.75	2.8	1.7	0.92	2.6

太陽光： 環境省R01ゾーニング調査(ポテンシャル(レベル3))

陸上風力：JWPAビジョンV4.2

洋上風力：JWPAビジョンV4.2と100GWの差分を各エリアに比例的に導入

ただし、連系線制約を考慮して北海道は5GW、ポテンシャルが小さい北陸、関西、中国はゼロと想定

地熱： 将来シナリオ2

原子力： 60年寿命相当

揚水： 現状相当

蓄電池： 揚水との合計容量が50GWになるように、PV容量比例で各エリアの導入容量を想定

## 本研究で想定する主な前提条件

- 再エネ(水力以外):  
PV:200~300 GW, 風力:75~100 GW, 地熱:11 GW
- 原子力:25 GW
  - ◆ 60年寿命における2050年の設備容量に相当
- 余剰電力による水素等の製造を考慮
  - ◆ 余剰電力を全て利用
  - ◆ 感度解析として, 再エネ出力抑制の増加に伴う水素製造設備の稼働率向上を考慮(製造量としては減少)
- CCS・DAC+CO<sub>2</sub>貯留は考慮しない  
＜理由＞
  - ◆ 国内のCO<sub>2</sub>地中貯留容量は限定的
  - ◆ 海外依存という意味では、CO<sub>2</sub>海外貯留はCO<sub>2</sub>分離済のカーボンニュートラル燃料(以下、CN燃料(実質的にはH<sub>2</sub>またはNH<sub>3</sub>))の輸入と本質的に同じ

# 検討0における計算方法

(エクセルを用いた簡易計算)

## □ シフト分の電力需要パターンの想定

## □ 各発電機の電力供給パターンの想定

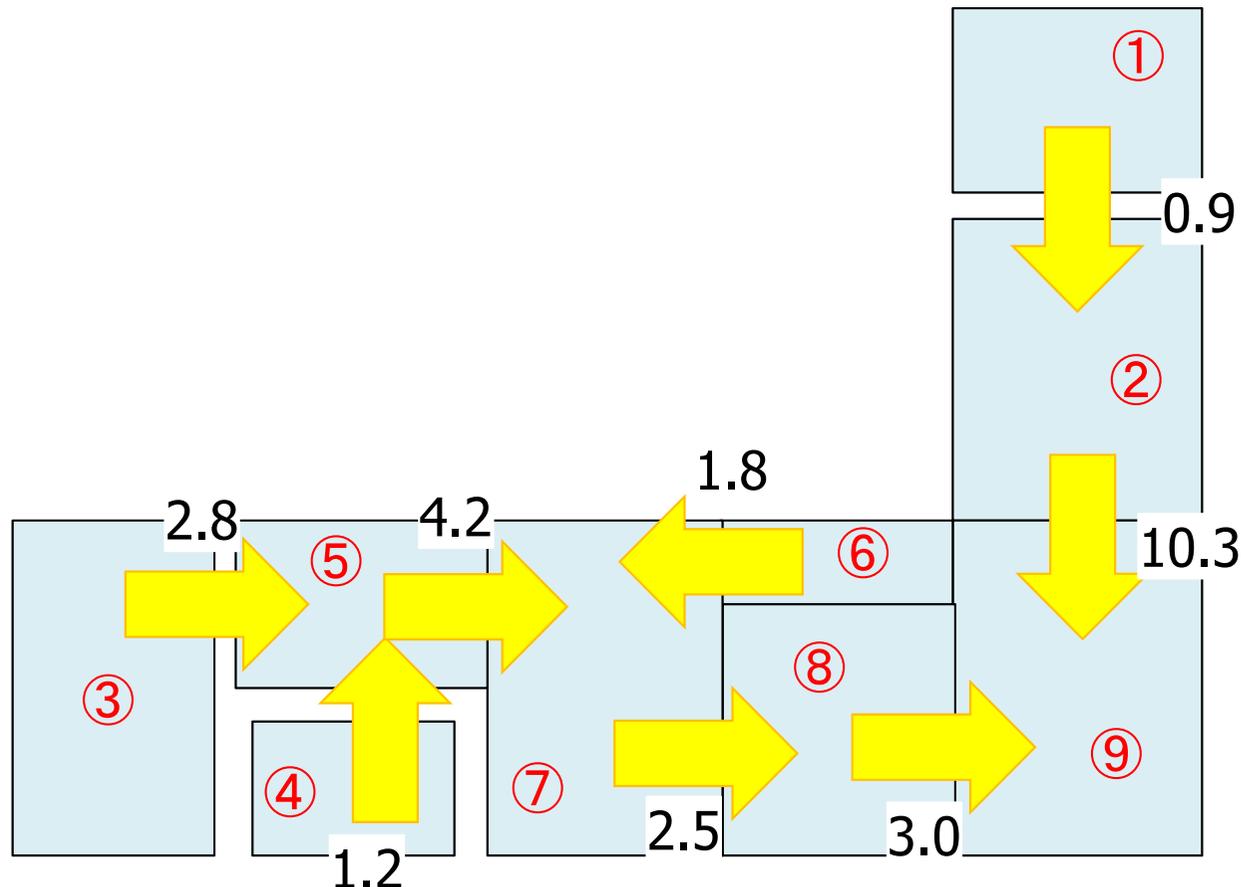
- ✓ PV・Wind以外の再エネ発電, 原子力(以下ベース電源)は, 原則, 設備容量の80%で年間を通じて一定
- ✓ 需給調整力として火力発電の出力は電力需要の20%以上(需要の2%の調整力を設備容量の5%で対応する発電機の最低出力50%に対応)
- ✓ 電力需要 - (ベース電源出力 + PV・Wind出力 + 連系線潮流(流入) + 火力最低出力) が  
負の場合(不足): 揚水(発電)増 → 火力出力増  
正の場合(余剰): 揚水(揚水)増 → 連系線潮流(流出)増 → 太陽光出力抑制 → 風力出力抑制  
余剰が解消されない場合, 太陽光・風力発電の余剰電力によってCN燃料(水素等)が製造と想定
- ✓ 揚水の週間運用等は考慮しない
  - ✓ 揚水設備容量に対して再エネ設備容量が大きいため, 晴天 + 強風が続く場合はフル充電が継続
- ✓ 送配電線, 変電所の容量制約は考慮しない

## □ 燃料(CN燃料等)備蓄量の計算における想定:

- ✓ 消費量 = 発電用 + 自動車用 + 産業用
- ✓ 発電用 = 発電電力量 ÷ 発電効率(40%)、自動車用 = (輸送用燃料 - EV電力需要) ÷ 52週、産業用 = (産業用燃料 - 電化需要) ÷ 52週
- ✓ 輸入量は1週間単位(REからの供給分を差し引いた値)
- ✓ RE電力からの製造量は1時間単位、余剰電力は全てCN燃料等の製造に利用
- ✓ RE電力からの製造効率: 60%
- ✓ 備蓄容量 = 年間の最大値 - 最小値

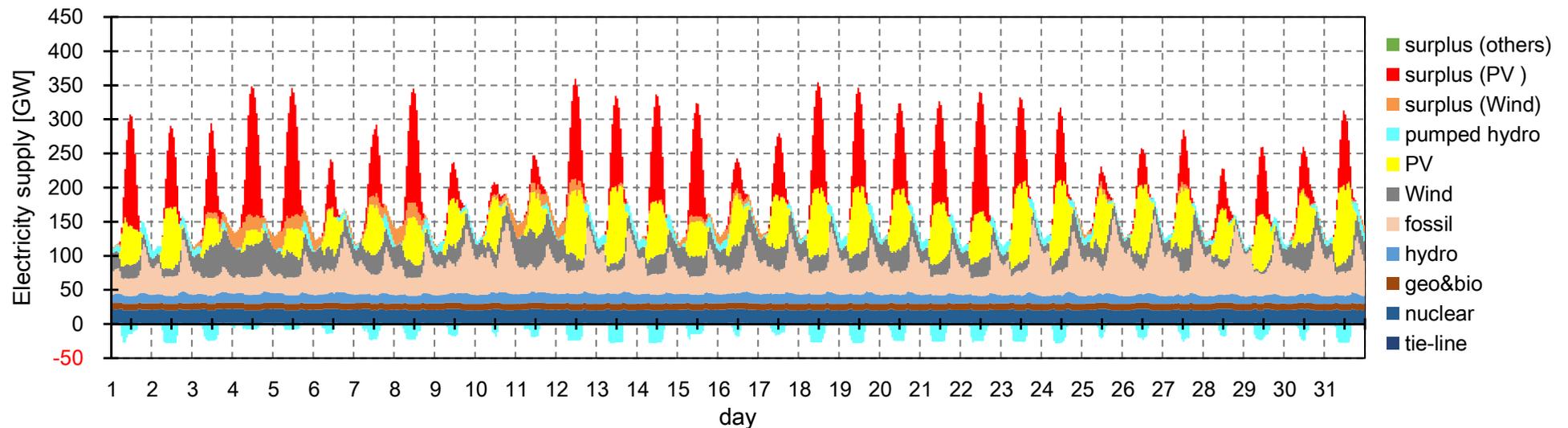
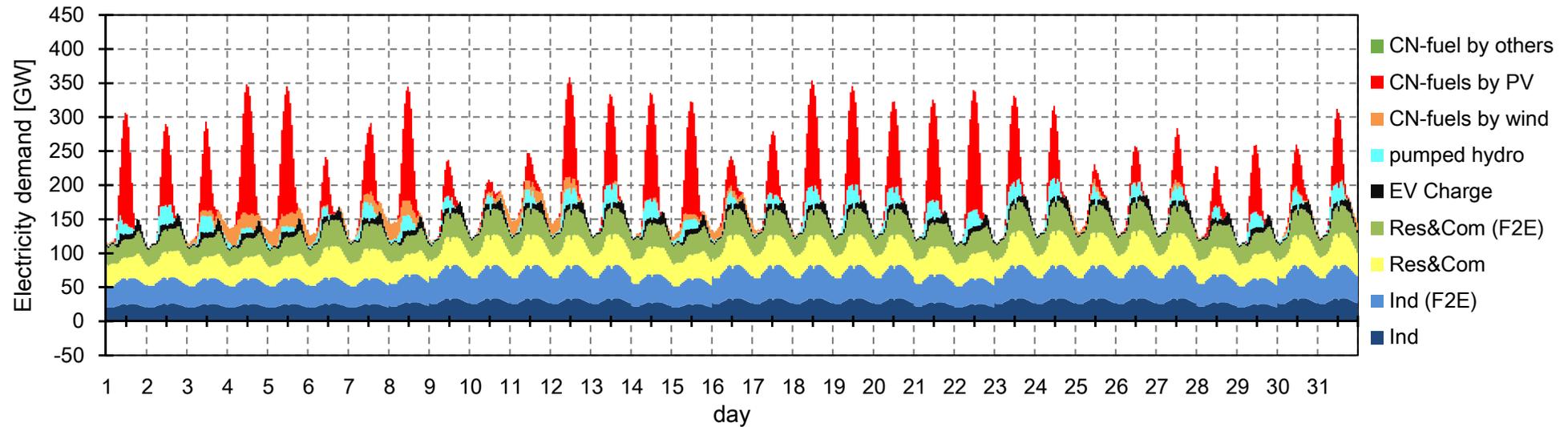
## 連系線潮流制約

- 簡易計算につき, 下図に示す一方向の制約のみ考慮(単位はGW)
- 下記の番号順にエリアの電力需給を計算し, 流出潮流を次のエリアの流入として設定



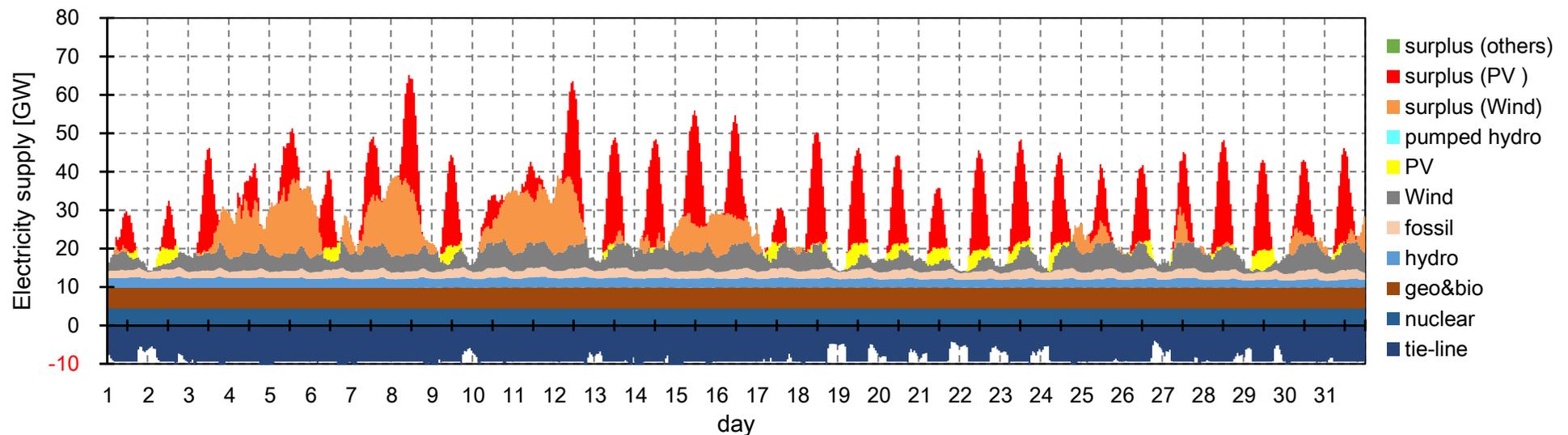
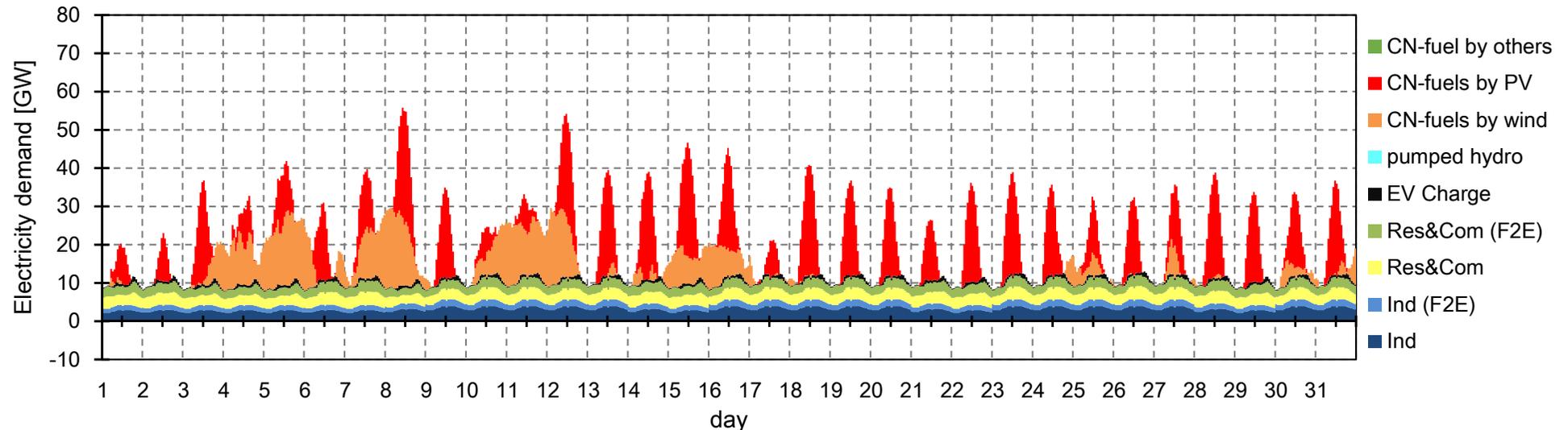
# 9エリア合計の電力需給 (Case-B2, 5月)

(燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%, PV: 300 GW, Wind: 100 GW)



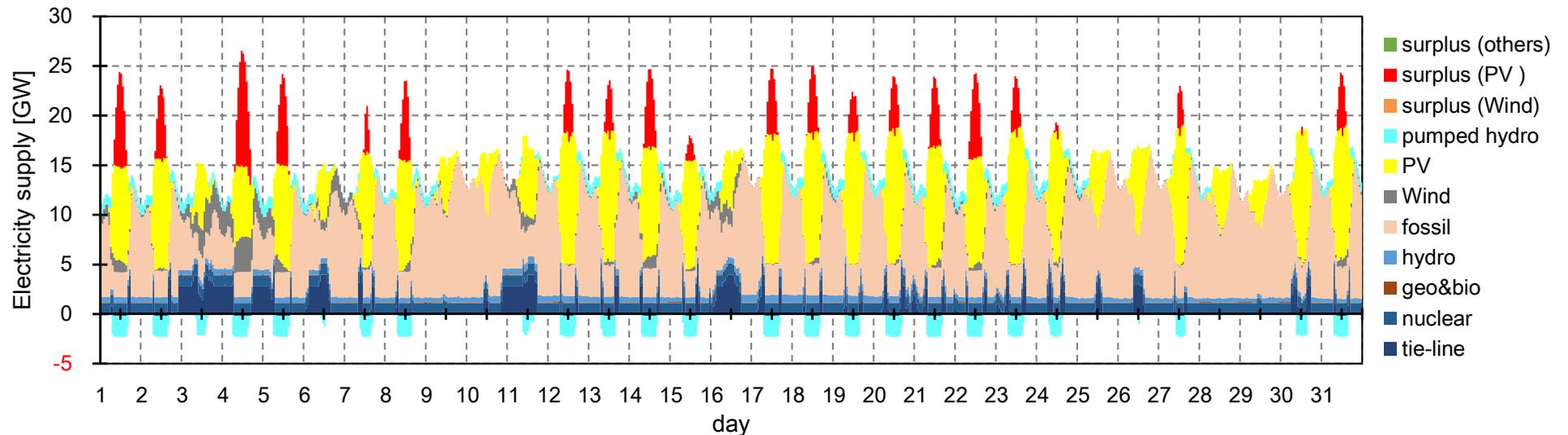
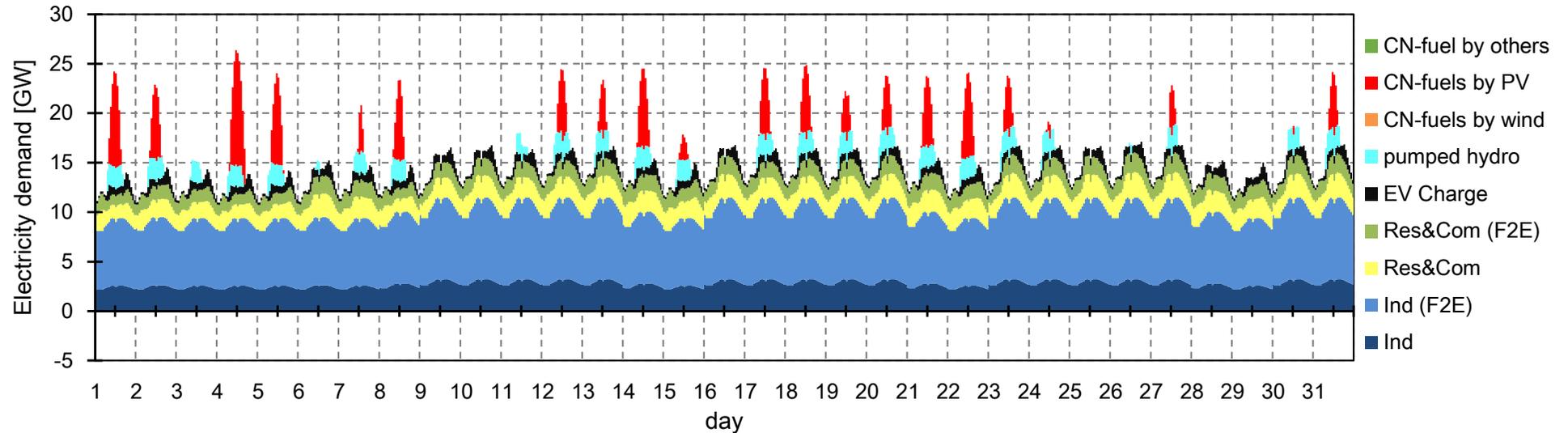
# 東北エリア合計の電力需給 (Case-B2, 5月)

(燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%, PV: 300 GW, Wind: 100 GW)



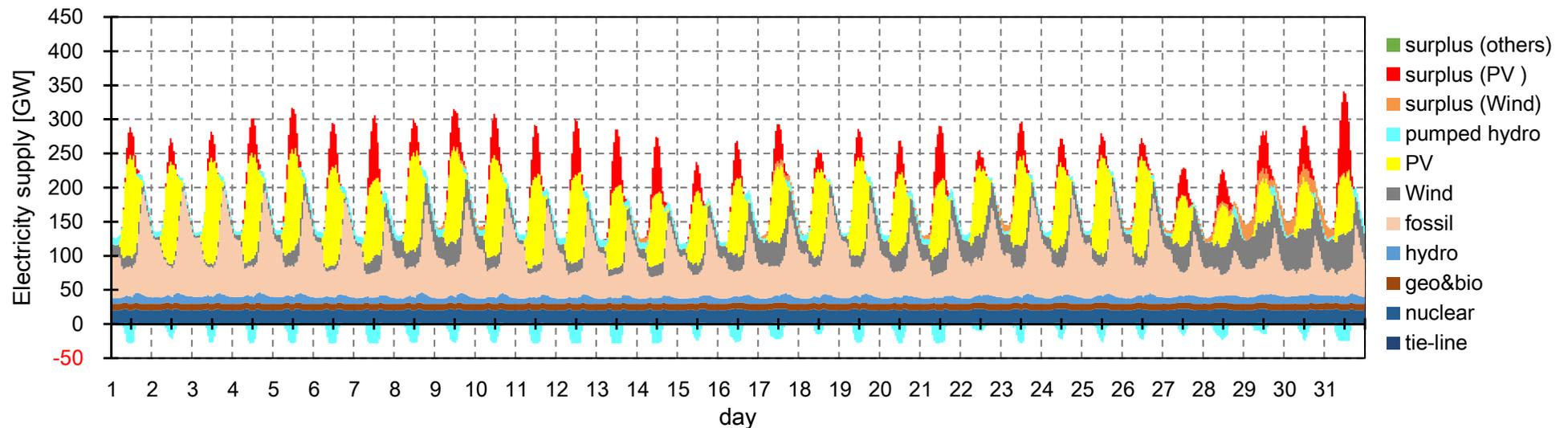
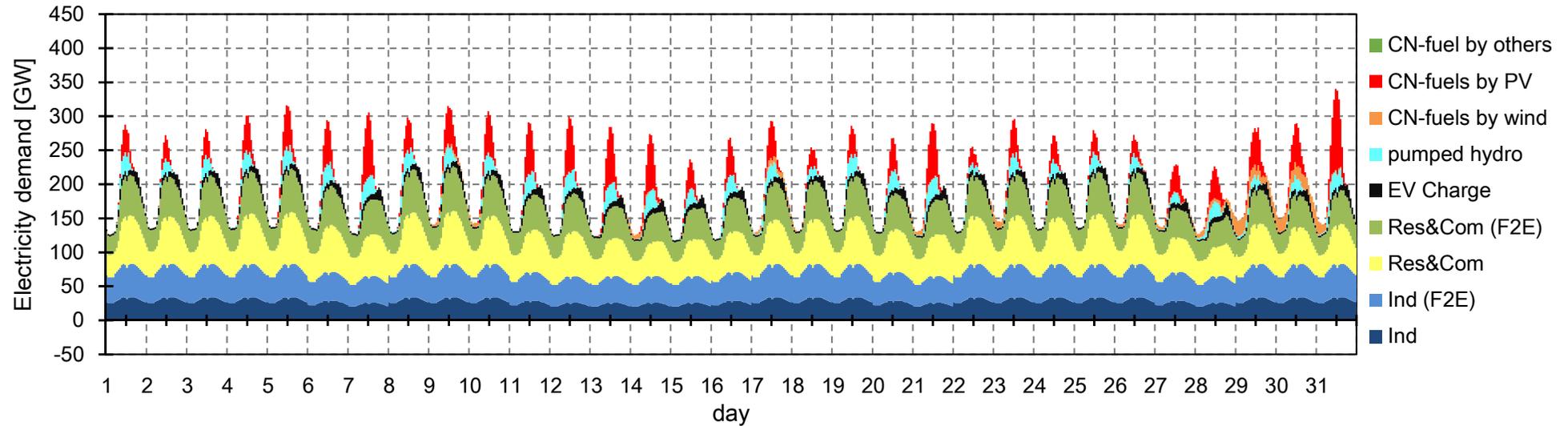
# 中国エリア合計の電力需給 (Case-B2, 5月)

(燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%, PV: 300 GW, Wind: 100 GW)



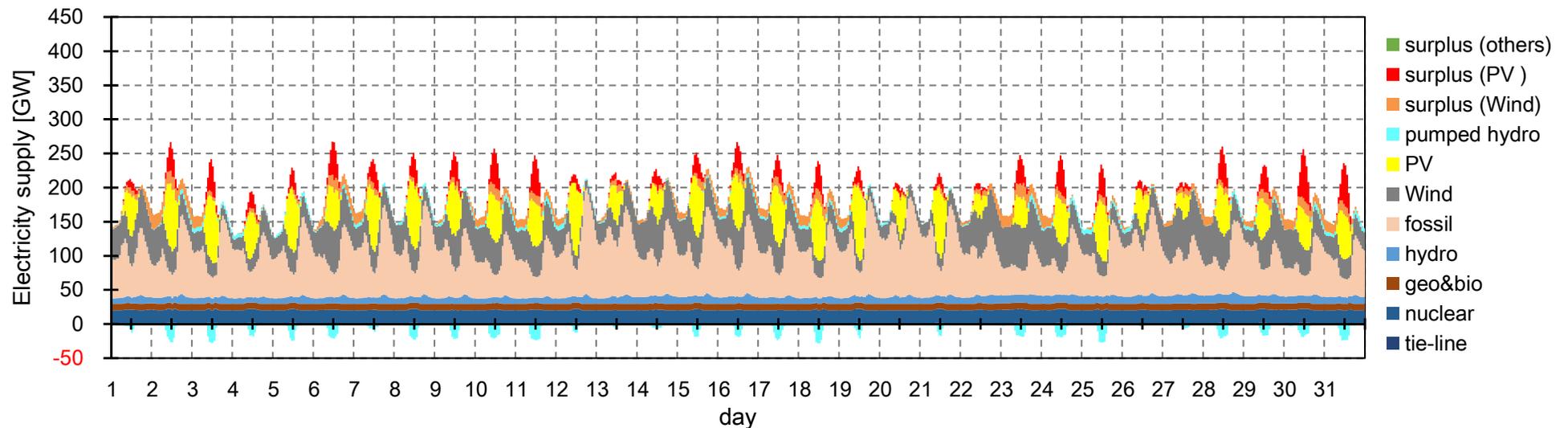
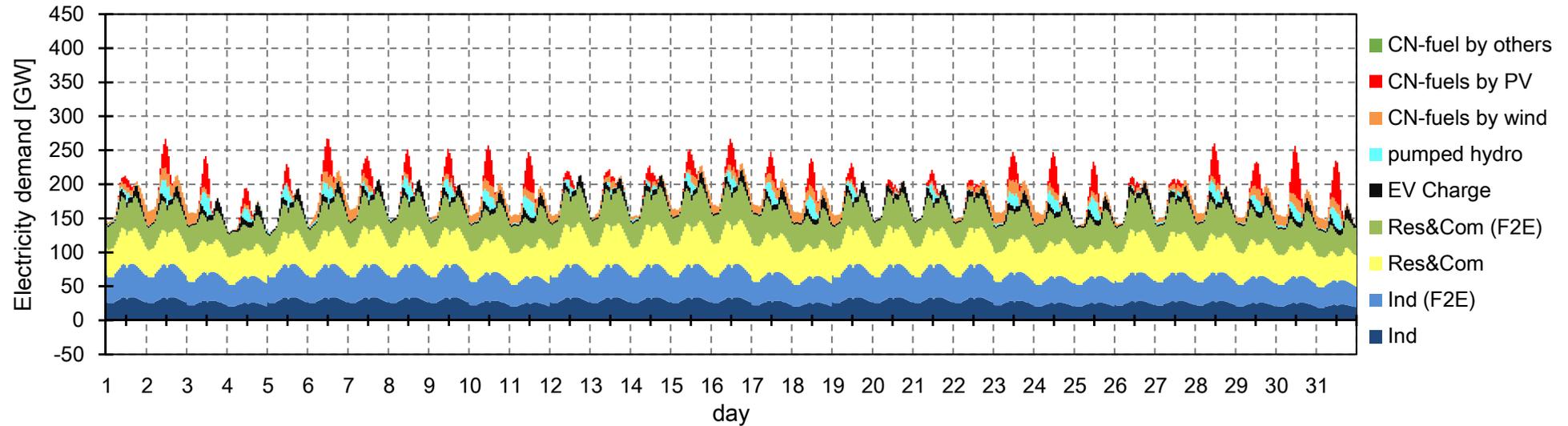
# 9エリア合計の電力需給 (Case-B2, 8月)

(燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%, PV: 300 GW, Wind: 100 GW)

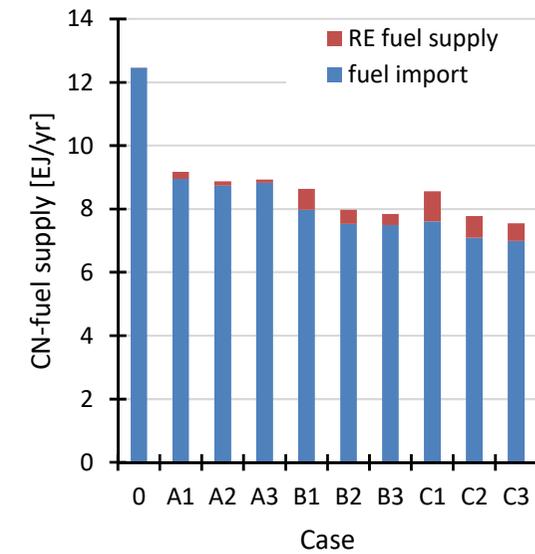
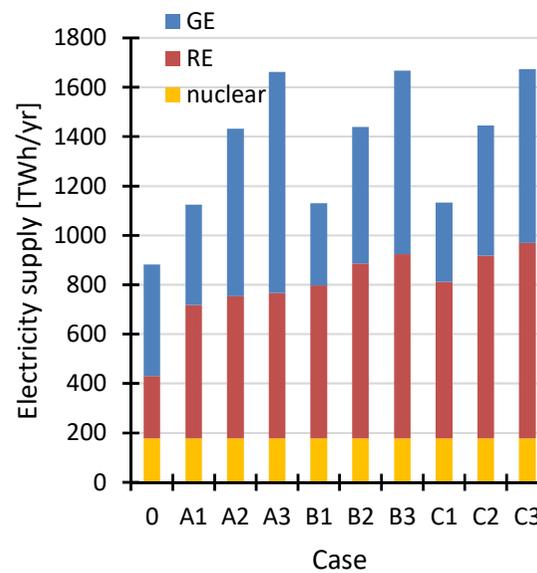
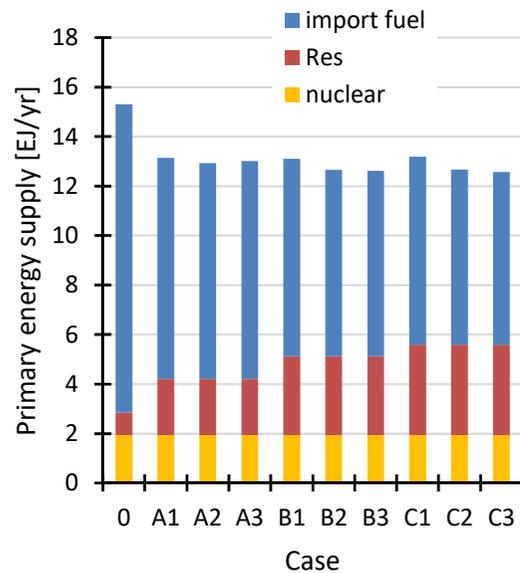


# 9エリア合計の電力需給 (Case-B2, 12月)

(燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%, PV: 300 GW, Wind: 100 GW)



# 一次エネ供給, 電力供給, 燃料供給の内訳

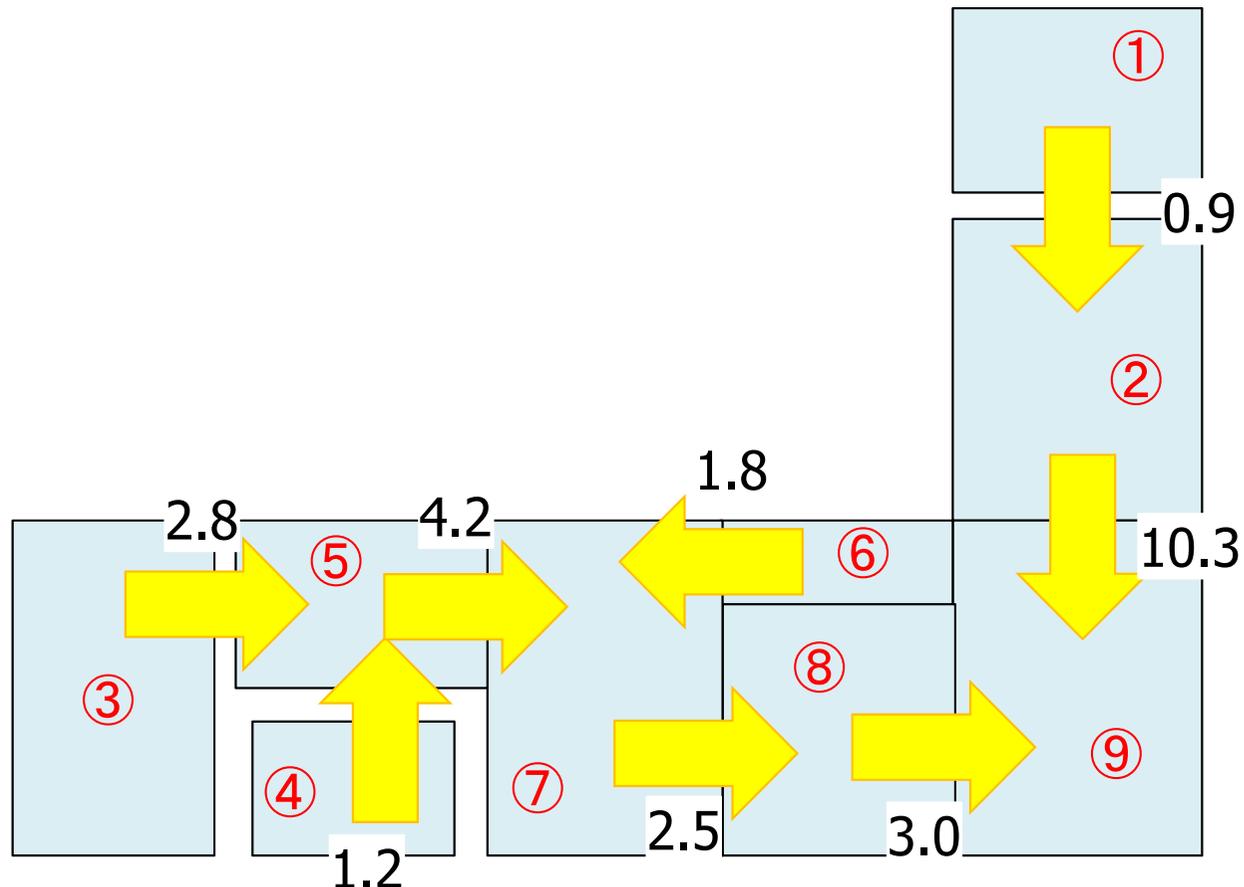


- Case-A→Case-Cによる再エネ拡大により,
  - ◆ 再エネの一次エネ供給は17 %→29 %に増加
  - ◆ 再エネの電力供給は40 %→50 %に増加
  - ◆ Case-A→Cによる再エネ増加よりもCase-1→3による電力需要増加の方が大きい
    - にもかかわらず, 再エネ増加に伴い余剰電力による水素等製造が増加(時間的・空間的ミスマッチ)
    - とは言え, Case-C1でも, 再エネ発電余剰電力による水素供給量は全供給量の11%
    - ただし, 再エネ予測誤差等を考慮すると, 余剰電力(水素供給量)はさらに増加の可能性(環境省プロジェクトの検討2で詳細に検討)

	PV	Wind
Case-A	200 GW	75 GW
Case-B	300 GW	100 GW
Case-C	400 GW	100 GW

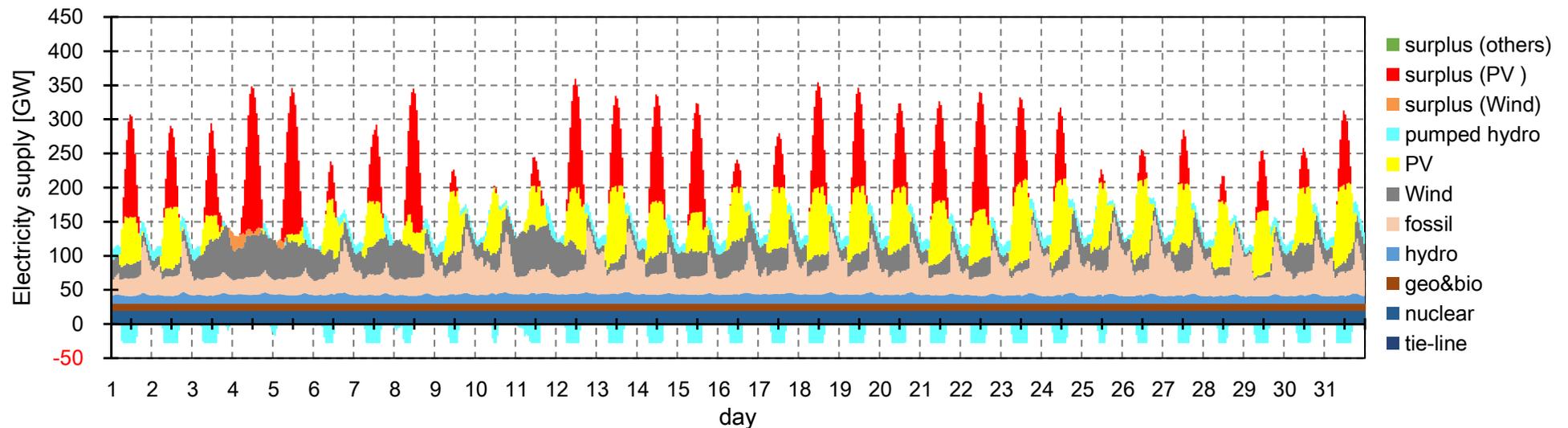
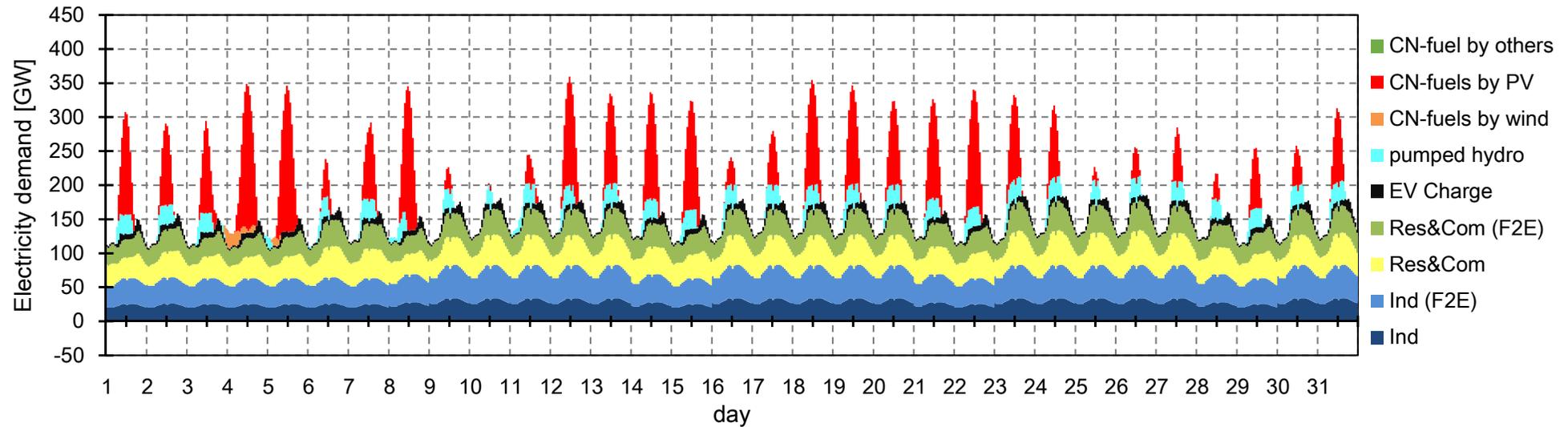
## 連系線潮流制約なしの場合

- 簡易計算につき, 9エリア全体を一体と想定
- 連系線潮流制約なしの場合について, 電力需給を計算



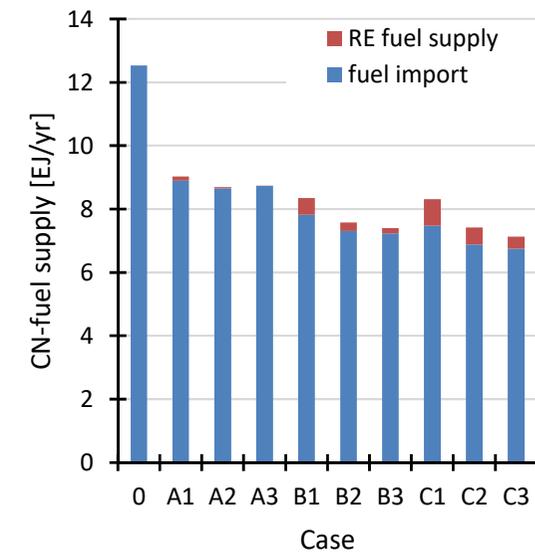
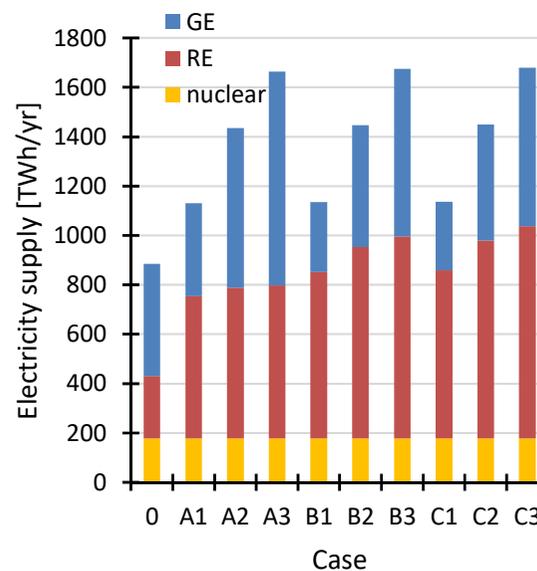
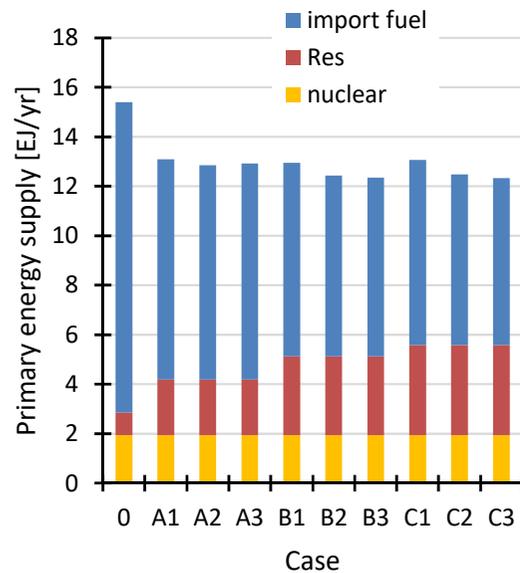
# 9エリア合計の電力需給 (Case-B2, 5月)

## (連系線潮流制約なしの場合)



# 一次エネ供給, 電力供給, 燃料供給の内訳

(連系線潮流制約なしの場合)

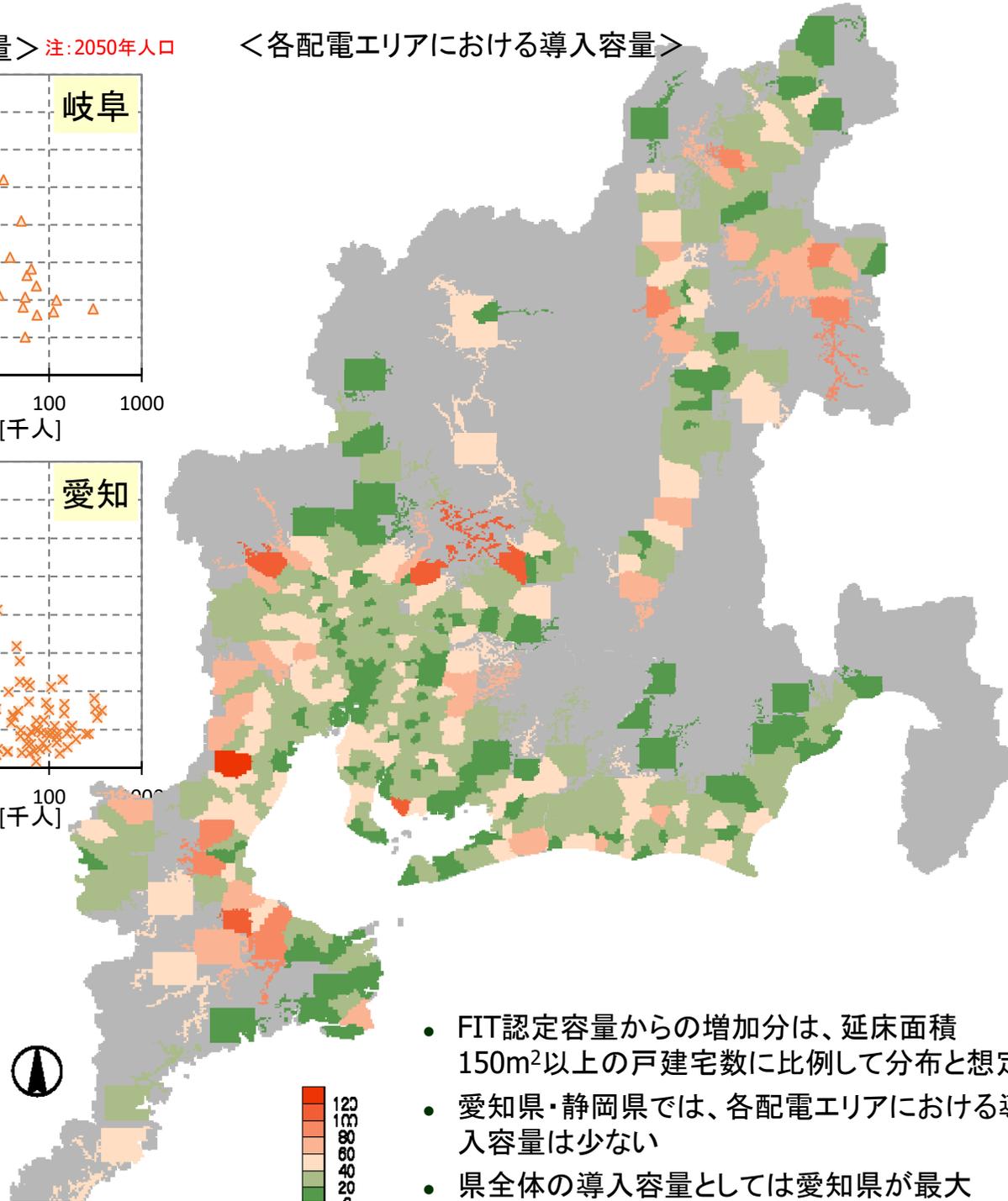
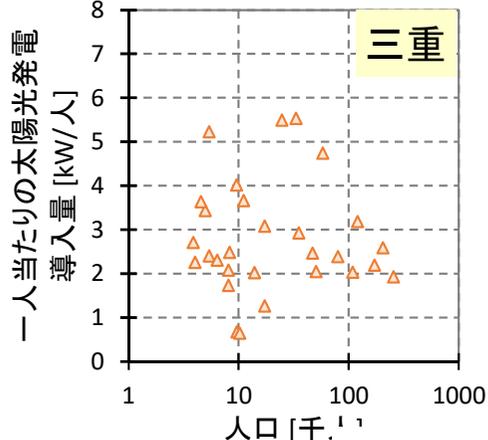
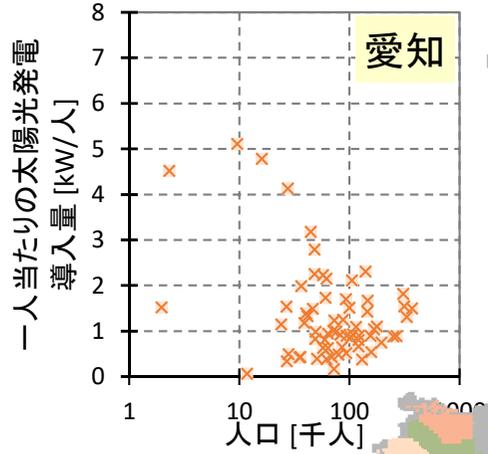
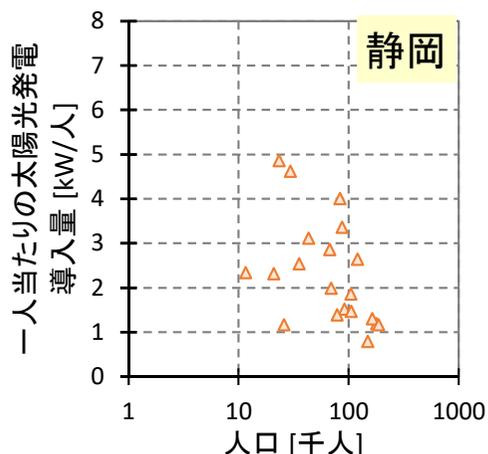
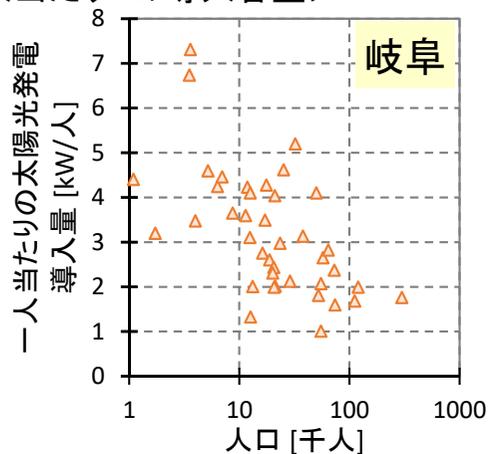
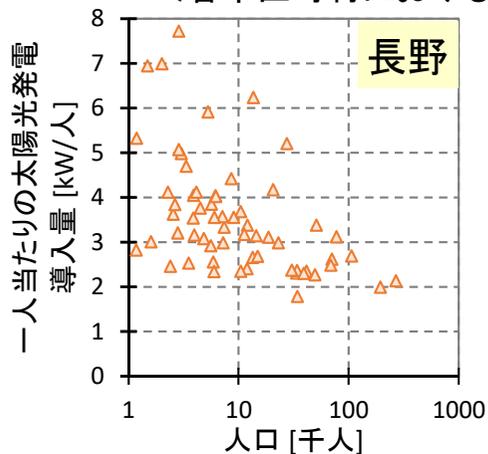


- 連系線潮流制約の解消により,
  - ◆ 再エネの電力供給はCaseによらず4%程度増加
  - ◆ 再エネによるCN燃料の供給量は, Case-2Bの場合443 PJ→272 PJに減少(39%減)
  - ◆ ただし, 再エネ電力と需要との時間的ミスマッチにより, 余剰電力は解消されず, 再エネによるCN燃料が依然として発生
    - EV充電需要の昼間時間帯へのシフト, ヒートポンプ給湯機の昼間運転など, 需要側の対応でどれだけ余剰電力が削減できるか?
    - 配電系統から上位系統への逆潮流がどの程度制約になるか?

# <太陽光発電の導入シナリオ②(配電系統に接続する2000 kW未満について)>

<各市区町村における一人当たり注の導入容量> 注:2050年人口

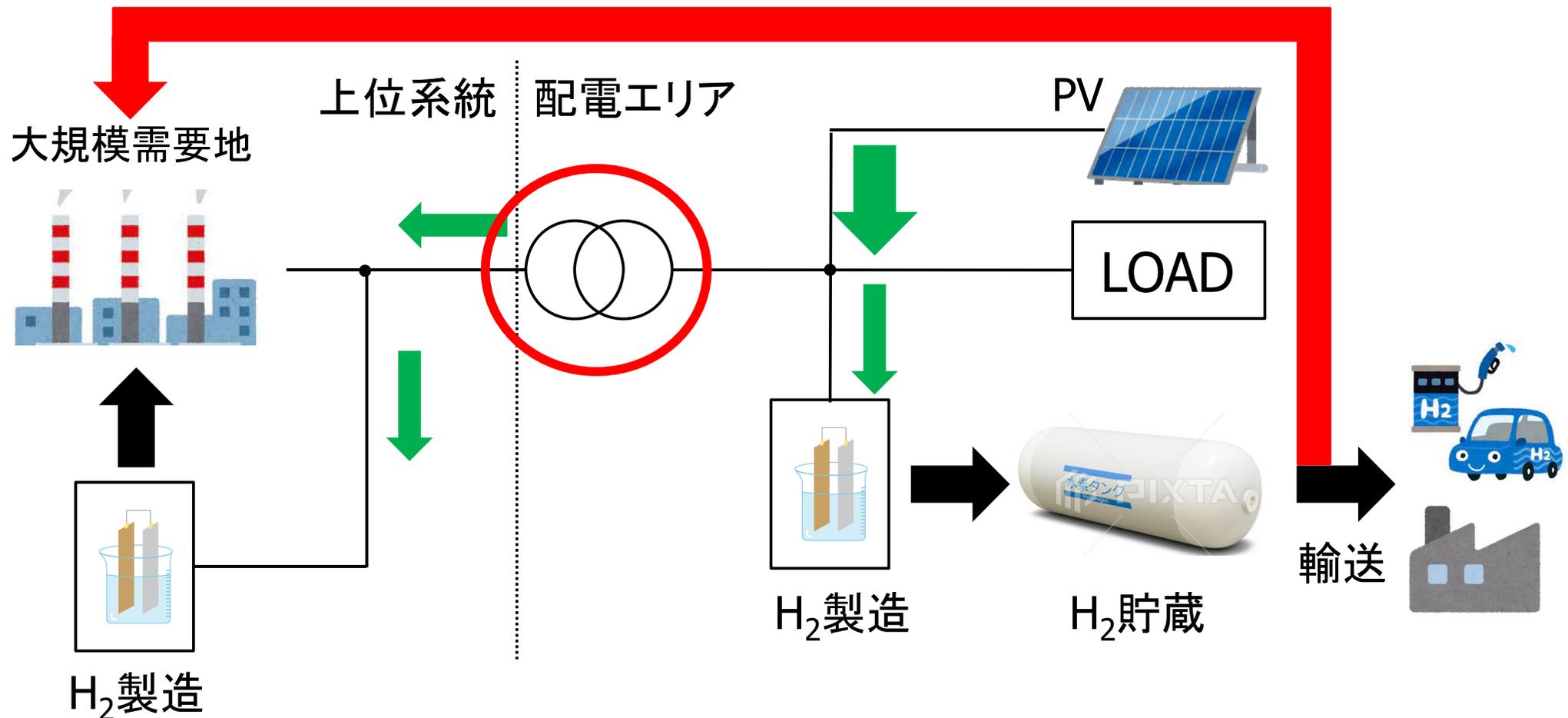
<各配電エリアにおける導入容量>



- FIT認定容量からの増加分は、延床面積150m<sup>2</sup>以上の戸建宅数に比例して分布と想定
- 愛知県・静岡県では、各配電エリアにおける導入容量は少ない
- 県全体の導入容量としては愛知県が最大

# 余剰電力による水素製造

- 水素需給の空間的ミスマッチの可能性
- ミスマッチ削減のため、
  - 水素 $H_2$ (気体)をアンモニア $NH_3$ (液体)変換して長距離輸送
  - 配電システムを増強して需要地における水素製造



# 水素等製造設備容量に関する感度解析

## PV/Windの余剰電力によって水素等を製造と想定

- ◆ 全ての余剰電力を水素等の製造に用いる場合, 水素等製造設備の負荷率は非常に低い

### 感度解析の想定

- ◆ ベースケース: 水素等製造設備容量 = 年間の余剰電力の最大値
- ◆ ベースケースの水素等製造設備容量  $\times a$  ( $a=10\sim90\%$ )として, 水素等製造量, 製造設備の負荷率, PV/Windの出力抑制量を計算

### 備考

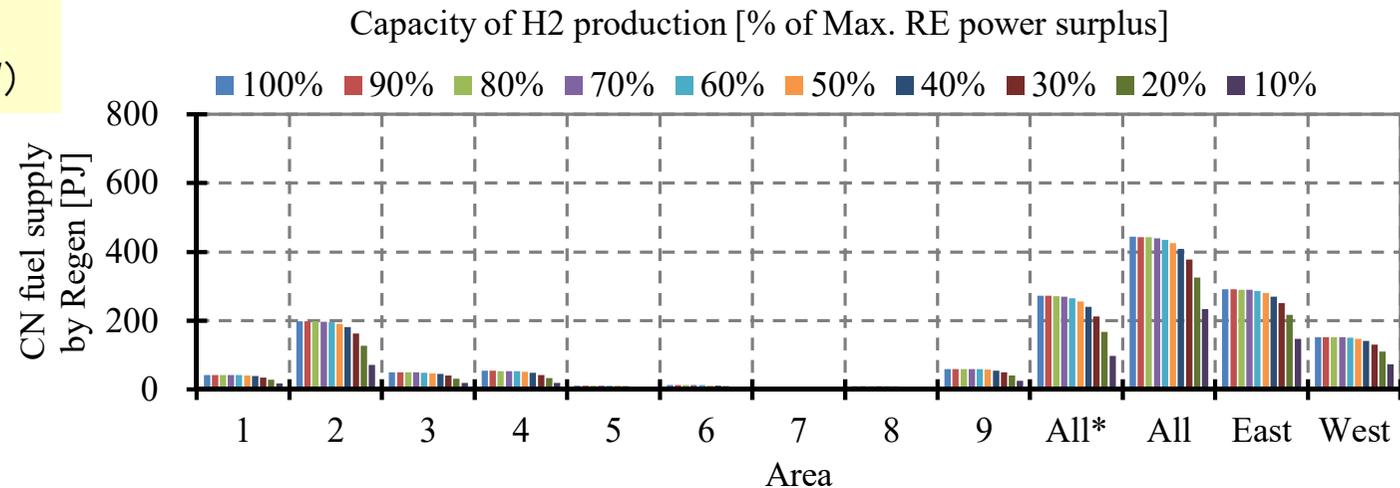
- ◆ 水素等製造設備の効率を70%と想定
  - 水素からのアンモニア製造, 輸送効率等を考慮し, やや低めの想定

# 水素等製造設備容量に関する感度解析

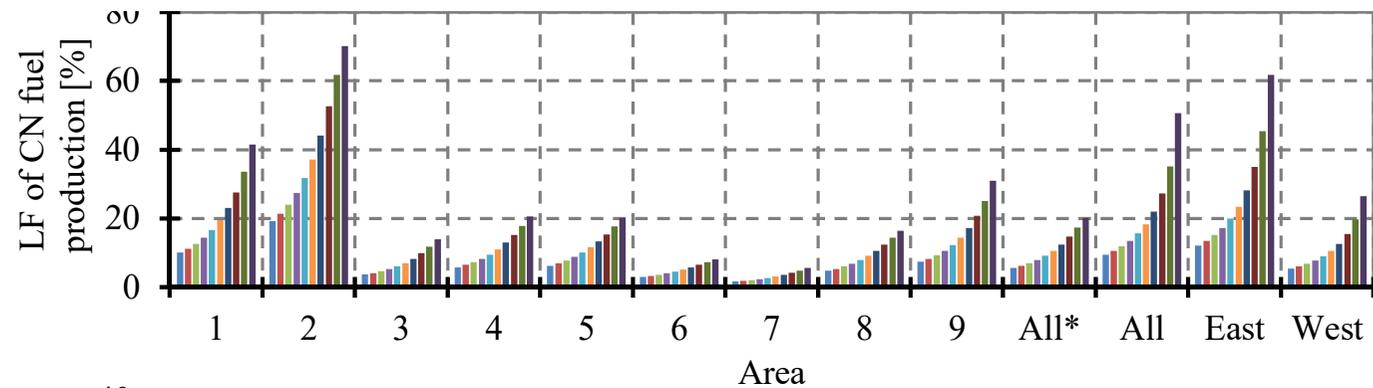
## Case-2B

(PV: 300 GW, Wind: 100 GW)

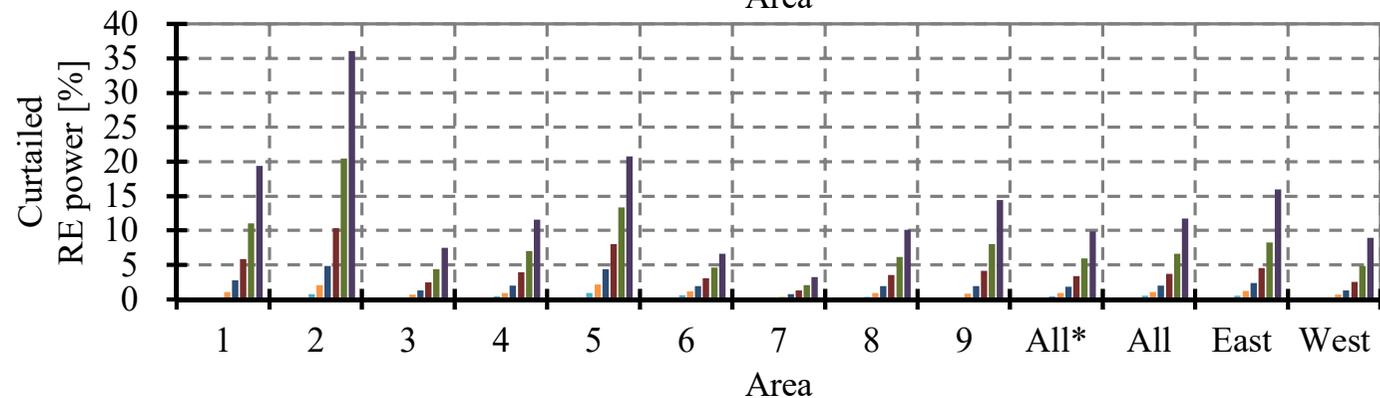
水素等製造量



製造設備の負荷率



PV/Wind出力抑制量







# 水素等製造設備容量に関する感度解析

- 水素製造設備容量が最大余剰電力の50%程度でも製造量はほとんど減少しない
  - ◆ 短時間の大きな余剰電力が離散的に発生するため
  - ◆ 製造設備容量の削減に伴い、負荷率は向上するが、北海道・東北を除くと、依然として低い(設備容量が最大余剰電力の50%の場合でも負荷率は10%以下)
  - ◆ 設備容量を50%以下にすると、再エネの出力抑制が増加
- 再エネ導入量を増加すると水素製造量は増加
  - ◆ 製造設備の稼働率は、北海道・東北を除くと10%台と低い
  - ◆ 再エネ出力の抑制量も増加(導入量の増加×抑制率の増加)
- 再エネ導入量が少なくても水素製造設備の稼働率は低い
  - ◆ 余剰分で水素製造という考えでは、水素製造導入のインセンティブは低いか？
  - ◆ 余剰の増加に対し、民生部門や運輸部門の電化拡大よりも先に水素製造を拡大すべきか？

# EV充電需要パターンに関する感度解析

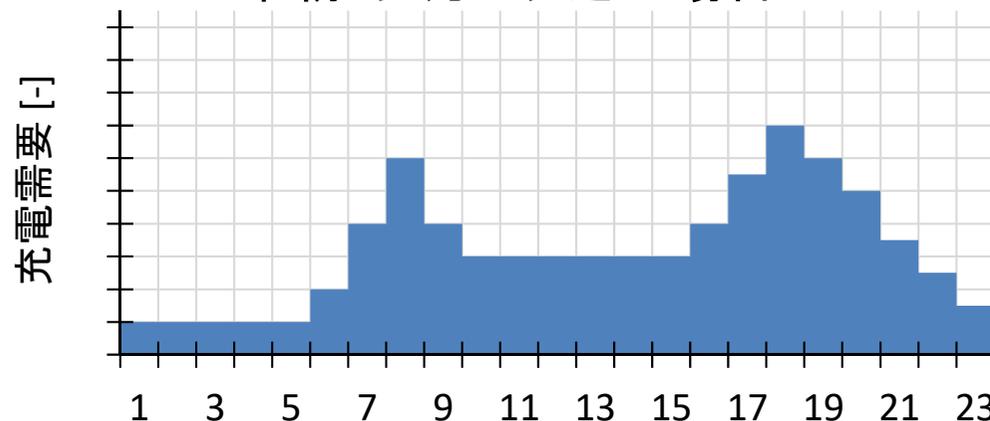
## 運輸部門の最終エネルギー需要の想定

- ◆ 検討0: 毎日同じ充電需要が発生と想定
- ◆ 検討1・2: 需給バランスに応じて充電需要が変化(調整力として活用)と想定

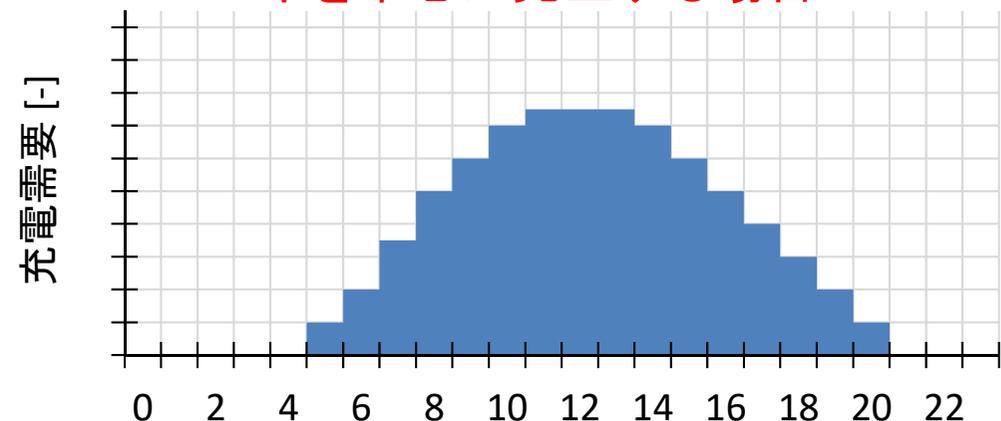
### 検討0における想定

- ◆ 燃料需要から電力需要へのシフト率: 50%または80%
- ◆ ICE車の平均燃費(10km/L), EVの平均電費(6km/kWh)
- ◆ 時間パターンの想定

早朝・夕方に大きい場合



正午を中心に発生する場合

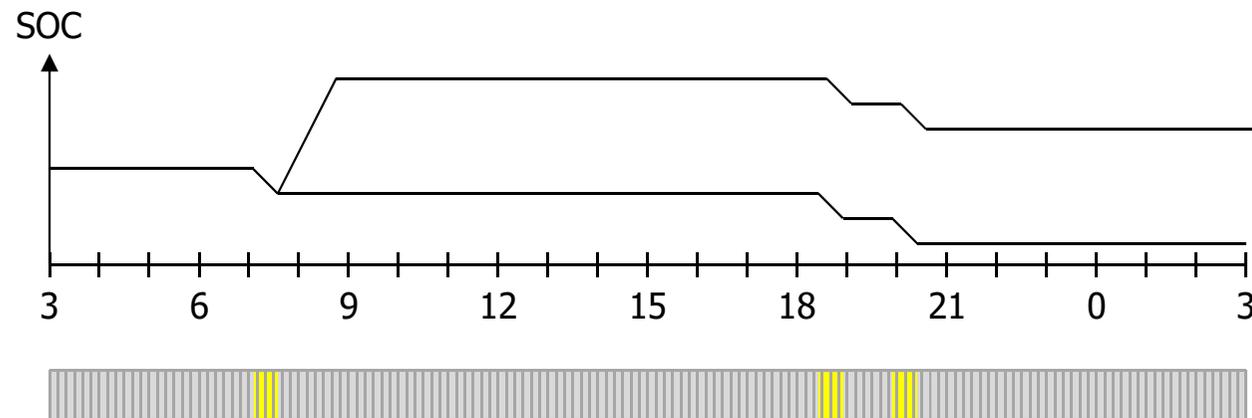


# 道路交通センサスに基づく 各市町村におけるEV充電需要パターンの計算

1. 車両ID別に年間の充電日時・場所・充電量を計算
2. 各車両IDの計算結果から、ゾーンごとに日時別の充電量を抽出して集計

## <1の概要>

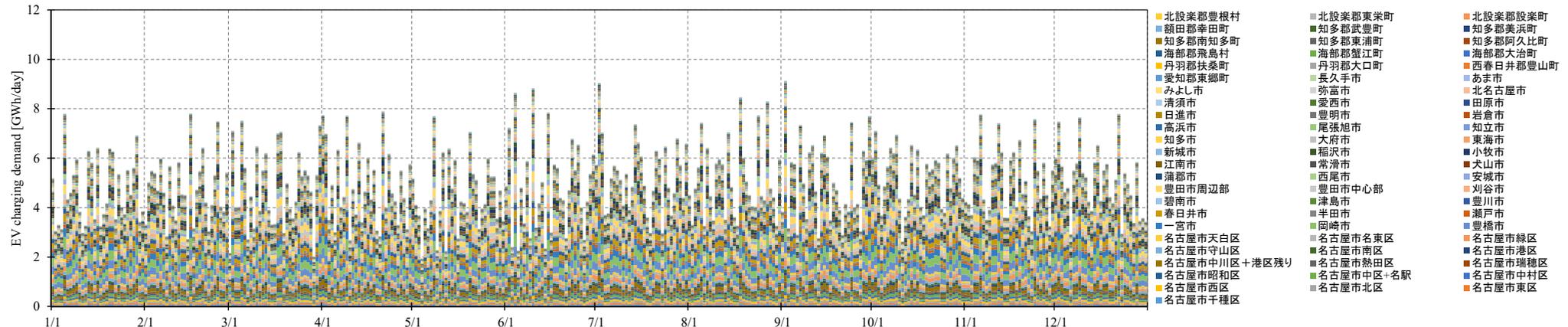
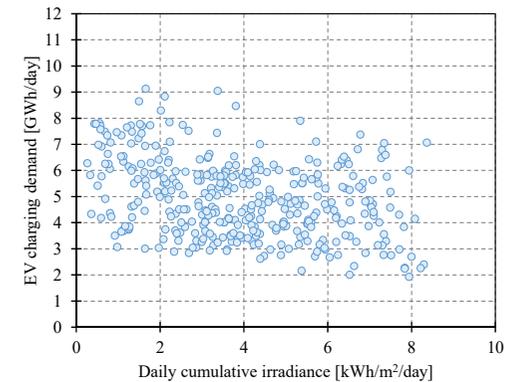
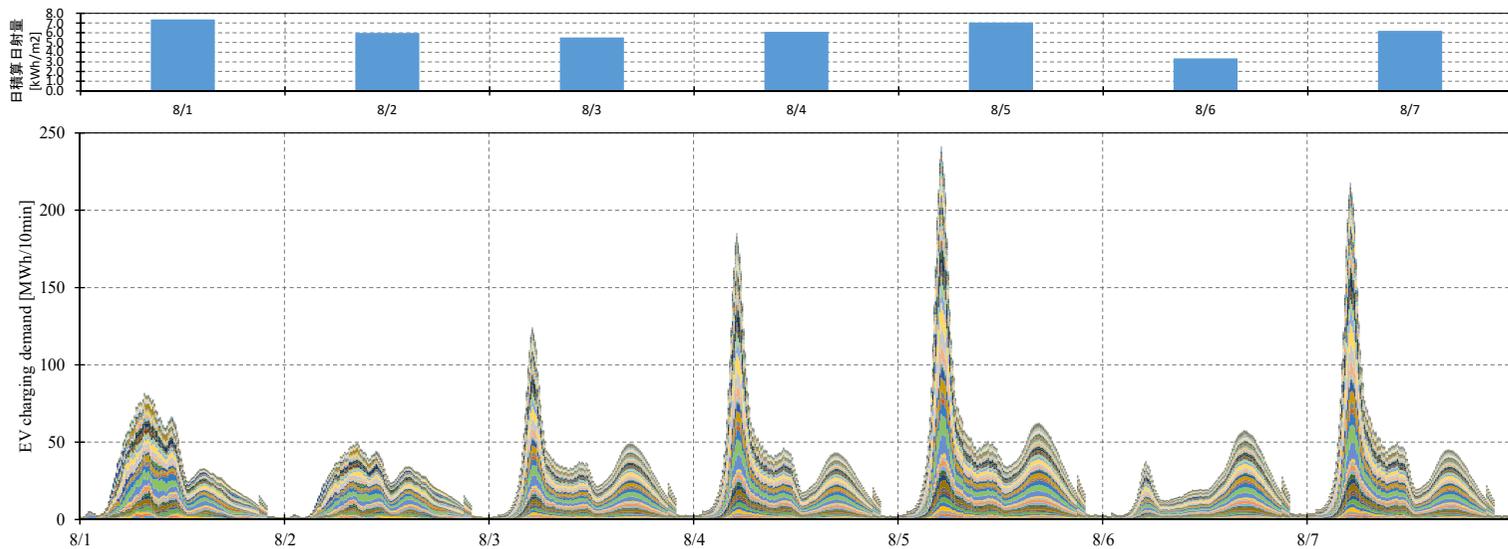
- 各車両IDについて、移動距離に応じてSOCが低下し、到着地点ごとに充電の有無を判断(充電行動)
  - ◆ 各トリップ後のSOCに対し、シグモイド関数とランダム関数によって充電有無を決定



# Case-B

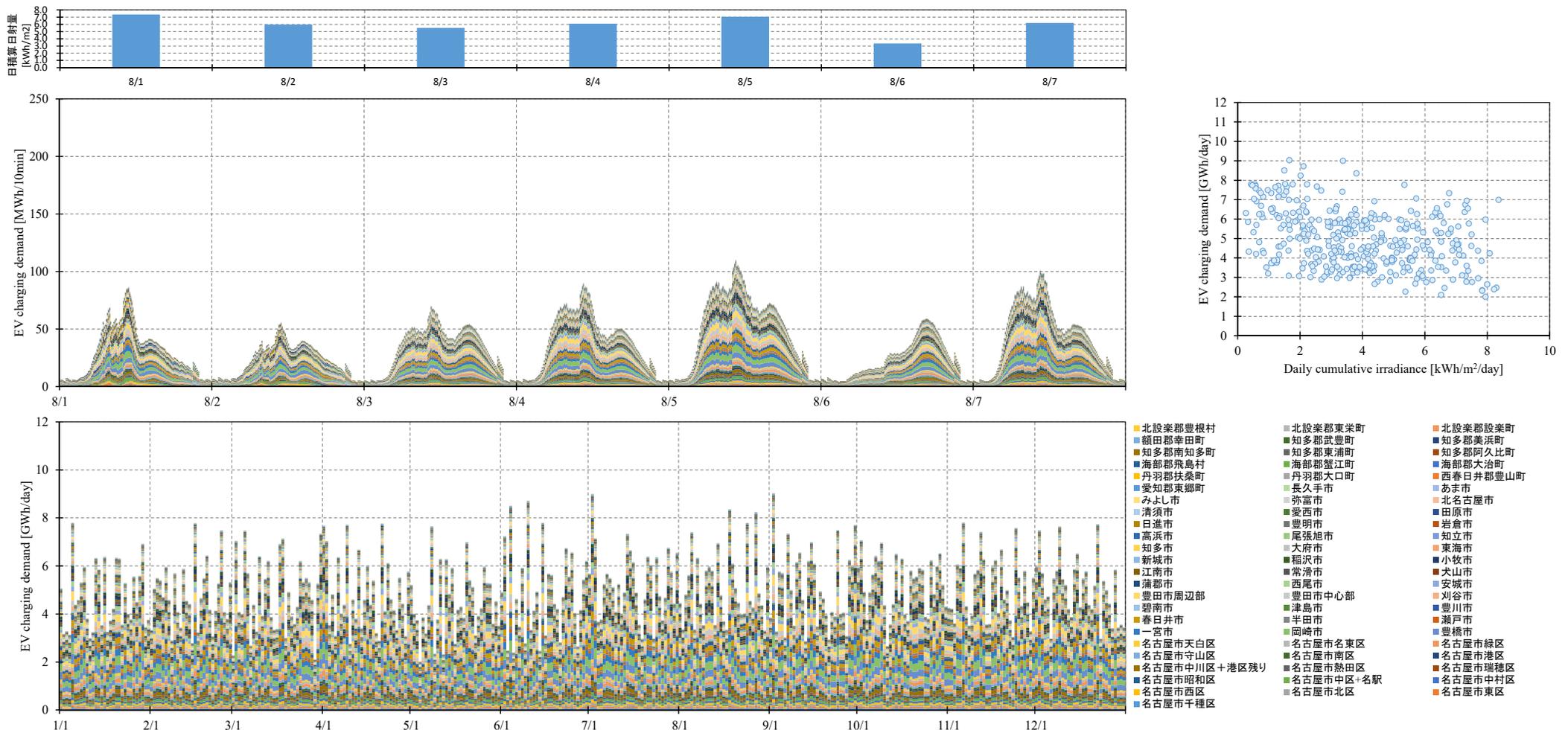
## (基地充電設備: 30%)

- 基地充電設備の割合が減少すると、最初のトリップの着地点における充電が増加
- 基地以外での充電の増加に伴い、天気による充電電力の違いが増加
- 曜日による充電電力の違いも減少



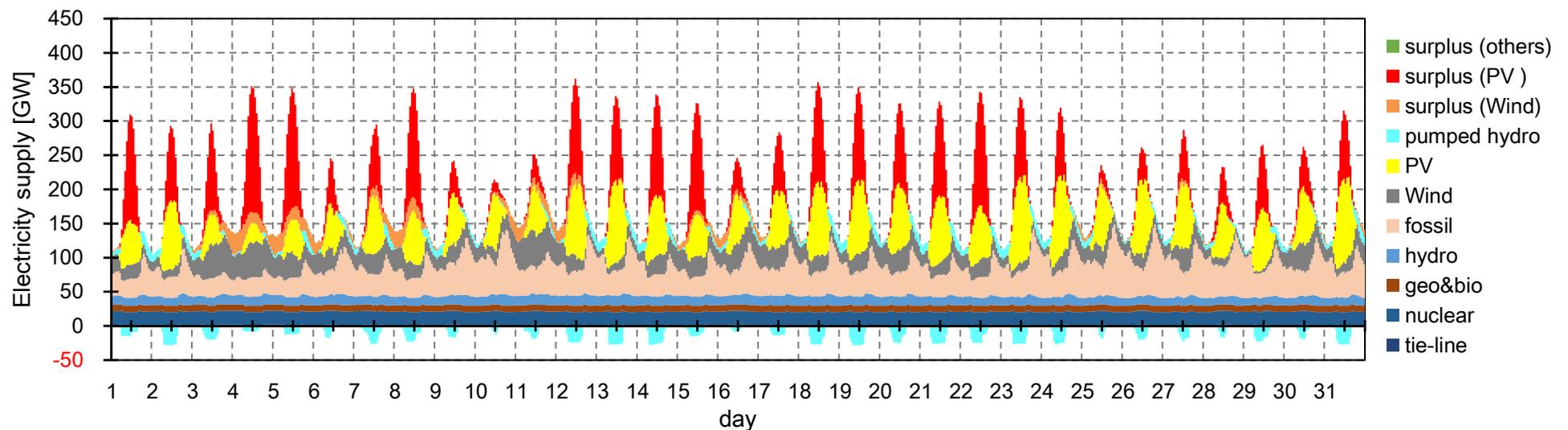
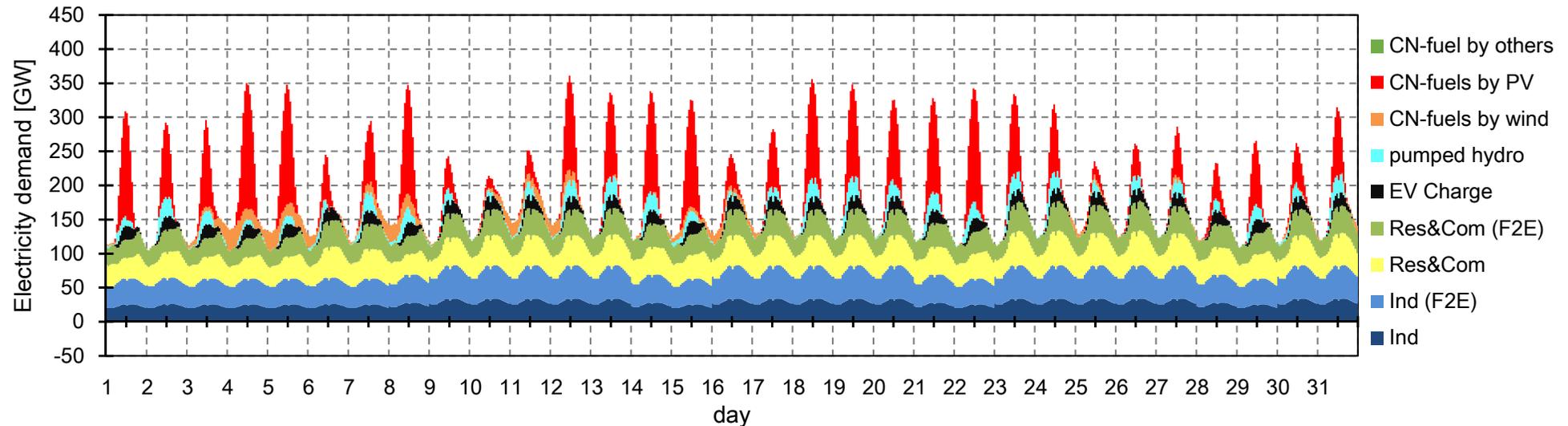
# Case-D (基地充電設備: 30%)

- 13時までの到着分について、次の出発までの間で充電開始時刻をランダムにシフトできると想定した場合、夕方から翌日早朝までの充電電力が減少



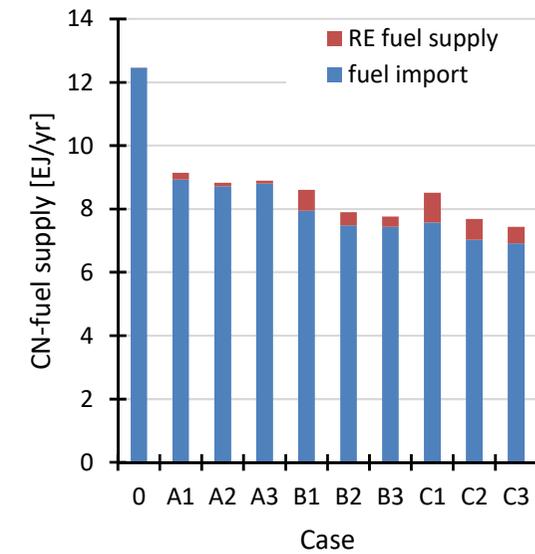
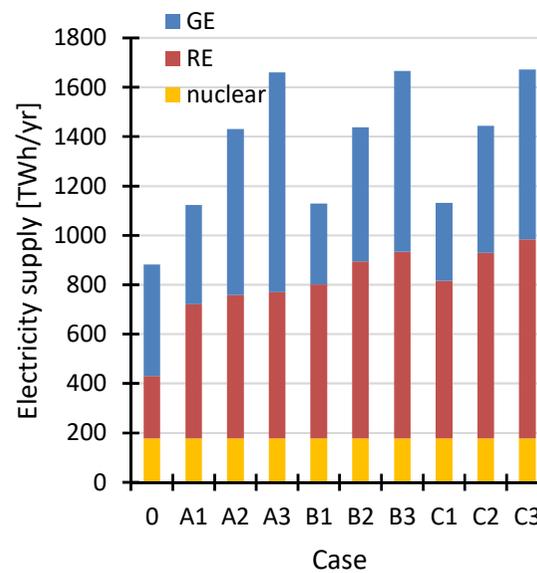
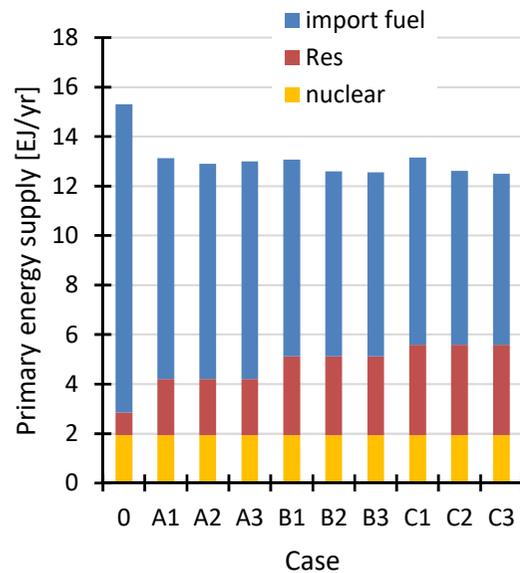
# 9エリア合計の電力需給 (Case-B2, 5月)

(EV充電需要が正午を中心に発生する場合)



# 一次エネ供給, 電力供給, 燃料供給の内訳

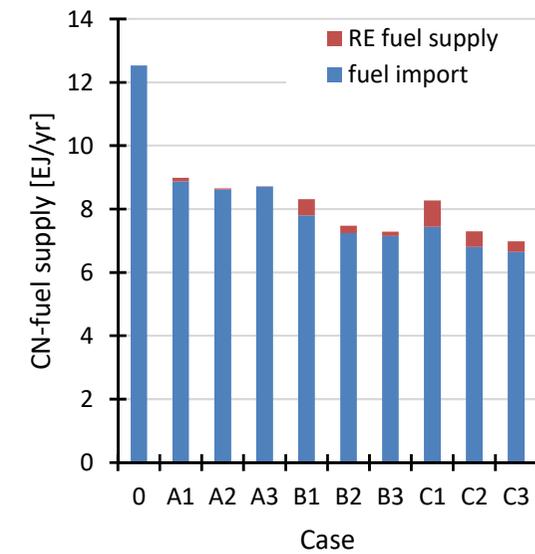
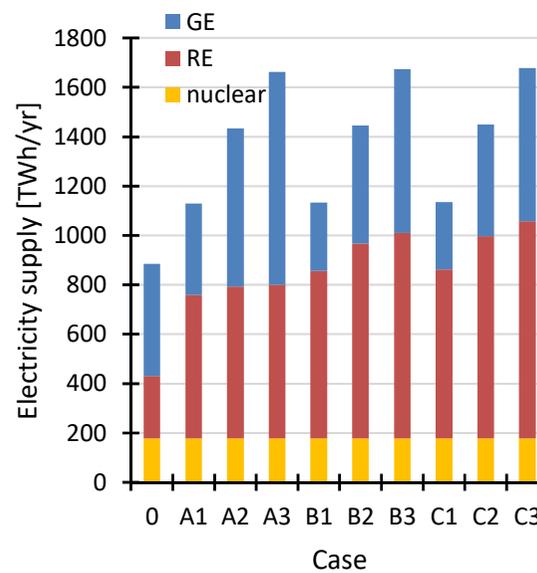
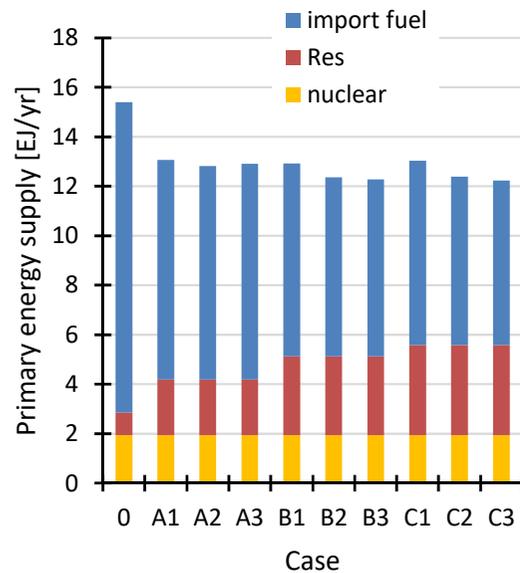
(EV充電需要が正午を中心に発生する場合)



- EV充電需要が正午を中心に発生することにより,
  - ◆ 再エネの電力供給は10 TWh程度増加
  - ◆ 全体のCN燃料の供給量は50 PJ程度減少 (EV充電用の火力発電出力が減少するため)
    - 削減量は小さいが, 制御だけで得られる効果
    - 天気に応じてEV充電需要を制御するなど, さらなる効果が期待
    - 再エネ発電を使い切るためには, このような地道な対応が必要ではないか

# 一次エネ供給, 電力供給, 燃料供給の内訳

(EV充電需要が正午を中心に発生する場合, **連系線制約なし**)



- EV充電需要が正午を中心に発生 + 連系線制約なし により,
  - ◆ 再エネの電力供給量は82 TWh (11%)増加 (Case-2B)
  - ◆ 再エネによるCN燃料の供給量は500 PJ (6.3%)減少
  - ◆ 更なる再エネ利用率向上のためには, 天気に応じてEV充電需要を制御するなど地道な対応が必要

## まとめ

- カーボンニュートラルに資する電力・エネルギー供給のあり方を検討するためには、8760時間の時系列解析が重要
  - ◆ 将来の電力需要パターンをどのように想定するか？
- 再エネ発電は電力供給の50～60%、一次エネ供給の25～30%の寄与
  - ◆ 海外からのCN燃料調達量を削減するためには、再エネ発電の電力をそのまま電力として使い切ることが重要
  - ◆ 短時間の大きな余剰電力が離散的に発生するため、最大比50%以上の余剰電力は出力抑制する方が合理的
  - ◆ 時間的ミスマッチに対しては、EV充電需要を晴天日の昼間に集中されるなどの地道な対応が必要
  - ◆ 空間的ミスマッチに対しては、電化の増加をみこして残余需要の大きくなりそうな地域における積極的な導入が重要
  - ◆ 時間的ミスマッチ＋空間的ミスマッチの双方の対応が必要

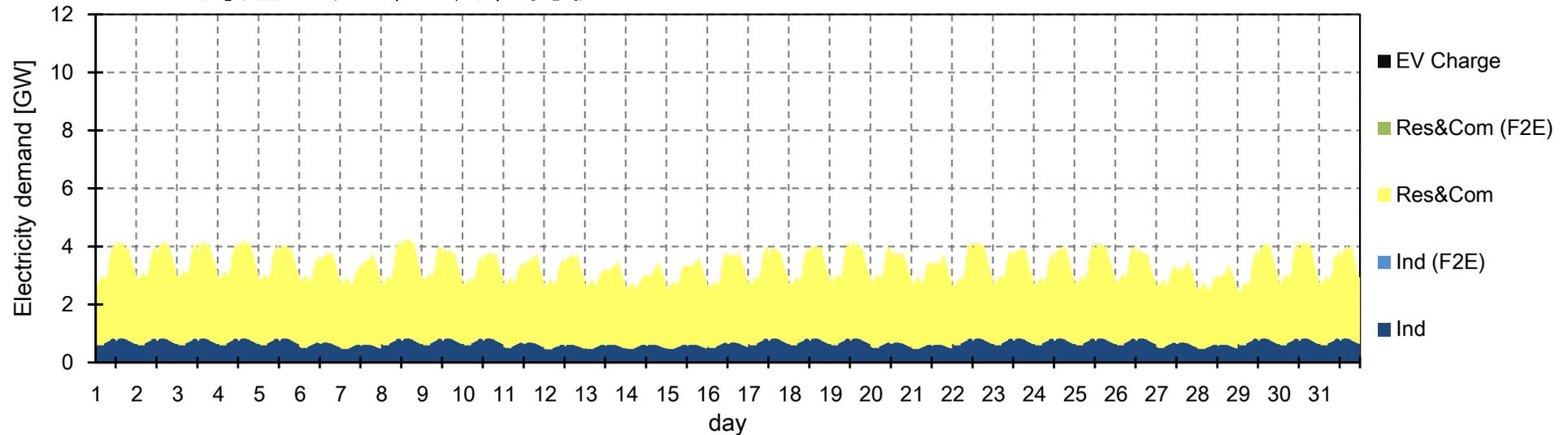
効果的な対応策のあり方について、更なる検討を進める

ご清聴ありがとうございました

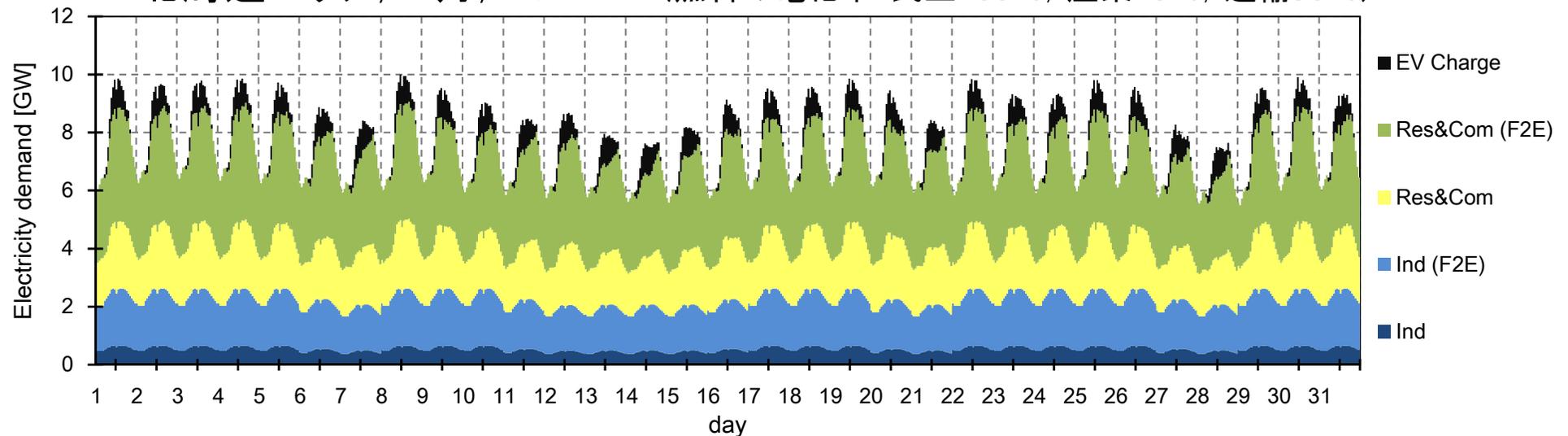
以下，参考資料

# 電力需要の例

## 北海道エリア, 8月, 現状

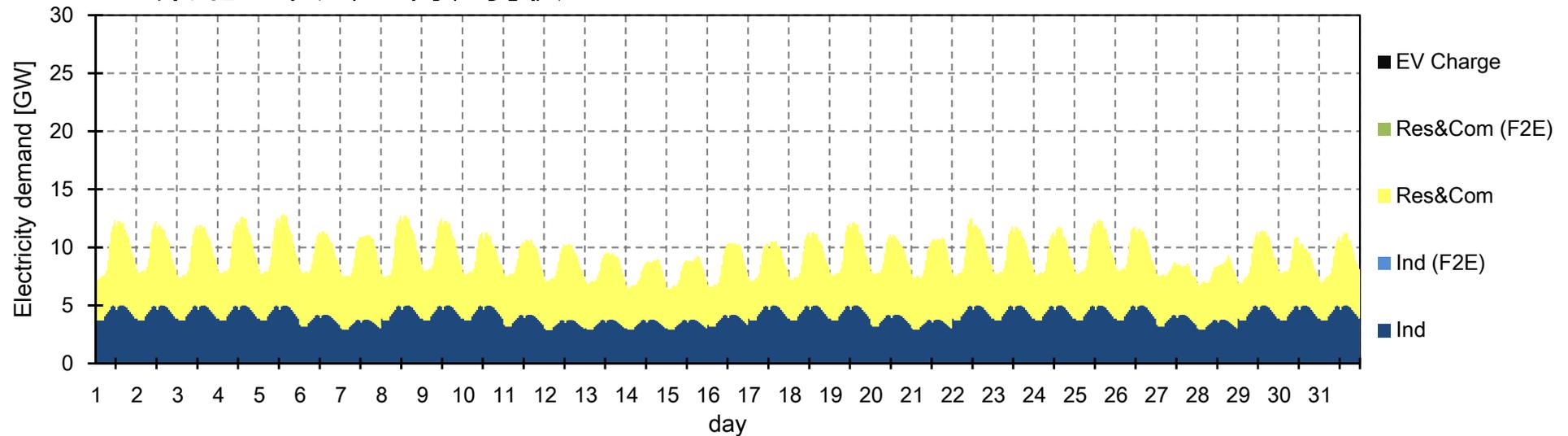


## 北海道エリア, 8月, Case-X2 (燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%)

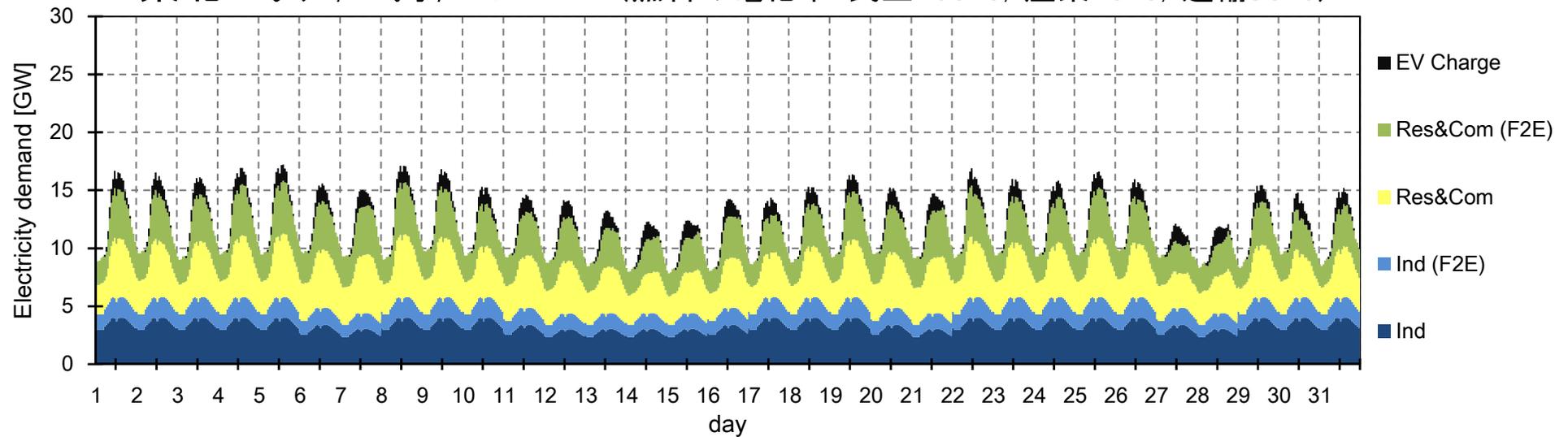


# 電力需要の例

## 東北エリア, 8月, 現状

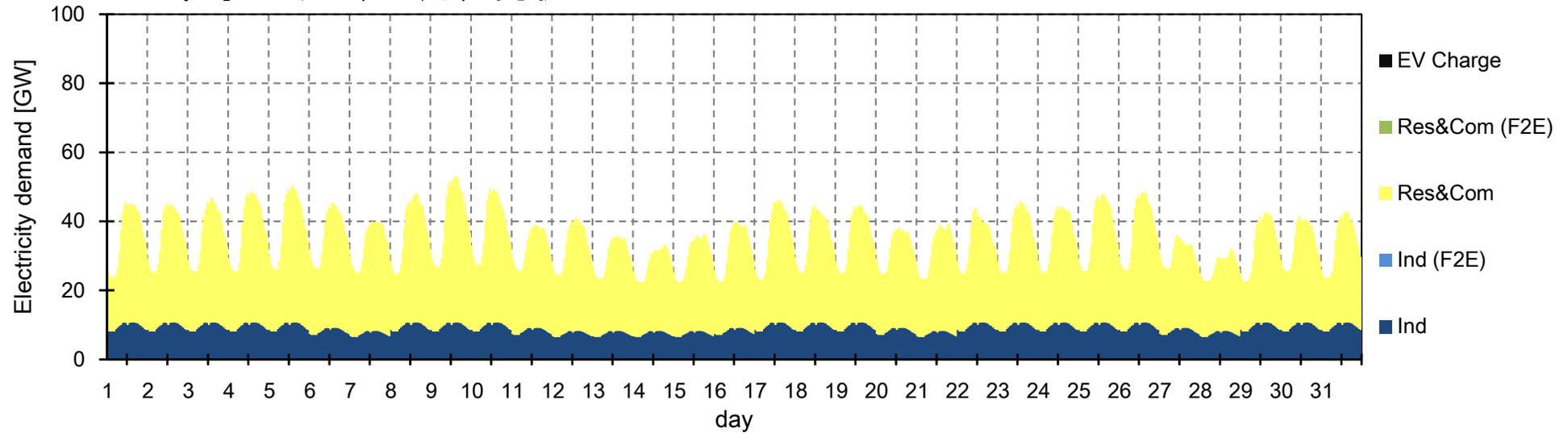


## 東北エリア, 8月, Case-X2 (燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%)

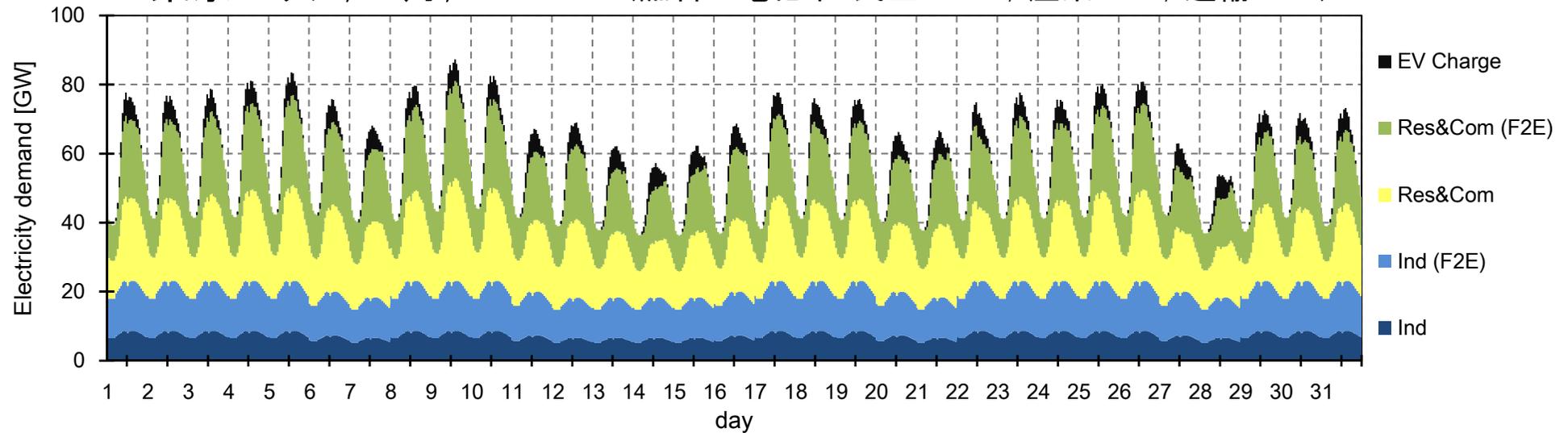


# 電力需要の例

## 東京エリア, 8月, 現状

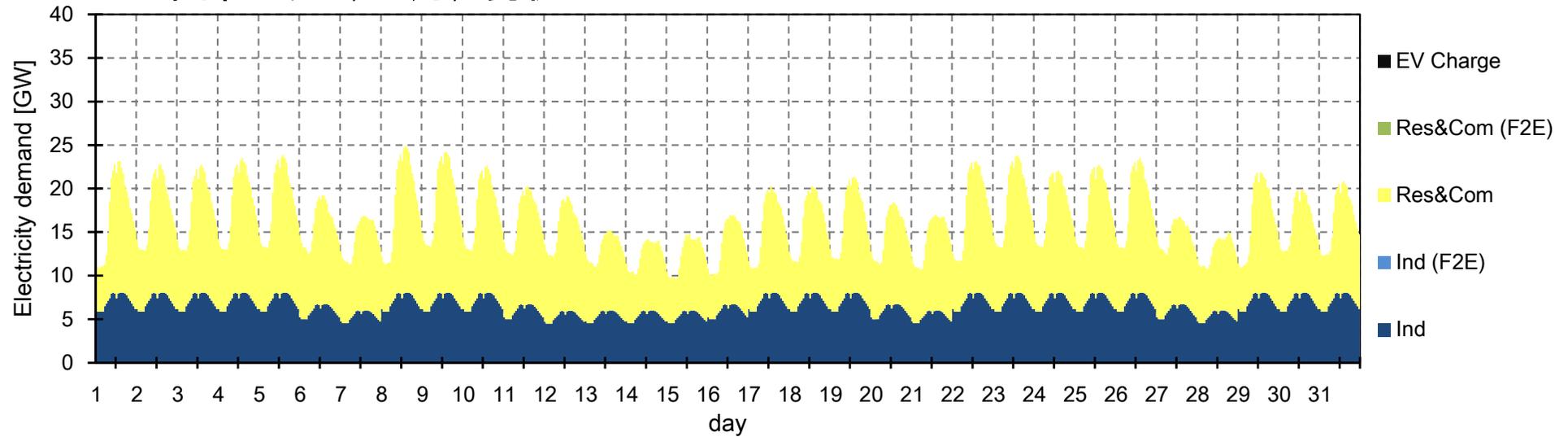


## 東京エリア, 8月, Case-X2 (燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%)

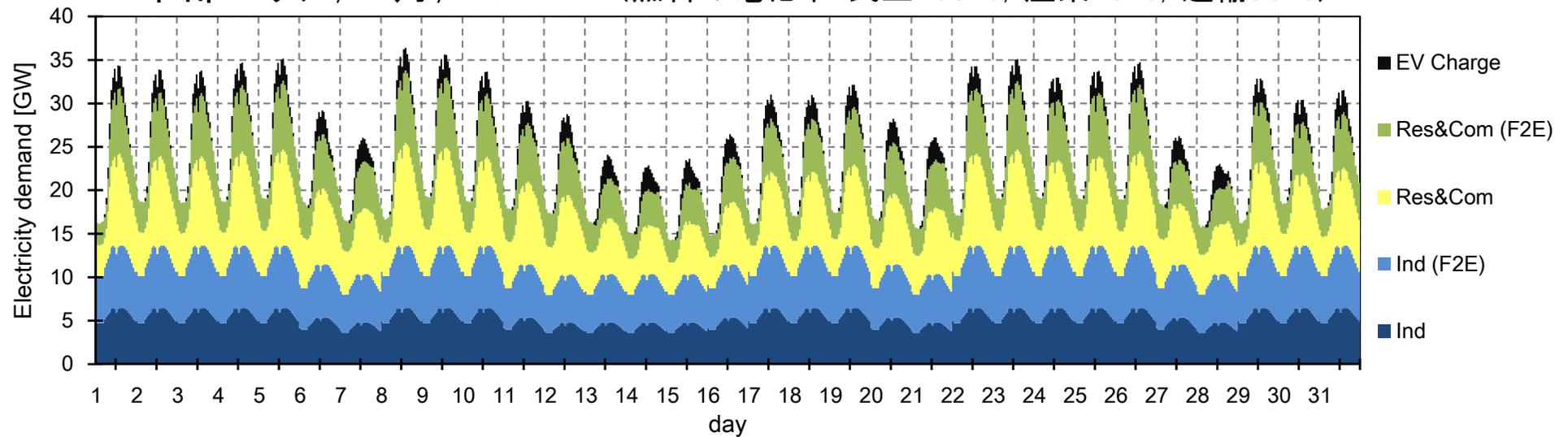


# 電力需要の例

## 中部エリア, 8月, 現状

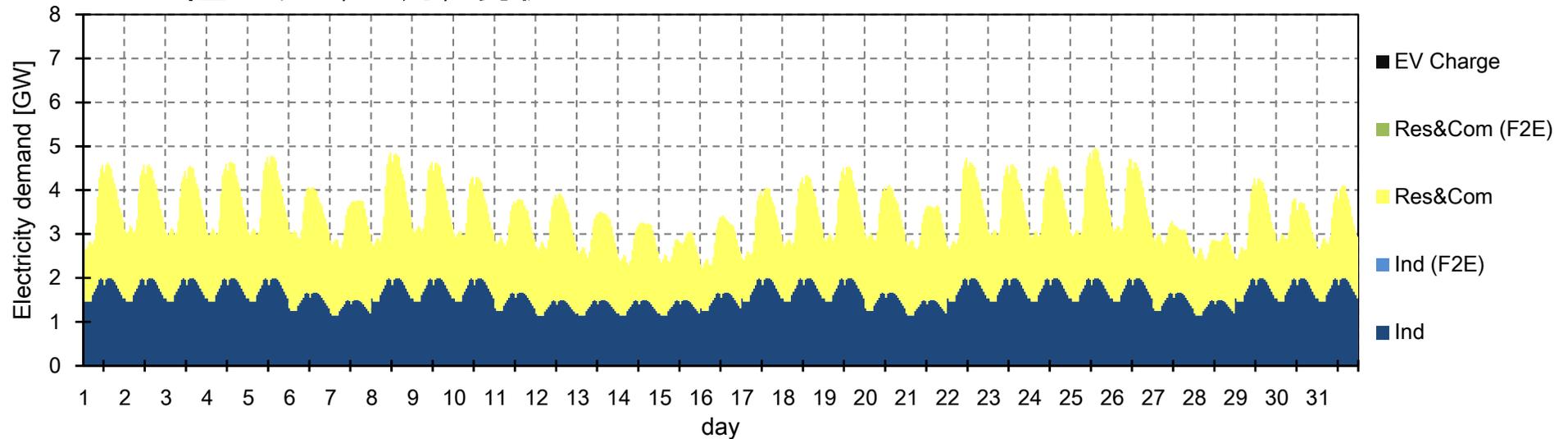


## 中部エリア, 8月, Case-X2 (燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%)

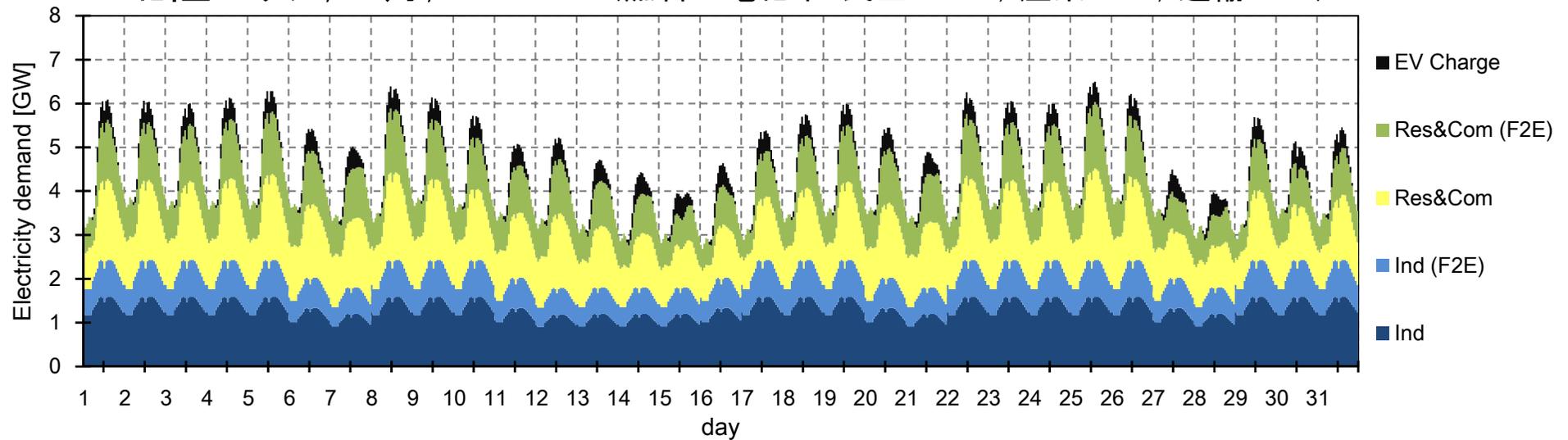


# 電力需要の例

## 北陸エリア, 8月, 現状

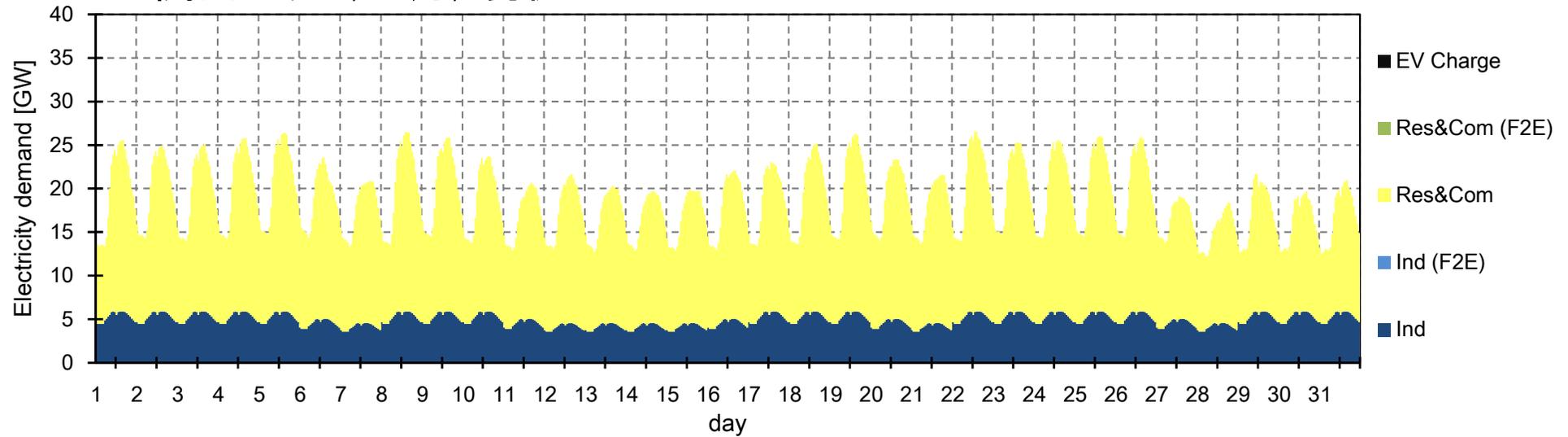


## 北陸エリア, 8月, Case-X2 (燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%)

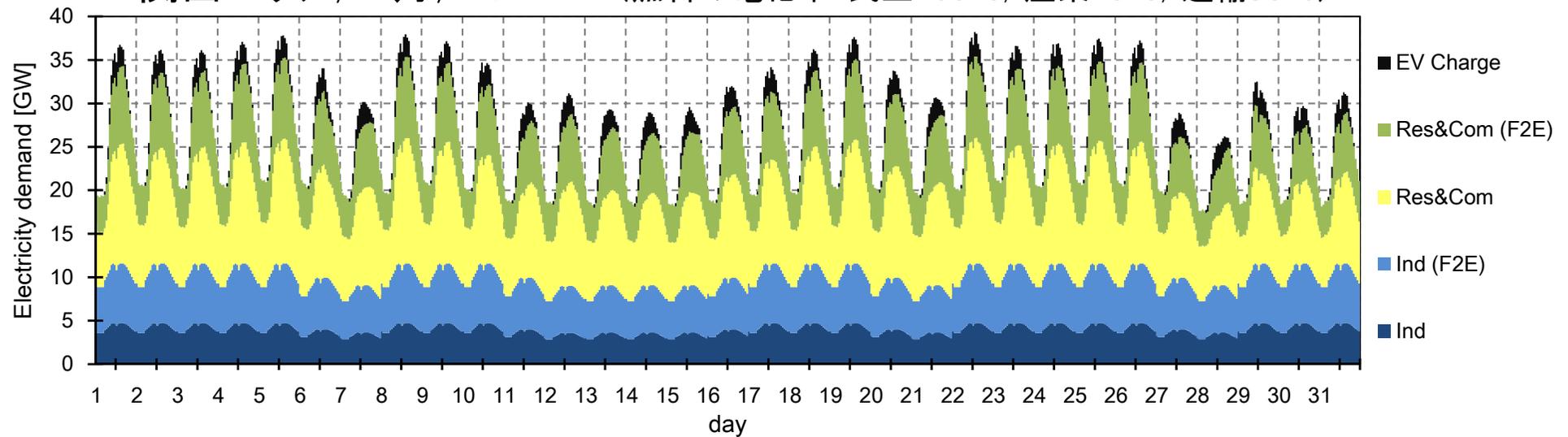


# 電力需要の例

## 関西エリア, 8月, 現状

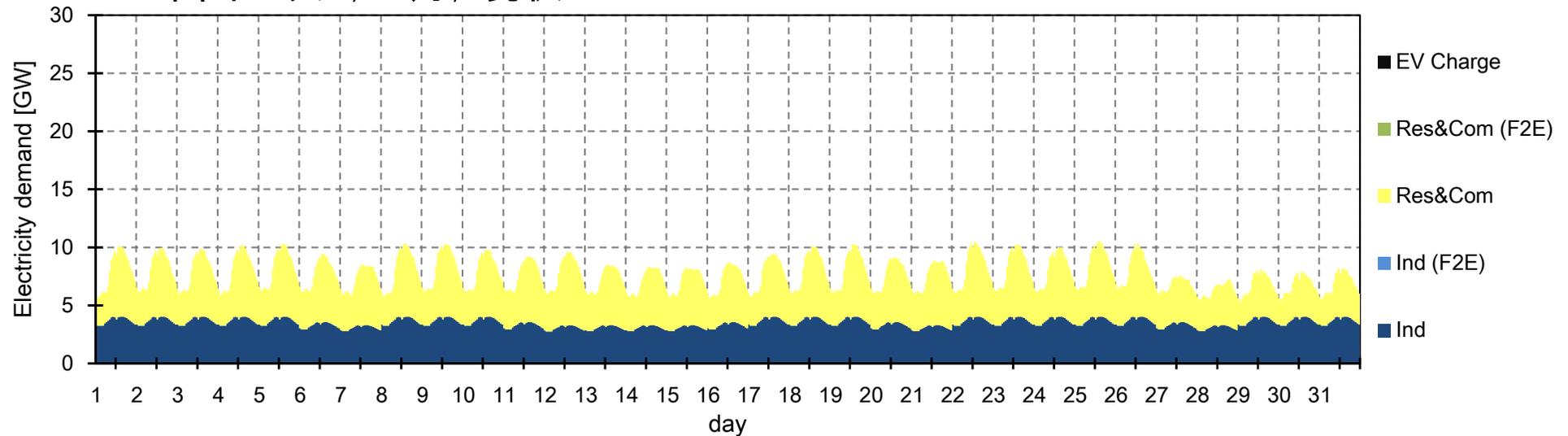


## 関西エリア, 8月, Case-X2 (燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%)

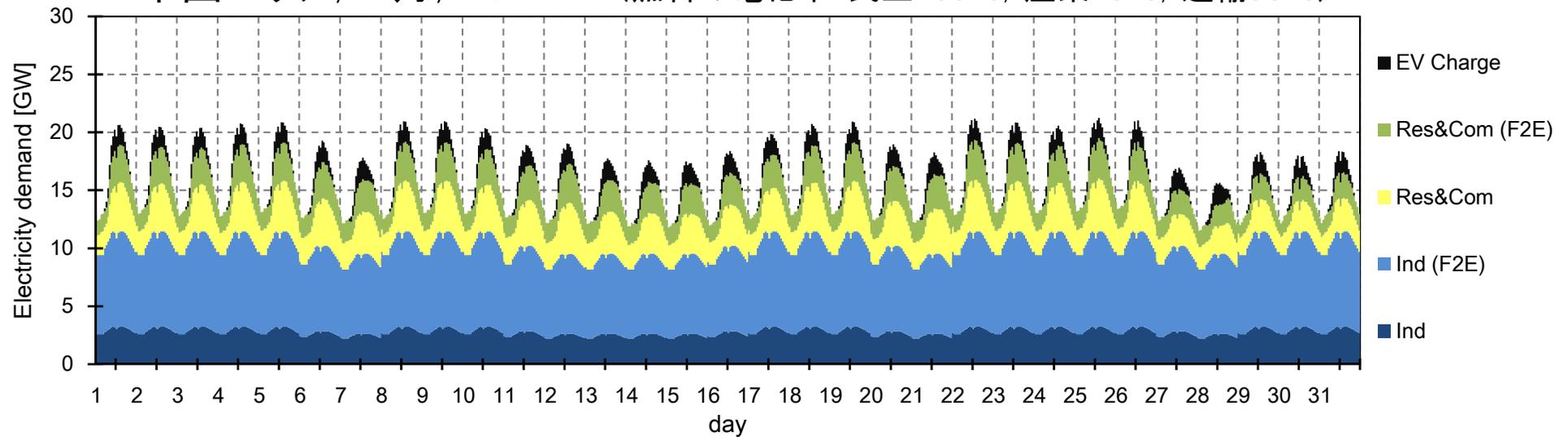


# 電力需要の例

## 中国エリア, 8月, 現状

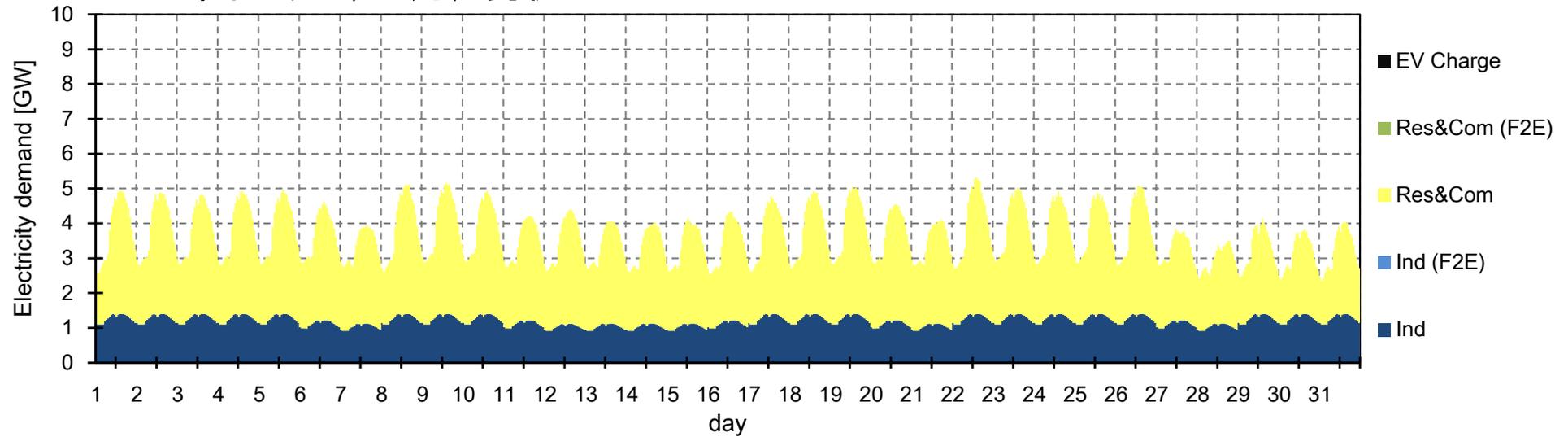


## 中国エリア, 8月, Case-X2 (燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%)

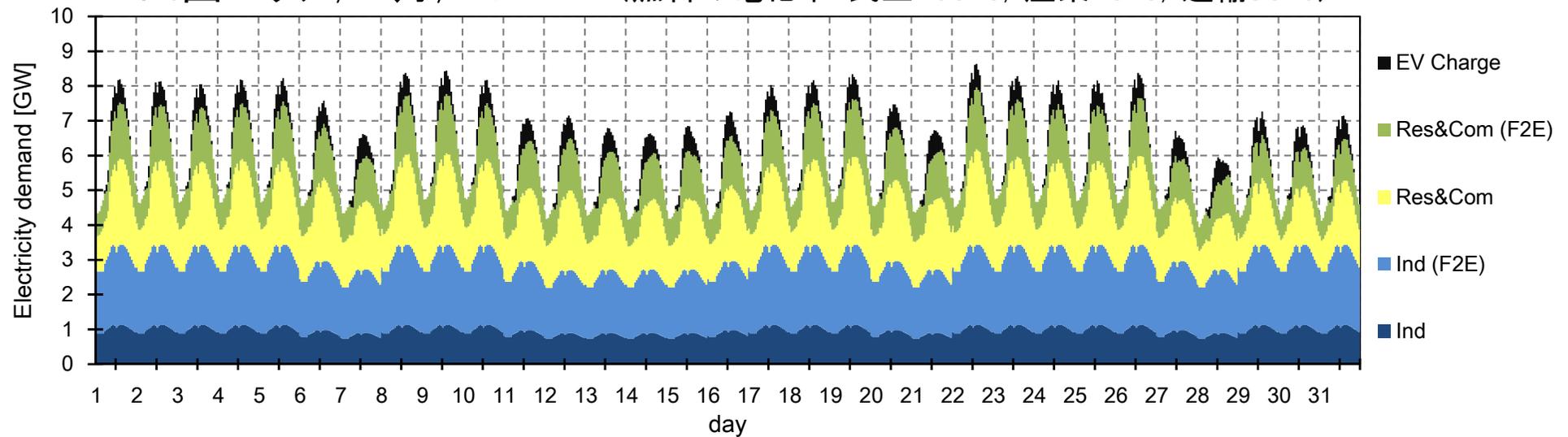


# 電力需要の例

四国エリア, 8月, 現状

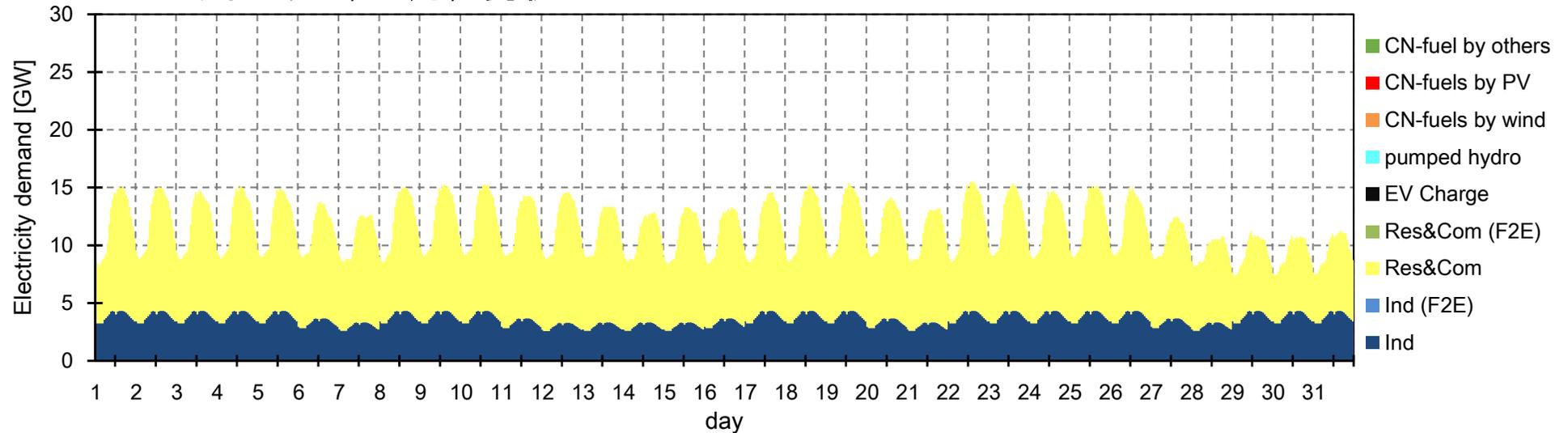


四国エリア, 8月, Case-X2 (燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%)



# 電力需要の例

九州エリア, 8月, 現状



九州エリア, 8月, Case-X2 (燃料の電化率: 民生100%, 産業40%, 運輸50%)

