

Министерство образования и науки Российской Федерации
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

А.Г. РУСИНА
Т.А. ФИЛИПОВА

**БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ
И ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЕ**

Учебно-методическое пособие

НОВОСИБИРСК
2012

УДК 621.311.004.13(075.8)
Р 885

Рецензенты: канд. техн. наук, доцент *А.В. Кравченко*
канд. техн. наук, доцент *А.В. Лыкин*

Работа подготовлена на кафедре СУЭЭ
и утверждена Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебно-методического пособия

Русина А.Г.

Р 885 Балансы мощности и выработки электроэнергии в электроэнергетической системе: учеб.-метод. пособие / А.Г. Русина, Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012. – 55 с.

ISBN 978-5-7782-1935-9

Энергетические балансы мощности и выработки электроэнергии играют большую роль в управлении режимами ЭЭС. Они составляются на всех стадиях планирования режимов. В данной работе рассматриваются только оперативные планы. Эти балансы являются основой работы электрических станций, электрических сетей и обеспечения потребителей. В пособии кратко излагаются эти задачи. Для более полного усвоения темы студенты выполняют курсовой проект, поэтому в работе даются теоретические пояснения к его тематике и методика расчетов оперативных балансов для смешанной энергосистемы.

УДК 621.311.004.13(075.8)

ISBN 978-5-7782-1935-9

© Русина А.Г., Филиппова Т.А., 2012
© Новосибирский государственный
технический университет, 2012

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. Оперативное прогнозирование графиков нагрузки и электропотребления электроэнергетической системы	6
2. Планирование оперативного баланса мощности и выработки электроэнергии в электроэнергетической системе – общие положения	16
3. Ожидаемый баланс мощности ЭЭС на предстоящие сутки	27
4. Ожидаемый баланс электроэнергии	41
5. Плановые графики мощностей и выработки электроэнергии электростанций	43
6. Оптимизация режимов ЭЭС	44
7. Управление режимами ЭЭС	49
ПРИЛОЖЕНИЕ	49
Исходные данные для проектирования	50
Вопросы к защите курсового проекта	53
Литература	54

ВВЕДЕНИЕ

В курсовом проекте (КП) рассматривается учебная задача оперативного планирования режима системы и электростанций с упреждением на сутки. Это повседневная задача энергосистем, и от ее решения зависят многие технические, экономические и коммерческие решения по управлению режимами. Теоретический материал к выполнению курсового проекта изложен в [1, 2, 3] и в лекционном курсе. Пояснения к выполнению курсового проекта включают краткие теоретические сведения и порядок выполнения расчетов.

Курсовая работа выполняется каждым студентом по индивидуальному заданию.

1. *Цель выполнения курсового проекта* – приобрести практические навыки решения задачи управления режимами электроэнергетической системы, которые позволят более полно изучить и усвоить материал лекций по режимам энергосистем.

2. *Требования к оформлению:*

- работа оформляется в виде записки, с обоснованием принятых решений;
- результаты расчетов представляются в табличной и графической формах;
- в конце работы делается заключение по принятым решениям;
- приводится список литературы;
- рекомендуется оформлять работу на компьютере;
- сроки выполнения курсового проекта определяются учебным графиком.

Курсовой проект включает в себя 8 взаимосвязанных разделов.

1. Прогнозирование графика нагрузки (ГН) и электропотребления (Э), на основе которых составляется баланс мощностей ЭЭС на предстоящие сутки и плановые задания электростанциям.

2. Оценка возможностей электрических станций при расчетах энергетических балансов.

3. Планирование баланса мощностей системы.
4. Определение баланса выработки электроэнергии системы.
5. Определение ГН станций, участвующих в энергетических балансах ЭЭС.
6. Оптимизация режимов ЭЭС.
7. Управление режимами системы с учетом влияния на баланс мощностей случайных факторов.
8. Общее заключение по всем разделам.

1. ОПЕРАТИВНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

ОСНОВЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

План и прогноз – взаимосвязанные и взаимозависимые задачи [2]. При планировании режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) требуется множество прогнозов. Основные прогнозы – это требования потребителей и возможности их обеспечения в ЭЭС. Все прогнозистические задачи решаются на основе моделей прогнозирования. Могут использоваться формальные математические модели, эвристические и их сочетание. Известно, что потребление электроэнергии происходит на электронном уровне, складировать электроэнергию в промышленных масштабах нельзя, потребление зависит от множества случайных факторов. Поэтому в основном применяется сочетание математических и эвристических моделей. Без работы человека учесть случайные факторы даже косвенно нельзя. Богатейшие возможности вычислительных систем и компьютерных технологий позволяют получить достаточно достоверные прогнозы для практических задач и разрабатывать планы.

Существуют различные методы прогнозирования ГН энергосистемы [2]. Учесть индивидуальные требования всех потребителей невозможно, поэтому определяется их общая потребность. Для разработки моделей необходимо располагать достоверными данными. Наиболее доступна информация из АСДУ (автоматизированной системы диспетчерского управления), в которой фиксируются фактические мощности электростанций и многие параметры режимов. Мощности станций включают нагрузку потребителей, потери в электрических сетях на передачу мощности от станций к потребителям и хищения мощностей. Эти данные и принимаются за суммарное электропотребление.

Методика прогнозирования ГН и Э

В курсовом проекте рассматриваются два варианта методики прогнозирования ГН и электропотребления на предстоящие сутки.

Первый способ прогнозирования ГН энергосистемы основан на том, что его конфигурация устанавливается с помощью расчета по исходным данным (см. файл, выдается преподавателем). По ним можно получить ГН за определенный период прошлого в именованных единицах (МВт). Конфигурация ГН определяется чаще всего за недельный период (при его типовых условиях), предшествующий дате прогноза. Для рабочих дней типовые – это пять дней рабочей недели, с понедельника по пятницу. Для этого периода находится средний ГН – усредняются ординаты ГН для периода ретроспекции, который определяется при анализе данных за предшествующий месяц. Он корректируется по прогнозу электропотребления. Необходимо учесть, что в этом случае максимальная нагрузка отличается от той, которая задана в табл. П1.

Прогноз максимальной нагрузки P_{\max} . По исходным данным можно получить и прогноз максимальной нагрузки на предстоящие сутки. Для этого используется временной ряд статистической информации $P_{\max}(t)$. При этом не используются данные о максимальной нагрузке ЭЭС по табл. П1.

В расчетах используется прогноз ГН, и его максимум исправляется на прогноз P_{\max} .

Второй способ прогнозирования ГН базируется на том, что конфигурация ГН задана в относительных единицах (о.е.) от его максимальной нагрузки (табл. П.1). Она определена заранее. В этом способе необходимо перевести относительные единицы (о.е.) в именованные (МВт). Здесь не рассматривается технология расчетов ГН, и этот способ проще (рис. 1).

Прогноз электропотребления ЭЭС. Электроэнергия – это интегральный показатель для определенного периода времени и с определенным интервалом дискретности исходной информации. В работе рассматривается суточный период планирования, дискретность данных соответствует суткам.

Порядок расчетов ГН при наличии прогнозов электропотребления

Площадь ГН S корректируется по прогнозу электропотребления $\mathcal{E}_{\text{ож}}$. Коэффициент расчетов $k = \frac{\mathcal{E}_{\text{ож}}}{\sum_t P_t \Delta t}$, где $\Delta t, P_t$ – интервал дискретности и мощности для ГН.



Рис. 1. Схема расчетов прогноза ГН

Модель прогнозирования электропотребления

Площадь S может увеличиться или уменьшиться по сравнению с первоначальной по ГН. При корректировке площадь должна соответствовать прогнозу $\mathcal{E}_{\text{ож}}$. Полученный прогноз ГН будет использоваться в дальнейших расчетах.

Для определения ожидаемого электропотребления и выработки электроэнергии системы \mathcal{E} , с суточным упреждением разрабатывается математическая модель. При этом используются ретроспективные данные задания. Дата прогноза указана в задании на КП для типового рабочего дня недели.

Последовательность расчетов

- Из базы данных выбирается информация для расчетов $\mathcal{E}_{\text{факт}}(t)$ с использованием статистического анализа, который включает ряд этапов. Из литературных источников известно, что для суточного прогнозирования $\mathcal{E}_{\text{факт}}(t)$ достаточно иметь ретроспективные данные за предшествующий месяц при условии типового характера этого периода. Нетиповые периоды (праздники, выходные дни) исключаются и не рассматриваются.

- При выборе периода ретроспекции $T_{\text{ретро}}$ необходимо анализировать динамику процесса и его свойства (с нарастанием, с убыванием, по волне и др.). В курсовом проекте это делается визуально. Однако имеются и стандартные рекомендации, которые даются в литературе по прогнозированию [2]. Студент должен обосновать принципы выбора $T_{\text{ретро}}$. Главное значение имеют тенденции данных во времени и последние данные (рис. 2).



Рис. 2. Примеры процесса $\mathcal{E}_{\text{факт}}$ за период $T_{\text{ретро}}$

- Можно исключить выбросы, т. е. сгладить ряд данных. Для этого надо задать диапазон допустимых отклонений от модели, которая будет подбираться. Чаще всего он составляет 5...10 %.

- Из данных расчетов для $T_{\text{ретро}}$ определяется ряд информации $I(t)$, т. е. $\mathcal{E}_{\text{факт}}(t)$. На основе ряда $I(t)$ подбирается модель процесса $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$ – широко применяются временные и регрессионные модели. Подбор модели ведется в ПК Excel или Statistic. При этих расчетах студенту необходимо использовать свои знания из курсов статистики.

- Достоверность модели $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$ проверяется статистическими критериями. В работе можно ограничиться критерием детерминации R^2 . Если $R^2 > 0,5$, можно считать модель приемлемой. Желательно использовать и другие статистические критерии. Если не удастся подобрать достоверную математическую модель, то применяют эвристическую модель «угадывания», которая основана на интуиции и опыте прогнозиста.

- Величина прогноза выработки электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{прогн}}(t + 1)$ получается экстраполяцией модели $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$. Разработка модели – это творческий процесс, и могут быть самые различные его варианты.

Поправки к прогнозу ГН, полученному по ретроспективной информации

Величина прогноза $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t + 1)$ изменяется в зависимости от многих случайных факторов, которые могут отличаться от тех, по которым составлялась модель $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$. В работе учитывается только изменение температуры наружного воздуха и облачности для периода прогнозирования $t + 1$. Прогноз электропотребления корректируется на величину по-

правки к $\mathcal{E}_{\text{ож}}$ в зависимости от прогноза температуры предстоящего периода $\Delta\mathcal{E}_{\text{темп}}$. Ожидаемую температуру студент определяет самостоятельно по данным КП, он выступает в роли прогнозиста. Процесс подбора модели прогнозирования температуры требует такой же методики статистического анализа, как и для других моделей.

Необходимо учитывать природу процессов $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$ и $X_{\text{метео}}(t)$ и их связанность. Очевидно, что эти процессы имеют разную природу. Но известно, что температура влияет на электропотребление. Как же вносить поправку в прогноз $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t+1)$? Величины $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$ определялись по статистической информации прошлого периода, и они включали его температуры. Следовательно, поправку надо вносить на отличие температуры прошлого периода от прогноза температуры будущего периода. Для этого необходимо определить среднюю температуру за период прошлого T для модели $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$ и ее отличие от прогноза для периода $t+1$, т. е.

$$t_{\text{ср}}^0 = \frac{\sum t_t^0}{n},$$

$$\Delta t^0 = t_{t+1}^0 - t_{\text{ср}}^0.$$

Еще раз отметим, что прогноз метеорологических факторов производится по специальной модели и по периоду ретроспекции $T_{\text{метео}}$. Поскольку процессы $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$ и $X_{\text{метео}}(t)$ независимы, подбор модели поправок – это самостоятельная задача определения информации $X_{\text{метео}}(t)$ (рис. 3). При ее решении применяются те же принципы статистического анализа данных, что и рассмотренные выше. Величина поправки

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{ож.темп}} = \Delta T^0 \Delta P = \left(T_{\text{ср}}^0 - T_{\text{прогн}}^0 \right) \Delta P,$$

здесь индексы при температуре: ср – средняя температура за период ретроспекции модели $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$; прогн – прогноз температуры на предстоящий период $t+1$.

При корректировании величины $\mathcal{E}_{\text{ож}}$ принимаем, что изменение температуры на 1°C меняет нагрузку в системе на $\Delta P = 5 \dots 10$ МВт, а изменение облачности на один балл – на $\Delta P = 2 \dots 5$ МВт. Обычно поправки известны из опыта эксплуатации.

Методика расчета поправок на прогноз облачности простая, так как не выявлен вид связи между облачностью и электропотреблением. Эта

связь существует, но она не известна, поэтому применяется достаточно произвольный принцип. В исходных данных приведены оценки в баллах, причем по принципу «да – нет». Если облачность есть, то «да – балл 2», если облачности нет, то «нет – балл 1». При отсутствии облачности поправка не вносится. Таких косвенных приемов внесения поправок может быть много, и условные оценки в баллах разрабатывают прогнозисты. Студент самостоятельно задается прогнозом облачности. Все другие расчеты аналогичны методике внесения поправок на прогноз температур. Определяется среднеарифметическая величина облачности $O_{\text{ретро}}$ в баллах за период ретроспекции $T_{\text{ретро}}$ модели $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$. Рассчитывается отклонение в баллах от прогноза облачности и вносится поправка $\mathcal{E}_{\text{ож. O}}(t+1)$, т. е.

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ож. O}} = \Delta O \Delta P = (O_{\text{ср}}^0 - O_{\text{прогн}}^0) \Delta P,$$

где $O_{\text{ср}}^0, O_{\text{прогн}}^0$ – величины облачности.

В результате прогноз выработки электроэнергии будет

$$\mathcal{E}_{\text{прогн}}(t+1) = \mathcal{E}_{\text{ож}}(t+1) + \Delta \mathcal{E}_{\text{темпл}}(t+1) + \Delta \mathcal{E}_{\text{O}}(t+1).$$

В прогноз могут включаться дополнительные поправки по решению прогнозиста.

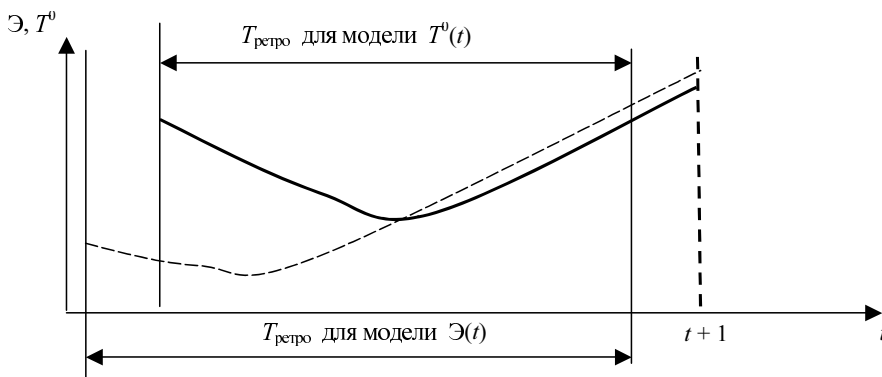


Рис. 3. Иллюстрация к периодам ретроспекции моделей $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$ и $T^0(t)$

Основные положения расчетов, которые студент должен знать

- Прогноз учитывает прошлые процессы, и для этого составляется статистическая модель прошлого МП.
 - Прогноз учитывает будущие изменения по факторам, влияющим на прошлое, и составляются модели будущих факторов МБ.
 - Так как и при этом неопределенность электропотребления и ГН остается и может быть существенной, то вносятся поправки человеком, на основе его интуиции и опыта. Это модели настоящего (МН).
- Следовательно, необходимо иметь прогнозные модели МП + МН + МБ и на их основе конструировать ГН на предстоящие сутки.

Погрешности прогноза

Модели и прогнозы всегда имеют погрешности (табл. 1). Погрешности определяются при сравнении исходной информации и данных, которые соответствуют выбранной модели прогнозирования по отклонениям Δ (рис. 4).

Таблица 1

Погрешности моделей и погрешности прогнозов на примере электропотребления

Виды погрешностей	Данные расчетов по КП
<p><i>Погрешности модели</i></p> <ul style="list-style-type: none">• абсолютная максимальная $\Delta \mathcal{E}_{\max}$, которая определяется как максимальное точечное отклонение от модели прогнозирования• средняя по модулю за период T, $\Delta \mathcal{E}_{\text{ср}}$ – среднее отклонений исходного ряда точек от модели за период ретроспекции модели• среднеквадратичная за период T, σ^2• доверительный интервал $(+\Delta \mathcal{E}_{\text{дов}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{дов}})$, желательная оценка	
<p><i>Погрешности прогноза электропотребления для $t + 1$</i></p>	

Все виды погрешности важны для планирования режимов ЭЭС. Невозможно точно составить план работы ЭЭС, поэтому всегда имеется система корректировки. Это адаптивные поправки к плану.

От величин погрешностей зависят рабочие и резервные мощности электрических станций, их технико-экономические показатели и мероприятия по управлению режимами на предстоящие сутки. Отметим еще раз, что требуется поддерживать баланс мощностей на электронном уровне и для этого постоянно контролировать и корректировать режим системы и электростанций.

Отклонения, Δ

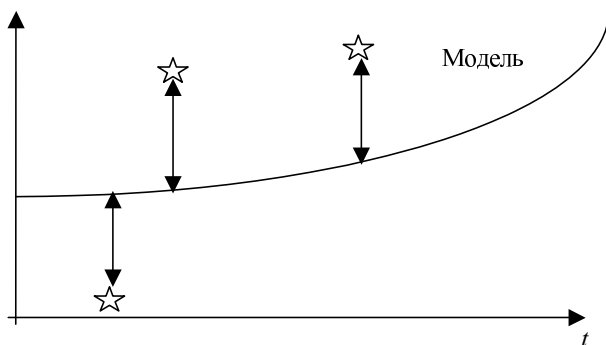


Рис. 4. К определению погрешностей моделей

Основная задача – это учет погрешностей прогноза (отклонений) при определении функций и режимов электростанций при планировании баланса мощностей ЭЭС. Они важны в первую очередь при прохождении максимума нагрузки $P_{\max t}$ как наиболее тяжелого режима. Все виды погрешности прогноза влияют на величину P_{\max} .

Чаще всего используются следующие погрешности ГН:

- абсолютная максимальная $\Delta P_{\max t}$, которая важна для разработки мероприятий по управлению плановым режимом и отклонениями от него, так как возможна нагрузка $P_{\max t} + \Delta P_{\max t}$;

- средняя по модулю за период T $|\Delta P_{\text{cp}}|$ должна учитываться при определении рабочих мощностей станций, участвующих в балансе. Это типовая ситуация. Можно для этого иметь резерв рабочих мощностей;

- среднеквадратичная за период T , σ^2 позволяет оценить вероятность (неопределенность) требований потребителей и доверительный интервал $(+\Delta\mathcal{E}_{\text{дов}}, -\Delta\mathcal{E}_{\text{дов}})$. Она важна для выбора величины аварийного резерва.

Погрешность прогноза можно определить только тогда, когда будет известно фактическое электропотребление для периода $t + 1$. Эта величина важна для оценки методики прогнозирования. Если погрешности велики, то требуется анализировать причины и вносить корректировку в методику прогнозирования. Для оценки задается допустимая погрешность, чаще всего это $\leq 5\%$. Погрешность прогноза рассчитывается по формуле

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{прогн}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{факт } t+1} - \mathcal{E}_{\text{прогн } t+1}}{\mathcal{E}_{\text{факт } t+1}}.$$

Так как прогноз $\mathcal{E}_{\text{ож}}$ имеет погрешности, то и ГН также будет иметь погрешности. В курсовом проекте необходимо рассчитать все виды погрешностей, которые следует приводить в табличной форме и отмечать на графике. Они важны для составления плана и его корректировки при возможных случайных факторах (табл. П.1 и П.6). Строится график нагрузки системы и его составляющие, определяемые прогнозами (рис. 5 и 6).

Мощность ГН

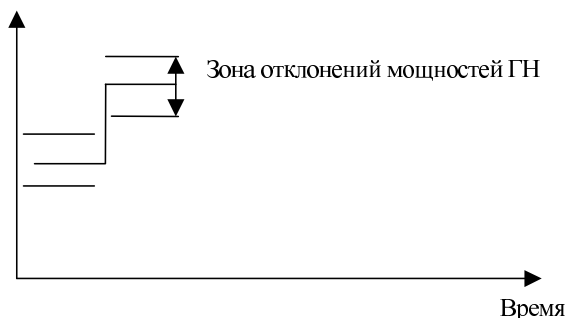


Рис. 5. Фрагмент ГН и его погрешностей

Результаты расчетов представляются в таблицах (табл. 2 и 3).

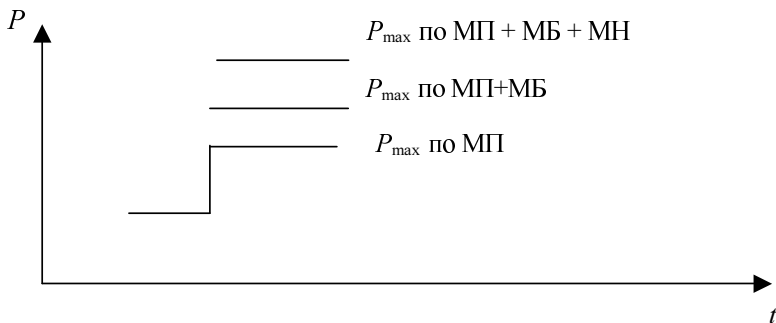


Рис. 6. Изменение максимальной нагрузки при использовании моделей прогнозирования

Таблица 2

Ожидаемое электропотребление, МВт·ч

Наименование величины	Данные расчета
Прогноз электропотребления по принятой модели $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t+1)$	
Поправки электропотребления на прогноз температуры $\Delta\mathcal{E}_{\text{темП}}$	
Поправки электропотребления на прогноз облачности $\Delta\mathcal{E}_{\text{О}}$	
Ожидаемое электропотребление $\mathcal{E}_{\text{прогн}} = \mathcal{E}_{\text{ож}}(t+1) + \Delta\mathcal{E}_{\text{темП}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{О}}$	

Таблица 3

Прогноз ГН на предстоящие сутки и погрешности, МВт

Параметры ГН	Время t , ч				
	1	2	24
Нагрузка, МВт: <ul style="list-style-type: none"> • по МП • по МБ • по МН 					
Максимальная нагрузка, МВт: <ul style="list-style-type: none"> • по прогнозу МП+МН+ МБ • предельная погрешность • наиболее возможная погрешность • вероятностная погрешность 					

В конце раздела курсового проекта необходимо дать выводы по принятым решениям.

1. Вид модели $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$.
2. Прогноз выработки электроэнергии на период $t + 1$.
3. Возможные отклонения от прогноза $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$ из-за поправок.
4. Достоверность прогноза $\mathcal{E}_{\text{ож}}(t)$.
5. Возможные отклонения ГН от прогноза по моделям МП, МН, МБ.
6. Погрешности моделей и прогнозов максимальных нагрузок.
7. Возможности повышения достоверности прогноза.

2. ПЛАНИРОВАНИЕ ОПЕРАТИВНОГО БАЛАНСА МОЩНОСТИ И ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ – ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ [1]

Энергетические балансы – это отправная точка управления режимами. В первую очередь они определяются потребностями мощности и выработки электроэнергии, а на этой основе разрабатываются задачи по управлению режимами станций и сетей. В первом разделе КП рассчитывались прогнозы ГН и электропотребления – это потребности.

Генерирующие установки электроэнергетических систем должны покрывать спрос потребителей на мощность и электроэнергию. Для этого планируются и постоянно поддерживаются балансы мощности и электроэнергии. Все режимные свойства станций, сетей, оборудования влияют на энергетические балансы. Основные виды энергетических балансов: баланс активной мощности и баланс электроэнергии. Балансы мощностей дают картину использования мощностей агрегатов и станций, они необходимы для расчета режимов электрических систем, станций и сетей, для проведения ремонтов оборудования на станциях, для расчета затрат на эксплуатацию станций и системы.

Баланс – это равенство генерируемой и потребляемой мощности энергетического производства. Баланс мощностей для периода t имеет вид (табл. 4)

$$\sum_t P_{\text{ген } i_t} = \sum_t P_{j_t} + \sum_t \pi_t,$$

где суммарная мощность генераторов $\sum_i P_{\text{ген } i_t}$; $\sum_t P_{j_t}$ – нагрузка потребителей; $\sum_i \pi_t$ – суммарная мощность потерь в сетях и потребления на собственные нужды электростанций. Совпадение потребления и генерации – одна из основных особенностей электроэнергетики.

Таблица 4

Составляющие баланса мощности

№ п/п	Наименование составляющих баланса мощностей	Результаты расчетов по КП
<i>Потребность</i>		
1	Нагрузка потребителей системы	
2	Передача мощности в другие системы	
3	Необходимый резерв мощности	
4	Потери мощности и потребление на собственные нужды	
5	Итого потребная мощность (1 + 2 + 3 + 4)	
<i>Покрытие мощности</i>		
6	Рабочая мощность электростанций	
7	Получение мощности из других систем	
8	Резервная мощность электростанций	
9	Итого покрытие нагрузки (6 + 7 + 8)	

Планируется баланс мощности с различной заблаговременностью: на сутки или несколько суток, для среднерабочего и максимального дня месяца, для максимальных нагрузок определенного периода. На более мелких интервалах времени план не составляется, а баланс поддерживается средствами и системами управления.

При расчете генерирующей мощности используется располагаемая мощность всех станций, которая есть сумма располагаемых мощностей электростанций, например, для i – ТЭС и j – ГЭС располагаемая мощность системы

$$P_{\text{расп. ЭЭС}} = \sum_i P_{\text{расп. ТЭС}} + \sum_j P_{\text{расп. ГЭС}},$$

Располагаемая мощность используется для обеспечения рабочих и резервных мощностей системы. Рабочие мощности определяются всей нагрузкой. Резервные мощности поддерживают качество электроэнергии и надежность электроснабжения, т. е.

$$P_{\text{расп. ЭЭС}} = P_{\text{раб. ЭЭС}} + P_{\text{рез. ЭЭС}}$$

Как будет показано дальше, резервные мощности системы используются для обеспечения нагрузочного и аварийного резерва

$$P_{\text{рез. ЭЭС}} = P_{\text{рез. нагр}} + P_{\text{рез. авар}}$$

На основе баланса мощностей системы задаются графики нагрузки электростанций, и станции планируют свою работу – обеспечивают готовность оборудования к работе и выполнение функций, возложенных системой на станцию.

РАСЧЕТ БАЛАНСОВ МОЩНОСТИ И ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

При расчетах решаются последовательно три задачи.

- Первая – оцениваются потребности потребителей на электроэнергию, мощность и параметры качества электроэнергии.
- Вторая – оценивается состояние системы.
- Третья – составляются энергетические балансы мощности и электроэнергии.

При оперативном планировании задается ГН на предстоящие сутки. На ГН указываются нагрузка потребителей, резервы мощности и возможные погрешности ординат ГН (по значениям средних погрешностей по модулю). В полную нагрузку включены потери мощности всех видов, так как исходная база данных получена по замерам мощностей на шинах станций (рис. 7).

В КП не рассматриваются режимы электрических сетей, это не входит в рамки КП.

Основные задачи, которые необходимо решать при составлении энергетических балансов:

- 1) оценка возможностей электрических станций при расчетах энергетических балансов;

2) оценка общего состояния ЭЭС при расчете энергетических балансов;

3) составление энергетических балансов с учетом результатов решения задач 1 и 2;

4) оценка возможностей электрических станций при расчетах энергетических балансов.

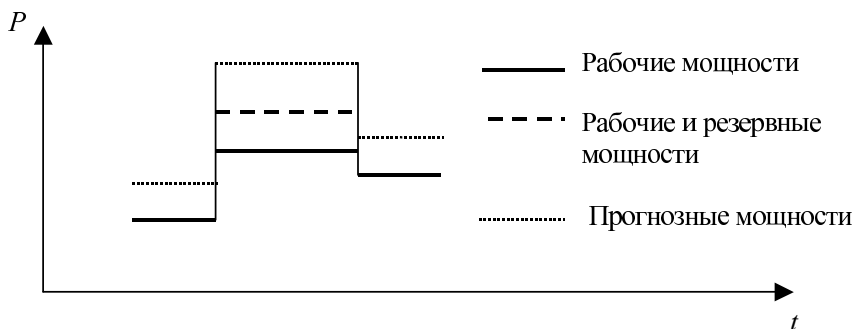


Рис. 7. Мощности нагрузки ЭЭС в ГН

Электрические станции имеют следующие характерные свойства.

1. Эксплуатационные свойства станций.
2. Энергетические характеристики электростанций.
3. Характерные мощности станций для составления энергетических балансов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРНЫХ МОЩНОСТЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ ДЛЯ СОСТАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ

Характерные мощности станций обусловлены техническими возможностями и режимными ограничениями. Режимные ограничения могут определяться внутренними причинами (например, желанием не останавливать оборудование в течение суток) и внешними причинами. В проекте рассматриваются только два вида режимных ограничений. Для ГЭС – ее влияние на предприятия водного хозяйства, расположенные по течению реки ниже ГЭС. Поэтому для ГЭС задается минимальный расход (минимальная мощность), с которым она должна работать (табл. П2). Это ограничение может быть вызвано расположением водо-

заборов, транспортного фарватера по реке и др. Нарушать эти ограничения нельзя.

Для ТЭС задаются ограничения по теплоснабжению. Если рассматривается критическая ситуация, то это ограничение можно нарушить, но при этом температура горячей воды и пара будет понижена. В реальных условиях может быть много режимных ограничений для станций.

Следующие параметры электрических станций по мощности являются основными.

- *Установленная мощность станции* – это электрическая мощность генераторов станции $P_{уст}$ (табл. П1).

- *Установленная мощность агрегата* – номинальная мощность, указанная в паспорте агрегата.

- *Располагаемая мощность агрегата и станции* – мощность, которая может использоваться в рассматриваемый период. Располагаемая мощность может быть меньше установленной, если имеются ограничения мощности, т. е. имеется *связанная* мощность $P_{связ}$, которая не может быть получена. Следовательно, $P_{расп} = P_{уст} - P_{связ}$.

- *Связанная мощность* (ограничения мощности) может быть вызвана различными причинами. Это аварийный простой агрегатов; ремонты, модернизация, техническое состояние агрегатов (износ, неполадки); плохое качество топлива ТЭС (высокая влажность, зольность, сернистость); качество питательной воды, величина вакуума в конденсаторе турбин, не соответствующая нормативу; отклонение режимных параметров турбин и котлов от нормального состояния. На ГЭС связанная мощность может быть в периоды снижения напора при пропуске паводка (за счет значительного повышения уровня нижнего бьефа, технического состояния агрегатов, ремонтов).

Связанную мощность еще называют разрывами мощности. Эти мощности определяют возможности станций и их рабочую и резервную мощности.

Связанная мощность в КП определяется в соответствии с данными табл. П2 и П4. Задаются ограничения: по качеству топлива k_1 , техническому состоянию агрегатов k_2 и текущим ремонтам k_3 . При оперативном управлении на коэффициенты k_1 и k_2 повлиять нельзя, а на k_3 можно. Текущие ремонты проводятся только в том случае, если имеется возможность и баланс системы от этого не нарушается. Тогда связанная мощность будет $P_{уст}(k_1 + k_2)$, либо $P_{уст}(k_1 + k_2 + k_3)$.

- *Рабочая мощность* – это мощность, с которой агрегат или станция работает в течение рассматриваемого периода времени или которая планируется для работы. Рабочая мощность не превышает располагаемую $P_{\text{раб}} \leq P_{\text{расп}}$.

- *Резервная мощность* зависит от вида резерва.
- *Базовая и пиковая* – от того, как станции участвуют в общих энергетических балансах.

Данные расчетов приводятся в табл. 5.

Таблица 5

Параметры мощностей электростанций, МВт

Наименование мощности	Наименование станции			Данные по системе
	ГЭС	КЭС	ТЭЦ	
Установленная				
Связанная, по различным причинам (табл. П4)				
Располагаемая				
Регулируемая				
Базовая				

Мощность станций зависит от многих причин: технического состояния оборудования, ремонтов, испытаний и пр. Выработка электроэнергии зависит от мощностей станций, ГН и запасов энергоресурсов. Для ТЭС имеются обычно достаточные запасы энергоресурсов (органического топлива), а для ГЭС в период межени они могут быть ограничены запасом воды в водохранилище и задается $\mathcal{E}_{\text{ГЭС зад}}$. Только для ГЭС с многолетним регулированием стока они достаточны для работы ее с полной мощностью. В КП рассматривается ГЭС с *годовым регулированием стока*, баланс системы составляется для периода межени на ГЭС и задаются интегральные ограничения по стоку или по выработке электроэнергии (табл. П2).

Использовать ГЭС с выработкой электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} < \mathcal{E}_{\text{ГЭС зад}}$ невыгодно, поэтому в балансе мощностей используется величина $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{ГЭС зад}}$. Интегральные ограничения определяются исходя из

всего периода сработки водохранилища (рис. 8) и $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} =$
 $= \sum_t \mathcal{E}_{\text{ГЭС}t} \leq \mathcal{E}_{\text{ГЭС} \text{ зад}}.$

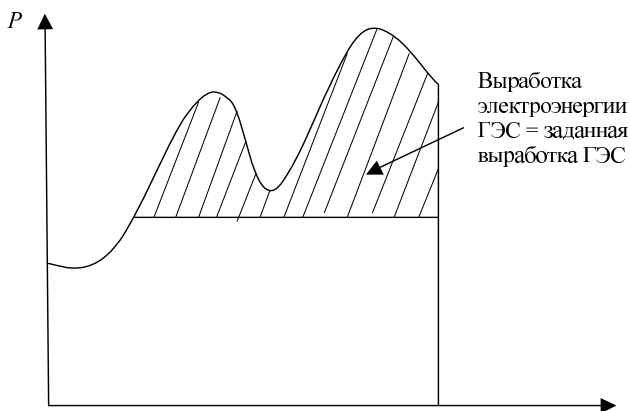


Рис. 8. Интегральные ограничения ГЭС по выработке электроэнергии

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА СТАНЦИЙ

Станцию характеризуют в основном пять режимных свойств, важных для энергетических балансов [1].

1. Предельные параметры по мощности: номинальная мощность $P_{\text{ном}}$, минимальная допустимая мощность $P_{\text{доп min}}$, максимальная допустимая мощность $P_{\text{доп max}}$. Рабочая мощность станции должна удовлетворять условию:

$$P_{\text{доп min}} \leq P_{\text{раб}} \leq P_{\text{доп max}}.$$

2. Регулирующие способности станции – быстрый набор и сброс мощности агрегатов и станции в автоматическом режиме

$$\delta P = \frac{P_{\text{раб max}} - P_{\text{раб min}}}{P_{\text{раб max}}}.$$

3. Маневренность – время пуска $t_{\text{пуск}}$ и останова $t_{\text{ост}}$ агрегатов и время и параметры загрузки (разгрузки) при росте или снижении нагрузки. Маневренность зависит от возможностей техники.

4. Надежность.

5. Экономичность.

Допустимые минимальные мощности станции могут быть вызваны техническими причинами (техническими ограничениями) или условиями использования станций в системе (режимными ограничениями). Если минимальная мощность есть следствие технических ограничений, то она соответствует наименьшей мощности, обеспечивающей сохранность оборудования или нормальный режим его работы. На ТЭЦ могут быть и режимные ограничения мощности, которая определяется потреблением тепла в виде горячей воды и пара. При этом режим ТЭЦ и их теплофикационных агрегатов имеет вынужденную электрическую мощность, которую называют теплофикационной мощностью.

Диапазон изменения мощностей зависит от вида и качества топлива. Для блоков, работающих на мазуте и газе, он составляет примерно 50 % максимальной нагрузки, на угле с сухим шлакоудалением – 20 %, с жидким – 40 %. Соответственно ограничения по минимальной мощности P_{\min} будут 50, 60, 80 % максимальной [1]. Ограничения по минимальной мощности связаны главным образом с устойчивостью факела горения котла. При подаче топлива в котел ниже определенной величины факел горения может погаснуть. В зависимости от вида топлива диапазон возможных мощностей станции меняется от 0,4 P до P . Вид топлива ТЭС задается студентом самостоятельно.

Нагрузочный диапазон

$$D = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{\max}} 100 \%$$

Чем больше величина нагрузочного диапазона, тем большие возможности имеет станция по регулированию мощности в балансах ЭЭС. Ограничивающим звеном на ТЭС обычно бывает турбина. В КП можно принять, что для ГЭС нагрузочный диапазон может изменяться от нуля до максимальной мощности.

Маневренность оборудования электростанций. Маневренность агрегатов определяется его пусковыми свойствами, которые включают длительность пуска, длительность набора нагрузки до номинальной, и расходом энергоносителя на пуск (пусковым расходом). Время растопки котлов составляет примерно 1...5 ч. Набор нагрузки до полной составляет тоже 1 ч или более. Для турбины прогрев паропровода перед пуском занимает 1,5 ч и больше. Длительность набора нагрузки турбины – 1...2 ч. Как видно из сказанного, маневренные

свойства оборудования ТЭС ограничиваются разнообразными техническими условиями. Нарушение их может привести к аварии и потому недопустимо.

Гидроагрегаты обладают несравненно лучшими маневренными свойствами, чем турбоагрегаты. На современных ГЭС, где пуск гидроагрегатов автоматизирован, время от подачи команды на пуск до достижения агрегатом полной мощности составляет 2...3 мин. Только в особых случаях возникают ограничения на повторный пуск.

Расходы энергоресурса на пуск агрегата. При пуске агрегатов возникают пусковые расходы. Для тепломеханического оборудования они существенны. Для гидроагрегатов они малы и обычно их не учитывают. Пусковые расходы для котлов и блоков ТЭС пропорциональны времени простоя перед пуском.

В понятие «пусковые расходы» следует включать не только расход энергоресурса, но и дополнительную загрузку оперативно-диспетчерского персонала, и снижение надежности агрегатов при пуско-остановочных операциях.

Надежность работы агрегатов и станций. Надежность определяется конструктивными решениями, условиями работы, решениями, принимаемыми при управлении. Заведомо известно, что наиболее надежны ГЭС, поскольку их техническое исполнение много проще, чем ТЭС.

Данные о станциях, которые будут учитываться в энергетических балансах, и их свойства приводятся в табл. 6.

Таблица 6

Эксплуатационные возможности станций

Наименование станции	Диапазон рабочих мощностей, МВт		Регулирующие возможности D , %	Время, ч		КПД, %	Примечания
	min	max		пуск	загрузка		

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Основной характеристикой ТЭС является связь расхода топлива $B_{ТЭС}$ и мощности $P_{ТЭС}$ – это расходная характеристика. Уравнения регрессии $B_{ТЭС}(P_{ТЭС})$ приведены в приложении (табл. ПЗ). На характеристики накладываются ограничения по мощности (min, max). Характеристика $B_{ТЭС}(P_{ТЭС})$ позволяет получить удельные расходы топлива и относительные приросты топлива. Заданные расходные характеристики станций имеют вид (табл. ПЗ),

$$B_{ТЭС i} = a_{0i} + a_{1i}P_{ТЭС i} + a_{2i}P_{ТЭС i}^2,$$

где a_0, a_1, a_2 – постоянные уравнения регрессии для станции i .

Соответственно удельный расход топлива $b_{уд i} = \frac{B_i}{P_i}$, а относитель-

ный прирост $b_{отн.прир i} = \frac{\Delta B_i}{\Delta P_i}$.

По данным расчетов необходимо в КП построить расходные характеристики станций $B_{ТЭС}(P_{ТЭС})$, характеристики удельных расходов $b_{уд}(P_{ТЭС})$, характеристики относительных приростов $b_{от}(P_{ТЭС})$ (рис. 9).

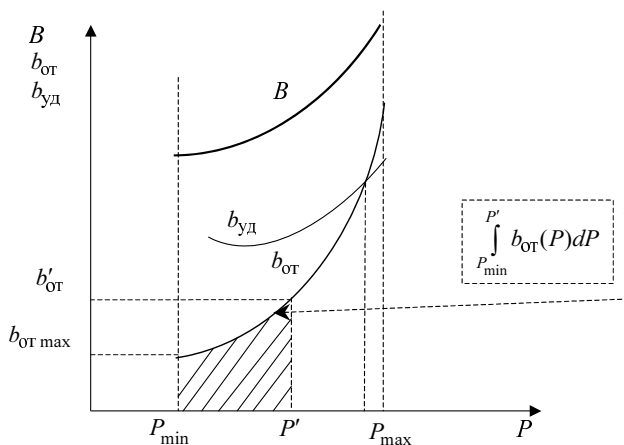


Рис. 9. Вид энергетических характеристик станций

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Энергетические характеристики позволяют получить различные показатели экономичности режимов. Чаще всего используются показатели удельных величин условного топлива $b_i = \frac{B_i}{P_i}$, г.у.т./МВт·ч, удель-

ных затрат на топливо $u_{B_i} = \frac{И_{B_i}}{P_i}$, руб/МВт·ч, себестоимости $s = \frac{И_i}{P_i}$,

руб/МВт·ч, относительных приростов $b_{i,оп} = \frac{\Delta B_i}{\Delta P_i}$, $u_{B_i,оп} = \frac{\Delta И_{B_i}}{\Delta P_i}$. Они

применяются в различных задачах. По себестоимости определяют, какая из станций более экономична, по удельным затратам на топливо оценивают вид применяемого топлива и его коммерческую ценность, по относительным приростам порядок загрузки/разгрузки работающего оборудования. Надо помнить, что относительные приросты учитывают не полные затраты, а только их изменение на работающем оборудовании. Особенно часто относительные приросты используются, когда при оптимизации режимов применяются математические методы, основанные на дифференциальных показателях. Относительный прирост – это дифференциальный показатель в конечных разностях. Например, величина относительного прироста топлива

$$\frac{\Delta B}{\Delta P} \approx \frac{\delta B}{\delta P}.$$

Удельные экономические показатели позволяют получить сравнительные оценки станций. Для этого показатели экономичности определяют либо по средней мощности станций, либо по максимальной. По удельным величинам составляют приоритетные ранжированные ряды. Удельные величины зависят от мощности станции и энергетической характеристики. В КП удельные величины определяют по средним мощностям, которые соответствуют энергетической характеристике (рис. 9). Это условный прием для получения первоначального баланса, который должен уточняться с применением методов оптимизации.

Приоритет участия тепловых станций в балансе определяется в соответствии с рангом удельных величин (табл. 7). Вид показателя зави-

сит от состояния ЭЭС. При дефиците топлива это А, при конкурентных проблемах – Б, при дорогом топливе – В.

Таблица 7

Приоритеты использования станций в энергетических балансах

Наименование станции	Средняя мощность, МВт	Показатель экономичности режимов			Ранг по показателям оценки		
		А, г.у.т/МВт·ч	Б, руб/г.у.т	В, руб/МВт·ч	А	Б	В

3. ОЖИДАЕМЫЙ БАЛАНС МОЩНОСТИ ЭЭС НА ПРЕДСТОЯЩИЕ СУТКИ

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА

При расчете энергетических балансов учитываются результаты решения следующих задач.

- Оценка состояния ЭЭС.
- Технические возможности производства на электростанциях и в системе.
- Требования потребителей к электроснабжению и возможности их обеспечения.
- Ограничения неэнергетических потребителей на режим системы.

По этим данным составляется первоначальный энергетический баланс, а затем производится его оптимизация. Оптимальный баланс в КП не рассчитывается.

В КП баланс мощностей составляется как прогноз на предстоящие сутки. Для прогнозируемого суточного графика нагрузки определяется режим станций. При этом решаются вопросы:

- какие максимальные мощности необходимы в системе и на каких станциях?

- какие станции и каким образом участвуют в балансе мощностей? Состав станций и их параметры заданы в табл. П1.
- как осуществляются в ЭЭС взаимоотношения с оптовым рынком по купле/продаже мощностей и электроэнергии?

БАЛАНС РАБОЧИХ МОЩНОСТЕЙ

Баланс рабочих мощностей составляется для суточного графика нагрузки. Состав станций задан. На интервале времени t баланс имеет следующий вид:

$$P_{н\text{ ЭЭС } t} = P_{Г\text{ЭС } t} + \sum P_{Г\text{ЭС } t} \pm \sum P_{\text{покуп}},$$

где $P_{н\text{ ЭЭС}}$ – нагрузка ЭЭС; $P_{Г\text{ЭС } t}$, $P_{Г\text{ЭС } t}$ – рабочие мощности станций; $P_{\text{покуп}}$ – мощность, получаемая (продаваемая) с оптового рынка.

Рекомендуется составлять баланс мощности в три этапа. Первый – оценить состояние. Второй – составить баланс для рабочих мощностей. Третий – составить баланс для рабочих и резервных мощностей.

Наиболее тяжелый режим будет при максимальной нагрузке ГН ЭЭС. Поэтому вначале оценивается баланс мощностей при максимальной нагрузке и составляется баланс для максимальной мощности ГН. В этом балансе все станции участвуют полной располагаемой мощностью. Его цель – определить, какие возможности имеются в системе.

Если $P_{\text{max}} > \sum P_{\text{расп } i}$, то в ЭЭС имеется дефицит мощности. Можно покупать мощность либо отключать часть потребителей. Если $P_{\text{max}} < \sum P_{\text{расп } i}$, то имеется избыток мощности и можно его использовать для проведения ремонтов, для увеличения резервов, либо можно его предложить для продажи на электроэнергетическом рынке. Если $P_{\text{max}} = \sum P_{\text{расп } i}$, то система самобалансирующаяся. При этом не исключаются коммерческие возможности покупки/продажи электроэнергии в соответствии с ценами на рынке. Данные расчетов приводятся в табличной форме (табл. 8).

Состояние ЭЭС при расчетах балансов мощности

Состояние ЭЭС	Максимальные возможности станций, МВт	Дефицит мощности, МВт	Прогноз нагрузки, МВт	Нагрузка с учетом погрешностей, МВт	
				максимальная	средняя

Функциональные возможности станций в системе зависят от технических возможностей станций. При создании станции уже предполагается ее роль в системе, и в соответствии с этим выбираются ее параметры и технические решения. Если в системе требуются пиковые мощности, то станция должна обладать большими регулирующими возможностями, если базовые – то это может быть крупноблочная КЭС с экономичным производством, но не обладающая высокой маневренностью и регулирующими возможностями.

Рекомендуется дать общую картину по основным функциям станций (табл. 9).

1. Выдача рабочей мощности и энергии в режиме, который требуется балансом системы. В суточном графике нагрузки имеются три режимные зоны: пиковая, полупиковая и базовая. Соответственно и рабочая мощность может быть: базовой и не меняться в течение определенного времени, скажем, за сутки; полупиковой, т. е. рабочая мощность меняется примерно до 20 %; пиковой, когда мощность регулируется в соответствии с переменным режимом нагрузки потребителей. Способность станций к регулированию рабочей мощности определяется ее техническими особенностями.

2. Обеспечение резервных мощностей для надежного и бесперебойного электроснабжения. Резерв может быть горячим и холодным. Горячий резерв – это недогруженные агрегаты, находящиеся в работе. Холодный резерв – агрегаты, которые могут быть при необходимости включены в работу. Для покрытия случайных нагрузок предназначен специализированный резерв. Его называют нагрузочным или частотным резервом. Это горячий резерв. Аварийный резерв может быть частично горячим, частично холодным. Ремонтный резерв устанавливается в том случае, если нельзя провести ремонты без ограничения мощностей у потребителей. Необходимо иметь также резерв реактивной мощности.

3. Поддержание качества электроэнергии по частоте.

4. Выдача реактивной мощности для обеспечения баланса реактивных мощностей. Практически все станции могут выполнять эту функцию.

5. Регулирование напряжения на шинах станции. Все станции выполняют эту функцию.

Все названные функции должны выполняться наиболее экономичным способом.

Таблица 9

Предполагаемые функции электрических станций и их качественная оценка в баллах

Наименование станции	Рабочие зоны в ГН			Резервные функции		Регулирование напряжения
	базовая	полупиковая	пиковая	нагрузочный резерв	аварийный резерв	
ГЭС						
КЭС						
ТЭЦ						

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЭС
В БАЛАНСАХ МОЩНОСТИ СИСТЕМЫ**

В КП рассматривается гидротепловая система, в которой имеется одна ГЭС с годовым регулированием стока ее водохранилищем [3].

ГЭС имеет ряд преимуществ перед всеми другими станциями. Важнейшая эксплуатационная особенность ГЭС – это переменность отдачи электроэнергии. Она зависит от изменчивости напора и расхода [3].

Мощность J -й ГЭС в любой момент времени t рассчитывается по формуле

$$P_{ГЭС, j_t} = 9,81 \eta_{j_t} Q_{j_t} H_{j_t},$$

а расход ГЭС

$$Q_{j_t} = Q_{ГЭС, j_t} \pm Q_{В, j_t},$$

т. е. расход определяется бытовой приточностью и расходом регулирования водохранилища.

В любой момент времени t периода T мощность всех ТЭС системы зависит от мощности ГЭС и может быть вычислена по балансовому соотношению мощностей в системе:

$$P_{ГЭС,t} = P_{ЭЭС,t} - \sum P_{ГЭС,j_t} + \pi_t,$$

где $P_{ЭЭС,t}$ – заданные нагрузки системы; π_t – потери мощности в сети.

Если экономичность режима системы обусловлена ее издержками, то получим уравнение, в которое входит величина расхода $Q_{ГЭС}$, определяющая режим водохранилища, т. е.

$$I_C = \sum C_t B_t [P_{ЭЭС,t} - \sum 9,81 \eta_{j_t} (Q_{\text{быт},j_t} \pm Q_{B,j}) H_{ГЭС} + \pi] \Delta t \Rightarrow \min.$$

Параметром регулирования могут быть также сток водохранилища и уровни верхнего бьефа, что легко учесть, проведя простые преобразования.

Чем больше емкость водохранилища по отношению к объему притока, тем больше оно имеет возможность обеспечить независимость режима ГЭС от режима речного стока. По мере сработки водохранилища энергетическая ценность каждого кубометра остающейся в нем воды будет снижаться.

Перечислим некоторые особенности ГЭС.

- *Высокая маневренность.*

Гидротурбины ГЭС легко воспринимают толчки нагрузки практически любой интенсивности. Время, необходимое для пуска агрегата и включения в сеть на холостом ходу, обычно не превышает 40...50 с. Столько же времени требуется и для набора полной нагрузки. Все это позволяет легко использовать агрегаты ГЭС как для рабочих мощностей и покрытия переменной части графика нагрузки, так и в качестве нагрузочного и аварийного резервов станции и системы.

- *Высокая надежность.*

Как показывает опыт эксплуатации, аварийность агрегатов ГЭС значительно ниже аварийности агрегатов любых других электростанций.

- *Возможность вырабатывать реактивную мощность.*

Агрегаты ГЭС в общем случае могут быть использованы с этой целью в качестве синхронных компенсаторов.

- *Почти полное отсутствие зависимости ее эксплуатационных издержек от режима работы и от количества вырабатываемой ею электроэнергии.*

При этом эксплуатационные издержки ГЭС и себестоимость на каждый выработанный 1 кВт·ч в несколько раз меньше, чем на ТЭС.

В КП рассматривается ГЭС годовичного регулирования стока и ее режим определяется бытовой приточностью и режимом использования водных ресурсов водохранилища за год. Имеются четыре характерных периода ее работы в системе, которые зависят от гидрографа реки (рис. 10), объема водохранилища и требований системы.

1. Период сработки водохранилища, характерный для зимней межени. ГЭС работает в пиковой части графика нагрузки системы; несет нагрузочный и аварийный резервы, если это предусматривается балансами мощности системы; ведет суточное и недельное регулирование мощности. Ее выработка электроэнергии определяется в соответствии с правилами использования водных ресурсов водохранилища.

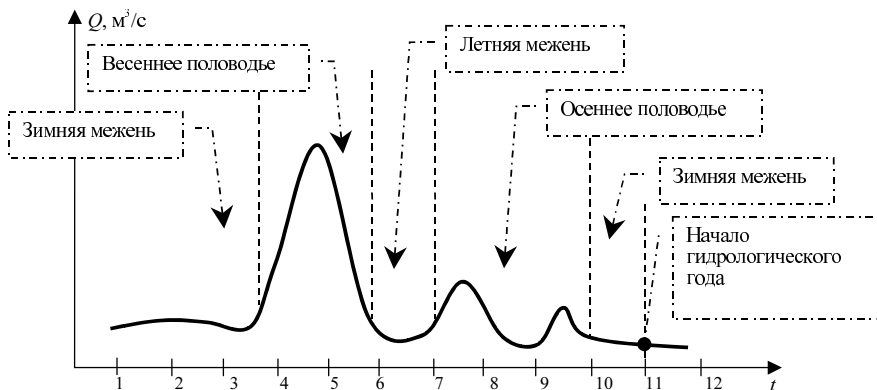


Рис. 10. Характер гидрографа реки

2. Период заполнения водохранилища. Обычно в этот период ГЭС с годовым регулированием работают в базе графика нагрузки системы с максимальной располагаемой мощностью. Главная задача в этот период – получить максимум выработки электроэнергии. Резервные функции с ГЭС снимаются.

3. Период холостых сбросов. ГЭС работает с максимальной располагаемой мощностью и не несет резервов. Она не может пропустить через свои турбины всю приточность, и часть воды сбрасывается.

4. Период работы на бытовом стоке без сработки водохранилища, заполненного в период паводка. Как правило, это летнее-осенняя

межень. ГЭС перемещается в полупик, а затем и в пик графика нагрузки.

Стремясь получить от ГЭС максимальную экономическую эффективность, необходимо строить ее режим работы исходя из всего цикла регулирования. Во время сработки водохранилища ГЭС годового регулирования обычно располагается в верхней части графика нагрузки и осуществляет суточное регулирование. Чем меньше относительный объем водохранилища и больше бытовые расходы, тем ниже в графике нагрузки размещается ГЭС. В период холостых сбросов во избежание неоправданной потери дешевой энергии гидроэлектростанция работает с наибольшей возможной мощностью (включая резервы) и в связи с этим располагается в базисной части графика нагрузки системы. В этот период режим работы ГЭС определяется исключительно гидрологическими условиями и не зависит от режима ее работы в последующий период.

На рис. 11, *а* показан типичный случай участия ГЭС годового регулирования в балансе мощности энергосистемы, когда гидрологические условия близки к условиям расчетной обеспеченности маловодного года, а на рис. 11, *б* – к условиям повышенной водности. На этих рисунках вопросы размещения резервов и ремонтов для простоты не отражены.

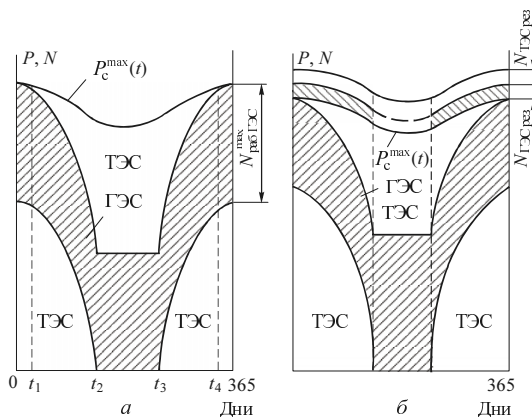


Рис. 11. Годовой режим работы ГЭС годового регулирования в различных условиях водности

Гидроэлектростанция с водохранилищем годового регулирования создает благоприятные условия для использования ее мощности в ка-

честве резервов системы. Если мощность ГЭС достаточно велика по отношению к мощности энергосистемы, то она может выполнять функцию нагрузочного резерва системы. Исключение составляет лишь период работы ГЭС во время паводков. Если при этом ГЭС обладает достаточно большим полезным объемом водохранилища, то на ней может быть размещена часть аварийного резерва системы. Во время паводков аварийная резервная мощность ГЭС включается в рабочую (рис. 11, б) и резерв осуществляет ТЭС.

Балансы мощности и энергии ЭЭС составляются с учетом размещения всех видов резервов на электростанциях. В предпаводочный период при наличии достоверного прогноза паводка резервный аварийный объем водохранилища естественным образом срабатывается, что позволяет получить дополнительную энергию и уменьшить холостые сбросы. Установка на ГЭС годичного регулирования ремонтного резерва, как правило, оказывается экономически неоправданной, поскольку это требует дополнительного объема водохранилища. Дублирующая мощность может одновременно служить стационным аварийным и ремонтным резервом для самой ГЭС, что позволит несколько уменьшить общий резерв энергетической системы.

Приведем методику выполнения расчетов по размещению ГЭС в балансах системы с использованием интегральной кривой нагрузки (ИКН) (рис. 12).

1. Обсуждается целесообразное размещение ГЭС в графике нагрузки по его режимным зонам (базовой, полупиковой, пиковой). Это влияет на функции электростанций и их режимы.

2. *Необходимо за суточный период полностью использовать заданную выработку электроэнергии ГЭС, которая определяется годовым режимом ГЭС, по принципу максимального вытеснения мощности тепловых станций.*

3. Определяется выработка электроэнергии ГЭС, которая может быть использована как базовая или регулирующая. Базовая выработка электроэнергии, связанная с обеспечением требований потребителей водохозяйственного комплекса, приведена в табл. П2. Оставшаяся выработка электроэнергии может использоваться в энергетических интересах. При этом ГЭС может работать в пике, полупике или в базе ГН.

Для регулирования нагрузки используется выработка электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{ГЭС пер}} = \mathcal{E}_{\text{зад}} - \mathcal{E}_{\text{ГЭС баз}}$, где $\mathcal{E}_{\text{ГЭС пер}}$ – регулируемая выработка электроэнергии; $\mathcal{E}_{\text{зад}}$ – выработка, заданная в исходных условиях; $\mathcal{E}_{\text{ГЭС баз}}$ – базовая выработка, определяемая водохозяйственными ограничениями по минимальной мощности ГЭС.

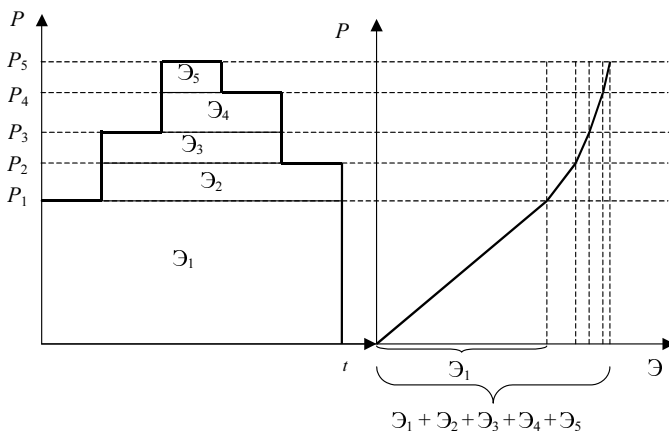


Рис. 12. Построение ИКН

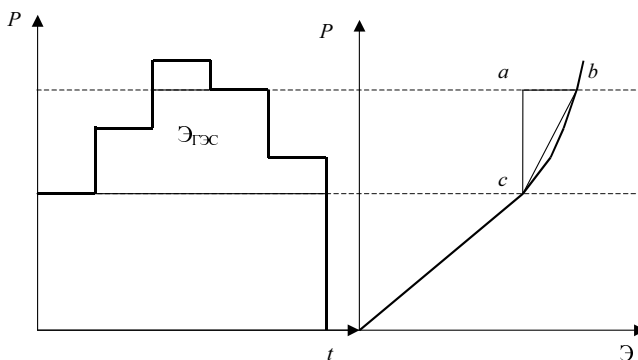


Рис. 13. Размещение ГЭС в графике нагрузки с использованием ИКН

Величина $\mathcal{E}_{\text{ГЭС пер}}$ размещается сначала в пиковой части графика нагрузки ЭЭС. Если выполняется условие, что $P_{\text{ГЭС раб}} \leq P_{\text{ГЭС раст}}$, то принимается этот режим. Если приведенное условие не выполняется, то ГЭС перемещается в более плотную часть графика нагрузки до тех пор, пока это условие не будет выполнено. Расчеты можно выполнять подбором, но в практике разработан простой прием, основанный на использовании треугольника, который вписывается в ИКН. Так как ИКН дает связь мощности и выработки ГН (рис. 13), то треугольник также имеет эти параметры (рис. 13). На нем катет ab – это выработка

электроэнергии, а катет ac – та часть располагаемой мощности, которая может использоваться при регулировании ($\mathcal{E}_{ГЭС\text{ пер}} = \mathcal{E}_{\text{зад}} - \mathcal{E}_{ГЭС\text{ баз}}$). Надо так разместить треугольник, чтобы точки b и c совпали с ИКН, а его катеты были параллельны соответствующим осям. На рис. 13 показано, что при этом ГЭС будет работать в полупике ГН.

РЕЗЕРВНЫЕ МОЩНОСТИ СИСТЕМЫ И ИХ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МЕЖДУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Для надежной работы ЭЭС имеет резервы мощностей на электростанциях. Если станция выполняет резервные функции, то она должна быть к ним готова. Готовность связана с резервом располагаемых мощностей, регулируемыми возможностями и маневренностью.

Основными причинами нарушения надежности могут быть аварии или нарушение качества электрической энергии по частоте электрического тока, и соответственно имеются аварийный резерв (АР) и частотный, или нагрузочный, резерв (НР).

Аварийный резерв. Аварии могут привести к нарушению баланса мощности из-за уменьшения рабочих мощностей системы. Авария происходит внезапно, и необходимо иметь постоянный резерв мощности. Чтобы определить величину АР, надо задаться видом и размером расчетной аварии. За расчетную аварию можно принимать:

- отключение самого крупного агрегата электростанций в рассматриваемом балансе мощностей;
- отключение одной цепи, по которой энергосистема получает мощность из других систем;
- другие случаи.

Практический опыт показывает, что аварийный резерв не должен быть меньше 5 % максимальной нагрузки системы, но если позволяют возможности, то он доходит до 30 % и выше. Величина АР влияет на уровень надежности, но всегда могут быть форс-мажорные случаи.

Нагрузочный резерв. Нагрузочный резерв используется для поддержания частоты в соответствии с требованиями ГОСТ. Величина нагрузочного резерва (как видно из практического опыта) составляет 2...5 % максимальной нагрузки. Это соответствует случайным нагрузкам. В расчетах балансов мощности интервал дискретности времени принимается от 0,5 до 4 ч. Но внутри этих интервалов может быть и большая и меньшая нагрузка, поэтому требуется регулировать рабочие мощности станций.

Резерв мощности может быть «горячим» и «холодным». Горячий резерв – это работающие агрегаты, располагаемая мощность которых больше рабочей. Резерв мощности изменяется для различных интервалов времени ГН. Наиболее опасная ситуация по надежности соответствует времени прохождения максимальных нагрузок.

МЕТОДИКА СОСТАВЛЕНИЯ БАЛАНСА МОЩНОСТИ ЭЭС

- На интервале времени прогнозируемого ГН для максимальной нагрузки P_{\max} наносится величина нагрузочного $P_{\text{НР}}$ и аварийного $P_{\text{АР}}$ резервов. Эти величины вначале задаются в минимальных пределах: $P_{\text{НР}} = 5\%$, P_{\max} , $P_{\text{АР}} = 5\%P_{\max}$. В последующих расчетах значение $P_{\text{АР}}$ рекомендуется увеличить.

- Определяются и размещаются в ГН рабочие регулируемые мощности ГЭС, определяемые по ИКН или другим способом.

- Размещаются в ГН рабочие базовые мощности станций, которые заданы как режимные ограничения (табл. П2, П4).

- Оставшуюся часть ГН должны покрывать регулируемые мощности ТЭС, состав которых задан (табл. П1). Для этого необходимо рассчитать приоритеты.

- Чтобы балансы мощности и электроэнергии ЭЭС были *оптимальными*, необходимо получить такое решение, при котором суммарные затраты по всем станциям ЭЭС будут минимальными, т. е. $I_{\text{ЭЭС}} = \sum_i I_i = \min$, где I_i – затраты i -й станции при ее мощности P_i .

Эта оптимизационная задача, в курсовой работе она решается упрощенно. Данные расчетов приоритетов приводятся в табл. 7.

- Экономические приоритеты не учитывают режимных возможностей станций (регулирующих способностей, маневренности), поэтому решения необходимо находить совместно. В КП заданы ТЭЦ и КЭС. Для крупноблочных КЭС переключения оборудования в течение суток нежелательны.

- Определяются возможности станций для несения нагрузочного резерва. При этом учитываются их качества по маневренности и регулирующим способностям. Нагрузочный резерв размещается на определенных станциях системы. Наиболее рационально размещать его на ГЭС. Этот вариант и принимается в КП. Величина НР принимается $2...5\% P_{\max \text{ ЭЭС}}$.

- Определяются возможности станций для выполнения функции аварийного резерва. Аварийный резерв размещается на станциях, имеющих свободные располагаемые мощности, в основном на КЭС. На ГЭС он размещается редко, поскольку для этого требуется постоянный резерв воды в водохранилище, а рабочие мощности ГЭС уменьшаются. Величина AP принимается 5 % и больше от $P_{\max \text{ ГЭС}}$.

- Определяется величина горячего и холодного аварийного резерва мощности на ТЭС. Можно считать, что горячий резерв составляет 5 % общего, а холодный 95 %. Таким образом, $AP \ P_{AP} = P_{\text{гор. AP}} + P_{\text{хол AP}}$, а *нагрузочный резерв – всегда горячий*, поскольку частота меняется на электронном уровне.

- Определяется суммарная величина оперативного горячего резерва мощности $P_{\text{гор. ЭЭС}} = P_{\text{НР}} + P_{\text{гор. AP}}$.

- Определяется дефицит мощности – максимальный по ГН.

Полученные данные по балансу мощностей приводятся в таблице (табл. 10 и 11) и на графике (рис. 14). Необходимо дать пояснения к балансу, если приняты особые решения.

Таблица 10

Размещение резервных мощностей на электростанциях

Наименование позиции	Данные по ЭЭС	Резерв располагаемых мощностей на электростанциях при составлении баланса рабочих мощностей, МВт	Размещение резервных мощностей, МВт		
			ГЭС	КЭС	ТЭС
Нагрузочный резерв, МВт					
Аварийный резерв МВт: всего, горячий 5 %, холодный 95 %					
Покупка резерва мощности в других системах, МВт·сутки,					
Дефицит резерва мощности, МВт					

Баланс мощностей системы, МВт

Наименование параметра	Время, ч			
			
Нагрузка потребителей, МВт				
Потери мощности в сетях, процент от нагрузки				
Рабочие мощности станций, МВт: по ГЭС по ТЭС в том числе по составу ТЭС – ТЭЦ, КЭС				
Избыток рабочей мощности в системе, МВт				
Дефицит рабочей мощности в системе, МВт				
Покупка/продажа мощности, МВт				
Резервные мощности, процент максимальной нагрузки: НР АР				
Покупка/продажа резервных мощностей, МВт				
Свободные мощности: МВт, процент располагаемых				

В КП должен быть **обязательно** приведен баланс мощности (рис. 14 и табл. 11, 12). На рисунке баланса мощностей для суточного графика нагрузки указывается покрытие станциями рабочих мощностей, нагрузочного и аварийного резервов, базовые ограничения мощности по теплофикационным требованиям ТЭС и по водохозяйственным требованиям ГЭС, ограничения технического характера. Суточный график нагрузки на предстоящие сутки должен соответствовать предыдущим расчетам по его конфигурации и ожидаемому электропотреблению.

Определяя величину покупной или проданной мощности и энергии, необходимо анализировать целесообразность разгрузки неэкономичных станций и покупки электроэнергии и мощности с оптового рынка, если это выгодно. Полная остановка собственных станций не допускается, особенно если они имеют теплофикационную нагрузку. КЭС не рекомендуется разгружать больше чем на 40...60 % полной мощности.

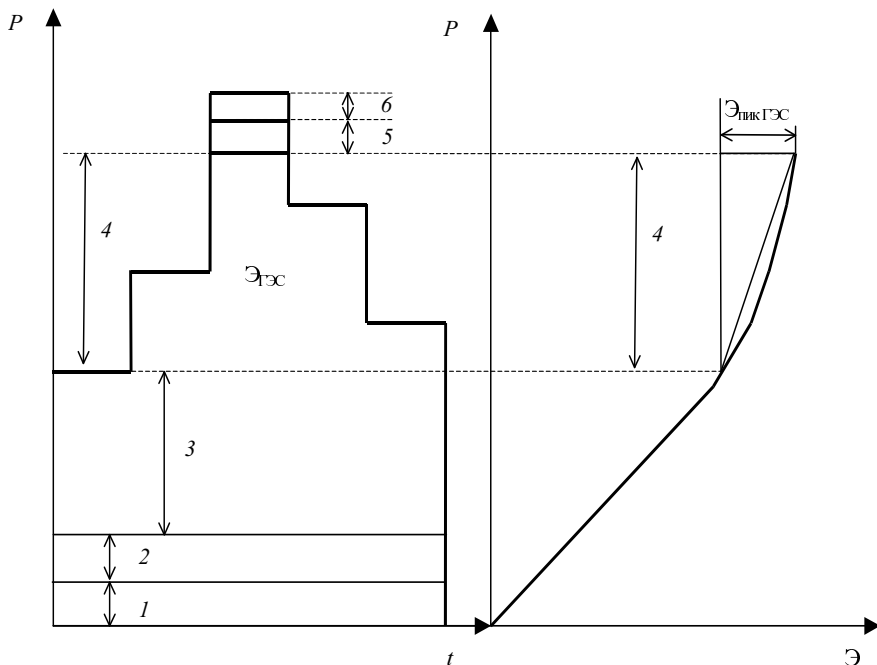


Рис. 14. Вид графика баланса мощностей:

1 – ограничения мощности ТЭС по тепловому режиму; 2 – базовая мощность ГЭС; 3 – мощности ТЭС без ограничений мощностей (1); 4 – пиковая максимальная мощность ГЭС без ограничений мощностей (2); 5 – нагрузочный резерв; 6 – аварийный резерв

Таблица 12

Прогноз планового баланса мощностей ЭЭС на предстоящие сутки, МВт

Объект	Рабочие мощности на интервалах времени				Режимные ограничения мощности	Нагрузочный резерв	Аварийный резерв	Свободная мощность	Ограничения мощности, МВт
	1	2							
Станция 1									
Станция 2									
Итого по станциям									
Покупка из других систем									
Продажа в другие системы									
Нагрузка ЭЭС									
Рабочие мощности в ЭЭС									

4. ОЖИДАЕМЫЙ БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Баланс электроэнергии составляется для периодов от месяца до нескольких лет на основе данных, полученных в балансах мощностей. По балансу электроэнергии решаются следующие основные задачи.

- Определение объема производства электроэнергии по ЭЭС и электростанциям (МВт·ч).
- Определение величины необходимой покупной электроэнергии из других ЭЭС или внесение предложений по продаже избытков электроэнергии.
- Расчет необходимых запасов органического топлива.
- Планирование технико-экономических показателей (себестоимость, затраты на топливо).

- Планирование коммерческих показателей (рентабельность производства, доходы, прибыль).

В КП баланс электроэнергии составляется для одних суток. Это частный случай, но эта величина предлагается оперативно на электроэнергетический рынок.

На основании баланса мощностей определяется выработка электроэнергии по станциям $\mathcal{E}_{i_t} = \sum_t \mathcal{E}_{i_t} \Delta t$ (табл. 13 и 14). По этим величинам рассчитываются суточный расход $B_{iT} = \sum_t B_{i_t} \Delta t = \sum_t b_{i_t, уд} P_{i_t} \Delta t$ и стоимость топлива $\mathcal{C}_T = \sum_t B_{i_t} \mathcal{C}_{i_t}$. Величины в формулах получают из энергетических характеристик станций и из баланса мощностей.

Заявленная плановая величина покупной электроэнергии в дефицитной системе всегда отличается от фактической покупки за счет случайных факторов. Можно эти отклонения определять по вероятностным погрешностям прогноза ГН.

Рассчитываются затраты/доход от коммерческих взаимоотношений с оптовым рынком (ОР), равные $\pm D = \pm \mathcal{E}_{ОР} \mathcal{C}_{ОР}$. Цены ОР можно взять из Internet.

Таблица 13

Потребности станций в топливных ресурсах

Наименование величины	Наименование станции			Данные по ЭЭС
Ожидаемая выработка электроэнергии, МВт·ч				
Выработка электроэнергии по заданным ограничениям, МВт·ч				
Удельные расходы топлива, г.у.т./КВт·ч				
Расход топлива на плановую выработку электроэнергии, т				
Расход топлива с учетом страхового запаса, равного трем плановым, т				
Цена топлива, руб/т				
Издержки на топливо, руб				
Удельные издержки на топливо, руб/т у.т.				

**Баланс электроэнергии на предстоящие сутки, заявленный системой
на оптовый электроэнергетический рынок**

	Наименование величины	МВт·ч
1	Ожидаемое электропотребление по системе	
2	Покупная электроэнергия	
3	Возможная для продажи электроэнергия	
4	Всего выработка электроэнергии электростанциями системы, в том числе: ТЭС 1 ТЭС 2	
5	Потери электроэнергии, 10 % от общего производства	
6	Стоимость покупной/проданной электроэнергии, руб и руб/МВт·ч	
7	Возможные отклонения выработки электроэнергии от плана ЭЭС: МВт·ч %	
8	Себестоимость электроэнергии руб/МВт·ч, в том числе: по составляющим, %: топливная составляющая, покупная потери электроэнергии	

Себестоимость электроэнергии руб/МВт·ч студент задает по данным литературы.

5. ПЛАНОВЫЕ ГРАФИКИ МОЩНОСТЕЙ И ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

На основании баланса мощностей системы задаются плановые графики мощностей станций на сутки (рис. 15). При построении графиков мощности и выработки электроэнергии необходимо обратить внимание на следующие вопросы:

- почему не равны установленная мощность и располагаемая?
- какие имеются ограничения мощности и почему?
- какие функции выполняет станция в ЭЭС?

- может ли плановый график мощностей отличаться от фактического?
- может ли станция воспринимать случайные изменения нагрузки в ЭЭС?

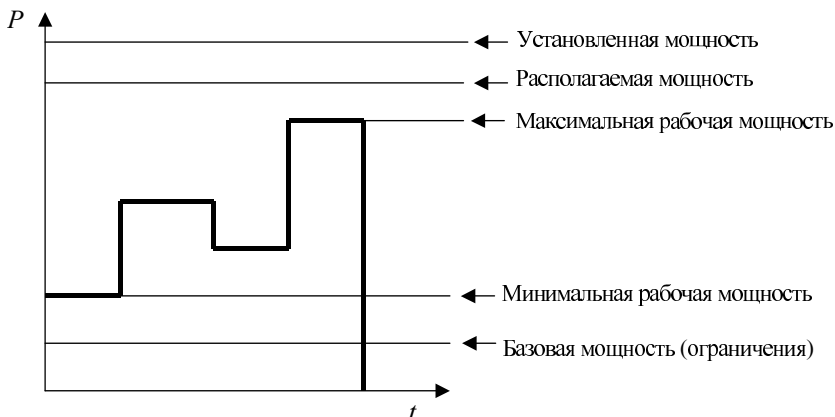


Рис. 15. График мощностей станции

6. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЭС

ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАФИКА НАГРУЗКИ МЕЖДУ СТАНЦИЯМИ СИСТЕМЫ

Энергетические балансы мощности электроэнергии должны быть оптимальными. Слово «оптимальный» подразумевает сравнительную оценку по принятому критерию оптимальности. Это может быть цена, издержки, показатели надежности и др. В КП рассматривается оптимальное распределение графика нагрузки между станциями системы по критерию минимума издержек $I = \min$.

В ЭЭС имеются ГЭС и ТЭС. Для гидротепловой системы эта задача достаточно сложная, поэтому нередко ее рассматривают по частям: сначала для ТЭС и строят их суммарную характеристику относительных приростов издержек, а затем рассматривают распределение нагрузки между ГЭС и ТЭС. В КП рассматривается только задача распределения нагрузки между тепловыми станциями [1].

Решение задачи оптимального распределения нагрузки между станциями системы осуществляется с использованием метода относительных приростов.

Рассматривается простейшая система, в которой имеются три тепловые электростанции и один узел концентрированной нагрузки (рис. 16). Необходимые для расчетов параметры режима – это ГН, характеристики относительных приростов ТЭС, режимные ограничения по мощностям станций. Данные по электрической сети приведены в тексте пояснений к порядку решения этой задачи в табл. Пб.

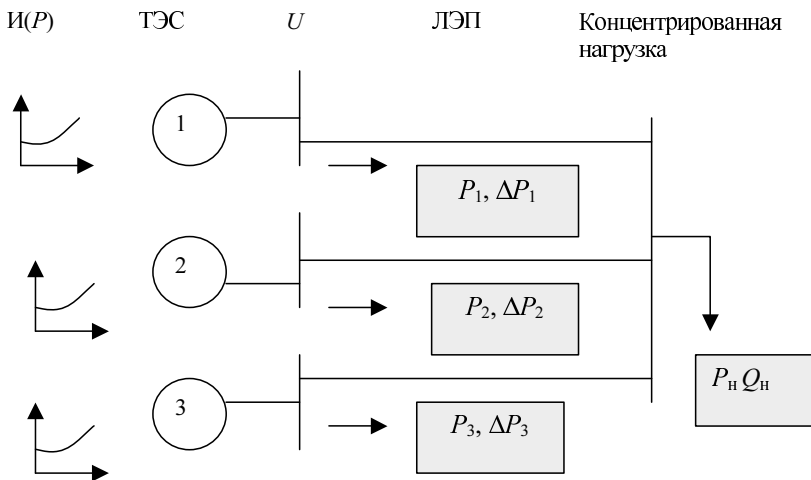


Рис. 16. Схема системы к выводу условия оптимального распределения нагрузки

ПОРЯДОК РЕШЕНИЯ

1. Используются характеристики относительных приростов тепловых станций, полученные в КП.

2. Определяются относительные приросты потерь активной мощности в сетях и вносятся поправки на потери в характеристики относительных приростов. При расчетах реактивной мощности принимается $\cos \varphi = 0,8$. Расчеты выполняются в табличной форме (табл. 15) для каждой станции.

3. Строится суммарная характеристика относительных приростов трех тепловых станций с учетом и без учета потерь в сетях (рис. 17).

Расчет относительных приростов потерь активной мощности в сетях

№ п/п	P	Q	ΔP	$P_{\text{пот}}$	$\Delta P_{\text{пот}}$	σ	K	b	bK
1									
2									
3									
.....									

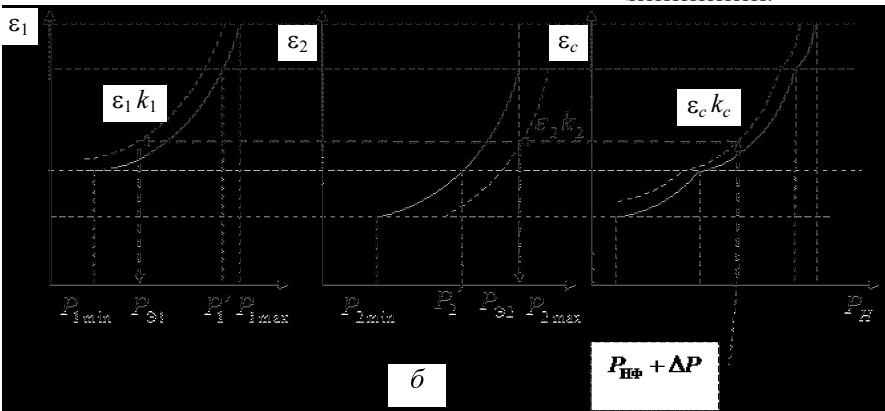
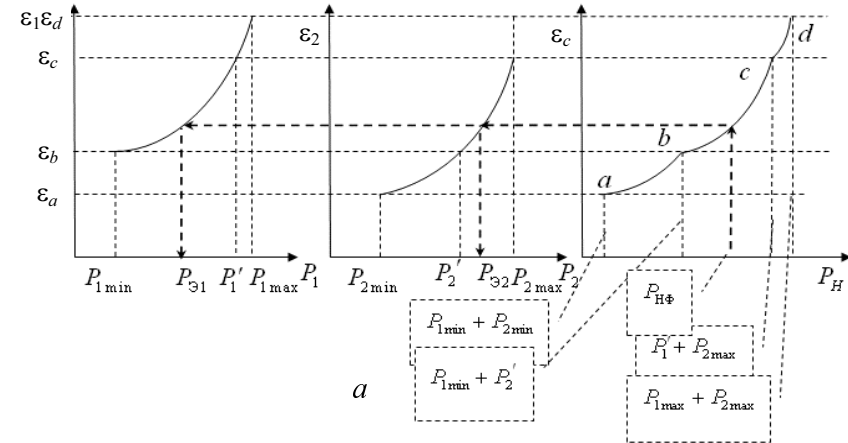


Рис. 17. Построение суммарной характеристики относительных приростов расходов топлива для двух станций:
 а – без учета потерь, б – с учетом потерь

4. Распределяется нагрузка на основе суммарной характеристики относительных приростов ЭЭС с учетом потерь в сетях (табл. 16).

5. Определяется величина погрешности при распределении нагрузки без учета потерь мощности в сетях.

На рис. 18 показан график распределения нагрузки между станциями.

Таблица 16

Распределение нагрузки между станциями системы с учетом потерь мощности в сетях

Время суток	Нагрузка, МВт	Станция 1		Станция 2		Станция 3		Издержки РКс по станциям и системе			
		P , МВт	b , руб/МВт	P	b	P	b	Ст. 1	Ст. 2	Ст. 3	Система
1											
2											
....											
Всего			-	-

Примечание. В такой же форме выполняются расчеты по распределению нагрузки без учета потерь в сетях.

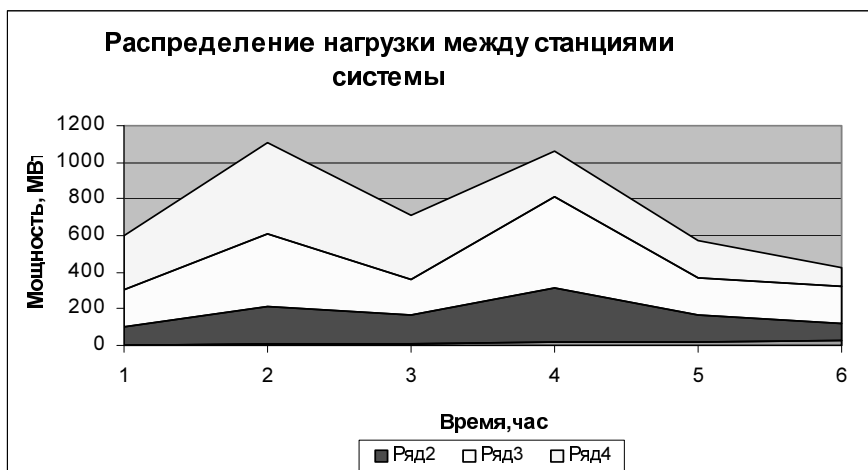


Рис. 18. Иллюстрация распределения суточного графика нагрузки между станциями системы

Условием оптимального распределения нагрузки будет равенство относительных приростов станций [1] $\frac{b}{1-\sigma} = \text{idem}$ при соблюдении баланса мощностей $P_{н, \text{ЭЭС}} + P_{\text{пот, ЭЭС}} = P_{1, \text{ТЭС}} + P_{2, \text{ТЭС}} + P_{3, \text{ТЭС}}$.

Здесь b – относительный прирост стоимости топлива руб/МВт·ч; P – активная мощность станций; $P_{\text{пот}}$ – потери мощности в сетях; σ – относительный прирост потерь мощности; $P_{н}$ – нагрузка.

Для расчета относительных приростов потерь необходимо рассчитать потери активной мощности каждой станции по радиальной ЛЭП, соединяющей станцию с узлом нагрузки:

$$P_{\text{пот}} = \frac{P^2 + Q^2}{V^2} r.$$

Можно использовать следующий порядок расчетов. Расчеты выполняются для каждой станции от допустимой минимальной мощности до максимальной с постоянным шагом. Ряд мощностей и приросты потерь имеют вид (табл. 16):

- $P_{\text{min}}, P_{\text{пот. min}}$
- $P_{\text{min}} + \Delta P, P_{\text{пот. 1}}, \Delta P_{\text{пот. 1}} = P_{\text{пот. 1}} - P_{\text{пот. min}}$
- $P_{\text{min}} + 2 \Delta P, P_{\text{пот. 2}}, \Delta P_{\text{пот. 2}} = P_{\text{пот. 2}} - P_{\text{пот. 1}}$
-
- $P_{\text{max}}, P_{\text{пот. max}}$

На основе приростов потерь находятся относительные приросты потерь $\sigma = \frac{\Delta P_{\text{пот}}}{\Delta P}$ и величина поправки на потери в сетях $K = \frac{1}{\sigma}$.

Поправки K вносятся в характеристики относительных приростов станций (см. рис. 17).

По характеристикам относительных приростов станций строится суммарная характеристика системы $b_{\text{ЭЭС}}(P_{\text{ЭЭС}})$ с соблюдением правил по ее построению. Строятся две характеристики – с учетом $kb_{\text{ЭЭС}}(P_{\text{ЭЭС}})$ и без учета потерь мощности в сетях. Они используются для распределения нагрузки системы между станциями.

В завершение расчетов первоначальное распределение нагрузки сравнивается с оптимальным. Они могут совпадать или не совпадать. Необходимо объяснить полученные результаты.

7. УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЭС

Плановый баланс мощности и электроэнергии постоянно корректируется в реальной обстановке. План – это прогноз, и он никогда не выполняется. В работе рассматриваются некоторые случайные ситуации, требующие регулирования баланса мощности и энергии, и принимаются решения, обеспечивающие поддержание баланса мощности и электроэнергии при различных возмущающих воздействиях на систему.

При прогнозировании ГН рассчитывались погрешности (см. табл. 1), которые дают оценки возможных изменений ГН. Часть изменений воспринимает регулирующая станция в КП – ГЭС. Это означает, что ее нагрузка и выработка электроэнергии могут изменяться на величину погрешности (можно использовать средние погрешности $\Delta_{ГЭС}$) $\pm \Delta_{ГЭС} \mathcal{E}_{пл.ГЭС}$.

Могут изменяться ограничения по теплофикационному режиму ТЭЦ, например от изменения температуры наружного воздуха. Регулярно изменяется ГН от поведения потребителей и $\pm \Delta P_{ЭЭС} = \pm \Delta_{ЭЭС} P_{пл. ЭЭС}$, причем в любой час суток. Имеется нагрузочный резерв для покрытия случайных изменений нагрузок. Особенные случаи – это аварии. Тогда используется оперативный резерв системы. В табл. П6 заданы случаи возмущающих воздействий о корректировке плановых энергетических балансов.

ПРИЛОЖЕНИЕ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1. Вариант расчетов.
2. Календарная дата планирования.
3. Статистические данные для расчетов – сайт кафедры СУЭЭ.

Таблица III

Исходные данные для проектирования

Состав исходных данных	Номер варианта												
	1, 20, 21	2, 19, 22	3, 18, 23	4, 17, 24	5, 16, 25	6, 15, 26	7, 14, 27	8, 13, 28	9, 12, 29	10, 11, 30			
Предполагаемая максимальная нагрузка ЭЭС, МВт	3000	2500	2700	2900	3100	3500	2800	2900	1800	2500			
Установленные мощности электро-станций, МВт													
ТЭЦ-1	300			200			300	200					
КЭС-2	500	1500			500	2500	500		1000	500			
ТЭЦ-3	400	300	200	500		300		500		400			
ТЭЦ-4		500	400	500	400		500		300				
КЭС-5			800		600	500		1500	1800	1600			
Варианты случайных воздействий на баланс мощности	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
Цена топлива, руб/т у.г.:													
ТЭЦ-1	700			800			700	800					
КЭС-2	800	1000			700	900	800		300	700			
ТЭЦ-3	900	900	950	1000		850		850		900			
ТЭЦ-4		680	690	690	690		770		760				
КЭС-5			850		710	760		800	720	700			

Таблица П2

Ограничения по использованию ГЭС

№ п/п	Наименование параметра	Величины
1	Установленная мощность, МВт	1000...1500
2	Связанная мощность, МВт	100...300
3	Суточная выработка электроэнергии, млн кВт·ч	7...15
4	Ограничения по минимальной базовой мощности, МВт	200...400

Примечание к табл. П2. Студент самостоятельно выбирает данные в указанных диапазонах изменения величин.

Таблица П3

Данные для уравнений регрессии расходных энергетические характеристики ТЭС

Наименование объекта	Постоянные в уравнении регрессии		
	а	в	с
ТЭЦ 1	50	0,45	0,2
КЭС 2	57	0,39	0,15
ТЭЦ 3	100	0,52	0,3
ТЭЦ 4	110	0,37	0,3
КЭС 5	130	0,62	0,4

Примечания к табл. П3. Уравнение регрессии для характеристики имеет вид $B(P) = a + bP + c \cdot 10^{-2} P^2$, где a, b, c – постоянные множители; P – мощность станции; МВт, B – расход топлива, т у.т.

Таблица П4

Допустимые мощности ТЭС

Наименование станции	Ограничения мощности, % располагаемой			
	по тепловому потреблению	по техническому состоянию	по качеству топлива	по текущим ремонтам
ТЭЦ 1	80	5	3	10
КЭС 2		10	0	5
ТЭЦ 3	85	8	8	7
ТЭЦ 4	75	9	9	5
КЭС 5		0	5	10

Таблица П5

Координаты суточного графика нагрузки, % максимальной нагрузки

Номер варианта расчетов	Время, ч								
	0...6	7	8...10	11, 12	13, 14	15	16, 17	18, 19	20...24
1, 20, 30	75	90	80	90	100	90	80	75	60
2, 19, 29	70	95	80	85	100	80	70	65	60
3, 18, 28	70	100	90	95	100	75	65	60	60
4, 17, 27	65	80	70	85	100	90	80	75	70
5, 16, 26	68	80	65	85	100	80	70	65	60
6, 15, 25	70	90	80	80	90	75	65	60	55
7, 14, 24	75	100	75	90	100	90	80	70	65
8, 13, 23	65	90	75	90	100	80	70	70	65
9, 12, 22	70	90	80	90	100	85	75	70	65
10, 11, 21	70	100	85	95	100	90	85	70	65

Таблица П6

Параметры для расчетной электрической схемы

Параметры	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_{\text{н}}$, МВт										
V_1 , кВ	190	210	220	230	200	220	210	230	200	2100
V_2 , кВ	200	200	210	220	210	200	220	200	220	190
V_3 , кВ	210	190	200	200	190	200	200	210	230	200
R_{1-4} , Ом	2	5	8	4	3	7	2	4	3	4
R_{2-4} , Ом	3	6	9	5	6	5	4	5	2	6
R_{3-4} , Ом	4	7	6	8	4	8	6	6	5	5
P_1										
P_2										
P_3										

Примечание. V – напряжение на шинах станций. Расположение станций в схеме студент задает самостоятельно. Нагрузка соответствует данным принятого ГН.

Случайные воздействия на энергетические балансы ЭЭС

1. Изменение электропотребления и максимальной мощности, Изменения конфигурации графика нагрузки.

2. Изменение располагаемой мощности участия одной из станций в балансах.

3. Изменение схемы электрических сетей и ограничений по пропускной способности ЛЭП. Изменение режима ЛЭП и увеличение потерь электроэнергии.

4. Изменение метеорологических факторов.

5. Изменение объема покупной (проданной) электроэнергии.

6. Появление транзитных потоков мощности.

7. Аварийное снижение мощности на одной из электростанций.

8. Дефицит топлива на одной из станций.

9. Уменьшение (увеличение) выработки электроэнергии ГЭС.

10. Целесообразность изменения объема продаж или покупки электроэнергии и мощности.

Статистические данные для прогнозирования ГН и электропотребления в файле кафедры СУЭЭ.

ВОПРОСЫ К ЗАЩИТЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

1. Для чего составляются прогнозы ГН и электропотребления?

2. Как производится выборка информации для прогнозов из базы данных?

3. Как оценивается достоверность прогнозов?

4. В чем различие допустимого и оптимального планов?

5. Какие свойства и параметры электрических станций необходимы для составления баланса мощностей ЭЭС?

6. Каковы виды резервных мощностей и как резерв распределяется по электрическим станциям?

7. Какие особенности характерны для ГЭС при их работе в ЭЭС?

8. Как связаны балансы мощностей и электроэнергии ЭЭС?

9. Какую роль играют случайные воздействия для энергетических балансов?

10. Можно ли управлять режимами ЭЭС без плановых энергетических балансов?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Филиппова Т.А.* Энергетические режимы электрических станций и энергосистем: учебник / Т.А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2005. – 296 с.
2. *Филиппова Т.А.* Модели и методы прогнозирования электроэнергии и мощности при управлении режимами электроэнергетических систем / Т.А. Филиппова, А.Г. Русина, Ю.В. Дронова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. – 367 с.
3. *Филиппова Т.А.* Гидроэнергетика: учебник / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – 640 с.

**Русина Анастасия Георгиевна
Филиппова Тамара Арсентьевна**

**БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ
И ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ**

Учебно-методическое пособие

Редактор *И.Л. Кескевич*
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Корректор *И.Е. Семенова*
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*
Компьютерная верстка *С.И. Ткачева*

Подписано в печать 20.04.2012. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 100 экз.
Уч.-изд. л. 3,25. Печ. л. 3,5. Изд. № 28. Заказ № . Цена договорная

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630092, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20