

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Экономика и организация энергетики»

А. И. Лимонов
Е. П. Корсак

МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Методическое пособие
для студентов заочного отделения специальности
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск
БНТУ
2022

УДК 621.311:658(075.4)

ББК 31.2я7

Л58

Р е ц е н з е н т ы:

директор ОАО «Экономэнерго» *А. А. Якушев*;
зав. кафедрой управления региональным развитием
факультета подготовки и переподготовки Академии управления
при Президенте Республики Беларусь, канд. экон. наук *А. Д. Луцевич*

Лимонов, А. И.

Л58 Менеджмент в энергетике : методическое пособие для студентов заочного отделения специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы» / А. И. Лимонов, Е. П. Корсак. – Минск : БНТУ, 2022. – 45 с.

ISBN 978-985-583-358-2.

В методическом пособии рассматриваются вопросы, связанные с принципами организации параллельной работы электростанций в энергосистеме и расчета технико-экономических показателей работы станций. Пособие содержит задачи для проверки знаний.

Методическое пособие предназначено для студентов заочной формы обучения специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы».

УДК 621.311:658(075.4)

ББК 31.2я7

ISBN 978-985-583-358-2

© Лимонов А. И., Корсак Е. П., 2022

© Белорусский национальный
технический университет, 2022

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ЛЕКЦИОННОМУ КУРСУ

1.1. 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.

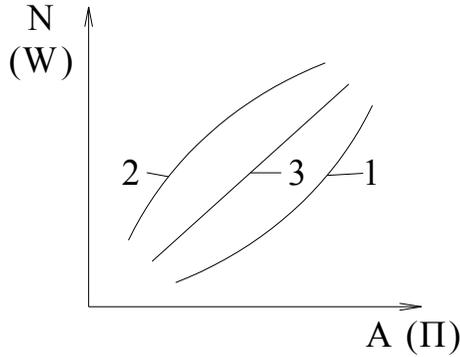


Рис. 1. Абсолютные характеристики агрегатов непрерывного действия

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 ($\eta = N_{\text{пол}} / N$) от производительности агрегата. Полезно используемая мощность связана производительностью агрегата следующей зависимостью:

$$N_{\text{пол}} = \mu \cdot A,$$

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

Аналогичная зависимость существует также между потреблением энергоносителя и объемом выпуска продукции в режиме переменных нагрузок. В результате взаимосвязь между

удельными показателями энергетической экономичности агрегатов определяется следующими соотношениями:

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

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

$$d = \frac{\mu}{1 - u} = \frac{\mu}{\eta}.$$

Для энергетических агрегатов непрерывного действия с вогнутыми абсолютными характеристиками на рис. 2 показаны зависимости удельных показателей от производительности агрегата. Особенностью данных зависимостей являются следующие условия: если $A=0$, то $d=\infty$, $u=1$, $\eta=0$; если $d = \min$, то $\eta = \max$, $u = \max$.

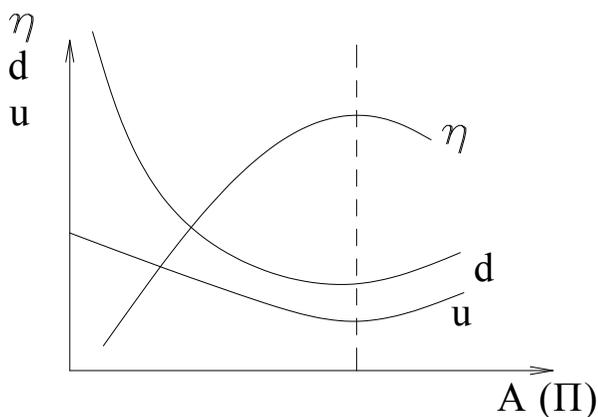


Рис. 2. Удельные показатели агрегатов с вогнутыми характеристиками

Для агрегатов с выпуклыми и прямолинейными характеристиками на рис. 3 показаны зависимости удельных показате-

лей от производительности агрегата. Особенностью данных зависимостей является то, что при максимальной производительности агрегата КПД достигает максимума, а удельный расход и удельные потери энергоносителя – минимума.

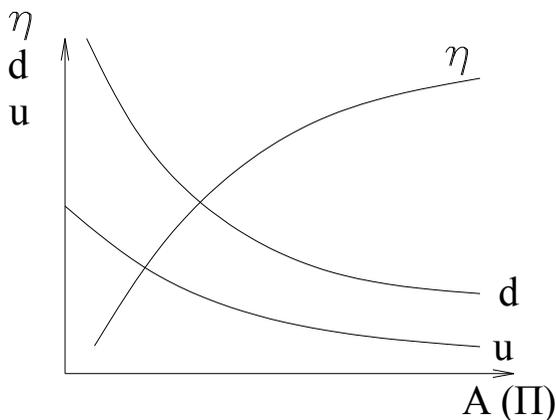


Рис. 3. Удельные показатели агрегатов с выпуклыми и прямолинейными характеристиками

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 с вогнутыми, выпуклыми и прямолинейными абсолютными характеристиками приведены на рис. 4. У агрегатов с вогнутыми абсолютными характеристиками ХОП с ростом производительности возрастает, с выпуклыми – снижается, а с прямолинейными – остается постоянной.

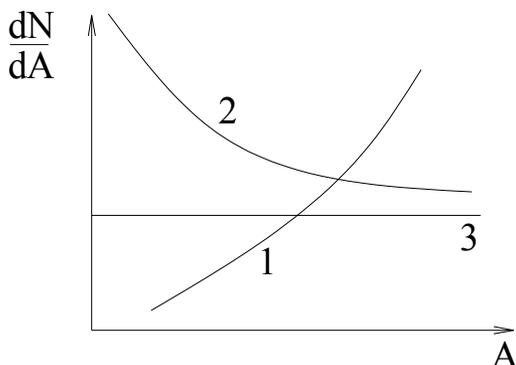


Рис. 4. Характеристики относительных приростов агрегатов непрерывного действия

1.2. 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 длительное время 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 (производительности) 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 аналогична 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 и приравнены 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:

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

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

Функцию Лагранжа дифференцируют по независимым переменным и множителям Лагранжа, приравнивают полученные выражения к нулю и находят значения переменных, при которых целевая функция достигает экстремума.

Пусть имеется два параллельно работающих КА, а также задана суммарная тепловая нагрузка потребителей:

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

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

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:

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

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

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{хх2}} + q'_2 P_{\text{эк2}} + q''_2 (P_2 - P_{\text{эк2}}).$$

То есть, при заданной суммарной нагрузке минимальный расход топлива достигается при загрузке КА, которые соответствуют одинаковым относительным приростам расхода топлива: $r_1 = r_2$.

1.3. Энергетические характеристики турбоагрегатов

Основной характеристикой экономичности работы турбоагрегата (ТА) является расходная характеристика – зависимость часового расхода тепла на входе в ТА от электрической нагрузки на выходе из него. В простейшем случае (для конденсационных ТА) расход тепла зависит только от электрической мощности, и расходная характеристика имеет вид: $Q_x = f(P)$.

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 его дросселировании в регулирующих клапанах турбины, и она тем больше, чем выше отклонения давления пара на выходе из ТА от начального давления. 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 соответствующие ХОП. В точке включения очередного клапана происходит скачкообразное увеличение относительного прироста расхода пара из-за увеличения потерь во вновь включаемом клапане.

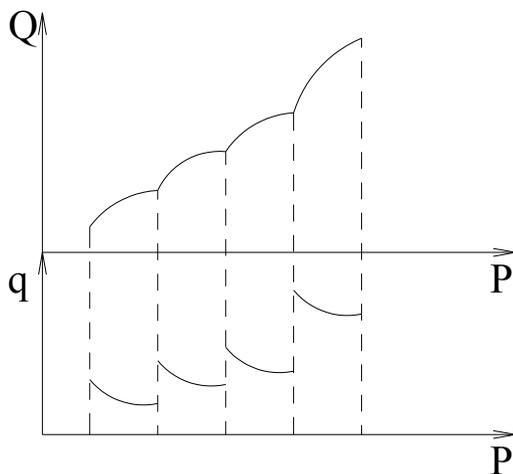


Рис. 5. Характеристики ТА с сопловым регулированием

Для увеличения пропуска 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).

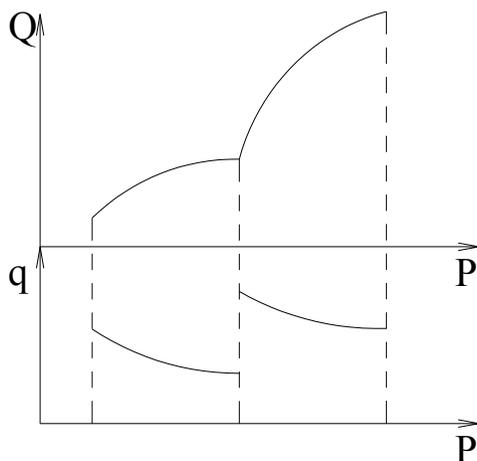


Рис. 6. Характеристики ТА с обводным регулированием

1.4. Энергетические характеристики конденсационных ТА

Так как выпуклость расходных характеристик ТА невелика, то для решения экономических задач, особенно связанных с планированием на перспективу, ею можно пренебречь, а 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.

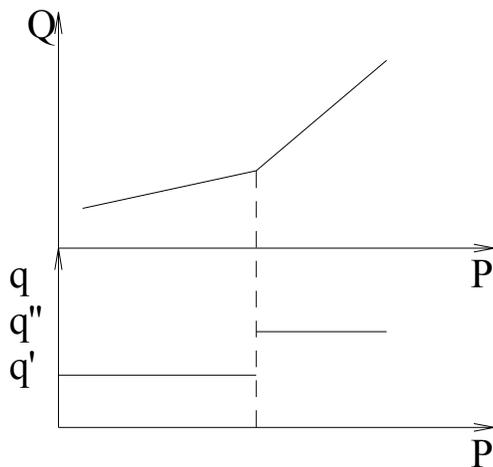


Рис. 7. Аппроксимированные характеристики ТА с обводным регулированием

В результате расходная характеристика ТА будет иметь три параметра:

- 1) $Q_{\text{хх}}$ – расход тепла при работе ТА на холостом ходу;
- 2) q' – относительный прирост расхода тепла в ТА при увеличении нагрузки до момента открытия обводного клапана или последнего клапана в турбине с сопловым регулированием, т. е. в зоне экономической нагрузки;
- 3) q'' – 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:

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{хх}} + q'P,$$

где P – нагрузка ТА.

В точке экономической нагрузки ($P = P_{\text{ЭК}}$), т. е. в момент открытия обводного или последнего клапана при сопловом регулировании, расходная характеристика ТА имеет вид:

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{ХХ}} + q'P_{\text{ЭК}}.$$

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

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{ХХ}} + q'P_{\text{ЭК}} + q''(P - P_{\text{ЭК}}).$$

Расходную характеристику ТА можно представить в виде:

$$\begin{aligned} Q_{\text{час}} &= Q_{\text{ХХ}} + q'P_{\text{ЭК}} + q''(P - P_{\text{ЭК}}) = Q_{\text{ХХ}} + (q'P - q'P) + q'P_{\text{ЭК}} + \\ &+ q''(P - P_{\text{ЭК}}) = Q_{\text{ХХ}} + q'P + (q'' - q') \cdot (P - P_{\text{ЭК}}). \end{aligned}$$

В результате удельный расход тепла ТА можно представить в виде:

$$q_{\text{уд}} = \frac{Q_{\text{час}}}{P} = q_{\text{ХХ}} + q' + (q'' - q') \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{ЭК}}}{P}\right).$$

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

- 1) гиперболическая кривая составляющей нагрузки холостого хода ($q_{\text{ХХ}}$), величина которой уменьшается с ростом нагрузки;
- 2) горизонтальная прямая относительного прироста расхода тепла (q') в зоне экономической нагрузки работы ТА;
- 3) гиперболическая кривая составляющей перегрузочного расхода тепла $(q'' - q') \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{ЭК}}}{P}\right)$, величина которого возрастает с ростом нагрузки.

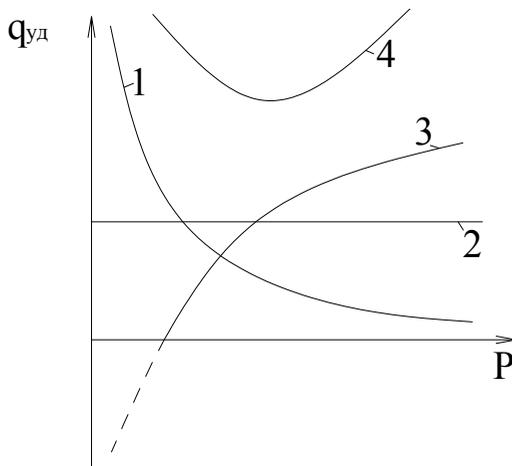


Рис. 8. Характеристика удельного расхода ТА с обводным регулированием

Суммируя перечисленные кривые, получим зависимость удельного расхода тепла от нагрузки ТА, изображенную под номером 4 на рис. 8. Исходя из показанных на рис. 8 зависимостей, минимальный удельный расход тепла достигается в точке экономической нагрузки. В этой же точке достигается минимум удельных потерь тепла и максимум КПД. То есть удельные характеристики современных ТА по форме аналогичны удельным характеристикам агрегатов с вогнутыми расходными характеристиками.

1.5. ХОП турбинного цеха

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

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{хх1}} + q'_1 P_{\text{эк1}} + q''_1 (P_1 - P_{\text{эк1}});$$

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{хх2}} + q'_2 P_{\text{эк2}} + q''_2 (P_2 - P_{\text{эк2}}).$$

Пусть $q'_1 < q'_2 < q''_1 < q''_2$. На рис. 8 такое соотношение относительных приростов расхода пара будет соответствовать следующим величинам углов наклона расходных характеристик: $\alpha_1 < \alpha_2 < \beta_1 < \beta_2$.

ХОП турбинного цеха, приведенная на рис. 9, строится следующим образом:

– на минимальную нагрузку загружаются оба ТА ($P_{\min} = P_{\min 1} + P_{\min 2}$);

– до нагрузки $P^1 = P_{\min} + P_{\text{ЭК1}}$ с относительным приростом q'_1 загружается первый ТА;

– до нагрузки $P^2 = P^1 + P_{\text{ЭК2}}$ с относительным приростом q'_2 загружается второй ТА;

– до нагрузки $P^3 = P^2 + (P_{\max 1} - P_{\text{ЭК1}})$ с относительным приростом q''_1 загружается первый ТА;

– до нагрузки $P^4 = P^3 + (P_{\max 2} - P_{\text{ЭК2}})$ с относительным приростом q''_2 загружается второй ТА.

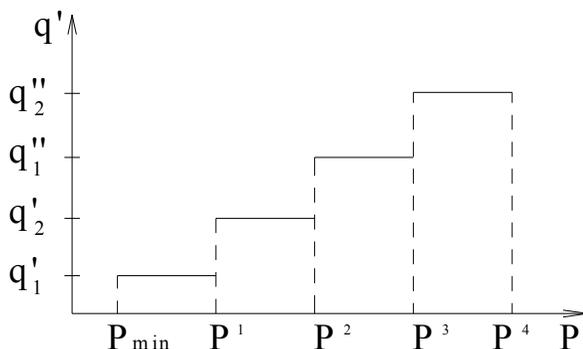


Рис. 9. Характеристика относительных приростов турбинного цеха

1.6. ХОП блока и станции в целом

При блочной схеме компоновки станции относительный прирост расхода топлива равен:

$$\varepsilon = \frac{dB}{dP} = \left(\frac{dB}{dQ} \frac{dQ}{dP} \right) = q'r, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{мВт}},$$

где ε – относительный прирост расхода условного топлива блоком;

q' – 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.). 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 %).

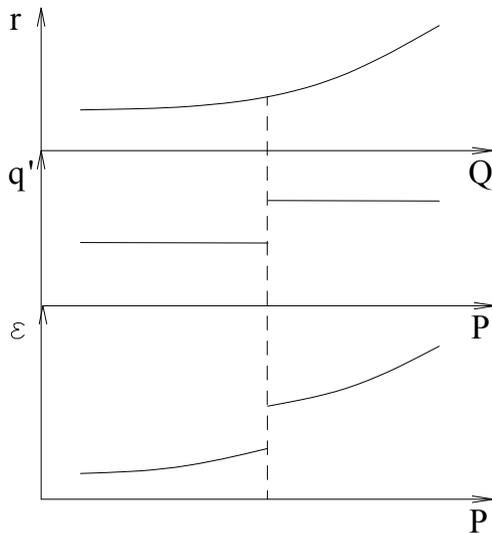


Рис. 10. Характеристика относительных приростов блока

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.

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

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 следующим образом:

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

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

Относительный прирост расхода условного нетто топлива на ТЭС равен:

$$\varepsilon_{\text{н}} = \frac{dB}{dP_{\text{н}}} = \left(\frac{dB}{dP_{\text{бр}}} \frac{dP_{\text{бр}}}{dP_{\text{н}}} \right) = \left(\frac{\frac{dB}{dP_{\text{бр}}}}{\frac{dP_{\text{н}}}{dP_{\text{бр}}}} \right), \quad \frac{\text{т.у.т.}}{\text{МВт}};$$

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

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

В результате

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

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

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

1.8. 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:

$$\sum P_{\text{б}pi} = \sum P_{\text{сн}i} + \sum P_{\text{пот}i} + P_{\text{эс}},$$

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

$P_{\text{б}pi}$ – нагрузка брутто i -й КЭС;

$P_{\text{сн}i}$ – прирост расхода мощности на СН при изменении нагрузки на i -й КЭС;

$P_{\text{пот}i}$ – расход мощности на транспорт электроэнергии в электрических сетях при изменении нагрузки на i -й КЭС.

Составляем функцию Лагранжа:

$$\Phi = B_{\Sigma} + \lambda(\sum P_{\text{сн}i} + \sum P_{\text{пот}i} + P_{\text{эс}} - \sum P_{\text{б}pi}).$$

Частные производные по мощности КЭС брутто равны:

$$\begin{aligned} \frac{d\Phi}{dP_{\text{б}pi}} &= \frac{dB_i}{dP_{\text{б}pi}} + \lambda \left(\frac{dP_{\text{сн}i}}{dP_{\text{б}pi}} + \frac{dP_{\text{пот}i}}{dP_{\text{б}pi}} - 1 \right) = \varepsilon_{\text{б}pi} + \lambda \left(\rho_i + \frac{dP_{\text{пот}i}}{dP_{\text{н}i}} \frac{dP_{\text{н}i}}{dP_{\text{б}pi}} - 1 \right) = \\ &= \varepsilon_{\text{б}pi} + \lambda(\rho_i + \delta_i(1 - \rho_i) - 1) = \varepsilon_{\text{б}pi} + \lambda(1 - \rho_i)(1 - \delta_i) = 0. \end{aligned}$$

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

$$\lambda = \frac{\varepsilon_{\text{б}pi}}{(1 - \rho_i)(1 - \delta_i)} = \varepsilon_{\text{н}i}.$$

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

$$\varepsilon_{\text{н}1} = \varepsilon_{\text{н}2} = \dots = \varepsilon_{\text{н}n} = \varepsilon_{\text{э}н}.$$

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

1.9. 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:

$$\varepsilon_{н1} = \varepsilon_{н2} = \dots = \alpha \varepsilon_{нк} = \dots = \varepsilon_{нn} = \varepsilon_{эн},$$

где $\varepsilon_{нк}$ – 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 загружаться меньше. 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.

1.10. Распределение нагрузки по критерию минимума стоимости топлива

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

$$\varepsilon_{н1} \Pi_1 = \varepsilon_{н2} \Pi_2 = \dots = \varepsilon_{нк} \Pi_k = \dots = \varepsilon_{нn} \Pi_n = \mu,$$

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

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

Относительные приросты расхода топлива станций можно привести к одной стоимости топлива. Тогда критерий запишется так:

$$\frac{\varepsilon_{н1} \Pi_1}{\Pi_0} = \frac{\varepsilon_{н2} \Pi_2}{\Pi_0} = \dots = \frac{\varepsilon_{нк} \Pi_k}{\Pi_0} = \dots = \frac{\varepsilon_{нn} \Pi_n}{\Pi_0}, \quad \frac{\text{т.у.т.}}{\text{мВт}},$$

где Π_0 – стоимость 1 т.у.т., принимаемая за базисную. В качестве базисной можно использовать величину средней стоимости топлива по энергосистеме.

1.11. Энергетические характеристики теплофикационных ТА

Теплофикационные ТА бывают «с противодавлением», или типа «Р» (регулируемые), и с отборами пара. В ТА типа «Р» весь пар проходит через проточную часть турбины, после чего с достаточно высокими параметрами (температуры и давления) 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, т. е. 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 (температуры и давления) 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» (части высокого давления – ЧВД) и одной конденсационной турбиной (часть низкого давления – ЧНД). Электрические мощности, вырабатываемые условными турбинами «с противодавлением», рассматриваются как выработанные по теплофикационному циклу, а электрическая мощность, вырабатываемая условной конденсационной турбиной, – как 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 изображены участки расходной характеристики:

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.

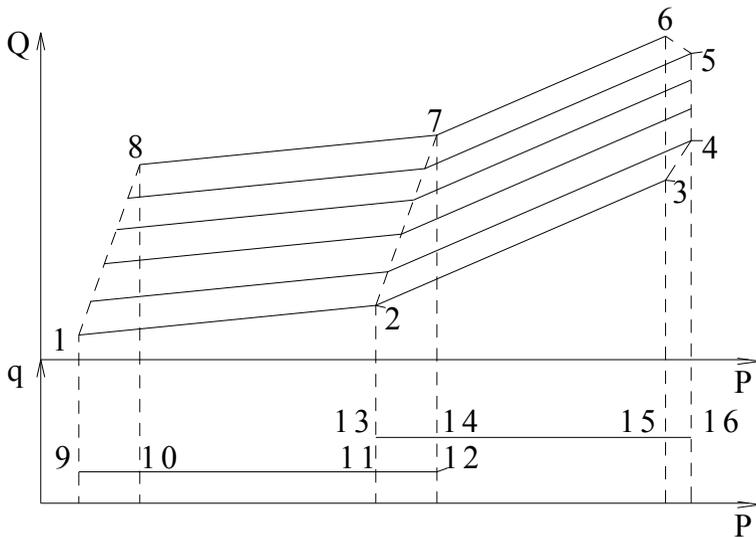


Рис. 11. Характеристики теплофикационных ТА

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

$$Q_{\text{час}} = Q_{\text{хх}} + q_{\text{т}}P_{\text{т}} + q_{\text{к}}P_{\text{к}} = Q_{\text{хх}} + q_{\text{к}}P - (q_{\text{к}} - q_{\text{т}})P_{\text{т}},$$

где $q_{\text{т}}$, $q_{\text{к}}$ – относительные приросты расхода тепла на выработку электрической нагрузки по теплофикационному и конденсационному циклам соответственно;

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

1.12. Принципы распределения электрической и тепловой нагрузки между агрегатами ТЭЦ

Рассмотрим два ТА ТЭЦ, которые одновременно вырабатывают тепловую и теплофикационную электрическую нагрузку:

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

$$P_\Sigma = P_1 + P_2; \quad P_1 = f(Q_1); \quad P_2 = f(Q_2);$$

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

$$Q_1^* = Q_1 - \Delta Q;$$

$$Q_2^* = Q_2 - \Delta Q;$$

Одновременно изменяется выработка теплофикационной электрической нагрузки:

$$P_1^* = f(Q_1^*) = P_1 - \Delta P_1;$$

$$P_2^* = f(Q_2^*) = P_2 - \Delta P_2; \quad \Delta P_1 \neq \Delta P_2.$$

Если $\Delta P_1 > \Delta P_2$, то $P_1^* + P_2^* < P_\Sigma$. Для обеспечения баланса электрической нагрузки на ТЭЦ один из 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 итоге задача сводится к минимизации расхода тепла при распределении электрической нагрузки между ТА:

$$\begin{aligned} & \min(Q_{xx1} + q_{T1}P_{T1} + q_{K1}P_{K1} + Q_{xx2} + q_{T2}P_{T2} + q_{K2}P_{K2}); \\ & \min(Q_{xx\Sigma} + q_{K1}P_{K1} + q_{K2}P_{K2} + q_{T1}f(Q_1) + q_{T2}f(Q_2)). \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} Q_{\Sigma} &= Q_1 + Q_2; \\ P_{\Sigma} &= P_1 + P_2 = P_1^* + P_{T1} + P_{K1} + P_2^* + P_{T2} + P_{K2} = \\ &= P_{\Sigma}^* + P_{K1} + P_{K2} + f(Q_1) + f(Q_2); \end{aligned}$$

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

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

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

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

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

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 загрузка 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.

1.13. 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:

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

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:

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

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

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

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.

В результате критерием оптимального распределения реактивной мощности будет условие:

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

1.14. 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:

– экономия топлива на станции в размере:

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

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

– увеличение мощности энергосистемы для компенсации мощности остановленного блока на величину:

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

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

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

$$\Delta B > \varepsilon_c \Delta P,$$

где ε_c – относительный прирост расхода топлива по системе.

И, наоборот, если $\Delta B < \varepsilon_c \Delta P$ – 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 $\Delta B = b_{\text{уд}} \Delta P$, где $b_{\text{уд}}$ – 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 $b_{\text{уд}} > \varepsilon_c$, то целесообразно рассмотреть вопрос об останове блока. Если $b_{\text{уд}} < \varepsilon_c$, 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, увеличения 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 неизменен, то в дополнение к сказанному необходима корректировка относительного прироста при изменении мощности энергосистемы.

1.15. 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:

- а) на ГЭС нет суточного регулирования (нет водохранилища);
- б) при наличии водохранилища ГЭС рассчитана на работу в период пиковых нагрузок энергосистемы,
- в) ГЭС работает 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 (год) – цикл регулирования ГЭС:

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

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:

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

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

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

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

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

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

То есть для любого момента 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;

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

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

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

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

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

Величина $\lambda^{\text{ГЭС}}$ для каждой ГЭС определяется подбором по следующему алгоритму:

1) прогнозируется нагрузка для каждого интервала времени цикла регулирования ГЭС;

2) задается величина $\lambda^{\text{ГЭС}}$ для каждой ГЭС и рассчитывается значение для всех моментов времени цикла регулирования ГЭС;

3) распределяется нагрузка между станциями энергосистемы. С учетом известной прогнозируемой электрической нагрузки ГЭС определяется расход воды за цикл регулирования;

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

1.16. 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 ТЭР начинается с турбинного цеха по алгоритму:

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:

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

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

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

3) полный расход тепла корректируется нормами-поправками, учитывающими реальные условия эксплуатации:

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

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:

$$Q_{\text{п}} = \sum_{i=1}^n q_i,$$

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:

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{п}} + Q_{\Sigma},$$

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, выражающиеся 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 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:

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

где $Q_{\text{к}}$ – выработка тепла котельным цехом;

$Q_{\text{ээ}}$ – расход тепла на выработку электроэнергии;

$Q_{\text{отп}}$ – отпуск тепла потребителям (для ТЭЦ);

ΔQ – потери в паропроводах;

$Q_{\text{СН}}^T$ – расходы тепла на СН турбинным цехом;

$Q_{\text{СН}}^{\text{К}}$ – расходы тепла на СН котельным цехом.

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:

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

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:

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

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:

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

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:

$$B_{\text{пол}} = B_n + B_{\Sigma};$$

5) определяется КПД брутто:

$$\eta_{\text{бр}}^K = Q_K / (B_{\text{пол}} Q_y),$$

где Q_K – выработка тепловой энергии брутто;

$B_{\text{пол}}$ – полный расход топлива в котельном цехе;

$Q_y = 7000$ ккал/кг у.т (29 300 кДж/кг у.т.) – теплота сгорания условного топлива;

6) определяется расход тепла на СН КА:

$$Q_{\text{СН}}^K = a^K T + b^K Q_K,$$

где T – время работы КА за расчетный период;

a^K, b^K – коэффициенты пропорциональности;

7) определяется расход электроэнергии на СН ТА:

$$\mathcal{E}_{\text{СН}}^K = c^K T + d^K Q_K,$$

где c^K, d^K – коэффициенты пропорциональности;

8) определяется КПД нетто котельного цеха:

$$\eta_{\text{Н}}^K = (Q_K - Q_{\text{СН}}^K - \Delta Q - (\mathcal{E}_{\text{СН}}^K \theta / \eta_{\text{Н}}^T)) / (B_{\text{пол}} Q_y),$$

где θ – тепловой эквивалент 1 кВт·ч электроэнергии;

9) дополнительно для теплофикационного отделения ТЭЦ определяются тепловой КПД ($\eta_{\text{Т}}^{\text{ТО}}$) и КПД нетто ($\eta_{\text{Н}}^{\text{ТО}}$) теплофикационного отделения:

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

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

где Q_o – 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:

$$\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\Sigma} = \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{Т}} + \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{К}} + \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{Э}} + \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{ТО}} + \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{пр}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{Т}}$, $\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{К}}$, $\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{Э}}$, $\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{ТО}}$, $\mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{пр}}$ – расходы на СН турбинным, котельным и электрическим цехами, теплофикационным отделением и прочие расходы на СН соответственно;

2) определяется расход топлива на отпуск тепла потребителям с ТЭЦ:

$$B_T = b_{\Pi} Q_{\Pi} + b_{В} Q_{В},$$

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

Q_{Π} , $Q_{В}$ – отпуск тепла потребителям с ТЭЦ, соответственно, в паре и горячей воде;

3) определяется удельный расход топлива на отпуск тепла потребителям с ТЭЦ:

$$b_T = B_T / Q_0;$$

4) определяется КПД отпуска тепла потребителям с ТЭЦ:

$$\eta_T = Q_0 / (B_T Q_y),$$

где Q_y – теплота сгорания условного топлива;

5) определяется расход топлива на отпуск электроэнергии:

$$B_э = B_{\Sigma} - B_T,$$

где B_{Σ} – суммарный расход топлива на ТЭЦ;

6) по физическому методу распределения затрат определяются расходы электроэнергии на СН отпуска тепла и электроэнергии:

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

$$\mathcal{E}_{\text{СН(э)}} = \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\Sigma} - \mathcal{E}_{\text{СН(Т)}};$$

7) определяется отпуск электроэнергии с ТЭЦ:

$$\mathcal{E}_o = \mathcal{E}_B - \mathcal{E}_{CH(T)} - \mathcal{E}_{CH(\mathcal{E})};$$

8) определяется КПД нетто на отпуск электроэнергии:

$$\eta_H = (\mathcal{E}_o \theta) / (B_T Q_y);$$

9) определяется общий КПД станции (ТЭЦ):

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

2. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ЗАДАЧИ

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 – угле (У) – 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.

3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

Таблица 1

Тип турбоагрегата	№ варианта										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
К-150	1,гм		1,гм		1,гм			1,у			
К-200	1,у	1,м			1,у		1,у				
К-300		1,у	1,у	1,гм				1,у	1,у	1,гм	1,гм
К-500				1,у		1,у	1,гм		1,у		
К-800						1,гм				1,гм	1,у
ПТ-60	2,гм	1,у	2,гм					2,г	2,г	2,у	
ПТ-135		2,у		1,гм	2,у	2,гм	2,гм				
Т-100	1,гм		1,гм		2,у			1,г		2,у	1,гм
Т-250				2,м			2,гм		1,у		1,гм
Тип турбоагрегата	№ варианта										
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
К-150				1,ку							
К-200			1,ку	1,м	1,м	1,ку					1,ку
К-300		1,ку	1,г			1,ку		1,ку		1,ку	
К-500	1,ку	1,бу			1,м		1,ку	1,ку	1,м	1,ку	1,м
К-800	1,ку						1,м		1,ку		
ПТ-60			2,м		1,м	2,г	1,м		2,м	2,ку	2,г
ПТ-135	1,г	2,г		1,м				2,м			
Т-100	2,м		1,м		1,ку	1,г	2,м		2,м	1,м	1,г
Т-250		2,м		1,м				1,м			
Тип турбоагрегата	№ варианта										
	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
К-150		1,ку					1,бу	1,бу			8,м
К-200			1,г	1,м		1,ку		1,бу		1,м	6,бу
К-300		1,ку	1,м		1,ку	1,м	1,м		6,ку		
К-500	1,ку			1,м					3,ку	1,м	
К-800	1,г				1,ку				3,ку		
ПТ-60		2,г		2,г		2,м		2,м			2,м
ПТ-135	1,м		1,м		1,м		1,г		4,ку	2,м	
Т-100		2,г	2,м	1,ку	2,бу	1,м	2,м	2,г		2,м	2,м
Т-250	2,м								4,г		

Таблица 2

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

Тип турбины	Производительность котлоагрегата, т/час	100 % тепловая нагрузка котлоагрегата $Q_{ка}^{ном}$, Гкал/час	Нагрузка, % от $Q_{ка}^{ном}$						$\eta_{ном}^{ка}$
			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

Таблица 3

Энергетические характеристики турбоагрегатов

Тип турбоагрегата	Энергетические характеристики
К-150	$Q_{час} = 24,85 + 1,922 \cdot P_{ЭК} + 2,101 \cdot (P - P_{ЭК})$, Гкал/ч; $P_{ЭК} = 124$ МВт
К-200	$Q_{час} = 29,48 + 1,82 \cdot P_{ЭК} + 1,95 \cdot (P - P_{ЭК})$, Гкал/ч; $P_{ЭК} = 173$ МВт
К-300	$Q_{час} = 35,0 + 1,81 \cdot P_{ЭК} + 1,93 \cdot (P - P_{ЭК})$, Гкал/ч; $P_{ЭК} = 270$ МВт
К-500	$Q_{час} = 58,0 + 1,805 \cdot P_{ЭК} + 1,9 \cdot (P - P_{ЭК})$, Гкал/ч; $P_{ЭК} = 450$ МВт

Тип турбо-агрегата	Энергетические характеристики
К-800	$Q_{\text{час}} = 87,0 + 1,80 \cdot P_{\text{ЭК}} + 1,88 \cdot (P - P_{\text{ЭК}}), \text{ Гкал/ч};$ $P_{\text{ЭК}} = 700 \text{ МВт}$
ПТ-60-130	$Q_{\text{час}}^{\ominus} = 12,0 + 1,99 \cdot P - 1,12 \cdot P_T, \text{ Гкал/час};$ $P_T = 0,35 \cdot Q_n + 0,614 \cdot Q_T - 8,7, \text{ МВт};$ $Q_n^{\text{НОМ}} = 85 \text{ Гкал/час}; Q_T^{\text{НОМ}} = 52 \text{ Гкал/час}$
ПТ-135-130	$Q_{\text{час}}^{\ominus} = 20,0 + 1,95 \cdot P - 1,11 \cdot P_T, \text{ Гкал/час};$ $P_T = 0,36 \cdot Q_n + 0,616 \cdot Q_T - 14,5, \text{ МВт};$ $Q_n^{\text{НОМ}} = 200 \text{ Гкал/час}; Q_T^{\text{НОМ}} = 110 \text{ Гкал/час}$
Т-100-130	$Q_{\text{час}}^{\ominus} = 15,0 + 1,89 \cdot P - 1,02 \cdot P_T, \text{ Гкал/час};$ $P_T = 0,63 \cdot Q_T - 9,5, \text{ МВт}; Q_T^{\text{НОМ}} = 160 \text{ Гкал/час}$
Т-250-240	$Q_{\text{час}}^{\ominus} = 32,0 + 1,84 \cdot P - 1,0 \cdot P_T, \text{ Гкал/час};$ $P_T = 0,7 \cdot Q_T - 20,0, \text{ МВт}; Q_T^{\text{НОМ}} = 335 \text{ Гкал/час}$

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 ред. 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 / Г. Н. Ламакин. 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. – Москва : 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. – Москва : 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. – Москва : Инфра-М, 2001. – 477 с.

СОДЕРЖАНИЕ

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ЛЕКЦИОННОМУ КУРСУ	3
1.1. Энергетические характеристики агрегатов непрерывного действия.....	3
1.2. Энергетические характеристики котельных агрегатов	7
1.3. Энергетические характеристики турбоагрегатов	9
1.4. Энергетические характеристики конденсационных ТА	11
1.5. ХОП турбинного цеха	14
1.6. ХОП блока и станции в целом.....	15
1.7. Учет расхода на собственные нужды электрической станции и на транспорт электроэнергии в электрических сетях	17
1.8. Распределение электрической нагрузки между параллельно работающими ТЭС.....	18
1.9. Распределение нагрузки при наличии ограничений по расходу топлива.....	20
1.10. Распределение нагрузки по критерию минимума стоимости топлива.....	20
1.11. Энергетические характеристики теплофикационных ТА.....	21
1.12. Принципы распределения электрической и тепловой нагрузки между агрегатами ТЭЦ	24
1.13. Принципы оптимального распределения реактивной мощности в энергосистеме.....	26
1.14. Определение целесообразности пуска и останова агрегатов.....	28
1.15. Распределение нагрузки в энергосистеме с гидроэлектростанцией (ГЭС).....	29
1.16. Расчет технико-экономических показателей тепловой станции.....	33
2. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ЗАДАЧИ.....	40
3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ	41
ЛИТЕРАТУРА	44

Учебное издание

ЛИМОНОВ Александр Иванович
КОРСАК Екатерина Павловна

МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Методическое пособие
для студентов заочного отделения специальности
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы»

Редактор *Н. А. Костешева*
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 06.01.2022. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 2,67. Уч.-изд. л. 2,09. Тираж 100. Заказ 1067.

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.