

2 Постоянные магниты: справочник / А.Б. Альтман, А.Н. Герберг, П.А. Гладышев [и др.]; под ред. Ю.М. Пятина. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1980. – 488 с.

3 Конструирование и расчет индукционных плавильных печей: учебное пособие / С.В. Карелов, В.И. Матюхин, О.В. Матюхин, Б.А. Сокунов, Л.С. Грובה; под ред. С.Н. Гущина. – Екатеринбург: УрФУ, 2013. – 165 с.

УДК 620.9

О. В. Борисова, П. В. Осипов, В. Л. Шульман

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет

имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, Россия

РАСЧЕТ СХЕМЫ ПГУ-ТЭЦ ДЛЯ ГОРОДА СРЕДНЕГО УРАЛА

Аннотация

В данной статье приведено описание разработанной в программе Ebsilon Professional тепловой схемы вариантного модуля тепловой электрической станции на базе ПГУ. Данная схема была спроектирована с учётом нужд малых городов Свердловской области с целью создания локальной энергосистемы для обеспечения населённых пунктов, не имеющих собственного источника электроэнергии, надёжным источником электроснабжения и дешёвым источником тепла. ПГУ-ТЭЦ – когенерационные парогазовые установки, выбранные в качестве генератора за способность обеспечить высокую эффективность использования топлива, маневренность, устойчивость в условиях различия колебаний тепловой и электрической нагрузки в течение суток, по сезонам, что характерно для городского потребления. В работе также указано основное и вспомогательное оборудование, выбранное для данной схемы и приведены его основные характеристики.

Ключевые слова: локальная энергосистема, когенерационная парогазовая установка ПГУ-ТЭЦ, теплоэлектроцентраль ТЭЦ, когенерация, турбина с противодавлением, котёл-утилизатор.

Abstract

The description of developed engineering flow diagram made with the help of Ebsilon Professional program is given in this article. The scheme, considering the needs of small towns in the Middle Urals, is a variable module of a heat electric power station on the base of CCCP for local energy system formation. It is meant the station is a reliable source of electric energy and poor heat energy for towns that have not got own power stations yet. CCCP is a highly efficient combined-cycle cogeneration plant able to provide high fuel combustion efficiency, flexibility, stability under the conditions of difference between heat and electric energy demand variations within 24 hours, seasonably (that is typical for town's consumption). The main equipment and supporting machinery for this power station and their general properties are given in the paper.

Key words: local power system, CCCP (combined-cycle cogeneration plant), CHP (Central Heating and Power) Plant, cogeneration, backpressure turbine, heat-recovery steam generator, Ebsilon Professional.

На данный момент состояние систем энергоснабжения малых городов (на примере анализа городов Свердловской области [1, 2]) характеризуется наличием существенных потерь теплоты в тепловых сетях, отсутствием

выработки тепловой энергии с использованием когенерации, повышением стоимости электроэнергии, сложностью подключения потребителей к сетям, изношенностью электросетей и ненадёжностью электроснабжения в целом. Для решения данных энергетических, а также некоторых экономических и социальных проблем Свердловской области, нами была предложена концепция создания комплекса ПГУ-ТЭЦ на Среднем Урале [3]. Данные станции предлагается рассматривать как решение для малых городов, которые не имеют собственного генерирующего источника, а их система теплоснабжения представлена малоэффективными котельными и сетями в аварийном состоянии.

Практический результат нашей работы выражается в разработке вариантов модулей объектов распределенной энергетики на базе утилизационной ПГУ-ТЭЦ с помощью программы Epsilon Professional [4], позволяющей моделировать все возможные процессы термодинамического цикла и анализировать тепловые схемы электростанции и характеристики оборудования.

В качестве базового варианта была разработана тепловая схема ПГУ-ТЭЦ, представленная на рисунке 1.

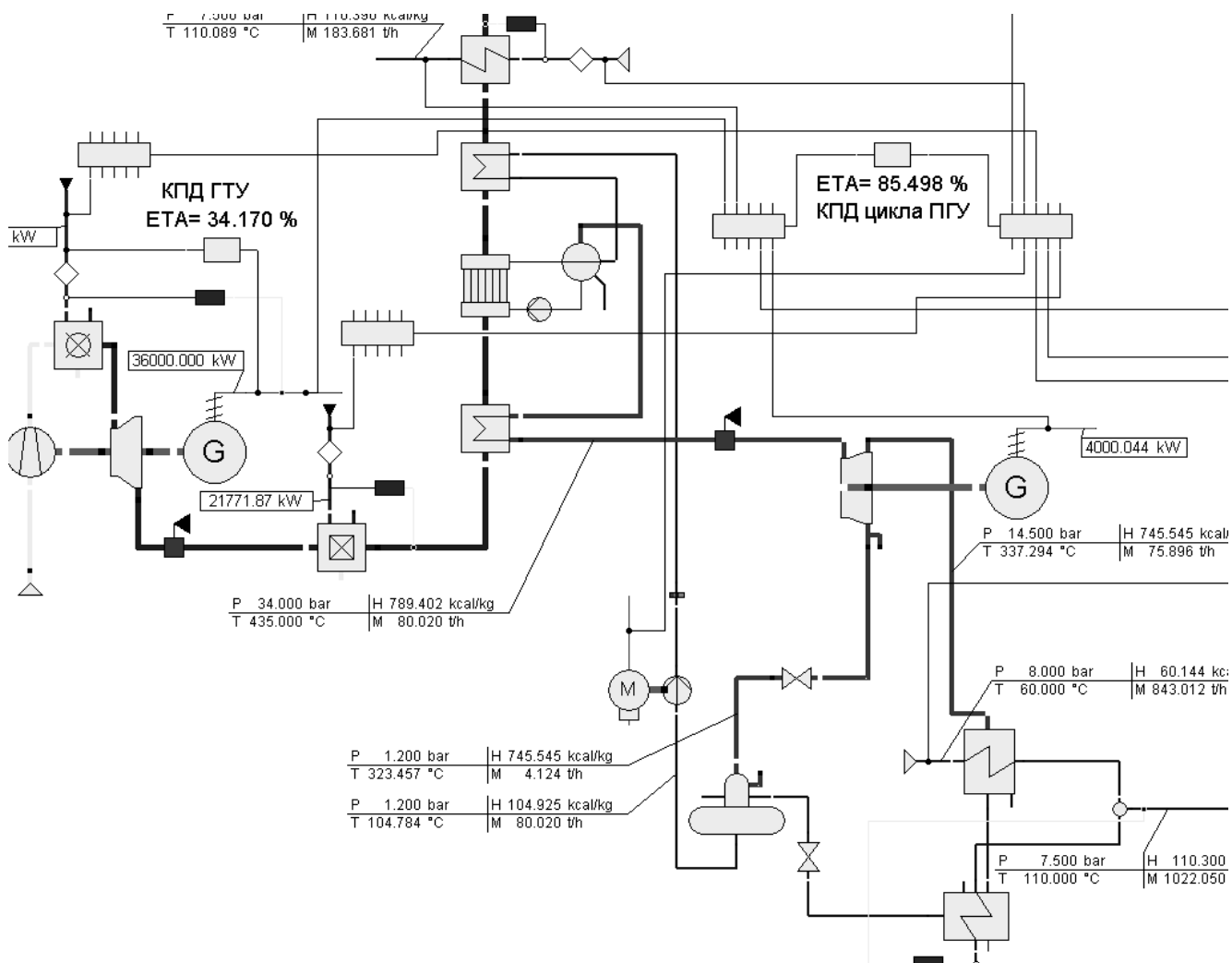


Рис. 1. Схема станции на базе ПГУ с турбиной типа «Р»

Отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется по температурному графику 110/60 °С с последующим пиковым догревом в существующих наиболее эффективных газовых котельных соответствующего города. ПГУ работает с максимально возможной выработкой тепловой мощности, которая составляет 60 Гкал/ч. При необходимости дополнительное тепло покрывается существующими водогрейными котельными. В неотапительный период ПГУ работает с максимально возможной выработкой тепловой мощности на нужды ГВС. Имеется возможность отпуска пара на производство сторонним потребителям при их наличии.

Установленная электрическая мощность блока ПГУ при +15 °С составит 40 МВт (при противодавлении турбины 1,4 МПа (абс.) и отборе пара на производство 0 т/ч).

Основным оборудованием ПГУ являются: газовая турбина отечественного производства электрической мощностью 36 МВт, котёл-утилизатор одноконтурный с дожиганием Пр-75-4,0-440Д (ПК-60) производства АО «Подольский машиностроительный завод» (ЗиО), паровая турбина с противодавлением Р-4-3,4/1,5-1 производства ОАО «Калужский турбинный завод», обладающая следующими характеристиками, представленными в таблице 1.

Таблица 1

Характеристики турбины Р-4-3,4/1,5-1 [5]

Наименование показателя, ед. измерения	Величина
Номинальная мощность, кВт	4000
Абсолютное давление свежего пара, МПа	3,4
Температура свежего пара, °С	435
Абсолютное давление пара за турбиной, МПа	1,45
Температура пара за турбиной, °С	335
Номинальный расход пара, т/ч	80,9
Частота вращения ротора, об/мин	3000

Вспомогательное оборудование парогазового цикла составляют: атмосферный деаэрактор, питательные насосы, подогреватели сетевой воды (пароводяной, водо-водяной и газовый), насосы сетевой воды, деаэрактор подпитки теплосети, подогреватели подпиточной воды. При этом имеется возможность отказаться от конденсатных насосов и использовать давление конденсата пара для подачи его в деаэрактор.

Цикл выглядит следующим образом: в камеру сгорания газовой турбины поступает природный газ и сжатый в компрессоре воздух, после чего газоздушная смесь сжигается в проточной части газовой турбины, вырабатывая электрическую энергию. Газовая турбина в нашем цикле имеет КПД 34 %. После газовой турбины продукты сгорания (горячие газы с температурой 650 °С) поступают в котёл-утилизатор. Для контроля температуры газов в районе 650 °С предусмотрено дожигание природного газа в одноконтурном котле-утилизаторе. Дожигающее устройство представлено в

виде некоторого числа горелок, сжигающих природный газ для повышения температуры продуктов сгорания и расхода пара на паровую турбину.

В котле-утилизаторе теплота газов отдаётся питательной воде, она превращается в пар с параметрами 34 бара и 435 °С и поступает в паровую турбину. Газы, отдав теплоту питательной воде проходят ещё одну поверхность - газовый подогреватель, где доохлаждаются до 120 °С, отдавая теплоту сетевой воде, повышая тем самым эффективность цикла.

Пройдя паровую турбины и выработав электрическую энергию, пар поступает в сетевой подогреватель, где конденсируется и отдаёт теплоту сетевой воде. График подогрева сетевой воду 110-60, пики покрываются в газовых котельных. Далее питательная вода поступает в атмосферный деаэратор для удаления коррозионно-активных газов и питательным насосом вновь подаётся подаётся в котёл-утилизатор – цикл замыкается. Подпитка цикла и его заполнение предусматривается химочищенной водой с использованием подпиточного деаэратора.

Основной особенностью выбранного цикла является паровая турбина с противодавлением, выбранная для покрытия тепловой нагрузки города в связи со значительной несоразмерностью тепловой и электрической нагрузок городов и необходимостью снять возможный максимум тепловой энергии от когенерационной выработки. С этой же целью выбрана турбина с высокими параметрами пара на выходе, способная отдать сетевой воде максимальное количество тепла при незначительной доле выработки электроэнергии (всего 4 МВт), по сравнению с газовой турбиной.

Преимущество турбины с противодавлением заключается в использовании теплоты отработавшего в турбине пара, скрытой теплоты парообразования, которая в конденсационных установках теряется с охлаждающей водой конденсаторов, для покрытия потребностей города и предприятий в теплоте.

Особенностями данной турбины будут являться большая доля теплоперепада, выделанная на регулируемую ступень [6] при небольшом количестве ступеней турбины отсутствие ступеней, работающих при давлении ниже атмосферного и, соответственно, трудностей, связанных с проектированием лопаток для больших объемных пропусков пара, а также влажностью пара на последних ступенях.

Недостатком турбин с противодавлением, ограничивающим область их применения, является то обстоятельство, что мощность, развиваемая турбиной с противодавлением, целиком определяется нагрузкой теплового потребителя. В данном случае остальную выработку электрической энергии обеспечивает газовая турбина.

Гибкость данной схеме при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии при их неравномерных графиках придают следующие особенности: тепловая нагрузка, которую несёт ПГУ составляет лишь около 40-50 % от максимальной в отопительный период (остальная часть покрывается котельными), что гарантирует постоянную тепловую нагрузку ПГУ большую часть года; котёл-утилизатор с дожиганием позволяет рационально распределить электрическую нагрузку между турбинами при необходимости выработки

максимума тепла. При падении тепловой нагрузки до минимума можно отключить паровую турбину, не прекращая почти максимальную выработку электрической энергии со снятием тепла в газовом подогревателе.

В часы максимальных тепловых нагрузок имеется возможность временной работы через редуционно-охладительную установку, если расход пара, требуемый тепловым потребителем, превышает максимальную пропускную способность турбины с противодавлением. Предусматриваемая редуционно-охладительная установка позволяет также снабжать теплового потребителя паром при аварии или в периоды ремонтов турбины с противодавлением.

Общий КПД схемы составляет более 85 %.

Как видно, схема позволяет обеспечить город электрической энергией и дешёвым теплом, покрыв значительную часть тепловой нагрузки и отличается высоким коэффициентом использования топлива.

В дальнейшем предполагается технико-экономическое сравнение других наиболее вероятных вариантов схемы с выбором самого эффективного.

Список использованных источников

1. Схема теплоснабжения Муниципального образования «Город Ирбит» на период с 2013 по 2028 год, 2014 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://moirbit.ru/city/jkh/shemy_teplosnabjeniya (дата обращения 05.05.2019).

2. Схема теплоснабжения Камышловского городского округа на период с 2014 по 2029 гг., 2013 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://gorod-kamyshlov.ru/communal/shemyi-inzhenernoj-infrastrukturyi/teplosnabzhenie/> (дата обращения 05.05.2019).

3. Борисова О.В., Шульман В.Л. Формирование распределённой энергетики Среднего Урала // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной памяти проф. Данилова Н.И. (1945–2015) – Даниловских чтений (Екатеринбург, 11–15 декабря 2017 г.). Екатеринбург: УрФУ, 2017. – С. 695–699.

4. Steag energy services. Программное обеспечение [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://steag-ses.ru/EBSILON%C2%AE%20Professional/> (дата обращения 05.05.2019).

5. ОАО «Калужский турбинный завод». Номенклатурный каталог турбинного оборудования [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.nep-plus.ru/images/handbk/ktz.pdf> (дата обращения: 05.05.2019).

6. Паровые турбины. Часть 2. Турбины для комбинированной выработки теплоты и электрической энергии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.tehnoinforma.ru/parovyeturbiny2/42.html> (дата обращения: 05.05.2019).