

Федеральное агентство по образованию

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ЭКОНОМИКА И МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Л.Д. ХАБАЧЕВ, Т.М. БУГАЕВА

**ПЛАНИРОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНОГО
РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

**ПРОГНОЗ БАЛАНСОВ МОЩНОСТИ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Учебное пособие

2-е изд., перераб. и доп.

Санкт-Петербург
Издательство Политехнического университета
2009

УДК 620.9:65.012.2 (075.8)

ББК 31:65.23я73

Хабачев Л. Д. **Планирование перспективного развития энергосистем. Прогноз балансов мощности и режимов работы электростанций** : учеб. пособие / Л. Д. Хабачев, Т. М. Бугаева. - 2-е изд., перераб. и доп. - СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2009. – 44 с. (Экономика и менеджмент в энергетике).

Пособие соответствует требованиям к обязательному минимуму содержания основной образовательной программы подготовки экономиста-менеджера по специальности 080502 «Экономика и управление на предприятии (энергетика)» и магистра по направлению 080500 «Менеджмент» в части цикла специальных дисциплин.

В пособии изложена методика построения графиков нагрузки энергосистем, определения потребности во вводе мощности, выбора резерва мощности и определения участия различных типов электростанций в покрытии суточного графика нагрузки, приводятся справочно-нормативные материалы, необходимые для выполнения курсового проекта. Методические положения иллюстрируются примером расчета.

Предназначено для слушателей всех форм обучения и студентов факультета экономики и менеджмента вечернего факультета технологий, экономики и менеджмента.

Табл. 22. Ил. 4. Библиогр.: 3 назв.

Печатается по решению редакционно-издательского совета Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

© Хабачев Л.Д., Бугаева Т.М., 2009

© Санкт-Петербургский государственный
политехнический университет, 2009

ВВЕДЕНИЕ

Основная цель перспективного планирования электроэнергетических систем – обоснование долгосрочных инвестиций в сооружение новых и реконструкцию (модернизацию) существующих энергетических объектов, обеспечивающих минимум перспективной цены на производимую электрическую и тепловую энергию, при соблюдении нормативного уровня надежности энергоснабжения потребителей.

Задачей проектирования энергосистем является технико-экономическое обоснование принимаемых решений по вводу новых электростанций, электрических сетей и средств их управления и эксплуатации с учетом новейших достижений науки и техники.

При различном составе и объеме задач, решаемых на отдельных этапах проектирования энергосистем, указанные работы имеют следующее примерно общее содержание:

- определение перспективной потребности в электроэнергии и электрических нагрузок потребителей по системам и отдельным энергоузлам;
- обоснование необходимости сооружения новых электростанций и реконструкции существующих;
- составление балансов активной мощности для систем, включая расчет резерва мощности, и при необходимости балансов для отдельных энергоузлов;
- прогнозирование расчетных режимов работы электростанций в графиках нагрузки;
- определение загрузки проектируемой электрической сети и обоснование схемы ее построения на рассматриваемый расчетный уровень;
- обоснование размещения и параметров линии электропередачи и подстанций.

В связи со сказанным целью работы является приобретение навыков самостоятельно выполнять расчеты, связанные с обоснованием развития ОЭС

на примере объединения, состоящего из двух крупных энергосистем, связанных межсистемной линией электропередачи. Настоящие методические указания содержат изложение методов проектирования, позволяющих осуществлять построение графиков нагрузки энергосистем, разработку баланса мощности, оценку необходимого резерва мощности в энергосистемах, определение оптимального режима работы электростанций по покрытию суточных графиков нагрузки энергосистем. Результаты выполненных расчетов являются основой для определения потоков мощности линии электропередачи, связывающей две энергосистемы, и требований к её пропускной способности. Методика технико-экономического обоснования выбора основных параметров электропередачи изложена во второй части методических указаний «Выбор параметров межсистемной электропередачи».

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Для выполнения данного курсового проекта Вы получаете исходные данные о структуре электропотребления двух энергосистем («А» и «Б») на заданный расчетный уровень (таблица 1), о структуре генерирующих мощностей этих систем на существующем исходном уровне (таблица 2), а также исходные данные по гидроэлектростанциям (таблица 3). Коэффициент годового прироста мощности для энергосистемы «А» принимается $k_p = 1,08$; для системы «Б» $k_p = 1,12$. Ввод новых мощностей предполагается за счет увеличения мощности конденсационных электростанций (КЭС).

Таблица 1

Отрасли промышленности		Время использования максимальной нагрузки, ч.	система «А»		система «Б»	
			потребление W, млн. кВтч.	мощность P, млн. МВт	потребление W, млн. кВтч.	мощность P, млн. МВт
Горнорудная, уледобывающая	Открытая	6500	2500	385	650	100
	Закрытая	7600	2350	309	1650	217
Нефтедобыча		7400	1600	216	0	0
Нефтепереработка		8150	2300	282	1700	209
Нефтеперекачка		8150	1300	160	2100	258
Металлургия:	Непрерывная	8500	5500	647	0	0
	Прочая	8000	15300	1913	7600	950
Производство глинозема и ферросплавов		8300	7000	843	1200	145
Химия:	Непрерывная	8500	1400	165	1200	141
	Полунепрерывная	6000	0	0	9900	1650
	прочая	1400	0	0	800	571
Машиностроение:	тяжелое	6900	1800	261	10230	1483
	прочее	5800	5900	1017	7900	1362
Целлюлозно-бумажная и гидролизная		7900	4150	525	1300	165
Деревообработка		5600	1850	330	950	170
Текстильная и легкая		5900	3750	636	1700	288
Пищевая		7000	650	93	3100	443
Цементная		7500	1300	173	1300	173
Стройматериалы		6300	1900	302	3500	556
Прочие отрасли		5300	3100	585	5100	962
Транспорт:	магистральный	8000	5500	688	7000	875
	природный	5200	150	29	1500	288
	депо и узлы	4700	1350	287	2550	543

Таблица 1 (продолжение)

Отрасли промышленности	Время использования максимальной нагрузки, ч.	система «А»		система «Б»	
		потребление W, млн. кВтч.	нагрузка P, МВт	потребление W, млн. кВтч.	нагрузка P, МВт
Производственная нагрузка сельского хозяйства	5000	1750	350	3800	760
Суммарное производственное потребление	0	72400	10195	76730	12308
Коммунально-бытовое потребление	0	14500	0	22600	0
Суммарное полезное потребление	0	98690	0	103330	0
Собственные нужды электрических станций и потери в сетях	0	14500	0	18000	0
Суммарное потребление	0	113190	0	121330	0

Примечание: Графы 4 и 6 заполняются в дальнейшем при расчете нагрузки энергосистемы.

Таблица 2.

Тип станций и мощность их агрегатов	Мощность, МВт		Вид топлива
	Система «А»	Система «Б»	
Гидроэлектростанции:			
ГЭС-1 с агрегатами 225 МВт	3375	0	
ГЭС-2 с агрегатами 150 МВт	0	1050	
ТЭЦ и КЭС с поперечными связями:			
ТЭЦ-1 с агрегатами 50 МВт	1000	1500	Уголь
ТЭЦ-2 с агрегатами 100 МВт	1700	1000	Уголь
ТЭЦ-3 с агрегатами 250 МВт	1000	2000	Уголь
Блочные КЭС, существующие на исходный уровень:			
с агрегатами 150МВт	1800	0	Мазут
с агрегатами 200МВт	0	2200	Уголь
с агрегатами 300МВт	1800	1800	Природный газ
Блочные КЭС, вводимые в рассматриваемый период*:			
с агрегатами 300МВт			Природный газ
с агрегатами 500МВт			Уголь
с агрегатами 800МВт			Уголь
Всего по системе	10675	9550	

* Для вновь вводимых КЭС суммарная мощность и количество агрегатов определяется из баланса мощностей (см. п. 2)

Таблица 3.

Показатель	ГЭС-1	ГЭС-2
Располагаемая мощность ГЭС, $P_{расп}$, МВт	3375	1050
Минимальная базисная мощность ГЭС, $P_{баз}$, МВт	337,5	0
Гарантийная среднемесячная мощность ГЭС, $P_{гар}$, МВт	1350	420
Коэффициент недельного регулирования $k_{нед}$	1,07	1,09

2. ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

При перспективных исследованиях для построения графиков нагрузки с достаточной для практики степенью точности можно применять упрощенный метод обобщенных характеристик [1,3].

1. Определяют максимальные нагрузки P для каждой отрасли:

$$P_i = \frac{W_i}{T_i},$$

где W_i - электропотребление отрасли, млн. кВтч; T_i - статическое годовое число часов использования максимума нагрузки отрасли (**графа 2 табл.2**).

Результаты определения P_i для каждой отрасли записывают в графы 4 и 6 **таблицы №1** (соответственно для систем «А» и «Б»).

2. Определяют средневзвешенное статическое годовое число часов использования максимума промышленной нагрузки (включая транспорт и строительство):

$$T_{ср} = \frac{\sum W_i}{\sum P_i}.$$

В рассматриваемом примере $T_{ср А} = \frac{72400}{10195} = 7101ч$; $T_{ср Б} = \frac{76730}{12308} = 6234ч$;

3. Определяют удельный вес коммунально-бытового потребления в долях от суммарного полезного потребления:

$$\alpha_{кб} = \frac{W_{кб}}{W_{кб} + W_{пр}};$$

$$\alpha_{кб А} = \frac{14500}{98690} \times 100\% = 14,7\%, \quad \alpha_{кб Б} = \frac{22600}{103330} \times 100\% = 21,9\%.$$

4. По кривым приложения 1 в зависимости от $T_{ср}$ и $\alpha_{кб}$ определяют годовое число часов использования среднего за рабочие дни зимнего месяца максимума нагрузки системы $T_{стат} : T_{стат А} = 6600ч.; T_{стат Б} = 6000ч.$

5. Определяют зимний статический максимум нагрузки средних за месяц рабочих суток:

$$P_{\max \text{ зимн}} = \frac{W_{год}}{T_{стат}},$$

где $W_{год}$ - суммарное потребление электроэнергии, включая собственные нужды электростанций и потери в сетях,

$$P_{\max \text{ зимн А}} = \frac{113390 \cdot 10^3}{6600} = 17150 \text{ МВт}; P_{\max \text{ зимн Б}} = \frac{121330 \cdot 10^3}{6000} = 20222 \text{ МВт}.$$

6. По кривым приложения 2 в зависимости от параметра $T_{стат}$ определяют коэффициенты, характеризующие конфигурацию графиков нагрузки: плотность зимнего суточного графика нагрузки $\beta_{сут \text{ зимн}}$; плотность годового графика нагрузки $\gamma_{год}$ и коэффициент летнего снижения нагрузки по отношению к зимнему статистическому максимуму $\alpha_{стат \text{ лет}}$. Для системы «А»: $\beta_{сут \text{ зимн}} = 0,86, \gamma_{год} = 0,95, \alpha_{стат \text{ лет}} = 0,86$; для энергосистемы «Б»: $\beta_{сут \text{ зимн}} = 0,8, \gamma_{год} = 0,94, \alpha_{стат \text{ лет}} = 0,83$.

7. Максимальную нагрузку рабочего дня последней недели каждого месяца с учетом коэффициента роста нагрузки k_p вычисляют по формуле:

$$P_t = \frac{2a}{k'} + \frac{a(k' - 1)}{6(k' - 1)} + b \cos(30t - 15)$$

где t – порядковый номер месяца, а коэффициенты, входящие в формулу (1), определяют как

$$a = 0,5 P_{\max \text{ зимн}} (1 + \alpha_{стат \text{ лет}});$$

$$b = 0,5 P_{\max \text{ зимн}} (1 - \alpha_{стат \text{ лет}}).$$

Коэффициент

$$k' = \frac{P_{\max \text{ зимн}} k_d - b}{P_{\max \text{ зимн}} k_d / k_p - b};$$

причем k_d - динамический коэффициент, зависящий от коэффициента роста нагрузки k_p : $k_d = 2 k_p / (1 + k_p)$.

Значения перечисленных коэффициентов приведены в таблице 4.

Таблица 4.

Коэффициенты	k_d	a	b	k'
А	1,0385	15950	1201	1,089
Б	1,0566	18503	1719	1,13

Используя формулу (1) и данные табл. 4, можно рассчитать максимальную нагрузку каждого месяца (таблица 5).

На рисунке 1 показаны годовые графики месячных максимумов нагрузки систем «А» и «Б» и их объединения.

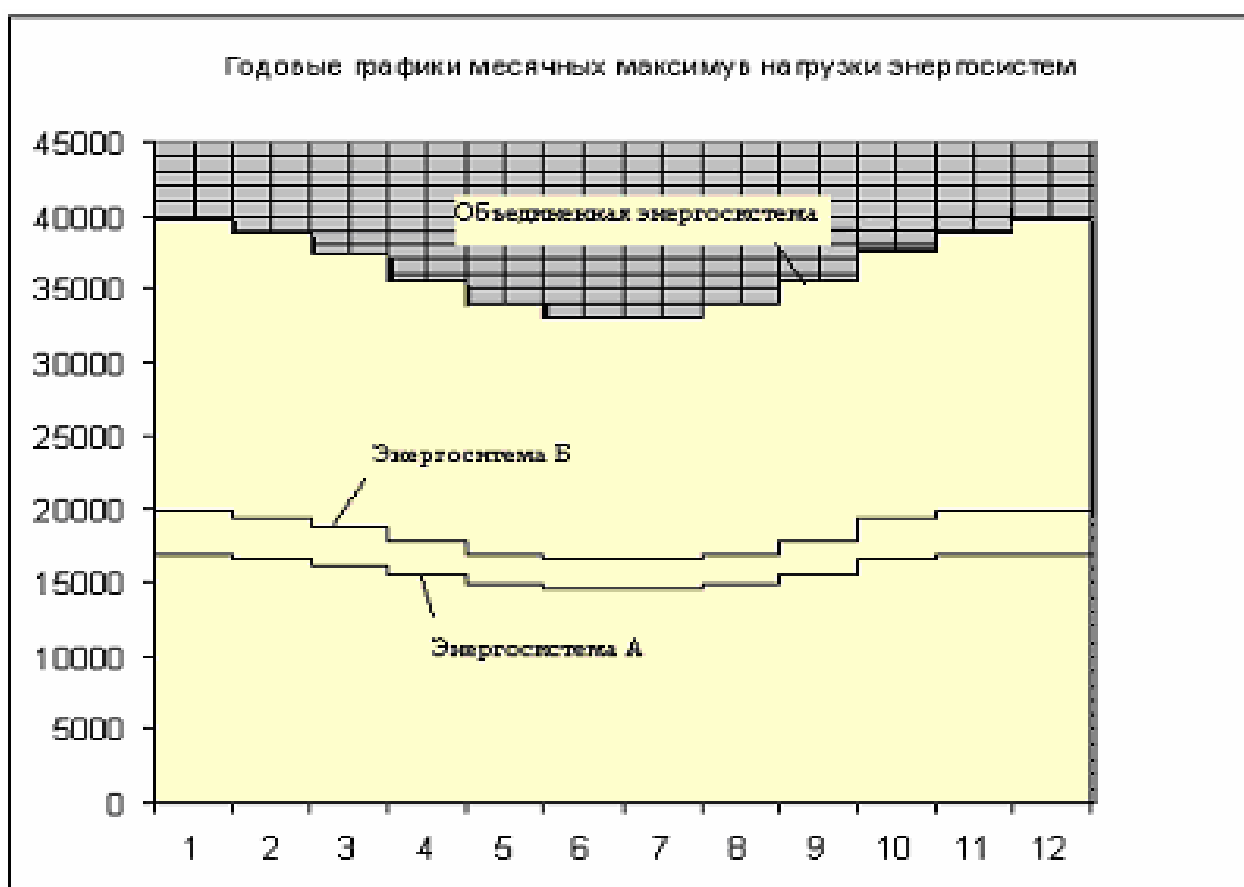


Рис. 1. Годовые графики месячных максимумов нагрузки энергосистем и их объединения

Для построения суточных графиков нагрузки зимнего дня по приложению 3 в зависимости от значения $\beta_{\text{сут зимн}}$ вычисляют нагрузку каждого часа в относительных единицах, и умножают на максимальную нагрузку декабря $P_{\text{max XII A}} = 17796$ МВт; $P_{\text{max XII B}} = 21315$ МВт. Результаты расчетов заносят в таблицу 6.

Таблица 5.

		Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	МАХ
Cos (30t-15)		0,97	0,71	0,26	-0,26	-0,71	-0,97	-0,97	-0,71	-0,26	0,26	0,71	0,97	
нагрузка P_t, МВт*ч	А	16541	16344	15920	15413	14989	14791	14903	15325	15974	16716	17370	17796	17796
	Б	19209	18956	18377	17679	17100	16844	17032	17664	18623	19713	20677	21315	21315
	А+Б	35750	35300	34298	33093	32088	31635	31935	32989	34597	36429	38048	39111	39111

Таблица 6.

часы суток	нагрузка, о.е.	Нагрузка, МВт		
		Энергосистема "А"	Энергосистема "Б"	объединенная энергосистема "А+Б"
0	1,98βсутизмн-0,898	14 322	14 622	28 944
1	2,05βсутизмн-1,05	12 689	12 576	25 264
2	2,1βсутизмн-1,1	12 564	12 363	24 927
3	2,17βсутизмн-1,17	12 390	12 064	24 454
4	2,17βсутизмн-1,17	12 390	12 064	24 454
5	2,1βсутизмн-1,1	12 564	12 363	24 927
6	1,93βсутизмн-0,923	13 112	13 237	26 349
7	1,35βсутизмн-0,352	14 397	15 517	29 914
8	0,3βсутизмн+0,702	17 084	20 079	37 163
9	0,705βсутизмн+0,296	16 057	18 331	34 388
10	0,4βсутизмн+0,6	16 799	19 610	36 409
11	0,67βсутизмн+0,324	16 020	18 331	34 351
12	0,877βсутизмн+0,123	15 611	17 576	33 187
13	0,775βсутизмн+0,225	15 865	18 011	33 876
14	0,575βсутизмн+0,423	16 328	18 821	35 149
15	0,625βсутизмн+0,374	16 221	18 629	34 850
16	0,77βсутизмн+0,231	15 895	18 054	33 949
17	0,1βсутизмн+0,9	17 547	20 889	38 436
18	1	17 796	21 315	39 111
19	0,175βсутизмн+0,825	17 360	20 569	37 929
20	0,25βсутизмн+0,75	17 173	20 249	37 422
21	0,37βсутизмн+0,625	16 785	19 631	36 416
22	0,758βсутизмн+0,242	15 907	18 084	33 991
23	1,35βсутизмн-0,352	14 397	15 517	29 914

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Суммарный резерв мощности складывается из следующих его резервов: *ремонтного, аварийного и народнохозяйственного (стратегического)* [1-3].

Ниже рассмотрена последовательность расчета ремонтного и аварийного резерва.

Определяют ориентировочное значение необходимой мощности $P_{необх}$ электростанции в энергосистемах «А» и «Б» исходя из предварительно принимаемой суммарной потребности в резерве объединения 15% и величины P_{max} :

$$P_{необхА} = 1,15 \cdot 17796 = 20465 \text{ МВт};$$

$$P_{необхБ} = 1,15 \cdot 21315 = 24512 \text{ МВт};$$

1. На основе исходной **табл. 2** определяют необходимый ввод мощности на новых КЭС, исходя из принципа самобалансирования энергосистем (отклонение допустимо в пределах мощности одного агрегата КЭС) $P_{ВВОД} = P_{НЕОБХ} - P_{СУЩ}$, где $P_{СУЩ}$ - суммарная мощность всех существующих электростанций системы.

В рассматриваемом примере для энергосистемы «А» $P_{ВВОД_А} = P_{НЕОБХ_А} - P_{СУЩ_А} = 20465 - 10675 = 9790 \text{ МВт}$, а число вводимых агрегатов (по условию их мощность должна быть либо 300 МВт , либо 800 МВт) равной мощности принимают **8К-800+12К300** (суммарной мощностью 10000 МВт). Для энергосистемы «Б» $P_{ВВОД_Б} = 24512 - 9550 = 14962 \text{ МВт}$ при числе вновь вводимых агрегатов **10К-800+24К-300** (суммарной мощностью 15200 МВт).

Суммарная располагаемая мощность энергосистем на конец года составляет $P_{\Sigma} = P_{СУЩ} + P_{ВВОД}$ и равна:

$$P_{\Sigma_А} = 10675 + 10000 = 20675 \text{ МВт};$$

$$P_{\Sigma_Б} = 9550 + 15200 = 24750 \text{ МВт}.$$

Результаты предварительной оценки мощности энергосистем на расчетный уровень и их структуры заносятся в **табл. 7-9** (столбцы 1-4), в которой также будут представлены данные по расчету уточненного состава агрегатов, участвующих в покрытии максимума нагрузки.

3. Ремонтный резерв должен обеспечить возможность проведения необходимого планово-предупредительного (текущего и капитального) ремонта оборудования электростанций.

Резерв для проведения текущего ремонта агрегатов в период прохождения максимума нагрузки определяют из условия, что текущие ремонты оборудования электростанций равномерно распределены в течение года:

$$P_{рез_тр} = P_{уст}^{бл} \frac{a_1}{100} + P_{уст}^{non_св} \frac{a_2}{100};$$

где $P_{уст}^{бл}$; $P_{уст}^{non_св}$ - установленные мощности блочных станций и станций с поперечными связями, находящихся в текущем ремонте; a_1, a_2 - нормативные значения среднегодового времени нахождения агрегатов электростанций в текущем ремонте в процентах от длительности года (8760 час).

Коэффициенты a имеет следующие значения (%):

ТЭС с поперечными связями	2,0
ТЭЦ с агрегатами 100-180МВт	3,5-4,5
КЭС с блоками 150-200МВт	4,0
КЭС и ТЭЦ с блоками 250-300МВт	5,0
КЭС и ТЭЦ с блоками 500-1200МВт	5,5-6,5
АЭС	4-6
ГТЭС	2,0.

Для ГЭС и КЭС с поперечными связями, имеющими резервные котлы, резерв для проведения текущего ремонта не предусматривают.

Величина резерва мощности для проведения текущего ремонта энергосистемы «А»:

$$P_{рез_тр_А} = 6400 * 0,06 + 3600 * 0,05 + 1800 * 0,04 + 3700 * 0,04 \approx 790 \text{ МВт},$$

в том числе ремонт блоков – 640МВт, ремонт агрегатов с поперечными связями – 150МВт. В текущем ремонте находятся агрегаты: **2К-300 + 2К-150** (суммарной мощностью 900МВт).

Величина этого резерва для системы «Б»:

$$P_{рез_тр_Б} = 8000 * 0,06 + 7200 * 0,05 + 2200 * 0,04 + 4500 * 0,04 \approx 1200 \text{ МВт},$$

в том числе ремонт блоков 928МВт и ремонт агрегатов с поперечными связями 180МВт. В текущем ремонте находятся агрегаты **К-800+К-200+К-100+2К-50** (суммарной мощностью 1200МВт).

4. Капитальный ремонт основного оборудования электростанций производят преимущественно во время сезонных спадов нагрузки системы (в летнем «провале» годового графика месячных максимумов нагрузки). Резерв мощности для проведения капитальных ремонтов не требуется, когда площадь «провала» годового графика больше необходимой ремонтной площади. Если площадь провала графика оказывается меньше площади, необходимой для проведения капитальных ремонтов, то в балансе системы необходимо учитывать специальный ремонтный резерв.

С учетом изложенного резерв мощности на капитальный ремонт определяют, исходя из его круглогодичного использования по выражению:

$$P_{рез_кр} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i t_{кри} - S_{кр} K_{кр}}{12},$$

где P_i - единичная мощность i -ого агрегата в МВт; $t_{кри}$ - норма простоя агрегатов электростанций в капитальном ремонте в месяцах в среднем за год; $S_{кр}$ - площадь провала графика в МВт*мес.; $K_{кр}$ - коэффициент использования площади провала графика ($K_{кр} = 0,9 - 0,95$).

Продолжительность простоя агрегатов различных типов в капитальном ремонте составляет (в месяцах):

Гидроагрегаты	0,5
Агрегаты ТЭС с поперечными связями	0,33
Энергоблоки мощностью:	
150-200МВт	0,53
300МВт	0,66
500-800МВт	0,73
1200МВт	0,86
АЭС	1,5
ТЭЦ	0,5

Площадь провала графика нагрузки (**рисунок 2**) для крупных энергосистем определяют как разность между условной располагаемой мощностью системы и её максимальной нагрузкой за каждый месяц. Условная

располагаемая мощность определяется линией, соединяющей максимумы нагрузки января и декабря.

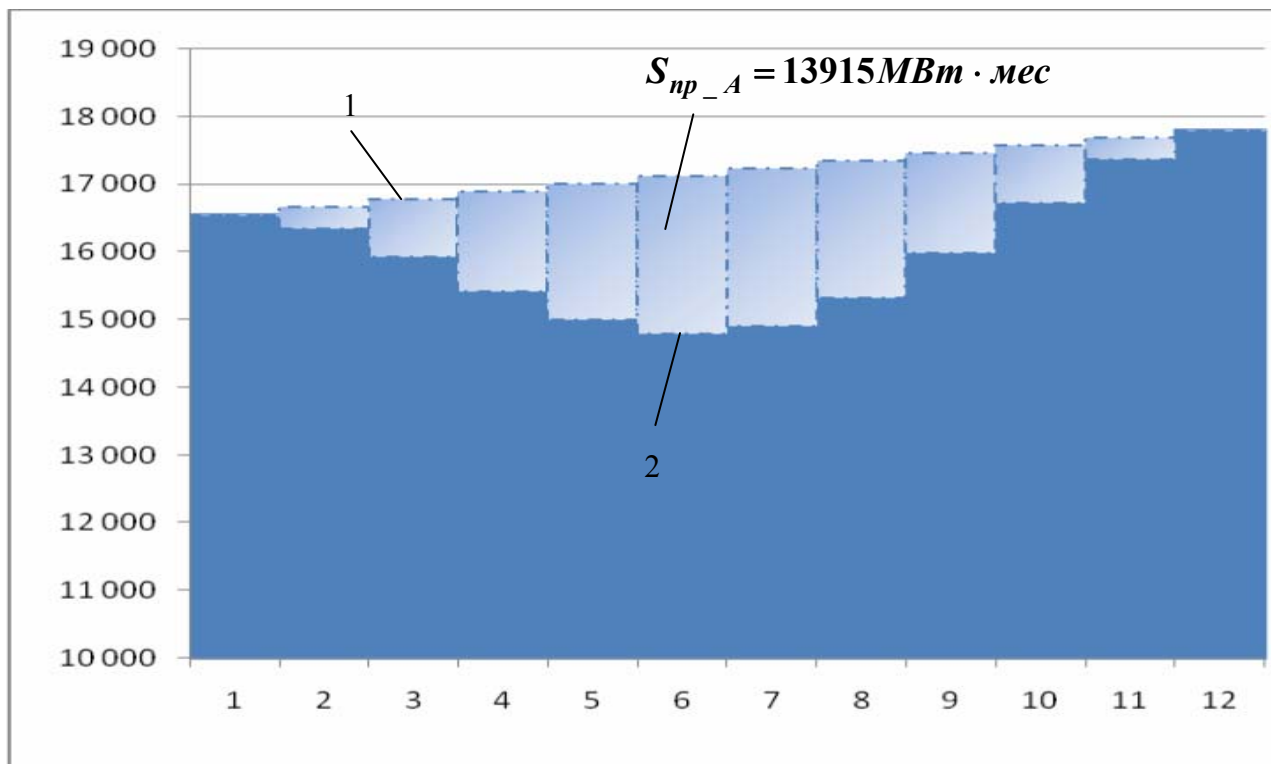


Рис. 2. К расчету площади провала годового графика нагрузки:

1 - условная располагаемая мощность системы;

2 - максимальная нагрузка каждого месяца.

Результаты расчета условно располагаемой и ремонтной мощности по месяцам года для энергосистем «А» и «Б» сведены в **таблицу 10**. Суммарная площадь провала годового графика нагрузки составляет для систем «А» и «Б» соответственно: $S_{np_A} = 13915 \text{ МВтмес}$, $S_{np_B} = 19923 \text{ МВтмес}$.

Требуемая ремонтная мощность для энергосистем «А» и «Б» составляет:

$$\left(\sum_{i=1}^n P_{i\text{кр}i}\right)_A = 11879 \text{ МВтмес}; \quad \left(\sum_{i=1}^n P_{i\text{кр}i}\right)_B = 14397 \text{ МВтмес}.$$

Для обеих систем оказалось, что $S_{np_A,B} > \left(\sum_{i=1}^n P_{i\text{кр}i}\right)_{A,B}$, в связи с чем, в период максимальной нагрузки нет необходимости в создании специального резерва для проведения капитального ремонта, т.е. $P_{рез_кр} = 0$. Результаты расчета представлены в **табл.7-8 (столбцы 5 и 6)**.

4. Аварийный (оперативный) резерв обосновывают экономически при сопоставлении экономических ущербов от вероятного недоотпуска электроэнергии в дефицитных ситуациях с затратами на создание аварийного резерва. Такие дефицитные ситуации могут быть вызваны аварийными отключениями агрегатов на электростанциях или непредвиденными отклонениями баланса мощности системы (определяемого значениями максимума нагрузки и располагаемой мощности электростанции) от планируемого режима. Сначала осуществляют расчет аварийного резерва при однозначном детерминированном представлении максимума нагрузки. Для этого используют обобщенные кривые (характеристики удельного аварийного резерва) (**прил.4**), которые дают зависимость удельного аварийного резерва каждого типа агрегатов от единичной мощности агрегатов, выраженной в процентах от максимума нагрузки, и их аварийности. Указанные характеристики получены в результате обобщения аварийного резерва энергосистем для нормативного уровня надежности 0,996, соответствующего интегральной вероятности отсутствия дефицитов мощности в энергосистеме в течение года.

Определение необходимого аварийного резерва целесообразно проводить в табличной форме (**таблицы 11 и 12**), исходя из значений аварийного простоя агрегатов q_i различной единичной мощности P_{iED} .

Удельную единичную мощность агрегата определяют по формуле: $P_{iUD_ED} = (P_{iED} / P_{max}) \cdot 100\%$, а значение удельного резерва r_{i_yD} находят по кривым **приложения 4** в зависимости от P_{iUD_ED} и q_i . Необходимый резерв для каждой группы оборудования можно найти по формуле:

$$P'_{av_i} = P_{iED} n_i r_{i_yD} / 100.$$

В **табл.11** приведены результаты расчета необходимого аварийного резерва мощности энергосистем «А» и «Б», равные соответственно

$$P'_{av_A} = 2937 \text{ MВт} \text{ и } P'_{av_B} = 4212 \text{ MВт}.$$

В **табл. 12** приведен расчет аварийного резерва энергообъединения.

Далее осуществляют пересчет аварийного резерва с учетом непредвиденных отклонений баланса мощности от проектируемого значения с использованием зависимости:

Таблица 7.

тип станции	единичная мощность агрегатов <i>MВт</i>	исходное число и мощность агрегатов		агрегаты (<i>MВт</i>) в ремонте			мощность дополнительно вводимых агрегатов <i>MВт</i>	уточненное число и мощность агрегатов		уточненное число и мощность агрегатов участвующих в покрытии максимума	
		шт	<i>MВт</i>	текущем	капитальном	аварийном		шт	<i>MВт</i>	шт	<i>MВт</i>
блочные КЭС	800	8	6 400	0	0	800	0	8	6 400	7	5 600
	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	300	18	5 400	600	0	0	300	19	5 700	17	5 100
	150	12	1 800	150	0	0	0	12	1 800	11	1 650
ИТОГО		38	13 600	750	0	800	300	39	13 900	35	12 350
ТЭЦ	250	4	1 000	0	0	250	0	4	1 000	3	750
	100	17	1 700	100	0	0	0	17	1 700	17	1 700
	50	20	1 000	50	0	0	0	20	1 000	20	1 000
ИТОГО		41	3 700	150	0	250	0	41	3 700	40	3 450
ГЭС	225	15	3 375	0	0	0	0	15	3 375	15	3 375
ИТОГО		15	3 375	0	0	0	0	15	3 375	15	3 375
ВСЕГО		94	20 675	900	0	1 050	300	95	20 975	90	19 175

Таблица 8.

тип станции	единичная мощность агрегатов <i>МВт</i>	исходное число и мощность агрегатов		агрегаты (<i>МВт</i>) в ремонте			мощность дополнительно вводимых агрегатов, <i>МВт</i>	уточненное число и мощность агрегатов		уточненное число и мощность агрегатов участвующих в покрытии максимума	
		шт	<i>МВт</i>	текущем	капитальном	аварийном		шт	<i>МВт</i>	шт	<i>МВт</i>
блочные КЭС	800	10	8 000	800	0	800	0	10	8 000	8	6 400
	500	0	0	0	0	0	0	0	0		0
	300	30	9 000	0	0	300	600	32	9 600	31	9 300
	200	11	2 200	200	0	0	0	11	2 200	10	2 000
ИТОГО		51	19 200	1 000	0	1 100	600	53	19 800	49	17 700
ТЭЦ	250	8	2 000	0	0	250	0	8	2 000	7	1 750
	100	10	1 000	100	0	0	0	10	1 000	10	1 000
	50	30	1 500	100	0	50	0	30	1 500	29	1 450
ИТОГО		48	4 500	200	0	300	0	48	4 500	46	4 200
ГЭС	150	7	1 050	0	0	0	0	7	1 050	7	1 050
ИТОГО		7	1 050	0	0	0	0	7	1 050	7	1 050
ВСЕГО		106	24 750	1 200	0	1 400	600	108	25 350	102	22 950

Таблица 9.

тип станции	единичная мощность агрегатов МВт	исходное число и мощность агрегатов		агрегаты (МВт) в ремонте			мощность дополнительно вводимых агрегатов МВт	уточненное число и мощность агрегатов		уточненное число и мощность агрегатов участвующих в покрытии максимума	
		шт	МВт	текущем	капитальном	аварийном		шт	МВт	шт	МВт
блочные КЭС	800	18	14 400	800	0	1600	0	18	14 400	15	12 000
	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	300	48	14 400	600	0	300	900	51	15 300	48	14 400
	200	11	2 200	200	0	0	0	11	2 200	10	2 000
	150	12	1 800	150	0	0	0	12	1 800	11	1 650
ИТОГО		89	32 800	1750	0	1900	3100	92	35 900	84	30 050
ТЭЦ	250	12	3 000	0	0	500	0	12	3 000	10	2 500
	100	27	2 700	200	0	0	0	27	2 700	27	2 700
	50	50	2 500	150	0	50	0	50	2 500	49	2 450
ИТОГО		89	8 200	350	0	550	0	89	8 200	86	7 650
ГЭС	225	15	3 375	0	0	0	0	15	3 375	15	3 375
	150	7	1 050	0	0	0	0	7	1 050	7	1 050
ИТОГО		22	4 425	0	0	0	0	22	4 425	22	4 425
ВСЕГО		200	45 425	2100	0	2 450	3 100	203	48 525	192	42 125

Таблица 10.

Показатели	Численное значение по месяцам											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Условно располагаемая мощность, <i>МВт</i>												
система "А"	16 541	16 655	16 769	16 883	16 997	17 111	17 226	17 340	17 454	17 568	17 682	17 796
система "Б"	19 209	19 400	19 592	19 783	19 975	20 166	20 358	20 549	20 741	20 932	21 124	21 315
Месячный максимум нагрузки, <i>МВт</i>												
система "А"	16 541	16 344	15 920	15 413	14 989	14 791	14 903	15 325	15 974	16 716	17 370	17 796
система "Б"	19 209	18 956	18 377	17 679	17 100	16 844	17 032	17 664	18 623	19 713	20 677	21 315
Располагаемая ремонтная мощность, <i>МВт</i>												
система "А"	0	311	849	1 470	2 009	2 321	2 323	2 015	1 479	852	312	0
система "Б"	0	445	1 215	2 104	2 875	3 322	3 326	2 885	2 118	1 219	446	0

$$P_{ав} = \bar{P}_{ав} + 2,65\sigma - 0,125P_{max},$$

где $\bar{P}_{ав}$ - математическое ожидание мощности, находящейся в аварийном ремонте; $\sigma = \sqrt{\sigma_k^2 + \sigma_n^2} = \sqrt{0,145(P'_{ав} - \bar{P}_{ав} + 0,125P_{mx})^2 + \sigma_n^2}$, где $\sigma_n = 4\sqrt{P_{max}}$ - среднеквадратическое отклонение нагрузки от среднего значения; σ_k - среднеквадратическое отклонение снижения мощности электростанций из-за аварийных простоев оборудования. Расчет аварийного резерва приведен в **таблице 13**. Мощность агрегатов, находящихся в аварийном ремонте, равна $\sum P_i n_i q_i$ и составляет для системы «А»: $\bar{P}_{ав_A} = 984 MBm$, для системы «Б»: $\bar{P}_{ав_B} = 1359 MBm$. Исходя из значений $\bar{P}_{ав}$, выбирают агрегаты, находящиеся в аварийном ремонте. Для энергосистемы «А»: **К-800+К-250** (суммарной мощностью $1050 MBm$); для энергосистемы «Б»: **К-800+К-300+К-250+К-50** (суммарной мощностью $1400 MBm$). Результаты расчета заносят в **табл. 7-9** (столбец 7).

6. Народнохозяйственный резерв предназначен для покрытия возможного повышения электропотребления против планируемого уровня и может приниматься в размере 1-2% максимальной нагрузки системы (в настоящем проекте этот показатель в расчет не принимают).

7. Суммарный резерв мощности энергосистемы складывается из ремонтного и аварийного $P_{рез} = P_{рез_тр} + P_{рез_кр} + P_{ав}$ и составляет для энергосистем «А» и «Б» и их объединения соответственно $P_{рез_A} = 900 + 3060 = 3960 MBm$, $P_{рез_B} = 1200 + 4279 = 5479 MBm$, $P_{рез_A+B} = 1950 + 5040 = 7140 MBm$.

8. Сравнивая сумму резервов мощности энергосистем «А» и «Б»: $P_{рез_A} + P_{рез_B} = 9439 MBm$ со значением этого резерва для энергообъединения, можно сделать вывод о том, что объединение энергосистем позволяет уменьшить суммарный резерв мощности по сравнению с изолированной работой отдельных систем. В том числе экономия на оперативном резерве составляет:

$$\Delta P_{рез} = (P_{рез_A} + P_{рез_B}) - P_{рез_A+B} = 9439 - 7140 = 2299 MBm$$

Уточняют суммарную мощность электрических станций каждой системы, которая должна быть не меньше суммы её максимальной нагрузки и необходимого резерва мощности. Сравнивая эту сумму с величиной

Таблица 11.

Исходные данные к расчету аварийного резерва				Расчет аварийного резерва			
Единичная мощность агрегата P_i ед <i>MВт</i>	Число агрегатов n_i , шт	Суммарная мощность	Аварийность агрегата q_i , %	Удельная единичная мощность Руд. ед, %	Удельный резерв гуд.ед., %	Резерв без учета отклонений $P'_{ав}$, <i>MВт</i>	Мощность агрегата в аварийном ремонте $P_{и}q_i$, <i>MВт</i>
Энергосистема "А"							
800	8	6 400	0,075	4,50%	26	1664	480
500	0	0	0,07	2,81%	-	-	-
300	18	5 400	0,055	1,69%	15	810	297
150	12	1 800	0,045	0,84%	8	144	81
250	4	1 000	0,055	1,40%	12	120	55
100	17	1 700	0,02	0,56%	4	68	34
50	20	1 000	0,02	0,28%	3	30	20
225	15	3 375	0,005	1,26%	3	101	17
ИТОГО						2937	984
Энергосистема "Б"							
800	10	8 000	0,075	3,75%	24	1920	600
500	0	0	0,07	2,35%	-	-	0
300	30	9 000	0,055	1,41%	20	1800	495
200	11	2 200	0,045	0,94%	8	176	99
250	8	2 000	0,055	1,17%	11	220	110
100	10	1 000	0,02	0,47%	3	30	20
50	30	1 500	0,02	0,23%	3	45	30
150	7	1 050	0,005	0,70%	2	21	5
ИТОГО						4212	1359

Таблица 12.

Исходные данные к расчету аварийного резерва				Расчет аварийного резерва		
Единичная мощность агрегата Р _{ед} МВт .	Число агрегатов n _i , шт.	Суммарная мощность	Аварийность агрегата q _i , %	Удельная единичная мощность Руд. ед, %	Удельный резерв гуд.ед., %	Резерв без учета отклонений Р'ав, МВт
800	18	14 400	0,075	2,05%	20	2880
500	0	0	0,07	1,28%	14	-
300	48	14 400	0,055	0,77%	10	1440
200	11	2 200	0,045	0,51%	7	154
150	12	1 800	0,045	0,38%	7	126
250	12	3 000	0,055	0,64%	4	120
100	27	2 700	0,02	0,26%	3	81
50	50	2 500	0,02	0,13%	2,5	62,5
225	15	3 375	0,005	0,58%	2	67,5
150	7	1 050	0,005	0,38%	1,5	16
итого						4947

Таблица 13.

Энерго-система	Максимум нагрузки системы Р _{max} , МВт	Аварийный резерв, без учета отклонений Р'ав, МВт	Мощность находящаяся в аварийном ремонте, МВт	σ _н	σ	Аварийный резерв, с учетом отклонений Р _{ав} , МВт
А	17 796	2937	1050	533,61	1654	3060
Б	21 315	4212	1400	583,99	2166	4279
А+Б	39 111	4947	2450	791,06	2921	5040

Таблица 14.

Показатель	Энергосистема		
	А	Б	А+Б
Максимум нагрузки системы	17 796	21 315	39 111
Суммарный резерв	-	-	7 140
Итого требуемая мощность:			46 251
предварительно выбранная	20 675	24 750	45 425
дополнительных агрегатов			826

предварительно выбранной мощности, можно определить потребность в дополнительной мощности (таблица 14).

Согласно табл.14, мощность дополнительных агрегатов энергообъединения «А+Б» составляет **900MВт** – в системе «А» размещаем 1 агрегат **К-300MВт**, в системе «Б» - 2 агрегата **К-300** (суммарной мощностью **600MВт**). Дополнительное число агрегатов для каждой из систем должно быть указано в табл.7-9 (столбец 8), а в столбцах 9 и 10 дана уточненная структура их мощностей.

9. Определяют число и мощность агрегатов, которые могут участвовать в покрытии максимума нагрузки системы. Число этих агрегатов находят путем вычитания из общего их количества агрегатов, находящихся в текущем, капитальном и аварийном ремонтах. Число агрегатов и их мощность указываются в столбцах 11 и 12 табл.7-9.

10. Суммарная мощность агрегатов объединения энергосистем, которые могут участвовать в покрытии максимума нагрузки, составляет **42125MВт** (величина максимума $\sim 39111MВт$). Величина оперативного резерва $P_{рез_оп} = 42125 - 39111 = 3014MВт$. Распределение оперативного резерва по системам «А» и «Б» производят пропорционально их максимумам, что составляет:

$$P_{рез_оп_А} = \frac{17796}{39111} \cdot 3014 = 1371MВт, \quad P_{рез_оп_Б} = \frac{21315}{39111} \cdot 3014 = 1643MВт.$$

Из общей величины резерва 2-3% мощности энергосистемы должен составлять вращающийся резерв $P_{рез_вр} = 0,03 \cdot 39111 = 1173$ МВт.

Вращающийся резерв не должен быть меньше мощности наиболее крупного агрегата или мощности, которая может быть потеряна при

отключении межсистемной связи. Размещают аварийный резерв на ГЭС и ТЭС, которые могут участвовать в регулировании частоты. Остальная часть резерва ($3014-1173 = 1841 \text{ МВт}$) может быть во вращающемся или холодном состоянии в зависимости от показателей работы оборудования энергосистемы.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УЧАСТИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ПОКРЫТИИ СУТОЧНОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ

Распределение нагрузки энергообъединений между электростанциями производится по критерию минимума стоимости расходуемого по системе топлива. Целью расчетов является выявление суточных режимов работы отдельных типов в суточном графике нагрузки зимнего рабочего дня, а также режимных перетоков мощности между системами «А» и «Б» в течение суток. Распределение суточного графика нагрузки энергообъединения «А+Б», построенного по данным **табл.6 (рис. 4)**, осуществляется исходя из состава и мощности оборудования, находящегося в рабочем состоянии в рассматриваемые сутки (**табл.7-9**), в следующей последовательности.

1. Определяют участие ГЭС в покрытии графика нагрузки объединения.

1.1. С этой целью по данным **табл. 3** рассчитывают гарантийную суточную выработку каждой ГЭС

$$W_{\text{сут ГЭС}} = P_{\text{гар ГЭС}} * 24k_{\text{нед}},$$

обязательную выработку в базисной части графика при размещении в ней базисной мощности ГЭС

$$W_{\text{сут баз ГЭС}} = 24P_{\text{баз ГЭС}}$$

возможную мощность и выработку ГЭС в пиковой части графика

$$P_{\text{пик ГЭС}}^{\text{ВОЗМ}} = P_{\text{расп ГЭС}} - P_{\text{баз ГЭС}} - P_{\text{вр.рез ГЭС}},$$

$$W_{\text{сут пик ГЭС}} = W_{\text{сут ГЭС}} - W_{\text{сут баз ГЭС}}.$$

Максимальная величина резервной мощности, размещаемой на ГЭС, составляет 10-15% её располагаемой мощности (в рассматриваемом примере – 10%).

1.2. На суточном графике нагрузки энергообъединения «отсекаем» пиковую часть графика (**рисунок 3**), исходя из принципа выравнивания графика нагрузки ТЭС в часы отсеченной части графика нагрузки.

Определяем площадь отсеченной части (заштрихованная область на рисунке) - $S_{пик ГЭС}^{ВОЗМ}$, МВт·ч. Сравниваем $S_{пик ГЭС}^{ВОЗМ}$ и $W_{пик ГЭС}$.

1.3. Если $S_{пик ГЭС}^{ВОЗМ} > W_{пик ГЭС}$, это означает, что энергии ГЭС недостаточно для работы в пиковой части с мощностью равной $P_{пик ГЭС}^{603M}$. Для достижения равенства $S_{пик ГЭС}^{ВОЗМ}$ и $W_{пик ГЭС}$ необходимо уменьшить мощность участия ГЭС в пиковой части. Соответственно, мощность участия $P_{пик ГЭС}^{уч} < P_{пик ГЭС}^{603M}$ и на ГЭС появляется неиспользуемая мощность, не обеспеченная ресурсом энергии.

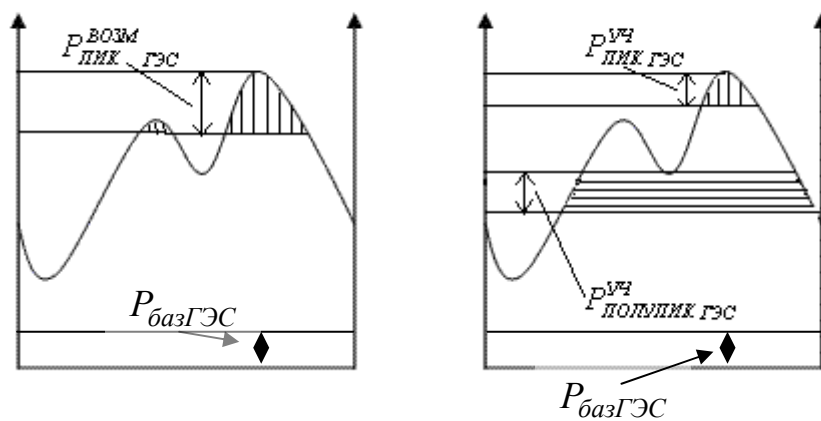


Рис. 3. К определению места ГЭС в суточном графике нагрузки энергосистемы

1.4. Если $S_{пик ГЭС}^{ВОЗМ} < W_{пик ГЭС}$, это означает, что ресурс энергии ГЭС используется не полностью. Для достижения равенства $S_{пик ГЭС}^{ВОЗМ}$ и $W_{пик ГЭС}$ часть энергии и мощности перемещается из пиковой части в полупиковую часть графика. Значения мощности участия ГЭС в пиковой и полупиковой части графика нагрузки должны быть выбраны таким образом, чтобы выполнялись равенства:

$$\sum_t P_{пик ГЭС}^{уч} \cdot 1 + \sum_t P_{полупик ГЭС}^{уч} \cdot 1 = W_{пик ГЭС},$$

где $t \in [0; 23]$.

Полная мощность участия ГЭС в покрытии графика нагрузки по часам суток будет определяться суммой участия во всех зонах графика.

$$P_{ГЭС}^{уч} = P_{пик ГЭС}^{уч} + P_{полупик ГЭС}^{уч} + P_{баз ГЭС}, \text{ МВт}$$

Разность между располагаемой мощностью и суммой полной мощности участия ГЭС и вращающегося резерва составляет неиспользуемую мощность ГЭС, которая в рассматриваемом примере равна нулю для обеих станций:

$$P_{\text{неисп}} = P_{\text{распГЭС}} - (P_{\text{ГЭС}}^{\text{уч}} + P_{\text{ВР.РЕЗ.ГЭС}}).$$

Результаты расчетов перечисленных величин для ГЭС -1 и ГЭС -2 приведены в таблице 15.

Таблица 15.

Показатель	ГЭС-1	ГЭС-2
Располагаемая мощность ГЭС, $P_{\text{расп}}, \text{МВт}$	3375	1050
Гарантированная среднемесячная мощность, $P_{\text{гар}}, \text{МВт}$	1350	420
Гарантированная суточная выработка, $W_{\text{сут ГЭС}}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	34668	10987
Минимальная базисная мощность, $P_{\text{баз}}, \text{МВт}$	337,5	0
Выработка в базисной части графика, $W_{\text{баз ГЭС}}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	8100	0
Вращающийся резерв, размещаемый на ГЭС, $P_{\text{ВР.РЕЗ.ГЭС}}, \text{МВт}$	338	106
Возможная мощность в пиковой части, $P_{\text{пикГЭС}}^{\text{возм}}, \text{МВт}$	2700	944
Выработка в пиковой части графика, $W_{\text{пик ГЭС}}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	26568	10987
Возможная мощность в пиковой части, $P_{\text{пикГЭС}}^{\text{возм}}, \text{МВт}$	3038	1050
Используемая мощность в пиковой части, $P_{\text{пик ГЭС}}^{\text{уч}}, \text{МВт}$	1345	264
То же в полупиковой части, $P_{\text{полупикГЭС}}^{\text{уч}}, \text{МВт}$	1355	680
Полная мощность участия, $P_{\text{ГЭС}}^{\text{уч}} = P_{\text{пик ГЭС}}^{\text{уч}} + P_{\text{полупикГЭС}}^{\text{уч}} + P_{\text{базГЭС}}, \text{МВт}$	3037,5	944
Неиспользуемая мощность ГЭС, МВт	0	0

2. Определяют участие в покрытии графика нагрузки теплоэлектростанций, работающих по тепловому графику. В дневные часы эта нагрузка составляет (см. табл.9) 7650 МВт ; ночью, в течение 6-7ч, электрическая нагрузка на ТЭЦ может снижаться на 10-15% в связи со снижением загрузки турбин ТЭЦ по тепловому потреблению, что в данном примере составляет $6502,5 \text{ МВт}$.

3. Определяют часть графика нагрузки энергообъединения, подлежащую покрытию конденсационными станциями, как разность между суммарной нагрузкой энергосистемы и мощностью ГЭС и ТЭЦ, участвующих в покрытии графика нагрузки (**таблица 16**).

4. Распределение нагрузки между агрегатами КЭС энергообъединения «А+Б» производят в соответствии со структурой их агрегатов (см. **табл.9**) по критерию минимума стоимости расходуемого по объединению топлива с учетом ограничений по маневренным свойствам агрегатов.

Расходные энергетические характеристики турбоагрегатов при перспективном проектировании допустимо задавать в виде:

$$B = b_{x\ x} P_{\text{НОМ}} + \beta_k P,$$

где B – часовой расход топлива агрегата ТЭС, т.у.т.; $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность агрегата, МВт; P – текущая мощность агрегата, МВт; $b_{x\ x}$ – расход холостого хода на 1 МВт номинальной мощности агрегата, т.у.т./МВт; β_k – относительный прирост расхода топлива (частичный удельный расход), т.у.т./МВт.

Полный удельный расход топлива при этом определяют из выражений: при работе с нагрузкой, равной $P_{\text{НОМ}}$,

$$b_{\text{НОМ}} = b_{x\ x} + \beta_k;$$

при работе с текущей нагрузкой P имеем

$$b = \frac{b_{x\ x} P_{\text{НОМ}} + \beta_k P}{P}.$$

Параметры энергетических характеристик различных типов агрегатов приведены в **приложении 5**. Стоимость топлива при расчетах по распределению нагрузок рассчитывают по ценам для каждого из видов топлива, указанных в **приложении 6**. Регулировочные диапазоны различных типов агрегатов и ориентировочные расходы топлива на их пуск приведены в **приложении 7** и **8**. Рассчитанные в соответствии с изложенным технические и экономические показатели агрегатов, участвующих в покрытии максимума нагрузки рассматриваемого объединения, приведены в **таблице 17**.

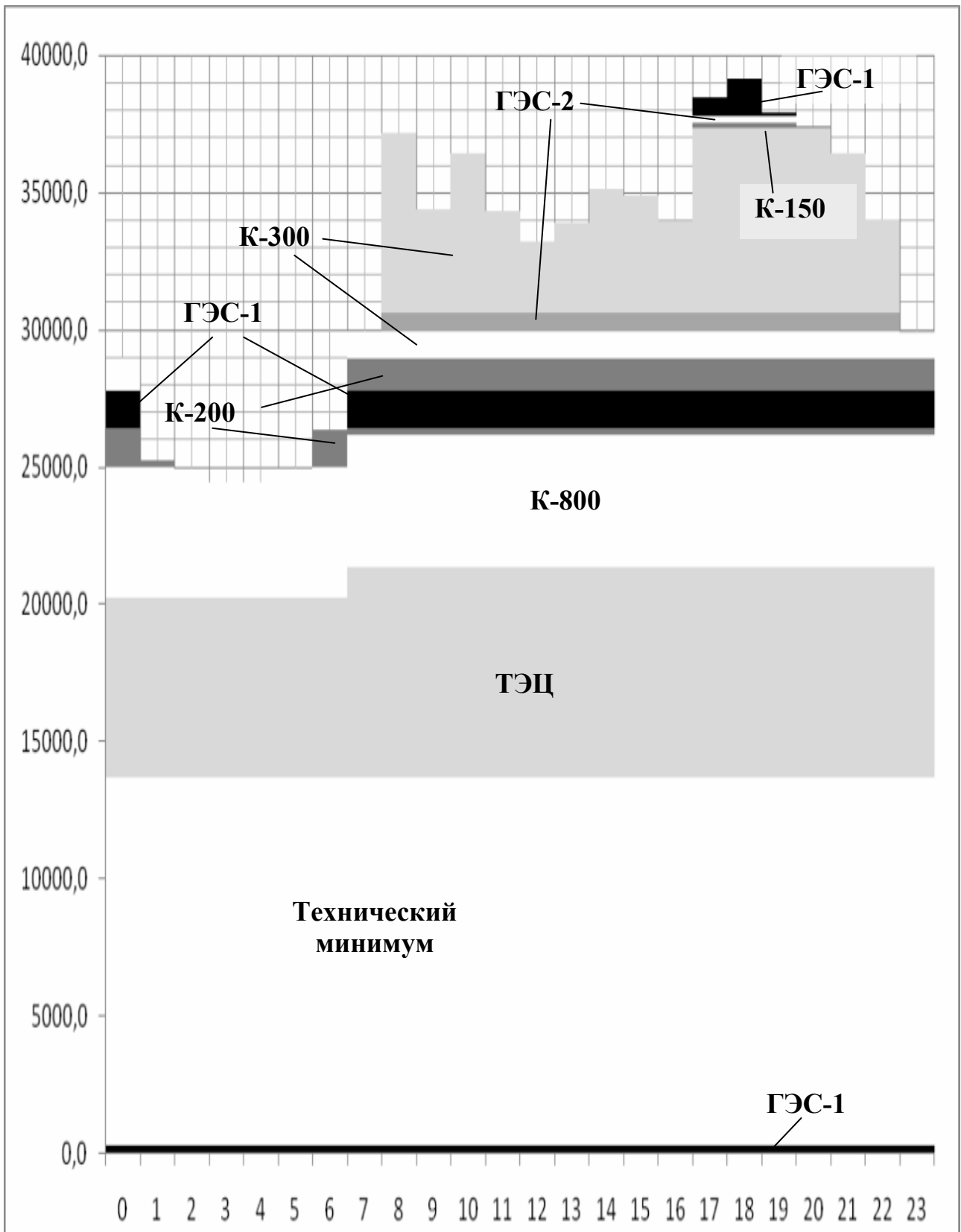


Рис. 4. Суточный график нагрузки объединенной энергосистемы

Таблица 16.

Часы суток	Нагрузка энерго- объединения	Нагрузка станций, МВт			
		ГЭС-1	ГЭС-2	ТЭЦ	КЭС
0	28944	1693	0	6502,5	20749
1	25264	338	0	6502,5	18424
2	24927	338	0	6502,5	18087
3	24454	338	0	6502,5	17614
4	24454	338	0	6502,5	17614
5	24927	338	0	6502,5	18087
6	26349	338	0	6502,5	19509
7	29914	1693	0	7650,0	20572
8	37163	1693	680	7650,0	27141
9	34388	1693	680	7650,0	24366
10	36409	1693	680	7650,0	26387
11	34351	1693	680	7650,0	24329
12	33187	1693	680	7650,0	23165
13	33876	1693	680	7650,0	23854
14	35149	1693	680	7650,0	25127
15	34850	1693	680	7650,0	24828
16	33949	1693	680	7650,0	23927
17	38436	2362	944	7650,0	27480
18	39111	3038	944	7650,0	27480
19	37929	1855	944	7650,0	27480
20	37422	1693	680	7650,0	27400
21	36416	1693	680	7650,0	26394
22	33991	1693	680	7650,0	23969
23	29914	1693	0	7650,0	20572

Таблица 17.

Показатель	Тип агрегата				
	К-150-130	К-200-130	К-300-240	К-500-240	К-800-240
Вид топлива	Мазут	Уголь	Газ	Уголь	Уголь
Номинальная мощность P_{ном} , МВт	150	200	300	500	800
Технический минимум, %	40	60	40	60	60
то же, МВт	60	120	120	300	480
Цена топлива, Зт руб./т.у.т.	1300	750	1100	750	750
Удельные и частичные удельные показатели, бхх т.у.т./МВт*	0,034	0,033	0,028	0,028	0,027
βк , т.у.т./МВт	0,304	0,299	0,283	0,283	0,274
βкЗт руб./МВт	395,20	224,25	311,30	212,25	205,50
βтмЗт руб./МВт	504,08	265,75	388,85	247,50	239,50
βномЗт руб./МВт	438,75	249,15	342,32	233,40	225,90

5. В первую очередь производят распределение нагрузки и определение состава вращающихся агрегатов в час максимума нагрузки объединения.

Участие КЭС в покрытии максимума нагрузки объединения составляет 27480 МВт . Рабочая мощность агрегатов КЭС при прохождении максимума (за вычетом плановых и аварийных ремонтов) составляет 30050 МВт (см. табл.9). Таким образом, оперативный резерв, размещаемый на КЭС, составляет: $P_{он_КЭС} = 30050 - 27480 = 2570 \text{ МВт}$, в том числе обязательный вращающийся резерв (за вычетом резерва ГЭС) равен

$$P_{рез_вр_КЭС} = P_{рез_вр} - P_{рез_вр_ГЭС} = 1173 - 338 - 106 = 729 \text{ МВт}$$

Задача заключается в том, чтобы определить, на каких агрегатах следует размещать оперативный резерв, а также держать ли резерв сверх обязательного вращающегося в холодном или вращающемся состоянии. С этой целью первоначально предполагают, что при прохождении максимума все агрегаты в составе рабочей мощности КЭС находятся во включенном состоянии. Распределение нагрузки между включенными агрегатами осуществляют в соответствии со следующими принципами:

1) оперативный резерв, находящийся во вращающемся состоянии, составляет не менее 729МВт ;

2) в холодный резерв выводят наименее экономичные блоки, с наибольшим значением $b_{\text{ном}} z_T$, причем в каждой группе не более половины числа блоков.

Распределяем оперативный резерв между агрегатами, предположив, что все агрегаты включены и весь оперативный резерв является вращающимся. В первую очередь оперативный резерв разместим на турбинах К-150 ($P_{\text{рез_оп}}^{K-150} = 11 \cdot 150 \cdot 0,6 = 990\text{МВт}$) с разгрузкой их на 60% от номинальной мощности до технического минимума. Оставшийся оперативный резерв разместим на турбинах К-300: $P_{\text{рез_оп}}^{K-300} = 2570 - 990 = 1580\text{МВт}$. Коэффициент разгрузки турбин К-300 составит $1580 / (300 \cdot 48) = 0,11 \text{ о.е.}$, таким образом, нагрузка турбин снизится до $300 \cdot (1 - 0,11) = 267\text{МВт}$.

Далее принимается решение о выводе части агрегатов в холодный резерв, с учетом обеспечения минимально необходимого вращающегося резерва 729МВт .

Наименее экономичны турбины К-150. Так как нельзя выводить в холодный резерв больше половины турбин в группе, выводим 5 агрегатов в холодный резерв, что составит $5 \cdot 150 = 750\text{МВт}$, вращающийся резерв на оставшихся в работе агрегатах К-150 составит $6 \cdot 150 \cdot 0,6 = 540\text{МВт}$.

Общий оперативный резерв, размещенный на турбинах К-150 (вращающийся и холодный), составляет $540 + 750 = 1290\text{МВт}$. Оставшийся оперативный резерв $2570 - 1290 = 1280\text{МВт}$ необходимо распределить между турбинами К-300. При этом вращающийся резерв, размещаемый на турбинах К-300 должен быть **не меньше** $729 - 540 = 189\text{МВт}$.

Учитывая возможность разгрузки агрегатов К-300 до технического минимума при условии обеспечения вращающегося резерва на остающихся в работе агрегатах К-300 в размере не меньшим 189МВт в холодный резерв можно вывести 3 агрегата К-300, что составит $3 \cdot 300 = 900\text{МВт}$. Вращающийся резерв на турбинах К-300 составит $1280 - 900 = 380\text{МВт}$. Тогда коэффициент разгрузки включенных агрегатов К-300 составит $380 / (45 \cdot 300) = 0,028 \text{ о.е.}$, что соответствует снижению нагрузки агрегатов до $291,5\text{МВт}$.

Распределение вращающегося и холодного резерва между энергосистемами осуществляется пропорционально количеству агрегатов

соответствующего типа в каждой из энергосистем. Общее распределение суммарного резерва по энергосистемам показано в **таблице 18**.

Таблица 18.

Тип агрегатов		Холодный резерв		Обязательный вращающийся резерв			Оперативный резерв
		n_i	$P_{ХОЛ.РЕЗ}$	n_i	$P_{ВР.РЕЗ}$	$P_{УЧАС}$	
«А»	К-150	5	750	6	540	360	1290
	К-300	1	300	16	135	4665	435
«Б»	К-300	2	600	29	245	8455	845
Всего			1650		920	13480	2570

В результате выполненного расчета определяют число и мощность агрегатов каждого типа, участвующих в покрытии максимума нагрузки (**табл.19, столб. 2**).

Таблица 19.

Тип агрегата	Участие блоков в покрытии максимума, МВт	Технический минимум нагрузки, МВт	Участие блоков в покрытии минимальной нагрузки, МВт
К-800	$15*800=12000$	$15*800*0,6=7200$	$15*800*0,952=11434$
К-300	$45*300*0,97=13120$	$45*300*0,4=5400$	$45*300*0,4=5400$
К-200	$10*200=2000$	$10*200*0,6=1200$	$5*200*0,6=600$
К-150	$6*150*0,4=360$	$6*150*0,4=360$	$3*150*0,4=180$
Итого	27480	14160	17614

6. Производят определение состава агрегатов и распределение нагрузки между ними при прохождении ночного минимума нагрузки. Сначала проверяют необходимость обязательной остановки агрегатов при прохождении ночного минимума. Для этой цели определяют сумму технических минимумов всех агрегатов, участвующих в покрытии максимума $\sum P_{ТМ} n_i$ (**табл.19**), и сопоставляют ее с величиной необходимого участия КЭС в покрытии минимума графика нагрузки $P_{\min КЭС}$ (**табл.16**). Для рассматриваемого объединения $\sum P_{ТМ} n_i=14160МВт$, а $P_{\min КЭС}=17614МВт$. Следовательно,

вынужденного останова агрегатов при прохождении минимума по техническим причинам не потребуется.

Затем определяется экономически оптимальный состав работающего оборудования при прохождении минимума нагрузки путем сопоставления удельной экономии затрат на топливо, при останове работающих на техническом минимуме нагрузки агрегатов с дополнительными затратами на топливо при догрузке оставшихся в работе агрегатов. Величина удельной экономии затрат от останова i -го агрегата с учетом дополнительного расхода топлива на пуск-останов агрегатов $B_{по}$ определяется по выражению

$$b_{эi} \cdot Z_{mi} = \frac{(b_{xxi} \cdot P_{номи} + \beta_{ki} \cdot P_{mми}) \cdot t - B_{поi}}{P_{mми} \cdot t} \cdot Z_{mi},$$

где t - время простоя агрегатов в ночные часы, равное 8-10 ч; $B_{поi}$ определяется по данным приложения 8.

Величину удельной экономии затрат $b_{эi} \cdot Z_{mi}$ по останавливаемым агрегатам сравнивают с частичным приростом затрат на топливо остающихся в работе агрегатов, нагрузка которых возрастает при останове части агрегатов. Останов i -го агрегата выгоден при $b_{эi} Z_{Ti} > \beta_{kj} Z_{Tj}$, где β_{kj} - частичный прирост расхода топлива догружаемых агрегатов j -го типа.

В таблице 20 дано сопоставление величин $b_{эi} Z_{Ti}$ и $\beta_{kj} Z_{Tj}$ агрегатов различных типов при останове на 8 ч.

Таблица 20.

Тип агрегата	Удельная экономия по останавливаемым агрегатам		Частичный прирост затрат на топливо по догружаемым агрегатам
	Топлива	Затрат на топливо	
К-800	-	-	205,5
К-500	-	-	212,25
К-300	-	-	311,30
К-200	0,32	230,59	224,25
К-150	0,32	422,83	395,20

В данной таблице для блоков К-150:

$$b_{\vartheta} z_T = \frac{(0.034 \cdot 150 + 0.304 \cdot 60) \cdot 8 - 30}{60 \cdot 8} = 422,83 \text{ руб/МВт};$$

а для блоков К-200:

$$b_{\vartheta} z_T = \frac{(0.033 \cdot 200 + 0.299 \cdot 120) \cdot 8 - 45}{60 \cdot 8} = 230,59 \text{ руб/МВт}.$$

В случаях, когда по условиям прохождения технического минимума нагрузки системы требуется вынужденный останов блоков, в первую очередь останавливаются блоки с наибольшими значениями $b_{\vartheta} z_{Ti}$. Останавливать можно не более половины блоков в каждой группе. В данном примере, необходимая загрузка КЭС составляет 17614 МВт , т.е. больше $P_{\min \text{КЭС}} = 14160 \text{ МВт}$. На величину $17614 - 14160 = 3454 \text{ МВт}$ должны загружаться блоки с наименьшими значениями $\beta_{kj} z_{Tj}$, т.е. блоки К-800. Их нагрузка составит $15 \cdot 800 \cdot 0,6 + 3454 = 10654 \text{ МВт}$.

По экономическим соображениям в ночные часы останавливаются 3 агрегата К-150 и 5 агрегатов К-200. Их останов дает дополнительную нагрузку для блоков К-800, равную $3 \cdot 150 \cdot 0,4 + 5 \cdot 200 \cdot 0,6 = 780 \text{ МВт}$, т.е. в час минимума нагрузка блоков К-800 составит $10654 + 780 = 11434 \text{ МВт}$, Коэффициент нагрузки турбин К-800 составит $11434 / (15 \cdot 800) = 0,952$ о.е. Остальные блоки должны работать на техническом минимуме нагрузки. Результаты записываются в **столб. 4 табл. 19**.

7. Определяют нагрузку агрегатов в промежуточные часы от минимума до максимума. При росте нагрузки от минимального часа до максимума с учетом изложенного выше последовательность включения агрегатов и выбора нагрузки установлена в соответствии с величинами относительных приростов $\beta_{\kappa} z_T$ для работающих агрегатов и величиной удельных расходов $b_{\text{ном}} z_T$ для остановленных на ночь агрегатов (**табл.17**).

Для данного примера принят следующий порядок увеличения нагрузки агрегатов, начиная от часа минимальной нагрузки (**табл. 21**):

- загрузка блоков К-800 до номинальной мощности;
- то же, для блоков К-200;
- пуск и догрузка блоков К-300 до 93,6% номинальной мощности
- пуск и догрузка до номинальной мощности блоков К-150.

Результаты распределения суточного графика нагрузки энергосистемы показывают на графике нагрузки энергообъединения (**рис. 4**).

Таблица 22.

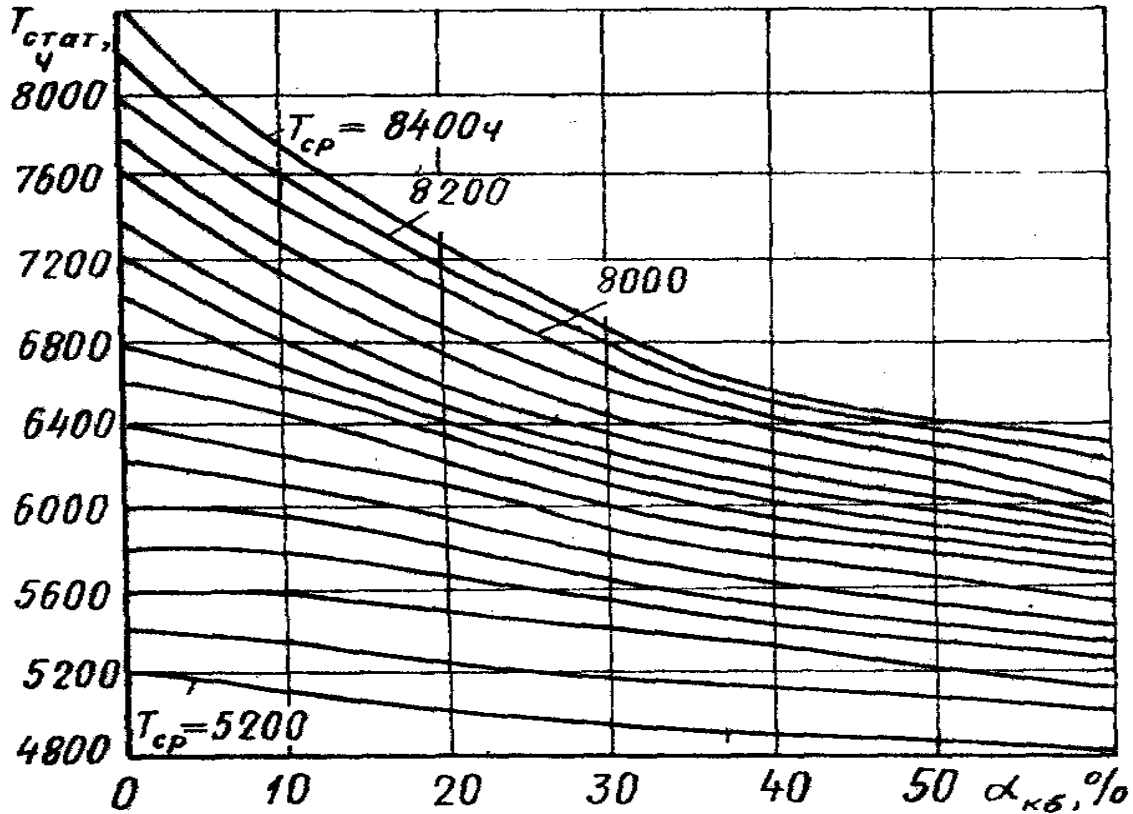
Часы суток	Нагрузка КЭС объединения	Тип агрегата						Нагрузка КЭС системы А, МВт	Нагрузка КЭС системы Б, МВт
		К-800		К-300		К-200	К-150		
		А	Б	А	Б	Б	А		
0	20821	5600	6400	2336	4233	2000	180	8116	12633
1	18424	5600	6400	1920	3480	844	180	7700	10724
2	18087	5557	6350	1920	3480	600	180	7657	10430
3	17614	5336	6098	1920	3480	600	180	7436	10178
4	17614	5336	6098	1920	3480	600	180	7436	10178
5	18087	5557	6350	1920	3480	600	180	7657	10430
6	18361	5600	6400	1920	3480	1929	180	7700	11809
7	20644	5600	6400	2273	4119	2000	180	8053	12519
8	27194	5600	6400	4608	8352	2000	180	10388	16752
9	24446	5600	6400	3622	6564	2000	180	9402	14964
10	26467	5600	6400	4340	7866	2000	180	10120	16266
11	24408	5600	6400	3609	6540	2000	180	9389	14940
12	23245	5600	6400	3195	5790	2000	180	8975	14190
13	23934	5600	6400	3440	6234	2000	180	9220	14634
14	25207	5600	6400	3892	7055	2000	180	9672	15455
15	24908	5600	6400	3786	6862	2000	180	9566	15262
16	24007	5600	6400	3466	6281	2000	180	9246	14681
17	27194	5600	6400	4665	8455	2000	360	10625	16855
18	27194	5600	6400	4665	8455	2000	360	10625	16855
19	27194	5600	6400	4665	8455	2000	360	10625	16855
20	27194	5600	6400	4665	8455	2000	280	10545	16855
21	26474	5600	6400	4343	7871	2000	180	10123	16271
22	24049	5600	6400	3481	6308	2000	180	9261	14708
23	21791	5600	6400	2273	4119	2000	180	8053	12519

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

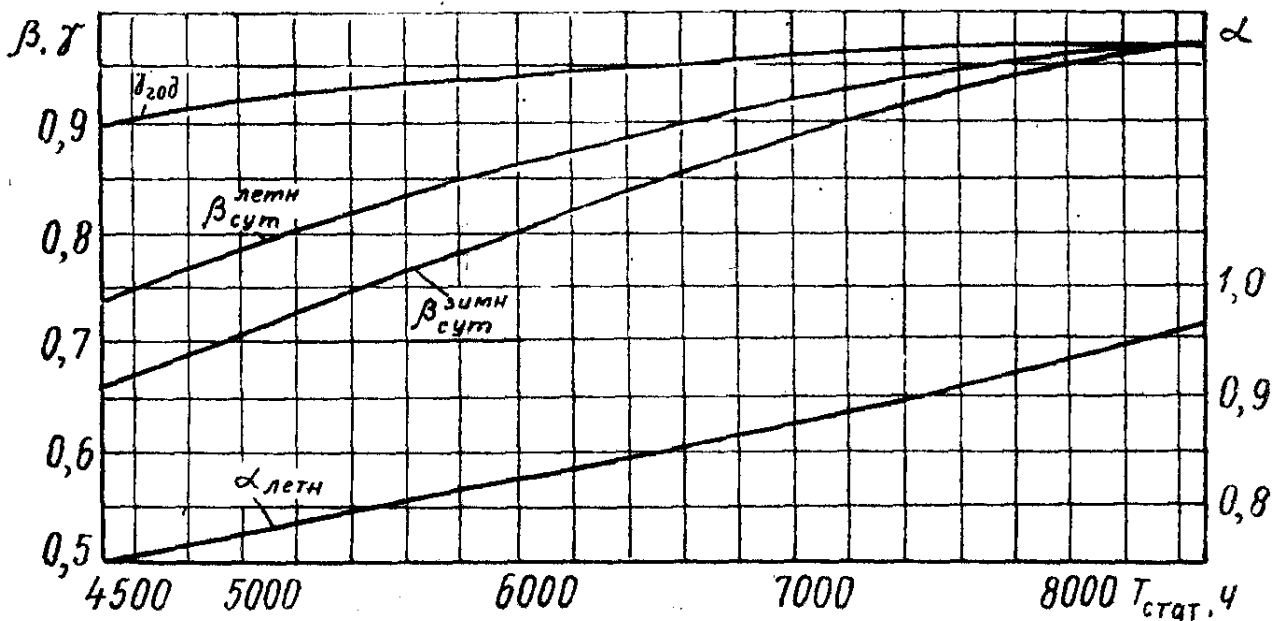
1. Экономика формирования электроэнергетических систем / И.М. Волькенау, А.М. Зейлигер, Л.Д. Хабачев. Под ред. А.А. Троицкого. – М.: Энергия, 1981.
2. Экономические основы оптимизации и проектирования энергетических систем. Учебное пособие / А.Н. Зейлигер, Т.В. Лисочкина, Л.Д. Хабачев. – Л.: изд. ЛПИ, 1977.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Зависимости продолжительности использования максимальной нагрузки энергосистемы от удельного веса коммунально-бытового электропотребления



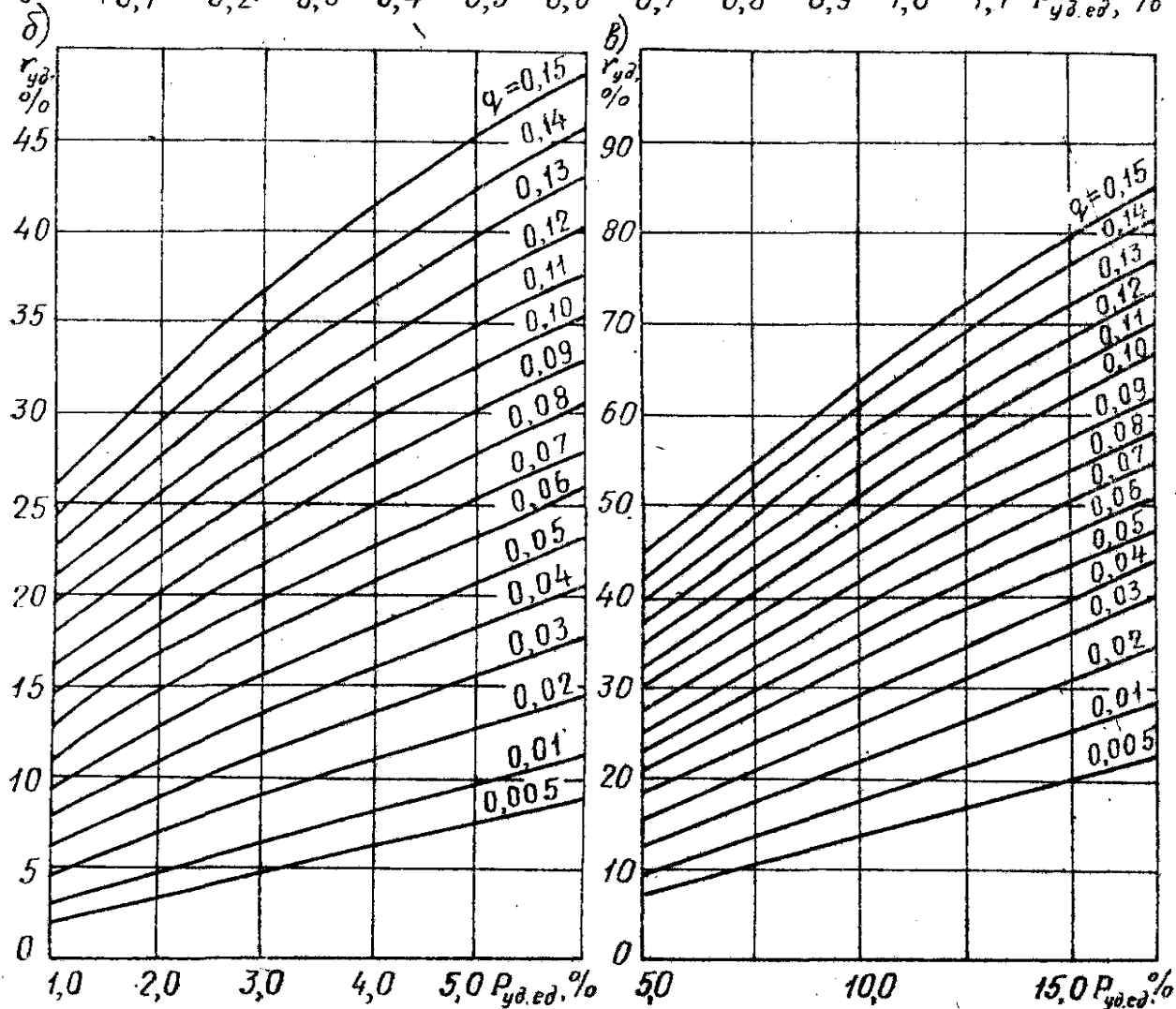
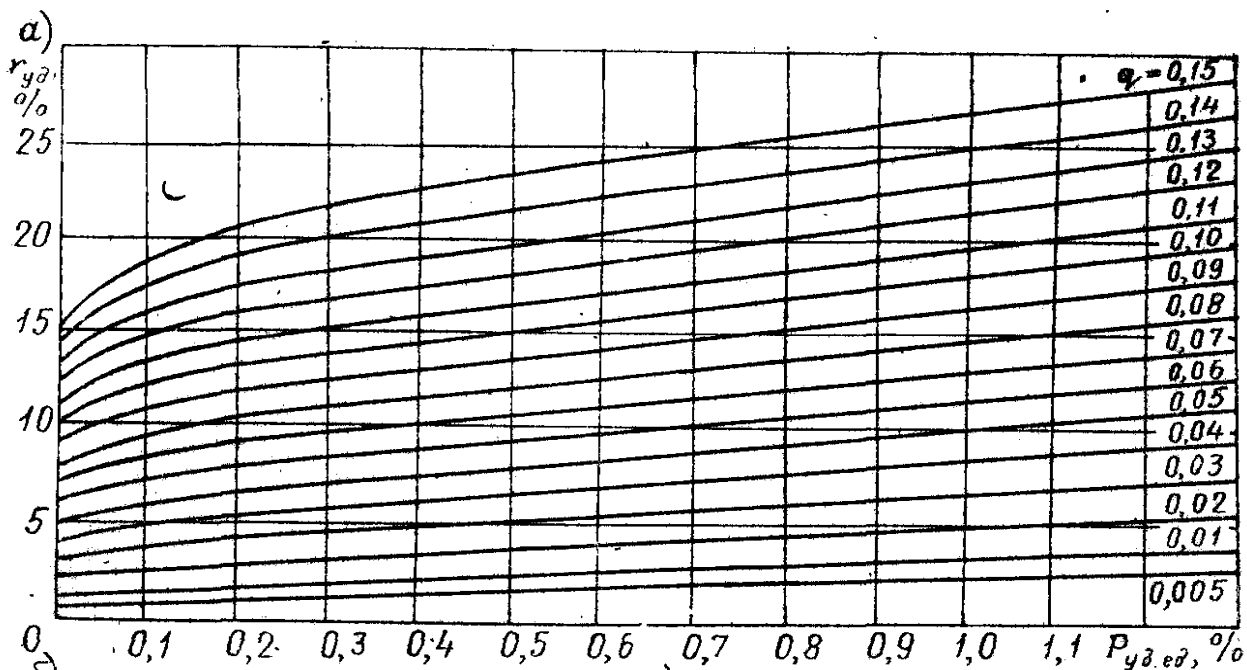
2. Показатели графиков нагрузки энергосистем



**3. Типовые суточные графики нагрузки
энергосистемы (центр, 58-51° северной широты)**

Часы суток	Нагрузка, о.е.	
	Зима	Лето
0	$1,98\beta - 0,898$	$1,85\beta - 0,852$
1	$2,05\beta - 1,05$	$2,02\beta - 1,03$
2	$2,1\beta - 1,1$	$2,22\beta - 1,22$
3	$2,17\beta - 1,17$	$2,30\beta - 1,30$
4	$2,17\beta - 1,17$	$2,30\beta - 1,30$
5	$2,1\beta - 1,1$	$2,30\beta - 1,30$
6	$1,93\beta - 0,923$	$2,20\beta - 1,2$
7	$1,35\beta - 0,352$	$1,60\beta - 0,60$
8	$0,3\beta + 0,702$	$0,95\beta + 0,04$
9	$0,705\beta + 0,296$	$0,18\beta + 0,702$
10	$0,4\beta + 0,6$	1,0
11	$0,67\beta + 0,324$	$0,28\beta + 0,725$
12	$0,877\beta + 0,123$	$0,55\beta + 0,45$
13	$0,775\beta + 0,225$	$0,42\beta + 0,575$
14	$0,575\beta + 0,423$	$0,22\beta + 0,775$
15	$0,625\beta + 0,374$	$0,42\beta + 0,577$
16	$0,77\beta + 0,231$	$0,68\beta + 0,324$
17	$0,10\beta + 0,90$	$0,40\beta + 0,60$
18	1,0	$0,50\beta + 0,50$
19	$0,175\beta + 0,825$	$0,62\beta + 0,375$
20	$0,25\beta + 0,75$	$0,57\beta + 0,425$
21	$0,37\beta + 0,625$	$0,35\beta + 0,51$
22	$0,758\beta + 0,242$	$0,28\beta + 0,725$
23	$1,35\beta - 0,352$	$0,95\beta + 0,047$

4. Характеристика удельного резерва мощности



5. Энергетические характеристики агрегатов

Тип агрегата	Вид топлива	Номинальная мощность, $P_{НОМ}$, МВт	Удельный расход холостого хода $b_{ХХ}$, т/МВт	Частичный удельный расход β_K , т.у.т./МВт
К-1200-240	Мазут	1200	0,026	0,273
К-800-240	Уголь	800	0,0272	0,274
К-500-240	"	500	0,0282	0,283
К-300-240	Мазут	300	0,0297	0,283
	Уголь	300	0,0282	0,283
К-200-130	Мазут	200	0,0324	0,293
	Уголь	200	0,0332	0,299
	Сланец	200	0,037	0,333
	Торф	200	0,0336	0,303
К-150-130	Мазут	150	0,0335	0,304
	Уголь	150	0,0342	0,31
К-100-90	Мазут	100	0,0382	0,335
	Сланец	90	0,043	0,365
	Уголь	100	0,039	0,342
ГТУ-100-750	Мазут	100	0,107	0,35
ТЭЦ-К	"	"	0,042	0,372

6. Замыкающие затраты на топливо

Район страны	Z_T , руб./т.у.т.		
	Газ	мазут	уголь
Северо-Запад	1200	1500	<u>900</u>
Центр	1200	1500	<u>850</u>
Восток	1200	1500	<u>950</u>
Юг	1200	1500	<u>800</u>
Урал	1100	1300	750
Сибирь	-	1700	600

7. Маневренные характеристики энергоблоков

Режим работы	Значение величины
Технический минимум устойчивой работы (в % от номинальной нагрузки): на газомазутном топливе на твердом топливе	40 60
Ежесуточный останов: блок 100-200 МВт блок 300 МВт и более	Не более 50% от общего количества агрегатов КЭС Не рекомендуется

8. Расход топлива на пуск-останов агрегатов КЭС

Условия пуска	$B_{по}$, тонн условного топлива			
	К-100	К-150	К-200	К-300
Из холодного состояния	30	50	65	145
После останова:				
на сутки	21	40	60	100
на 8-10 ч	8	30	45	70

Содержание

Введение.....	3
1. Исходные данные.....	5
2. Построение графиков нагрузки энергосистем.....	7
3. Определение необходимого резерва мощности в энергосистемах.....	12
4. Определение участия электростанций в покрытии суточного графика нагрузки.....	25
Список литературы.....	37
Приложения.....	38

ЭКОНОМИКА И МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

ХАБАЧЕВ Лев Давидович
БУГАЕВА Татьяна Михайловна

**ПЛАНИРОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
ЭНЕРГОСИСТЕМ**

**ПРОГНОЗ БАЛАНСОВ МОЩНОСТИ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Учебное пособие

Лицензия ЛР № 020593 от 07.08.97

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
ОК 005–93, т.2; 953005 – учебная литература

Подписано в печать	2009.	Формат 60×84/16. Печать цифровая.
Усл.печ.л. 2,75.	Уч.-изд.л. 2,75.	Тираж 100. Заказ .

Отпечатано с готового оригинал-макета, предоставленного авторами, в Цифровом типографском центре Издательства Политехнического университета.

195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

Тел. (812) 550-40-14.

Тел./факс (812) 297-57-76.