

*Понкратова Ирина Александровна, студент магистратуры ОСУН
НИУ «Московский государственный строительный университет», Москва,
Россия*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ДЕВЕЛОПЕРСКИХ ПРОЕКТОВ ПЕРЕПРОФИЛИРОВАНИЯ ТЭЦ

Аннотация: В настоящее время установленная мощность ТЭЦ составляет около 31% от общей мощности электростанций страны. В то же время оборудование как тепловых электростанций, так и тепловых сетей стареет. Доля мощностей физически и морально устаревших тепловых электростанций составляет около 28% от общей мощности тепловых электростанций. В статье показана оценка эффективности модернизации и внедрения новой технологии тепловых электростанций с учетом метода интегрального эффекта, показателя рентабельности и срока окупаемости.

Ключевые слова: Управление недвижимостью, строительство, ТЭЦ, модернизация, реконструкция, новая технология, разработка, метод.

Annotation: At present, the installed capacity of the CHP is about 31% of the total capacity of the country's power plants. At the same time, the equipment of both thermal power plants and heating networks is aging. The share of the capacity of physically and morally obsolete thermal power plants is about 28% of the total capacity of thermal power plants. The article shows the assessment of the effectiveness of modernization and implementation of new technology of thermal power plants, taking into account the method of integral effect, profitability indicator and payback period.

Keywords: Real estate management, construction, CHP, modernization, reconstruction, new technology, development, method.

Введение

В статье рассматривается проблема оценки эффективности модернизации и реконструкции, действующих ТЭЦ (теплоэлектроцентраль) в рамках девелоперских проектов. Кризис в российской экономике, приведший к падению объемов строительства в стране, потребовал поиска новых форм и методов управления девелоперскими проектами. За последнее десятилетие в России наблюдается стремительный рост развития. Инвестиции в строительство и реконструкцию объектов превратились в отдельное направление деятельности со своей спецификой. Большие денежные потоки и хорошая рентабельность позволили этому направлению успешно развиваться.

Методы исследования: в качестве методологической основы исследования использовались общенаучные диалектические методы познания, анализа и синтеза теоретического и практического материала, сравнения, наблюдения, методы, основанные на принципах рассуждения, методы логического познания.

Основные результаты. ТЭЦ имеют низкие экономические показатели, эксплуатируются с 1930-х годов прошлого века, имеют начальные параметры пара 3,5-9,0 МПа при температуре 415-5150С, а технико-экономические показатели (ТЭП) таковы: для производства электроэнергии $\eta_e = 400-450$ г у. Т./кВтч) и для тепловыделения $W = 150-180$ кг/Гкал [2].

Поэтому анализ эффективности различных вариантов модернизации и реконструкции действующих тепловых электростанций является актуальной проблемой для развития российской энергетики в рамках девелоперских проектов.

В условиях отсутствия капитальных вложений в строительство новых тепловых электростанций важно развивать малозатратные технологии для повышения мощности, маневренности и эффективности действующих электростанций.

Кризис энергоемких промышленных предприятий привел к снижению потребления технологического пара, выпускаемого тепловыми электростанциями, и к недопроизводству электрической энергии на станциях. В этих условиях многие районные энергосистемы, в том числе тепловые электростанции, испытывают дефицит электроэнергии и вынуждены покупать электроэнергию на внешнем рынке. Необходимо также модернизировать схемы и конструкции тепловых электростанций повышенной мощности.

Малозатратные технологии модернизации и реконструкции действующих тепловых электростанций включают варианты с минимальными капитальными вложениями со сроком окупаемости менее 1 года и положительным экономическим эффектом.

В данной статье рассматриваются следующие варианты таких технологий:

1. повышение маневренности тепловых электростанций [5]:

- использование охладителей и расширителей конденсата ПВД;
- использование струйного эжектора;
- использование дистанционных циклонов на котлах;
- использование паровых компрессоров;
- использование паровых охладителей с промежуточным перегревом;
- использование экономайзера отопления в дымоходе.

2. малозатратные технологии модернизации существующих тепловых электростанций [1]:

- использование сепараторов питательной воды;
- использование испарителей;
- использование экономайзера котла для подогрева пара;
- использование НРН для нагрева сетевой воды;
- использование промышленной паровой экстракции для производства конденсационной электроэнергии;
- применение ПВХ для промежуточного перегрева пара;
- перегрев промежуточного пара воздуха;

- применение турбопривода питательных насосов.

3. совершенствование тепловых схем и конструкций мощных тепловых электростанций [5]:

- техническое перевооружение тепловых электростанций противонапорными и аварийными турбинами;

- Модернизация ТЭЦ с турбинами Р-100-130 и тр-70-1,6;

- модернизация тепловых электростанций с турбинами типа Р и ПР с промежуточным перегревом пара;

- увеличение электрической мощности с турбинами ПТ-135-130 и Т-100-130 с использованием РОЕ и струйного компрессора;

- КПД тепловых электростанций с турбинами типа ТС;

- Модернизация ТЭЦ со струйными компрессорами вместо пикового водогрейного котла [2].

Обсуждение. Энергетическое развитие страны происходило главным образом за счет внедрения новых паротурбинных установок с более высокими начальными параметрами и большей единичной мощностью. Увеличение начальных параметров позволило улучшить термодинамический цикл и снизить удельный расход топлива. Вторым фактором повышения эффективности стало широкое развитие теплоснабжения.

Особенно важно подчеркнуть роль теплоснабжения в нашей стране, которая находится в зоне суровых климатических условий, где для поддержания жизнедеятельности требуются значительные затраты энергии и тепла. Среднегодовая температура в России-минус 5,5°C. В то же время, например, в Финляндии- плюс 1,5°C. В Швеции и Норвегии она еще выше — плюс 2 °C, а это самые северные страны Европы, которые расположены гораздо севернее по широте, чем большая часть территории России. Это связано с тем, что на климат Европы существенно влияет теплое морское течение Гольфстрим. Поэтому климатические зоны в Европе расположены таким образом, что средняя температура меняется уже не с севера на юг, а с запада на восток, то есть чем дальше от побережья, тем холоднее.

Развитие теплоснабжения в нашей стране происходило в основном за счет внедрения мощных паротурбинных установок типа Т-110-130 или Т-250/300-240. Это позволило за последние 50 лет более чем вдвое снизить удельный расход топлива на выработку электроэнергии на ТЭЦ с $BW = 590$ г/кВтч до $BW = 264$ г/кВтч. Однако с 1980-х годов процесс снижения удельного расхода топлива на выработку электроэнергии практически прекратился и даже начал расти, наоборот, рост удельного расхода топлива (Рис. 1). Это связано с тем, что к тому времени теплоснабжение практически всех крупных потребителей тепла (крупных городов и мощных промышленных потребителей) осуществлялось от мощных тепловых электростанций с паротурбинным оборудованием типа Т-110-130, ПТ-80-130, т-175-130, Т-250-240. Дальнейшее расширение мощностей ТЭЦ осуществлялось за счет введения больших единичных мощностей отдельных энергоблоков, что удешевляло строительство, но приводило к неоправданному увеличению ТЭЦ. В результате увеличивалось время работы агрегатов ТЭЦ по конденсационному циклу, что приводило к снижению КПД ТЭЦ.

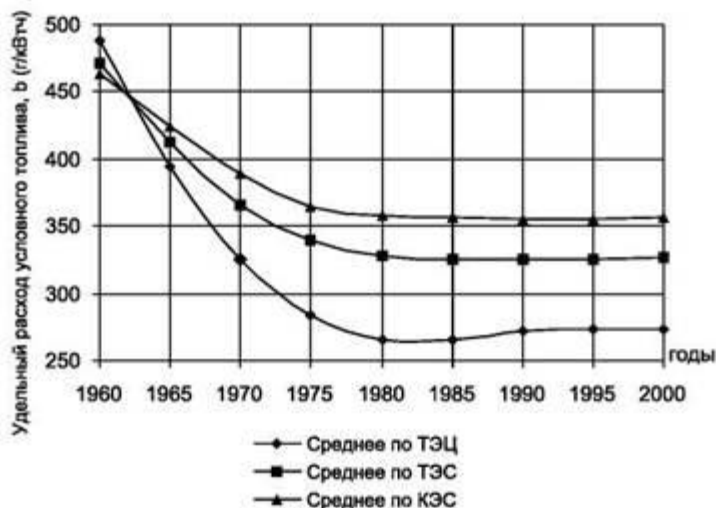


Рис. 1. Динамика изменения удельных расходов условного топлива (нетто) на ТЭС общего пользования и на базе комбинированной выработки

Одним из основных показателей определяющим эффективность оборудования ТЭЦ, является удельная выработка на тепловом потреблении.

Ниже, в табл. 1. приводится изменение показателей удельной выработки на тепловом потреблении, для оборудования различного типа.

Таблица 1. Изменение показателей удельной выработки для оборудования различного типа.

№ п/п	Тип оборудования	Параметры пара, P _с (кг/см ₂)/ t ₀ (°C)	Коэффициент удельной выработки на тепловом потреблении, МВт/Гкал.ч	Удельный расход топлива в конденсационном режиме, при работе на газе г.у.т/кВт.ч
1.	T-250/300-240	240/540	0,73	325
2.	T-110-130	130/555	0,628	380
3.	ВПТ-25-90	90/510	0,54	413
4.	T-6-35	35/440	0,44	460
5.	ПГУ бинарного типа с теплофикационной турбиной		1-1,2	241

Как видно из таблицы 1, только t-250 / 300-240-тип турбин может конкурировать летом за конденсаторные агрегаты. Поэтому большинство заводов с существующим оборудованием морально и физически устарели и требуют реконструкции или модернизации. В то же время возобновление или должно сопровождаться увеличением уровня нагрузки в течение всего года. В противном случае реализация проекта обычно не оплачивается. В этих условиях очевидно, что реконструкция и модернизация должны сопровождаться увеличением производства электрической энергии на основе потребления энергии, оптимизацией затрат АТЭС и повышением конкурентоспособности оборудования, перестраиваемого или модернизируемого в конденсационном режиме. Эти условия могут быть достигнуты либо путем увеличения параметров паротурбинного цикла, либо путем добавления газовых турбин, модернизации существующей части паровой турбины при исчерпании аппаратом своих ресурсов.

Для газовых установок наиболее эффективным средством восстановления существующей части паровой турбины является добавление газовых турбин. Этот вариант обновления позволяет значительно увеличить производство электроэнергии на основе потребления тепла за счет минимальных капитальных вложений.

Такая добавка может быть реализована несколькими способами [2; 5]:

- 1) надстройка с бинарными или параллельными котлами;

2) кузов путем смещения системы регенерации;

3) модернизация котельного газа.

В любом случае выбор реконструкции должен определяться в соответствии с фактическими условиями эксплуатации и рентабельностью проекта. Реконструкция вытеснения системы регенерации, или сброса газа в котел, менее эффективна с точки зрения электрического КПД станции (42-44 и 46-48), и в то же время они значительно уступают всем остальным точно так же, как и у котлов-утилизаторов, КПД электроэнергии которых у современных ГТУ колеблется от 51% и более. Из-за снижения эффективности и сложности реконструкции программы реконструкции для вариантов 2 и 3 обычно не используются. Несмотря на свою высокую эффективность, реализация первого варианта рекуперации представляет собой проблему при выборе газовых турбин.

Критерии выбора оборудования для реализации вышеуказанной схемы следующие:

- котел-утилизатор должен иметь достаточное количество пара с параметрами, соответствующими параметрам части паровой турбины;

- параметры газа для газовой турбины должны позволять производить пар с необходимыми параметрами в течение всего года, не прибегая к последующему нагреву;

- использование паровой турбины в схеме БП предполагает остановку регенерации котла (весь цикл подогрева приточной воды осуществляется в котле). В этом случае при сохранении уровня тепловой нагрузки и параметров регулируемого отбора мощность паровых турбин должна быть снижена примерно на 20%. Анализ различных вариантов паросиловых установок показывает, что доля мощности газовых турбин, суммарной электрической мощности дог (брутто) составляет 65-70%, в конденсационном режиме и может быть выше максимальной мощности тепловой электростанции. Таким образом, на основании характеристик паровой турбины определяется прочность и количество газотурбинных агрегатов [2].

В целом, выбор количества и удельной мощности турбины для АПГ-высокоэффективной когенерации представляет собой технико-экономический комплекс задач, имеющих повторяющийся характер, обусловленный максимальным и минимальным уровнем требуемой нагрузки, ее суточным и сезонным распределением (поскольку прочность ГТУ зависит от внешней температуры, затрат энергии на собственные нужды и потребностей) в капитальных затратах на оборудование, лекарственные препараты, тариф на энергию и цену топлива, а также условия, необходимые для обеспечения безопасности производства энергии.

С одной стороны, уменьшение количества и увеличение мощности ГТУ способствует снижению удельных инвестиционных затрат на оборудование станции, уменьшению количества технологических звеньев для тепловых станций и количества вспомогательных агрегатов. Однако в этом случае степень безопасности энергоснабжения существенно снижается, так как все это в процессе (плановой или аварийной) работы газотурбинного агрегата автоматически отключает весь парогазовый агрегат. Степень любого контроля нагрузки также значительно снижается [3].

Анализ типовых параметров и характеристик турбин должен быть установлен на существующих тепловых электростанциях с указанием того, что надстройки газотурбинных установок требуют параметров выхлопа для газовых турбин, как показано в таблице 2.

Таблица 2. Требования к параметрам уходящих газов за газовой турбиной в зависимости от параметров паровой турбины.

№ п/п	Параметры пара перед паровой турбиной, P_0/t_0 (кг/см ² /°С)	Минимально-допустимые параметры уходящих газов за ГТУ, при минимальной тив, °С
1.	130/555	575
2.	90/510	530
3.	35/435	455

В то же время показано, что, учитывая суровый климат нашей страны, количество газотурбинных двигателей, которые могут быть использованы для модернизации и теплоэнергетических котлов, весьма ограничено. Расширение

модернизации газовой турбины может быть достигнуто путем перевода паротурбинного оборудования на параметры глиссады. В этом случае необходим правильный подбор оборудования в виде отдельных узлов и согласование режимов работы деталей паровых турбин производителей, а также необходимость преобразования характеристик паровой турбины и теплообменника котла в трансмиссию рабочего давления.

Кроме того, большая часть ТЭЦ расположена в черте города. Поэтому реконструкция тепловых электростанций путем одновременного увеличения электрической и тепловой мощности должна обеспечить сохранение вредных выбросов на прежнем уровне, если они не уменьшатся. В то же время возможность модернизации паротурбинной части с использованием ГТУ с конверсией котлов позволяет решить эту проблему без дополнительных затрат на очистные сооружения, так как современные газовые турбины на заводах способны обеспечить выбросы оксидов азота на уровне 25 ppm и ниже. Если котлы вытесняют котлы-утилизаторы тепла, то выбросы должны оставаться в допустимых пределах в случае увеличения выработки электроэнергии.

Следует отметить, что с увеличением удельной мощности теплотребления оптимальная доля ТЭЦ снижается с 0,5-0,55 для паротурбинного оборудования, параметры пара при $R_i = 130 \text{ кг / см}^2$, при $a = 555 \text{ oc}$ до АТЭК $= 0,35-0,4$ для турбин, при удельной мощности теплотребления свыше 1 МВт/ввод. ч.

Выводы. Система управления проектами развития в текущей ситуации должна характеризоваться разумной эффективностью в финансировании и управлении ресурсами, осторожностью, принятием решений, четкостью реализации и способностью к переходу к часто меняющимся рыночным условиям.

Это, однако, требует совершенствования научно-методической базы управления проектами развития в динамичной среде, характеризующейся многими неопределенностями не только в будущем, но и в существующих условиях эксплуатации.

Приведенный выше анализ позволяет определить основные принципы реконструкции ТЭЦ и требования к оборудованию, необходимому для проведения реконструкции:

- реконструкция и модернизация тепловых электростанций должны быть направлены на увеличение использования установленной мощности в течение календарного года. Для этого экономическая эффективность оборудования, в котором оно реконструируется или модернизируется, должна быть не меньше экономической эффективности, существующей мощной конденсаторной установки для включения питания. Поэтому необходимо рассмотреть вопрос о расширении сферы применения промышленного пароперегревательного паротурбинного оборудования, в том числе энергоблока мощностью $N = 100$ МВт [4; 5; 6];

- в процессе реконструкции и модернизации тепловых электростанций удельная выработка электроэнергии от потребления тепловой энергии должна быть доведена до максимума;

- реконструкция тепловых электростанций газовыми турбинами, модернизация устройства от котла-утилизатора должна обеспечиваться с целью предотвращения регенерации системы с соответствующими преобразовательными характеристиками паровой турбины; в процессе обновления и модернизации ТЭЦ в рамках реализации девелоперских проектов должно быть оптимизировано в соответствии с принятым обновлением технологии.

Библиографический список:

1. Новикова Е.И. Состояние и проблемы в сфере жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) // Студенческий: электрон. научн. журн. 2017. № 14(14): [Электронный ресурс] URL: <https://sibac.info/journal/student/14/83149> (дата обращения: 11.11.2020).

2. Курбатов Ю.И. Петроград — Ленинград — Санкт-Петербург: Архитектурно-градостроительные уроки. СПб.: Искусство-СПб, 2008.С.37-39.

3. Елена Никулина. Дом Наркомфина. Жизненные коллизии. «Московское наследие» 2007 год, № 4.
4. Асаул Н.А. Институциональное взаимодействие субъектов инвестиционно-строительного комплекса. М. Гуманистика, 2005.
5. Безлепкин В.П. Парогазовые и паротурбинные установки электростанций. СПб.: СПбГТУ, 1997.
6. Сабиров Т.М. Формирование инвестиционной стратегии девелоперской компании. М., 2008.