

第189回 エネルギー問題に発言する会 座談会議事録

議事録作成 松永一郎

日時 場所：平成30年7月19日（木）16:10～17:40 JANSI 会議室

演題：太陽光、風力発電の安定供給コストについて

講師：新田目 倖造 氏（元東北電力常務取締役、元北日本電線(株)社長／会長）

座長：小川修夫 氏

参加者：会員約40名

（講演主旨）

太陽光、風力発電と蓄電設備または火力発電との併用ケースについて、東北エリアの需給実績にもとづくシミュレーションを行った。その結果、蓄電設備との併用ケースでは、太陽光、風力発電の季節的出力変化を平準化するために年間需要の10～15%（37～55日分）程度の膨大な蓄電設備が必要となり、供給コスト単価は発電コスト単価の数10倍となった。火力発電との併用ケースでは同じく数倍となった。

（電気学会論文誌B、2018年6月掲載）

（講演内容）

1. 太陽光発電、風力発電の安定供給コスト

- （1）太陽光、風力発電は品質が悪く、供給力の安定化対策を施して初めて火力、原子力発電と比較可能
- （2）安定供給力：変化する電力需要を安定に充足できる供給力 → 給電指令に応じられる電力
- （3）安定化対策 以下の3方式がある
 - ①蓄電設備との併用
 - ②火力発電との併用
 - ③電力需要調整（デマンドコントロール）、系統連系など → 今回の検討の対象外

2. 検討概要

- （1）太陽光、風力発電に蓄電設備を併設し、当該発電だけで東北電力供給エリアの年間の必要全電力量を賅ったとした場合の必要蓄電量の試算およびその場合のコスト試算。
- （2）太陽光、風力発電に最大需要電力を充足できるバックアップ火力発電を併設し、当該発電の導入量（発電比率）と発電コストの相関を検証。

3. 蓄電設備を併設した場合の供給コスト

3-1 計算手法

電力需給シミュレーションを実施した。

（1）使用データ

- ①東北エリアの2015年の年間（8760時間）の電気事業者供給電力量（＝実績需要量）
- ②同上の太陽光／風力発電の発電量

(2) シミュレーション

①電力需要

- ・実績需要量を年間最大電力1 kWに相似的に圧縮
- ・負荷率66%とする。

→ 年間電力量は8760 kWh × 0.66 = 5782 kWh

②必要な発電設備能力

- ・太陽光／風力の発電実績を年間必要電力量5782 kWhとなるように相似的に圧縮。
- 太陽光発電設備：4.54 kW 風力発電設備：2.28 kW

③必要な蓄電設備能力

- ・発電量が需要に対して過剰な時に蓄電し、過小な時に放電する。
- ・充放電効率を100%とする。
充放電効率：充電電力量を100%として放電できる割合。実際は80%程度。
- ・必要な蓄電設備能力は需給差（発電電力量－需要電力量）累計（kWh）の年間最大値－年間最小値に等しい。

需給差累計：水力発電所のダムの水位に該当する

蓄電設備能力：ダムの最大保有水量に該当

3-2 太陽光発電モデルの詳細検討

(1) シミュレーションに基づく「需要電力量」「太陽光発電電力量」「需給差累計」のグラフ化

① 1年間 8760時間 ・ ・ 図1 太陽光発電供給モデル（1）

（結果）需給差累計より太陽光発電の蓄電設備容量が以下のように求められた。

1011 kWh（年間需要電力量比17.5%、64日分）

② 2015年1月1日～7日まで ・ ・ 図2 太陽光発電供給モデル（2）

（結果）太陽光発電量が連日需要量を下回り、需給差累計が直線的に低下した。

③ 2015年8月3日～9日まで ・ ・ 図3 太陽光発電供給モデル（3）

（結果）太陽光発電量が連日需要量を上回り、需給差累計が階段状に増加した。

④ 2015年8月6日（最大電力日） ・ ・ 図4 太陽光発電給電モデル（4）

（結果）充電電力量と放電電力量が等しくなるよう圧縮した。（昼間の余剰電力を夜間に放電）

(2) 日射量と発電電力量による算定

日射量と太陽光発電量は相関がある。

①東北エリアでの検証

a. 東北エリアで次の需給モデルを設定

A. 実績モデル：年間8760時間の需給シミュレーションを月別にまとめた需給バランス

B. 日射量推定モデル：月別発電電力量相当の需要と日射量から推定した太陽光発電電力量による需給バランス。日射量は東北6県の県庁所在地の実績を使用。

b. BモデルがAモデルに近いことを検証する。

②全国各地域での概算 ・ ・ 北海道、東北、東京、関西、九州、沖縄

各地域の月別日射量推定モデルから、蓄電設備容量を概算する。

③東北2015年、2016年の太陽光発電量と日射量の比較・・・図5 太陽光発電と日射量
(結果) 太陽光発電電力量と日射量の相関係数は

2015年・・・0.84 2016年・・・0.83

④東北2015年の実績推定発電、日射量推定発電、実績需要、発電推定需要
・・・図6 太陽光発電需給バランス

(結果) 4月中旬～10月：充電 11月～4月中旬：放電

⑤ 東北2015年の太陽光発電需給差累計・・・図7

(結果) 必要蓄電設備 実績モデル：17.5% 日射量モデル：19.2%

⑥ 各地域の月別発電電力量・・・図8-1

(結果) 那覇を除き、毎月の発電量は7.5%～10% (平均100%/12=8.3%) で大きな変動はない

⑦ 各地域の日積算日射量の月別平年値・・・図8-2

(結果) 那覇を除き日射量は1月が最低(約7MJ/m²)で5月が最高(約18MJ/m²)で2～3倍

⑧ 各地域の太陽光発電供給需給差(年間需要比)・・・図8

(結果) 那覇を除き同じ傾向。

⑨ 各地域太陽光発電需給差累計・・・図9

(結果) 最高と最低の差が一番大きいのは北海道、小さいのは沖縄

⑩ 地域別必要蓄電設備量(年間需要比)・・・図10

北海道：23% (84日分) 東北：17% (62日分) 東京：12% (44日分)

中部：12% (44日分) 北陸：22% (80日分) 関西：14% (51日分)

中国：14% (51日分) 四国：14% (51日分) 九州：16% (58日分)

沖縄：7% (26日分)

3-3 風力発電モデルの詳細検討

(1) シミュレーションに基づく「需要電力量」「風力発電電力量」「需給差累計」のグラフ化

①1年間 8760時間・・・図11 風力発電供給モデル(1)

(結果) 需給差累計より風力発電の蓄電設備容量が以下のように求められた。

757kWh (年間需要電力量比13.1%、48日分)

②2015年1月5日～11日まで・・・図12 風力発電供給モデル(2)

(結果) 風力発電量が連日需要量を上回り、需給差累計が直線的に増加した。

③2015年8月3日～9日まで・・・図13 風力発電供給モデル(3)

(結果) 風力発電量が連日需要量を下回り、需給差累計が直線的に低下した。

(2) 風速と発電電力量による算定

風速と風力発電量は相関がある。

①東北エリアでの検証

a. 東北エリアで次の需給モデルを設定

A. 実績モデル：年間8760時間の需給シミュレーションを月別にまとめた需給バランス

B. 風速推定モデル：月別発電電力量相当の需要と風速から推定した月別風力発電電力量による需給バランス。風力発電量は風速の3乗に比例するとして計算。

風速は東北6県の県庁所在地の実績を使用。

b. BモデルがAモデルに近いことを検証する。

②全国各地域での概算・・・北海道、東北、東京、関西、九州、沖縄各地域の月別風速推定モデルから、蓄電設備容量を概算する。

③東北2015年、2016年の風力発電量と風速の3乗との比較・・・図14 風力発電と風速
(結果) 風力発電電力量と風速の3乗の相関係数は

2015年・・・0.89 2016年・・・0.71

④東北2015年の実績推定発電、風速推定発電、実績需要、発電推定需要
・・・図15 風力発電需給バランス

(結果) 12月～3月:充電 4月:放電 5月:充電 6月～9月:放電 10月:充電 11月:
放電

⑤東北2015年の風力発電需給差累計・・・図16

(結果) 必要蓄電設備 実績モデル: 11.9% 風速モデル: 10.5%

⑥各地域の平均風速の月別平年値・・・図17-1

(結果) 那覇は年間を通じて5m/s 札幌は3.5m/s～4.5m/s

他の都市(仙台、東京、大阪、鹿児島)はおおむね2.5m/s～3.5m/s

⑦各地域の平均風速の3乗の月別平年値・・・図17-2

⑧各地域の風力発電需給差(年間需要比)・・・図17

⑨各地域風力発電需給差累計・・・図18

(結果) 冬期充電-夏期放電型・・・東北、九州、沖縄
春期充電-秋期放電型・・・北海道、東京、関西

⑩ 地域別必要蓄電設備量(年間需用比)・・・図10

北海道: 17%(62日分) 東北: 14%(51日分) 東京: 11%(40日分)

中部: 14%(51日分) 北陸: 9%(33日分) 関西: 7%(26日分)

中国: 9%(33日分) 四国: 12%(44日分) 九州: 7%(26日分)

沖縄: 7%(26日分)

3-4 太陽光、風力発電と蓄電設備併用時の供給コスト

(1) 算定方法

①最大電力1kW、負荷率65%の電力需要に供給する設備とコストを算定する。

②太陽光、風力発電のモデルプラントの建設費、発電コストをベースとし、蓄電設備の年間費用は、太陽光、風力発電の建設費に対する蓄電設備の建設費の割合で増加するものとする。

③算定条件

太陽光、風力発電ごとにモデルプラントを想定し、利用率(%)、建設単価(万円/kW)、発電コスト(円/kWh)、蓄電設備容量(%、日分・・・太陽光55日、風力37日)、蓄電設備建設単価(4万円(NAS電池)～10万円(リチウムイオン電池等)/kWh)を設定。

数値は資源エネルギー調査会等の公表データを使用

(2) 試算結果・・・表1 非現実的な蓄電設備の諸経費による大幅なコストアップ

太陽光発電: 33.6～82.4倍(800円～2000円/kWh)

風力発電：25.7～62.7倍（550円～1350円/kWh）

4. 太陽光、風力発電と火力発電併用時の供給コスト

4-1 供給コスト算定方法

- (1) 東北エリアの2015年の年間8760時間の需給シミュレーションによって算定
- (2) 電力需要：実績需要を年間最大電力が1kWになるように相似的に圧縮
- (3) 火力発電：バックアップ用として、設備容量1kWの火力発電を併用。火力発電の最低出力は設備容量の30%一定
- (4) 太陽光発電の導入：東北エリアの2015年の太陽光発電実績を相似的に圧縮して、導入率を0から100%まで増加した時の需給バランス、供給コストを求める。
- (5) 電力需要には太陽光発電からの供給を優先し、火力発電を最低出力まで抑制しても余剰電力が発生する場合は、太陽光発電の出力を抑制する。
- (6) 風力発電の導入：太陽光発電と同じように算定する。

4-2 太陽光発電、風力発電と火力発電併用モデルの詳細検討

(1) 太陽光発電導入率と余剰電力例 図19-1

2015年8月6日の例

- ① 導入率20%で余剰電力発生
- ② 導入率30%で大幅な余剰電力が発生
- ③ 余剰電力は蓄電設備がない限り無駄になる。(抑制が必要)

(2) 太陽光発電の導入率と余剰率 図19

- ① 導入率が20%を超えると、太陽光発電の余剰が発生しはじめ、太陽光発電の発電電力量供給比率（年間需要比%）は導入率が増えても20%でほぼ一定になり、残りの80%は火力発電から供給されるものになってしまう。
- ② 導入率100%では20%の供給比率に対して、70%以上の余剰電力が生じる。

(3) 風力発電の導入率と余剰率 図20

- ① 導入率が20%を超えると、風力発電の余剰が発生しはじめ、風力発電の発電電力量供給比率（年間需要比%）は導入率が増えるにしたがって20%から40%まで上がっていく。残りの80%から60%は火力発電から供給される。
- ② 導入率100%では40%の供給比率に対して、60%以上の余剰電力が生じる。

(4) 需要、太陽光、風力発電持続曲線 図21 付図1 直線近似持続曲線モデル

太陽光発電は風力発電に比べて設備利用率が低いために、年間需要に対して余剰電力が発生しやすい。余剰電力量は付図1の直線近似持続曲線モデルで容易に説明できる。

4-3 太陽光発電と火力発電、風力発電と火力発電の併用コスト

(1) 太陽光発電と火力発電の併用供給コスト算定条件 表2

- ① 最大電力1kWの2015年の東北エリア実績需要モデルで、太陽光または風力発電の導入率100%の時の供給設備容量、コスト
- ② 太陽光、風力、火力の1kWhあたり発電コストは総合資源エネルギー調査会の値を使用
図表1：太陽光発電と蓄電設備併用時の供給コスト（太陽光発電導入率100～200%の場合）
100%以上の発電はすべて抑制するという条件で太陽光発電設備を倍まで大きくすると蓄電設

備量は減っていく。また供給コストも減っていく。(蓄電設備容量64日分→11.5日分)

(2) 太陽光発電と火力発電併用の供給コスト 図22

- a. 太陽光発電単独比 4.3倍 (24円/kWh × 4.3 = 103円/kWh)
- b. 火力発電単独比 2.7倍 (13円/kWh × 2.7 = 35円/kWh)

(3) 風力発電と火力発電併用の供給コスト 図23

- a. 風力発電単独比 2.4倍 (22円/kWh × 2.4 = 53円/kWh)
- b. 火力発電単独比 2.3倍 (13円/kWh × 2.3 = 30円/kWh)

(4) 発電方式とエネルギー貯蔵 図x 太陽光発電の充放電モデル

太陽光発電の充放電モデルは正弦波曲線(サインカーブ)の振幅と周期で表せる。長期変動は1年周期で表すことができる。太陽光発電電力変動は熱エネルギー変動に似ている。夏場に熱エネルギーを蓄えておき、冬場に使えば暖房用エネルギーは不要だがエネルギー貯蔵コストが膨大になり現実問題として成り立たない。

5. まとめ

(1) 太陽光または風力発電と蓄電設備の併用供給の場合

- ①蓄電設備の必要量：太陽光発電は年間需要の10～20% (37～73日分)
風力発電は年間需要の5～15% (18～55日分)

- ②供給コスト単価：発電単独コスト単価の数10倍

(2) 太陽光または風力発電と火力発電の併用供給の場合

- ① 太陽光または風力発電の導入率が20%程度以上になると余剰電力が発生
- ② 導入率100%時の供給コスト単価は、発電単独コスト単価に比べて、
太陽光発電では 4倍以上
風力発電では 2倍以上

6. 関連資料

(1) 風力発電の増加に伴う出力抑制とコスト・・・米国テキサス州での年間ミュレーション結果

今回の報告例と同じく、風力発電の導入率が20%を超えると余剰電力が急激に増加するために抑制せざるを得ず、電力コストが急速に増加する。また、余剰電力の抑制を減らすには、1日を超えた長期の電力貯蔵が必要。

(2) 太陽光、風力発電のエネルギー貯蔵技術

③ 欧州の電力貯蔵技術

- a. 太陽光、風力発電で全電力需要に供給する場合には、年間需要の数%から20%程度の電力貯蔵が必要とされている。
- b. 蓄電池以外の電力貯蔵として水素貯蔵、再生メタンによる貯蔵研究が進められている。

②再生可能エネルギーキャリアーの技術基盤

- a. 短時間変動だけでなく、数日～季節にまたがる平準化が必要。
- b. そのためにはそれに適した社会システムが必要。

③Power to Gasに関する取り組み

余剰電力を活用して電気分解し、水素やメタンなどを製造する技術開発が日本、諸外国で進められている。

(3) 第5次エネルギー基本計画における再生可能エネルギーの取り組み

(1) 経済的に自立し、脱炭素化した主力電源化をめざす。

- ① 再エネの国際水準並みへの価格引き下げ、既設送電網の最大限の活用、蓄電・水素蓄電システムの開発、デジタル技術開発（総合需給調整）など
- ② 全国需要の数日分の蓄電設備が必要と書かれているが、本日の説明どおり数10日分が必要。
- ③ 系統制約の克服

送電線の空き容量、利用率を上げる、日本版コネクト&マネージの仕組みを具体化していく。

(4) 変動再生可能エネルギーに起因する電力システム上の課題

大量導入に伴い、平常時、事故時ともに全系統、ローカル系統で様々な問題が発生する。

7. 質疑応答

Q1. 資源エネルギー庁の2050年情勢懇談会では蓄電設備2日分でも95円/kWhと試算している。自分の計算では10日分として1600円/kWhとなる。単純な計算だけでもそうなるが、そのほかコストアップ因子に①直流-交流変換のコンバーターが20万円/kWh②充放電率が50%として2倍の蓄電設備が必要。それらを考えると2030年のエネルギーミックス22~24%は実現性がないと思われる。せいぜい12~14%がよいところではないか。その点をどう考えるか。また、太陽光と風力で全部賄うとすると火力、原子力を全部ストップすることになり300円/kWhでも十分ではない。非現実的と思うがその点をどう思うか。

Q2. 蓄電設備は数日分として、余剰電力が発生したらカットしたらよい。九電はそうしている。どうしても必要なら需要家側が付ければよいと思うが、その点をどう思うか。

A1. およびA2.

- ①至近年では太陽光、風力発電の余剰分をすべて蓄電するのは非現実的だと考える。
- ②太陽光が余ったら九電のように、揚水発電で蓄えるか、カットすればよい。また、太陽光または風力発電側で蓄電設備を持つというのが現実的だと思う。
- ③資源エネルギー庁が言っている2050年に向けて再生可能エネルギーを「自立したエネルギー」にするには蓄電池をつけるしかない。太陽光、風力発電を蓄電池だけで供給するなら現時点では膨大なコストになる。

Q3. 太陽光と風力発電が増えたら共喰現象が起きると考えており、図19と図20でよくわかる。これを避ける発電量は5%ずつくらいであろう。結論として長期的な電力貯蔵は無理があり、ピーク電源、ミドル電源の平準化のためのガバナフリー運転用に10分~20分の蓄電設備をつけるくらいではないか。

A3. ウィンドファームではすでに数時間の蓄電設備をつけている。蓄電設備は短期的な負荷平準化に向いている。

Q4. 今までは需要と供給を合わせるということで、送電線の容量については今問題になっているようなことまでは考えていなかった。再エネのために送電線の容量を増やすとなると系統制御もむずかしくなるのではないか。

A4. 東北では、風力発電のために送電線を新設してくれという要求がでてきている。資源エネルギー庁、電力広域運営推進機関とも連携して送電線建設について検討されているようだ。ドイツでは、北部の風力発電増加に伴う南部への送電線建設が難航しているようだ。

(講師略歴)

1959年 東京大学工学部電気工学科卒業
同年 東北電力(株)入社。主として、電力系統の保護、運用、安定化制御技術開発に従事。
1989年 取締役技術開発部長
1991年 同技術部長
1993年 常務取締役
1999年 北日本電線(株)社長
2005年 同会長
2008年 同相談役
2011年 退任
1968年 オーム技術賞受賞
電気学会終身会員
著書 電力系統技術計算の基礎、電力系統技術計算の応用
基礎からわかるエネルギー入門、電力システム－基礎と改革－

補 遺

座談会の後日、以下の質問がありその回答があったので補遺として残す。

Q5. 図9各地域太陽光発電需給差累計と図18各地域風力発電需給差累計に関して、東北、九州、沖縄は需給差累計が冬期と夏季で逆になっている。この地域では太陽光発電と風力発電がお互いの電力を補完しあって蓄電池が少なくて済むと考えられる。例えば需要量の50%ずつを太陽光と風力で発電する場合、需給差累計はどのようになり、蓄電設備はどうなるのか。また需給差累計が最小、すなわち蓄電設備容量が最小となる太陽光と風力発電の比率はどうなのか。

A5. 北海道を除き、他の5地域(東北、東京、関西、九州、沖縄)では太陽光と風力発電を組み合わせると蓄電設備はそれぞれ単独の時より減る。減る量の大きいのは東北と沖縄である。北海道は風力100%が最も蓄電設備が少なくて済む。

蓄電設備の最小値は北海道で16.8%(年間需用比)61日分で、この時は風力発電100%、東北で同9%33日分(太陽光50%、風力50%)、沖縄で同2.4%9日分(太陽光40%、風力60%)となる。地域によって組み合わせることで蓄電設備が大幅に減るのは今後の参考になる。

表9-18に太陽光、風力発電組合せ時の蓄電池容量を、図9-18-1~図9-18-6に北海道、東北、東京、関西、九州、沖縄の組み合わせ比率を変えた時の年間需給差累計図を示す。

太陽光、風力発電組み合わせ時の蓄電池容量

2018.7
新田 倭造

- ・太陽光、風力発電を組み合わせた時の年間蓄電池容量を検討した。
- ・論文の図9（太陽光発電100%）、図18（風力発電100%）をベースに、太陽光、風力発電の比率を0～100%に変えた時の蓄電池容量を試算した結果を表9-18に示す。
- ・両者の季節特性の差によって、蓄電池容量が最小となる組み合わせ比率があり、それは地域によって異なる。太陽光または風力発電単独の場合に比べて、蓄電池容量が大巾に減少するケースも見られる。

表9-18 太陽光、風力発電国合わせ時の蓄電池容量 (年間需要比%)

ケース	発電比率%		北海道	東北	東京	関西	九州	沖縄
	太陽光 p	風力 w						
1 p 図9	100	0	23.4	16.0	11.7	14.3	15.5	7.1
2 .9 p+.1 w	90	10	22.5	14.1	11.5	12.9	13.6	5.8
3 .8 p+.2 w	80	20	21.7	12.6	11.3	11.2	11.7	4.6
4 .7 p+.3 w	70	30	20.9	11.1	11.0	10.0	9.9	3.7
5 .6 p+.4 w	60	40	20.2	9.8	10.9	8.8	8.0	3.2
6 .5 p+.5 w	50	50	19.7	9.0	10.7	8.0	6.1	2.8
7 .4 p+.6 w	40	60	18.2	9.2	10.4	7.1	4.7	2.4
8 .3 p+.7 w	30	70	18.5	9.7	10.4	6.3	4.7	3.4
9 .2 p+.8 w	20	80	17.4	10.1	10.5	5.5	4.6	4.7
10 .1 p+.9 w	10	90	17.4	11.0	10.7	6.0	5.3	5.8
11 w 図18	0	100	16.8	13.7	10.8	6.6	6.8	7.1
図			9-18-1	9-18-2	9-18-3	9-18-4	9-18-5	9-18-6

- ・図9-18-1～6 から算定
- ・太枠 16.8 は最小蓄電池容量

図9-18-3 東京

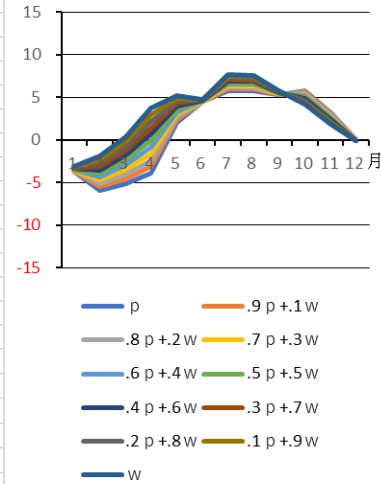


図9-18-4 関西

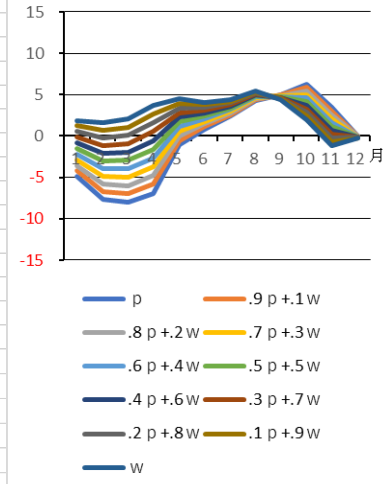


図9-18-1 北海道

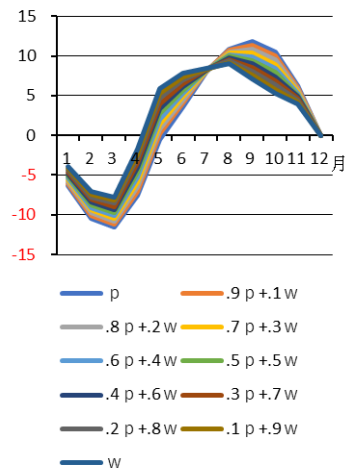


図9-18-2 東北

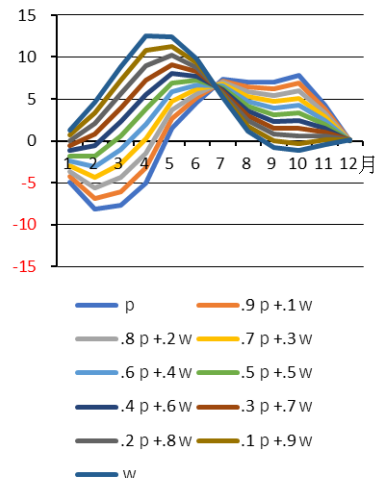


図9-18-5 九州

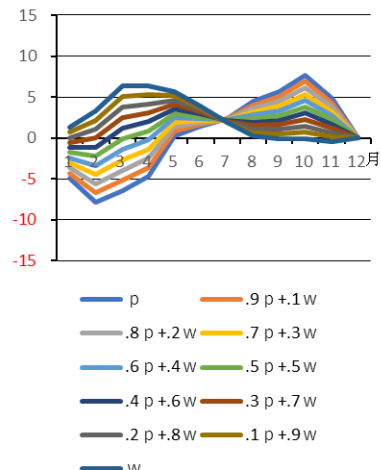


図9-18-6 沖縄

