

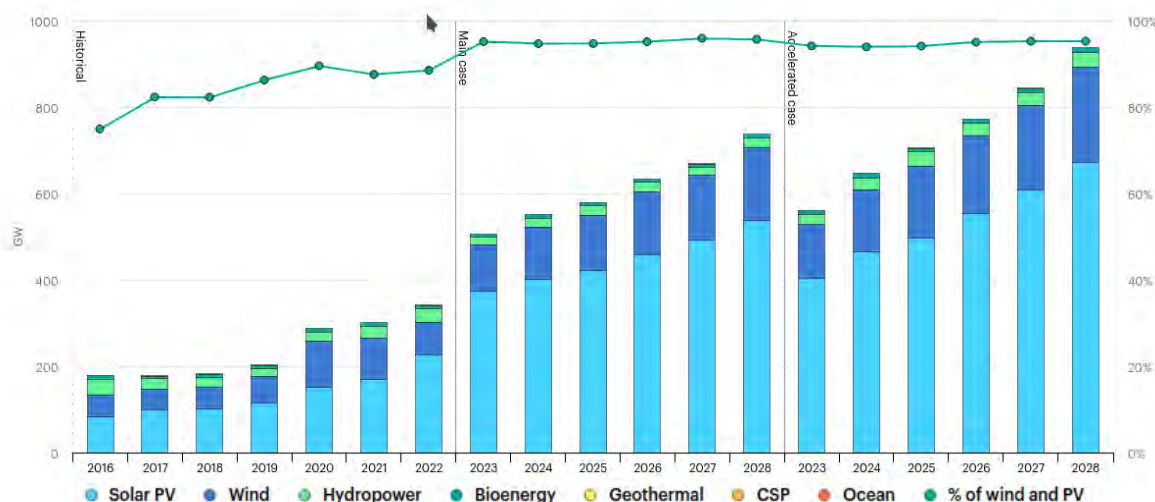
# 再エネ出力予測研究の最新動向と 国内の課題

第20回ESI シンポジウム  
「電力システムの運用を支える予測技術の発展の方向性」  
2024年03月04日

東京大学生産技術研究所  
Joao Gari da Silva Fonseca Junior

# 背景

再生可能エネルギーシステムの導入が世界中増加している。2023年だけで設備容量はほぼ2倍の507GWとなり、そのうちPV発電が74%を占める。



Source: Capacity additions by technology and segment, 2016-2028, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewable-electricity-capacity-additions-by-technology-and-segment-2016-2028>, IEA.

## Germany to speed renewables push due to Ukraine crisis

Russian attempts to 'weaponise' energy may fast-track Europe's shift to renewables, after initial pain

By energy reporter Daniel Mercer  
Posted Fri 25 Feb 2022 at 4:43am, updated Fri 25 Feb 2022 at 6:27am

この記事は会員限定です

洋上風車、GEが三菱商事・東芝とタッグ 欧州勢を猛追

カーボンゼロ + フォローする

Ukraine war drives renewables expansion in Austria's Burgenland

## Tories plan big expansion of wind farms 'to protect national security'

Planning rules to be relaxed so that renewables and nuclear power



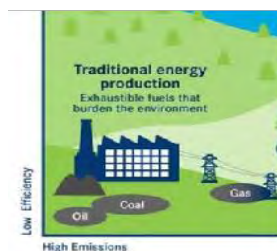
この背景から再エネ発電システムは今後更に早く普及する可能性が高く、従来の電力システムに大量の再エネシステムを統合することが喫緊の課題となっている。

# 目的

- 再エネ発電システムが基本的に天候に依存するため、そのシステムの発電量は自然な変動性を示す。
- そのため、そのシステムの発電の予測を活用できる電力システムを構築するのが不可欠。
- 本報告ではこうした課題に着目し、海外の電力システムにおける再エネ発電予測の動向と応用事例を紹介する。

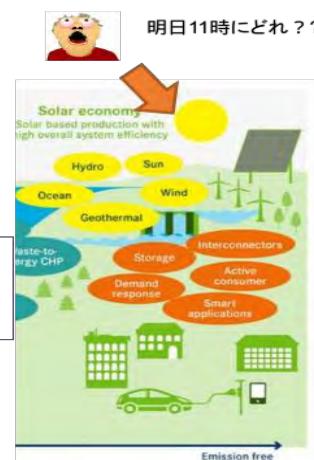


シナリオ 1? シナリオ 2? シナリオ 3?



電力システムシステムの柔軟性を増加対策が必要。

再エネの不確かさを把握、変動性を予測(できる限り)。



- 今日紹介する情報が主にESIG Meteorology/Market Workshop - 2023とIEEE-GM 2023の参加で得られた。

# 発表内容

## 1) 海外で再エネ発電の予測に対して最近の課題

### □ 3カ国に最近の課題

米国 (ISO 4社の対策の紹介)

ドイツ

オーストラリア

### □ 再エネの予測に関する最近欧州と米国の数値予報システムの高度化

## 2) 国内での課題と検討事例

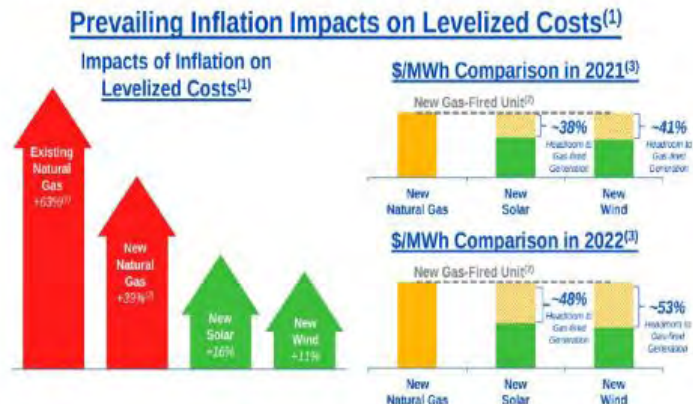
### □ PV発電予測技術の開発の事例

### □ 再エネ発電の予測の評価について

### □ 電力システム運用への予測の適用性の検討事例

## 3) 考察

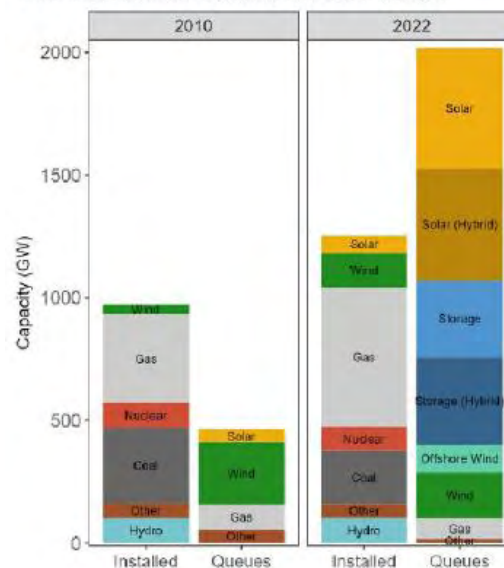
On a relative basis, renewables are now even cheaper than new gas fired generation after accounting for the impacts of the circumvention investigation and inflation



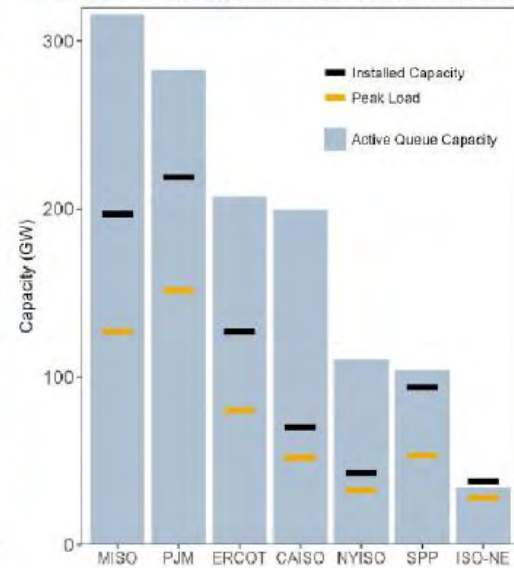
- 米国では再エネますます導入されている。
- その理由の一つは、再エネ発電システムのコスト。
- 現在、再エの発電コストは天然ガス発電のコストよりも41%安い。
- さらに、コストの減少の傾向は続いている。

- 一方、再エネの導入加速を阻む問題もあり、その一つは系統接続のため、ローカルの規制。
- このため、接続の希望量と導入量の間には大きな差が生じている。
- 例えば、米国では23年7月の時点で、2000GW以上の再エネ発電システムが電力系統への接続を待っている。

Entire U.S. Installed Capacity vs. Active Queues



RTO Installed Capacity & Peak Load vs. Active Queues





# 海外動向と課題（米国）

- 再エネの導入とともに、米国ではEVの普及も急激に増加している。
- 23年の第4四半期にBEVは米国の新車の市場に既に8.1%のシェアを獲得し、ハイブリッド+PHEV+BEVで見たら市場の18%程度を占め、2020年からEVの販売も飛躍的に伸びている。

U.S. planned utility-scale electric-generating capacity additions (2024)

gigawatts (GW)



出典：EIA, Preliminary Monthly Electric Generator Inventory, December 2023

Quarterly light-duty vehicle sales by powertrain, United States (2014–2023)

percentage of total vehicle sales



Data source: Wards Intelligence

Note: 2Q23=second quarter of 2023

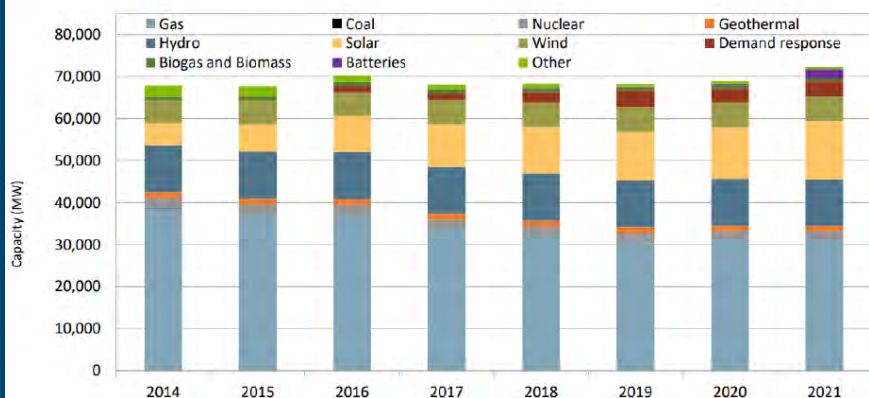
出典：EIA via <https://carege.com/guides/electric-vehicle-market-share-and-sales>

- その結果で米国の電力系統、電力供給側と需要側も劇的に変化が行われていて、その変化は様々なビジネスとイノベーションの機会を生み出している。
- さらに、このような背景から電力システムを運用においては再エネの発電の予測の重要性が高まり、米国の各ISOが様々な取り組みを行っている。
- 本報告では再エネ発電予測についてISO4社の取り組みの事例を紹介する。

# 海外動向と課題（米国、CAISO）

カリフォルニアのISO（CAISO）:CAISOのバランシングエリアでは、再エネ発電システムの設備容量が約27GWであり、そのうちPV発電システムの設備容量は58%を占める。さらに、脱炭素化も急速に進んでいる。

その状況でインバランスの管理が一層の重要性があり、そこで予測の応用が不可欠な役割。個別の発電量の予測に加えて、残余需要の確率予測も既に採用している。

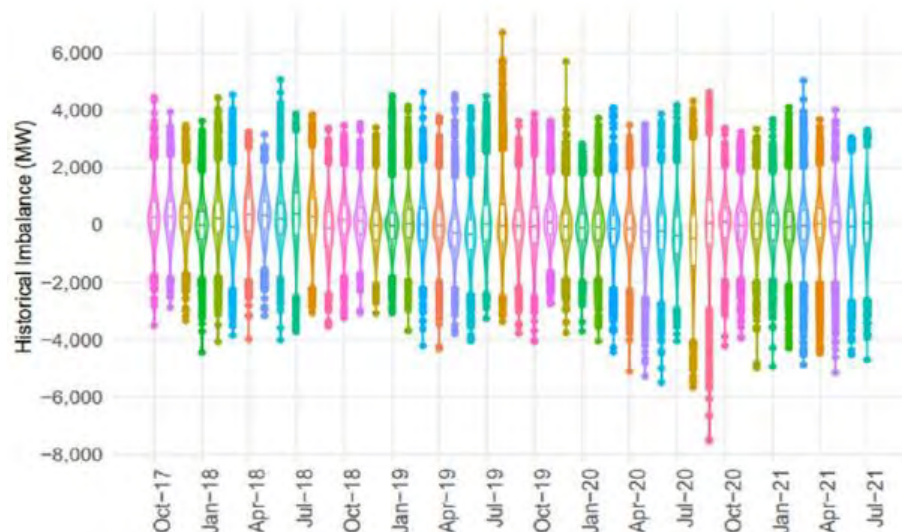
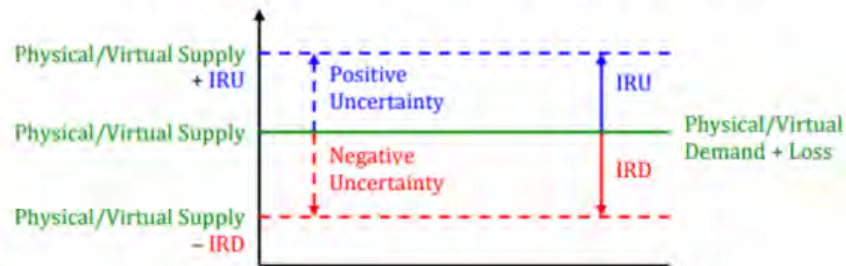


CAISOは前日の市場に2つプロダクトIFMとRUCがある。

*IFM: It clears energy and ancillary service schedules (bidding based).*

*RUC: runs after IFM. Ensures enough online capacity to meet day-ahead demand forecast.*

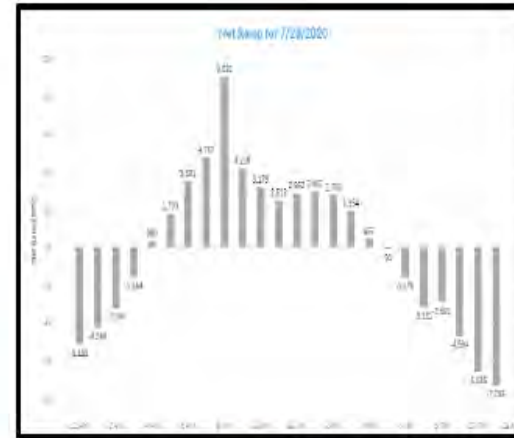
- Imbalance reserves will be upward and downward ramp capacity reserved in the day-ahead market to meet uncertainty that may materialize in the net load forecast (load – wind&solar) between day-ahead and real-time



# MISO)

Midcontinent ISO(MISO): MISOでは脱炭素化も進み、再エネ発電システムとして風力発電を大量に導入している。現在、設備容量が約27GW (PV発電は約2.4GW)に達成し、ランプの管理が大切な課題となっている。現在、ランプ管理用に市場にはramp capabilityとshort-term reserveという2つプロダクトがある。

- Retirement and decarbonization drives new generation mix and risk profile
- Ramping needs and uncertainty continue to increase and potentially shift to sunset hours



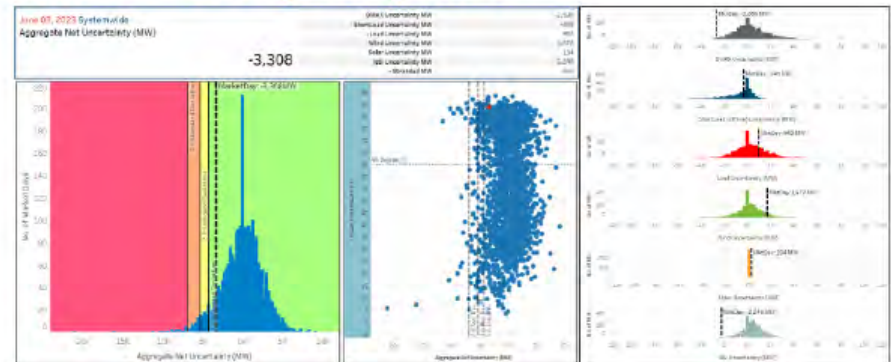
Up to > 9 GW/hr net ramp when wind drop coupled with morning load ramp



Expect the net ramp to increase when coupling with sunset and decreasing imports

Roadmap to fully dynamic reserves as system needs and technology mature

Establish dynamic reserve requirements based on daily risk profile

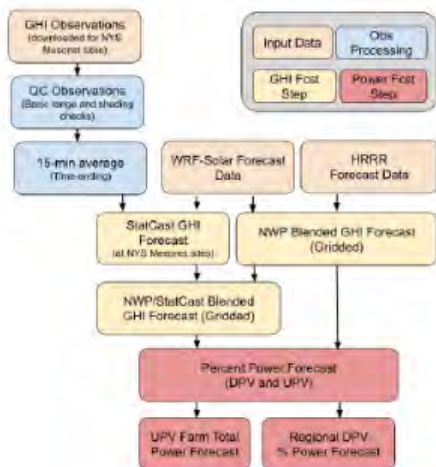




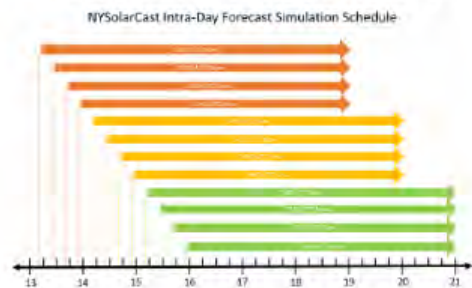
# 海外動向と課題（米、NYISO）

ニューヨークでは、風力発電の設備容量が現在1.8GWに達成しているが、PV発電システムの導入量はまだまだごくわずか。一方、法律による2030年までに再エネの発電が全発電の7割に達成する目標がある（2040年まで100%を目指している）。

そのために、NYISOは風力だけでなくPV発電システムの拡大も目指していて、正確な発電予測がクリティカル課題となっている。



- Intra-day
  - Forecasts issued every 15 min 1115-1900 UTC
  - 15-min frequency for GHI and UPV forecasts
  - 1-h averages for DPV forecasts
- Day-ahead
  - Forecasts issued once daily at 0600 UTC



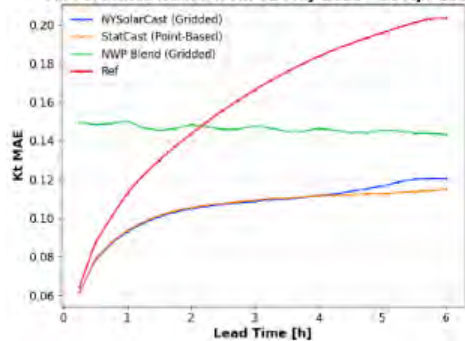
➤ NYISOは米国内のISOとして唯一な予測システムを開発している（NYSolarCast）。

➤ そのシステムで短時間、当日予測、前日、UPV(メガソーラー)とDPVなどの発電予測を行う。

➤ 予測システムには複数予測プロバイダーの予測を用い、独自のモニタリングデータに合わせてより正確な予測を出力することを目指す。

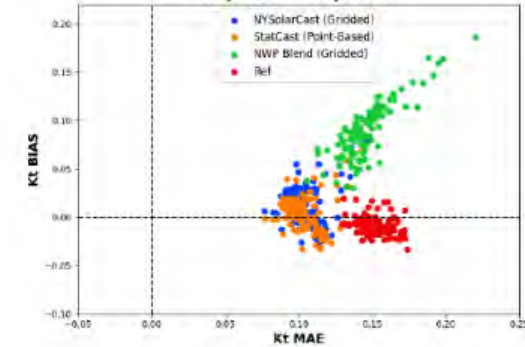
➤ このシステムは現在EPRI,BNL、NCARとアルバ大学との共同研究を通じて開発されている。

All Forecasts issued from 01 May 2021 - 30 Apr 2022



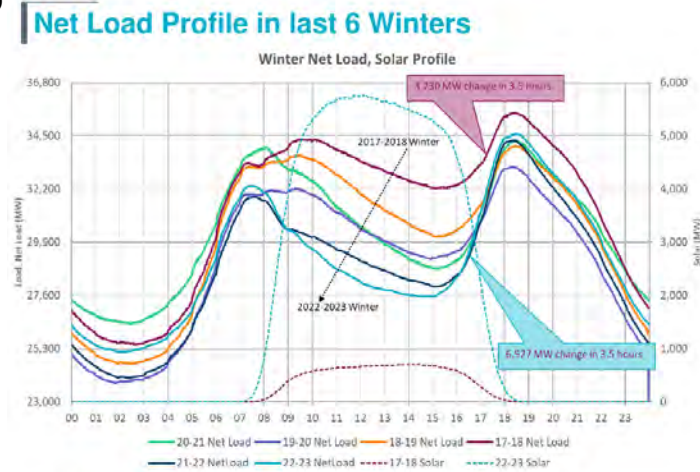
- **NYSolarCast & StatCast** identical at NYSM for first 3.5 h, then **NYSolarCast** relaxes toward **NWP Blend**
- **NYSolarCast** better MAE than **smart persistence** and **NWP Blend** at all lead times and nearly all sites
- **NWP Blend** better MAE than **smart persistence** after 2 h, and slowly declines with lead time

All Forecasts issued from 01 May 2021 - 30 Apr 2022



# 海外動向と課題（米、ERCOT）

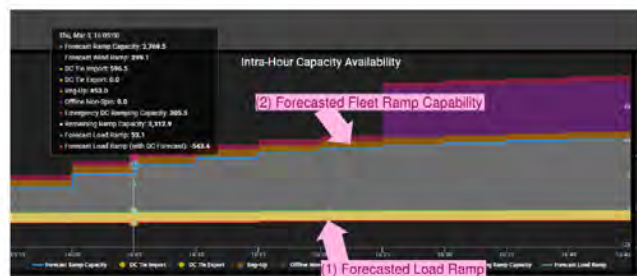
ERCOTはテキサス州のISOであり、米国で大きい再エネ発電システムの設備容量を管理している。現在、風力発電の導入量は40GW、PV発電の導入量は17GWになっている。さらに、接続待ち設備容量（in-queue）に関して、PV発電が128GW、風力発電が26GW、バッテリーが96GWに達している。



ercot

## Opportunity for Probabilistic Forecast - Intra-Hour Capacity Availability Tool, "What If" Assessment for next 2 hours

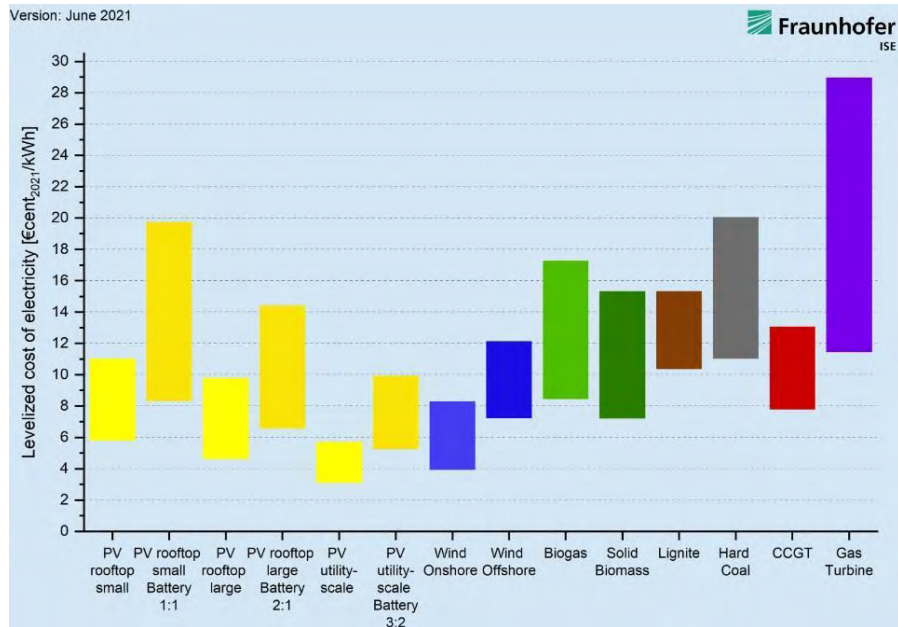
- Intra-Hour Capacity Availability Tool (iCAT) monitors forecasted net load ramp in the next two hours and measures if the ramping capability of the available thermal fleet is able to cover these.



ercot

- 風力発電の設備容量がPV発電設備容量より2倍以上大きい両方の導入量があるのでランプの予測とicingの予測が重要。
- 現在、ERCOTが168時間先までの時間単位で4つ確率予測を活用している（PVと風力発電、POE50、POE80）。
- さらに、5分刻みの2時間先までの4つ予測を運用に用いている。
- 既に、アンサンブルに基づいて、15分単位の6時間先までの確率予測（50%～98%分位まで）を受信しているがまだ運用目的にはまだ使用されていない。
- 殆どの予測プロバイダーとPay-per-performance（成果報酬型）の契約種類を使用している。

# 海外動向と課題（ドイツ）



図の出典: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-media/press-releases/2021/levelized-cost-of-electricity-renewables-clearly-superior-to-conventional-power-plants-due-to-rising-co2-prices.html>

- 2023年現在、ドイツでは約83GWのPV発電と約69GWの風力発電が導入されている。2035年までに電力の需要が100%を再エネ発電で賄う目標がある。
  - コストの点では再エネが既に天然ガスと石炭より安価。
  - 再エネ予測の応用に関して比較的に長い歴史があり、各系統運用者が常に用いている。
  - 大きな課題は送電線の混雑管理。そのため、ノードレベルでPV発電、風力発電、需要の予測技術を見込まれている (Redispatch 2.0 Process)。
- Redispatch 2.0で始めて100kWレベルの発電所がredispatch対象とする。
  - 各予測を用いて事前に混雑を想定することでシステムのbottleneckを特定する目的もある。
  - ノードレベルにブランチの電流まで予測しよとし、dynamic line ratingによる、各ブランチの最大容量を設定する（気象条件ベース、主に風速）



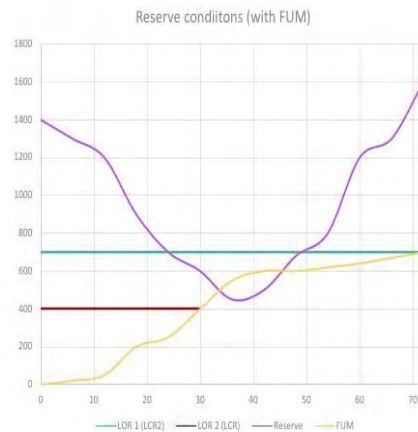
# 海外動向と課題（オーストラリア、AEMO）

オーストラリアでは再エネ発電システムが国の電力需要の32%（風力発電設備容量35GW、PV発電設備容量8.5GW）を補っている。マーケットの運用を担当しているAEMOは再生可能エネルギーのみでオーストラリアの全国電力市場（NEM）を運営するために解決すべき課題と取り組みを公表した。

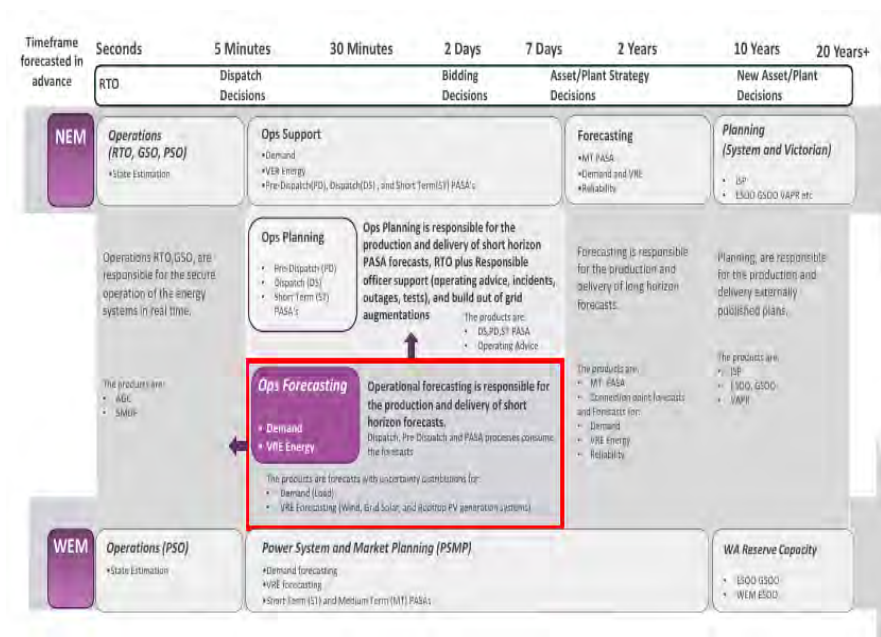
## The FUM (Forecast Uncertainty Measure)

The FUM Model is trained on historical forecasting errors and situational conditions present at time forecast was produced. These can include weather and time of day.

- Deployed in 2017
- This forecasts reserve levels using sophisticated Bayesian Belief Networks.
- Acts as a mechanism to address supply uncertainty.
- Over 1 billion forecasts are used to train the network using advanced AI techniques
- Retrained quarterly



再エネ発電予測の高度化が積極的に進んでいって、不確かさの情報も2017年から活用している。

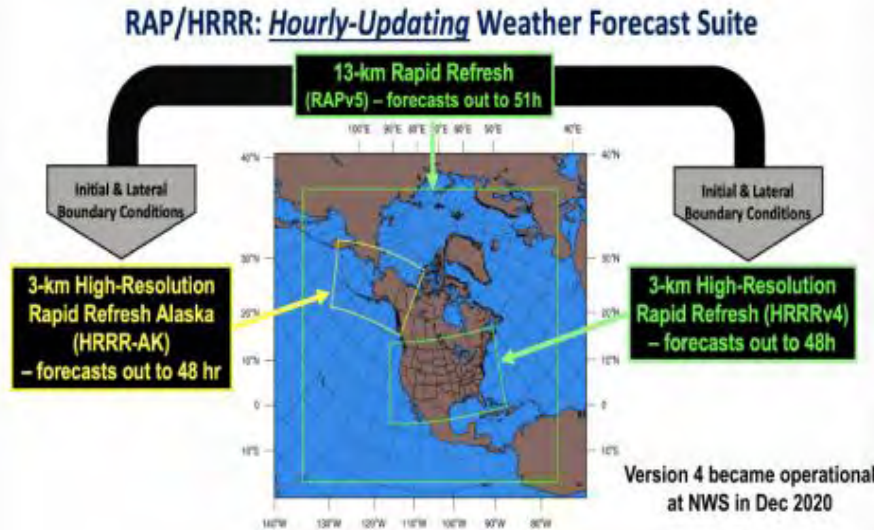


再エネ発電予測が必要予測とともに、複数時間の断面で（5分先～7日間先）実運用に採用している。



# 海外動向と課題 (NWP、米国)

米国では再エネをサポートするため、数年前から独自の数値予報の改良されていて風速や、日射、雲の予測も改善している。さらに、高解像度モデルの高度化も進んでいる。



- 現在、high resolutionモデル (HRRR) は48時間先まで (18時間先から) の予測を提供する。
- 最新版では煙モデリングが実装されて、サブグリッドの雲のモデリングも改良
- さらに、短波放射モデルのバイアス大きく減少した。
- 24年11月ごろ新しいRRFSモデルに置き換えられる予定。

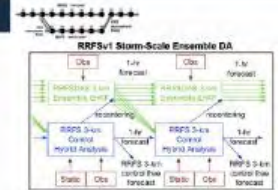
## NOAA's Future Storm-scale Operational Model

- Moving towards a Unified Forecast System (UFS)
- Common dynamic core used in all models (FV3 adopted)
- Global Forecast System already using FV3 (operational 2019)
- Rapid Refresh Forecast System (RRFS) being developed to replace the HRRR
- Target: RRFS replaces HRRR (and all other NOAA storm-scale models) in Nov 2024

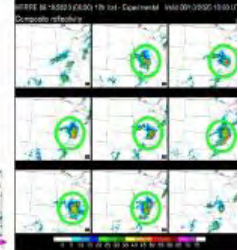
NWS Modeling System	Current Version	Current Operational	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	UFS Application
Global Forecast System	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System
Global Forecast System - High Resolution	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System - High Resolution
Global Forecast System - Rapid Refresh	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System - Rapid Refresh
Global Forecast System - Rapid Refresh Alaska	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System - Rapid Refresh Alaska
Global Forecast System - Rapid Refresh (HRRRv4)	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System - Rapid Refresh (HRRRv4)
Global Forecast System - Rapid Refresh (RAPv5)	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System - Rapid Refresh (RAPv5)
Global Forecast System - Rapid Refresh (HRRRv4) Alaska	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System - Rapid Refresh (HRRRv4) Alaska
Global Forecast System - Rapid Refresh (RAPv5) Alaska	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System - Rapid Refresh (RAPv5) Alaska
Global Forecast System - Rapid Refresh (HRRRv4) Alaska	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System - Rapid Refresh (HRRRv4) Alaska
Global Forecast System - Rapid Refresh (RAPv5) Alaska	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System - Rapid Refresh (RAPv5) Alaska
Global Forecast System - Rapid Refresh (HRRRv4) Alaska	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System - Rapid Refresh (HRRRv4) Alaska
Global Forecast System - Rapid Refresh (RAPv5) Alaska	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System - Rapid Refresh (RAPv5) Alaska
Global Forecast System - Rapid Refresh (HRRRv4) Alaska	GFSv2.16	Operational																		Global Forecast System - Rapid Refresh (HRRRv4) Alaska

## More RRFS Features

- Assimilates many different types of observations
  - Profiles (radiosondes, aircraft, profilers)
  - Radar and lightning
  - Surface (land-based and from buoys/ships)
  - Satellite
- Improved storm-scale ensemble DA method
- Land-surface "moderately coupled" DA
- Cloud DA (non-variational currently; working to improve)
- Post-processing diagnostics (e.g., wind gust potential)
- Ensemble predictions
  - 10-members, each doing 60-h forecasts
  - Will be evaluating these for wind/solar energy Fx



12-h lead-time: 7 of 9 hits



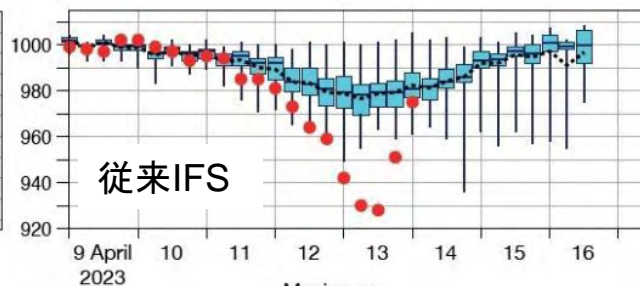
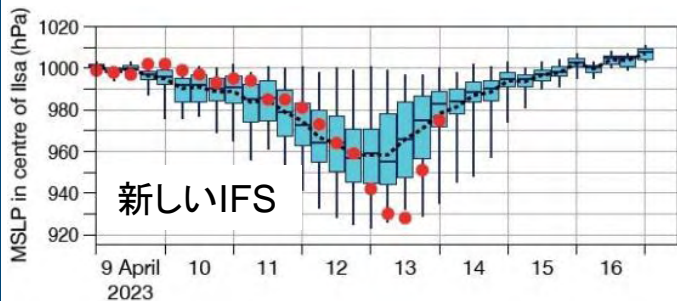
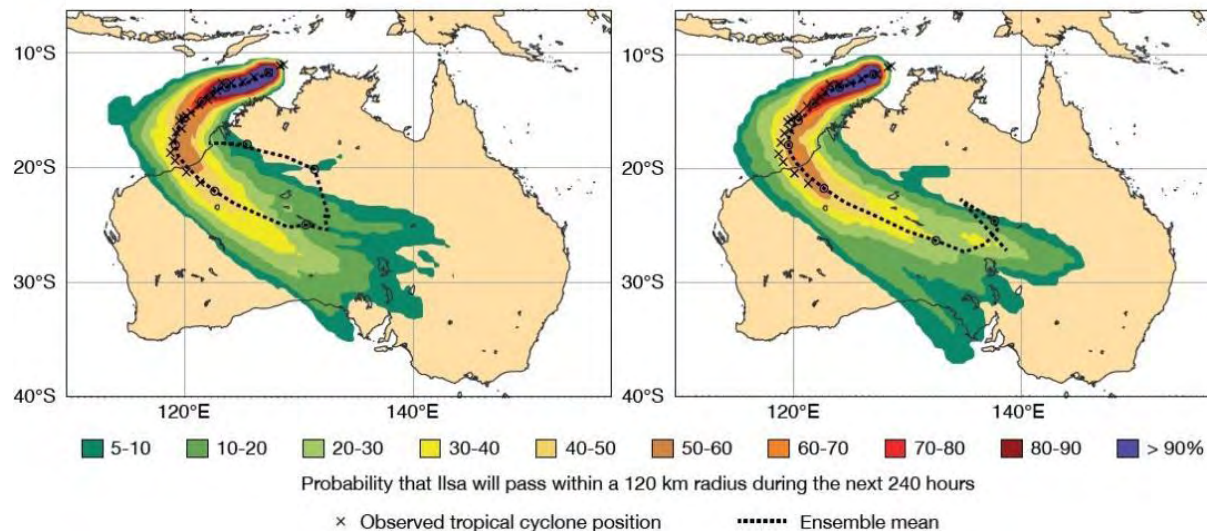
# 海外動向と課題 (ECMWF)

ECMWFが欧州気象機関であり、欧州の国からの専門家が集まり、現在世界中に最先端数値予報モデルを運用している。

2023年にECMWFシステム (IFS) が全面的にアップデートされ、各モデルの改善以外、15日間先のアンサンブル予測の解像度(Global)が18kmから9kmに改良し、アンサンブルメンバーも51から101へ拡張された。

新しいIFS

従来IFS



● Observed minimum sea level pressure      ..... Ensemble mean

..... Maximum  
 ..... First quartile  
 ..... Median  
 ..... Third quartile  
 ..... Minimum

# 海外動向と課題(纏め)

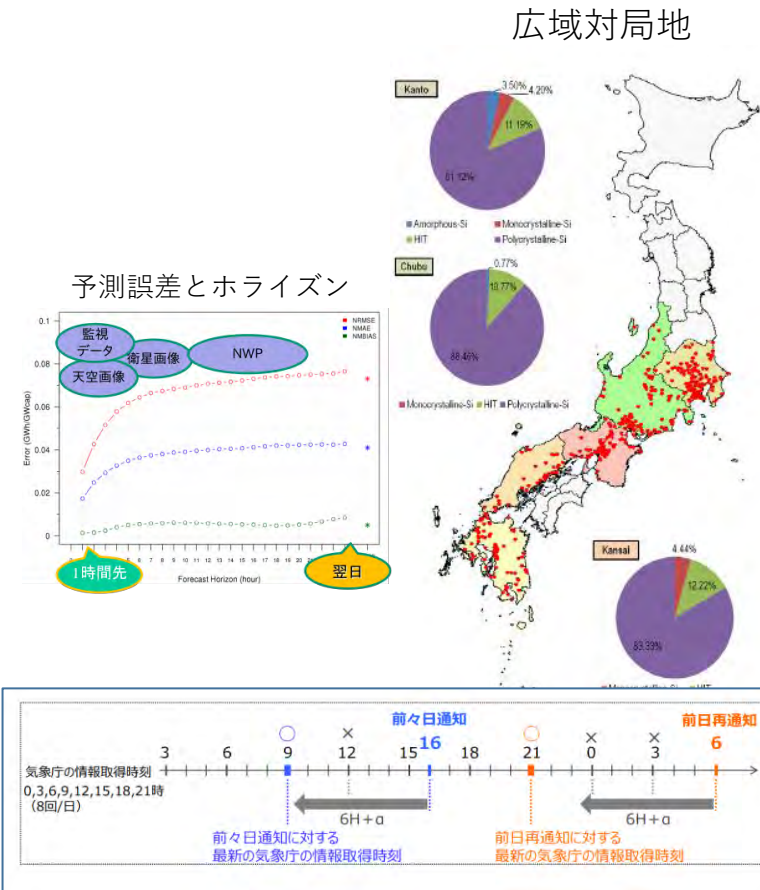
- 米国、ドイツ、オーストラリア系統運用者は再エネ発電システムの拡大を新たなビジネスと脱炭素化の機会として捉えている。将来の再エネ100%の実現に向けて、系統運用者は予測技術の開発や系統運用の改善に積極的に取り組んでいる。
- ここで紹介した国では再エネ発電予測を系統運用に常時に活用されていて、利害関係者は精度の高度化を求めつつ様々な検討を行っている。その結果で予測精度が向上するだけでなく、予測に関連した新たなプロダクトも作られている。
- 確率予測の開発と応用、混雑管理のための予測、DERの予測技術の開発が最新の課題になっている。数予測モデルの統合がもうひとつ課題である。
- NWPについて米国と欧州では独自のモデルの改良を常に行い、各気象機関が活発に再エネの利害関係者と共同研究や、サポートやニーズに合うように行動をとっている。



# 国内のPV発電予測の研究の事例

国内で再エネ発電の予測技術が大学、研究所や企業などにも研究されている。一方、予測が一つものではなく、その精度も様々な要因によって決まる。以下のその要因の事例を紹介する。

- 地理的な情報（対象エリアの気象の特徴）
- 時空間解像度（1分コマ、1時間コマ、広域、ローカル予測など）
- 配信時間（翌日、当日など）、
- 予測ホライズン（15時間先～39時間先まで、1週間先など）
- 対象時間（24時間、昼間など）
- . . .



各条件によって予測の仕様が変わり、予測精度も大きく変わる場合がある。さらに、用途がわからないと包括的に予測の性能を評価するのが難しい。

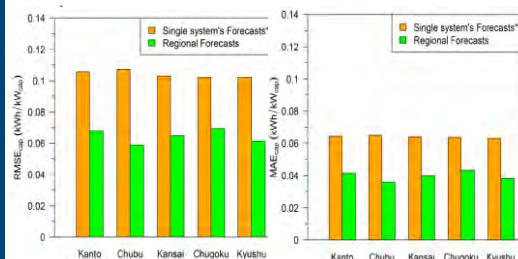


# 国内のPV発電予測の研究の事例

国内のPV・日射量の予測誤差の代表的な値と少し馴染むため荻本研と共同研究機関、研究者と行ってきた。以下に国内のPV発電予測の把握について事例を紹介する。

## ローカル対広域<sup>[1]</sup>

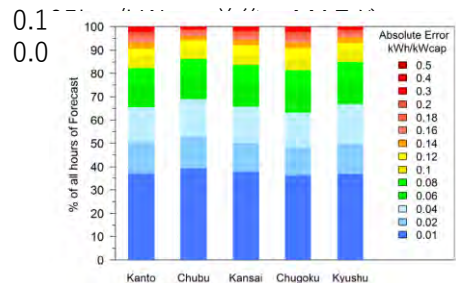
(翌日、517台PVシステム、1年)



ローカル予測から広域へ変わると年間のRMSEが40%程度下がる。

エリアの予測のRMSEが0.06~0.07  $\text{kWh/kW}_{\text{cap}}$ , MAEが0.035~0.045  $\text{kWh/kW}_{\text{cap}}$

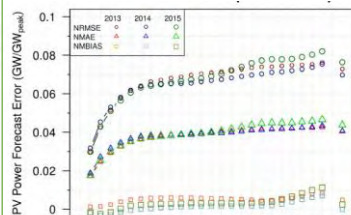
ローカルの場合、RMSEが



広域の誤差はエリアにも関わらず8割が0.08  $\text{kWh/kW}_{\text{cap}}$  だった。

## 予測ホライズンについて<sup>[2]</sup>

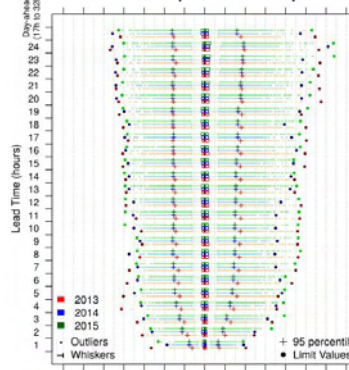
(九州エリア、広域予測、3年間のデータ)



年による24時間先の予測のRMSEが短時間予測誤差より変動する。

24時間先から1値時間先までの予測のRMSEが62.5%減少する。

### Error Distribution per Horizon and per Year



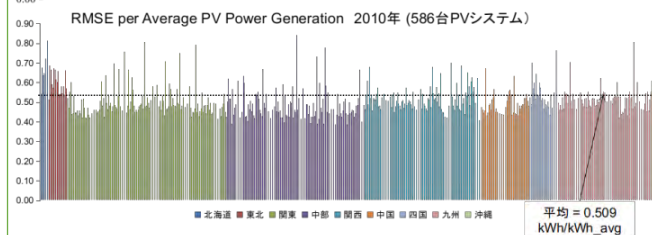
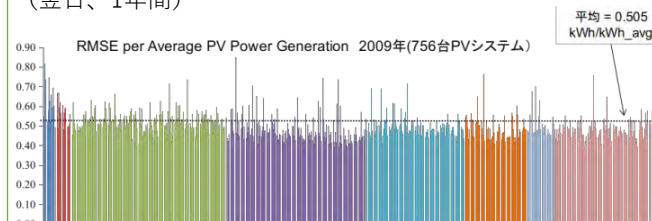
晴天指数の効果が6時間先いないの予測にあり一時間先の予測に使う場合、RMSEが46%減少。

24時間先から1値時間先まで変わると最大誤差が0.5  $\text{kWh/kW}_{\text{cap}}$  から0.2  $\text{kWh/kW}_{\text{cap}}$  まで減少。

24時間のRMSEが0.08、MAEが0.05  $\text{kWh/kW}_{\text{cap}}$  程度が一時間先は0.03、MAEが0.02  $\text{kWh/kW}_{\text{cap}}$  だった。

## ローカル予測、全国のアセスメント<sup>[3]</sup>

(翌日、1年間)



こちらは規格化する量は設備容量ではなく平均発電量。この場合、2年間のデータによる地域の特性と全国の代表的な値もわかった (RMSEが0.5  $\text{kWh/kW}_{\text{avg}}$ )。

北海道、東北と沖縄は他のエリアよりRMSEが高いことがわかった。

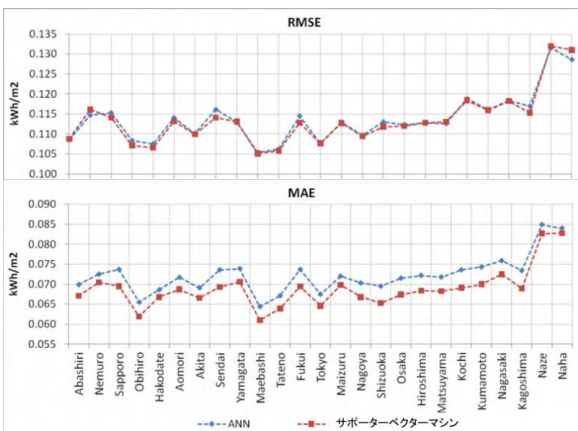
[1] IEEJ Trans. Power Energy, vol. 134, no. 6, 2014; [2] 33<sup>rd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, doi: 10.4229/EUPVSEC20172017-6BV.3.14; [3] 28<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, doi: 10.4229/28thEUPVSEC2013-5AO.7.3.

# 国内のPV発電予測の研究の事例

PV発電予測精度の把握だけではなく予測モデルの開発と精度の改善も行ってきた。

## □ ANN→SVRモデルの変更と調整による<sup>[4]</sup>

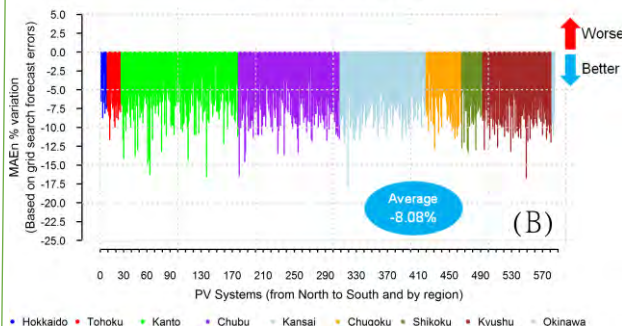
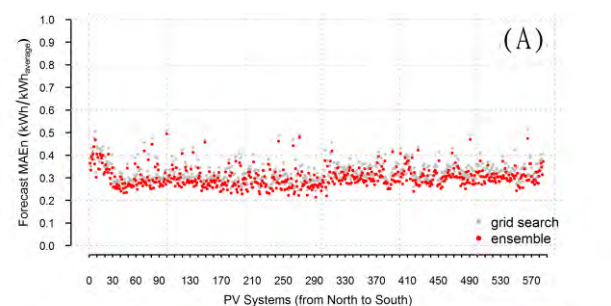
(全国の25箇所、ローカル翌日日射量予測、一年間)。



RMSEとMAEの結果で機械学習のモデルの変更と設定変数の調整などで大きい誤差には大きな効果がないが、それ以外の誤差やバイアスなど無視できない効果があったことがわかった。

## □ モデルの設定変数 (ハイパーパラメータ) の設定手法<sup>[5]</sup>

(グリッド検索対アンサンブル型のアプローチ, 586PVシステムの発電, 一年間)。

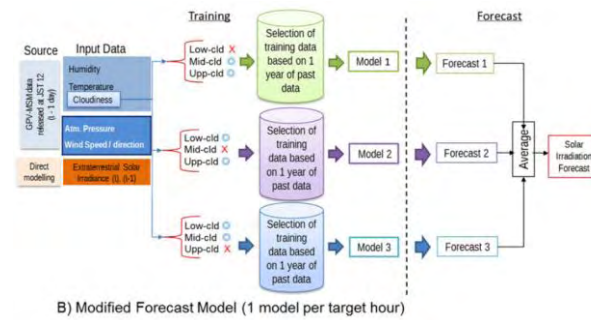


モデルのハイパーパラメータの設定の変更で全国の586PVシステムの年間のMAEが約8%減少し、増加したところもなかった。

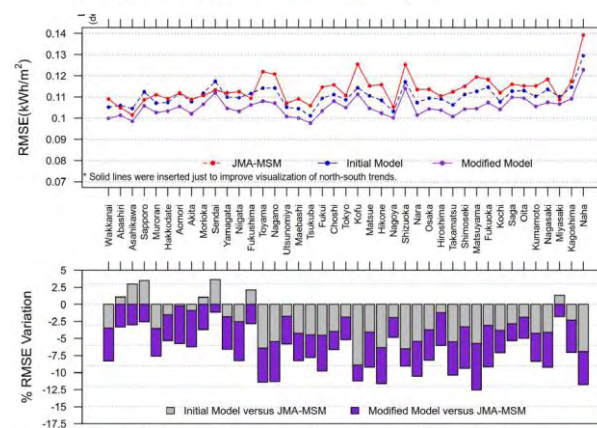
	北海道	東北	関東	中部	関西	四国	中国	九州	沖縄
システムの数	8	18	151	132	111	27	46	89	4
比率	1.35%	3.1%	25.75%	22.5%	19%	4.6%	7.85%	15.18%	0.67%

## □ 荻本研の日射量予測モデルの改善<sup>[6]</sup>

(全国の41箇所、広域とローカル翌日日射量予測、3年間)。



B) Modified Forecast Model (1 model per target hour)



□ 新モデルでローカル予測のRMSEが従来モデルより平均3%減少したが気象庁の予測と比較したらRMSEの差が平均7%だった。

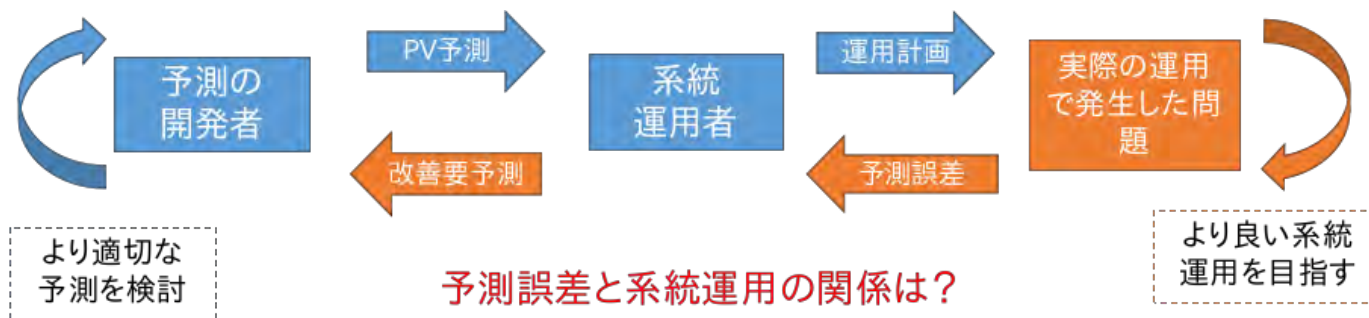
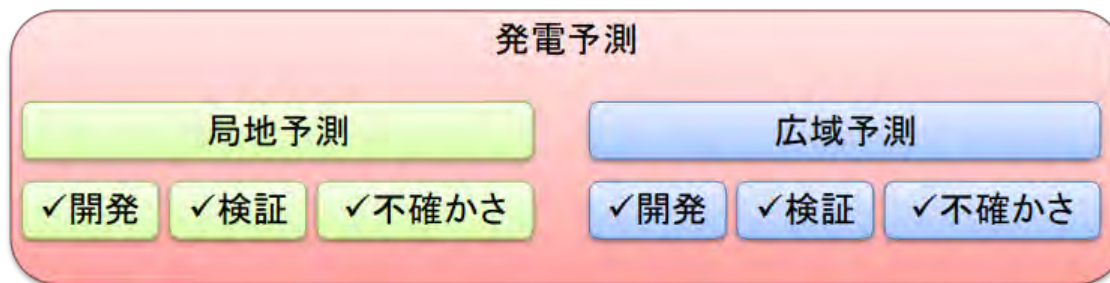
□ 広域規模で改善率が6.5%から21.1%までであった。

□ 更に、提案した手法はどんな地点でもJMAの予測より低いRMSEを示した。

[4] Analysis of the Use of Support Vector Regression and Neural Networks to Forecast Insolation for 25 Locations in Japan, Solar World Congress 2011; [5] 2014 Annual Meeting of the I.E.E. of Japan, vol. 6, pp. 197-198; [6] J. Appl. Meteorol. Climatol., vol. 59, no. 5, pp. 1011-1028, Apr. 2020, doi: 10.1175/JAMC-D-19-0240.1.

# 国内のPV発電予測の研究の事例

荻本研に限らず国内で様々な研究者が違う観点で予測の研究を行い、国内の予測精度を徐々に改善されている。一方、その予測のユーザーのニーズに繋がる改善が大切課題である。そのため、予測の使い方によるの予測の評価と分析手法の開発も必要である。

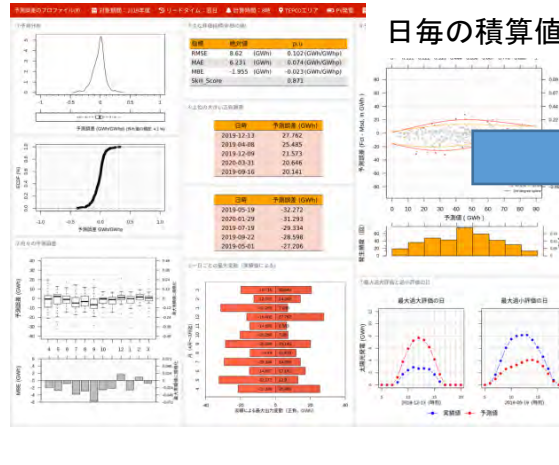
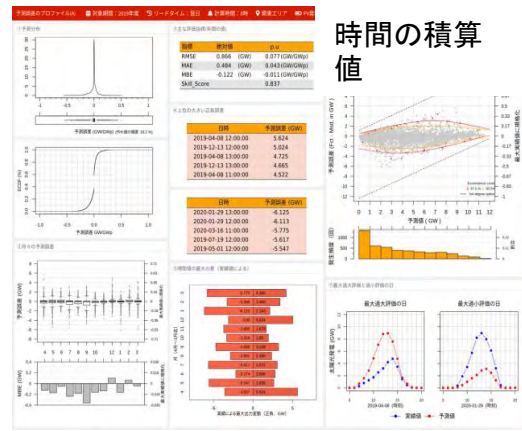




# 国内のもう一つ重要な課題（予測評価）

今後再エネの大量が導入された電力システムに向けて、再エネ発電予測の評価に平均誤差などを超えて、電力システムへの影響を評価する指標体系について考えるべき。荻本研ではそれについても検討を行い、以下にその事例を紹介する。

## ① PV予測誤差のみ評価する指標（広域、最終版、PV、風力、需要に適用、時間と日毎の積算値を評価する。）

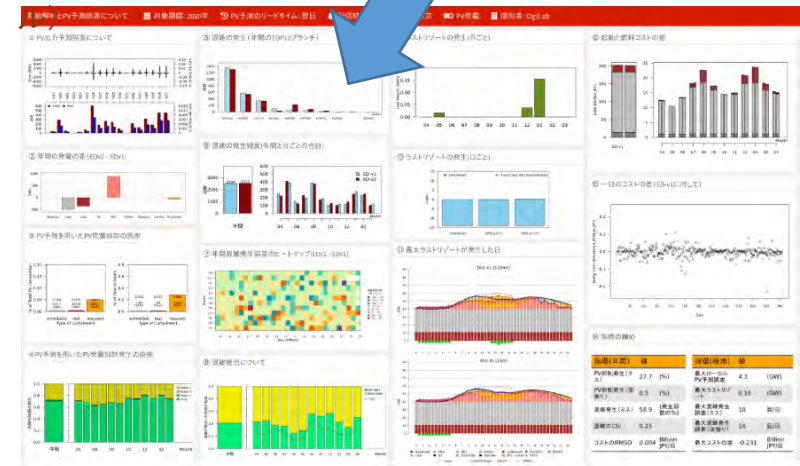


## ② PV予測が電力システムに与える影響について（エリアレベル、PV制御と緊急発電など評価）



➤ 予測を評価するため再エネ発電の予測を用いた前日の電力システムの運用の計画（UC）と当日に実現した再エネ発電により、前日の予測を包括的に評価する（ローカルとエリアレベルでも）。

## ③ PV予測が電力システムに与える影響について（ローカルレベル）





# 国内の課題の事例（予測評価）

- PV予測が電力システムに与える影響について（ローカルレベル）

(A) 予測誤差、発電誤差、制御の誤差を評価

(B) ローカルの混雑の発生の特徴、検出誤差など

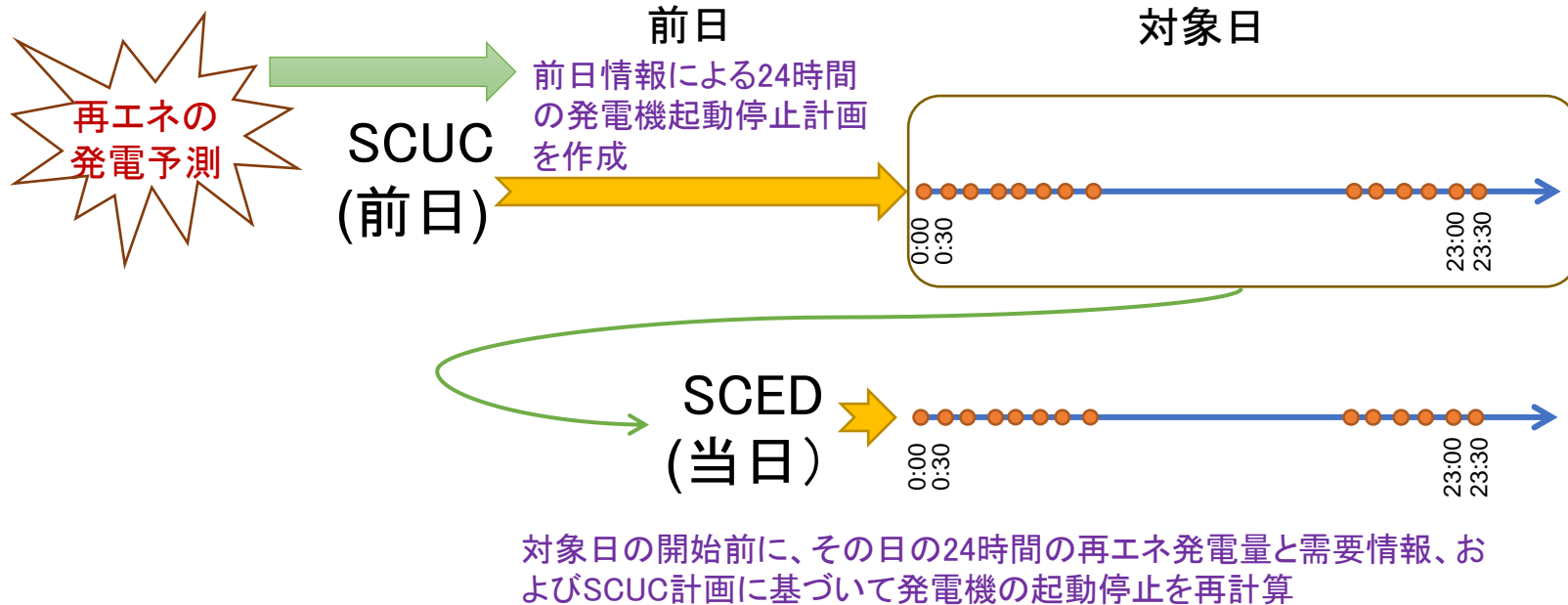
(C) 緊急発電の発生、最大量の日の運用

(D) コストへの影響と年間の運用を評価する指標の纏め



# 国内の課題の事例（予測評価）

ローカル予測の適用性の評価方法の事例



- 本手法で東京エリアの電力システムの運用をシミュレーションし、前日のPV発電の予測情報を用いて前日の計画は（SCUCによる）、当日の運用も（SCEDによる）をシミュレーションした。
- それが数予測モデルで行い、各予測モデルが運用に与える影響を調べることができる。
- ローカル予測誤差の影響を評価も可能。

# 国内の課題の事例（予測評価）

東京系統モデルで以下のシナリオをシミュレーションし、ローカルPV発電の予測誤差と混雑判定の関係を検討するため解析を行った。

- シナリオ： 2030年
- 対象系統： 東京上位2電圧モデル
- PV設備容量： 43.1 GW
- 日射量パターン： 2019年ベース
- 電力需要のパターン： 2019年ベース
- 他の発電機の設備容量： IEEJ/EAST10ベース
- 母線、ノード、ブランチの設備容量: IEEJ/EAST10ベース

PV発電予測:複数モデルの予測（約1400点を集約）

予測時間：翌日； 単位：30分値

不確かさの情報（あり、90%の信頼度で計算した予測区間）。



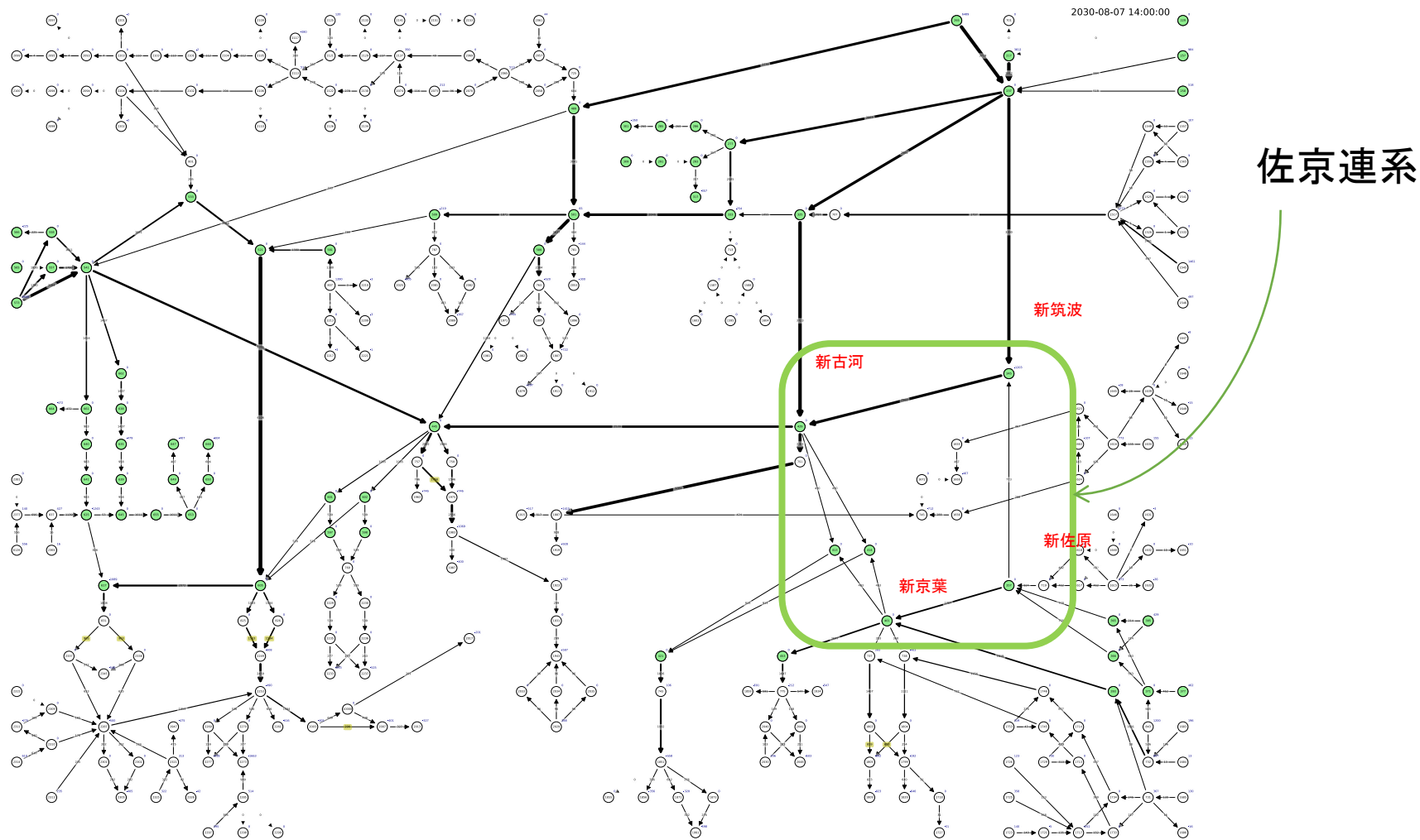
混雑と予測誤差の関係が明確に判るように、シナリオの設定の変更を行った。

評価：対象日の前日でSCUCを計算し、当日のSCEDの結果で予測誤差の影響を評価する。

評価対象：ローカル予測の影響。

# 国内の課題の事例（予測評価）

東京上位2電圧モデルを開発、佐京連系エリアに（位置を示す）PV発電システムの設備容量が大きくなった場合状況で予測を用いたシステムの運用を評価した。



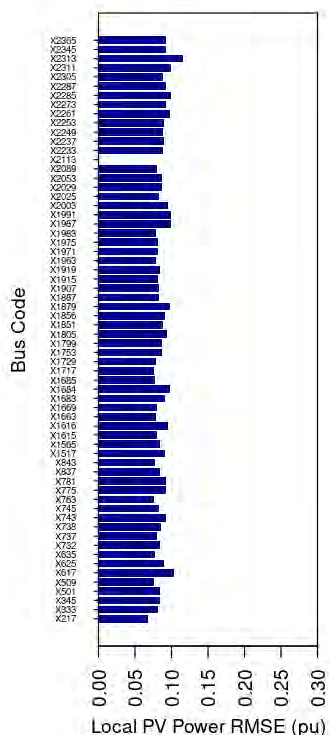


# 国内の課題の事例（予測評価）

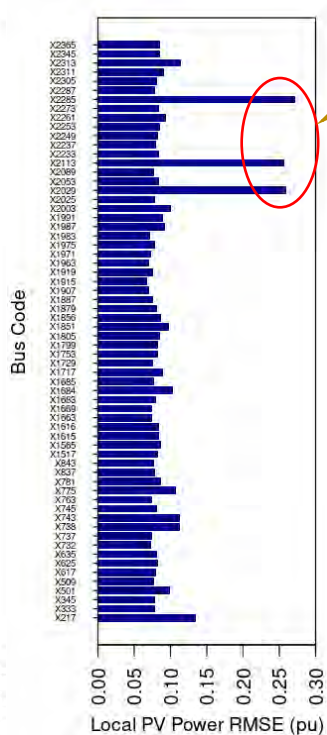
事例紹介：2つの予測モデルを用いる場合

各予測をSCUCとSCEDによる行った運用を比較した。

ローカル予測A



ローカル予測B

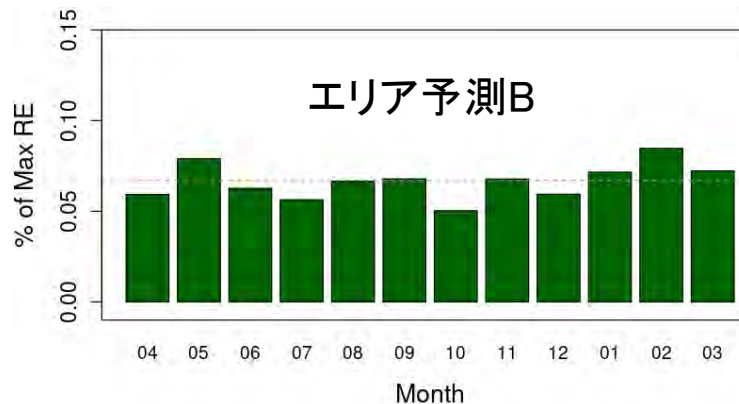


puでRMSEが大きい  
がPV発電が殆ど  
ないバスだった。

エリア予測A

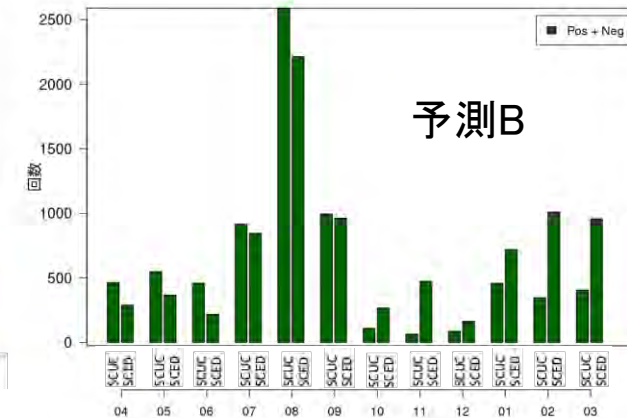
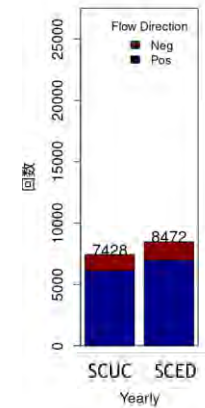
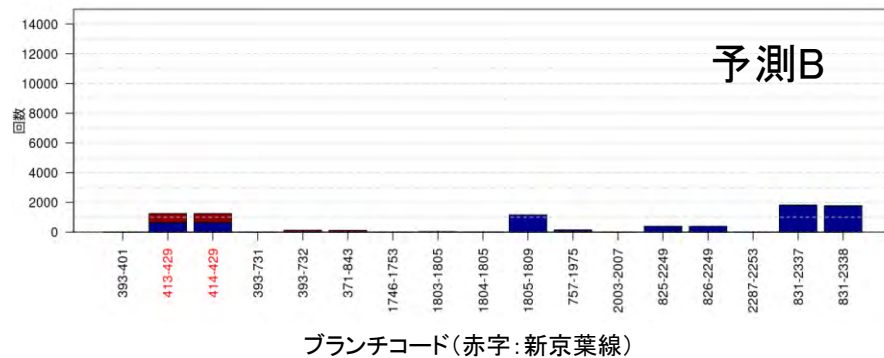
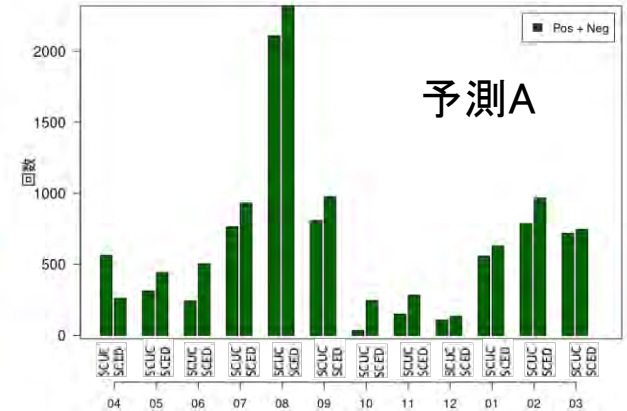
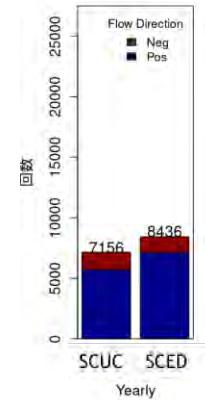
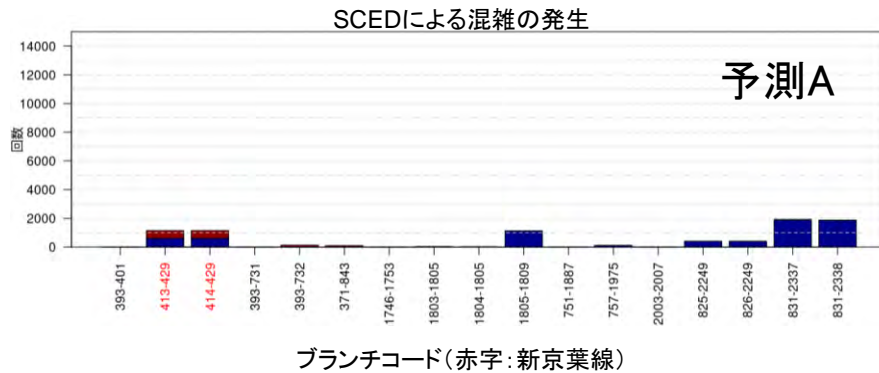


エリア予測B



# 国内の課題の事例（予測評価）

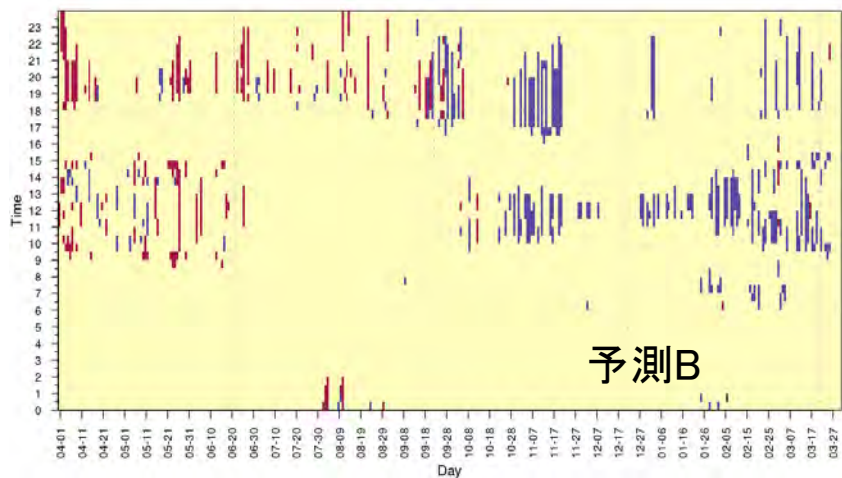
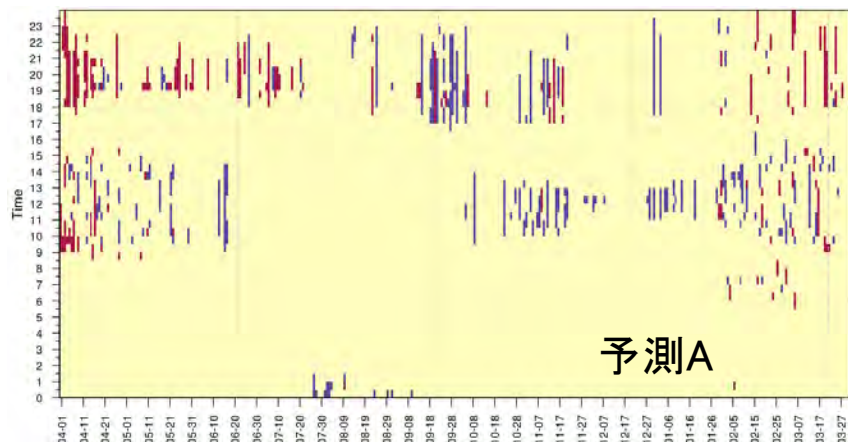
## 混雑の判定について一年間の結果



- 年間結果を見ると、混雑が発生するブランチが若干異なり、両予測ともにSCUCがSCEDに比べて混雑を過小評価する。
- 予測Bの結果を見ると、09月まで混雑の発生を過大評価し、その後過小評価した。

# 国内の課題の事例（予測評価）

## 佐京エリアの送電線に混雑の誤判定（SCUC対SCED）



混雑発生回数  
(全ブランチ)

- 見逃し
- ヒット
- 空振り

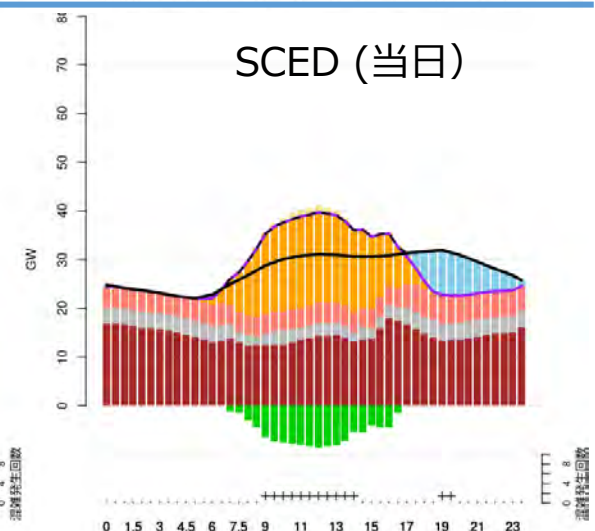
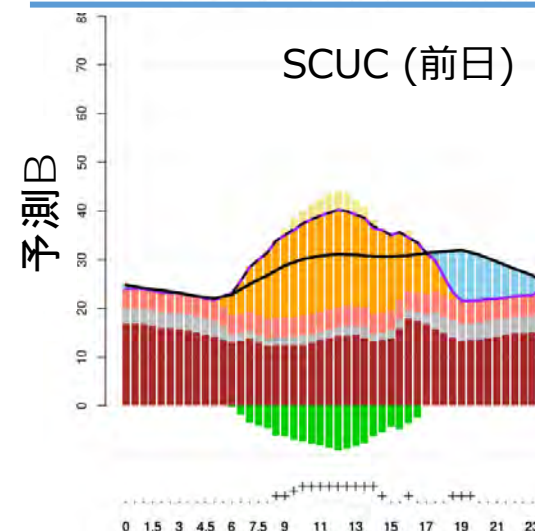
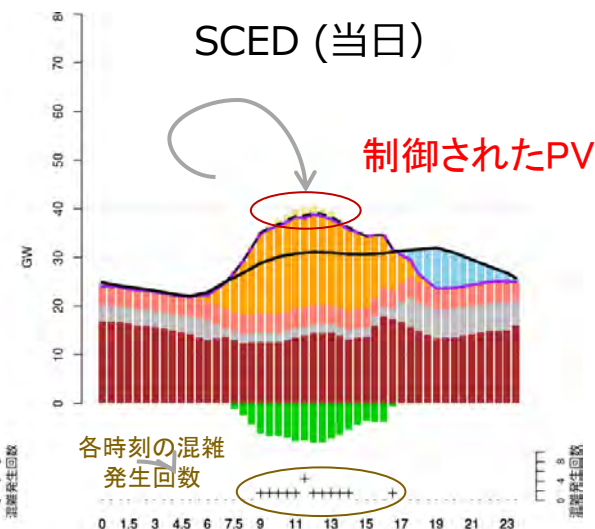
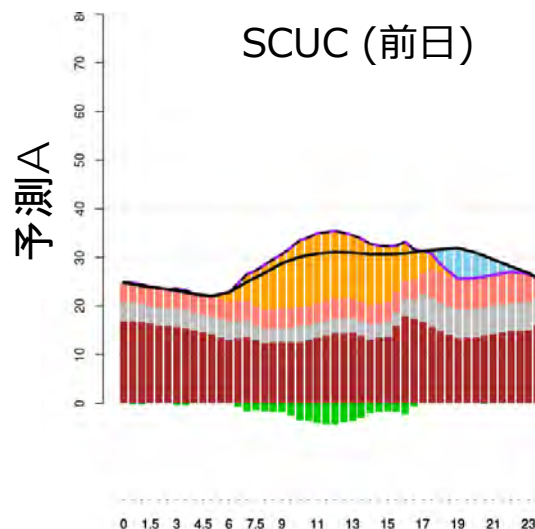
混雑	見逃し	空振り	混雑当たり	非混雑当たり
予測A	642	339	610	15929
予測B	478	372	672	15998

- 各混雑の誤判定ヒートマップで各予測の系統運用への影響が分かる。
- 昼間の時間帯において、予測がPV発電を過小評価したことで混雑の見逃しの判定が発生する傾向がある。
- 予測Aは年間で見ると昼間に見逃しが多く、予測Bは9月まで見逃しが少ない。
- 各予測の特徴から適切な予測を選択可能。

# 国内の課題の事例（予測評価）

混雑の見逃しの事例紹介：2030年06月16日

- 予測Aの場合、PV発電を過小評価し、当日の運用で余剰のPV発電を新京葉線を混雑するまで利用し、利用できない分を制御した運用になった。
- 予測Bの場合、PV発電を過大評価したため想定したPV発電の制御が実現されなかった。
- 一方、その予測を用いたSCUCでは混雑が発生する時間帯を正しく特定された。
- 今後、完全予測の結果をベースラインとして加えたことでより明確に各予測の適用性を評価する。





# 考察

- 再エネの導入は世界中で普及、拡大していて、再エネは電力システムの大切な柱になっている。
- 米国や欧州などの電力システムの利害関係者の多くは、これを新たなビジネスや経済活性化のチャンスと捉え、再エネの大量導入の実現に向けた取り組みを進めている。
- その動きの結果で海外の電力市場の参加者、利害関係者はより正確な発電の予測を求めている。
- 予測モデルの開発が気象機関で始まり、各数値予報モデルが大切な基準を定める。さらにモデルの連続的な改善と公開するのが市場の予測プロバイダーにより良い予測を提供する奨励になる。
- 海外では競争環境もあり、予測プロバイダーにとってユーザーのニーズを応えるのがより良い予測モデルを開発するインセンティブになる。
- その結果で、再エネ発電の予測技術が高速で開発しと予測精度も高速で高度化されている。
- それに対して、国内でこれまで携帯市場やパソコン市場などで起こったガラパゴス現象が再エネの予測分野に防ぐ、予測モデルの改善を進めるためには複数プロバイダーの存在と競争するインセンティブを与える必要がある。

ご清聴ありがとうございます。