

第3部 供給力

I 電力需給計画の概要

1 電力需給計画の意義

電力需給計画の目的は、想定した電力需要に対応して、電力の安定供給と電力設備の経済的開発、経済的運用をはかるために電力需給の実態を明確にし需給運用の指針を得ることにある。

需給計画は、設備計画および運用計画のなかで最も基本となるものの一つで、同時に収支、資金、燃料計画をはじめ、企業全般の事業計画と密接な関連を有しており、10年程度を対象とした長期需給計画と至近年を対象とした短期需給計画とがある。

(1) 長期需給計画

長期需給計画は、電源、送変電設備などの建設計画を作成するための基本となる計画であり、所定の供給信頼度を確保した上で、長期的な総合経費最小を目的として策定される。

従って、電源開発計画とは密接不可分の関係にあり、この両計画は相互にフィードバックを受けつつ最適計画に導かれるものである。

当委員会では、長期需給計画の10年分を対象に調査を行っている。

(2) 短期需給計画

短期需給計画は、計画期間における電源開発計画が既に決定しているので、想定需要を、定められた供給設備によっていかに充足するかを決定し、需給運用の指針を得ることが目的となる。検討の目的は電力の安定供給の確保と経済運用におかれ、期間内の必要な需給均衡度を算定することによって水・火・原子力発電所などの運転、補修計画、貯水池使用計画、会社間融

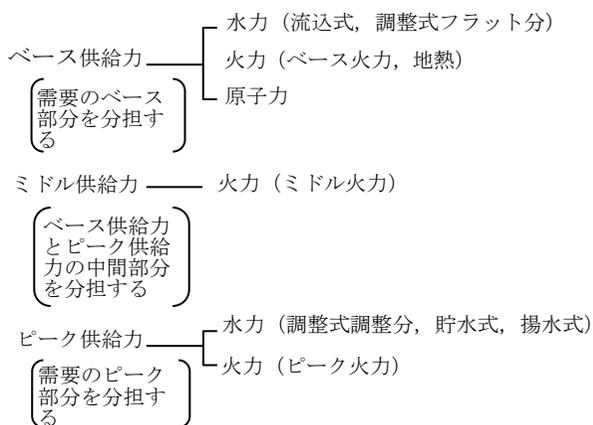
通電力などを決定する。

なお、電気事業者（特定電気事業者及び特定規模電気事業者を除く）は、電気事業法第29条の定めにより、当該年度の開始前に経済産業大臣に届け出ることが義務づけられている供給計画の中に、長期需給計画（年度別、初年度以降10年間）と短期需給計画（月別、初年度）を記載することになっている。^{*}

2 供給力の分類と特質

供給力は、使用するエネルギーの種類により、水力・火力・原子力・新エネルギーに大別される。

また、これらの供給力は日負荷曲線（119頁、日負荷曲線に適合した各供給力の発電曲線参照）にあてはめた場合の分担部分に応じて、次の3種類に分類される。



各供給力の特質は以下のとおりである。

^{*} 電気事業法施行規則第46条参照。

この章で述べる供給力の考え方は、日本電力調査報告書の他、供給計画の供給力算定の基礎となるものである。

(1) 水力

水力は、その機能別に見れば、自流式（流込式、調整式）、貯水式、揚水式水力に分けられそれぞれ運用上の特質は以下のとおりである。

(a) 自流式水力

自流式には流込式と調整式がある。

(7) 流込式水力

調整池がなく河川流量をそのまま発電に使用するので、直接出水の影響を受ける。このため季節的に、各年毎に流量が変動し、また、需要の変化に見合った出力調整が行えない。そのためベース負荷を分担し水の有効利用を主眼として運用される。

(4) 調整式水力

河川流量を日間または週間で、調整池により調節し、時間的に出力調整が可能である。出力調整に即応でき、しかも比較的調整容量の大きいものは負荷の小変動に応じて発電し、周波数調整などに使用される。

(b) 貯水式水力

相当長期にわたって貯水池により流量調節を行うことができるもので、河川流量を豊水期に貯水し、渇水期に放流する機能を有し、年間の需給運用計画に基づいて効率的に運用される。

なお、調整式に比較して流入量による出力変動が少ないため、安定した発電ができる他、需要変動に即応できる優れた予備力として使用されている。

(c) 揚水式水力

上下に貯水池をもち、深夜、休日などの軽負荷時（または豊水期）に揚水し、それを貯水してピーク時（または渇水期）に発電する方式で、純揚水式と自流分を伴った混合揚水式とがある。

揚水発電は、揚水時、発電時の両損失が加算されて、総合効率は65～75%程度となり、揚水することによってエネルギーは減少するが、火力・原子力発電の深夜余力などを利用して、このエネルギーをピーク時の電力に転換することにより、調整式と同様の優れた調整能力を有し、

価値の高いエネルギーが得られるため、今後も水力の主流として大型機の開発が計画されている。

なお、近年では、深夜のポンプ運転時において出力調整機能をさらに高めた可変速揚水機*1の開発導入も行われている。

このように、調整式・貯水式・揚水式は流込式と違って起動停止および出力調整が容易で、負荷変動に対する即応性が優れているため、日負荷曲線においては、一般的にピーク部分を分担している。

また、当委員会では、自流式（流込式、調整式）、貯水式を合せて一般水力とし、揚水式と区別している。

(2) 火力

火力は、その消費燃料種別別に見れば、石炭、LNG（含む冷熱）、石油（重・原油など）、LPG、その他ガス（高炉ガス、コークス炉ガスなど）、瀝青質混合物（オリマルジョン*2など）、地熱などに分けられ、電源のベストミックスの観点から、石炭、LNGを主体に開発が推進されている。

火力の特質としては以下のとおりである。

- ① 機器保安上、定期的に補修作業（定期事業者検査は、タービン4年を越えない時期に1回、ボイラー2年を越えない時期に1回：詳細135頁参照）を行う必要がある。
- ② 計画外停止率が水力に比べ大きい。

*1 可変速揚水発電システム

従来の揚水機は定速度で運転されることにに対し可変速機は、周波数一定の3相交流が流れる固定子に対し、サイクロコンバーターによって周波数が変わる3相交流を流した回転子の周波数を変えることによって、回転速度を調整することができる。

この特長としては、

- ・揚水時の系統周波数制御（AFC）
- ・回転体の慣性エネルギーを利用した電力授受などによる系統安定度の向上
- ・運転可能領域の拡大
- ・部分負荷効率の改善による水車性能の向上などがあげられる。

*2 オリマルジョン

南米ベネズエラのオリノコ川流域で産出される天然オリノコータルに水および界面活性剤を加えエマルジョン化（乳化）し、C重油並みの粘度としたもの。

- ③ 出力変化速度、出力変化幅に制限があり、起動停止に時間がかかる。また、起動停止には熱損失を伴う。
- ④ 最低出力運転に限界があり、一般に最大出力の1/8～1/2程度となっている。
- ⑤ 大容量の高温高压火力と小容量火力とは熱効率に大きな差がある。
 主な燃料種別ごとの運用上の特質は現状では以下のとおりである。

(a) 石炭火力

燃料の多様化や、経済性の面から着実に開発が進められている。運用形態として、原子力に次ぐベース負荷を主に分担する。

近年では、従来の石炭火力プラントと比べ高効率で二酸化炭素排出量を低減できるPFBC (Pressurized Fluidized Bed Combustion Combined Cycle: 加圧流動床ボイラ複合発電) やIGCC (Integrated coal Gasification Combined Cycle: 石炭ガス化複合発電) のプラントも導入されている。

(b) LNG火力

LNG燃料は、長期契約により原則として年間の燃料受入量が固定化されていることから、計画的に燃料を消費する必要がある。

近年では、熱効率・負荷追従性の優れたコンバインドサイクル発電*が積極的に開発導入されており、その種々の利点を使いベースからピークまで需給状況に応じた幅広い運用が行われている。

また、LNGを気化してガスにする際の膨張力を利用してタービンをまわして発電する冷熱発電も導入されている。

* コンバインドサイクル発電

コンバインドサイクルは、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせたもので、従来型汽力と比較して、

- ・ 熱効率が低い。
- ・ 起動停止が容易でかつ負荷変化率が比較的大きく、負荷追従性に優れる

などの利点がある。従って、ベースからピークまで需給状況に応じて幅広い運用が可能である。

特に、耐熱材料や冷却機構の開発改良により、燃焼温度を高め、熱効率を向上させた改良型コンバインドサイクル発電(ACC)がLNG火力の開発の主流になっている。

(c) 石油火力 (重・原油火力等)

需給変動に柔軟に即応できる運用性と燃料供給のバッファ機能に優れていることから、ピーク負荷を主に分担する。脱石油化が推進されてきたことで設備量は低下傾向にあるが、電源構成のベストミックスの観点から、既設設備の長寿命化などにより、ある程度の設備量を確保している。

(d) 地熱発電

地中から噴気する蒸気量を最大限に活用することが最経済運用となるので、高稼働運転とし、一般に出力変動は行わない運用としている。

火力発電所を負荷曲線の分担部分に応じ分類すれば、以下のように大別される。

(a) ベース火力

負荷曲線のベース部分を分担する火力発電所で、一般に運転費が低廉で熱効率が高い大容量機が該当する。

なお、原子力の増加に伴い、日間の需要変動に対応し、夜間は出力調整を行う傾向にある。

(b) ミドル火力

負荷曲線の間中部分を分担する火力発電所で、一般に中容量機が該当する。

負荷の大きさに対応して出力調整を行い、DSS (Daily Start Stop: 深夜停止・起動, 日間起動・停止) 機能を保有するものは、経済性などを考慮してDSSを実施する。

また、大容量機でも、ミドル供給力として運用させるため、DSS機能を持つものもある。

(c) ピーク火力

負荷曲線のピーク部分を分担する火力発電所で、一般に運転費が高く熱効率の低い小容量機やガスタービン発電機が該当する。

負荷変動に応じ出力変動を行い、停止待機やDSSもミドル火力以上に実施する運用となるため、設備利用率は低い。

(3) 原子力

原子力は、核分裂エネルギーを熱源とした一種の汽力発電所で、原子炉の構造により、沸騰水型(BWR)や加圧水型(PWR)などがあり、また、近年安全性、信頼性、運転性、稼働率などの面で一層の向上を目的に、改良型BWR(A BWR)や改良型PWR(A PWR)の開発・導入が行われている。

原子力の特徴としては以下のとおりである。

- ① 火力と同様、定期的に長期間補修作業(タービンは、1年を経過した以降13月を超えない時期に1回、原子炉は、13月を超えない時期に1回)を行う必要がある。近年、作業効率向上などにより、停止期間の短縮化が図られるとともに、13月を超えた長期サイクル運転についても検討がなされている。
- ② 原子炉の特性から、出力変化速度はきわめて遅い。

原子力は、運転費が低廉であり、また前述の②項の特徴から、出力一定運転として、ベース負荷を分担する運用となる。

特に、今後とも

- エネルギー源の多様化
- 原子燃料の輸送、備蓄が比較的容易で、エネルギー供給の安定性が高い。
- 二酸化炭素(CO₂)を排出しないため、環境負荷を低減できる。

などの諸利点から開発が促進されており、供給力としてより一層重要な役割を担っている。

また近年、エネルギー有効利用の観点から原子力の定格熱出力一定運転*1が一般的に行われている。

*1 定格熱出力一定運転

原子炉の熱出力を、原子炉設置許可で認められた最大値である定格熱出力に一定に保って運転する方法。従来は、冬季のように海水温度が低く発電設備の熱効率が向上する時期には原子炉の熱出力を下げて、電気出力を定格値で一定としていたが、定格熱出力一定運転では、定格値を上回る発電機出力で運転ができ、より多くの発電が可能である。

(4) 新エネルギー*2

近年CO₂などの発生による地球温暖化や酸性雨による森林破壊など、地球環境問題に対する国際的な関心の高まりから、環境負荷を低減できる未開発エネルギーを利用した発電システムの技術開発・試験導入がされている。具体的には、太陽光・風力などの自然エネルギー、地方自治体が導入主体となっている廃棄物発電やバイオマス発電、燃料電池などがある。

これらのシステムは、電力の安定性の面や、既存の電源と比較して発電コストが割高であることなど、信頼性や経済性の面での技術開発が課題である。

新エネルギーの主な種類の概要は以下のとおりである。

- ① 太陽電池：P型とN型の半導体を接合したセルに光を当てると電位差を生じる原理(光電効果)を利用して、太陽光から直接電気を発生させるシステムで、発電量、安定性、経済性の面で多くの課題があるが、有用な再生可能エネルギーである。
- ② 風力：風車の回転力を利用した発電システム。大容量化・低コスト化により採算性が向上し全国的に導入が進んでいるが、風況により発電力が大きく変動し、系統周波数維持の面で課題がある。こうした課題への対応策として蓄電池併設型の風力発電や、需給調整力が不足する時間帯に解列する風力発電の募集等の措置が導入されている。

*2 新エネルギー

新エネルギーは「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法」において「新エネルギー利用等」と規定されており、「技術的に実用化段階に達しつつあるが、経済性の面での制約から普及が十分でないもので、石油代替エネルギーの導入を図るために特に必要なもの」と定義されている。

③ 廃棄物：廃棄物（ゴミ）の燃焼熱を利用して蒸気タービンを回し発電する。

なお、蒸気タービンに都市ガスを燃料としたガスタービンを組み合わせることで発電効率を高めた「スーパーゴミ発電」も導入されている。

④ バイオマス：家畜の糞尿や木屑など化石燃料を除いた再生可能な生物由来の有機性資源を燃料として発電する。地球温暖化防止や農山漁村の活性化に向けて導入拡大が期待されている。なお、使用燃料から供給計画では廃棄物に区分される。

⑤ 燃料電池：水素と酸素を化学反応させ、電力を取り出す発電システムで、発電効率が高く天然ガス、メタノールなど石油に代替するエネルギーを利用することができる。なお、使用燃料から供給計画では火力発電所に区分される。

また今後は、長期運転継続など、信頼性と経済性が実用化に向けての課題である。

また平成12年10月に、各一般電気事業者は、趣旨に賛同する一般消費者から広く寄付金を集め、新エネルギー導入に支援を行うグリーン電力制度を設立した。

さらに、電気事業者（一般電気事業者、特定電気事業者、及び特定規模電気事業者）に対して、その販売電力量に応じ一定割合以上を新エネルギーでまかなうことを義務づけるRPS制度*が平成15年4月に導入された。

***RPS制度**

「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS法）」に基づき導入された制度。エネルギーの安定的かつ適切な供給の確保や環境保全等を目的に電気事業者に対して、毎年その販売電力量に応じた一定割合以上の新エネルギー等から発電される電気の利用を義務付けている。地熱発電や水力発電については発電方式や出力により一部が対象となっている。

3 需要、供給力の取扱い方

(1) 需要に対する供給力

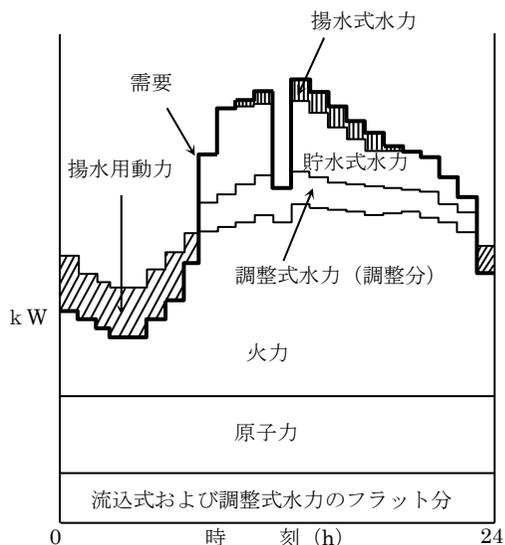
電力は他産業と異なり、消費と生産が同時に行われるという特性をもっているため、常に需要に対応できる供給力を保有していなければならない。しかも、需要はその種類により変動特性が異なるし、かつ、時々刻々絶えず変動しており、これに対応する供給力も発電の種別、形態によって異なる機能を有しているため、需要の変動に対応して、いかに経済的で安定した供給力を組み合わせるかが需給計画の要点となる。（特に短期需給計画）

変動する需要に対応した供給力を確保するために、第一に着目すべき点は毎日の最大電力であり、この最大電力に対し、適正な余力をもった供給力を保有していなければならない。

同時に1日の負荷曲線の形状によって最適な供給力の位置づけをいかに行うかが大きな問題となってくる。

具体的には、1日のうちで負荷曲線に適合する供給力を計画するには、まず自流式水力についてその日の可能発電力に対する調整能力(128頁②L5 および平水、④調整能力の項参照)を

第I-1図 日負荷曲線に適合した各供給力の発電曲線



算定し、各時間ごとの供給能力を求める。これと、貯水式・揚水式水力および火力・原子力とを組み合わせ最も経済的になるよう負荷配分（経済的な供給力分担理論は 156 頁参照）を行うことになるが、これら各供給力の発電曲線を概念的に示せば第 I-1 図のとおりである。

すなわち、火力・原子力供給力は、前述のように、出力変化速度、出力変化幅に制約があるので、需要のピーク部分、急変部分など需要特性による変化の大部分を流込式を除いた水力供給力によって充足すれば、運用上も、経済性の面からも好ましい。なお、系統容量の増大と複雑化に伴い、各要素の時系列的特性を考慮したシミュレーション手法によって電力需給の実態を解明する方法も実用化されている。（282 頁、14 電力需給シミュレーション計算の項参照）

(2) 需給均衡度合いの表現方法

電力の需給状況を検討するためには、需要と供給力の均衡度合いを明らかにする必要がある。電力供給設備は突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止（計画外停止）があり、一方、水力では河川流量の豊渇水によって発電力が変化し、さらに需要についても気温の変動などにより大きく予測違いを生じる場合があり、ただ単に想定された最大需要に見合う供給力を保有しただけでは、到底需給均衡を保持しがたいので、予備力を持つことが必要となってくる。この予備力を適正量保有しているかどうかを確める均衡度合いの表現方法として次の 2 つが考えられる。

- ① 供給力を需要家に供給し得る最大限の能力で表わし、これと需要との差で供給予備力を示し、この供給予備力が所定の量を満足しているかどうかを見る方法。

（158 頁、Ⅲ供給予備力編参照）

計画外停止、渇水、需要変動などで予備力の稼働を必要とする機会は、偶発的に起きることが多く、これらの予測し得ない事象を確率的に求め、信頼度と供給予備力保有量との関連を明らかにして需給状況を明確にするにはこの方法が適している。

- ② 供給力を好条件、悪条件などすべての場合を総合して、実際に需要家へ供給する平均的な値で表わし、需要との差が零となった場合に需要が均衡したとする方法。

この場合は、計画外停止、渇水などのマイナス要因があらかじめ各供給力から平均的に差引かれているので供給設備の平均的な稼働状態として表わされており、電力量面の検討に適している。

4 需給計画算定方式の概要

(1) 算定方式の概要

需給計画算定のため、需要と供給力の相対関係を計算する方法をルール化しており、この大要は第 I-1 表および第 I-3 図のとおりである。

(a) 需要の表現

需要は時々刻々変化し、毎日の最大電力も天候の影響、季節的影響などにより月間、年間を通じて激しく変動している。このため需要については最大電力、負荷曲線、日量などについて、一般に次の 3 区分に集約して表現する。

- 最大 3 日平均需要
- 平日平均需要
- 休日平均需要

なお、近年週休 2 日制が定着しつつあることから、土曜日は平日と区別して取り扱うこともある。

全国的に夏ピーク型になった主たる要因である冷房需要の動向については特に注目し、その性格と量を的確におり込むことが必要である。

電力量に換算する場合は、これらの集約区分された日量と、代表する発生日数との積によって求める。

(b) 供給力の表現

(7) 出水時点のとり方

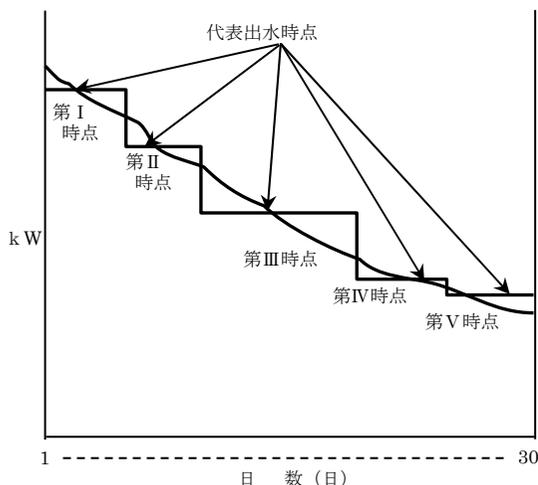
一般水力および混合揚水式水力の自流分は、河川の出水の度合いによって可能発電力が変化するるので、これらを計画面に適用するため、過

第 I - 1 表 需給計画の算定方式の概要

項 目		算 定 方 式	
		供 給 能 力	供 給 電 力 量
需 要 の 表 現		月別最大3日平均電力をとる。	月別平日平均需要, 休日平均需要をとる。
供 給 力 の 表 現	出 水 時 点	第V出水時点(最渴水日)を基準とする。	第III出水時点(平水日)
	調 整 能 力	第V出水時点における調整能力を算定する。 (128頁調整能力を参照)	平日平均需要, 休日平均需要に対し, 通常期待し得る調整電力量を算定する。
	計 画 外 停 止	停止分を含めず, 計画外停止発生度数と計画外停止出水の関係を求め, 必要供給予備力面で考慮する。	停止分を含める。
	補 修	計画補修による停止出力を控除する。	同 左
	水 力 潜 在	控除する	—————
需 給 均 衡 の 場 合		月別に適正供給予備力を保有することによって需給均衡がとれたとする。	需要と供給力の過不足零をもって, 需給均衡がとれたとする。
月電力量への換算方法		—————	自分流は第III出水時点を基に月日数による。需要は, 平日平均日数, 休日平均日数による。
数 値 表 現		送電端数値とし, 必要に応じ発電端数値もとる。	同 左

去の各年, 各月の実績可能発電電力持続曲線から第 I から第 V の 5 つの出水時点で代表し取り扱うこととしている。(第 I - 2 図参照)

第 I - 2 図 出水時点の表示



(イ) 計画外停止の考え方

供給能力は計画外停止をなしとしたときの値によって表現する。計画外停止による影響については, 過去の実績から計画外停止の規模とその出現度数の関係を確率計算によって求め, これを必要供給予備力の面で考慮することとしている。

また, 発電電力量の日量, 月量を算出するに当たっては, 計画外停止を考慮している。

(ウ) 計画補修の取扱い

計画的な補修については, あらかじめ各月需給均衡度などを考慮して補修計画を作成し, これにもとづき算出された補修出力を供給力から控除する。

(I) 潜在出力等の取扱い

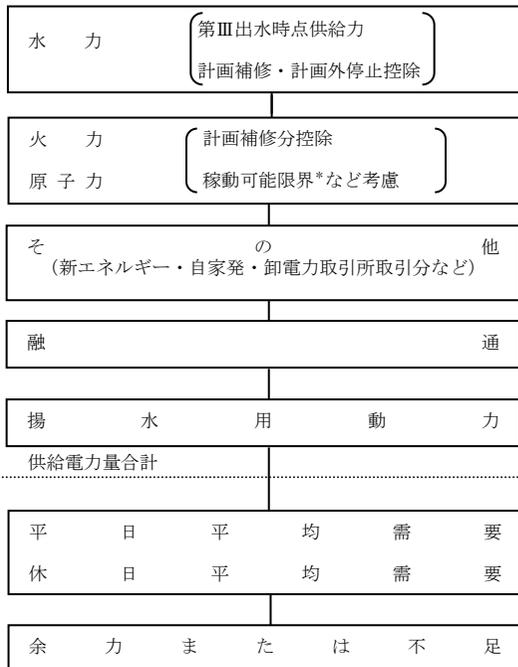
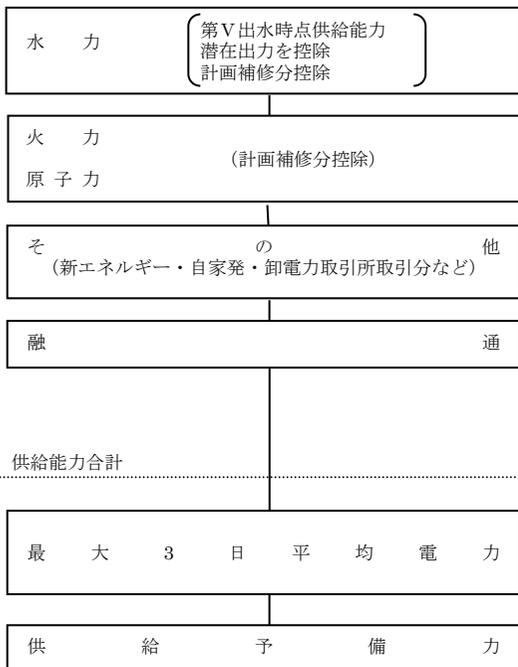
一般水力の調整能力分や揚水式水力の日間で発電可能な電力量を日負荷曲線にあてはめた場合に生じた潜在出力は, 原則として水力の供給

第 I - 3 図 算 定 フ ロ ー

〔供給能力計算〕

〔供給電力量計算〕

〔各需要の発生日数を乗じ、月間・年間電力量を求める。〕



能力で控除する。なお、需要の1時間内変動に対応する供給力分についても、水力から控除する必要があるが、上記潜在出力分は1時間内変動対応分に充当できることから、いずれか大きい方を控除すればよい。(152頁、潜在出力参照)

(c) 需給均衡度の表現

(7) 供給能力

電力の需給均衡度を評価するには、前述の種々の需要、供給力の組み合わせによって供給予備力保有量を算出することが必要となるが、供給予備力保有量を表現する基準としては

○需 要……最大3日平均電力(月間)

○供給力……出水は第Ⅴ出水時点
計画外停止なしとした場合

によって表現する。

この供給予備力は、需要変動や計画外停止、渴

水などに備えて保有する供給力であるため、当該最大需要の発生時間以外の時間帯の予備力は、最大需要と同等以上を保有していることが前提である。

また、夏季あるいは冬季などは特に、需要(最大3日平均電力)の想定気象条件より過酷な猛暑、厳寒時の気象条件を考慮した最大需要(月間最大電力)に対応する供給予備力についても、緊急的な需給対策を加味した検討が必要である。(167頁、6実績供給予備力参照)

(4) 供給電力量

電力量の需給均衡度は、供給力を豊水などの好条件、計画外停止、渴水などの悪条件などを総合して平均的な値で表わし、需要との差により表現し、過不足零でもって需給均衡がとれたとする。

*稼動可能限界：136頁参照

5 広域運営との関連

(1) 広域運営の意義と運用

(a) 意義

広域運営の目的は、全国の電力会社および電源開発会社が自主的経済責任体制の利点を生かしながら、各社協調のもと、設備の開発や運用などを効率的に実施することにより、電力需給の安定と事業運営の効率性の向上を図ることである。この体制は昭和33年4月1日に発足した。

電気事業における広域運営の重要性にかんがみ、昭和39年に公布された電気事業法においても「広域運営のための宣言規定(第28条)*」などが織り込まれ、平成7年に新たに位置づけられた卸供給事業者の能力の活用とあわせ、電力の安定的かつ効率的な供給に欠かせないものとして位置づけられている。

(b) 組織

広域運営の実施体制として、中央電力協議会と地域電力協議会を設けている。その組織および構成会社は第I-4図、第I-2表のとおりである。

(c) 広域運営のための連系設備

昭和26年電力再編成のころは、東北電力-東京電力、中部電力-関西電力、関西電力-中国電力で一次送電線(154kV、110kV)による並列運転が行われていたが、系統容量の拡大に伴って技術的諸問題が発生し、次第に常時並列運転は行われなくなった。このため、電力融通は発電所や負荷の切換などによって行われていた。その後超高压送電線が増加し、これら技術的諸問題が解消するとともに、昭和34年~39年にかけて、275kV、220kV送電線による各地域内、地域間連系が進められた。昭和40年10月佐久間地点に建設された50Hz・60Hz周波数変換装置(300MW)により、50・60Hzが結びばれ、北海道を除く全国常時連系運転が可能となり、広域的な電力融通の受給に画期的な威力を発揮した。

昭和52年12月には、新信濃変電所の周波数変換装置(300MW)が運転開始し、50・60Hz連系は

一段と強化された。さらに、昭和54年12月には北海道・本州間連系設備(150MW)が運転開始して、全国常時連系系統が完成した。なお、新信濃周波数変換設備は、平成4年5月に300MWから600MWに増設され、また、北海道・本州間連系設備は、昭和55年6月に150MWから300MW、さらに平成5年3月には、600MWに増設された。

大規模電源の開発、系統規模の拡大に伴い、昭和48年5月に、わが国初めての500kV送電線が運転開始して以来、500kV送電線による連系強化が着々と図られており、昭和55年5月には中・西地域間、平成6年6月には中国~四国間、平成7年6月には東北~東京間で500kV連系系統が完成した。その後も、平成11年3月に北陸・中部間連系設備(300MW)、平成12年6月に四国・関西間連系設備(1,400MW)、平成13年6月には中国・関西間の500kV2点連系運用開始、平成18年3月には東清水周波数変換設備が一部稼働(最大100MW)を開始するなど、連系設備の強化が着実に進められている。

平成18年度末の連系概要を第I-5図に示す。

(2) 需給計画と広域運営との関連

広域運営発足の契機は、戦後の電力不足による需給不均衡の是正であり、各電力会社は、この不均衡是正を目的とした計画的な融通電力の受給および緊急時の相互応援によって、電力危機を克服してきた。

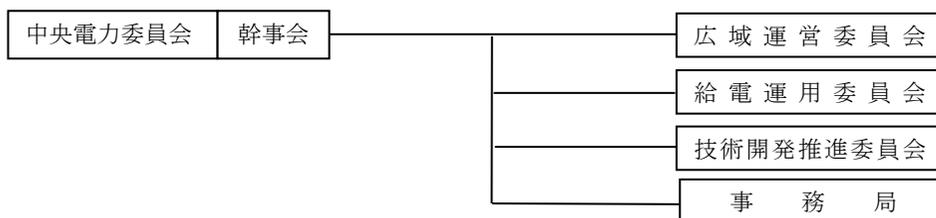
その後、電源開発の促進などにより、需給の均衡が維持できるようになり、さらに近年では電源多様化が着実に推進されており、これらの時代の変化に即した安定供給、効率運用のための融通の拡大に努力が払われ、現在に至っている。

*電気事業法第28条(平成7年一部改正)

電気事業者相互の協調

「電気事業者は、電源開発の実施、電気の供給、電気工作物の運用等その事業の遂行に当たり、広域的運営による電気事業の総合的かつ合理的な発達に資するように、卸供給事業者の能力を適切に活用しつつ、相互に協調しなければならない。」

第 I - 4 図 中央電力協議会組織図（平成 19 年 7 月現在）



第 I - 2 表 広域運営構成会社一覧表

	構成会社	備考
中央電力協議会	9 電力，電源開発	昭和 33 年 4 月発足時は北地域電力協議会（北海道・電源開発）を置いたが，昭和 43 年 9 月に，東地域電力協議会に統合した。
東地域電力協議会	北海道・東北・東京電力・電源開発	
中地域電力協議会	中部・北陸・関西電力・電源開発	
西地域電力協議会	中国・四国・九州電力・電源開発	

需給計画に関連する広域運営の効果としては，供給予備力の節減，安定供給の維持，広域電源開発による経費の節減などがあげられる。これらは電力融通の形などで需給計画に表すこととなる。（141頁，（6）融通電力の項参照）

以下に広域運営の効果について具体的に記載する。

(a) 供給予備力の節減

電力系統を連系すれば，電源の脱落事故，水力発電所の出水状況および需要想定誤差などに対処するための供給予備力は，供給信頼度条件を一定とした場合，単独系統の場合に比べて大幅に減少し，電源開発量の節減を図りうる。

(b) 電力の安定供給ならびに円滑な運用

送電線の作業停止時に融通を受給して供給信頼度の向上を図るなど，電力の安定供給ならびに円滑な運用を図ることができる。

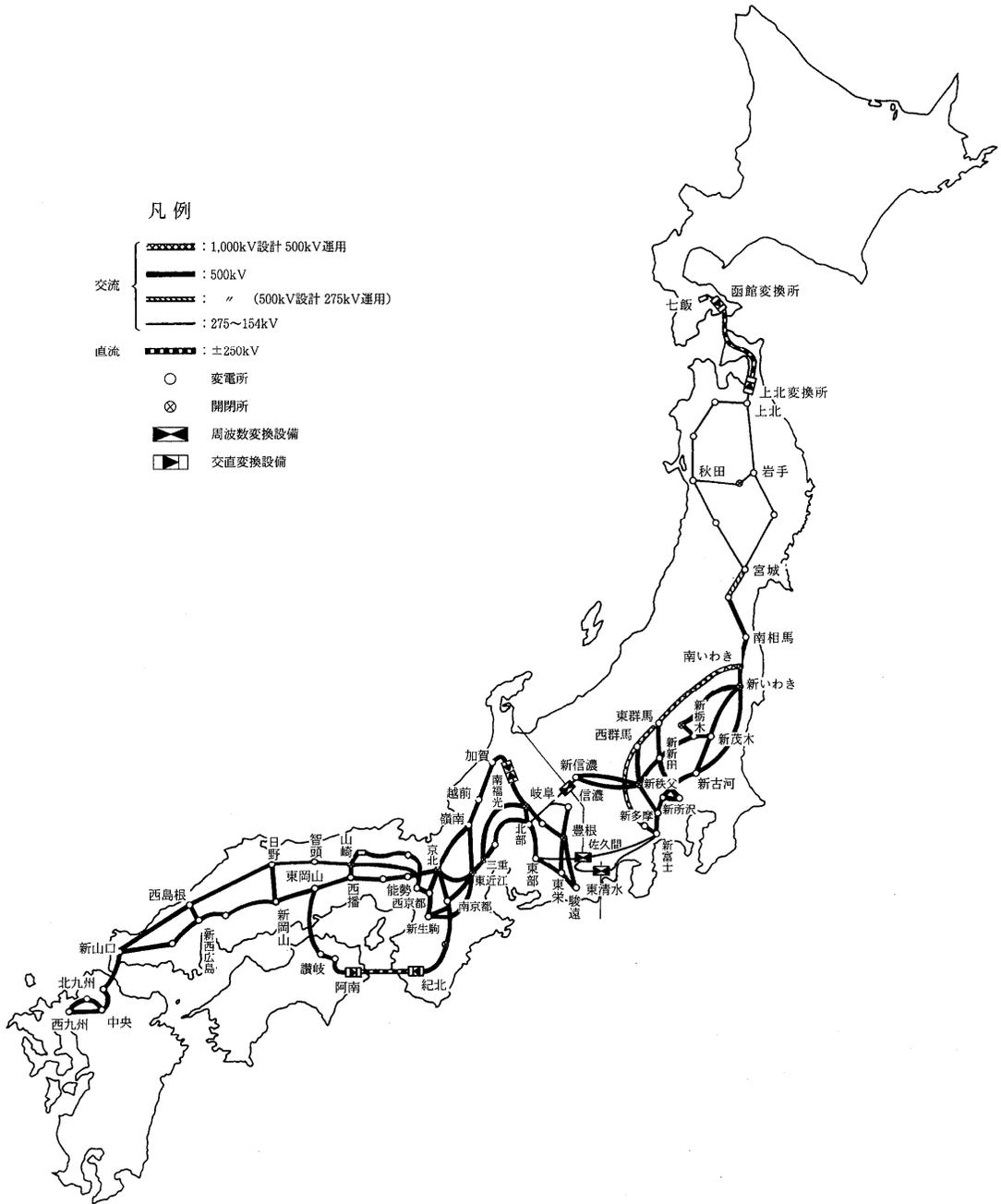
(c) 広域電源開発による設備の節減

各社の自主的経営責任体制のもとに，広域的見地から，各社各地域における立地条件などを考慮し，広域電源開発をすることにより，全国大での電源開発の効率化を図ることができる。

(d) 接じょう地帯における電力設備の有効利用

隣接二社間の需要地と電源地点の地理的關係を活かし，ある地点で他社へ送電し，他の地点で受電することにより両社の電力設備の有効利用を図ることができる。

第 I -5 図 平成 18 年度末の連系概要



II 電力需給計画の具体的算定手法

先に述べた算定方式に従って、具体的に供給力各要素の算定を行うこととなるが、現在の具体的な算定方法は、当委員会の供給力分科会、研究会などにおいて検討を行い、また、中央電力協議会などの関係諸機関とも十分協議、調整を踏って確立したものである。

1 供給力算定要領

電力調査報告書における供給力の具体的算定方法ならびに調書の作成要領は、「電力調査報告書供給力算定要領」により明らかにされている。この「供給力算定要領」は、電力調査報告書のほかに供給計画などの各種計画を作成する際の基礎として広く用いられている。

内容は①供給力調書作成要領

②供給力算定要領

③供給力調書記載様式

の3部および付則からなっている。各部の内容は概略次のとおりである。

(1) 供給力調書作成要領

供給力調書作成上の方針および項目として、調査期日、調書期間、調査範囲、算定値、算定区分、算定条件などについて定めている。

(2) 供給力算定要領

供給力算定上の細則で

(a) 設備容量

(b) 供給能力

(c) 供給電力量

(d) 供給予備力

の項目に分かれている。

(3) 供給力調書記載様式

供給力調書の様式、および記載上の注意事項を記している。

2 供給力各要素の具体的算定方法

(1) 一般的事項

(a) 設備容量

設備容量としては、認可最大出力をとる。

(b) 供給能力

① 最大電力バランスでは、〔供給能力ー需要〕を保有供給予備力として表示することになっているので、各供給力においては、それぞれ供給予備力相当分を含んだ最大の能力をもって示す。

② 供給能力は発電所の発電能力から、計画補修による停止電力と最大需要電力発生時に必要とする所内消費電力を差し引いたもので1時間平均電力をもって示す。

すなわち、供給能力は送電端で表わす。

なお、短期需給計画では、所内消費電力を差し引く前の発電端も合わせて表している。

③ 供給能力は水力、火力、原子力、融通およびその他（新エネルギー・自家発など）を加算した合計で示す。

(c) 供給電力量

① 供給電力量は、想定された需要をもととして、水力の出水を平水年とした場合について算出し、年間電力量をもって表現する。

② 年間電力量は、原則として月別の供給電力量計算により求める。

供給電力量計算では

○需要の変動

○供給力の変動（計画補修、計画外停止など）を総合的に組み合わせ、経済性、運用上の制約を考慮して想定される稼働状態にもとづき、各供給力の分担する供給電力量を算定し、電力量バランスを作成する。

③ 供給電力量についても、供給能力と同様送電端で表わす。

なお、短期需給計画では発電端も合わせて表している。

(d) 年度

4月1日に始まり、翌年3月31日に終る会計年度をとる。

(2) 水力の供給力

(a) 水力の分類

水力の分類には構造によるもの、運用方法によるものなどいくつかの分類方法があり、一般水力と揚水式水力に区分し、さらに一般水力については、機能別に自流式水力と貯水式水力に分類している。また、自流式水力をさらに流込式水力と調整式水力に細分している。(143頁<参考>[水力発電所の分類・級別分類]の項参照)

(b) 水力の供給能力

水力の供給能力算定にあたっての一般的事項は、以下の通りである。

水力の発電能力は、その発電所として常時、負荷曲線の形を満足した上*1で、最大需要電力発生時に安定して発電し得る最大の能力を示すものである。

なお、近年増加傾向にある河川環境維持のための放流等、制約を考慮した発電能力を求める必要がある。

また、供給能力は、発電能力から計画補修による停止電力、所内消費電力を差し引いたもので示す。

従って、

$$\text{供給能力} = \text{発電能力} - \text{停止電力 (計画補修分)} - \text{所内消費電力}$$

となる。

(7) 水力の計画補修

補修計画の策定に当たっては、需給の安定と経済性を念頭に具体的な作業計画、需給状況、河川の出水予想、潮流、電圧対策、などを十分考慮して、実施時期の調整を行う必要がある。

なお、揚水機については、需給および系統上の要請による起動停止頻度が高いため、一般水力に比べ補修インターバルが短くなっている。

停止電力(計画補修分)は、短期需給計画については、補修計画に基づく具体的な停止をベースとして、補修実績の傾向を参考に、第V出

水時点における補修量を計上する。

一方、長期需給計画では、長期的に予定される計画補修、短期需給計画における補修量および実績の傾向をもとに補修量を算定する。

補修量の算定については、供給能力の減少とともに調整電力の減少についても考慮する必要がある。

(4) 所内消費電力

水力の所内消費電力は、過去の実績ならびに設備計画値などをもとに算定する。一般に、発電能力の0.2~0.4%程度となっている。

(ウ) 機能別の供給能力

水力の供給能力は、以下の機能別分類による区分に従って算定し、それらの算術合計をもって供給能力とする。

(i) 自流式水力

自流式水力の供給能力は第V出水時点の平均可能発電電力に調整能力を加算したもので表わす。

従って、

$$\text{供給能力} = \text{平均可能発電電力 (第V出水時点)} + \text{調整能力} - \text{停止電力 (計画補修分)} - \text{所内消費電力}$$

となる。

なお、やや容量の大きい調整池を有する発電所のうち、系統運用に及ぼす影響の大きなものについては、(ii)項で述べる貯水式水力と同様に、個別の検討を行い供給能力を算定する場合がある。

① 可能発電電力

水力発電所のすべての設備が健全である場合に、そのときの水量を最大取水量の範囲内で完全に利用して発生できる発電電力をいう。

発電実績の可能発電電力(実績可能発電電力)を算定する場合は、発電実績にいつ水電力を加算して求められる。

$$\text{実績可能発電電力}^{*2} = \text{発電実績} + \text{いつ水電力}$$

*1 負荷曲線の形を満足した水力発電所の発電能力：151頁、(4)日負荷曲線における水・火・原子力供給力の負荷分担の項参照。

*2 「放水水位上昇による減少電力」を「いつ水電力」の外数として扱い、(実績可能発電電力=発電実績+いつ水電力+放水水位上昇による減少電力)と表す場合がある。

また、日可能発電電力量を24時間で除したものを平均可能発電電力と称しており、自己の調整池および上流発電所の水量調整により、自然流量以上の発電を行う発電所についても、これを加えた日可能発電電力量の24時間平均値を用いる。

$$\text{平均可能発電電力} = \frac{\text{日可能発電電力量}}{24}$$

② L5および平水（第Ⅴ・第Ⅲ出水時点）水力の供給能力の算定については、L5（第Ⅴ出水時点）における能力を使用している。

また、供給可能電力量の算定については、平水（第Ⅲ出水時点）における能力から求めた電力量を使用している。

なお、出水時点は流況曲線（144頁〈参考〉[流況曲線・出水時点]の項参照）を作成し求めている。

③ 出水率

ある時刻、日、または月の実績可能発電電力を、その月の平水年*1における月平均可能発電電力で除し、これを百分率で表わしたものを出水率と称し、実際に発生した出水の豊満水の程度を表わすものとして使用している。

なお、各社の出水率は一般にその社の自流式発電所を対象として算出している。

出水率は期、年についても算出される。

このほか、一定期間における水力発電所の平均可能発電電力を、その認可最大出力で除し、これを%表示したものを設備出水率と称し、同一設備に対し異なった年または月の出水状態を比較するのに用いられている。

④ 調整能力

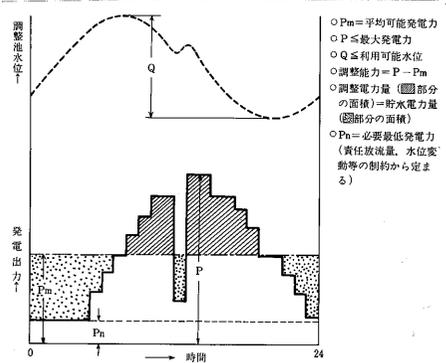
調整池を持っている水力発電所では、逆調整運用*2を行う場合を除き、一般に河川の流水を深夜に貯水し、昼間、点灯時など重負荷時に増加放流する第Ⅱ-1図のような運転が行われる。図で斜線の施してある平均可能発電電力を超えて

*1 平水年：130頁脚注参照

*2 逆調整運用：発電所の下流水量を平滑化するように調整する運用

発電される部分を調整電力、その毎時間の合計を調整電力量と称している。この調整電力量は、平均可能発電電力以下に減少した貯水分に相当する電力量と等しくなる。

第Ⅱ-1図 調整式発電所の調整運用（例）



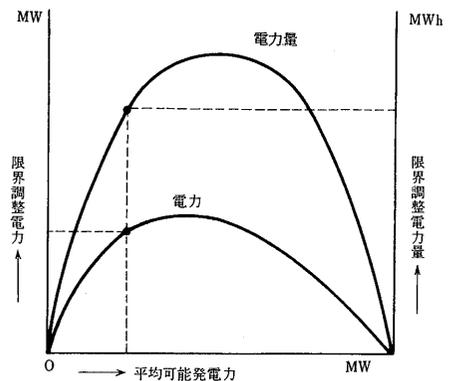
〔調整能力の算定〕

調整能力は、それぞれの発電所の第Ⅴ出水時点における可能発電電力をもとに、調整池容量、最大発電電力、水系運用に関する制約などを考慮し、水力供給力の分担する負荷曲線に適合させて算定する。

従って、新增設発電所など、比較的数も少なく、個々に取扱われるものについては、以上の各条件を考慮し、個々の発電所について算定される。

一方、既設自流式水力のように、多数の発電所が対象となる場合には、これを総合して取扱い、一般に、第Ⅱ-2図の曲線で表わされるように

第Ⅱ-2図 限界調整電力、電力量曲線



総合平均可能発電力に対する限界調整電力、電力量^{*3}の関係をあらかじめ求めておき、これを用いて算定する場合が多い。

将来年度への適用に当たっては、責任放流などの制約条件の変化、運転予備力、周波数調整の分担、送変電システムの運用との協調などを考慮し、調整能力の変化について検討する必要がある。

(ii) 貯水式水力

貯水式水力は、大幅に発電力を調整し得る機能を持っており、需給計画に大きな影響を与えるため、各発電所の特性を考慮し、個々に発電計画を作成する場合が多い。

(なお、自流式水力でもやや大容量の調整池を有する発電所についても、本項に述べるような供給力算定をする場合がある)

これらの発電所の運用は、貯水池、調整池の月間、年間水位計画にもとづいて行われ、毎日の発電は平日の平均発電日量に、必要に応じ、補給発電日量ならびに補填発電日量^{*4}を加えて行われる。

従って、需給計画における供給能力の算定に当たっても、

$$\text{① (平日平均発電日量) + (補給発電日量) + (補填発電日量) = 限界発電日量}$$

をもととし、

*3 限界調整電力、電力量：

保有する貯水池・調整池の設備容量をもととし、最近の調整実績、貯水池・調整池、水系の運用実態を加味して、計画外停止、渇水など異常事態の発生に際して、水力発電所の調整能力を最大限に活用した場合に、発電し得る調整電力、電力量をいう。従って、限界調整電力(電力量)は、調整電力(電力量)の稼働可能値を示すもので、通常時の実際稼働値よりその数値は大きくなる。

多数発電所の場合、平均可能発電力と限界調整電力、電力量との関係は、一般に第Ⅱ-2図のような曲線で表わされる。

この曲線を作成する場合は、平均可能発電力調整電力(電力量)の実績を検討し、期待し得る限界調整能力を求め、同時に個々の水系、発電所ごとに運用計画を検討して確認する。なお、調整能力曲線は、ピーク継続時間のとり方、各河川の出水の不等時性などにより異なった曲線を描くので、運用実態に即し、妥当な実現確率のものをとるよう留意する必要がある。

また、限界調整能力は、異常時における稼働可能値を示しているため、供給電力量計算は、上流貯水池の補填発電など、異常時運用の影響を除き、通常運用される程度の調整電力、電力量を用いて算定する。

- ② 貯水池水位の低下による発電能力の減少
- ③ 灌漑用水のための責任放流量などの制約条件などを考慮の上
- ④ 負荷曲線への適合を検討して算出される。

(iii) 揚水式水力

供給能力の算定は上池、下池の水位によって定まる発電能力と発電日量をもとに負荷曲線に適合させて算出する。

なお、純揚水式における発電日量は、貯水池容量および揚水原資を考慮して算出される、限界揚水発電日量を使用する。この場合の貯水池容量は、上池、下池のうちいずれか小さい方で制約され、この容量より揚水原資が下回る場合は揚水原資保有量^{*5}で制約される。

また、混合揚水式の発電日量は前記の限界揚水発電日量に自流発電日量、補給・補填発電日量を加える必要がある。

これらの自流発電、補給・補填発電は、一般水力と同様に、河川流量および調整池、貯水池による調整にもとづくので、調整能力、流量特性、系統からの要請などの諸条件を考慮して算出する。

*4 補給発電ならびに補填発電日量：

補給発電とは、需要の月内変化、水力供給力の豊渇水変動など、通常の需給変動に対応し、発電力を増減させ、月内の火力燃料経費を最小とするなど経済性を高めるとともに、需給均衡度を一定に保つための発電をいう。

需給状況の変動と補給発電の関係を概念図として図示すれば第Ⅱ-3図ようになる。

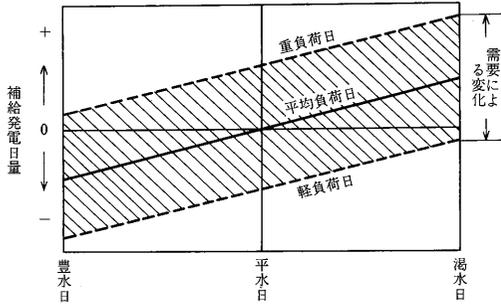
また、補填発電とは、需要の予想以上の増加、計画外停止などの異常時に、上記の補給発電に加え、貯水池を最大限に活用して、一時的に増加発電を行い、需給均衡を維持するための発電をいう。異常事態の解消後は、以後の需給運用に支障を来たさないよう、水位の回復がはかれる範囲内の発電量であることが必要であり、貯水池ごとの能力に応じて計上されている。

補給発電、補填発電の能力は、個々の発電所の調整能力、河川流量特性および系統からの発電要求度合(連続補填日数、発生頻度、貯水池水位への影響)によって左右されるため、これらの時系列的特性をおり込んだシミュレーション計算などの方法で検討が行われている。なお、自流式水力のうちやや大容量の調整池を有する発電所(AB級)については、通例、補填発電能力はあまり見込み得ない。

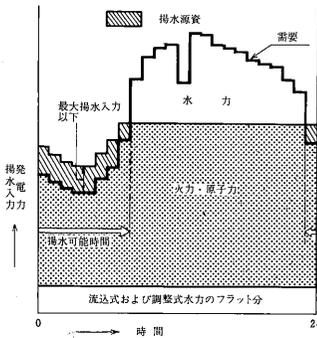
*5 揚水原資保有量：

揚水用動力に利用し得る火力・原子力の余力、余剰電力を揚水可能時間について合計したものであり、各時間の電力は、最大揚水入力以下となる。(第Ⅱ-4図参照)

第Ⅱ-3図 需給状況の変動と補給発電



第Ⅱ-4図 揚水原資



なお、その池容量の制約から、揚水、発電のサイクルがおおむね日単位のものと、週末、休祭日にも揚水して、週単位の調整が可能なものがあり、週間調整が可能な場合は、揚水原資もそれに見合った算定を行う。

(c) 水力の供給電力量

水力の供給電力量は、平水年*における可能発電電力量からいっ水電力量を差し引き（すなわち発電電力量を算定し）、さらに所内消費電力量を差し引いたもので示す。

$$\begin{aligned} \text{供給電力量} &= \text{可能発電電力量} - \text{いっ水電力量} \\ &\quad - \text{所内消費電力量} \\ &= \text{発電電力量} - \text{所内消費電力量} \end{aligned}$$

(7) いっ水電力量

水力のいっ水電力量は、計画外停止、計画補修、余剰などによる電力量を計上する。

(4) 所内消費電力量

過去の実績ならびに設備設計値などをもとに

算定する。一般に、発電電力量の0.3~0.7%程度となっている。

(ウ) 機能別の供給電力量

水力の供給電力量は、以下の機能別分類による区分に従って算定し、それらの算術合計をもって供給電力量とする。

(i) 自流式水力

自流式水力の可能発電電力量は実績の可能発電電力量の累年平均値とする。

なお、やや大容量の調整池を有する発電所については、次に示す貯水式水力の供給電力量算定方法に準じた取扱いをすることもある。

(ii) 貯水式水力

貯水式水力の可能発電電力量は、貯水池使用ルールにもとづき、過去の毎年毎日の流量を用いて算出した発電電力量の累年平均値とする。

累年期間は、自流式水力同様、原則として至近30ヵ年とする。

なお、水位変動による電水比、最大出力の変化の少ない発電所については、目標水位および累年平均流量により電力量を算出する簡略手法も用いられるが、異常流入時の影響などに十分留意しなければならない。

既設の貯水池、調整池のうち、責任放流などの制約条件のきびしい個所あるいは、系統への影響度合いが少ない個所等については、実績可能発電電力量をそのまま採用する場合もある。

貯水池使用ルールの作成にあたっては、貯水式水力の持つ、発電力を大幅に調整しえる特性を生かして、需給上の要請を最大限に満足するよう考慮しなければならない。

しかし、その反面、貯水池には、灌漑用水等による責任放流、洪水調節のための制限水位、河川維持流量の放流など、各種の制約条件が付帯する場合も多く、これらを総合して貯水池使用ルールを策定する必要がある。

* 平水年：

水力発電所の状況については、計画では実現期待度が最も高いと考えられる累年平均値（平水年）を用いることにしている。

累年平均値は、原則として至近30ヵ年の実績値の平均を用いる。（P286 15 供給計画作成に関する諸事項検討結果について：参照）

また、広域的電力需給の見地からも、使用ルールに検討を加え、その効果を十分発揮するよう考慮する必要がある。

貯水池使用ルールの策定過程はおおよそ下記のとおりである。

- ① 先ず、発電および貯水池運用に対する要請、制約条件として次の各項を検討する。

[需給上の要請]

- 最大需要電力に対するピーク発電（負荷曲線の形状により影響を受ける）
- 所定の供給予備力を確保するために必要な発電出力の確保（水位変動による発電出力の変動が大きい場合は、特に考慮する必要がある）
- 下流発電所の渴水を補うための補給放流（連接水系の最上流に位置している場合は特に重要である）
- 自流水力の年間、月間にわたる豊満水変動および需要の変動を補うための補給発電
- 需要増加、計画外停止等の異常時に対する補填供給力としての期待
- 発電力に速応性を有しているため、運転予備力としての期待
- 周波数調整運転
- その他（潮流対策、電圧対策ほか）

[制約条件]

- 水利使用規則、ダム操作規程、取水規程、灌漑用水に関する契約などをもととして、
- 灌漑用水などのための責任放流量、ならびに保持水位
 - 洪水調節のための水位調節
 - 河川維持のための放流量
 - 観光上の要請による放流量、ならびに保持水位
 - 上、下流の状況（水系特性、河川状況による放流制限、水量変動制限など）
 - 流量の特性（豊満水の出現確率）
- ② 次に、代表的な年度（平水年、過去の平均流量などによる）について、平均流入量、平均使用水量などを用いて、①の各条件をおり込み、水位計画、発電電力量を、月、旬程度を単位として、概略の検討を行う。

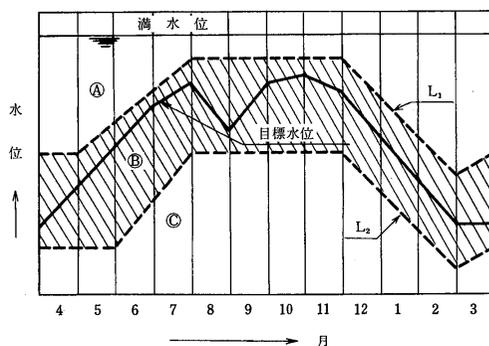
（この場合、台風などの異常時流入量の取扱いには注意する必要がある）

- ③ ②の計算結果をもとにして、貯水池使用ルールを作成する。

貯水池使用ルールは、一般に、目標水位ならびに基準使用水量を定め、毎日の使用水量は、この2要素と前日末保有量、当日流入量とから決められるが、目標水位のほか、いくつかの補助水位線を設定したり、下流発電所の流入量を考慮して、貯放流を行うルールを付加する場合もあり、貯水池、流入量の特性、貯水池使用上の制約条件、各社系統の特性、各社系統に占める貯水池のウェイトなどにより、それぞれ工夫がなされている。

第Ⅱ－5図に貯水池使用ルールの例を示す。

第Ⅱ－5図 貯水池使用ルール（例）



- 注 ④：フル発電する領域
 ⑤：需給面から使用水量を決定する領域。重負荷期、渴水期の補給に備え、できるだけ目標水位に近づける。
 ⑥：重負荷日のピーク発電などを除き、極力水位回復に努める領域。
 L₁：無効放流の増加を防止することにより、経済性の維持に努めるための上限水位。
 ただし、いっ水が増加しても、電水比^{*}の向上により、発電電力量がかえって増加する場合もある。
 L₂：渴水年の供給能力確保上必要な水位。

* 電水比：

$$\frac{\text{発電力}}{\text{使用水量}}$$
 を電水比といい、kW/m³/s、MWh/m³/s・Dなどの単位を用いる。

④ ③の貯水池使用ルールにもとづき、過去の毎年毎日の流量を用いて使用水量を算出し、水位－電水比、水位－最大使用水量・最大出力の関係をも考慮して毎日の発生電力、電力量を算定する。この結果から①の各条件の充足状況を検討して最適な貯水池使用ルールを確立する。(あらかじめ設定された水位－使用水量の関係を用いて貯水式の水力の発電電力量を算定する上記のような計算を、通常ルール計算と称し、また第Ⅱ-5図のような水位曲線をルール・カーブと称している)

貯水池使用ルールを作成する場合は、必要な需給均衡度を保ち、需給費用を最小とする配慮が必要である。ただし、ルール・カーブ法では、毎日の使用水量決定の際にこれらの要因を十分おり込めないで、シミュレーション手法などによる検討も行われている。(このほか、機械計算による最適化法として、ダイナミックプログラミング法、グラディエント法、最大原理法その他の方法があるが、適用に当たっては、将来の出水予測誤差などを十分配慮しておく必要がある)

(iii) 揚水式水力*

① 揚水発電の分類

揚水式水力の発電は大別して

- 自分流発電 (混合揚水式のみ)
- 揚水分発電

* 揚水式水力：揚水式水力は、その運用方法により下記のように分けられる。

- 日間調整式：揚水、発電のサイクルがおおむね日単位のもので、池容量から見た等価ピーク継続時間は4～7時間程度である。
- 週間調整式：日間調整式と同様の運用を行うほか、週末、休祭日等の軽負荷時にも揚水して、負荷の週間変動に対する調整を行うもので、池容量から見た等価ピーク継続時間は日間調整式のものよりかなり長くなければならない。

上記のほか、貯水式水力に揚水設備を付加して、通常の貯水池と同じく補給、補填運用に重点をおくとともに、豊水期に極力揚水して貯留し、重負荷期、渇水期などに発電する年間調整式のものもある。

等価ピーク継続時間とは、調整可能な水を使用して最大発電した場合に発電を継続できる時間数いう。

(148頁、(a)供給能力計算の項参照)

に分けられ、このうち自分流発電は、一般水力と同様河川流量および貯水池、調整池による調整にもとづくものである。

② 揚水分発電電力量の算定

揚水式水力の可能発電電力量は自分流発電と揚水分発電の合計で示される。このうち、自分流発電については、河川流量ならびに一般の貯水池、調整池に準じて算定された水位計画にもとづいて算定する。

揚水分発電には、その発電の目的によって主として次の2種類がある。

○需給均衡を維持するためのもの(供給力揚水発電、マージン揚水発電などと称されている)

○経済性の向上を図るためのもの(経済揚水発電)

後者は一般に揚水発電による減分費用と、揚水のための増分費用を比較し、効果がある場合に行われるが、そのようなケースとしては、下記のものがある。

○余剰電力が発生する場合

○深夜、休日などの原子力、火力の余力で揚水して経済効果がある場合

○下池でいっ水の可能性がある場合(上池容量が特に大きい場合に限る)

揚水発電による効果の判定は下式による。

$$\begin{aligned} \text{効果} &= \left\{ \left(\frac{\text{揚水発電による火力発電低減量}}{\text{火力発電低減量}} \right) \times \left(\frac{\text{低減量の減分単価}}{\text{低減量}} \right) + \text{起動費} \right\} \\ &- \left(\frac{\text{揚水のための火力原子力発電増加量}}{\text{火力原子力発電増加量}} \right) \times \left(\frac{\text{増加量の増分単価}}{\text{増加量}} \right) \\ &= \text{揚水分発電電力量} \times \left(\frac{\text{減分単価} + \frac{\text{起動費}}{\text{揚水分発電電力量}} - \frac{\text{増分単価}}{\text{揚水総合効率}}}{\text{揚水総合効率}} \right) \end{aligned}$$

$$\text{揚水総合効率} = \text{揚水時の効率} \times \text{発電時の効率}$$

このほか、発電の目的によっては、運転予備力、周波数調整用、系統運用対策などのための稼働がある。

また、揚水運転時における周波数調整を目的とした可変速揚水発電システムが最近開発され

一部揚水式水力において採用されている。

本システムの採用により、特に夜間時の周波数調整用負荷としての利用が可能となり、今後系統および電源全体のより一層の効率的運転が期待される。

揚水分発電は、需給各要素の変動により大きい影響を受けるため、通常の供給電力量計算では精度の高い発電量を想定することは困難である。このため、

○需要変動、出水変動、計画外停止を多数断面組み合わせた多断面計算

○これらの要素の組み合わせに時系列特性をとり入れたシミュレーション計算

などの詳細な計算を行い、さらに、実運用面も考慮し、これらの検討結果から保有供給予備力、原子力、高効率火力、低効率火力の構成、揚水式水力の比率などと発電量との一般的な相関関係を求め、これを用いて将来年度における平均的な発電見込量を算定する機会が多い。

〔揚水用動力量〕

揚水式発電所が揚水のために使用する電力量(揚水用動力量)は、揚水分発電電力量を揚水総合効率で除して必要量を算定するが、電力量バランスでは揚水分発電電力量と差し引きせず、揚水用動力量欄に負の供給力として計上する。

$$\text{揚水用動力量} = \frac{\text{揚水分発電電力量}}{\text{揚水総合効率}}$$

(I) 利用率

発電電力量は前述のように可能発電電力量からいっ水電力量を控除して求められるが、可能発電電力量に対する発電電力量の割合を示すのに利用率*を用いる。

*水力の利用率：

利用率は、設備の稼働状況を表現する指標として用いられるが、水力は火力や原子力のように燃料を与えることによって発電できるものとは異なり、降雨降雪による河川の流量をもととして発電するものである。

このような理由から、水力の利用率は流量から決る可能発電電力量に対する発電電力量の比で表わしており、火力や原子力で表現する設備利用率とは異なっている。

$$\text{利用率} = \frac{\text{発電電力量}}{\text{可能発電電力量}} \times 100(\%)$$

$$= \frac{\text{可能発電電力量} - (\text{計画外停止, 計画補修, 余剰によるいっ水電力量})}{\text{可能発電電力量}} \times 100(\%)$$

$$= 100 - (\text{停止率} + \text{余剰率})(\%)$$

これらから、発電電力量は

$$\text{発電電力量} = \text{可能発電電力量} \times \frac{\text{利用率}(\%)}{100}$$

から算定することができる。

この利用率は機能別に停止率、余剰率に分離して想定する。

(i) 停止率

計画外停止および計画補修により発生するいっ水電力量の可能発電電力量に対する比率である。

$$\text{停止率} = \frac{\text{計画外停止, 計画補修によるいっ水電力量}}{\text{可能発電電力量}} \times 100(\%)$$

短期需給計画では予定される補修計画をもとに、過去の補修実績の傾向などを参考にして算定する。

長期需給計画では短期需給計画における停止率、長期的に予定される補修、実績の傾向などをおり込み算定する。

なお、自流式水力は、全発電所を一括して扱い、原則として過去10ヵ年程度の実績を参考にして想定する。

(ii) 余剰率

需要に対し、供給力が過剰となり、水力発電所でいっ水電力を生じる場合、これを余剰電力といい、これの可能発電電力量に対する比率を、余剰率という。

$$\text{余剰率} = \frac{\text{余剰によるいっ水電力量}}{\text{可能発電電力量}} \times 100(\%)$$

(4) 供給電力量計算と出水時点

出水時点は、第Ⅰ～第Ⅴの5つの時点（145頁<参考>出水時点の定義参照）を代表することになっているが、最近の需給検討において、一般水力の影響が減少していることから、第Ⅲ時点（平水）のみで代表させるのが一般的となっている。

なお、出水変化を考慮した詳細計算を行う場合、冒頭の5つの出水時点における可能発電力と第Ⅱ-1表に基づく各出水時点毎の月間の発生日数により、電力量バランスの算定を行う。

第Ⅱ-1表 供給電力量計算における
出水時点と発生日数

出水時点	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ	Ⅴ
発生日数	4日	6日	残日数	6日	4日

従って、このような発生日数を乗じて得られた水力可能発電電力量が、月間可能発電電力量に一致しない場合は、電力量計算時のみ、第Ⅲ出水時点の可能発電電力量を調整して、月間可能発電電力量に一致させる必要がある。

(3) 火力の供給力

火力は、設備の特質上、定期的な点検・補修が必要であり、需給計画ならびに燃料計画に与える影響が大きい。従って、火力発電計画、補修計画の策定に当たっては、需給均衡度、経済性、燃料消費などについて十分検討する必要がある。

(a) 火力の供給能力

火力の発電能力は、安定して発電し得る最大の能力を示し、設備容量から、コンバインドサイクルなどでは大気温の影響による能力減分を差し引いたもので示す。

発電能力=設備容量-大気温の影響による能力減分

また、供給能力は発電能力から、計画補修による停止電力を差し引き、さらに所内消費電力を差し引いたもので示す。

供給能力=発電能力-停止電力（計画補修）
-所内消費電力

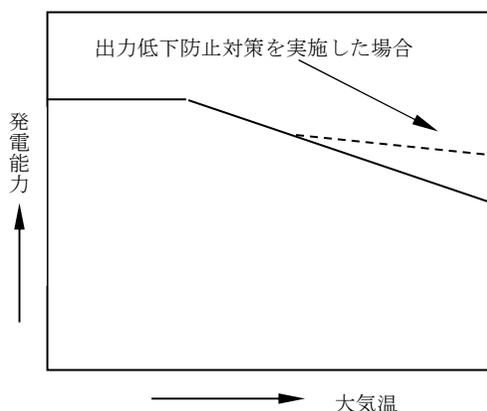
となる。

コンバインドサイクルの系列毎の供給能力は、稼働軸の発電能力の合計から所内消費電力を差し引いたものとする。

ただし、稼働軸の発電能力の合計が系列毎の認可出力を超過する場合は認可出力から所内消費電力を差し引いたものとする。

また、構造上大気温の影響により大きく発電能力が変化するコンバインドサイクルは、冬季に比べ夏季は8～15%低下する。このため吸気側に冷却装置を設けたり、液体酸素を吹き込む等の出力低下防止対策が研究されている。

第Ⅱ-6図 コンバインドサイクル出力特性曲線



(7) 火力の計画補修

(i) 定期補修

火力機器は、高温、高圧のヒートサイクルで使用され、その構造も複雑であるため、事故発生を未然に防ぎ、かつ、長期間安定した運転を継続するには定期的な点検・補修作業を行う必要があり、わが国では、定期事業者検査*1（電気事業法第55条）が法規上から定められている。

このような定期的な点検、補修は、所要日数も長く、計画的に実施する必要があり、これに伴う供給能力の増減は需給計画や電源の開発計画に直接影響を与えることになる。

短期需給計画では、ユニットごとに具体的に特別な付帯作業内容も考慮して、日数が定められ、補修実施時期の検討が行われる。

長期需給計画では、標準的な補修日数と運転期間等を考慮して補修量を算定している。

(ii) 中間補修

定期補修に対して必要に応じ実施される補修を中間補修と称している。中間補修のうち日数が短く軽負荷時に実施可能な場合には、通常供給能力の減少としては見込まないこととしている。

*1 定期事業者検査の実施時期については、電気事業法施行規則により、運転が開始された日または定期事業者検査が終了した日から、次に示す時期までに実施するように定められている。

[定期自主検査]

- 蒸気タービン 4年以内
- ボイラー 2年以内

(電気事業法施行規則第94条2)

また、経済産業省原子力安全・保安院通達原院第7号「火力設備における電気事業法施行規則第94条の2第2項第1号に規定する定期事業者検査の時期変更承認に係る標準的な審査基準例および申請方法等について」(146頁参考)により、適切な運転管理と保守点検が行われている場合には、ボイラー等においては24月を限度として、蒸気タービンにおいては、3月を限度として、定期事業者検査の実施時期を延長することができる。また、前回検査からの運転時間や起動回数が少ない場合は、ボイラー等は最大2年、蒸気タービンは最大4年延長することができる。

*2 所内率：

所内率には、供給能力算定用と供給電力量算定用の2通りの意味がある。

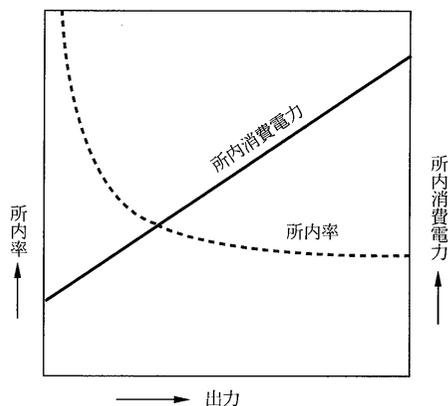
(イ) 所内消費電力

火力の所内消費電力は、一般に第II-7図のように、出力に比例して増加する部分と出力に無関係な一定値とを含んでいる。所内率*2は、

$$\text{所内率} = \frac{\text{所内消費電力}}{\text{発電端出力}} \times 100 (\%)$$

で表され、出力の増加に伴い漸減する。

第II-7図 所内消費電力と所内率



供給能力を算定する場合の所内消費電力は、最大電力発生時における必要量をとる。所内率は、最近の50万kW級以上を例にとれば、

- 石炭：5～8%
- 石油：2～6%
- LNG：3～5%
- LNGコンバインド：1～2%

程度である。

(b) 火力の供給電力量

火力の供給電力量は、発電電力量から所内消費電力量を差し引いたもので示す。

$$\text{供給電力量} = \text{発電電力量} - \text{所内消費電力量}$$

(7) 供給電力量の算定

火力供給電力量は、送電端需要から水力供給電力量、原子力供給電力量、その他(新エネルギー、自家発など)供給電力量、融通電力量、揚水用動力量(負の供給力)など火力以外の供給電力量を差し引いた残余分を分担するものとし、原則として供給電力量計算により算定する。(148頁3(1)(b)供給電力量計算の項参照)

なお、長期需給計画等では、年または月単位

のそれぞれの電力量から上記同様の差引計算により火力供給電力量を算出する場合がある。

この場合、供給予備力の保有状況を考慮して、需要電力量充足の可否、需給特性から余剰電力発生の可能性などを検討して算定しなければならない。

ユニット別の電力量配分は、熱効率^{*1}、燃料費などを織り込んだ運転費特性に従い、等増分燃料費法あるいは優先順位法によって算定する。(137頁<参考>〔火力ユニット別電力量配分〕の項参照)

また、燃料制約、系統運用上の制約がある場合、これを考慮するとともに、計画補修以外の補修・事故などによる停止を考慮した稼働可能限界^{*2}を越さないよう留意する。

なお、設備の稼働状況を示す指標として、設備利用率、運転中利用率、計画補修除き利用率^{*3}などが一般に使われる。

(4) 所内消費電力量

火力の所内消費電力量は、前に述べたような

出力との相関や運転計画によって変化するので、これらを考慮して算定する必要がある。

$$\begin{aligned} \text{発電電力量} &= \text{供給電力量} + \text{所内消費電力量} \\ \text{所内率}^{*4} &= \frac{\text{所内消費電力量}}{\text{供給電力量} + \text{所内消費電力量}} \times 100 (\%) \end{aligned}$$

$$\text{所内率}^{*4} = \frac{\text{所内消費電力量}}{\text{供給電力量} + \text{所内消費電力量}} \times 100 (\%)$$

火力の所内率は、最近の50万kW級以上を例にとれば、

- 石炭：5～8%
- 石油：4～7%
- LNG：3～5%
- LNGコンバインド：1～3%

程度である。

(c) 火力運用上の制約条件

火力機の運用に当たっては、機器の構造上および系統運用上からの制約があるため、需給計画の策定においては、これらを考慮した上で、ユニットに供給電力量を割り充てる必要がある。制約のおもなものとして、下記(ア)～(カ)がある。

*1 熱効率：

$$\begin{aligned} \text{発電電力量と消費した燃料の発熱量との比を熱効率と称し} \\ \text{熱効率} = \frac{\text{発電電力量 (kWh)} \times 3600 [860]}{\text{燃料発熱量 (kJ [kcal])}} \times 100 (\%) \end{aligned}$$

で表わす。

なお、発電電力量を送電端としたものを送電端熱効率、発電電力量を発電端としたものを発電端熱効率と称する。

また、単位電力量を発生するために要する熱量を熱消費率と称し

$$\begin{aligned} \text{熱消費率 (kJ [kcal] / kWh)} &= \frac{\text{燃料発熱量 (kJ [kcal])}}{\text{発電電力量 (kWh)}} \\ &= \frac{3600 [860] \times 100}{\text{熱効率} (\%)} \end{aligned}$$

で表わす。

運転熱効率は、ボイラ効率、タービン効率などを総合した設計熱効率に、実際運転時の利用率による熱効率の低下などを考慮して想定する必要がある。

このため、既設ユニットについては、過去の実績から求める利用率との相関関係から、また、新設ユニットについては設計熱効率に型式容量の等しい発電機の運転実績などを勘案して算出している。

従って、各発電機の供給電力量から燃料消費量を算出するには、まず、

$$\begin{aligned} \text{熱消費量 (kJ [kcal])} &= \text{供給電力量 (kWh)} \\ &\quad \times \text{熱消費率 (kJ [kcal] / kWh)} \\ &= \frac{\text{供給電力量 (kWh)}}{\text{熱効率} (\%)} \times 3600 [860] \times 100 \end{aligned}$$

により、必要とする熱量を算出し、これから

$$\text{燃料消費量 (kl)} = \frac{\text{熱消費量 (kJ [kcal])}}{\text{燃料発熱量 (kJ [kcal] / kl)}}$$

として算定する。

また、単位電力量を発生するために要する燃料消費量を燃料消費率と称し、

$$\text{燃料消費率 (l / kWh)} = \frac{\text{燃料消費量 (l)}}{\text{発電電力量 (kWh)}}$$

で表わす。

(注) 上記の式における[]内はkcalの場合を示す。

*2 稼働可能限界：

供給電力量計算において発電機別発電電力量を算出する場合は、一般に各発電機の送電端最大出力に計画外停止、設備・運用上の制約条件などを織り込んだ稼働可能限界係数を乗じて各発電機の限界出力を算定する。

$$\begin{aligned} \text{供給電力量計算時の限界出力} \\ &= \text{送電端最大出力} \times \text{稼働可能限界係数} \end{aligned}$$

*3 設備利用率、運転中利用率、計画補修除き利用率：

$$\begin{aligned} \text{設備} \\ \text{利用率} &= \frac{\text{発電電力量}}{\text{認可最大出力} \times \text{暦日数} \times 24} \times 100 (\%) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{運転中} \\ \text{利用率} &= \frac{\text{発電電力量}}{\text{認可最大出力} \times \text{発電時間}} \times 100 (\%) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{計画補修除き利用率} \\ &= \frac{\text{発電電力量}}{\text{認可最大出力} \times (\text{暦日数} - \text{計画補修日数}) \times 24} \times 100 (\%) \end{aligned}$$

*4 所内率：135頁脚注 所内率の項参照

(7) 周波数調整, 運転予備力の分担

負荷の急変, 電源脱落等に備えて, 周波数調整能力, 運転予備力を分担する必要がある。

(イ) 系統運用上からの要請

潮流改善, 電圧対策, 電力の安定供給面から, 出力の増加又は抑制を必要とする場合がある。

(ウ) 深夜停止起動(DSS)ユニットの選定

DSSユニットの選定にあたっては, 発電所の運転台数・補助蒸気確保等を考慮した上で, 翌朝の負荷立ち上がり時における供給力確保に留意する必要がある。

(I) 最低負荷限度

燃料燃焼の不安定性, ボイラチューブの過熱,

自動制御装置の制御範囲などから, 最低負荷には限度があるが, ユニットによって全出力の1/2程度ものから1/8程度まで下げることが可能なものである。

(オ) 環境対策面からの制約

地区の環境規制により, ばいじん, 硫黄酸化物や窒素酸化物の総排出量規制(時間又は日間)などの制約が生ずる場合には, 発電所毎またはユニット毎の燃料切り替えや出力抑制を考慮する必要がある。

また地区によっては, 年間総排出量の規制により発電所の運転が制約され, 電力量バランス策定に影響することがある。

<参 考>

[火力ユニット別電力量配分]

供給電力量計算では, 出水, 需要など供給力, 需要の変動を組み合わせた各日について, 需要負荷曲線から水力供給力, 原子力供給力, その他供給力(新エネルギー, 自家発など)を差引き24時間各時間, または, 区分された時間帯ごとに火力分担出力が算出される。このようにして算出された分担出力を発電機別に, 経済配分する方法としては, 現在

- 等増分燃料費法
- 優先順位法

が用いられている。

(イ) 等増分燃料費法 (Incremental loading)

各発電機ごとの出力配分は, 運転予備力の保有などの制約条件を満たし, かつ, 運転費を最小とする経済的な運用を満足させるものでなければならない。このような出力配分方法として, 制約条件を考慮しない単純な場合について検討すると次のようになる。

いま, 稼働中の n 台の発電機の出力を $P_1, P_2 \dots P_n$, これらの発電機で発電を必要とする火力合計分担出力を P_R とし, 各発電機の運転費は $F_1(P_1), F_2(P_2) \dots F_n(P_n)$ で表わされるものとする, 各発電機の合計運転費を最小とするには,

$$P_1 + P_2 + \dots + P_n = P_R$$

の条件のもとで

$$F_1 + F_2 + \dots + F_n = F$$

を最小とするような各発電機出力 ($P_1, P_2 \dots P_n$) を求めればよい。Lagrange の未定係数法によれば, λ なる未定係数を導入して,

$$I = [F_1(P_1) + F_2(P_2) + \dots + F_n(P_n)] - \lambda (P_1 + P_2 + \dots + P_n - P_R)$$

で表わされる I を極小値とする $P_1, P_2 \dots P_n$ がこの場合運転費を最小とすることになる。

従って, I を $P_1, P_2 \dots P_n$ について偏微分し, 0 とおけば

$$\frac{\partial I}{\partial P_1} = \frac{\partial F_1}{\partial P_1} - \lambda = 0$$

$$\frac{\partial I}{\partial P_n} = \frac{\partial F_n}{\partial P_n} - \lambda = 0$$

$$\therefore \frac{\partial F_1}{\partial P_1} = \frac{\partial F_2}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial F_n}{\partial P_n} = \lambda$$

となる。

すなわち, 合計運転費を最小とするためには, 各発電機の増分運転費 $\partial F / \partial P$ (出力 PMW で運転中, 微小 MW の出力を増加するために要する単位出力当たり費用) が等しくなるような出力を各発電機で分担すればよいことになる。

運転費には, 燃料費, 修繕費, 運炭・灰捨費, 人件費などがあるが, 一般に出力との関数関係が明らかな燃料費を対象として考えればよいので, このような原則に従って出力配分を行う方法を等増分燃料費法と称している。

具体的な出力配分に当たっては, 先ず稼働発電機の最低負荷(運転可能な最低負荷および他の制約条件を織込む)を火力分担発電力から先取りし, 残余を等増分燃料費法で配分することになる。この方法では, 最経済的な出力配分が行われるが, 計算は下記の優先順位法より複雑になる。

(ウ) 優先順位法 (Base loading, Priority loading)

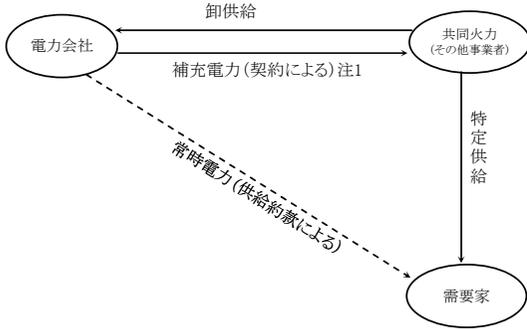
熱効率, 燃料単価などを考慮して, あらかじめ各発電機の発電優先順位を定めておき, この順位に従って負荷を分担する方法で, 具体的には火力で分担する出力のうちから, 先ず, 稼働発電機の最低負荷を差引き, 残余を順次定められた優先順位に従い稼働可能限界を考慮して発電力を充足する。

この算定方法によると, 前項(イ)で述べた等増分燃料費法に比較して発電順位の高い高効率火力は負荷率が高く, 順位の低い低効率火力では負荷率が低く計算される場合があるが, 計算が比較的容易であるため簡便法として利用されている。

(d) 共同火力の計画算入方法

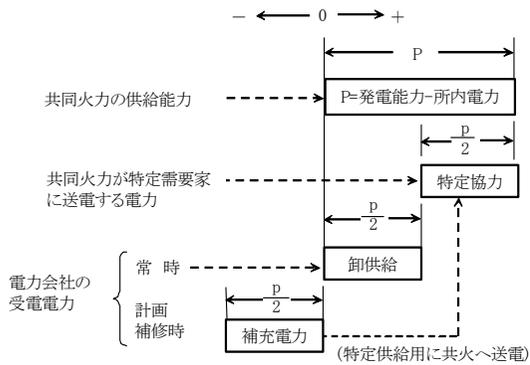
直接需要家に電力を供給している共同火力は第Ⅱ-8図のように地元電力会社、共同火力、需要家3者の間で受給が行われる。

第Ⅱ-8図 電力会社、共同火力、需要家の相互関係



注1. 共同火力の計画外停止、補修時には、共同火力が不足分を地元電力会社から受電して、需要家に送電する。この電気を一般に補充電力と称する。

第Ⅱ-9図 共同火力受電分の供給能力 (1機の場合の例)



共同火力からの電力会社受電分電力ならびに受電電力量は、一般に下記のような取扱いがなされている。(第Ⅱ-9図参照)

〔供給能力〕

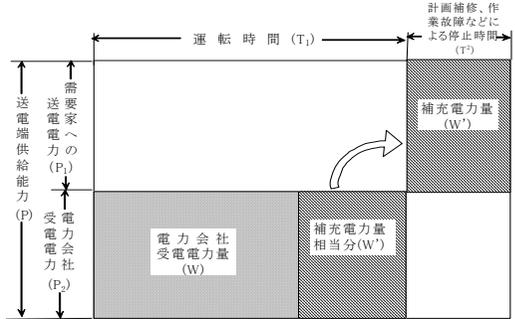
○計画補修がない場合は、電力会社受電分を全量計上する。

○共同火力の補修時は、当該ユニットによる電力会社受電電力を0とするほか、共同火力への補充電力を負の供給力として計上する。

〔供給電力量〕

第Ⅱ-10図の方法で算定している。

第Ⅱ-10図 共同火力供給電力量の算定方法 (1機の場合の例)



注1. P_2/P は50%の場合が多い。

2. 上図のW, W'は一般に下式で算出される。

$$W = L_f P_2 T_1 - W'$$

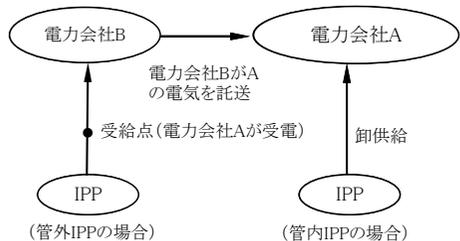
$$W' = L_f' P_1 T_2$$

(L_f, L_f' は負荷率)

(e) 卸電力入札により電気の供給を行う事業者 (IPP) の計画算入方法

卸電力入札により電気の供給を行う事業者 (IPP) からの電力の受給は、第Ⅱ-11図のような関係になる。

第Ⅱ-11図 IPPからの受電



〔供給能力, 供給電力量〕

○自社火力に準じた方法で、供給能力, 供給電力量を算定し計上する。

(4) 原子力の供給力

原子力は運転費が低廉であることからベース供給力となっており、また、大容量機が多く、かつ補修日数も火力機に比べ長いことから、その運転状況が電力需給および燃料消費に与える影響は非常に大きい。

従って、原子力発電計画、補修計画の策定にあたっては、需給均衡度、経済性、燃料計画等について充分検討する必要がある。

(a) 原子力の供給能力

原子力の供給能力は、

$$\text{供給能力} = \text{設備容量} * \text{停止電力 (計画補修)} - \text{所内消費電力}$$

で示す。

なお、計画補修後の出力上昇は徐々に行われることを考慮して、並列後の一定期間の供給能力はこの能力低下を見込んでいる。

(7) 原子力の計画補修

(i) 定期補修

原子力は、定期検査が義務付けられており(電気事業法第54条)、その間隔は次のように定められている。

原子炉……13月以内

タービン……1年経過後、13月以内

(電気事業法施行規則第91条、関連規則第89～94条)

原子力の補修日数については、一般に原子炉の補修日数がタービンよりも長期にわたるため、補修日数としては原子炉の補修日数を用い、その際、燃料取替のための工程を考慮した日数で補修量を算定している。

また、13月を超えた長期サイクル運転についての検討がなされている。

短期需給計画では、さらに、ユニットごとに具体的に特別な付帯作業内容も考慮して、日数が定められ、補修実施時期の検討が行われる。

長期需給計画では、標準的な補修日数と運転期間等を考慮して補修量を算定している。

*定格熱出力一定運転による出力増加分は、能力に織込んでいない。

(ii) 中間補修

定期補修に対して必要に応じ実施される補修を中間補修と称し、一般に供給力の減少として見込んでいる。

(4) 所内消費電力

供給能力を算定する場合の所内消費電力は、最大電力発生時における必要量をとるが、原子力の所内率は3～6%程度となっている。

(b) 原子力の供給電力量

原子力の供給電力量は、

$$\text{供給電力量} = \text{発電電力量} - \text{所内消費電力量}$$

で示す。

(7) 供給電力量の算定

原子力は燃料供給および価格の安定性、経済性、環境特性等に優れているため、通常負荷調整を行わず、ベース供給力としての運用を行っている。

短期需給計画では、ユニットごとに補修計画から定まる稼働日数と計画補修除き利用率(計画外停止および計画補修に伴う出力低下などを考慮している。)から供給電力量を算定している。また、定格熱出力一定運転を行うユニットについては、発電電力量の増加分を考慮する。

長期需給計画ではユニットごとに平均的な年間設備利用率から算定している。

(4) 所内消費電力量

所内消費電力量については、補修計画をもとに運転中と停止中に区分して算定している。

$$\text{所内消費電力量} = \text{運転中所内電力量} + \text{停止中所内電力量}$$

原子力の所内率は3～7%程度である。

(c) 原子力運用上の制約条件

原子力には原子燃料面から特有の運用制約があり、需給計画策定にあたっては、これらに留意しておく必要がある。

(7) 出力変化速度

補修前後の出力増減における出力変化は、燃料に与える影響への配慮から、火力に比べ徐々に行われる。

(4) コーストダウン

原子燃料の特性から、定期補修前に出力低下

を起こすことがある。

(ウ) パターン変更 (BWRの場合)

炉の出力分布、燃料の燃焼度分布の安定化、均等化等のため、適宜制御棒の挿入パターンの変更を行うが、これにあたり出力低下が必要である。

(イ) ステムフリーテスト (PWRの場合)

蒸気タービンの各弁の機能確認をするため運転中に適宜開閉テストを行うが、これにあたり出力が低下する。

(5) その他供給力

(a) 新エネルギー

新エネルギーの供給能力・供給電力量については安定的に見込めるものについて計上する。

(b) 自家発電電

自家発電電の供給能力・供給電力量については、受給契約等をもとに実態に合わせ算定し、計上する。

(c) 営業運転前試運転電力

短期需給計画では、原子力、火力、IPP等の営業運転前試運転の供給能力・供給電力量については、試運転計画ならびに過去の実績を参考に算定し、計上する。

(d) 卸電力取引所を通じた取引電力

卸電力取引所を通じた取引電力・取引電力量については、安定的に見込めるものについて計上する。

<参考> [託送の取扱いについて]

(7) 自己託送の取扱いについて

電気事業者以外のものが、自家用発電設備によって発電した電気を、自家消費を目的として、一般電気事業者のネットワークを利用し、他の場所にある工場などに送るために一般電気事業者が行うサービスをいう。(第II-12図)

なお、補給電力については、基本的には供給約款の自家発補給電力に準じた扱いとなる。

(イ) 小売託送の取扱いについて

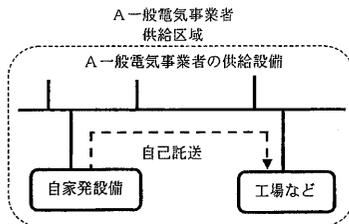
(i) 接続供給

接続供給は、一般電気事業者が、他の一般電気事業者あるいは特定規模電気事業者の発電・調達した電気を、一般電気事業者のネットワークを利用し、同時に供給地域内の特定規模需要に送り届けるとともに、需要の変動などにより不足する電気を供給することをいう。(第II-13図)

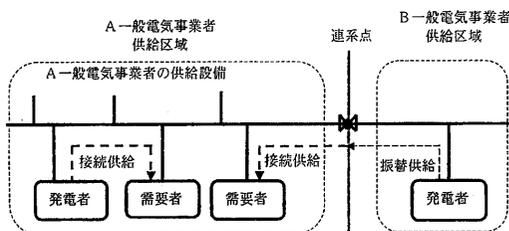
(ii) 振替供給

振替供給は、一般電気事業者が、他の一般電気事業者あるいは特定規模電気事業者の発電・調達した電気を、一般電気事業者のネットワークを利用し、同時に他の一般電気事業者との連系点まで送り届けることをいう。(第II-14図)

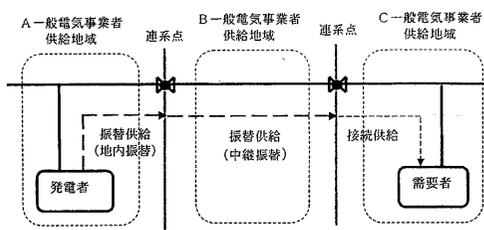
第II-12図 自己託送のイメージ



第II-13図 接続供給のイメージ



第II-14図 振替供給のイメージ



(6) 融通電力(一般電気事業者間融通)

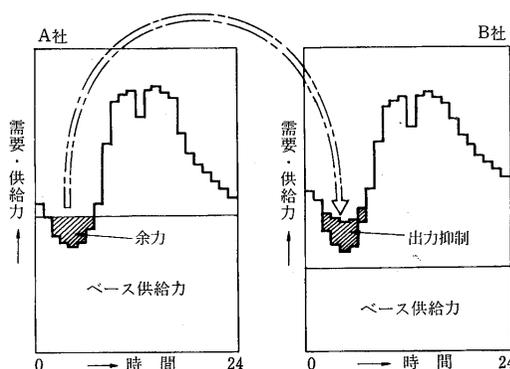
第Ⅱ-15図 広域相互協力の例

融通電力には大別して、電力需給・系統の安定維持を図り、広域運営を円滑に行うことを目的として電力9社間で締結された融通契約に基づき受給する「全国融通」と、電源開発会社或いは電力会社の委託開発や輪番開発などの特定の電源を送電原資として実施するもの、特定地域の需要を対象とするもの、接しよう地帯における設備節減を目的とするもの等、関係二社間の融通契約に基づき受給する「二社間融通」があり、その種別は、第Ⅱ-2表のとおりである。

需給計画では特に計画化したもののみ計上し、随時的な融通、ならびに系統融通は計上しないことにしている。

なお、融通電力は、最大電力バランスでは最大需要電力発生時に期待し得る送受電最大電力を、また、電力量バランスでは平水年において期待し得る送受電電力量を計上することとしている。

電気事業法においては、卸売供給のうち、一定以上長期安定的なものについては、卸供給として位置付けられ、取引の公平性、透明性とこれを通じた効率的な供給の確保を図るため、規制の対象となっている。これに伴い、一般電気事業者間融通についても「卸供給（供給電力が1,000kWを超えて10年以上の期間にわたり行うものと供給電力が10万kWを超えて5年以上の期間にわたり行うもの）」と「その他（「卸供給」以外のもの）」に区分されており、全国融通はその他に区分される。



第Ⅱ-2表 電力融通の種別

契約種別	電力名称	運用名称	内 容	需給計画への反映
全 国 融 通	(a) 需給相互応援融通電力 発電機脱落事故等において、受電会社の電力を補うために、受電会社の要請により受給する電力	運転予備電力	発電機脱落事故等を契機として、不可避免的に受給される電力	需給計画に計上しない
		随時応援電力	突発的な発電機故障等により、エリアの供給力確保が困難となる場合に、これを解消するために随時的に受給する電力	需給計画に計上しない
	(b) 広域相互協力融通電力 軽負荷時および豊水時において、長期固定電源の発電抑制回避のため、送電会社の要請により受給する電力	広域協力電力	年末年始、ゴールデンウィーク期間ならびに夜間および休日などの軽負荷時および豊水時に、長期固定電源（原子力、水力(除く揚水)、地熱)の発電出力抑制を回避するために随時的に受給する電力	需給計画に計上しない
二 社 間 融 通	(c) 特定融通電力 電源の広域開発に伴うもの、特定の発電設備の広域的活用に伴うもの、その他広域運営を目的として受給する電力および特定地域の需要を対象に長期にわたって受給する電力			需給計画に計上する
	(d) 潮流調整電力 隣接電力会社間で、供給信頼度維持および系統の安定運用を図るため受給する電力			需給計画に計上する
	(e) 系統運用電力 隣接電力会社間で、電力設備の有効利用を図るため受給する電力			需給計画に計上する
	(f) 系統融通電力 隣接電力会社間で、系統を連系運用しているためやむをえず受給される電力			需給計画に計上しない

参考-1表 水力発電所の分類

区分	分類		出力調整機能の保有状況	備考
	機能別	級別		
一般水力	自流式	A	A I	調整池を持たず、河川の流量そのままの発電に限定されて、出力調整の能力を有しないもの。
			A II	小容量の調整池を有しているもの。
	調整式	AB	やや大容量の調整池を有するもの。	級別分類を行う場合、AB、B級に該当する場合でも、水系として一貫運用される発電容量の合計が10,000kW以下のものについては、すべてA級として扱うこととする。
	貯水式	B	大容量の調整池・貯水池を有し、発電量を季節的に移行できるもの。	
揚水式水力	揚水式	PA	級別の分類は一般水力と同様とし、それぞれにPを冠する。	○PA級のうち、自流分のないものはPA ₀ と表示する。 ○自流分のある混合揚水式と自流分のない純揚水式に分類している。
PAB				
PB				

水力発電所個々の出力調整機能を定量的に算定し、級別にA級、AB級、B級の3つに区分し分類している。

なお、A級を調整池の有無によってA I級とA II級に細分している。

参考-2表 水力発電所の級別分類

項目	級別	B級・PB級	AB級・PAB級	A級・PA級
調整率 (%)	$\frac{Q(\text{有効貯水量: m}^3/\text{s}\cdot\text{D})}{R(\text{年間総流入量: m}^3/\text{s}\cdot\text{D})}$	20%以上	5%以上	B級, PB級, AB級, PAB級以外の発電所とする。
補給率 (%)	$\frac{P(\text{発電所最大使用水量: m}^3/\text{s})}{\frac{R(\text{年間総流入量: m}^3/\text{s}\cdot\text{D})}{365}}$	150%以上	—	A II級, PA II級…調整池を有するもの。 A I級…A II級, PA II級に該当しないもの。
補給持続日水 (日)	$\frac{Q(\text{有効貯水量: m}^3/\text{s}\cdot\text{D})}{P(\text{発電所最大使用水量: m}^3/\text{s})}$	15日以上	3日以上	PA級のうち、自流分のないものは、PA ₀ と表示する。
下流発電所の取扱い		B級またはPB級より下流の発電所で、次の2条件をすべて満足するもの。 (イ) 残流率(注2参照)が50%以下。 (ロ) 上流貯水池の有効容量をも総合加算した後、調整率、補給率、補給持続日数の3条件が上記数値を満足する。	B級, PB級, AB級, PAB級より下流の発電所で次の2条件をすべて満足するもの。 (イ) 残流率が50%以下。 (ロ) 上流貯水池の有効容量をも総合加算した後、調整率、補給率、補給持続日数の2条件が上記数値を満足する。	A II級, PA II級より下流の発電所で残流率が50%以下のもの、およびB級, PB級, AB級, PAB級, A II級, PA級より下流の発電所でB級, PB級, AB級, PAB級に該当せず、残流率が50%以下のものはA II級とする。

<参考>

- (注) 1. 級別分類は、定量的には各条件をすべて具備することを標準としている。
 2. $1 \text{ m}^3/\text{s}\cdot\text{D}$ とは毎秒 1 m^3 の水が一日間流れた場合の水量 ($86,400 \text{ m}^3$) でこれを 1 米個日ともいう。
 残流率 = S (年間残流量: $\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{D}$) / T (年間総使用水量: $\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{D}$)
 残流量 = 当該発電所の総流入量 - 上流発電所総流出量
 3. 混合揚水発電所の使用水量は揚水して再使用する分が含まれているため、この分を補正する必要があり、「最大使用水量 $P(\text{m}^3/\text{s})$ 」を $P(\text{m}^3/\text{s}) - \text{揚水限界日量}(\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{h})/12(\text{h})$ として算定する。
 なお、揚水限界日量としては、上池、下池容量および揚水設備、揚水原資などそれぞれにつき算出した揚水日量のうちの最小値をとる。

[流況曲線]

流況曲線とは、月間、年間等一定期間の可能発電力を大きさの順に並べ、可能発電力と日数の関係を図示したものをいう。

現在流況曲線を作成するための出水資料としては、原則として至近 30 年 (具体的には各回の供給力算定要領で定める) の各年毎日の可能発電力が用いられている。

需給計画では通常月を単位とした流況曲線*が作成されている。

流況曲線には Series 流況曲線および Parallel 流況曲線があり、作成方法および主な特徴は参考-3表のとおりである。

なお、新增設地点を既設供給力に織込む場合あるいは、既設供給力で水系の運用方法に変更がある場合は、過去におけるその地点の河川流量資料などを用いて、毎日の可能発電力を算出し、既設供給力の毎日の可能発電力に加算あるいは修正して、新たな総合流況曲線を作成する。

[出水時点]

需給計画を作成する場合、出水変動による可

能発電力の変化は、過去の変動実績を集約して、参考-4表に示す5時点で表現している。

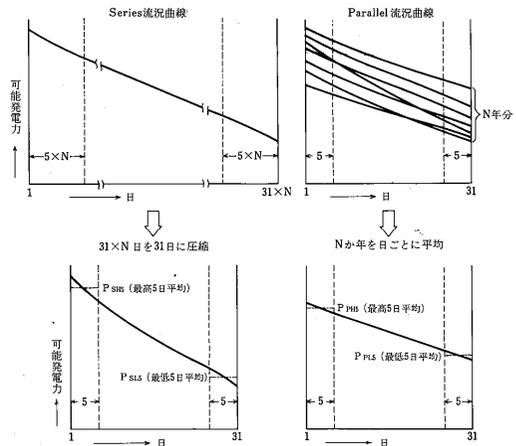
なお、
$$\frac{\text{第V出水時点可能発電力}}{\text{第III出水時点可能発電力}} \times 100 (\%)$$

を低下率、

$$\frac{\text{第I出水時点可能発電力}}{\text{第III " "}} \times 100 (\%)$$
 を上昇率

と称し、豊満水時点の平均に対する度合を示す。

参考-1 図 Series 流況曲線と Parallel 流況曲線



参考-3 表 Series 流況曲線と Parallel 流況曲線の作成方法と特徴

項目	Series 流況曲線	Parallel 流況曲線
作成方法	N年間毎日の可能発電力を、発生した年や日に無関係に、大きさの順に並べ、上位から順にN個づつ平均し、これを連ね、1年に圧縮する。	N年間各年の流況曲線における同一順位の可能性発電力を平均し、これを連ねて作成する。
特徴	豊満水が極端に表現される傾向になる。	平均的な流況曲線となり、豊満水がならされて表現される傾向になる。

* 流況曲線：需給計画では、月を単位とした流況曲線が使用されているが、水力発電所の建設計画等に際しては、年を単位とした流況曲線が作成され、最大出力・常時出力・可能発電力などの算定に用いられている。

<参考>

参考-4表 出水時点の定義

出 水 時 点	各出水時点の可能発電力	備 考
第Ⅰ出水時点（最豊水日）	$\frac{\text{PSH5} + \text{PPH5}}{2}$	（参考-1 図参照）
第Ⅱ出水時点（豊水日）	PPH5	
第Ⅲ出水時点（平水日）	月平均可能発電力	出水率算定の際の基準とするなど、平均的な出水の基準として用いている。
第Ⅳ出水時点（渇水日）	PPL5	
第Ⅴ出水時点（最渇水日）	$\frac{\text{PSL5} + \text{PPL5}}{2}$	通常最大電力バランスの検討に用いており、一般にL5と略称している。

（注） PSH5=Series 流況曲線の最高5日平均（可能発電力）

PPH5=Parallel 流況曲線の最高5日平均

PSL5=Series 流況曲線の最低5日平均（可能発電力）

PPL5=Parallel 流況曲線の最低5日平均

<参考>

平成17年10月18日付、経済産業省原子力安全・保安院通達 原院第7号「火力設備における電気事業法施行規則第94条の2第2項第1号に規定する定期事業者検査の時期変更承認に係る標準的な審査基準例及び申請方法等について」（定検時期延長に関する部分の主たる内容）

1. 審査基準

電気事業法施行規則第94条の2第2項第1号の規定による承認は次に定めるところにより行う。

(1) ボイラー、独立過熱器及び蒸気貯蔵器（以下「ボイラー等」という。）並びに蒸気タービン

① ボイラー等又は蒸気タービンが次のイ～ハの条件を満たす場合は1月を、蒸気タービン（複数のボイラーで稼働するものを除く。）が次のイ～ホの条件を満たす場合は3月を限度として、定期事業者検査の時期の延長を承認することができる。ただし、当該承認により定められた時期をさらに延長することはできない。

イ ボイラー等又は蒸気タービンの使用の状況に応じて、次の運転管理及び日常点検がなされており、また、他の火力設備における事故及び故障の状況を踏まえ、同種の事故及び故障の防止について適切な処置がなされていること。

(イ) 別紙1の「1. 運転管理」に従って運転管理が行われていること。

(ロ) ボイラー等又は蒸気タービンが定格圧力の5%を超えて運転された時間が、年間12時間以内であること。

(ハ) ボイラー等又は蒸気タービンが、定格温度より28℃以上高い温度で運転されておらず、8℃以上高い温度で運転された時間が年間400時間以内で、かつ、14℃以上高い温度で運転された時間が80時間以内であること。

(ニ) 別紙1の「2. 日常点検」に従って日常点検が行われていること。

ロ 前回の定期事業者検査（平成12年7月以前に行われた定期検査及び平成15年9月以前に行われた定期自主検査を含む。以下、単に「前回の検査」という。）の結果、ボイラー等又は蒸気タービンに特に支障が認められていないこと、若しくは前回の検査において異常が認められた箇所及び異常が発生するおそれがあるとされた箇所

について、適切な措置が行われていること。

ハ 前回の検査の終了後、ボイラー等又は蒸気タービンに事故又は故障が発生した場合は、事故又は故障が発生した部位に恒久的な事故及び故障の防止対策が施されており、かつ、類似の部位に適切な事故及び故障の防止措置が行われていること。

ニ 前回の検査の終了後、45月以上経過した日までの間において、軸受振動による警報発信（昇速中のものを除く。）がないこと。

ホ 前回の検査の終了後、45月以上経過した日以降においてロックアウトによる非常调速装置その他の非常停止装置の作動試験がされており、当該装置の健全性が確認されていること。

② ボイラー等が次の条件をいずれも満たす場合は24月を限度として、定期事業者検査（初回の定期事業者検査を除く。）の時期の延長を承認することができる。ただし、(1)の③に係る場合を除き、当該承認により定められた時期をさらに延長することはできない。

（イ～ホの延長条件は省略）

③ (1)の①の条件により定期事業者検査の時期の延長の承認を受けようとする蒸気タービン（1月を限度として延長するものに限る。）に蒸気を供給するボイラー等であって、(1)の②の規定により定期事業者検査の時期の延長の承認を受けたものにあつては、当該承認により定められた時期までに(1)の②の条件の適合性を再度評価し、(1)の②の条件を満たす場合に限り、当該蒸気タービンの定期事業者検査の時期の延長の承認により定められた時期を限度として、定期事業者検査の時期の延長を承認することができる。

④ (1)の①及び(1)の②のただし書きにかかわらず、ボイラー等にあつては、前回の検査以降の負荷運転の時間（以下「運転時間」という。）が4,000時間又は負荷運転とした回数（以下「起動回数」という。）が120回（低サイクル疲労対策を実施しているものにあつては240回）になると見込まれるいずれか早い時期を限度として、定期事業者検査の時期の延長を承認することができる。ただし、一回の承認による延長期間の限度は、最大2年とする。

⑤ (1)の①のただし書きにかかわらず、蒸気ター

ビンにあっては運転時間が 8,000 時間又は起動回数が 240 回（低サイクル疲労対策を実施しているものにあつては 480 回）になると見込まれるいずれか早い時期を限度として、定期事業者検査の時期の延長を承認することができる。ただし、一回の承認による延長期間の限度は、最大 4 年とする。

（「(2)ガスタービン」、「(3)小型ガスタービン」、「(4)炉頂圧ガスタービン」、「(5)液化ガス設備」、(6)「ガス化炉設備」は省略）

(7) 休止予定の火力設備

(1)～(6)のただし書きにかかわらず、対象とする火力設備の使用を休止する場合において、その休止しようとする期間が今回定期事業者検査を行うべき時期を経過した後にわたる期間であつて、当該設備における保全・管理の方法に関することを定めているものにあつては、4 年を限度として、定期事業者検査の時期の延長を承認することができる。なお、当該承認により定められた時期より早期に当該設備を再び使用しようとする場合は、当該承認により定められた時期に至っていないなくても定期事業者検査を行うこととする。

(8) 定期事業者検査の延長に際し、火力設備の設置者が行う設備点検について

(1)～(6)において、延長の程度を考慮した点検が適切に行われていないものでないものと認められない場合は、定期事業者検査の時期の延長を承認することはできない。（別紙 1 の「3. 定期点検」を一例とする。）

2. 申請方法等

定期事業者検査の時期の延長に係る承認を受けようとする事業者は、申請書及び使用の状況を記載した書類を当該対象火力設備の設置の場所を管轄する経済産業局長に定期事業者検査を行う 1 ヶ月前までに提出することが望ましい。

なお、使用の状況を記載した書類として審査業務の円滑化の観点から提出されるものの一例として、ボイラー等、蒸気タービン、液化ガス設備及びガス化炉設備にあっては様式 1、ボイラー等であつて、(1)の②又は(1)の③に該当する設備にあっては様式 2、ガスタービン（小型ガスタービン及び炉頂圧ガスタービンを除く）にあっては様式 3、小型ガスタービン及び炉頂圧ガスタービンにあっては様式 4、休止予定の

火力設備によるものにあつては様式 5 を示す。

(注) 別紙 1、様式 1～5 等は記載省略

3 需給計画の策定

需給計画では、長期にわたる電力の安定かつ低廉な供給を行うため、必要な供給力の確保、電源構成のベストミックス*1の構築、電力供給の効率化を図るよう検討が行われる。

このうち、短期需給計画では、具体的な供給運用指針とするため、各月の最大電力、電力量バランスについて表現しているが、長期需給計画では、8月最大電力（ただし、12月に年間最大電力が発生する会社は12月も作成）、年間電力量バランスによって需給状況を表現している。

なお、以下の記載内容は需給計画策定の基本的な考え方の一例を挙げたものである。

(1) 供給能力計算と供給電力量計算

需給計画を検討、作成するため、一般に次の2種類の計算が行われる。

- 供給能力計算
- 供給電力量計算

(a) 供給能力計算

供給能力計算は、計画外停止、渇水、需要の増加などの異常事態が発生した場合、これに対処するための、供給力の限界能力を見極め、これと需要を対比することにより、予備力保有状況を明らかにするために行われる。

具体的に先ず次のような基準的な状態における供給能力、需要により算出する。

(7) 水力供給力

(月平均*2計画補修分の停止電力は控除する。)

- 自流水式水力……各月第V出水時点における供給能力
- 貯水式・揚水式水力……限界発電日量による供給能力

(4) 火力・原子力供給力……各月、月平均の供給能力

(月平均可能出力から月平均計画補修出力を控除する。)

供給力はいずれも計画外停止による供給能力減少がない状態におけるもので表わす。

(ウ) 需要……各月最大3日平均電力

(エ) 供給予備力

次に、保有供給予備力（=供給能力合計-需要）を算出し、別に定められた目標供給予備力と比較することにより、所定の需給均衡度を満足しているか否かを判断することとしている。

なお、供給予備力の比較を行う際は、下式で表わされる供給予備率（%）を用いている。

$$\text{供給予備率} = \frac{\text{供給予備力 (MW)}}{\text{需要 (最大3日平均電力, MW)}} \times 100 (\%)$$

この計算から得られた結果は、最大電力バランスで表現される。

(b) 供給電力量計算

供給電力量計算は、日常の運用状態における各供給力の稼働状況を想定し、運用上の諸問題を検討するとともに、これらの運用実態にもとづき各供給力の月間、年間電力量の算定をするために行われる。

具体的には、通常第Ⅲ（平水）出水時点における一般水力供給力、稼働可能限界を考慮した火力・原子力供給力（136頁、脚注*2稼働可能

*1 ベストミックス：

経済性、エネルギー需給安定及び環境保全の3者（「3つのE」：Economic Growth, Energy Security and Environmental Protection）の同時達成を目標とした電源構成。

我が国では、この目標の達成のために、エネルギーの安定供給確保に努力しつつ、エネルギー消費の一層の効率化、新エネルギー、原子力等の非化石エネルギーの導入促進等に努め、さらに、石油、LPG、石炭、天然ガス等在来型のエネルギーも含め、個々のエネルギーごとの特色に着目した電源構成の最適化に取り組んでいる。

*2 月平均：

月平均とは、可能出力や補修出力を月内の日数を使って月内で平均化したものである。

例、月平均可能出力

500MW（送電端出力480MW）のユニットが月途中の16日に運開する場合の月平均可能出力（送電端）は

$$480\text{MW} \times 15 \text{日} / 30 \text{日} = 240\text{MW}$$

月平均補修出力

同上のユニットが月内で20日間補修となる場合の月平均補修出力は

$$480\text{MW} \times 20 \text{日} / 30 \text{日} = 320\text{MW}$$

限界の項参照), 池容量等をもとに算定する揚水式供給力に需要の変動を組み合わせた多数の代表断面について, 供給力の稼働状況を算定することになっている。このような計算断面として, 一般に第Ⅱ-3表の断面を組み合わせ, 電力量は, 各組み合わせで得られた日供給電力量に, それぞれの組み合わせの発生日数を乗じて算定する。

第Ⅱ-3表 供給電力量計算に用いる計算断面

諸元	需要	水力供給力	火力・原子力供給力
計算断面	平日平均 休日平均	第Ⅲ出水時点 なお, 平・休日の調整電力量は考慮	各ユニットの供給能力に平均的な計画外停止を見込んだ稼働可能限界を乗ずる

上記のように供給能力, 供給電力量を算定するが, 目的に応じ, 需要, 供給力各変動要因の計画に与える影響に留意し, 下記のような断面および組み合わせをとり検討することもある。

- ① 揚水発電稼働状況の検討: 需要に最大3日平均日等を追加。
- ② 7, 9月等の特異月の検討: 前半後半に分けて検討する。(153頁, [特異月における需給バランスの計上方法]の項参照)
- ③ 火力・原子力の具体補修量が月平均補修量に比し特に大きい場合の検討: 具体補修に合わせ, 複数断面をとる。
- ④ 渇水対策の検討: 第Ⅴ出水時点よりさらに出水率の低いシリーズL5時点などをとる。

また, 目的によっては前記第Ⅱ-3表の計算断面の一部を省略する場合もある。

[うるう年の取扱い]

短期需給計画では, うるう年を考慮して算定されるが, 長期需給計画では平年と同一日数として取扱うことにしている。ただし, 短期と同様に, 具体的な供給運用方針を得ることを目的として需給計画を策定する年度はうるう年を考慮して算定する。

(2) 需給計画算定過程

需給計画算定過程を図示すると次頁の第Ⅱ-16図のようになる。

(3) 需要の表現

需要は一般に各月について

- ① 最大3日平均需要 (毎日の最大電力を上位から3日とり平均したものである)
- ② 平日平均需要 (最大3日平均需要を含む月間の平日平均需要である)
- ③ 休日平均需要 (日曜, 祭日, 年末年始, ゴールデンウィークなど, 平日に比較してかなりの需要減少のある日をとる)
}
 なお, 近年週休2日制が定着しつつあることから, 土曜日は平日と区別して取り扱うこともある。

- ④ 月間電力量

で表現する。

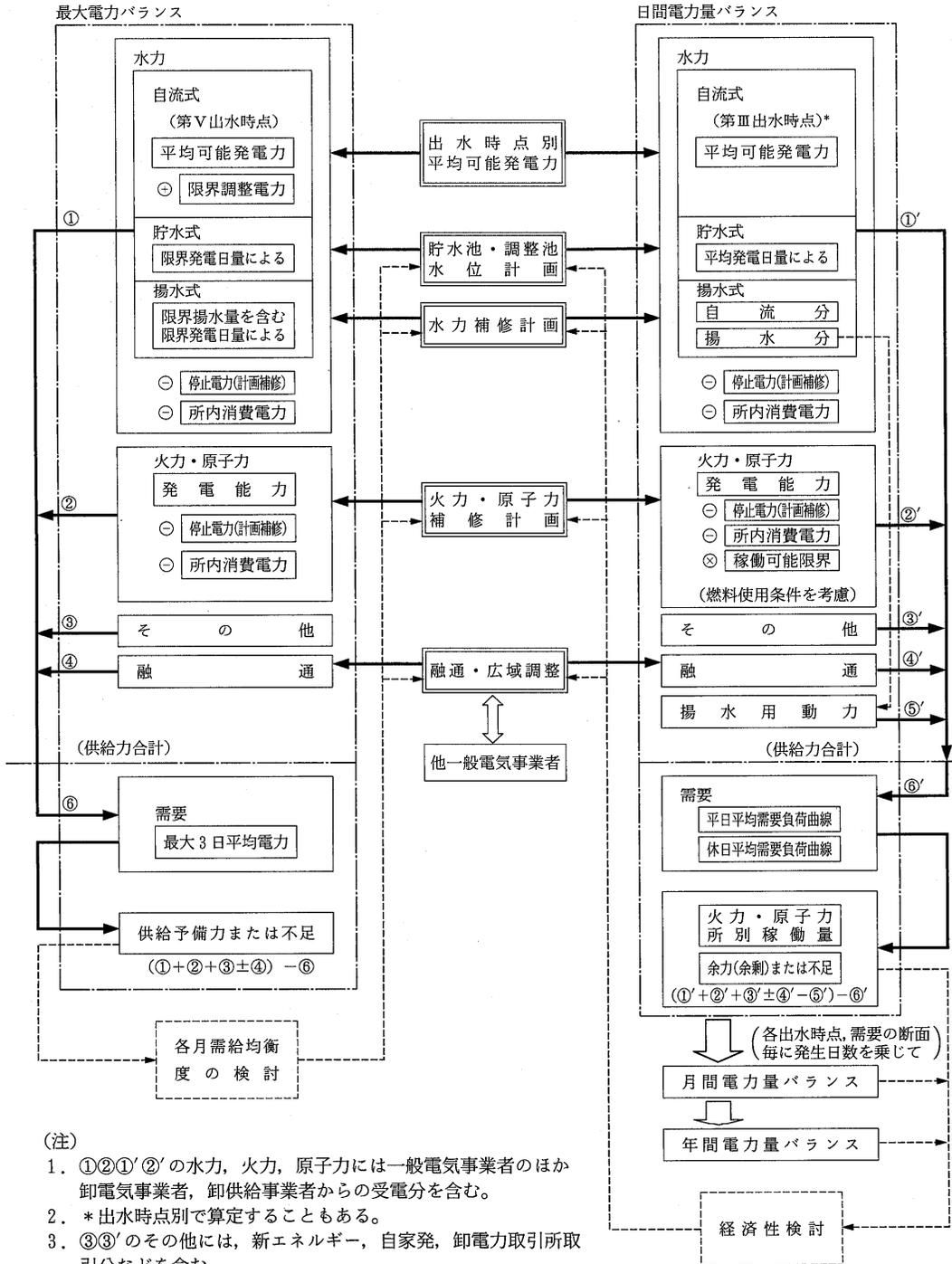
また, 供給能力計算, 供給電力量計算には負荷曲線を用いて計算を行うが, このためには次のような表現法があり, 各社の需要特性に応じ, また, 計算目的により, それぞれ適切な表現方法をとっている。

- (イ) 24時間表示
- (ロ) 5時間帯表示
 午前平均(8時~12時の4時間平均電力)
 午後平均(13時~17時の ")
 点灯平均(17時~21時の ")
 深夜平均(23時~6時の7時間平均電力)
 その他(残余時間5時間の平均電力)
- (ハ) 5時間帯+最大時表示
 (ロ)のうち, 最大電力発生時間帯需要を最大電力と他の3時間平均電力に分けて別個に表示する。(第Ⅱ-17図参照)

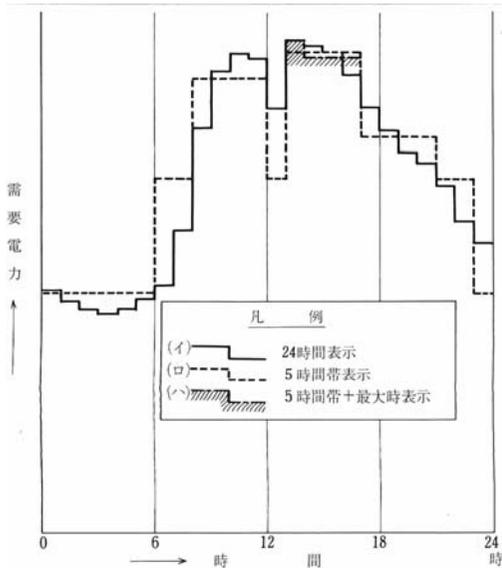
第Ⅱ-16図 需給計画算定概念図

供給能力計算

供給電力量計算



第Ⅱ-17図 負荷曲線の表現方法



なお、時間帯表示を行う場合の各時間帯のとり方は負荷曲線の変化に応じて適宜変更することもある。

(4) 日負荷曲線における水・火・原子力供給力の負荷分担

水力発電所の一日に発電し得る電力量は、河川流量、調整池、貯水池容量などから制約を受ける。一方、水力発電所の運転費は、火力・原子力発電所に比べて極くわずかであり、かつ、負荷変化能力も大きい。

従って、一日の需要を水・火・原子力供給力で負担する場合、水力は限られた電力量の範囲内で、電力系統に最も有効となるよう、その発電曲線を定めなければならない。

このためには、水力供給力は日負荷曲線のピーク部分を充足し、かつ火力・原子力供給力の分担が平坦になるよう算定すればよい。(詳細説明は、156頁、＜参考＞日負荷曲線における水・火・原子力供給力負荷分担の検討参照)

この基本原則にのっとり、水・火・原子力供給力の負荷分担を算定することになるが、この算定方法を具体的に述べると下記のようになる。

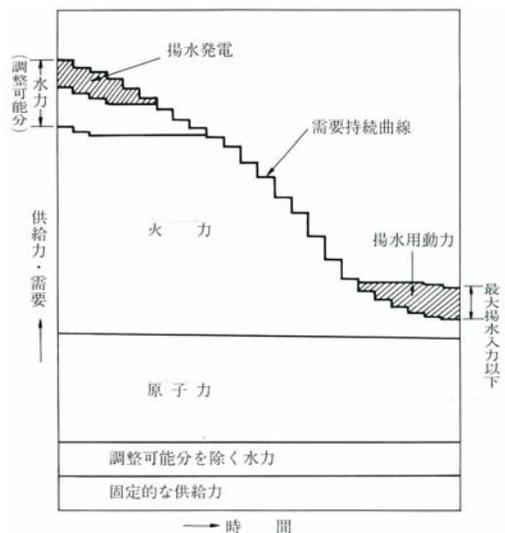
(a) 供給能力計算の場合

(7) 供給力の負荷曲線へのあてはめ

- (i) ピーク供給力の調整可能分について、下記諸元を算出する。
 - 自流水水力のうち、一括して取扱うものについては第Ⅴ出水時点における限界調整電力、限界調整電力量。
 - 貯水式水力、新增設水力など、個別に取扱われるもの、ならびに揚水式水力については、最大電力、限界発電日量(深夜発電分があれば両者から控除する。)
- (ii) 需要持続曲線から、計画融通、その他供給力など、固定的な供給力を差引いた負荷曲線を作成する。
- (iii) (ii) で作成された差引負荷曲線のピーク部分に、順次(i)のピーク供給力を投入し、それを差引いた負荷曲線を作成する。ピーク部分の充足に当たっては、限界調整電力の範囲内で調整電力量を使用しきるまで調整電力を充足し、残余の負荷曲線を極力フラットにする。

揚水式水力の場合は、限界発電日量を考慮してピーク部分を充足するとともに、それに見合う揚水用動力を最大

第Ⅱ-18図 需要持続曲線と各供給力の分担



- 揚水入力 の範囲内でオフピーク時の供給力が極力フラットになるように付加する。
- (iv)次に水力供給力のうちピーク供給力として用いられなかった部分、すなわち、一括扱い自流式水力の平均可能発電力以下の部分(深夜時の貯水は当然考慮する)および貯水式個別検討地点などの深夜発電分(フラット)を充足する。
- (v)また、原子力についてはフラット出力として充足する。
- (vi)残余の負荷曲線が火力で分担する部分となる。

(イ) 潜在出力*1がある場合の供給力の表現

潜在出力を生じた場合、最大電力バランスでは既設調整能力、揚水式から控除することを原則としている。

(ウ) 需要の1時間内変動対応供給力

需要の1時間内変動に対する供給力を計上する場合には既設一般水力および揚水式水力分で補正する。

(278 頁, 12 短時間内における需要変動と対応供給力の運用実態に関する調査・検討の項参照)

(b) 供給電力量計算の場合

供給電力量計算についても、同様な過程で計算が進められるが、供給能力計算との主な相異点は以下のとおりである。

- ① 一般水力の調整可能分として限界値が用いられず、日常運用値が用いられる。
- ② 揚水式については、まず、自流発電量のみで充足し、供給能力計算の前項 (vi)において供給力が不足する場合には、不足分に対して供給力揚水発電*2を計上する。
- ③ 火力については、分担負荷および所要運転予備力(水力と分担)を満足するように稼働させる火力ユニットを決定し、各時間ごとにユニットを決定し、各時間ごとにユニット別負荷配分を行う。
- ④ さらに、昼間帯稼働火力と深夜帯稼働火力の運転費差などを検討して、揚水発電による効果のある場合は、経済揚水発電を計上することになる。

*** 1 潜在出力 :**

供給能力計算の結果から得られるピーク供給力の稼働状況および、差引負荷曲線の形状は、第II-19図の3つに分けることができる。

(A)(B)では供給能力計算における有効出力が可能最大発電力に達している場合であり、一方(C)では、有効出力は可能最大発電力に達せず、その差はピーク供給力として有効化されず潜在化することになる。

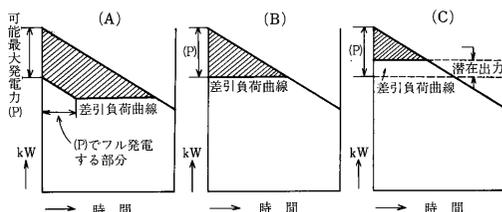
この可能最大電力と有効出力の差を潜在出力と称している。

ピーク供給力の潜在化は、年間のうち負荷曲線が比較的平坦な場合とか、自然流量が少なく、貯水池の補給発電も少なくてよいような月の渇水日に起りやすい。また、大規模な水力発電所が建設される場合には、運開当初、一時的に潜在を生ずる場合がある。

特に揚水式水力の場合、1日の発電電力量が池容量や揚水原資等によって限定されているので、

最大需要時に必ずしも可能最大出力で運転できないことがある。このとき、出力を低下させてピーク継続時間を満足させるように運転することが必要となり潜在出力を生ずることになる。

第II-19図 有効出力と差引負荷曲線



*2 供給力揚水発電 : マージン揚水発電ともいう。

(5) 火力・原子力補修量の算定

(a) 短期需給計画における月別補修量の算定
短期需給計画では、次の各条件を考慮して各発電機ごとに補修時期を計画する。

- 月別需給均衡の確保
- 前回からの補修間隔、補修日数
- 経済性
- 作業処理能力（同一発電所内での能力および全体としての能力）
- 送変電系統との関連（潮流対策、電圧対策、事故対策）
- 作業工程との関連（同一発電所で各ユニットをシリーズに実施する場合、送電線作業など他の作業との関連など）
- 原子燃料燃焼度
- 燃料使用計画

① 月別需給均衡を確保するには、後述の(b)長期需給計画における月別補修量の算定と同様な方法で、あらかじめ月別補修枠を定め、その範囲内に収まるよう、補修時期を設定すればよい。

② 経済性の検討は、燃料費の低減を主眼におき、各月稼働火力の増分燃料費を極力一定にすることを目標として計画を策定することになっている。その具体的な方法は各社、各年度の実情に応じて選定されるが、その一例として、下記のような方法もある。

○運転単価のグループごとに区分された発電機の、最上積火力の各月運転時間を一定にする。

○毎月最上積火力の燃料費を一定にする。（具体的な補修計画を作成したあと、たとえば、平日平均、平水の場合（M-M断面と略称する）について、各月の最上積燃料費を比較し、アンバランスがあれば、補修計画の手直しを行う）

③ なお、計画に用いる月平均補修出力は、補修出力を補修停止日数の、当該月日数に対する比率を用いることにしているが、月内各日のうち補修量が月平均値を大幅に越える日のある場合は、このような時期の需給状況について、特に留意する必要がある。

〔特異月における需給バランスの計上方法〕

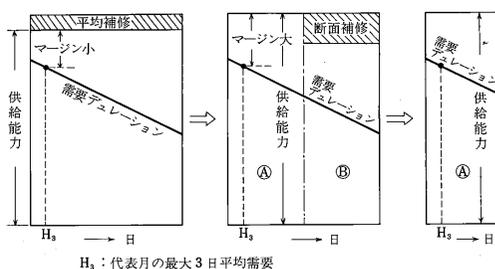
下記のような需要、出水特性等の月内の状況ははっきりした傾向を有する場合は、実運用においても、これらのことを考慮して、火力補修、貯水池運用などを決定している。

○7、9月など月内で需要の傾向がはっきりした傾向を持つ場合

○3月など月内で水力供給力の状況がはっきりした傾向を持つ場合

従って、年度需給計画等を策定する場合も、前記のように月を単位として供給能力計算を行うと、実態に合わない需給均衡度を示すおそれもあるので、このような懸念のある場合は第Ⅱ-20図のように、前半、後半の2断面について需給バランスを検討し、このうち、代表的な断面について需給バランスを表現することができることにしている。

第Ⅱ-20図 特異月の需給バランス作成方法の改善例



(b) 長期需給計画における月別補修量の算定

長期需給計画では、多数の発電機の具体的な補修計画を作成することが困難な場合が多いので、一般に火力・原子力発電所全体の年間補修量を算出し、これを月別に配分する方法を用いている。

ただし、火力・原子力台数が少なく、上記のような方法では正確な補修実施状況を近似させることがむずかしい場合とか、特に具体的補修計画を必要とするような詳細検討を行う場合には、短期需給計画の場合と同様に、具体的にユニットごとの補修計画を作成する。

(7) 年間補修量

火力・原子力発電所全体の年間補修量は次式で算出する。

$$\text{年間補修量 (MW・月)} = \frac{\Sigma (\text{可能出力 : MW}) \times (\text{補修期間 : 月})}{\text{スタッキングレシオ}^*}$$

この式でΣは定期補修の対象となるすべての発電所について加算することを意味し、スタッキングレシオとは、計算上の月別補修枠の範囲で、具体補修をあてはめるために必要な歩留り率のことをいう。

供給能力計算は月を単位として行うので、補修期間は日数を月数に換算したものをを用いる。したがって、年間補修量の単位は<MW・月>となる。

(4) 補修量の月別配分

上記の年間補修量を月別に配分する場合は、まず、各月の需給均衡度を均一にすることが原則となる。

各月の最大3日平均需要電力を L_j
 水力供給力を H_j
 火力・原子力可能出力を T_j
 その他供給力(融通・自家発など)を O_j
 火力・原子力補修量を D_j
 保有供給予備力を M_j ($j=1, 2 \dots 12$)
 とすると、 $D_j + M_j$ は下式で求められる。

$$D_j + M_j = H_j + T_j + O_j - L_j$$

$$= T_j - \underbrace{(L_j - H_j - O_j)}_{\text{水力・その他供給力差引負荷}}$$

ここで、年間補修量を DT 、また

$$P_j = D_j + M_j$$

$$m = \frac{\Sigma_{j=1}^{12} P_j - DT}{\Sigma_{j=1}^{12} L_j}$$

とおくと、各月の供給予備率を等しくするような月別補修量は下式で算出される。

$$D_j = P_j - mL_j$$

この場合、月別供給予備率は $m \times 100(\%)$ 、月別供給予備力は、

$$M_j = mL_j$$

となる。

$$\left[\begin{array}{l} \text{前式の } D_j \text{ の年間合計値が } DT \text{ に等しい} \\ \text{ことは、下式で証明される。} \\ \Sigma D_j = \Sigma P_j - \frac{\Sigma P_j - DT}{\Sigma L_j} \cdot \Sigma L_j = DT \end{array} \right]$$

なお、前式で求めた D_j が負になることがあるが、このような場合は当該月の D_j 、 M_j を

$$D_j = 0, \quad M_j = P_j$$

として固定し、残余の月だけを対象にして、月別予備率を均等にする。

$$\left[\begin{array}{l} D_j < 0 \text{ となるのは } \frac{P_j}{m} < L_j \text{ すなわち、} \\ \text{特定月の需要が著しく大きい場合など} \\ \text{に生じやすい。} \end{array} \right]$$

各月供給予備力と火力・原子力補修量の関係は第II-21図となる。

開発計画の策定にあたっては、上記のようにして算出した各月の供給予備力 M_j を、必要供給予備力 M_j' と比較し、 $M_j \ll M_j'$ となる場合は、所定の供給信頼度を保持できるよう、開

* スタッキングレシオ：

長期需給計画では、一般に補修出力に補修日数を乗じて得られる年間補修量 (MW・月) を用いて、補修の月別配分、月別需給均衡度を検討するが、具体的に各ユニットの補修を決定する場合には、ユニット容量の大小、補修日数の長短、作業工程、作業処理能力、補修必要時期などの制約を受け、必要補修量から得られた補修枠の範囲内で各ユニットの補修を完全に、うまくはめこむことは難しく、ある時点では供給予備力が減少して需給均衡度が低下するおそれがあるので、これを防止するため、補修

枠の内に必要補修量に対する余裕を見込むことが必要になる。

このような余裕をおり込むため、必要量からくる月別補修枠と、実際の補修量との比を求め、これをスタッキングレシオと称し、長期需給計画の策定のために用いる。

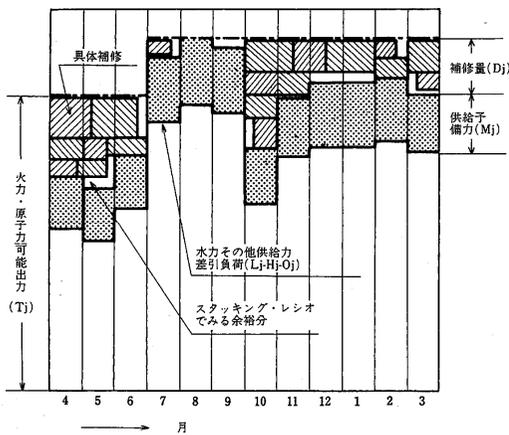
なお、スタッキングレシオには、このほかに標準補修日数に対し、補修に付帯して実施される作業日数の増加分も考慮している。

発地点の運開くり上げ等の対策を検討する必要がある。また、 $M_j \gg M_j'$ となる場合は、開発地点の運開くり下げ等の検討が必要になる。

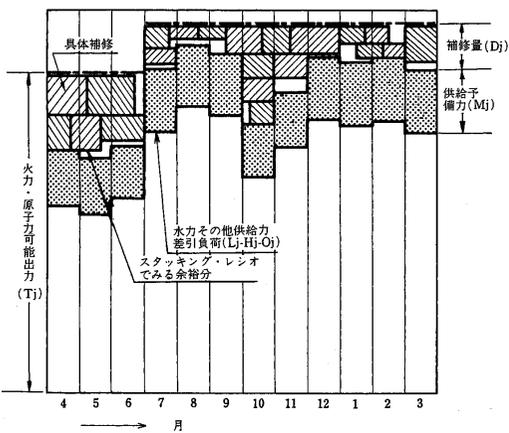
このように、火力・原子力補修量の計算と、開発計画の選定とは切り離せない関係にあるので、第II-22図に計算手順の具体例を記載した。

第II-21図 各月供給予備力と火力・原子力補修量

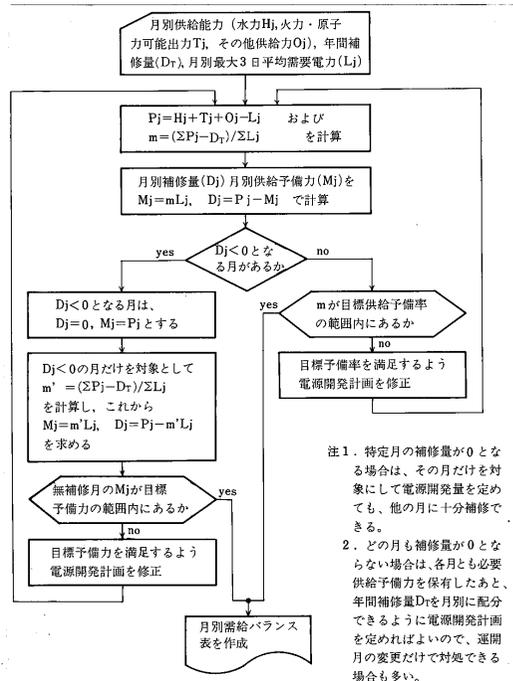
(i) 特定月の補修量が0となる場合



(ii) 年間を通じて補修を行える場合



第II-22図 火力・原子力補修量の計算と開発計画の選定流れ図の例



注1. 特定月の補修量が0となる場合は、その月だけを対象にして電源開発量を定め、他の月に十分補修できる。
 2. どの月も補修量が0とならない場合は、各月とも必要供給予備力を保有したあと、年間補修量Drを月別に分配できるように電源開発計画を定めればよいので、運開月の変更だけで対処できる場合も多い。

<参考>

日負荷曲線における水力・火力・原子力供給力負担の検討

(a) 供給信頼度面

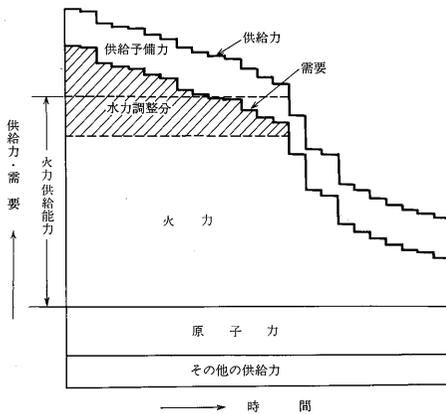
まず、供給信頼度面から検討すると次のようになる。

保有予備力は、最大需要電力に対応する供給予備力(率)で表現されているが、安定した電力供給を行うためには、一日のうち他の時間についても同一の供給信頼度を確保する必要がある。したがって、最大電力発生時以外の時間についても、最大電力発生時と同率か、またはそれ以上を保有する必要がある。

通常最大需要電力と他の重負荷時の需要電力との差は少ないため、各時間帯ともピーク時と同量またはそれ以上の量を保有することとして算定している。

このためには、第Ⅱ-23図でもわかるように、水力供給力の調整可能部分をピーク部分から順次投入し、火力分担部分を平坦にするよう充足すればよい。

第Ⅱ-23図 需要持続曲線と予備力



(b) 経済運用面

一方、経済運用面から考察すると、系統の運用経費の多くを占める火力燃料費を最小とするよう火力供給力の運用方法を算定しなければならない。

水力供給力の運用方法の基本を求めるため、簡単な系統を例にとり考察してみる。

いま各時間の水力発電出力合計を

$$H_i \quad (i=1, 2, \dots, 24)$$

火力発電出力合計を

$$T_i \quad (i=1, 2, \dots, 24)$$

原子力発電出力合計を

$$N_i \quad (i=1, 2, \dots, 24)$$

また、各時間の火力燃料費合計 F_i と T_i との関係

$$F_i = f_i(T_i)$$

で表わす。

水力の当日分使用水量を一定とし、簡略化のため、

一日のうちの落差変動を考慮しないことにすると

$$H = \sum_{i=1}^{24} H_i = \text{一定}$$

また、原子力は燃料費が火力に比べて廉価なため、各時間とも一定の発電電力量を取ることが経済的であり、

$$N = \sum_{i=1}^{24} N_i = \text{一定}$$

となる。

そして日需要電力量から水力・原子力発電電力量を差引いた

$$T = \sum_{i=1}^{24} T_i$$

も一定となる。

したがって、燃料費を最小とするためには、

$$\sum_{i=1}^{24} T_i = T \quad (\text{一定})$$

の条件のもとで、

$$\sum_{i=1}^{24} F_i = \sum_{i=1}^{24} f_i(T_i)$$

を最小とするような火力発電電力 T_i を求めればよい。

これは131頁に記載した等増分燃料費法と全く同じ形式であるから、

$$\frac{\partial F_i}{\partial T_i} = \lambda = (\text{一定}) \quad (i=1, 2, \dots, 24)$$

が求める解である。すなわち、各時間の増分燃料費を等しくすればよい。

合計燃料費と合計出力の関係は、一般に次のような2次式で近似できる。

$$F_i = a T_i^2 + b T_i + c$$

したがって、

$$\frac{\partial F_i}{\partial T_i} = 2 a T_i + b = \lambda$$

$$T_i = \frac{\lambda - b}{2 a}$$

となり、火力出力は一定、すなわち、平坦出力運転が燃料費を最小とすることが分かる。

以上の検討から、水力供給力の負荷曲線は、ピーク部分を充足し、かつ、火力供給力の分担出力が平坦になるよう算定すればよいことがわかる。

なお、揚水式水力の稼働に必要な揚水用動力の負荷曲線のあてはめについては、上記と同様の検討から火力供給力の分担部分が極力平坦となるよう算定することになる。

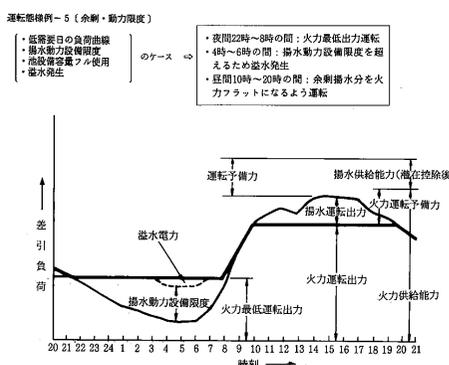
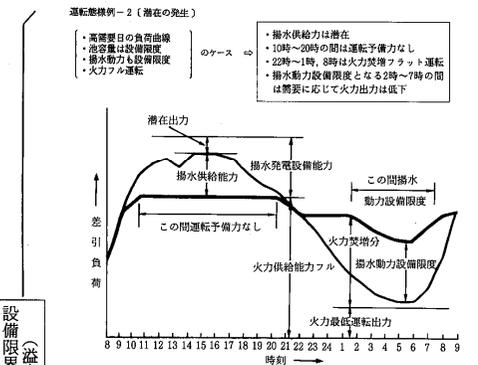
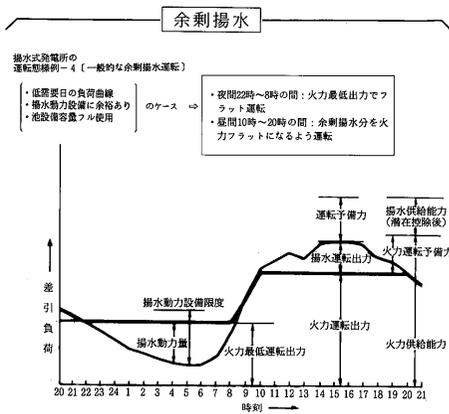
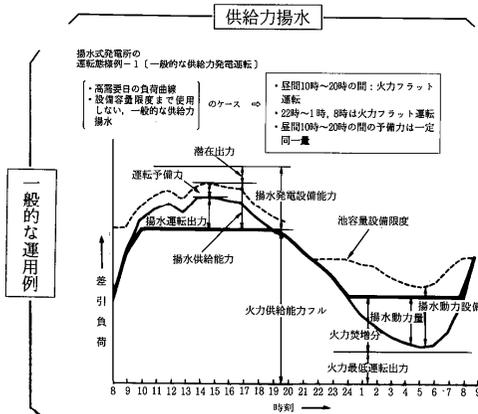
<参考> 揚水式水力の運転態様から見た供給力分担例

揚水式発電所の運転については、

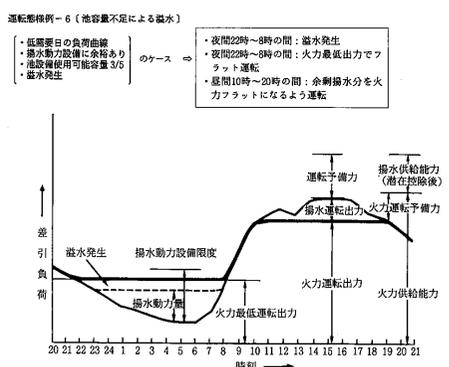
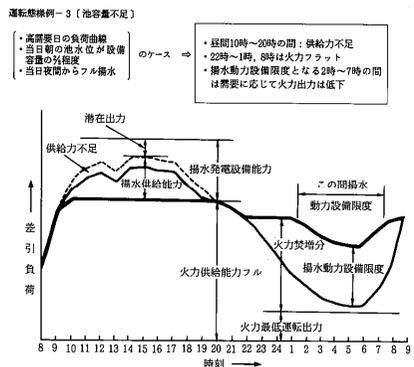
- ・ 需要の形状・高原型、ピーク型、フラット型
- ・ 需給状況・・・供給力揚水、余剰揚水(経済揚水)
- ・ 設備状況・・・電源構成比率、揚水池容量
- ・ その他・・・周波数調整、系統制約、保安揚水等

により種々な態様があり、ここでは一般的な事例および留意すべき事例を示す。

※差引負荷・・・総需要から一般水力、原子力、他社受電、融通など計画的に見込まれる供給力を差引いた需要とした。



設備限界時の運用例 (溢水含む)



Ⅲ 供給予備力

1 概要

(1) 供給予備力の意義

電力の需要に対し安定した供給を行うためには、現在および将来における需要を的確に把握し、これに応じられる電力供給設備を建設し、運用することが必要である。

将来における需要は長期的には景気変動により、短期的には気象条件などにより変動する。

また、供給設備においては、事故などの計画外停止あるいは渇水などが発生すれば供給能力が低下する。

従って、これらの設備の計画外停止、渇水、需要の変動など予測し得ない事態が発生しても、供給支障を起こすことなく安定して供給するには、想定される需要以上の供給力を持つことが必要であり、この供給力が供給予備力である。

供給予備力は保有量が少なければ、供給支障の発生度合が多くなり、また保有量が大きいと供給支障は少なくなるが、設備投資が過大となる。

従って、供給予備力の適正保有量は、供給信頼度との関連から検討されなければならない。

当委員会では、この供給予備力について昭和32年から具体的検討を行い、確率計算による算定手法を確立し、適正保有量の検討を進めてきた。その後、中央電力協議会では送電連系と予備力に関する検討の一環として、この算定手法に基づき具体的な連系容量を考慮した供給予備力について検討を行った。

(2) 供給予備力の定義

供給予備力は、次のように定義する。

「計画外停止、渇水、需要の変動などの予測し得ない異常事態の発生があっても、安定した供給を行うのを目的として、あらかじめ想定需要以上に保有する供給力を供給予備力という。」

また、供給予備力の表現方法としては

需要……最大3日平均電力

供給力……第V出水時点における計画

補修分を控除した無事故時

の供給能力

との差引きによることとしている。

(3) 供給予備力必要量の検討

必要な供給予備力の量を決定するに当たっては、計画外停止、渇水あるいは短期かつ、不規則に発生する需要増加など、偶発的需給変動によって生ずる供給力不足に対処する供給予備力と、経済の好況などによって、需要が持続的に想定値を上回る可能性に対処する供給予備力とに区分して検討する必要がある。

また、日々あるいは時々刻々の需要に対して安定に供給するために実運用面で必要な予備力は、需要・供給力の態様にあわせて種々の保有形態をとることとなるが、これについては後述する。(166頁、5 日常運用から見た予備力の分類の項参照)

2 供給予備力算定方法の概要と対象要因

供給予備力を検討する定量的な算定方法としては、確率事象として取扱う方法と、シミュレーション手法による方法などがある。

供給予備力の対象となる要因としては、設備の計画外停止、渇水、需要の急激な増加などが考えられるが、このうち、景気変動などにもとづく持続的需要超過を除いては、偶発的に発生する事象であり、発生時期、大きさなどが予測できないため、確率手法によって出現度数を求め、この結果から供給予備力の量と供給信頼度の関連を検討し、適正な供給予備力の保有量を求めることとしている。

すなわち、偶発的事象に対処する供給予備力を定める要因として、①計画外停止 ②出水変動 ③需要の短期偶発的な変動をとり上げ、こ

れらを確率計算の対象にしている。

景気変動などによる持続的需要超過に対処する供給予備力の算定に当たっては、後述のとおり、確率的に発生する事象ではないので別途考慮することとしている。

具体的連系を考慮した供給予備力の算定に当たっては、連系容量ならびに計画外停止、出水変動、需要の予想誤差などの変動要因について、地域間あるいは各社間の不等時性を考慮することとしている。

なお、近年、冷暖房需要の増大により需要が気温次第で大きく変動すること、また電源構成の変化、連系システムの拡充強化、さらに電源立地のリードタイムの長期化など、需給両面での変動要因が現れてきているので今後の推移に注目する必要がある。

3 偶発的需給変動に対処する供給予備力の算定方法

(1) 総合した出力変動確率の求め方

出力変動の確率は、発電設備の多数台数の組み合わせから得られる発電停止出力とその確率、出水状況のある基準値（第V出水時点）に対する出力変動量（出水変動量）とその確率の合成から求めることができる。

いま、n台の発電機の組み合わせで、計画外停止により停止する発電力をFi (kW)、その確率をP (Fi) で表わし、出水状況によるある基準値からの出力変動量をDj (kW)、その確率をP (Dj) で表わすと、これらの合成確率は、発電機の計画外停止と出水変動を総合した発生確率を表わすこととなる。

発電機の計画外停止と出水変動は、それぞれ独立な事象であると考えられるので、2事象を総合した出力変動量 Wm とその確率 P (Wm) は次式のようになる。

$$W_m = F_i + D_j \quad D_j = W_m - F_i$$

$$P (W_m) = \sum_{F_i=0}^{\max} P (F_i) \cdot P (D_j = W_m - F_i)$$

また、需要の計画値からの変動量（以降需要変動という）をej とし、その発生確率をP (ej) とすれば、出力変動と需要変動を組み合わせた総合出力変動量Ai とその発生確率P (Ai) は前と同様に次により求められる。

$$A_i = W_m + e_j \quad e_j = A_i - W_m$$

$$P (A_i) = \sum_{W_m=\min}^{\max} P (W_m) \cdot P (e_j = A_i - W_m)$$

ただし、Ai は出力減少を正とする。

もし、供給予備力がRあったとすれば、その需要に対する供給不足量は (Ai - R) であり、その発生率はP (Ai) である。

(2) 供給信頼度の表わし方

供給信頼度の表わし方には、種々の方法が考えられるが、当委員会では、見込不足日数という表現方法を用いている*。

見込不足日数は、供給不足日数の期待値を表わすもので、最大需要電力持続曲線と総合の出力変動量Ai、その確率P (Ai) から求めることができる。

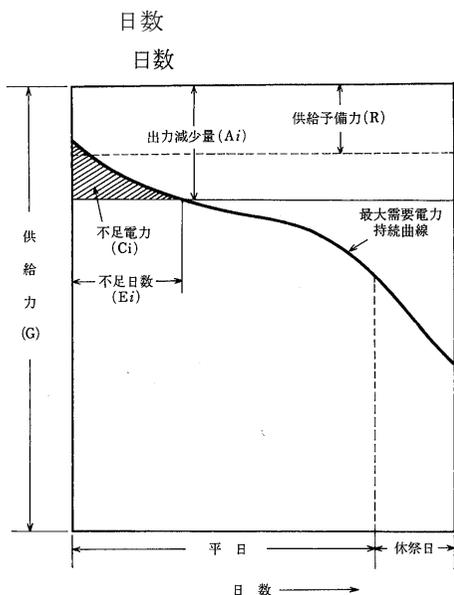
第III-1図において供給予備力 Rがある場合の供給力をG、出力減少をAi とすれば、(G - Ai) と最大需要電力持続曲線が交わる点により供給不足日数が求まり、これをEi とする。同じAi に対しRを多くもてばEi は減少することとなる。

供給予備力Rに対する見込不足日数は、次式により求める。

$$\text{見込不足日数} = \sum E_i \cdot P (A_i)$$

* 見込不足日数の他に需給度という表現方法もある (261頁(9)需給度の項参照)。

第三-1図 最大需要電力持続曲線と供給不足



(3) 具体的算定方法

確率計算による供給予備力必要量の具体的算定方法は下記のとおりである。(詳細な計算手順および計算例は、257頁、7必要供給予備力の具体的計算手順および計算例の項参照)

この確率計算に用いている各要因の諸元は、実績調査の結果をもとに定めている。

(a) 計画外停止確率

[計画外停止率の定義]

計画外停止率 p は、次式により算定する。

$$p = \frac{O}{R + O}$$

ここに O : 計画外停止時間 R : 運転時間である。

(7) 計画外停止時間

発電所において、発電機、タービン、ボイラ、その他関連設備(送電線、変電所などを含む)の故障等が原因で、発電支障(一時停止を含む)を来した時間を計画外停止時間という。水力においては、洪水などに原因する取水不能による停止は除いている。

この場合、火力・原子力の故障等は運転時間

より、起動停止による影響が強いため、運転状況を日数で表わすこととし、水力については計画外停止継続時間を重負荷時間に対する比率により、計画外停止日に換算表現することとしている。

(4) 計画外停止率の数値

以上の定義に従った全国電力会社の実績調査結果(一般水力については、昭和30~32年度の3ヵ年、揚水式水力については、昭和53~平成15年度の26ヵ年、火力については、昭和30~平成17年度の51ヵ年)をもとに、経年的な変化、運転状況の変化などを織り込み、将来を想定すると次のとおりとなる。

- 水力*1(揚水式を含む) 0.5%
 - 火力*2(原子力は現在これに準じている)
 - 350MW ユニット以上 2.5%
 - 265MW ユニット以下 2.0%
- ただし、運転開始初期は5.0%

なお、各供給力の計画外停止率については、今後も随時調査を行い、その結果を反映させていく必要がある。

(4) 計画外停止確率分布

次に、発電機多数台の組み合わせによる計画外停止確率分布は水力・火力・原子力について、それぞれグループ別に n 台のうち r 台が計画外停止となる確率 $P(r)$ を2項分布により

$$P(r) = n C r \cdot p^r \cdot (1 - p)^{n-r}$$

ここに

p : 計画外停止率 $r = 0, 1, 2, 3 \dots$

として作成し、比例配分により停止出力区分ごとの確率を求め水力・火力・原子力の確率を相互に乗積して供給力総合の確率分布を作成する。概要は第三-2図のとおりとなる。

(b) 出水変動確率

(7) 流量記録

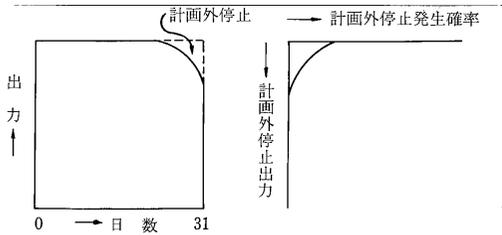
原則として至近30ヵ年の流況記録(Series流況)による。

*1 揚水式発電所の計画外停止率の調査については、245頁参照。
 *2 火力発電所の計画外停止率の調査については、220頁参照。なお、第13回調査から認可出力350MW以上のユニットを調査対象としている。

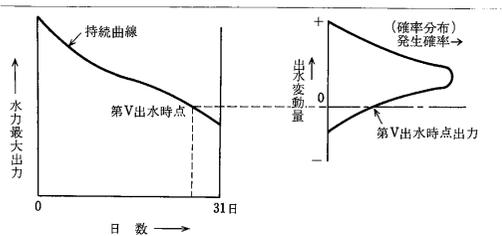
(イ) 出水変動確率分布

第V出水時点自流において、調整能力を付加した水力最大出力を基準とし、ある自流における水力最大出力との差を出水変動量とする。出水変動確率分布の概要は第III-3図のとおりである。

第III-2図 計画外停止確率分布



第III-3図 出水変動確率分布



(c) 需要変動確率

需要の不規則変動については、短期間の偶発的な変動として、毎日の運転計画における翌日需要予測の偏差の確率分布を使用している。この確率分布は、昭和39年度における需要予測誤差実績をもととして、累積確率が0.99となる誤差変動が最大3日平均電力の6%となる誤差正規曲線により算出している。

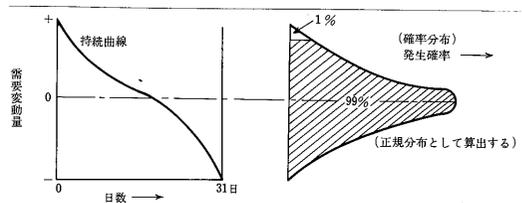
需要変動確率分布の概要は、第III-4図のとおりである。

なお、50年度に中央電力協議会で49年度の1年間、8月および12月については、45年～49年の5カ年予測偏差の実績を調査した結果

では、従来の考え方を変更するまでには至っていないと考えられた。(276頁、11供給予備力に関する運用面からの調査の項参照。)

その後、夏季の冷房需要の増加に伴う気温による需要変動量の増大を踏まえ、需要の不規則変動を重負荷日(最大3日平均電力発生日)の気温による需要変動分とその他の要因による変動分に区分して捉える方法が考えられている。

第III-4図 需要変動確率分布



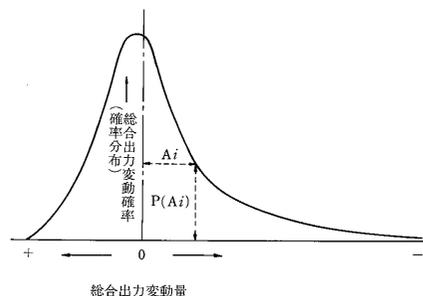
(d) 総合出力変動確率

計画外停止、出力変動、需要変動を総合した出力変動確率分布の概要は第III-5図のとおりである。

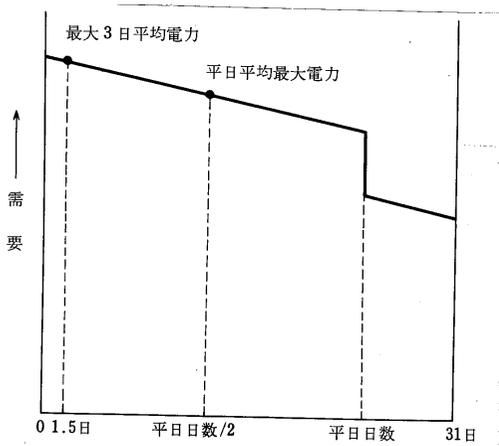
(e) 需要持続曲線

平日平均最大電力と最大3日平均電力の実績比などをもとに想定最大3日平均電力により、想定平日平均電力を求め1次式で近似させて月間の需要持続曲線を作成する。需要持続曲線の概要は第III-6図のとおりである。

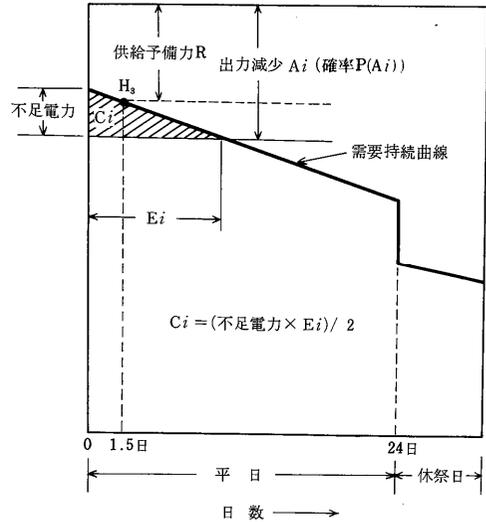
第III-5図 総合出力変動確率



第Ⅲ-6図 需要持続曲線



第Ⅲ-7図 供給予備力関係図



(f) 見込不足日数-供給予備力の関係

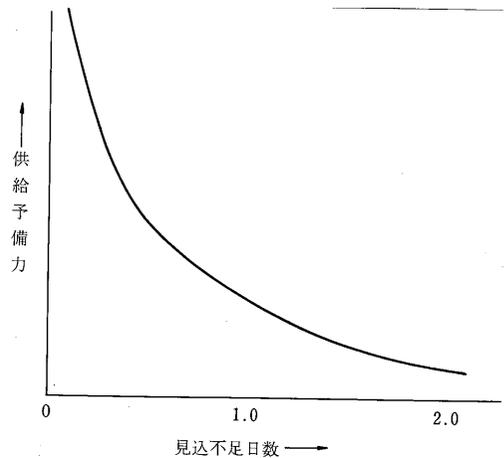
① 第Ⅲ-7図において計画外停止，出力変動，需要の変動を総合した出力変動量を A_i ，その確率を $P(A_i)$ とするとき，供給予備力 R を保有すれば，このとき需要持続曲線における不足日数は E_i となる。この場合の見込不足日数は

$$\text{見込不足日数} = \sum E_i \cdot P(A_i)$$

により求められる。ここで R を保有するときの E_i は， R を保有しないとき $(A_i - R)$ の出力減少における E_i と同じである。

② 供給予備力 R をパラメータとして R に対する見込不足日数の関係を求めると第Ⅲ-8図のとおりである。

第Ⅲ-8図 供給予備力と見込不足日数の関係



(4) 連系系統を総合する場合の供給予備力

連系系統を総合する場合は，このほかに需要の不等時性の導入，出水の不等時性の導入，総合供給予備力の配分が必要となる。

これらの問題について当委員会では従来次の方法を用いていた。

(a) 需要の不等時性の算入

過去の実績にもとづき第Ⅲ-9図のように，合成最大需要電力持続曲線を作成することにより，需要の不等量を導入することができる。

ここに需要不等量 D_d は

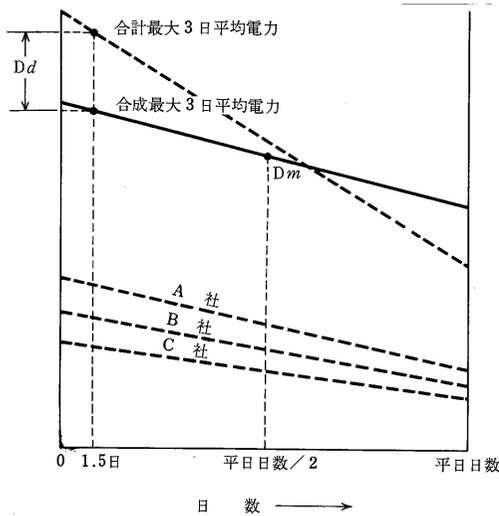
$$D_d = \text{想定合計最大3日平均電力} \times \text{実績に}$$

$$\text{もとづく} \left[\frac{\text{不等量}}{\text{合計最大3日平均電力}} \right] \text{比}$$

平日平均最大電力 D_m は

$$D_m = \text{合成平日平均最大電力である。}$$

第三-9 図 需要の不等時性の参入

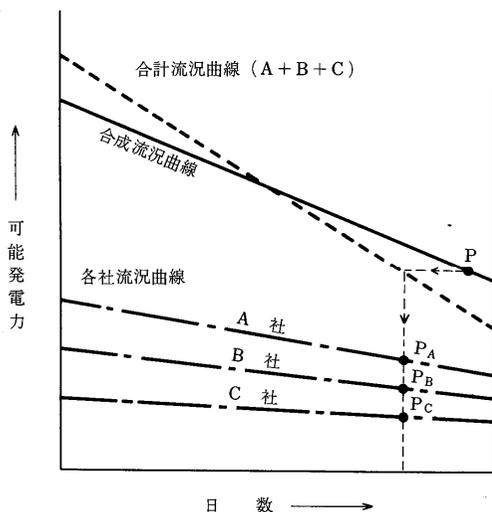


(b) 出水の不等時性の算入

各社の時系列流況記録を合計して求めた可能発電力の合成流況曲線に、合成調整能力を付加することにより不等時性を算入した出水状況の変化を求めることができる。この場合、合成可能発電力Pにおける合成調整電力(P')は次により求める。

第三-10 図のようにPに等しい合計可能発電

第三-10 図 出水の不等時性の算入



力から各社別可能発電力 P_A , P_B , P_C を求め、これに相当した各社調整電力を P'_A , P'_B , P'_C とすれば、

$$P' = P'_A + P'_B + P'_C \quad \text{として求められる。}$$

この合成調整電力 P' を用いて不等時性を算入したときの水力最大出力の持続曲線を算出する。

(c) 連系系統を総合した供給予備力

(a), (b) 項における不等時性を算入して、1社のみの供給予備力の算定と同様の計算を行えば、総合した供給予備力と見込不足日数の関係を求めることができる。

(d) 総合した供給予備力の配分方法

各社が連系され、広域運営を行うこととすれば、各社は予備力を共有することができる。この場合、同一の供給信頼度で必要とする予備力は各社単独時に比較し、少なくともすむことになる。

各社総合の目標供給予備力が決まり、これを各社がどのように分担するか、予備力の各社配分方法はいろいろ考えられる。

主な配分方法としては、次のようなものがある。

(7) 各社単独時における見込不足日数一定とする配分

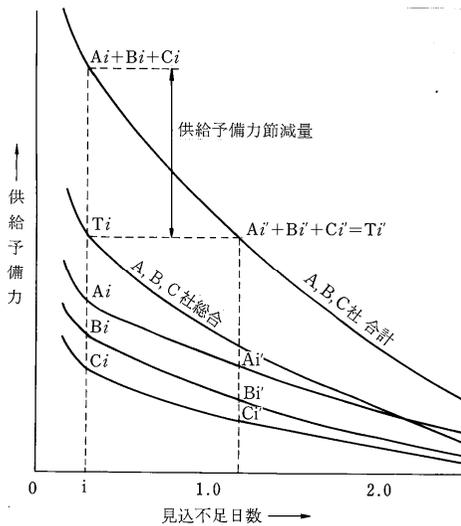
これは連系による各社減少見込不足日数を一定とするもので、融通による応援機会に主眼点をおき、これを均一にする配分方法である。

この算定方法は、次のとおりである。第三-11 図において供給信頼度基準としての見込不足日数を i 日とし、A社、B社、C社それぞれ単独の場合の供給予備力を A_i (kW), B_i (kW), C_i (kW) とし、A, B, C社総合の場合の供給予備力を T_i (kW) とするとき

$$(A_i + B_i + C_i) - T_i \quad (\text{kW})$$

だけ供給予備力を節減しうることになる。この場合、 T_i の各社保有量内訳は各社合計値が T_i (kW) で各社の見込不足日数が同一となる $A_i' + B_i' + C_i' = T_i$ (kW) となるような A_i' , B_i' , C_i' の予備力を保有すればよいことになる。

第三-11図 見込不足日数を一定とする配分



(4) 各社単独時の保有量による配分

連系による予備力節減量を，各社単独時保有量に比例して配分するもので，応援機会より連系による応援電力の大きさにも着目した配分方法である。

(5) 各社均一率による配分

総合時の保有率をそのまま各社で均一に保有するもので，各社の予備力保有率そのものに主眼点をおき，これを均一にする配分方法である。

以上は，各社，各地域間が完全に総合運転可能であることを前提として求めたものであるが，実際の系統では，連系設備，潮流上の条件などの制約を受けるため，必要供給予備力およびその配分量については具体的な連系容量を考慮して修正する必要がある。

(5) 具体的連系容量を考慮した場合の供給予備力計算手法

上述の算定方法は，各社，各地域間の連系容量が無限大であると仮定し，需要および出水の不等時性を算入して全国総合の供給予備力必要量を求め，これに連系容量を考慮して各地域，

各社の供給予備力必要量へと順次展開する方法であるが，さらに中央電力協議会は，一層実態に即した検討を行うため具体的連系容量のもとに相互応援を考慮し，各社それぞれの供給過不足状況がどうなるかを求め，各社とも所要の供給信頼度に達するまでくり返し計算を行う手法を確立した。

中央電力協議会連系特別専門委員会（昭和45年12月）「わが国電気事業における送電連系と予備力の今後のあり方について」を参照

すなわち，各社別の水力・火力・原子力の計画外停止，出水変動それぞれの確率分布は(3)で述べた確率計算手法と同様の手法で算定し，これらの総合確率分布から，累積確率分布曲線に変換する。これらをもとに各社別にモンテカルロ法により出力変動をサンプリングし，各社の供給予備力初期値，需要持続曲線により各社の供給力過不足を算出し，あらかじめ決められた会社間応援融通ルールを適用した応援電力を求めたのち，各社別の見込不足日数を算定する。こうした計算をある回数だけ行って求められた見込不足日数の和を計算回数で割った値が所与の目標値になるよう各社の必要供給予備力を求める。(264頁，9連系を考慮した場合の供給予備力計算の具体例の項参照)

[各社固有の予備力必要量]

前述のように算定すれば，各社が連系することにより供給予備力を節減することができるが，この場合，連系する相互の系統の規模が類似しているときは，ほぼ同率の予備力必要量となるが，一方の系統に比し他方が1/3とか1/5のように小さいと予備力必要量が大きい系統に偏る傾向となる。

すなわち，両系統の見込不足日数が同一となるように予備力量を算出した場合，小さい系統は予備力の大部分を連系を通じて大系統に依存する結果となり，小系統の保有予備力が極端に小さくなる現象が生ずる。

この場合には，小系統では運転予備力として必要な量の予備力さえも保有できず，毎日の運用にも支障をきたすことになり，また，予備力応援を受電する頻度および受電電力が大きくなっ

て、仮に連系統に事故が発生した場合には大きな供給支障を発生するおそれがある。このため、各社は自社系統の安定運転のため、ある量の予備力を固有の予備力として保有しなければならない。

その必要量は、次のような事項を総合勘案して定める必要がある。

- ① 万一、大電源脱落時に単独系統となっても、周波数低下が許容最大値を超えないような瞬動予備力*を保有していること。
- ② 供給力減少の主な原因は、火力・原子力の計画外停止であるので、連系状態でも少なくとも最大ユニット級1台に相当する程度の予備力は自社で保有していること。
- ③ 予備力応援の受電頻度が他社に比べて大きくならないよう、かつ、送受の機会も均等に近くなるように考慮する。

4 供給予備力必要量の考え方

供給予備力は、前述のとおり各種の必要対象要因に対して保有するのであるが、個々の要因に対するそれぞれの必要量をすべて保有すれば、供給支障は少なくなるが、過大な設備投資となり不経済である。反対に保有量が少なければ供給支障の発生する頻度が多くなり、安定な供給を期し得ない。

従って、供給予備力の適正保有量は供給信頼度との関連で検討を行うことになる。設備計画において供給予備力の必要量を決定するに当たっては、前述のとおり、偶発的需給変動に対処する供給予備力と、持続的需要超過に対処する供給予備力とに区分して検討する必要がある。

(1) 偶発的需給変動に対処する供給予備力

計画外停止、湧水および短期不規則な需要変

* 瞬動予備力については166頁5日常運用から見た予備力の分の項参照。

動に対処するための供給予備力は、前述のとおり変動要因の合成確率分布から供給力不足の発生する日数の期待値（見込不足日数）を定めることによって必要量を定めることができる。

見込不足日数としては従来0.3日/月を採用していたが、今までの目標値に対応する供給予備力を保有していたときはおおむね需給の安定を確保して来ており、また、計算上も上記の見込不足日数の大部分は若干の周波数低下にとどまる程度のきわめて軽微な供給力不足である。

しかしながら、将来にわたっては、周波数に関するサービス要求の高度化、あるいは電力流通系統の供給コストと信頼度、需給調整契約等緊急時対策の織込みを考慮しながら、各社必ずしも一律ではなく、それぞれの実態に応じて電源面の信頼度の向上を図っていくことが合理的と考えられる。

(2) 持続的需要超過に対処する供給予備力

電力需要は経済の景気変動などにより、かなりの期間持続的な超過を生ずることが過去の実績から認められる。

これらの要因としては、いわゆる循環的景気変動による需要増加などに基づく偏差が考えられる。

この需要変動要因については、当委員会の需要分科会で過去数回にわたり検討してきたが、その後昭和62年6月に中央電力協議会において一つの考え方が示されている。

これによれば、持続的需要変動については、昭和51～60年度各月最大3日平均電力の実績分析結果における第2次オイルショック以降の至近5ヵ年の実績、ならびに今後の産業構造の変化なども勘案し、至近年においては少なくとも1～3%の幅で考慮しておくことが妥当と考えられる。

持続的需要超過に対処する供給予備力の必要量については、以上のような検討結果や各社それぞれの需要特性など総合勘案の上、自主的に決定する必要がある。

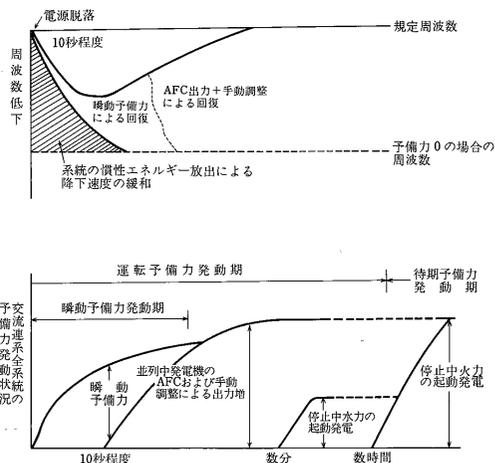
5 日常運用から見た予備力の分類

日常運用面から予備力を分類すれば、日々の需要変動に応じて変化する供給予備力を実際の需給態様に合わせて、どのような形で保有するかによって、第Ⅲ-1表のように待機（コールド）予備力、運転（ホット）予備力および瞬動（スピニング）予備力に区分することができる。

なお、この分類表には、常時の周波数調整を行うための供給力を含んでいないが、これは常時使用するものであるから予備力としては取り扱わない。

また、電源開発計画や年度需給計画における供給予備力は、需要および供給力を1時間平均値を用いて表現しているので、供給能力を計上する場合には、需要の時間内変動に対する周波数調整用の供給力が確保できるよう、十分考慮

第Ⅲ-12図 大電源脱落時の周波数、予備力応動状況例



第Ⅲ-1表 日常運用面における予備力

対象要因	分類	定義と具体的設備
相当の時間的余裕をもって予測しうるもの (イ) 需要想定値に対する持続的増加 (ロ) 渇水 (ハ) 停止までに相当の時間的余裕のある電源、または電源送電系統の不具合	待機予備力 (コールドリザーブ)	起動から全負荷をとるまでに数時間程度を要する供給力 [停止待機中の火力で、起動後は長期間継続発電可能]
(イ) 天候急変などによる需要の急増 (ロ) 電源を即時、または短時間内に停止・出力抑制しなければならないもの	運転予備力 (ホットリザーブ)	即時に発電可能なもの、および短時間内(10分程度以内)で起動して負荷をとり待機予備力が起動して負荷をとる時間まで継続して発電しうる供給力 [部分負荷運転中の火力発電機余力、および停止待機中の水力]
電源脱落事故	瞬動予備力 [上記の運転予備力の一部である] (スピニングリザーブ)	電源脱落時の周波数低下に対して即時に応動を開始し、急速に出力を上昇し(10秒程度以内)、少なくとも瞬動予備力以外の運転予備力が発動されるまでの時間、継続して自動発電可能な供給力 [ガバナーフリー運転中の発電機のガバナーフリー分余力]

しておく必要がある。(278頁、12 短時間内における需要変動と対応供給力の運用実態に関する調査・検討の項参照)

これら予備力の発動状況は第Ⅲ-12 図のようになる。

6 実績供給予備力

(1) 実績供給予備力の意義

電力需給の実績を明確に把握するとともに、計画値との比較検討を行い、将来の目標供給予備力を実績面より検討するための素材を得て、今後の計画に反映させる意義を持っている。

(a) 日常運用時の予備力保有状況

現実に保有し得た予備力の量、水・火・原子力別内訳などを明らかにすることは、出水変動、需要変動、計画外停止発生などに際し、どのように予備力を稼動したかを把握することができ、また、融通応援状況より広域運営の実際活用度合についても明らかにすることができる。

(b) 計画との対比

実績供給予備力を長い年月にわたって明らかにすることは、計画された供給予備力量によって得られる実際のサービス・レベルを表わすこととなり、供給予備力の必要量によって実績面よりの貴重な判断材料を得ることができる。もちろん、これは短期間の実績のみでは不相当であり、今後、引き続き調査を継続することによって大きな価値を発揮することとなるのはいうまでもない。

(2) 表現方法

(a) 表現方法の考え方

当委員会の調査報告書に、実績供給予備力を表現する際に留意すべき点としては、

- ① できるだけ、需給の実態を忠実に表わすものであること。
- ② 計画の供給予備力との関連を考慮し、できるだけ、同一の考え方にもとづくものであること。

③ 一般に公表するものであるから、簡明でしかも理解しやすいものであること。

などが考えられる。

以上のことから調査報告書の実績供給予備力(率)としては、計画との対比に重きをおいて、計画の際の供給予備力算定と同一の考え方により表現する方法(準計画ベース)で記載することを基本としている。

また、需給状況の実態を表わすという点から計画外停止や融通など毎日の需給状況の変化を考慮し算出した供給予備力の月最小値に着目した表現(実績ベース 最小3日実績平均供給予備力)や、最大3日平均需要の発生日に着目した表現(実績ベース 実績最大3日発生日平均供給予備力)、最大1日需要の発生日に着目した表現(実績ベース 実績1日最大発生日供給予備力)がある。

実績供給予備力は毎日毎日の実績値そのものであり、これをなんらかの方法で集約表現するためには、必然的に若干の割り切りが必要となる。以上のような表現方法にしても、本項冒頭の留意事項を極力満たすよう考慮されたものではあるが、異なった目的で見た場合、誤った判断をするおそれがあることから、その意味合いを十分理解のうえ活用する必要がある。

(b) 具体的表現方法

(7) 実績供給予備力(準計画ベース)

需要と供給力の算定方法を次のように定義し、その差引きによって表現する。

需 要……実績最大3日平均電力
供 給 力

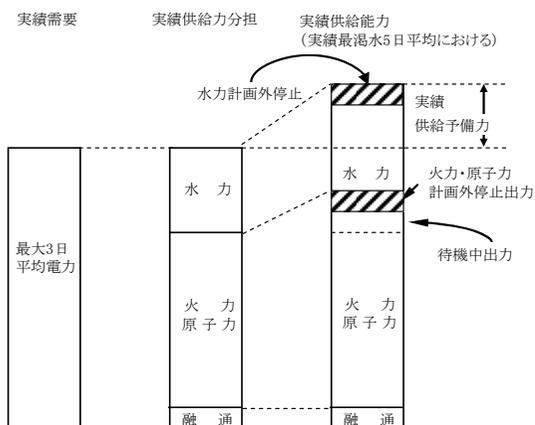
水 力

自 流 式 水 力……実績最 濁 水 5 日 平 均 自 流 (休 日 , 特 異 日 を 除 く) に 対 応 す る 計 画 に 準 じ た 供 給 能 力 を と る 。 (な お , 大 容 量 の 調 整 式 は 下 記 の 貯 水 式 水 力 に 準 ず る)

貯 水 式 ・ 揚 水 式 水 力……月 平 均 実 績 水 位 を も と に 計 画 に 準 じ て 算 出 し た 供 給 能 力 を と る 。

(月 平 均 計 画 補 修 出 力 を 差 引 く)

第三-13図 実績供給予備力の概念図



火力・原子力……月平均実績供給能力をとる。この場合、試運転分*1および火力の長期計画停止機などの運転再開分は安定的な供給力として見込まれた実績値を計上する。

[設備可能出力－計画補修出力＋試運転出力＋火力の長期計画停止機などの運転再開後出力（すべて月平均出力）]

融通……原則として計画値を計上する。

なお、卸電気事業者および卸供給事業者からの受電分も同様の扱いとする。また、その他供給力分（新エネルギー、自家発電等）は、計画計上したもののうち、安定的な供給力とみなせる実績値をとる。卸電力取引所取引分については、融通またはその他供給力分に準じた扱いとする。

(イ) 実績最小3日平均供給予備力 (実績ベース)

需要と供給力の算定方法を次のように定義し、毎日についてこの差引きから予備率を求め、最小値から3日間をとり、この平均値によって表現する。

需要……毎日の実績最大電力

供給力（計画外停止があった場合は供給力から控除）

水力……自流水力は毎日の供給能力をとり、貯水式・大容量調整式・揚水式水力は毎日の実績水位をもとに計画に準じて算出した供給能力をとる。（補修出力を差引く）

火力・原子力……毎日の実績可能出力をとる。この場合、試運転分および増出力分*2は実績値を計上する。

[実績設備可能出力－補修出力＋試運転出力＋増出力]

融通……毎日の実績融通電力を計上する。

なお、卸電気事業者および卸供給事業者からの受電分も同様の扱いとする。また、その他供給力分（新エネルギー、自家発電等）は、安定的な供給力とみなせる実績値をとる。卸電力取引所取引分については、融通またはその他供給力分に準じた扱いとする。

(ウ) 実績最大3日発生日平均供給予備力 (実績ベース)

需要と供給力の算定方法を次のように定義し、最大3日最大電力発生日についてそれぞれ算定し、その平均値により表現する。

需要……当該日の実績最大電力の平均値
供給力（計画外停止があった場合は供給力から控除）

水力……自流水力は当該日の供給能力とし、貯水池・大容量調整式・揚水式水力は当該日の実績水位をもとに計画に準じて算出した供給能力の平均値とする。（補修出力を差引く）

火力・原子力……当該日の実績可能出力の平均値とする。この場合、試運転分および増出力分は安定的な供給力として見込まれた実績値を計上する。

[実績設備可能出力－補修出力＋試運転出力＋増出力]

*1 試運転分：営業運転開始前および火力の定期点検中の運転出力。

*2 増出力分：設備容量を超えた出力。

融通……当該日の実績融通電力を計上する。

なお、卸電気事業者および卸供給事業者からの受電分も同様の扱いとする。また、その他供給力分（新エネルギー、自家発等）は、安定的な供給力とみなせる実績値をとる。卸電力取引所取引分については、融通またはその他供給力分に準じた扱いとする。

**(I) 実績1日最大発生日供給予備力
(実績ベース)**

需要と供給力の算定方法を次のように定義し、1日最大電力発生日について算定し表現する。

需要……当該日の実績最大電力

供給力（計画外停止があった場合は供給力から控除）

水力……自流水力は当該日の供給能力とし、貯水池・大容量調整式・揚水式水力は当該日の実績水位をもとに計画に準じて算出した供給能力とする。（補修出力を差引く）

火力・原子力……当該日の実績可能出力とする。この場合、試運転分および増出力分は安定的な供給力として見込まれた実績値を計上する。

[実績設備可能出力－補修出力
＋試運転出力＋増出力]

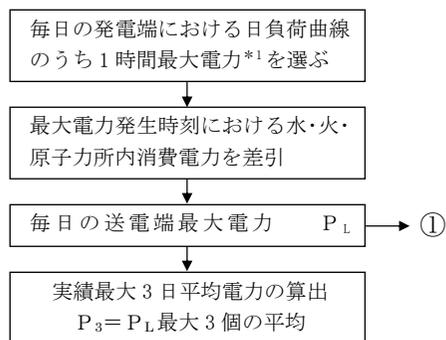
融通……当該日の実績融通電力を計上する。

なお、卸電気事業者および卸供給事業者からの受電分も同様の扱いとする。また、その他供給力分（新エネルギー、自家発等）は、安定的な供給力とみなせる実績値をとる。卸電力取引所取引分については、融通またはその他供給力分に準じた扱いとする。

**(3) 実績供給予備力（準計画ベース）の
具体的算定方法**

実績供給予備力（準計画ベース）の具体的算定方法は次のとおりである。

(a) 需要……実績最大3日平均電力

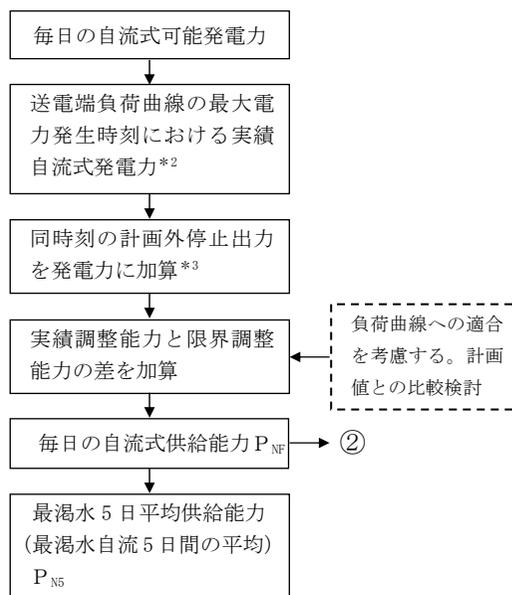


(b) 供給力(送電端)……計画外停止がなかったと仮定した場合に負荷曲線への適合などを考慮して最大限に発電し得る実績最濁水5日平均出力時点における供給能力

(7) 水力

(i) 自流水力（休日、特異日を除く）

（大容量の調整式は貯水式水力に準ずる）

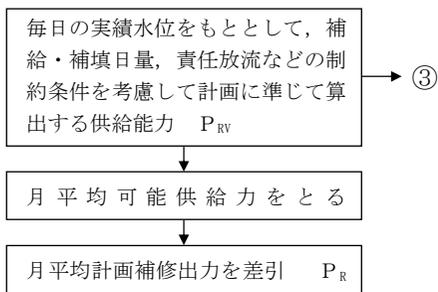


*1 ピークカットなどにより人為的に最大電力が変化している場合には修正する。

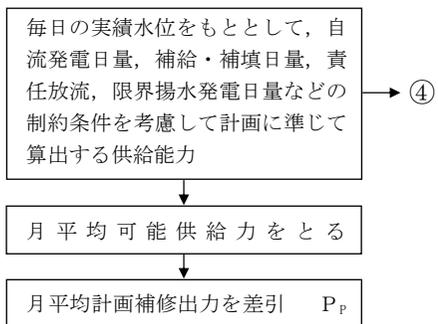
*2 計画補修がある場合は、これを控除したものである。

*3 計画外停止出力を発電力に加算する理由は、目標予備力を算出する場合も計画外停止分を予備力の対象として含めた手法で算出しているためである。

(ii) 貯水式水力

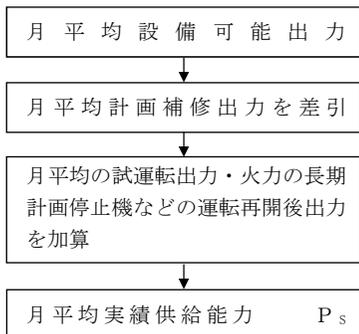


(iii) 揚水式水力

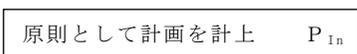


(i) 火力・原子力

月平均実績供給能力*をとる。
 この場合、試運転分および火力の長期計画停止機などの運転再開分は安定的な供給力として見込まれた実績値を計上する。



(ウ) 融 通



日常の運用では計画に計上されていない融通も同時に受給されているが、これらは随時的なものである場合が多く、常時供給力としては期待できないため、これを除き計画融通だけをとる。

なお、これによると受給実態と大幅に差異が生ずる場合には、計画融通の受給条件を考慮のうえ、必要により実態に適合するよう会社間で補正する。

(I) 実績供給能力 P_5

$$P_5 = P_{N5} + P_R + P_P + P_S + P_{In}$$

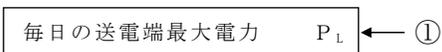
- (c) 実績供給予備力、実績供給予備率
 実績供給予備力 = 実績供給能力 (P_5)
 - 実績最大3日平均電力 (P_3)

$$\text{実績供給予備率} = \frac{(P_5 - P_3)}{P_3} \times 100\%$$

(4) 実績最小3日平均供給予備力 (実績ベース) の具体的算定方法

実績最小3日平均供給予備力 (実績ベース) の具体的算定方法は次のとおりである。

- (a) 需要…毎日の送電端最大電力

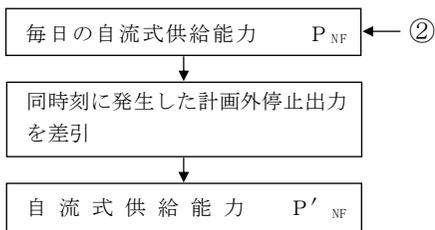


- (b) 供給力 (送電端) ……計画外停止があった場合にはその分を差引いた供給能力

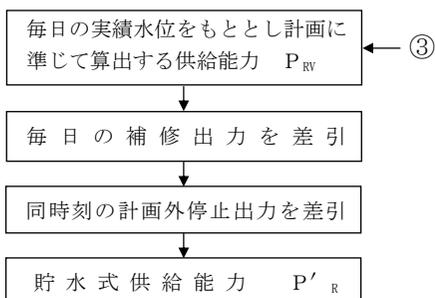
* 報告書の最大電力バランスにおいても火力・原子力の供給能力として月平均供給能力をとっている。

(7) 水 力

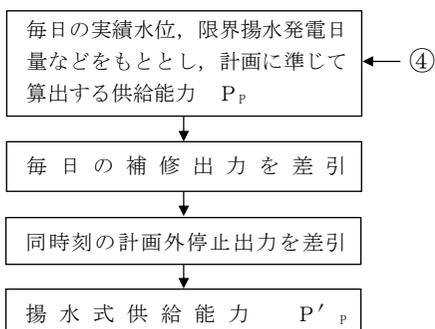
(i) 自流式水力



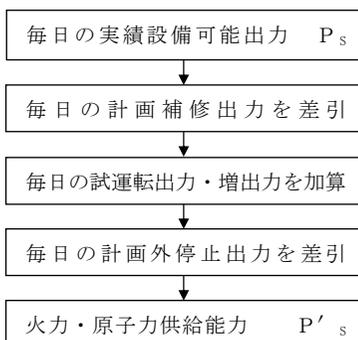
(ii) 貯水式水力



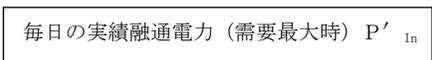
(iii) 揚水式水力



(4) 火力・原子力



(ウ) 融 通



(I) 実績最小3日平均供給能力 P'_5

$$P'_5 = P'_NF + P'_R + P'_P + P'_S + P'_In$$

(c) 実績最小3日平均供給予備率

月間のうち供給予備率が最小となった3日間, すなわち $\frac{(P'_5 - P_L)}{P_L} \times 100\%$ の最小3個の平均により算出する。

(5) 実績最大3日発生日平均供給予備力 (実績ベース) の具体的算定方法

実績最大3日発生日平均供給予備力 (実績ベース) の具体的算定方法は次のとおりである。

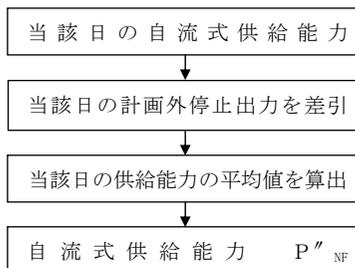
(a) 需要…当該日の送電端最大電力



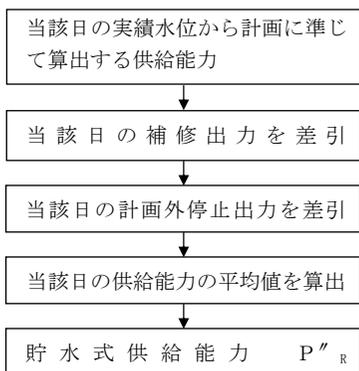
(b) 供給力(送電端)…計画外停止があった場合にはその影響分を差引いた供給能力

(7) 水 力

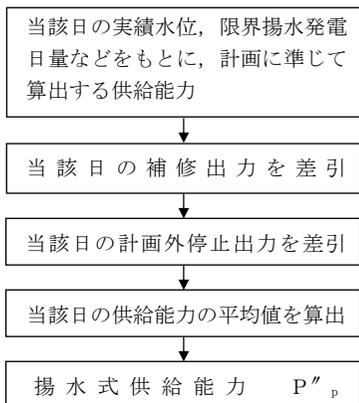
(i) 自流式水力



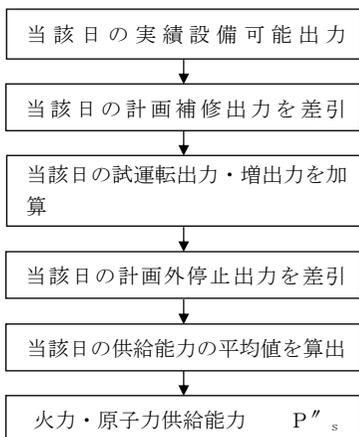
(ii) 貯水式水力



(iii) 揚水式水力



(i) 火力・原子力



(v) 融通



(I) 実績最大3日平均供給能力 P''_5

$$P''_5 = P''_{NF} + P''_R + P''_P + P''_S + P''_{In}$$

(c) 実績最大3日平均供給予備力, 供給予備率

$$\begin{aligned} \text{実績最大3日平均供給予備力} = \\ \text{実績最大3日平均供給能力 (P''_5)} \\ - \text{実績最大3日平均電力 (P_3)} \end{aligned}$$

$$\text{実績供給予備率} = \frac{(P''_5 - P_3)}{P_3} \times 100\%$$

(6) 実績1日最大発生日供給予備力 (実績ベース) の具体的算定方法

実績1日最大発生日供給予備力 (実績ベース) の具体的算定方法は次のとおりである。

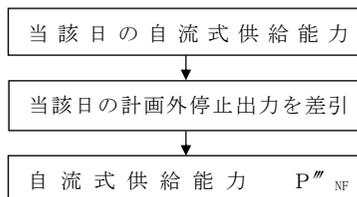
(a) 需要…当該日の発受電端最大電力



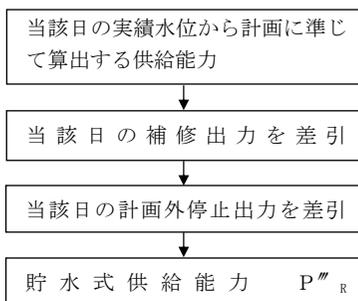
(b) 供給力 (発受電端)…計画外停止があった場合にはその影響分を差引いた供給能力

(7) 水力

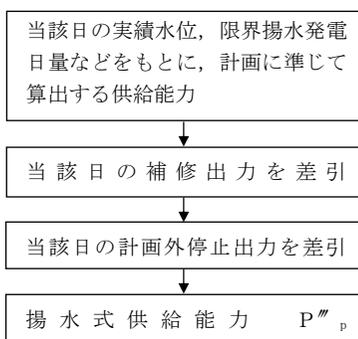
(i) 自流式水力



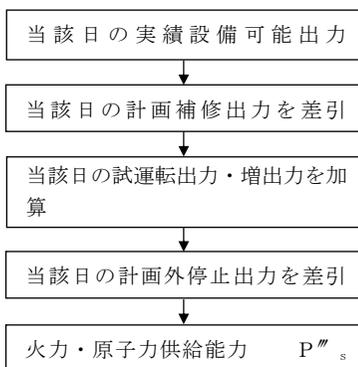
(ii) 貯水式水力



(iii) 揚水式水力



(i) 火力・原子力



(v) 融通



(I) 実績1日最大供給能力 P''_1

$$P''_1 = P''_{NF} + P''_R + P''_P + P''_S + P''_{In}$$

(c) 実績1日最大供給予備力, 供給予備率

実績1日最大供給予備力 =

実績1日最大供給能力 (P''_1)

− 実績1日最大電力 (P_1)

$$\text{実績供給予備率} = \frac{(P''_1 - P_1)}{P_1} \times 100\%$$