

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ СЕТЕВОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОСЛЕДНЕГО ОТСЕКА ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ В БЛОКЕ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

MODELING THE OPERATION OF A HEATER OF HEATING SYSTEM WATER TO DETERMINE THE LAST SECTION OF A STEAM TURBINE IN A COMBINED CYCLE PLANT UNIT

**I. Safullin
P. Yakovlev**

Summary. The article presents a solution to the problem of releasing thermal energy using a heat exchanger in a scheme with a combined cycle gas installation. The method of solving the problem is mathematical modeling using the United Cycle software. The complex allows you to simulate thermal power facilities with high accuracy. Steam extraction from the last stage of the turbine has a small effect on the total generated electric power of the power unit. But at high selection values, the last stage begins to consume power.

Keywords: numerical simulation, combined cycle gas plant, steam turbine, heater of heating system water.

Сафиуллин Илья Рамильевич

Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
ilyavg11@mail.ru

Яковлев Павел Викторович

Док. тех. наук, профессор, Санкт-Петербургский
горный университет императрицы Екатерины II
yakovlev_pv@pers.spmi.ru

Аннотация. В статье представлено решение проблемы отпуска тепловой энергии с использованием теплообменника в схеме с парогазовой установкой. Метод решения поставленной задачи заключается в математическом моделировании с использованием программного обеспечения «United Cycle». Комплекс позволяет моделировать теплоэнергетические объекты с высокой точностью. Отбор пара с последней ступени турбины оказывает небольшое влияние на общую вырабатываемую электрическую мощность энергоблока. Но при высоких значениях отбора последняя ступень начинает потреблять мощность.

Ключевые слова: численное моделирование, парогазовая установка, паровая турбина, сетевой подогреватель.

Повышение энергоэффективности один из ключевых параметров развития современной энергетики. В связи с этим возникает необходимость разработки и внедрения новых технологий и подходов, которые позволят снизить энергопотребление и повысить эффективность использования энергии. Применение парогазовых установок позволяет значительно повысить экономическую эффективность процессов выработки электроэнергии, но, одновременно, ставит множество вопросов в области снабжения тепловой энергией потребителей. Учитывая сезонную неравномерность потребления тепловой энергии, есть два основных способа решения проблемы: установка дополнительных водогрейных котлов или использование части пара, вырабатываемого ПГУ для нужд отопления и горячего водоснабжения [1].

Отбор пара из утилизационного котла с одновременным снижением установленной мощности паровой турбины целесообразен в условиях стабильного потребления теплового потока [2]. При работе ПГУ в связке с коммунальными потребителями, следует считаться с тем, что в летний период потребление тепловой энергии значительно уменьшается до уровня потребностей ГВС. Традиционно, вопрос решается применением водо-

грейных котлов во время отопительного периода, когда потребление тепловой энергии максимальное. Учитывая, что на ГВС требуется значительно меньшее количество тепловой энергии, а расход воды неравномерен в течение суток, поиск путей оптимизации тепловой схемы при переменных тепловых нагрузках становится актуальным.

Расчётная схема блока ПГУ состоит из газовой турбины, котла утилизатора и паровой турбины. Продукты сгорания от газовой турбины поступают в котел утилизатор. Поскольку коэффициент избытка воздуха после газовой турбины составляет порядка 1,2, температура теплоносителя повышается сжиганием дополнительного количества топлива. Природный газ поступает через форсунки, и тепло продуктов сгорания используется для генерации пара, который затем используется для вращения паровой турбины, производящей электричество [3].

Как видно из рис. 1 относительно небольшая тепловая мощность для коммунальных нужд (прежде всего в летний период) может быть получена либо прямым отбором пара из утилизационного котла, либо отбором пара из ступеней паровой турбины. В первом случае пар имеет избыточные параметры для коммунальных нужд, что потребует редуцирования пара и снизит к.п.д. паровой турбины в целом из-за снижения расхода пара

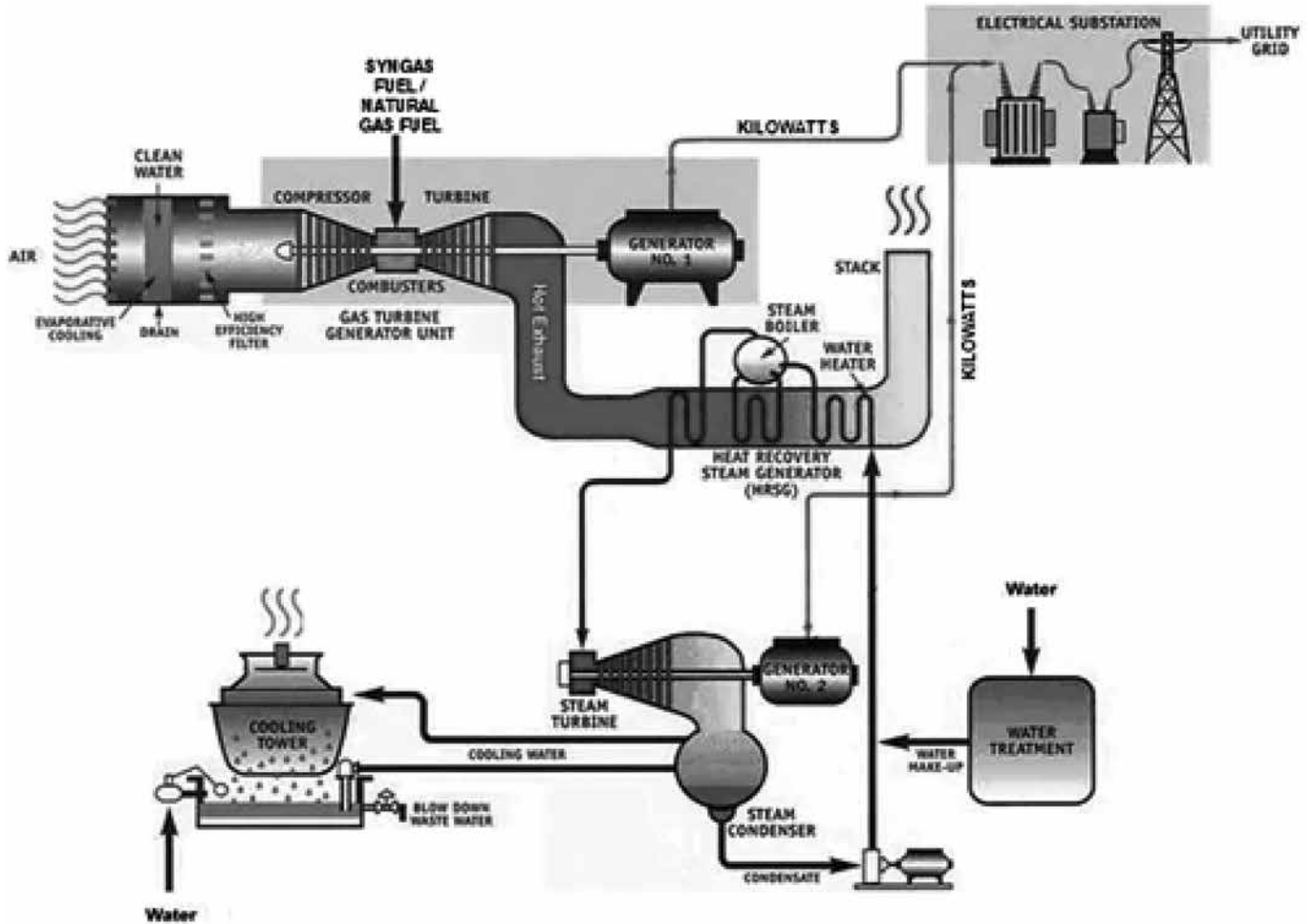


Рис. 1. Схема простейшей ПГУ утилизационного типа

в проточной части. Отбор пара перед последней ступенью снимает проблему параметров пара, но сохраняет вопрос эффективности турбины, прежде всего её последней ступени. Определение предельных отборов пара перед последней ступенью турбины и снижение мощности турбины при различных значениях отбора является целью настоящего исследования.

Основным методом решения поставленной задачи выбран метод математического моделирования с применением программного комплекса «United Cycle» [4], представленный на рис. 2, позволяющего моделировать различные виды теплоэнергетических объектов. Основные достоинства программы: использование численных и статистических методов для расчетов тепловых равновесий, большая библиотека энергетического оборудования.

В результатах моделирования работы теплообменника замечено: при теплофикационном режиме последние ступени паровой турбины работают некорректно, потребляя мощность. Управляя сетевым подогревателем, можно отрегулировать значение отборов расхода на подогреватель. В связи с этим необходимо также рассмотреть вопрос использования водогрейного котла

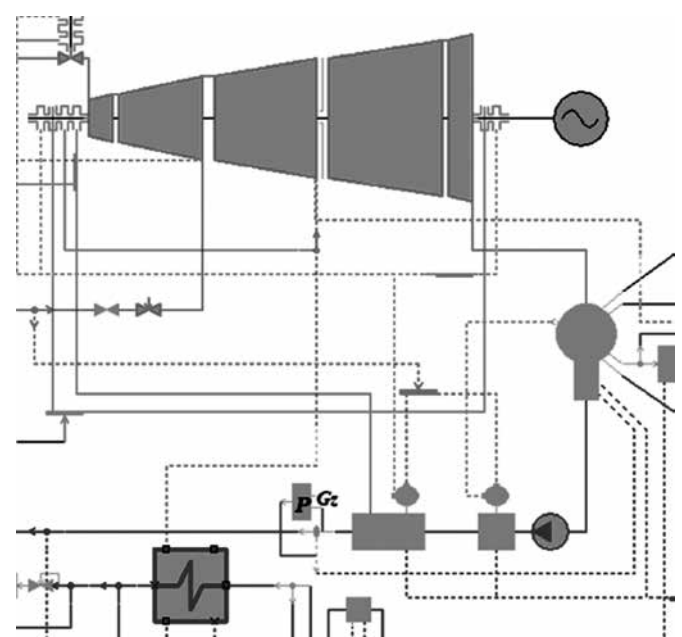


Рис. 2. Принципиальная тепловая схема

для подогрева сетевой воды, поскольку, отбирая пар на теплообменник, установка недопроизводит элект-

трическую энергию. Отобранный пар для подогрева воды при прохождении через дроссельный клапан теряет давление. Обнаружена возможность регулирования работы последней ступени турбины без потребления ею мощности путем изменения перепада давления в дроссельном клапане. Результат численного исследования, соответствующего расчетам, включающих выборку из 7 испытаний, в каждом из которых произведено более 3000 итераций, представлен в виде табл. 1.

Таблица 1.

Результаты моделирования

$\Delta P, \%$	N, МВт	Q, Гкал/ч	$\eta, \%$
1	28,28	72,45	-314,537
5	28,43	70,59	-202,266
10	28,86	68,16	-87,829
15	29,01	65,59	-10,289
20	29,5	62,89	53,25
25	30,06	60,02	75,514
30	30,68	56,97	80,895

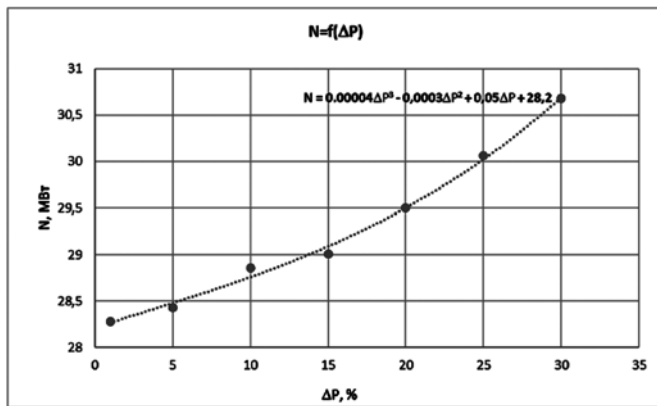


Рис. 3. Зависимость мощности от изменения давления

Изменение мощности при отборах пара имеет несколько более сложный характер, чем описываемый полученным уравнением, т.к. учитывается нелинейный характер изменения энтальпии пара, но для практических целей точность полученного уравнения можно считать удовлетворительной.

График на рис 4. имеет линейную зависимость. Для всех испытаний выбросы не обнаружены, соответственно — уравнение зависимости верно.

Как видно из графика на рис. 5 внутренний кпд последнего отсека турбины имеет квадратичную зависимость. Поскольку все точки графика лежат на одной прямой, уравнение подобрано корректно.

Анализ полученных результатов позволил выделить область допустимых отборов пара перед последней ступенью турбины. Отбор пара регулируется степенью открытия клапана, так как на работающей турбине нет надёжных способов прямого измерения к.п.д. отдельно

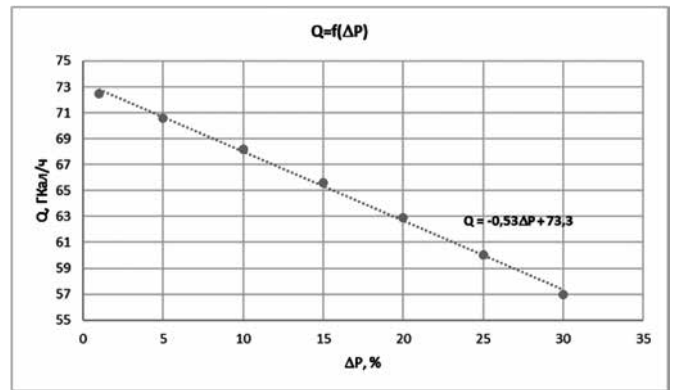


Рис. 4. Зависимость отпускаемой теплоты от изменения давления

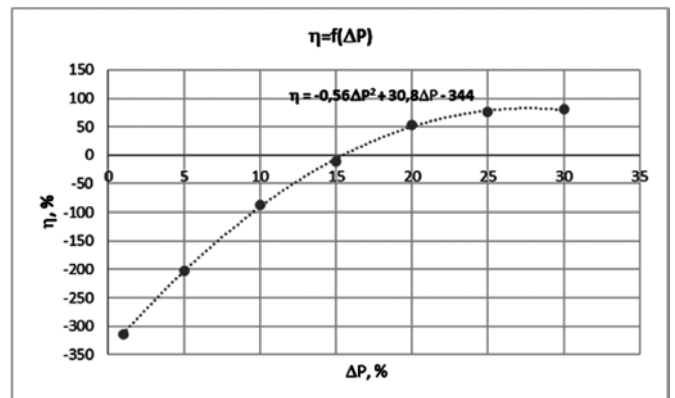


Рис. 5. Зависимость внутреннего кпд от изменения давления

взятой ступени, настройки системы автоматики должны быть выполнены на величину открытия клапана и основываться на полученных результатах моделирования работы энергоблока в целом. Так при открытии клапана, соответствующего потерям давления на клапане менее, чем 15 % к.п.д. ступени становится отрицательным, что можно считать предельным значением степени открытия клапана. При большем сопротивлении, соответствующем закрытию клапана на большую величину, мощность энергоблока падает (рис. 1), но последняя ступень турбины имеет положительный к.п.д. и энергия в меньшем объёме, но вырабатывается на этой ступени.

Выполненное исследование показало, что возможно решение проблемы обеспечения тепловой энергией от блока ПГУ при переменных тепловых нагрузках. Отбор пара из последней ступени турбины незначительно меняет электрическую мощность энергоблока в целом, но при больших значениях отбора возможна отрицательная мощность последней ступени, которая фактически не вырабатывает, а потребляет энергию. Эти предельные параметры будут индивидуальными для каждого энергоблока и тепловой схемы, поэтому работу предполагается продолжить для получения корректировочных графиков мощности энергоблоков и предельных параметров отбора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гариевский, М.В. Оценка эффективности использования ПГУ-ТЭЦ для регулирования графика электрических нагрузок с учетом износа оборудования / М.В. Гариевский // Энергобезопасность и энергосбережение. — 2022. — № 2. — С. 19–25. — DOI 10.18635/2071-2219-2022-2-19-25. — EDN UYDKVS.
2. Ersayin E, Ozgener L. Performance analysis of combined cycle power plants: a case study. *Renew Sustain Energy Rev* 2015; 43:832–42.
3. Okoroigwe E, Madhlopa A. An integrated combined cycle system driven by a solar tower: a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;57:337–50.
4. Romanov, S.N. Software «united cycle» for simulation of static operation modes of power plants / S.N. Romanov, A.G. Kutakhov, K.S. Romanov // The International Society for Optical Engineering : Proceedings of SPIE, St. Petersburg, 12 июня 2001 года — 17 июня 2002 года / sponsors: Russian Foundation for Fundamental Research, SPIE Russia Chapter; editors: A.I. Melker. Vol. 4627. — St. Petersburg: S P I E — International Society for Optical Engineering, 2002. — P. 306–309. — DOI 10.1117/12.456288. — EDN MQZINH.

© Сафиуллин Илья Рамильевич (ilyavg11@mail.ru); Яковлев Павел Викторович (yakovlev_pv@pers.spmi.ru)
Журнал «Современная наука: актуальные проблемы теории и практики»