

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Экономики и организации энергетики»

А. И. Лимонов
Н. А. Самосюк

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности
1-27 01 01-10 «Экономика и организация
производства (энергетика)»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением высших
учебных заведений Республики Беларусь по образованию
в области экономики и организации производства*

Минск
БНТУ
2020

УДК 620.9:658(075.8)

ББК 31.19я7

Л58

Рецензенты:

А. Д. Луцевич, А. А. Якушев

Лимонов, А. И.

Л58 Организация производства : учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-27 01 01-10 «Экономика и организация производства (энергетика)» / А. И. Лимонов, Н. А. Самосюк. – Минск: БНТУ, 2020. – 65 с.
ISBN 978-985-583-528-9.

В учебно-методическом пособии рассматриваются теоретические и практические разработки плана основного производства энергосистемы. Осуществляется решение двух основных задач – оптимальное распределение выработки энергии и мощности между электростанциями и расчет основных технико-экономических показателей энергосистемы.

УДК 620.9:658(075.8)

ББК 31.19я7

ISBN 978-985-583-528-9

© Лимонов А. И., Самосюк Н. А., 2020

© Белорусский национальный
технический университет, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

1. КРАТКИЙ КУРС ЛЕКЦИЙ.....	5
1.1. Сущность и задачи организации производства.....	5
1.2. Понятие предприятия, его задачи и основные признаки.....	5
1.3. Классификация промышленных предприятий.....	6
1.4. Концентрация производства: сущность, формы.....	7
1.5. Специализация производства: сущность, формы.....	10
1.6. Сущность кооперирования производства.....	11
1.7. Комбинирование производства: сущность, формы.....	12
1.8. Энергетические характеристики агрегатов непрерывного действия.....	13
1.9. Энергетические характеристики котельных агрегатов.....	16
1.10. Энергетические характеристики турбоагрегатов.....	18
1.11. Энергетические характеристики конденсационных ТА.....	19
1.12. ХОП турбинного цеха.....	21
1.13. ХОП блока и станции в целом.....	22
1.14. Учет расхода электроэнергии в электрических сетях на собственные нужды электрической станции и на транспорт.....	23
1.15. Распределение электрической нагрузки между параллельно работающими ТЭС.....	24
1.16. Распределение нагрузки при наличии ограничений по расходу топлива.....	26
1.17. Распределение нагрузки по критерию минимума стоимости топлива.....	26
1.18. Энергетические характеристики теплофикационных ТА.....	27
1.19. Принципы распределения электрической и тепловой нагрузки между агрегатами ТЭЦ.....	29
1.20. Принципы оптимального распределения реактивной мощности в энергосистеме.....	31
1.21. Определение целесообразности пуска и останова агрегатов.....	32
1.22. Распределение нагрузки в энергосистеме с гидроэлектростанцией (ГЭС).....	34
1.23. Расчет технико-экономических показателей тепловой станции.....	36

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ.....	43
2.1. Исходные данные	43
2.2. Построение характеристик относительных приростов электростанций и энергосистем	46
2.3. Распределение электрической энергии между электростанциями энергосистемы	51
2.4. Расчет технико-экономических показателей работы энергосистемы	52
3. ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ	60
4. ПЕРЕЧЕНЬ КОНТРОЛЬНЫХ ВОПРОСОВ	61
ЛИТЕРАТУРА	65

1. КРАТКИЙ КУРС ЛЕКЦИЙ

1.1. Сущность и задачи организации производства

Под организацией производства понимается координация, рациональное сочетание во времени и пространстве всех вещественных и интеллектуальных элементов производства на основе достижений науки, техники и передового опыта для решения задач, поставленных перед предприятием.

Организация производства создает условия, при которых обеспечивается выполнение стратегических целей и текущих плановых задач предприятия. На каждом предприятии имеются свои специфические задачи организации производства: по обеспеченности сырьем, по наилучшему использованию рабочей силы, сырья, оборудования, по улучшению ассортимента, качества продукции и т. д. Многие задачи организации производства определяются технологией. Технология определяет способы и варианты изготовления продукции. Функцией технологии является определение возможных типов машин для производства каждого вида продукции и других параметров технологического процесса, т. е. технология определяет, что нужно сделать с предметом труда и при помощи каких средств производства, чтобы превратить его в продукт нужных свойств. Функцией организации производства является определение конкретных значений параметров технологического процесса на основе анализа возможных вариантов и выбор наиболее эффективного в соответствии с целью и постоянно меняющимися условиями производства.

1.2. Понятие предприятия, его задачи и основные признаки

Предприятие – это основная первичная хозяйственная единица в экономической системе, которая изготавливая, реализуя изделия и услуги, обеспечивает достижение основных целей.

Главная цель предприятия – получение максимальной прибыли в долгосрочной перспективе (не всегда прибыль является главным побудительным мотивом создания и функционирования предприятия. Им может быть стремление к общественному признанию, обладанию прочными позициями на рынке, сохранению начатого дела).

Для осуществления главной цели предприятие решает ряд задач. Главной задачей является полное и своевременное удовлетворение потребностей потребителя.

Предприятие рассматривается в качестве производственной системы. Под производственной системой понимают систему, включающую работников, предметы труда и другие элементы, необходимые для функционирования системы, в процессе чего создаются продукция или услуги.

К характерным признакам функционирования предприятия относятся: целостность, полиструктурность, сложность, открытость.

Предприятие представляет собой динамическую систему, обладающую способностью претерпевать изменения, переходя из одного качественного состояния в другое, оставаясь в то же время системой благодаря следующими свойствам:

- результативность – способность получать эффект, создавать нужную потребителю продукцию;

- надежность – устойчивое функционирование, обеспечиваемое внутренними резервами, системой управления;

- гибкость – возможность производственной системы приспосабливаться к изменяющимся условиям внешней среды;

- долговременность – способность производственной системы в течении длительного времени сохранять результативность;

- управляемость – допустимость временного изменения процессов функционирования в желательном направлении под влиянием управляющих воздействий.

1.3. Классификация промышленных предприятий

Промышленные предприятия классифицируются по следующим признакам:

1. По формам собственности: частные; государственные.

2. По организационным формам: хозяйственные товарищества; ООО, ОДО, ОАО; производственные кооперативы; унитарные предприятия.

3. По участию иностранного капитала: совместные; зарубежные; иностранные.

4. По размеру: крупные; средние; малые.

5. По характеру воздействия на предмет труда: добывающие; обрабатывающие.

6. По экономическому назначению: производящие средства труда; производящие предметы потребления.

7. По характеру технологических процессов: с прерывным процессом производства; с непрерывным процессом производства.

8. По степени специализации: специализированные; универсальные; диверсифицированные.

9. По типу производства: с массовым типом производства; с серийным процессом производства; с единичным процессом производства; со смешанным типом производства.

10. По степени механизации и автоматизации: комплексно-автоматизированные; частично автоматизированные; комплексно-механизированные; частично механизированные; с машинно-ручным производством; с ручным производством.

11. По сложности продукции: производящие сложную продукцию; продукцию средней сложности; простую продукцию.

12. По времени работы в течении года: круглогодичные; сезонные.

1.4. Концентрация производства: сущность, формы

Концентрация производства – это процесс, направленный на увеличение выпуска продукции или оказания услуг в организации. Концентрация выражается в сосредоточении производства в крупных организациях как в рамках каждой отрасли, так и в более широких границах, включающих производственные процессы разных отраслей.

Сущность концентрации производства проявляется в укрупнении размеров организаций (абсолютная концентрация) и в распределении общего объема производства отраслей промышленности между предприятиями разного размера (относительная концентрация).

Обязательные условия концентрации материального производства:

– наличие перспективного и стабильного сбыта продукции, платежеспособности потребительского рынка;

– экономическая эффективность, которая может быть достигнута крупным предприятием за счет рационального использования мощностей, сырья, капитала и других факторов производства.

Концентрация производства имеет следующие особенности:

- выражается в создании и развитии крупных производств и организаций, в сосредоточении выпуска большей части продукции каждой отрасли на отдельных специализированных предприятиях;

- создает возможности для более эффективного использования высокопроизводительной техники и неуклонного роста производительности общественного труда;

- стремится к достижению минимальных затрат на выпуск продукции независимо от того, в каких формах развивается этот процесс, то есть в организации должны стремиться к выпуску оптимального объема продукции.

Различают три формы концентрации промышленного производства:

1. Концентрация специализированного производства – наиболее эффективная форма, обеспечивающая сосредоточение однородного производства на все более крупных предприятиях, что позволяет применять:

- высокопроизводительные специализированные машины, автоматические и автоматизированные поточные линии;

- современные методы организации производства, труда и управления.

2. Концентрация комбинированного производства обеспечивает выполнение взаимосвязанных технологических процессов, например, комплексную переработку сырья, использование побочных продуктов и отходов.

3. Концентрация на основе диверсификации производства – форма, при которой осуществляется концентрация производств, не связанных между собой ни однородностью, ни последовательностью технологических процессов, ни комплексной переработкой сырья.

В зависимости от того, на каком уровне и как происходит укрупнение производства, различают:

1. Агрегатную концентрацию – это увеличение единичной мощности оборудования, то есть рост максимальной для данного уровня развития техники производительности машин и агрегатов и увеличение доли оборудования большой мощности в общем их числе или объеме вырабатываемой продукции.

2. Технологическую концентрацию – укрупнение цехов, переделов в составе предприятий, достигаемое как за счет качественного

совершенствования техники (то есть агрегатной концентрации), так и путем увеличения количества однотипного оборудования.

3. Производственно-хозяйственную концентрацию – увеличение размеров предприятий (наиболее сложная). Укрупнение предприятий может осуществляться за счет технологической концентрации, увеличения количества производств в составе организаций или за счет простого объединения нескольких предприятий в одно без изменений в технике и организации производства.

4. Организационно-хозяйственную концентрацию производства – создание производственных объединений и административное объединение мелких предприятий, централизация управления, которая должна создавать предпосылки для концентрации производства в объединяемых организациях на базе их реконструкции и технического перевооружения.

Увеличение масштабов производства в процессе концентрации и централизации осуществляется по следующим направлениям:

- горизонтальная концентрация – слияние двух или более компаний, занятых в одной сфере производства;

- вертикальная интеграция – комбинация разноотраслевых компаний, производство в которых связано единой технологической цепью;

- комбинация разноотраслевых компаний, технологически связанных между собой.

Высокий уровень концентрации не всегда отражает высокую экономическую эффективность производства. Между показателями концентрации производства и его экономическими показателями нет прямой связи. Если предприятия характеризуются только большими размерами, а их структура и масштабы выпуска продукции не являются оптимальными для данной отрасли, то уровень концентрации не может служить показателем эффективности производства.

Позитивные аспекты концентрации производства:

- является необходимой предпосылкой развития НТП;
- обеспечивает рост производительности труда;
- обеспечивает высокое качество и конкурентоспособность продукции;

- содействует эффективному использованию высокопроизводительного оборудования;

– обеспечивает возможность внедрения прогрессивной технологии и наиболее экономное использование сырья;

– приводит к эффекту масштаба (непропорционально меньший рост расходов при увеличении объемов производства).

Негативные аспекты концентрации: необходимость больших инвестиций на сооружение крупных предприятий и продолжительный срок их строительства; усложнение процесса управления с возрастанием масштабов предприятия; повышение техногенной нагрузки на природную среду; нарушение принципа равномерного размещения промышленного производства и комплексного развития отдельных регионов страны; возможность монополизации производства.

1.5. Специализация производства: сущность, формы

Специализация – это процесс сосредоточения выпуска определенных видов продукции в отдельных отраслях промышленности, в отдельных организациях и их подразделениях, то есть это процесс производства однородной продукции или выполнения отдельных технологических операций.

Специализация происходит в результате обособления производств однородных готовых изделий; производства отдельных составных частей продукции; производства отдельных операций технологического процесса по их изготовлению.

В связи с этим различают три формы специализации:

1. Предметную – предприятия специализируются на производстве определенного вида продукции.

2. Подетальную – сосредоточение производства определенных сборочных единиц или отдельных деталей готовых изделий на отдельных предприятиях.

3. Технологическую – ограничение производства определенными стадиями технологического процесса (литейные корпуса крупных машиностроительных предприятий республики, прядильная фабрика).

Преимущества специализации как способа организации производства:

а) является основой для механизации и автоматизации производства;

б) способствует производству продукции более высокого качества;

в) обеспечивает больше возможностей для применения более производительной техники и технологии и наиболее эффективного их использования;

г) позволяет снизить издержки на производство продукции за счет более высокого уровня механизации и автоматизации труда, использования более квалифицированной рабочей силы и концентрации производства;

д) обуславливает необходимость объективного развития стандартизации и унификации производства;

е) позволяет увеличивать объемы производства и экономить на издержках за счет этого фактора.

ж) способствует рациональному размещению производства, приближению предприятий к источникам ресурсов и рынка сбыта.

з) позволяет даже на мелких предприятиях механизировать и автоматизировать производство и обеспечить высокую эффективность.

Недостатки специализированных предприятий:

а) монотонность в работе, вызывает необходимость в проведении мероприятий по снижению отрицательного воздействия этого явления на работника;

б) большая зависимость от поставщиков и покупателей;

в) подверженность малым конъюнктурным колебаниям;

г) как правило, отсутствие выхода на конечного потребителя.

1.6. Сущность кооперирования производства

Кооперирование производства заключается в производственных связях по выпуску продукции промышленности между организациями.

Кооперирование тесно связано со специализацией, поэтому в соответствии с формами специализации выделяют три формы кооперирования: предметное, или агрегатное; поддетальное; технологическое, или стадийное.

Классификация кооперирования:

1. По отраслевому признаку: внутриотраслевое; межотраслевое.

2. По территориальному признаку: внутрирайонное; межрайонное.

Уровень кооперирования определяется следующими основными показателями: удельным весом в себестоимости выпускаемой организацией продукции, комплектующих изделий и полуфабрикатов,

получаемых по кооперированию; удельным весом полуфабрикатов, изготавливаемых организацией на сторону, в общем их выпуске и выпуске всей продукции; количеством организаций, кооперирующихся с данной организацией; оптимальным радиусом кооперирования.

Эффект от кооперации выражается:

1) в снижении удельных приведенных затрат на приобретение изделий по кооперации по сравнению с изготовлением этих изделий на данном предприятии;

2) в увеличении объемов производства продукции на предприятии в случае размещения части номенклатуры полуфабрикатов на других предприятиях вследствие наличия узких мест в производственной мощности;

3) в развитии научно-технологического прогресса и интенсификации производства в результате кооперации со специализированными инновационными организациями.

1.7. Комбинирование производства: сущность, формы

Комбинирование – это процесс соединения труда определенных органически связанных между собой специализированных производств в единый хозяйственный комплекс.

В промышленности характерными признаками комбинирования являются:

– наличие тесных производственно-технических и экономических связей между производствами, включенными в состав комбината;

– пропорциональность по производительности и пропускной способности объединенных в рамках организации различных технологически связанных производств;

– непрерывность перехода от одного технологического процесса к другому;

– пространственное единство, то есть расположение, как правило, на одной территории всех частей комбината, связанных между собой общими коммуникациями;

– единство инфраструктуры и энергетической системы;

– общие вспомогательные производства и службы, обслуживающие основные производства;

– единое управление.

В зависимости от характера связей между производствами комбинирование делят на вертикальное, горизонтальное, смешанное.

Различают формы комбинирования, основанные:

– на последовательном выполнении технологических стадий обработки сырья (например, металлургический комбинат, на котором осуществляются такие технологические стадии обработки, как «железная руда – чугуны – сталь – прокат»);

– использовании отходов производства (сочетание цветной металлургии с химической промышленностью путем использования отходов, возникающих при переработке руды для производства серы);

– на комплексном использовании сырья, материалов, энергии и отходов. Примером такой формы комбинирования могут быть железорудные горно-обогатительные комбинаты, на которых кроме добычи и обогащения кварцитов породы выпускают самую различную продукцию: щебень, цемент, кирпич, мел и другие строительные материалы.

Комбинирование производства позволяет расширить сырьевую базу промышленности; снизить материалоемкость продукции за счет комплексного использования сырья, отходов производства и осуществления непрерывности технологического процесса; снизить транспортные расходы; более эффективно использовать основные производственные фонды и производственные мощности предприятия; сократить длительность производственного цикла; сократить инвестиции на развитие добывающих отраслей промышленности; уменьшить производственные отходы и тем самым оказывать благотворное влияние на природную среду; развивать концентрацию производства, получать выгоды от эффекта масштабности и др.

1.8. Энергетические характеристики агрегатов непрерывного действия

Энергетическая оценка экономичности работы агрегатов производится по показателям балансов энергии и мощности. По показателям баланса мощности оценивается экономичность работы в режиме постоянных нагрузок, по показателям энергии – в режиме переменных нагрузок. Показатели энергетической экономичности делятся на **абсолютные** и **относительные**, которые являются производными от абсолютных нагрузок. К абсолютным показателям

энергетической экономичности работы агрегата в режиме переменных нагрузок можно отнести следующие зависимости:

$W = f(\Pi)$ – подведенной энергии от объема выпуска продукции;

$W_{\text{пот}} = f(\Pi)$ – потерянной энергии от объема выпуска продукции;

$W_{\text{пол}} = f(\Pi)$ – полезно используемой энергии от объема выпуска продукции.

Аналогичными показателями в режиме постоянных нагрузок являются: $N = f(A)$, $N_{\text{пот}} = f(A)$, $N_{\text{пол}} = f(A)$ – соответственно, подведенной, потерянной и полезно используемой мощности от производительности агрегата. Для всех агрегатов непрерывного действия характеристика $N = f(A)$, как и $W = f(\Pi)$ может иметь одну из трех характерных форм (рис. 1):

1. Вогнутая – обращенная выпуклостью вниз.
2. Выпуклая – обращенная выпуклостью вверх.
3. Прямолинейная – частный случай выпуклой характеристики.

Использование абсолютных показателей связано с определенными неудобствами из-за несопоставимости показателей разнотипного оборудования и трудности оценки экономичности работы однотипного оборудования при различных нагрузках. Относительные характеристики агрегатов непрерывного действия делятся на **удельные** и **дифференциальные**. К основным удельным показателям (например, в режиме постоянных нагрузок) можно отнести зависимости удельного расхода ($d = N/A$), удельных потерь ($u = N_{\text{пот}}/N$) энергоносителя и КПД – коэффициента полезного действия ($\eta = N_{\text{пол}}/N$) от производительности агрегата. Полезно используемая мощность связана производительностью агрегата следующей зависимостью:

$$N_{\text{пол}} = \mu A,$$

где μ – удельное потребление полезной мощности на единицу производительности агрегата.

Аналогичная зависимость существует и между потреблением энергоносителя и объемом выпуска продукции в режиме переменных нагрузок. В результате взаимосвязь между удельными показателями энергетической экономичности агрегатов определяется следующими соотношениями:

$$\eta = 1 - u = \mu/d;$$

$$u = 1 - \xi = 1 - \mu/d;$$

$$d = \mu/(1 - u) = \mu/\eta.$$

Для энергетических агрегатов непрерывного действия с вогнутыми абсолютными характеристиками зависимости удельных показателей от производительности агрегата показаны на рис. 2. Особенностью данных зависимостей является то, что при $A = 0 - d = \infty$, $u = 1$, $\eta = 0$. А также при $d = \min - \eta = \max$, $u = \max$.

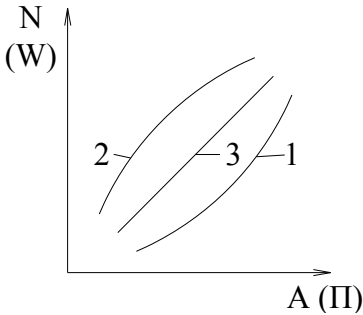


Рис. 1

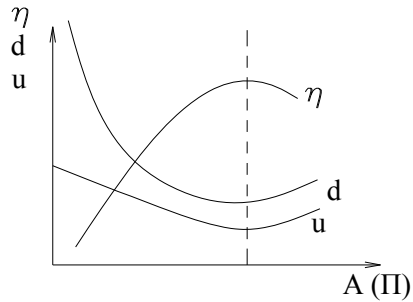


Рис. 2

Для агрегатов с выпуклыми и прямолинейными характеристиками зависимости удельных показателей от производительности агрегата показаны на рис. 3. Особенностью данных зависимостей является то, что при максимальной производительности агрегата КПД достигает максимума, а удельный расход и удельные потери энергоносителя – минимума.

Дифференциальная характеристика в режиме постоянных нагрузок – это tg угла наклона секущей, подведенной к данной точке зависимости $N = f(A)$ из начала координат. Для генерирующих энергетических агрегатов непрерывного действия такая зависимость от производительности агрегата получила название характеристики относительных приростов (**ХОП**), которая по существу является первой производной абсолютной характеристики $N = f(A)$. ХОП энергетических агрегатов непрерывного действия, соответственно, с вогнутыми, выпуклыми и прямолинейными абсолютными характеристиками приведены на рис. 4.

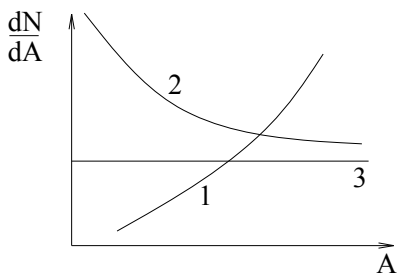


Рис. 3

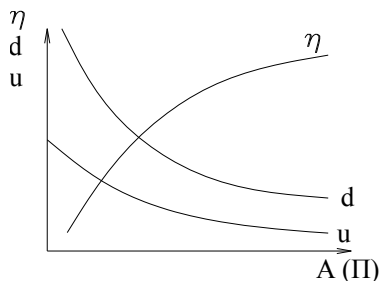


Рис. 4

У агрегатов с вогнутыми абсолютными характеристиками ХОП с ростом производительности возрастает, с выпуклыми – снижается, а с прямолинейными – остается постоянной.

1.9. Энергетические характеристики котельных агрегатов

Нагрузка (мощность) котельных агрегатов (КА) в эксплуатации характеризуется расходом (отпуском) перегретого пара – D , измеряемого в тоннах в час. Различают минимальную (D_{\min}) и максимальную (D_{\max}) нагрузки КА. Диапазон нагрузок ($D_{\max} - D_{\min}$) – это интервал, в котором КА может длительно и устойчиво работать без вредных последствий (отложение шлаков, нарушение устойчивого горения факела, циркуляции воды и т. д.). При технико-экономических расчетах нагрузки КА измеряются в единицах расхода тепла – Q ГДж/час (Гкал/час).

Абсолютная или расходная характеристика КА $B = f(Q)$ – часовой расход топлива на входе в КА от часового отпуска тепла (производительность) на выходе. Расходная характеристика КА – это вогнутая характеристика. В результате КПД котла максимален, а удельный расход топлива и удельные потери – минимальны при нагрузках, равных 80–85 % от номинальной мощности КА. ХОП КА $r = f(Q)$ – по форме аналогично зависимости 1 на рис. 4. При параллельной работе КА нагрузка между ними распределяется по критерию равенства их относительных приростов.

Метод неопределенных множителей Лагранжа. Пусть имеется целевая функция $F(x_1, x_2, \dots, x_n)$, для которой необходимо найти экстремум. Переменные (x_1, x_2, \dots, x_n) связаны между собой уравнениями

связи (ограничения, у которых все переменные перенесены в левую часть, приравненные к нулю):

$$W_1(x_1, x_2 \dots x_n) = 0$$

$$W_2(x_1, x_2 \dots x_n) = 0$$

...

$$W_n(x_1, x_2 \dots x_n) = 0.$$

При использовании метода неопределенных множителей Лагранжа вместо экстремума целевой функции $F(x_1, x_2 \dots x_n)$ находятся условия экстремума специально составленной функции (функции Лагранжа), которая включает в себя как целевую функцию, так и уравнения связи. Функция Лагранжа имеет вид

$$\Phi = F + \sum_{i=1}^k \lambda_i W_i,$$

где λ_i – неопределенный множитель Лагранжа, количество которых равно количеству уравнений связи.

Дифференцируя функцию Лагранжа по независимым переменным и множителям Лагранжа, приравнявая полученные выражения к нулю, находятся значения переменных, при которых целевая функция достигает экстремума.

Пусть имеется два параллельно работающих КА. Задана суммарная тепловая нагрузка потребителей:

$$Q_{\Sigma} = Q_1 + Q_2,$$

где Q_1, Q_2 – соответственно, нагрузки первого и второго КА.

Необходимо распределить эту нагрузку между КА так, чтобы суммарный расход топлива был минимален:

$$B_{\Sigma} = B_1 + B_2.$$

Функция Лагранжа:

$$\Phi = B_1 + B_2 + \lambda [Q_{\Sigma} - (Q_1 + Q_2)].$$

Частные производные по нагрузкам КА:

$$\frac{d\Phi}{dQ_1} = \frac{dB_1}{dQ_1} + \lambda(-1) = 0; \quad \frac{dB_1}{dQ_1} = \lambda;$$

$$\frac{d\Phi}{dQ_2} = \frac{dB_2}{dQ_2} + \lambda(-1) = 0; \quad \frac{dB_2}{dQ_2} = \lambda.$$

То есть, при заданной суммарной нагрузке минимальный расход топлива достигается при загрузке КА соответствующим одинаковым относительным приростам расхода топлива:

$$r_1 = r_2.$$

1.10. Энергетические характеристики турбоагрегатов

Основным параметром, отражающим экономичность работы турбоагрегата (ТА), является расходная характеристика – зависимость часового расхода тепла на входе в ТА от электрической нагрузки на выходе. В простейшем случае (для конденсационных ТА) расход тепла зависит только от электрической мощности, и расходная характеристика имеет вид $Q_{\text{ч}} = f(P)$. При этом параметры свежего пара в конденсаторе, расход и температура охлаждающей воды и т. д. принимаются постоянными и при их отклонении учитываются путем введения поправочных коэффициентов. Для ТА с отборами пара независимыми переменными помимо мощности являются величины тепловой нагрузки в отборах: $Q_{\text{ч}} = f(P, Q^1, Q^2)$.

Расходные характеристики ТА представляют собой выпуклые кривые. Выпуклость обусловлена потерями пара при дросселировании пара в регулирующих клапанах турбины и она тем больше, чем выше отклонения давления пара на выходе из ТА к начальному давлению. В простейшем случае дроссельного регулирования (весь пар проходит через один дроссельный канал, полностью открытый при полной нагрузке и прикрывающийся при ее снижении) расходная характеристика и ХОП имеют форму, аналогичную зависимости 2 на рис. 4.

Для уменьшения потерь в современных ТА применяется сопловое регулирование, при котором пар подводится не через один общий, а через несколько каналов, каждый из которых обслуживает

группу сопел, расположенных по окружности первой ступени турбины. При этом расходные характеристики ТА принимают вид кусочно-выпуклых кривых (рис. 5). На рис. 5 представлены также и соответствующие ХОП. В точке включения очередного клапана происходит скачкообразное увеличение относительного прироста расхода пара из-за увеличения потерь во вновь включаемом клапане.

Для увеличения пропускания пара через проточную часть в ТА большой мощности применяется обводное регулирование, осуществляемое обводным клапаном, пропускающим пар при больших нагрузках генератора в одну из промежуточных ступеней турбины (в обвод ее первых ступеней). В точке включения обводного клапана происходит скачкообразное увеличение относительного прироста расхода пара (рис. 6).

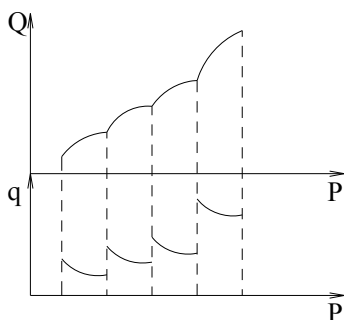


Рис. 5

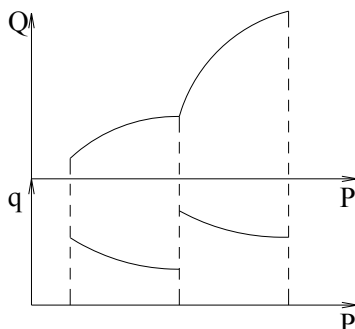


Рис. 6

1.11. Энергетические характеристики конденсационных ТА

Так как выпуклость расходных характеристик ТА невелика, то для решения экономических задач, особенно связанных с планированием на перспективу, ей можно пренебречь и соответствующие расходные характеристики и ХОП заменить участками прямых линий. В ТА с сопловым регулированием наибольший прирост потерь пара происходит при открытии последнего клапана. Поэтому для таких ТА, как и для турбин с обводным регулированием, расходные характеристики и ХОП можно представить в виде, показанном на рис. 7. В результате расходная характеристика ТА будет иметь три параметра:

Q_{xx} – расход тепла при работе ТА на холостом ходу;

q^1 – относительный прирост расхода тепла в ТА при увеличении нагрузки до момента открытия обводного клапана или последнего клапана в турбине с сопловым регулированием, то есть в зоне экономической нагрузки;

q^{11} – относительный прирост расхода тепла после открытия обводного клапана или последнего клапана в ТА с сопловым регулированием, после чего нагрузка генератора превышает величину $P_{\text{эк}}$ – экономическую нагрузку.

В зоне экономической нагрузки ($P < P_{\text{эк}}$) расходная характеристика ТА имеет вид

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{xx}} + q^1 P,$$

где P – нагрузка ТА.

В точке экономической нагрузки ($P = P_{\text{эк}}$), то есть в момент открытия обводного или последнего клапана при сопловым регулировании, расходная характеристика ТА имеет вид

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{xx}} + q^1 P_{\text{эк}}.$$

И только в зоне нагрузок $P > P_{\text{эк}}$ в расходной характеристике появляется третье слагаемое, характеризующее перегрузочный расход при форсировании работы ТА:

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{xx}} + q^1 P_{\text{эк}} + q^{11} (P - P_{\text{эк}}).$$

Расходную характеристику ТА можно представить в виде

$$\begin{aligned} Q_{\text{час}} &= Q_{\text{xx}} + q^1 P_{\text{эк}} + q^{11} (P - P_{\text{эк}}) = Q_{\text{xx}} + (q^1 P - q^1 P_{\text{эк}}) + q^1 P_{\text{эк}} + \\ &+ q^{11} (P - P_{\text{эк}}) = Q_{\text{xx}} + q^1 P + (q^{11} - q^1) (P - P_{\text{эк}}). \end{aligned}$$

В результате удельный расход тепла ТА можно представить в виде

$$q_{\text{уд}} = Q_{\text{час}} / P = q_{\text{xx}} + q^1 + (q^{11} - q^1) (1 - P_{\text{эк}} / P).$$

Таким образом, характеристика удельного расхода тепла ТА (рис. 8) будет складываться из трех составляющих:

1 – гиперболическая кривая составляющей нагрузки холостого хода (q_{xx}), величина которой уменьшается с ростом нагрузки;

2 – горизонтальная прямая относительного прироста расхода тепла (q^1) в зоне экономической нагрузки работы ТА;

3 – гиперболическая кривая составляющей перегрузочного расхода тепла – ($q^{11} - q^1$) ($1 - P_{эк} / P$), величина которого возрастает с ростом нагрузки.

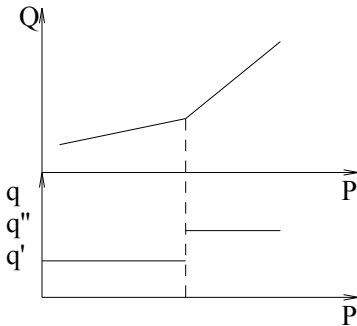


Рис. 7

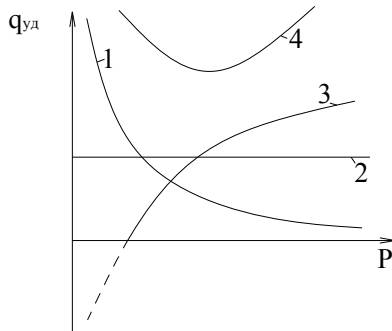


Рис. 8

Суммируя перечисленные кривые, получим зависимость (4) удельного расхода тепла от нагрузки ТА (рис. 8). Как видно из рис. 8, на котором показаны зависимости 1–4, минимальный удельный расход тепла достигается в точке экономической нагрузки. В этой же точке достигается минимум удельных потерь тела и максимум КПД. То есть удельные характеристики современных ТА по форме аналогичны удельным характеристикам агрегатов с вогнутыми расходными характеристиками.

1.12. ХОП турбинного цеха

Построение ХОП турбинного цеха рассмотрим на примере двух параллельно работающих ТА со следующими энергетическими характеристиками:

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{xx1}} + q^1_1 P_{\text{эк1}} + q^{11}_1 (P_1 - P_{\text{эк1}});$$

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{xx2}} + q^1_2 P_{\text{эк2}} + q^{11}_2 (P_2 - P_{\text{эк2}}).$$

Пусть $q^1_1 < q^1_2 < q^{11}_2 < q^{11}_1$. На рис. 9 такое соотношение относительных приростов расхода пара будет соответствовать следующим величинам углов наклона расходных характеристик: $\alpha_1 < \alpha_2 < \beta_1 < \beta_2$.

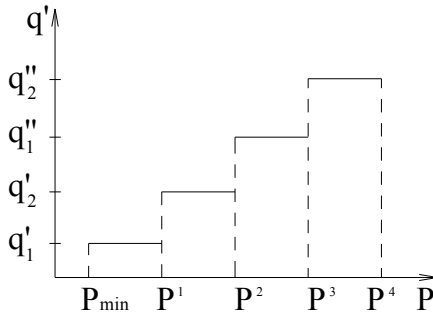


Рис. 9

ХОП турбинного цеха, приведенная на рис.9, строится следующим образом. Первоначально на минимальную нагрузку загружаются оба ТА: $P_{\min} = P_{\min 1} + P_{\min 2}$. Далее:

до нагрузки $P^1 = P_{\min} + P_{\text{эк}1}$ с относительным приростом q^1_1 загружается первый ТА;

до нагрузки $P^2 = P^1 + P_{\text{эк}2}$ с относительным приростом q^1_2 загружается второй ТА;

до нагрузки $P^3 = P^2 + (P_{\max 1} - P_{\text{эк}1})$ с относительным приростом q^{11}_1 загружается первый ТА;

до нагрузки $P^4 = P^3 + (P_{\max 2} - P_{\text{эк}2})$ с относительным приростом q^{11}_2 загружается второй ТА.

1.13. ХОП блока и станции в целом

При блочной схеме компоновки станции относительный прирост расхода топлива равен

$$\varepsilon = \frac{dB}{dP} = \left(\frac{dB}{dQ} \frac{dQ}{dP} \right) = q^1 r; \quad (\text{т. у. т. / мВт}),$$

где ε – относительный прирост расхода условного топлива блоком;

q^1 – относительный прирост расхода тепла ТА;

r – относительный прирост расхода условного топлива КА.

ХОП блока (рис. 10) строится применительно к определенным условиям эксплуатации (вид топлива, параметры пара и т. д.).

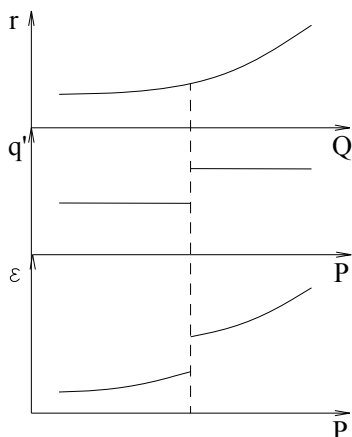


Рис. 10

Расчет ХОП ведется по характерным точкам – минимальная, экономическая максимальная нагрузки КА и ТА. Минимальную нагрузку блока определяет КА. Максимальная нагрузка блока определяется по наименьшему значению из максимальной тепловой мощности КА (с учетом потерь тепла в паропроводах) и максимальной тепловой нагрузки ТА. Потери в паропроводах учитываются с помощью коэффициента потерь (3–5 %).

ХОП блочной станции строится путем удлинения по оси абсцисс ХОП блока в n раз (n – количество блоков на станции). Для получения ХОП не блочной станции отдельно строятся ХОП котельного цеха, турбинного цеха и только после этого – ХОП станции.

1.14. Учет расхода электроэнергии в электрических сетях на собственные нужды электрической станции и на транспорт

Учет расхода на собственные нужды (СН) тепловой электрической станции (ТЭС) позволяет перейти от ХОП расхода условного топлива брутто к ХОП расхода топлива нетто. Мощность ТЭС брутто можно представить как

$$P_{\text{бр}} = P_{\text{н}} + P_{\text{сн}},$$

где $P_{\text{н}}$, $P_{\text{сн}}$ – соответственно мощность ТЭС нетто и расход мощности станции на СН.

Относительный прирост расхода условного нетто топлива на ТЭС равен:

$$\varepsilon_{\text{н}} = \frac{dB}{dP_{\text{н}}} = \left(\frac{dB}{dP_{\text{бп}}} \frac{dP_{\text{бп}}}{dP_{\text{н}}} \right) = \left(\frac{dB}{dP_{\text{бп}}} / \frac{dP_{\text{н}}}{dP_{\text{бп}}} \right) \quad (\text{т. у. т. / мВт});$$

$$\left(\frac{dP_{\text{н}}}{dP_{\text{бп}}} \right) = \frac{d(P_{\text{бп}} - P_{\text{сн}})}{dP_{\text{бп}}} = 1 - \frac{dP_{\text{сн}}}{dP_{\text{бп}}} = 1 - \rho,$$

где ρ – относительный расход условного топлива на собственные нужды станции.

В результате

$$\varepsilon_{\text{бп}} = \frac{\varepsilon_{\text{н}}}{1 - \rho}.$$

Учет расхода электроэнергии на транспорт в электрических сетях также может основываться на методе относительных приростов. И осуществляться с помощью вспомогательной величины – относительного прироста потерь мощности в электрических сетях при изменении электростанции – δ . Эта величина относится к определенной электростанции и характеризует изменение величины расхода мощности в электрических сетях при изменении величины нагрузки нетто станции:

$$\delta_i = \frac{dP_{\text{пот}i}}{dP_{\text{н}i}}.$$

1.15. Распределение электрической нагрузки между параллельно работающими ТЭС

Допущение: все конденсационные электрические станции (КЭС) работают на одном топливе.

Задача: необходимо определить нагрузки брутто КЭС при минимизации суммарного расхода топлива в энергосистеме:

$$\min B_{\Sigma} = B_1 + B_2 + \dots + B_n.$$

При условии выполнения баланса мощности в энергосистеме:

$$P_{\text{эс}} = \sum P_{\text{снi}} + \sum P_{\text{потi}} + \sum P_{\text{бpi}},$$

где $P_{\text{эс}}$ – суммарная нагрузка потребителей энергосистемы;

$P_{\text{бpi}}, P_{\text{снi}}, P_{\text{потi}}$ – соответственно, нагрузка брутто i -й КЭС, прирост расхода мощности на СН при изменении нагрузки на i -й КЭС и расход мощности на транспорт электроэнергии в электрических сетях при изменении нагрузки на i -й КЭС.

Составляем функцию Лагранжа:

$$\Phi = B_{\Sigma} + \lambda (\sum P_{\text{снi}} + \sum P_{\text{потi}} + \sum P_{\text{бpi}} - P_{\text{эс}}).$$

Частные производные по мощности КЭС брутто равны:

$$\begin{aligned} \frac{d\Phi}{dP_{\text{бpi}}} &= \frac{dB_i}{dP_{\text{бpi}}} + \lambda \left(\frac{dP_{\text{снi}}}{dP_{\text{бpi}}} + \frac{dP_{\text{потi}}}{dP_{\text{бpi}}} - 1 \right) = \varepsilon_{\text{бpi}} + \lambda \left(\rho_i + \frac{dP_{\text{потi}}}{dP_{\text{ни}}} \frac{dP_{\text{ни}}}{dP_{\text{бpi}}} - 1 \right) = \\ &= \varepsilon_{\text{бpi}} + \lambda (\rho_i + \delta_i (1 - \rho_i) - 1) = \varepsilon_{\text{бpi}} + \lambda (1 - \rho_i) (1 - \delta_i) = 0. \end{aligned}$$

Неопределенный множитель Лагранжа, который в данном случае выступает в качестве относительного прироста расхода условного топлива нетто при изменении нагрузки на i -й ТЭС, равен

$$\lambda = \frac{\varepsilon_{\text{бpi}}}{(1 - \rho_i)(1 - \delta_i)} = \varepsilon_{\text{ни}}.$$

Аналогичные преобразования можно выполнить для каждой частной производной. В итоге условие экономичного распределения нагрузки между КЭС запишется как

$$\varepsilon_{\text{н1}} = \varepsilon_{\text{н2}} = \dots = \varepsilon_{\text{нn}} = \varepsilon_{\text{эн}}.$$

То есть при заданной суммарной нагрузке энергосистемы КЭС должны работать с мощностями, соответствующими относительным приростам расхода условного топлива нетто, равными некоторой величине, называемой относительным приростом энергосистемы.

1.16. Распределение нагрузки при наличии ограничений по расходу топлива

Если в энергосистеме имеется станция (станции), у которой существует ограничение по расходу топлива, то распределение электрической нагрузки осуществляется по критерию

$$\varepsilon_{n1} = \varepsilon_{n2} = \dots = \alpha \varepsilon_{nk} = \dots = \varepsilon_{nn} = \varepsilon_{эн},$$

где ε_{nk} – относительный прирост расхода условного топлива на ТЭС, имеющей ограничения по расходу топлива;

α – коэффициент, учитывающий ограничения по расходу топлива на k -й ТЭС.

Если $\alpha = 1$, то ограничений по расходу топлива нет.

Если $\alpha > 1$, то относительный прирост расхода топлива k -й ТЭС увеличится и при распределении нагрузки в энергосистеме данная станция будет меньше загружаться. И в результате расход топлива на k -й ТЭС уменьшится.

Если $\alpha < 1$, то k -я ТЭС будет загружаться чаще и расход топлива увеличится.

Величина α при планировании загрузки станций энергосистемы определяется методом подбора.

1.17. Распределение нагрузки по критерию минимума стоимости топлива

Если на станциях энергосистемы сжигается топливо различной стоимости, то критерием экономичного распределения нагрузки является условие:

$$\varepsilon_{n1} \Pi_1 = \varepsilon_{n2} \Pi_2 = \dots = \varepsilon_{nk} \Pi_k = \dots = \varepsilon_{nn} \Pi_n = \mu,$$

где $\Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_n$ – соответственно, цена тонны условного топлива на 1, 2, ..., n станции энергосистемы;

μ – относительный прирост стоимости топлива по энергосистеме, руб/МВт·ч.

Относительные приросты расхода топлива станций можно привести к одной стоимости топлива и тогда критерий запишется:

$$\varepsilon_{n1} \pi_1 / \pi_0 = \varepsilon_{n2} \pi_2 / \pi_0 = \dots = \varepsilon_{nk} \pi_k / \pi_0 = \dots = \varepsilon_{nn} \pi_n / \pi_0 = \mu, \text{ (т. у. т./МВт)},$$

где π_0 – стоимость 1 т у. т., принимаемая за базисную.

В качестве базисной можно использовать величину средней стоимости топлива по энергосистеме.

1.18. Энергетические характеристики теплофикационных ТА

Теплофикационные ТА бывают «с противодавлением», или типа «Р» (регулируемые), и ТА с отборами пара. В ТА типа «Р» весь пар проходит через проточную часть турбины. После чего с достаточно высокими параметрами (температура и давление) используется для промышленных нужд. Такие ТА вырабатывают электрическую нагрузку только по вынужденному режиму, то есть вследствие выработки тепловой нагрузки. Для ТА типа «Р» предусматривается построение двух расходных характеристик: по расходу тепла на выработку электрической нагрузки и по отдаче тепла потребителям. Характеристика расхода тепла на выработку электрической нагрузки имеет вид

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{хх}} + q_{\text{т}} P_{\text{т}};$$

где $q_{\text{т}}$ – относительный прирост расхода тепла на выработку электрической нагрузки;

$P_{\text{т}}$ – теплофикационная нагрузка ТА, то есть электрическая нагрузка ТА, вырабатываемая вследствие отпуска тепла потребителям.

Теплофикационные ТА с отборами пара бывают:

типа «Т» – турбины с одним отопительным (теплофикационным) отбором тепла, используемым для нужд отопления и горячего водоснабжения;

типа «П» – турбины с производственным отбором тепла на промышленные цели с более высокими параметрами (температура и давление) пара;

типа «ПТ» – турбины с двумя отборами тепла.

Сложность построения энергетических характеристик ТА с отборами тепла заключается в том, что расход тепла зависит не только от электрической нагрузки, но и от величин расхода тепла из отборов. При этом необходимо дополнительно учитывать ограничения по пропускной способности различных частей ТА. В основу построения энергетических характеристик ТА с отборами пара положено условие разделения общего потока тепла на входе в турбину на составляющие, направляемые в отборы и в конденсатор. Таким образом, ТА с двумя отборами тепла условно замещается двумя турбинами «с противодавлением» (ЧВД – части высокого давления) и одной конденсационной турбиной (ЧНД – часть низкого давления). Электрические мощности, вырабатываемые условными турбинами «с противодавлением», рассматриваются как выработанные по теплофикационному циклу, а электрическая мощность, вырабатываемая условной конденсационной турбиной – выработанная по конденсационному циклу. Расходные характеристики таких ТА графически изображаются в виде диаграммы режимов. Для ТА с одним отбором тепла энергетическую характеристику и ХОП можно изобразить на плоскости. На рис. 11 участки расходной характеристики соответствуют:

1–2–3 – работа ТА без отбора тепла;

8–7–6 – работа ТА со 100 % отбором тепла;

4–5 – ограничение по электрической нагрузке ТА;

3–4 – ограничение по пропускной способности ЧНД ТА;

5–6 – ограничение по пропускной способности ЧВД ТА;

2–7 – излом характеристики, вследствие открытия перегрузочных клапанов ТА.

ХОП ТА состоит из двух участков:

9–10–11–12 – участок характеристики, соответствующий работе ТА в зоне экономической нагрузки;

13–14–15–16 – участок характеристики, характерный при работе после открытия перегрузочных клапанов ТА.

Расходную характеристику ТА с отбором(ами) тепла можно упрощенно представить в виде

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{xx}} + q_{\text{T}} P_{\text{T}} + q_{\text{K}} P_{\text{K}} = Q_{\text{xx}} + q_{\text{T}} P + (q_{\text{K}} - q_{\text{T}}) P_{\text{T}},$$

где q_{T} , q_{K} – соответственно, относительные приросты расхода тепла на выработку электрической нагрузки по теплофикационному и конденсационному циклам;

P_t, P_k – соответственно, электрические нагрузки вырабатываемые по теплофикационному и конденсационному циклам;
 $P = P_t + P_k$ – суммарная электрическая нагрузка ТА.

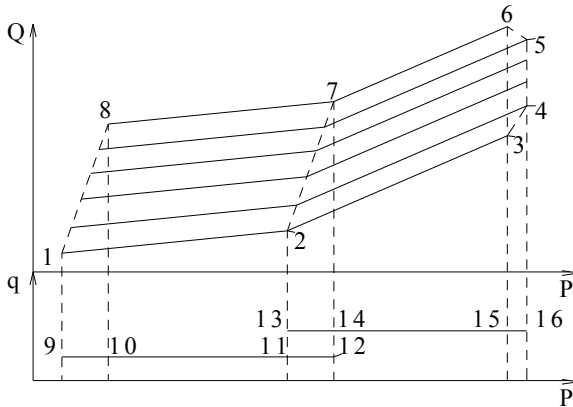


Рис. 11

1.19. Принципы распределения электрической и тепловой нагрузки между агрегатами ТЭЦ

Рассмотрим 2 ТА ТЭЦ, которые одновременно вырабатывают тепловую и теплофикационную электрические нагрузки:

$$\begin{aligned} Q_{\Sigma} &= Q_1 + Q_2; \\ P_{\Sigma} &= P_1 + P_2; \quad P_1 = f(Q_1); \quad P_2 = f(Q_2). \end{aligned}$$

Предположим, что с первого ТА часть тепловой нагрузки передается на второй. При этом баланс тепловой нагрузки по ТЭЦ в целом не нарушается:

$$\begin{aligned} Q_1^* &= Q_1 - \Delta Q; \\ Q_2^* &= Q_2 + \Delta Q. \end{aligned}$$

Одновременно изменение выработки теплофикационной электрической нагрузки:

$$\begin{aligned} P_1^* &= f(Q_1^*) = P_1 - \Delta P_1; \\ P_2^* &= f(Q_2^*) = P_2 - \Delta P_2; \quad \Delta P_1 \neq \Delta P_2. \end{aligned}$$

Если $\Delta P_1 > \Delta P_2$, то $P_1^* + P_2^* < P_\Sigma$. И для обеспечения баланса электрической нагрузки на ТЭЦ один ТА необходимо загрузить по конденсационному циклу. И наоборот, если $\Delta P_1 < \Delta P_2$, то $P_1^* + P_2^* > P_\Sigma$.

В этом случае необходима разгрузка ТЭЦ по конденсационному циклу. В результате задача сводится к минимизации расхода тепла при распределении электрической нагрузки между ТА:

$$\min (Q_{xx1} + q_{\tau1} P_{\tau1} + q_{k1} P_{k1} + Q_{xx2} + q_{\tau2} P_{\tau2} + q_{k2} P_{k2}),$$

$$\min (Q_{xx\Sigma} + q_{k1} P_{k1} + q_{k2} P_{k2} + q_{\tau1} f(Q_1) + q_{\tau2} f(Q_2)).$$

При этом необходимо обеспечение баланса электрической и тепловой нагрузок и соблюдение ограничений по тепловой и электрической нагрузкам:

$$Q_\Sigma = Q_1 + Q_2;$$

$$\begin{aligned} P_\Sigma &= P_1 + P_2 = P_1^* + P_{\tau1} + P_{k1} + P_2^* + P_{\tau2} + P_{k2} = \\ &= P_\Sigma^* + P_{k1} + P_{k2} + f(Q_1) + f(Q_2); \end{aligned}$$

$$Q_{1\min} \leq Q_1 \leq Q_{1\max};$$

$$Q_{2\min} \leq Q_2 \leq Q_{2\max};$$

$$P_{1\min} \leq P_1 \leq P_{1\max};$$

$$P_{2\min} \leq P_2 \leq P_{2\max};$$

где P_1^* , P_2^* – соответственно, минимальные нагрузки по конденсационному циклам первого и второго ТА.

Электрическую нагрузку ТЭЦ можно представить в виде

$$P_{\text{ТЭЦ}} = P_{\text{вын}} + P_{\text{св}};$$

где $P_{\text{вын}}$ – вынужденная мощность, к которой относится теплофикационная электрическая мощность ТЭЦ и минимальная конденсационная мощность (3–5 % от номинальной мощности агрегатов), выработка которой происходит вследствие необходимого пропуска пара в конденсатор по техническим условиям;

$P_{\text{св}}$ – свободная конденсационная электрическая мощность ТЭЦ.

В энергосистеме нагрузка ТА ТЭЦ производится в следующем порядке:

1. ТА группируются по типу тепловых нагрузок.
2. Распределение тепловых нагрузок одного типа между агрегатами (при необходимости) производится по критерию минимума относительного прироста теплофикационной мощности.
3. При одинаковых параметрах тепла производственной нагрузки в первую очередь загружаются турбины «с противодавлением», так как из-за отсутствия привязанной конденсационной нагрузки они более экономичны.
4. При наличии одинаковых ТА тепловая нагрузка между ними распределяется поровну.
5. Свободная конденсационная мощность ТЭЦ распределяется в энергосистеме по методу относительных приростов. При этом критерием экономичности ТЭЦ является относительный прирост расхода тепла по конденсационному циклу.

1.20. Принципы оптимального распределения реактивной мощности в энергосистеме

Критерием оптимального распределения генерации реактивной мощности является минимум потерь активной мощности, вызванных перетоками реактивной мощности от i -го источника к потребителям:

$$\min \sum_{i=1}^n \Delta P_i.$$

В качестве ограничения выступает баланс реактивной мощности в энергосистеме:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_{\Pi} + \sum_{i=1}^n q_i,$$

где Q_{Π} – потребление реактивной мощности;

Q_i – генерация реактивной мощности i -м источником;

q_i – потери реактивной мощности, вызванные перетоками реактивной мощности от i -го источника к потребителям.

Функция Лагранжа:

$$\Phi = \sum_{i=1}^n \Delta P_i + \lambda \left(\sum_{i=1}^n Q_i - Q_{\text{п}} - \sum_{i=1}^n q_i \right).$$

Частные производные по реактивной мощности, генерируемой i -м источником:

$$\frac{d\Phi}{dQ_i} = \frac{d\Delta P_i}{dQ_i} + \lambda \left(1 - \frac{dq_i}{dQ_i} \right) = 0.$$

В результате критерием оптимального распределения реактивной мощности будет условие:

$$\frac{\frac{d\Delta P_1}{dQ_1}}{1 - \frac{dq_1}{dQ_1}} = \dots = \frac{\frac{d\Delta P_n}{dQ_n}}{1 - \frac{dq_n}{dQ_n}} = \lambda,$$

где $\frac{d\Delta P_i}{dQ_i}$ – прирост потерь активной мощности в электрической сети по реактивной нагрузке i -го источника;

$\frac{dq_i}{dQ_i}$ – прирост потерь реактивной мощности в электрической сети по реактивной нагрузке i -го источника.

1.21. Определение целесообразности пуска и останова агрегатов

Допущение: предполагается, что мощность блока мала по сравнению с мощностью энергосистемы. В результате пуск или останов блока не приводит к изменению относительного прироста расхода условного топлива по системе в целом. При останове блока происходит:

1. Экономия топлива на станции в размере:

$$\Delta B = B_1 - B_2,$$

где B_1 и B_2 – соответственно, расход топлива до и после останова блока.

2. Увеличение мощности энергосистемы для компенсации мощности остановленного блока на величину

$$\Delta P = P_2 - P_1,$$

где P_2 и P_1 – соответственно, мощность энергосистемы после и до останова блока.

Если экономия топлива на станции превышает дополнительный расход в энергосистеме, то останов блока выгоден

$$B_1 - B_2 > \varepsilon_c(P_2 - P_1),$$

где ε_c – относительный прирост расхода топлива по системе.

И, наоборот, если $\Delta B < \varepsilon \Delta P_c$ – увеличение расхода топлива в энергосистеме, в связи с увеличением нагрузки, превышает экономию топлива на станции, то блок должен оставаться в работе (или необходимо рассмотреть возможность пуска его в работу).

Так как расход топлива на станции можно представить в виде $\Delta B = b_{уд} \Delta P$, где $b_{уд}$ – удельный расход топлива на станции, то критерием пуска-останова блока может служить сравнение удельного расхода топлива на станции и относительного прироста расхода топлива по системе. Если $b_{уд} > \varepsilon_c$, то целесообразно рассмотреть вопрос об останове блока. Если $b_{уд} < \varepsilon_c$, то блок должен оставаться в работе либо подготавливаться к пуску. Для этого блоки в энергосистеме ранжируются по степени убывания эффективности использования топлива.

При принятии решения о пуске-останове, особенно в течение суток, кроме экономии (расхода) топлива необходимо учитывать возможные отрицательные последствия, связанные со снижением надежности работы оборудования, увеличением затрат на ремонты и т. д. При останове блока на выходные дни необходимо учитывать дополнительные затраты топлива, связанные с разогревом агрегата при его пуске. Эти затраты зависят от продолжительности останова блока. Блок полностью остывает в течение трех суток, при этом наиболее сильно остывание протекает в течение вторых суток после останова.

Если отказаться от допущения, что относительный прирост расхода топлива системы при останове блока остается неизменным, то в дополнение к сказанному необходима корректировка относительного прироста при изменении мощности энергосистемы.

1.22. Распределение нагрузки в энергосистеме с гидроэлектростанцией (ГЭС)

Энергетическая характеристика гидроагрегата (ГА) – это зависимость расхода воды ГА от мощности ГА и величины напора столба воды. Соответственно, ХОП ГА: $q = f(P, H)$ – это относительный прирост расхода воды от изменения мощности ГА при фиксированном напоре столба воды.

Существуют ситуации, при которых режим электрической нагрузки ГЭС определяется однозначно:

1. На ГЭС нет суточного регулирования (нет водохранилища).
2. При наличии водохранилища ГЭС рассчитана на работу в период пиковых нагрузок энергосистемы.
3. И, наконец, работа ГЭС в период паводка, когда не хватает емкости водохранилища, либо в период маловодного года, когда режим работы определяется требованиями судоходства, нереста рыбы и т. д.

Для всех остальных ситуаций рассмотрим задачу распределения электрической нагрузки между энергосистемой и ГЭС на примере системы, состоящей из одной ГЭС и одной ТЭС.

Критерием распределения электрической нагрузки между станциями выступает минимум расхода топлива на ТЭС за период T – цикл регулирования ГЭС (год):

$$\min \sum_{i=1}^T B_i(P_i).$$

В качестве ограничений выступают баланс стока воды в реке за цикл регулирования ГЭС (год) и балансы электрической нагрузки в энергосистеме для каждого момента времени в течение года

$$\sum_{i=1}^T Q_i = Q_{\Sigma}; \quad P_i^{\Sigma} + \Delta P_i = P_i^{\text{ТЭС}} + P_i^{\text{ГЭС}},$$

где Q_i – расход воды на ГЭС в i -й момент времени;

Q_{Σ} – расход воды на ГЭС за цикл регулирования (год);

P_i^{Σ} , ΔP_i , $P_i^{\text{ТЭС}}$, $P_i^{\text{ГЭС}}$ – соответственно, нагрузка энергосистемы, потери мощности в энергосистеме, нагрузка ТЭС и нагрузка ГЭС в i -й момент времени.

Формула Лагранжа:

$$\Phi = \sum_{i=1}^T B_i(P_i) + \lambda^{\GammaЭС} \left(\sum_{i=1}^n Q_i - Q_{\Sigma} \right) + \sum_{i=1}^n \lambda_i \left(P_i^{\Sigma} + \Delta P_i - P_i^{\GammaЭС} - P_i^{\GammaЭС} \right).$$

Для каждого момента времени цикла регулирования ГЭС берется частная производная по нагрузке ТЭС и ГЭС и приравняется к нулю. Для момента времени i :

$$\frac{dB_i}{dP_i^{\GammaЭС}} = \frac{dB_i}{dP_i^{\GammaЭС}} + \lambda_i \left(1 - \frac{d\Delta P_i}{dP_i^{\GammaЭС}} \right) = 0;$$

$$\frac{d\Phi}{dP_i^{\GammaЭС}} = \lambda^{\GammaЭС} \frac{dQ_i}{dP_i^{\GammaЭС}} + \lambda_i \left(1 - \frac{d\Delta P_i}{dP_i^{\GammaЭС}} \right) = 0.$$

Из обоих уравнений выражаем λ_i и для момента времени i получаем соотношение:

$$\lambda_i = \frac{\frac{dB_i}{dP_i^{\GammaЭС}}}{1 - \frac{d\Delta P_i}{dP_i^{\GammaЭС}}} = \frac{\lambda^{\GammaЭС} \frac{dQ_i}{dP_i^{\GammaЭС}}}{1 - \frac{d\Delta P_i}{dP_i^{\GammaЭС}}}.$$

Т. е. в любой момент времени i при распределении электрической нагрузки должно выполняться условие:

$$\frac{\varepsilon_i}{1 - \delta_i^{\GammaЭС}} = \frac{\lambda^{\GammaЭС} q_i}{1 - \delta_i^{\GammaЭС}},$$

где ε_i – относительный прирост расхода топлива на ТЭС;

q_i – относительный прирост расхода воды на ГЭС;

$\delta_i^{\GammaЭС}$, $\delta_i^{\GammaЭС}$ – соответственно, относительные приросты потерь в сетях энергосистемы при изменении нагрузки на ТЭС и ГЭС;

$\lambda^{\text{ГЭС}}$ – коэффициент, выражающий топливную эффективность расхода воды на ГЭС, имеющий размерность:

$$\frac{\frac{\text{т. у. т.}}{\text{МВт}}}{1 - \frac{\text{МВт}}{\text{МВт}}} = \lambda^{\text{ГЭС}} \frac{\text{м}^3/\text{сек}}{\text{МВт}}; \quad \lambda^{\text{ГЭС}} = \frac{\text{т. у. т.}}{\text{м}^3/\text{сек}}.$$

По аналогии, если энергосистема состоит из m ТЭС и n ГЭС, то условие оптимальности оптимального распределения нагрузки для любого момента времени будет иметь вид:

$$\frac{\varepsilon_1}{1 - \delta_1^{\text{ГЭС}}} = \dots = \frac{\varepsilon_m}{1 - \delta_m^{\text{ТЭС}}} = \frac{\lambda^{\text{ГЭС}} q_1}{1 - \delta_1^{\text{ГЭС}}} = \dots = \frac{\lambda^{\text{ГЭС}} q_n}{1 - \delta_n^{\text{ГЭС}}}.$$

Величина $\lambda^{\text{ГЭС}}$ для каждой ГЭС определяется подбором. Алгоритм:

1. Прогнозируется нагрузка для каждого интервала времени цикла регулирования ГЭС.

2. Задается величина $\lambda^{\text{ГЭС}}$ для каждой ГЭС и рассчитывается значение $(\lambda^{\text{ГЭС}} q_i)$ для всех моментов времени цикла регулирования ГЭС.

3. Распределяется нагрузка между станциями энергосистемы. Зная прогнозируемую электрическую нагрузку ГЭС, определяется расход воды за цикл регулирования.

4. Сопоставляется рассчитанный расход воды с заданным. Если они совпадают, то задача решена. Если нет, то корректируется значение $\lambda^{\text{ГЭС}}$ и задача решается сначала, начиная с п. 2.

1.23. Расчет технико-экономических показателей тепловой станции

В настоящее время более 90 % затрат на тепловой электрической станции (ТЭС) приходится на оплату топлива. Поэтому при расчете технико-экономических показателей (ТЭП) на перспективу, в условиях неопределенной исходной информации, основное внимание

должно уделяться расчету топливной составляющей себестоимости ТЭС. Для ТЭС с поперечными связями расчет ТЭП начинается с турбинного цеха. Алгоритм:

1. Прогнозируется электрическая и тепловая (для ТЭЦ) нагрузка на перспективу.

2. По энергетическим характеристикам определяются часовые расходы тепла ТА, которые используются для определения полного расхода тепла ТА за рассматриваемый период времени:

$$Q_{\Sigma}^n = \sum_{i=1}^T Q_{\text{чи}},$$

где $Q_{\text{чи}}$ – часовой расход тепла ТА в i -й момент времени;

T – период времени (год), за который производится расчет ТЭР.

Полный расход тепла корректируется нормами-поправками, учитывающими реальные условия эксплуатации:

$$Q_{\Sigma} = Q_{\Sigma}^n \left(1 + \sum_{i=1}^n \Delta Q_i / 100 \right),$$

где ΔQ_i – норма-поправка в процентах, учитывающая, например, отклонение условий вакуума в конденсаторах в виде

$$\Delta Q_i = \Delta q (V_{\text{хар}} - V_{\text{ф}}),$$

где $V_{\text{хар}}$, $V_{\text{ф}}$ – соответственно, условия вакуума, соответствующие расчетным значениям и фактическим;

Δq – коэффициент пропорциональности.

4. Определяются расходы тепла на пуски ТА:

$$Q_{\Pi} = \sum_{i=1}^n q_i,$$

где q_i – расход тепла на i -й пуск, величина которого зависит от продолжительности останова ТА;

n – количество пусков ТА в течение расчетного периода.

5. Определяется полный расход тепла:

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{II}} + Q_{\Sigma}.$$

6. Определяется удельный расход тепла на выработку 1 кВт.ч:

$$q_{\text{пол}} = Q_{\text{пол}} / \mathcal{E}_{\text{выр}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{выр}}$ – выработка электроэнергии брутто.

7. Определяется коэффициент полезного действия брутто:

$$\eta_{\text{бр}}^T = \mathcal{E}_{\text{выр}} / Q_{\text{пол}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{выр}}$, $Q_{\text{пол}}$ – выработка электроэнергии брутто и полный расход тепла выражаются в одних энергетических единицах измерения.

8. Определяется расход тепла на собственные нужды (СН) ТА:

$$Q_{\text{СН}}^T = aT + bQ_{\text{пол}},$$

где T – время работы ТА за расчетный период;

a, b – коэффициенты пропорциональности.

9. Определяется расход электроэнергии на СН ТА:

$$\mathcal{E}_{\text{СН}}^T = cT + d\mathcal{E}_{\text{выр}},$$

где T – время работы ТА за расчетный период;

c, d – коэффициенты пропорциональности.

10. Определяется КПД нетто турбинного цеха:

$$\eta_{\text{н}}^T = (\mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{СН}}^T) / (Q_{\text{пол}} + Q_{\text{СН}}^T).$$

Энергетический баланс котельного цеха можно представить в виде

$$Q_{\text{к}} = Q_{\text{эз}} + Q_{\text{отп}} + \Delta Q + Q_{\text{СН}}^T + Q_{\text{СН}}^K,$$

где $Q_K, Q_{э}, Q_{отп}, \Delta Q, Q_{СН}^T, Q_{СН}^K$ – соответственно, выработка тепла котельным цехом, расход тепла на выработку электроэнергии, отпуск тепла потребителям (для ТЭЦ), потери в паропроводах, расходы тепла на СН турбинным и котельным цехами.

Расчет ТЭП котельного цеха сводится к следующему алгоритму:

1. Тепловая нагрузка распределяется между КА и по энергетическим характеристикам определяются часовые расходы топлива, которые используются для определения полного расхода топлива за рассматриваемый период времени:

$$B_{\Sigma}^n = \sum_{i=1}^T B_{\text{чи}},$$

где $B_{\text{чи}}$ – часовой расход топлива КА в i -й момент времени;

T – период времени (год), за который производится расчет ТЭР.

2. Полный расход топлива корректируется нормами-поправками, учитывающими реальные условия эксплуатации:

$$B_{\Sigma} = B_{\Sigma}^n \left(1 + \sum_{i=1}^n \Delta b_i / 100 \right),$$

где Δb_i – норма-поправка в процентах, учитывающая отклонение качества фактического топлива от топлива, используемого при расчете энергетических характеристик.

3. Определяются расходы тепла на пуски ТА:

$$B_{\Pi} = \sum_{i=1}^n b_i,$$

где b_i – расход топлива на i -й пуск, величина которого зависит от продолжительности останова КА;

n – количество пусков ТА в течение расчетного периода.

4. Определяется полный расход топлива:

$$B_{\text{пол}} = B_{\Pi} + B_{\Sigma}.$$

5. Определяется коэффициент полезного действия брутто:

$$\eta_{\text{бр}}^{\text{к}} = Q_{\text{к}} / (B_{\text{пол}} Q_{\text{у}}),$$

где $Q_{\text{к}}$, $B_{\text{пол}}$ – выработка тепловой энергии брутто и полный расход топлива в котельном цехе;

$Q_{\text{у}} = 7000$ ккал/кг у. т. (29 300 кДж/кг у. т.) – теплота сгорания условного топлива.

6. Определяется расход тепла на СН КА:

$$Q_{\text{СН}}^{\text{к}} = a^{\text{к}} T + b^{\text{к}} Q_{\text{к}};$$

где T – время работы КА за расчетный период;

$a^{\text{к}}$, $b^{\text{к}}$ – коэффициенты пропорциональности.

7. Определяется расход электроэнергии на СН ТА:

$$\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{к}} = c^{\text{к}} T + d^{\text{к}} Q_{\text{к}};$$

где T – время работы КА за расчетный период;

$c^{\text{к}}$, $d^{\text{к}}$ – коэффициенты пропорциональности.

8. Определяется КПД нетто котельного цеха:

$$\eta_{\text{н}}^{\text{к}} = (Q_{\text{к}} - Q_{\text{СН}}^{\text{к}} - \Delta Q - (\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{к}} \theta / \eta_{\text{н}}^{\text{т}})) / (B_{\text{пол}} Q_{\text{у}}),$$

где θ – тепловой эквивалент 1 кВт·ч электроэнергии.

9. Дополнительно для теплофикационного отделения ТЭЦ определяются тепловой КПД ($\Pi_{\text{т}}^{\text{ТО}}$) и КПД нетто ($\Pi_{\text{н}}^{\text{ТО}}$) теплофикационного отделения:

$$\eta_{\text{т}}^{\text{ТО}} = Q_{\text{о}} / (Q_{\text{о}} + \Delta Q_{\text{пот}});$$

$$\eta_{\text{н}}^{\text{ТО}} = Q_{\text{о}} / (Q_{\text{о}} + \Delta Q_{\text{пот}} + (\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{ТО}} \theta / \eta_{\text{н}}^{\text{ТО}})),$$

где $Q_{\text{о}}$ – отпуск тепла с ТЭЦ;

$\Delta Q_{\text{пот}}$ – потери тепла в теплофикационном отделении;

$\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{ТО}}$ – расходы электроэнергии на СН теплофикационного отделения.

Расчет ТЭП по ТЭС в целом производится в следующей последовательности:

1. Определяется расход на СН станции в целом:

$$\mathcal{E}_{\text{СН}\Sigma} = \mathcal{E}_{\text{СН}}^T + \mathcal{E}_{\text{СН}}^K + \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\mathcal{E}} + \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{ТО}} + \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{пр}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{СН}}^T$, $\mathcal{E}_{\text{СН}}^K$, $\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\mathcal{E}}$, $\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{ТО}}$, $\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{пр}}$ – соответственно, расходы на СН турбинным, котельным и электрическим цехами, теплофикационным отделением и прочие расходы на СН.

2. Определяется расход топлива на отпуск тепла потребителям с ТЭЦ:

$$B_{\text{T}} = b_{\text{п}} Q_{\text{п}} + b_{\text{в}} Q_{\text{в}},$$

где $b_{\text{п}}$, $b_{\text{в}}$ – удельные расходы топлива на отпуск тепла потребителям с ТЭЦ, соответственно, в паре и горячей воде;

$Q_{\text{п}}$, $Q_{\text{в}}$ – отпуск тепла потребителям с ТЭЦ, соответственно, в паре и горячей воде.

3. Определяется удельный расход топлива на отпуск тепла потребителям с ТЭЦ:

$$b_{\text{T}} = B_{\text{T}} / Q_{\text{о}}.$$

4. Определяется КПД отпуска тепла потребителям с ТЭЦ:

$$\eta_{\text{T}} = Q_{\text{о}} / (B_{\text{T}} Q_{\text{y}}),$$

где Q_{y} – теплота сгорания условного топлива.

5. Определяется расход топлива на отпуск электроэнергии:

$$B_o = B_\Sigma - B_T,$$

где B_Σ – суммарный расход топлива на ТЭЦ.

6. По физическому методу распределения затрат определяются расходы электроэнергии на СН отпуска тепла и электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{СН(Т)}} = \mathcal{E}_{\text{СН}}^K (B_T / B_\Sigma) + \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{ТО}} + \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{ПР}};$$

$$\mathcal{E}_{\text{СН(Э)}} = \mathcal{E}_{\text{СН}} \Sigma - \mathcal{E}_{\text{СН(Т)}}.$$

7. Определяется отпуск электроэнергии с ТЭЦ:

$$\mathcal{E}_o = \mathcal{E}_B - \mathcal{E}_{\text{СН(Т)}} \mathcal{E} - \mathcal{E}_{\text{СН(Э)}}.$$

8. Определяется КПД нетто на отпуск электроэнергии:

$$\eta_n = (\mathcal{E}_o \theta) / (B_T Q_y).$$

9. Определяется общий КПД станции (ТЭЦ):

$$\eta_{\text{тэц}} = (\mathcal{E}_o \theta + Q_o) / (B_T Q_y).$$

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

Данные методические указания предназначены для курсовой работы по планированию основного производства в энергосистеме

2.1. Исходные данные

В табл. 1 приведены варианты заданий. Каждому варианту соответствует отдельный столбец таблицы (несколько КЭС и одна ТЭЦ). Здесь указывается состав электростанций энергосистемы, тип установленного на них оборудования и вид сжигаемого топлива.

Например, варианту № 1 соответствует:

1. КЭС-600 МВт (4хК-150, на мазуте);
2. КЭС-1000 МВт (5хК-200, на каменном угле);
3. КЭС-1200 МВт (4хК-300, на каменном угле);
4. ТЭЦ-540 МВт (3хПТ-60, на мазуте + 2хТ-180, на газе).

Для решения задачи необходимо знать объем и режим годового электропотребления. С целью упрощения расчетов весь год представляется в виде двух периодов – летнего и зимнего. Продолжительность летнего периода принимается равной – $p_{л} = 210$ суток, а зимнего – $p_{з} = 155$ суток.

Более полным было бы представление каждого сезона в виде трех характерных суточных графиков нагрузки: рабочего, субботнего и воскресного. Однако, поскольку в работе расчет выполняется вручную, такое детальное представление режима приведет к существенному увеличению трудоемкости расчетов. Поэтому в работе каждый сезон представлен одним суточным графиком. Таким образом, для выполнения работы необходимо знание двух рабочих суточных графиков электрической нагрузки – зимнего и летнего. Ниже приведены данные по конфигурации этих графиков (табл. 2). Максимальную нагрузку, которая, как видно из табл. 2, приходится на $t = 18$ ч зимних суток, рекомендуется принимать на уровне, равном 95 % установленной мощности энергосистемы.

Варианты заданий на курсовую работу

Тип турбоагрегата	№ варианта															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
К-150	1ГМ		1ГМ		1ГМ			1у							1ку	
К-200	1у	1м			1у		1у							1ку	1м	1м
К-300		1у	1у	1ГМ				1у	1у	1ГМ	1ГМ		1ку	1Г		1м
К-500				1у		1ГМ		1у				1ку	1бу			
К-800						1ГМ				1ГМ	1у	1ку				
ПТ-60	2ГМ	1у	2ГМ					2Г	2Г	2у				2м		1м
ПТ-135		2у		1ГМ	2у	2ГМ	2ГМ					1Г	2Г		1м	
Т-100	1ГМ		1ГМ		2у			1Г		2у	1ГМ	2м		1м		1ку
Т-250				2м			2ГМ		1у		1ГМ		2м		1м	

Тип турбоагрегата	№ варианта															
	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
К-150								1ку					1бу	1бу		
К-200	1ку					1ку			1Г	1м		1ку		1бу		
К-300	1ку		1ку		1ку		1ку	1м	1м		1ку	1м	1м			
К-500		1ку	1ку	1м	1ку	1м	1ку			1м						
К-800		1м		1ку			1Г				1ку					
ПТ-60	2Г	1м		2м	2ку	2Г		2Г		2Г		2м		2м		
ПТ-135			2м				1м		1м		1м		1Г			
Т-100	1Г	2м		2м	1м	1,		2Г	2м	1ку	2бу	1м	2м	2Г		
Т-250			1м				2м									

По данным этой таблицы следует построить на миллиметровой бумаге два суточных графика. Помимо этого, на отдельном листе необходимо построить годовой график продолжительности нагрузки. Построение такого графика начинается с максимальной нагрузки. Продолжительность ее в часах равна количеству зимних суток, умноженных на число часов в сутках, в течение которых эта нагрузка имеет место (для максимальной нагрузки это – 1 ч).

Таблица 2

Суточные графики нагрузки в относительных единицах

Часы суток	Лето	Зима	Часы суток	Лето	Зима
1	0,50	0,60	13	0,65	0,85
2	0,50	0,60	14	0,70	0,90
3	0,50	0,60	15	0,70	0,94
4	0,50	0,60	16	0,72	0,95
5	0,55	0,65	17	0,73	0,97
6	0,60	0,70	18	0,73	1,0
7	0,70	0,80	19	0,70	0,95
8	0,75	0,90	20	0,65	0,90
9	0,80	0,96	21	0,60	0,85
10	0,80	0,95	22	0,60	0,80
11	0,78	0,90	23	0,55	0,70
12	0,75	0,85	24	0,55	0,65

Так же, как и для части электрической, для тепловой нагрузки принимаются два типовых суточных графика – зимний и летний. График производственной нагрузки принимаем неизменным для всего года, т. е. одинаковым для летних и зимних суток. Этот график считаем двухступенчатым:

$$\text{с } 0 \text{ до } 8 \text{ часов } Q_n = 0,6 \cdot Q_n^{\max};$$

$$\text{с } 8 \text{ до } 24 \text{ часов } Q_n = 0,6 \cdot Q_n^{\max}.$$

Максимальную производственную нагрузку $Q_n = Q_n^{\max}$ принимаем равной 80–90 % от номинальной величины отбора:

$$Q_n^{\max} = (0,8 \div 0,9) \cdot Q_n^{\text{НОМ}}.$$

График теплофикационной (отопительной) нагрузки принимаем одноступенчатым для зимних и летних суток. Для летних суток величину теплофикационной нагрузки определяем как:

$$Q_m^{\text{лет}} = (0,2 \div 0,4) \cdot Q_m^{\text{зим}}$$

Величину же зимней теплофикационной нагрузки принимаем на уровне:

$$Q_m^{\text{зим}} = (0,8 \div 0,9) \cdot Q_m^{\text{ном}}$$

т. е. 80–90 % от номинальной величины отбора.

Распределение энергии между электростанциями, методика которого освещается далее, может осуществляться либо на базе двух характерных суточных графиков, либо на базе одного годового графика по продолжительности.

2.2. Построение характеристик относительных приростов электростанций и энергосистем

На основании характеристик относительных приростов (ХОП) электростанций осуществляется экономическое распределение активной электрической нагрузки между электростанциями энергосистемы. Критерием экономичности является минимум затрат на топливо.

ХОП энергоблока или электростанции определяется как

$$\varepsilon = q \cdot r,$$

где q – относительный прирост расхода тепла турбоагрегата (ТА);
 r – относительный прирост расхода топлива котельного агрегата (КА).

Таким образом, для построения ХОП электростанции необходимы ХОП турбоагрегата (ТА) и котельного агрегата (КА). ХОП КА приведены в табл. 3. Энергетические характеристики ТА приведены в табл. 4.

Расчет относительных приростов КЭС сводится в табл. 5. Необходимые для этих расчетов данные о производительности котлов приведены в табл. 3.

Минимальная нагрузка КЭС определяется минимальной нагрузкой КА $Q_{\text{ка}}^{\text{мин}}$:

– для КЭС, работающих на газе и мазуте:

$$Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} = 0,5 \cdot Q_{\text{ка}}^{\text{ном}};$$

– для КЭС, работающих на твердом топливе:

$$Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} = 0,6 \cdot Q_{\text{ка}}^{\text{ном}}.$$

Зная $Q_{\text{ка}}^{\text{мин}}$, можно найти минимальную электрическую нагрузку КЭС по формуле:

$$P_{\text{КЭС}}^{\text{мин}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} - Q_{\text{хх}}}{q} \cdot n,$$

где q – относительный прирост турбоагрегата в зоне нагрузки до экономической;

n – количество блоков на КЭС.

Относительный прирост котла при любой нагрузке находится с помощью интерполяции по формуле:

$$r = r_1 + \frac{Q - Q_1}{Q_2 - Q_1} \cdot (r_2 - r_1),$$

где Q_1, Q_2, r_1, r_2 – смежные с Q значения тепловых нагрузок и соответствующих им относительных приростов из табл. 4. ($Q_2 > Q_1; r_2 > r_1$).

Характеристики относительных приростов котлоагрегатов (т у. т. / Гкал)

Тип турбины	Производительность котлоагрегата, т/час	100 % тепловая нагрузка КА $Q_{\text{ка}}^{\text{ном}}$, Гкал/час	Нагрузка, %, от $Q_{\text{ка}}^{\text{ном}}$						$\eta_{\text{ном}}^{\text{ка}}$
			50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	
К-150	480	320	0,153	0,156	0,159	0,164	0,170	0,180	0,89
К-200	640	410	0,152	0,154	0,158	0,162	0,167	0,176	0,90
К-300	950	605	0,151	0,153	0,156	0,160	0,165	0,171	0,91
К-500	1600	1025	0,150	0,152	0,155	0,158	0,162	0,167	0,92
К-800	2500	1600	0,148	0,150	0,153	0,156	0,160	0,165	0,93

Энергетические характеристики турбоагрегатов

Тип турбоагрегата	Энергетические характеристики
К-150	$Q_{\text{час}} = 24,85 + 1,922 \cdot P_{\text{ЭК}} + 2,101 \cdot (P - P_{\text{ЭК}})$, Гкал/ч; $P_{\text{ЭК}} = 124$ МВт
К-200	$Q_{\text{час}} = 29,48 + 1,82 \cdot P_{\text{ЭК}} + 1,95 \cdot (P - P_{\text{ЭК}})$, Гкал/ч; $P_{\text{ЭК}} = 173$ МВт
К-300	$Q_{\text{час}} = 35,0 + 1,81 \cdot P_{\text{ЭК}} + 1,93 \cdot (P - P_{\text{ЭК}})$, Гкал/ч; $P_{\text{ЭК}} = 270$ МВт
К-500	$Q_{\text{час}} = 58,0 + 1,805 \cdot P_{\text{ЭК}} + 1,9 \cdot (P - P_{\text{ЭК}})$, Гкал/ч; $P_{\text{ЭК}} = 450$ МВт
К-800	$Q_{\text{час}} = 87,0 + 1,80 \cdot P_{\text{ЭК}} + 1,88 \cdot (P - P_{\text{ЭК}})$, Гкал/ч; $P_{\text{ЭК}} = 700$ МВт
ПТ-60-130	$Q_{\text{час}}^{\text{Э}} = 12,0 + 1,99 \cdot P - 1,12 \cdot P_{\text{T}}$, Гкал/час; $P_{\text{T}} = 0,35 \cdot Q_{\text{П}} + 0,614 \cdot Q_{\text{T}} - 8,7$, МВт; $Q_{\text{П}}^{\text{НОМ}} = 85$ Гкал/час; $Q_{\text{T}}^{\text{НОМ}} = 52$ Гкал/час
ПТ-135-130	$Q_{\text{час}}^{\text{Э}} = 20,0 + 1,95 \cdot P - 1,11 \cdot P_{\text{T}}$, Гкал/час; $P_{\text{T}} = 0,36 \cdot Q_{\text{П}} + 0,616 \cdot Q_{\text{T}} - 14,5$, МВт; $Q_{\text{П}}^{\text{НОМ}} = 200$ Гкал/час; $Q_{\text{T}}^{\text{НОМ}} = 110$ Гкал/час
Т-100-130	$Q_{\text{час}}^{\text{Э}} = 15,0 + 1,89 \cdot P - 1,02 \cdot P_{\text{T}}$, Гкал/час; $P_{\text{T}} = 0,63 \cdot Q_{\text{T}} - 9,5$ МВт; $Q_{\text{T}}^{\text{НОМ}} = 160$ Гкал/час
Т-180-215	$Q_{\text{час}}^{\text{Э}} = 29,89 + 1,86 \cdot P - 1,3 \cdot P_{\text{T}}$, Гкал/час; $P_{\text{T}} = 0,637 \cdot Q_{\text{T}} - 16,74$ МВт; $Q_{\text{T}}^{\text{НОМ}} = 280$ Гкал/час
Т-250-240	$Q_{\text{час}}^{\text{Э}} = 32,0 + 1,84 \cdot P - 1,0 \cdot P_{\text{T}}$, Гкал/час; $P_{\text{T}} = 0,7 \cdot Q_{\text{T}} - 20,0$ МВт; $Q_{\text{T}}^{\text{НОМ}} = 335$ Гкал/час

Расчет относительных приростов КЭС

Нагрузка, МВт	ХОП		
	q , Гкал/МВт·ч	r , т у. т./Гкал	ε , т у. т./МВт·ч
P_{\min}			
$P_{\text{эк}}$			
P_{\max}			

В результате проведенных таким образом расчетов строятся в графической форме ХОП КЭС.

Характеристики относительных приростов ТЭЦ строятся на основании энергетических характеристик теплофикационных турбоагрегатов.

В целях упрощения расчетов расход топлива на выработку тепловой энергии по ТЭЦ определяется как

$$B = b_q \cdot Q_{\text{час}}^{\exists},$$

где b_q – удельный расход топлива на отпущенное с котла тепло, т у. т./Гкал, определяемый:

$$b_q = \frac{1}{7 \cdot \eta_k},$$

где η_k – среднегодовой КПД котла, принимаемый на уровне 0,9.

Расход топлива на выработку электроэнергии по конденсационному режиму составит

$$B_k = b_q \cdot (Q_{\text{xx}} + q_k \cdot P_k) = B_{\text{xx}} + \varepsilon \cdot P_k,$$

где $\varepsilon = b_q \cdot q_k$ – относительный прирост расхода топлива ТЭЦ по конденсационному циклу.

Как видно, относительный прирост ε принят постоянной величиной.

На основании ХОП электростанций строится ХОП энергосистемы.

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что ХОП строится раздельно для летнего и зимнего периодов года. При этом предполагаем, что для зимнего периода все оборудование находится в работе, а для летнего периода один агрегат на каждой станции находится в плановом ремонте и не участвует в работе.

Если по условию баланса тепловых нагрузок на ТЭЦ вывод одного агрегата в ремонт недопустим, то считаем все агрегаты включенными в летний период. Это может иметь место, в частности, для ТЭЦ, на которых установлены турбины с отпуском тепла на производственные нужды. Если в случае отключения агрегатов не выполняется условие баланса по электрической нагрузке для заданной энергосистемы, то принимаем, что недостаток мощности передается из соседней параллельно работающей энергосистемы (покупная электроэнергия).

2.3. Распределение электрической энергии между электростанциями энергосистемы

Распределению электрической нагрузки между КЭС и конденсационными мощностями ТЭЦ предшествует распределение отпуска тепла между агрегатами каждой ТЭЦ и определение на основе этого теплофикационной электрической мощности.

Тепловая нагрузка между агрегатами распределяется поровну. Зная величину тепловой нагрузки для каждого агрегата, находим теплофикационную мощность для каждой из них в соответствии с энергетическими характеристиками (табл. 4). Теплофикационная электрическая мощность всей станции определяется как произведение теплофикационной электрической мощности одного агрегата на их количество.

Найденная теплофикационная электрическая мощность вписывается в базовую часть графика электрической нагрузки энергосистемы как вынужденная мощность. К вынужденной мощности ТЭЦ относится также и минимально необходимая конденсационная мощность, обусловленная пропуском пара в конденсатор. Для каждого агрегата эту мощность $P_k^{\text{мин}}$ можно принять равной 5 % от

номинальной. Тогда полная вынужденная мощность агрегата и всей ТЭЦ определится как

$$P_{\text{вын}}^{\text{ТЭЦ}} = P_{\text{т}} + P_k^{\text{мин}}.$$

Для распределения электрической энергии между электростанциями необходимо из графика электрической нагрузки энергосистемы вычесть график вынужденной мощности ТЭЦ. Оставшаяся часть графика распределяется между КЭС и конденсационными мощностями ТЭЦ. Распределение нагрузки следует производить по принципу первоочередности загрузки станций, имеющих меньшее значение относительного прироста.

При распределении следует пользоваться теми ХОП, которые были построены ранее. Распределение производится для зимних и летних суток. В результате решения этой задачи получаем суточные графики нагрузки всех электростанций. Зная суточные графики и количество дней в году, легко подсчитать годовую выработку электроэнергии по каждой станции. Для ТЭЦ при этом должна быть учтена выработка электроэнергии по теплофикационному циклу.

2.4. Расчет технико-экономических показателей работы энергосистемы

В данной курсовой работе предусматривается расчет следующих технико-экономических показателей:

1. Число часов использования установленной мощности электростанции и энергосистемы:

$$h_y = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}}{N_y}.$$

2. Годовой расход топлива каждой электростанцией и энергосистемой.

Для КЭС расход топлива может быть определен следующим образом. При известном суточном графике нагрузки станции можно определить график для каждого энергоблока, разделив нагрузки на число блоков. Зная электрическую нагрузку и энергетическую

характеристику турбоагрегата (табл. 4), можно определить расход тепла на агрегат за каждый час суток. Задаваясь примерным значением КПД (табл. 4), определим по формуле $b_q = \frac{1}{7 \cdot \eta_k}$ удельный расход топлива на отпуск тепла b_q . Далее определяем суточный расход топлива по формуле

$$B_c = b_q \cdot Q_9^{\text{сут}},$$

где $Q_9^{\text{сут}}$ – суточный расход тепла на турбоагрегат, определяется как сумма часовых, найденных ранее,

$$Q_9^{\text{сут}} = \sum_{t=0}^{24} Q_9^{\text{час}}.$$

Зная суточный расход топлива для характерных суток, легко подсчитать годовой расход:

$$B_{\text{год}} = B_c^{\text{лет}} \cdot n_{\text{лет}} + B_c^{\text{зим}} \cdot n_{\text{зим}}.$$

Расход топлива на ТЭЦ складывается из расхода на выработку электроэнергии и на отпуск тепла.

Расход на выработку электроэнергии определяется аналогично КЭС. При известных электрических нагрузках и энергетических характеристиках теплофикационных агрегатов (табл. 4) можно определить расход тепла на выработку электроэнергии (конденсационной плюс теплофикационной), а затем и расход топлива.

Расход топлива на отпуск тепла определится как

$$B_{\text{ТЭ}}^{\text{год}} = b_q \cdot Q_{\text{отп}}^{\text{год}},$$

где $Q_{\text{отп}}^{\text{год}}$ – годовой отпуск тепла.

В расчетах полагаем, что все тепло отпускается из отборов турбины, т. е. коэффициенты теплофикации α_T равны единице.

Если предположить, что часть тепла отпускается от энергетических котлов через РОУ и от пиковых водогрейных котлов, то следует задаться значениями α_T меньшими единицы.

В свою очередь, годовой отпуск тепла складывается из отпуска на производственные и отопительные нужды:

$$Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп(п)}}^{\text{год}} + Q_{\text{отп(т)}}^{\text{год}},$$

$$Q_{\text{отп(п)}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп(п)}}^{\text{сут}} \cdot (n_{\text{лет}} + n_{\text{зим}}),$$

$$Q_{\text{отп(т)}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп(т)}}^{\text{сут(лет)}} \cdot n_{\text{лет}} + Q_{\text{отп(т)}}^{\text{сут(зим)}} \cdot n_{\text{зим}},$$

где $Q_{\text{отп(т)}}^{\text{сут(лет)}}$, $Q_{\text{отп(т)}}^{\text{сут(зим)}}$ – суточные отпуска тепла на отопительные нужды, соответственно, в летний и зимний периоды.

Общий расход топлива на ТЭЦ

$$B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}} = B_{\text{ЭЭ}}^{\text{год}} + B_{\text{ТЭ}}^{\text{год}}.$$

3. Удельный расход топлива на 1 кВт·ч, отпущенный в сеть энергосистемы,

$$b_{\text{Э}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{ЭЭ}}^{\text{год}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{отп}}}.$$

Эта величина определяется как по каждой электростанции, так и по всей энергосистеме.

4. Эксплуатационные расходы в энергосистеме. По каждой электростанции они определяются как сумма условно переменных и условно постоянных затрат.

Условно переменные затраты определяются как произведение цены топлива, принимаемой равной 250 у. е./т у. т., на его расход

$$C_T = C_T \cdot B.$$

Для ТЭЦ эти затраты определяются по формуле

$$C_T^{\text{ТЭЦ}} = C_T \cdot B_{\text{ЭЭ}}^{\text{год}} + C_T \cdot B_{\text{ТЭ}}^{\text{год}}.$$

Условно постоянные расходы складываются из затрат на амортизацию, заработную плату и прочих затрат (вспомогательные материалы и пр.).

Амортизационные отчисления определяются по формуле

$$C_{\text{ам}} = P_{\text{ам}} \cdot K_y \cdot N_y,$$

где $P_{\text{ам}}$ – норма амортизационных отчислений в относительных единицах (табл. 8);

K_y – удельные капиталовложения в электростанцию.

Для КЭС K_y определяются, исходя из табл. 9. Для ТЭЦ, работающей на твердом топливе, $K_y = 2500$ у. е. / кВт; для ТЭЦ на газомазутном топливе $K_y = 2000$ у. е. / кВт.

Таблица 8

Средние нормы амортизации для КЭС и ТЭЦ, %

Тип агрегатов электростанции	Вид топлива	
	Уголь	Газ, мазут
К-150	6,3	6,5
К-200	6,5	6,65
К-300	6,9	6,8
К-500	7,15	7,3
К-800	7,85	7,45
ПТ-60	7,1	6,9
Т-100	7,3	7,1
ПТ-135	7,5	7,3
Т-250	7,8	7,5

Таблица 9

Удельные капвложения в КЭС, у. е./кВт

Тип блоков	Вид топлива		
	Каменный уголь	Бурый уголь	Газ, мазут
К-150	1500	1600	1100
К-200	1400	1500	1050
К-300	1350	1450	1000
К-500	1300	1400	900
К-800	1200	1300	850

Зарботная плата рассчитывается как

$$C_{\text{зп}} = K_{\text{шт}} \cdot N_{\text{у}} \cdot \Phi_{\text{зп}}^{\text{год}},$$

где $K_{\text{шт}}$ – штатный коэффициент (для КЭС приведен в табл. 10, а для ТЭЦ – на 10 % выше, чем для КЭС той же мощности);

$\Phi_{\text{зп}}^{\text{год}}$ – среднегодовой фонд заработной платы, принимаем на уровне 6000 у. е./чел.·год

Таблица 10

Штатные коэффициенты для КЭС, чел/МВт

Мощность, кВт	Тип и количество блоков	$K_{\text{шт}}$	
		Твердое топливо	Газ, мазут
600	4xК-150	0,66	0,5
900	6xК-150	0,59	0,43
800	4xК-200	0,5	0,38
900	3xК-300	0,41	0,32
1200	6xК-200	0,42	0,33
1200	4xК-300	0,37	0,27
1800	6xК-300	0,28	0,25
2400	8xК-300	0,26	0,23
3000	6xК-500	0,21	0,17
4000	8xК-500	0,19	0,17
4000	5xК-800	0,16	0,13

Суммарные эксплуатационные затраты по всем электростанциям энергосистемы

$$C_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n (C_{m_i} + C_{ам_i} + C_{зп_i}) \cdot (1 + \alpha),$$

где α – коэффициент, учитывающий прочие расходы ($\alpha = 0,1$).

5. Себестоимость 1 кВт·ч, отпущенного в сеть энергосистемы:

$$C_{\Sigma}^{\text{ЭЭ}} = C_{\Sigma}^{\text{ЭЭ}} / Q_{\Sigma}^{\text{отп}},$$

где $C_{\Sigma}^{\text{ЭЭ}}$ – суммарные эксплуатационные расходы, относящиеся к отпуску электроэнергии.

Для определения этой величины по ТЭЦ следует разделить затраты на амортизацию, заработную плату и прочие расходы между двумя видами продукции. С целью упрощения расчетов предлагается 60 % затрат относить на электроэнергию, а 40 % – на тепло. Тогда для ТЭЦ будем иметь:

$$C_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ЭЭ}} = \Pi_{\text{Т}} \cdot B_{\text{ЭЭ_ТЭЦ}}^{\text{год}} + 0,6(C_{\text{ам}}^{\text{ТЭЦ}} + C_{\text{зп}}^{\text{ТЭЦ}})(1 + \alpha);$$

$$C_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ТЭ}} = \Pi_{\text{Т}} \cdot B_{\text{ТЭ_ТЭЦ}}^{\text{год}} + 0,4(C_{\text{ам}}^{\text{ТЭЦ}} + C_{\text{зп}}^{\text{ТЭЦ}})(1 + \alpha).$$

Для КЭС

$$C_{\text{КЭС}}^{\text{ЭЭ}} = \Pi_{\text{Т}} \cdot B_{\text{КЭС}}^{\text{год}} + (C_{\text{ам}}^{\text{КЭС}} + C_{\text{зп}}^{\text{КЭС}})(1 + \alpha).$$

Суммарные затраты в энергосистеме

$$C_{\Sigma} = C_{\Sigma}^{\text{ЭЭ}} + C_{\Sigma}^{\text{ТЭ}}.$$

Себестоимость единицы тепла, отпущенной от всех ТЭЦ:

$$C_{\text{ТЭ}} = C_{\Sigma}^{\text{ТЭ}} / Q_{\text{отп}}^{\Sigma}.$$

Эксплуатационные расходы в электрических сетях можно приближенно определить как

$$C_{\text{Э.С.}} = p \cdot K_{\text{Э.С.}},$$

где p – коэффициент, учитывающий отчисления на амортизацию, заработную плату и прочие затраты и принимаемый $p = 0,07$;

$K_{\text{Э.С.}}$ – капитальные вложения в электрические сети, равные 50 % от капитальных вложений в электростанции.

Тогда общие затраты в энергосистеме, относимые к электроэнергии, будут равны:

$$C_{\text{ЭН}}^{\text{ЭЭ}} = C_{\Sigma}^{\text{ЭЭ}} + C_{\text{Э.С.}}$$

Себестоимость 1 кВт·ч, полезно отпущенного потребителям, составит

$$C_{\text{ЭЭ}}^{\text{пол}} = \frac{C_{\text{ЭН}}^{\text{ЭЭ}} + P_{\text{пок}}}{\mathcal{E}_{\Sigma}^{\text{отп}} \cdot (1 - K_{\text{пот}})},$$

где $K_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь в сетях ($K_{\text{пот}} = 0,1$);

$P_{\text{пок}}$ – стоимость покупной энергии, определяемая как

$$P_{\text{пот}} = \mathcal{E}_{\text{пок}} \cdot T_{\text{мэп}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{пок}}$ – количество покупной энергии;

$T_{\text{мэп}}$ – тариф на межсистемные передачи электроэнергии ($T_{\text{мэп}} = 0,1$ у. е./кВт·ч).

6. Стоимость реализации энергии

$$P = \mathcal{E}_{\Sigma}^{\text{отп}} \cdot (1 - K_{\text{пот}}) \cdot T_{\text{ЭЭ}}^{\text{ср}} + Q_{\text{отп}}^{\Sigma} \cdot T_{\text{ТЭ}}^{\text{ср}},$$

где $T_{\text{ЭЭ}}^{\text{ср}}$, $T_{\text{ТЭ}}^{\text{ср}}$ – средние тарифы на электроэнергию и тепло для потребителей

$$(T_{\text{ЭЭ}}^{\text{ср}} = 0,12 \text{ у. е./кВт}\cdot\text{ч}; T_{\text{ТЭ}}^{\text{ср}} = 50 \text{ у. е./Гкал}).$$

7. Прибыль энергосистемы

$$Д = П - (C_{\text{эн}} + П_{\text{пок}}),$$

где

$$C_{\text{эн}} = C_{\text{эн}}^{\text{ЭЭ}} + C_{\Sigma}^{\text{ТЭ}}.$$

8. Прибыль, остающаяся в распоряжении энергосистемы (остаточная прибыль), после осуществления всех выплат:

$$Д_0 = Д(1 - a),$$

где a – налог на прибыль (принять равным 0,3);

9. Фондоотдача

$$K_{\text{Ф.О.}} = \frac{П}{\Phi_0},$$

где Φ_0 – стоимость основных средств (может быть принята равной капитальным вложениям в энергосистему).

10. Рентабельность основных средств

$$K_{\text{рен}}^{\circ} = \frac{Д_0}{\Phi_0}.$$

11. Рентабельность продукции

$$K_{\text{рен}}^{\text{пр}} = Д_0 / C_{\text{эн}}.$$

3. ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Задача 1

Рассчитать обобщенную ХОП для двух конденсационных блоков, приведенных по вариантам в табл. 1. ХОП КА приведены в табл. 2. При работе на газомазутном (ГМ) топливе минимальная нагрузка КА принимается равной 50 %, при работе на твердом топливе (У – уголь) минимальная нагрузка КА принимается равной 60 %. Энергетические характеристики ТА приведены в табл. 3. Потери в паропроводах, при передаче пара от КА к ТА, принимаются равными 3 %. Максимальная нагрузка КА и ТА не должна превышать номинальную мощность агрегатов.

Задача 2

Требуется найти экономическое распределение часовой электрической мощности между агрегатами условного турбинного цеха (приведенное оборудование блочное) и рассчитать полный часовой расход условного топлива и удельный расход (т у. т./мВт). Варианты заданий приведены в табл. 1. Минимальная нагрузка ТА по конденсационному циклу принимается равной 3 %. Суммарная часовая электрическая нагрузка потребителей принимается равной 90 % от суммарной установленной мощности ТА. Отборы тепла теплофикационных ТА загружены на 50 %. КПД котельного цеха равен 90 %. Теплота сгорания условного топлива – 7000 ккал / кг у. т.

4. ПЕРЕЧЕНЬ КОНТРОЛЬНЫХ ВОПРОСОВ

1. Сущность и задачи организации производства.
2. Понятие предприятия, его задачи и основные признаки.
3. Концентрация производства: сущность и формы.
4. Специализация: сущность и формы.
5. Сущность кооперации производства.
6. Комбинирование производства: сущность и формы.
7. Территориально-отраслевая форма организации производства.
8. Основные принципы размещения производства.
9. Особенности организации энергетического производства.
10. Формы организации производства в рыночных условиях.
11. Совершенствование форм организации производства в рыночных условиях.
12. Понятие о производственном процессе. Структура производственного процесса.
13. Классификация производственных процессов. Значение рациональной организации производственных процессов.
14. Понятие о рабочем месте, зоне обслуживания и производственном участке.
15. Организационно-производственная структура тепловой электростанции.
16. Факторы, определяющие производственную структуру электростанции.
17. Цеховая и бесцеховая организационные структуры тепловых электростанций.
18. Блочно-цеховая организационно-производственная структура электростанций.
19. Особенности организационно-производственных структур управления электростанций других типов.
20. Организационно-производственная структура электрических сетей.
21. Понятие о функциональной, территориальной и смешанной организационно-производственной структуре электрических сетей.
22. Особенности организационно-производственной структуры тепловых сетей.
23. Организационно-производственная структура энергосистемы.

24. Основные и вспомогательные предприятия энергосистемы и их функции.

25. Производственные, организационные и экономические взаимосвязи энергосистемы.

26. Направления развития организационно-производственных структур Белорусской энергосистемы.

27. Задачи, значение и содержание основного и вспомогательно-го производства.

28. Энергетическое хозяйство предприятий как вспомогательное производство. Его роль, значение и место в экономике промышленного предприятия.

29. Производственная структура энергохозяйства.

30. Энергетическая характеристика предприятия и его основных цехов.

31. Свойства энергохозяйства как системы.

32. Энергобаланс предприятия, его назначение и методы составления.

33. Виды энергетических балансов. Содержание и их построение.

34. Определение потребности в технологическом топливе и энергии.

35. Определение выхода вторичных энергоресурсов при построении приходной части энергобаланса.

36. Характеристика натуральных и производственных графиков нагрузки.

37. Характеристика электрической нагрузки энергосистемы и классификация ее колебания.

38. Формирование графиков активной электрической нагрузки по группам потребителей.

39. Реактивная электрическая мощность энергосистемы.

40. Влияние параметров электроэнергии на электрическую нагрузку потребителей.

41. Методы, регулирование графиков электрической нагрузки.

42. Графики тепловой нагрузки и методы их регулирования.

43. Энергетический баланс агрегата и его структура.

44. Показатели энергетической экономичности агрегата.

45. Энергетические характеристики агрегатов и их параметры.

46. Понятие о вогнутых, выпуклых и прямолинейных характеристиках.

47. Основное оборудование тепловой электростанции, его эксплуатационные свойства.

48. Расходные характеристики и показатели экономичности основного оборудования тепловой электростанции.

49. Распределение нагрузки между котлоагрегатами, турбоагрегатами и энергоблоками тепловой электростанции.

50. Выбор оптимальных режимов совместной работы тепловых электростанций.

51. Условия экономичности совместной работы тепловых и гидроэлектростанций.

52. Учет влияния собственного расхода энергии и ее потерь в сетях при выборе экономичных режимов работы электростанций.

53. Структура календарного времени и показатели использования оборудования промпредприятий.

54. Система показателей производительности и энергопотребления оборудования промпредприятий.

55. Энергетические характеристики промышленного оборудования.

56. Принципы выбора оптимальных режимов работы промышленного оборудования.

57. Выбор оптимальных энергетических режимов изолированных работ оборудования с малыми пусковыми расходами.

58. Выбор оптимальных энергетических режимов изолированных работ оборудования с большими пусковыми расходами.

59. Понятие об энергетически оптимальном распределении выработки продукции между технологическими агрегатами.

60. Энергетическое нормирование на электростанциях. Энергетическое нормирование на сетевых предприятиях.

61. Значение и задачи нормирования энергопотребления.

62. Классификация и структура норм расхода.

63. Размерность, техническое обоснование и исходные данные для расчета норм.

64. Организация нормирования и контроль за использованием топлива, тепловой и электрической энергии.

65. Установление технологических норм.

66. Разработка общепроизводственных цеховых и заводских норм. Разработка индивидуальных и групповых норм.

67. Износ энергетического оборудования и характеристика планово-предупредительного ремонта, его задачи, содержание и нор-

мы. Основные формы и принципы организации планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования.

68. Применение методов сетевого планирования и управления в ремонте энергетического оборудования.

69. Экономика ремонта энергооборудования и стимулирование ремонтных работ.

70. Назначение и содержание энергетического учета. Контрольно-измерительные приборы и организация их обслуживания.

71. Организация энергетического учета на электростанцию и в сетях энергосистем.

72. Организация энергетического учета на промышленных предприятиях.

73. Автоматизация энергетического учета.

74. Материально-техническое снабжение электрических станций и сетей.

75. Нормирование расхода эксплуатационных и ремонтных материалов.

76. Организация материально-технического снабжения и складского хозяйства электрических станций и сетей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Володько, В. Ф. Основы менеджмента: учебное пособие / В. Ф. Володько. – 3-е изд. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2010. – 303 с.
2. Производственный менеджмент: учебник и практикум для прикладного бакалавриата / Л. С. Леонтьева [и др.]; под редакцией Л. С. Леонтьевой, В. И. Кузнецова. – Москва: Издательство Юрайт, 2018. – 305 с.
3. Гулбрандсен, Т. Х. Энергоэффективность и энергетический менеджмент: учебно-методическое пособие / Т. Х. Гулбрандсен, Л. П. Падалко, В. Л. Червинский. – Минск: БГАТУ, 2010. – 240 с.
4. Ламакин, Г. Н. Основы менеджмента в электроэнергетике: учебное пособие. Ч. 1. – 1-е изд. Тверь: ТГТУ, 2006. – 208 с.
5. Криворотов, В. В. Экономика предприятий энергетики: учебное пособие / В. В. Криворотов, Ю. Б. Клюев, А. В. Калина. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2018. – 303 с.
6. Энергетический анализ: методика и базовое информационное обеспечение: учебное пособие / В. Г. Лисиенко [и др.]. – Екатеринбург: Урал. гос. техн. ун-т, 2001. – 101 с.
7. Неверов, А. В. Менеджмент: учебное пособие / А. В. Неверов, Е. Е. Вершигора. – Минск: Белорусский государственный технологический университет (БГТУ), 2007. – 336 с.
8. Менеджмент: учебник для академического бакалавриата / под ред. Ю. В. Кузнецова. — М.: Издательство Юрайт, 2015. – 448 с. – Серия: Бакалавр. Академический курс.
9. Мильнер, Б. З. Теория организации: учебник / Б. З. Мильнер. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Инфра-М, 2001. – 477 с.
10. Гительман, Л. Д. Энергетические компании: Экономика. Менеджмент. Реформирование / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников. – В 2 т. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-т, 2001. – Т. 1, 2.
11. Борисов, Л. М. Экономика энергетики: учебное пособие / Л. М. Борисов, Е. А. Гершанович. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006.

Учебное издание

ЛИМОНОВ Александр Иванович
САМОСЮК Наталья Александровна

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности
1-27 01 01-10 «Экономика и организация
производства (энергетика)»

Редактор *Е. О. Германович*
Компьютерная верстка *Е. А. Беспанской*

Подписано в печать 05.08.2020. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 3,84. Уч.-изд. л. 3,00. Тираж 100. Заказ 242.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.