

再エネ出力制御の低減に向けた取組について

2021年9月30日
沖縄電力株式会社

(1) 再エネの導入状況

エリアの電力需要・需要量(kW、kWh)

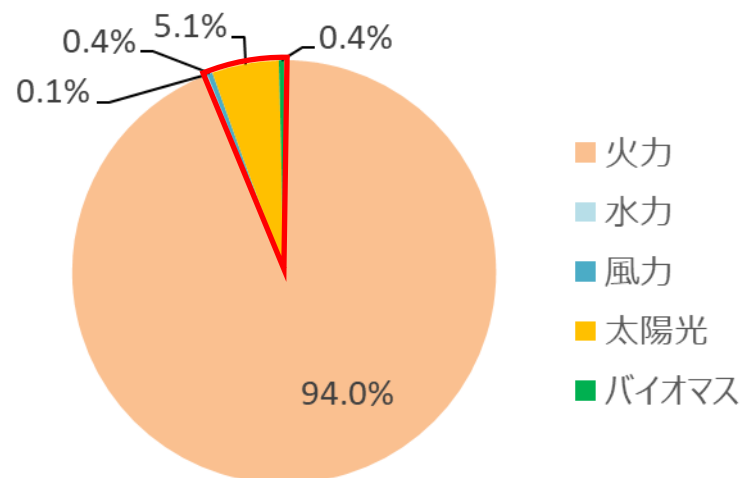
- 最大需要：157.9万kW(2020/8/18 PM2:00)
- 最低需要：55.6万kW(2020/4/26 AM6:00)
- 平均需要：92.1万kW
- 年間電力需要量：約77.1億kWh

エリアの発電電力量(kWh)と電源別シェア

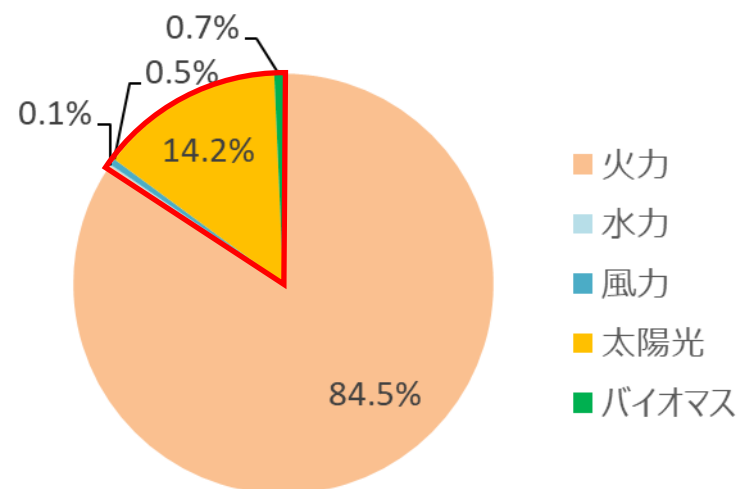
- 総発電電力量：約80.8億kWh
- うち、再エネ発電量：約4.9億kWh(シェア:約6.0%)
 - ・ 水力(揚水除く):0.1億kWh(0.1%)
 - ・ 風力:0.3億kWh(0.4%)
 - ・ 太陽光:4.1億kWh(5.1%)
 - ・ バイオマス:0.4億kWh(0.4%)

エリアの設備容量(kW)と電源別シェア

- 総設備容量：約292.0万kW
- うち、再エネ容量：約45.1万kW(シェア:約15.5%)
 - ・ 水力(揚水除く):0.2万kW(0.1%)
 - ・ 風力:1.6万kW(0.5%)
 - ・ 太陽光:41.4万kW(14.2%)
 - ・ バイオマス:1.9万kW(0.7%)

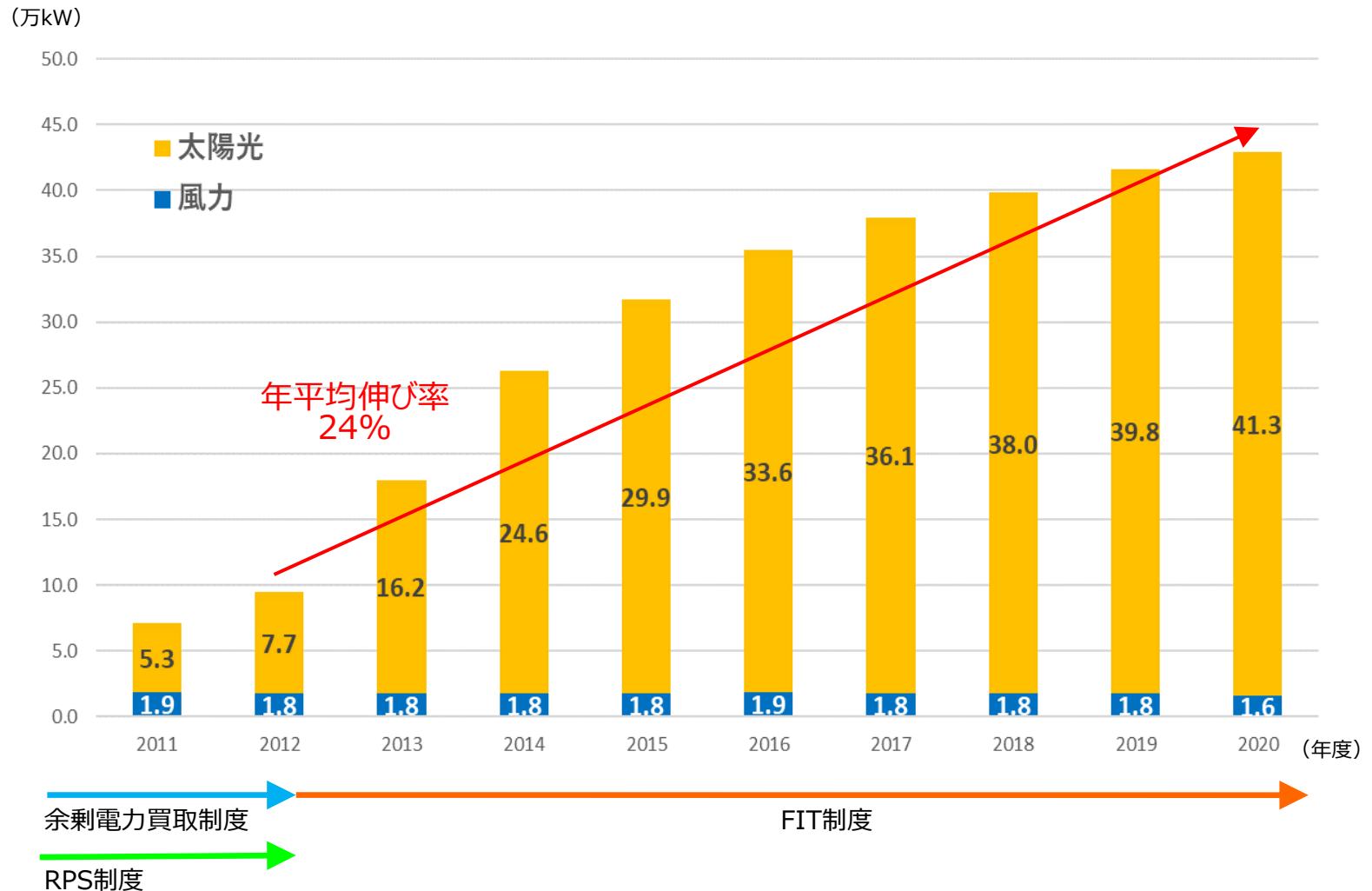


エリアの発電電力量(kWh)と電源別シェア



エリアの設備容量(kW)と電源別シェア

● 2011～2020年の再エネ導入量



(2) 優先給電ルールを踏まえた取組
(供給対策、系統対策、需要対策)

● 最小需要日のkWバランス（2021年4月18日）

単位：万kW

2021年4月18日		12時	19時	
需要		73.8	84.6	
発電出力	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	44.0	84.0
		電源Ⅲ	-	-
	計		44.0	84.0
	再エネ	太陽光	29.0	0
		風力	0.8	0.5
		水力	-	-
		バイオマス	-	-
	計		29.8	0.5
	原子力		-	-
	揚水・蓄電池		-	-
	連系線活用		-	-
	再エネ出力制御		-	-
	発電出力計		73.8	84.6

※四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

● 運転台数の見直し

- 沖縄エリアは独立系統であることから、発電機1台(N-1)脱落事故が発生した場合に、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するために、軽負荷期においても運転台数5台(最低運転台数)で運用していた。
 - ✓ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台
 - ✓ LFC調整力確保およびBOG消費のためLNG機を1台
 - ✓ 事故時の周波数低下・上昇を抑制し系統を安定化するため、慣性が大きい大容量火力機を3台
- 2021年3月3日の「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」において、沖縄エリアは中央制御方式UFR(SSC)の導入を踏まえ、最低運転台数(5台運転)制約は不要と整理がなされた。
- 2021年3月～5月GWの期間において実施した運転台数を4台とした検証試験を踏まえ、今後は再エネ出力抑制が必要となる断面においては並列発電機台数を4台に見直すこととした。
 - ✓ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台
 - ✓ LFC調整力確保およびBOG消費のためLNG機を1台
 - ✓ 事故時の周波数低下・上昇を抑制し系統を安定化するため、慣性が大きい大容量火力機を2台

※今年度実施した検証試験期間中に電源脱落事故や系統事故に関する事項は検証できていないことから、今後も継続した検証が必要。また、今後の再エネ連系量の増加による調整力(需要変動幅・速度の拡大に伴う影響)についても継続した確認・検討が必要。

①供給対策：バイオマスの最低出力

2021年7月末時点

	事業者と契約する出力 制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
④混焼 バイオマス	自家消費相当分まで抑制	0	
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	0	
⑤専焼 バイオマス	自家消費相当分まで抑制	0	その他に記載の事業者について 営業運転を開始しているが、再エネ出力制御時の最低出力については継続 協議中
	0～30%以下	1 (0.08万kW)	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	1 (4.46万kW)	
	合計	2 (4.54万kW)	
⑥地域資源 バイオマス	合計	7 (1.80万kW)	

(3) 出力制御の効率化

5. 需給状況(2)エリア需要想定①

9

沖縄電力は、最新の気象予測値に基づき、過去の類似する需要実績を複数日抽出し、過去の気象実績および曜日等を考慮した類似日を適用することで、エリア需要を想定した。

①類似日の需要カーブを複数抽出

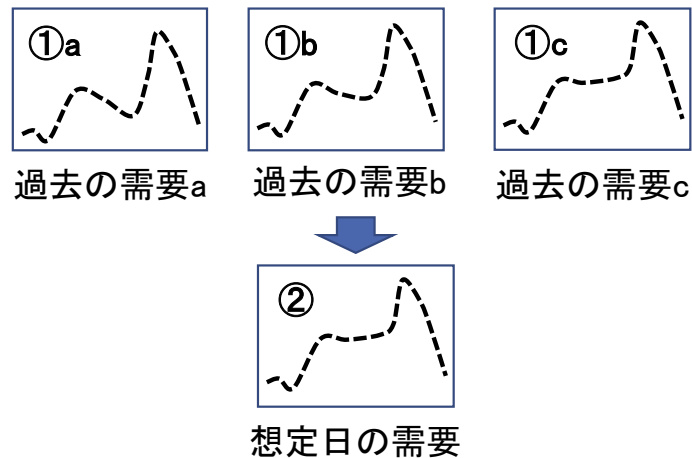
翌日の気象データ(天候・最高気温・最低気温)を基に過去の類似日を検索。



②至近の需要実績や曜日等および最大・最小需要電力を考慮したうえで①の需要カーブから選定し、翌日の需要カーブを作成

抽出した類似日から、曜日等を考慮し最も近いと想定される需要カーブの選定

需要想定イメージ図

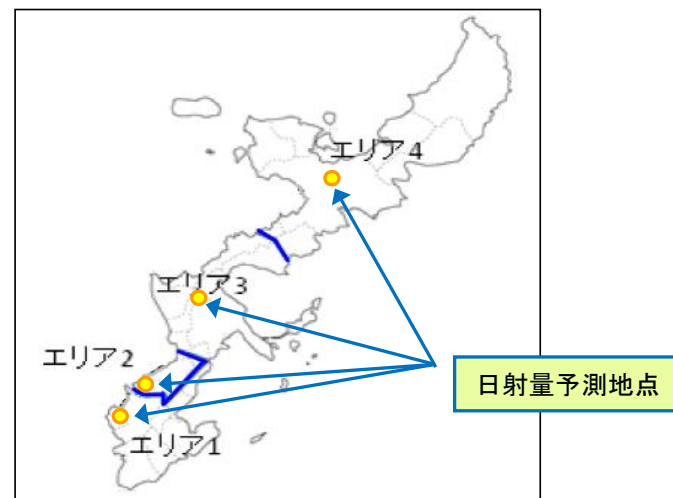
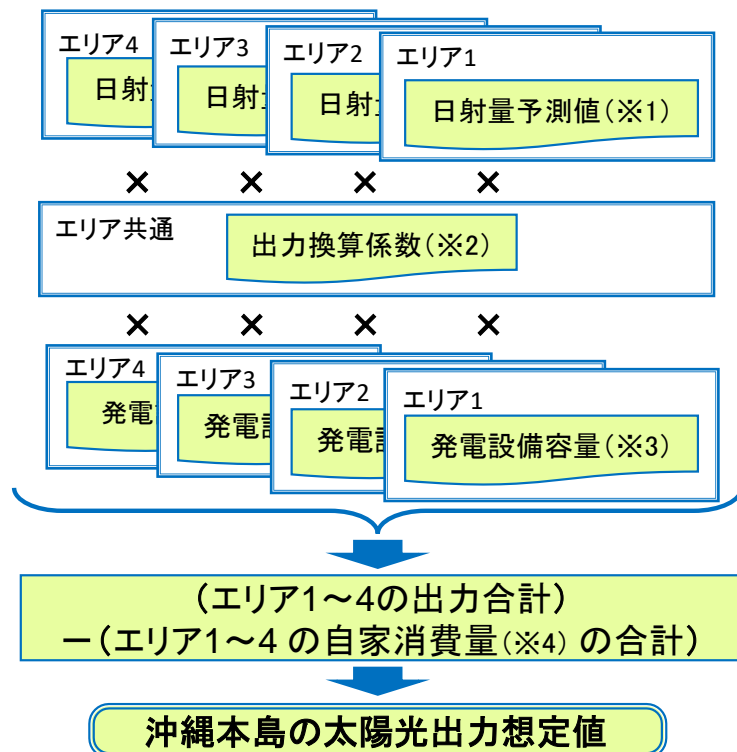


広域機関公表予定資料「沖縄本島における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果」より抜粋

5. 需給状況(3)太陽光の出力想定①

11

最新の気象予測モデルを使用した日射量想定(前日10時の日射量想定値)、過去の実績を基にした月別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、支店管轄エリア毎(エリア1~4)に算出した値を合計し、沖縄本島の出力として想定した。



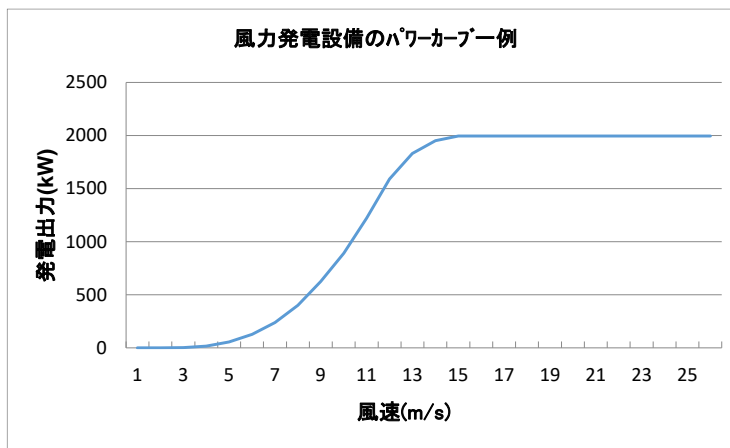
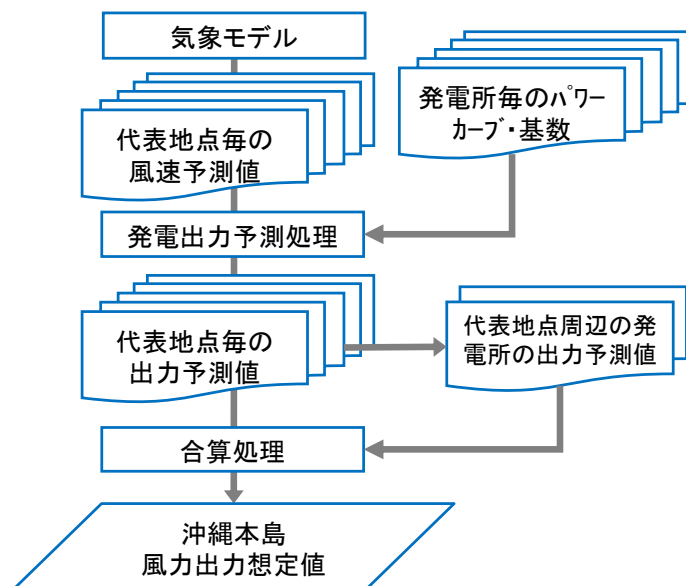
- (※1) 気象会社から前日10時に提供された、抑制当日の支店管轄エリア毎(エリア1~4)の日射量予測値(30分値)。
- (※2) 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、月別の出力換算係数を算出。沖縄本島は、各エリアにおける差が小さいことから、全エリアで同一の値を使用。
- (※3) 抑制当日の支店管轄エリア毎(エリア1~4)の太陽光発電設備容量。
- (※4) 余剰契約分の発電量と余剰契約分の設備容量×自家消費比率を比較し小さい方を自家消費分として算出。

5. 需給状況(4)風力の出力想定①

13

気象会社の気象モデルにより計算された風速予測値と各発電所毎に設定されたパワーカーブをもとに、代表5地点における発電出力を予測し、代表地点周辺の発電設備については設備量比率で按分して出力を算出し、代表地点の出力と合計することで沖縄本島の出力として想定した。

○発電出力予測値は、風速予測値とパワーカーブの関係から30分値(kW)として算定。



【需要】

- 予測誤差：翌日の最大予想と当日の最大実績より平均絶対パーセント誤差を算出
 - ① 年間平均：2.1%
 - ② 月間平均：下表のとおり

単位：%

4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
3.1	3.7	2.2	1.4	1.8	2.5	1.7	1.6	1.4	1.7	1.4	2.3

【太陽光・風力】

- 予測誤差：翌日の最大予想と当日の最大実績より1日の最大誤差の年間平均絶対誤差を算出
 - ✓ 太陽光：75.7MW（参考：年度末設備量比 22.8%）
 - ✓ 風力：4.5MW（参考：年度末設備量比 27.8%）

複数の気象モデルを統合した予測について

- ✓ 複数の気象モデルを統合することにより、個々のモデルが持つ不完全性を相殺し、より精度の高い予測値が可能になる。
- ✓ 平均的な予測誤差低減の他、最大誤差(大外し)の低減にも期待できる。
- ✓ 2021年4月より導入済。

※予測精度実績は現在評価中



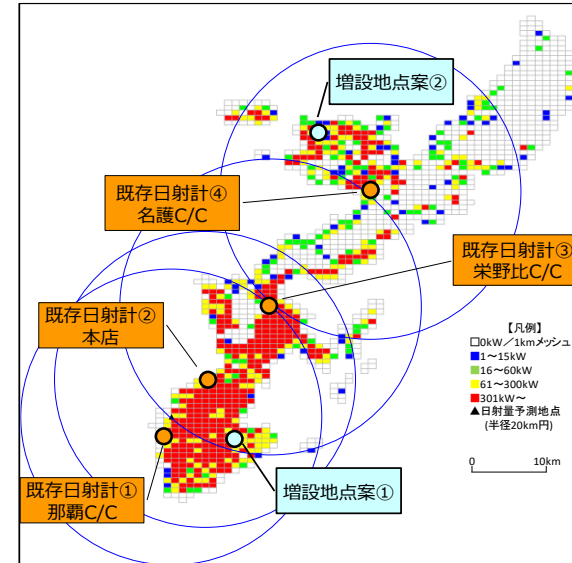
複数気象モデルによる日射量予測の統合版イメージ

4. 出力制御量低減に向けた取り組み(日射計増設による予測精度の向上)

29

現在、沖縄本島内に日射計を4ヶ所設置し日射量の計測を行っており、この4地点を代表予測地点として気象会社より提供される日射量予測値に基づき、PV発電出力予測を行っている。

近年のPV導入量の増加や「再エネ主力電源化」が議論される中、今後のPV導入拡大に対しては、更なる安定運用のため、PV発電出力予測精度向上に取り組む。



PV設備の分布状況および日射計設置地点

課題①：現在の設置個所が沖縄本島西側に集中している。沖縄本島の横幅は大きくはないが、前線通過や雲の湧き方などで西側と東側では日射量が異なる可能性がある。

課題②：再エネ主力電源化の議論もあり、益々PV導入量が増加することを鑑みると、安定運用を行うためには更なるPV発電出力予測精度向上が必要となる。

本取り組みにあたっては、上記の課題を解決すべく日射計を増設し、データ収集・分析等の検討を通して、PV発電出力推定実績の精度向上およびPV発電出力予測精度向上を図り、これらの精度向上を通して出力制御量低減に向けて取り組む。

沖縄エリアでは、旧ルール事業者のオンライン化を推奨しており、個別訪問による説明や、メール・DM発信により、出力制御時にオンラインであることによるメリットを事業者にお伝えするなど、切替を促す取組みを継続的に実施している。

沖縄エリアにおけるオンライン化の状況

		2021年7月末	(参考)2020年9月末
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	47.7%	47.0%
	②新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	3.8万kW	3.8万kW
	③旧ルール、オフライン事業者	4.5万kW	4.4万kW
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	0.3万kW	0.1万kW
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替率 (④/(③+④))	6.3%	2.2%
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	0%	0%
	⑦新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	0万kW	0万kW
	⑧旧ルール、オフライン事業者	1.2万kW	1.2万kW
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	-	-

(備考) 当面の出力制御対象者（旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・無制限無補償ルール事業者（太陽光は、10kW以上））について算定。