

一次調整力から三次調整力①の必要量の考え方について

2019年10月23日

調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

課題

これまでの整理事項

小委における論点

小委での議論における方向性

3-10 需給バランス維持
 に必要となる調整
 力の必要量

- <三次②>
- ✓ 基本的な算定式は以下の通り
 三次②必要量 =
 「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値
 - 「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値
 - ✓ この算定は、過去データを使用して月別・想定出力帯別・
 時間帯別に事前に行う
 - ✓ 前日に決定する日々の三次②必要量は、前々日の出力
 予測に基づき、予測出力帯・月・時間帯が一致する上記の
 算定量とする

- <三次①>
- ✓ 調達量の考え方
- <一次～二次②>
- ✓ 商品区分ごとの調達
 量の考え方

(本年度中に要検討)

本日も議論いただきたい内容

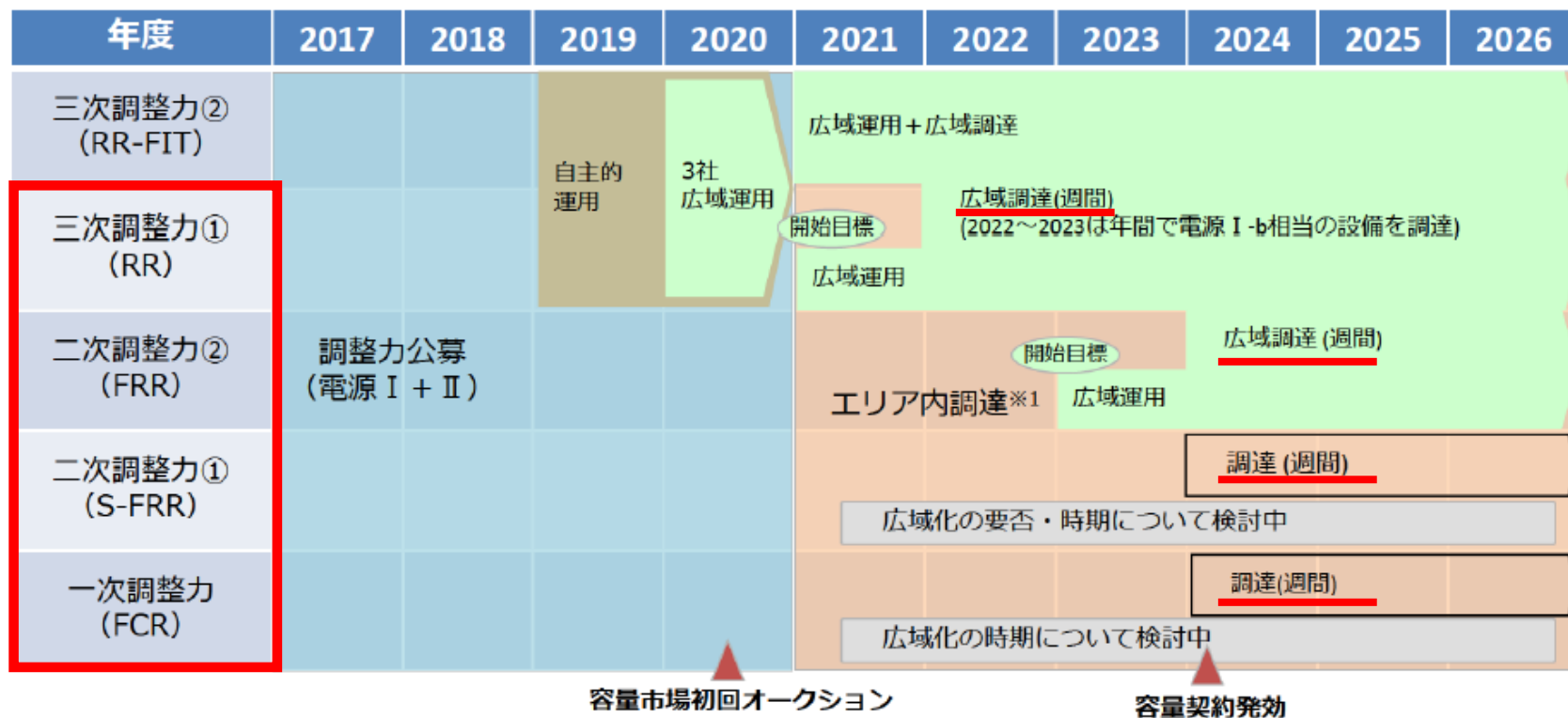
- これまでの需給調整市場検討小委員会の議論において、需給調整市場で一般送配電事業者が調達する調整力のうち、前々日からGCまでに生じる再エネ予測誤差に対応する三次②必要量の考え方については、既に検討が完了している。
- 2021年4月より、需給調整市場が開設し、先行して三次②の調達が開始されるが、今後、一次から三次①の商品も段階的に調達が開始されることになり、需給調整市場で一般送配電事業者が確保すべき必要量の考え方を商品毎に検討する必要がある。
- また、2020年4月の容量市場開設に伴い、市場参入事業者へ需給調整市場の市場規模感を示す上においても、今年度中に一次から三次①の各商品における必要量算定の考え方を整理するよう資源エネルギー庁より要請を受けている。
- 本日は、一次から三次①の商品の必要量の考え方についてご議論いただきたい。

調整力として活用可能な電源の容量市場及び需給調整市場における位置づけ

- 容量市場に参加した電源の中には調整力として活用可能な電源も含まれる。
- 発電事業者は、容量市場以外からの期待収入も加味して容量市場での入札行動を決定することから、このような電源については、容量市場初回オークションまでに需給調整市場等から得られる対価やリクワイアメント等について一定の見通しを立てられるようにすることが重要。
- 需給調整市場の広域調達初年度は2021年度となっているが、容量市場の初回オークションが2020年度に実施されることを見据えて、事業者が需給調整市場からの期待収入の見通しを立てるためにも、各商品区分の必要量について適切な時期までに示していく必要がある。

商品導入スケジュールについて

- 各種商品の調達についての詳細検討を行い、二次調整力②については2024年度より、三次調整力①については2022年度から、広域調達（週間）を開始することが示された。
- また、一次調整力、二次調整力①については、2024年度から週間調達を開始することが示され、引き続き広域化の時期については広域機関において検討を進めている。



※1 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み（現行の電源Ⅱに相当する仕組み）を続ける。詳細については今後検討。

【2021年度に向けた動き】

		年度	2019			2020	2021	2022	2023	2024~
			2Q	3Q	4Q					
三次 ②	(3-5)	情報公開 <監視等委にて検討>	■							
	(5-2)	連系線容量確保(スポット後) <監視等委にて検討>	■							
	(参考)	市場開設に向けた実務的な準備 (システム構築、中給改修、取引規程、 契約手続、事前審査etc.)	■	■	■					
						2021年4月 市場開設				

【2022年度に向けた動き】

		年度	2019			2020	2021	2022	2023	2024~
			2Q	3Q	4Q					
三次 ①	(3-3)	商品設計	■	■	■					
	(3-5)	情報公開 <監視等委にて検討>	■	■	■					
	(3-6)	調整係数	■	■	■					
	(3-7)	事前審査	■	■	■					
	(3-9)	アセスメント・ペナルティ	■	■	■					
	(3-10)	調整力必要量	■	■	■					
(5-2)	連系線容量確保(スポット前) <監視等委にて検討>	■	■	■						
						2022年4月 市場開設				

※一次の市場調達開始時期は検討中

【2024年度に向けた動き】

	年度	2019			2020	2021	2022	2023	2024~
		2Q	3Q	4Q					
(3-3)	商品設計				■				2024年 4月* 市場 開設
(3-5)	情報公開 <監視等委にて検討>				■				
(3-6)	調整係数				■				
(3-7)	事前審査				■				
(3-9)	アセスメント・ペナルティ				■				
(3-10)	調整力必要量	■							
(5-1)	複合約定ロジック				■				
(6-1)	中給システムの抜本的な改修	■	■	■	■				
(1-2)	二次①の広域調達可否と時期				■				
(6-2)	二次①に係る具体的な調達・運用方法					■			
(5-2)	連系線容量確保(スポット前) <監視等委にて検討>				■	■			
(1-3)	一次の広域調達可否と時期		■	■	■	■			
(4-1)	一次に係る具体的な調達方法					■			

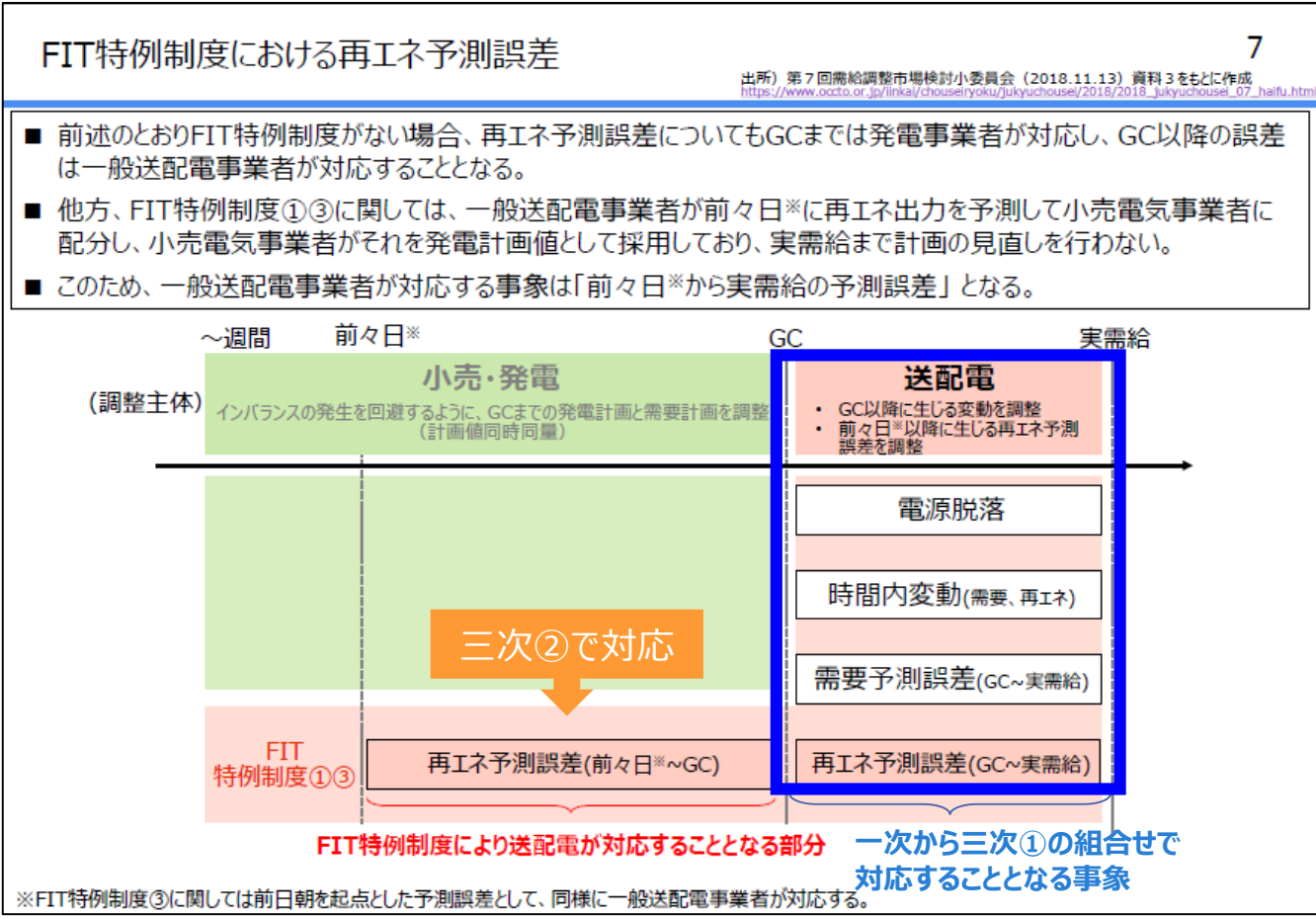
*一次の市場調達開始時期は検討中

*一次の市場調達開始時期は必要量の議論を踏まえて検討

1. **一次から三次①で対応する事象**
2. **現在の運用における調整力の活用**
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
3. **一次から三次①の必要量算定の考え方**
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
4. **複合約定時の必要量算定の考え方**
5. **各社の必要量試算結果**
 - ✓ 複合約定時の試算結果
 - ✓ 各社商品毎の試算結果
6. **考察**
7. **まとめ**

1. 一次から三次①で対応する事象
2. 現在の運用における調整力の活用
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
3. 一次から三次①の必要量算定の考え方
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
4. 複合約定時の必要量算定の考え方
5. 各社の必要量試算結果
 - ✓ 複合約定時の試算結果
 - ✓ 各社商品毎の試算結果
6. 考察
7. まとめ

- 計画値同時同量制度において、原則としてGCまでの需要と供給力の変動は小売電気事業者・発電事業者が調整を行い、GCから実需給までの変動は一般送配事業者が調整力を用いて対応することになる。
- FIT特例制度①③によって発生する再エネ予測誤差については、前々日からGCまでの再エネ予測誤差を三次②で対応する事象としており、GCから実需給までの事象は一次から三次①の組合せで対応する必要がある。



※FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配事業者が対応する。

- 三次②における必要量については、「GCから実需給の再エネ予測誤差」に備えて一次から三次①の必要量が適切に確保されていることを前提に、「前々日から実需給の再エネ予測誤差」から、一次から三次①の組合せでしか対応できない「GCから実需給の再エネ予測誤差」を控除する方法として、第7回需給調整市場検討小委員会において整理された。そのため、GCから実需給までの必要とする量は一次から三次①の組合せで対応する必要がある。

10

出所) 第7回需給調整市場検討小委員会 (2018.11.13) 資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/linkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_07_haifu.htm

三次②必要量の考え方

- 以上のことから、三次②必要量の算定方法は、各断面の再エネ予測誤差について、全体の誤差量である「前々日から実需給の誤差」から、一次から三次①の組合せでしか対応できない「GCから実需給の誤差」を控除する方法としてはどうか。
 具体的な算定式は、

$$\text{三次②必要量} = \text{「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値}^* - \text{「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値}^*$$
- ただし、現時点において、GC時点の予測値については統計処理による必要量算定を行うために十分な量のデータが蓄積されていないため、2021年度の三次②広域調達開始に向けてデータを蓄積していく。
- 前々日からGCまでの再エネ予測誤差に確実に対応するために、三次②必要量を「前々日予測値 - GC予測値」の再エネ予測誤差の3σ相当値*とするとところである。今回提案した算定式では、前々日から実需給の再エネ予測誤差の方が三次②調達量より大きくなる可能性があるが、続く「GCから実需給の再エネ予測誤差」に備えて一次から三次①の必要量が適切に確保されていれば、前々日から実需給の再エネ予測誤差の全ての量に対応できることになるため運用上は問題ないと考えられる。
 (FIT特例制度①を例に説明)

※「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差（想定出力の下振れ）に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。
 具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

電力広域的運営推進機関
 Organization for Cross-regional Coordination of
 Transmission Operators, JAPAN

- 調整力で対応する事象は平常時と事故時の大きく2つに分かれ、それぞれに対応する必要がある。

✓平常時

<予測誤差>

○需要予測誤差

小売電気事業者は、需要を予測することで需要計画を作成しているが、需要実績と完全に一致する計画を策定することができないため、GC後に予測と実績に差が生じる。これを「予測誤差」といい、調整力を用いることで需要と供給を一致させている。

○再エネ予測誤差

FIT特例制度①③による再エネの予測のうち、GC時点で想定された再エネ出力予測値と実績値との差についても調整力を用いて対応している。

<時間内変動>

○需要・再エネの時間内変動

実際の需要は時々刻々と変化し続けており、再エネの出力も時々刻々と変化している。仮に、予測と実績が30分平均値で一致していたとしても、30分より短い時間では細かな変動が生じている。これを「時間内変動」と呼び、こうした事象についても調整力を用いて需要と供給を一致させている。

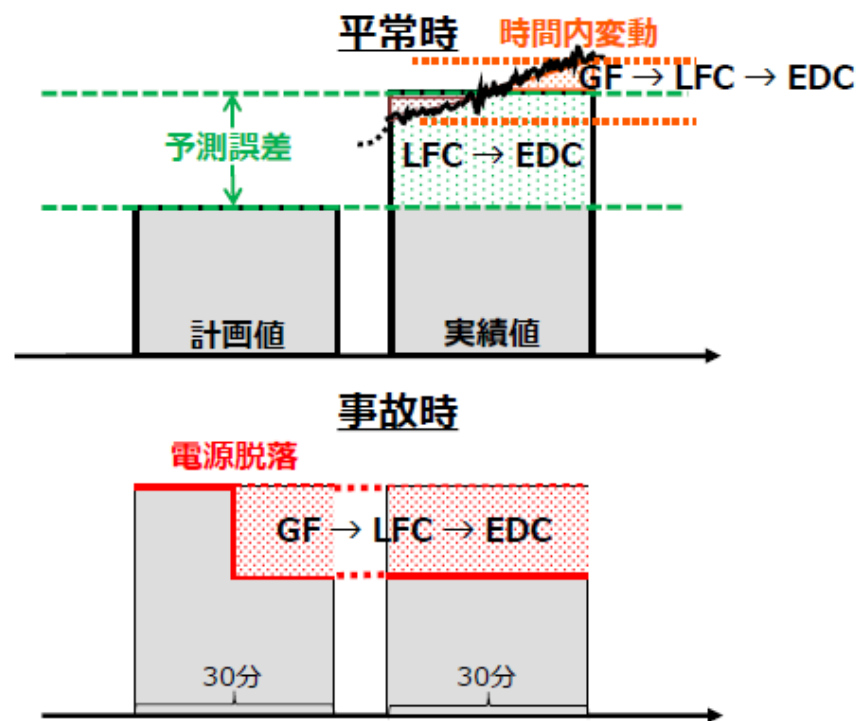
✓事故時

<電源脱落>

電源が予期せぬトラブルなどで停止すること（＝電源脱落）があり、このような予測不能なトラブルで生じた需要と供給の差に対しても調整力で対応する。

(参考) 調整力で対応する事象

- 需給調整市場で調達すべき調整力は予測誤差、時間内変動、電源脱落等。
- これらの事象に対応するため、各一般送配電事業者はGF、LFC、EDCに活用できる調整力を確保。
- また、一定程度のバックアップ電源も必要不可欠。



予測誤差

- 計画値と実績値の30分毎の平均の誤差。
- 主にLFC、EDCで対応。

時間内変動

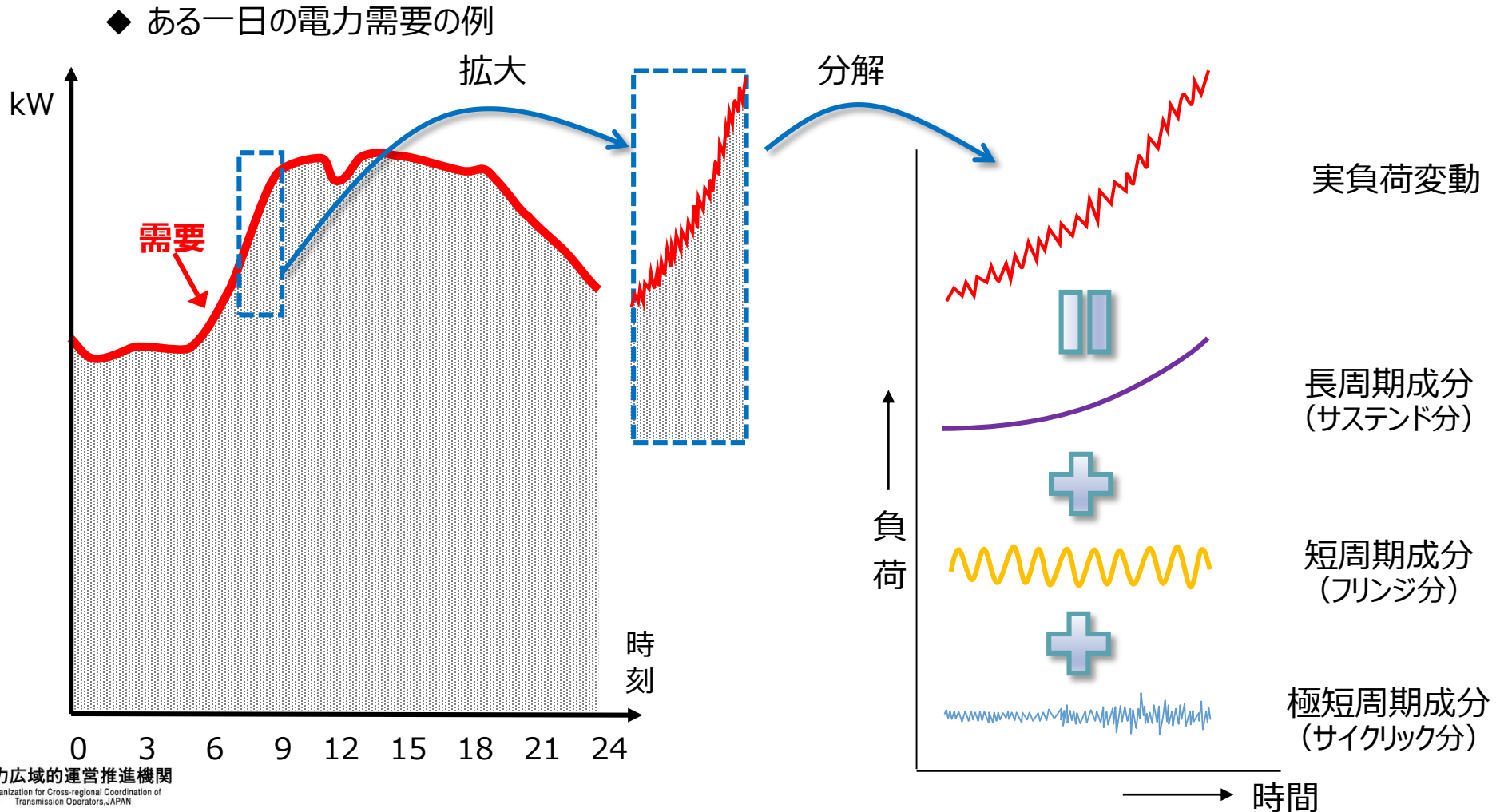
- 30分未満の変動。
- 秒単位の変動にはGFで対応。分単位以上の変動には主にLFC、EDCで対応。

電源脱落

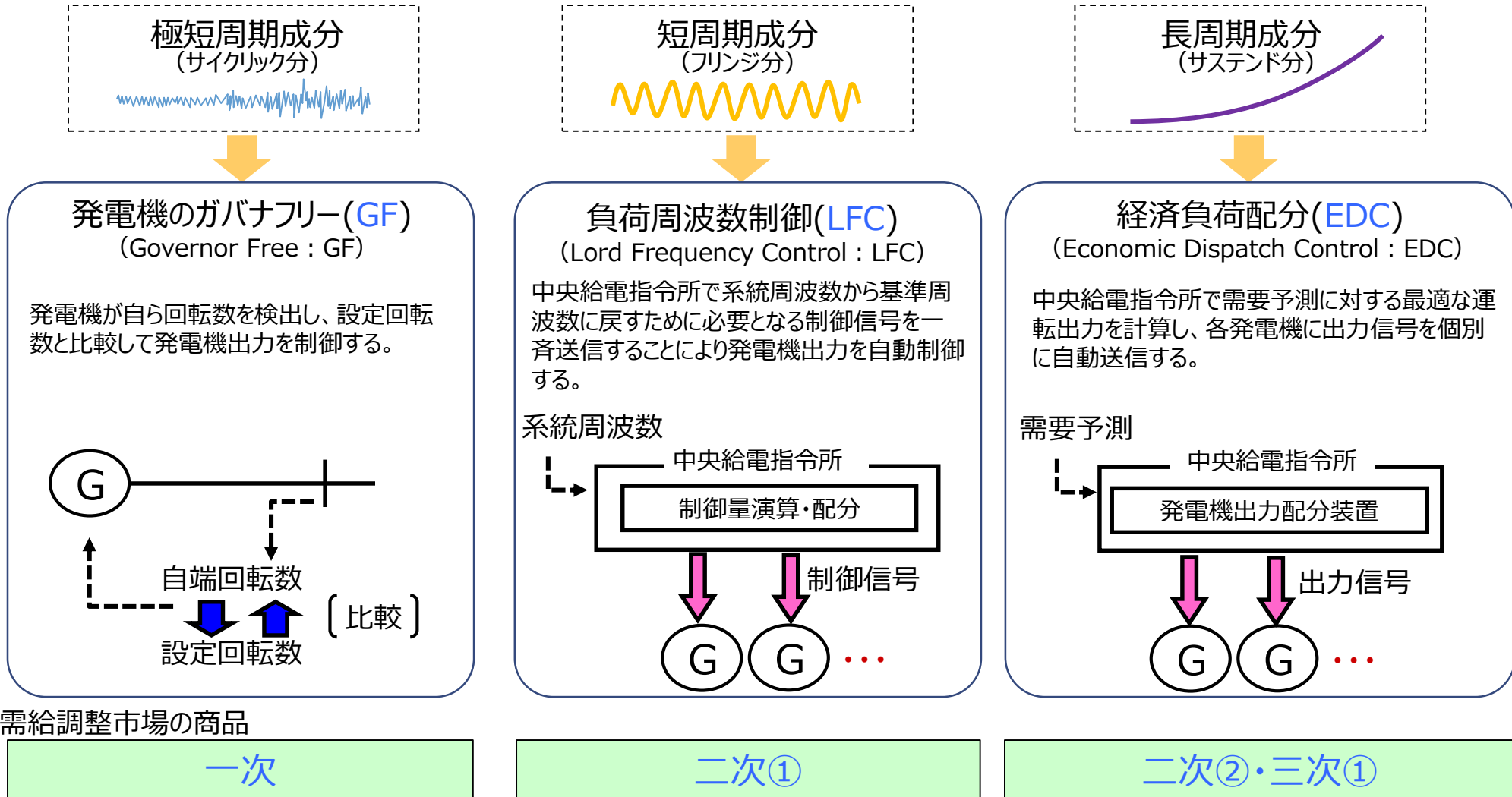
- 電源脱落に備え、一定程度のバックアップ電源を確保。
- 脱落直後の瞬時の応答が必要になるため、直後はGFで対応し、その後LFC、EDC等で対応。

1. 一次から三次①で対応する事象
2. 現在の運用における調整力の活用
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
3. 一次から三次①の必要量算定の考え方
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
4. 複合約定時の必要量算定の考え方
5. 各社の必要量試算結果
 - ✓ 複合約定時の試算結果
 - ✓ 各社商品毎の試算結果
6. 考察
7. まとめ

■ 工場の操業状態や家庭の照明入切など、電気の使用状況に伴い、電力需要は時々刻々と変化しており、変動する成分を分解することができる。



- 発電機はそれぞれの変動成分に対応した周波数制御機能を備えており、現在の運用においては、これらの機能を使い分けながら、需要変動に対して周波数制御を行っている。
- 需給調整市場においては、周波数制御機能を踏まえて各商品に分類した。



	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オンライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要有り (データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

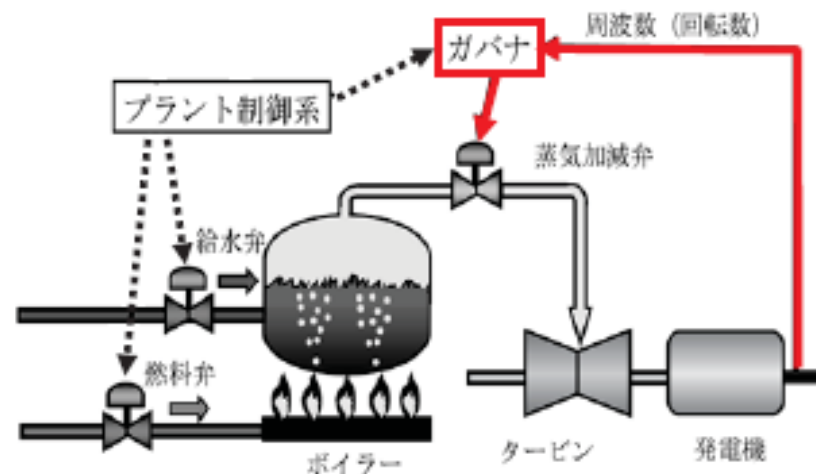
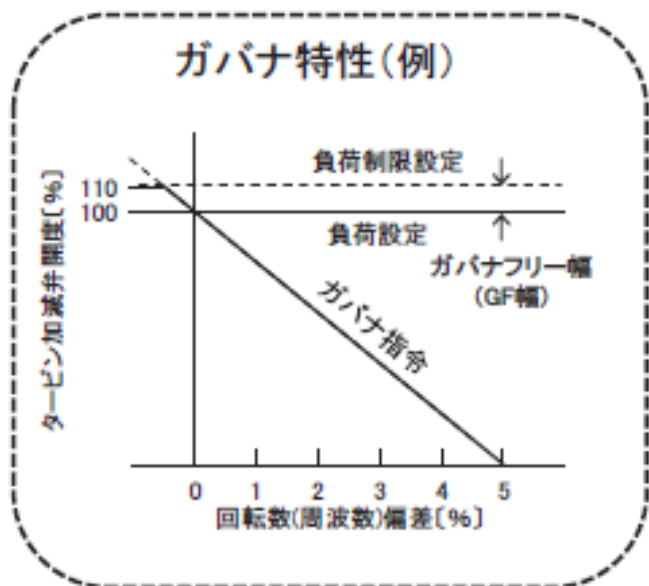
※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

7 【参考】ガバナフリー運転



- ガバナ(調速機)とは、発電機の回転速度を負荷の変動のいかんにかかわらず、一定に保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置。
- 発電機の回転速度の変化に対して、速度調定率に応じて出力を変化させる運転をガバナフリー運転と呼ぶ。一般に回転速度(周波数)低下時の出力増加の上限として負荷制限(ロードリミット)が設定され、負荷設定からロードリミットまでの余裕をガバナフリー幅という。
- ガバナフリー運転は、発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う。



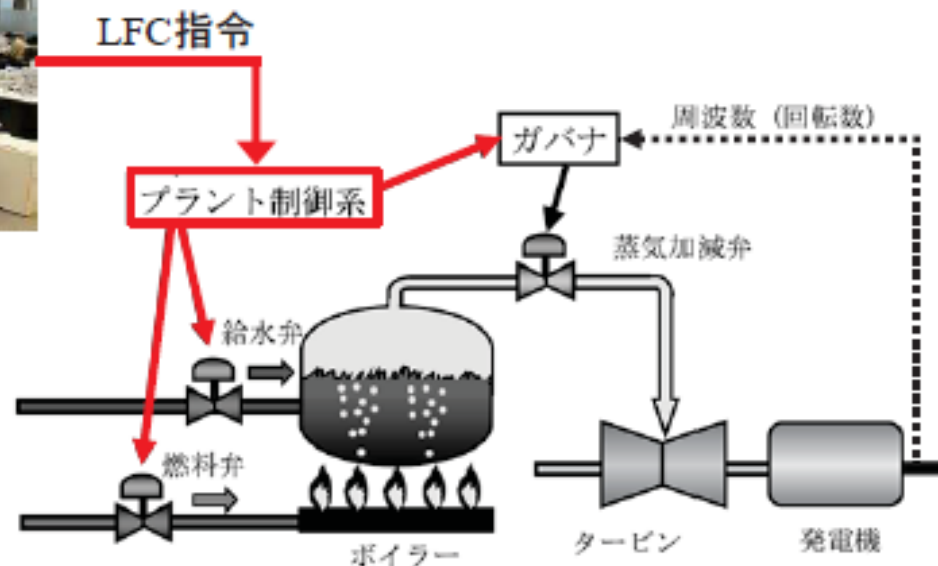
出典:電力系統の周波数制御から見た火力機の出力応動特性,電気学会論文誌B, 124巻3号(2004)

8 【参考】 LFC (負荷周波数制御)



- LFC(負荷周波数制御)は、数分から十数分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御であり、中央給電指令所で必要な調整量(地域要求量:AR(Area Requirement))をリアルタイムで計算し、調整対象の各発電機に出力の上げ・下げ信号(LFC指令)を送信する。
- LFC指令を受信した各発電機のプラント制御系では、燃料弁や給水弁を制御するとともに、ガバナの発電出力指令値を変更する。

中央給電指令所



出典:電力系統の周波数制御から見た火力機出力応答特性,電気学会論文誌B,124巻3号(2004)

© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

出所) 第2回 調整力等に関する委員会 資料3-1

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2015/chousei_02_haifu.html

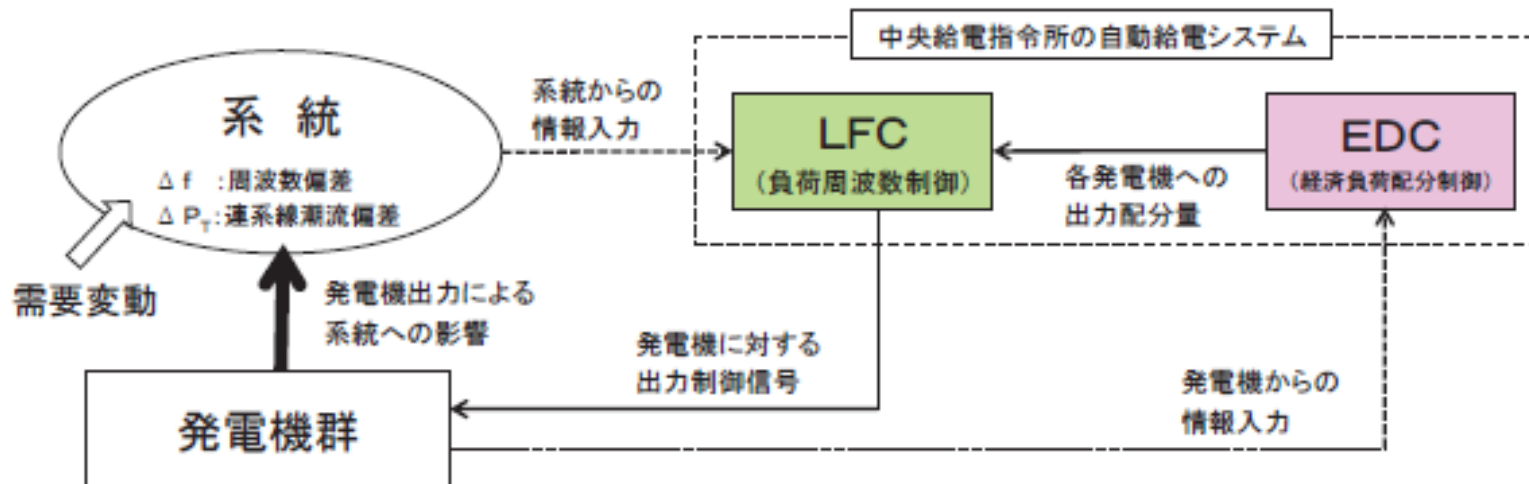
9

【参考】 LFCとEDC (経済負荷配分制御) の協同制御



(中部電力の自動給電システムのケース)

- 中央給電指令所の自動給電システムは、周波数維持を目的とするLFCと全体の発電費用の最小化を目的とするEDCにより構成される。
- LFCは、周波数偏差(Δf)と連系線潮流偏差(ΔP_T)から、需給の均衡状態へ戻すために必要な調整量(地域要求量(AR: Area Requirement))を算出し、出力変化速度の速い発電機から出力配分量を10秒ごとに決定する。
- EDCは、十数分程度先の需要予測変動量に対し、全体の発電費用が最小となるように、各発電機への出力配分量を5分ごとに決定する。
- LFCが、EDCで求めた出力配分量にARの出力配分量を加えて、各発電機に10秒ごとに出力上げまたは出力下げ信号を送出する。



- 現在の平常時の運用では、GC後のBG需要計画から生じる実需給の差分を、一般送配電事業者が予測して制御を行い、さらにその予測から生じる細かな差分についても制御を行うことで、過不足を解消させている。

	EDC機能	GF機能／LFC機能
制御対象	数分先の需要予測に対する過不足分	現時点で生じている細かな過不足分
手法	予測制御（数分先の予測）	事後制御（周波数偏差の実績）
特徴	メルットオーダーで個別配分	スピードを優先するため一斉制御
イメージ 図	<p>EDCで制御する二次②、三次①で対応する</p>	<p>GF、LFCで制御する一次、二次①で対応する</p>

1. 一次から三次①で対応する事象
2. 現在の運用における調整力の活用
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
3. 一次から三次①の必要量算定の考え方
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
4. 複合約定時の必要量算定の考え方
5. 各社の必要量試算結果
 - ✓ 複合約定時の試算結果
 - ✓ 各社商品毎の試算結果
6. 考察
7. まとめ

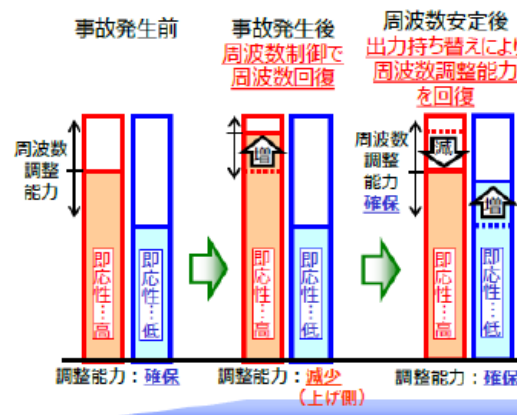
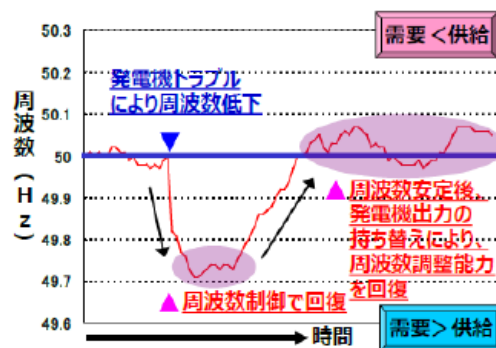
- 電源脱落時には、周波数が低下し、速い調整力から応動し、遅い調整力へ受け渡して、電源が不足する量を解消させている。

電源脱落時の調整力の運用について

9

第9回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 資料2

- 事故による電源脱落等により周波数低下が発生した場合は、調整力を活用して周波数低下を一定の範囲内に抑え、周波数制御で周波数を回復し、出力持ち替えにより周波数調整能力を回復する。
- 現状は、応動時間の短いGF機能で周波数低下を一定の範囲内に抑え、その後、中給システムからの指令に対する応動時間の短いLFCで維持し、EDCで発電機の持ち替えを行いながら周波数を回復させるとともに、周波数調整力を回復し、次に備えている。なお、大規模電源脱落時には系統安定化装置や負荷遮断等を組合せて対応している。
- 各段階で調整力に求められる能力は異なり、大規模な電源脱落等が発生した場合にも細分化した調整力を組み合わせて対応する必要がある。



1. 一次から三次①で対応する事象
2. 現在の運用における調整力の活用
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
- 3. 一次から三次①の必要量算定の考え方**
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
4. 複合約定時の必要量算定の考え方
5. 各社の必要量試算結果
 - ✓ 複合約定時の試算結果
 - ✓ 各社商品毎の試算結果
6. 考察
7. まとめ

事象に応じた役割分担と商品の要件

- 各商品の応動時間及び継続時間にそれぞれ商品で差があり、事象に応じて役割を分担している。
- ✓ 一次から三次①の順で、応動時間が遅くなり、継続時間は長くなる。
- これらを踏まえて、各商品の必要量を算定する必要があるのではないか。

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オンライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～30分※5

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要有り（データの取得方法、提供方法等については今後検討）。

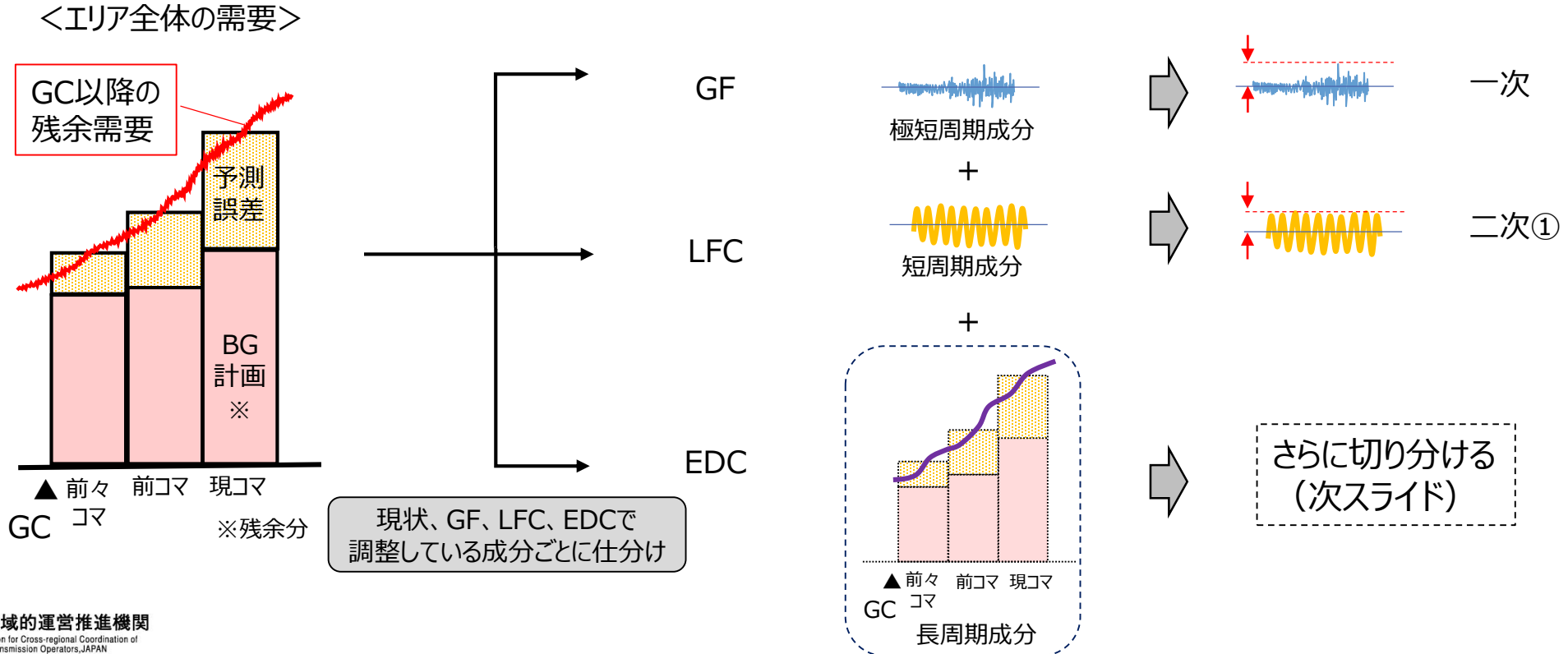
※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

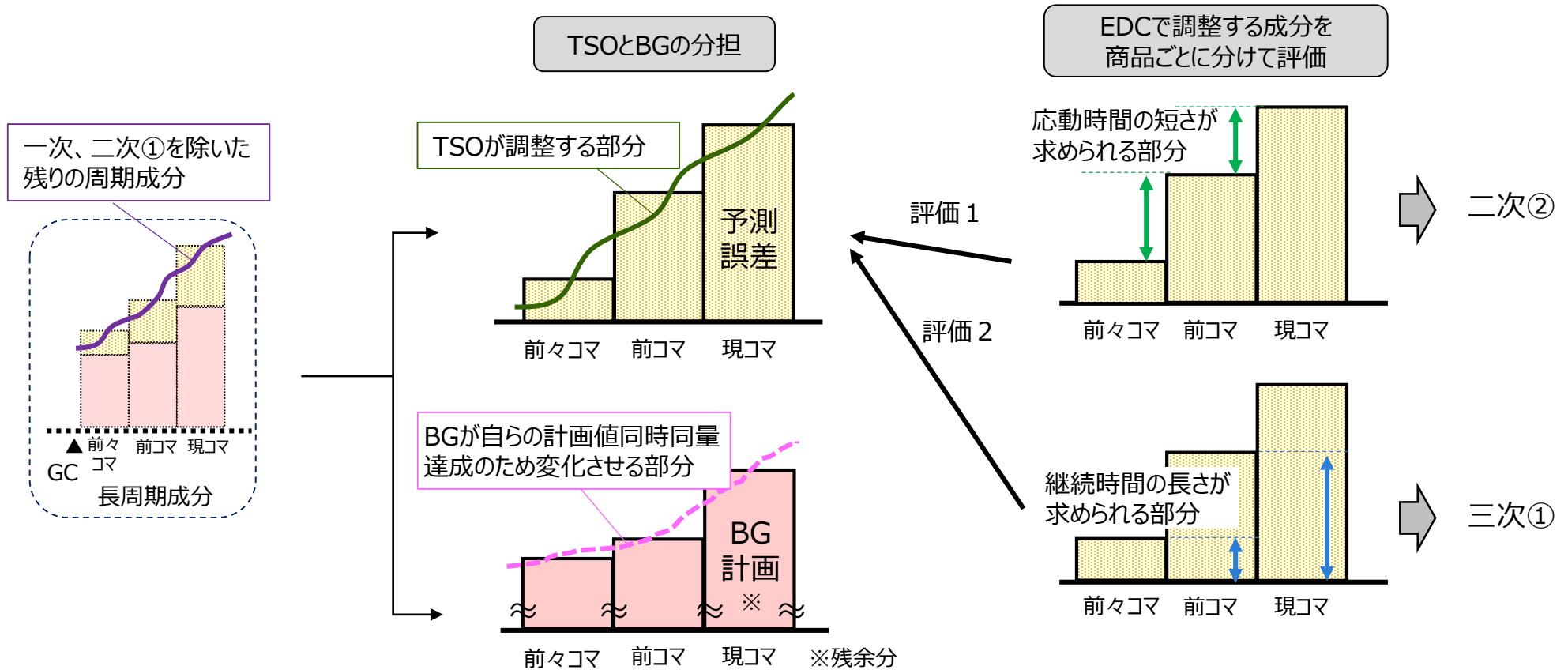
※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

1. 一次から三次①で対応する事象
2. 現在の運用における調整力の活用
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
- 3. 一次から三次①の必要量算定の考え方**
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
4. 複合約定時の必要量算定の考え方
5. 各社の必要量試算結果
 - ✓ 複合約定時の試算結果
 - ✓ 各社商品毎の試算結果
6. 考察
7. まとめ

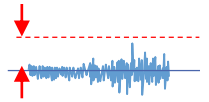
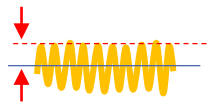
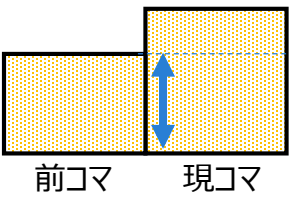
- 現状の発電機の機能を考慮すると、30分以下の残余需要の変動は、以下のように細分化することができる。
- これら調整力で対応する残余需要の変動のうち、現状GFで調整している極短周期成分については一次で対応し、現状LFCで調整している短周期成分は二次①で対応することとして、必要量を算定してはどうか。
- 一方で、BGの発電計画は30分コマ単位で提出されるものの、計画値同時同量達成ため、BGとしても次コマに向けて発電出力を変化させており、現状EDCで調整している長周期成分には、こうしたBGの発電出力による傾きが一定量含まれると考えられる。そのため、調整力で対応する長周期成分についてはさらに成分を切り分けし、そのデータを基に必要量を算定してはどうか。



- 現在、EDCで調整している長周期成分を定量化するため、EDCで調整している変動については、30分コマ毎の残余需要予測誤差（残余需要30分平均値-BG計画※）を用いて必要量を算定することとしてはどうか。
- 残余需要予測誤差を評価する際、予測誤差の前後30分コマ間の差分については応動時間が短い二次②で対応し、次の30分コマへ継続する部分については継続時間が長い三次①で対応することとして、必要量を算定してはどうか。



■ 各調整力の機能を踏まえ、以下の考え方で各商品の必要量算定データを抽出することとしてはどうか。

商品区分	イメージ図	必要量算定データの抽出方法
一次		$\text{残余需要元データ}^{\ast 1} - \text{残余需要}^{\ast 1} \times 10\text{分周期成分}^{\ast 2}$
二次①		$\text{残余需要}^{\ast 1} - \text{残余需要}^{\ast 1} \times 30\text{分周期成分}^{\ast 2}$
二次②		残余需要予測誤差30分平均値 ^{※3} のコマ間の差
三次①		残余需要予測誤差30分平均値 ^{※3} のコマ間で連続する量

※ 1 残余需要1～10秒計測データ

※ 2 応動時間（5分）に対してkWhが発生する周期（10分周期）とした。その他も同様

※ 3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - (BG需要計画-GC時点の再エネ予測値)

■ GC以降に生じる平常時における予測誤差・時間内変動に対応する各商品区分毎の必要量の基本的な算定式としてはどうか。

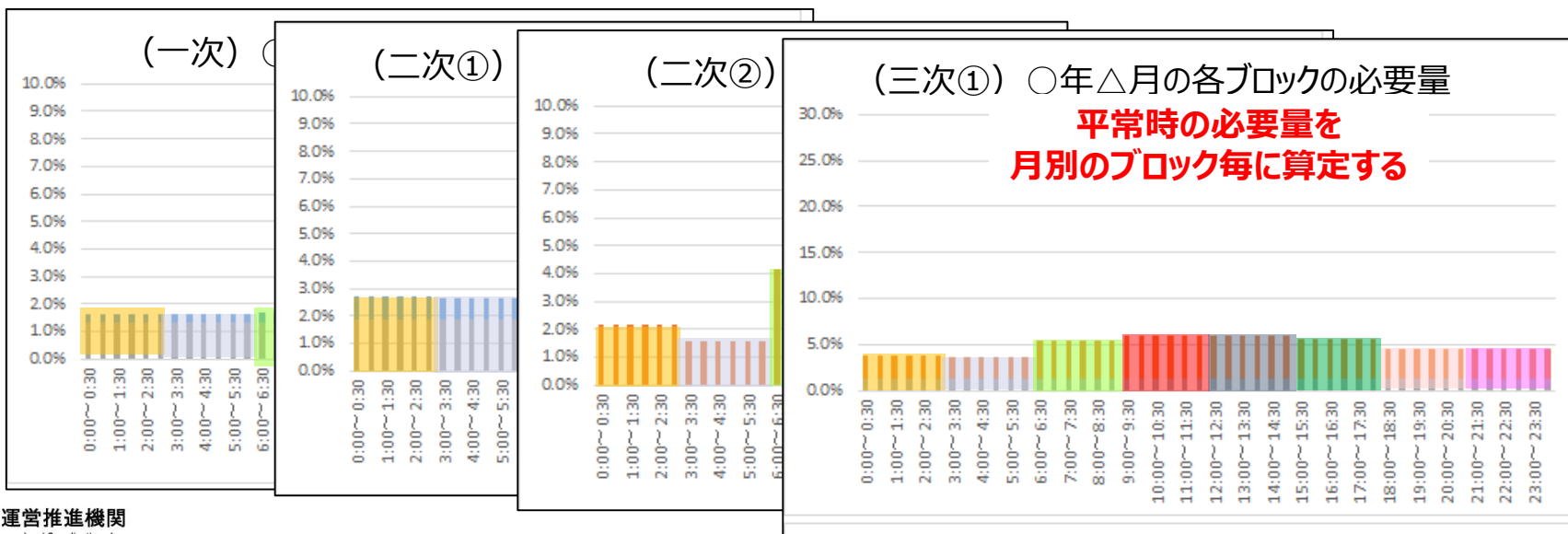
- ✓ 一次調整力 : (残余需要元データ※¹ - 元データ※¹ 10分周期成分) の 3σ相当値
- ✓ 二次調整力①: (元データ※¹ 10分周期成分 - 元データ※¹ 30分周期成分) の 3σ相当値
- ✓ 二次調整力②: (残余需要予測誤差30分平均値※² のコマ間の差) の 3σ相当値
- ✓ 三次調整力①: (残余需要予測誤差30分平均値※² のコマ間で連続する量) の 3σ相当値

※¹ 残余需要1～10秒計測データ

※² 残余需要30秒計測データ30分平均値 - (BG需要計画-GC時点の再エネ予測値)

「3σ相当値」: いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 平常時の予測誤差・時間内変動に対応する調整力の量は、年間を通じて一定量が必要となるわけではなく、以下の理由から月や時間帯によってその必要量が変わる。
 - ✓ 月毎によって需要規模・再エネ出力が変わることから、月単位でも予測誤差や時間内変動の傾向が変わる可能性がある。
 - ✓ 時間帯によっても需要動向・再エネ出力が変わることから、時間毎に予測誤差や時間内変動の傾向が変わる可能性がある。
- このことから各月別・ブロック別に必要量を算定してはどうか。また、週間調達時に算定された当該月、当該ブロックの必要量を週を通して調達することとしてはどうか。
- 必要量の算定の際は、各月別（※）・ブロック毎の変動の母集団を作り、それぞれについて一次から三次①必要量を事前に算定し、前週に決定する毎週の一次から三次①必要量は、月・ブロックが一致する前述の算定量を選択してはどうか。※月毎の算定は、当該月の前後1か月を含めた3か月実績データを使用して算定しブロック毎の3σ相当値とする。



1. 一次から三次①で対応する事象
2. 現在の運用における調整力の活用
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
- 3. 一次から三次①の必要量算定の考え方**
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
4. 複合約定時の必要量算定の考え方
5. 各社の必要量試算結果
 - ✓ 複合約定時の試算結果
 - ✓ 各社商品毎の試算結果
6. 考察
7. まとめ

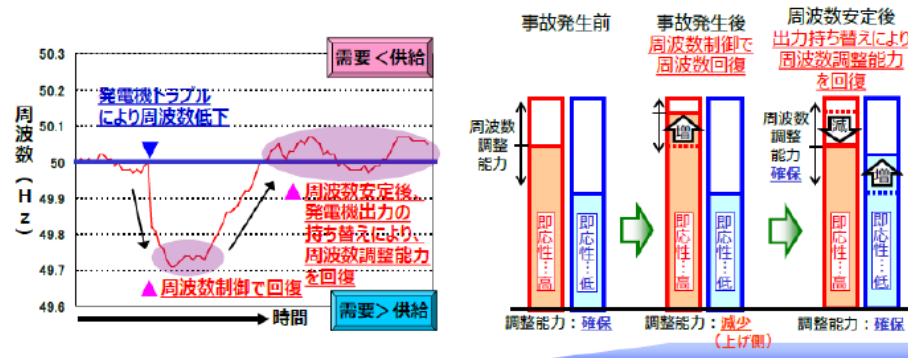
- 実需給において、電源脱落が発生した場合には、小売電気事業者が追加供給力を確保するまでの間、一般送配電事業者が調整力を発動し、電源脱落直後の周波数低下を一定の範囲内に抑え、徐々に周波数を回復させる。その後、持続時間が短い一次から順次二次①、三次①へ持ち替えていく必要がある。
- このことを踏まえると、一次、二次①及び三次①の必要量は同量としてはどうか。

電源脱落時の調整力の運用について

9

第9回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 資料2

- 事故による電源脱落等により周波数低下が発生した場合は、調整力を活用して周波数低下を一定の範囲内に抑え、周波数制御で周波数を回復し、出力持ち替えにより周波数調整能力を回復する。
- 現状は、応動時間の短いGF機能で周波数低下を一定の範囲内に抑え、その後、中給システムからの指令に対する応動時間の短いLFCで維持し、EDCで発電機の持ち替えを行いながら周波数を回復させるとともに、周波数調整力を回復し、次に備えている。なお、大規模電源脱落時には系統安定化装置や負荷遮断等を組合せて対応している。
- 各段階で調整力に求められる能力は異なり、大規模な電源脱落等が発生した場合にも細分化した調整力を組み合わせて対応する必要がある。



- 電源脱落に対応する量は、各エリアで分担することができるため、50Hz及び60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニットの量を同一周波数連系系統の各エリアの系統容量※をもとに按分した量とし、当該週に稼働する単機最大ユニットを調達することとしてはどうか。 ※ 系統容量は供給計画の当該年度による

※FIT特例①③以外の電源による発電予測誤差（=発電インバランス）は、電源脱落の必要量を最大ユニットとして確保し、これにより対応できることとする。

(参考) 同一周波数系統における単機最大ユニット(供給計画で稼働が見込まれる)の例

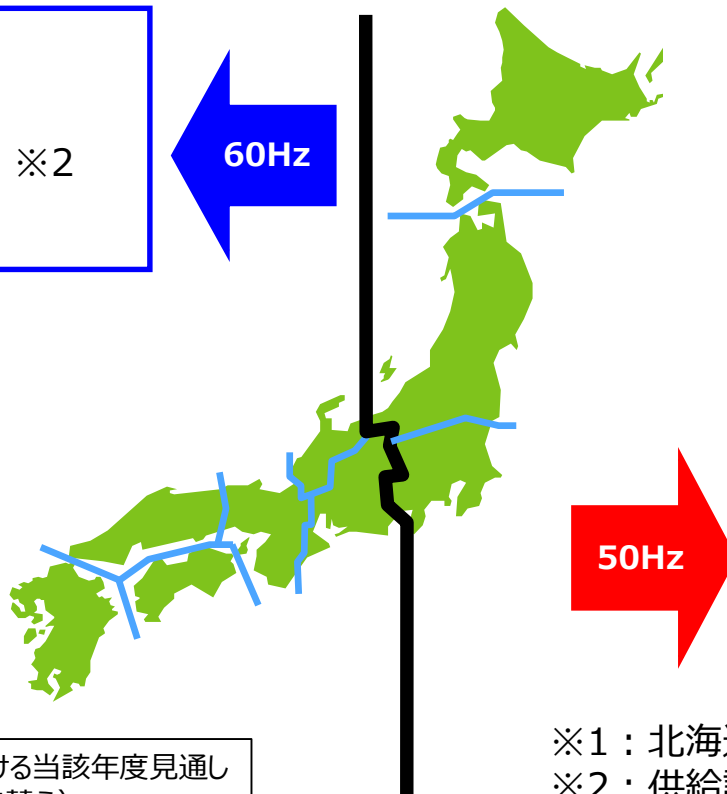
【60Hz地域】

系統容量：8,475万kW

単機最大(供給計画)：118万kW ※2

系統容量に占める割合：1.39 %

60Hz地域	単機最大設備
中部電力	138万kW
北陸電力	135万8千kW
関西電力	118万kW
中国電力	100万kW
四国電力	105万kW
九州電力	118万kW



50Hz地域	単機最大設備
北海道電力	91万2千kW
東北電力	110万kW
東京電力	135万6千kW

【50Hz地域】※1

系統容量：6,948万kW

単機最大(供給計画)：100万kW ※2

系統容量に占める割合：1.44 %

系統容量は平成30年度供給計画における当該年度見通し
(北海道のみ冬期需要に差替え)

※1：北海道本州間連系設備は、緊急時AFC等を考慮
※2：供給計画により見込まれる単機最大ユニット

電源脱落の試算においては
平成30年度供給計画の当該年度見通しを採用

■ 一次から三次①で対応する事象は、下表のとおり整理される。

事象		調整力の商品区分			
		一次	二次①	二次②	三次①
残余需要の予測誤差				○	○
残余需要の時間内変動		○	○		
電源脱落		○	○		○
商品の 主な要件	指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)
	応動時間	10秒以内	5分以内		15分以内
	継続時間	5分以上	30分以上		商品ブロック時間 (3h)
	並列要否	必須	必須	任意	任意

- 一次から三次①については、GC以降に生じる変動（平常時における予測誤差・時間内変動や突発的に必要となる電源脱落等）に対応することとし、各商品区分毎の必要量の基本的な算定式としてはどうか。

✓ 一次調整力：（ 残余需要元データ※1 - 元データ※110分周期成分 ）の3σ相当値
+ 単機最大ユニットの系統容量按分値※2

✓ 二次調整力①：（ 元データ※110分周期成分 - 元データ※130分周期成分 ）の3σ相当値
+ 単機最大ユニットの系統容量按分値※2

✓ 二次調整力②：（ 残余需要予測誤差30分平均値※3のコマ間の差 ）の3σ相当値

✓ 三次調整力①：（ 残余需要予測誤差30分平均値※3のコマ間で連続する量 ）の3σ相当値
+ 単機最大ユニットの系統容量按分値※2

※1 残余需要1～10秒計測データ

※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニットを系統容量をもとに按分

※3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - （BG需要計画-GC時点の再エネ予測値）

「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 平常時の予測誤差・時間内変動に対応する一次、二次①、二次②及び三次①必要量は、月別・ブロック別に算定してはどうか。

- 事故時の電源脱落に対応する一次、二次①及び三次①の必要量は、対象となる週の最大量としてはどうか。

- 一次から三次①の調達量については、週間調達時に当該月、当該週、当該ブロックの必要量を週を通して調達することとしてはどうか。

1. 一次から三次①で対応する事象
2. 現在の運用における調整力の活用
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
3. 一次から三次①の必要量算定の考え方
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
- 4. 複合約定時の必要量算定の考え方**
5. 各社の必要量試算結果
 - ✓ 複合約定時の試算結果
 - ✓ 各社商品毎の試算結果
6. 考察
7. まとめ

- 各商品の必要量の考え方では、それぞれ別のリソースで対応できる必要量を算定した。各商品の必要量において、不等時性を考慮した必要量の合成値は、各商品の必要量の合計値より小さい値となる。そのため複数の機能を持つ調整力を複合して約定する場合の必要量は、不等時性を考慮した合成値で算定することとしてはどうか。

✓ 複合約定時の必要量： $\{ \text{残余需要元データ}^{\ast 1} - (\text{BG計画} - \text{GC時点の再エネ予測値}) \}$ の3σ相当値
+ 単機最大ユニットの系統容量按分値 $\ast 2$

※1 残余需要1分計測データ

当該月の前後1か月を含めた3か月実績データを使用して月毎、ブロック毎に算定

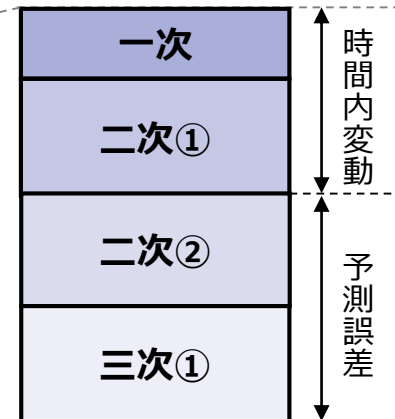
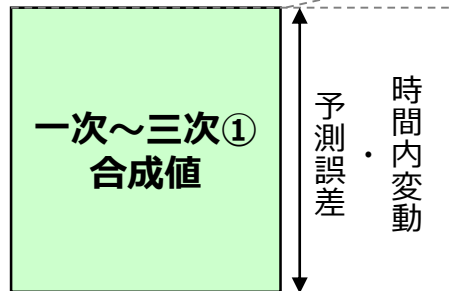
※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニットを系統容量をもとに按分

「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 複合約定時についても、一次から三次②と同様に、平常時の必要量は、各月別・ブロック別に必要量を算定してはどうか。事故時の電源脱落に対応する必要量は、対象となる週の最大量としてはどうか。

(平常時の変動)

複数の機能を持つ調整力は同じ振幅を共用することができる。



① 不等時性を考慮した必要量

② 商品毎必要量の合計値

(参考) 不等時性による調達量の増加について

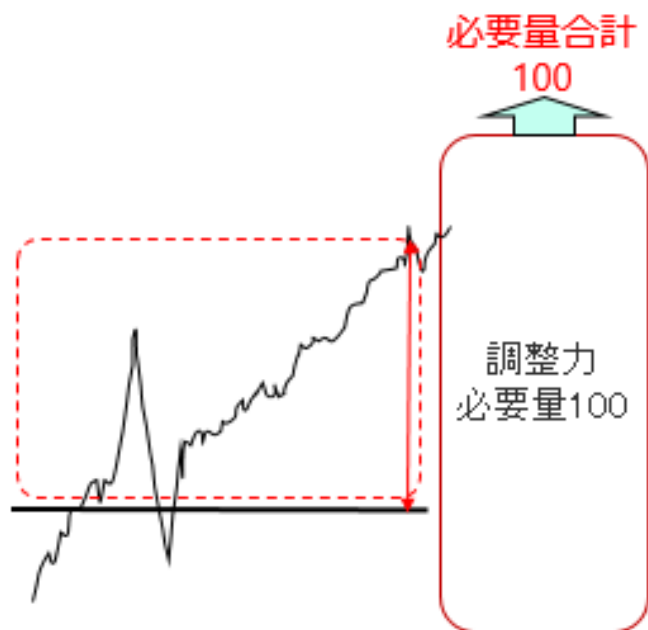
15

二次調整力、三次調整力を
同一のリソースで確保する場合

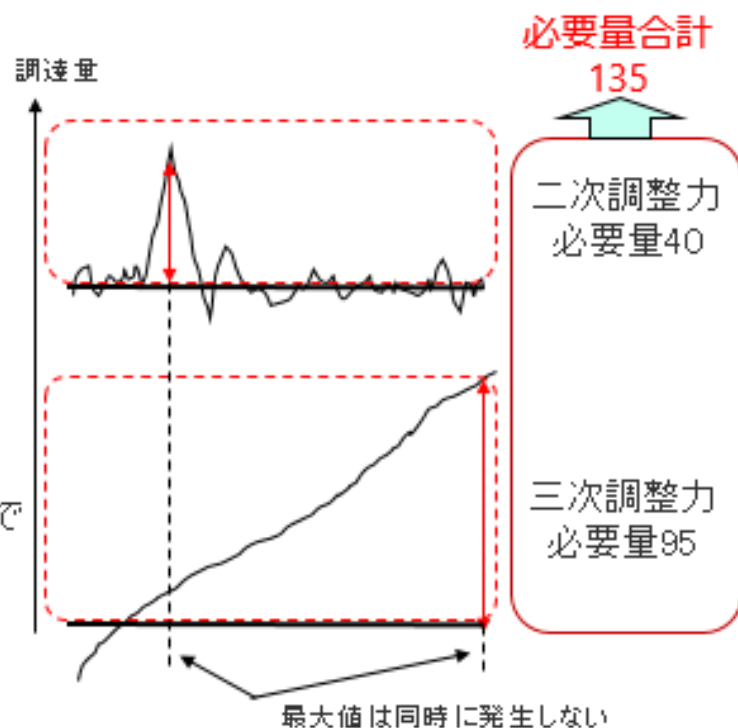
- ・調達量を低減できる可能性
(旧一般電気事業者の発電機は、一次から三次調整力②までのいずれの能力も兼ね備えており、同じ調整幅(kW)を共用することができる。)
- ・複数商品を総合的に落札する仕組み、または電源Ⅰのように単一区分で調達する仕組みが必要

二次調整力、三次調整力を
別のリソースで確保する場合

- ・二次調整力、三次調整力を別々に確保するため、合計の調達量が増加する可能性あり
- ・一部の商品区分の調整力のみ提供できるリソースにとっては参入しやすくなる
(例:水力は一次調整力、火力は二次調整力、など)



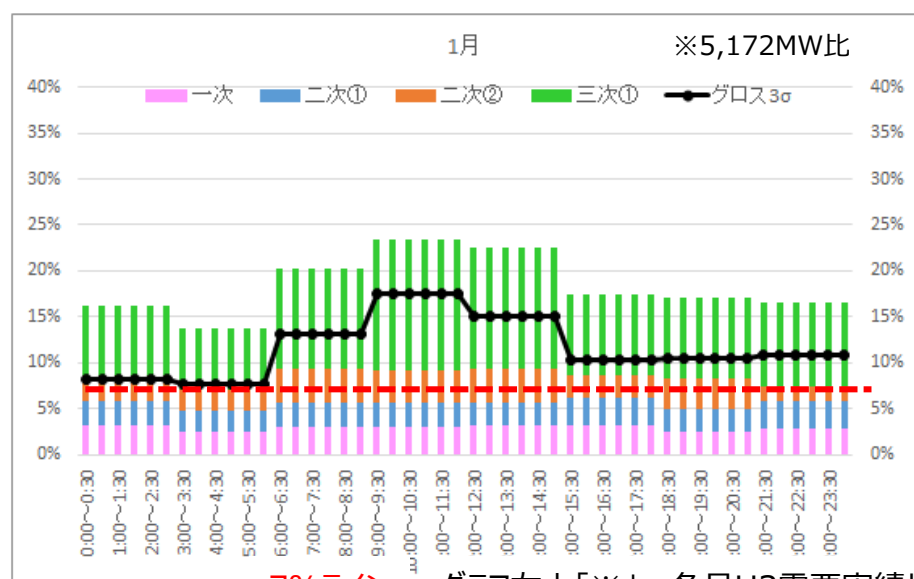
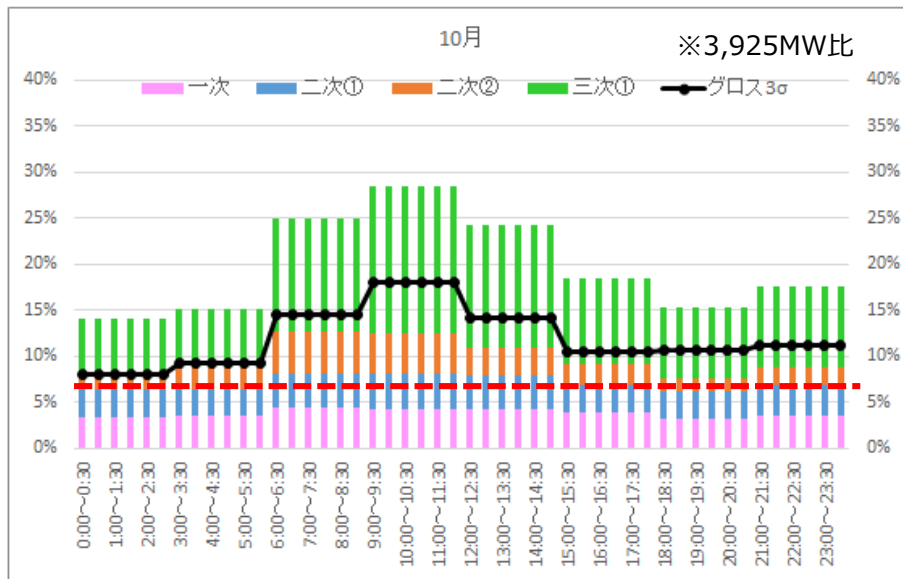
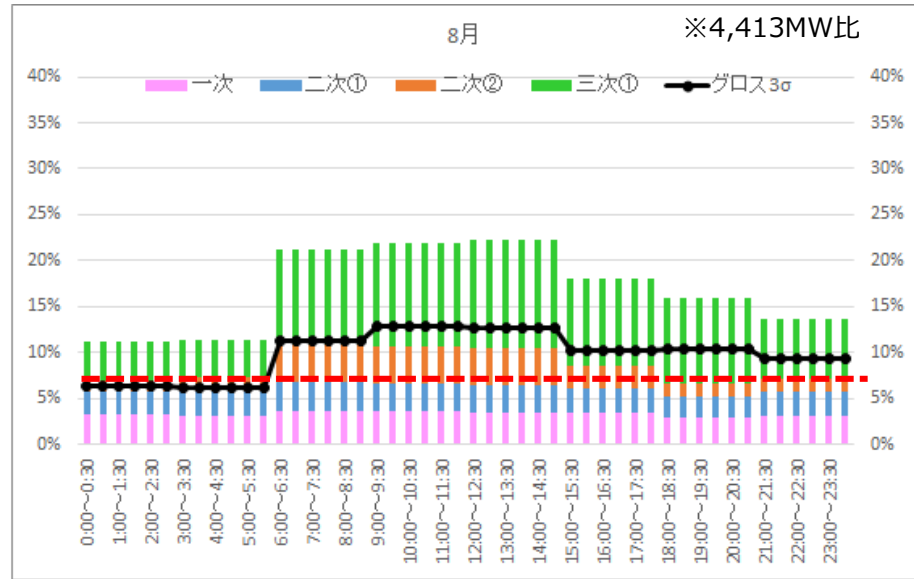
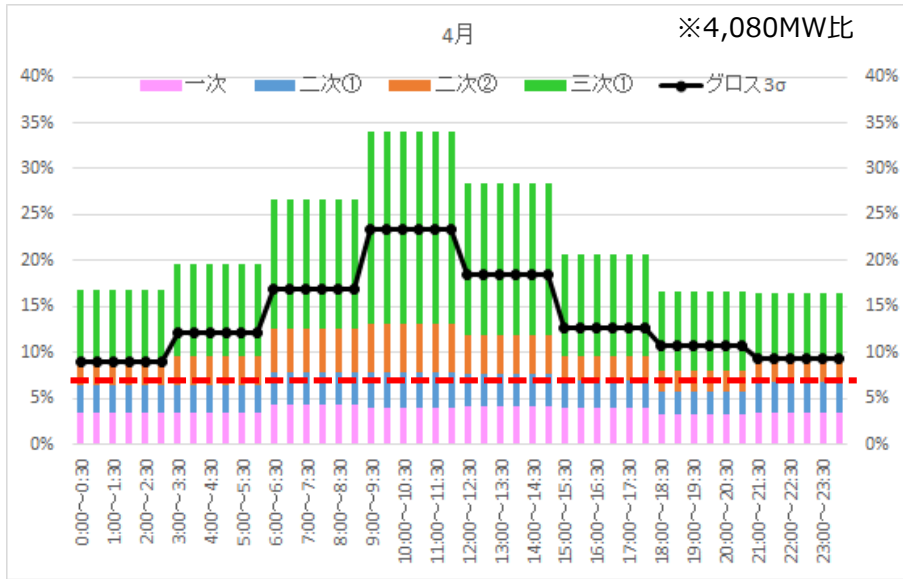
分けて調達することで
必要量が増加



1. 一次から三次①で対応する事象
2. 現在の運用における調整力の活用
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
3. 一次から三次①の必要量算定の考え方
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
4. 複合約定時の必要量算定の考え方
- 5. 各社の必要量試算結果**
 - ✓ 複合約定時の試算結果
 - ✓ 各社商品毎の試算結果
6. 考察
7. まとめ

(参考)【北海道電力エリア】試算結果

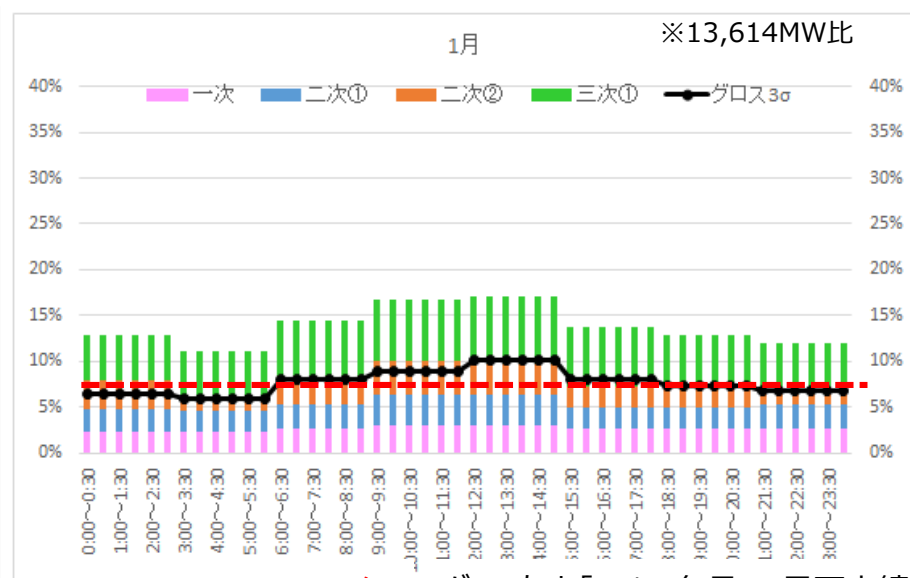
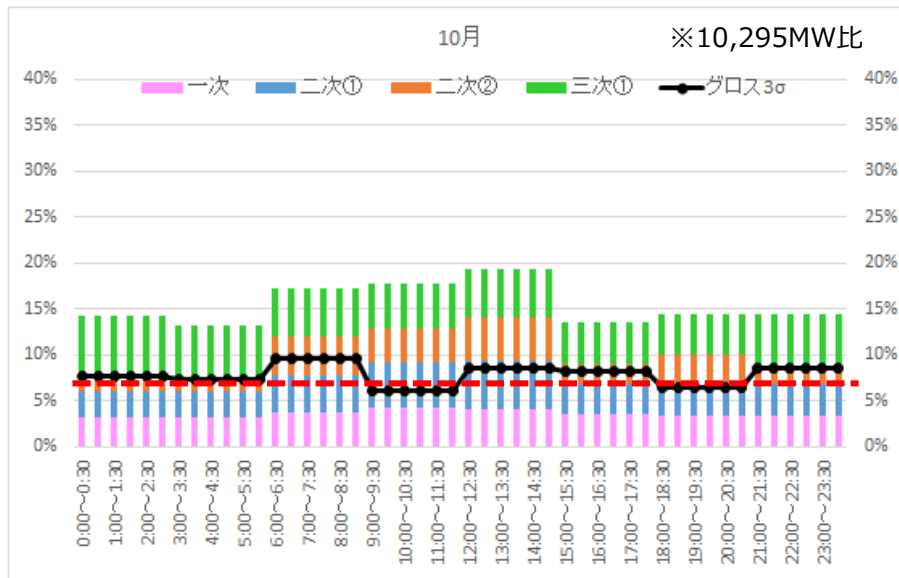
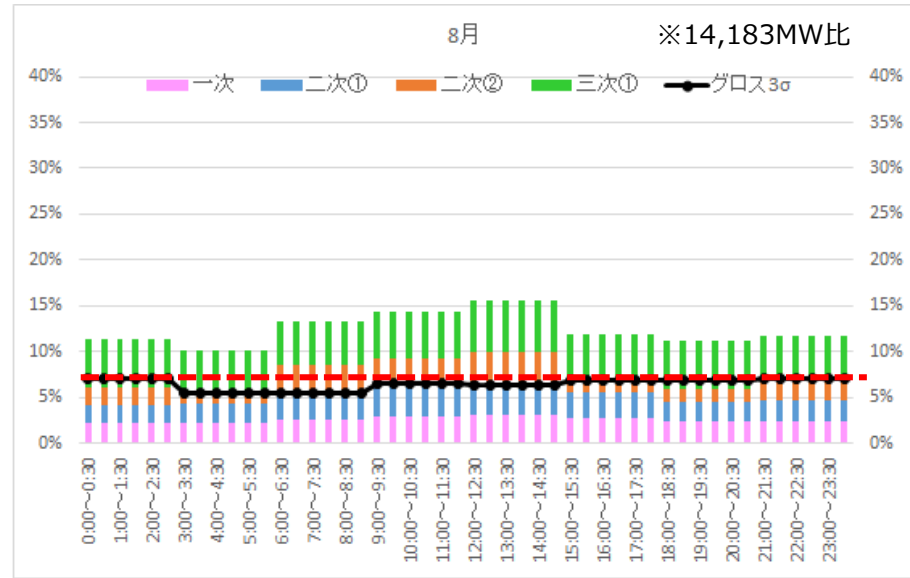
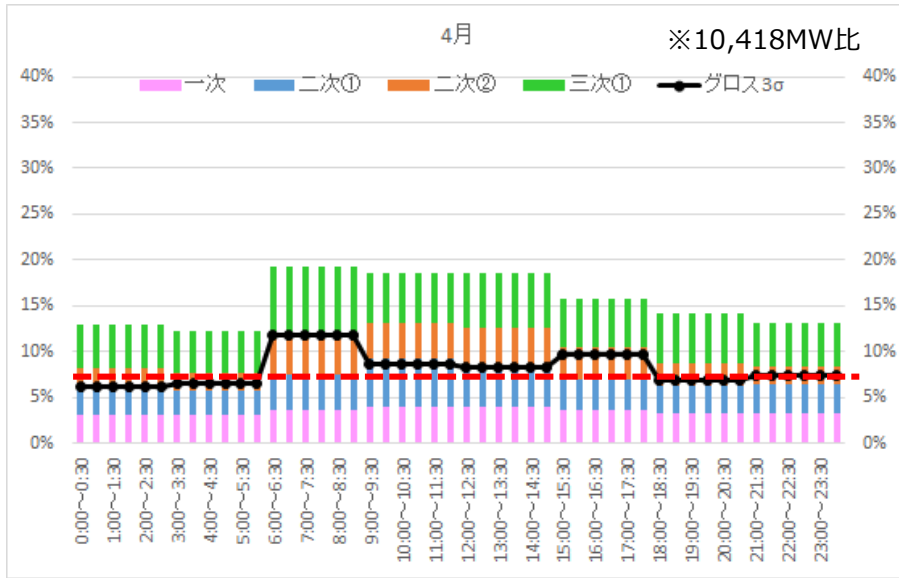
グロス3σは複合約定時の必要量



--- 7%ライン --- グラフ右上「※」: 各月H3需要実績比

(参考)【東北電力エリア】試算結果

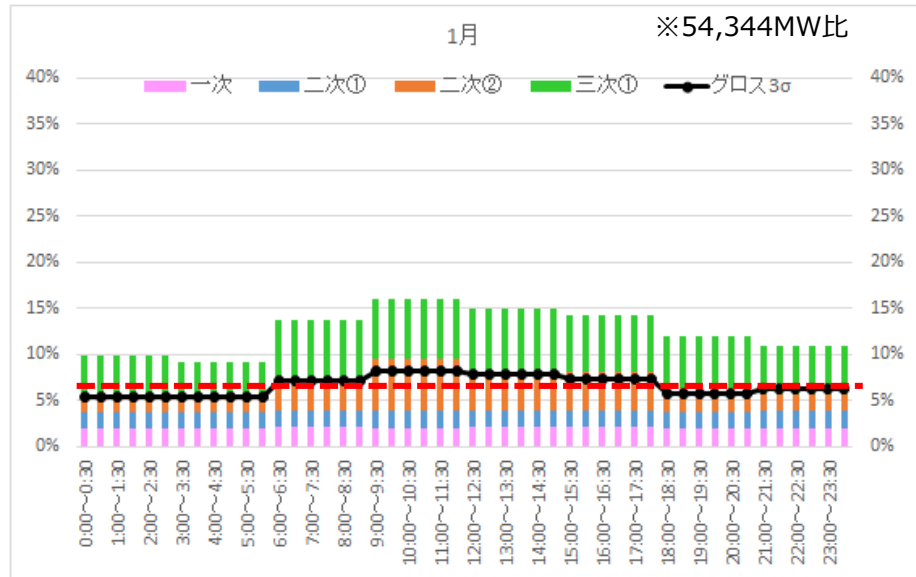
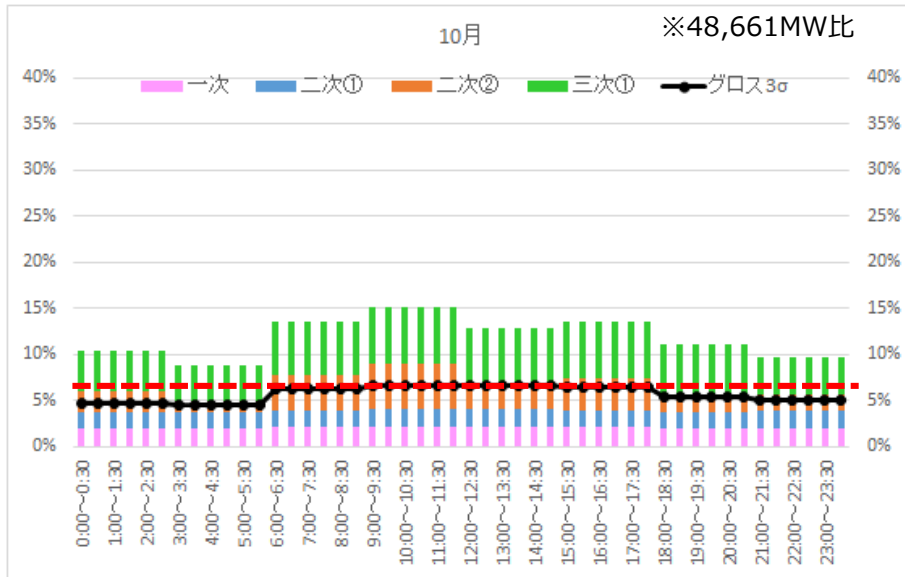
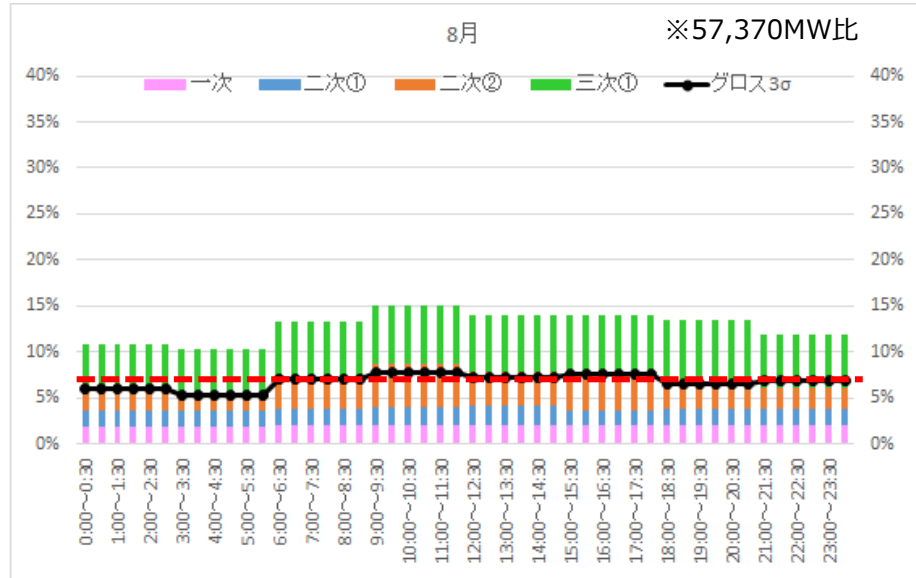
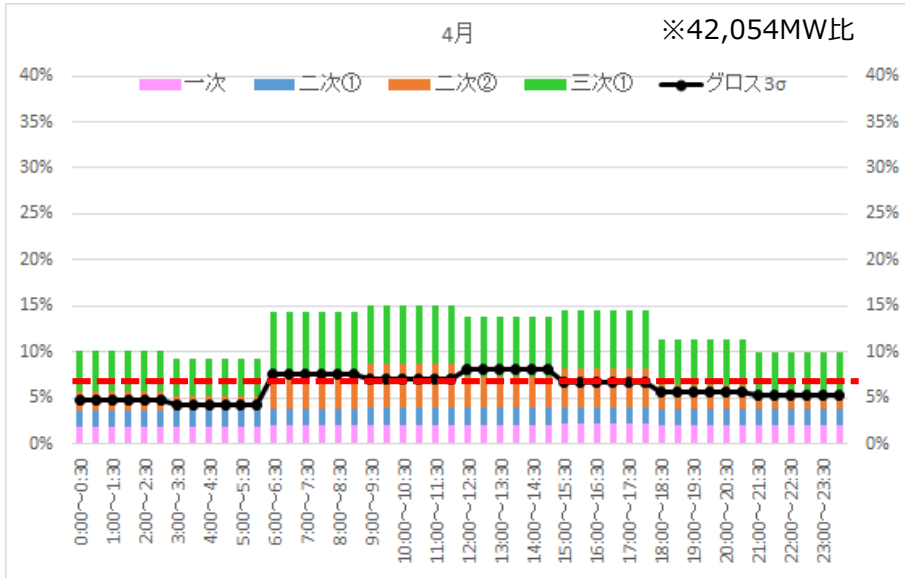
グロス3σは複合約定時の必要量



--- 7%ライン --- グラフ右上「※」: 各月H3需要実績比

(参考)【東京電力PGエリア】試算結果

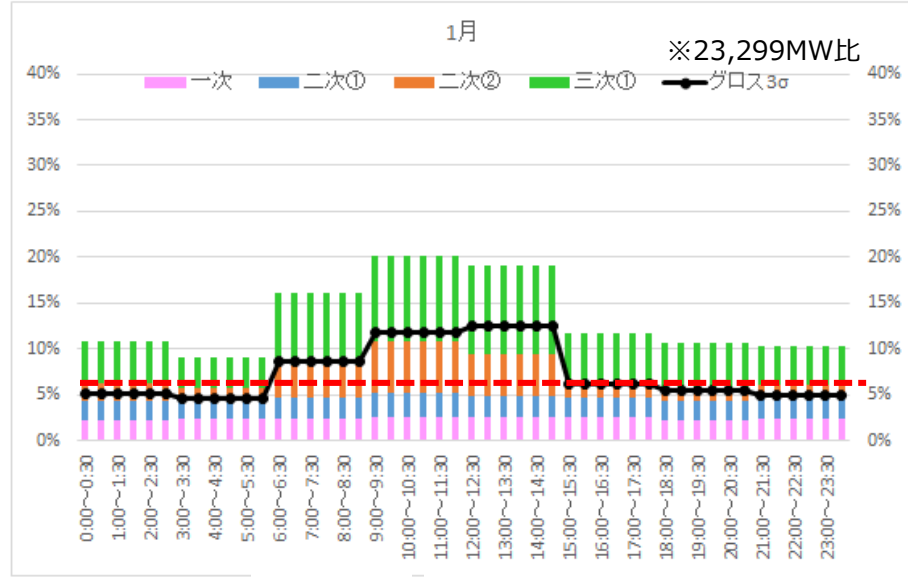
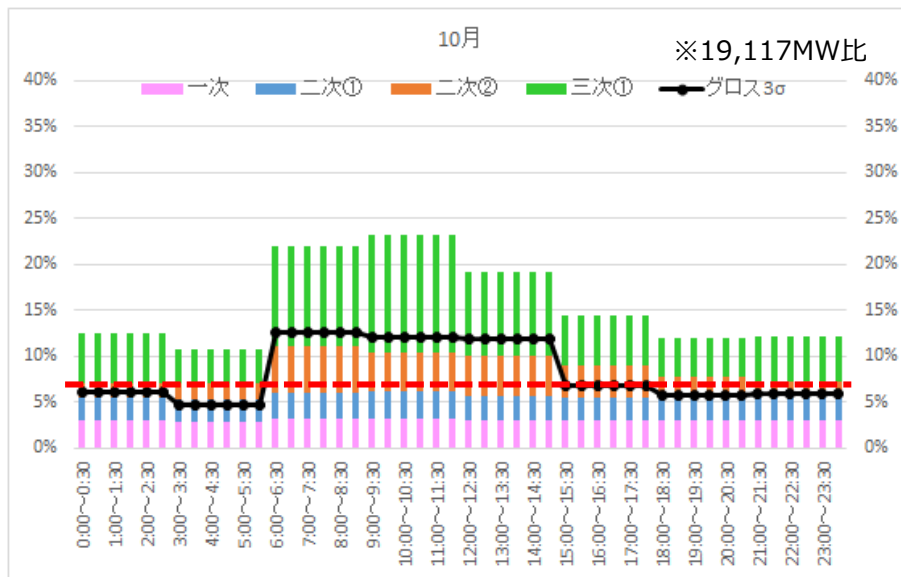
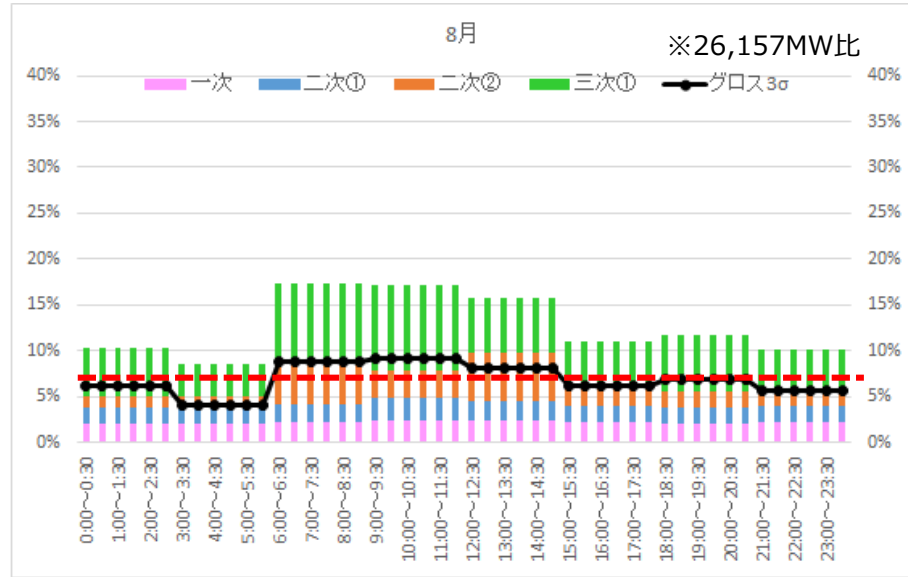
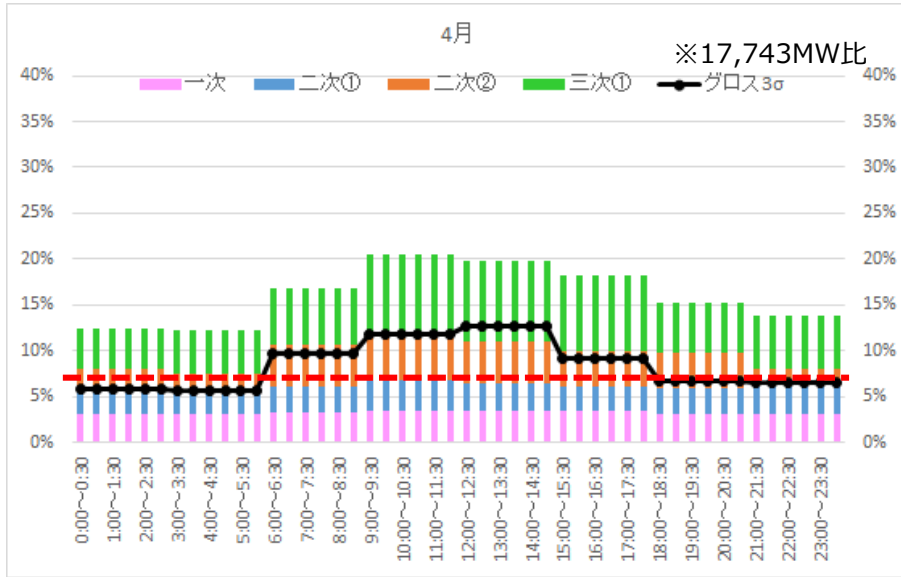
グロス3σは複合約定時の必要量



--- 7%ライン グラフ右上「※」: 各月H3需要実績比

(参考)【中部電力エリア】試算結果

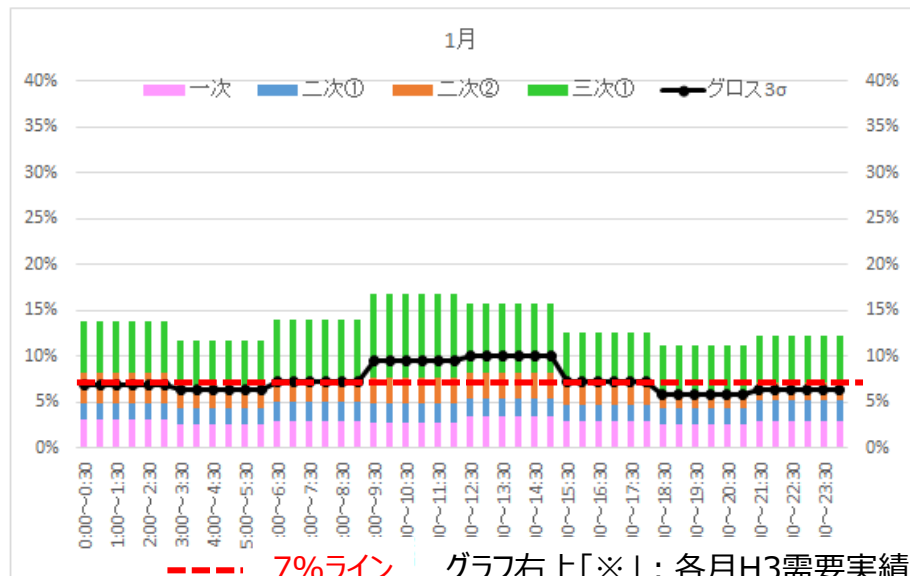
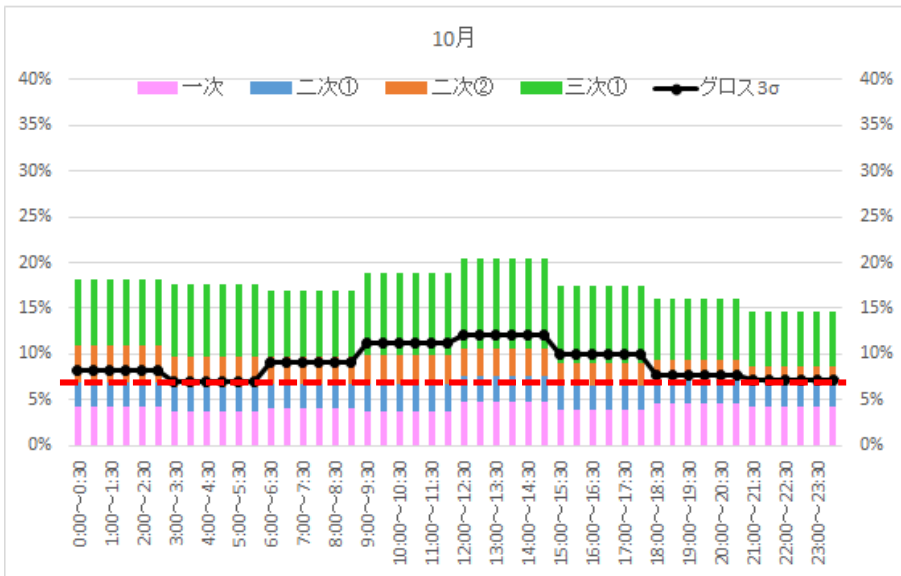
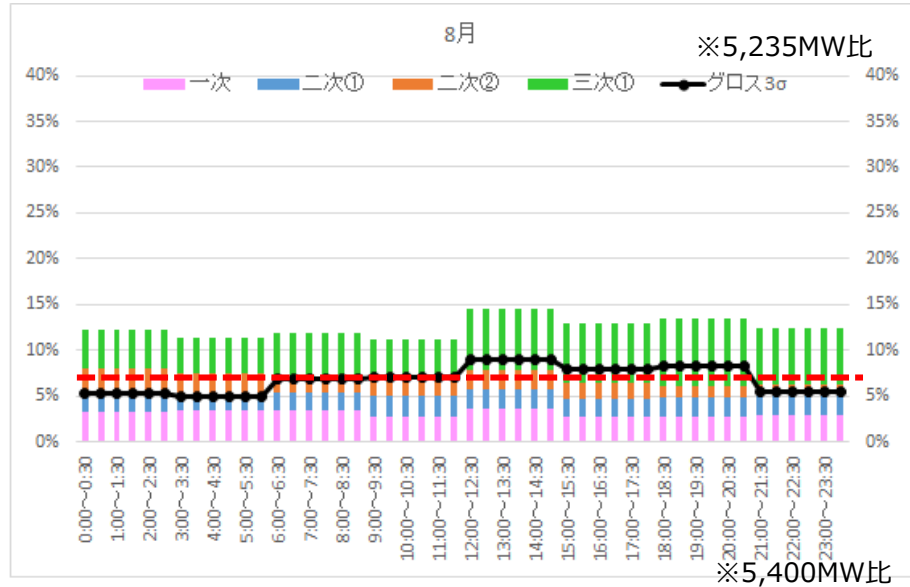
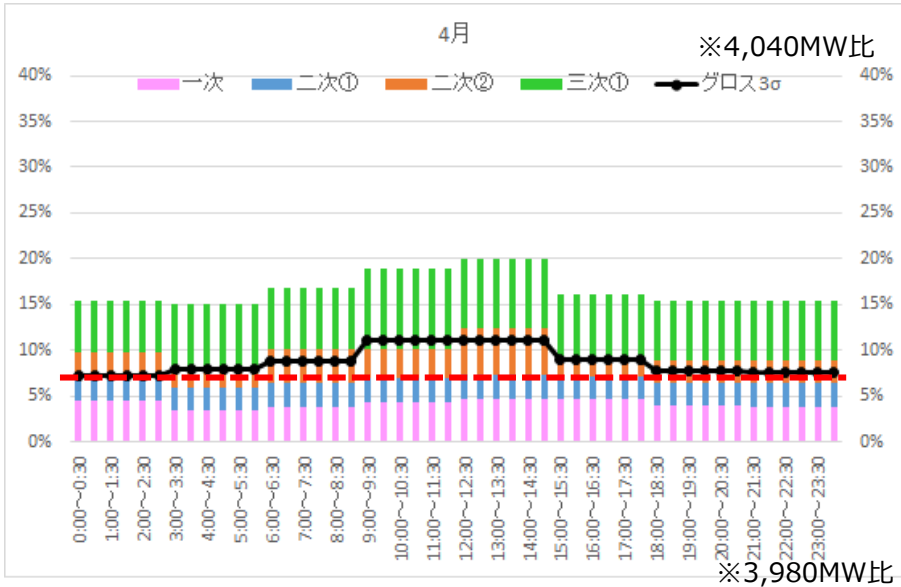
グロス3σは複合約定時の必要量



--- 7%ライン グラフ右上「※」: 各月H3需要実績比

(参考)【北陸電力エリア】試算結果

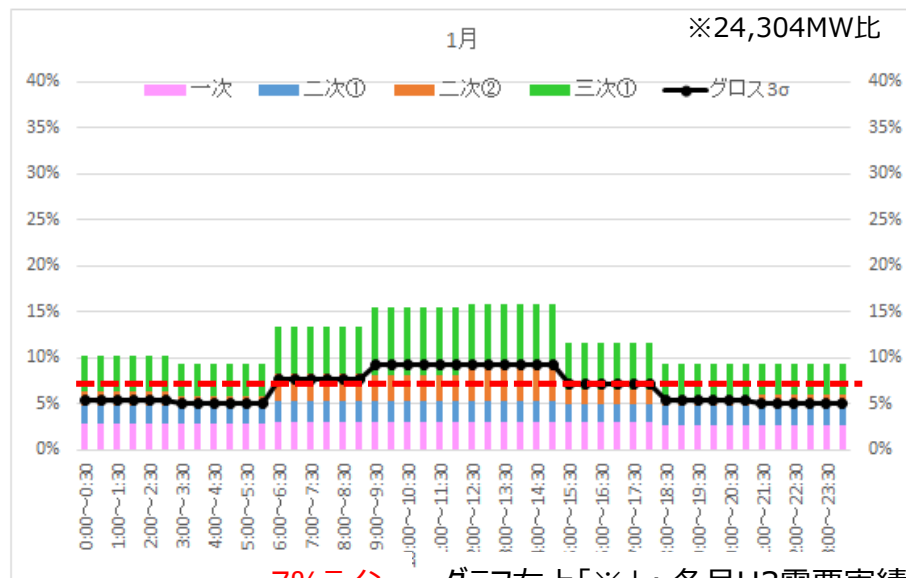
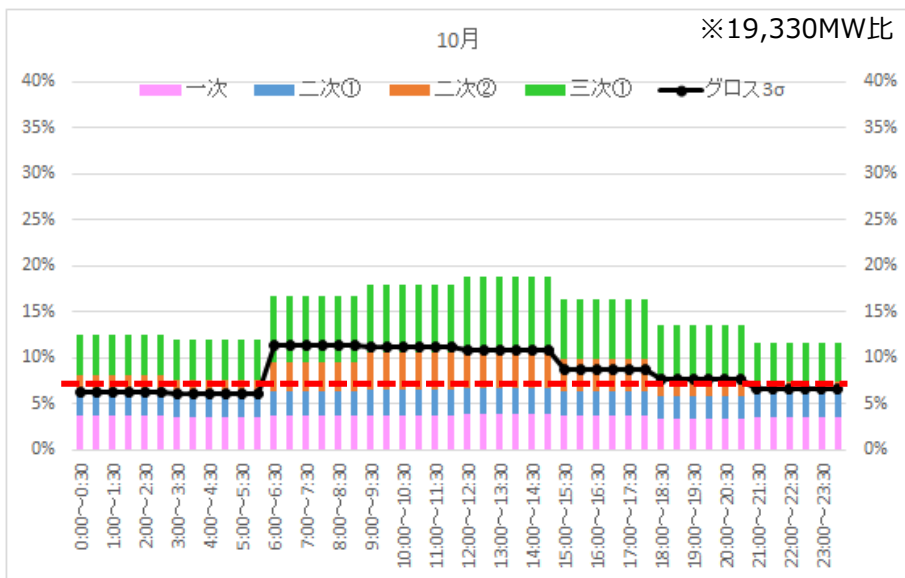
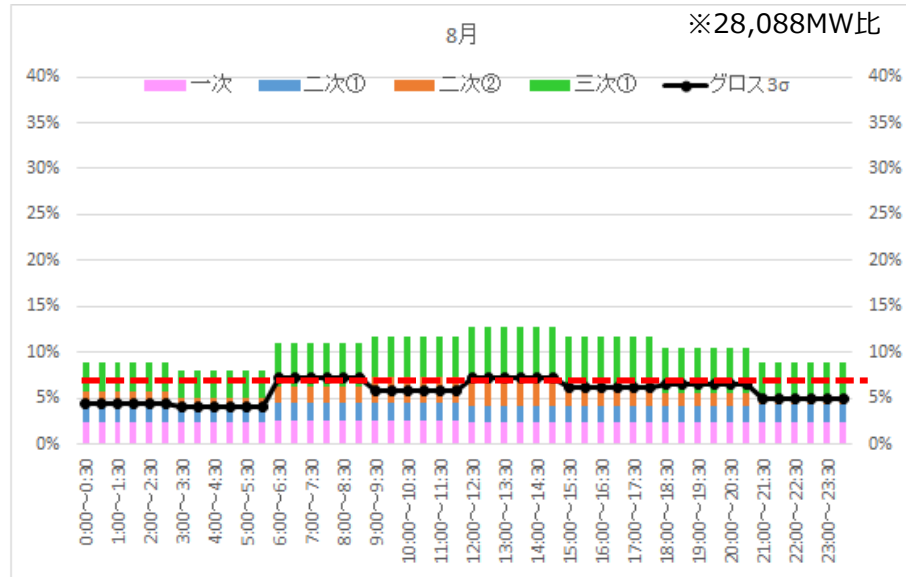
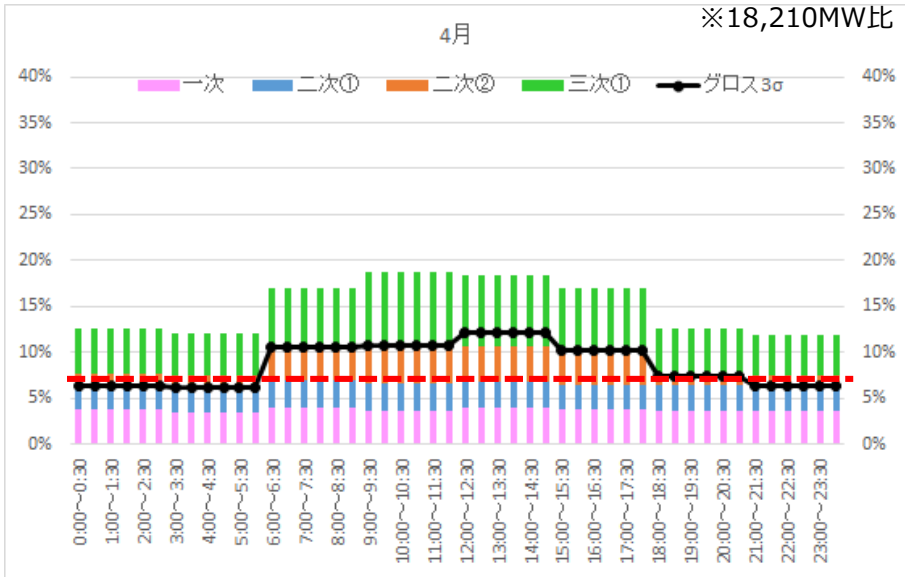
グロス3σは複合約定時の必要量



--- 7%ライン グラフ右上「※」：各月H3需要実績比

(参考)【関西電力エリア】試算結果

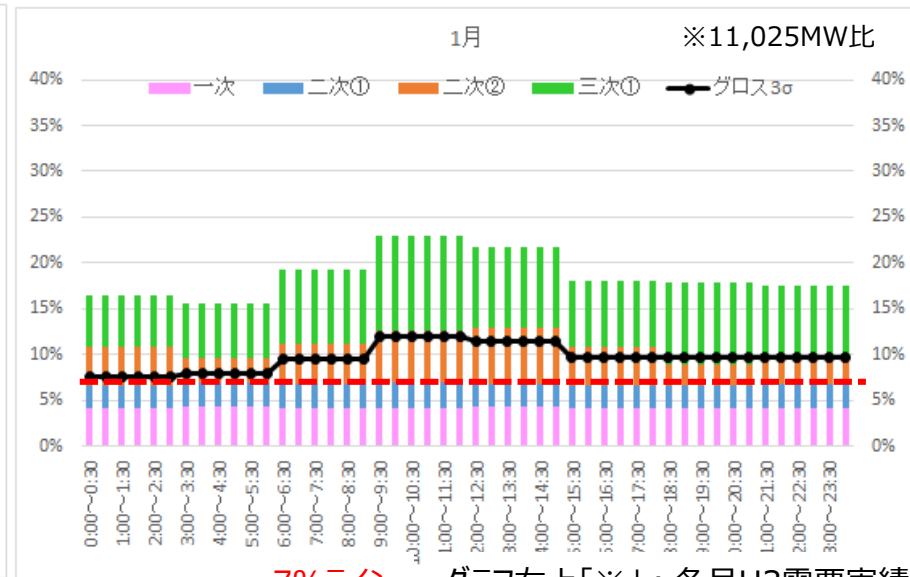
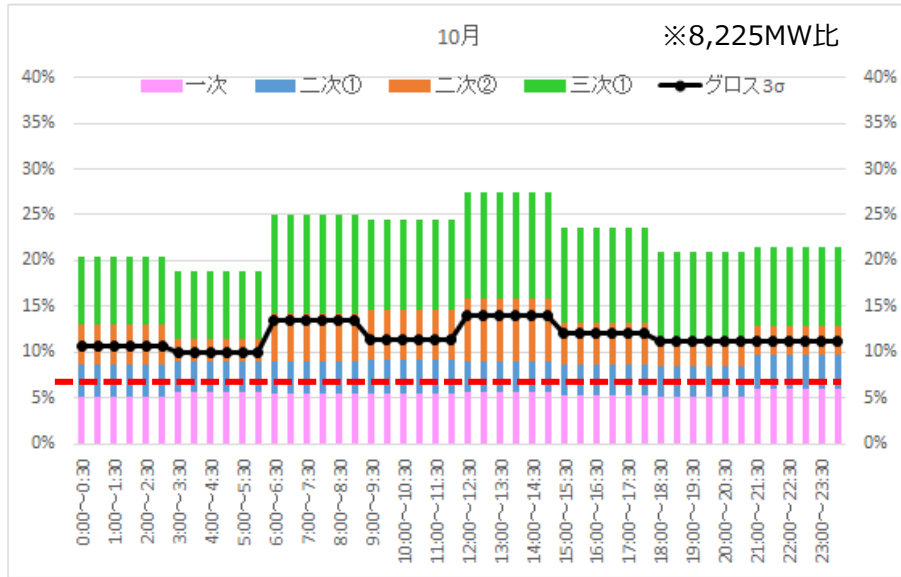
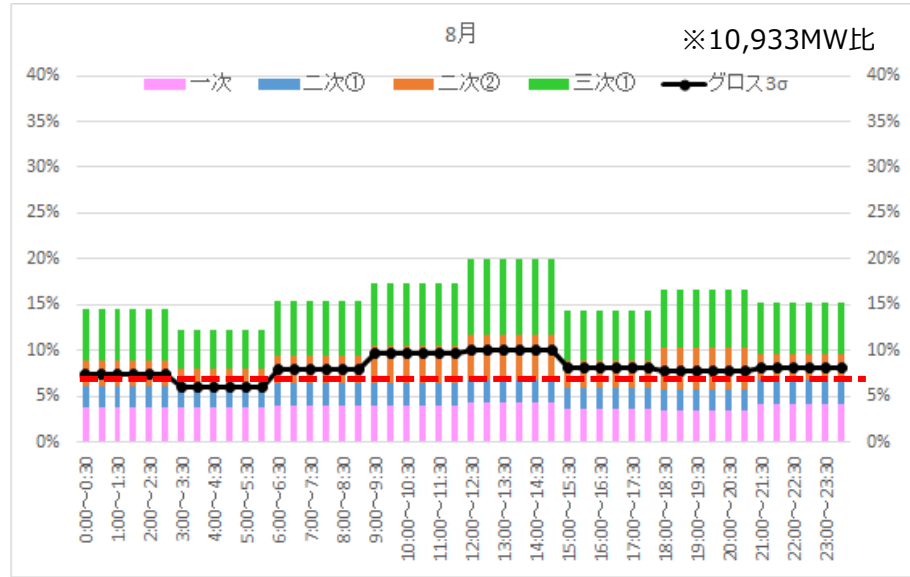
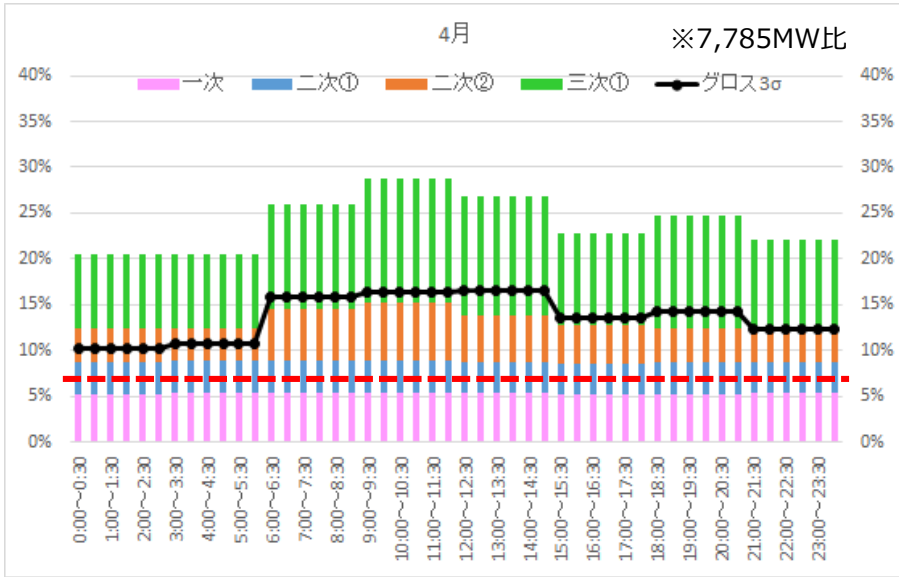
グロス3σは複合約定時の必要量



--- 7%ライン --- グラフ右上「※」：各月H3需要実績比

(参考)【中国電力エリア】試算結果

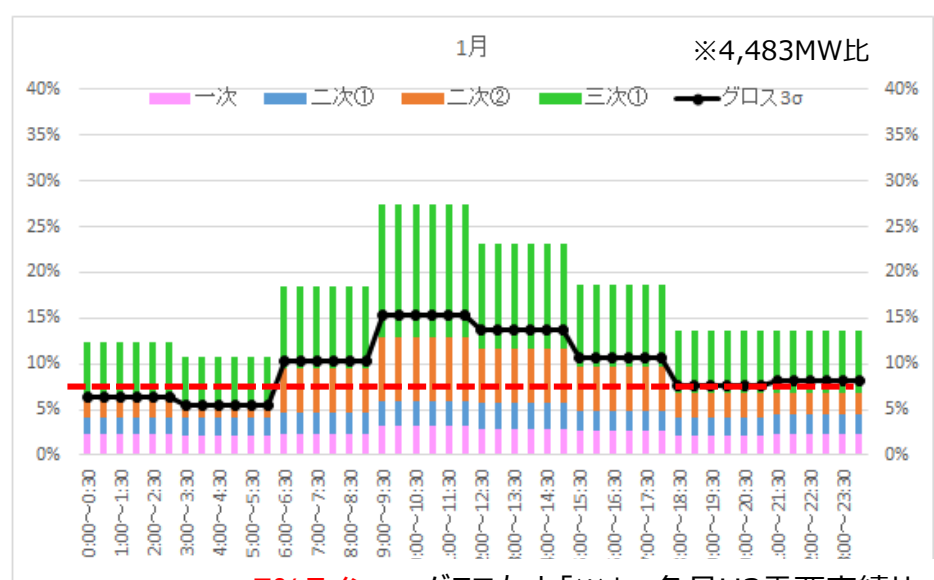
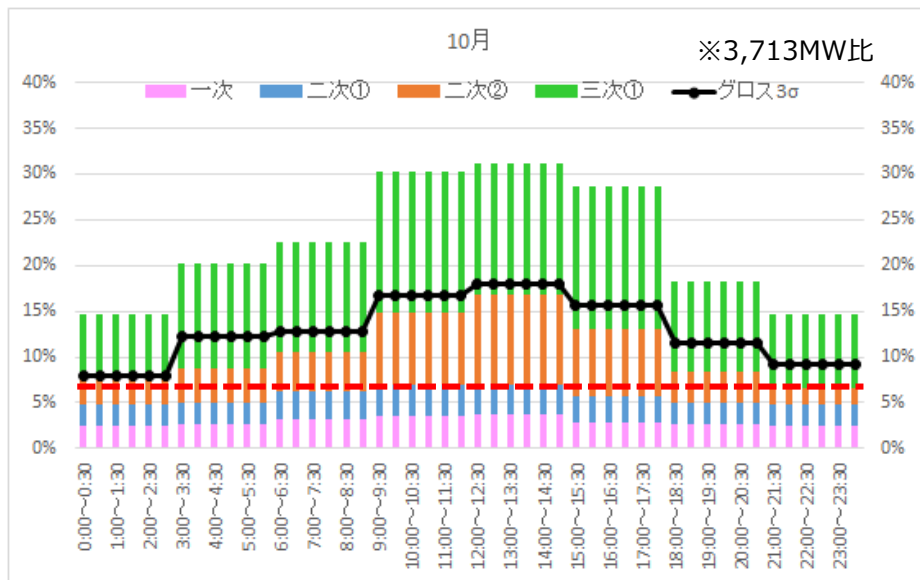
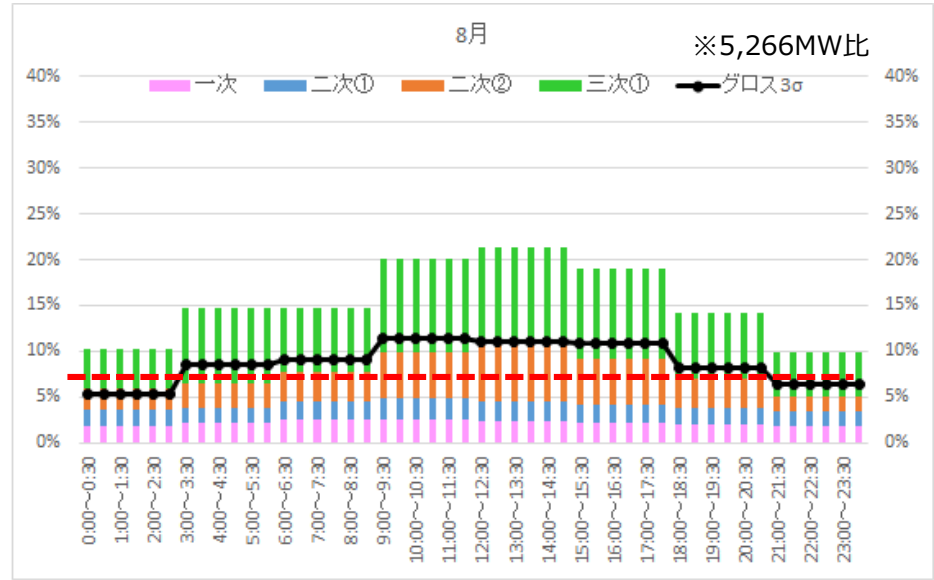
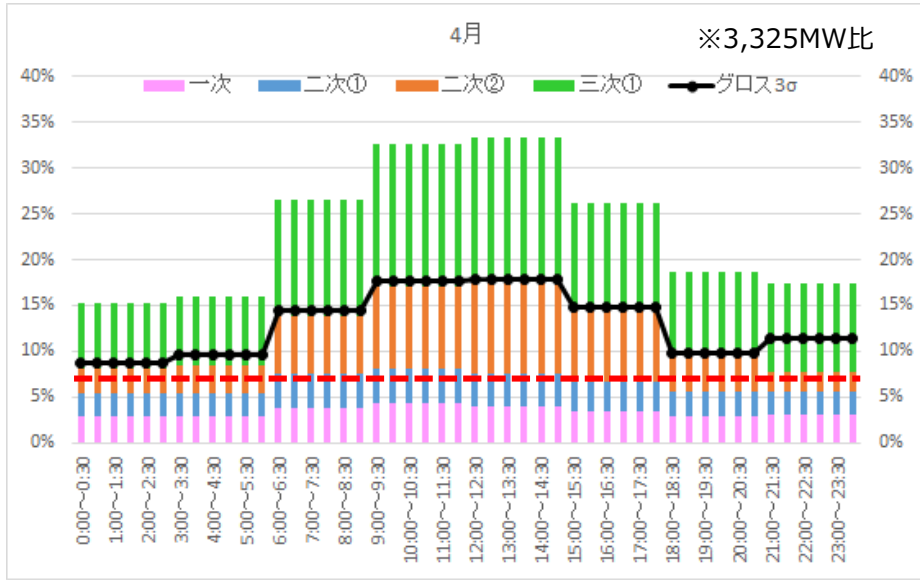
グロス3σは複合約定時の必要量



--- 7%ライン --- グラフ右上「※」：各月H3需要実績比

(参考)【四国電力エリア】試算結果

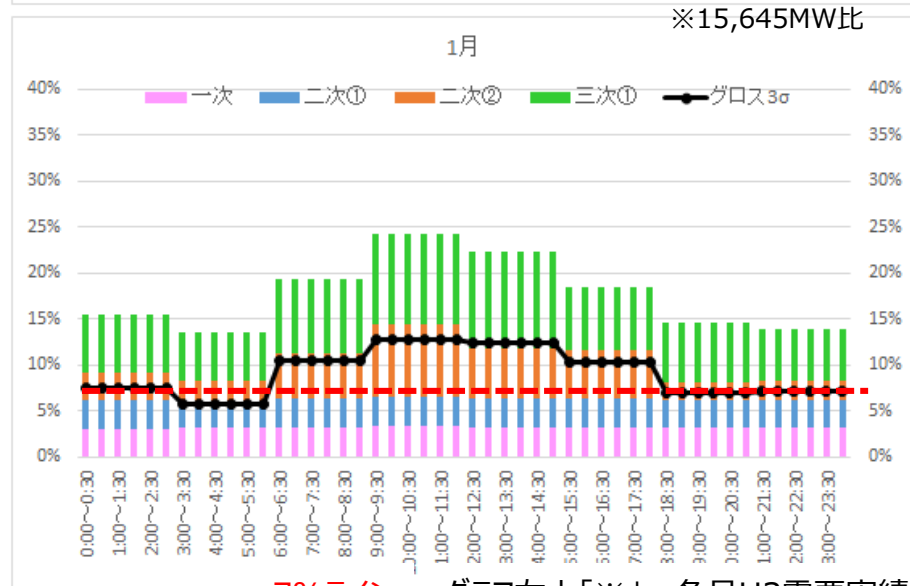
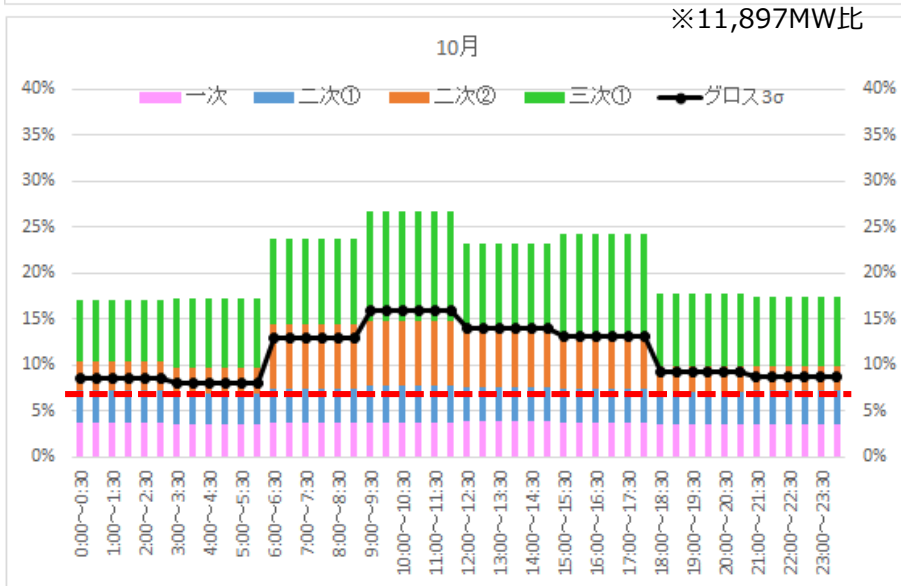
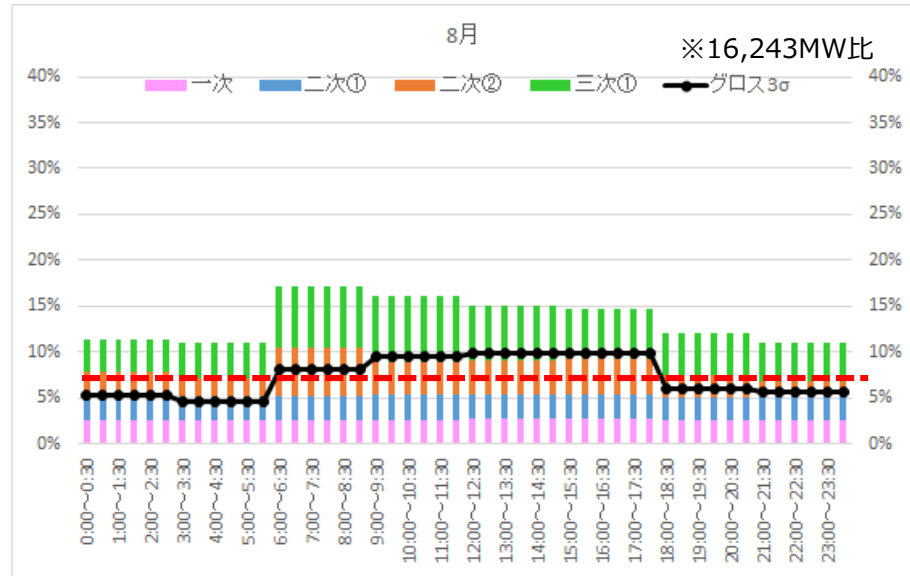
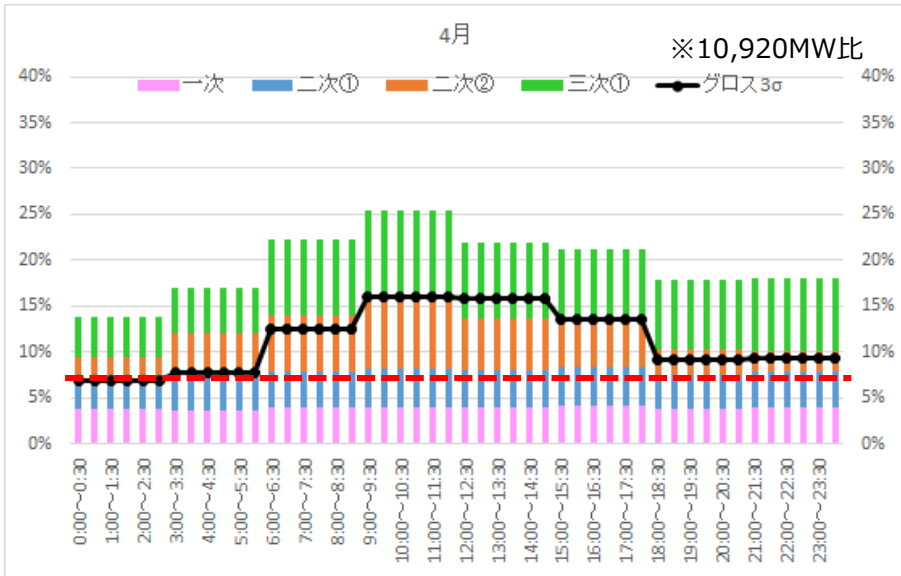
グロス3σは複合約定時の必要量



--- 7%ライン - グラフ右上「※」: 各月H3需要実績比

(参考)【九州電力エリア】試算結果

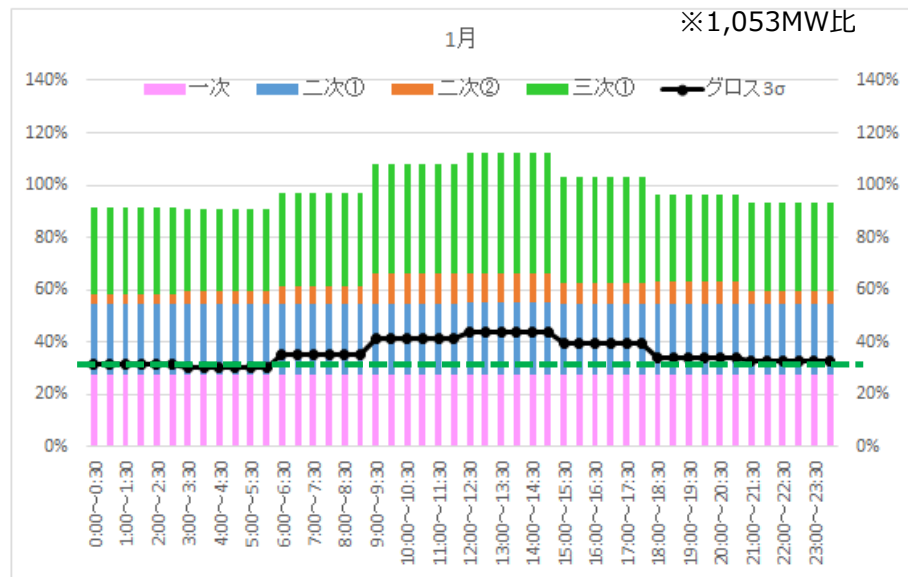
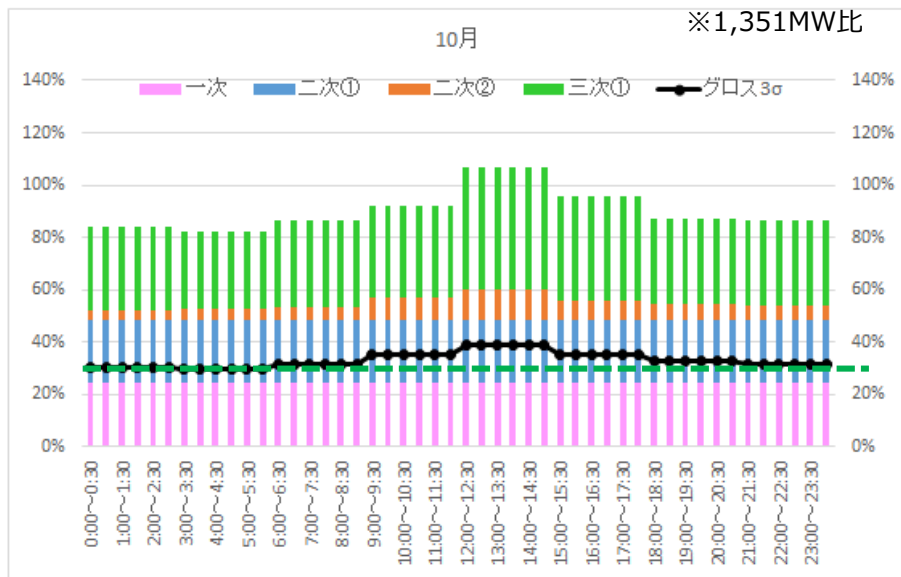
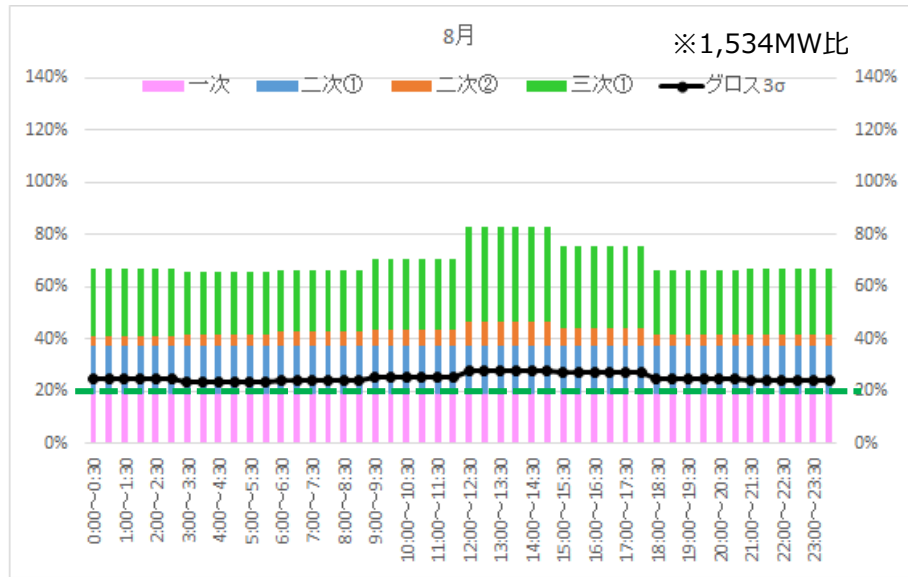
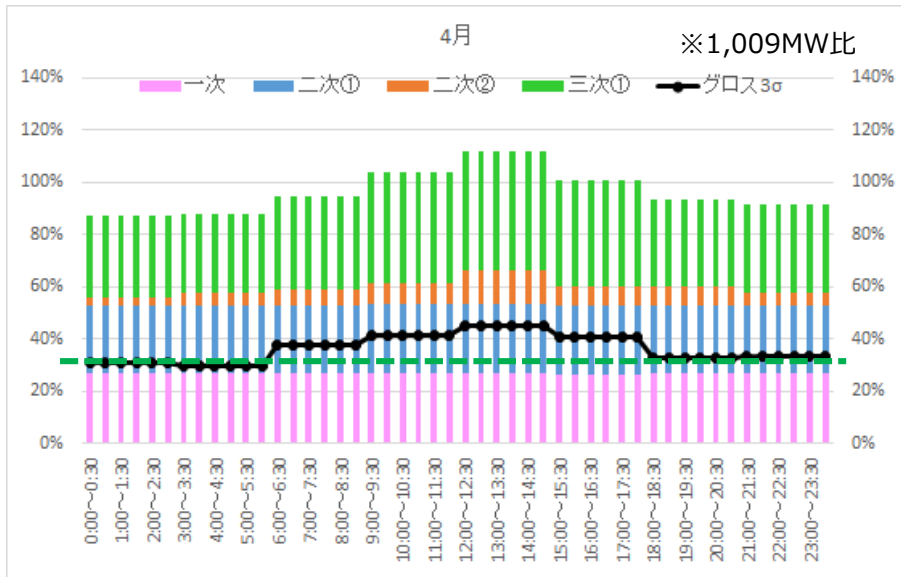
グロス3σは複合約定時の必要量



--- 7%ライン --- グラフ右上「※」: 各月H3需要実績比

(参考)【沖縄電力エリア】試算結果

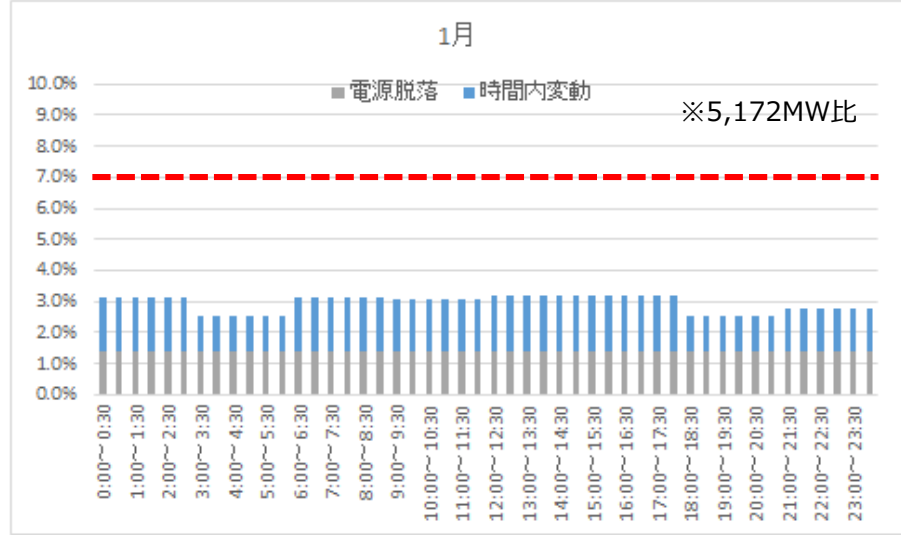
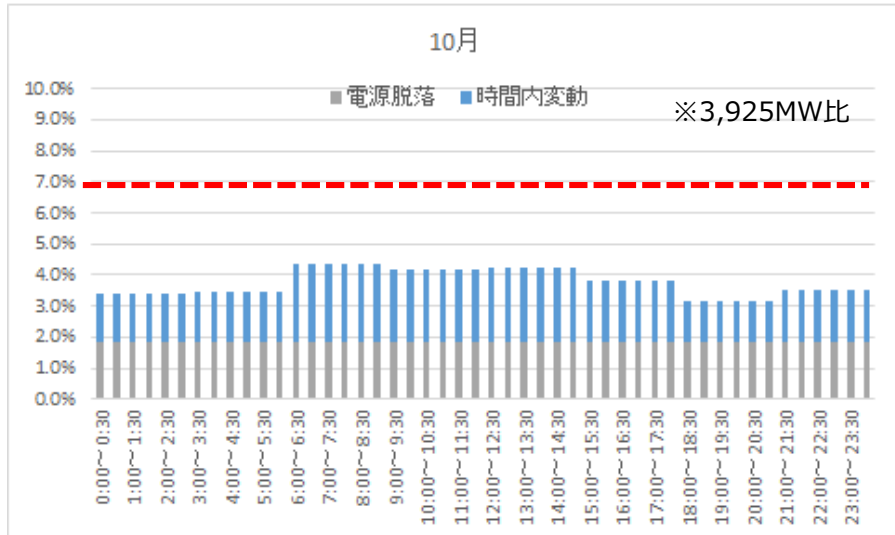
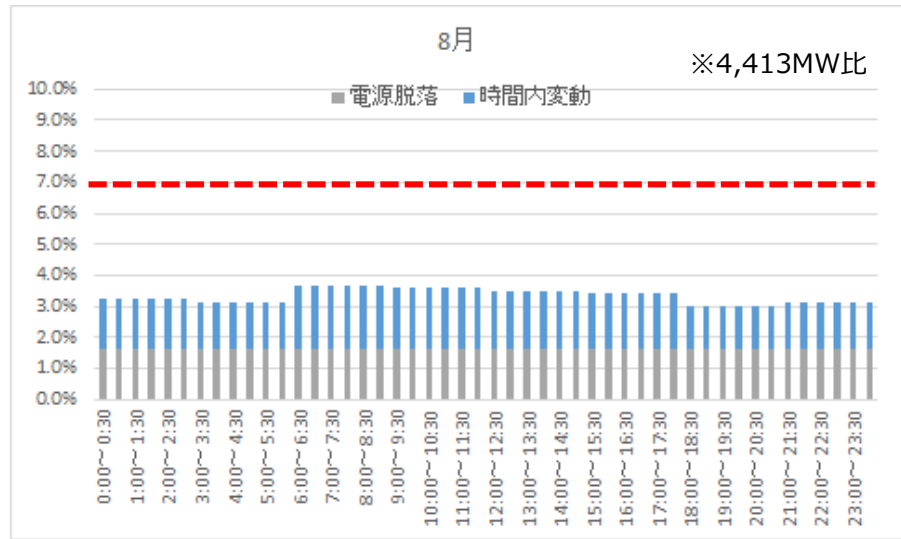
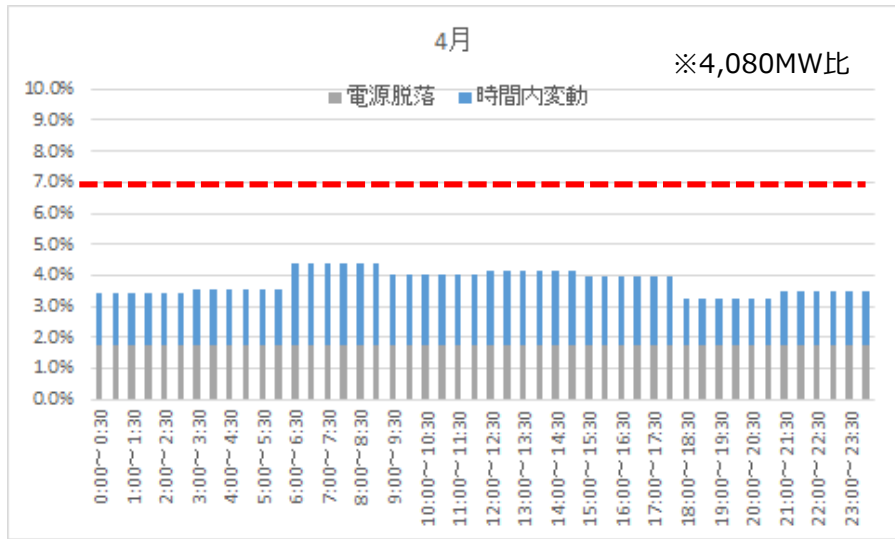
グロス3σは複合約定時の必要量



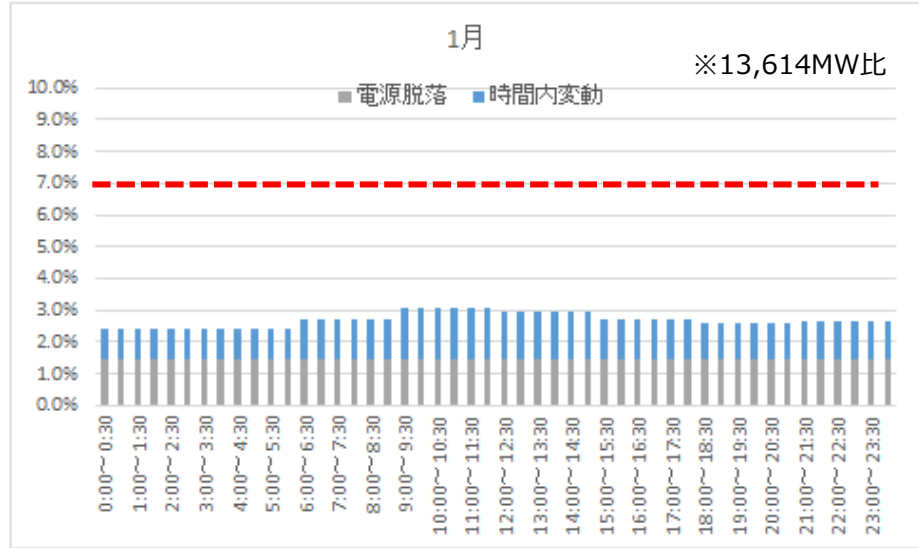
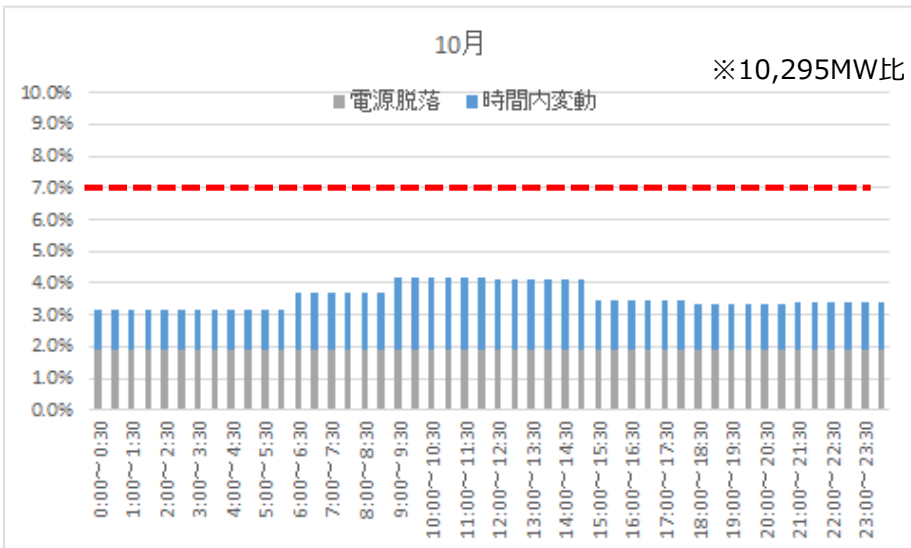
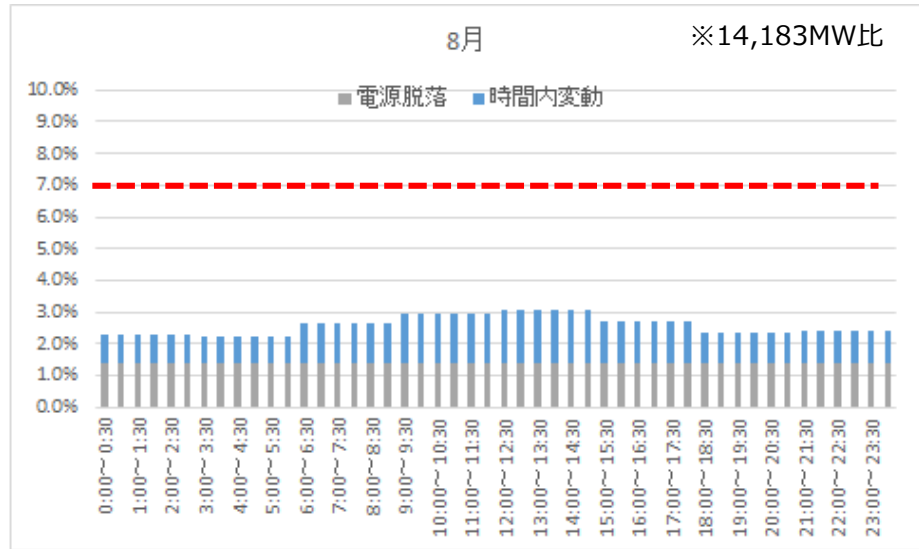
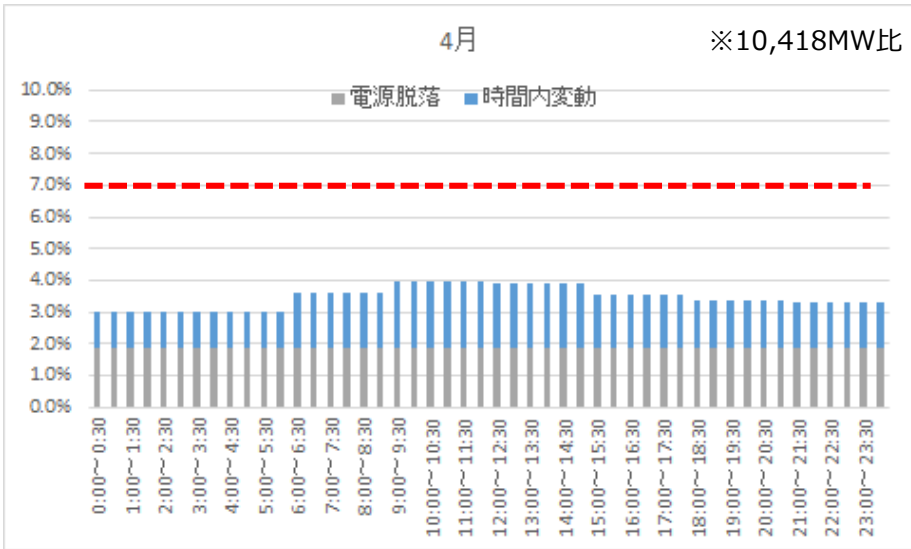
--- 最大単機+電源Ia必要量 グラフ右上「※」: 各月H3需要実績比

1. 一次から三次①で対応する事象
2. 現在の運用における調整力の活用
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
3. 一次から三次①の必要量算定の考え方
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
4. 複合約定時の必要量算定の考え方
- 5. 各社の必要量試算結果**
 - ✓ 複合約定時の試算結果
 - ✓ 各社商品毎の試算結果
6. 考察
7. まとめ

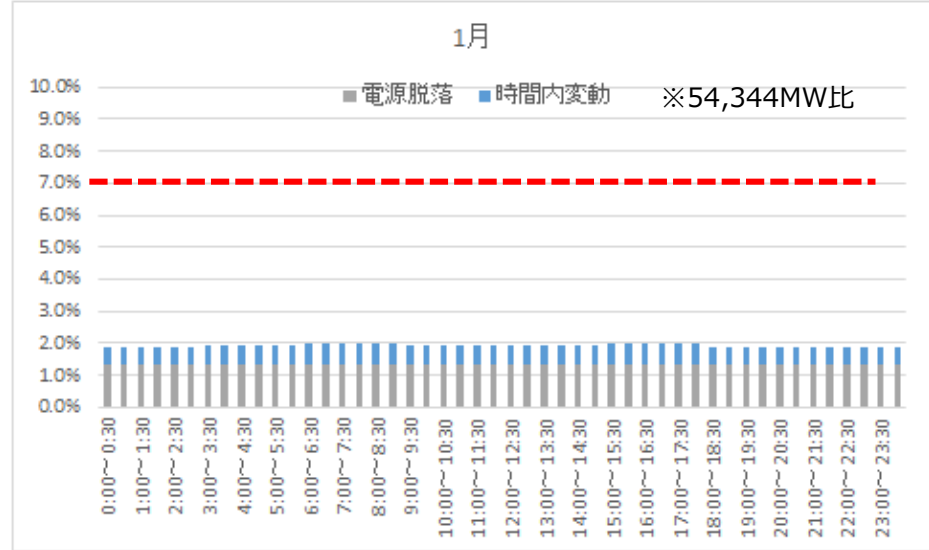
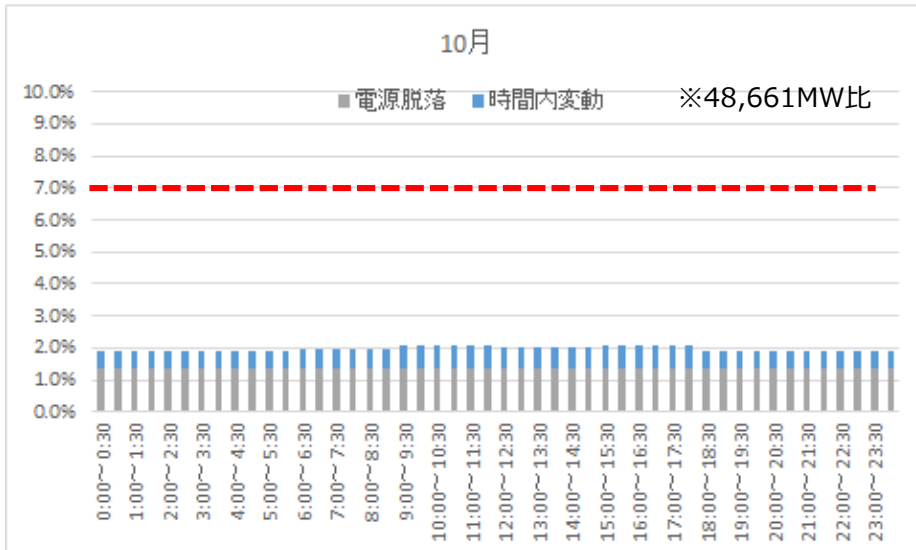
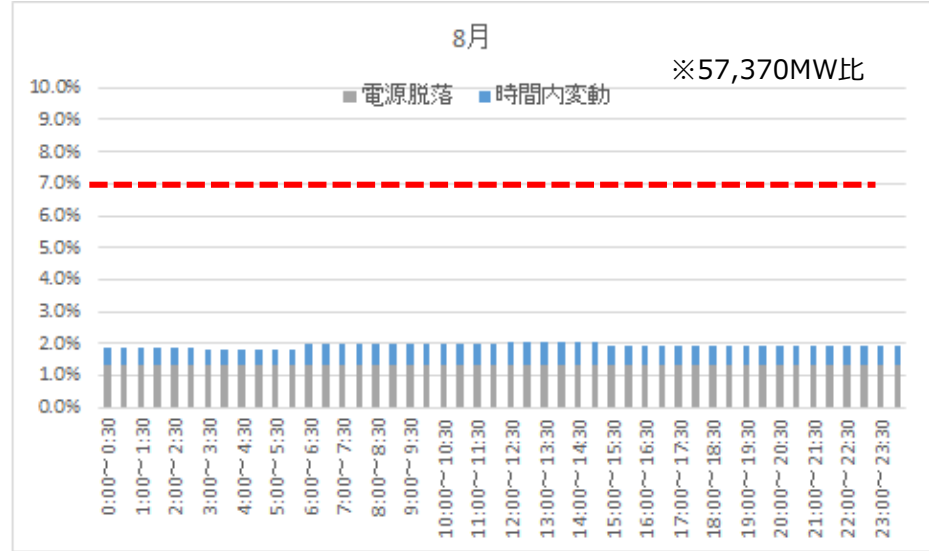
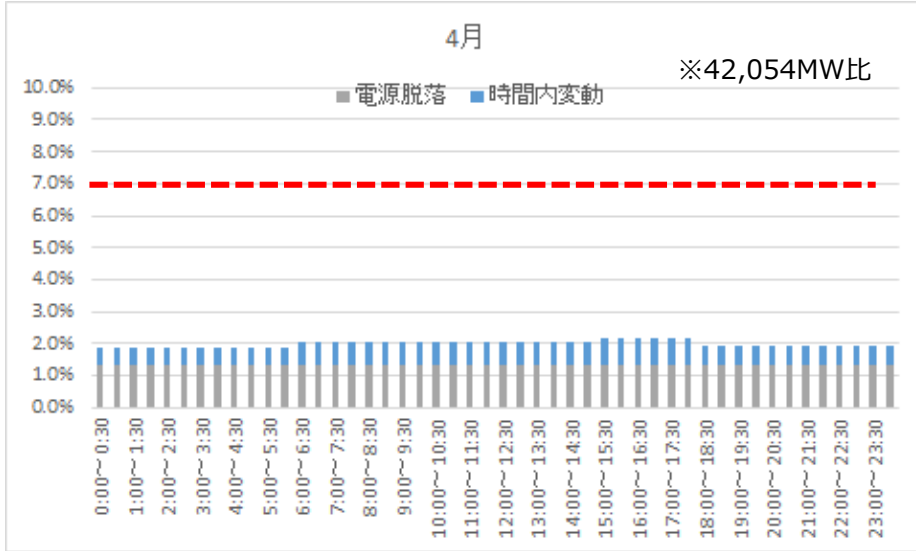
(参考)【北海道電力エリア】一次の試算結果



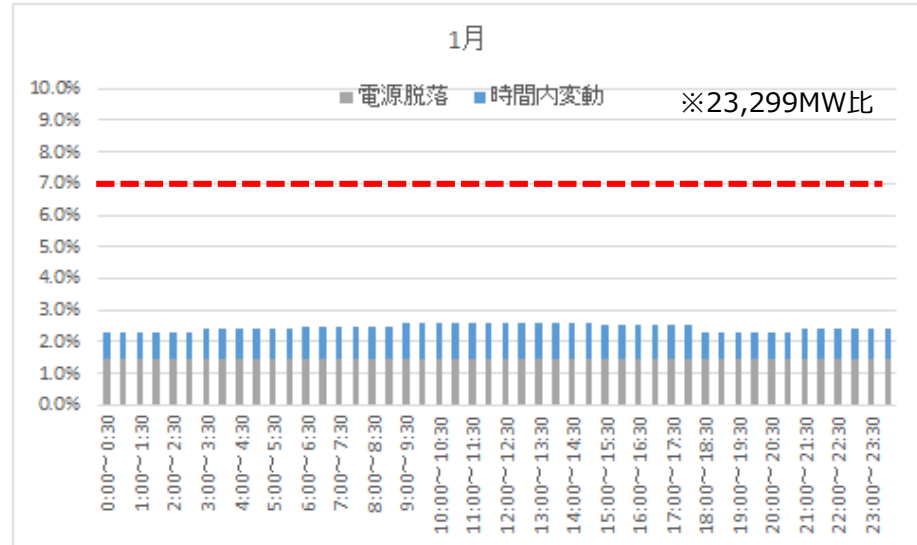
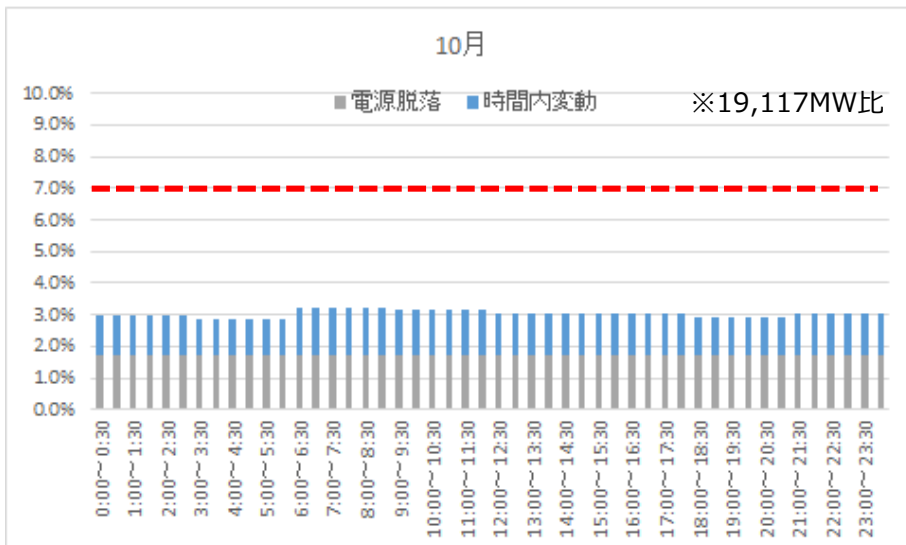
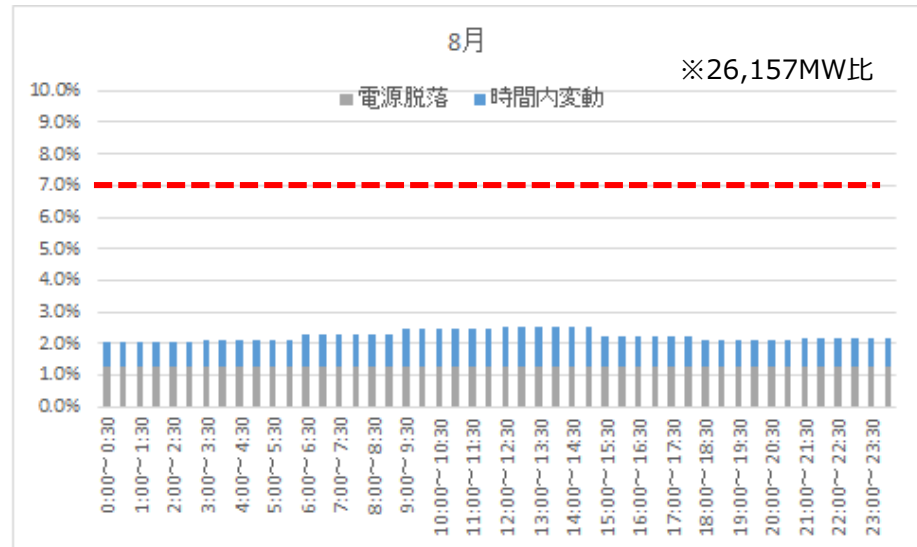
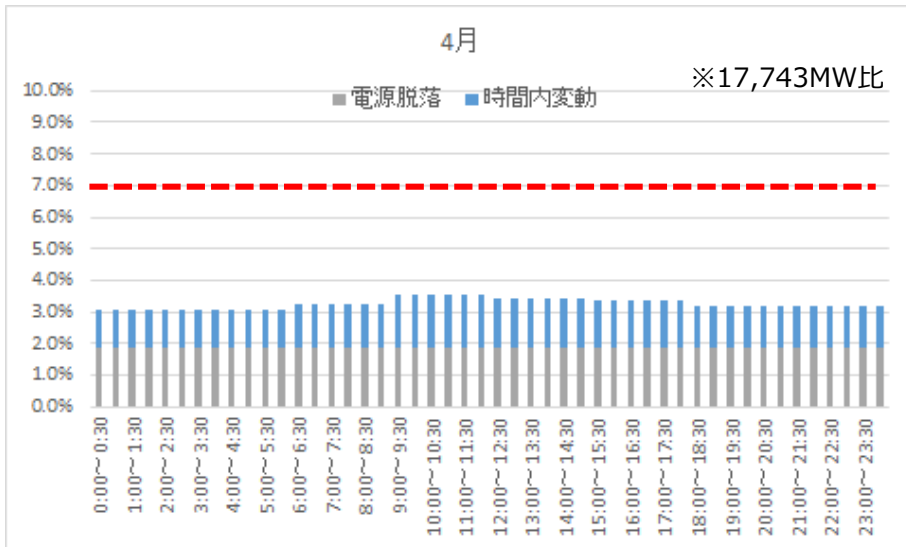
(参考)【東北電力エリア】一次の試算結果



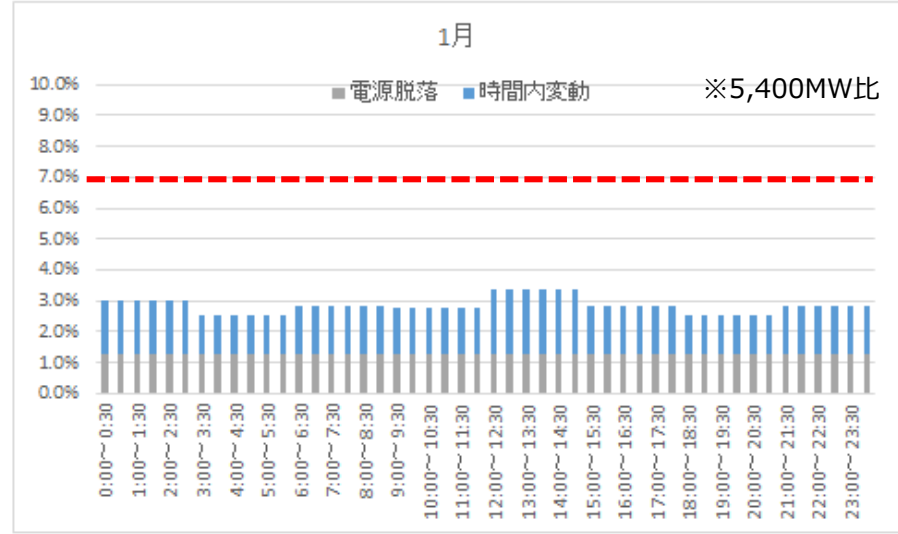
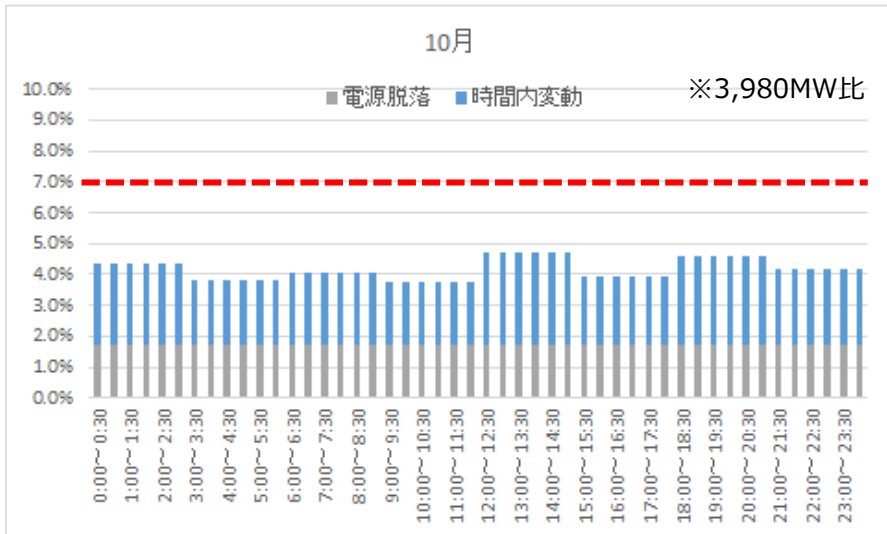
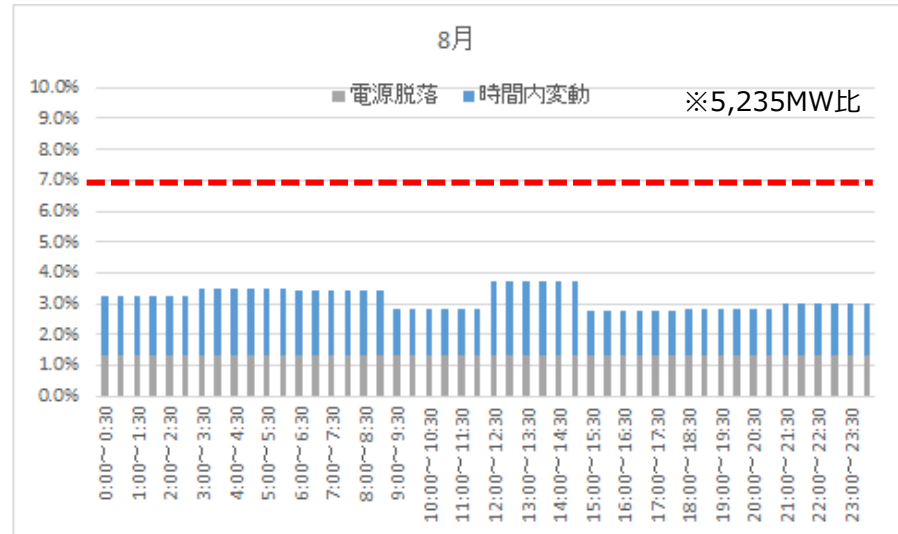
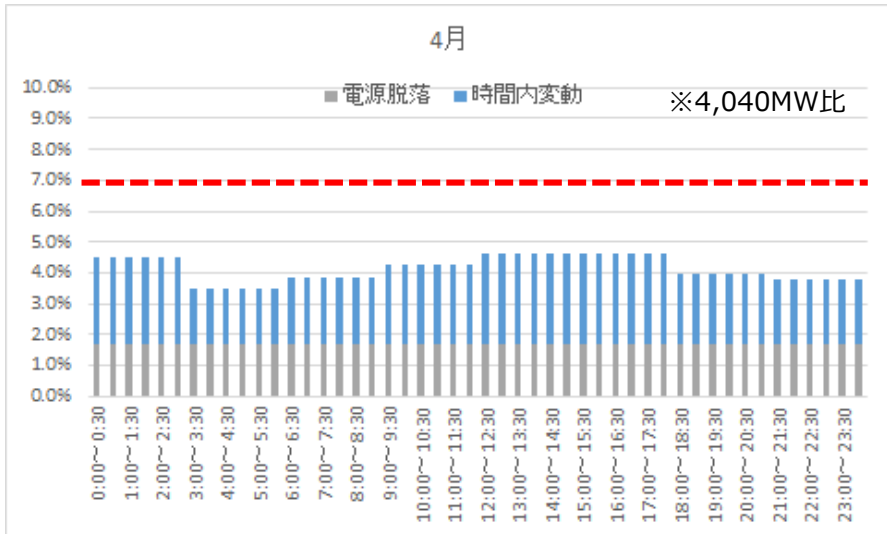
(参考)【東京電力PGエリア】一次の試算結果



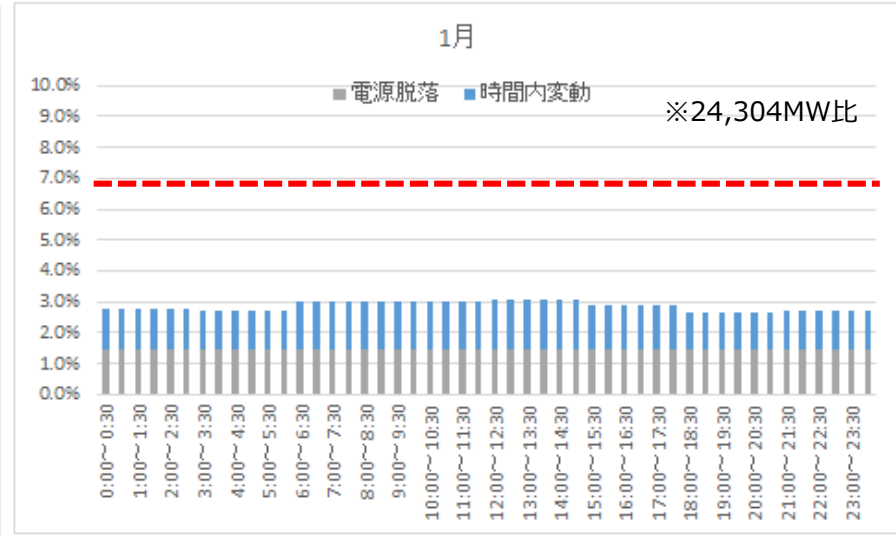
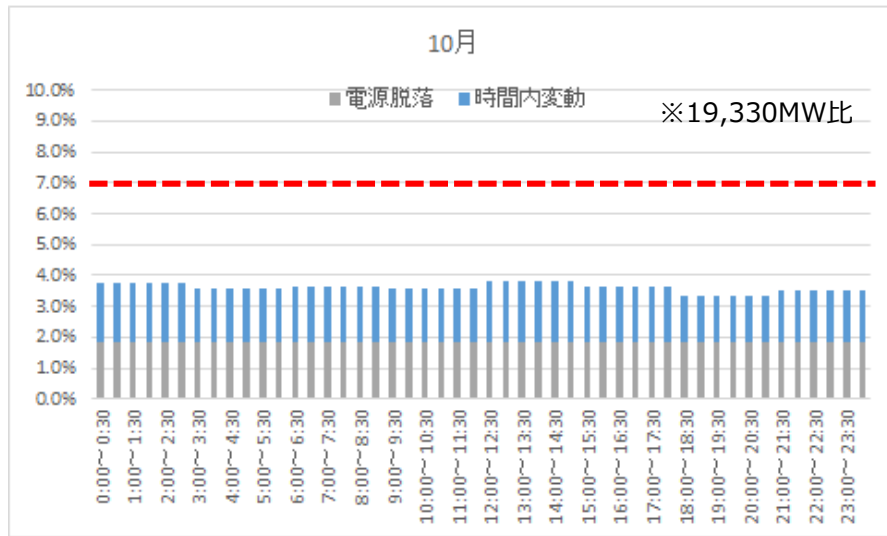
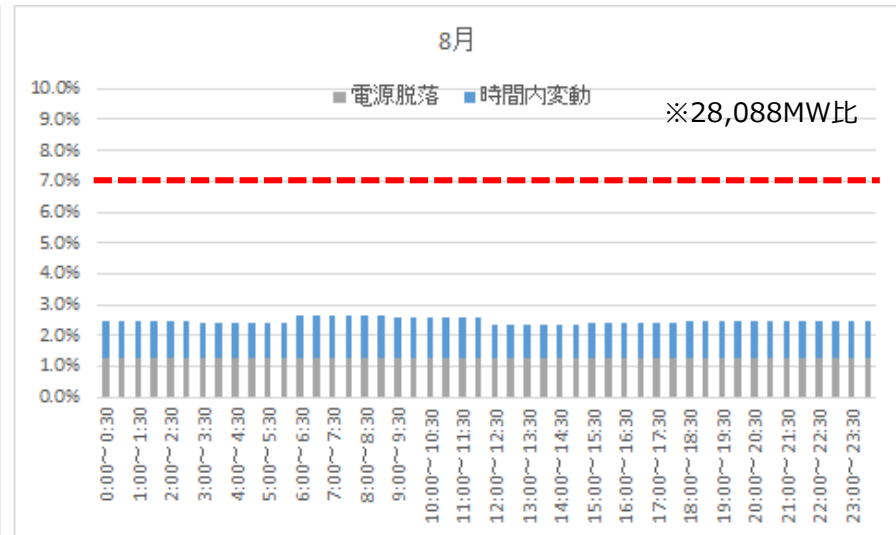
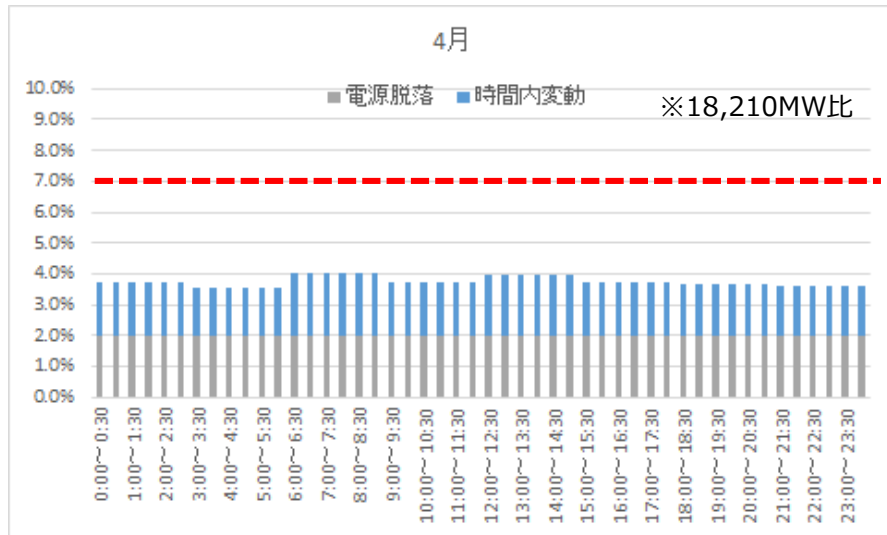
(参考)【中部電力エリア】一次の試算結果



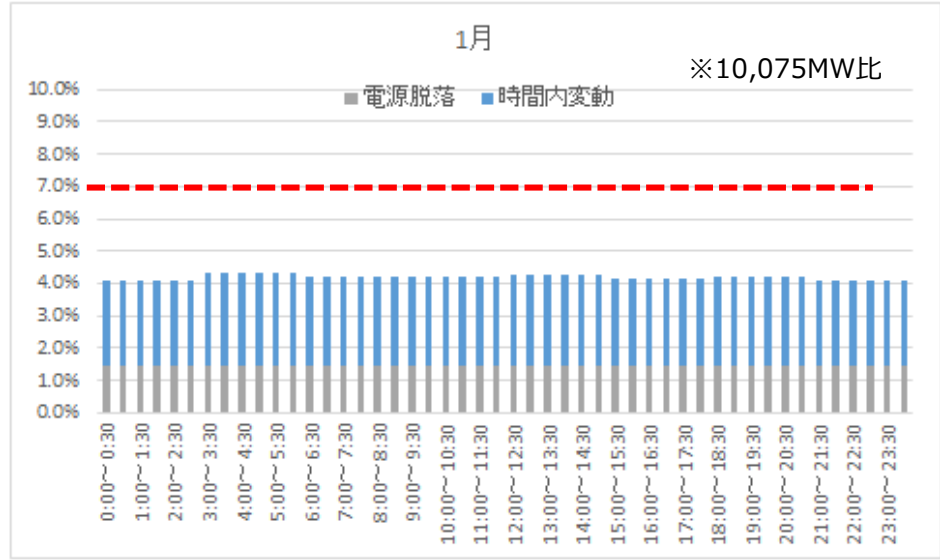
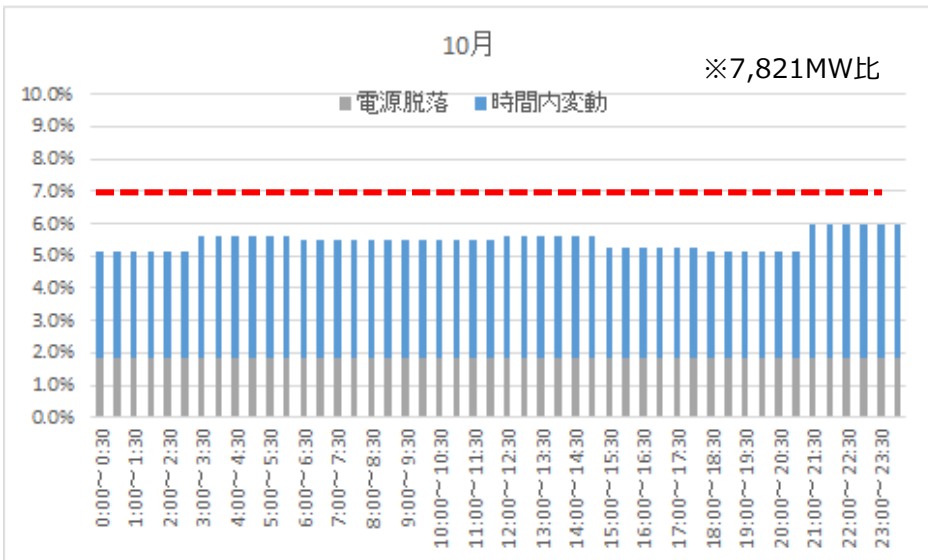
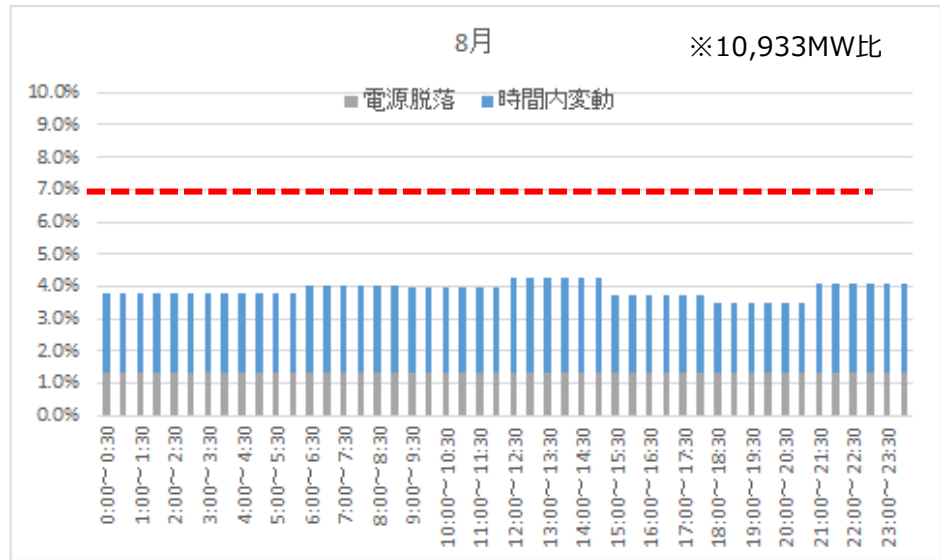
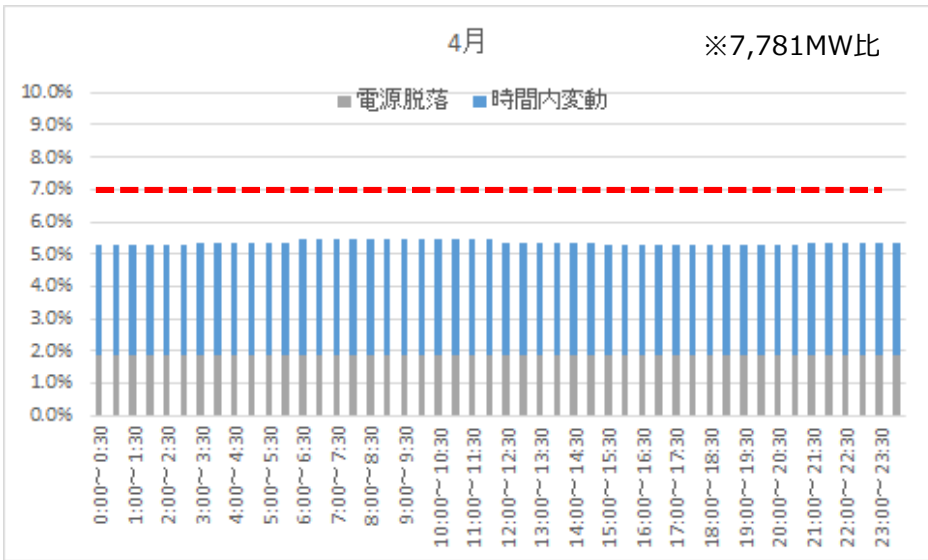
(参考)【北陸電力エリア】一次の試算結果



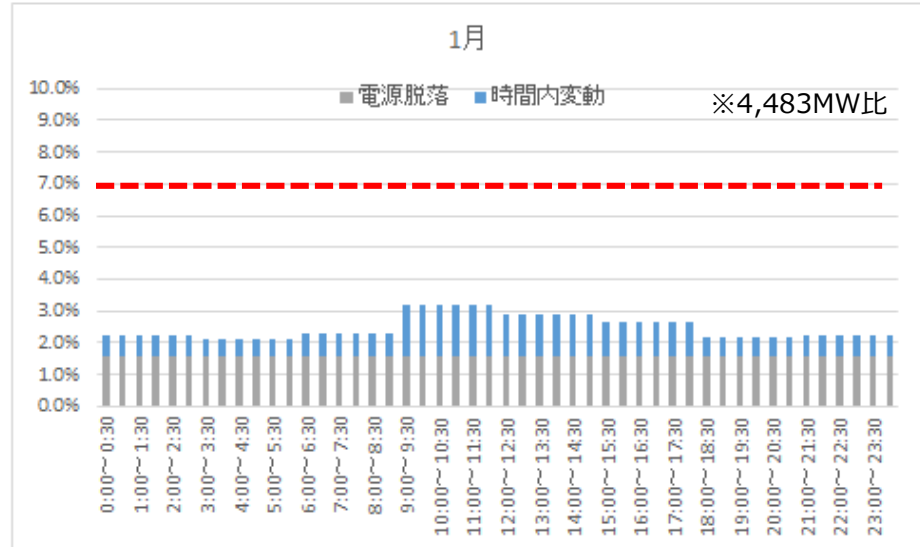
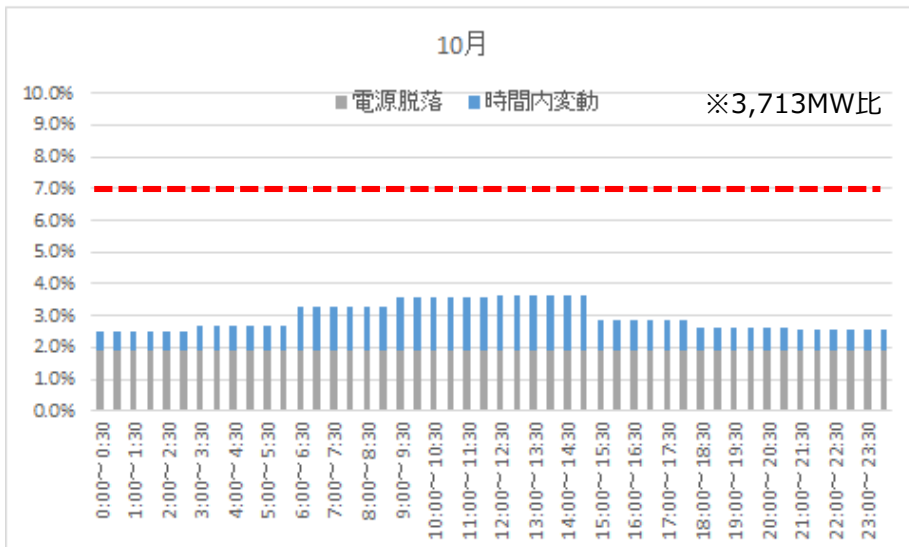
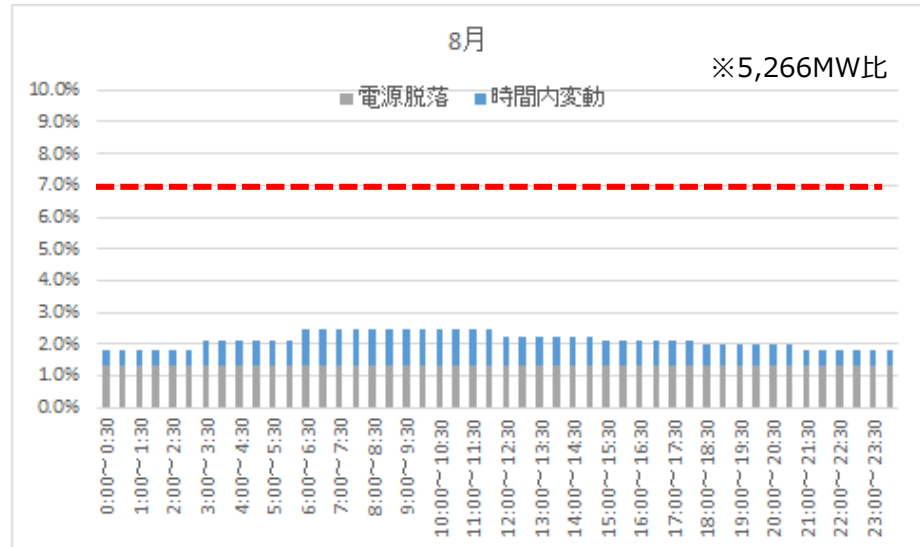
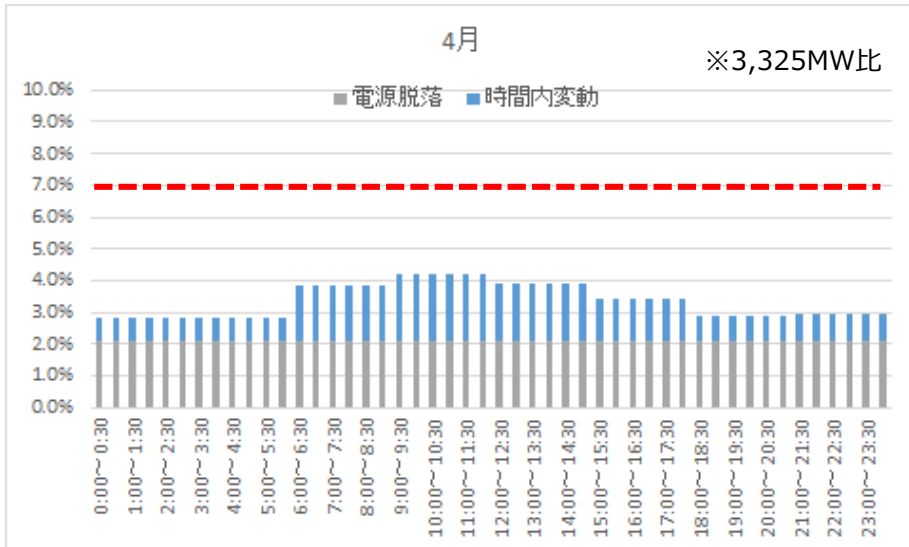
(参考)【関西電力エリア】一次の試算結果



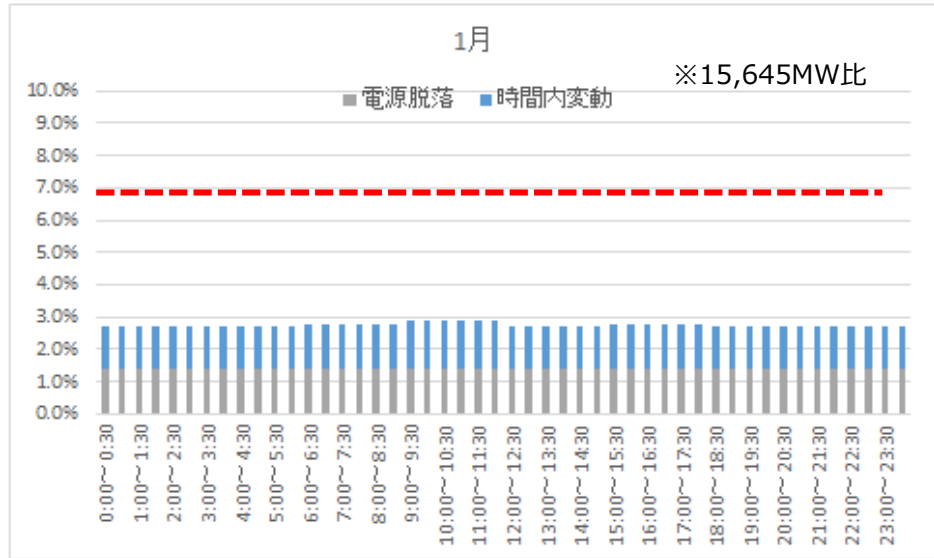
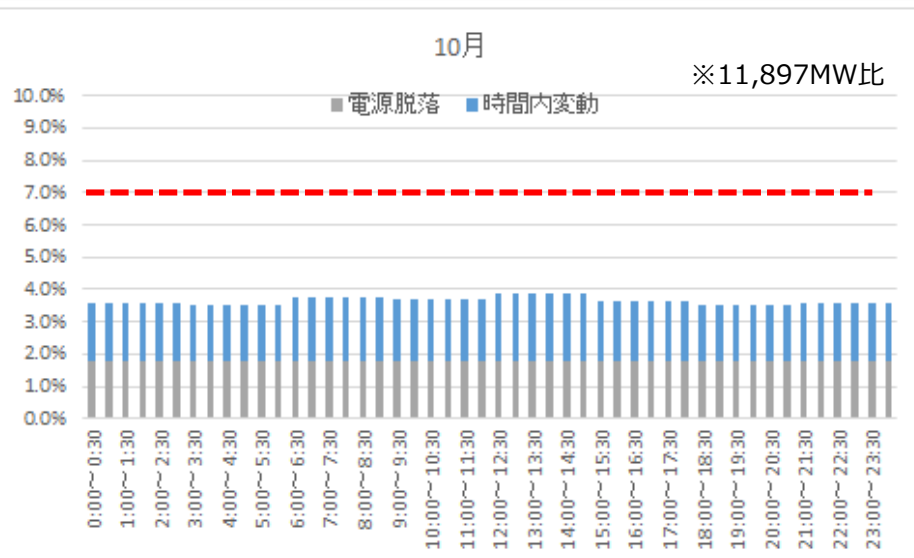
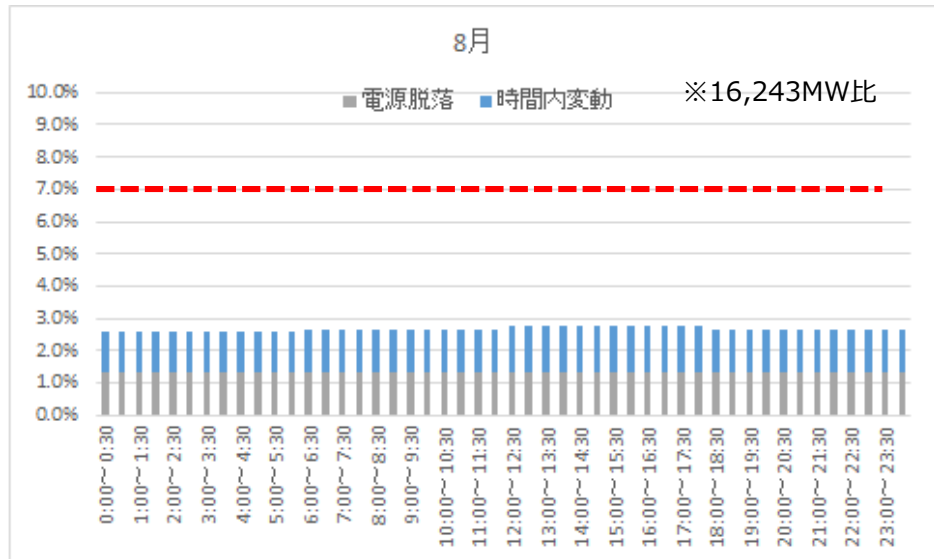
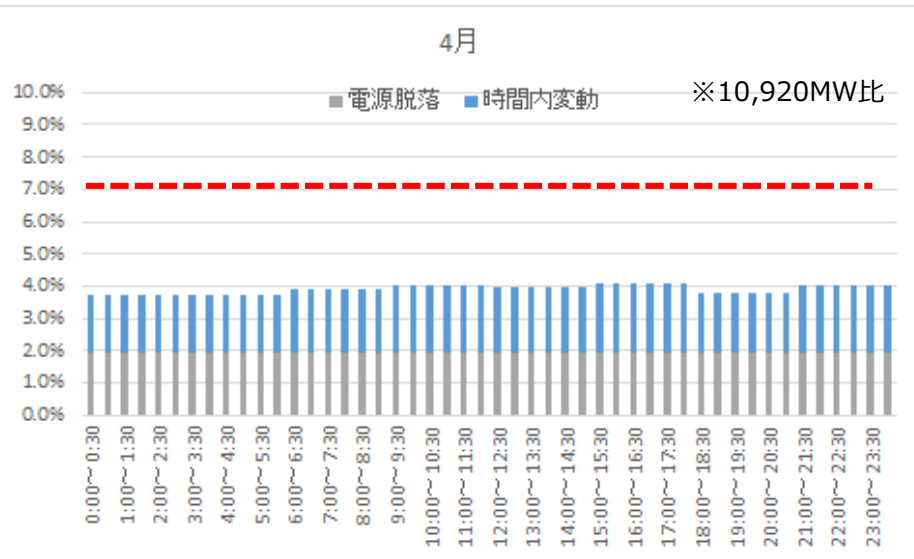
(参考)【中国電力エリア】一次の試算結果



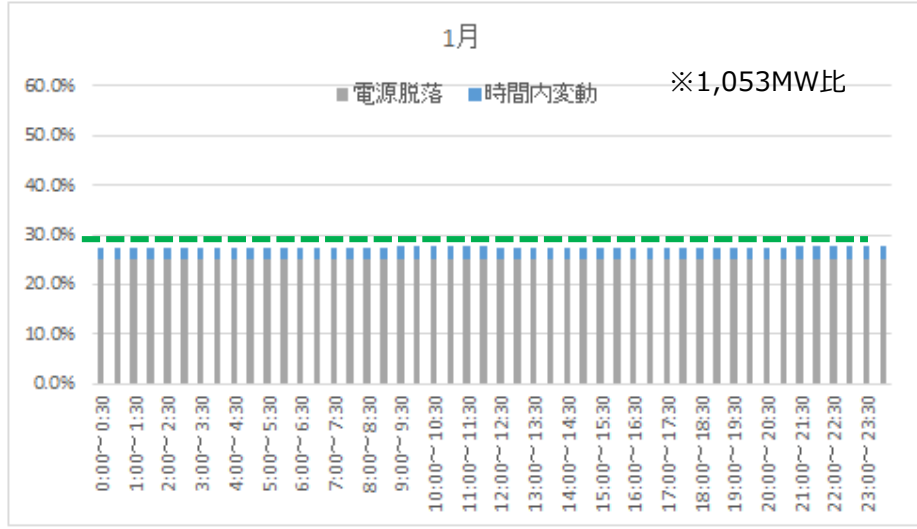
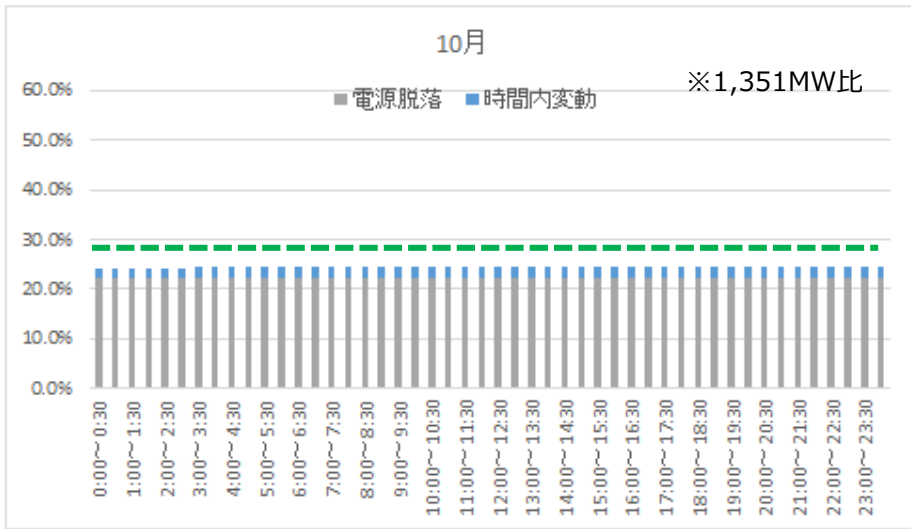
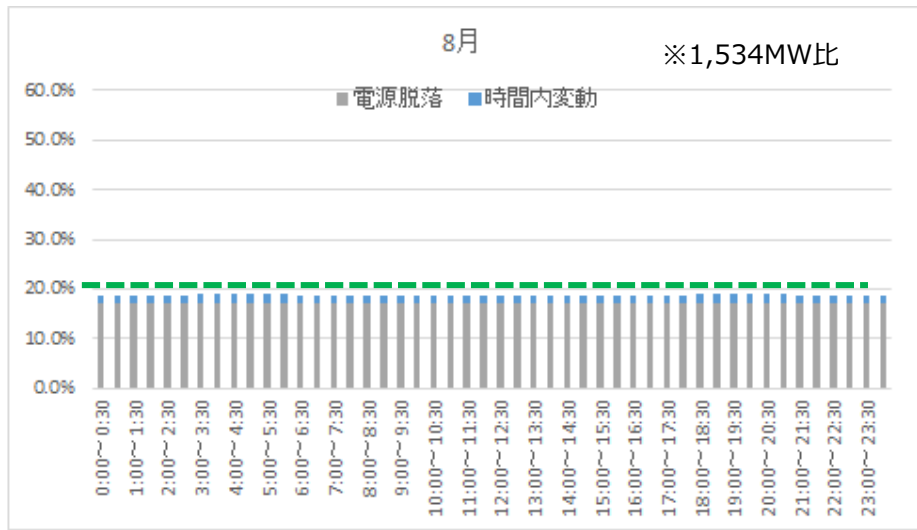
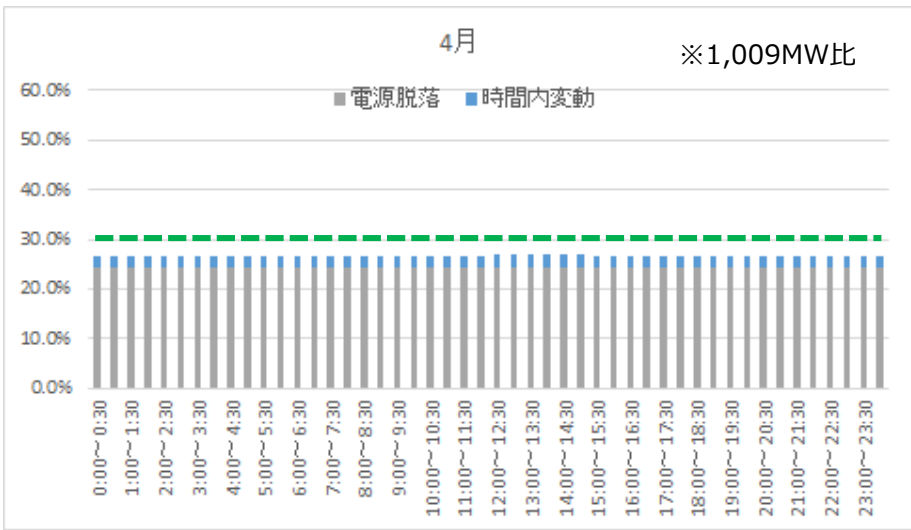
(参考)【四国電力エリア】一次の試算結果



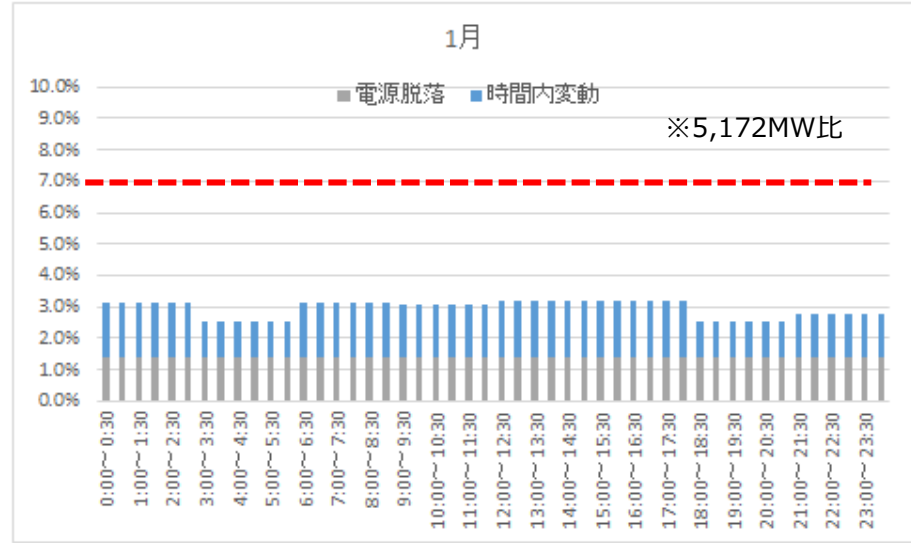
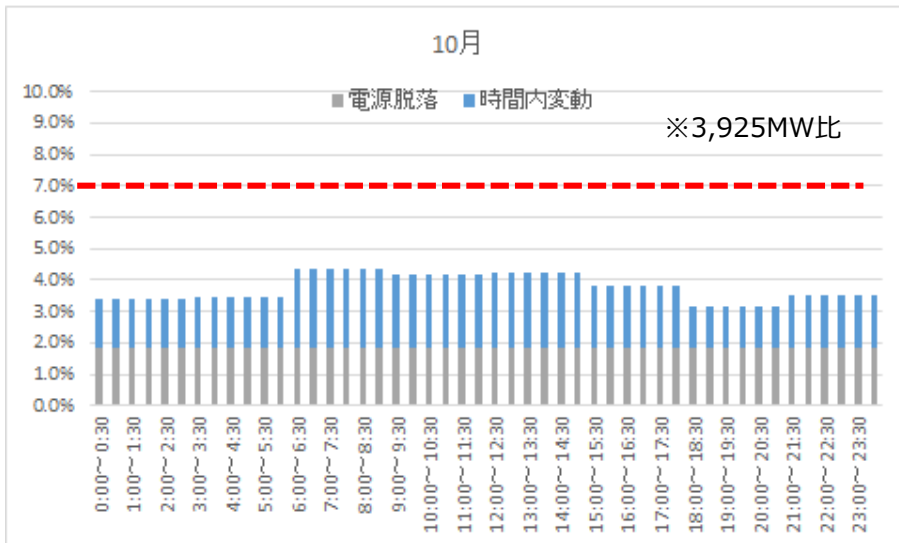
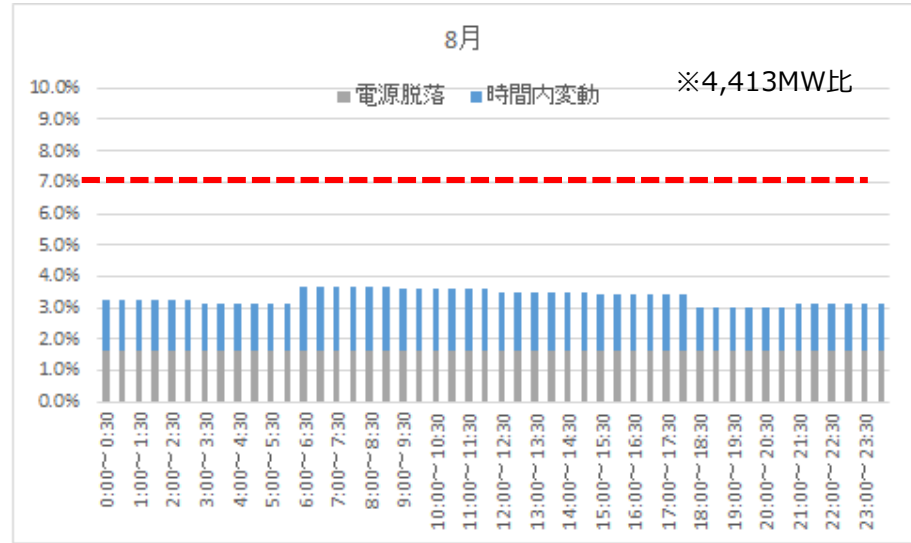
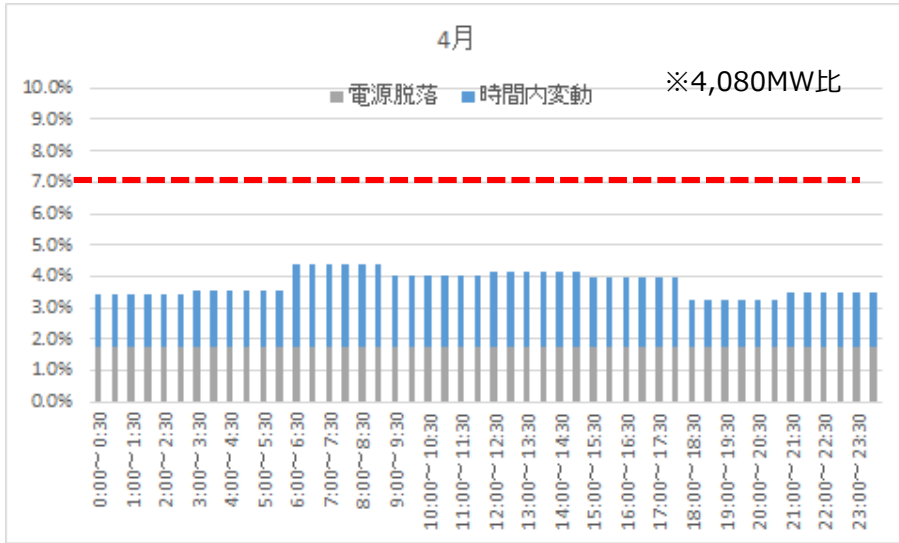
(参考)【九州電力エリア】一次の試算結果



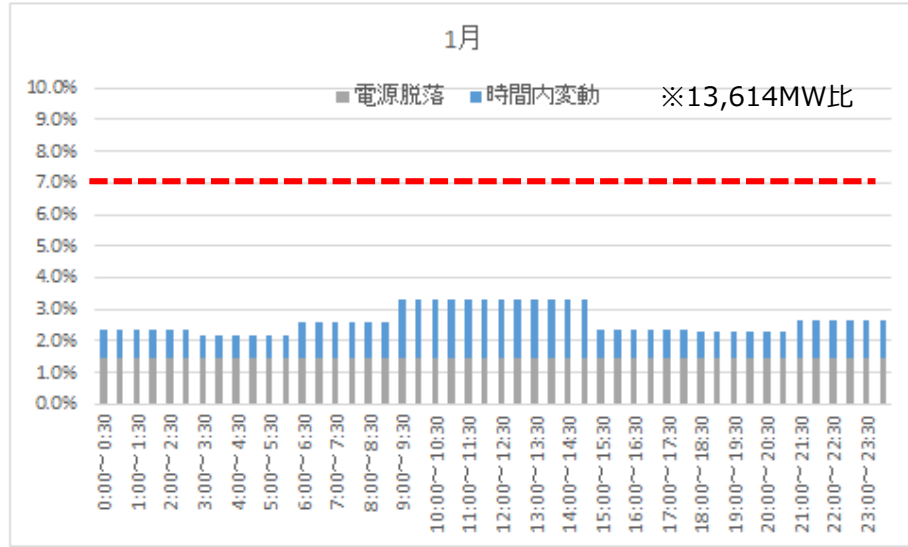
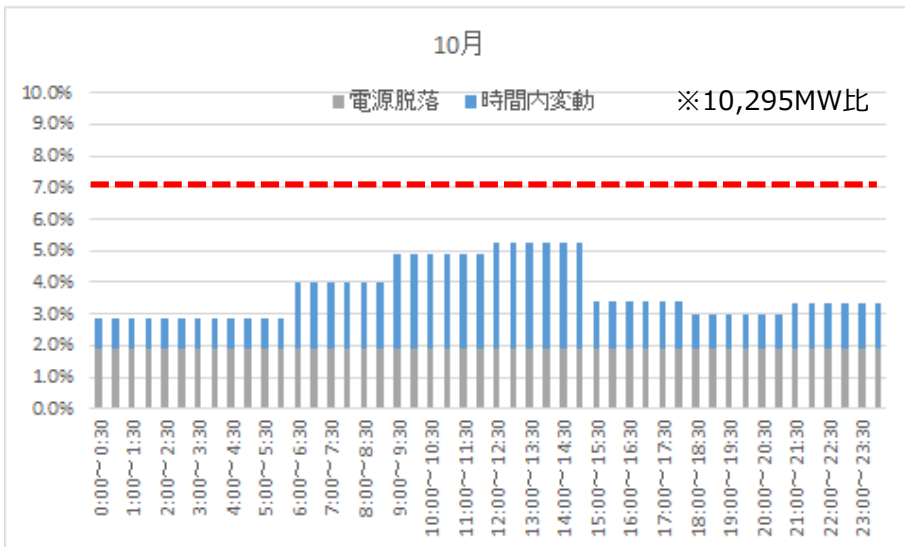
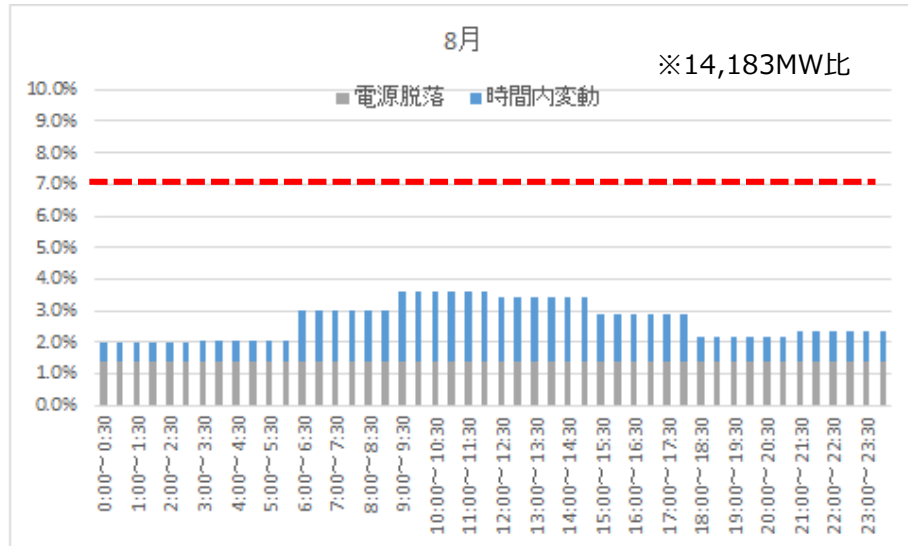
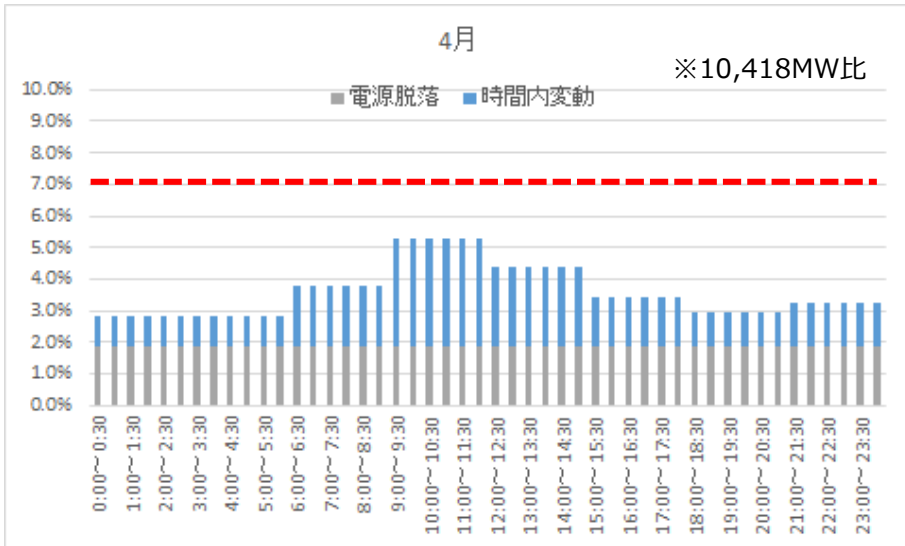
(参考)【沖縄電力エリア】一次の試算結果



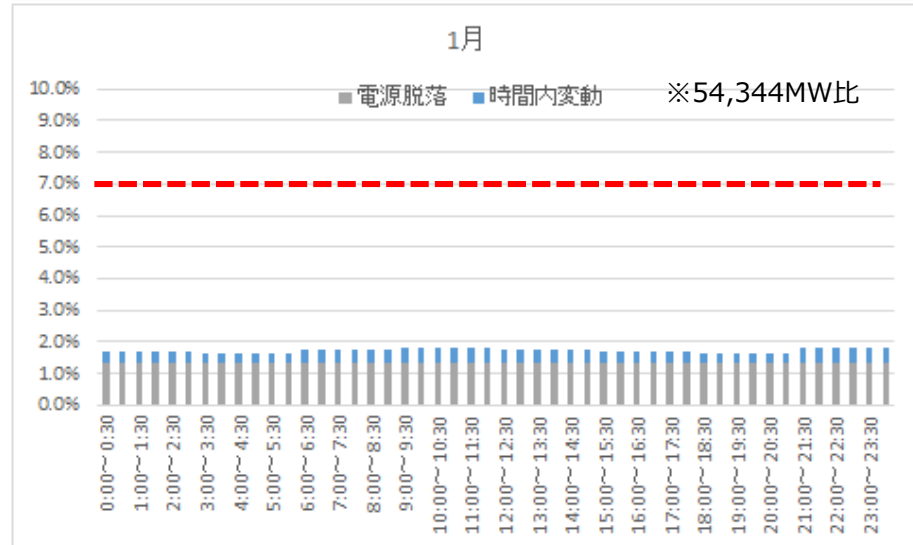
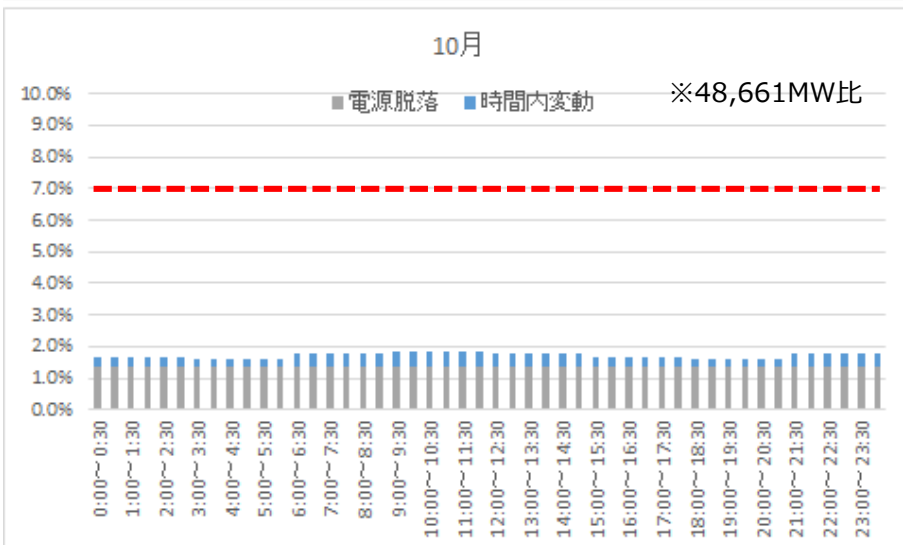
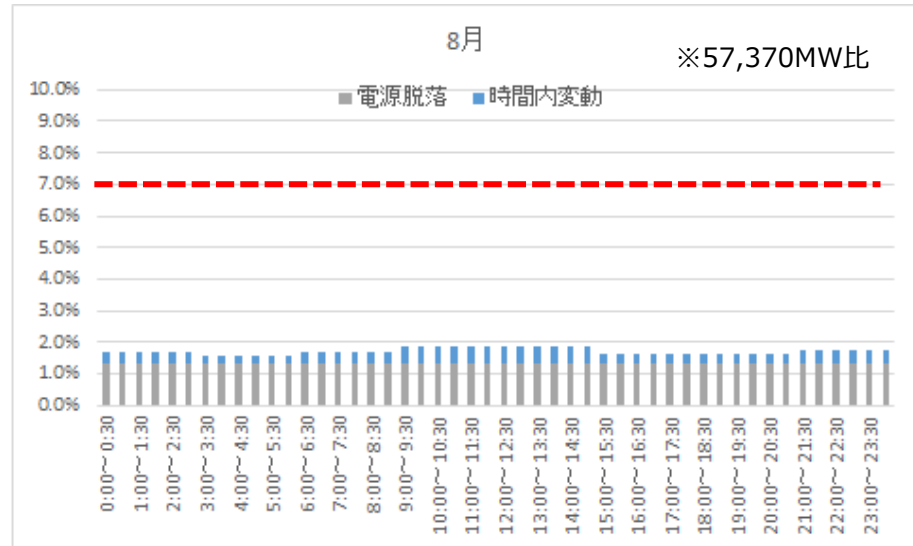
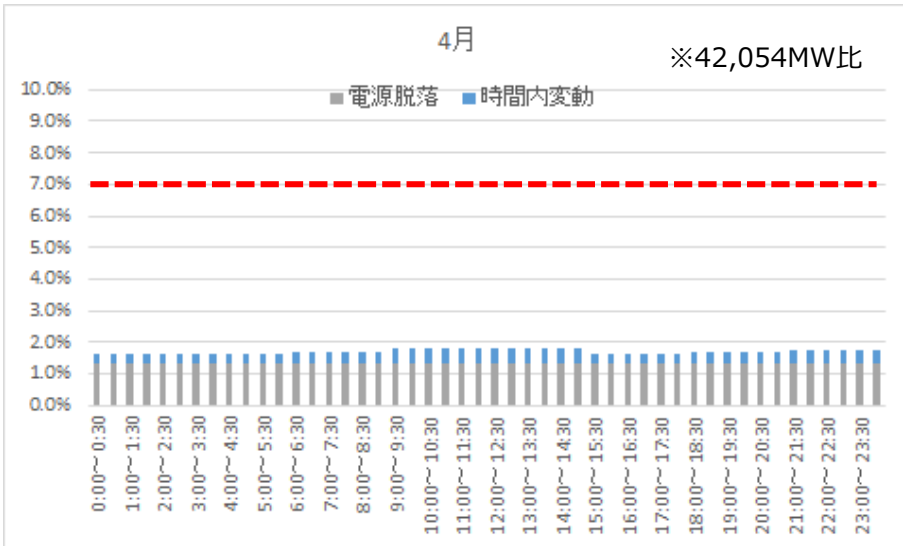
(参考)【北海道電力エリア】二次①の試算結果



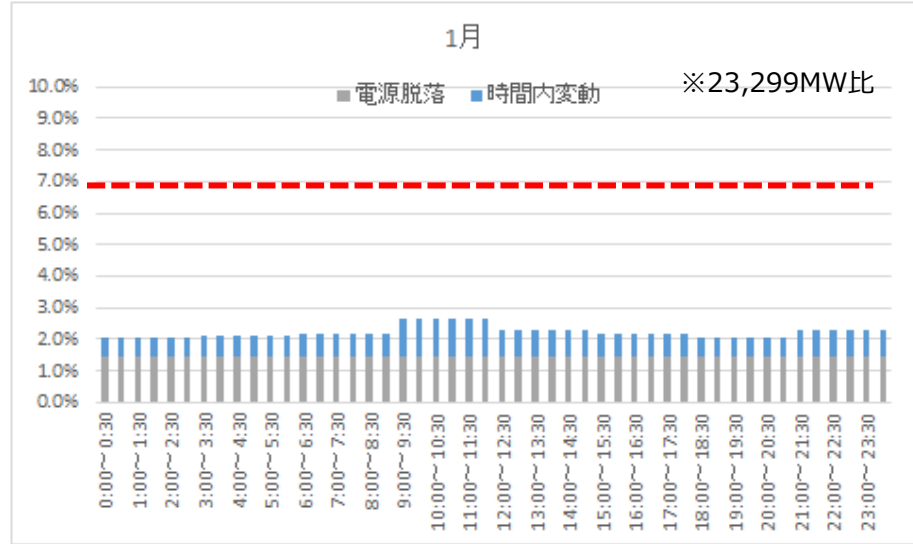
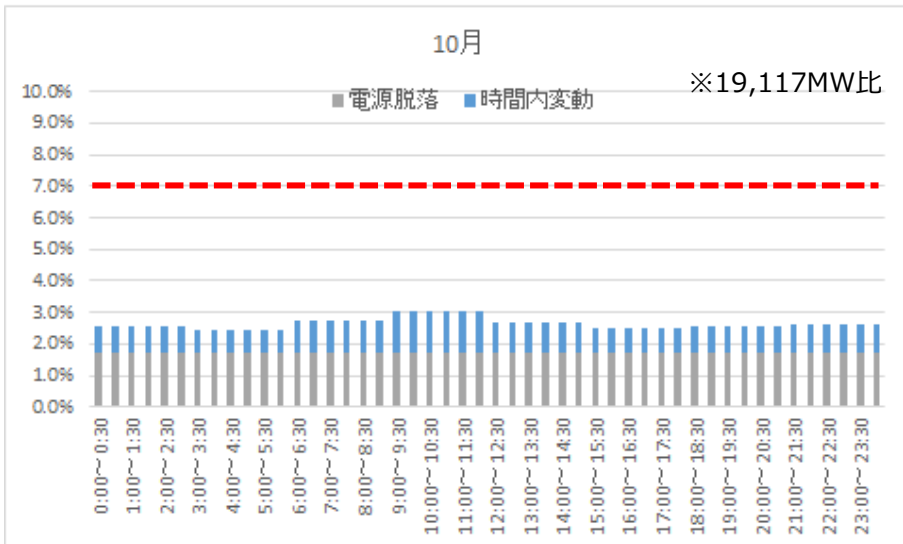
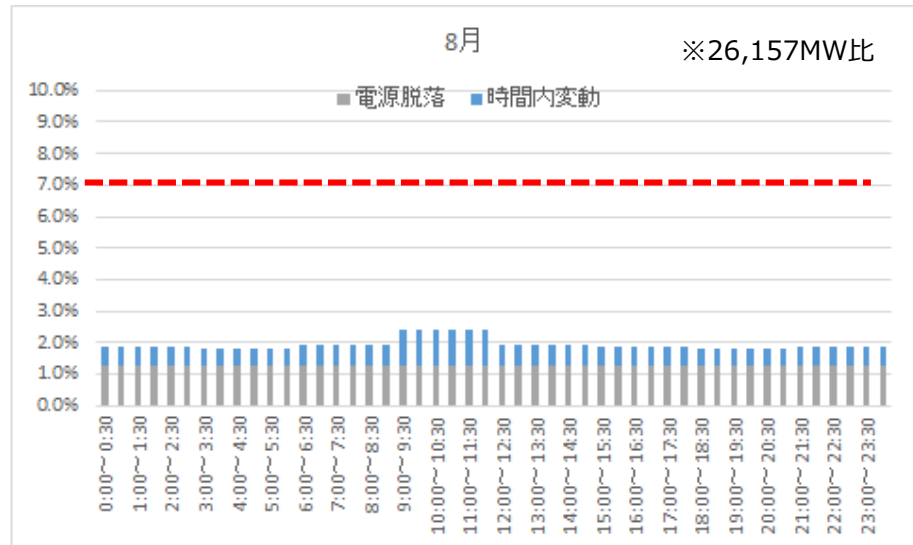
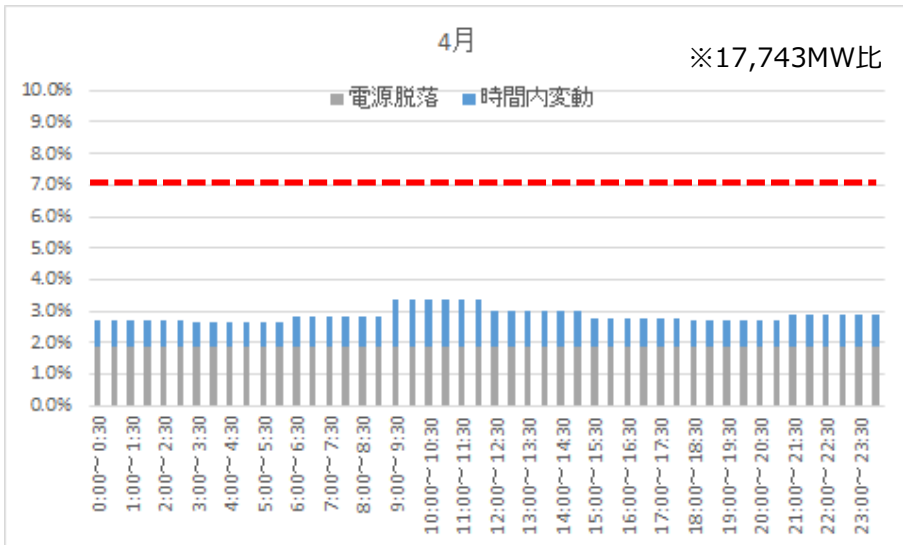
(参考)【東北電力エリア】二次①の試算結果



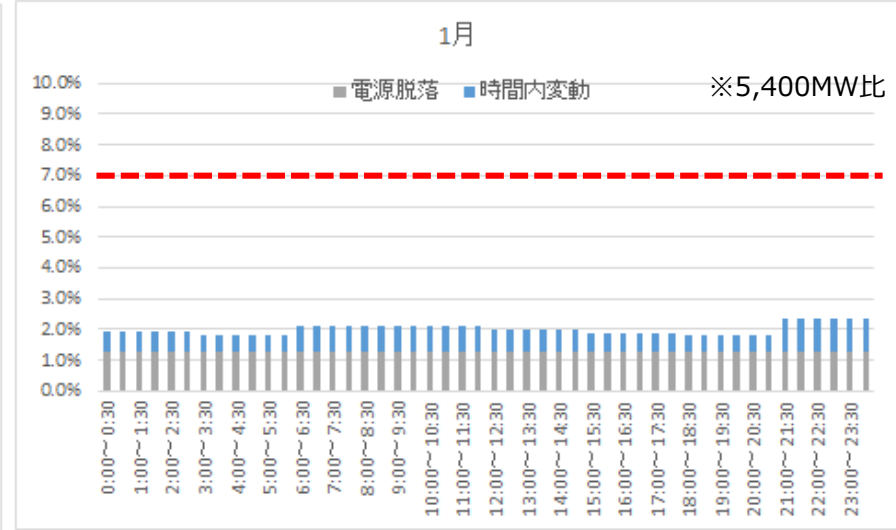
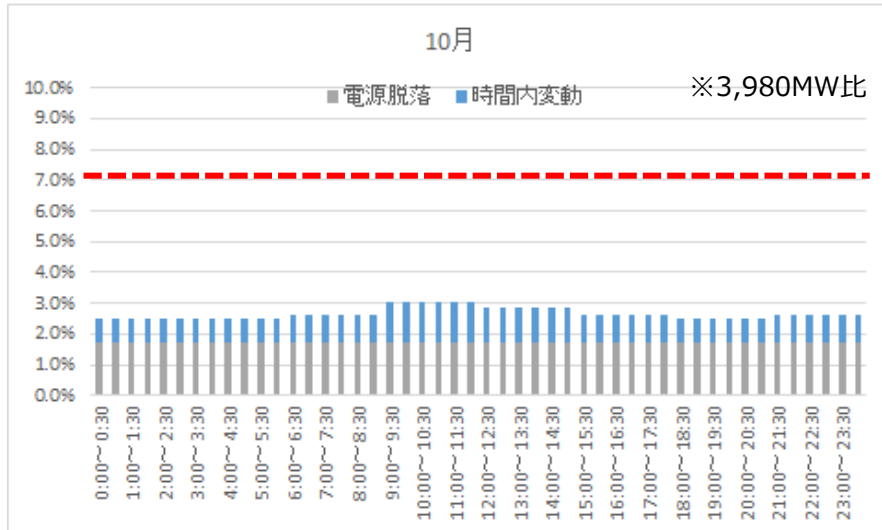
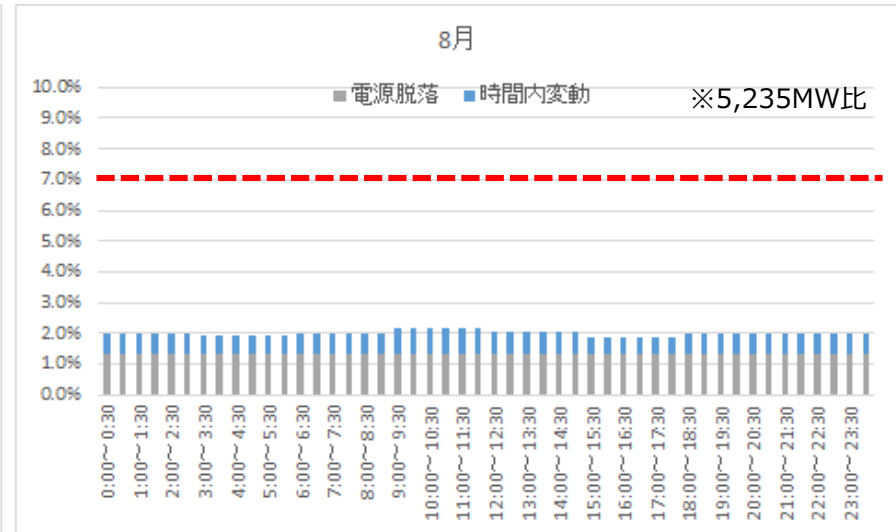
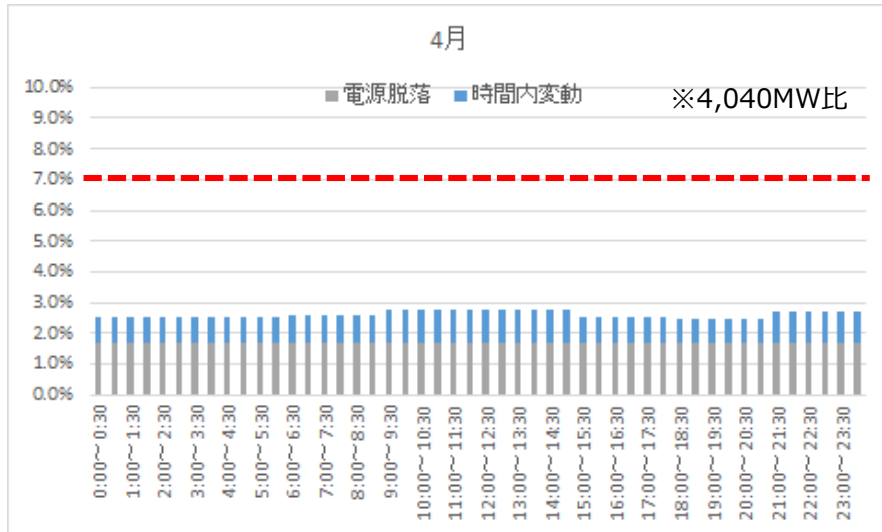
(参考)【東京電力PGエリア】二次①の試算結果



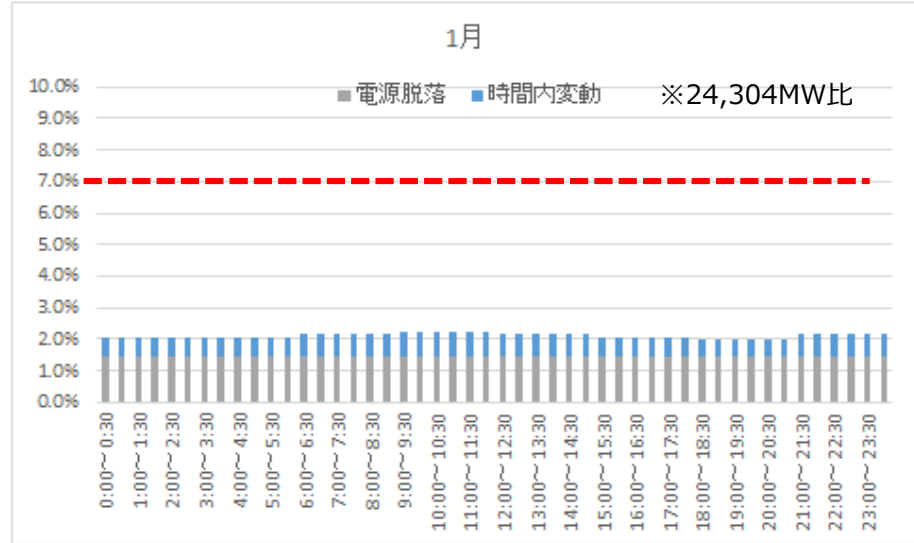
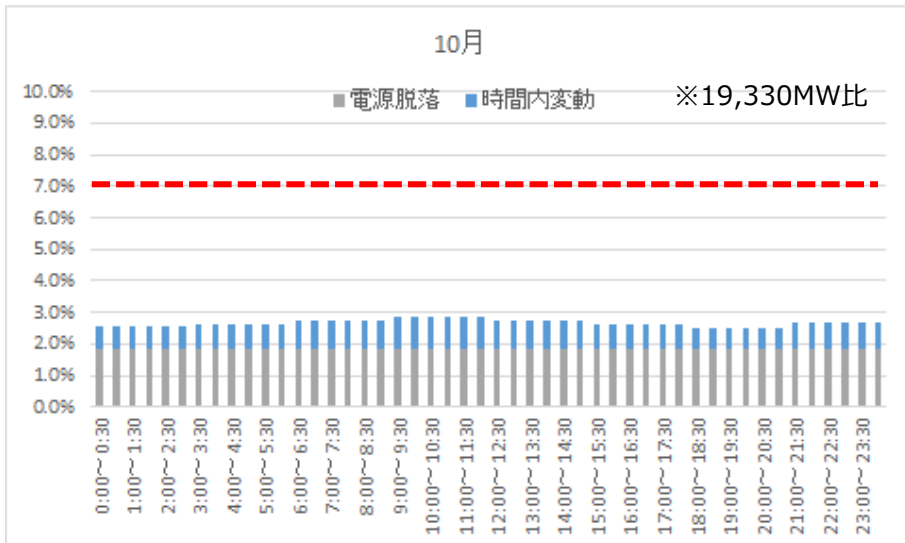
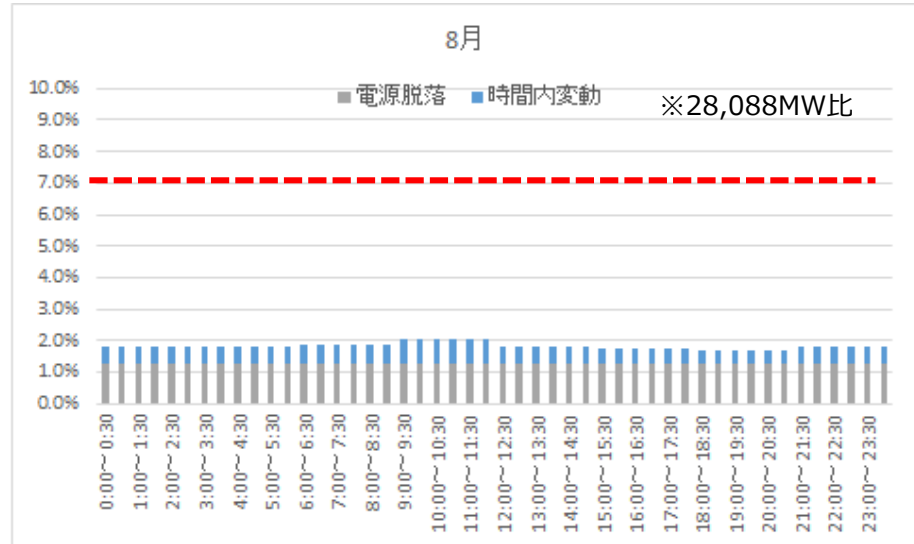
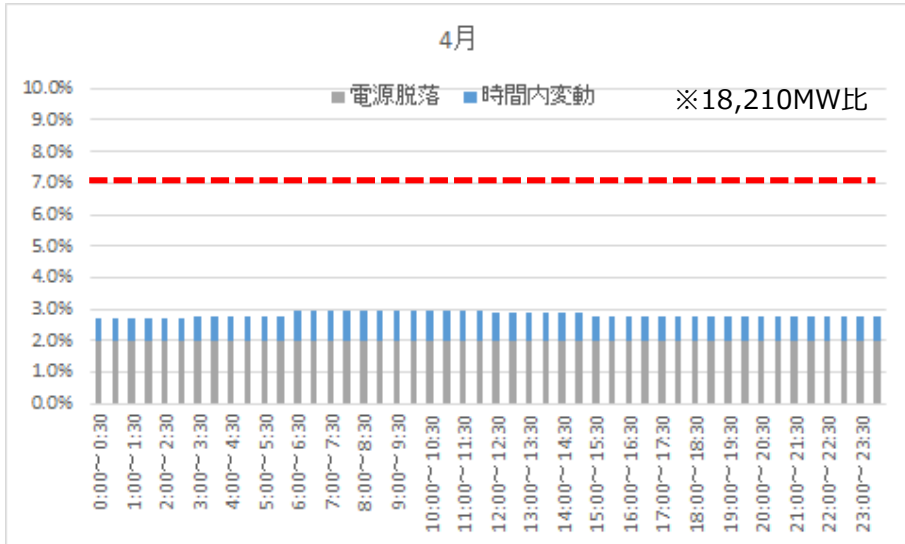
(参考)【中部電力エリア】二次①の試算結果



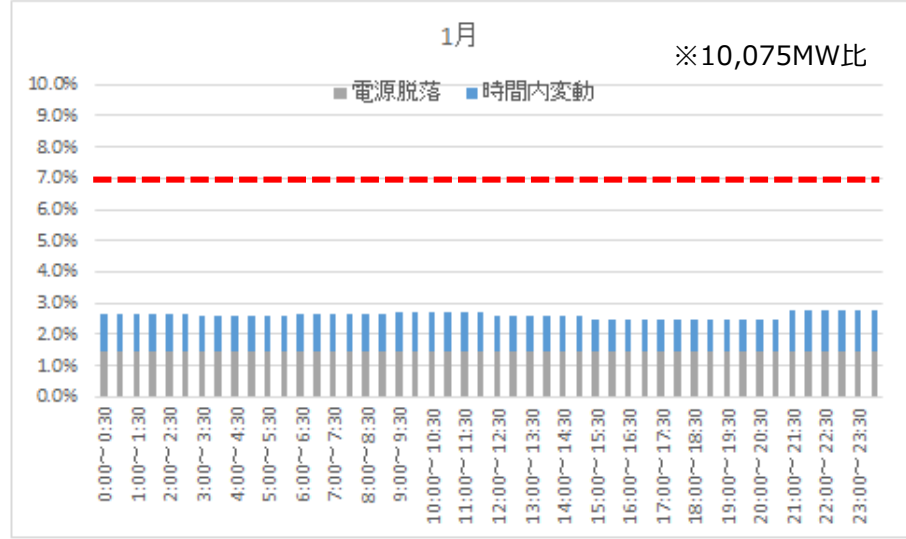
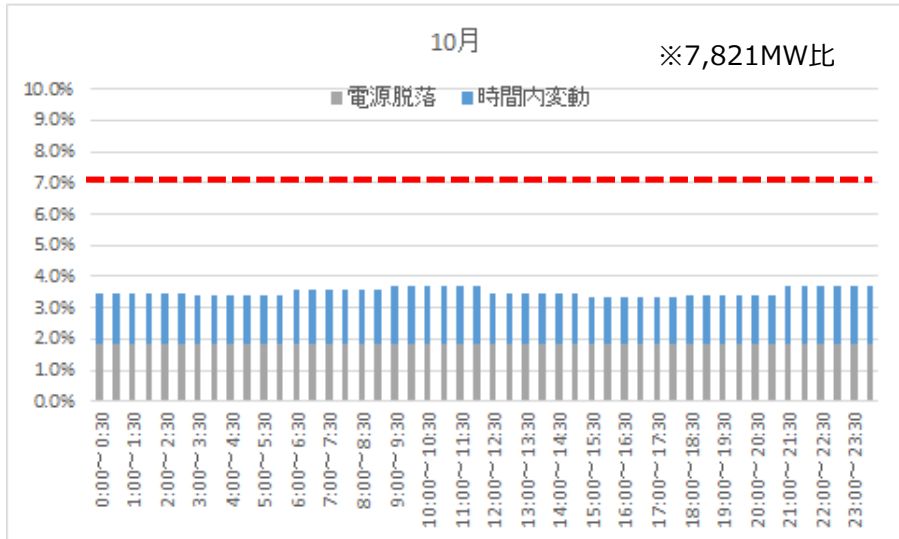
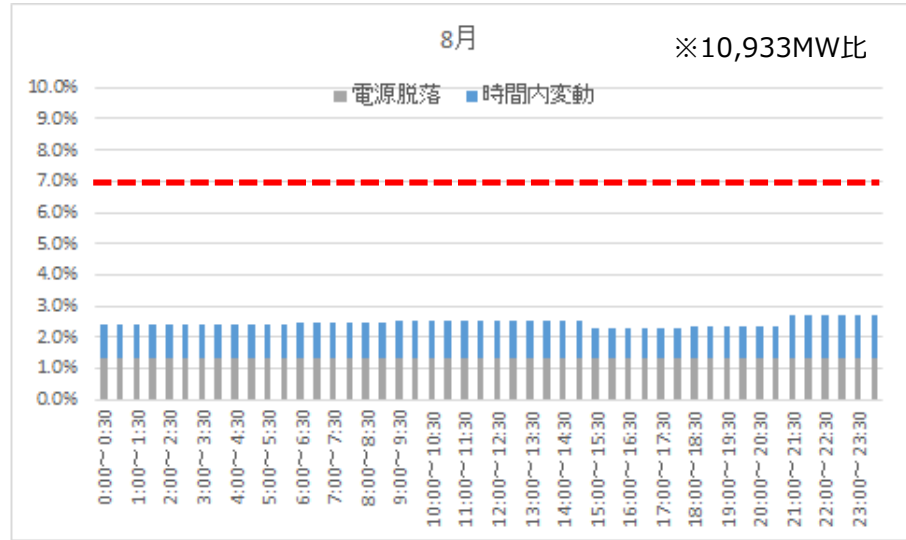
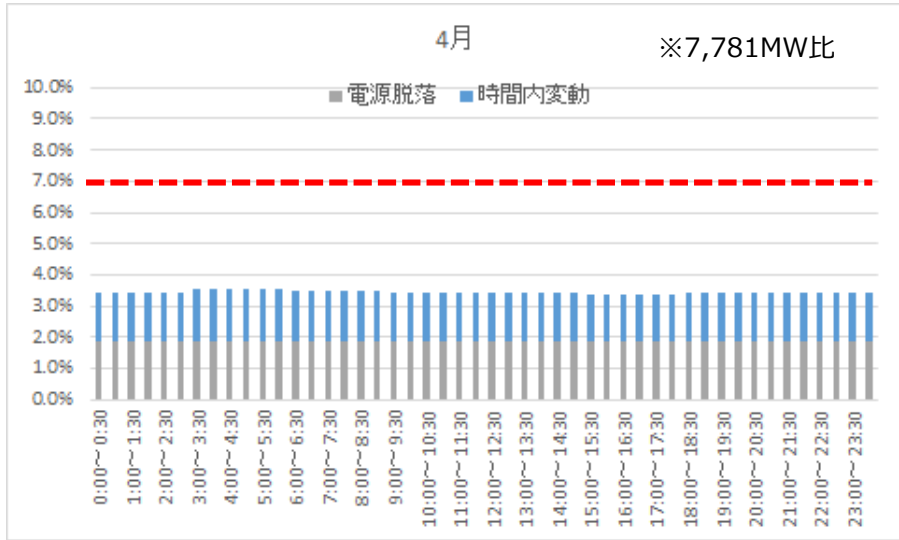
(参考)【北陸電力エリア】二次①の試算結果



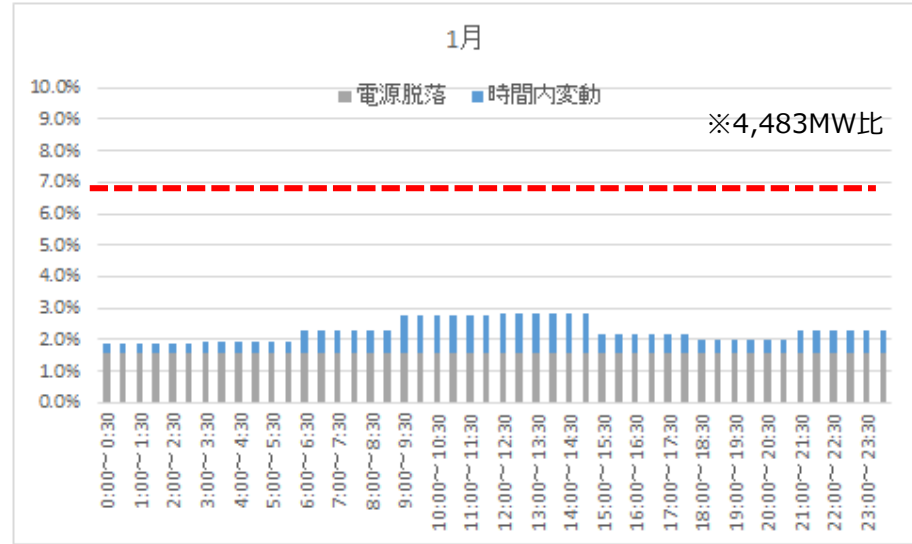
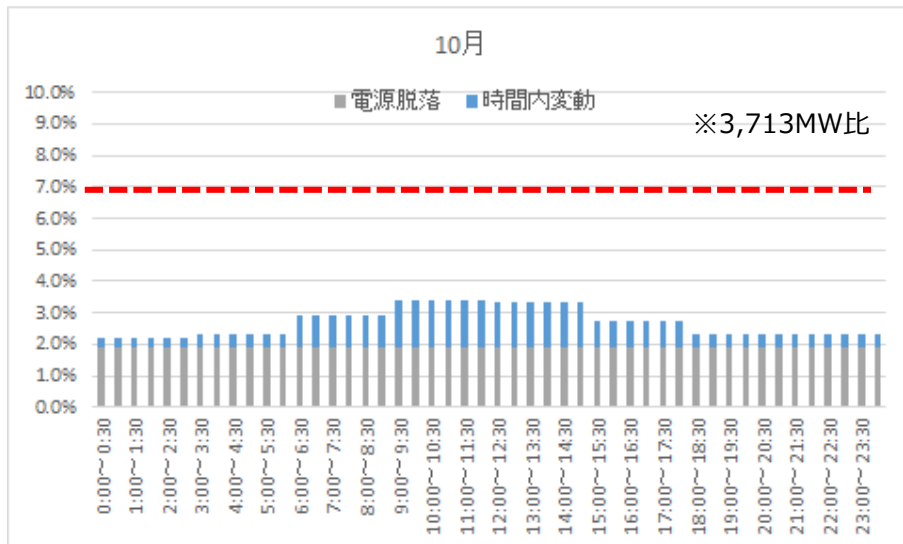
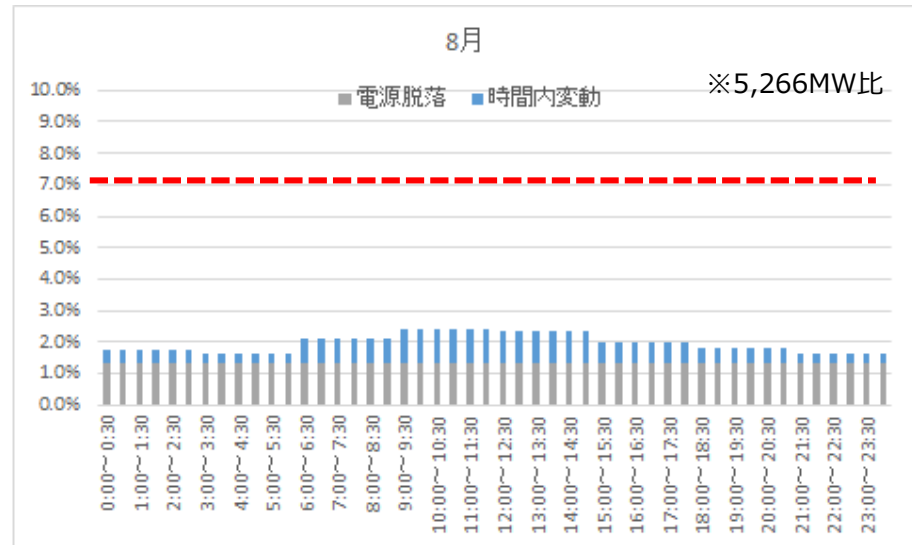
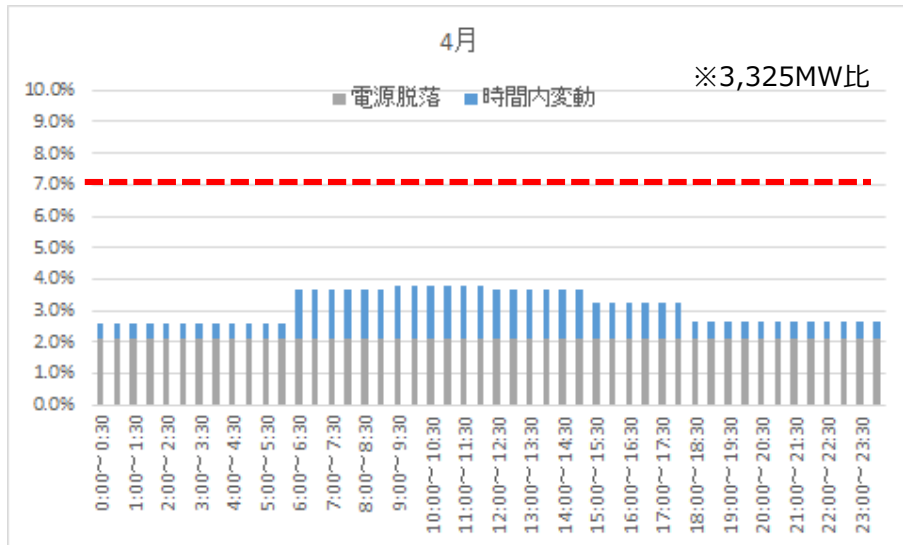
(参考)【関西電力エリア】二次①の試算結果



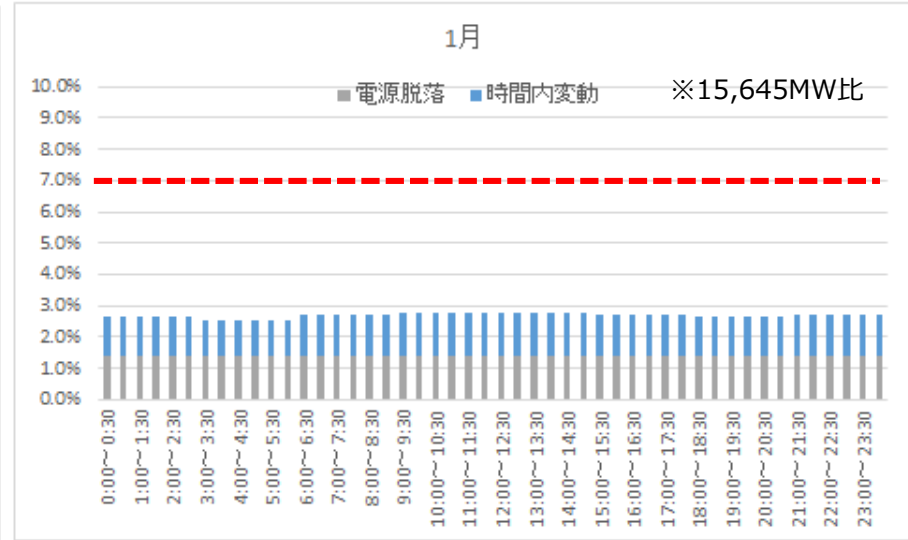
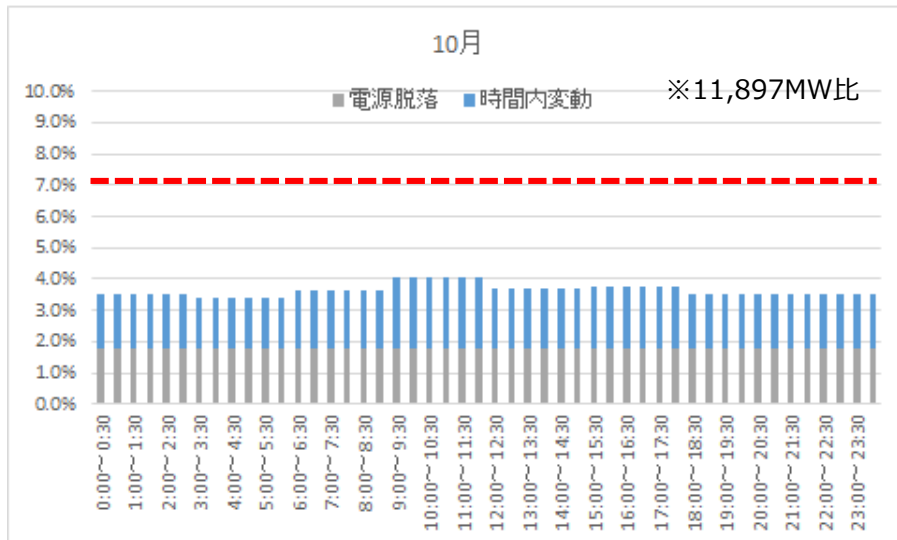
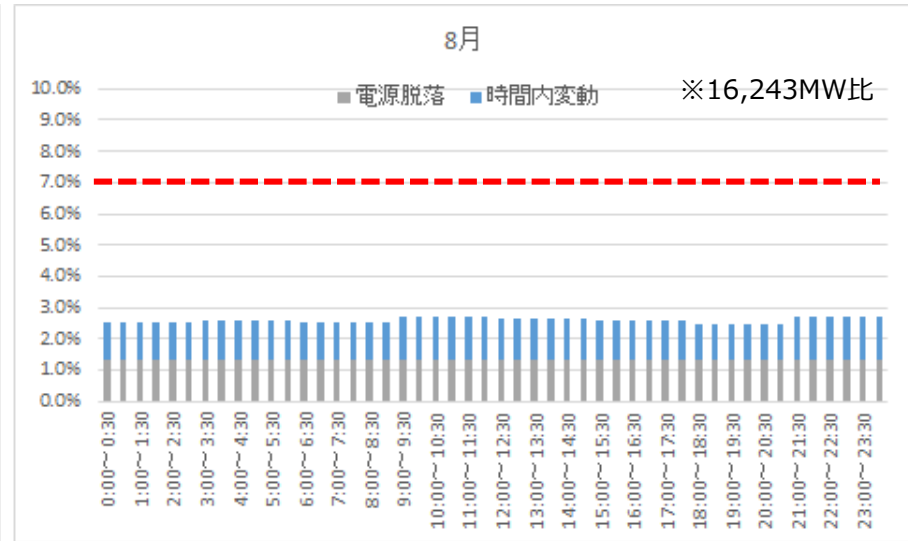
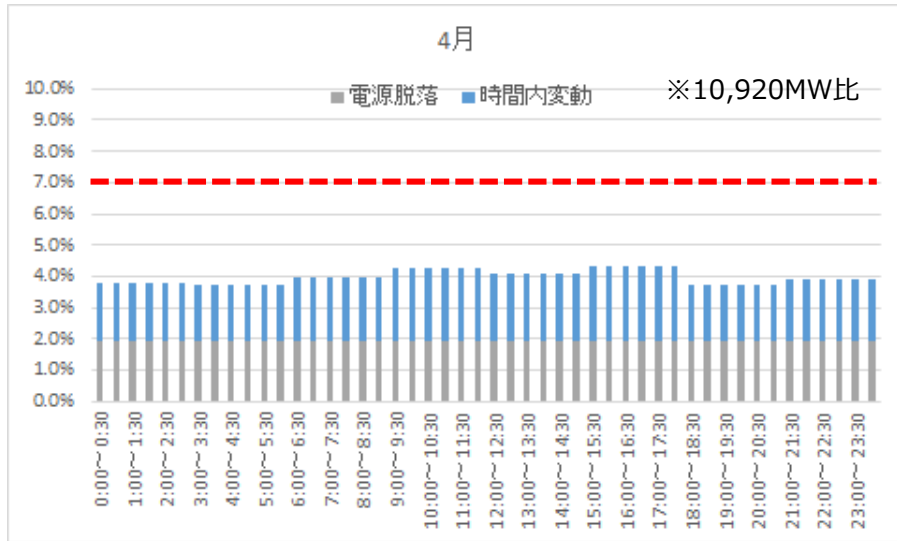
(参考)【中国電力エリア】二次①の試算結果



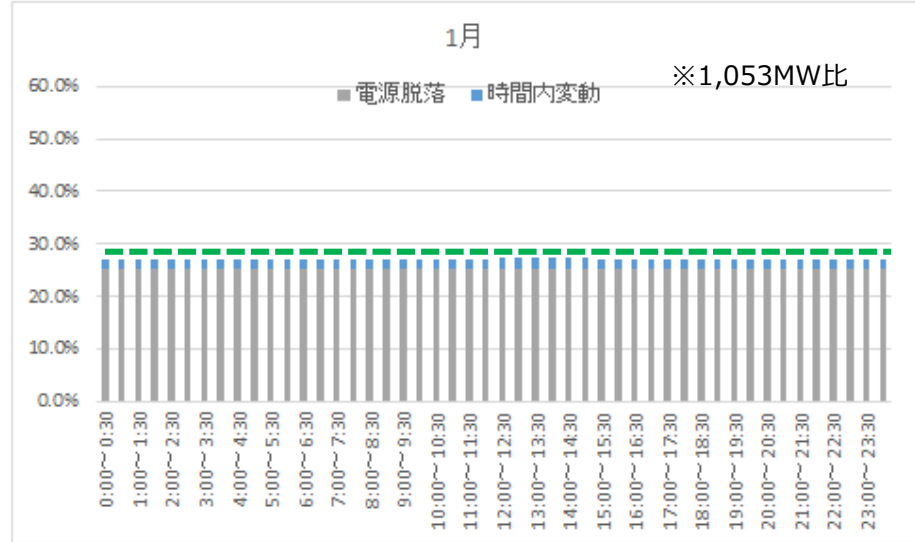
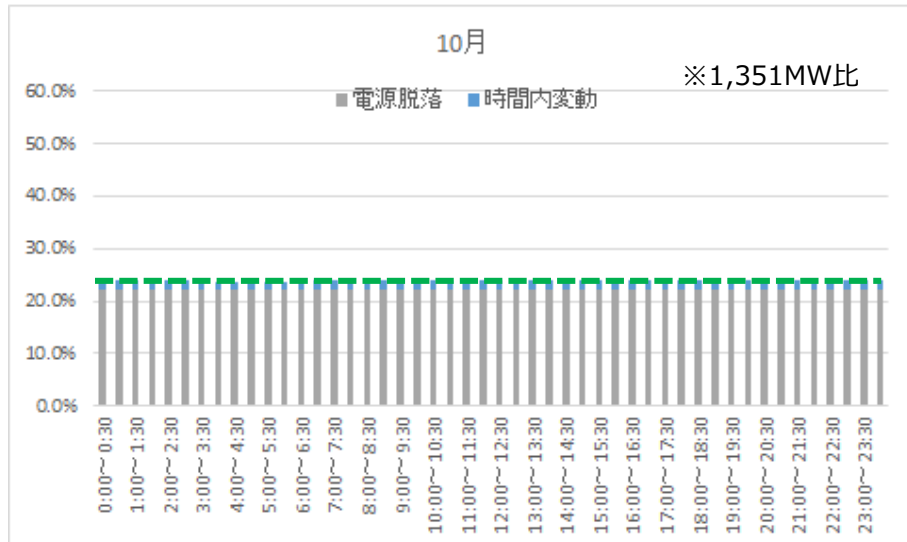
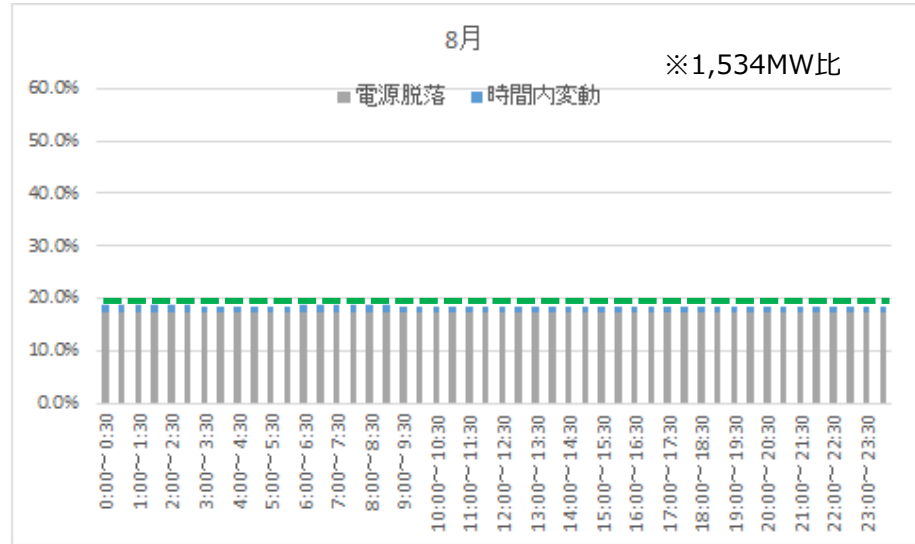
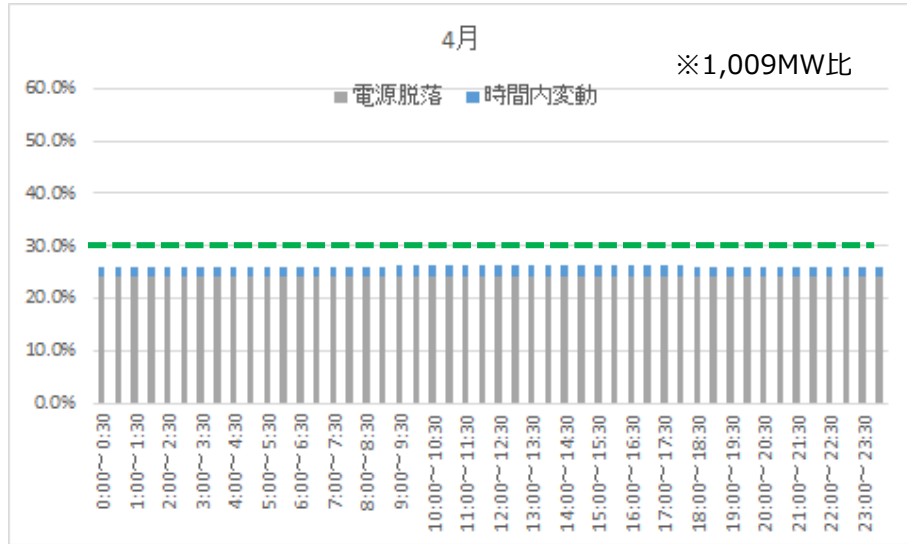
(参考)【四国電力エリア】二次①の試算結果



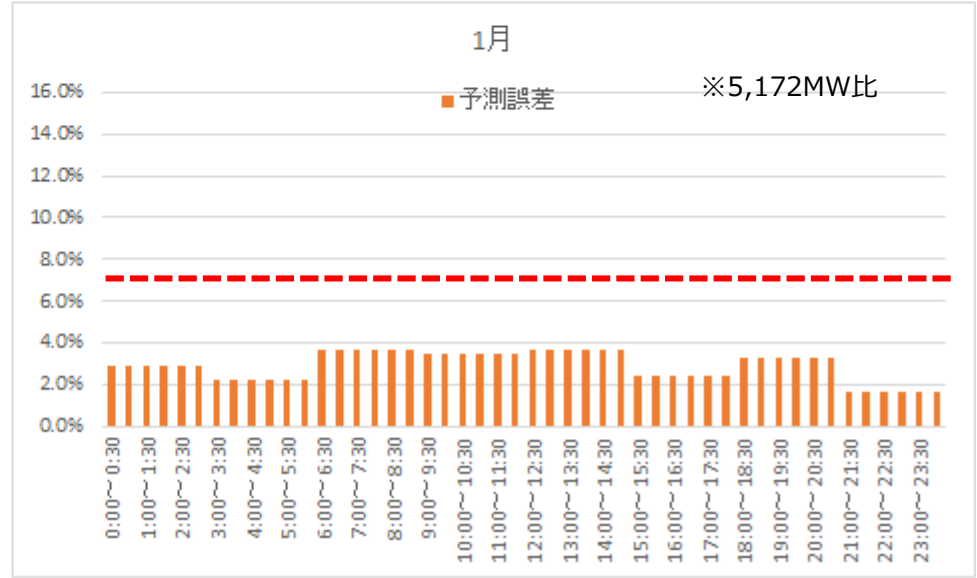
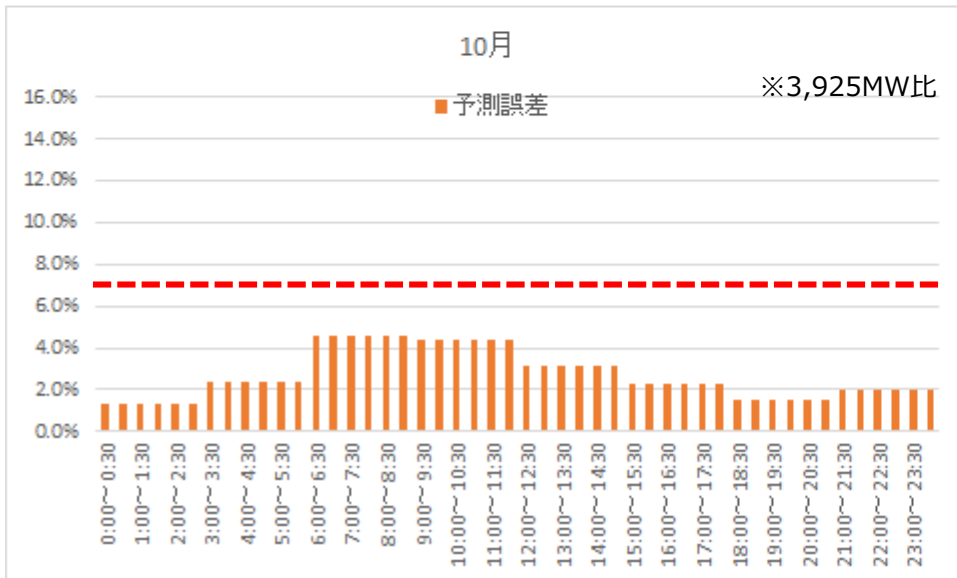
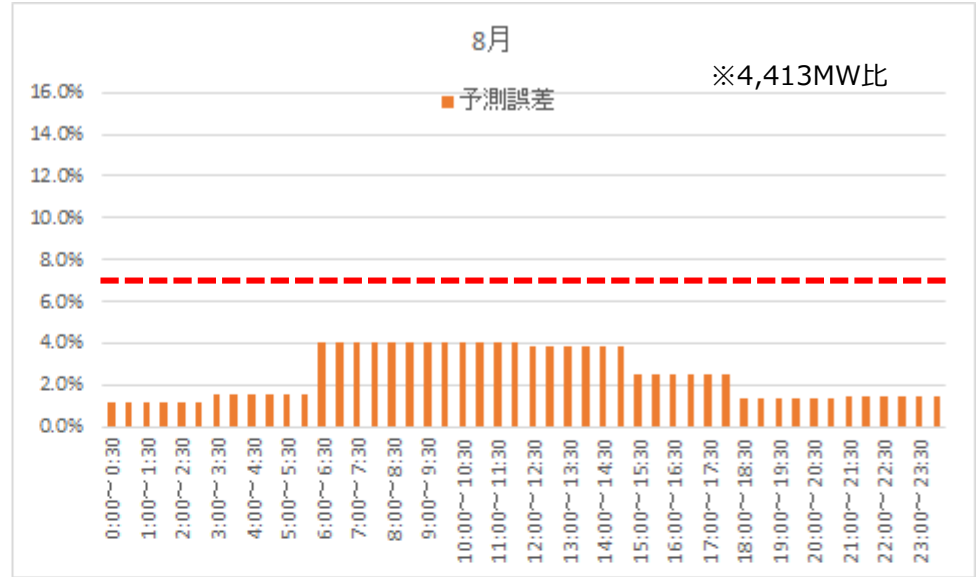
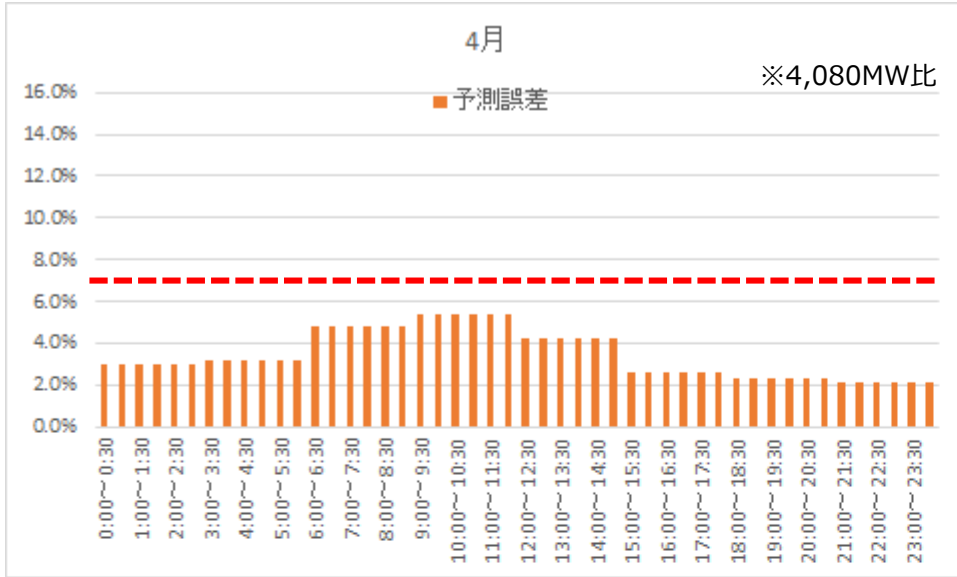
(参考)【九州電力エリア】二次①の試算結果



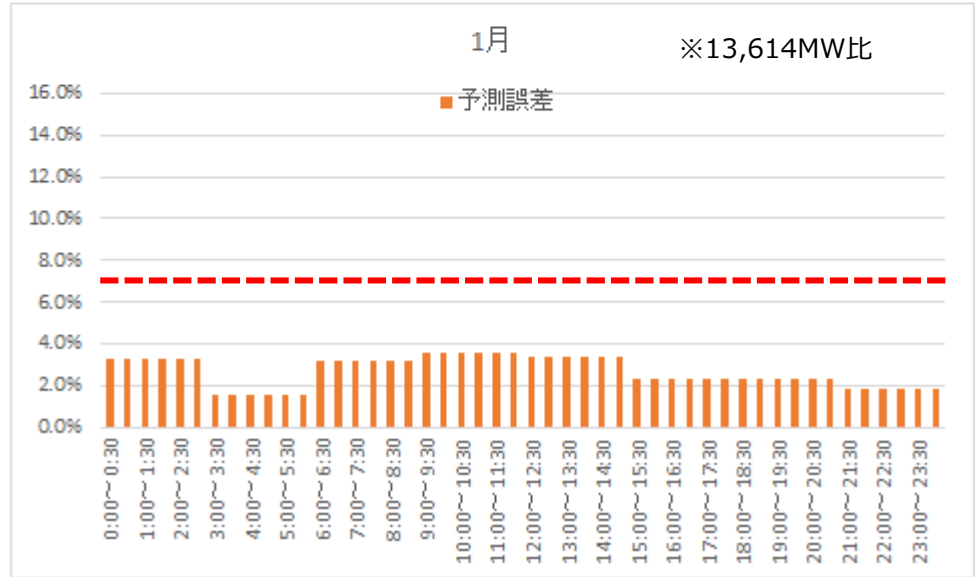
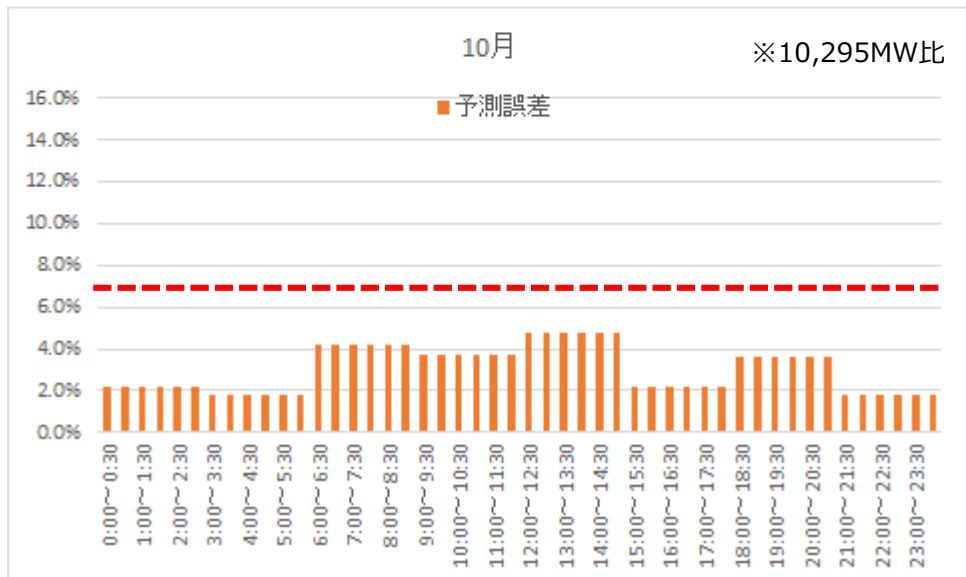
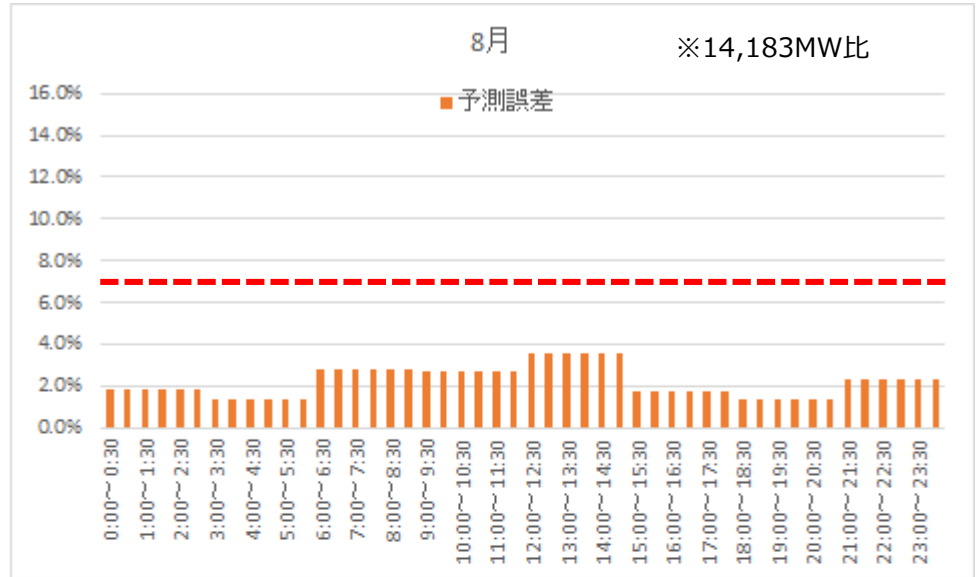
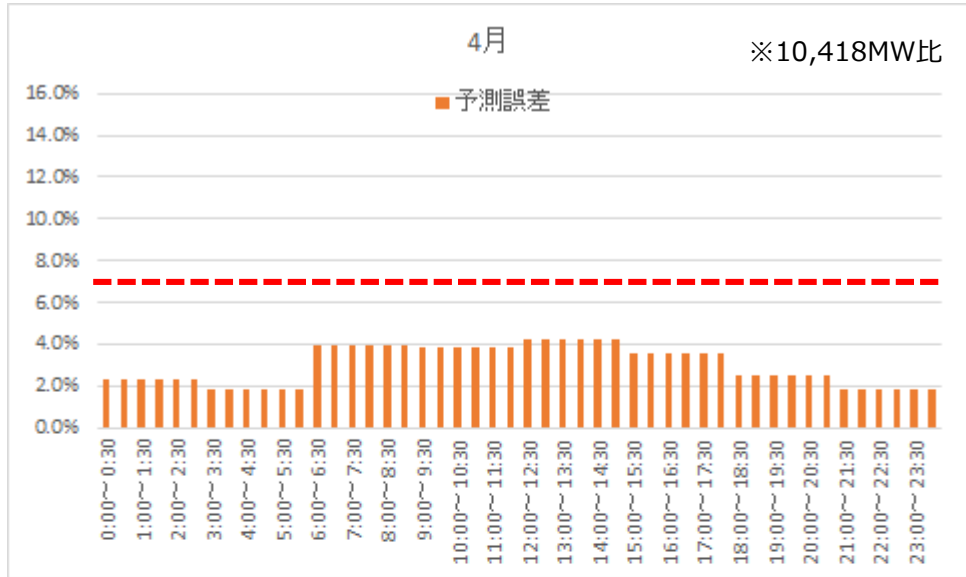
(参考)【沖縄電力エリア】二次①の試算結果



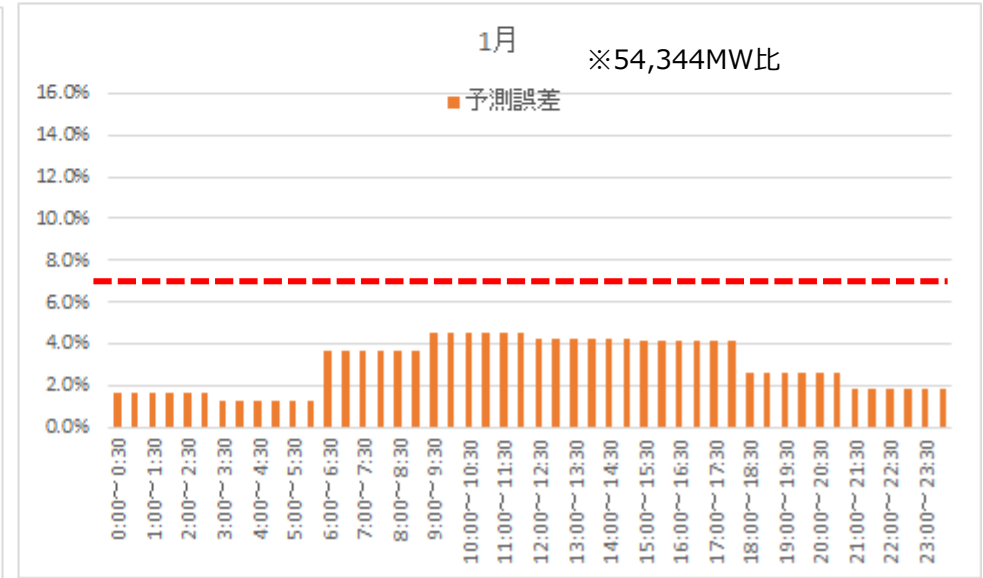
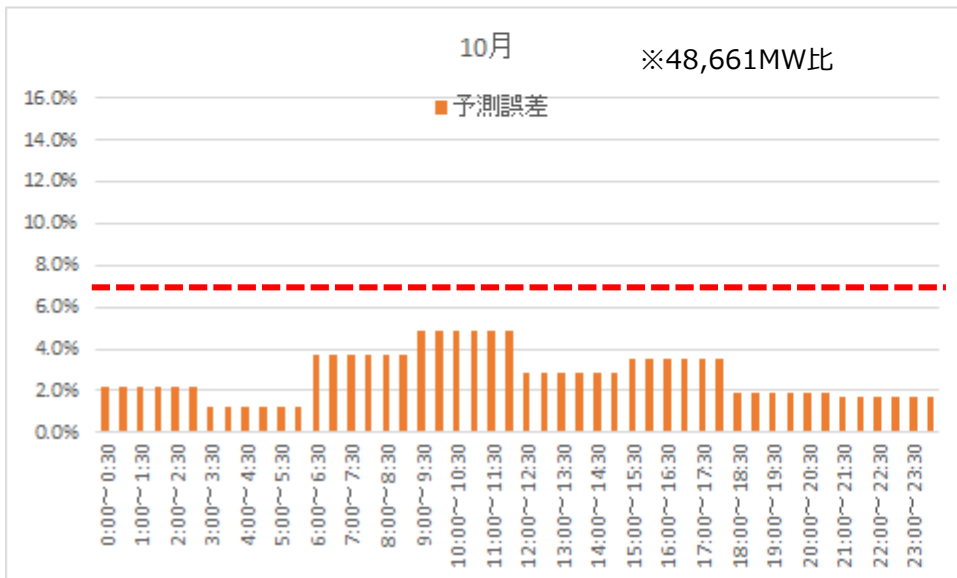
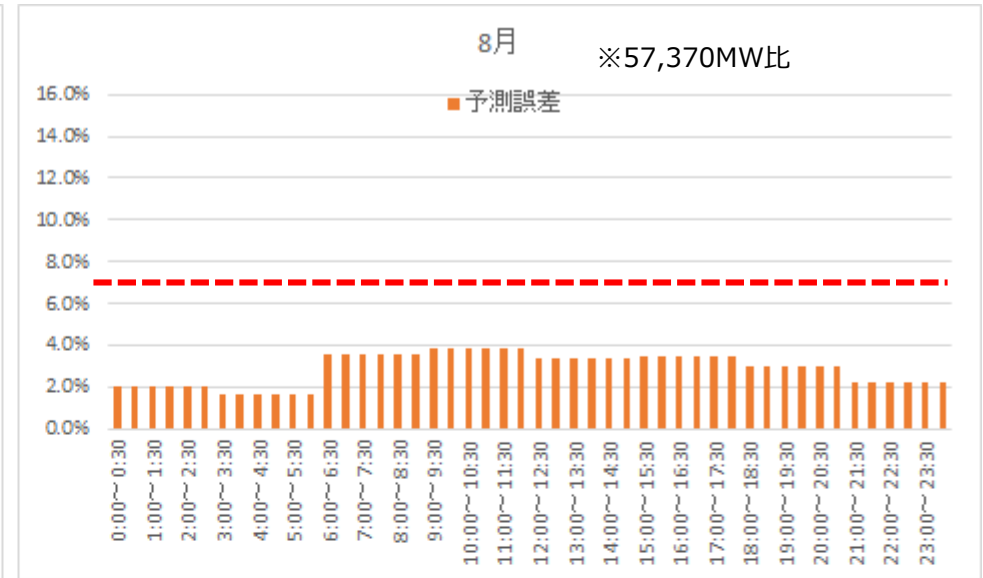
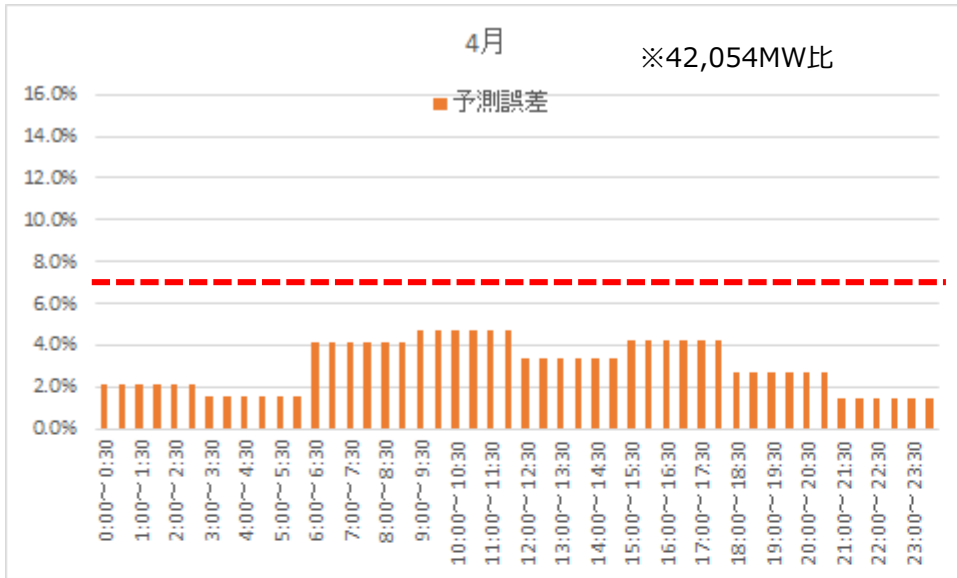
(参考)【北海道電力エリア】二次②の試算結果



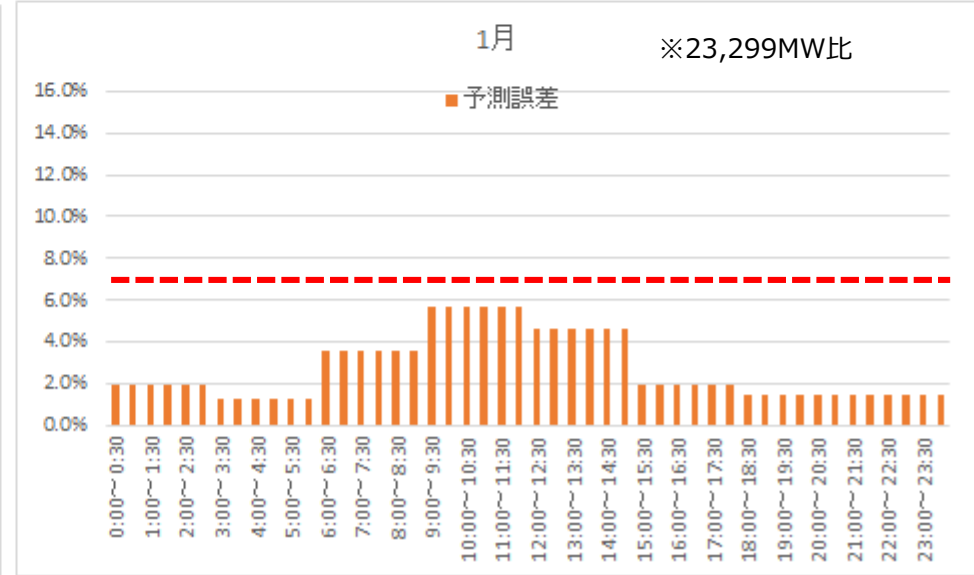
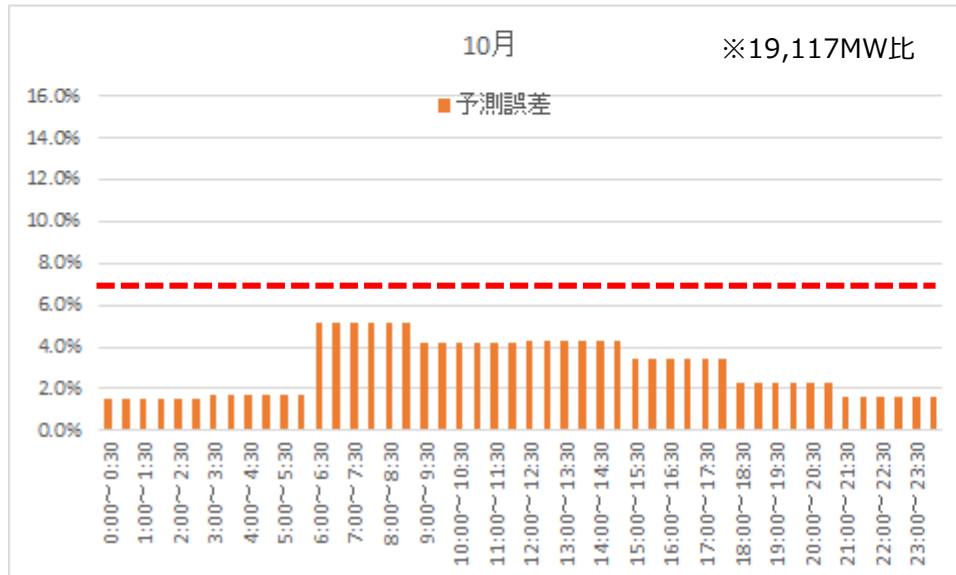
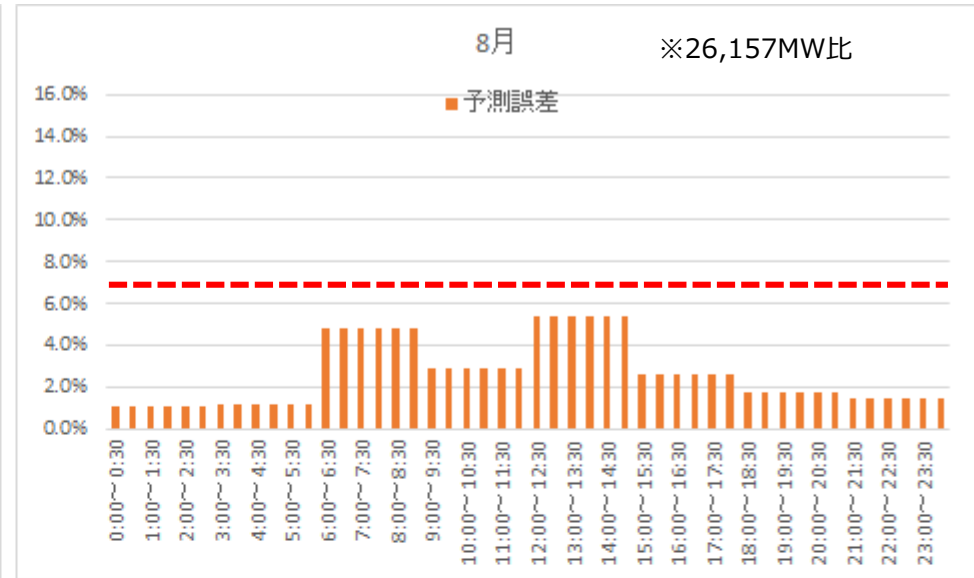
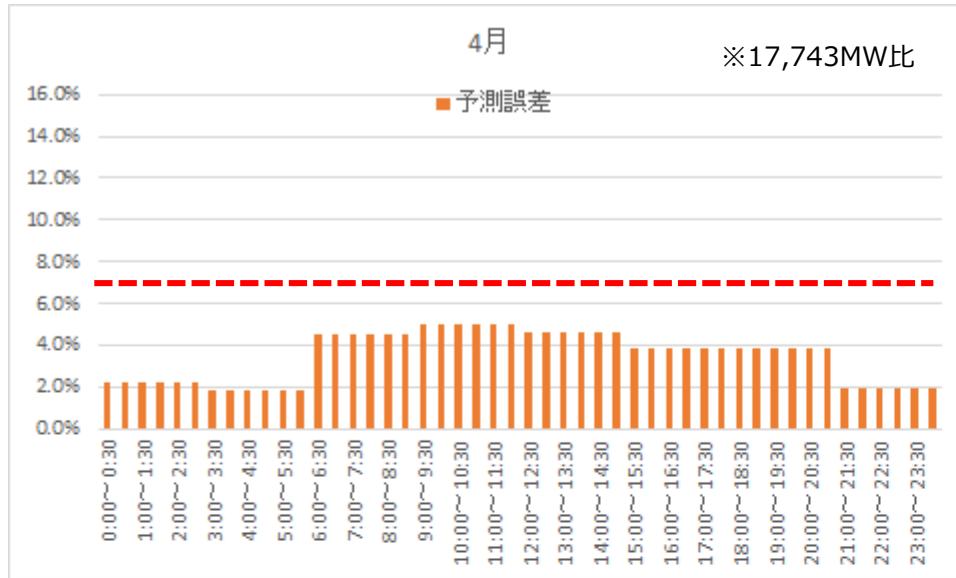
(参考)【東北電力エリア】二次②の試算結果



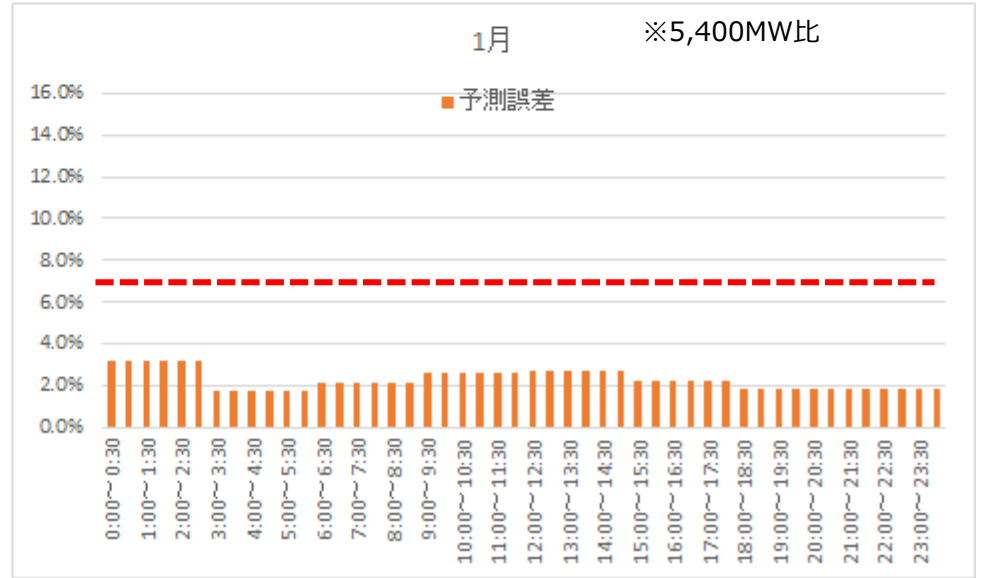
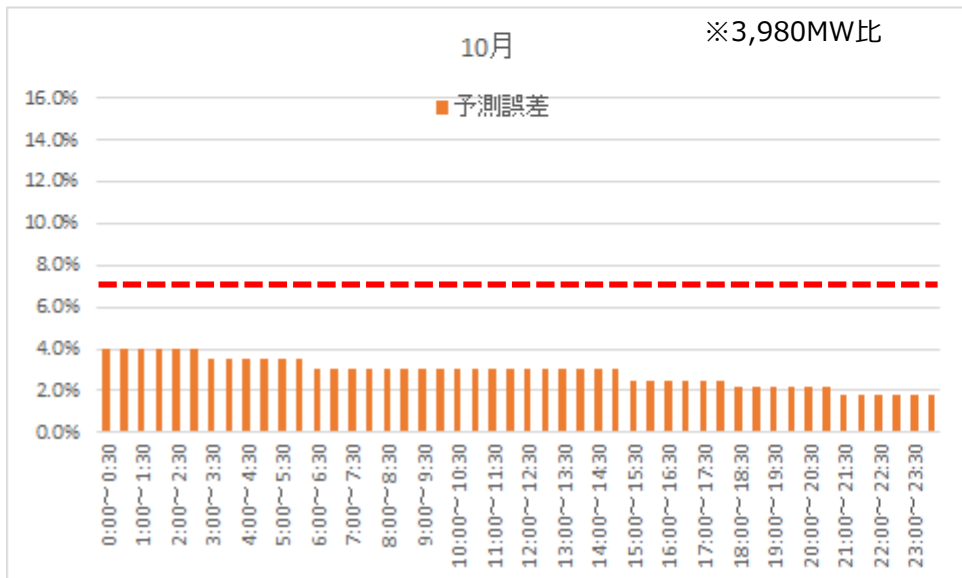
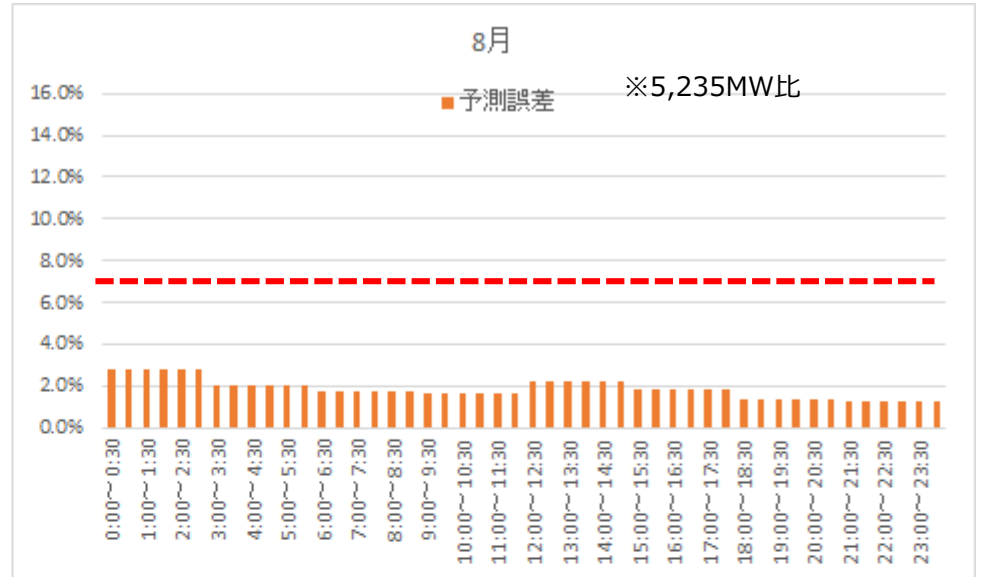
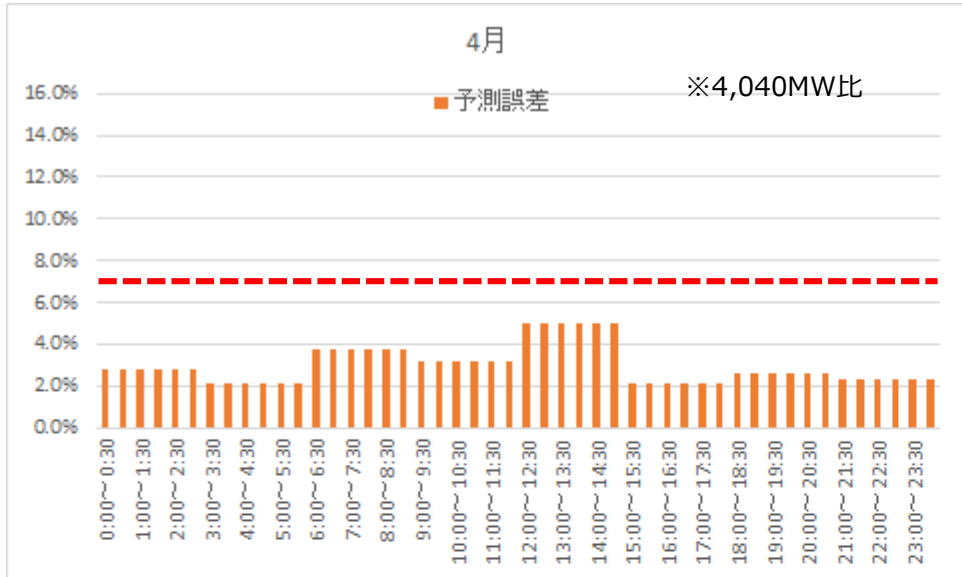
(参考)【東京電力PGエリア】二次②の試算結果



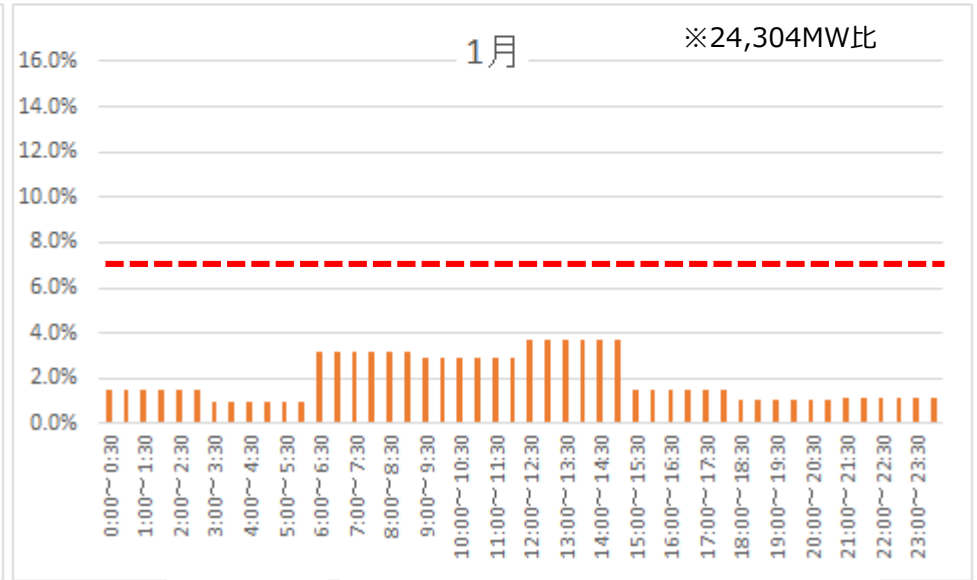
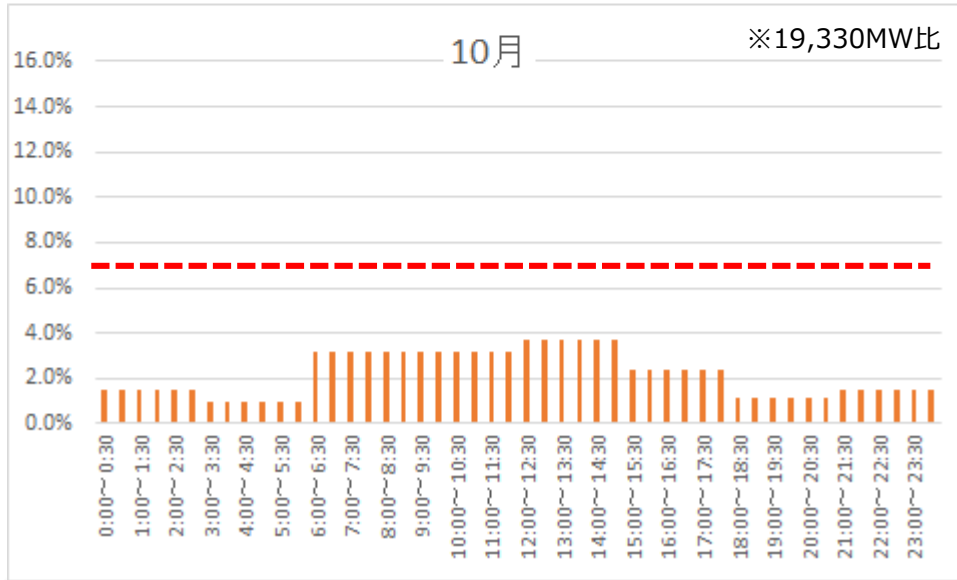
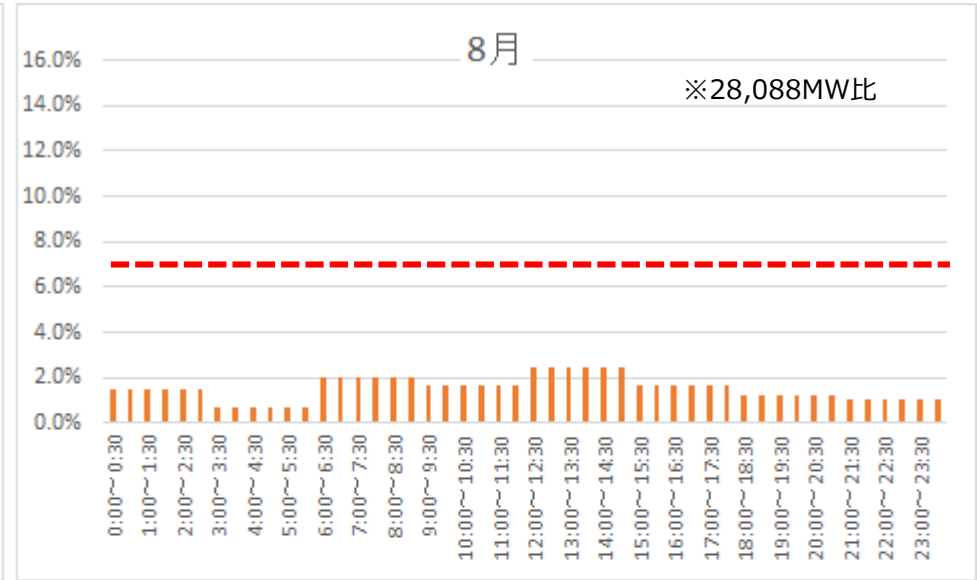
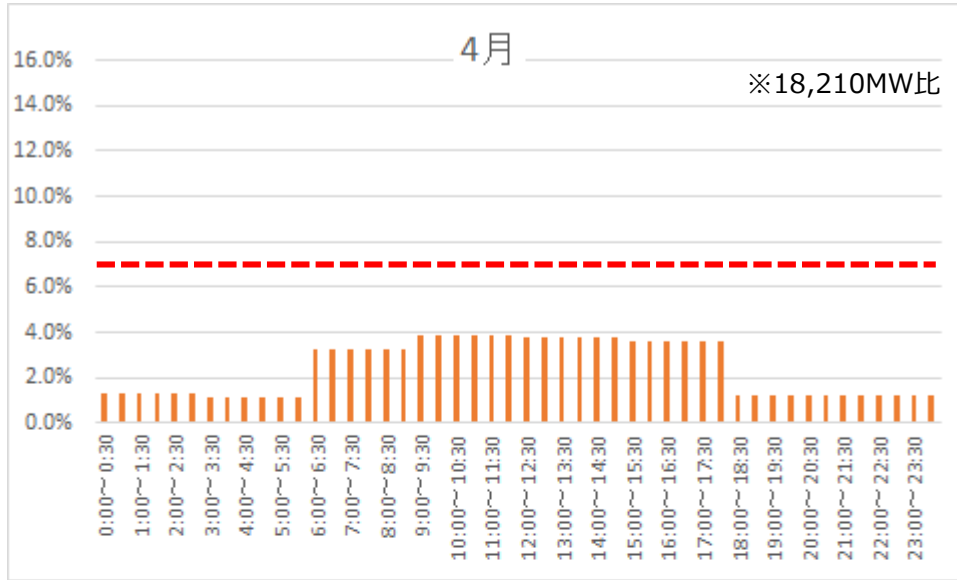
(参考)【中部電力エリア】二次②の試算結果



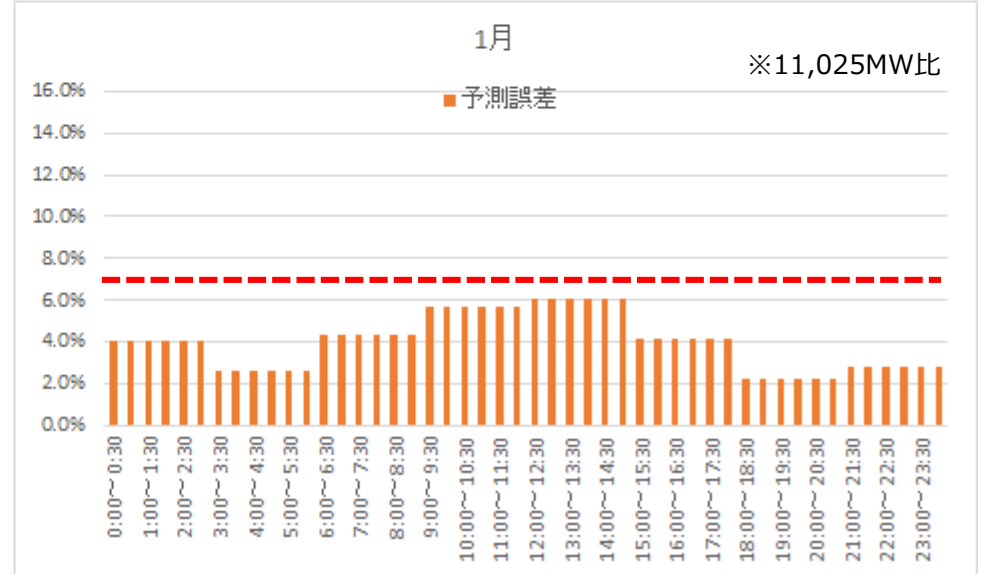
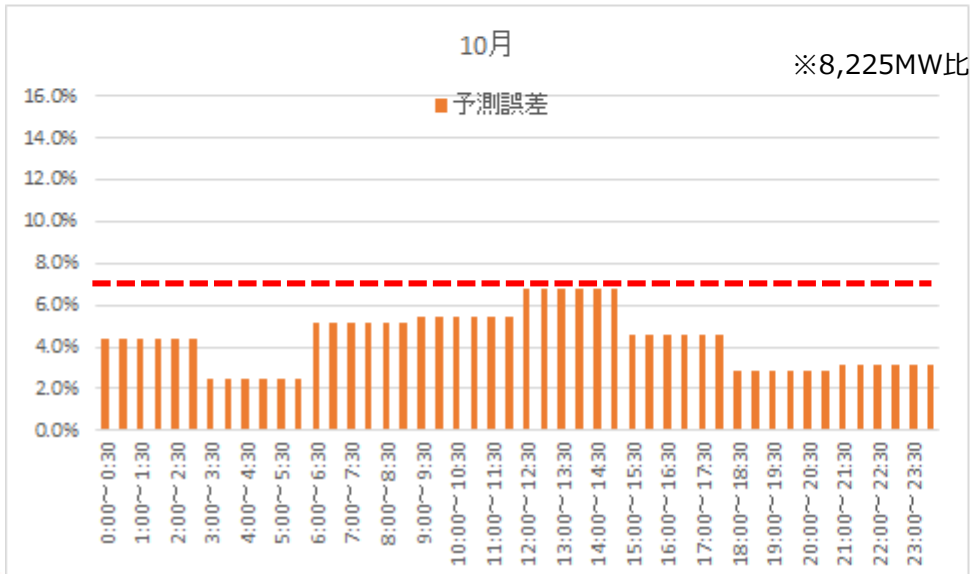
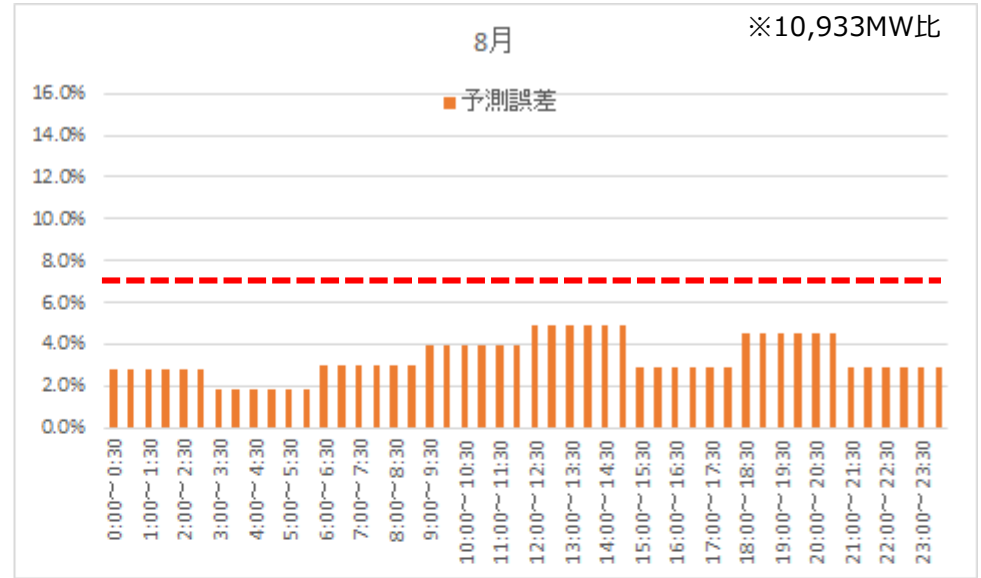
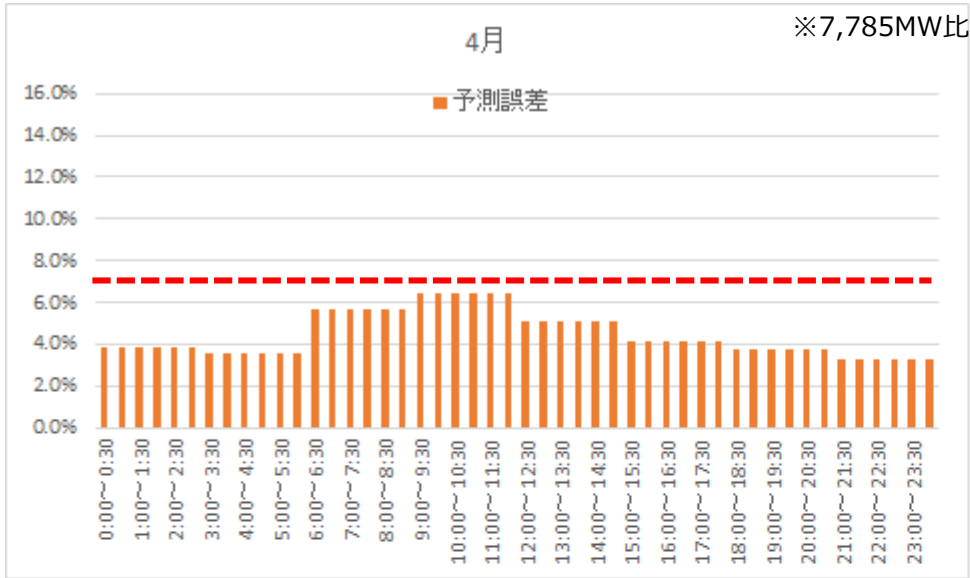
(参考)【北陸電力エリア】二次②の試算結果



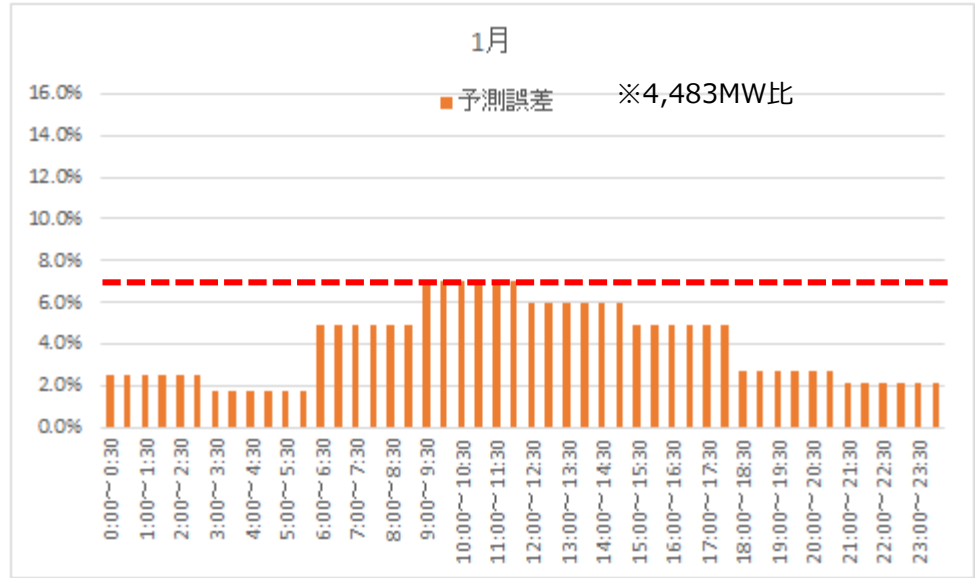
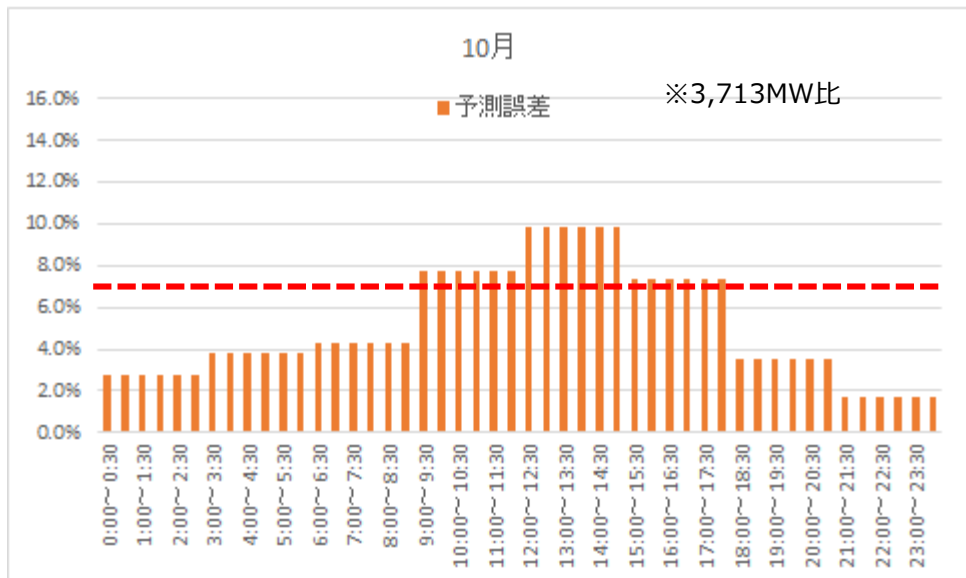
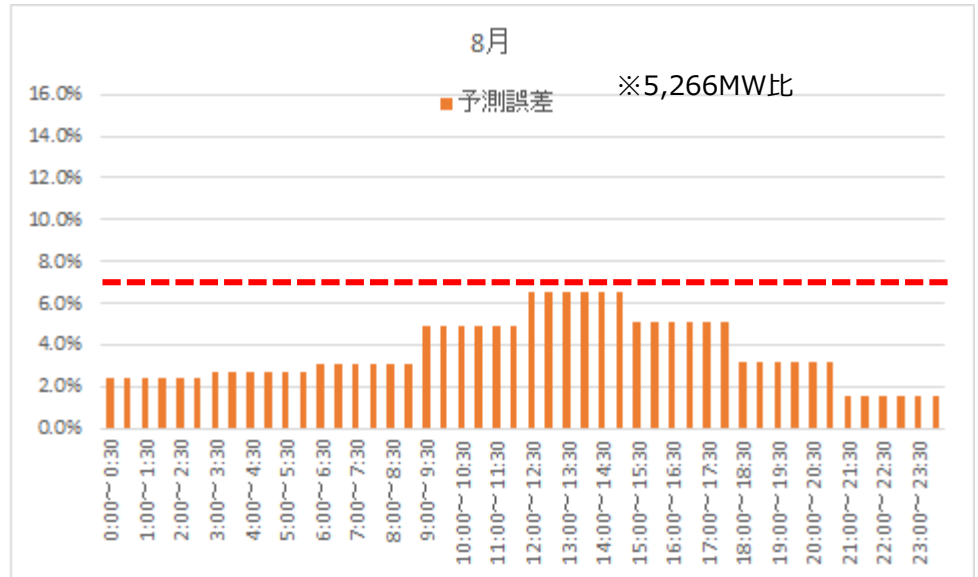
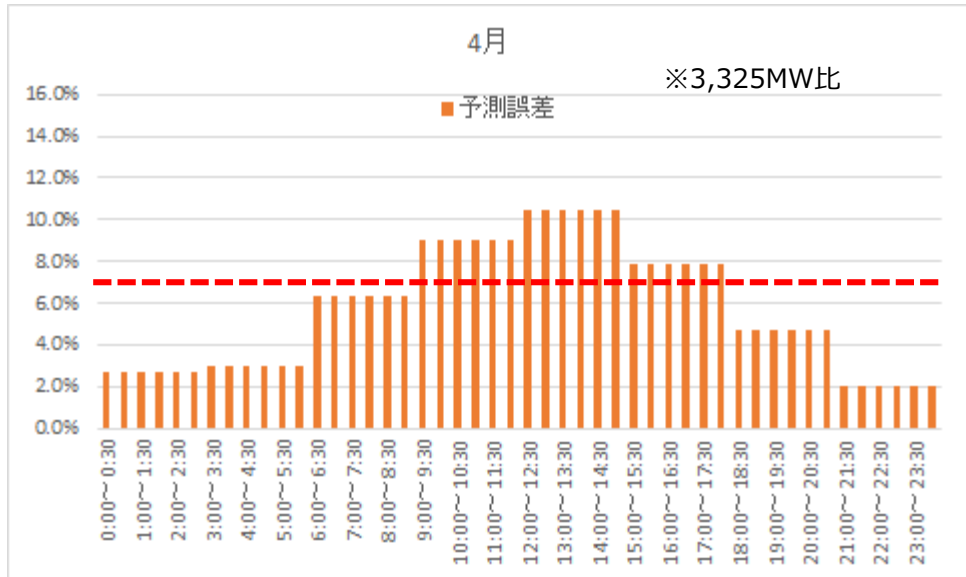
(参考)【関西電力エリア】二次②の試算結果



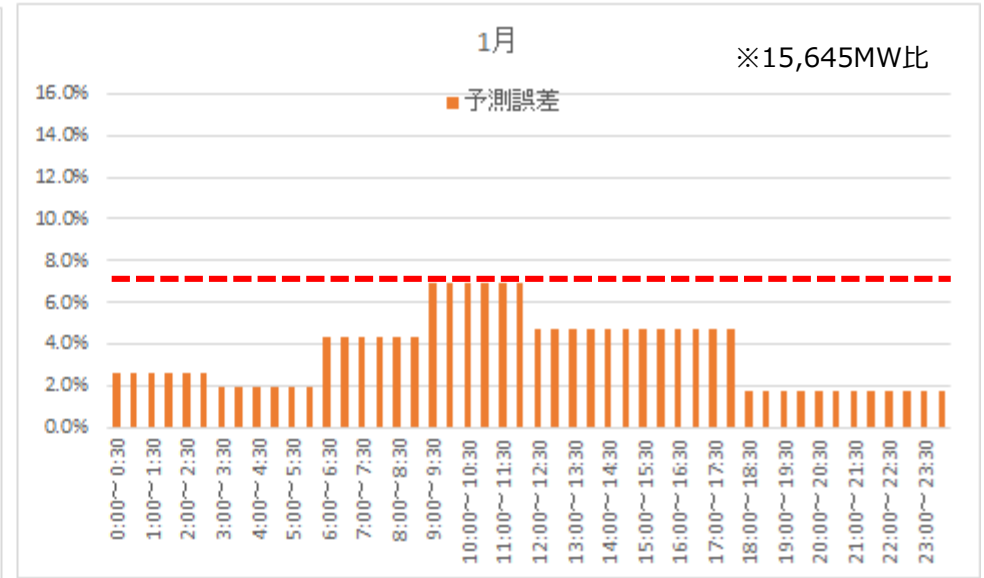
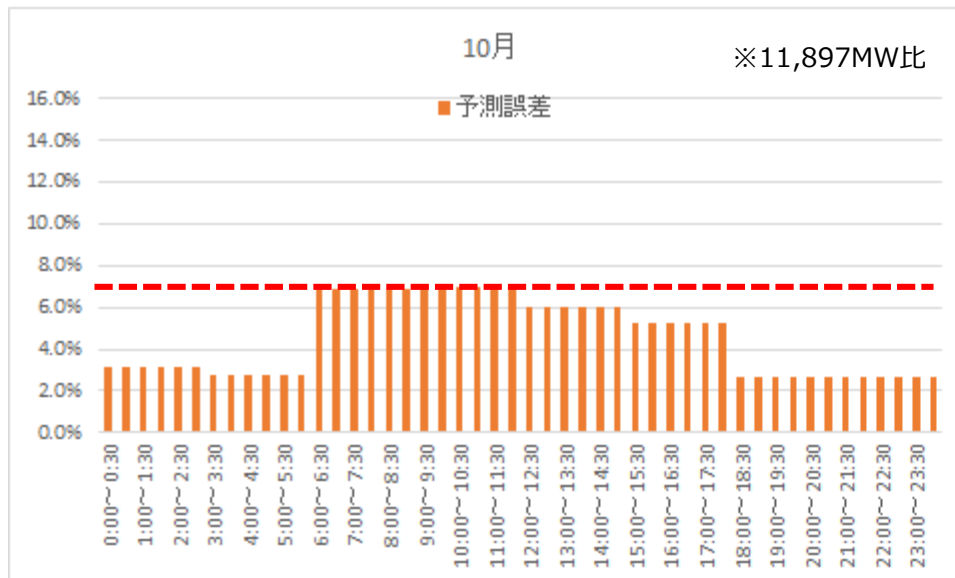
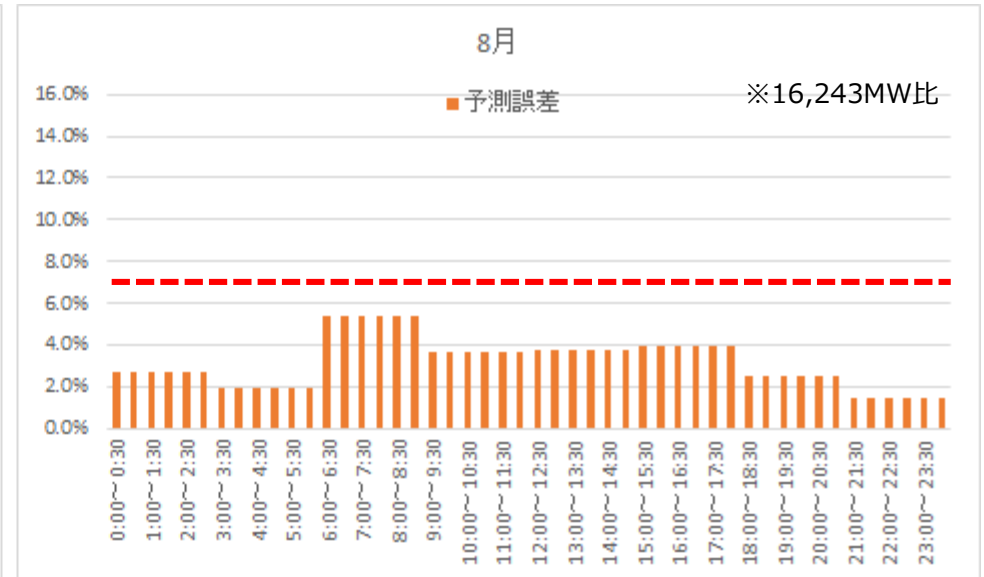
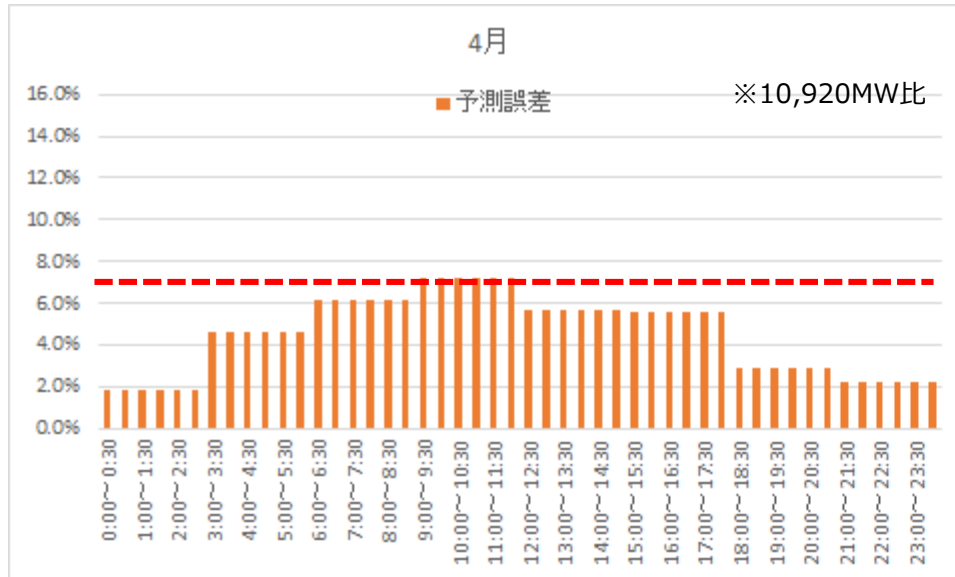
(参考)【中国電力エリア】二次②の試算結果



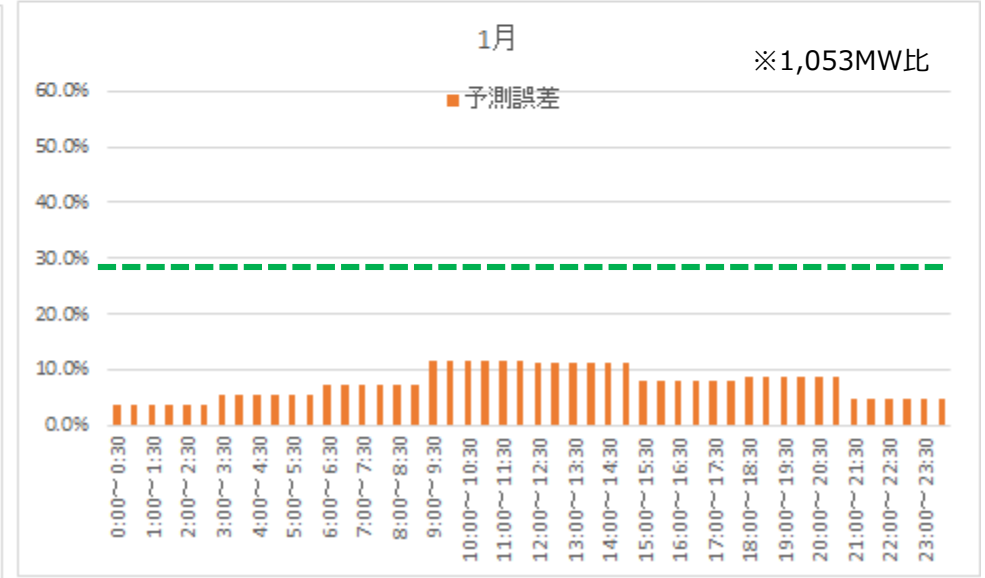
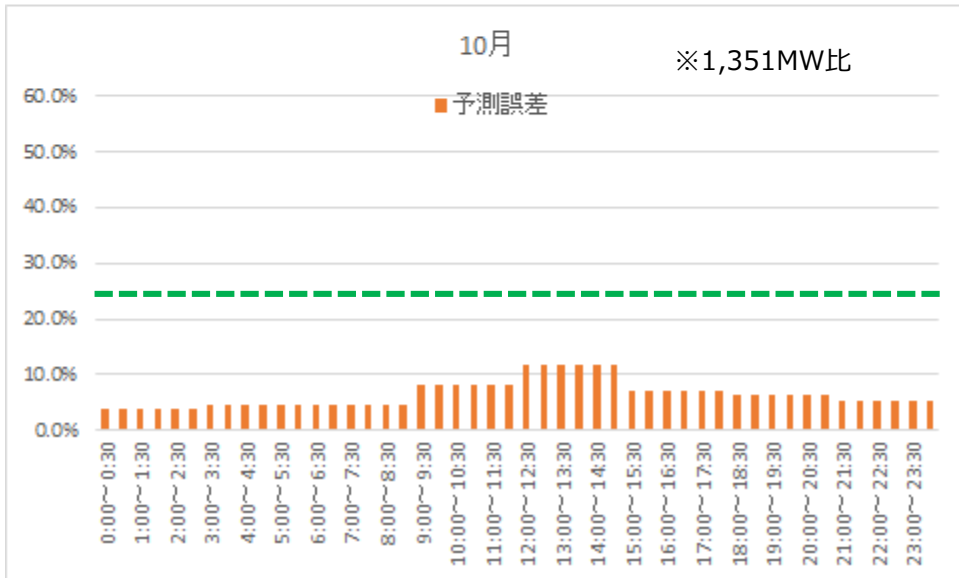
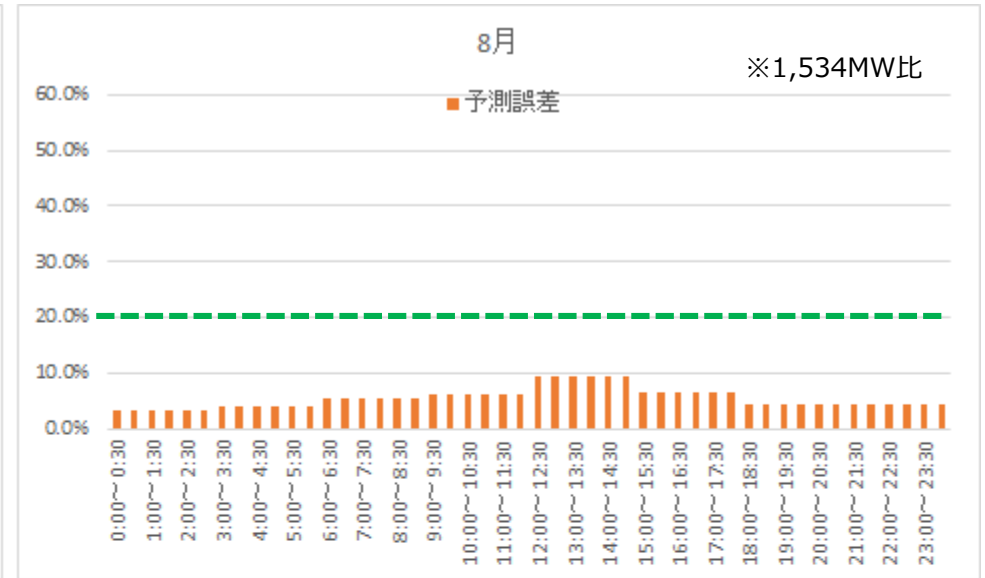
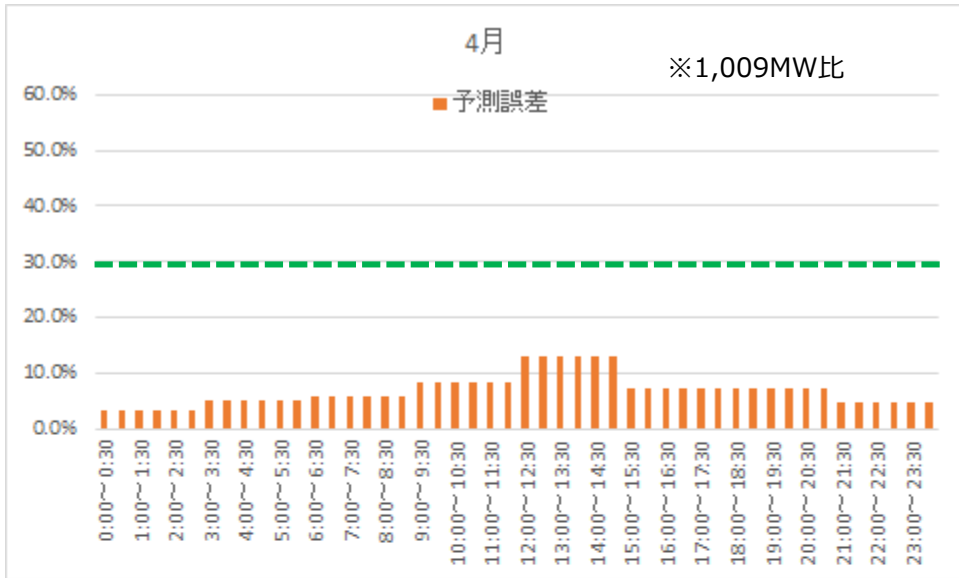
(参考)【四国電力エリア】二次②の試算結果



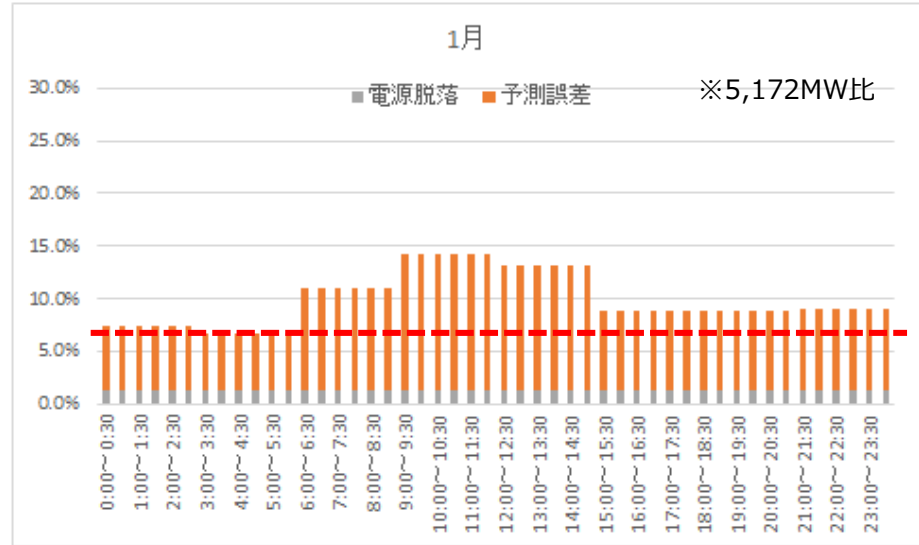
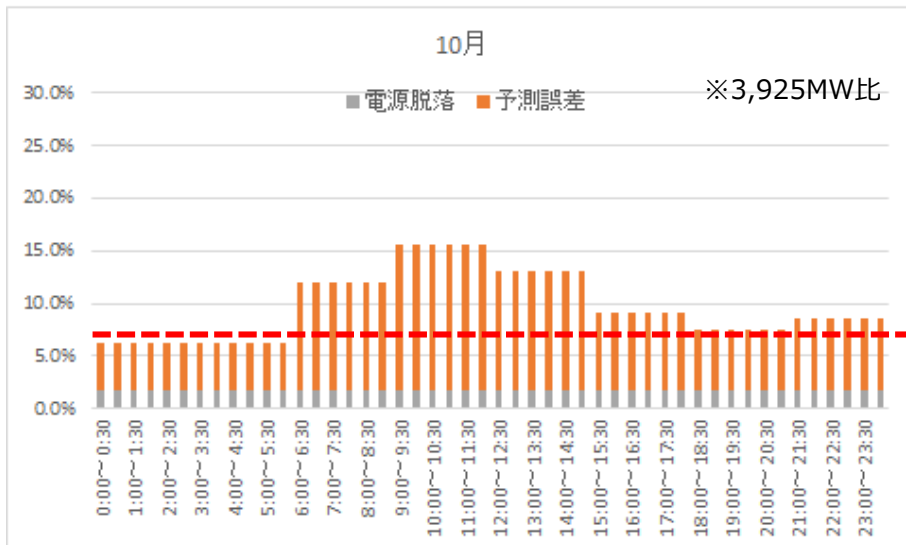
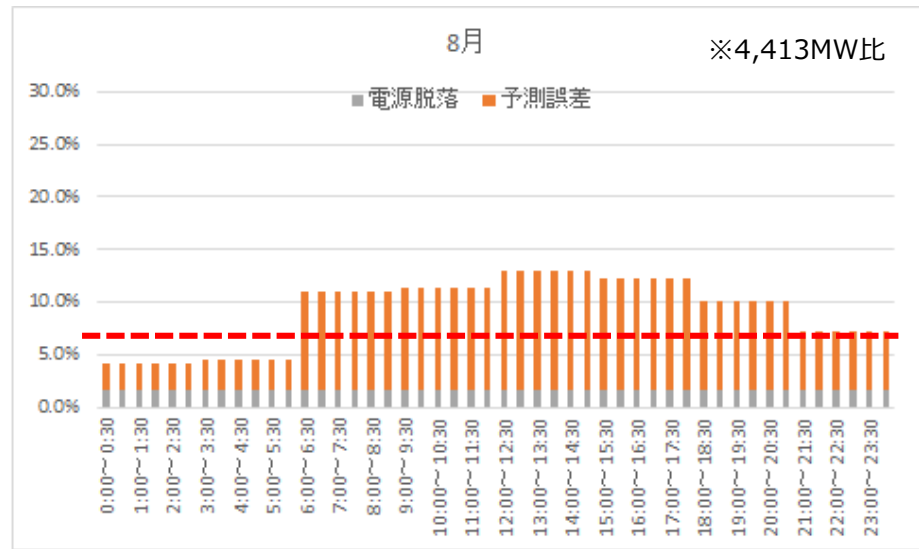
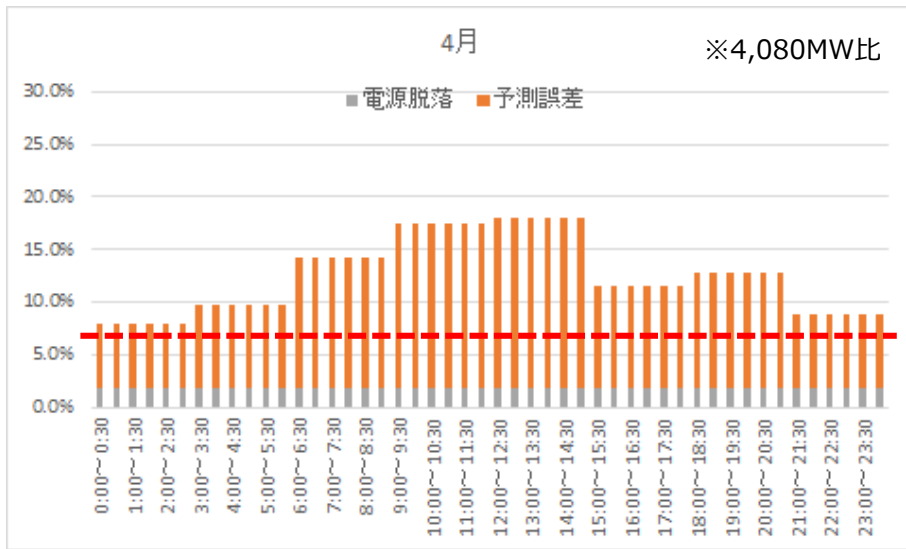
(参考)【九州電力エリア】二次②の試算結果



(参考)【沖縄電力エリア】二次②の試算結果



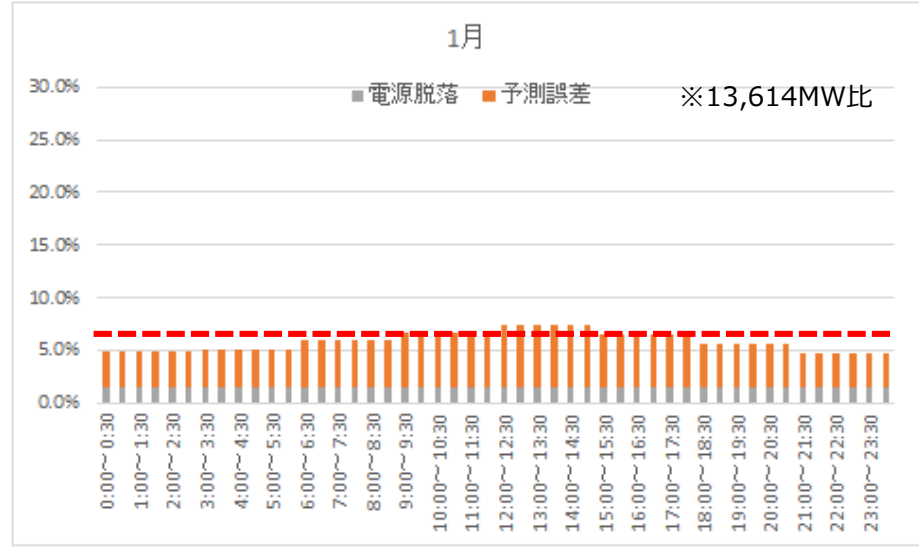
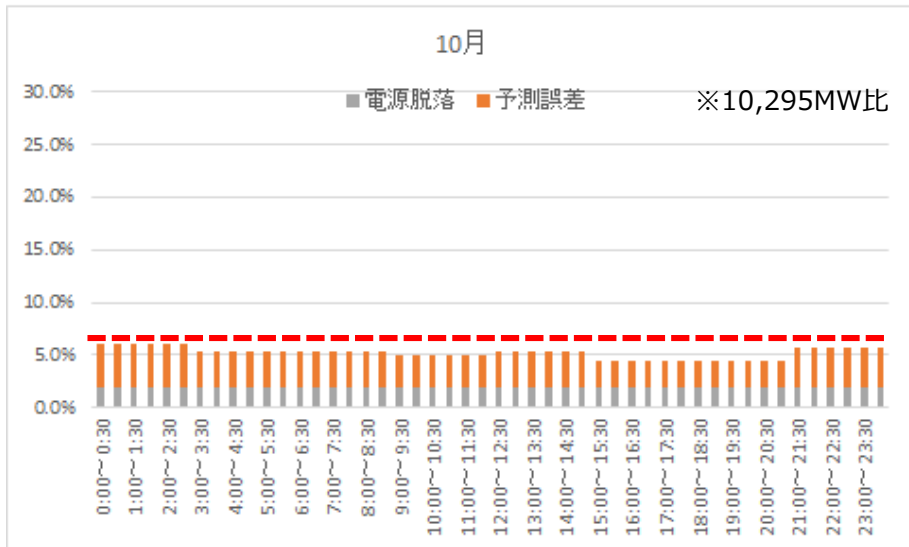
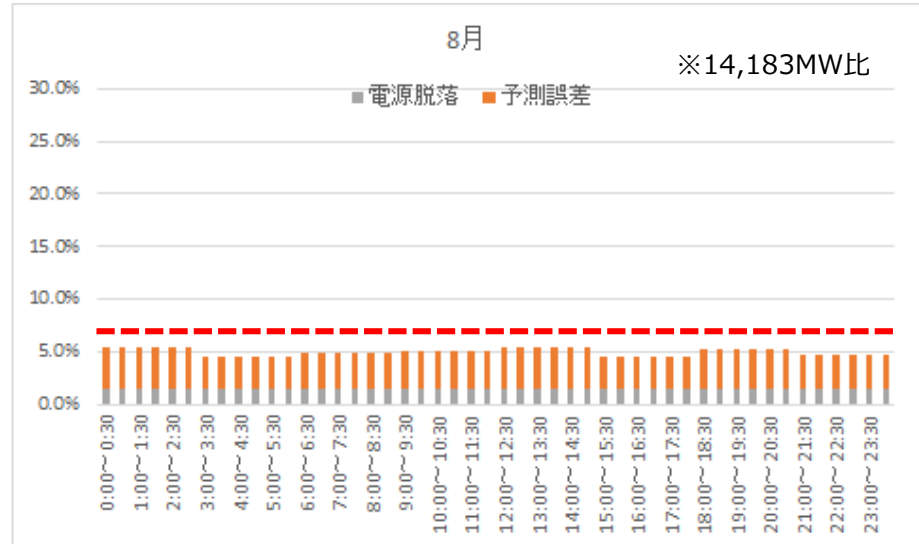
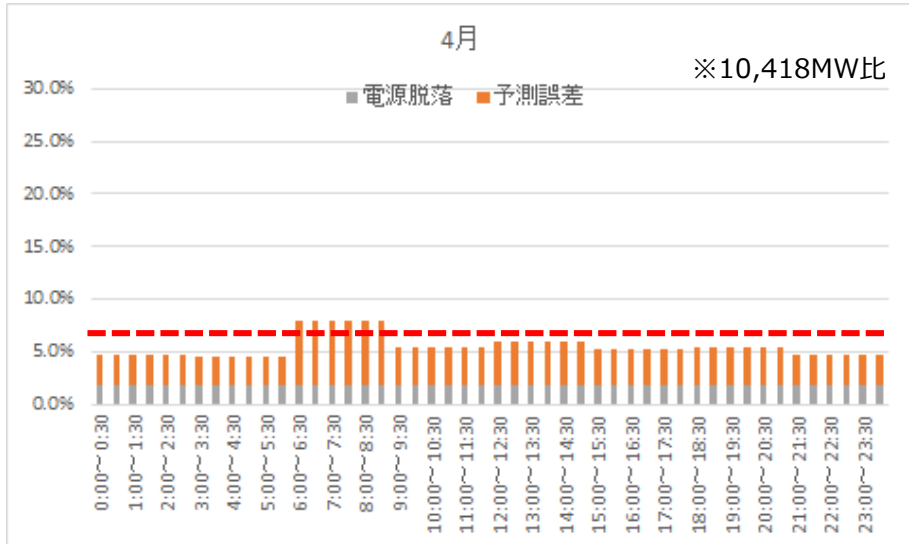
(参考)【北海道電力エリア】三次①の試算結果



グラフ右上「※」⇒各月H3需要実績相当比

----- 7%ライン

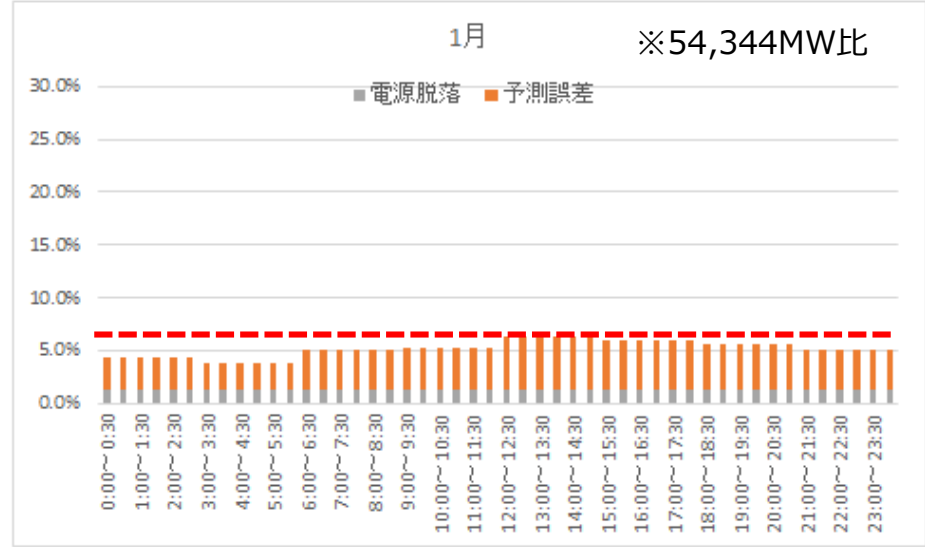
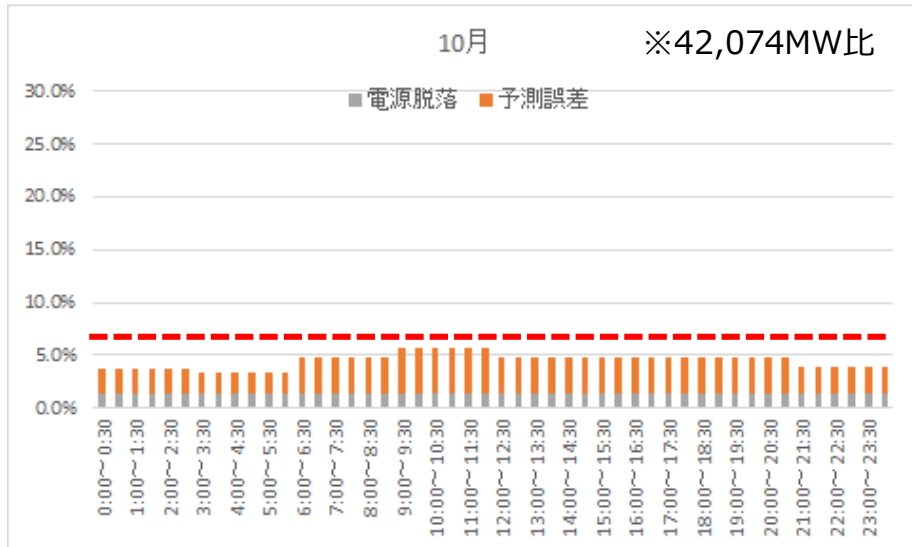
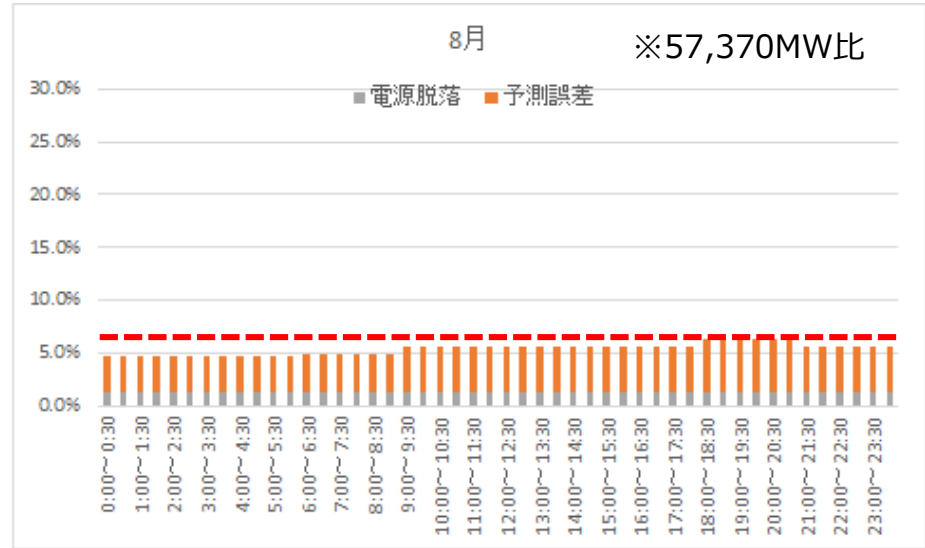
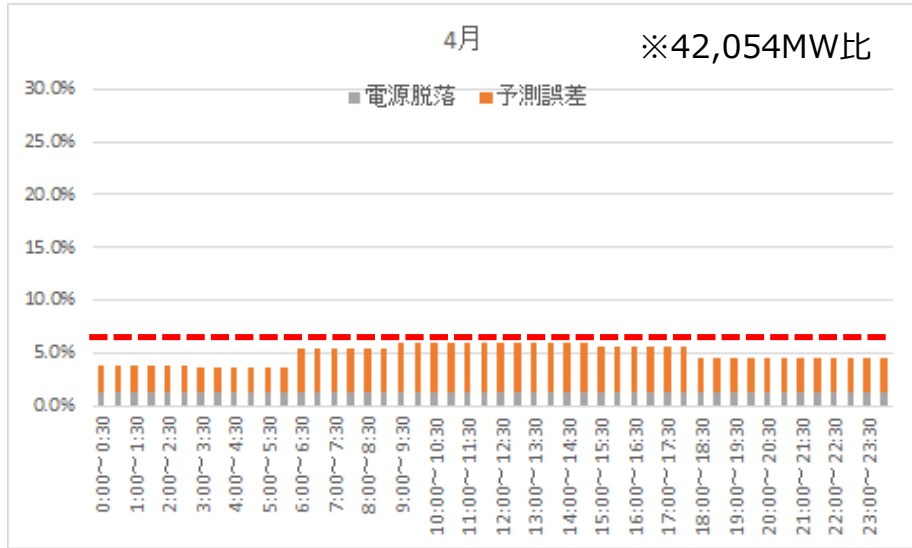
(参考)【東北電力エリア】三次①の試算結果



グラフ右上「※」⇒各月H3需要実績相当比

----- 7%ライン

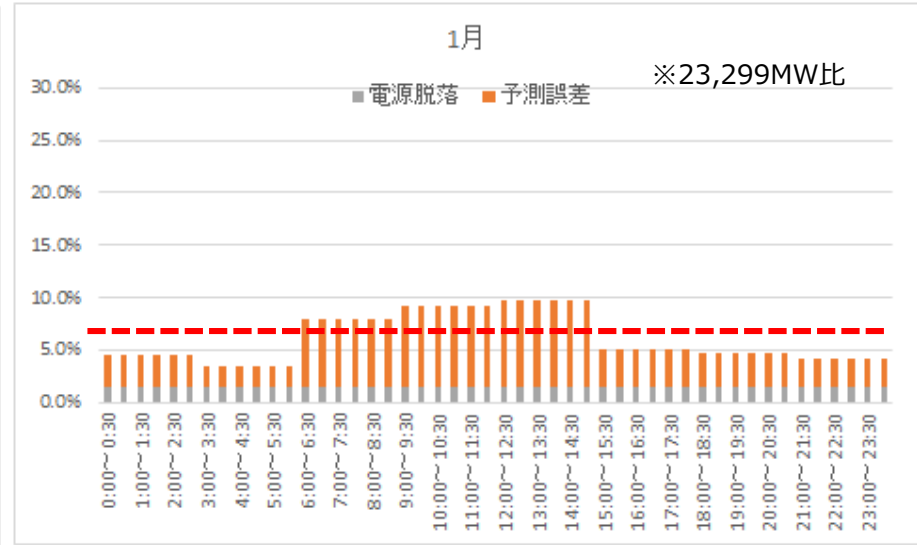
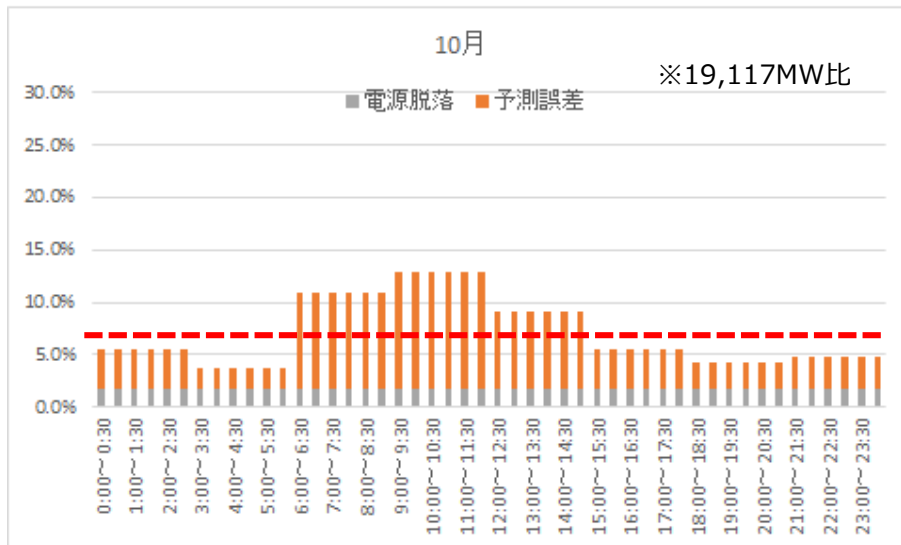
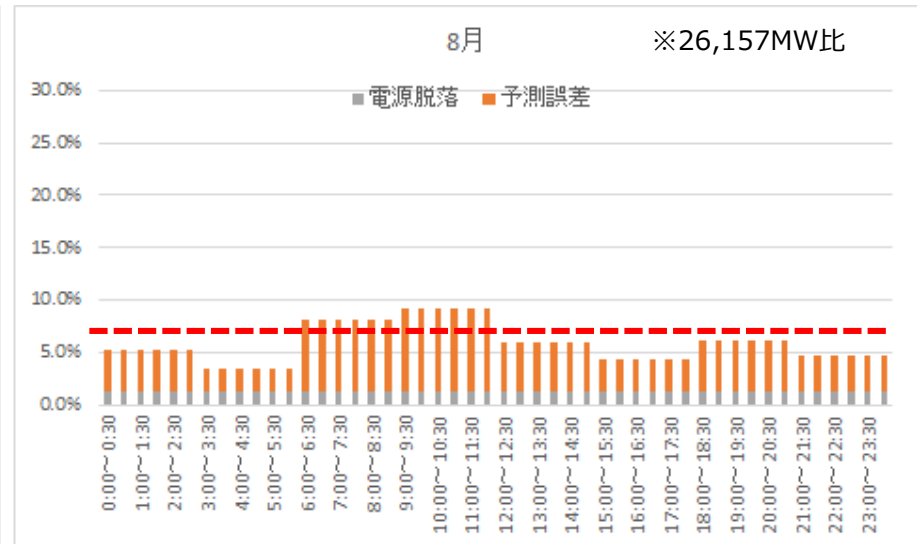
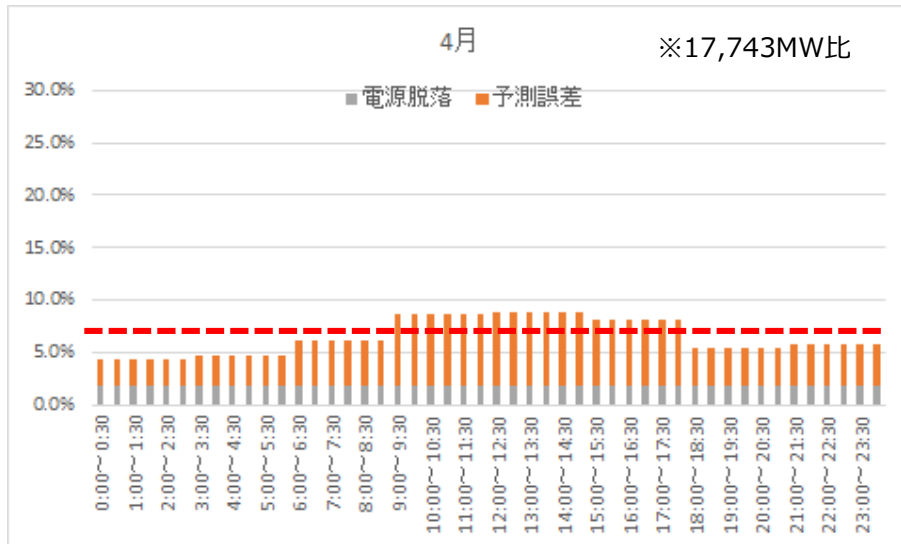
(参考)【東京電力PGエリア】三次①の試算結果



グラフ右上「※」⇒各月H3需要実績相当比

----- 7%ライン

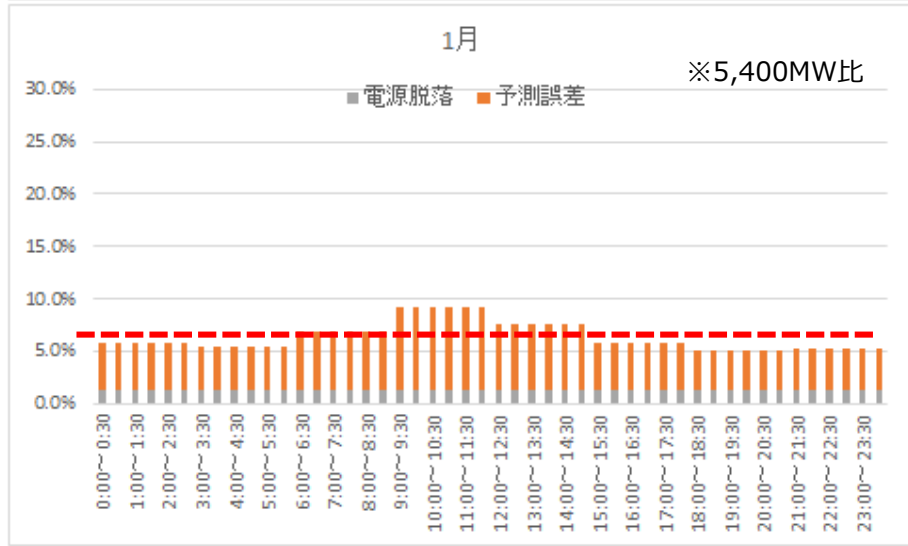
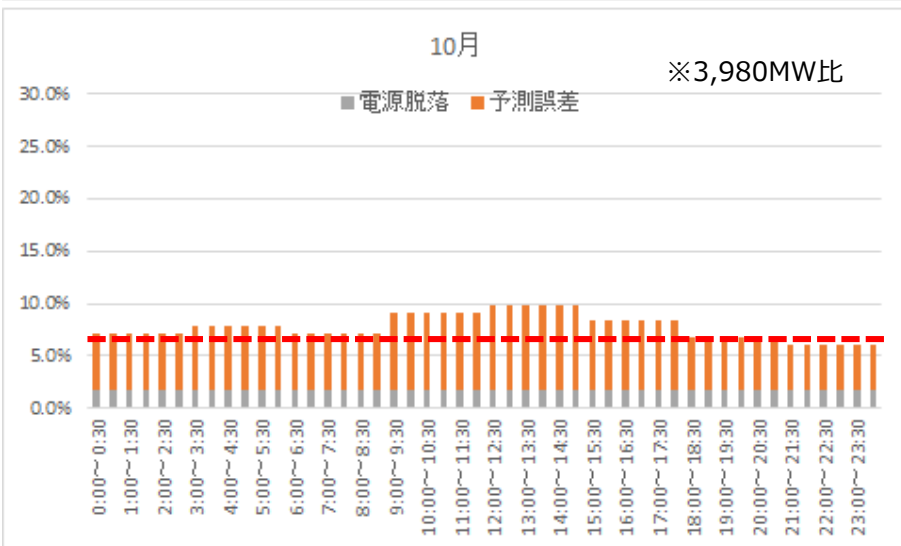
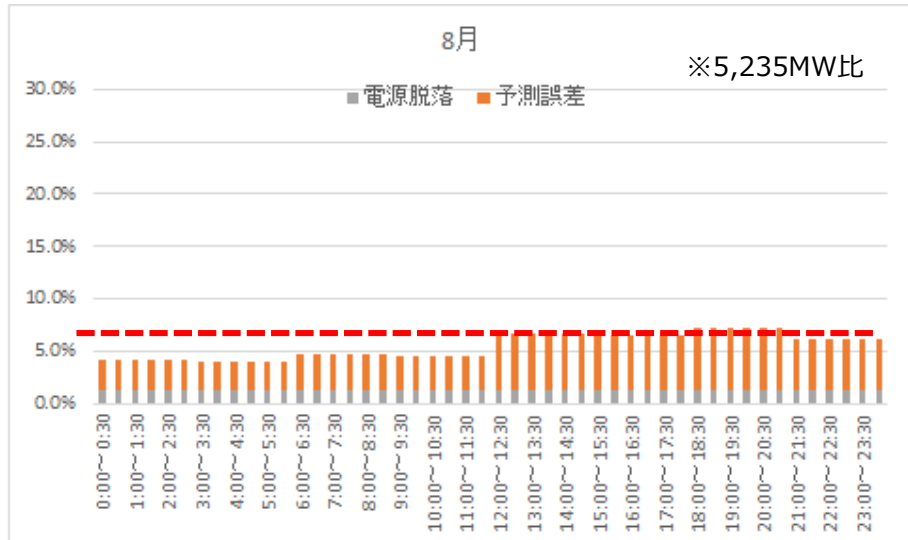
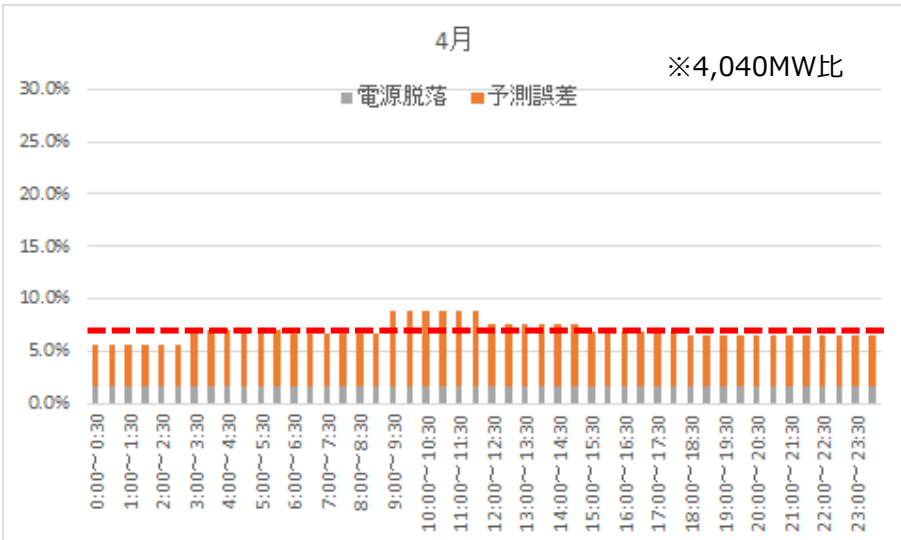
(参考)【中部電力エリア】三次①の試算結果



グラフ右上「※」⇒各月H3需要実績相当比

----- 7%ライン

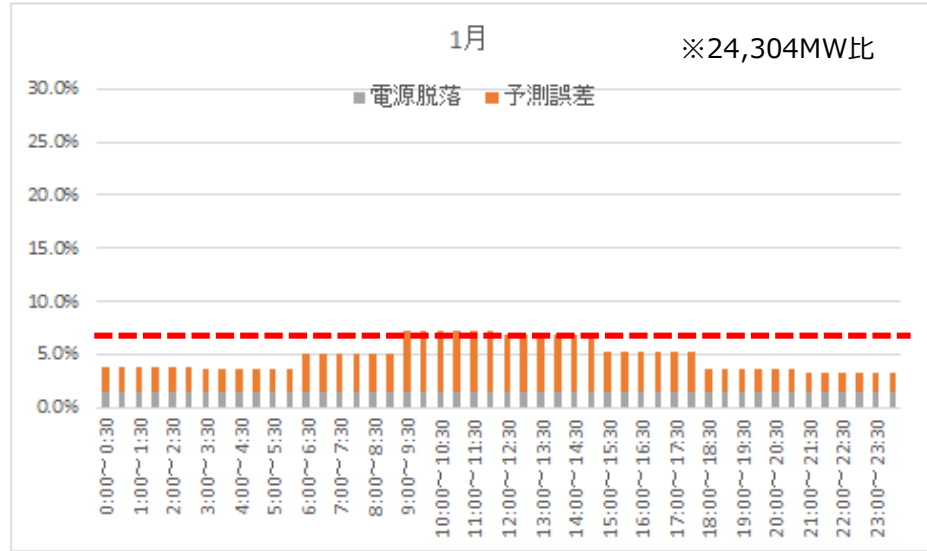
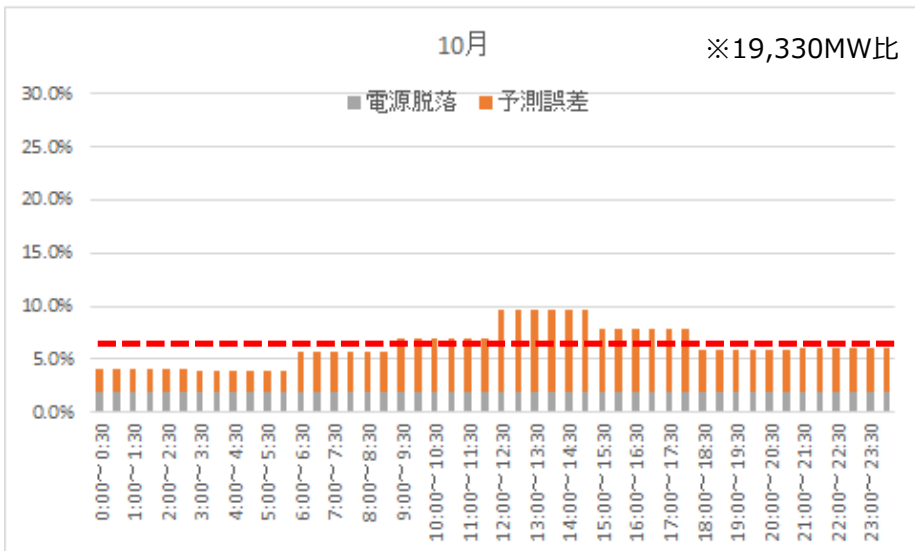
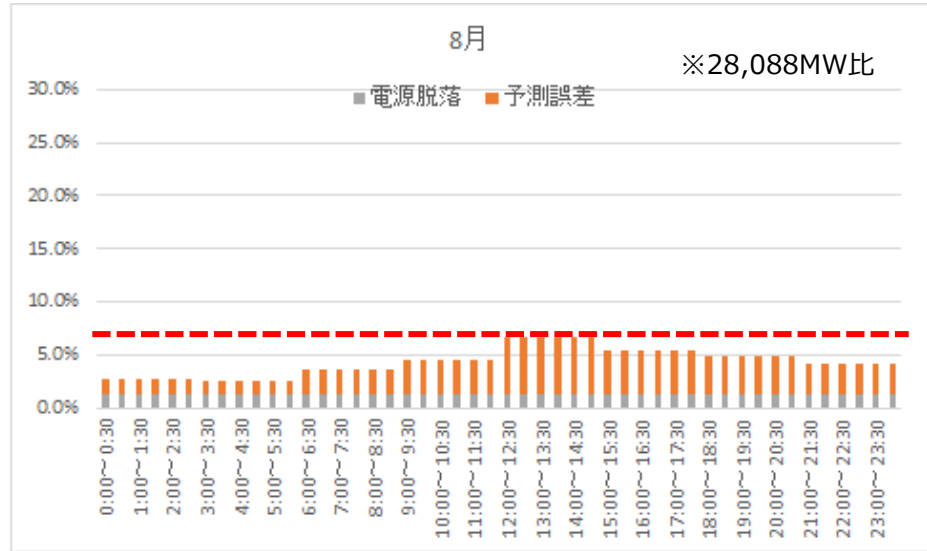
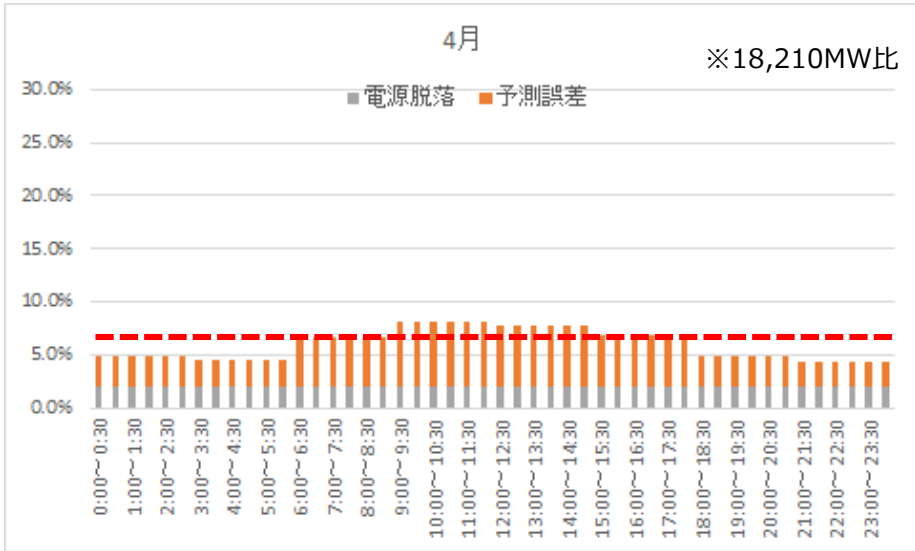
(参考)【北陸電力エリア】三次①の試算結果



グラフ右上「※」⇒各月H3需要実績相当比

----- 7%ライン

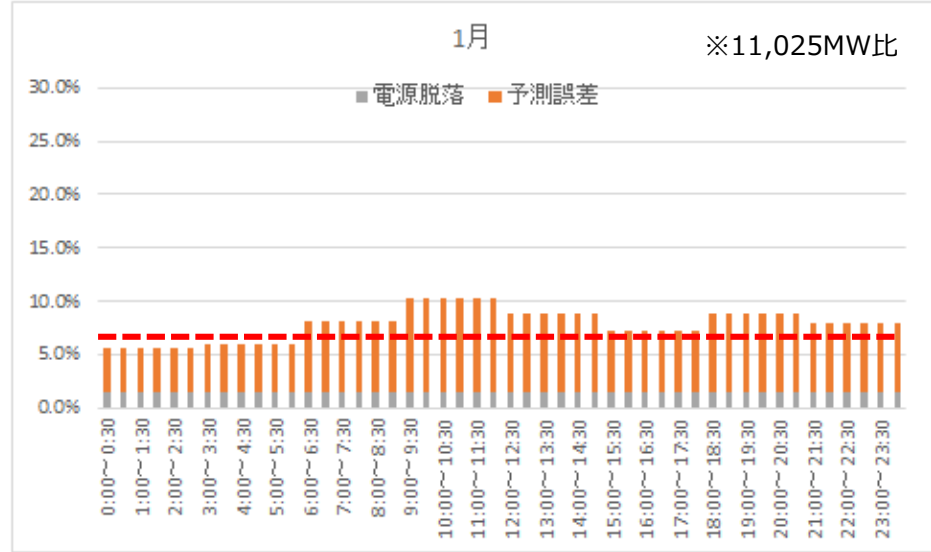
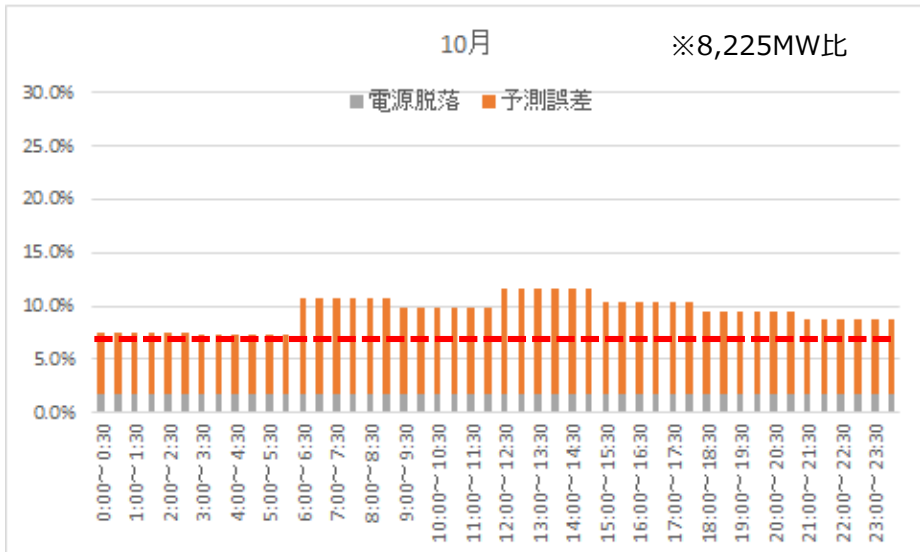
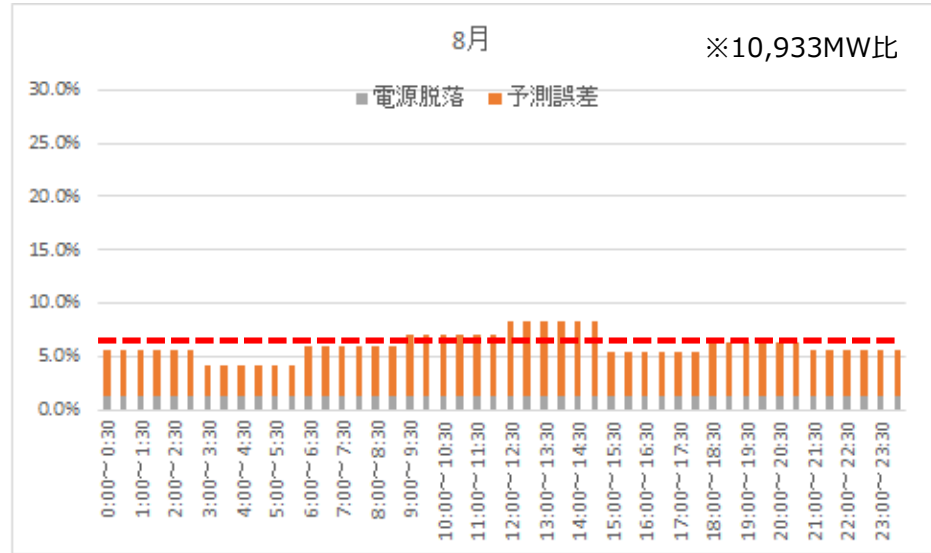
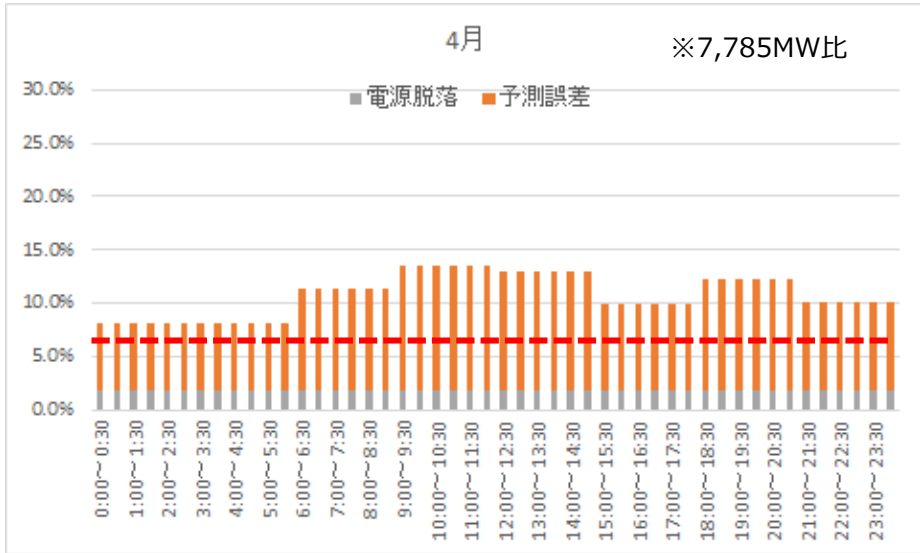
(参考)【関西電力エリア】三次①の試算結果



グラフ右上「※」⇒各月H3需要実績相当比

----- 7%ライン

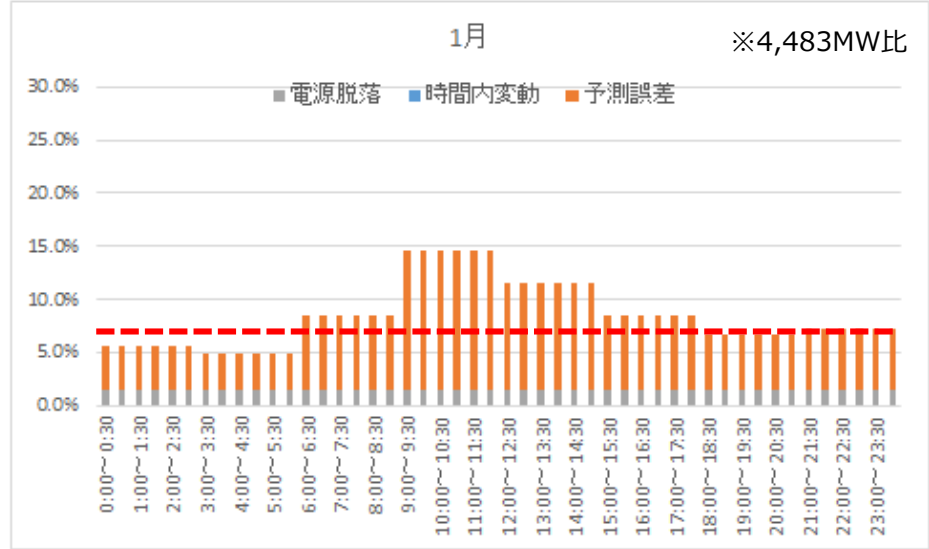
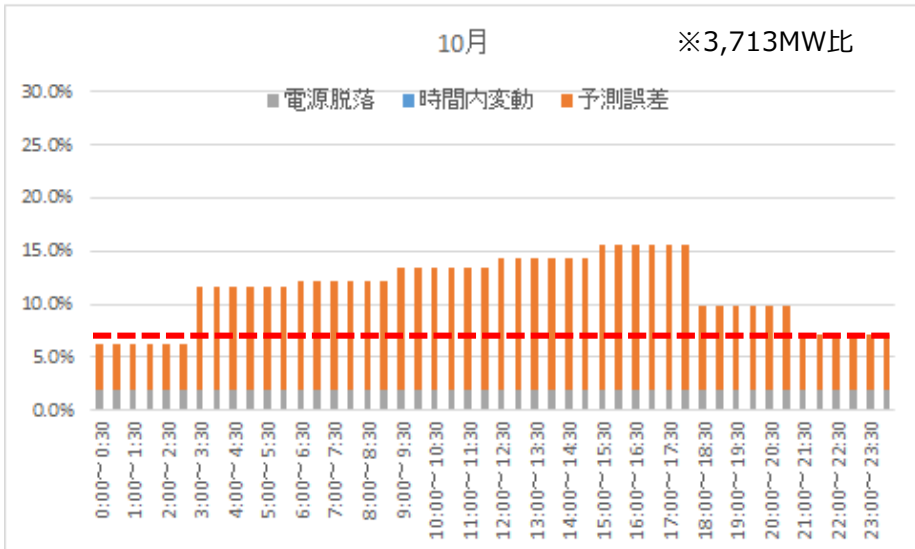
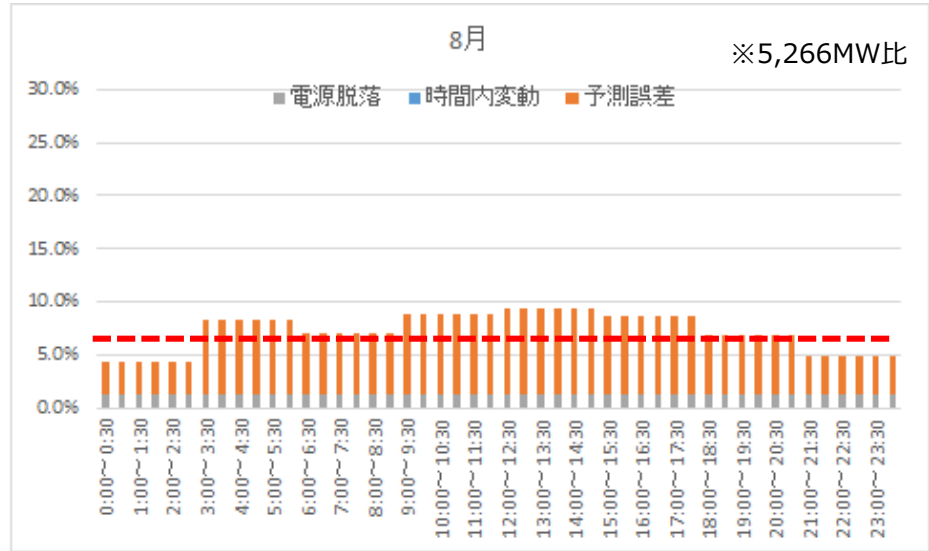
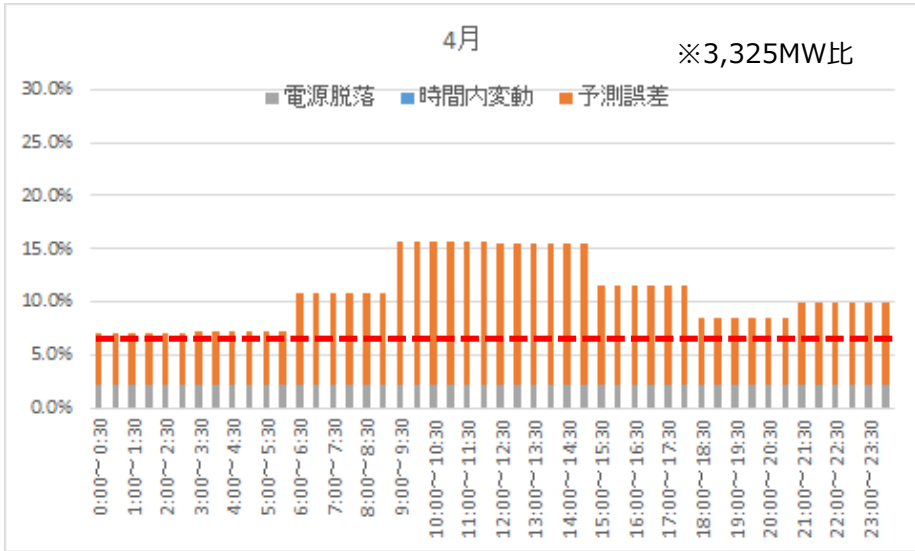
(参考)【中国電力エリア】三次①の試算結果



グラフ右上「※」⇒各月H3需要実績相当比

----- 7%ライン

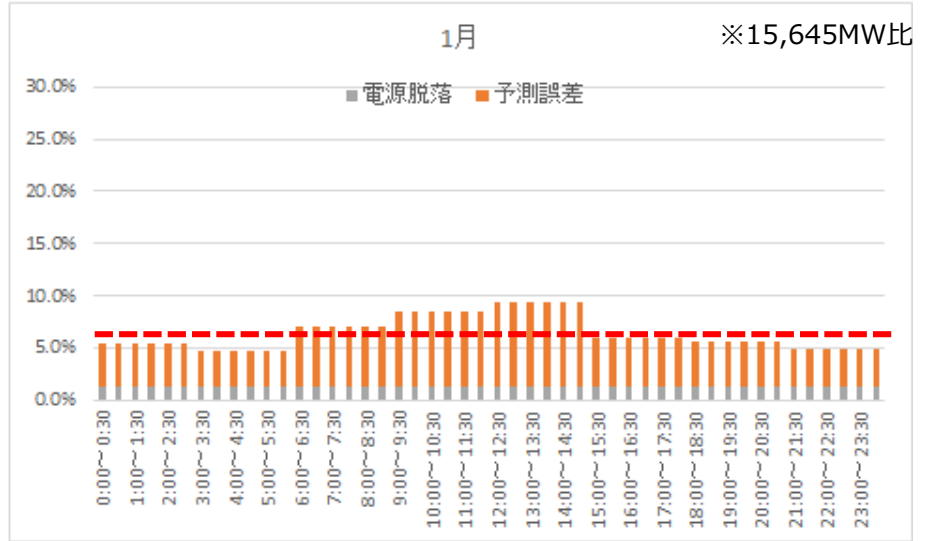
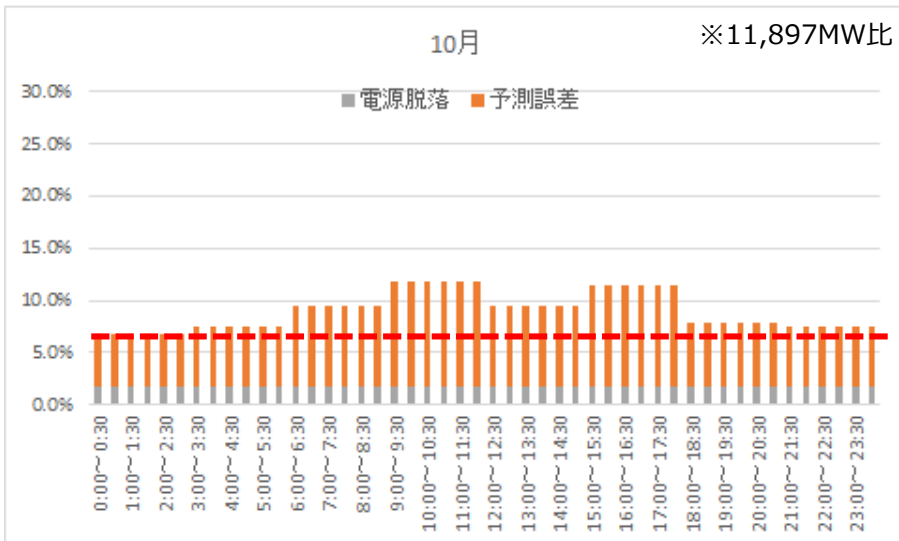
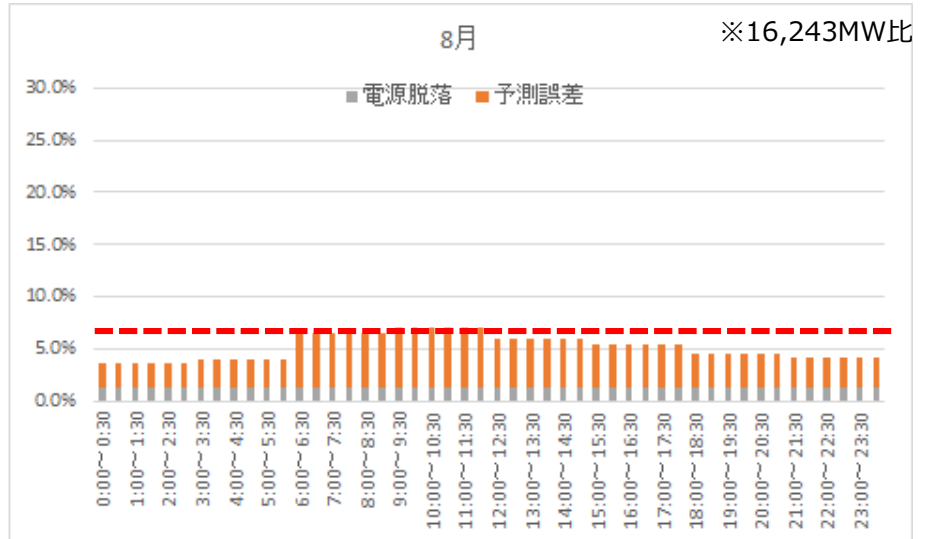
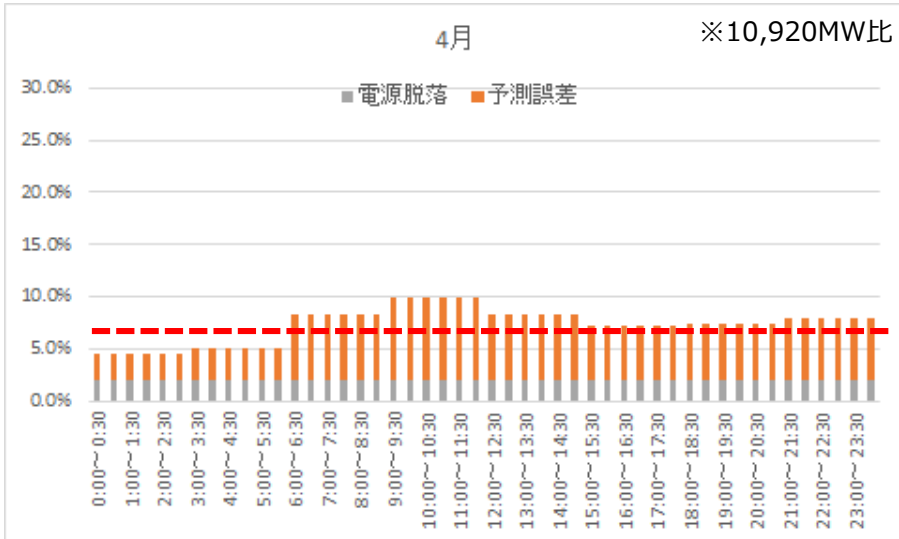
(参考)【四国電力エリア】三次①の試算結果



グラフ右上「※」⇒各月H3需要実績相当比

----- 7%ライン

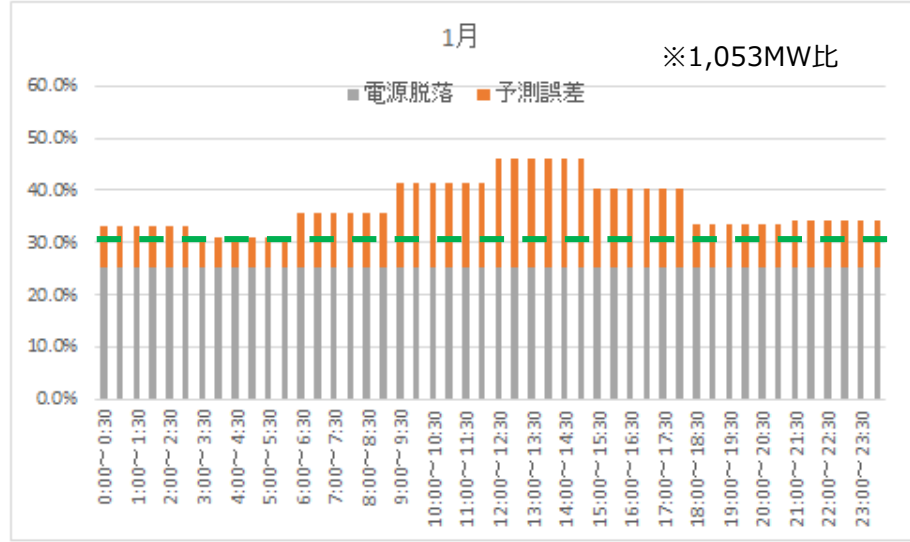
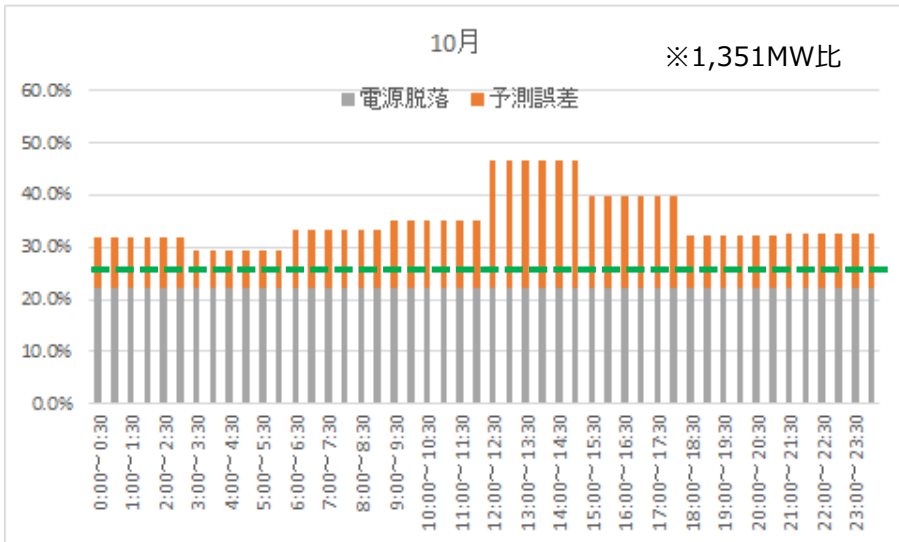
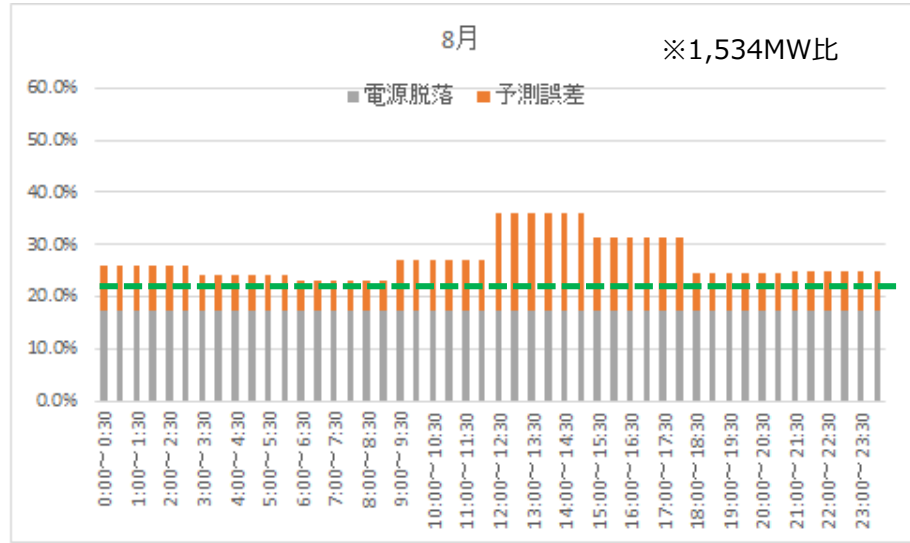
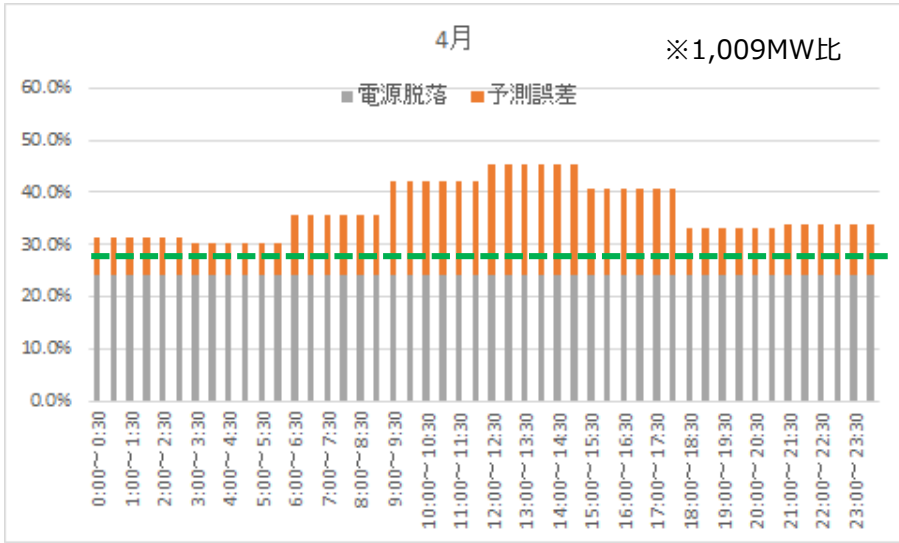
(参考)【九州電力エリア】三次①の試算結果



グラフ右上「※」⇒各月H3需要実績相当比

----- 7%ライン

(参考)【沖縄電力エリア】三次①の試算結果



グラフ右上「※」⇒各月H3需要実績相当比

----- 最大単機+電源Ia必要量

1. 一次から三次①で対応する事象
2. 現在の運用における調整力の活用
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
3. 一次から三次①の必要量算定の考え方
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
4. 複合約定時の必要量算定の考え方
5. 各社の必要量試算結果
 - ✓ 複合約定時の試算結果
 - ✓ 各社商品毎の試算結果
6. 考察
7. まとめ

- 調整力公募時における電源 I は、残余需要の高い時間帯の必要量を評価し、各エリアのH 3 需要の7 %を確保している。
- 今回、試算結果を考察すると、各エリアの残余需要の高い時間帯の必要量が概ね7 %前後であり、電源 I 必要量とそれほど乖離していないと言えるのではないか。
- この算定した方法は、エリア間で差はあるものの不等時性を考慮した複合約定時の必要量の算定の考え方として妥当と考えてはどうか。

(参考) H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量
 ～実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量の算定～

出所) 第40回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html

H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量
 ～実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量の算定～

15

■ 実需給断面で必要な量のうち、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を、沖縄以外の9エリアについて以下のケースで算定した（算定のケース等は昨年度と同様）。

- ✓ 対象データ：2018年4月～2019年3月
- ✓ 「時間内変動+3σ相当値」、「残余需要予測誤差+2σ相当値」、「電源脱落(直後)」の合算値を算定
- ✓ 小売電気事業者の需要予測は1時間前計画値を使用
- ✓ FIT特例①の予測値は前々日予測値を使用、FIT特例③の予測値は前日予測値を使用
- ✓ 小売電気事業者の需要予測誤差のゼロ点補正あり
- ✓ 電源脱落(直後)は同一周波数連系システムの系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分した値を使用

※単機最大ユニット容量は昨年と同じだが、系統容量が変わったため60Hzエリアで1.38%、50Hzエリアで1.45%に変更

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
分析対象日	365日	365日	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)
分析対象コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ
サンプル数	約3,000～4,000	730	約300	72

※ 時間内変動については周波数制御機能付きの調整力で対応するものであり、必要な調整力をエリア内で確保すべきであるものの、年間で確保する電源Ⅰ必要量算定において、最大値まで評価するのは過大とも考えられることから、一定程度は電源Ⅱの余力に期待することとし、「+3σ相当値」を使用する。

※ 残余需要の予測誤差に対応する調整力もエリア内で確保することが基本であるが、当日の運用において予測誤差の傾向を把握できるため、電源Ⅰだけでは不足することが予想される場合には運用での対応が可能と考えられることから、電源Ⅱの余力および不足する場合はエリア外などに期待することを可能とし、「+2σ相当値」を使用する。

※ 北海道エリアは北海道胆振東部地震時の地震発生から再エネ接続復帰まで（9/6 3:00～9/14 23:30）のデータを除外している。

(参考) H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量
～2018年度のデータによる算定結果～

出所) 第40回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html

H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量
～2018年度のデータによる算定結果～

16

- 残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を算定した結果は下表のとおり。
- エリア別で見るとH3需要の7%を下回る結果も出ているが、大半はH3需要の7%を上回る結果となっている。
- 9エリア単純平均では、各ケースでH3需要の7～10%という算定結果となった。
- エリア別で見ると、北海道、中国、四国エリアは他エリアと比べると量が大きくなる傾向となっており、主に、北海道エリアは小売需要予測誤差による影響、中国、四国エリアは再エネ出力予測誤差による影響と考えられる。

	対象日	対象IR	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
ケース1	365日	ピーク ^{※1} の95%以上	11.9	8.9	7.1	9.1	8.1	8.2	11.4	13.4	10.1	10.0
ケース2	365日	ピーク ^{※1} 2コマ	11.2	7.4	5.6	7.4	7.0	6.6	9.6	12.0	7.3	8.9
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} の95%以上	12.4	8.3	5.9	8.8	8.5	7.1	13.2	13.8	8.5	9.6
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} 2コマ	10.2	6.6	5.5	6.4	5.9	5.3	8.7	10.3	5.7	7.2
【参考】	365日	全時間帯	12.9	9.9	8.3	9.6	8.6	8.5	12.9	15.1	13.9	11.2

※1 残余需要ピーク

※ 2018年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値

(参考) ケース 4 における上げ調整力必要量の内訳
 -2018年度のデータによる算定結果-

出所) 第 4 0 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料 2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html

(参考) ケース 4 における上げ調整力必要量の内訳 -2018年度のデータによる算定結果-										20
内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1,2}	6.0	3.0	3.0	3.2	3.2	2.6	4.8	7.7	3.2	4.1
(ii) 時間内変動	2.7	2.2	1.0	1.7	1.3	1.3	2.5	1.3	1.1	1.7
(iii) 電源脱落(直後)	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	10.2	6.6	5.5	6.4	5.9	5.3	8.7	10.3	5.7	7.2
【参考】ゼロ点補正量	2.5	▲1.1	0.8	0.5	0.3	1.1	1.1	▲0.1	▲0.4	0.5
予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1,2}	5.5	2.7	3.0	2.1	2.8	3.0	4.8	3.6	3.6	3.5
(v) FIT①③予測誤差 ^{※2,3}	1.8	1.6	2.5	4.2	2.9	1.9	10.4	5.1	2.0	3.6

※ 2018年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値
 ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
 ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
 ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
 ※3 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

(参考) 365日・全時間帯を対象とした上げ調整力必要量の内訳
 -2018年度のデータによる算定結果-

出所) 第40回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html

(参考) 365日・全時間帯を対象とした上げ調整力必要量の内訳 -2018年度のデータによる算定結果-											21
内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均	
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1,2}	7.6	5.1	4.2	4.5	3.6	4.1	6.9	10.1	8.5	6.1	
(ii) 時間内変動	3.8	3.3	2.7	3.7	3.7	3.1	4.6	3.6	4.1	3.6	
(iii) 電源脱落(直後)	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	
合計 (i) + (ii) + (iii)	12.8	9.9	8.3	9.6	8.6	8.5	12.9	15.1	13.9	11.2	
【参考】ゼロ点補正量	▲0.1	▲0.7	▲0.0	▲0.4	▲0.3	0.1	0.3	▲1.2	▲0.9	▲0.4	
予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均	
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1,2}	6.0	4.0	2.6	2.5	3.0	3.1	4.1	3.9	3.9	3.8	
(v) FIT①③予測誤差 ^{※2,3}	4.6	4.8	3.9	4.4	2.2	3.2	6.1	8.5	7.9	5.1	

※ 2018年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値
 ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
 ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
 ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
 ※3 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

- 各社の必要量の試算結果において、以下の傾向が見られる。
 - ✓ 予測誤差について、エリア間で必要量に差が見られる。その要因として以下の二点が考えられる。
 - 現在、TSOはエリア需要の需要予測を、BGは自社BG内の需要予測をそれぞれ実施しているが、こうした運用体制へと移行したタイミングが各社で異なることから、需要想定の実績度合いなどの影響により、各社同じ時期のデータを横並びで比較したとき、エリア間で需要予測誤差に差が生じている可能性があるのではないか。
 - 全体を通して夜間より昼間の必要量が多い傾向にあるが、それは再エネ出力が影響している可能性が考えられる。TSOの再エネ予測において、調整力を公募している現状では、前々日から実需給までの予測は行ってきたが、GC時点で予測した実績の蓄積データが少ないことや、予測誤差の誤差補正実施の有無等による影響で、エリア間での再エネ予測誤差に差が生じている可能性があるのではないか。
- 今後は、BG側の運用体制が整い需要想定方法の見直し等の需要予測のノウハウが蓄積されていくと考えられる。現在、TSOにおいてはGC時点の再エネ予測値等のデータの蓄積がなされており、これらのデータが十分蓄積されることで、エリア間での差は減少していく可能性がある。
- 更には、将来的にインバランス料金制度が見直された場合、BGにとって現時点より需要予測精度を向上させるインセンティブがより強く働く傾向になると考えられるため、予測誤差の減少が期待できるのではないか。
- また、TSOでは気象予測精度の向上やGC時点での最新データの採用、予測誤差の誤差補正等によって再エネ予測誤差を減少させることができると考えられるため、今後引き続きGC時点での予測値のデータを蓄積していくことで、データの精度を向上させていく必要があるのではないか。
- 今回、一次から三次①の必要量算定の考え方を一旦、整理した。しかしながら、各社の必要量の試算結果でエリア間で必要量の傾向に差が生じている部分については、2022年度の三次①調達開始に向けて、各種データを蓄積しながら、エリア間での差の傾向を評価し、必要に応じて今回議論した考え方を見直すことも含めて、今後引き続き検討していくこととしてはどうか。

1. 一次から三次①で対応する事象
2. 現在の運用における調整力の活用
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
3. 一次から三次①の必要量算定の考え方
 - ✓ 平常時
 - ✓ 事故時
4. 複合約定時の必要量算定の考え方
5. 各社の必要量試算結果
 - ✓ 複合約定時の試算結果
 - ✓ 各社商品毎の試算結果
6. 考察
7. まとめ

- 一次から三次①については、GC以降に生じる変動（平常時の予測誤差・時間内変動や事故時の電源脱落）に対応することとし、各商品区分毎の必要量の基本的な算定式としてはどうか。

✓ 一次調整力：（ 残余需要元データ※¹ - 元データ※¹10分周期成分 ）の3σ相当値
+ 単機最大ユニットの系統容量按分値※²

✓ 二次調整力①：（ 元データ※¹10分周期成分 - 元データ※¹30分周期成分 ）の3σ相当値
+ 単機最大ユニットの系統容量按分値※²

✓ 二次調整力②：（ 残余需要予測誤差30分平均値※³のコマ間の差 ）の3σ相当値

✓ 三次調整力①：（ 残余需要予測誤差30分平均値※³のコマ間で連続する量 ）の3σ相当値
+ 単機最大ユニットの系統容量按分値※²

※¹ 残余需要1～10秒計測データ

※² 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニットを系統容量をもとに按分

※³ 残余需要30秒計測データ30分平均値 - （BG需要計画-GC時点の再エネ予測値）

「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 平常時の予測誤差・時間内変動に対応する一次、二次①、二次②及び三次①必要量は、月別・ブロック別に算定してはどうか。
- 事故時の電源脱落に対応する一次、二次①及び三次①の必要量は、対象となる週の最大量としてはどうか。
- 一次から三次①の調達量については、週間調達時に当該月、当該週、当該ブロックの必要量を週を通して調達することとしてはどうか。

- 不等時性を考慮した複合約定時の必要量の算定の考え方として、以下の算定式としてはどうか。

✓ 複合約定時の必要量: { 残余需要元データ^{※1} - (BG計画 - GC時点の再エネ予測値) } の3σ相当値
+ 単機最大ユニットの系統容量按分値^{※2}

※1 残余需要1分計測データ

※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニットを系統容量をもとに按分

「3σ相当値」: いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値 (全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値) を使用。

- 複合約定時の必要量は、月別・ブロック別に算定してはどうか。
- 複合約定時の調達量については、週間調達時に当該月、当該週、当該ブロックの必要量を週を通して調達することとしてはどうか。
- なお、調達量や調達費用の低減は、需給調整市場システムに実装を検討している複合約定ロジックで対応することとしてはどうか。
- 今回、一次から三次①の必要量算定の考え方を一旦、整理した。しかしながら、各社の必要量の試算結果でエリア間で必要量の傾向に差が生じている部分については、2022年度の三次①調達開始に向けて、各種データを蓄積しながら、エリア間での差の傾向を評価し、必要に応じて今回議論した考え方を見直すことも含めて、今後引き続き検討していくこととしてはどうか。