

ЛИТЕРАТУРА:

1. Бодров О.В., Кузнецов В.Н., Муратов О.Э., Талевлин А.А. Обращение с графитом при выводе из эксплуатации реакторов РБМК// http://decommission.ru/wp-content/uploads/2020/03/Grafit_16.03.2020_рус.pdf
2. Giuseppe Canzone, Rosa Lo Frano, Marco Sumini, Francesco Troiani. Dismantling of the graphite pile of Latina NPP: Characterization and handling/removal equipment for single brick or multi-bricks// *Progress in Nuclear Energy*. 2016. 93, 146-154

Научный руководитель: доцент, к.т.н. В.Е. Губин, зав.каф. ПТУ, СевГУ.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ УПРАВЛЯЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ НА РАБОТУ ЗАМКНУТОЙ ГТУ С ВОДОРОДНЫМ КОМПЛЕКСОМ

Н.В. Стецов

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н.Бутакова, группа 5091

Энергоблоки с высокотемпературными гелийохлаждаемыми реакторами имеют большую перспективу в силу ряда достоинств, в том числе – возможности работы совместно с установкой, генерирующей водород по наиболее эффективной в настоящее время технологии высокотемпературного электролиза.

Данный метод производства водорода обладает многими преимуществами: отсутствие необходимости очищать водород после выработки («зелёный» водород), получение большого количества водорода примерно 1,5 кг H_2 из 17 кг пара. Тенденция к потреблению и производству водорода в настоящее время сильно растут (рисунок 1). Цели данного сектора энергетики зафиксированы в ключевом отраслевом документе стратегического планирования – актуализированной Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [1].

Нами выбрана наиболее привлекательная одноконтурная схема энергоблока (рисунок 2), Гелий на выходе из активной зоны реактора поступает в парогенератор, где отдает часть теплоты на генерацию высокоперегретого пара для электролизной установки. Далее гелий работает в замкнутом газотурбинном цикле с регенерацией теплоты.

Целью работы является исследование влияния управляемых при проектировании параметров (степени повышения давления в компрессоре, степени регенерации) на тепловую эффективность энергоблока и его основные характеристики. Особый интерес представляют зависимости КПД, расходов и количества производимого пара для установки.

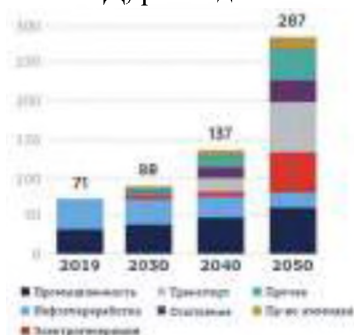


Рис. 1. Прогноз потребления водорода по сегментам экономики в мире, млн т/г

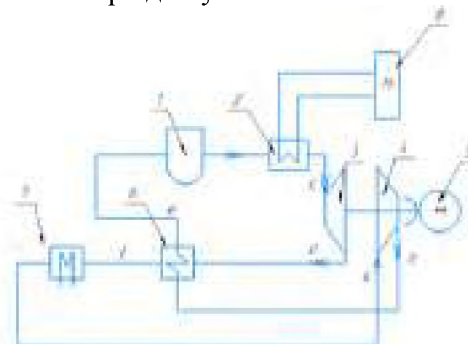


Рис. 2. Схема ГТУ с водородным комплексом и регенерацией теплоты:

1 – реактор, 2 – парогенератор, 3 – турбина, 4 – компрессор, 5 – генератор, 6 – регенеративный подогреватель, 7 – охладитель, 8 – электролизёр

Исследование включает 2 серии расчетов: в первой управляемым параметром являлась степень повышения давления в компрессоре, во второй серии – степень регенерации.

Для получения достаточно высокой экономичности ГТУ температура гелия на входе в газовую турбину принята 1123 К. Температура гелия на выходе из реактора принята максимальной по условиям обеспечения работоспособности материалов активной зоны, равной 1223 К. Давление гелия на входе в компрессор принято равным 3,0 МПа. Тепловая мощность реактора равна 200 МВт. Значения внутренних относительных КПД: компрессора – 0,84, турбины – 0,87. Приняты параметры пара, генерируемого для электролизной установки: давление 1 МПа, температура 800 °С. Исследование работы схемы производилось на базе простой ГТУ с регенерацией теплоты [2].

В первой серии варианты расчеты проводились в диапазоне изменения степени повышения давления в компрессоре от 1,6 до 3,0 при постоянном значении температурного напора на горячем конце регенератора $\Delta T=10$ К. Потери давления в регенераторе по стороне высокого давления приняты 1,5 %, по стороне низкого давления – 2 %.

Установлено (рисунки 3 и 4), что с уменьшением степени повышения давления ϵ КПД и коэффициент полезной работы ГТУ значительно возрастают (в 1,4–1,5 раза), что объясняется ростом степени регенерации (рисунок 5), а также меньшим приростом работы компрессора по отношению к приросту работы турбины.

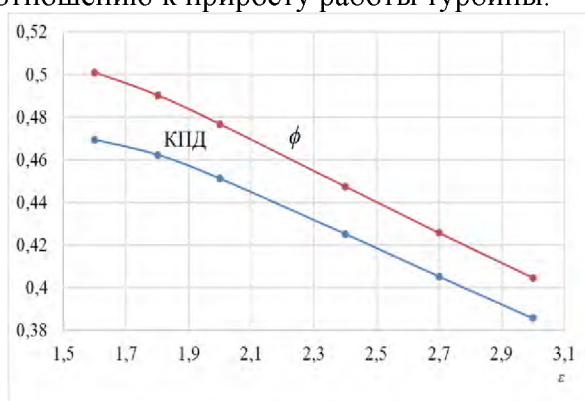


Рис. 3. Зависимость КПД ГТУ и коэффициента полезной работы от степени повышения давления

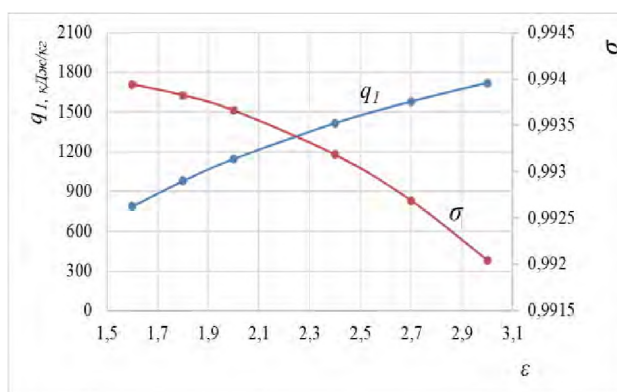


Рис. 4. Зависимость степени регенерации и удельной подведённой удельной теплоты от степени повышения давления

Из-за роста степени регенерации растет температура гелия на входе в реактор, поэтому при уменьшении степени повышения давления сокращается количество удельной подведённой теплоты (рисунок 5).

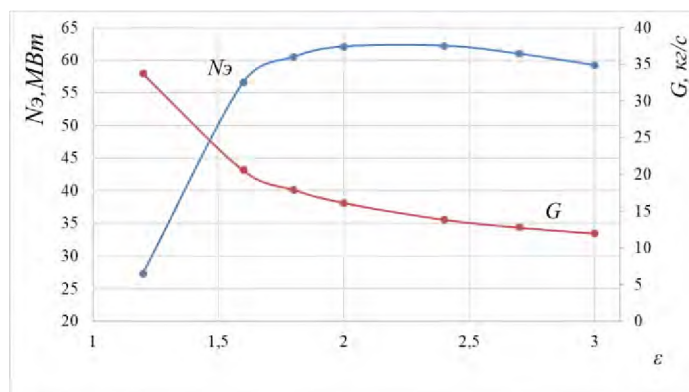


Рис. 5. Влияние степени повышения давления на электрическую мощность энергоблока и на расход пара

Электрическая мощность энергоблока $N_{э}$ в значительном диапазоне снижения степени повышения давления остается практически неизменной на уровне 60 МВт (рисунок 4), но при достижении $\varepsilon \approx 1,6 N_{э}$ резко падает более чем в 2 раза. Такая зависимость объясняется тем, что на участке снижения $\varepsilon=3 \dots 1,6$ уменьшение теплоперепада турбины компенсируется ростом расхода гелия, так как сокращение удельной теплоты при постоянной тепловой мощности реактора приводит к росту расхода теплоносителя.

Установлено, что при тепловой мощности реактора 200 МВт в рассмотренном диапазоне снижения степени повышения давления расход теплоносителя растет от 63,2 до 105,4 кг/с.

Расход пара на установку высокотемпературного электролиза, генерирующую водород, растет вследствие роста расхода гелия (рисунок 4). Это позволяет получить большее количество водорода.

Во второй серии расчеты проведены для степени повышения давления 2,4. Диапазон изменения степени регенерации принят от 0,4 до 0,977. Результаты представлены на рисунках 6–8.

Зависимость КПД и электрической мощности ГТУ почти прямо пропорциональны степени регенерации, КПД возрастает в 2 раза (рисунки 6 и 7).

Удельная подведенная теплота обратно пропорциональна степени регенерации (рисунок 8). Это объясняется повышением температуры гелия на входе в реактор при увеличении степени регенерации.

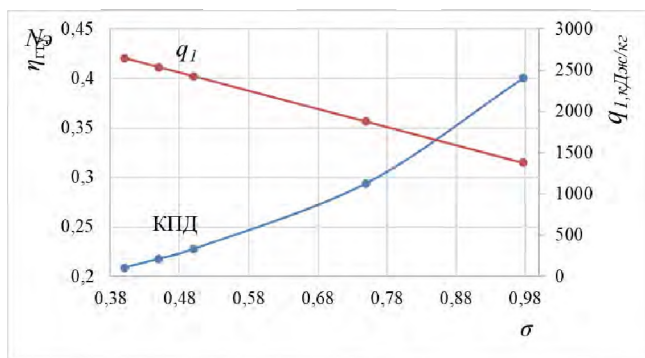


Рис. 6. Зависимость КПД ГТУ и удельной подведенной теплоты от степени регенерации

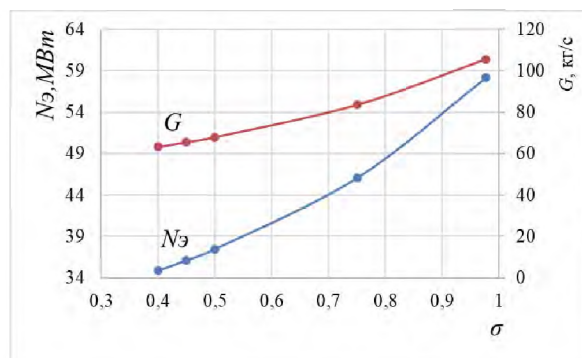


Рис. 7. Зависимость электрической мощности и расхода гелия от степени регенерации

Увеличение расхода гелия с ростом степени регенерации (рисунок 6) увеличивает размеры оборудования, но при этом растет расход генерируемого пара (рисунок 7), так как принят неизменным перепад температур гелия на пароперегревателе.

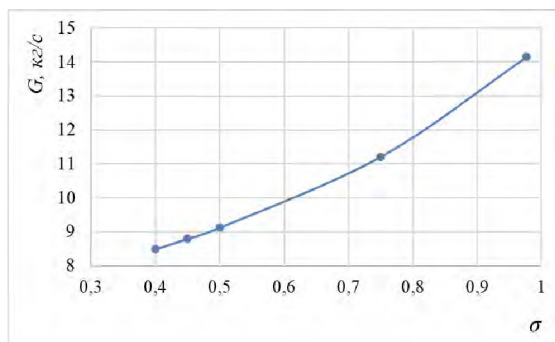


Рис. 8. Зависимость расхода пара от степени регенерации

В целом установлено, что для ГТУ с учетом технических соображений ограничены величины: значение степени повышения давления ГТУ – 2,4, значение степени регенерации – 0,997.

КПД одноконтурного энергоблока с гелийохлаждаемым реактором в комплексе с установкой генерации водорода по технологии высокотемпературного электролиза водородным комплексом может достигать 45 %.

В дальнейшем планируется провести анализ влияния изменения потерь давления в регенераторе на характеристики энергоблока. Для окончательного выбора значений управляемых параметров необходимо учесть стоимостные показатели и провести технико-экономические расчеты по критериям приведенных затрат или чистого дисконтированного дохода.

Экономический эффект

К 2030 г. ожидается падение стоимости электролизеров на 30–40 %, что сделает электролиз на АЭС перспективной технологией для развития в России: минимальные выбросы при относительно невысокой цене. Плановые показатели экспорта водорода из РФ к 2035 году: 2–12 млн.т [3]. Возможности производства водорода данной установкой, следующие: из 17 кг высокопотенциального пара мы получаем примерно 1,5 кг водорода пищевого качества.

Средняя стоимость 1 кг водорода, произведённого методом высокотемпературного электролиза на рынке: 2,5 доллара США [4]. Так как в час установка производит примерно 50760 кг пара, соответственно 4478 кг водорода мы можем получить. В денежных единицах: 11197 долларов США.

ЛИТЕРАТУРА:

1. <https://minenergo.gov.ru/sites/default/files/documents/11/10/1920/document-66308.pdf?ysclid=laz95usaff150745693>
2. Паровые и газовые турбины для электростанций [Электронный ресурс]: учебник для вузов / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний ; под ред. А.Г. Костюка. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. — Загл. с тит. экрана.
3. otsenka-ekonomicheskoy-effektivnosti-masshtabov-polucheniya-vodoroda-razlichnymi-metodami (2).pdf

Научный руководитель: доцент, к.т.н. А.М. Антонова, доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ ТПУ.

СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ ДО 110 МВт

Г.С. Кузяков¹, Н.М. Космынина²
Томский политехнический университет
ИШЭ, группа 5А91¹, ОЭЭ²

Турбогенераторы – преобладающий вид генерирующего оборудования, на долю которого приходится около 80 % от мирового объема производства электроэнергии. Это один из сложнейших видов электрических машин, в которых решаются взаимосвязанные проблемы мощности, размеров, характеристик, нагрева охлаждения и прочности устройства. Несмотря на то, что технологии развиваются и потери становятся все меньше, проблема нагревания частей электрооборудования остается актуальной. На рисунке 1 показана установка одного из турбогенераторов, изготовленным НПО «Элсиб» в машинном зале электростанции [1].

Охлаждение можно производить воздухом, водородом, водой, маслом. Отвод теплоты может осуществляться от проводников обмотки по каналам, расположенным внутри пазов, или косвенно от поверхности ротора и статора. То есть при непосредственном охлаждении охлаждающая среда соприкасается с проводниками обмоток, а при косвенном – нет. Эти системы охлаждения имеют условное буквенное обозначение, применяемое в паспортных данных генераторов [2].