

再生可能エネルギーの 接続可能量について

平成26年12月16日

北陸電力株式会社

- 接続可能量の算定にあたり、出力抑制等のルールについては、現在の制度を前提とする。また、貯水池運用の変更など、運用面での最大限の努力を織り込む。
- 制度等の見直しを伴う接続可能量拡大方策については、追加オプションとして分けて検討する。

[算定に織り込む方策]

- ・貯水池式・調整池式水力の昼間帯における発電回避
- ・火力発電の抑制
- ・揚水運転による再エネ余剰電力の吸収
- ・30日間を上限とした再エネ出力抑制

[接続可能量拡大のための追加オプション]

- ・再エネ出力抑制ルールの見直し(日数拡大、時間単位の抑制、対象範囲拡大)
- ・蓄電池の設置(事業者側、系統側)
- ・地域間連系線の活用

STEP1

接続可能量算定の検討断面の設定

STEP2

検討断面における需要想定の設定

STEP3

検討断面における想定出力等の設定(一般水力、原子力)

STEP4

再エネの導入量に応じた想定出力等の設定

STEP5

現状制度における需給解析(火力発電の抑制、揚水運転、30日間の再エネ出力抑制の反映等) : 回避措置の設定

接続可能量

(第1回系統ワーキンググループ資料に基づく)

拡大方策オプションの適用と対策量を検討

オプションを採用した場合の接続可能量の拡大

①接続される再エネの発電出力を仮に設定

②再エネ電源の余剰が発生する日について、出力抑制量を割り当て、余剰を解消させる。
(抑制可能な電源 × 年間30日間 を上限: 最適な抑制パターンを採用)

③需給上厳しい日の各時間において、kWおよびkWhの両面から安定供給可能なことを確認
・【kW面】1時間ごとに、下げ代および必要な調整力が確保されているか確認
・【kWh面】下池容量制約の範囲内で揚水運転が可能か確認

④上記で設定された再エネ発電出力にて、1年間(8760時間)の各断面について、安定供給確保の面から評価・確認

接続可能量決定

・出力抑制に余裕があり、さらに接続量の拡大が可能
・出力抑制量が不足し、設定した接続量の受入が可能

安定供給不可

	項目	考え方	
STEP1	検討断面の設定	・1年間(24時間×365日＝8,760時間)	
STEP2	検討断面における需要想定 の設定	・2013年度実績(発受電端、自家消費分加算による補正を実施)	
STEP3	検討断面における出力の設定	一般水力	・平水(震災前30年平均水量、月別の平水量を適用) ・流れ込み式は、流量に応じた一定出力運転 ・調整池式・貯水池式は、可能な限り昼間帯の発電を回避する運用を考慮
		原子力・地熱	・既設設備の震災前30年(30年を経過していない場合は運転開始後の全期間)の設備利用率×設備容量(自社受電相当分) ・(地熱は設備なし)

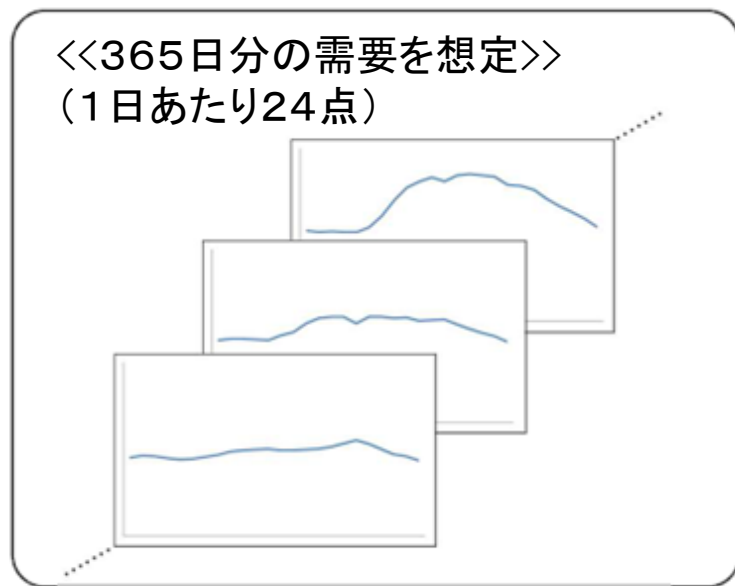
	項目	考え方	
STEP4	再エネ導入量 に応じた出力 の設定	太陽光・風 力の合成	【kW面からの検討時】 ・当該日の太陽光出力最大値が、月単位で算定した平均出力を超える場合は「晴天日」、平均出力以下の場合は「曇雨天日」として、以下の出力を設定 ・[晴天時]太陽光・風力合計出力の合成2σ値（大きい方から2番目以降の晴天日の値）を月別・時間別に適用 ・[曇雨天時]太陽光・風力合計出力値の平均値を月別・時間別に適用 【kWh面からの検討時】 ・晴天時の値を、太陽光・風力の合計日量の2σ値（大きい方から2番目以降の晴天日の値）として、kW面からの検討時と同様に検討（kW面とkWh面の検討のうち厳しい方を適用）
		太陽光	・2013年度実績（日射量と発電出力の相関から想定した発電出力）を基に、想定する導入量まで、設備量比率で拡大した値を適用。
		風力	・2013年度実績を基に、想定する導入量まで設備量比率で拡大した値を適用。

	項目	考え方
STEP5	回避措置	火力発電の抑制 ・安定供給の観点から以下を考慮し、並列が必要なユニットは、必要なLFC調整力を確保した最低出力 ・設備仕様（最低出力等） ・LFC容量（需要の2%） ・ピーク時に対応できる供給力の確保 ・それ以外のユニットは給電停止（広域電源は受電しない）
		揚水運転 ・自社設備なし ・他社設備として、電発長野2台のうち、1号機を北陸分として運転（2号機は中部分。なお、貯水池は北陸・中部で運用）
		再エネ出力抑制 ・太陽光と風力を複数グループに分けて、事業者あたり最大30日までの出力抑制を最適化

STEP1 検討断面の設定

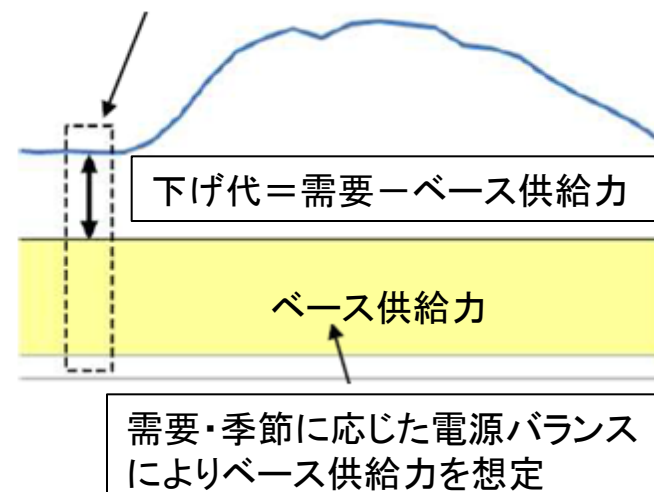
8

・検討断面は、2013年度の8760時間(24時間×365日)を対象とする



＜＜365日分の電源バランスを想定＞＞

1時間単位で下げ代を算出

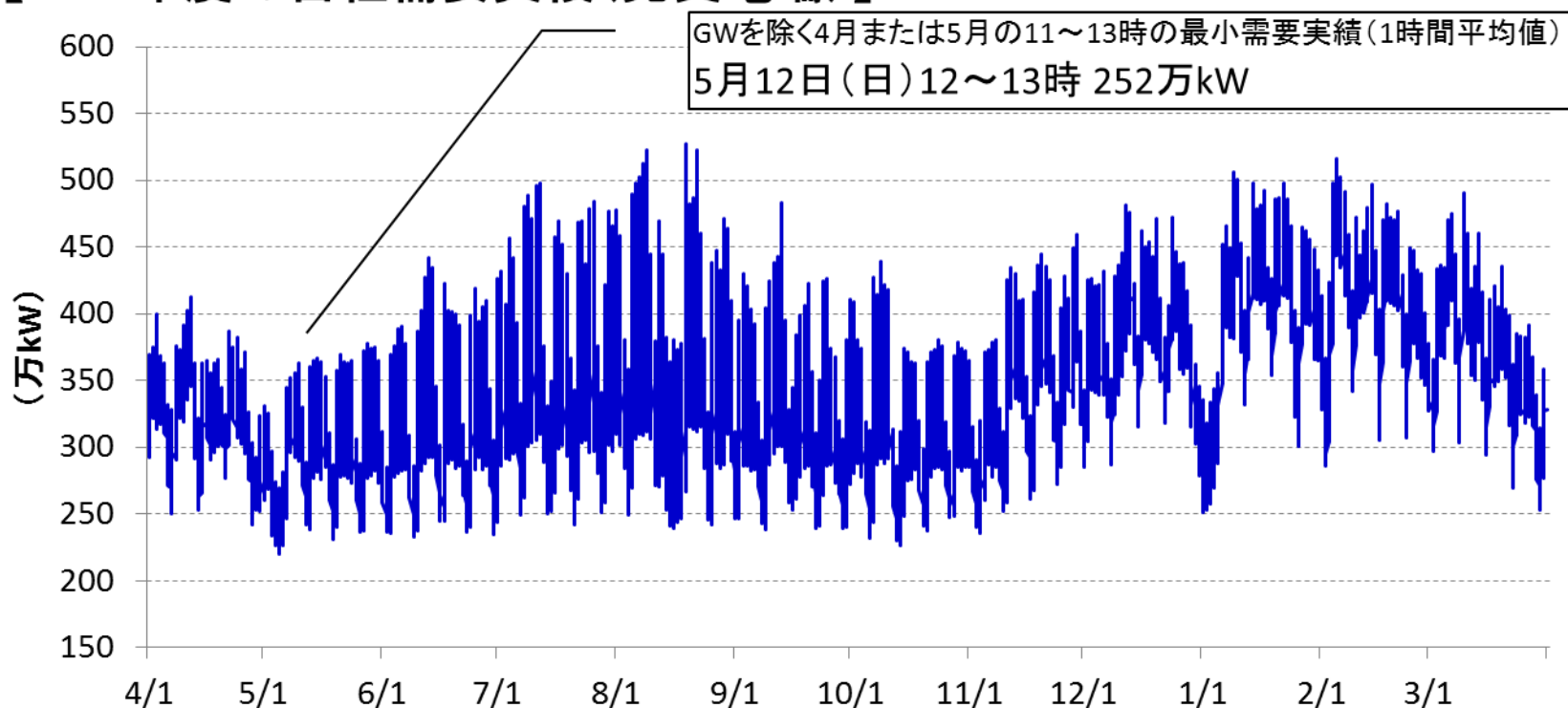


下げ代 < 風力・太陽光出力 ⇒ 出力抑制が必要
下げ代 ≥ 風力・太陽光出力 ⇒ 制約なし(抑制不要)

1発電所あたりの抑制日数が30日となる連系量を接続可能量として評価

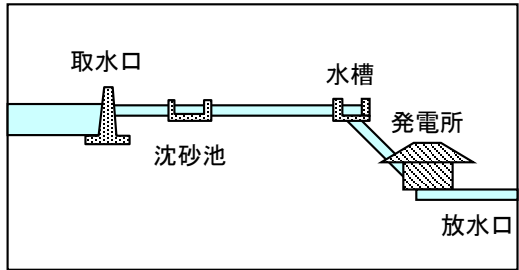
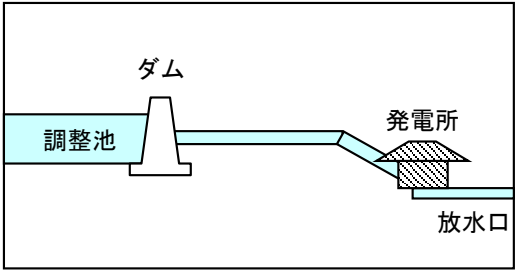
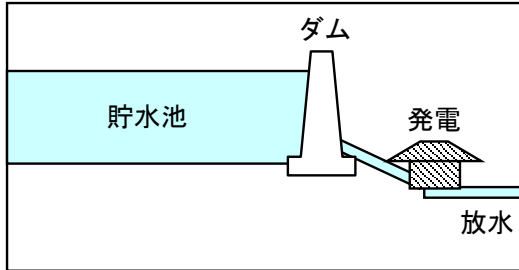
- ・自社需要実績に、太陽光余剰契約の自家消費分を加えたものを想定需要とする。
- ・自家消費分は、電力需給検証小委員会の考え方に基づいて算出した各月の自家消費率を使用して算出する。

【2013年度の自社需要実績(発受電端)】

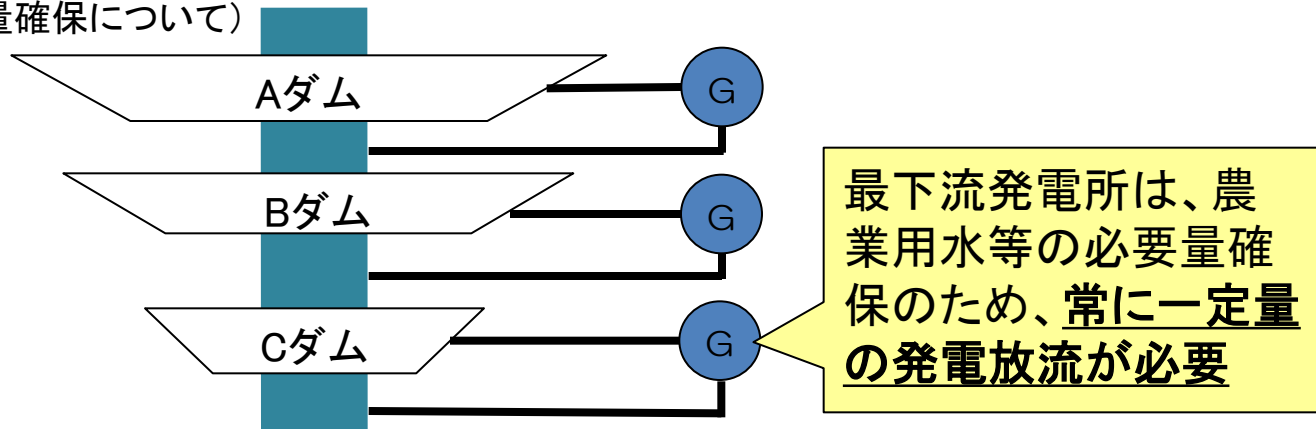


STEP3 出力の設定（一般水力）

10

分 類	流れ込み式	調整池式	貯水池式
概要	河川流量をそのまま利用する発電方式	河川流量を調整池で調整して発電する方式	河川流量を貯水池で調整して発電する方式
運用	流れ込む流量に応じ、ほぼ一定の出力で運転	調整池容量見合いで、多少の需要変動に対応し出力を調整	原則、需要のピーク時間帯に発電
イメージ			

（貯水池式水力における用水必要量確保について）



- ・一般水力の出力は、平水（震災前過去30年間の平均水量）とする。
- ・調整池式および貯水池式は、太陽光が発電する昼間帯において、池容量の範囲内で可能な限り出力を抑制する。

(万kW)

発電方式	設備容量(H25年度末)		
	自社	他社(受電分)	合計
流れ込み式	(5.7) 57.8	(4.3) 19.2	(10.0) 77.0
調整池式	49.4	10.7	60.1
貯水池式	84.1	38.7	122.8
合 計	(5.7) 191.3	(4.3) 68.6	(10.0) 259.9

(注) 他社設備の発電方式は、当社にて想定して区分

()内の値は、接続見込分であり外数

【評価断面における水力の最低供給力(自社・他社合計)】

(万kW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
流れ込み式	(7) 58	(7) 65	(5) 48	(5) 46	(4) 38	(4) 34	(3) 31	(4) 29	(4) 35	(3) 26	(3) 25	(5) 33
調整池式	43	43	34	31	24	22	19	17	22	15	14	21
貯水池式	10	10	10	10	5	3	3	3	3	4	3	6
合計	(7) 111	(7) 118	(5) 92	(5) 87	(4) 67	(4) 59	(3) 53	(4) 49	(4) 60	(3) 45	(3) 42	(5) 60

(注)2013年度末設備量ベースの値

()内の値は、接続見込分であり外数

貯水池式は、農業用水等の必要量確保分

・4～6月は融雪等の影響があり、水力発電量が大きくなる。

- ・既存設備について、震災前過去30ヵ年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）の設備利用率平均を設備容量に乗じる。

	運転開始日	認可出力 (万kW)	自社受電相当分 (万kW)	設備利用率 (%)
志賀1号機	H5.7.30	54.0	54.0	71.3
志賀2号機	H18.3.15	135.8	75.8 (広域融通分控除)	
原電敦賀1号機	S45.3.14	35.7	3.4 (受電比率10%)	
原電敦賀2号機	S62.2.17	116.0	37.6 (受電比率34%)	

[設備容量 × 設備利用率] (自社受電相当分)

$$=(54.0+75.8+3.4+37.6) \times 71.3\% \div 121.8 \text{万kW}$$

- ・接続が見込まれる件名を織り込む。
- ・水力は、既存設備の平水（震災前30年平均水量）を基に、設備量で案分した出力を設定。
- ・バイオマスは、2013年度実績の設備利用率を適用して出力を設定。

	設備量(増分) (万kW)	備考
水力(新設・既設増強)	10.0	既設増強は、設備改修等による出力増加分
バイオマス	1.1	他社設備のみ
地熱	—	見込み電源なし

【バイオマスの供給力(既存分＋見込分)】

	供給力(万kW)	備考
評価供給力	(0.4) 0.9	
設備容量	(1.1) 2.4	
設備利用率(%)	38.4	年間利用率

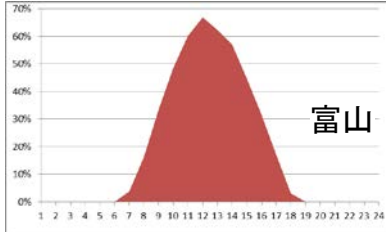
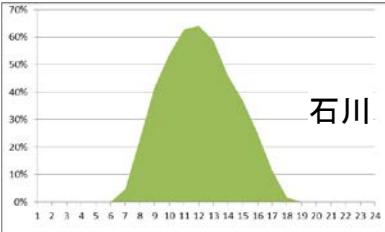
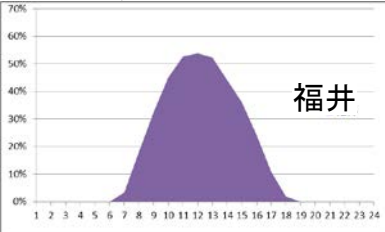
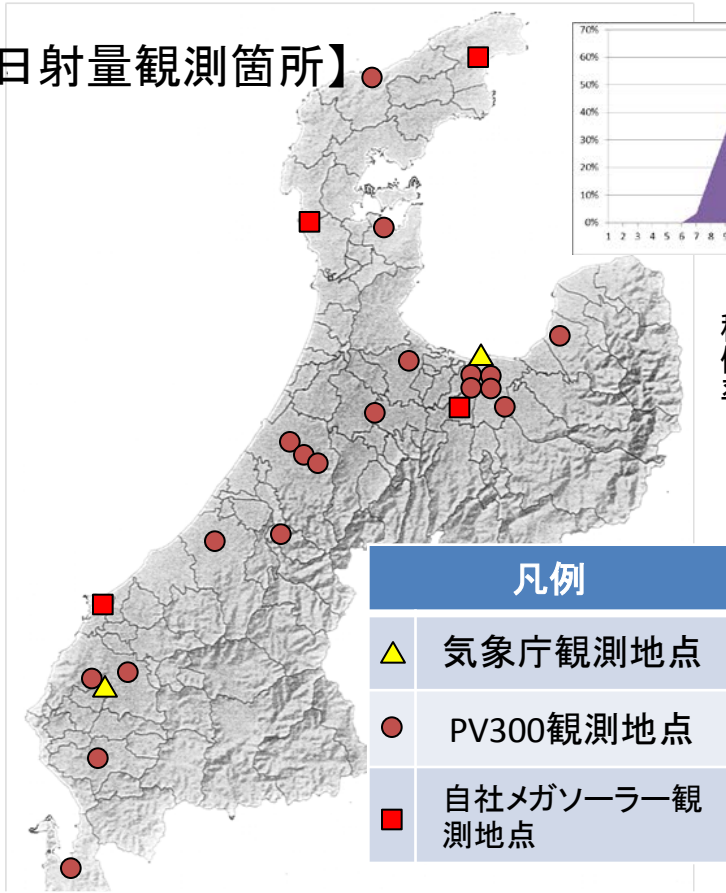
(注)()内の値は、接続見込分であり内数

- ・一般家庭の屋根等に設置されている太陽光の出力データはオンライン受信していないため、2013年度の各県の日射量データと太陽光発電設備容量から発電出力を想定する。
- ・想定にあたっては、県別に発電出力を想定し、これらを各県の導入比率で重み付けをして合算し、8,760時間分を想定する。

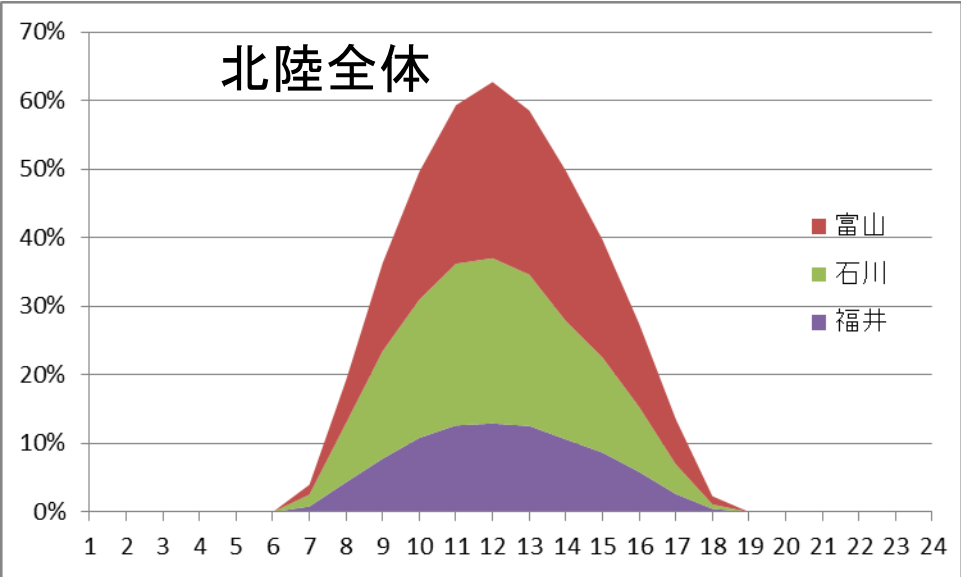
（参考）

日射量データは、気象庁データと、PV300実証事業にて設置した日射量計のデータおよび当社メガソーラー設置箇所の日射量計データを県別に平均をとり、平滑化効果を考慮した値を採用。

【日射量観測箇所】



稼働率



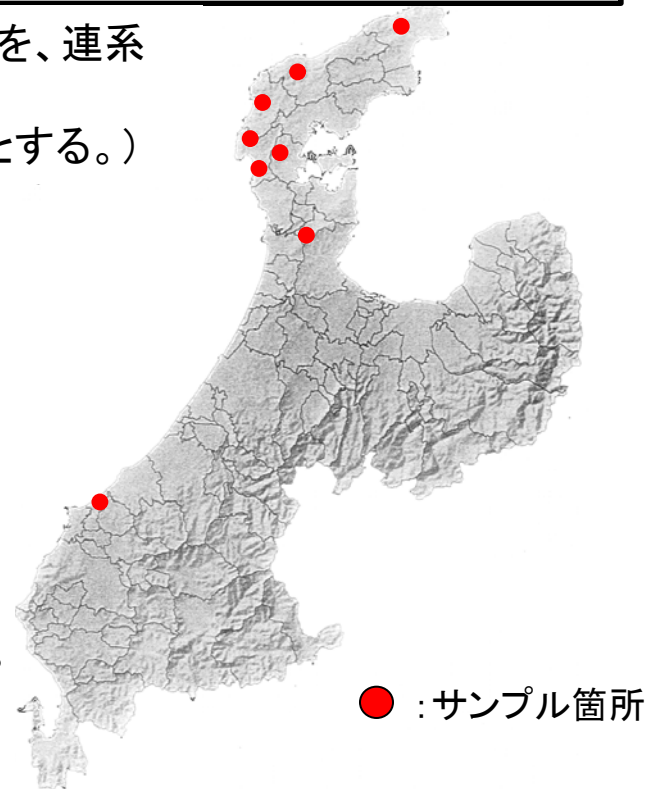
	富山	石川	福井	合計
気象庁観測地点数	1	0	1	2
PV300観測地点数	8	7	4	19
自社メガソーラー観測地点数	1	2	1	4

- ・接続済の風力のほとんどが大規模風力であり、出力データをオンライン受信しているため、2013年度の各風力発電所の出力実績データと風力発電設備容量を基に、8,760時間分を想定する。
- ・風力発電の導入想定量は、次の2ケースで算定
 - ①接続可能量導入ケース:45万kW[うち連系線活用分30万kW※]
 - ②接続見込量導入ケース:27万kW[接続済14万kW＋接続検討申込み済および接続契約申込み済13万kW(連系線活用分)]

(注)①の想定出力の季節別最大値の「3分の2」(=30万kW/45万kW)を、連系線活用のための融通として一定送電する。
(風力の空き分を太陽光に活用するため、②も①と同量の融通とする。)

サンプル数	設備容量 (万kW)	備考
8	13.7	テレメーター設置箇所のみを対象として算定

※H24.5.25に「地域間連系線を活用した風力発電導入拡大に係る風力発電事業者の受付について」をプレス発表し、新たに30万kWの風力を受付開始。風力の出力変動に対応する調整力確保のため、中部電力および関西電力へ電力を最大25万kW送電し、風力導入拡大を図るもの。



STEP4 再エネ出力の設定（合成 2σ ）

18

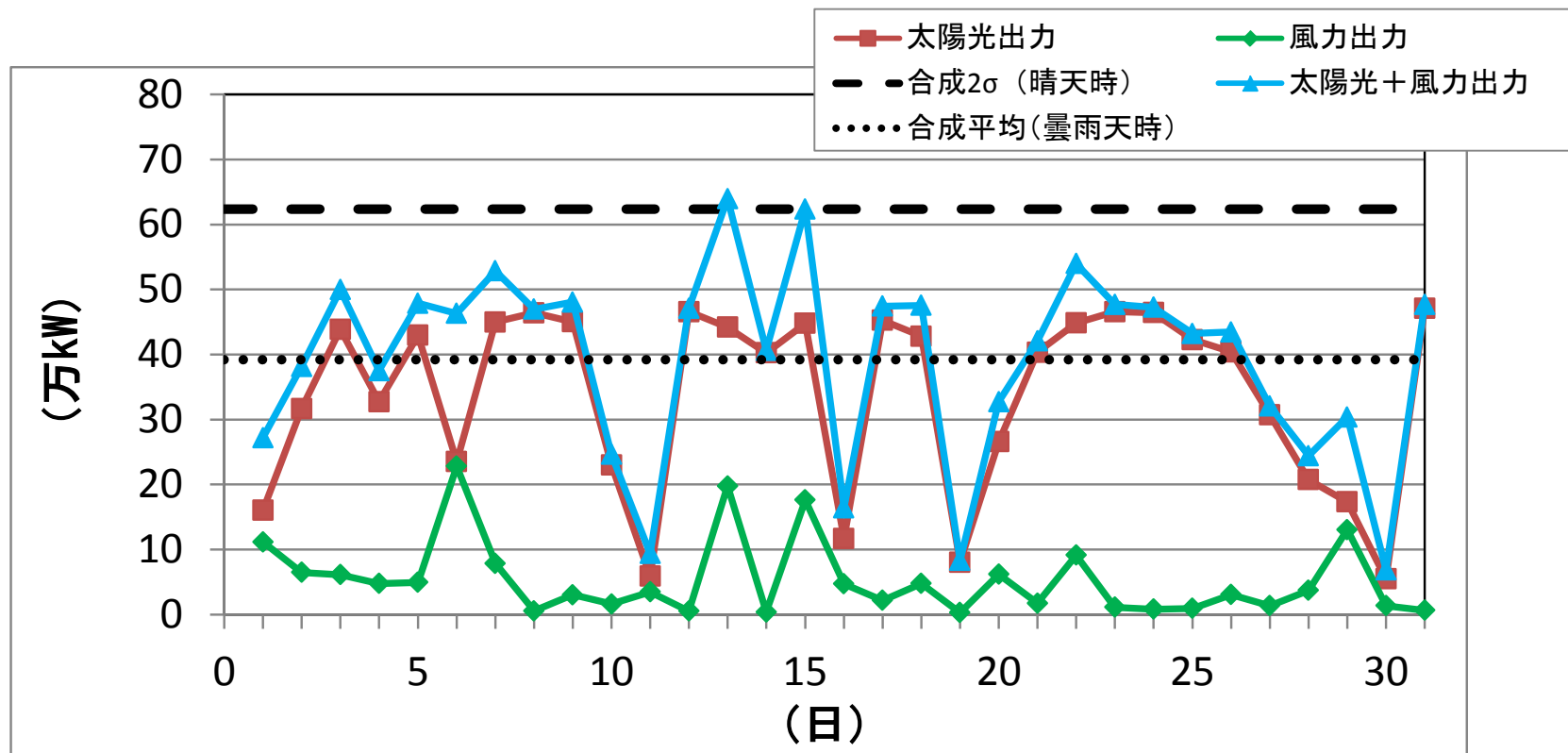
- ・太陽光・風力発電出力を用いて、月別時間別に合成最大値（ 2σ 値相当）を算出する。
- ・同様に月別時間別に合成平均値を算出する。

[晴天時]: 合成最大値（ 2σ 値相当）を再エネ出力とする。

（kWh面からの検討時は、合成日量の最大値（ 2σ 値相当）を採用する。）

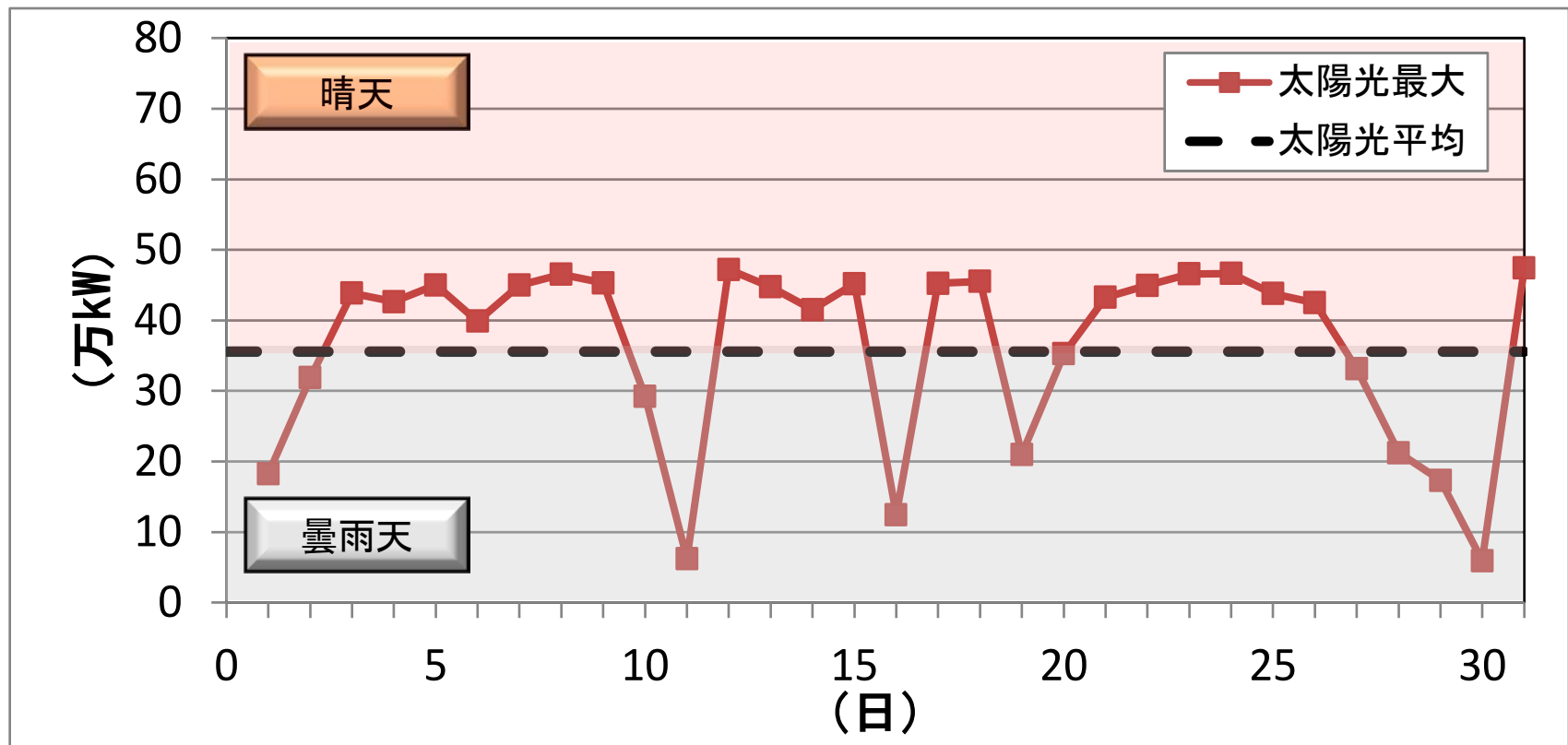
[曇雨天時]: 合成平均値を再エネ出力とする。

【5月の各日13時における再エネ出力想定の例】[太陽光70万kW、風力45万kW導入時の例]



- ・太陽光発電出力を用いて、日別に「晴天日」と「曇雨天日」を判別する。
- ・各日の太陽光発電出力最大値を、当該月の時間別平均の月間最大値と比較し、平均を上回っている場合は「晴天日」、下回っている場合は「曇雨天日」と判別する。

【5月における天候判別の例】



STEP4 再エネ出力の設定（太陽光・風力）

【太陽光・風力の各月の出力（設備容量比）】[太陽光70万kW、風力45万kW導入時の例] (％)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光2σ	73	67	64	61	62	64	63	65	56	67	64	75
風力2σ	72	52	33	67	66	67	61	75	72	74	74	82
合成2σ	58	58	40	46	44	41	45	57	35	44	43	57
平均出力	36	36	29	32	33	28	27	30	19	26	27	35

(注)2013年度実績(日射計・風力出力データ等)を基に算出

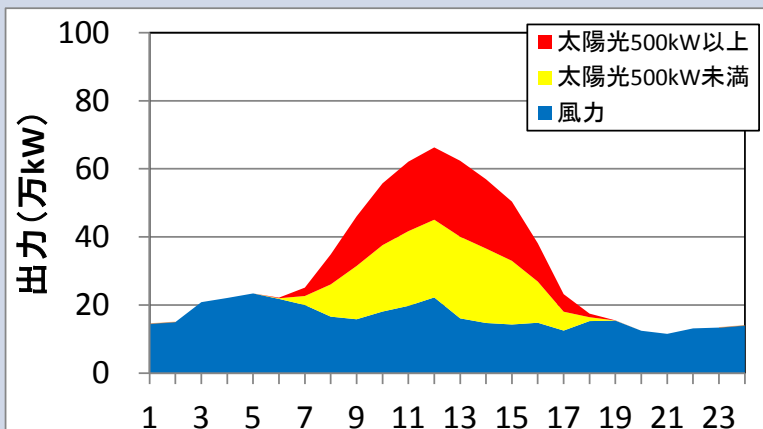
- ・想定する太陽光と風力の導入量まで、それぞれの設備量比率で拡大して発電出力を設定する。
- ・接続可能量の算定にあたっては、kW面とkWh面の両面から検討し、厳しくなる方の数値を適用する。

【適用する太陽光・風力の出力カーブの例(5月)】

kW面からの検討

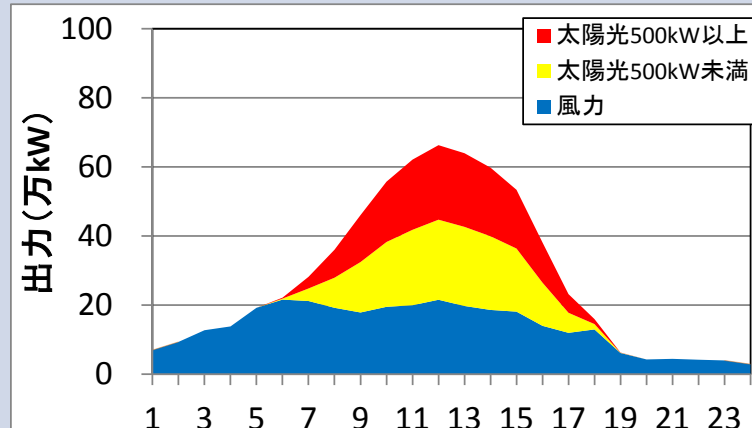
kWh面からの検討

晴天時



時間別最大の2 σ 相当

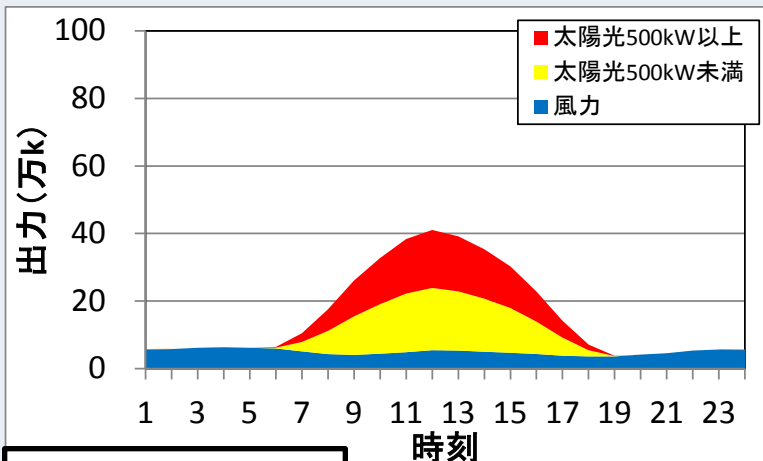
時刻



日量最大の2 σ 相当

時刻

曇雨天時



時間別平均値

(同左)

- ・安定供給の観点から以下の点を考慮し、最低限必要な出力まで抑制または停止する。
 - ・設備仕様(最低出力等)
 - ・LFC調整力として需要の2%を確保
 - ・再エネの供給力がL5相当でもピーク需要に対応可能な供給力を確保
 - ・潮流調整が必要な場合、当該系統に接続する発電機の出力を調整
- ・電発火力(高砂)は受電しない。
- ・自家発火力は契約上可能な範囲で給電停止する。

STEP5 火力発電の抑制（設備概要）

23

発電所	号機	認可出力 (万kW)	LFC最低出力 (万kW)	設備最低出力 (万kW)	燃料種別
富山	4号機	25.0	8.0	4.0	石油
富山新港	石炭1号機	25.0	—	6.0	石炭
	石炭2号機	25.0	—	6.0	
	1号機	50.0	14.0	7.5	石油
	2号機	50.0	14.0	7.5	
福井	三国1号機	25.0	6.3	3.5	
敦賀	1号機	50.0	17.5	10.0	石炭
	2号機	70.0	21.0	14.0	
七尾大田	1号機	50.0	17.5	10.0	
	2号機	70.0	21.0	14.0	

（注）富山新港火力発電所石炭1・2号機は、LFC運転不可

発電所		発電端出力 (万kW)	送電端出力 (万kW)	自社受電 相当分 (万kW)	備考
電発高砂1・2号機 (域外・石炭)	定格出力時	50.0	46.8	4.7 (10%)	2台合計
	最低出力時	25.0	23.4	2.3	1台分

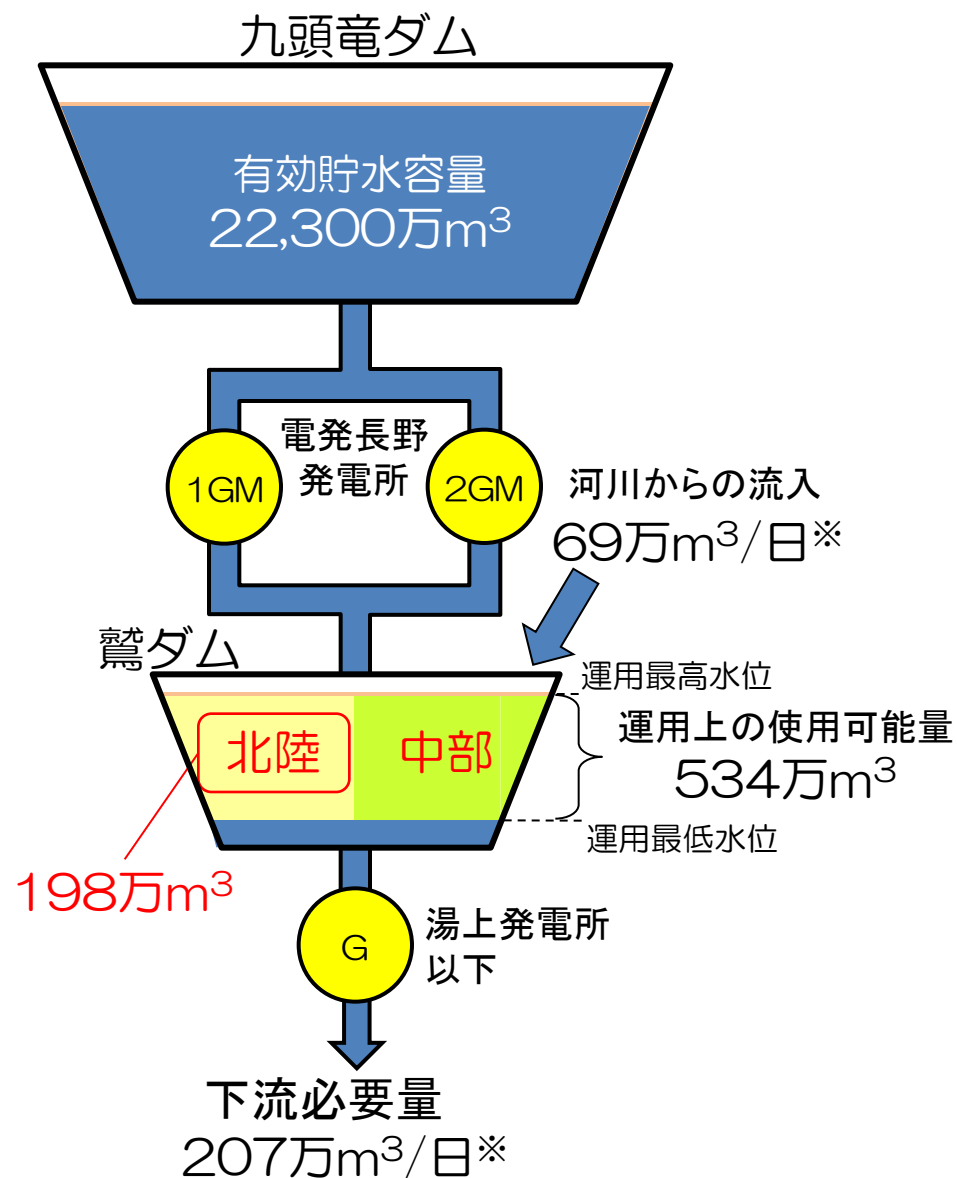
- ・揚水式水力を最大限に活用し、再エネ余剰電力を吸収する。

【設備概要】

発電所名	認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	蓄電容量 (万kWh)
電発長野発電所 1号機	11.0	12.0	57 [4.8時間分]

(注)2号機は中部分であり、貯水池は北陸・中部で運用

- ・1号機が揚水運転中は、2号機の発電運転ができないため、揚水運転に際しては、中部との協議が必要となる。
- ・トラブルや点検等で停止した場合にも、揚水の活用ができなくなる。
- ・接続可能量算定に際しては、揚水の活用を最大限見込むものの、揚水制約を回避できない場合は、太陽光出力抑制等の対応が必要となる。



鷺ダムの運用上使用可能な容量(534万m³)を、北陸と中部で使用。

揚水動力として使用可能な容量(5月平水時)は、
＝534(池容量)＋69(河川流入)－207(下流必要量)
＝396万m³

北陸分は半量の198万m³

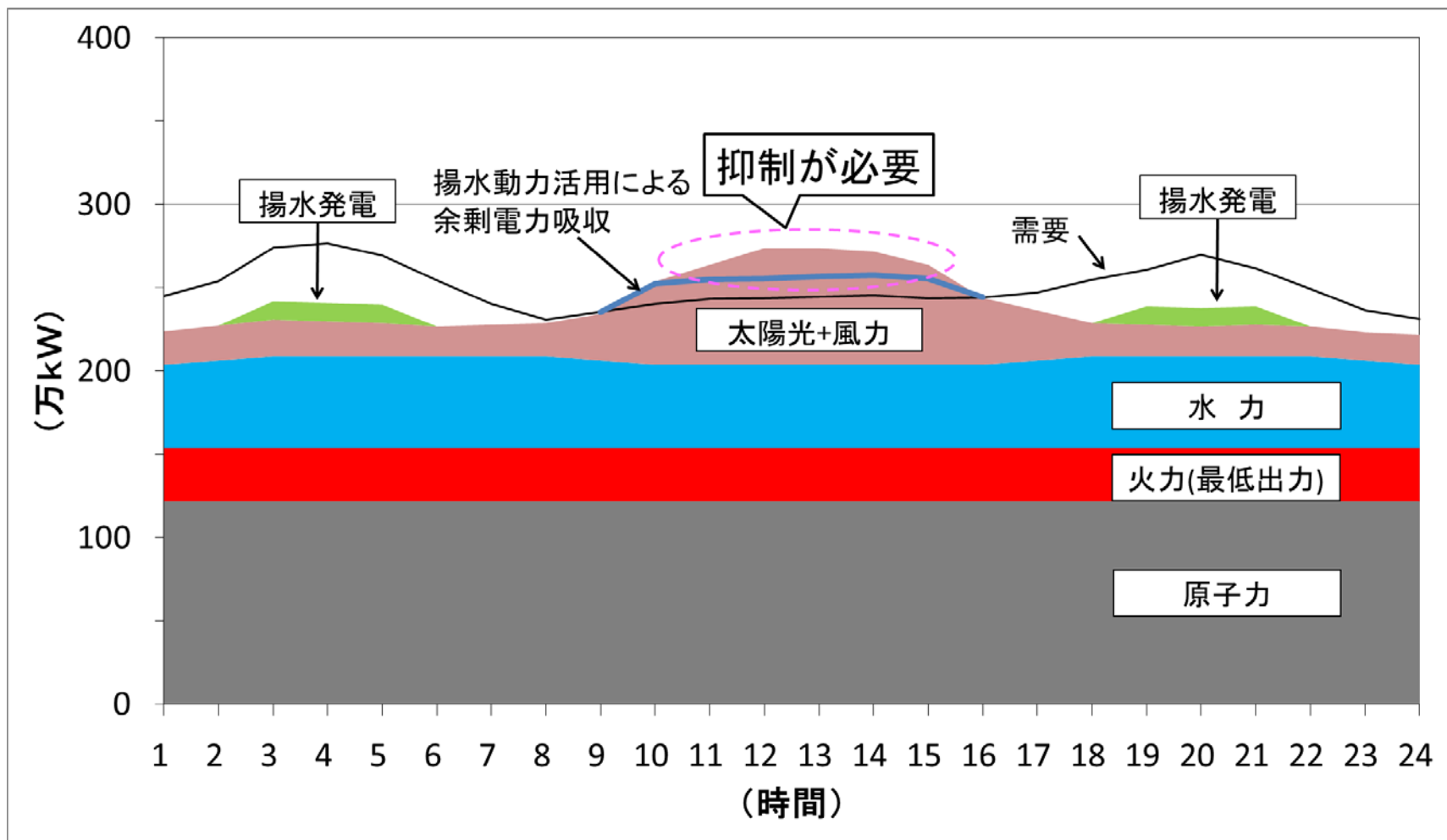
揚水運転時の使用水量は41.4万m³/h
よって1日あたりの揚水可能時間は、
198/41.4＝**4.8時間**

揚水動力は12万kWであるので、電力量に換算した蓄電容量としては、
12万kW×4.8時間＝**57万kWh**
となる。

(注) 上記は、当社にて試算した値であり参考値

※河川からの流入および下流必要量は5月平水時の値

- ・昼間帯の太陽光発電等による余剰電力を揚水動力で吸収し、点灯時間帯や夜間帯に揚水発電を行う。



【再エネの出力抑制ルール】

・再エネ特措法上は、

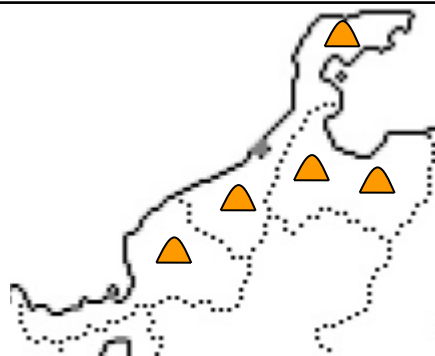
- ・自社発電設備(太陽光、風力、原子力、一般水力、地熱を除く)および調達している電気の発電設備の出力抑制
- ・自社揚水発電設備の揚水運転
- ・卸電力取引所の活用

を行った上でなお、太陽光・風力の発電出力を加えた供給力が需要を上回ることが見込まれる場合に、500kW以上の太陽光または風力について、年間最大30日間の無償による出力抑制を行うことが可能とされている。

【効果的な出力抑制方法の採用】

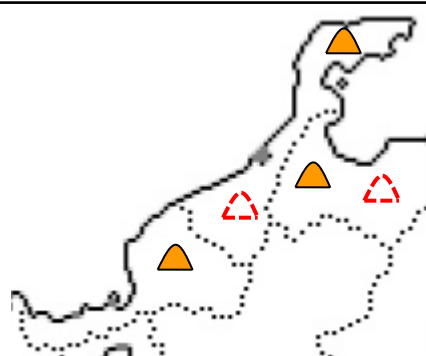
- ・実際の再エネの出力抑制にあたっては、対象事業者すべてに一括して抑制指令を出すのではなく、最低限必要な出力抑制量に相当する事業者だけに指令することにより、出力抑制のべ日数が増加し、再エネ接続可能量を拡大できる。

一律抑制



- ・北陸管内の発電所をすべて一律に抑制
- ・抑制の日数は、30日に限定される。

必要量に応じた抑制(今回採用)

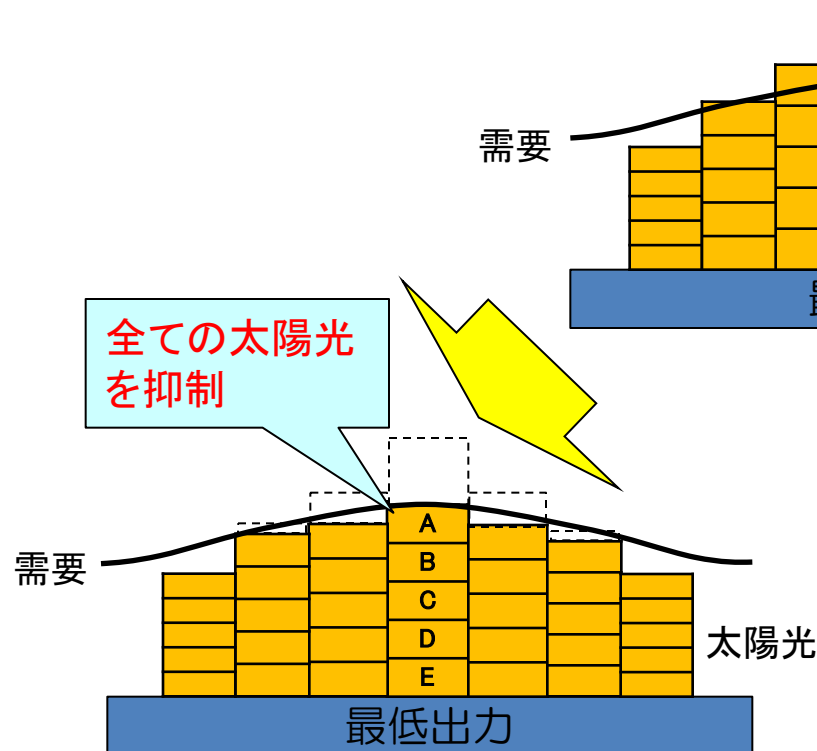


- ・必要量に応じて抑制量を調整することで、出力抑制延べ日数を増加できる。

・太陽光発電の出力抑制において、必要量に応じた抑制を行い最適化

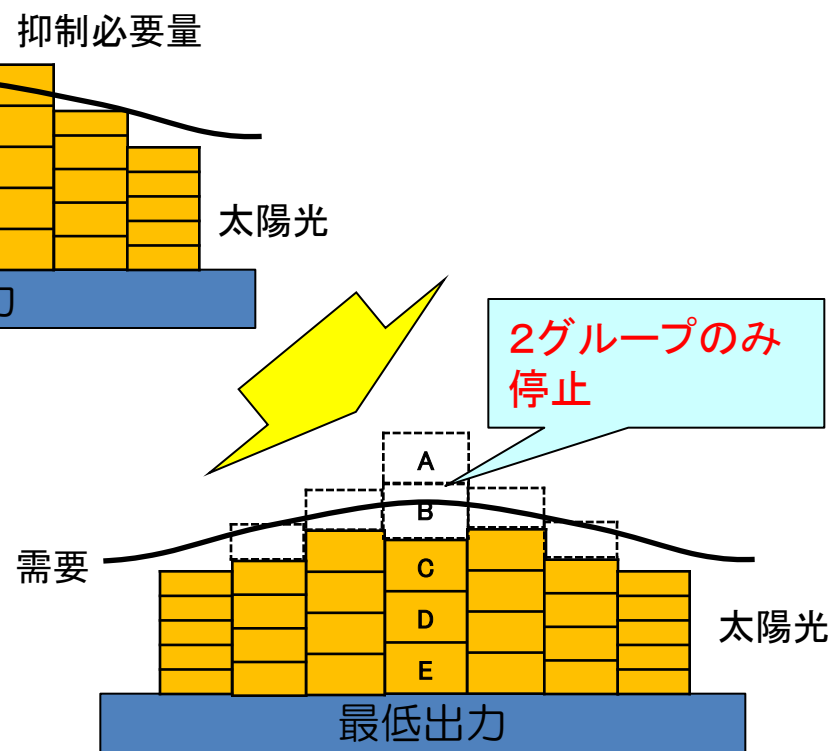
＜一律抑制＞

下げ代不足時、全ての太陽光を抑制



＜必要量に応じた抑制＞

グループ分けして管理し、下げ代不足時には、必要なグループ数だけ太陽光を抑制



- ・再エネの30日出力抑制の現行制度を次のとおり見直した場合の接続可能量を算出する。
 - ①30日から60日への出力抑制日数拡大
 - ②30日を時間単位での出力抑制日数管理に変更
（太陽光：30日×12時間＝360時間、風力：30日×24時間＝720時間）
 - ③出力抑制対象の拡大
（500kW未満の太陽光も出力抑制）
- ・12月末までに接続契約申込みがあると想定した設備は、上記制度変更が適用されないことを前提として算出する。

【再エネ出力抑制ルール見直し適用対象外の設備量】

（万kW）

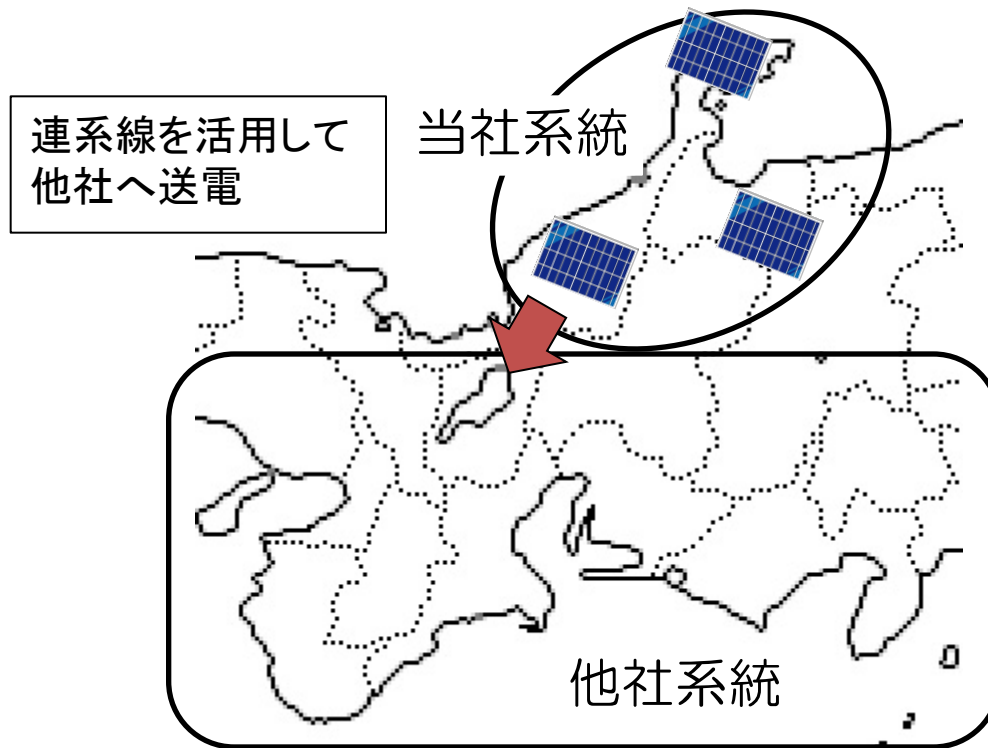
	太陽光	風力
12月末での接続契約申込み済の想定設備量	(29.3) 29.8	(2.3) 2.3
12月末での接続済の想定設備量	(33.4) 36.7	(14.4) 14.4
合計	(62.7) 66.5	(16.7) 16.7

（注）（ ）内は11月末時点の実績

- ・蓄電池を次のとおり設置した場合の接続可能量を算定する。
 - ①太陽光発電1kW当たり1kWhのリチウムイオン電池を事業者側に設置
（昼間帯に蓄電し、夜間帯に放電させる単純な制御を実施）
 - ②太陽光発電1kW当たり5kWhのNaS電池を事業者側に設置
（昼間帯に太陽光設備量の20%に抑制するように蓄電し、夜間帯に放電させる単純な制御を実施）
 - ③太陽光発電1kW当たり5kWhのNaS電池を系統側に設置
（中央制御により最適な制御を実施）
- ・事業者側の蓄電池設置対象箇所は、12月末以降の申込み案件とする。
- ・蓄電池効率は、第2回系統ワーキンググループ資料より、リチウムイオン電池は90%、NaS電池は79%とする。

追加オプション（c.連系線活用）

【連系線活用イメージ】



・連系線を活用して、他社へ送電することにより再エネ余剰電力を回避

【今回の算定前提条件に従った連系線利用状況】

[通常時の運用容量: 160万kW]



・豊水時の水力活用のための市場取引等
・揚水式水カトラブル停止等のリスク対応
・電源託送
等のため、広域的に有効活用される連系線容量

・再エネのための連系線活用分として、風力連系線活用分と合わせて合計30万kWを設定

(全量約定が確約されているわけではないが、自社努力として設定)

※1: 広域融通送電分+原電敦賀1・2号機受電分
= $[\Delta 60 + 3.4 + 37.6] \times 71.3\% (\text{設備利用率}) \div \Delta 14$

※2: マージンは関西の需給状況に応じて開放される。

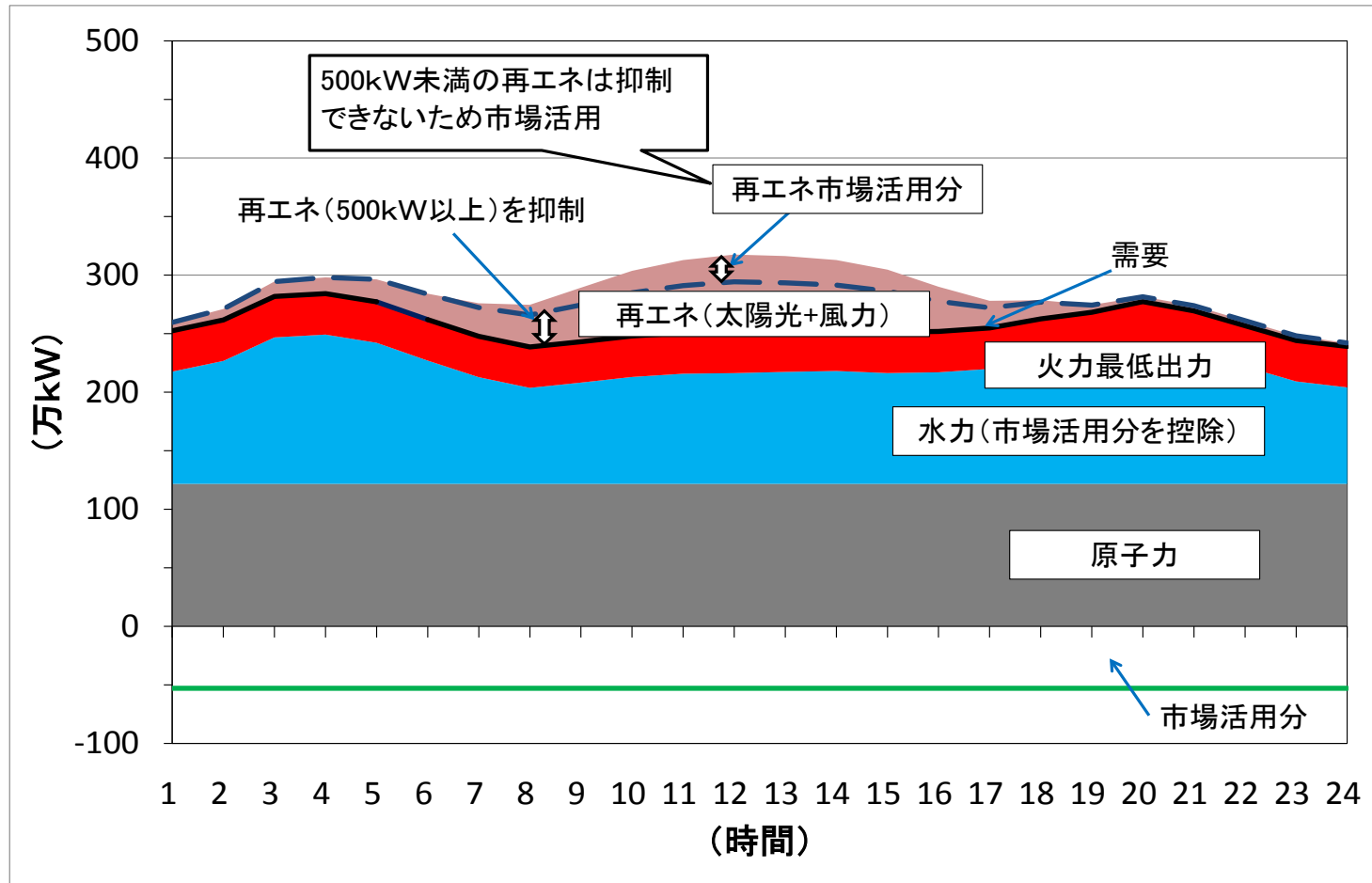
接続可能量算定結果 (基本ケース)

(万kW)

	太陽光	風力	合計	備考
①風力接続可能量導入ケース	70	45	115	風力接続可能量まで最大限に導入したケース
②風力接続見込量導入ケース	83	27	110	風力の接続検討申込み済および接続契約申込み済分まで導入したケース

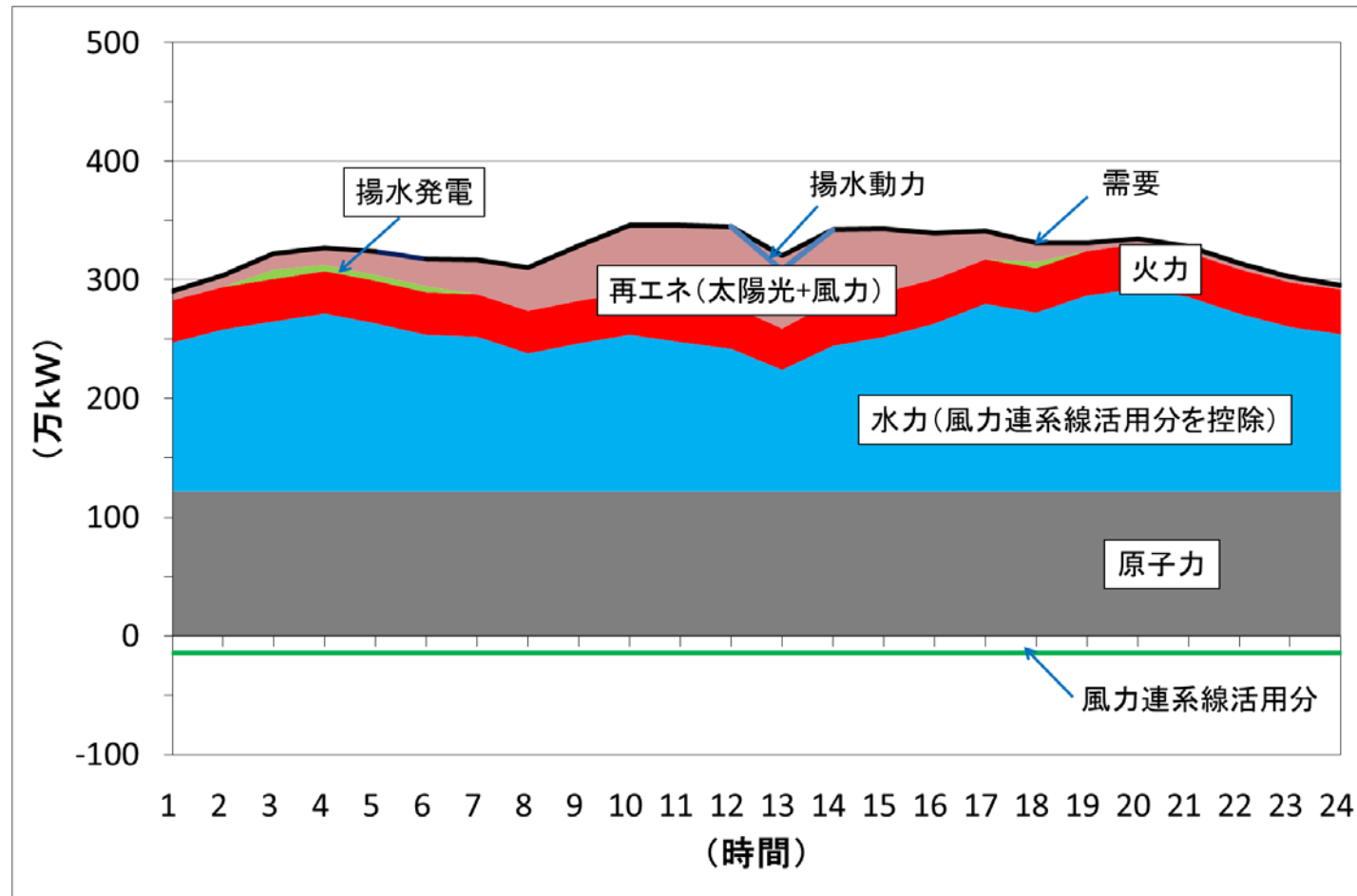
太陽光接続可能量: 70万kW、風力接続可能量: 45万kW)

【最小需要日※[5/12(日)]における需給状況】 ※GWを除く4、5月の昼間帯最小需要日(以降同じ)



太陽光接続可能量: 70万kW、風力接続可能量: 45万kW)

【再エネ抑制31日目相当日[5/8(水)]における需給状況】



再エネ状況（①風力接続可能量導入ケース）

【最小需要日[5/12(日)]の13時における再エネ状況】

（万kW、％）

	13時	備考
風力接続可能量(a)	45	
太陽光接続可能量(b)	70	
合成2σ出力	62	kW面検討時の値
合成最大出力	64	kW面検討時の値
昼間最低負荷※(c)	252	
(a)／(c)	17.9	
(b)／(c)	27.8	

※晴天日の太陽光発電ピーク時間帯の最小需要（GWを除く4、5月の日曜日）

昼間最小需要発生日のバランス

38

【最小需要日[5/12(日)]の13時および需要ピーク時(4時)における需給バランス】

[太陽光70万kW、風力45万kW導入時]

(万kW)

		5/12 13時	5/12 4時	備考
供給力	原子力	122	122	設備利用率71.3%
	水力	125	179	自流式/貯水池式: 13時 115/10、4時 140/39
	火力	33	34	2台運転(1台現地最低、1台LFC最低+調整力)
	風力	20	14	当該月の風力最大出力は23
	太陽光	44	0	
	バイオマス	0	0	
	揚水	0	0	終日出力抑制が必要であるため揚水不実施
	連系線活用	△51	△51	相対取引等による太陽光以外の市場活用分: 32 風力連系線活用分: 14 抑制できない太陽光の市場活用分: 5
	再エネ出力抑制	△41	△14	太陽光(500kW以上)/風力: 13時 21/20、4時 0/14
	合計	252	284	
需要※		252	284	
(参考)再エネ合計		189	193	水力、風力、太陽光、バイオマスの合計(出力抑制前) (13時は需要比率75%)

※13時は、晴天日の太陽光発電ピーク時間帯の最小需要(GWを除く4、5月の日曜日)

【最小需要日[5/12(日)]の13時および需要ピーク時(4時)における火力内訳

[太陽光70万kW、風力45万kW導入時]

発電所	号機	認可/LFC最低/ 設備最低 (万kW)	5/12 13時	5/12 4時	備考
富山(石油)	4号機	25.0/8.0/4.0	0	0	
富山新港 (石炭／石油)	石炭1号機	25.0/ー/6.0	0	0	
	石炭2号機	25.0/ー/6.0	0	0	
	1号機	50.0/14.0/7.5	0	0	
	2号機	50.0/14.0/7.5	0	0	
福井(石油)	三国1号機	25.0/6.3/3.5	0	0	
敦賀(石炭)	1号機	50.0/17.5/10.0	23	24	LFC最低出力＋調整力
	2号機	70.0/21.0/14.0	0	0	
七尾大田(石炭)	1号機	50.0/17.5/10.0	10	10	現地最低出力
	2号機	70.0/21.0/14.0	0	0	
電発高砂(石炭)	1・2号機	50.0/ー/2.3	0	0	(設備最低出力値は受電相当分)

(注) 富山新港火力発電所石炭1・2号機は、LFC運転不可

【再エネ抑制31日目相当日[5/8(水)]の13時における需給バランス】

[太陽光70万kW、風力45万kW導入時]

(万kW)

		5/8 13時	備考
供給力	原子力	122	設備利用率71.3%
	水力	125	自流式115、貯水池式10
	火力	37	2台運転(1台現地最低、1台LFC最低+調整力)
	風力	20	当該月の風力最大出力は23
	太陽光	44	
	バイオマス	0	
	揚水	△12	電発長野1号機の活用
	連系線活用	△14	風力連系線活用分
	再エネ出力抑制	0	
	合計	322	
需要		322	
(参考)再エネ合計		189	水力、風力、太陽光、バイオマスの合計 (需要比率59%)

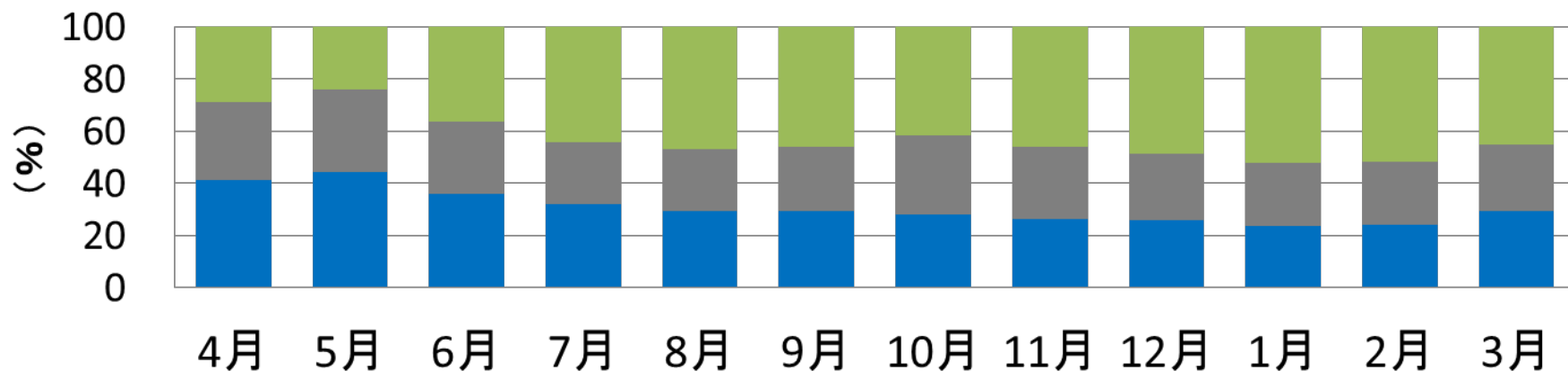
(参考) 需要に対する水力構成比率

41

・4～6月は、軽負荷期に加えて融雪影響もあり、需要に対する水力構成比率が高くなる。

最大3日平均電力に対する供給力構成比率

■ 水力 ■ 原子力 ■ その他



(注) 需要は、平成26年度供給計画における平成26年の最大3日平均電力(発受電端)を使用
長期固定電源(水力、原子力)の出力は、今回の算定前提条件に従った値

【最大3日平均電力に対する水力構成比率】

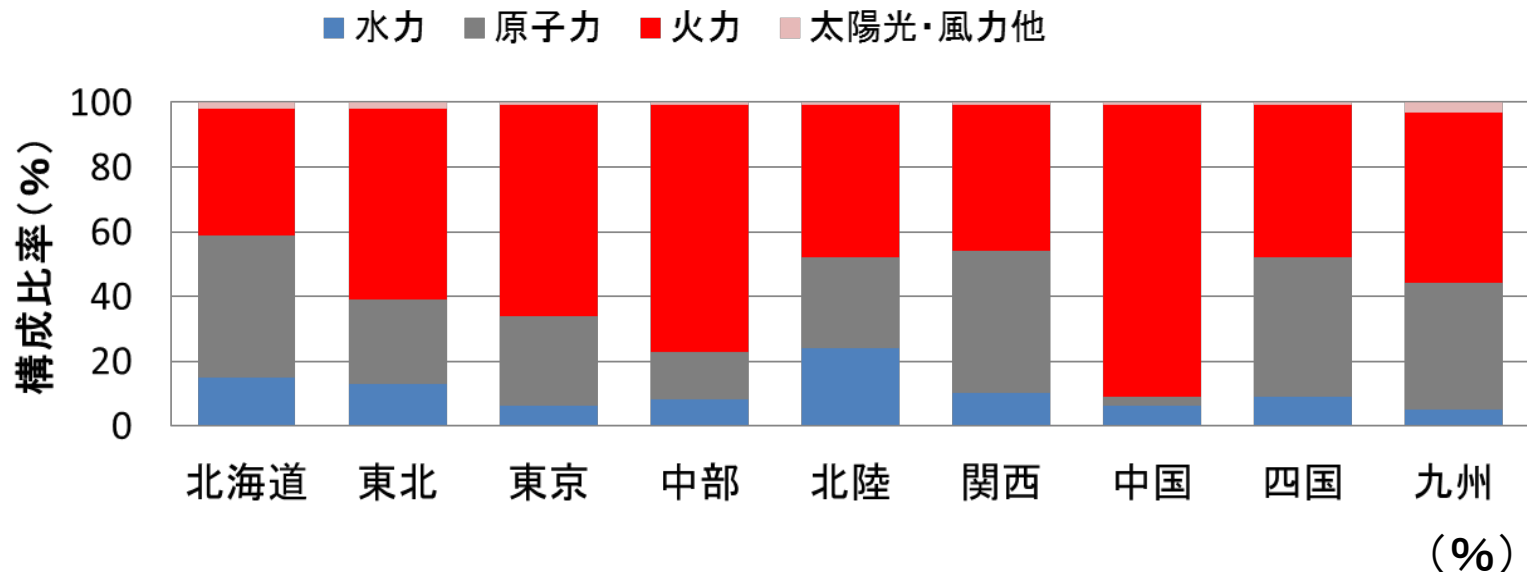
(%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
水力比率	41	44	36	32	29	29	28	26	26	24	24	29

(参考) 電力9社の発電電力量比率の比較

42

【2010年度実績における発電電力量比率】



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
太陽光・風力他	2	2	1	1	1	1	1	1	3
火力	39	59	65	76	47	45	90	47	53
原子力	44	26	28	15	28	44	3	43	39
水力	15	13	6	8	24	10	6	9	5
合計	100	100	100	100	100	100	100	100	100

(注) 震災前の実績として、2010年度実績を採用

各社のホームページの内容を基に、一部当社で算出した値を記載

- ・再エネが接続可能量まで導入されたと仮定し、2011～2013年度の需要実績において出力抑制が何日となるか試算した。

【試算の前提条件】

	接続可能量(万kW)
太陽光	70
風力	45

【試算結果】

試算年度	抑制日数	抑制電力量 (億kWh)	発電電力量 (億kWh)	抑制率 (%)
2011年度	23	0.58	13.0	4.4
2012年度	28	0.54	13.1	4.2
2013年度	23	0.44	13.0	3.3

(注) 抑制日数は、事業者あたりの抑制日数

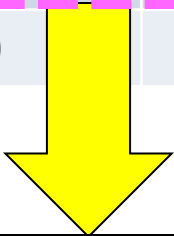
抑制率は、抑制しなかった場合の発電電力量に対する抑制電力量の比率

接続可能量算定結果 (拡大オプション)

①風力接続可能量導入ケース(45万kW)をベースとして算定

追加オプション		拡大量(万kW)	備考
30日現行制度抑制ケース		(ベース70)	現行ルール
a.再エネ出力抑制ルール見直し	(a)日数拡大(30日→60日)	+32	制度の改正が必要
	(b)時間単位の抑制(太陽光は360時間)	+22	
	(c)対象範囲拡大(500kW未満への拡大)	+0	
	(d)対象範囲拡大(同上)(接続済含む)	+0	
b.蓄電池設置	(a)リチウムイオン電池[事業者側](1kW当たり1kWh)	+1	費用負担の問題あり
	(b)NaS電池[事業者側](1kW当たり5kWh)	+2	
	(c)NaS電池[系統側](1kW当たり5kWh)	+32	
c.連系線活用30万kW		+40	短期で実現可能
(参考)抑制日数をゼロ日とする場合の接続可能量		0	

(注)「①風力接続可能量導入ケース(45万kW)」をベースとして算定
各オプションを組み合わせたとしても、その拡大量は単純合計とはならない。



・短期で実現可能な拡大オプションとして「c.連系線活用」を適用することとし、太陽光接続可能量を110万kWに設定する。

拡大方策		接続可能量 拡大量 (万kW)	再エネ抑制 電力量 (億kWh)	備考
30日現行制度抑制ケース		(ベース70)	0.77	抑制対象の500kW以上を最適化抑制
再エネ出力 抑制ルール の見直し	日数拡大 (30日→60日)	+32	1.14	12月末以降の新規接続契約申込み分の500kW以上を抑制
	時間単位の抑制 (太陽光は360時間)	+22	0.99	(同上) 太陽光:30日×12時間=360時間 風力:30日×24時間=720時間
	対象範囲拡大 (500kW未満への拡大)	+0	0.78	12月末以降の新規接続契約申込み分を全て30日抑制
	対象範囲拡大 (500kW未満への拡大) (接続済を含む)	+0	0.95	接続済を含めて全て30日抑制

(注)見直しルールの適用対象は、12月末以降に接続契約申込みがある設備とした。

拡大方策			接続可能量 拡大量 (万kW)	年間充放電 ロス (万kWh)	備考
蓄電池設置	設置場所	蓄電池種別			
	事業者側	リチウム イオン電池	+1	68	・太陽光発電1kW当たり 1kWhのリチウムイオン電池($\eta=90\%$) ・設置対象設備は1.9万kW
		NaS電池	+2	260	・太陽光発電1kW当たり 5kWhのNaS電池($\eta=79\%$) ・設置対象設備は2.4万kW
	系統側	NaS電池	+32	303	・太陽光発電1kW当たり 5kWhのNaS電池($\eta=79\%$) ・設置対象設備は16.9万kW

(注)適用対象とする事業者は、12月末以降に接続契約申込みがある500kW以上の設備とした。
現行制度における30日の出力抑制を考慮。

c.連系線活用

- ・再エネのための連系線活用分として、風力連系線活用分を含めて合計30万kWを最大限連系線活用

拡大方策	接続可能量 拡大量 (万kW)	再エネ抑制 電力量 (億kWh)	備考
連系線活用30万kW	+40	0.81	北陸から他エリアへ30万kWを一定送電

基本ケースの接続可能量70万kWに加えて、さらに本拡大オプションを適用し、接続可能量を110万kWとする。

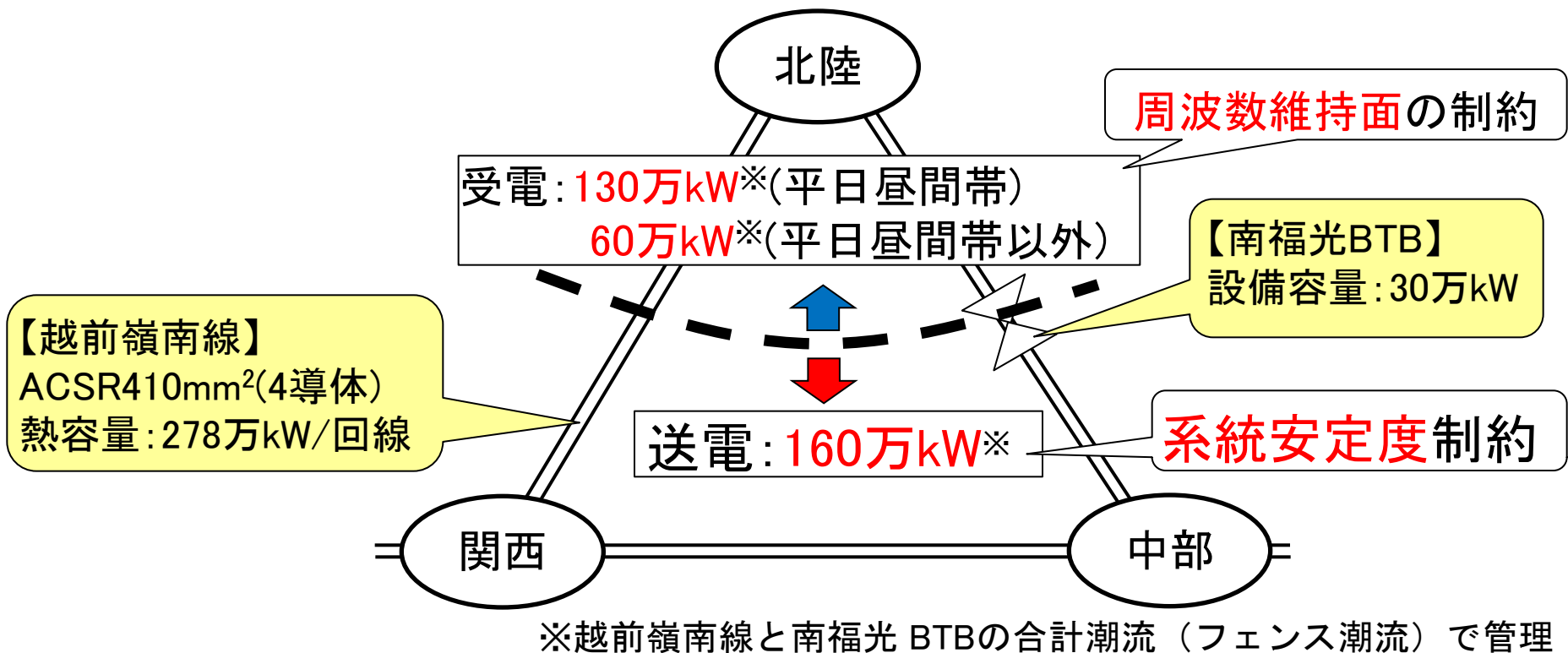
- ・連系線活用30万kWのうち、風力連系線活用分は「最大25万kW」であるため、太陽光は、今回追加設定した5万kWに加えて、風力連系線活用分の残余も活用することができる。
例えば、風力連系線活用がない場合には、太陽光は最大30万kW活用することができる。その活用分から、太陽光の稼働率で除した値が、太陽光の接続可能量拡大量となる。
- ・この考え方を基に、必要量に応じた抑制も考慮した8760時間の検討を行った結果、太陽光接続可能量が40万kW拡大できる結果となった。

【参考】連系線の利用状況および課題

- ・取引所取引による連系線利用により、至近1ヶ年の実績では、空容量が10万kW程度まで減少した場合がある。
- ・その他、豊水による水力活用のための市場取引や、揚水式水カトラブル停止等のリスク対応として、連系線を広域的に活用するケースがあるが、自社努力として再エネのために30万kWを設定した。

参考

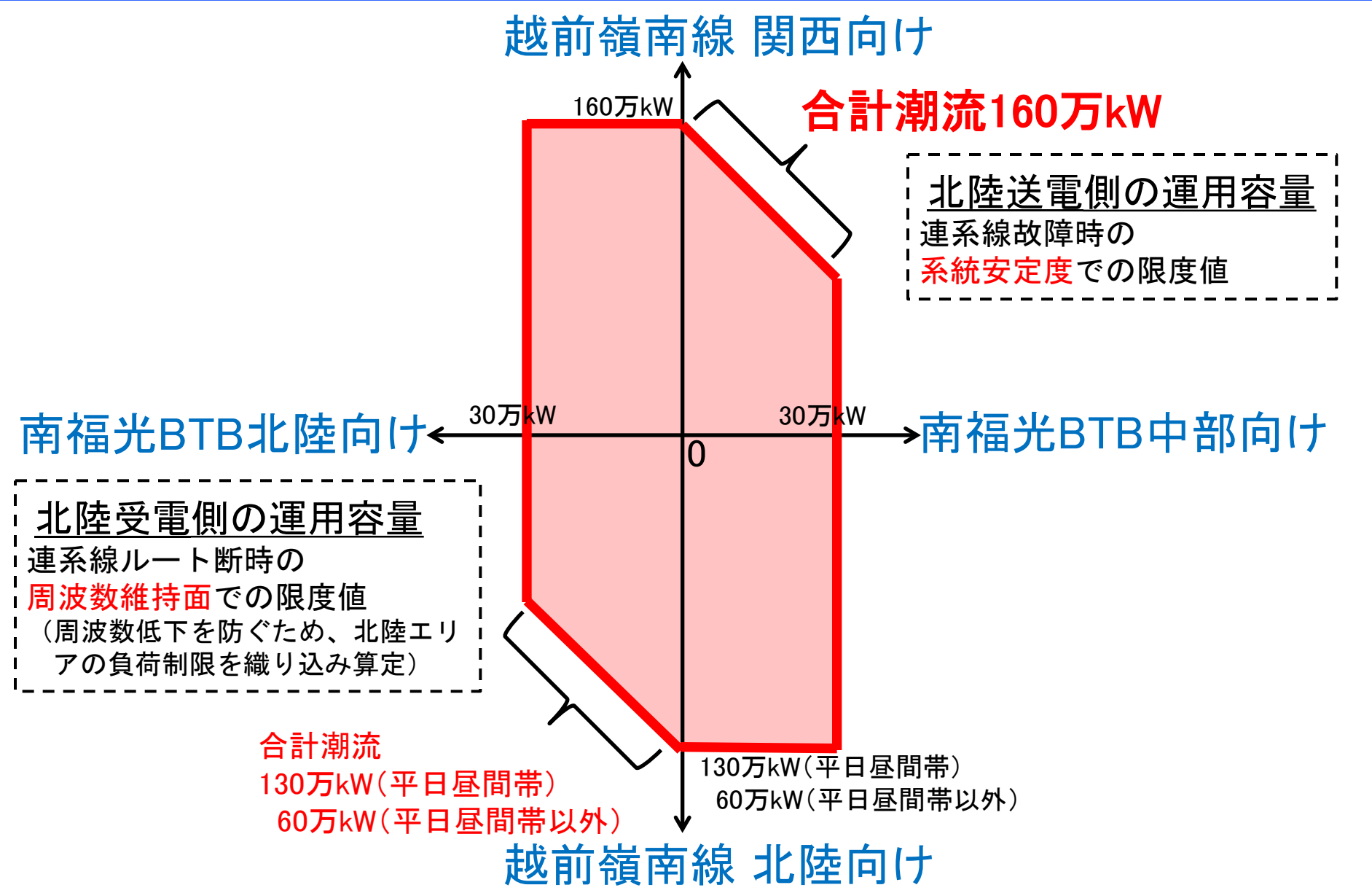
(北陸の連系線運用容量)



【連系線の運用容量の制約要因】(①～④から定まる各限度値のうち最小の値が運用容量となる。)

- ①熱容量……連系線1回線故障時でも、残回線の容量以内になるように算定
- ②系統安定度……連系線等の故障時でも、発電機が安定運転できるように算定
- ③電圧安定性……連系線等の故障時でも、電圧を維持できるように算定
- ④周波数維持面……連系線のルート断時でも、周波数を維持できるように算定

北陸の連系線においては、送電側は②系統安定度、受電側は④周波数維持面の制約より設定



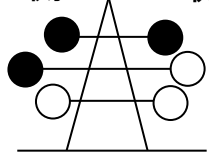
(注) 平日昼間帯: 土曜、日曜、祝日およびGW、旧盆、年末年始を除く 8時～22時

北陸の連系線の送電限度値算定方法（系統安定度）

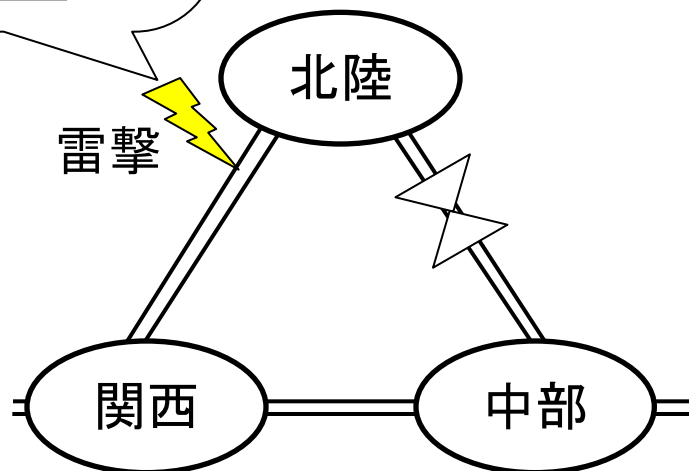
電力系統（送変電設備，発電機等）のモデルを作成のうえ、シミュレーションにより故障発生時の発電機の位相角等を算出し、系統安定度の評価を行う。

想定故障：
2相3線地絡故障

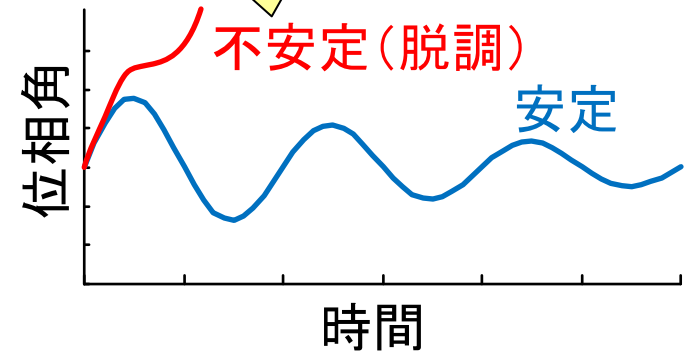
1L側 2L側



凡例 ○健全線
●故障線

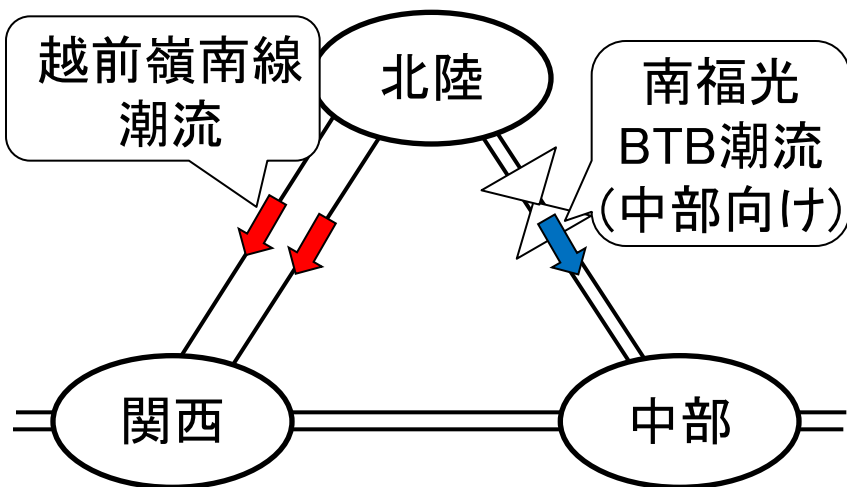


発電機の安定運転が維持できない場合、連鎖的に発電機が不安定になり、大量の電源脱落により大規模停電が発生する。

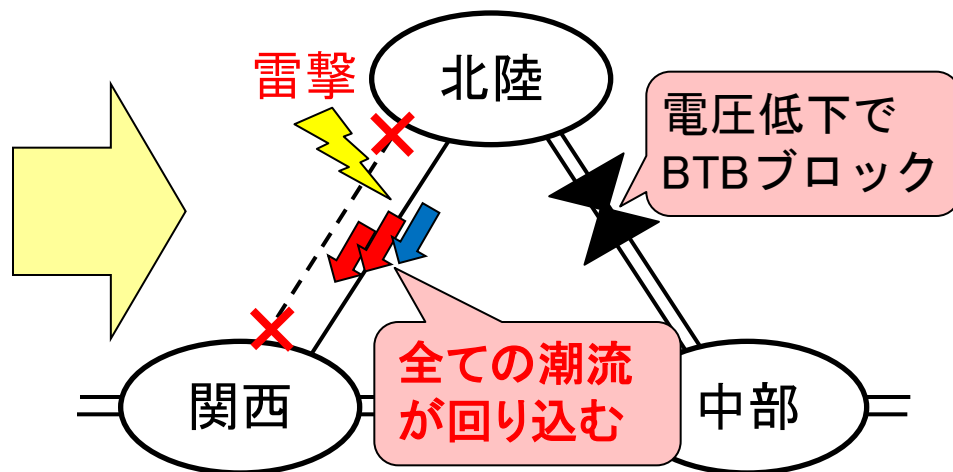


故障発生時の発電機位相角
（シミュレーション結果の例）

故障発生前



故障発生後



- ・越前嶺南線の故障時に南福光BTBが電圧低下によりブロックした場合、BTBに流れていた潮流が越前嶺南線に回り込む。
- ・このため、越前嶺南線と南福光BTBの合計潮流(フェンス潮流)を考慮し、系統安定度を算定する。

南福光BTBの潮流の向き	越前嶺南線 関西向け運用容量
中部→北陸	160万kW※
北陸→中部	160万kW※-BTB潮流

※常時の潮流変動分10万kWを考慮

〔左表の潮流において、電圧安定性・周波数維持面において安定であることを確認〕