

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМБИНИРОВАННОГО ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Максимов Максим Олегович
Студент магистратуры,
Самарский государственный технический университет
РФ, г. Самара

INCREASING THE EFFICIENCY OF COMBINED PRODUCTION HEAT AND ELECTRICITY

Maximov Maxim Olegovich
Graduate student, Samara State Technical University RF, Samara

Аннотация. Рассмотрены основные направления повышения эффективности комбинированного производства электрической и тепловой энергии, связанные с совершенствованием энергогенерирующего оборудования, режимными и схемными изменениями в системах теплоснабжения при обеспечении тепловой нагрузки. Многие годы в России успешно развивалось централизованное теплоснабжение на основе комбинированной выработки тепла и электроэнергии, которое является весьма привлекательной энерго- и природосберегающей технологией. Ее использование позволяет ежегодно экономить около 20 млн. т топлива, что составляет порядка 14 % всего объема топлива, расходуемого в России на нужды теплоснабжения. На ТЭЦ России вырабатывается более 50 % электроэнергии, а КПД использования топлива на них достигает порядка 70–75 %.

Такие направления включают в себя использование парогазовых технологий (ПГУ блоки и газотурбинные надстройки оборудования действующих ТЭЦ) и ГТУ-ТЭЦ, повышение начальных параметров пара на ТЭЦ, надстройку водогрейных котлов газотурбинными установками, усовершенствование и модернизацию действующего турбинного оборудования и схем ТЭЦ, а также отказ от пиковых котельных в пользу пиковых бойлеров на ТЭЦ, переход на пониженный температурный график и изменение структуры систем теплоснабжения. Приведены основные преимущества указанных направлений и проблемы, связанные с их реализацией. Рассмотрены условия возможного и целесообразного применения некоторых направлений. Показано, что во многом выбор тех или иных технических решений, несмотря на энергетическую эффективность, определяется условиями региональных рынков тепловой и электрической энергии.

Abstract. The main directions of increasing the efficiency of combined production of electric and heat energy are considered, associated with the improvement of power generating equipment, regime and circuit changes in heat supply systems while ensuring heat load. For many years, centralized heat supply based on combined heat and power generation has been successfully developing in Russia, which is a very attractive energy and nature saving technology. Its use makes it possible to save about 20 million tons of fuel annually, which is about 14% of the total volume of fuel consumed in Russia for the needs of heat supply. More than 50% of electricity is generated at CHPPs in Russia, and the efficiency of fuel use at them reaches about 70–75%. Such areas include the use of steam and gas technologies (CCGT units and gas turbine superstructures of equipment of operating CHPPs) and GTU-CHPPs, increasing the initial steam parameters at CHPPs, superstructure of hot water boilers with gas turbine units, improvement and modernization of existing turbine equipment and CHPP schemes, as well as rejection of peak boilers in favor of peak boilers at CHPPs, transition to a lower temperature schedule and a change in the structure of heat supply systems. The main advantages of these areas and the problems associated with their implementation are presented. The conditions of possible and expedient application of some directions are considered. It is shown that, in many respects, the choice of certain technical solutions, despite the energy efficiency, is determined by the conditions of the regional heat and electric energy markets.

Ключевые слова: Комбинированное производство тепловой и электрической энергии; ТЭЦ; котельные; парогазовые установки; газотурбинные установки; паровые турбины; системы теплоснабжения; пиковые котлы; КПД.

Key words: Combined production of heat and electricity; CHP; boiler rooms; steam and gas installations; gas turbine installations; steam turbines; heat supply systems; peak boilers; Efficiency

Введение

На протяжении множества лет в РФ благополучно развивается централизованное теплоснабжение на базе когенерации - очень качественный энергосберегающий и экологический незапятнанный продукт. Его внедрение поможет сберечь в пределах 20 млн. тонн горючего в год, что выше в 14% от совместной затраты горючего в отоплении РФ. Отечественные термо-тепло электростанции производят на 50% электричества больше, а их топливная эффективность составляет приблизительно 70-75%. В последние годы внедрение и становление

центрального отопления термоэлектрических станций было затруднено. С целью их анализа и формирования длительной стратегии в 1998 году ВТИ и его исполнители придумали теорию РАО "ЕЭС РФ" по технической и организационно-экономической деятельности, в области теплоснабжения и центрального отопления. Предоставленная концепция обоснована тем, что отопление от термических электрических станций в погодных критериях зоны РФ, могут стать размеренным сектором энергетического рынка.

По причине больших тарифов на горючее за прошлые годы, технологии ВТИ обширно стали применяться и использоваться в репетиционных обеспечениях населения, с теплом безвредным, достоверным, экономически и экологически развитым оптимальным продуктом. Совершенствуя данные технологии и их оснащение термических электрических станций, мы сможем увеличить эффективность отопления на 25%.

Материалы и методы

С данной целью были разработаны и внедрены малозатратные технические события для имеющих место быть термоэлектрических станций. Для начала, к данным мерам относятся понижение теплотерь в конденсаторах турбин, и оптимизация режимов работы и термических схемах турбоагрегатов электрических станций.

С помощью обратного потока способствующему обнаружение и количественную оценку проточности части комбинированного самоохлаждения, получится создать режим работы теплотурбинной установки в согласовании с термическим планированием и реализацией больших технических качеств. Предлагаемые заключения, включают в себя:

- Наибольшее (технически достижимое) уменьшение паровых вентиляционных каналов до невысокого давления (ПНД) за счет модернизации управляющей диафрагмы (РД);

- Благодаря применению особой сопловой системы, подаваемой чрезмерно разогретым конденсатом, пар на конечной стадии размеренно охлаждается мелкодисперсной влагой;

- Модернизация системы ввода в конденсатор с расчета и поступающей в него воды в дополнение к проточной части невысокого давления, целью которой считается увеличение вентиляционной возможности конденсатора нужного тепла от данных струй и понижение его воздействия на эрозию выходной кромки лопаток конечной ступени турбины.;

- Запуск турбоагрегата с очень большой степенью вакуума в конденсаторе (т. е. охлажденном циркулирующей водой). С данной целью был дан ряд назначений по увеличению производительности работы системы всасывания паровоздушной консистенции конденсаторов и сетевых нагревателей, а еще самой ключевой форсунки.

Уплотнение РД и его пропускная способность в замкнутом положении неоднократно понижается и стоит не выше 3-4Т/ч (расход на ГД) при атмосферном давлении в нижней видеокамере отвода тепла, что подтверждается значительной численностью данных, буквально для всех типов турбин мощностью 25-185 МВт (Рис.1).

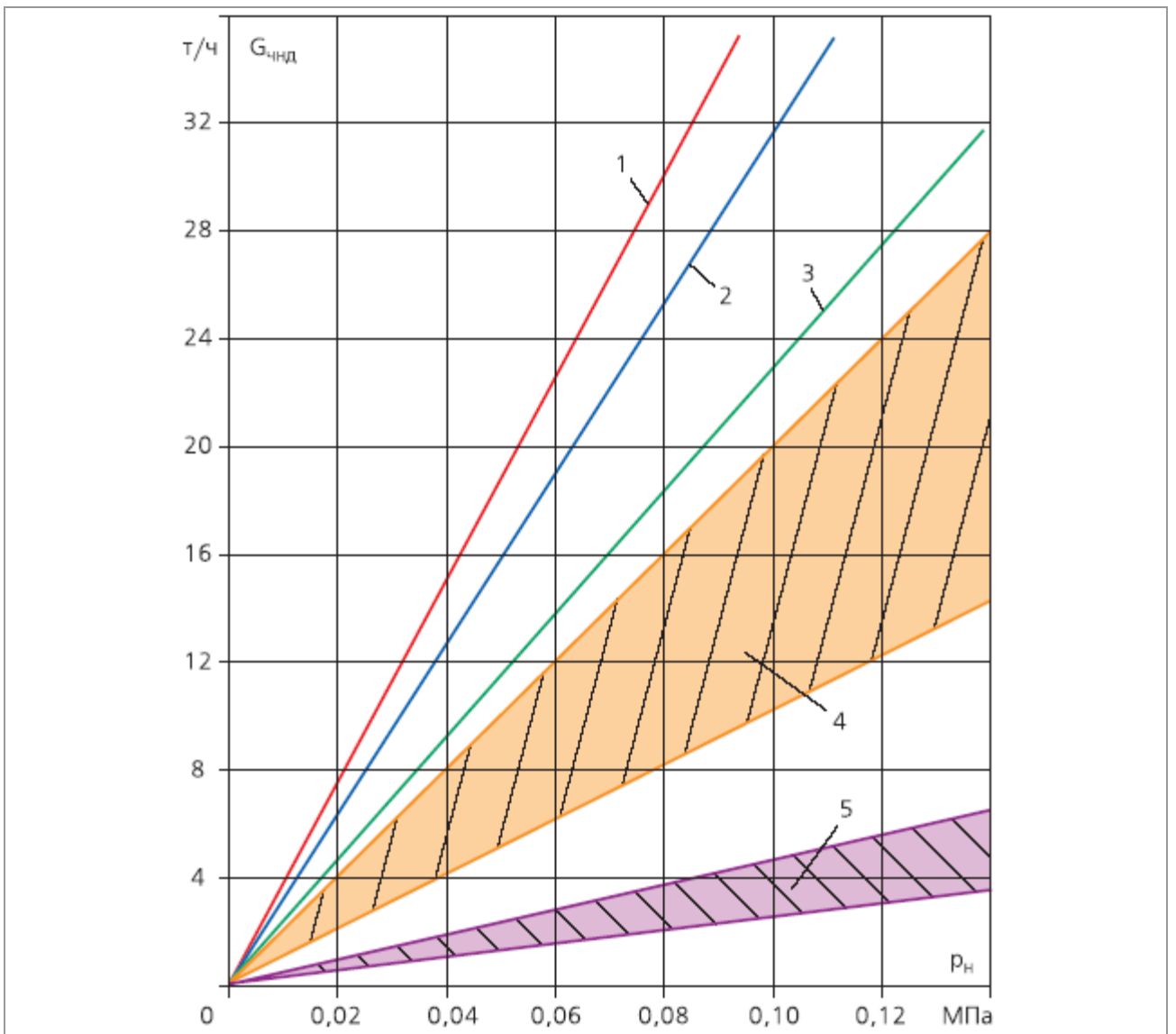


Рисунок 1.

Осредненные экспериментальные данные по расходу пара в один поток ЧНД через закрытую регулируемую диафрагму: 1–4 – до уплотнения РД (1 – турбина Т-180-130, 2 – ПТ-80-130, 3 – ПТ-135-130, 4 – Т-100-130 и Т-50-130 по двенадцати турбинам);

5 – после уплотнения РД (по 30 турбинам различного типа мощностью 25–185 МВт)

Детальные промышленные изучения и долголетний навык эксплуатации 10-ов всевозможных турбин (с длиной последней лопатки в наборе 830 мм) зарекомендовали, что высочайшая эффективность разработки событий, позволяющих прирастить нагрузку и минимизировать теплоотдачу в конденсаторе и довести их до значения, буквально не влияют на КПД когенерационных турбин. Эффект достигается без понижения надежности, работоспособности и доступной мощности турбины как показано на Рис 2.

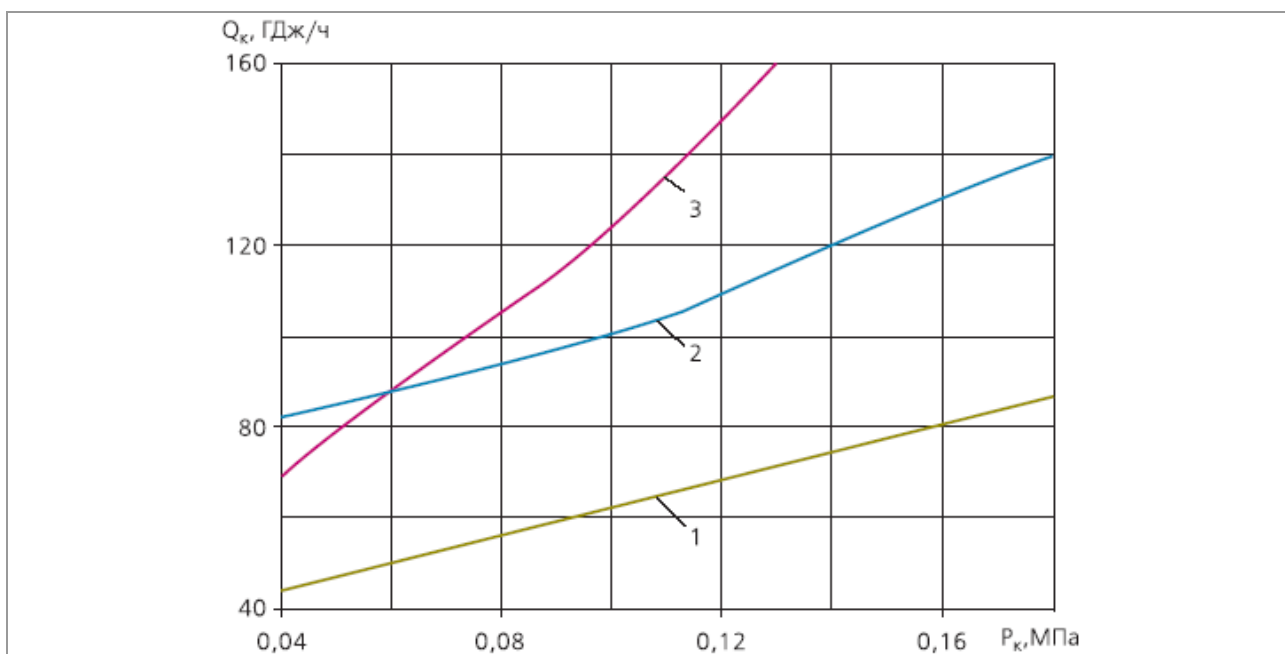


Рисунок 2.

Эффективности реализации мероприятий по снижению потерь тепла в конденсаторах
 (ΔQ_k – экономия тепла, P_k – давление в нижнем отборе)
 1 – турбина T-100-130 ТМЗ; 2 – T-185-130 ТМЗ; 3 – T-180-130 ЛМЗ

Конденсатор содержит встроенную опору, которая нагревает прохладную воду (параллельно ведущей опоре, охлаждаемой циркулирующей водой). В данном случае доля интегрированной опоры отводится в отдельную техно долю, методом установки особого корпуса и транспортирования струи под ним. Из-за этого мы сможем увеличить КПД интегрированной опоры и применить буквально все тепло (более 70%) приточной струи.

Одним из вероятных (и довольно длительных) режимов работы термотурбины считается работа по электронному проекту, когда данные термической и электронной нагрузки поддерживаются подходящими расчётами в баллонах невысокого давления (ВМД). Существующей конструкцией теплофикационных турбин с двухпоточными ЦНД предусматривается одновременное и синхронное управление РД потоков. В указанных условиях оба потока ЦНД работают с частичными расходами пара, а значит и с пониженной экономичностью. Данные детальных исследований (как экспериментальных, так и расчетных с использованием квазипространственной методики) показывают, что в результате существенной нелинейности фактических энергетических характеристик ЦНД в таких режимах может быть получено значительное увеличение мощности турбины, путем перераспределения расхода пара между потоками ЦНД. Это обеспечивается организацией раздельного управления регулирующими диафрагмами каждого потока ЦНД. Наибольший эффект, как правило, имеет место при максимально неравномерном распределении расходов пара по потокам (т. е. в случае реализации принципа последовательного открытия РД) и составляет по приросту суммарной мощности ЦНД до 1,5–2,5 % от номинальной мощности турбины. Осуществление раздельного управления РД требует изменений в конструкции турбины (установки дополнительного сервомотора) и в способе регулирования. При этом весьма перспективным представляется переход от гидравлического к электрическому приводу для управления открытием РД.

Для углубления вакуума достаточно отделять удалять из самого конденсатора паровоздушную смесь (ПВА) от регенеративных и сетевых нагревателей. Это поможет ликвидировать впускное отверстие в конденсатор из нижней зоны отбора тепла (расход которого по сведениям натурных изучений, имеет возможность оформлять больше пятидесяти процентов всех присосок) и сквозь фактические обстоятельства 0,3-0,5 кПа, нажим в нем осуществляется дополнительно, при применении сначала присоединенного поглощающего охладителя, теплоотдачи понижаются на 0,5-0,6 Гкал/ч. Ещё одна немаловажная рекомендация - установить вспомогательный воздухоохладитель на поглощающую линию ПВА от конденсатора, что и будет понижать нажим в конденсаторе на 0,5-0,8 кПа. В то же время, в случае если подлинный лосьон сервируется в охладитель, конкретное численность тепла может быть снижена.

Определенные трудности в последнее время появились при эксплуатации множества термоэлектрических станций с турбинами на подобии ПТ, которые вызваны важным понижением затрат энергии, путем отбирания мощности изготовленной турбины. Рекомендовано поменять принцип работы турбины ПТ-типа регулировки. Как

правило, подача расчёта производственного отбора обязана реализоваться при всецело раскрытом регулирующем клапане (RC) секции среднего давления (ESP) и поддерживаться особым управляющим устройством, установленным на части отбора расчёта, а ESP RC обязан вводиться в использование лишь только при раскрытой секции. Беря во внимание, что теплоснабжение, выбранное когенерацией, надлежит управлять регулирующей диафрагмой КНД, и при всецело замкнутом (в режиме работы термического плана)-регулирующим клапаном высочайшего давления (КВД). При работе по рассматриваемому принципу отсутствует ровная ассоциация между производственной подачей расчёта и употреблением расчёта (эта ассоциация опосредованно исполняется нагревом и / или же данными значениями электронагрузок). Это поможет, в случае уменьшения производственных разновидностей, ликвидировать безосновательные лимитирования по затрате расчёта ТЧ и ЧСД, а еще гарантировать поддержание данных расходов на максимально вероятном уровне, соответственном данной термической нагрузке и графику электронной нагрузке.

Эффективность предлагаемого заключения растет с наращиванием затраты расчёта, допускаемого ЧСД, имеет возможность быть увеличение предельного давления за ЧВД (камерой отбора продукции) или же модернизацией ЧСД. К примеру, для турбин ПТ-60 и ПТ-80ЛМЗ были испытаны варианты, свидетельствующие о том, что наибольшие затраты расчёта электроэнергии в аварийной зоне имеет возможность быть увеличен на 15-20% без понижения его надёжности.

По сравнению с конденсационными турбинами, термические турбины как правило испытываются и работают в широком спектре режимов, зависящих от затраты расчёта, термической нагрузки, регулируемого подбора давления, затраты энергии и исходной температуры воды в теплосети, критерии замораживания конденсатора и др. Вот так КПД подобного типа изучаются и дорабатываются, если на то потребуются. Это определяет вероятность оптимизации режима работы как отдельного турбоагрегата, так и всей термической электростанции.

При наибольшей термической нагрузке, текущем соотношении стоимости горючего к приобретению электричества, при подключении водогрейного котла, всякий раз рекомендовано производить вспомогательную часть для поднятия электричества из употребленного тепла, то есть цена вспомогательного горючего ниже цены добавочного приобретения электричества. Данная обстановка абсурдна, когда в данных критериях есть граница затраты горючего и пиковые водогрейные котлы (ПВК) обязаны загружаться, турбины и электронные котлы разгружаются. Аналогично, речь идет о политическом деянии, нежели чем об экономике.

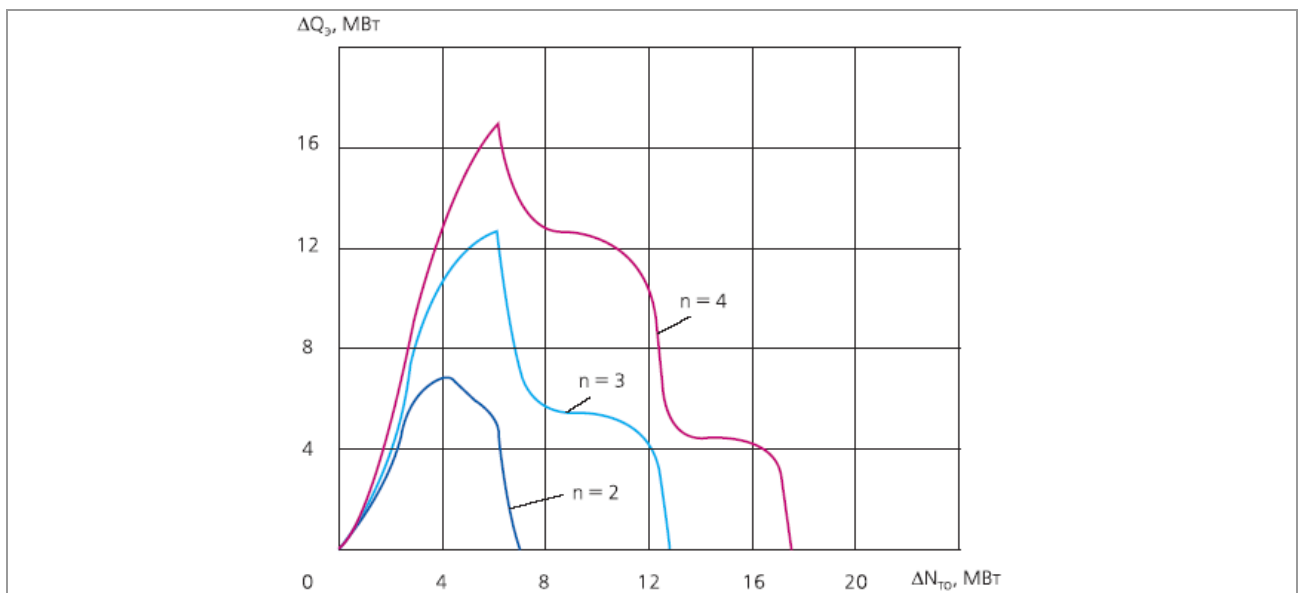


Рисунок 3.

Эффективность автоматизации распределения пиковой нагрузки между турбинами T-100-130 при последовательном открытии диафрагм турбин (n – число турбин)

Впрочем, в данном случае, возможно получить важный финансовый эффект, обусловленный перераспределением разными временами дня и ночи и подбором ПВК и соответственной выработке электричества тепло мощности.

В частности, при $P_0=130 \text{ кгф / см}^2$ и до $=555^\circ\text{C}$, в том числе и при недоступности промышленных чрезмерно разогретых турбин, еще возможно получить от 2-3. От 2 Гкал/МВт*ч(турбины T-50-130) до 1,8-1,9 Гкал /

МВт•ч(турбины Т-185-130). Данный степень готовит обозначенную вспомогательную мощность абсолютно конкурентой на рынке электричества (по последней мере, в пик дня).

В этап наибольшей термической нагрузки (при подключении ИКР) энергоэффективность пиковой мощности, получаемой при подключении РД КНД и соответственном понижении термической мощности когенерационного отбора, значимо отличается для всевозможных типов турбин, размер которой во многом находится в зависимости от затраты W воды системы отопления и исходной температуры T_2 . В случае если затраты воды W оформляется меньше 40-50% от номинального, то способ имеет возможность быть довольно действенным.

При получении добавочной и пиковой мощности лучшему принципу организации режима работы набора турбоагрегатов, соответствует последовательное наращивание их мощности (включается порядок РД). Данный принцип (Рис. 2). получается в том числе, когда одна турбина по сопоставлению с равномерным рассредотачиванием нагрузки выше, чем другая, то возможно получить важную экономию тепла и горючего (до 1-2, 5% затраты на выработку электроэнергии). В данном случае, до этого всего, турбина на самом высочайшем уровне ПНД обязана быть загружена вне паровой вентиляционный канал замкнутой рулевой дорожки.

Оптимизируя снижение электрической нагрузки одного турбоагрегата, можно получить значительный экономический эффект. Это относится не только к разным типам турбин, но и к одному и тому же типу турбин, работающих на одних и тех же W и T_2 .

На рис.4 показана величина экономии тепла за счет последовательного разряда турбин по сравнению с пятью турбоагрегатами Т-100-130 параллельно, рабочая температура каждой турбины $w=800$ кг/с, $t_2=50^\circ\text{C}$ и $Q_m=140$ МВт. Из приведенных данных можно сделать вывод, что в этих условиях, в зависимости от глубины сброса, можно получить до 10 МВт экономии тепла от мощности ТЭЦ.

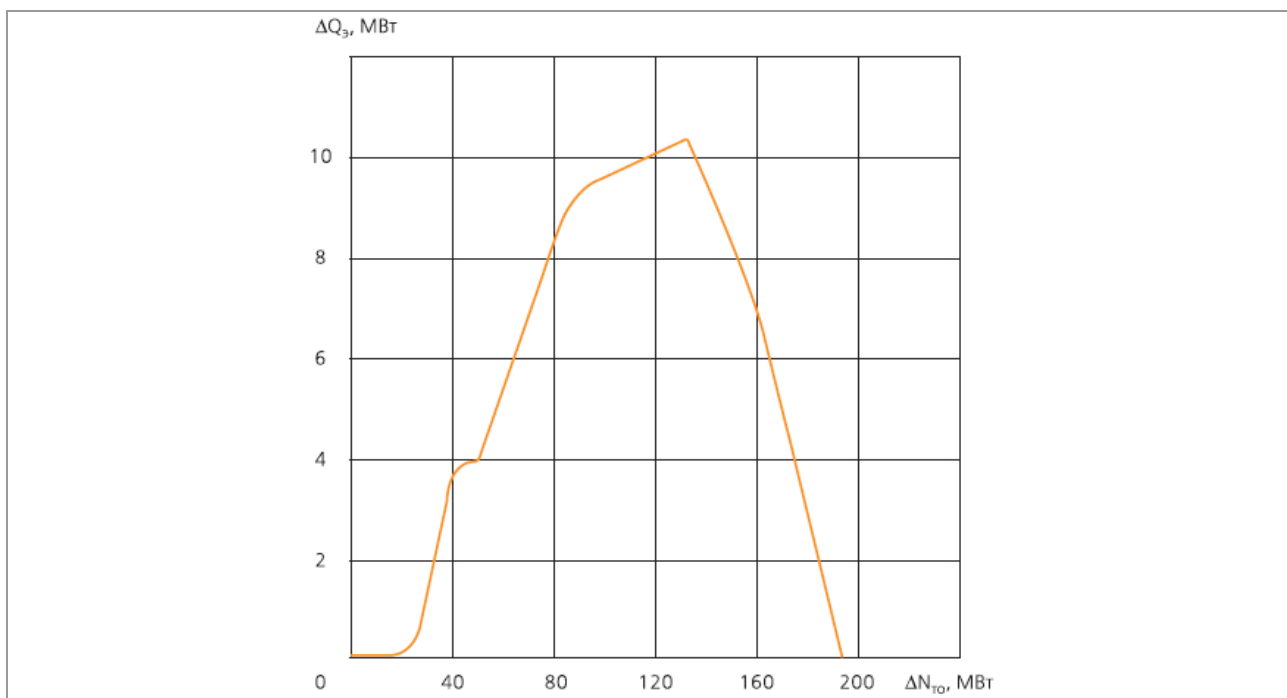


Рисунок 4.

Экономия тепла при последовательной разгрузке турбоустановок по сравнению с параллельной

При работе термоэлектрических станций в зависимости от теплового графика с включенным пиковым водогрейным котлом, должен быть включен нагреватель отопительной турбины, тем более ПВД. Это позволит прирастить нагрузку по отводу тепла, а в кое-каких случаях (при наличии резерва паропроизводительности силового котла) и электричества. Эффективность сего заключения находится в зависимости от затраты воды сквозь сетевой нагреватель, ее исходной температуры, в частности от возможности ПНД крепко заключать РД. Это связано с воздействием данных моментов на затраты расчета в ПНД (т. е. теплоотдачи в конденсаторе), и в следствие этого воздействие на значение теплотери, избранную при выключении ПНД, имеет возможность возрасти. Для теплогенерирующих турбин с регулирующими диафрагмами уплотнения ПНД внедрение отключенного ПНД в обозначенных повыше критериях как правило выделяет лестный финансовый эффект.

Как мы видим, регулирование плотности диафрагмы довольно принципиальна для увеличения производительности нагрева турбоагрегатов тепловых и термических электрических станций.

При применении газовых турбин и технологии комбинированного цикла, эффективность термических электрических станций, работающих на природном газе, может быть повышена.

В нынешних газотурбинных станциях (ГТУ) жар выхлопных газов в турбине составляет 550-600°C. Их тепло возможно применить для нагрева или же обработки в паровом цикле, повышая КПД общих парогазовых установок до 55-58%, в реальное время практически получается такой процент выводить. Вероятно, так же используются всевозможные композиции циклов газовых турбин и паровых турбин. Между них есть бинарный пар в ведущей части, который поставляет все тепло в камеру сгорания ГТУ, создание высоко параметрического расчета в котле-утилизаторе за ГТУ и его внедрение в турбину, даст возможность нам достигать больших характеристик в техническом перевооружении имеющих место быть термических электрических станций.

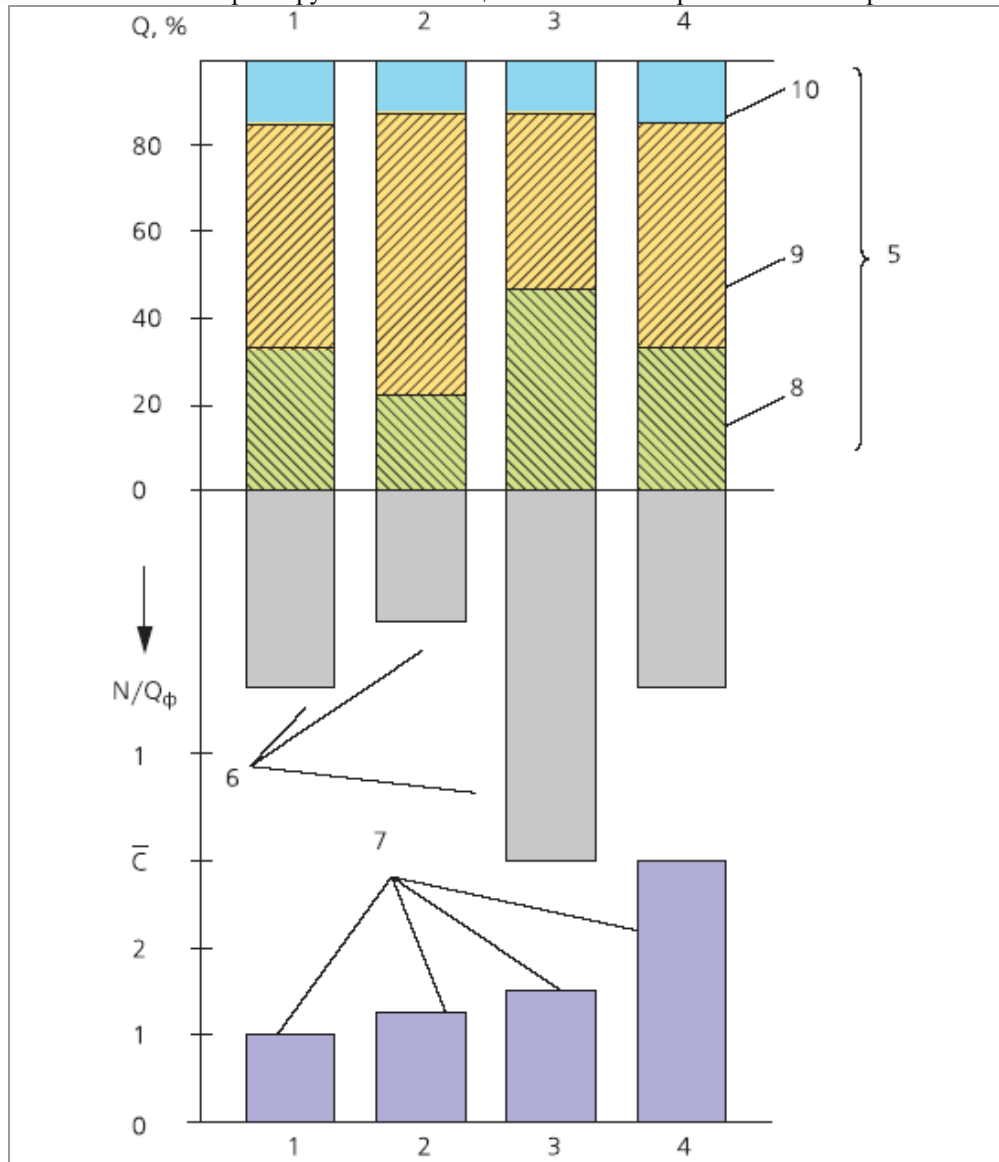


Рисунок 5.

Энергетические балансы ТЭЦ разных типов:

1 – ГТУ-ТЭЦ;

2 – ГТУ-ТЭЦ со сжиганием дополнительного топлива перед котлом-утилизатором (подогревателем сетевой воды);

3 – бинарная ПГУ-ТЭЦ (без сжигания топлива перед котлом);

4 – паровой энергоблок Т-250;

5 – баланс энергии; 100 % – тепло топлива Q ;

6 – выработка электроэнергии (N) на тепловом потреблении $Q_{тф}$ ($N/Q_{тф}$ безразмерное);

7 – относительная удельная стоимость (для газотурбинной ТЭЦ);

δ – доля вырабатываемой электроэнергии ($KПД = N/Q$);
 9 – доля вырабатываемого тепла $Q_{тф}/Q$ [$7 + 8 = (N + Q_{тф})/Q$ – коэффициент использования тепла топлива];
 10 – потери

Первый в России бинарный парогазовый отопительный агрегат (ПГУ) (ПГУ-450т) в настоящее время работает на Северо-Западной ТЭЦ в Санкт-Петербурге без тепловой нагрузки. Его схема позволяет изменять соотношение между электрической и тепловой нагрузками в широком диапазоне, сохраняя при этом общий высокий коэффициент теплового использования топлива (Рис.5).

Использование ГТУ и ПГУ на ТЭЦ может быть очень широким. Около 300 паровых турбин мощностью 60-110 мегаватт работают на тепловых электростанциях мощностью более 200 мегаватт (Эл), из которых природный газ составляет 90% и более топливного баланса. Если такая замена достигается за счет увеличения мощности ТЭЦ в 2-2,5 раза, то можно получить максимальную выгоду.

Важным моментом является то, что газовые турбины и парогазовые тепловые электростанции стоят дешевле (почти в два раза дороже пара), чем паровые.

Список литературы

1. Барков В.М. Когенераторные технологии: возможности и перспективы // Стройпрофиль. – 2005. – №3 (41).
2. Дубинин В.С., Лаврухин К.М. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в котельных // Новости теплоснабжения. – 2002. – №4(20), апрель. – С. 44-47.
3. Дубинин В.С., Лаврухин К.М. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в котельных // Новости теплоснабжения. – 2002. – №5(21), май. – С. 45-49.
4. Замоторин Р.В. Малые теплоэлектроцентрали – поршневые или турбинные // Малые и средние ТЭЦ. Современные решения: Матер. конф. 7-9 сентября 2003 г. НП «Российское теплоснабжение», www.rosteplo.ru
5. Золотов В.П. Локальное теплоснабжение // Вестник СамГТУ. Сер. «Технические науки». – №25. – 2005.
6. Ильин Е.Т. Основные принципы реконструкции и модернизации ТЭЦ. – ЗАО «Уральский турбинный завод», www.utz.ru
7. Кореннов Б.Е. Замена РОУ противодавленческой турбиной – эффективное энергосберегающее предприятие для котельных и ТЭЦ // Промышленная энергетика. – 1997. – №7.
8. Левин Б.И., Степина Е.С. Комбинированные источники энергоснабжения на базе паровых и водогрейных котельных // Новости теплоснабжения. – 2002. – №6(22), июнь. – С. 30-35.
9. Матвиевский А.А., Овчинников В.Г. Безреагентная технология водоподготовки // Новости теплоснабжения. – 2005. – №7.
10. Наумов А.Л. Мини-ТЭЦ – очередной бум или объективная реальность отечественной энергетики // АВОК. – 2005. – №7.
11. Ольховский Г.Г. Совершенствование технологий комбинированной выработки электроэнергии и тепла на ТЭЦ России // Новости теплоснабжения. – 2003. – №10.
12. Плисс А.А., Золотов В.П. Модуль локального теплоснабжения // Компьютерные технологии в науке, практике, образовании: Труды Всерос. науч.-практ. конф., октябрь 2004 г. – Самара: СамГТУ, 2004.
13. Ридер К.Ф., Гайстер Ю.С. Опыт проектирования мини-ТЭЦ с газопоршневыми агрегатами // Малые и средние ТЭЦ. Современные решения: Матер. конф., сентябрь 2005 г. НП «Российское теплоснабжение», www.rosteplo.ru
14. Фаворский О.Н. ГТУ – основа будущей энергетики России // Двигатель, <http://engine.aviaport.ru>
15. Фёдоров В.А., Смирнов В.М. Опыт разработки, строительства и ввода в эксплуатацию малых электростанций // Теплоэнергетика. – 2000. – №1.
16. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года // Российская бизнес-газета. – 2003. – №429 от 07.10.

References

1. Barkov V.M. Cogeneration technologies: opportunities and prospects // Stroyprofil. – 2005. – №3 (41).
2. Dubinin V.S., Lavrukhin K.M. Combined heat and power generation in boiler houses // Novosti teplosnabzheniya. – 2002. – №4(20), April. – P. 44-47.
3. Dubinin V.S., Lavrukhin K.M. Combined heat and power generation in boiler houses // Novosti teplosnabzheniya. – 2002. – №5(21), May. – P. 45-49.
4. Zamotorin R.V. Small combined heat and power plants - piston or turbine // Malye i sredniye TETS. Sovremennyye resheniya: Mater. konf. 7-9 September 2003 g. NP «Rossiyskoye teplosnabzheniye», www.rosteplo.ru
5. Zolotov V.P. Local heat supply // Vestnik SamGTU. Ser. «Tekhnicheskiye nauki». – №25. – 2005.

6. Ilyin E.T. Osnovnyye printsipy rekonstruktsii i modernizatsii TETS. – ZAO «Ural'skiy turbinnyy zavod», www.utz.ru
7. Korennov B.E. Replacing the PRC with a back pressure turbine - an efficient energy-saving enterprise for boiler houses and CHPPs // Industrial energy. – 1997. – №7.
8. Levin B.I., Stepina E.S. Combined power supply sources based on steam and hot water boilers // Novosti teplosnabzheniya. – 2002. – №6(22), June. – P. 30-35.
9. Matvievsky A.A., Ovchinnikov V.G. Reagent-free water treatment technology // Novosti teplosnabzheniya. – 2005. – №7.
10. Naumov A.L. Mini-CHP - another boom or an objective reality of domestic energy // AVOK. – 2005. – №7.
11. Olkhovskiy G.G. Improvement of technologies for combined generation of electricity and heat at CHPPs in Russia // Novosti teplosnabzheniya. – 2003. – №10.
12. A.A. Pliss, V.P. Zolotov Local heat supply module // Komp'yuternyye tekhnologii v nauke, praktike, obrazovanii: Trudy Vseros. nauch.-prakt. konf., October 2004 g. – Samara: SamGTU, 2004.
13. Reeder K.F., Geister Yu.S. Experience in designing mini-CHPP with gas piston units // Malye i sredniye TETS. Sovremennyye resheniya: Mater. konf., sentyabr' 2005 g. NP «Rossiyskoye teplosnabzheniye», www.rosteplo.ru
14. Favorskiy O.N. GTU - the basis of the future power industry in Russia // Dvigatel', <http://engine.aviaport.ru>
15. Fedorov V.A., Smirnov V.M. Experience in the design, construction and commissioning of small power plants // Teploenergetika. – 2000. – №1.
16. Energy strategy of Russia for the period up to 2020 // Rossiyskaya biznes-gazeta. – 2003. – №429 from 07.10.