

北海道エリアの2020年度の夏季電力需給実績 および冬季の電力需給見通しについて

2020年11月
北海道電力ネットワーク株式会社

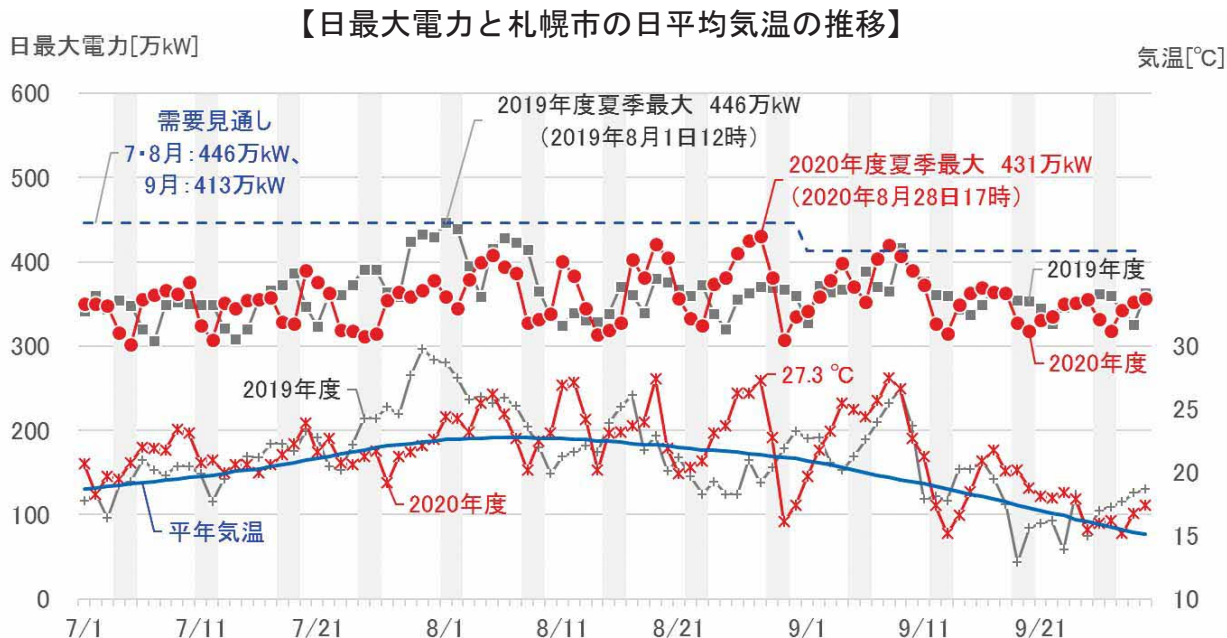
 ほくでんネットワーク

2

1. 2020年度夏季（今夏）の電力需給実績

 ほくでんネットワーク

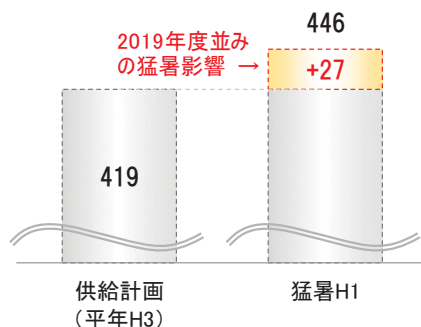
- 今夏の最大電力は、431万kW（2020年8月28日発生）でした。
- 日最大電力は、見通し（7・8月：446万kW、9月：413万kW）を下回って推移しました。



(参考) 今夏の需要見通し(2020年5月18日公表)

2 (1) 今夏の需要見通し

- 夏季の需給見通しは、需要を過去10年間で最も猛暑であった年度並みの気象条件での最大電力（猛暑H1需要）で評価することとなり、今夏の需要見通しは2019年度並みの猛暑を前提に想定しました。
- 7・8月の猛暑H1需要は、供給計画の8月値（平年ベースの最大3日平均電力〔平年H3〕）を基に、2019年度並みの気象影響を織り込んだ結果、446万kWと想定しました。
- また、9月の猛暑H1需要は、413万kWと想定しました。

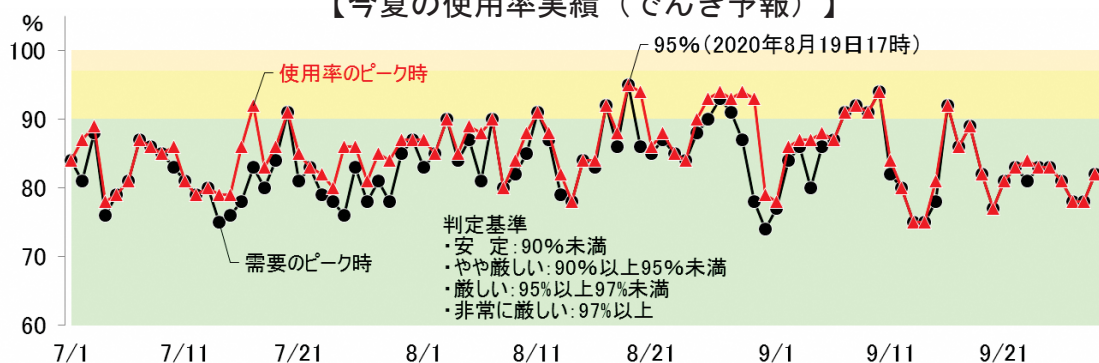


- 今夏の最大電力発生時の供給予備率は10.7%となり、電力の安定供給に必要な最低限の供給予備率3%を上回る供給力を確保しておりました。
- また、電力の使用状況を示す使用率は、8月19日に猛暑による需要増加と本州への送電などから95%となりましたが、概ね90%以下（10%程度の供給予備率に相当）となり、夏季を通じて需給は安定的に推移しました。

【今夏の最大電力発生時の需給実績】

	実績 (2020年8月28日)	見通し 7月	見通し 8月
供給力 (万kW)	477	529	554
最大電力 (万kW)	431	446	446
供給予備力 (万kW)	46	83	107
供給予備率 (%)	10.7	18.5	24.1

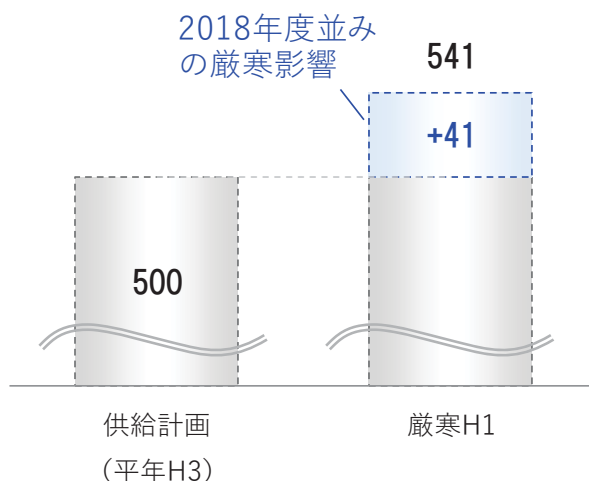
【今夏の使用率実績（でんき予報）】



ほくでんネットワーク

2. 2020年度冬季（今冬）の電力需給見通し

- 冬季の需給見通しは、需要を過去10年間で最も厳寒であった年度並みの気象条件での最大電力（厳寒H1需要）で評価することとなっております。
- 1・2月の厳寒H1需要は、供給計画の1月値（平年ベースの最大3日平均電力〔平年H3〕）を基に、過去10年間で最も厳寒であった2018年度並みの気象影響を織り込んだ結果、541万kWと想定しました。
- また、12月は、524万kW、3月は、486万kWと想定しました。



- 供給力見通しは、各電気事業者の供給計画等のデータを基本としています。
- 算定の基となる北海道エリアの供給力・需要見通しは、次のとおりです。

	12月	1月	2月	3月
供給力 (万kW)	664	662	653	588
最大電力 (万kW)	524	541	541	486

- 電力広域的運営推進機関は、広域的な視点に基づき、連系線の活用による各エリアの予備率の均平化、計画外停止およびエリア間の最大電力発生 の不等時性を考慮し、今冬需給見通しを評価しています。（詳細は11～12スライド参照）
- 評価結果は下表のとおりです。
- 供給予備率は、最も需給が厳しい1月においても4.7%と想定しており、電力の安定供給に必要な最低限の予備率3%を確保できる見通しとなっております。

	12月	1月	2月	3月
供給力※1 (万kW)	579	566	575	527
最大電力※2 (万kW)	524	541	541	473
供給予備力 (万kW)	55	25	34	55
供給予備率 (%)	10.5	4.7	6.3	11.6

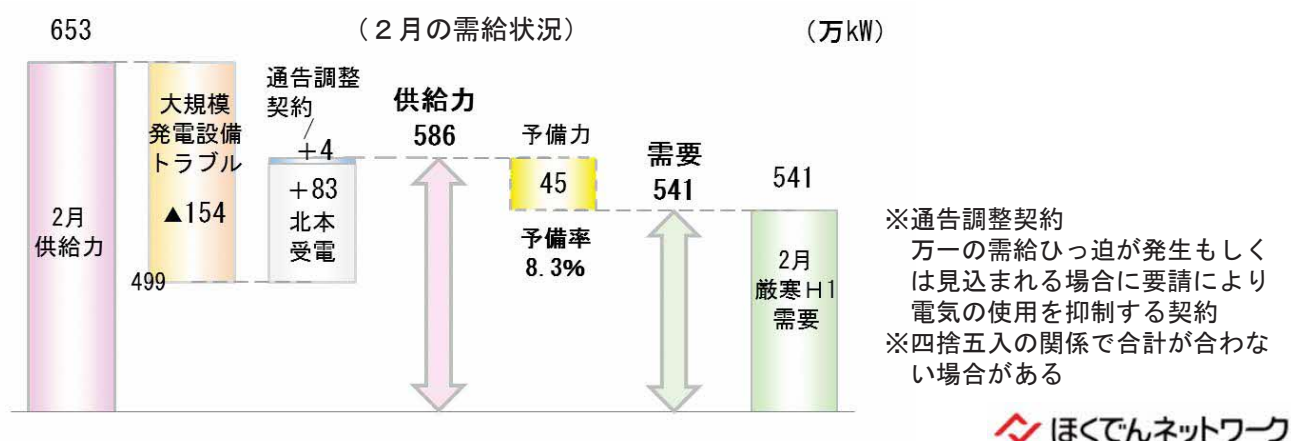
※1 連系線活用・計画外停止考慮後 ※2 エリア間の最大電力発生 の不等時性考慮後

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 北海道の冬季の厳しい気象状況を踏まえ、大規模な発電設備の計画外停止の発生※を想定したケースにおける需給状況を確認しました。
- この場合でも、北本連系設備からの受電等により、電力の安定供給に必要な最低限の供給予備率3%以上を確保できる見通しです。

※ 154万kW（苫東厚真発電所1・2・4号機の供給力相当〔送電端〕）の設備トラブルを想定

	12月	1月	2月	3月
供給力（万kW）	597	594	586	521
最大電力（万kW）	524	541	541	486
供給予備力（万kW）	73	53	45	35
供給予備率（%）	13.9	9.8	8.3	7.1



3. まとめ

- 今夏の需給は、猛暑の影響などから使用率が高まった日もありましたが、総じて安定的に推移しました。
- 今冬の需給見通しは、最も厳しい1月でも供給予備率4.7%と想定しており、電力の安定供給に必要な最低限の予備率3%を確保できる見通しです。
- また、厳寒時に発電設備の大規模な計画外停止の発生を想定した場合の需給状況についても確認しており、その場合でも、北本連系設備からの受電等により、電力の安定供給に必要な最低限の供給予備率3%以上を確保できる見通しです。
- 当社は、北海道における電力の安定供給に向け、引き続き適切な設備保全等に努めてまいります。
- お客さまにおかれましては、電気の効率的なご使用にご理解・ご協力いただき厚くお礼申し上げますとともに、引き続きのご協力をお願いいたします。

- 電力広域的運営推進機関は、各エリアの需給バランスの算定結果を基に、以下の要素を考慮して、全国および各エリアの需給バランス評価を行います。

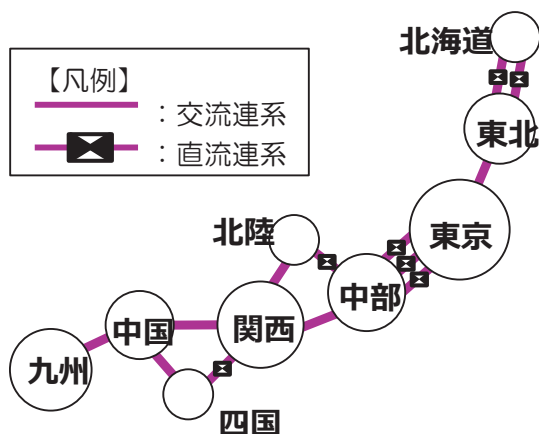
連系線活用の考慮	連系線を空容量の範囲内で活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように供給力を振り替えて評価 (北海道エリアについては、北本連系設備の空容量の範囲内で北海道と本州間の送電・受電が考慮されています)
計画外停止の考慮	供給力の一部が計画外停止等により、実際の運用断面で供給力に見込めない可能性を考慮し、あらかじめ供給力に計画外停止率を乗じて算定(今回評価は計画外停止率を $\Delta 2.6\%$ に設定)
最大需要発生の不等時性の考慮	最大需要発生日時はエリアごとに異なり、ブロックにおける最大需要は各エリアの最大需要の合計より小さくなることから、エリアの需要想定(猛暑・厳寒H1)に両者の比(需要減少率)を乗じて算定

項目	補正内容	12月	1月	2月	3月
連系線活用の考慮	供給力を補正	$\Delta 76$	$\Delta 79$	$\Delta 76$	$\Delta 47$
計画外停止の考慮	供給力を補正	$\Delta 17$	$\Delta 17$	$\Delta 17$	$\Delta 14$
不等時性の考慮	需要を補正	0	0	0	$\Delta 13$

※12月および2月は、連系線活用で $\Delta 76$ 万kWの供給力移動を見込みましたが、計画外停止・需要の不等時性を追加考慮した結果、各エリアの供給予備率が均平化する供給力移動量は12月が $\Delta 68$ 万kW、2月が $\Delta 61$ 万kWとなることから、その差(12月： $+8$ 万kW、2月： $+15$ 万kW)を北海道エリアに戻す補正を行っています。

○連系線活用の考慮

- 全国10エリアのうち沖縄以外のエリアは地域間連系線で結ばれており、連系線の空容量の範囲内で各エリアの予備率が均平化されるように供給力の移動(連系線を通じた送電・受電)を考慮して需給バランス評価を行っています。



○最大需要発生の不等時性

- 複数エリアを一つのブロックで評価する場合、ブロックの最大需要(以下の例では6日の各エリアの需要の合計)は、各エリアの最大需要の合計より小さくなることから、両者の比を考慮するものです。

