

Недовыработка электроэнергии турбоустановкой с нерегулируемым отбором $\Delta \dot{E}_{\text{год}}^{\text{Н/рег.отбор}}$ во всем диапазоне изменения тепловой нагрузки превышает недовыработку электрической энергии для варианта с регулируемым отбором $\Delta \dot{E}_{\text{год}}^{\text{Рег.отбор}}$ (см. табл. 1), что в условиях турбоустановки К-220-4,4 делает наиболее эффективным отпуск пара на подогрев сетевой воды из регулируемого отбора.

При значениях $Q_T/N_{\Sigma}^{\text{н}}$ выше 1 преимущества отпуска теплоты из регулируемого отбора существенно возрастают, в то время как при значениях этой доли (0,4-0,6) годовая недовыработка электроэнергии в обоих случаях практически выравнивается с небольшим преимуществом регулируемого отбора. Учитывая небольшую разницу в выработке электроэнергии по двум вариантам, а также дополнительное усложнение системы регулирования и снижение надежности турбоустановки при организации регулируемого отбора, в большинстве случаев предпочтение отдается нерегулируемым отборам.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции: Учебник для вузов – 3-е изд. перераб. и доп. / Т. Х. Маргулова – М: Высш. школа, 1978. – 360с
2. Использование АЭС с ВВЭР для нужд теплоснабжения / Р.З. Аминов, М.К. Крылов // Теплоэнергетика. 2005. № 2. С. 37-42.

Научный руководитель: О.Ю. Ромашова, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГЕЛИЯ В ОДНОКОНТУРНОМ ЭНЕРГОБЛОКЕ С ВТГР

Н.Г. Попугаев

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

В настоящее время доля генерации электроэнергии в мире на АЭС составляет около 10,3 % по данным международного энергетического агентства за 2019 год [2]. В дальнейшем эта доля будет расти, особенно учитывая мировые тенденции «зеленой энергетики» и постепенный отказ от ископаемого топлива.

Подавляющее большинство энергоблоков атомных электростанций, находящихся в эксплуатации, имеют водоохлаждаемые реакторы, но на сегодняшний день такие энергоблоки практически достигли своего предела по экономическим показателям. Ведутся интенсивные исследовательские работы по созданию реакторов четвертого поколения с другими видами теплоносителей.

Одним из перспективных направлений является создание одноконтурной энергетической установки с гелийохлаждаемым реактором. Такой выбор

обусловлен рядом его преимуществ и особенностей, таких как модульное исполнение, высокая тепловая экономичность, возможность выработки высоко- и низкпотенциальной энергии, упрощенная технологическая схема энергоустановки, высокие маневренность энергоблока и надежность.

Целью работы является обоснование параметров гелия в одноконтурном энергоблоке электрической мощностью 200 МВт с гелийохлаждаемым реактором. В схеме энергоблока применена регенерация и промежуточное охлаждение гелия при сжатии (рис. 1).

Значение начальной температуры теплоносителя принято сравнительно невысоким – 850 °С [1]. Несмотря на то, что с увеличением начальной температуры термический КПД увеличивается, выбор меньшего значения температуры обусловлен отсутствием необходимости охлаждения лопаток турбины, что упрощает схему ГТУ и повышает ее тепловую экономичность за счет отсутствия расхода гелия на охлаждение.

Для определения значения оптимальной степени повышения давления в компрессоре проведены варианты расчеты тепловой схемы установки в диапазоне степени повышения давления от 1,5 до 5. Температура гелия на выходе из реактора, температурный напор регенератора и температура гелия после предохладителя и промежуточного охладителя не изменяются [2].

Давление на выходе из активной зоны реактора 7,1 МПа [2], так как при более низких значениях давления ухудшается теплоотдача в активной зоне реактора и возникает необходимость в увеличении площади теплопередающей поверхности, а также за счет большего удельного объема рабочего тела увеличиваются габариты установки. С учетом аэродинамических потерь в реакторе давление на входе в реактор составляет 7,15 МПа. Температура гелия после охладителей, определяемая температурой охлаждающей воды и температурным напором в теплообменнике, составляет 26 °С. В расчете тепловой схемы тепловыми потерями можно пренебречь. Также, ввиду малых значений, утечками гелия из контура пренебрегаем. Влияние потерь давления особенно важно для рабочих сред с высокими отношениями теплоемкостей, таких как гелий, поэтому, по предварительной оценке, относительные потери давления для трактов высокого и низкого давлений равны, соответственно, 0,5 и 0,3 %.

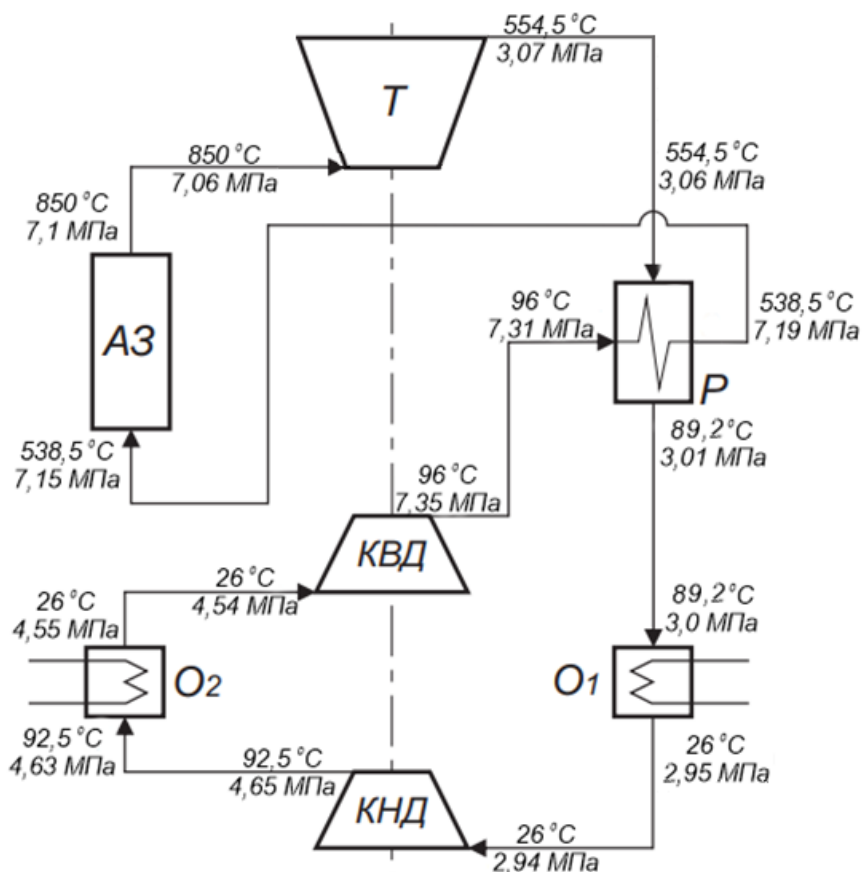


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема энергоблока: АЗ – активная зона реактора; Т – турбина; Р – рекуператор; КНД – компрессор низкого давления; КВД – компрессор высокого давления; О₁ и О₂ – предохладитель и промежуточный охладитель соответственно (определение параметров гелия приведено ниже)

В результате расчетов определено, что в рассматриваемом диапазоне изменения степени повышения давления при постоянной электрической мощности энергоблока, потребляемая компрессором мощность изменяется от 169 МВт до 237 МВт. При этом мощность реактора изменяется от 395 до 450 МВт; диапазон изменения КПД составляет 0,448...0,508.

По полученным результатам построены графические зависимости (рис. 2, 3). На рисунке 2 представлены графики зависимостей мощности турбины N_T , мощности компрессора N_K , тепловой мощности реакторной установки Q_{py} и тепловая мощность регенератора $Q_{рег}$ от полной степени повышения давления в компрессоре β . На рисунке 3 изображены графические зависимости электрического КПД $\eta_{э}$ и коэффициента полезной работы φ от полной степени повышения давления в компрессоре β .

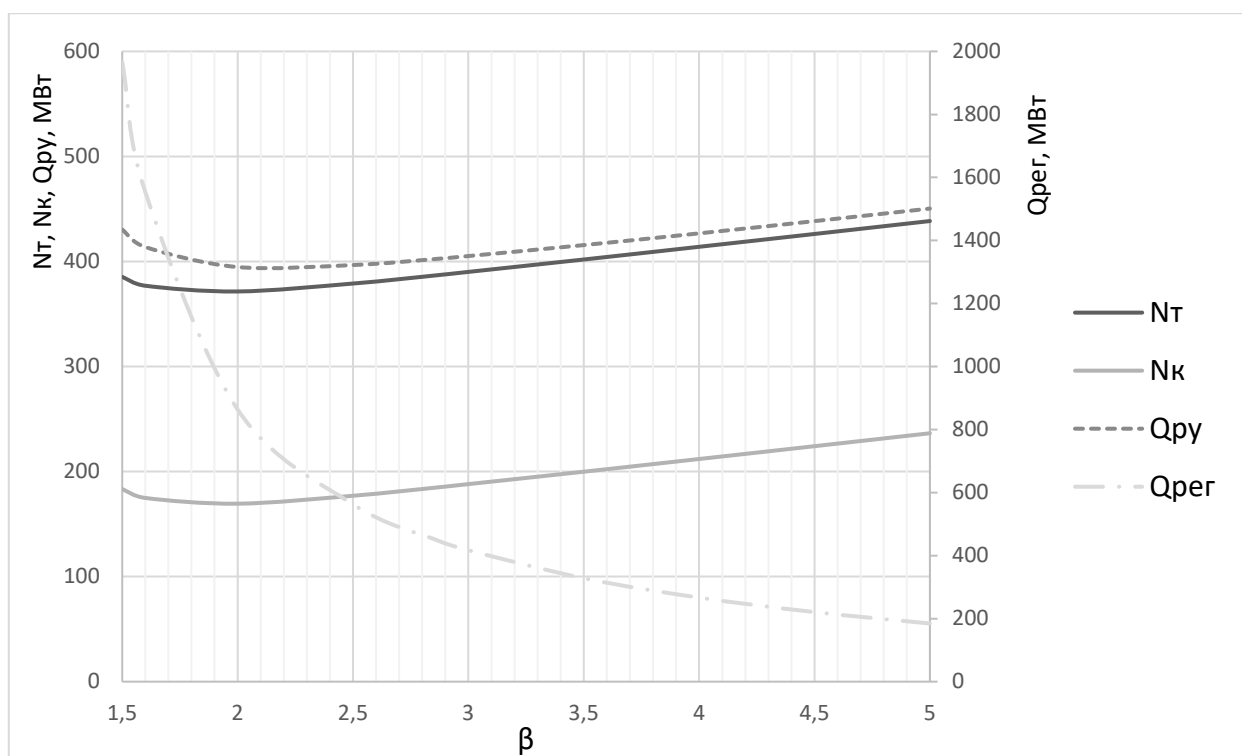


Рис. 2. Графики зависимостей мощностей от степени повышения давления

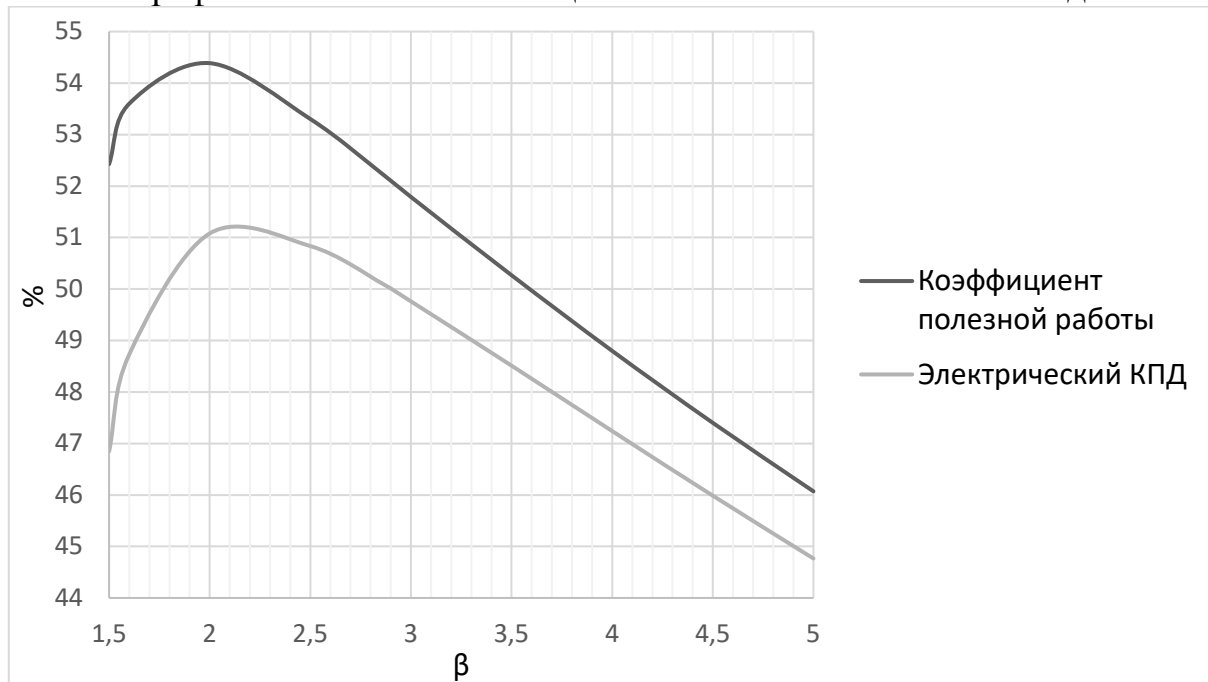


Рис. 3. Графики зависимостей КПД установки и коэффициента полезной работы от степени повышения давления

По полученным результатам, коэффициент полезной работы установки имеет параболическую зависимость от полной степени повышения давления в компрессоре с максимумом при $\beta = 2$. Аналогично выглядит график электрического КПД $\eta_e = f(\beta)$, имея максимум при $\beta = 2,1$.

В современном анализе и проектировании ГТУ при оптимизации цикла ориентируются на максимум КПД установки, либо на максимум удельной полезной работы ГТУ. Увеличение степени повышения давления в значительной мере влияет на стоимость турбины и компрессора за счет увеличения их мощности.

При замкнутом газотурбинном цикле необходим учет других характеристик для достижения большей экономичности.

Наличие в цикле регенерации влияет на характер кривых, и необходимо обращать внимание на количество передаваемого в рекуператоре тепла $Q_{\text{рег}}$, которое уменьшается с ростом степени повышения давления, а значит, уменьшаются массогабаритные характеристики регенератора и увеличиваются капиталовложения.

По величине коэффициента полезной работы можно судить о габаритах и стоимости турбины и компрессора. Так, максимум коэффициента полезной работы соответствует минимально возможным капитальным затратам на турбину и компрессор.

Таким образом, при выборе оптимальной полной степени повышения давления в компрессоре необходимо учитывать несколько важных факторов, чтобы достичь высокой тепловой экономичности, малых капиталовложений и габаритов установки. Для принятого к проектированию варианта полная степень повышения давления составляет 2,5. При этом значении имеем высокий КПД установки с близким к максимуму коэффициенту полезной работы, тепловая мощность имеет среднее значение, при котором габариты теплообменника будут приемлемыми.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Colin F. McDonald Power conversion system considerations for a high efficiency small modular nuclear gas turbine combined cycle power plant concept (NGTCC) // Applied Thermal Engineering, - 2014.- №. 73, - P. 82-103.
2. IAEA Library Cataloguing in Publication Data: Design features to achieve defence in depth in small and medium sized reactors. - Vienna: International Atomic Energy Agency, 2009. - 264 p.
3. International Energy Agency. Data and statistics [Electronic resource]. - Access mode: <https://www.iea.org/data-and-statistics>
4. Комаров О.В. и др. Тепловые и газодинамические расчеты газотурбинных установок: Учебно-методическое пособие / О.В. Комаров, В.Л. Блинов, А.С. Шемякинский. - Екатеринбург: Издательство УрФУ, 2018. - 163 с.
5. Паровые и газовые турбины для электростанций: Учебник для вузов // А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний. - М.: МЭИ, 2016.- 556 с.

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