

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
Белорусский национальный технический университет

---

Энергетический факультет

## **ЭНЕРГЕТИКА БЕЛАРУСИ – 2022**

Материалы Республиканской  
научно-практической конференции

*25–26 мая 2022 г.*

Минск  
БНТУ  
2022

УДК 620.9(06)  
ББК 31я43  
Э65

С о с т а в и т е л ь:  
Прокопеня Иван Николаевич

В сборник включены материалы Республиканской научно-практической конференции по секциям: «Электроэнергетика», «Теплоэнергетика» и «Экономика и организация энергетики».

**Требования к системе:** IBM PC-совместимый ПК стандартной конфигурации, дисковод CD-ROM. Программа работает в среде Windows.

**Открытие электронного издания** проводится посредством запуска файла РНПК\_май\_2022. Возможен просмотр электронного издания непосредственно с компакт-диска без предварительного копирования на жесткий диск компьютера.

Дата доступа в сети: 09.09.2022. Объем издания: 3,3 Мб. Заказ 508.

Белорусский национальный технический университет  
пр-т Независимости, 65/2, г. Минск, Республика Беларусь  
Тел. (017) 293-92-16, факс (017) 292-71-73

ISBN 987-985-583-795-5

© Белорусский национальный  
технический университет, 2022

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА .....</b>	<b>6</b>
<b>ПРОГНОЗИРУЕМЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПОСЛЕ ВВОДА В ПРОМЫШЛЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ВТОРОГО ЭНЕРГОБЛОКА БЕЛАЭС Гецман Е. М., ст. преподаватель, Ковалеват Т. Д. ....</b>	<b>7</b>
<b>ПРИМЕНЕНИЕ ВОЛЬТОДОБАВОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА НА УЧАСТКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ Калентионок Е. В., к-т. техн. наук, доцент .....</b>	<b>12</b>
<b>АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ, КОЛИЧЕСТВА И МЕСТА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ, РАБОТАЮЩИХ НА МЕСТНЫХ ВИДАХ ТОПЛИВА Короткевич М. А., д-р техн. наук, профессор, Старжинский А. Л., к-т техн. наук, доцент .....</b>	<b>18</b>
<b>РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ НЕИСПРАВНОСТЕЙ В ТРАНСФОРМАТОРЕ Громько И. Л., ст. преподаватель .....</b>	<b>26</b>
<b>РАСЧЕТ ЗАТРАТ УСТАНОВКИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЬСКОЙ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ Счастный В. П., к-т техн. наук, доцент .....</b>	<b>30</b>
<b>ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЛИНИЙ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ В НАРУЖНОМ ОСВЕЩЕНИИ Калечиц В. Н., ст. преподаватель .....</b>	<b>34</b>
<b>ПРЕИМУЩЕСТВО ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НАД АЛЬТЕРНАТИВНЫМИ ВИДАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ Гецман Е. М., ст. преподаватель, Ковалеват Т. Д. ....</b>	<b>37</b>
<b>ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА .....</b>	<b>42</b>
<b>ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ CO<sub>2</sub> ИЗ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ Игнатович Р. С., Седнин В. А., д-р техн. наук, профессор .....</b>	<b>43</b>

<b>ТИПОВОЙ БАЛАНС МОЩНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПОСЛЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ БЕЛОРУССКОЙ АЭС</b>	
Богдан Е. В., аспирант, Карницкий Н. Б., д-р техн. наук., профессор .....	49
<b>УТИЛИЗАЦИЯ СБРОСНЫХ ПОТОКОВ ТЕПЛОТЫ НА ЭЛЕКТРОСТАЦИЯХ ПРЯМОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА</b>	
Янчук В. В., магистр техн. наук, Романюк В. Н., д-р техн. наук, профессор .....	54
<b>РАСШИРЕНИЕ РЕГУЛИРОВОЧНОГО ДИАПАЗОНА ПАРОТУРБИННОГО ЭНЕРГОБЛОКА ЗА СЧЕТ АККУМУЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ В СИСТЕМЕ РЕГЕНЕРАЦИИ</b>	
Качан С. А., к-т. техн. наук, доцент .....	61
<b>АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ДЕФЕКТОВ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И ДАЛЬНЕЙШАЯ ОЦЕНКА ЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ</b>	
Струцкий Н. В., заместитель начальника управления систем газоснабжения ГПО «Белтопгаз» .....	65
<b>НАСТРОЙКА КАСКАДНОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ С УЧЕТОМ ДИНАМИКИ ВНУТРЕННЕГО КОНТУРА</b>	
Кулаков Г. Т., д-р тех. наук, профессор, Кулаков А. Т., к-т тех. наук, доцент, Воюш Н. В., ст. преподаватель .....	70
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА НА ТЭЦ В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ БЕЛОРУССКОЙ АЭС</b>	
Бобич А. А., к-т техн. наук, Василевский И. В., Яцухно Я. С. ....	77
<b>ПРОТОЧНЫЕ ФЕРМЕНТЕРЫ ВЕРТИКАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ</b>	
Прокопья И. Н. ст. преподаватель .....	81
<b>СИСТЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА НА МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ МИНИ-ЗАВОДАХ</b>	
Мартинчук А. Ю., магистр техн. наук .....	87
<b>ОЦЕНКА И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ</b>	
Коваль Д. С., магистр техн. наук .....	94

**ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ..... 98**

**ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ  
ОРГАНИЗАЦИЯМИ МИНТРАНСА**

Гончаров И. П., Ермоленко С. В., Ляхов С. В., к-т. техн. Наук,  
Белорусский научно-исследовательский институт транспорта ..... 99

# Электроэнергетика

УДК 621.311.1

ПРОГНОЗИРУЕМЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ БЕЛОРУССКОЙ  
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПОСЛЕ ВВОДА В ПРОМЫШЛЕННУЮ  
ЭКСПЛУАТАЦИЮ ВТОРОГО ЭНЕРГОБЛОКА БЕЛАЭС  
PREDICTED OPERATING MODES OF THE BELARUSIAN POWER SYSTEM  
AFTER THE COMMISSIONING OF THE SECOND POWER UNIT OF THE  
BELARUSIAN NPP

Гецман Е. М., ст. преподаватель, Ковалеват Т. Д.,  
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
K. Hetsman, Senior Lecturer T. Kovaleva,  
Belarus national technical University, Minsk, Belarus

*Аннотация. Объектом исследования являются режимы работы энергосистемы Беларуси с учетом БелАЭС. Рассмотрены возможные виды режимов работы энергосистемы Беларуси, их особенности, различия режимов работы энергосистемы без БелАЭС и при эксплуатации двух энергоблоков БелАЭС.*  
*Abstract. The object of the study is the operating modes of the Belarusian energy system, taking into account the Belarusian NPP. The possible types of modes of operation of the Belarusian power system, their features, differences in the modes of operation of the power system without the Belarusian NPP and during the operation of two power units of the Belarusian NPP are considered.*

*Ключевые слова: режим, энергосистема, БелАЭС, планирование режимов работы, структура генерации*  
*Key words: mode, power system, BelNPP, operation mode planning, generation structure*

## ВВЕДЕНИЕ

Данная работа направлена на исследование режимов работы энергосистемы Беларуси с учетом Белорусской атомной электростанции (БелАЭС).

На основе статистических данных по работе энергосистемы Республики Беларусь за последнее время были изучены режимы работы энергосистемы.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Развитие Белорусской энергосистемы направлено на повышение надежного и бесперебойного электроснабжения. Под энергосистемой понимаются генерирующие источники и сетевая инфраструктура энерго- и теплоснабжающих организаций, входящих в состав государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» (далее – ГПО «Белэнерго»), и электрогенерирующие источники других владельцев. В соответствии, с Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденной Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 № 1084 [1]: энергетическая безопасность – состояние защищенности граждан, общества, государ-

ства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушения бесперебойности энергоснабжения.

Для обеспечения энергетической безопасности в условиях таких особенностей энергетической сферы, как невозможность работы «на склад» ввиду отсутствия развитых, доступных и экономически целесообразных способов хранения больших объемов электроэнергии и, соответственно, постоянной необходимости поддержания баланса между генерацией и постоянно изменяющимся потреблением, а также для обеспечения возможности проведения ремонтных работ на оборудовании и объектах энергетической отрасли, обеспечения экономически эффективной работы отрасли, необходимо обеспечение качественного планирования и ведения режимов работы энергосистемы. В таких условиях ввод в баланс мощностей знакового для Белорусской энергосистемы объекта – Белорусской атомной электростанции (далее – Белорусская АЭС), первой АЭС на территории Республики Беларусь, с проектной установленной мощностью на уровне 2400 МВт, оказывает значительное влияние как на саму энергосистему, так и на планирование ее режимов.

Таблица 1 – Данные по установленной мощности ОЭС Беларуси после введение второго энергоблока БелАЭС в эксплуатацию

№	Наименование электростанций	Код	Мощность, МВт
1	Белорусская АЭС		2 400
	Итого АЭС:		2 400
1	Лукомльская ГРЭС	ГРЭС-20	2889,5
2	Минская ТЭЦ-4	ТЭЦ-4	1035
3	Березовская ГРЭС	ГРЭС-15	1095,12
4	Гомельская ТЭЦ-2	ТЭЦ-26	544
5	Новополоцкая ТЭЦ	ТЭЦ-14	270
6	Минская ТЭЦ-3	ТЭЦ-3	442
7	Могилевская ТЭЦ-2	ТЭЦ-21	297,3
8	ТЭЦ-5	ТЭЦ-5	719,6
9	Светлогорская ТЭЦ	ТЭЦ-7	155
10	Мозырская ТЭЦ	ТЭЦ-24	206
11	Бобруйская ТЭЦ-2	ТЭЦ-22	182,6
12	Гродненская ТЭЦ-2	ТЭЦ-23	312,45
	Итого по основным станциям:		8 148,57

При анализе данных по установленной мощности ОЭС Беларуси можно отметить следующее:

– установленная мощность значительно превышает пиковые значения потребления ОЭС Беларуси (за последние 10 лет оно не превысило значения

в 6390 МВт), что позволяет обеспечивать самобалансированную работу энергосистемы и возможность экспорта электроэнергии;

– доля КЭС (Березовская ГРЭС, Лукомльская ГРЭС, ТЭЦ-5) составляет 57,73 % и 44,59 % относительно установленной мощности энергосистемы без учета и с учетом Белорусской АЭС соответственно;

– доля ТЭЦ (все основные и малые ТЭЦ) составляет 50,26 % и 38,82 % относительно установленной мощности энергосистемы без учета и с учетом Белорусской АЭС соответственно.

Изменения структуры генерации ОЭС (объединенная энергосистема) относительно аналогичной структуры генерации до ввода БелАЭС связано с замещением генерации КЭС и частичным замещением генерации ТЭЦ на генерацию БелАЭС (рис. 1, 2).

Замещение выработки ТЭЦ в основном обусловлено фактом работы АЭС в базовой части графика покрытия потребления, не привлечением АЭС к регулированию посредством изменения активной мощности, и, как следствие, вынужденными и более длительными разгрузками ТЭЦ ниже теплового графика (рис. 3).

В связи с этим, а также исчерпанием паркового ресурса некоторых единиц генерирующего оборудования к 2025 году согласно проекту Программы комплексной модернизации производств энергетической сферы на 2021–2025 годы планируется [2]:

– вывод из эксплуатации мощностей на КЭС ГПО «Белэнерго» – 1030 МВт (2 энергоблока К-300, 2 – ПГУ-215), на ТЭЦ ГПО «Белэнерго» – 152 МВт;

– ввод пиково-резервных источников суммарной мощностью 800 МВт.

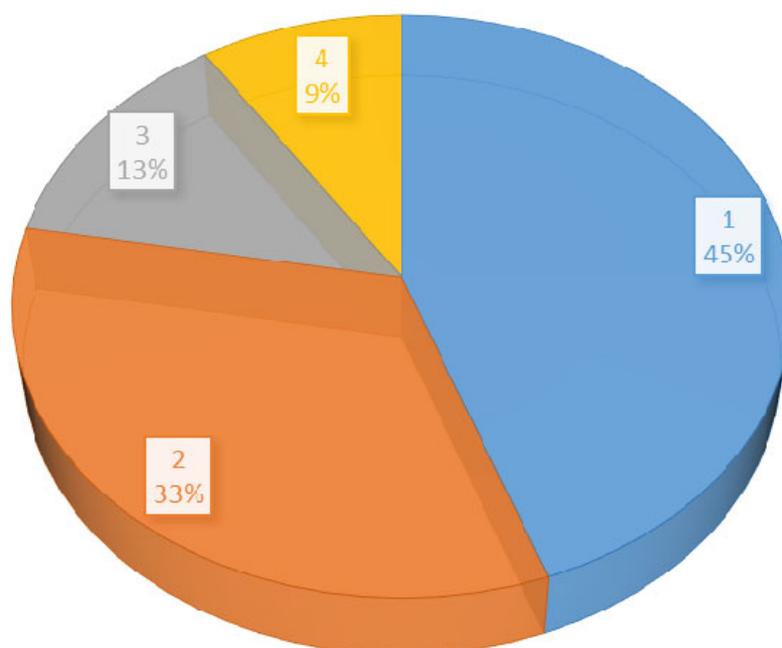


Рисунок 1 – Структура генерации в ОЭС Беларуси с учетом двух энергоблоков АЭС в типовой летний день:

1 – выработка БелАЭС; 2 – выработка КЭС; 3 – выработка ТЭЦ;

4 – выработка Блок-станциями

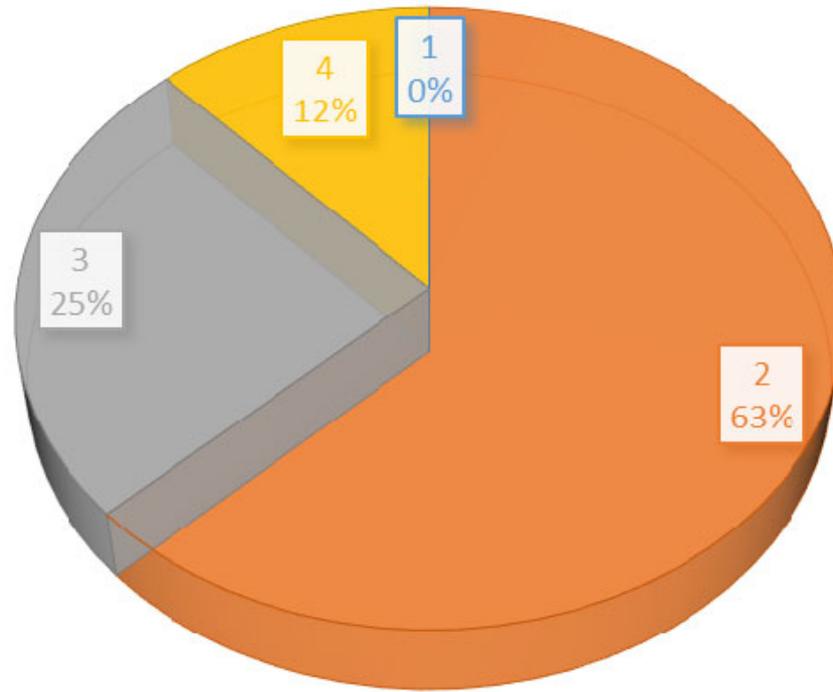


Рисунок 2 – Структура генерации в ОЭС Беларуси без АЭС в типовой летний день:  
 1 – выработка БелАЭС; 2 – выработка КЭС; 3 – выработка ТЭЦ;  
 4 – выработка Блок-станциями

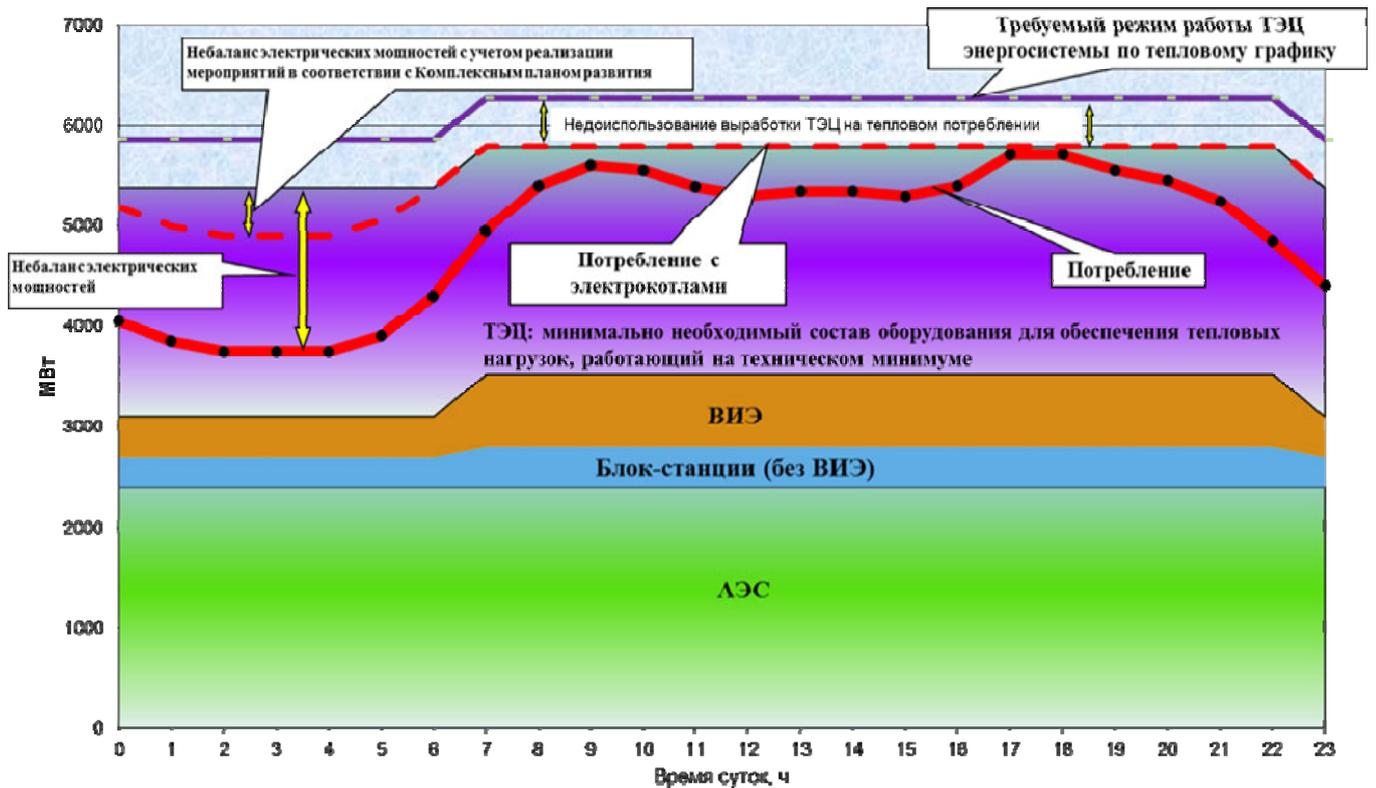


Рисунок 3 – Покрытие потребления в ОЭС Беларуси типовой день при работе двух энергоблоков БелАЭС

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными вопросами по интеграции БелАЭС в баланс ОЭС Беларуси при существующем уровне потребления электрической энергии является необходимость резервирования в любой момент времени энергоблока большой единичной мощности и сложности, связанные с балансированием энергосистемы в период минимальных нагрузок (ночное время).

При существующем уровне электропотребления после ввода в работу двух энергоблоков БелАЭС будет резко сокращаться выработка электроэнергии на КЭС, в том числе на современных парогазовых энергоблоках Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС и Минской ТЭЦ-5. Остальные энергоблоки КЭС будут переведены в холодный резерв с включением в работу в основном в периоды плановых остановок энергоблоков АЭС.

После ввода АЭС существенно осложняются режимы работы ТЭЦ, будет кардинально снижен объем выработки электроэнергии по комбинированному циклу, совместно с отпуском тепловой энергии, длительный период времени ТЭЦ будут работать на техническом минимуме.

Для балансирования в ночные часы в перспективных режимах предусмотрено использование электрических котлов как в отопительный период с целью отпуска тепловой энергии для отопления и горячего водоснабжения, так и в межотопительный период с целью горячего водоснабжения.

Для резервирования энергосистемы необходимо строительство пикорезервных источников суммарной мощностью 800 МВт. Для этого сейчас есть несколько площадок: Лукомльская ГРЭС (150 МВт), Новополоцкая ТЭЦ (100 МВт), Минская ТЭЦ-5 (300 МВт), Березовская ГРЭС (250 МВт).

Для эффективного использования существующих мощностей необходим рост потребления электрической энергии до 47–50 млрд кВт·ч в год. Для обеспечения данного роста потребления электрической энергии необходимо широкое использование электроэнергии для нужд теплоснабжения, развитие электромобильного транспорта, создание энергоемких промышленных производств. Также рост электропотребления должен стимулироваться соответствующей тарифной политикой, направленной на выравнивание суточного графика нагрузки.

## ЛИТЕРАТУРА

1. «Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь», утвержденная Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 № 1084. – 13 с.

2. «Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года» утвержденная Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 25.02.2020 № 7. – 60 с.

УДК 621.316

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЛЬТОДОБАВОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА НА  
УЧАСТКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ  
НАПРЯЖЕНИЯ

THE USE OF A BOOSTER TRANSFORMER IN A SECTION OF AN  
ELECTRICAL NETWORKS FOR VOLTAGE REGULATION

Калентионок Е. В., к-т. техн. наук, доцент,  
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
E. Kalentionok, Candidate of technical Sciences, Docent,  
Belarusian national technical University, Minsk, Belarus

*Аннотация. Рассмотрена возможность повышения пропускной способности линии электропередачи путем установки вольтодобавочного трансформатора.  
Abstract. The possibility of increasing the capacity of the power transmission line by installing an additional voltage transformer is considered.*

*Ключевые слова: электрическая сеть, регулирование напряжения  
Key words: electrical network, voltage regulation*

## ВВЕДЕНИЕ

Для регулирования напряжения в электрических сетях как в нормальных, так и аварийных режимах используются вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ), устанавливаемые в нейтрали автотрансформатора или на стороне среднего напряжения, а также непосредственно в расщелку линии электропередачи. В последнем случае ВДТ иногда называют линейными регуляторами.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

На рис. 1 приведена принципиальная схема одной фазы ВДТ. На ней показаны регулировочный трансформатор (1) и последовательный трансформатор (2). Первичная обмотка (3) регулировочного трансформатора является питающей. Она может быть включена и на фазное ( $A-0$ ) и на линейное напряжение ( $A-B$ ,  $A-C$ ). Вторичная обмотка (4) регулировочного трансформатора имеет такое же переключающее устройство (5) как и трансформатор с РПН [1].

Один конец первичной обмотки (6) последовательного трансформатора присоединен к средней точке вторичной обмотки регулировочного трансформатора. Другой к переключающему устройству. Вторичная обмотка (7) последовательного трансформатора включается в расщелку линии электропередачи.

При подаче на обмотку (6) ВДТ напряжения той же фазы, что и фаза линии, например, фаза  $A$ , в ВДТ создается собственная дополнительная ЭДС  $E_A$ , которая складывается с основным напряжением сети (рис. 2а). В этом случае напряжение за ВДТ будет равно:

$$U_A = U'_A + E_A, \quad (1)$$

где  $U'_A$  – напряжение фазы  $A$ , до установки ВДТ.

Диаграммы напряжения вдоль линии с ВДТ и при его отсутствии показаны на рис. 2б.

Установка ВДТ на участке электрической сети «Докшицы-Ситцы-Волколата-Будслав-Кривичи-Страж-Снежково-Вилейка» позволяет повысить напряжение в наиболее удаленных точках сети и увеличить максимальную передаваемую мощность по ней на 18 %.

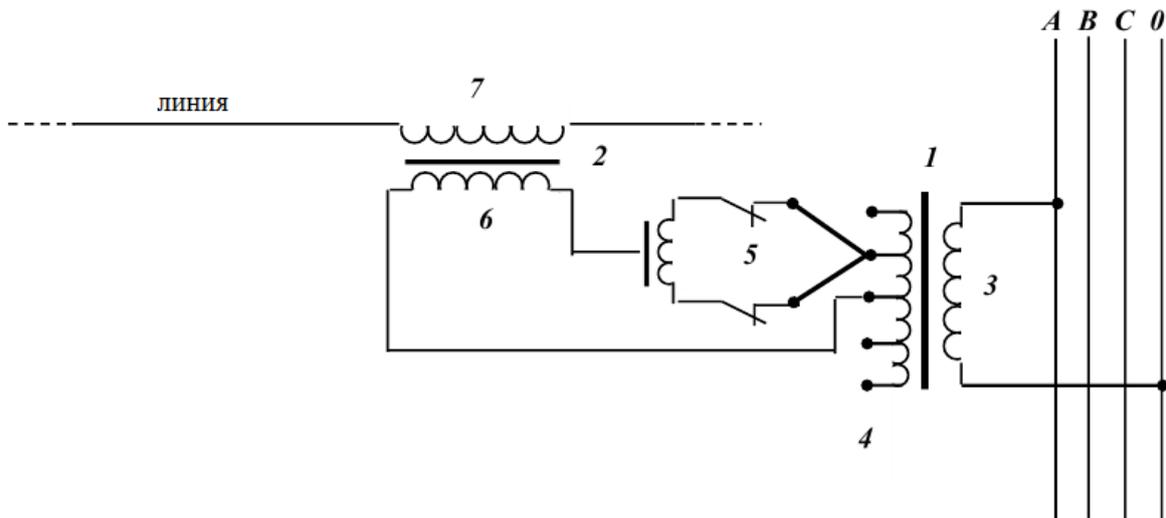


Рисунок 1 – Принципиальная схема вольтодобавочного трансформатора

Установка ВДТ на участке электрической сети «Докшицы-Ситцы-Волколата-Будслав-Кривичи-Страж-Снежково-Вилейка» позволяет повысить напряжение в наиболее удаленных точках сети и увеличить максимальную передаваемую мощность по ней на 18 %.

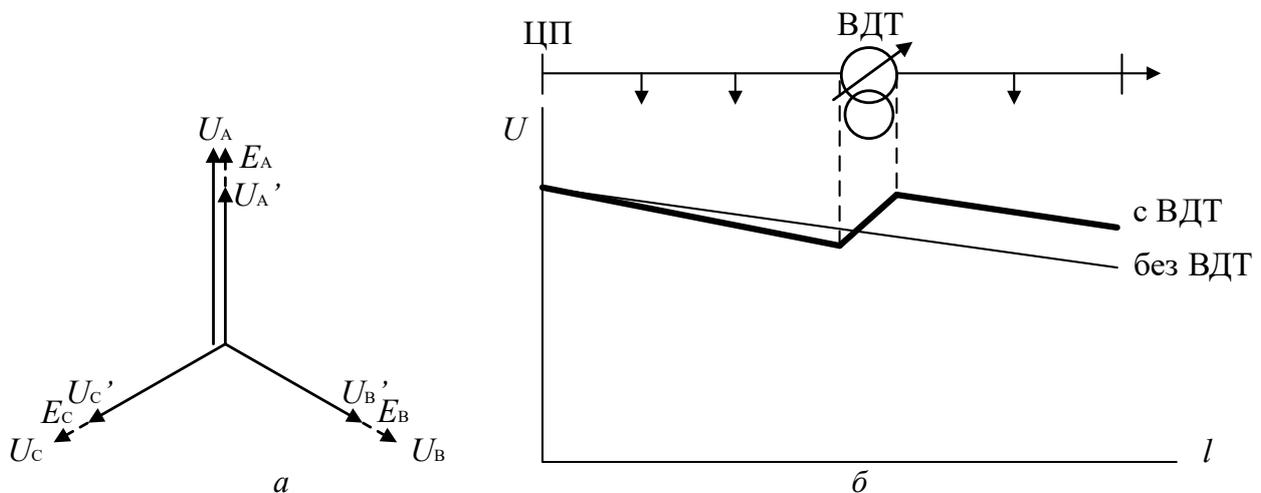


Рисунок 2 – Диаграммы напряжений:  
а – векторная; б – вдоль линии

Установка ВДТ рассматривается как один из возможных вариантов повышения пропускной способности по режиму напряжений линии электропередачи. При этом необходимо учитывать, что регулирование напряжения ВДТ изменяет уровни напряжения на всех подстанциях, расположенных за ВДТ. Поэтому способ регулирования напряжения с помощью ВДТ можно отнести к групповым.

Выбор места установки ВДТ определяется условиями наиболее тяжелых режимов сети и методически аналогичен установке УПК. В разветвленных сетях установка ВДТ может оказаться целесообразнее до длинного ответвления со значительной нагрузкой либо после него. В первом случае ЭДС ВДТ определяется наиболее неблагоприятными уровнями напряжения ответвления или магистрали.

Выбор места установки ВДТ зависит также от его мощности:

$$S_{ВДТ} = \frac{E_{ВДТ} S_{л}}{100} = \frac{n P_{рег}}{100} \cdot S_{л}, \quad (2)$$

где  $E_{ВДТ}$  – надбавка напряжения в ВДТ, %;

$S_{л}$  – полная мощность по линии в месте установки ВДТ;

$n$  – количество ступеней регулирования в одну сторону, как правило, на повышение напряжения;

$P_{рег}$  – величина ступени регулирования, %.

В распределительных электрических сетях диапазон регулирования напряжения в ВДТ составляет  $\pm 10\%$ , поэтому собственная мощность ВДТ имеет значение равное  $0,1 S_{л}$ . Потери активной мощности и напряжение в данных ВДТ невелики (0,5–0,3) % от мощности ВДТ.

Если изменение напряжения с мощностью ВДТ превышает допустимый интервал между наименьшим и наибольшим напряжениями, то в электрических сетях требуется включение двух ВДТ, установленных в различных местах линии электропередачи.

Технические характеристики ВДТ (линейных регуляторов) для применения в электрических сетях 0,4–10 кВ приведены в табл. 1.

Линейные регуляторы производства России и Украины выполняются только в наружном исполнении, итальянские типа Oberon M59-20 и Oberon A58-20 – внутренней установки, Oberon Y60-20 – наружного исполнения. Ориентировочные стоимости Oberon M59-20 – 245 т. рос. руб., Oberon A58-20 – 330 т. рос. руб., Oberon Y60-20 – 600 т. рос. руб., ЛТМН-16000/10 – 5750 т. рос. руб., ЛТМН-40000/10 – 8000 т. рос. руб., ТВМГ-66-0,4 – 800 т. рос. руб.

Таблица 1 – Основные параметры линейных регуляторов

№ п/п	Тип	Производитель	Исполнение	$S_n$ , кВ·А	$U_n$ , кВ	Диапазон регул., %	Точность регул., %
1	ВДТ-СН-1 ВДТ-СН-3	ЗАО «Электромаш», г. Тула	1 ф. 3 ф.	1000– 5200	6,10	$\pm 20$ $\pm 25$	$\pm 5$
2	ЛТДН ЛТМН	ПАО «Запо- рожтрансформатор»	3 ф.	16000 400000 63000	10	$\pm 15$	$\pm 1,5$
3	ВДТ/VR 32	ЗАО «ЧЭМЗ»	3 ф.	500– 5000	6,10	$\pm 10$ $\pm 15$	$\pm 1,5$
4	ТВМГ	СКЭ Электро г. Белгород	3 ф.	16–105	0,4	0–10 0–15 0–20	$\pm 0,5$
5	ТТРН-В	АОВО «Электроаппарат»	3 ф.	51,7 100	0,4	$\pm 25$	$\pm 0,5$ по- фазное
6	Oberon M59-20	N-Power, Италия	1 ф.	59	0,4	$\pm 20$	$\pm 1$
	Oberon A58- 20		3 ф.	58	0,4	$\pm 20$	$\pm 1$
	Oberon Y60- 20		3 ф.	60	0,4	$\pm 20$	$\pm 1$

На базе линейных регуляторов производятся пункты автоматического регулирования напряжения (ПАРН) типа ПАРН-ВДТ-СН и ПАРН-ВДТ/VR 32 (рис. 3).



Рисунок 3 – Пункт автоматического регулирования напряжения типа ПАРН-ВДТ-СН

ПАРН-ВДТ-СН состоит из:

- силового модуля – вольтодобавочный трансформатор;
- низковольтных шкафов контроля и управления;
- ограничителей перенапряжений;
- разъединителей;
- монтажного комплекта для установки на стойки опор или фундамент.

Функционирование ПАРН-ВДТ-СН аналогично работе автотрансформатора. Регулирование напряжения осуществляется путем геометрического сложения напряжений общей и последовательной обмоток. Система управления производит измерение напряжения на выходе ПАРН-ВДТ-СН и сравнивает с заданным значением. При отклонении действительного напряжения от заданного, система управления подает сигнал на перемещение переключателя на необходимую ступень для понижения или повышения напряжения. Разъединители в конструкции ПАРН-ВДТ-СН используются для его вывода из работы без необходимости отключения линии электропередачи.

На рис. 4 показан вид установки линейного регулятора типа ТВНГ-0,4-60 на опору линии электропередачи.

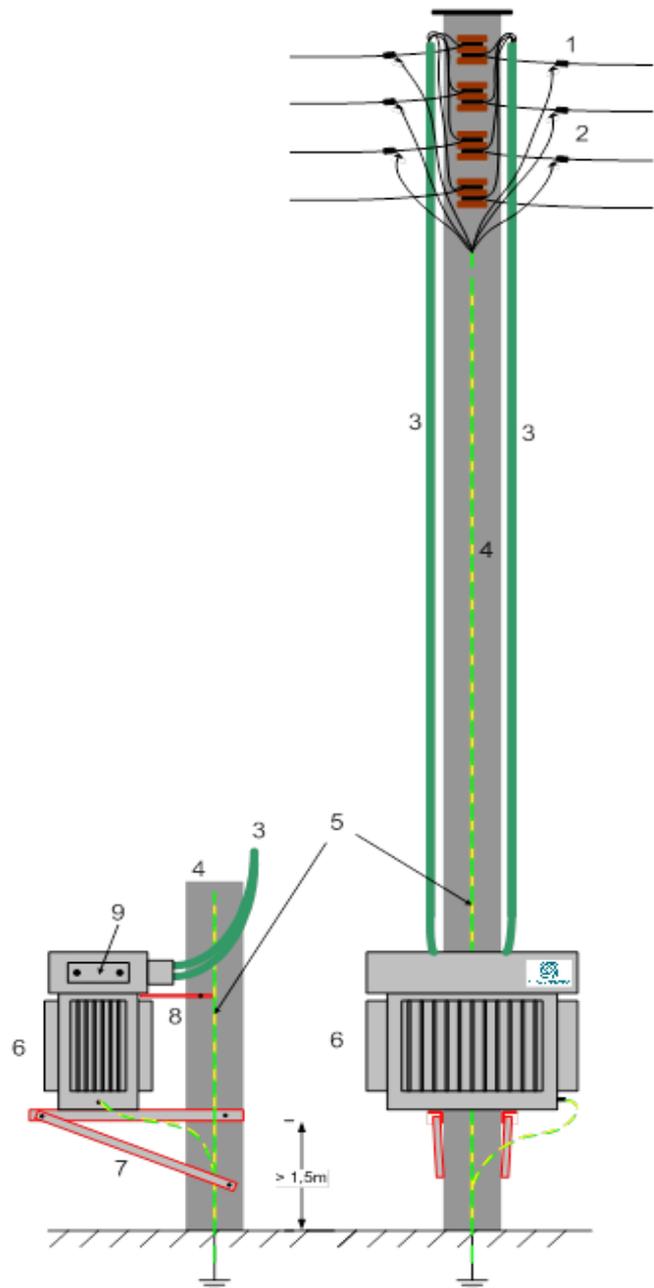


Рисунок 4 – Установка вольтодобавочного трансформатора типа ТВНГ-0,4-60 на опору линии электропередачи напряжением 0,4 кВ:

- 1 – воздушная линия электропередачи; 2 – разрядники; 3 – кабели вводов вольтодобавочного трансформатора; 4 – опора ЛЭП; 5 – заземляющие проводники; 6 – вольтодобавочный трансформатор; 7 – монтажные металлоконструкции; 8 – верхняя опорная штанга металлоконструкции; 9 – окно технического обслуживания

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение вольтодобавочного трансформатора в распределительной электрической сети является эффективным средством регулирования напряжения. Показано, что место установки ВДТ зависит от его номинальной мощности.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети / Г. Е. Поспелов, В. Федин, П. В. Лычев. – Мн. : Технопринт, 2004. – 720 с.

УДК 621.315

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ, КОЛИЧЕСТВА И МЕСТА  
ПОДКЛЮЧЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ,  
РАБОТАЮЩИХ НА МЕСТНЫХ ВИДАХ ТОПЛИВА  
ANALYSIS OF TECHNICAL PARAMETERS, NUMBER AND CONNECTION  
POINTS OF LOW POWER GENERATING DEVICES OPERATING ON LOCAL  
FUELS

Короткевич М. А., д-р техн. наук, профессор,  
Старжинский А. Л., к-т техн. наук, доцент,

Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
M. Korotkevich, Doctor of technical Sciences, Professor, A. Starzhinsky, Candidate of  
Technical Sciences, Docent, Belarusian national technical university,  
Minsk, Belarus

*Аннотация. Выполнен анализ технических параметров мини-электростанций на местных видах топлива, определено рациональное количество генерирующих устройств малой мощности и место их подключения к электрической сети.*  
*Abstract. The analysis of the technical parameters of mini-power plants using local fuels was carried out, the rational number of low-power generating devices and the place of their connection to the electrical network were determined.*

Ключевые слова: мини-электростанция, местные виды топлива  
Key words: mini power plant, local fuels

## ВВЕДЕНИЕ

В работе рассматриваются генерирующие устройства малой мощности (суммарная мощность до 25 МВт), подключаемые к распределительным сетям энергосистемы или сетям внутреннего электроснабжения предприятия на напряжении до 110 кВ и использующие для производства электроэнергии местные первичные источники энергии.

Отмеченные генерирующие устройства, работающие на местных видах топлива (применительно к условиям Республики Беларусь – это дрова, торф), максимально приближены к узлам электропотребления и могут работать как параллельно с энергосистемой, так и в автономном режиме.

Необходимость строительства указанных генерирующих установок малой мощности для удовлетворения собственных потребностей потребителей в электроэнергии обусловлено:

– непрерывным ростом цен на нефтяное топливо и природный газ; и, следовательно, стремлением к снижению себестоимости производимой продукции и повышению ее конкурентной способности на внутреннем и внешнем рынках;

- желанием повысить надежность электроснабжения особо ответственных потребителей, не допускающих перерыва в электроснабжении по условиям технологии производства; т. е. созданием резервного питания;
- потребностями технологического процесса в тепловой энергии;
- желанием сократить зависимость от импорта энергии, а также энергоносителей за счет увеличения доли использования располагаемых топливно-энергетических ресурсов.

Подключение мини-электростанций к распределительной электрической сети энергосистемы приводит к увеличению объектов управления, большей скорости нарушения нормального режима (из-за малых значений постоянных инерции генераторов, составляющих 1–2 секунды), образованию реверсивных потоков мощности, определяемых режимами генерации и потребления электроэнергии в узлах нагрузки в данный момент времени.

Подключение в узлы нагрузки генерирующих источников малой мощности приводит к изменению надежности системы электроснабжения, необходимости обеспечения условий устойчивости параллельной работы с энергосистемой. Следовательно, эффективность подключения устройств малой генерации к узлам нагрузки должна учитывать не только количественные (стоимостные) показатели, но и показатели надежности работы.

Для этого первоначально необходимо выполнить анализ технических параметров генерирующих устройств малой мощности, работающих на местных видах топлива. Далее требуется определить рациональное количество генерирующих источников и место их подключения.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Проведем анализ технических параметров генерирующих устройств малой мощности на местных видах топлива. Мини-электростанции, построенные в Республике Беларусь, с главной целью- сокращение зависимости от импорта энергоносителей- имеют мощности от 1,1 до 5,0 МВт и работают на местном биотопливе (древесные отходы, дрова, фрезерный торф). В состав древесных отходов входит щепа, опилки, тонкомерная и некондиционная древесина. Мини-теплоэлектроцентрали вырабатывают тепловую и электрическую энергию, используемую на цели технологического процесса предприятий и жилищно-коммунальных потребностей населенных пунктов.

Электростанции работают по термодинамическому циклу и содержат: паровой котлоагрегат, паровую турбину с противодавлением, синхронный турбоагрегат, систему топливоподачи, вспомогательное оборудование.

В качестве топлива могут использоваться только древесные отходы (мощность электростанции 1,1 и 1,5 МВт) или прессованная щепа, получаемая из древесины (мощность электростанции 3,8 МВт) или древесные отходы (40 %) и фрезерный торф (60 %) (мощность электростанции 2,7; 4,2 МВт), или древесное топливо (60 %) и фрезерный торф (40 %) (мощность электростанции 3,7 МВт). Древесные отходы имеют малую плотность и низкую теплоту сгорания ( $9403 \cdot 10^3$  Дж/кг или 2244 ккал/кг), при сгорании развивают невысо-

кую температуру горения при низком коэффициенте полезного действия (к.п.д.) котельной установки.

Включение в состав топлива фрезерного торфа позволяет получить температуру пара до 485 °С давлением 6,4 МПа с к.п.д. котлоагрегата 88 % [1].

Необходимо отметить, что все оборудование мини-ТЭЦ – импортное (в Республике Беларусь не производится) и, следовательно, дорогое. В качестве рабочего тела, воспринимающего энергию от сжигания топлива в топочном устройстве котла, служит не только вода, но и силиконовое масло, отличающееся тем не менее повышенной пожароопасностью.

Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии на мини-ТЭЦ составляет 164,2–189,1 г.у.т./кВт·ч, что ниже на 20 %, чем в энергосистеме (235,5 г.у.т./кВт·ч), а себестоимость производства 3,59 цент/кВт·ч = 9 коп/кВт·ч.

Для обеспечения функционирования мини-ТЭЦ необходимо создание инфраструктуры заготовок и транспортировки топливного сырья (древесины и торфа), производства топлива из древесного сырья и торфа и подготовки к его сжиганию (измельчение на фракции, прессование).

Одна тонна условного топлива из местного сырья почти в 2 раза дешевле природного газа и составляет примерно 0,125 руб/кг.

Эффективность работы установок на местных видах топлива может быть обеспечена, если тариф на электроэнергию, производимую присоединенными к сети указанными установками будет определен с учетом повышающего коэффициента.

Таким образом, основные технические характеристики действующих в Республике Беларусь миниэлектростанций, вырабатывающих тепловую и электрическую энергию на местных видах топлива следующие:

- мощность электростанций – 1,1–4,2 МВт;
- топливо: древесные отходы, фрезерный торф;
- удельный расход условного топлива на производство одного киловатт часа электроэнергии – 164,2–189,1 г.у.т./кВт·ч;
- себестоимость производства электроэнергии 0,09 бел. руб/кВт·ч;
- постоянная времени инерции генератора – 1–2 секунды;
- температура пара перед турбиной (250–485) °С;
- давление пара перед турбиной (1,3–6,4) МПа;
- срок реализации проекта (от выбора площадки для строительства до ввода в эксплуатацию) около 2 лет;
- объем капитальных вложений не менее 1200 руб/кВт.

Определим рациональное количество генерирующих источников и места их подключения. Работа генератора малой мощности (например, 3,7 МВт, 3,8 МВт, 4,2 МВт) электростанций на местных видах топлива параллельно с энергосистемой должно приводить к повышению надежности работы энергосистемы. Снижение единичной мощности генераторов мини-электростанции и увеличение их количества может означать повышение надежности работы

мини-электростанции, если надежность генератора меньшей мощности выше показателей надежности генераторов большой мощности.

Оценим необходимое количество генераторов различной мощности, обеспечивающие максимум надежности работы. При этом, надежность отдельных генераторов одинакова. При известной вероятности аварийного состояния  $q$  вероятность рабочего состояния можно определить:

$$p = 1 - q. \quad (1)$$

Пусть мини-электростанция имеет один генератор, тогда вероятность безотказной работы генератора  $p$  в течении одного года определяется как:

$$p = e^{-\lambda}, \quad (2)$$

где  $\lambda$  – параметр потока отказов, отказ/год.

Для генератора напряжением 10 кВ  $\lambda = 0,06$  1/год тогда:

$$p = e^{-0,06} = 0,9418, \quad q = 1 - p = 0,0582.$$

Сравним вероятности безотказной работы миниэлектростанции при наличии у нее двух генераторов мощностью 2,1 МВт или одного генератора мощностью 4,2 МВт. Примем, что надежность генераторов мощностью 4,2 МВт и 2,1 МВт одинакова и равна  $\lambda = 0,06$  1/год и  $p = 0,9418$ . Считая повреждения генераторов независимыми событиями определим вероятность передачи (100 %, 50 %, 0 %) мощности потребителю.

При работе 2-х генераторов мощностью 2,1 МВт:

$$\begin{aligned} p(100) &= (1 - q_2)^2 = (1 - 0,0582)^2 = 0,887; \\ p(50) &= p_2^2 + 2 \cdot p_2 \cdot q_2 = 0,9418^2 + 2 \cdot 0,9418 \cdot 0,0582 = 0,887 + 0,1096 = 0,9966; \\ p(0) &= q_2^2 = 0,0582^2 = 0,00338. \end{aligned}$$

При работе одного генератора мощностью 4,2 МВт:

$$\begin{aligned} p(100) &= p = 0,9418; \\ p(0) &= q = 0,0582. \end{aligned}$$

При 2-х генераторах меньшей мощности ( $P_r = 2,1$ МВт) снижается вероятность безотказной работы (при получении 100 % мощности потребителем) в 1,06 раза в сравнении с работой одного генератора большей мощности ( $P_r = 4,2$ МВт). Здесь учитывалась надежность генераторов меньшей и большей

мощности. Следовательно, на мини-электростанции, работающей на местном топливе, большая надежность обеспечивается при одной генерирующей установке. Дробление ее на несколько менее мощных приводит к снижению надежности работы мини-электростанции.

Определим место подключения генерирующих источников напряжением 0,38 и 10 кВ при отборе мощности с шин напряжением 10 и 0,38 кВ. Для этого рассмотрим две простейшие схемы подключения генератора на шины 0,38 кВ рис. 1 и на шины 10 кВ рис. 2.

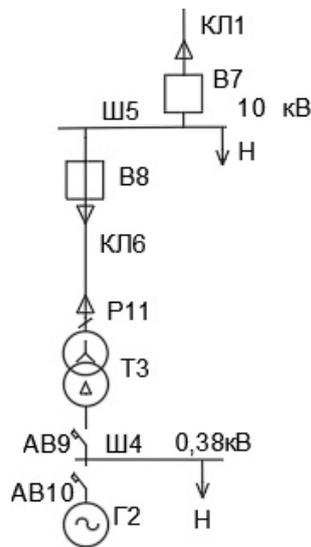


Рисунок 1 – Схема подключения генератора на шины 0,38 кВ

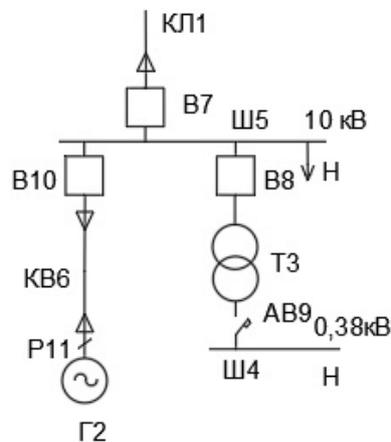


Рисунок 2 – Схема подключения генератора на шины 10 кВ

Расчет частоты и длительности перерыва электроснабжения потребителей проведем методом дерева отказов [1]. Метод строится на систематическом анализе событий, которые могут вызвать отказ системы. В результате анализа строится так называемое дерево отказов; структура дерева позволяет легко воспроизводить алгоритмы, при помощи которых можно вычислить вероятность отказа системы.

Компьютерная реализация расчетов надежности схем электроснабжения с помощью метода дерева отказов реализована в программе REISS" [1].

Значения  $\lambda$  и  $T$  в общем виде определяются по выражениям [1]:

$$\lambda = \sum_{k=1} \lambda(k), \quad (1)$$

$$T = \frac{1}{\lambda} \cdot \sum_k T(k) \cdot \lambda(k), \quad (2)$$

где  $\lambda(k)$  и  $T(k)$  – соответственно частоты и длительности смоделированных аварий к-то вида, приводящих к расчетному погашению:

$$\lambda(k) = q(k, j) \cdot \lambda(k, m) \cdot \prod_s Q(k, s);$$

$$T(k) = q(k, j) \cdot \lambda(k, m) \min \left\{ \frac{t(k, j)}{2}; t(k, m); t_{\text{о.п.}} \right\} \cdot \prod_s Q(k, s),$$

где  $q(k, j)$  – относительная длительность ремонтного простоя  $j$ -го элемента, о.е;

$\lambda(k, m)$  – частота повреждения  $m$ -го элемента схемы, 1/год;

$t(k, m)$ ,  $t(k, j)$  – длительности послеаварийного восстановления  $m$ -го и  $j$ -го элементов схемы, ч;

$t_{\text{о.п.}}$  – время оперативных переключений, ч;

$Q(k, s)$  – вероятность отказа в срабатывании  $s$ -го устройства релейной защиты, коммутационного аппарата или автоматического ввода резерва.

Коэффициент неготовности электроснабжения потребителей  $k_{\text{н}}$  вычисляется по выражению:

$$k_{\text{н}} = \frac{T \cdot \lambda}{8760}. \quad (3)$$

В табл. 1 приведены данные по надежности элементов схем электроснабжения [1].

Таблица 1 – Показатели надежности элементов схем электроснабжения

Элемент	Частота отказа, 1/год	Время послеаварийного восстановления $T_{\text{в}}$ , ч	Частота планового ремонта, 1/год	Длительность планового ремонта $T_{\text{рем}}$ , ч
Силовой трансформатор напряжением 6–20 кВ	0,014	42	0,25	6

Продолжение табл. 1

Элемент	Частота отказа , 1/год	Время послеаварийного восстановления $T_B$ , ч	Частота планового ремонта , 1/год	Длительность планового ремонта $T_{РЕМ}$ , ч
Кабельные линии	0,018	11	1	2
Генератор	0,06	12	1	10
Вакуумный выключатель	0,004	8	0,14	6,8
Автоматический выключатель	0,01	4	–	–
Разъединитель напряжением 10 кВ	0,01	12	0,166	3,4

Результаты расчета надежности схем при подключении генератора на шины 0,38 кВ и 10 кВ представлены в табл. 2

Таблица 2 – Результаты расчета надежности схем

Место подключения генератора		Суммарная частота события , 1/год	Средняя продолжительность отключения $T$ , ч	Коэффициент неготовности, о.е.
Шины 0,38 кВ (рис. 1)	0,38 кВ	0,07118	5,982	$0,4861 \cdot 10^{-4}$
	10 кВ	0,08647	7,544	$0,7446 \cdot 10^{-4}$
Шины 10 кВ (рис. 2)	0,38 кВ	0,1523	9,865	$0,1715 \cdot 10^{-4}$
	10 кВ	0,09859	6,435	$0,7243 \cdot 10^{-4}$

Из табл. 2 видно, что при подключении генератора на шины 0,38 кВ повышается надежность электроснабжения потребителей, подключенных к этим шинам, по сравнению с работой генератора на шины напряжением 10 кВ. Надежность электроснабжения потребителей, подключенных к шинам напряжением 10 кВ, при включении генератора как на шины 0,38 кВ, так и на шины 10 кВ практически не изменяется.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Отмечено, что мини-электростанции, работающие по термодинамическому циклу, построенные в Республике Беларусь для сокращения зависимости от импорта энергоносителей, имеют мощность (1,1–5) МВт. Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии на указанных мини-ТЭЦ достигает 190 г.у.т./кВт·ч), что ниже на 20 % чем в целом по Белорусской энергосистеме (235,5 г.у.т./кВт·ч), использующей для производства электроэнергии природный газ. Однако себестоимость производства электроэнергии на мини-ТЭЦ достаточно высокая (до 0,09 руб/кВт·ч) из-за высокой стоимости импортного энергетического оборудования.

Доказано, что на мини-электростанциях, работающих на местном топливе, большая надежность работы обеспечивается при одной генерирующей установке. Дробление ее на несколько менее мощных приводит к снижению надежности работы электростанции.

Установлено, что при подключении генератора мини-электростанции на шины напряжением 0,38 кВ повышается надежность электроснабжения потребителей, подключенных к этим шинам по сравнению с работой генератора на шины напряжением 10 кВ. При этом надежность электроснабжения потребителей, подключенных к шинам напряжением 10 кВ, практически не изменяется при включении генератора как на шины 0,38 кВ, так и на шины 10 кВ.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Гук Ю. Б. Теория надежности. Введение: учеб. пособие / Ю. Б. Гук, В. В. Карпов, А. А. Памидус. Спб.: Изд-во политехнич. ун-та, 2009. 171 с.

УДК 621.314

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ НЕИСПРАВНОСТЕЙ  
В ТРАНСФОРМАТОРЕ  
TECHNOLOGY OF APPLICATION OF DIAGNOSTIC COMPLEX OF  
TRANSFORMERS

Громыко И. Л., ст. преподаватель,  
Белорусский государственный университет транспорта, г.Гомель, Беларусь  
I. Gromyko, Senior Lecturer, Belarusian State University of Transport,  
Gomel, Belarus

*Аннотация. Разработан метод диагностики различных дефектов трансформатора и с помощью опыта холостого хода и RLC-метра. Организованный таким образом диагностический контроль имеет своей целью предотвращение аварийного отказа оборудования, определения его состояния и прогнозирование остаточного ресурса.*

*Abstract. A method has been developed for diagnosing various defects in the transformer using the open-circuit test and the RLC meter. The diagnostic control organized in this way is aimed at preventing an emergency failure of the equipment, determining its condition and predicting the residual life.*

*Ключевые слова: диагностика, трансформатор, неисправность*  
*Keywords: diagnostics, transformer, malfunction*

## ВВЕДЕНИЕ

Неотъемлемым элементом при централизованном электроснабжении является трансформатор. Выход из строя силового трансформатора может привести к созданию аварийных ситуаций, перебоям электроснабжения, массовому недоотпуску продукции. Поэтому, контроль состояния трансформатора является важной задачей [1].

Основные неисправности силовых трансформаторов:

- межвитковые замыкания;
- местное замыкание пластин стали (пожар в стали);
- наличие примесей в трансформаторном масле.

К дополнительным неисправностям относят:

- деформация магнитопровода;
- механическая деформация обмоток;
- междуфазное замыкание обмоток трансформатора.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Для анализа данных неисправностей, использовалась Т-образная схема замещения трансформатора.

Для определения активного и реактивного сопротивлений ветви намагничивания, использовался опыт холостого хода, который базируется на методе амперметра, вольтметра и ваттметра. Так же измерялось напряжение на вторичной обмотки, для определения коэффициента трансформации.

Для проведения опыта короткого замыкания, вместо метода амперметра, вольтметра и ваттметра, использовался RLC-метр.

Для проведения опыта короткого замыкания с помощью RLC-метра, трансформатор с короткозамкнутой вторичной обмоткой был представлен в виде реальной катушки индуктивности, схема которой представлена на рис. 1, где:

- $L$  – индуктивность;
- $C$  – собственная емкость;
- $R_L$  – сопротивление, отображающее активные потери в проводнике;
- $R_C$  – сопротивление, отображающее потери в емкости (диэлектрические потери).

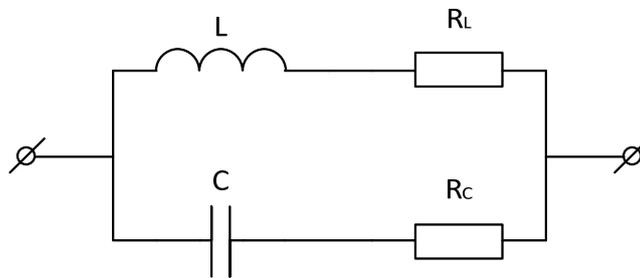


Рисунок 1 – Схема замещения реальной катушки индуктивности

Для определения параметров первичной обмотки, необходимо рассчитать эквивалентное сопротивление:

$$\underline{Z}_{кз} = \frac{(R_L + j2\pi fL)(R_C - j/2\pi fC)}{R_L + R_C + j(2\pi fL - 1/2\pi fC)}. \quad (1)$$

Активное сопротивление рассчитывается по формуле

$$r_1 = \frac{\operatorname{Re}[\underline{Z}_{кз}]}{2}, \quad (2)$$

а индуктивность

$$L_1 = \frac{\operatorname{Im}[\underline{Z}_{кз}]}{4\pi f}. \quad (3)$$

По рассчитанным параметрам Т-образной схемы замещения, был произведен анализ некоторых из вышеперечисленных неисправностей.

Деформация магнитопровода. Признаками повреждения являются: увеличение потерь холостого хода и уменьшение активного сопротивления Т-образной схемы замещения на холостом ходу.

Механическая деформация обмоток. В ходе экспериментов было определено, что данный вид дефекта приводит к значительному увеличению индуктивности и активного сопротивления обмоток при одновременном уменьшении собственной емкости схемы замещения реальной катушки индуктивности.

Межвитковые короткие замыкания. Наибольшие изменения касались увеличения активного сопротивления намагничивающей ветви и активной мощности в опыте холостого хода, а также менее значимого уменьшения индуктивности намагничивающей ветви [2].

Междуфазное замыкание обмоток трансформатора. Характеризуется значительным увеличением активного сопротивления обмоток и уменьшением собственной емкости схемы замещения реальной катушки индуктивности. Снижение емкости связано с уменьшением числа изоляционных витковых промежутков, а увеличение активных потерь обусловлено повышенным тепловыделением в зоне замыкания фаз.

Влажная изоляция. Увеличение влагосодержания в изоляции свидетельствуют об ухудшении ее свойств [3].

Изменение значений емкости указывает на возможный пробой изоляции между обкладками. Измеряя емкость и потери, можно выявлять износившуюся изоляцию до того, как случится отказ.

Для определения взаимосвязи, между влагосодержанием и качеством изоляции, были проведены следующие эксперименты:

- измерение сопротивления изоляции между первичной и вторичной обмотками с помощью мегомметра;
- измерение межобмоточной емкости и тангенса угла диэлектрических потерь с помощью RLC-метра на частоте 100 кГц.

По результатам данных экспериментов, было установлено, что при увлажнении изоляции сильно возрастает межобмоточная емкость и тангенс угла диэлектрических потерь и очень сильно снижается сопротивление изоляции. Снижение сопротивления, а также рост тангенса угла диэлектрических потерь и межобмоточной емкости говорит об ухудшении качества изоляции.

Результаты анализа неисправностей были занесены в табл. 1.

Таблица 1 – Набор существенно изменяющихся параметров трансформаторов, характерные различным неисправностям

Неисправность	Опыт холостого хода	Измерения с помощью RLC-метра
1. Деформация магнитопровода	$L_0 \downarrow, r_0 \downarrow$	
2. Механическая деформация обмоток	$L_0 \downarrow, r_0 \downarrow$	$R_C \uparrow, C \downarrow$
3. Межвитковые короткие замыкания	$L_0 \downarrow, r_0 \uparrow$	
4. Междуфазное замыкание обмоток		$R_C \uparrow, R_L \uparrow, C \downarrow$

Продолжение табл. 1

Неисправность	Опыт холостого хода	Измерения с помощью RLC-метра
5. Влажная изоляция		$R_{II} \downarrow, C_{12} \uparrow, \operatorname{tg} \delta_{12} \uparrow$
$R_{II}$ – сопротивление изоляции; $C_{12}$ – межобмоточная емкость; $\operatorname{tg} \delta_{12}$ – тангенс угла диэлектрических потерь.		

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведения экспериментов была разработана методика, позволяющая диагностировать различные дефекты трансформатора. Данная методика основана на опыте холостого хода, опыте короткого замыкания, произведенного с помощью RLC-метра, а также на измерении межобмоточной емкости и сопротивлении изоляции.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Пехота, А. Н. Диагностика трансформаторов с помощью сверточных нейронных сетей / А. Н. Пехота, В. Н. Галушко, И. Л. Громько // Энергоэффективность. – 2021 – № 2 – С. 30–36
2. Паздников, И. Л. Для проверки катушек индуктивности / Паздников И. Л. // Радио. – 1990 – № 7 – 68–69 с.
3. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие / А. И. Хальясмаа [и др.]. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015 – 64 с.

УДК 621.316.1

РАСЧЕТ ЗАТРАТ УСТАНОВКИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ  
МОЩНОСТИ В АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ  
ПОТРЕБИТЕЛЬСКОЙ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ  
CALCULATION OF THE COSTS OF THE REACTIVE POWER COMPILATION  
UNIT IN THE ADAPTIVE CONTROL SYSTEM OF A CONSUMER  
TRANSFORMER SUBSTATION

Счастный В. П., к-т техн. наук, доцент,  
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
V. Schasny, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Belarusian Na-  
tional Technical University, Minsk, Belarus

*Аннотация. В статье рассмотрены вопросы расчета затрат установки устройства компенсации реактивной мощности на трансформаторной потребительской подстанции.*

*Annotation. The article deals with the issues of calculating the costs of installing a reactive power compensation device at a transformer consumer substation.*

*Ключевые слова: Адаптивная система, компенсация реактивной мощности, оптимальные параметры, затраты на установку*

*Key words: Adaptive system, reactive power compensation, optimal parameters, installation costs*

## ВВЕДЕНИЕ

Обеспечения нормальных условий работы электроприемников, повышения надежности и экономичности системы электроснабжения предприятия требует определенных затрат. Наиболее рациональным является использование на потребительских трансформаторных подстанциях адаптивной системы управления оборудованием. Система управления позволяет регулировать уровни напряжения, реактивной мощности, высших гармоник тока и напряжения. Осуществлять автоматическое повторное включение, оперативное переключение ввода-вывода трансформаторов на параллельную работу, включение и отключение коммутационных аппаратов отходящих линий низкого напряжения, блокировки от обратной трансформации, обеспечивать взаимосвязь регулирования различных параметров и релейной защиты, управляющую связь с более высоким уровнем энергосистемы. Важную роль в адаптивной системе управления является правильный выбор технических средств для компенсации реактивной мощности, так как она влияет и на другие параметры сети [1, 2]. Наиболее применяемые – управляемая компенсация реактивной мощности (УКРМ). Принцип регулирования коэффициента мощности (КМ) потребителей электроэнергии с использованием УКРМ основан на ступенчатом регулировании емкости батарей конденсаторов. Использование микропроцессорного контроллера позволяет подключать необходимое количество ступеней (конденсаторов)

установки, а также обеспечивать отключение ее в случае аварийных режимов или превышения гармонических составляющих токов и напряжения, так как при величинах КМ превышающих 0,97 и наличии гармонических составляющих может возникнуть резонанс и увеличении тока компенсации. Все это может вызвать перегрев и выход из строя конденсаторов и других элементов установки. Для устранения резонанса в УКРМ последовательно с конденсаторами устанавливаются реакторы, которые образуют фильтр для определенных гармоник (или нескольких гармоник).

Максимальная компенсация реактивной мощности в электрических сетях различных напряжений позволяет:

- уменьшить токи в отдельных ветвях сети и увеличить пропускную способность по величине тока при том же сечении проводов и кабелей, а также загрузки трансформаторов;
- уменьшить потери активной и реактивной мощности от передачи по сетям реактивной мощности;
- уменьшить потери напряжения на участках линий и трансформаторов, что облегчает условия регулирования напряжения, снижая диапазон регулирования;
- уменьшить потери энергии.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Предлагаемая методика определения оптимальных параметров УКРМ основывается на использовании годовых графиков реактивной нагрузки и уровней высших гармоник, преобладающих в электрических сетях предприятия с учетом норм качества электрической энергии [3, 4, 5]. Сущность расчета затрат на установку УКРМ состоит в выборе рационального числа ступеней емкостей и реакторов, чтобы суммарные потери электроэнергии от недокомпенсации и перекомпенсации были минимальны, а уровни высших гармоник были в допустимых пределах безопасной работы установки.

Выражение годовых затрат на УКРМ в электрических сетях 0,38 кВ может включать ряд составляющих: затраты на установку; затраты на средства регулирования и защиты; потери энергии в электрических сетях из-за перетоков реактивной мощности; дополнительных потерь от высших гармоник тока и напряжения; стоимость потерь энергии в конденсаторах и реакторах и другие. Учет всех вышеперечисленных затрат для рассматриваемого случая установки УКРМ в адаптивной системе управления потребительской трансформаторной подстанции усложняет расчет, требует дополнительных данных и не всегда гарантирует объективность и точность расчета. Многолетние практические расчеты показали, что, например, учет стоимости потерь энергии в конденсаторах (да и в реакторах таких маломощных установок), рассчитанные по выражению [4] определения затрат на установку регулируемых установок с несколькими ступенями батарей конденсаторов – нецелесообразен. Их учет дает погрешность менее 1 %, так как удельные потери мощности в конденсаторах составляют 0,0025–0,005 кВт/квар. То же относится и к потерям на резонансные филь-

тры, которые включаются при заданной последовательности ступеней о вероятность их работы зависит от многочисленных факторов.

Учитывая ряд допущений, затраты на установку УКРМ в адаптивной системе управления потребительской трансформаторной подстанцией может быть представлена выражением:

$$Z = [(AQ_K + A_L X_L) + B] \cdot E_K + \frac{b \cdot R_{\text{ЭК}}}{U^2} \cdot \sum_{i=1}^n \cdot \int_{t_1}^{t_i} [Q(t) - Qk_i]^2 dt, \quad (1)$$

где  $A$  – удельная стоимость конденсаторов, руб/квар;

$Q_K$  – номинальная мощность УКМР, квар;

$A_L$  – удельная стоимость фильтра, руб/Ом;

$B$  – стоимость средств регулирования, руб;

$E_K = E_H + P_A$  – коэффициент экономической эффективности ( $E_H$  – нормативный коэффициент экономической эффективности капиталовложений,  $P_A$  – коэффициент отчисления на амортизацию, ремонт и техническое обслуживание оборудования);

$b$  – удельная стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч;

$R_{\text{ЭК}}$  – эквивалентное активное сопротивление по которому протекает реактивный ток, Ом;

$U$  – уровень напряжения электрической сети, кВ;

$Q(t)$  – значение реактивной нагрузки в упорядоченной диаграмме годового графика, квар;

$Qk_i$  – мощность  $i$ -й ступени  $n$ -ступеней УКМР, квар;

$t_1, t_i$  – время работы каждой ступени УКМР, ч.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование представленного выражения позволяет упростить расчет на установку УКРМ в адаптивной системе управления оборудованием потребительской трансформаторной подстанции с использованием годового графика нагрузки реактивной мощности и замеров уровней высших гармонических составляющих. Годовой график можно сформировать исходя из суточных графиков зимнего и летнего дней в виде двухмерного массива по продолжительности реактивной мощности и времени.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Счастный В. П. Взаимовлияние режимов регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий / В. П. Счастный, А. И. Жуковский // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2021. Т. 64, № 3. С 239–249.

2. Счастный В. П. Электромагнитная совместимость компенсирующих устройств и преобразователей регулируемого электропривода в электрических

сетях промышленных предприятий / В. П.Счастный, А. И. Жуковский // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 1. С 239–249.

3. Счастный В. П. Особенности выбора установок компенсации реактивной мощности / В. П. Счастный, А. И. Зеленькевич // Техническое и кадровое обеспечение инновационных технологий в сельском хозяйстве: материалы Междунар. науч.-техн. конф., в 2 ч. – Минск: БГАТУ, 2019. – Ч. 1. – С. 393–394.

4. Счастный В. П. Проблемы компенсации реактивной мощности в сельских электрических сетях 0,38 кВ /В. П.Счастный, А. И.Жуковский // Агропандорама. 1998. № 2. С. 22–27.

5. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

УДК 621.32

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЛИНИЙ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ  
В НАРУЖНОМ ОСВЕЩЕНИИ  
FEATURES OF APPLICATION OF OUTDOOR LIGHTING LINE WITH  
BILATERAL SUPPLY

Калечиц В. Н. ст. преподаватель,  
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
V. Kalechyts, Senior Lecturer, Belarusian national technical university,  
Minsk, Belarus

*Аннотация. Двустороннее питание – это одна из мер по обеспечению оптимальных режимов работы линий наружного освещения. Оптимальность работы таких линий определяется решениями на стадии проектирования и реальными эксплуатационными условиями.*

*Abstract. Bilateral supply is one of the measures to provide optimal operating modes of outdoor lighting lines. Optimal operation of such lines is determined by decisions at the design stage and real operating conditions.*

Ключевые слова: наружное освещение, светодиодные светильники, режим работы, линия с двусторонним питанием

Keywords: outdoor lightning, LED luminaires, lighting quality, mode of operation, line with bilateral supply

## ВВЕДЕНИЕ

Осветительные линии магистральных улиц, кольцевых дорог относятся к категории А в соответствии с [1], их протяженность может быть около километра и более. Для таких линий целесообразно предусмотреть двустороннее питание, учитывая особенности эксплуатации.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Работа линии в режиме двустороннего питания позволяет повысить надежность электроснабжения. Схему разрабатывают с расчетом устойчивой работы всех светильников при отсутствии напряжения со стороны любого из пунктов питания.

В [2], [3] рассмотрена методика расчета линии с двусторонним питанием, создана программа в среде Mathcad, которая учитывает максимально возможную исходную информацию для получения точных параметров разных режимов работы без учета высших гармоник и с их учетом. Общая информация по расчету приведена в табл. 1.

Осуществляя расчет параметров линии с двусторонним питанием, важно правильно выбрать площадь сечения жил проводников. Расчетное отклонение напряжения осветительной линии для наиболее удаленного светильника не бо-

лее 5 % от номинального напряжения сети, для наименее удаленных – 2,5 %; по допустимому нагреву [1].

При двустороннем питании напряжение на зажимах светильника, расположенного посередине линии, должно быть не менее  $0,95 \cdot 230 = 218,5$  В; на ближайшем к пункту питания светильнике не менее  $0,975 \cdot 230 = 224,2$  В.

Таблица 1 – Задаваемая исходная информация и получаемые результаты расчетов линий с двусторонним питанием

Исходная информация	Результаты расчетов без и с учетом высших гармоник
<ul style="list-style-type: none"> <li>– расстояние от трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ до пунктов питания;</li> <li>– полная мощность светильников (на основании зависимостей тока и активной мощности от величины напряжения);</li> <li>– удаленность пункта питания до ближайшей опоры, расстояние между опорами;</li> <li>– количество светильников на опоре, схема подключения светильников;</li> <li>– удельные активное и индуктивное сопротивление проводников в зависимости от площади сечения жилы;</li> <li>– уровни напряжения в фазах пунктов питания в зависимости от варианта работы линии (вечерний и ночной режимы, возможные изменения в работе линии при диммировании и т. д.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– напряжение в узлах схемы;</li> <li>– токи, потери активной и реактивной мощностей на участках линии;</li> <li>– активная, реактивная и полная мощности в начале <i>n</i>-го участка, а также для каждого светильника;</li> <li>– падения напряжения на участках линии;</li> <li>– расход электроэнергии в зависимости от режима работы</li> </ul>

В общем случае линия с двусторонним питанием имеет меньшую площадь сечения жил (по сравнению с линией с односторонним питанием). При использовании светильников с газоразрядными лампами ДНаТ и ДРИ в случае возможного включения такой линии при одностороннем питании существует вероятность частичного зажигания ламп (гарантированное включение таких светильников обеспечивается при отрицательном отклонении напряжения не более 10 %). Применяя светодиодные источники света, такая проблема отсутствует.

К недостаткам линий с двусторонним питанием следует отнести усложнение управления и реализации защиты, исключение режимов работы с перетоками мощностей.

Согласованность в управлении заключается в одновременности включения и отключения пунктов питания. Также при потере питания на одном из пунктов должен быть произведен переход на режим одностороннего питания, исключая возможные перетоки мощностей.

Это можно реализовать с помощью автоматизированных систем управления наружным освещением, где имеется возможность сбора информации по осветительным сетям с последующим корректированием режимов работы линий. По-

лучать данные о состоянии линий и управлять их параметрами можно на уровне пунктов питания. Анализируя полученную информацию, можно выявлять отклонение параметров качества электроэнергии от допустимых норм с последующим принятием мер по улучшению работы осветительной сети (задействование фильтров высших гармоник, вольтодобавочных трансформаторов).

При двустороннем питании перетоки мощностей могут появиться по причине разности напряжений в пунктах питания, что следует учитывать при проектировании и расчете таких линий.

Наличие перетоков мощностей приведет к увеличению тока и потерь мощностей в линии, вызывающих перегрев проводников. В случае перетоков мощностей необходимо принять меры по изменению напряжения или осуществить переход на режим одностороннего питания до устранения причин отклонения напряжения в пунктах питания.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При оценке возможности задействования двустороннего питания линии следует производить расчеты при разных вариантах работы линии (нормальная эксплуатация; с отклонениями напряжений в пунктах питания от номинальных значений; с односторонним питанием; с наличием несимметричности параметров линии; при возможных режимах экономии электроэнергии в ночное время).

## ЛИТЕРАТУРА

1. Наружное освещение городов, поселков и сельских населенных пунктов. Правила проектирования: ТКП 45-4.04-287-2013. Минск: Министерство архитектуры и строительства, 2013. – 19 с.

2. Козловская В.Б. Расчет режимных параметров линии наружного освещения линии с двусторонним питанием. Часть 1 / В. Б. Козловская, В. Н. Калечиц // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2016. Т. 59. – № 6. – С. 549–562.

3. Козловская В.Б. Расчет режимных параметров линии наружного освещения с двусторонним питанием. Часть 1 / В. Б. Козловская, В. Н. Калечиц // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2017. Т. 60. – № 1. – С. 30–40.

УДК 621.311

ПРЕИМУЩЕСТВО ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НАД АЛЬТЕРНАТИВНЫМИ  
ВИДАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ  
THE ADVANTAGE OF NUCLEAR POWER OVER ALTERNATIVE TYPES OF  
ELECTRICITY IN THE REPUBLIC OF BELARUS

Гецман Е. М, ст. преподаватель, Ковалеват Т. Д.,  
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
K. Hetsman, Senior Lecturer T. Kovaleva,  
Belarus national technical University, Minsk, Belarus

*Аннотация. Объектом исследования являются возобновляемые источники энергии и БелАЭС в Республике Беларусь. В работе рассмотрены преимущества и недостатки ядерной энергетики и возобновляемых источников энергии. Abstract. The object of the study is renewable energy sources and the Belarusian nuclear power plant in the Republic of Belarus. The paper considers the advantages and disadvantages of nuclear power and renewable energy sources.*

*Ключевые слова: энергосистема, БелАЭС, возобновляемые источники энергии, выработка электроэнергии, режим работы*  
*Key words: power system, Belarusian nuclear power plant, renewable energy sources, electricity generation, operating mode*

## ВВЕДЕНИЕ

Данная работа направлена на исследование преимущества ядерной энергетики над возобновляемыми источниками энергии в Республике Беларусь.

На основе статистических данных по работе энергосистемы Республики Беларусь за последнее время были изучены режимы работы энергосистемы с учетом БелАЭС и возобновляемых источников энергии.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В последние годы в связи с введенными мерами по стимуляции развития возобновляемой энергетики продолжает отмечаться рост количества энергоисточников, использующих в качестве топлива возобновляемые источники энергии (ВИЭ) [1].

Энергоисточники, использующие ВИЭ, характеризуются переменным режимом работы, что в свою очередь определяет их влияние на режим работы иных энергоисточников в зависимости от используемого вида ВИЭ. Анализ режимов работы наиболее крупных энергоисточников, использующих ВИЭ, в течение года показывает следующие результаты:

Солнечные электростанции: использование солнечных электростанций обеспечивает выработку электроэнергии в дневные часы суток, что соответствует периоду наибольшей потребности республики в электроэнергии. Существующие в настоящее время солнечные энергоисточники (установленной

мощностью порядка 165 МВт) с учетом режима их работы обеспечивают замещение выработки энергоблоков класса К-300 МВт Лукомльской ГРЭС (государственная районная электростанция).

В перспективе с учетом ввода в эксплуатацию двух энергоблоков атомной электростанции (АЭС) вновь вводимые в эксплуатацию солнечные электростанции будут замещать в отопительный период выработку теплоэлектростанций (ТЭЦ) по тепловому графику, а в межотопительный – выработку энергоблоков ПГУ класса 400 МВт.

Ветряные электростанции: выработка электроэнергии носит резко переменный характер с достижением максимальных объемов выработки электрической энергии в ночные часы. Существующие на текущий момент ветряные электростанции обеспечивают преимущественное вытеснение теплофикационной выработки ТЭЦ в ночные часы отопительного периода и выработки электрической энергии энергоблоков ПГУ класса 400 МВт в ночные часы межотопительного периода. В дневные часы происходит вытеснение выработки энергоблоков класса К-300 МВт Лукомльской ГРЭС.

В будущем ввод в эксплуатацию новых энергоисточников данного типа с режимом их работы в противофазе с графиком электропотребления республики должен обязательно рассматриваться в совокупности с применением регулировочных мероприятий, позволяющих компенсировать избыточную генерацию ветряных энергоисточников в ночные часы (возможно рассмотрение в комбинации с накопителями электрической энергии).

Гидроэлектростанции и иные энергоисточники, использующие ВИЭ – имеют относительно ровный график выработки электрической энергии. В настоящее время данные энергоисточники обеспечивают вытеснение аналогичных видов выработки электрической энергии, как и ветряные электростанции. Как и для ветряных электростанций при планировании строительства новых гидроэлектростанций и иных энергоисточников, использующих ВИЭ и имеющих относительно ровный график выработки электрической энергии, в течение суток, потребует реализации дополнительных мероприятий по компенсации избытков электрической энергии в ночные часы.

Однако использование альтернативной энергии на территории Республики Беларусь имеет свои нюансы. По статистике солнечных дней в РБ около 95-100, что делает солнечные батареи крайне непостоянным видом получения электроэнергии. Также они не работают в ночные часы. Если же говорить о ветроэнергетике, то она наиболее актуальна в странах, располагающихся вблизи морей и океанов в силу более сильных ветров. Гидроэлектростанции требуют больших и полноводных рек, которых в стране не так много. Тем не менее они являются одним из особо постоянных ВИЭ.

Исходя из данных табл. 1 можно сделать вывод о том, что суммарная установленная мощность ВИЭ по данным 2021 года составляла 392,029 МВт. В свою очередь установленная мощность двух энергоблоков БелАЭС составляет 2400 МВт суммарно. При этом выработка электроэнергии ВИЭ по сравнению с выработкой БелАЭС существенно мала (примерно в 6 раз меньше).

Таблица 1 – Данные по возобновляемым источникам энергии с января по декабрь 2021 года

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Выработка электроэнергии, всего, млн кВтч
Возобновляемые источники энергии по ГПО «Белэнерго»	392,0	896,5
– солнце	163,44	173,8
– ветер	104,24	152,7
– вода	7,723	26,1
– древесное топливо	3,189	5,3
– биогаз	36,897	204,7
– биомасса	76,04	331,8
– иные возобн. источники	0,5	2,1

Рассмотрев типовой зимний день, то структура выработки электроэнергии будет иметь вид на рис. 1.

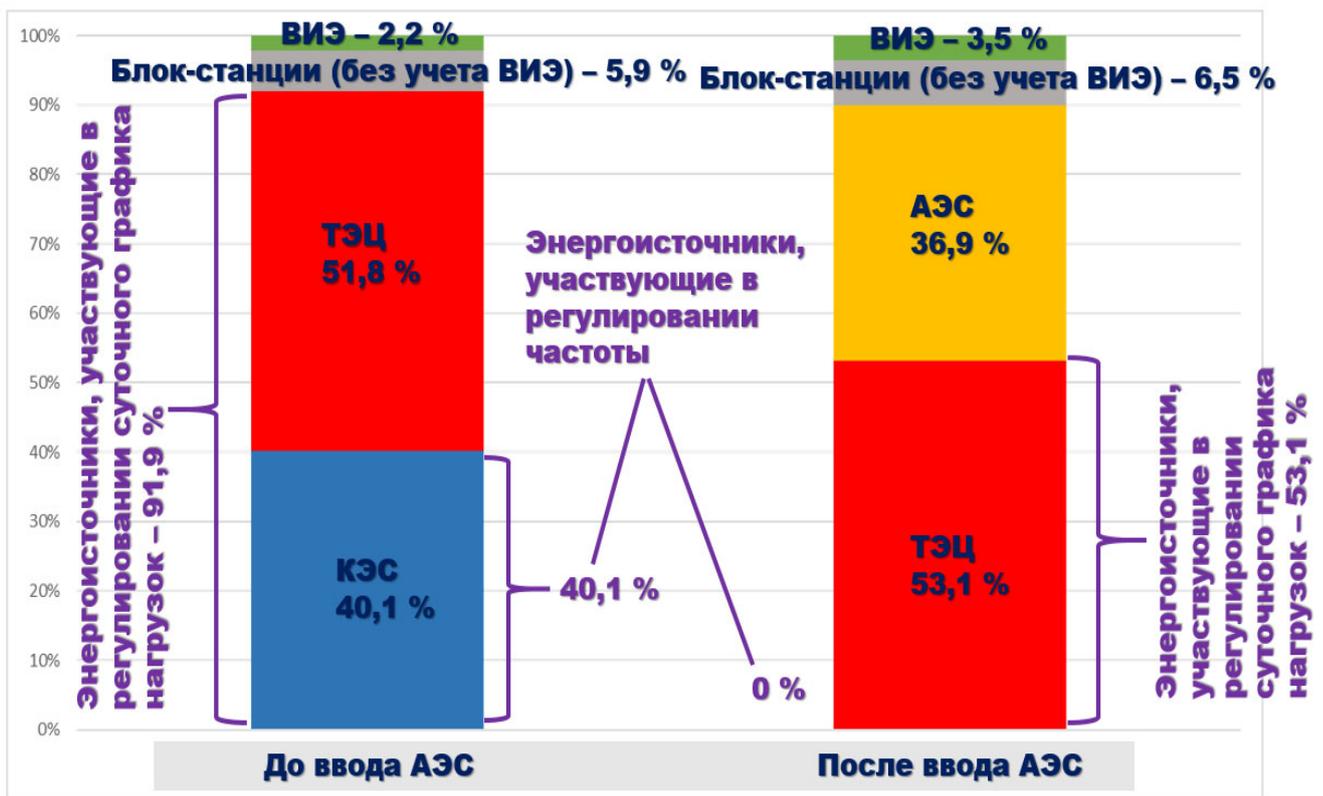


Рисунок 1 – Структура выработки электроэнергии до и после ввода БелАЭС

Стоит отметить, что в планах после ввода в промышленную эксплуатацию второго энергоблока АЭС процент ВИЭ будет в районе 3,5 %. В то же время выработка БелАЭС же составит 36,9 % (весомая часть от общей выработки) согласно рис. 2.

Исходя из данного примера режима работы белорусской энергосистемы можно особо выделить несколько пунктов:

- выработка электроэнергии ВИЭ в ночные часы проседает ввиду захода солнца, что несомненно плюс, так как потребление ночью снижается;
- ВИЭ составляют настолько малую долю от общей выработки по сравнению с АЭС и ТЭС (тепловая электрическая станция), что несущественно влияют на режим;
- ВИЭ крайне непостоянный вид энергетики.

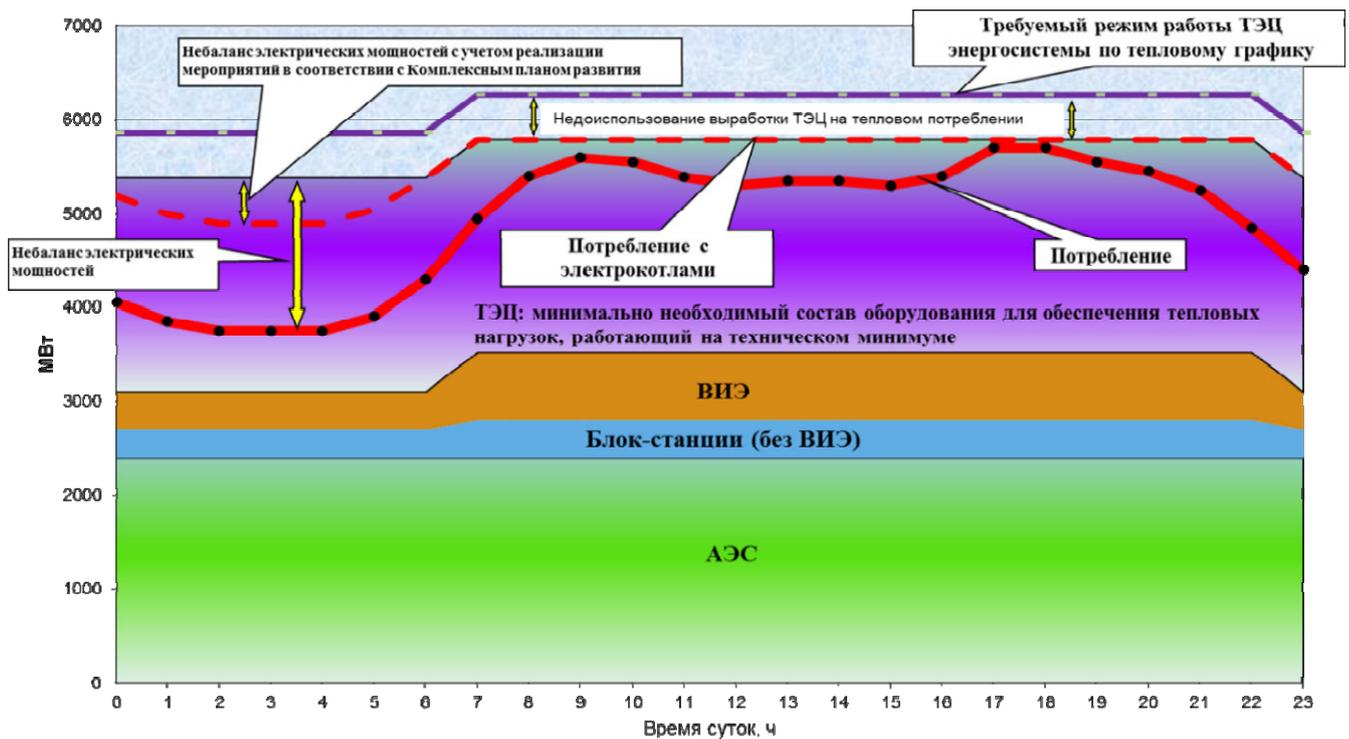


Рисунок 2 – Покрытие потребления в объединенной энергосистеме Беларуси в типовой будний день

Следует выделить, что с учетом планируемого выхода из синхронной работы энергосистем стран Балтии и Украины вероятность выделения на изолированную работу Белорусской энергосистемы значительно возрастает [2]. Тем временем существующее генерирующее оборудование республики не готово к обеспечению требований по поддержанию частоты в энергосистеме. Также из вышеуказанной структуры покрытия электропотребления, в балансе энергосистемы будут отсутствовать конденсационные энергоблоки, а значительную долю генерации будет обеспечивать атомная электростанция (участие в регулировании частоты которой не рекомендовано), а также теплофикационное оборудование, обеспечивающее теплоснабжение потребителей республики и обладающее ограниченным регулировочным диапазоном. В данных условиях рост количества энергоисточников по использованию возобновляемых источников энергии, обладающих высокой степенью неравномерности выработки и значительной амплитудой колебаний мгновенных значений генерируемой мощности

в течение коротких временных интервалов, потребует дополнительного решения вопросов по обеспечению сбалансированной работы Белорусской энергосистемы и организации мероприятий по поддержанию частоты электрического тока в энергоузлах при изолированной работе Белорусской энергосистемы.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На данный момент на территории Республики Беларусь ввиду особенностей рельефа, климата и т. д. развитие неприхотливой к этим моментам ядерной энергетики более актуально, чем ВИЭ.

Развитие возобновляемой энергетики должно сопровождаться реализацией мероприятий, позволяющих обеспечить участие энергоисточников, использующих ВИЭ, в регулировании суточного графика нагрузок и компенсировать их генерацию в ночные часы – использование накопителей энергии, организация холостого сброса воды для гидроэлектростанций в ночные часы и др.

Требуется реализация организационных и технических мероприятий, позволяющих компенсировать резко переменный режим работы энергоисточников, использующих ВИЭ, что позволит создать условия для качественного планирования и ведения режима работы Белорусской энергосистемы в условиях отсутствия маневренных мощностей.

### ЛИТЕРАТУРА

1. «Положения по планированию обменов электрической энергией и мощностью в Электрическом Кольце Беларусь – Россия – Эстония – Латвия – Литва», 2016. – 41 с.
2. «Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года» утвержденная Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 25.02.2020 № 7. – 60 с.

# **Теплоэнергетика**

УДК 620.92

ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ CO<sub>2</sub> ИЗ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ  
CO<sub>2</sub> RECOVERY TECHNOLOGIES FROM COMBUSTION PRODUCTS

Игнатович Р. С., Седнин В. А., д-р техн. наук, профессор,  
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
R. Ignatovich, V. Sednin, Doctor of Technical Sciences, Professor, Belarusian national technical university, Minsk, Belarus

*Аннотация. В данной работе осуществляется сравнение физических и химических технологий извлечения CO<sub>2</sub> из продуктов сгорания твердого топлива. Анализ эффективности технологий осуществляется на базе расчетных моделей, построенных в программном пакете Aspen Hysys.*

*Abstract. In this paper, the physical and chemical technologies of CO<sub>2</sub> extraction from solid fuel combustion products are compared. The analysis of the effectiveness of technologies is carried out on the basis of computational models built in the Aspen Hysys software package.*

Ключевые слова: энергетика, декарбонизация, биомасса, углекислый газ, Hysys  
Keywords: power engineering, decarbonization, biomass, carbon dioxide, Hysys

## ВВЕДЕНИЕ

Согласно постановлению Совета министров Республики Беларусь об утверждении концепции энергетической безопасности страны от 23 декабря 2015 года [1] энергетическая безопасность республики должна основываться в первую очередь на максимальном использовании потенциала местных видов топлива (МВТ). Исходя из этого можно сделать вывод, что, на сегодняшний день, развитие технологий сжигания МВТ и когенерационной выработки энергии в Республике Беларусь остаются актуальными. Однако, как известно, сжигание твердого топлива сопровождается большим количеством выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, чем при сжигании, например, природного газа. А так как Республика Беларусь присоединилась к Парижскому соглашению по климату, и взяла на себя обязательства, направленные на снижение выброса парниковых газов, то развитие и внедрение технологий извлечения углекислого газа из продуктов сгорания МВТ является актуальной задачей. Извлеченный из продуктов сгорания CO<sub>2</sub> может быть использован в промышленности или в технологиях производства синтетического природного газа.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

На сегодняшний день можно выделить 2 широко используемых промышленных метода извлечения углекислоты из продуктов сгорания: физический и химический. Самым широко применяемым методом среди физических является метод водной абсорбции. Наибольшее распространение среди химических

методов нашел метод абсорбции растворами аминов (например, абсорбция водным раствором моноэтаноламином (МЭА), диэтаноламином (ДЭА)).

На рис. 1 представлена принципиальная схема водной абсорбции углекислоты из продуктов сгорания.

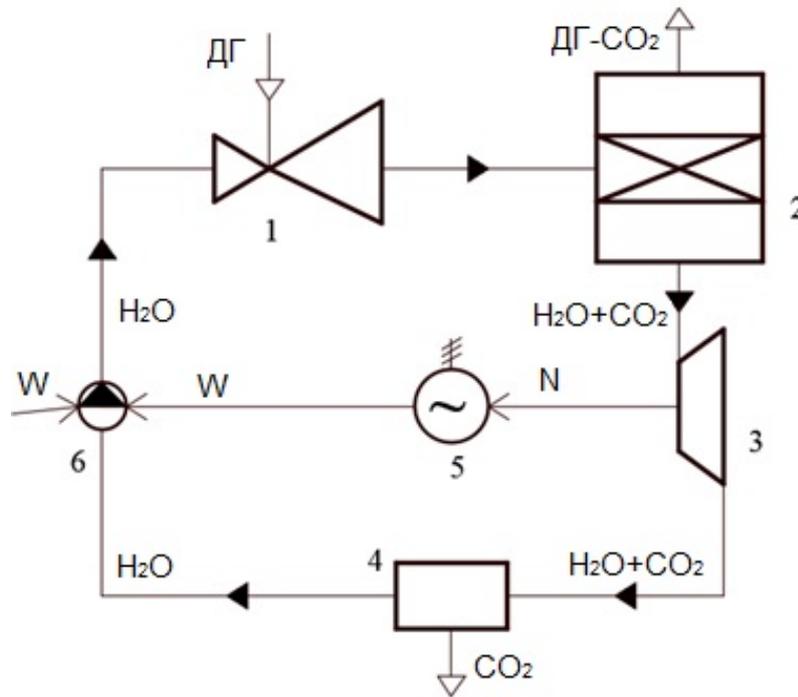


Рисунок 1 – Принципиальная схема водной абсорбции  $CO_2$  под давлением

Принцип водной абсорбции заключается в следующем: дымовые газы (ДГ) поступают в контур с абсорбентом (водой). Осуществляется это через струйный аппарат (1) куда поступает вода высокого давления и ДГ. Полученная смесь поступает в абсорбер (2). Абсорбцию ведут при давлении 1,6–3,0 МПа [2], а абсорбер представляет из себя насадочный скруббер. В работе [4] давление абсорбции в 3,0 МПа обозначается оптимальным и будет использоваться в аналитической модели. В абсорбере большая часть  $CO_2$  растворяется в воде. Газы не растворенные в воде сбрасываются в атмосферу. В результате абсорбции в воде растворяются не только углекислота, но также и азот, однако, его в растворе несопоставимо меньше. Сама же углекислота находится преимущественно в свободном состоянии, а невысокая температура снижает воздействие коррозии от высокой кислотности среды.

Для осуществления десорбции  $CO_2$  из воды осуществляется понижение ее давления до 0,1 МПа. Для этого смесь воды и углекислого газа проходят через водяную турбину (3), находящуюся на одном валу с насосом (6) и электродвигателем. Турбина используется для компенсации затрачиваемой электрической энергии (ЭЭ) на привод насоса. После турбины давление снижается до атмосферного в расширителе (4), в результате чего выделяется растворенный в воде газ. Степень чистоты полученного углекислого газа варьируется и помимо  $CO_2$  в смеси присутствует азот, пары воды, а также сера.

Химический метод абсорбции  $CO_2$  из ДГ основан на протекании химической реакции. Молекулы газа вступают в реакцию с активным веществом (МЭА) при низкой температуре и происходит их абсорбция. Для извлечения из раствора амина растворенных газов осуществляется нагрев раствора, в результате которого происходит десорбция. Принципиальная схема химической абсорбции МЭА представлена на рис. 2.

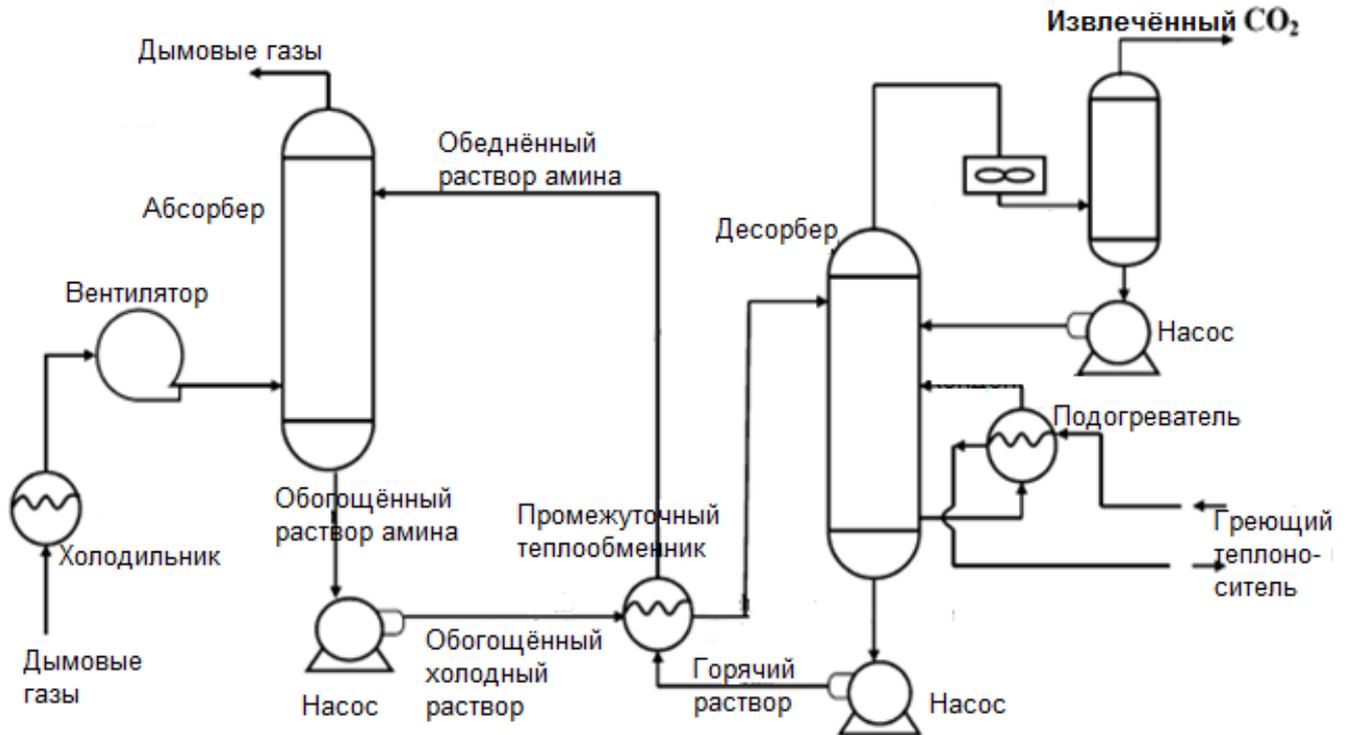


Рисунок 2 – Принципиальная схема химической абсорбции  $CO_2$

ДГ после экономайзера поступают в холодильник. В случае химической абсорбции раствором МЭА холодильник применяется контактный, до и после которого, чаще всего, устанавливаются скрубберы для очистки газа от твердых частиц. Температура ДГ в холодильнике опускается, в том числе и до температур ниже точки росы. Температура газов на входе в абсорбер не должна превышать  $60\text{--}70\text{ }^\circ\text{C}$  в связи с тем, что при данной температуре начнет протекать десорбция. Колебания температур ДГ на входе от  $30$  до  $60\text{ }^\circ\text{C}$  существенно не влияет на процесс абсорбции, но на практике стремятся использовать как можно более низкую температуру в связи с увеличением потерь МЭА при увеличении температуры. После очистки и охлаждения ДГ направляются в абсорбер. На практике абсорберы выполняются как насадочные колонны. ДГ поступают в них снизу и поднимаются вверх. Холодный раствор амина подается и разбрызгивается в верхней части абсорбера и движется вниз. При этом протекает реакция поглощения  $CO_2$  из дымовых газов.

Для обеспечения оптимальной работы абсорбера необходимо подбирать оптимальный состав раствора абсорбента. Максимальный коэффициент абсорбции имеет место при концентрации МЭА около  $30\%$ , однако, согласно [3] на практике применяют растворы концентрацией по массе от  $8$  до  $13\%$ . Это

связано в первую очередь со стремлением понизить потери МЭА, которые увеличиваются с увеличением температуры и концентрации раствора.

Обогащенный раствор амина насосом подается в десорбер, который состоит из двух частей: подогревателя и дефлегматора. Греющим теплоносителем (чаще всего используют водяной пар) осуществляется нагрев раствора амина, в результате чего извлекаются растворенные в нем газы, а также пары воды и амина. На практике, согласно [3], оптимальными с точки зрения энергетической эффективности, химических свойств амина и степени извлечения газов считаются давление десорбции 170–230 кПа и температура 115–23 °С. Извлеченные в десорбере газы сепарируются и охлаждаются. Обедненный горячий раствор охлаждается, а затем направляется на рециркуляцию в абсорбер. Для экономии теплоты, подводимой для десорбции и охлаждения потока обедненного раствора амина, используется промежуточный теплообменник (регенератор), в котором теплота потока после десорбера передается обогащенному раствору, идущему в него.

Для сравнения описанных технологий извлечения  $CO_2$  из продуктов сгорания при помощи программного пакета *Aspen Hysys* были построены аналитические расчетные модели. Преимуществом использования данного пакета является наличие библиотеки свойств аминов, а также возможность рециркуляции потоков. В качестве исходных данных был использован поток ДГ, полученный при сжигании щепы на реальном промышленном объекте. Для водной абсорбции был использован пакет свойств *Sour PR*. Для модели поглощения  $CO_2$  раствором амина использован пакет свойств *Acid Gas*. Построение моделей основывалось на принципах работы, описанных выше. Исходные данные исходного потока ДГ представлены в табл. 1.

Таблица 1 – ИД исходного потока ДГ

Массовый расход, кг/ч	1987
Температура, °С	110
Давление, бар	1,3
Состав дымовых газов, мольн. %	
$N_2$	70,57
$CO_2$	11,15
$H_2O$	13,90
$O_2$	4,33
$H_2S$	0,05

На рис. 3 представлены основные полученные аналитические зависимости для водной абсорбции  $CO_2$  из ДГ.

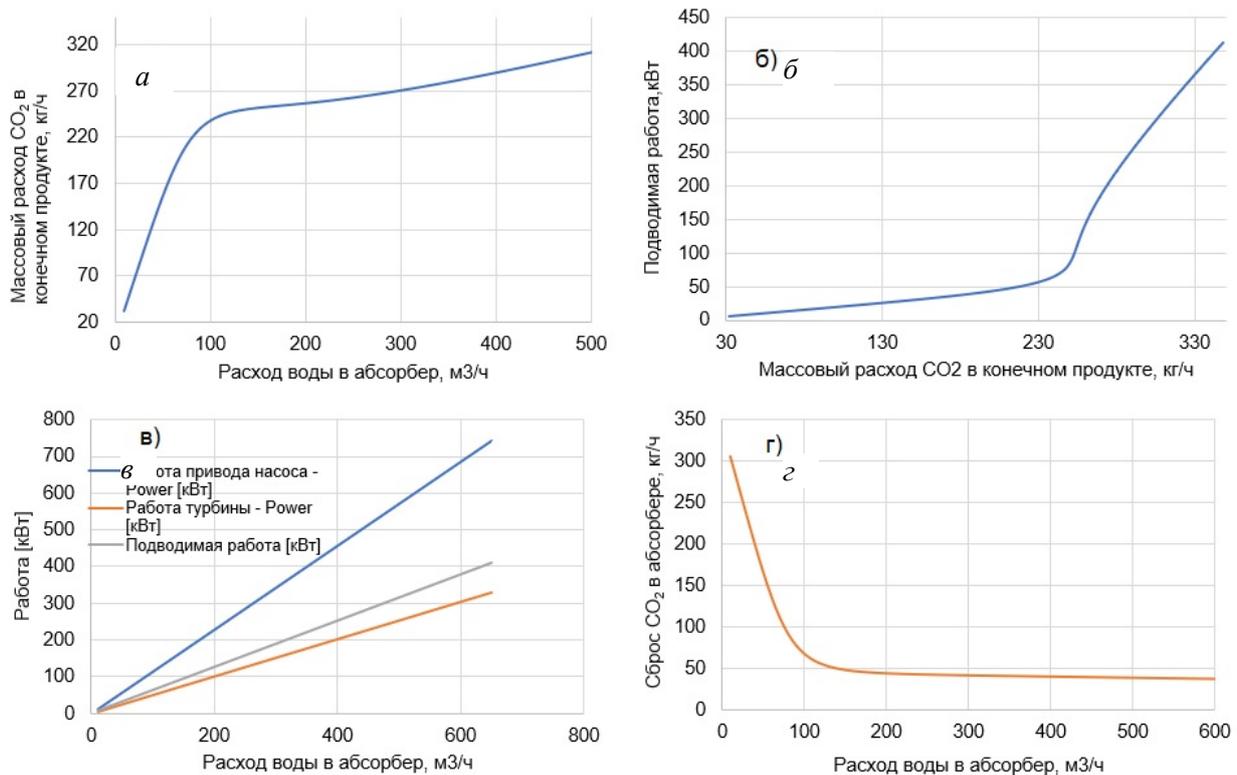


Рисунок 3 – Аналитические зависимости:

*a* – массового расхода  $CO_2$  в конечном продукте от расхода воды в абсорбере;  
*б* – подводимой работы от массового расхода  $CO_2$  в конечном продукте; *в* – затрачиваемой работы от расхода воды в абсорбере; *з* – сброса  $CO_2$  в абсорбере от расхода воды при водной абсорбции  $CO_2$

На рис. 4 представлены основные аналитические зависимости для химической абсорбции  $CO_2$  из ДГ. Следует отметить, что колебание результатов расчета вызвана особенностями расчета ректификационной колонны в программе *Aspen Hysys*. По этой причине анализ результатов производится по линии тренда, построенной по полученным результатам.

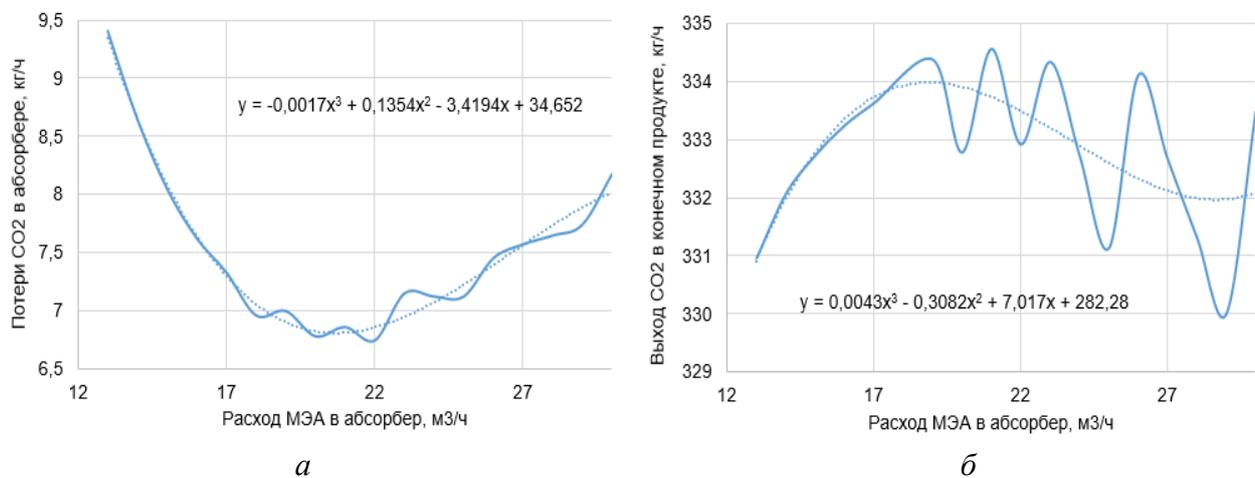


Рисунок 4 – Аналитические зависимости:

*a* – потери  $CO_2$  в абсорбере в зависимости от расхода МЭА в абсорбере при химической абсорбции; *б* – выхода  $CO_2$  в конечном продукте в зависимости от расхода МЭА в абсорбере при химической абсорбции

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что у водной абсорбции  $CO_2$  из потока ДГ имеется ярко выраженный экстремум с максимальной эффективностью, где наблюдается линейный рост количества получаемого углекислого газа от расхода воды, подаваемый в абсорбер. В данном конкретном случае экстремум наступает при расходе воды в абсорбер равном  $95 \text{ м}^3/\text{ч}$ . При этом затрачиваемая на привод насоса работа растет также линейно. При увеличении расхода воды в абсорбер после достижения данного экстремума затрачиваемая работа увеличивается квадратично, а увеличение расход  $CO_2$  замедляется. Химический метод абсорбции также имеет экстремум, характеризуемый минимальными потерями  $CO_2$  в абсорбере, и определяется оптимальным выбором расхода и концентрации МЭА. В данном случае наиболее оптимальный расход 13 процентного раствора МЭА составляет  $20 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании полученных результатов можно сделать вывод, и технология водной абсорбции  $CO_2$  и абсорбции раствором МЭА применимы для извлечения углекислоты из продуктов сгорания. Однако, методу водной абсорбции для извлечения такого же количества  $CO_2$  как при абсорбции раствором МЭА необходимо работать с большим перерасходом электрической энергии на привод насоса. Также в потоке, полученном физическим методом извлечения, наблюдается большее содержание азота и паров воды, чем при химическом методе. Таким образом можно сделать вывод, что технология абсорбции раствором МЭА лучше подходит для промышленного извлечения углекислоты из потока продуктов сгорания ввиду большей производительности, а метод водной абсорбции, как более дешевый, может быть использован для снижения выбросов парниковых газов и получения  $CO_2$  при меньших расходах ДГ. Также технология водной абсорбции должна быть использована при высоком содержании серы в продуктах сгорания, так как это не приводит к снижению эффективности процесса.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Об утверждении концепция энергетической безопасности Республики Беларусь: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 23 дек. 2015 г., № 1084 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2015. – № 5/41477.
2. Абсорбция газов [Текст] / В. М. Рамм. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : «Химия», 1976. – 655 с.
3. Пименова Т. Ф. Производство и применение сухого льда, жидкого и газообразного диоксида углерода. Москва. «Легкая и пищевая промышленность», 1982. – 208 с.
4. Очистка технологических газов [Текст] / под ред. Т. А. Семеновой. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : «Химия», 1977. – 488 с.

УДК 621.311

ТИПОВОЙ БАЛАНС МОЩНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПОСЛЕ ВВОДА  
В ЭКСПЛУАТАЦИЮ БЕЛОРУССКОЙ АЭС  
TYPICAL POWER SYSTEM POWER BALANCE AFTER COMMISSIONING  
OF THE BELARUSIAN NPP

Богдан Е. В., аспирант, Карницкий Н. Б., д-р техн. наук., профессор  
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
E. Bohdan, postgraduate, N. Karnitskiy, Doctor of technical Science, Professor,  
Belarusian national technical university, Minsk, Belarus

*Аннотация. В статье проанализирован типовой баланс мощности энергосистемы при различном составе работающих энергоблоков Белорусской атомной станции. Выявлены основные проблемы обеспечения баланса мощностей, оценены прогнозируемые режимы работы энергоблоков электростанций.*

*Abstract. The article analyzes the typical power balance of the power system with various widespread use of power units of the Belarusian nuclear power plant. The main problems of monitoring the balance of capacities, predicted modes of operation of power units of power plants were assessed.*

*Ключевые слова: энергосистема, тепловые электрические станции, атомная электростанция, резерв, теплофикационная турбина*

*Key words: power system, thermal power plants, nuclear power plant, reserve, co-generation turbine*

## ВВЕДЕНИЕ

Режимы работы электростанций и отдельных энергоблоков объединенной энергосистемы Беларуси определяются суточным графиком нагрузки энергосистемы, в которой они работают. Общая нагрузка энергосистемы распределяется между отдельными ТЭС в соответствии с энергетическими и маневренными характеристиками последних. Со вводом Белорусской АЭС в эксплуатацию на полную мощность в энергосистеме сложится ситуация, когда ныне действующие традиционные КЭС и ТЭЦ, работающие на природном газе, начнут испытывать достаточно существенную недогрузку по мощности.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В настоящее время в структуре генерирующих мощностей Белорусской энергосистемы около половины составляют ТЭЦ, что обуславливает необходимость привлечения теплофикационных установок в регулирование суточного графика электрических нагрузок. Режим работы конденсационных энергоблоков будет определяться потребностью в электроэнергии в часы максимального электропотребления и не востребованностью ее в часы ночного провала нагрузки [1]. Кроме того, в энергосистеме требуется повысить величину вращающего-

ся резерва до 1,2 ГВт. Базовая мощность Белорусской АЭС 2,4 ГВт составит около трети прогнозной потребности энергосистемы в пики потребления электроэнергии и около половины – в часы его спада. Электроснабжение потребителей в течение отопительного периода почти полностью перейдет к АЭС и ТЭЦ (табл. 1).

Таблица 1 – Типовой баланс мощности энергосистемы после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС (отопительный период)

№	Наименование источников	АЭС 2 блока	АЭС 1 блок	Без АЭС
		Мощность, МВт		
<b>Потребность и покрытие при максимальной нагрузке</b>				
<b>Потребность</b>				
1	Пиковая мощность	6200	6200	6200
<b>Покрывтие</b>				
2	АЭС	2400	1200	0
3	Включенная мощность ТЭЦ энергосистемы	3450	3450	3450
4	Мощность локальных источников	750	750	750
5	Включенная мощность КЭС всего	0	1253	2123
<b>в том числе</b>				
5.1	ПГУ-427 Лукомльской ГРЭС	0	427	427
5.2	1-я очередь Лукомльской ГРЭС	0	0	630
5.3	2-я очередь Лукомльской ГРЭС	0	0	0
5.4	ПГУ-427 Березовской ГРЭС	0	427	427
5.5	ПГУ-240 Березовской ГРЭС	0	0	240
5.6	ПГУ-399 Минской ТЭЦ-5	0	399	399
5.7	Блок № 1 Минской ТЭЦ-5	0	0	0
6	ИТОГО включенная мощность (2+3+4+5)	6600	6653	6323
<b>Возможный вращающийся резерв на включенном оборудовании</b>				
7	Вращающийся резерв (6-1)	400	453	123
<b>Быстродействующий резерв на энергоисточниках на базе ГТУ ПРЭИ</b>				
8	Резерв	800	800	800
<b>Суммарный резерв на оборудовании энергосистемы</b>				
9	(7+8)	1200	1253	923

Суточное электропотребление в энергосистеме неравномерное и имеет в часы максимума около 6 200 МВт, а в часы минимума около 4 400 МВт. Соответственно, разница, на которую должны разгрузиться электростанции ОЭС Беларуси – 1 800 МВт. При работе одного атомного энергоблока только за счет регулировочных возможностей конденсационных электростанций в ночное время не представляется возможным обеспечение баланса мощностей без разгрузки ТЭЦ ниже теплового графика с включением водогрейных котельных. При недостаточной нагрузке электроводогрейных котлов для прохождения ми-

нимума электропотребления потребуется осуществлять ежесуточный останов конденсационных энергоблоков. В зависимости от состава работающего оборудования, в первую очередь необходимо останавливать наименее экономичные энергоблоки.

Режим работы АЭС с двумя энергоблоками потребует разгрузки оборудования ТЭЦ ниже теплового графика вплоть до технического минимума в часы провала.

В настоящий момент в отопительный период в целях экономии топлива на ТЭЦ энергосистемы эксплуатация паровых турбин ведется в режиме практически полной теплофикации, то есть так называемой «отсечки», когда в цилиндр низкого давления расход пара минимальный. Поворотные диафрагмы турбин практически полностью закрыты (ограничены минимальным пропуском пара в конденсатор для предотвращения разогрева «хвоста» турбины).

Регуляторы теплофикационных отборов хоть и подключены, но настроены исключительно на режим максимального давления, то есть начинают открываться в автоматическом режиме только при достижении максимального давления пара в подогревателе. Это приводит к тому, что регулировочный диапазон на турбинах в действительности фактически отсутствует, так как при изменении электрической нагрузки на турбинах персонал вручную изменяет положение поворотных диафрагм ЦНД, поддерживая заданную тепловую нагрузку в течение всего дня. Переход на работу со включенными регуляторами теплофикационных отборов турбин в большинстве случаев не представляется возможным из-за характерных недостатков и технического состояния устаревших и отработавших свой ресурс гидравлических систем регулирования турбин и неработоспособности регуляторов.

Прогнозируемая структура баланса электрических мощностей энергосистемы с учетом нахождения в работе атомных энергоблоков для межотопительного периода приведена в табл. 2.

В межотопительный период при малых тепловых нагрузках диапазон регулирования теплофикационных турбин ТЭЦ увеличивается, и турбина может изменять свою мощность в достаточно широком диапазоне без выполнения переключений, а при конденсационной нагрузке – в том диапазоне, который определяется возможностями турбины, котла, питательной установки. Дополнительные ограничения регулировочного диапазона создаются такими факторами, как давление в теплофикационных отборах, от которых зависят напряжения в рабочих лопатках предотборных ступеней и осевое усилие, воспринимаемое упорным подшипником, давление в камере регулирующей ступени и т. д.

Результаты показывают, что при работе ТЭЦ в одной энергосистеме с Белорусской АЭС, на первый план выходят такие параметры ТЭЦ, как минимально и максимально возможные нагрузки ТЭЦ, регулировочный диапазон, возможность глубокой разгрузки оборудования ТЭЦ вплоть до технического минимума в ночное время (часы провала) и набора максимальной нагрузки (в межотопительный период или при аварийном отключении АЭС) и факторы, которые их ограничивают. Остро встает необходимость разгрузки турбоагрегатов до параметров ниже теплофикационного графика с неизменным включе-

нием в работу электродвигателей для поглощения избыточной электрической мощности. Продолжительность нахождения в таком режиме может достигать трети всего времени работы турбоустановок [2].

Таблица 2 – Типовой баланс мощности энергосистемы после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС (межотопительный период)

№	Наименование источников	АЭС 2 блока	АЭС 1 блок	Без АЭС
		Мощность, МВт		
<b>Потребность и покрытие при максимальной нагрузке</b>				
<b>Потребность</b>				
1	Пиковая мощность	4800	4800	4800
<b>Покрывание</b>				
2	АЭС	2200	1100	0
3	Включенная мощность ТЭЦ энергосистемы	1650	1650	1650
4	Мощность локальных источников	610	610	610
5	Включенная мощность КЭС всего	826	1808	2748
<b>в том числе</b>				
5.1	ПГУ-427 Лукомльской ГРЭС	427	427	427
5.2	1-я очередь Лукомльской ГРЭС	0	315	1255
5.3	2-я очередь Лукомльской ГРЭС	0	0	0
5.4	ПГУ-427 Березовской ГРЭС	0	427	427
5.5	ПГУ-240 Березовской ГРЭС	0	240	240
5.6	ПГУ-399 Минской ТЭЦ-5	399	399	399
5.7	Блок № 1 Минской ТЭЦ-5	0	0	0
6	<b>ИТОГО включенная мощность (2+3+4+5)</b>	5286	5168	5008
<b>Возможный вращающийся резерв на включенном оборудовании</b>				
7	Вращающийся резерв (6-1)	486	368	208
<b>Быстродействующий резерв на энергоисточниках на базе ГТУ ПРЭИ</b>				
8	Резерв	800	800	800
<b>Суммарный резерв на оборудовании энергосистемы</b>				
9	(7+8)	1286	1168	908

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В покрытии графика электропотребления республики будут задействованы в основном новые высокоэффективные парогазовые энергоблоки класса 400 МВт и преимущественно энергоблоки 1 очереди Лукомльской ГРЭС. К выравниванию графиков электрических нагрузок требуется привлечь ТЭЦ, турбоагрегаты которых в основном работают по тепловому графику нагрузки с полностью закрытыми диафрагмами теплофикационных отборов. Для ТЭЦ участие в регулировании графика электрических нагрузок определено заранее в зависимости от периода года (в отопительный и в межотопительный период) и осуществляется в основ-

ном разгрузкой теплофикационных отборов турбин и передачей этих нагрузок на котельные, а также на электробойлерные установки.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Богдан Е. В. К вопросу регулирования суточного графика электрических нагрузок после ввода в эксплуатацию белорусской АЭС / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Энергетика Беларуси-2021 [Электронный ресурс] : материалы Республиканской научно-практической конференции, 26 мая 2021 г. / сост. И. Н. Прокопеня. – Минск: БНТУ, 2021. – С. 175–180.

2. Богдан Е. В., Дубровенский А. Н. Оптимизация распределения нагрузок в энергосистеме с учетом технических особенностей теплофикационных турбин // Энергетическая стратегия. Научно-практический журнал. – г. Минск, сентябрь-октябрь 2021. – № 5 (83). – С. 47–52.

УДК 620.97

УТИЛИЗАЦИЯ СБРОСНЫХ ПОТОКОВ ТЕПЛОТЫ НА ЭЛЕКТРОСТАЦИЯХ  
ПРЯМОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА  
UTILISATION OF DIRECT COMBUSTION POWER PLANTS WASTE HEAT

Янчук В. В., магистр техн. наук, Романюк В. Н., д-р техн. наук, профессор,  
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
V. Yanchuk, Master of Sciences, V. Ramaniuk, Doctor of Technical Sciences, Pro-  
fessor, Belarusian National Technical University, Minsk, Belarus

*Аннотация. Различные низкотемпературные тепловые потоки процессов конденсации пара, глубокого охлаждения дымовых газов, а также систем охлаждения технологических потоков на ТЭС сегодня возможно и энергетически рационально использовать, например, для нагрева сетевой воды, вспомогательных потоков, а также для частичного регенеративного подогрева конденсата. Для реализации указанных решений утилизации низкотемпературных тепловых потоков предполагается применение тепловых насосов, как абсорбционных, так и парокомпрессионных. Простой срок окупаемости подобных мероприятий отвечает требованиям, которые сегодня предъявляются к энергосберегающим проектам, не превышает 4-х лет. Немаловажным результатом подобных модернизаций, кроме снижения себестоимости отпускаемых тепловой и электрической энергий, является также уменьшение теплового и иного загрязнения окружающей среды, в том числе, дымовыми газами. Ниже приведены результаты проведенных исследований, а также обозначены возможные направления дальнейшей работы по данной тематике.*

*Abstract. Different low temperature heat flows at thermal power stations coming from steam condensation processes, deep flue gas cooling and technological flows cooling systems are viable to be used for district water or make-up water heating as well as for regenerative condensate water heating. To implement the listed concept absorption and electrically-driven heat pumps should be used. Simple payback period of such a modernization meets the requirements of energy-saving projects implementation. The positive effect of the modernization is not only reduction of heat and electrical energy production costs but also decrease of environmental pollution with heat and flue gases. Results of conducted research and possible directions of future work are given below.*

*Ключевые слова: низкотемпературные тепловые потоки, тепловая электростанция, тепловой насос, абсорбционный и парокомпрессионный тепловые насосы, регенерация теплоты*

*Key words: low temperature heat flows, thermal power plant, heat pump, absorption and electrically-driven heat pumps, heat regeneration*

## ВВЕДЕНИЕ

С ростом общего уровня жизни и количества населения планеты опережающими темпами также растет и энергопотребление. Так, за 10 лет в 2020 году по сравнению с 2010 годом производство электроэнергии в мире выросло на 24 % (рис. 1).

В последние десятилетия в мире значительно возрастает доля электроэнергии (ЭЭ), вырабатываемой за счет возобновляемых источников энергии, однако до настоящего времени в качестве первичного энергоресурса при генерации ЭЭ преобладает органическое топливо – 61 % в общем балансе производства электроэнергии в 2020 г. На рис. 1 приведено изменение роли различных источников энергии в мире при производстве ЭЭ с 1985 по 2020 гг. [1].

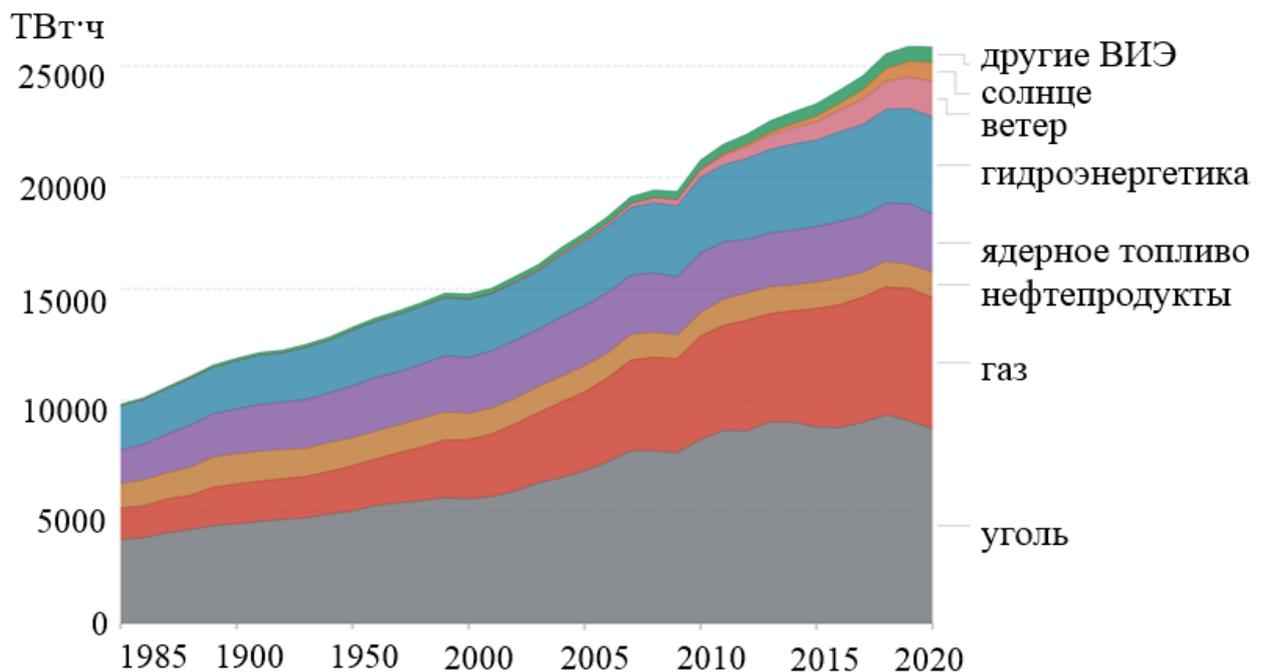


Рисунок 1 – Производство электроэнергии в мире с разбивкой по источникам [1]

Удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч отпущенной ОЭС РБ электроэнергии в 2020 году составил 238,5 г [2], что соответствует среднему значению КПД отпуска ЭЭ по республике в 51,6 %. То есть половина первичной энергии в процессе преобразования сбрасывается в окружающую среду в виде потоков низкотемпературной тепловой энергии. Основные источники этих потоков на ТЭС известны: контуры охлаждения технологических систем, конденсаторы паровых турбин, теплота охлаждения которых отводится с оборотной водой и рассеивается в ОС, а также отходящие продукты сгорания. В случае сжигания некоторых твердых топлив можно рассматривать и утилизацию теплоты охлаждения золы, которая также имеет достаточную температуру.

Потенциал энергосбережения за счет утилизации низкотемпературных тепловых потоков значителен для достижения требуемых значений снижения потребления, прежде всего, природного газа. Обращаясь к циклам паротурбинных установок (ПТУ), в соответствии с положениями 2-го закона термодинамики часть

энергии следует передать тем или иным потребителям теплоты, и если для генерации на паре отборов ТЭЦ, потребители теплоты полезные, генерация на потоке пара в конденсатор связана с рассеиванием энергии конденсации пара в окружающей среде. Эти потоки имеют низкую температуру, что препятствует их прямому использованию для нагрева других сред с более высокой температурой. В этой связи, надо обратиться к тепловым машинам обратного цикла, которые позволяют передачу теплоты от более холодных к более горячим средам при соответствующей компенсации такой передачи тепловой энергии в виде дополнительных затрат энергии.

В нашей стране, а также за рубежом, имеются примеры подобной утилизации низкотемпературных потоков теплоты на ТЭЦ, КЭС и в технологических схемах промышленных предприятий. Рассмотрим некоторые из них.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Многими авторами предлагается внедрение тепловых насосов (ТН) в теплофикационный контур ТЭЦ. В качестве источника низкопотенциальной энергии используется циркуляционная вода соответствующих систем охлаждения ТЭЦ, а также сопряженных промузлов.

В работе [3] за счет применения парокомпрессионных тепловых насосов (ПКТН) на ТЭЦ рассматривается обеспечение части пиковой отопительной нагрузки, что позволяет в резерв вывести пиковые водогрейные котлы.

В исследовании [4] показано, что внедрение абсорбционных бромистолитиевых тепловых насосов (АБТН) в теплофикационный контур угольной ТЭЦ позволяет повысить эффективность станции на 1,39–2,27 % в зависимости от нагрузки, так как часть пара, ранее направляемого на подогрев сетевой воды, после модернизации не отбирается, а продолжает расширение в турбине. Другая часть потока пара служит приводом АБТН, а в качестве низкопотенциального источника потока утилизации используется теплота конденсации отработавшего пара. Опыт использования ТН на угольной ТЭЦ в Китае для подогрева сетевой воды в первой ступени также показывает простой срок окупаемости менее двух лет [5].

В работе [6] приведено сравнение эффективности применения двух типов тепловых насосов для утилизации низкотемпературной тепловой энергии охлаждения конденсатора и генератора ПТ-60 для нагрева сетевой воды – абсорбционного (АБТН) и парокомпрессионного (ПКТН). Отопительные коэффициенты для принятых условий для указанных ТН соответственно равны 1,7 и 2,8. Авторами получено, что положительный эффект внедрения достигается только в варианте с АБТН. При этом простой срок окупаемости составляет от 2,3 до 4,9 лет в зависимости от режима работы [7].

Для турбоустановки Т-180/210-130 рассматривалось включение АБТН тепловой мощностью 25 МВт в схему с целью снижения температуры обратной циркуляционной воды охлаждения конденсатора и подогрева сетевой воды [8]. В результате получено относительное повышение электрического КПД станции на 2,5–12,3 %.

При работе ТН на нагрев сетевой воды в системе теплофикации, положительный эффект проявляется не только в уменьшении расхода топлива на подогрев сетевой воды, а также в увеличении вакуума в конденсаторе турбины, что несколько повышает выработку ЭЭ при сохранении прочих параметров [9].

При увеличении количества отпускаемой тепловой энергии станции за счет утилизации низкотемпературных тепловых потоков посредством использования АБТН, также возрастает ее электрический КПД на 6–10 %, КПД использования топлива на 5,7–7,7 % в зависимости от тепловой нагрузки ТЭЦ [10]. Согласно [11], эксергетическая эффективность подобной схемы в 1,5–2,5 раза выше по сравнению с традиционными схемами ТЭЦ. Эксергетическая эффективность классических ТЭС с ТН с турбинами номинальной мощностью 50–250 МВт составляет 0,12–0,15, для станций с турбинами 250–500 МВт – 0,18–0,20.

Интерес представляет возможное использование низкотемпературных тепловых потоков для регенеративного подогрева потока основного конденсата КЭС. Например, для конденсационного блока ТЭС с ПТУ К-300-240-2 включение АБТН в схему позволяет повысить эффективность станции на 0,1–0,9 %, в зависимости от коэффициента недовыработки электрической энергии, режима работы электростанции и эффективности преобразования АБТН [12]. Простой срок окупаемости модернизации составляет порядка 3 лет. В то же время, альтернативное использование ПКТН в схеме ТЭС неэффективно [12].

В работе [13] показано повышение абсолютного электрического КПД цикла ПТУ К-325-23,5 при включении ПКТН в систему регенеративного подогрева на 0,7 %, тогда как в варианте с АБТН повышение составляет 2,6 %.

Также возможно включение АБТН в схему ТЭЦ с ПГУ [14]. В таком варианте в качестве высокопотенциального источника теплоты используется горячая вода, получаемая на дополнительной поверхности нагрева в котле утилизаторе. Полученный поток энергии используется для нагрева конденсата перед его последующим нагревом в газовом подогревателе конденсата перед подачей в деаэратор. При этом возникает дополнительный положительный эффект: увеличение тепловой мощности газового подогревателя сетевой воды, который является последней поверхностью нагрева по ходу дымовых газов, на 12–14 % в зависимости от режима.

Многие исследователи также указывают условия, при которых внедрение ТН показывает свою эффективность.

Подогрев добавочной цикловой воды в ПКТН вместо традиционно принятого подогрева паром отбора будет эффективным при условии, что количество выработанной энергии на паре отбора превышает потребление электрической энергии ПКТН. В расчетах получено, что в зимний период данное соотношение составляет 1,8, а в летний 3,5 [15]. При подборе ПКТН следует обращать внимание на соотношение стоимости тепловой и электрической энергии, и исходя из этого задавать минимально оправданные экономически коэффициенты преобразования ПКТН.

Исследование параметров АБТН для внедрения в тепловую схему ТЭЦ с турбинами ПТ-60-130 для получения дополнительного потока на подогрев се-

тевой воды показало, что экономически эффективна установка машины с отопительным коэффициентом не ниже 1,7, при условии обеспечения простого срока окупаемости не более 4 лет [16].

Также срок окупаемости внедрения зависит от числа часов работы оборудования [17]. Капитальные вложения в абсорбционные тепловые насосы окупаются в обоснованные сроки при их работе не менее 3,0 тысяч часов в год для промышленных потребителей, а для остальных типов потребителей и для меньшего числа часов работы. Парокомпрессионные – для всех типов потребителей при их работе более 4,0 тысяч часов в год [18].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основная масса исследований возможности утилизации низкотемпературных тепловых потоков на ТЭС – их использование для нагрева сетевой воды, а также подпиточной воды. Применительно к регенеративному их использованию, подробно изучены и внедрены только частные случаи – для станций с паровыми турбинами К-300.

Внедрение ТН в схему ТЭС позволяет повышать эффективность использования топлива, т. е. снижать расход топлива на выработку единицы энергии по сравнению с классическими схемами производства, и, соответственно, снижать стоимость тепловой и электрической энергии. Данный вопрос для Беларуси остается актуальным ввиду зависимости от импорта первичных энергоресурсов.

Не менее важным положительным эффектом применения ТН является снижение тепловой нагрузки на окружающую среду, снижение выбросов с дымовыми газами при неизменной выработке энергии. В варианте использования циркуляционной воды конденсатора – снижение расхода циркуляционной воды на градирни, следовательно, снижение затрат электроэнергии на привод циркуляционных насосов, также снижение интенсивности испарения в градирнях за счет подачи более холодной воды, соответственно снижение расхода подпиточной воды.

Все вышеперечисленное показывает, что следует уделить больше внимания данной тематике, рассмотреть конкретные примеры паровых турбин ТЭС для определения конкретных возможностей утилизации низкопотенциальных тепловых потоков в условиях ОЭС Беларуси.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Electricity mix [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ourworldindata.org/electricity-mix#fossil-fuels-what-share-of-electricity-comes-from-fossil-fuels>. Дата доступа: 14.02.2022.
2. Производство электрической энергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://belenergo.by/content/deyatelnost-obedineniya/proizvodstvo-elektricheskoy-energii/>. Дата доступа: 14.02.2022.
3. Орлов М. Е. Повышение эффективности ТЭЦ и подключенных к ним городских теплофикационных систем за счет структурно-технологической модернизации : дис. ... докт. техн. наук : 05.14.14 / М. Е. Орлов. – Ульяновск, 2017. – 337 с.

4. Zhang H. S. Performance analysis of the coal-fired power plant with combined heat and power (CHP) based on absorption heat pumps / H. S. Zhang, H. B. Zhao, Z. L. Li // *Journal of the Energy Institute*. – 2016. – № 89. – P. 70–80.
5. Altai Sh. Alingazin. Heat pump in a new modular configuration to recover low-grade heat emissions at enterprises / Altai Sh. Alingazin, Saule G. Alingazina, Mikhail G. Zhumagulov // *Web of Conferences*. – 2020. – № 178. – P. 1–5.
6. Романюк В. Н. Абсорбционные или парокомпрессионные тепловые насосы в схемах ТЭЦ / В. Н. Романюк, А. А. Бобич, С. В. Мальков // *Энергия и менеджмент*. – 2013. – № 4. – С. 18–21.
7. Романюк В. Н. Абсорбционные тепловые насосы в тепловой схеме ТЭЦ для повышения ее энергетической эффективности / В. Н. Романюк, Д. Б. Муслина, А. А. Бобич. и др. // *Энергия и менеджмент*. – 2013. – № 1. – С. 14–19.
8. Шидловская Д. К. Применение абсорбционных тепловых насосов в тепловой схеме турбоустановки Т-180/210-130 / Д. К. Шидловская, Г. Д. Седельников // *Международный студенческий научный вестник*. – 2016. – № 3. – С. 270–271.
9. Ефимов Н. Н. Анализ использования тепловых насосов на тепловых и атомных электростанциях / Н. Н. Ефимов, В. В. Папин, П. А. Малышев, Р. В. Безуглов // *Известия ВУЗов. Северо-кавказский регион*. – 2010. – № 4. – С. 35–39.
10. Романюк В. Н. Численное исследование тепловых схем ТЭЦ с помощью их топологических моделей / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. Объединений СНГ*. – 2016. – Т. 59, № 4. – С. 376–390.
11. Pashka V. Exergy method in combined system of heat supply thermal power station with district's heat pump / V. Pashka // *Ifost*. – 2013. – № 2. – P. 485–487.
12. Янченко И. В. Влияние абсорбционного теплового насоса на тепловую экономичность ТЭС и АЭС : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.14 / И. В. Янченко. – Новочеркасск, 2015. – 180 с.
13. Курнакова Н. Ю. О возможности повышения энергоэффективности тепловой схемы ТЭС с применением теплового насоса / Н. Ю. Курнакова, А. В. Нуждин, А. А. Волохонский // *Вестник ИрГТУ*. – 2018. – № 7. – С. 114–122.
14. Валиев Р. Н. Повышение эффективности парогазовой установки с котлом-утилизатором за счет включения в схему абсорбционного преобразователя теплоты / Р. Н. Валиев, Ш. Г. Зиганшин, Ю. В. Ваньков, Р. Р. Гарипов // *Проблемы энергетики*. – 2017. – Т.19, № 11–12. – С. 101–111.
15. Шаталов И. К. Подогрев добавочной цикловой воды с помощью ТНУ / И. К. Шаталов, Ю. А. Антипов // *Вестник РУДН*. – 2004. – № 1. – С. 60–65.
16. Романюк В. Н. Обоснование параметров АБТН для утилизации ВЭР на ТЭЦ с помощью пассивного эксперимента и определение соответствующих изменений различных оценок работы энергосистемы / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // *Энергия и менеджмент*. – 2016. – № 1. – С. 14–23.

17. Романюк В. Н. Развитие энергосбережения на котельных за счет утилизации низкотемпературных тепловых потоков охлаждения уходящих дымовых газов / В. Н. Романюк, А. А. Бобич / Энергоэффективность. – 2020.

18. Bruckner S. Industrial waste heat recovery technologies: An economic analysis of heat transformation technologies / S. Bruckner, S. Liu, L. Miro, M. Radspieler, L. F. Cabeza, E. Lavemann // Applied Energy. – 2015. – № 151. – P. 157–167.

УДК 621.165

РАСШИРЕНИЕ РЕГУЛИРОВОЧНОГО ДИАПАЗОНА ПАРОТУРБИННОГО  
ЭНЕРГОБЛОКА ЗА СЧЕТ АККУМУЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ В СИСТЕМЕ  
РЕГЕНЕРАЦИИ

EXPANDING OF THE REGULATION RANGE OF A STEAM TURBINE POWER  
UNIT DUE TO HEAT STORAGE IN THE REGENERATION SYSTEM

Качан С. А., к-т. техн. наук, доцент,

Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь

S. Kachan, Candidate of Technical Sciences, Docent,

Belarusian National Technical University, Minsk, Belarus

*Аннотация. Исследуется метод расширения регулировочного диапазона паротурбинного блока за счет аккумуляции теплоты в системе регенерации низкого давления. Описана тепловая схема. Произведена оценка увеличения пиковой мощности и глубины разгрузки на примере блока 300 МВт*

*Abstract. A method of expanding of the regulating range of a steam turbine power unit by accumulating heat in a low-pressure regeneration system is investigated. The description of the scheme is given. An assessment of the increase in peak power and unloading depth using the example of a 300 MW unit was made*

*Ключевые слова: паротурбинный энергоблок, регулировочный диапазон, аккумуляция теплоты, система регенерации, пиковая мощность, глубина разгрузки, блок 300 МВт*

*Key words: steam turbine power unit, control range, heat storage, regeneration system, peak power, unloading depth, 300 MW unit*

## ВВЕДЕНИЕ

Аккумуляция теплоты в системе регенерации паротурбинных установок является одним из экономичных путей расширения их регулировочного диапазона. Рассмотрим сущность этого метода и основные показатели его применения на примере энергоблока с паротурбинной установкой К-300-240 ЛМЗ.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Для расширения регулировочного диапазона энергоблока возможно при его разгрузке (в период провала графика электрических нагрузок энергосистемы) избыточный расход основного конденсата и питательной воды подогревать в системе регенерации турбоустановки, который затем запастись в горячем отсеке бака-аккумулятора. Из последнего в период работы турбоустановки с полной нагрузкой нагретую воду можно направлять в систему регенерации с одновременной подачей части основного конденсата после конденсатных насосов в холодный отсек бака-аккумулятора. Как результат при этом в период понижения

электрической мощности достигается углубление разгрузки турбоустановки, а в пики энергопотребления – получение дополнительной пиковой мощности.

Величину разгрузки  $\Delta N_{\text{пр}}$  и дополнительную пиковую мощность  $\Delta N_{\text{пик}}$  за счет аккумулярования в системе регенерации теплоты  $\Delta Q_{\text{рj}}$  в случае равенства длительности зарядки и разрядки аккумуляторов теплоты ( $T_{\text{пр}} = T_{\text{пик}}$ ) можно оценить по формулам [1]

$$\Delta N_{\text{пр}} = \Delta Q_{\text{рj}} \eta_{\text{э}} \xi_{\text{ср}}^{\text{пр}}; \quad (1)$$

$$\Delta N_{\text{пик}} = \Delta Q_{\text{рj}} \eta_{\text{э}} \xi_{\text{ср}}^{\text{пик}} \eta_{\text{ак}}, \quad (2)$$

где  $\xi_{\text{ср}}^{\text{пр}}, \xi_{\text{ср}}^{\text{пик}}$  – средние значения коэффициентов ценности теплоты [2] для регенеративных отборов, используемых для аккумулярования теплоты в провалы и пики нагрузок;

$\eta_{\text{э}}$  – электрический КПД турбоустановки;

$\eta_{\text{ак}}$  – КПД аккумулятора теплоты, учитывающий потери теплоты при ее аккумуляровании.

Тогда при разгрузке энергоблока за счет аккумулярования удельное снижение расхода теплоты на турбоустановку составит [1]

$$\Delta \bar{Q}_0 = (\eta_{\text{ак}} / \eta_{\text{э}}) \cdot (\xi_{\text{ср}}^{\text{пик}} / \xi_{\text{ср}}^{\text{пр}}). \quad (3)$$

Как видно, если пренебречь потерями теплоты в баке-аккумуляторе ( $\eta_{\text{ак}} = 1$ ), то при отношении  $\xi_{\text{ср}}^{\text{пик}} / \xi_{\text{ср}}^{\text{пр}} = 1$  значение  $\Delta \bar{Q}_0$  будет равно удельному расходу теплоты свежего пара при исходной нагрузке, то есть повышение маневренности энергоблока будет обеспечиваться без снижения среднесуточной его экономичности.

Максимальные значения  $\Delta Q_{\text{рj}}, \Delta N_{\text{пр}}$  и  $\Delta N_{\text{пик}}$  будут достигаться при подогреве дополнительного расхода питательной воды во всех регенеративных подогревателях, включая подогреватели высокого давления (ПВД). Однако в этом случае необходима установка дорогих баков-аккумуляторов питательной воды, работающих под высоким давлением, и специальных высоконапорных насосов для подачи воды из баков-аккумуляторов в тракт питательной воды, что снижает надежность, удорожает и усложняет питательную установку и увеличивает потребляемую ей мощность. При аккумуляровании теплоты в системе регенерации низкого давления, то есть в подогревателях низкого давления (ПНД) и деаэраторе, хотя и снижается диапазон регулирования нагрузки энергоблока, но существенно упрощается практическая реализация рассматриваемого метода.

Принципиальная схема паротурбинной установки с таким способом аккумулярования теплоты приведена на рис. 1.

Расчет экономической эффективности схемы приближенно можно произвести на основе замены системы регенерации турбины на участке ПНД – деаэратор условным подогревателем или с использованием коэффициентов ценности теплоты отборов. Значения  $\xi_{\text{ср}}^{\text{пр}}$  и  $\xi_{\text{ср}}^{\text{пик}}$  могут быть найдены для конкретной турбоустановки по средним температурам конденсата в процессах зарядки и разрядки аккумулятора, используя данные [2]. Например, для турбоустановки К-300-240 ЛМЗ расчеты показали, что данный способ аккумулирования теплоты в системе регенерации низкого давления позволяет увеличить регулировочный диапазон блока (в долях от номинальной мощности  $N_{\text{ном}}$ )

$$\Delta \bar{N}_{\text{рег}} = (\Delta N_{\text{пр}} + \Delta N_{\text{пик}}) / N_{\text{ном}}, \quad (4)$$

примерно на 6 %. При этом дополнительное снижение мощности в провал электрических нагрузок  $\Delta N_{\text{пр}} \approx 7,5$  МВт, а дополнительная пиковая мощность  $N_{\text{пик}} \approx 10,5$  МВт.

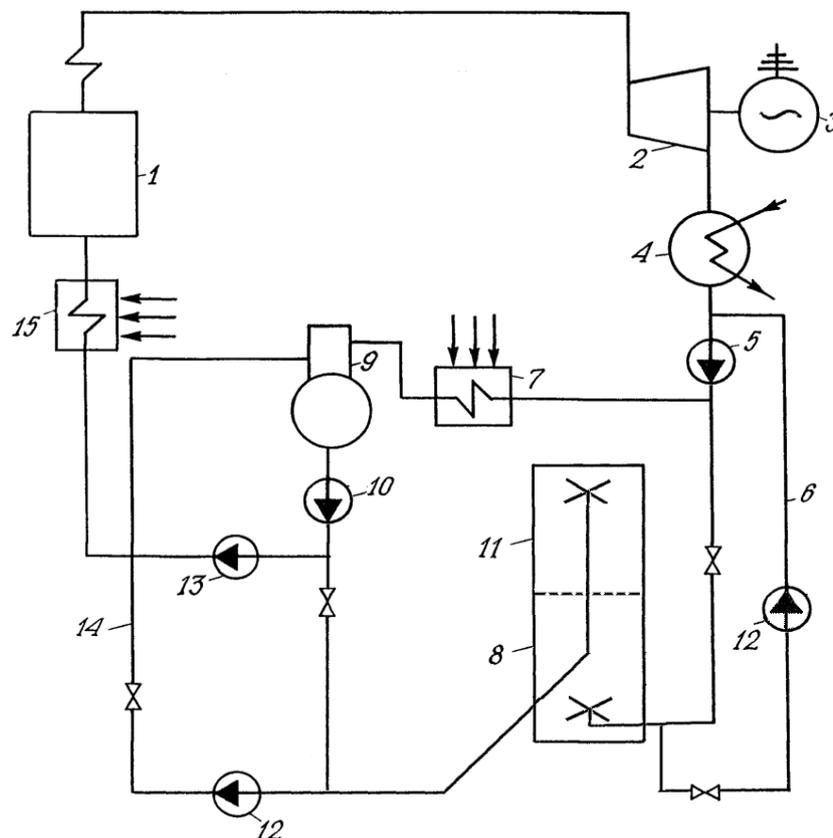


Рисунок 1 – Принципиальная схема с аккумулированием теплоты в системе регенерации низкого давления:

- 1 – паровой котел; 2 – турбина; 3 – генератор; 4 – конденсатор; 5 – конденсатный насос;  
 6 – конденсатопровод; 7, 15 – системы подогревателей низкого и высокого давления;  
 8, 11 – холодный и горячий отсеки бака-аккумулятора; 9 – деаэратор; 10 – бустерный насос;  
 12 – перекачивающий насос; 13 – питательный насос; 14 – трубопровод

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Расчет эффективности схемы должен учитывать, как возможность получения дополнительной пиковой мощности, так и снижение расхода топлива в провал нагрузок против альтернативного способа прохождения минимума нагрузки с помощью пуско-остановочного режима. Проведенный анализ показывает, что предлагаемый способ работы энергоблока является выгодным, так как обеспечивает экономию как топливных, так и капитальных затрат.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Маджед, Аль-Сбейх Аль-Махамид. Анализ маневренных характеристик энергоблоков и выбор схем ПГУ при расширении КЭС: дис. ... канд. тех. наук: 05.14.14 / А. А. Маджед. – БГПА – Минск, 1994. – 186 с.
2. Рубинштейн, Я. М. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС / Я. М. Рубинштейн, М. И. Щепетильников – М.: Энергоиздат, 1982. – 278 с.

УДК 621.644.07

АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ДЕФЕКТОВ ИЗОЛЯЦИОННОГО  
ПОКРЫТИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И ДАЛЬНЕЙШАЯ  
ОЦЕНКА ЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ  
ANALYSIS OF OPERATIONAL DEFECTS OF INSULATING COATING OF  
GAS DISTRIBUTION PIPELINES AND FURTHER ASSESSMENT OF ITS  
TECHNICAL CONDITION

Струцкий Н. В., заместитель начальника управления  
систем газоснабжения ГПО «Белтопгаз»,  
г. Минск, Беларусь

N. Strutsky, Deputy Head of the Department of Gas Supply Systems,  
Beltopgaz SPA, Minsk, Belarus

*Аннотация. Представлены результаты анализа многолетней динамики выявляемых дефектов изоляционных покрытий распределительных газопроводов. Указан наиболее характерный дефект для битумно-мастичного покрытия. Рассмотрена возможность интерпретации динамики изменения плотности дефектов для дальнейших выводов о техническом состоянии изоляции.*

*Abstract. The paper presents the results of the analysis of long-term dynamics of detected defects of insulating coatings of distribution gas pipelines. The most typical defect for bituminous mastic coating is indicated. The possibility of interpreting the dynamics of changes in the density of defects for further conclusions about the technical condition of the insulation has been considered.*

*Ключевые слова: распределительный газопровод, изоляционное покрытие, плотность дефектов, микротрещины, анализ*

*Key words: distribution gas pipeline, insulating coating, defect density, microcracks, analysis*

## ВВЕДЕНИЕ

Концепцией Национальной стратегии устойчивого развития Республики Беларусь на период до 2035 года в качестве стратегической цели топливно-энергетического комплекса определено удовлетворение потребностей экономики и населения страны в энергоносителях на основе их максимально эффективного использования при снижении нагрузки на окружающую среду. Основная задача в газовой сфере – поддержание производственных фондов на уровне, обеспечивающем безопасное энергоснабжение[1].

Даже с учетом ввода в эксплуатацию БелАЭС и связанными с этим существенными изменениями в топливно-энергетическом балансе страны, природный газ надолго сохранит свою важную роль, в том числе и в производстве тепловой и электрической энергии. Сохранит свою значимость и соответствующая инженерная инфраструктура.

В этой связи, Государственным производственным объединением по топливу и газификации «Белтопгаз» уделяется особое внимание вопросам повы-

шения уровня надежности и безопасности газораспределительной системы (как доставляющей газ непосредственно до потребителя), оценки и прогнозирования технического состояния составляющих ее элементов.

Одним из таких элементов является защитное противокоррозионное покрытие стальных подземных распределительных газопроводов.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Газораспределительная система – производственный комплекс, входящий в систему газоснабжения и состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для организации снабжения газом непосредственно потребителей газа [2].

Основу, «костяк» системы составляют около 65,0 тыс. км распределительных газопроводов.

Из них 29,8 тыс. км газопроводов (в значительной своей части, это газопроводы высокого давления и больших диаметров, обладающие высокой пропускной способностью и несущие основную нагрузку по расходам газа) являются стальными.

К техническому состоянию данных газопроводов предъявляются повышенные требования, в том числе, в части обеспечения защиты от коррозии. Коррозия представляет опасность снижения уровня надежности и безопасности газопроводов вследствие их повреждения и разгерметизации.

Используется пассивная и активная (электрохимическая) защита от коррозии.

Следует отметить высокий уровень защищенности стальных подземных распределительных газопроводов ГПО «Белтопгаз» средствами ЭХЗ – под активной защитой находятся 26,5 тыс. км (88,9 %).

Все без исключения стальные подземные распределительные газопроводы обеспечены на всем протяжении защитными покрытиями:

- битумно-мастичными;
- на основе липких лент холодного нанесения (единичные объекты);
- на основе термоусаживающихся лент;
- из экструдированного полиэтилена.

С 2003 года в системе объединения при строительстве стальных подземных газопроводов применяются только современные, наилучшие по своим характеристикам покрытия на основе экструдированного полиэтилена и термоусаживающихся лент.

Однако, учитывая, что к этому моменту широкое распространение получили полиэтиленовые трубы и объем вновь вводимых стальных газопроводов существенно снизился, битумно-мастичная изоляция остается для стальных газопроводов преобладающим (около 90 %), а для стальных газопроводов старше 40 лет – практически единственным типом наружного защитного покрытия.

Именно для битумно-мастичной изоляции вопрос оценки и прогнозирования технического состояния актуален в наибольшей степени.

Одним из основных и наиболее эффективных видов эксплуатационного контроля состояния подземных газопроводов является периодическое прибор-

ное техническое обследование (или комплексное приборное обследование – КПО), включающее в себя выявление мест повреждений изоляционного покрытия и утечек газа приборными методами, без вскрытия трубопровода.

Для обследования изоляционных покрытий применяются такие приборы как искатель повреждений изоляции трубопроводов ИПИТ различных модификаций, комплекс поисково-диагностический «Прогресс» ФК-01, и другие.

Обследование производится каждые 5 лет (в обычном случае), 3 года (для переходов газопроводов через судоходные водные преграды), 1 год (для переходов через автомобильные и железные дороги, назначении на капитальный ремонт и в некоторых других случаях). Для газопроводов, техническое состояние которых при очередном обследовании признано недостаточно надежным, периодичность обследования устанавливается индивидуально.

Выявленные дефекты изоляции газопроводов в зонах опасного влияния блуждающих токов и на расстоянии менее 15 м от административных, общественных и жилых зданий, устраняются в течение 1 месяца после обнаружения, а в остальных случаях – не позднее трех месяцев [3].

Следует отметить, что Беларусь – единственная страна на постсоветском пространстве, где указанный жесткий режим обязательного устранения дефектов изоляции сохранялся и соблюдался на всем протяжении жизни газораспределительной системы – от ввода газопровода в эксплуатацию, и по настоящее время, для всех объектов без исключения.

Это оказало безусловное положительное влияние на техническое состояние стальных подземных газопроводов. Другой взаимосвязанный аспект – ежегодно гарантированно производилось несколько тысяч вскрытий газопроводов, при которых осуществлялось непосредственное наблюдение и изучение дефектов изоляции, их документирование и типизация.

Таким образом, накапливался значительный массив данных, в том числе, на протяжении ряда последних лет, с использованием возможностей специализированных программных комплексов [4].

Изоляционные покрытия могут нарушаться как в процессе строительства трубопровода, так и в процессе его эксплуатации под воздействием внешних и внутренних факторов. По результатам многолетних наблюдений за состоянием изоляции при вскрытии газопроводов, к основным эксплуатационным дефектам можно отнести отслоение изоляции, микротрещины, продавливание твердыми включениями и предметами, повреждения корнями растений.

Также, можно указать тип дефекта, характерный именно для битумно-мастичной изоляции – микротрещины. Этот же тип и наиболее связан с деградацией внутренней структуры покрытия вследствие как температурных и механических воздействий, так и возрастного охрупчивания, являясь своего рода индикатором старения изоляции на основе битумных мастик.

Для общей характеристики изоляционного покрытия целесообразно использовать относительное распределение дефектов по длине трубопровода, то есть удельную плотность дефектов изоляции на единицу длины контролируе-

мого участка –  $D_{\text{деф}}$ , дефект/км. Данный показатель напрямую отражает текущее техническое состояние защитного покрытия.

Динамика изменения плотности дефектов (в том числе, конкретно микротрещин) для стальных распределительных газопроводов ГПО «Белтопгаз» в период с 2010 по 2021 год показаны на рис. 1.

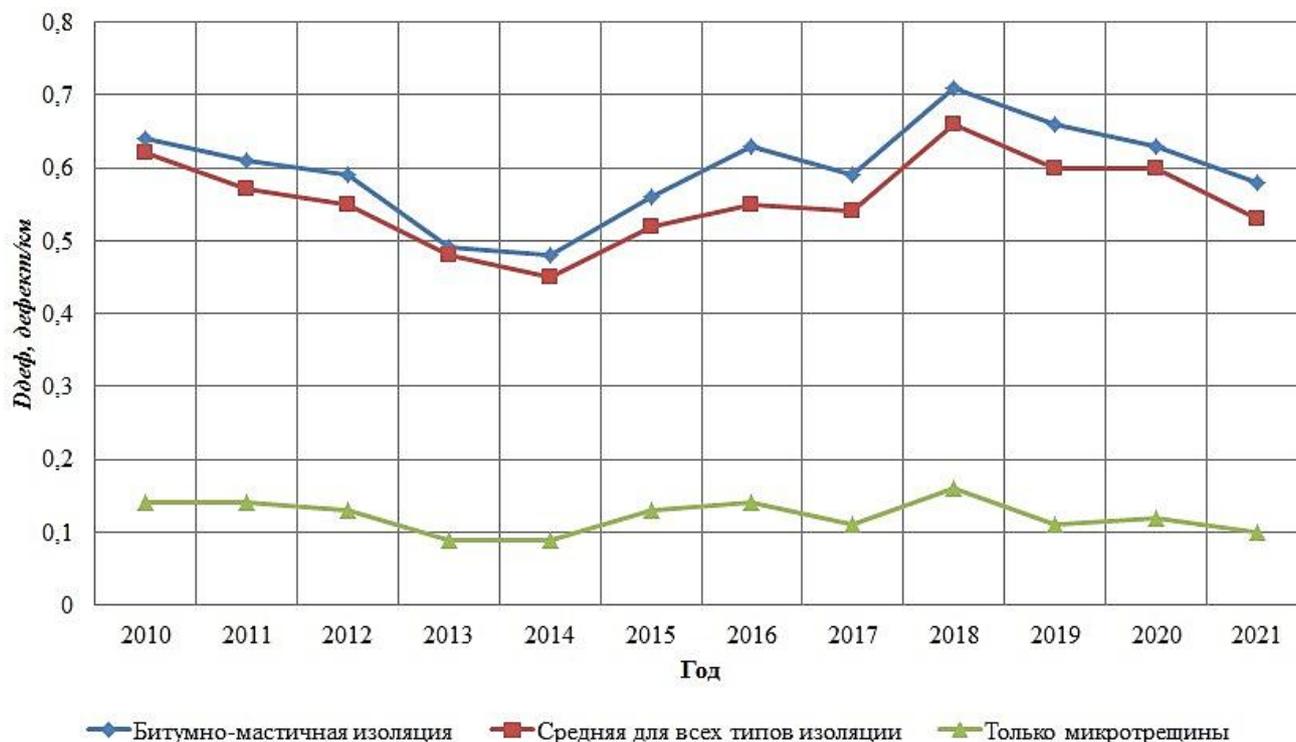


Рисунок 1 – Динамика изменения удельной плотности дефектов изоляции

Как видно на графике, удельная плотность дефектов для битумно-мастичной изоляции стальных распределительных газопроводов до настоящего времени практически остается в диапазоне значений  $0,6 \pm 0,1$  дефекта на километр.

Удельная плотность выявленных микротрещин покрытия укладывается в диапазон  $0,125 \pm 0,035$  дефекта на километр.

Безусловно, на колебания значения плотности дефектов изоляции определенное влияние оказывают характеристики конкретных объектов, попадающих под очередное обследование (возраст газопровода, качество строительства, условия эксплуатации), однако очевидно, что динамика данного показателя в целом имеет спокойный характер, без признаков ухудшения ситуации.

То же самое можно сказать и о таком характерном типе повреждений защитного покрытия, как микротрещины.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, представленные результаты анализа многолетней динамики выявляемых дефектов изоляционных покрытий распределительных газопроводов свидетельствуют в пользу вывода об их стабильном техническом состоя-

нии и отсутствии признаков начала процесса деградации битумно-мастичных защитных покрытий в масштабах республики.

В целом, использование массива накопленных в процессе эксплуатации данных о тех или иных повреждениях объектов и элементов газораспределительной системы является перспективным направлением для повышения точности оценки и прогнозирования их технического состояния, и требует дальнейшего изучения.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Концепция Национальной стратегии устойчивого развития Республики Беларусь на период до 2035 года. – Минск: Министерство экономики Республики Беларусь, 2018. – 82 с.

2. О газоснабжении: Закон Респ. Беларусь, 4 января 2003 г., № 176-З: в ред. Закона Респ. Беларусь от 24.05.2021 г. // ЭТАЛОН-ONLINE [Электронный ресурс] / Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2006 – 2022.

3. Правила обеспечения промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь. – Минск, 2017. – 218 с.

4. Струцкий Н. В., Васильев В. Ю. Единая автоматизированная система ГПО «Белтопгаз». От идеи к результату // «Энергетическая стратегия». – 2017. – № 3 (57) – С. 52–55.

УДК 621-55.001.24

НАСТРОЙКА КАСКАДНОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ С УЧЕТОМ ДИНАМИКИ ВНУТРЕННЕГО КОНТУРА  
SETTING UP THE CASCADE SYSTEM OF AUTOMATIC REGULATION TAKING INTO ACCOUNT THE DYNAMICS OF THE INTERNAL LOOP

Кулаков Г. Т., д-р тех. наук, профессор, Кулаков А. Т., к-т тех. наук, доцент,  
Воюш Н. В., ст. преподаватель,  
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
G. Kulakov, Doctor of Technical Sciences, Professor, A. Kulakov, Candidate of  
Technical Sciences, Associate Professor, N. Voyush, Senior Lecturer  
Belarusian National Technical University, Minsk, Belarus

*Аннотация. В энергетике широкое распространение получили двухконтурные системы автоматического регулирования: системы с дифференцированием промежуточного сигнала и каскадные. Расчет параметров динамической настройки таких систем обычно основан на том, что переходные процессы внутреннего контура системы не оказывают влияния на динамику внешнего контура. Однако в большинстве случаев взаимное влияние переходных процессов контуров присутствует. Так как переходные процессы каскадной системы автоматического регулирования (КСАР) при основных воздействиях практически адекватны, то далее изложена методика расчета параметров КСАР с учетом динамики внутреннего контура со стабилизирующим регулятором.*  
*Abstract. Two-circuit automatic control systems are widely used in the power industry: systems with intermediate signal differentiation and cascade systems. The calculation of dynamic tuning parameters of such systems is usually based on the fact that transients of the internal circuit of the system do not affect the dynamics of the external circuit. However, in most cases, the mutual influence of the transients of the contours is present. Since the transients of the cascade automatic control system (CACS) under the main influences are practically adequate, the following is a method for calculating the parameters of the CACS, taking into account the dynamics of the internal circuit with a stabilizing regulator.*

*Ключевые слова: система, регулирование, оптимизация, учет динамики контуров*

*Key words: system, regulation, optimization, taking into account the dynamics of contours*

## ВВЕДЕНИЕ

Исследование переходных процессов КСАР теплоэнергетических объектов при основных воздействиях показало, что при большой инерционности опережающего участка объекта регулирования динамика внутреннего контура со стабилизирующим регулятором (СР) оказывает влияние на качество переход-

ных процессов внешнего контура. В связи с этим актуальным является проблема повышения качества регулирования КСАР с учетом динамики внутреннего контура.

### ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Структурная схема каскадной системы автоматического регулирования на базе переходных функций оптимальных регуляторов с учетом динамики внутреннего контура приведена на рис. 1.

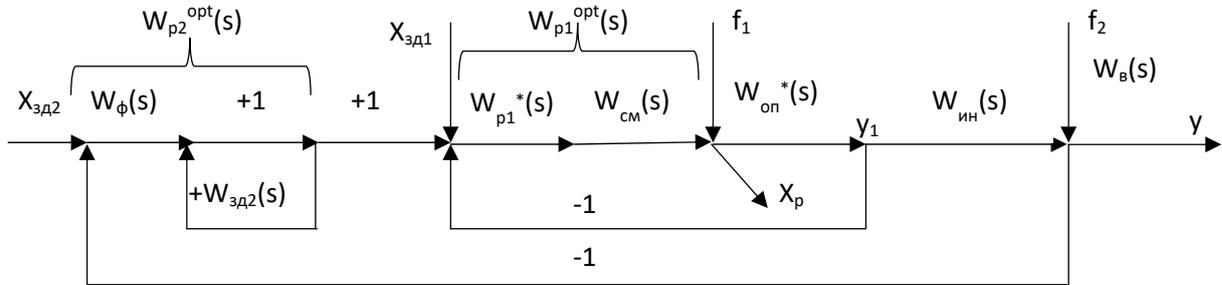


Рисунок 1 – Структурная схема предлагаемой каскадной системы автоматического регулирования на базе передаточных функций оптимальных регуляторов с учетом динамики внутреннего контура:

$y, y_1$  – соответственно основная и промежуточная регулируемые величины;  
 $x_{зд2}, x_{зд1}$  – заданные значения основной и промежуточной регулируемых величин;  
 $W_{см}(s)$  – сервомотора,  $W_{оп}^*(s)$  – опережающего участка объекта регулирования;  
 $W_{ин}(s)$  – инерционного участка объекта регулирования;  $W_{в}(s)$  – крайнего внешнего возмущения;  $W_p^*(s)$  – та часть передаточной функции стабилизирующего регулятора, которая не содержит передаточной функции сервомотора;  $W_{p1}^{opt}(s)$  – оптимального стабилизирующего регулятора;  $W_{\phi}(s)$  – компенсатора той части передаточной функции эквивалентного объекта с учетом динамики внутреннего контура, которая не содержит запаздывания по каналу регулирующего воздействия;  $W_{зд2}(s)$  – заданная передаточная функция критерия оптимальной отработки скачка задания  $x_{зд2}$ ;  $x_p$  – регулирующее воздействие;  $f_1, f_2$  – соответственно внутреннее и внешнее возмущения

Структурная схема типовой каскадной САР без учета динамики внутреннего контура (ТКСАР) приведена на рис. 2.

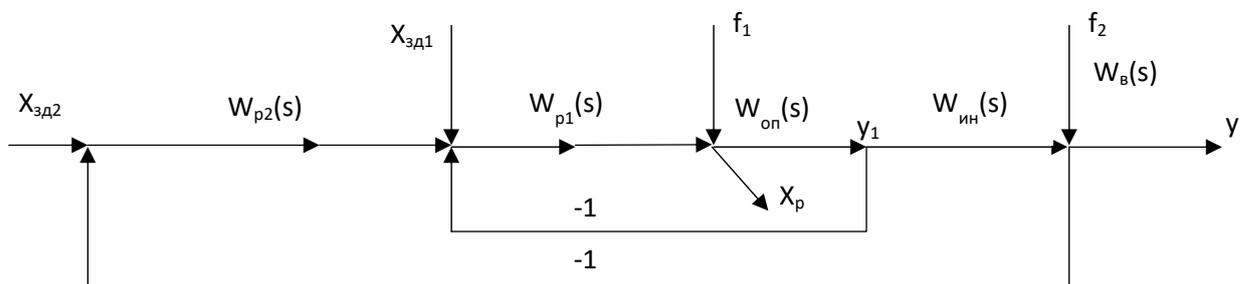


Рисунок 2 – Структурная схема ТКСАР:

$W_{p1}(s), W_{p2}(s)$  – соответственно передаточная функция стабилизирующего и корректирующего регуляторов; остальные обозначения как на рис. 1

Расчет параметров оптимальной динамической настройки стабилизирующего регулятора (СР) производят по методу частичной компенсации (МЧК) на отработку внутренних возмущений по передаточной функции опережающего участка [1]:

$$W_{\text{оп}}(s) = \frac{k_{\text{оп}}}{(T_{\text{оп}}s + 1)(\sigma_{\text{оп}}s + 1)} = \frac{1,8}{(0,24s + 1)(0,065s + 1)}. \quad (1)$$

Передаточная функция СР ТКСАР равна:

$$W_{p1}(s) = \frac{k_{p1}(T_{\text{и1}}s + 1)}{T_{\text{и1}}s}, \quad (2)$$

где  $k_{p1} = 1,9 \text{ T/Ч} / \text{°C}$  – коэффициент передачи СР;

$T_{\text{и1}} = 0,186$  мин – время интегрирования СР.

Передаточная функция корректирующего регулятора (КР) ТКСАР:

$$W_{p2}(s) = \frac{k_{p2}(T_{\text{и2}}s + 1)}{T_{\text{и2}}s}, \quad (3)$$

где  $k_2 = 0,47$  – коэффициент передачи КР;

$T_{\text{и2}} = 1,4$  мин – время интегрирования, рассчитанные по методу полной компенсации в частном виде при коэффициенте демпфирования  $\xi = 1/\sqrt{2}$  [1].

Передаточная функция эквивалентного объекта внутреннего контура предлагаемой КСАР (рис. 1) будет представлена реальным интегрирующим звеном:

$$W_{\text{эки}}(s) = W_{\text{СМ}}(s)W_{\text{оп}}^*(s) = \frac{k_{\text{оп}}}{T_{\text{СМ}}s(T_{\text{оп}}^*s + 1)} = \frac{1,8}{0,42s(0,305s + 1)}. \quad (4)$$

Так как передаточная функция эквивалентного объекта (4) второго порядка, то передаточная функция оптимального регулятора для этого объекта примет вид [2]:

$$W_{p1}^*(s) = [W_{\text{эки}}(s)]^{-1} W_{\text{зд1}}^{\text{PC}(n=1)}(s) = \frac{T_{\text{СМ}}s(T_{\text{оп}}^*s + 1)}{k_{\text{оп}}2T_{\text{зд1}}s\left(\frac{T_{\text{зд1}}}{2}s + 1\right)} = \frac{T_{\text{СМ}}}{2k_{\text{оп}}T_{\text{зд1}}} \cdot \frac{T_{\text{оп}}^*s + 1}{\frac{T_{\text{зд1}}}{2}s + 1}, \quad (5)$$

который представляет собой реальный ПД-регулятор.

При  $T_{\text{зд1}} = 0,09 \cdot T_{\text{оп}}^* = 0,027$  мин коэффициент передачи ПД-регулятора будет равен  $k_{p1} = 4,3$ , а заданная передаточной функцией внутреннего контура КСАР при обработке скачка задания СР будет равна [2]:

$$W_{зд1}(s) = \frac{1}{(T_{зд1}s + 1)^2}. \quad (6)$$

С учетом передаточной функции (6) передаточная функция эквивалентного объекта внешнего контура примет вид:

$$W_{эkv2}(s) = W_{зд1}(s)W_{ин}(s) = \frac{k_{ин} e^{-\tau_y s}}{(T_{зд1}s + 1)^2 (T_{ин}s + 1)(\sigma_{ин}s + 1)}. \quad (7)$$

где  $T_{ин}$ ,  $\sigma_{ин}$  – соответственно большая и меньшая постоянные времени передаточной функции инерционного участка объекта:

$$W_{ин}(s) = \frac{k_{ин} e^{-\tau_y s}}{(T_{ин}s + 1)(\sigma_{ин}s + 1)}. \quad (8)$$

С учетом передаточной функции (7) передаточная функция оптимального корректирующего регулятора примет следующий вид [2]:

$$W_{p2}^{opt}(s) = W_{\phi}^0(s) = \frac{1}{1 - W_{зд2}^0(s)e^{-\tau_y s}} \quad (9)$$

где  $W_{\phi}^0(s) = \frac{W_{зд2}^0(s)}{W_{эkv}^0(s)}$  – передаточная функция компенсатора динамики той части

эквивалентного объекта регулирования (7), которая не содержит запаздывания;

$W_{зд2}^0(s) = W_{зд2}^0(s)e^{-\tau_y s}$  – заданная передаточная функция критерия оптимальной отработки скачка задания корректирующего регулятора, равная с учетом передаточной функции (7) [2]:

$$W_{зд2}(s) = \frac{e^{-\tau_y s}}{(T_{зд2}s + 1)^3} = \frac{e^{-1,15s}}{(0,17s + 1)^3}. \quad (10)$$

Здесь  $T_{зд2}$  – единственный параметр оптимальной динамической настройки корректирующего регулятора, рассчитанный по формуле:

$$T_{\gamma 2}(s) = \gamma \cdot \tau_y = 0,146 \cdot 1,15 = 0,17 \text{ мин}, \quad (11)$$

где  $\gamma$  – весовой коэффициент из ряда чисел пропорции золотого сечения, если за целое принимаем  $\tau_y$  [2].

При этом передаточная функция компенсатора с учетом (7) и (10) будет равна:

$$W_{\phi 2}(s) = \frac{W_{\text{зд}2}^0(s)}{W_{\text{эКВ}2}^0(s)} = \frac{(T_{\text{ин}}s + 1)(\sigma_{\text{ин}}s + 1)(T_{\text{зд}1}s + 1)^2}{k_{\text{ин}}(T_{\text{зд}2}s + 1)^4}. \quad (12)$$

Схемы моделирования типовой и предлагаемых САР приведены на рис. 3, а графики переходных процессов при основных воздействиях – на рис. 4.

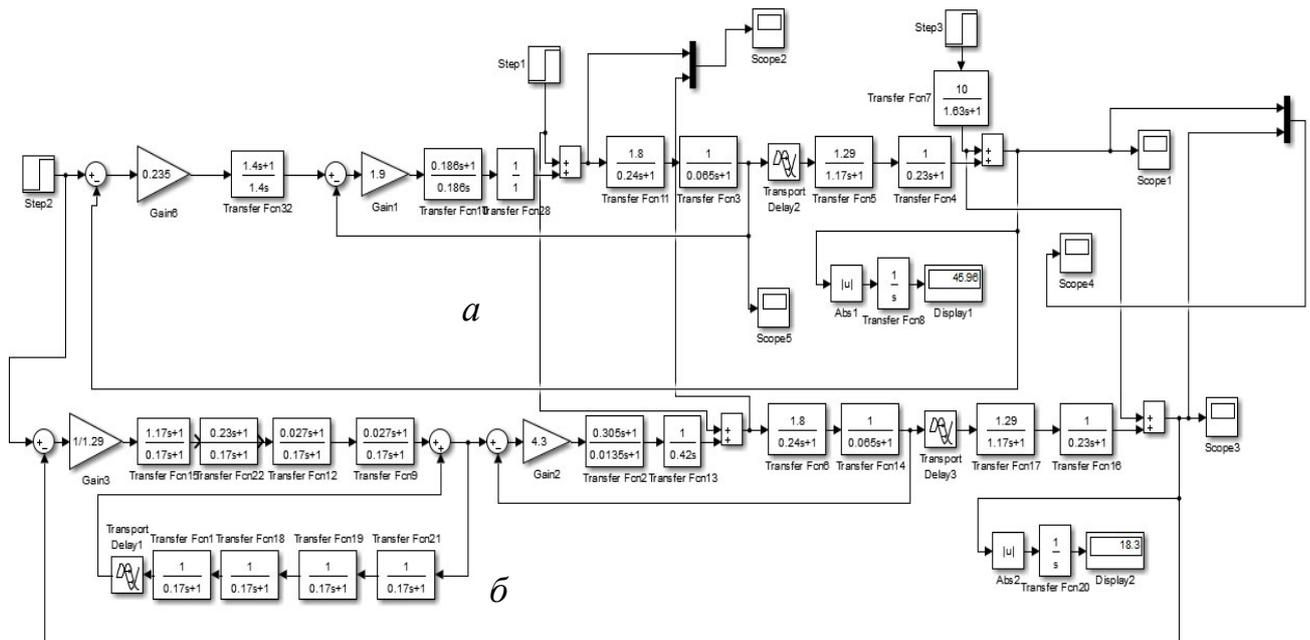


Рисунок 3 – Схемы моделирования типовой каскадной САР (а) и предлагаемой (б) на базе передаточных функций оптимальных регуляторов в пакете Simulink

Из анализа графиков переходных процессов следует, что при отработке скачка задания время регулирования предлагаемой САР в 2,8 раза меньше, чем у типовой (рис. 4а). При отработке внутреннего возмущения время регулирования уменьшается в 2 раза, а площади модуля ошибки регулирования ( $S_1 \cong S_2$ ) примерно одинаковы (рис. 4в).

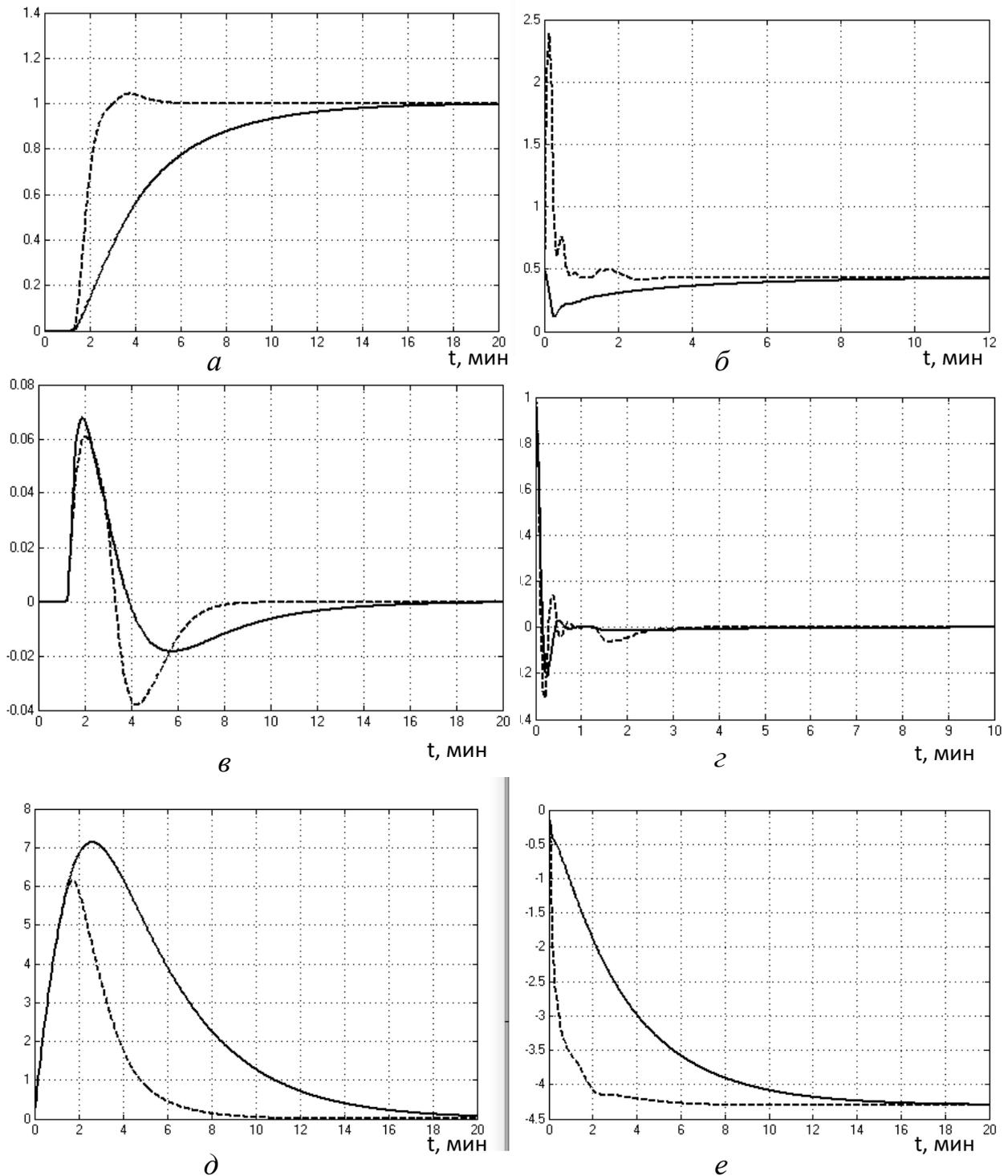


Рисунок 4 – Графики переходных процессов типовой и предлагаемой САР при основных воздействиях:

сплошные линии – типовая каскадная САР; пунктирные линии – предлагаемая каскадная САР на базе передаточных функций оптимальных регуляторов

При обработке скачка крайнего внешнего возмущения (рис. 4д) время регулирования предлагаемой КСАР сокращается также в 2 раза по сравнению с типовой.

При этом площадь ошибки регулирования уменьшается в 2,5 раза, а максимальная динамическая ошибка регулирования сокращается всего на 16,3 %.

Графики изменения регулирующих воздействий предлагаемых САР при отработке скачка задания  $x_{зд2}$  (рис. 4б), внутреннего возмущения  $f_1$  (рис. 4г) и внешнего возмущения  $f_2$  (рис. 4е) отличаются от соответствующих графиков типовой КСАР увеличенной скоростью изменения регулирующего воздействия  $x_p$  и меньшим временем переходного процесса.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные теоретические исследования, а также результаты моделирования переходных процессов в пакете Simulink позволили утверждать, что разработанная на базе передаточных функций оптимальных регуляторов с учетом динамики сервомотора стабилизирующего регулятора и внутреннего контура каскадная САР (КСАР) позволяет существенно улучшить качество регулирования при основных воздействиях. В результате чего предложенный метод настройки КСАР и выбора структуры реализации регуляторов можно рекомендовать для широкого внедрения на тепловых электрических станциях.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Кузьмицкий, И. Ф. Теория автоматического управления: учебное пособие для студентов специальности «Автоматизация технологических процессов и производств», «Автоматизация паротурбинных установок и ядерных реакторов АЭС», «Информационные технологии и управление в технических системах» / И. Ф. Кузьмицкий, Г. Т. Кулаков. – Минск: БГТУ, 2010 – 574 с.
2. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами: учебное пособие / Г. Т. Кулаков [и др.]; под ред. Г. Т. Кулакова. – Минск: Вышэйшая школа, 2017 – 238 с.

УДК 620.92

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА НА ТЭЦ  
В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ БЕЛОРУССКОЙ АЭС  
IMPROVING THE EFFICIENCY OF FUEL USE AT THE CHP IN THE  
CONDITIONS OF OPERATION OF THE BELARUSIAN NPP

Бобич А. А., к-т техн. наук, Василевский И. В., Яцухно Я. С.,  
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
A. Bobich, Candidate of Technical Sciences, I. Vasilevsky, Ya. Yatsukhno,  
Belarusian national technical university, Minsk, Belarus

*Аннотация. Повышение эффективности использования первичных энергоресурсов является общей актуальной задачей большинства стран, поскольку потребительская способность человечества в целом растет, а наращивание добычи первичных энергоресурсов, в силу наличия ряда проблем, невозможно.*

*Данная тема и рассматривается в научной работе.*

*Abstract. Improving the efficiency of the use of primary energy resources is a common urgent task for most countries, since the consumer capacity of humanity as a whole is growing, and increasing the production of primary energy resources, due to the presence of a number of problems, is impossible. This topic is considered in the scientific work.*

*Ключевые слова: аккумуляторы, утилизация, АБТН, экономичность энергетики*  
*Keywords: recycling, ABTN, energy efficiency*

## ВВЕДЕНИЕ

Доля использования природного газа на энергоустановках в Республике Беларусь, к которым относятся паротурбинные ТЭЦ и мини-ТЭЦ, преобладает в производстве преобразованных энергетических потоков и составляет 43 %, (данная величина получается сложением доли ТЭЦ – 35,5 % и доли ТЭЦ, мини-ТЭЦ, ГТУ, ГПА предприятий – 7,5 %), что представлено на рис. 1.

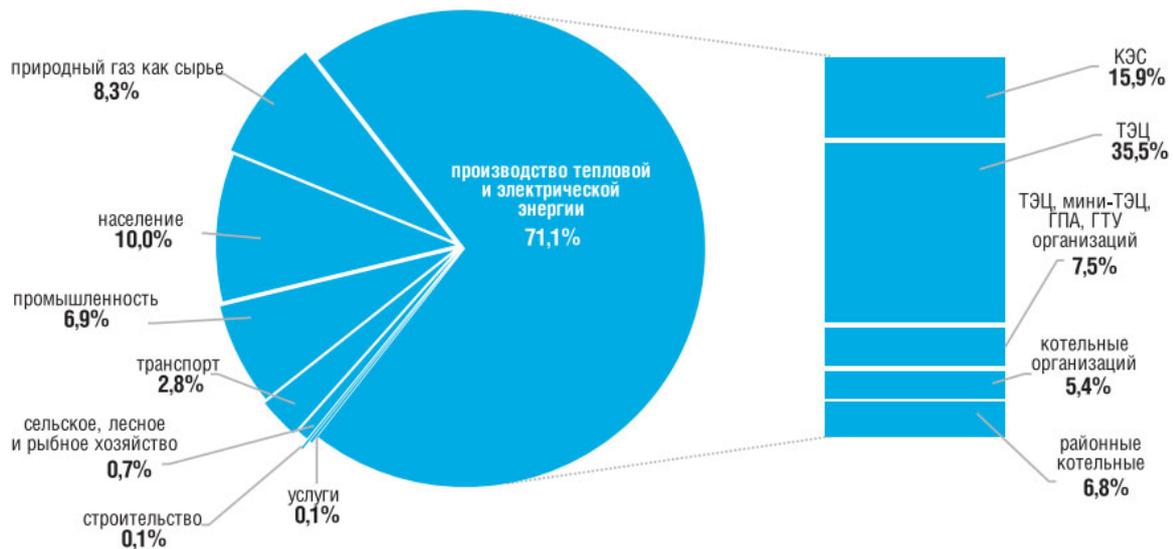


Рисунок 1 – Структура потребления природного газа (за 2017 год)

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

На сегодняшний день в энергосистеме РБ проявляется тенденция ввода парогазовых конденсационных установок с удельным расходом топлива (УРТ) на выработку электроэнергии около 220 г/(кВт·ч), что соизмеримо со значением УРТ паротурбинных ТЭЦ республики. Приведенный факт в совокупности с постоянно меняющейся ситуацией на рынке энергоресурсов обострил вопрос повышения эффективности работы паротурбинных ТЭЦ и обусловил необходимость повышения их эффективности с помощью наименее затратных проектов. К таким решениям, что вполне очевидно, предъявляется требование по сохранению их актуальности в случае дальнейшего перевода ТЭЦ на парогазовую технологию. Сюда же можно отнести такие нововведения как интеграция в состав ТЭЦ тепловых аккумуляторов и перевод турбогенераторов на работу с ухудшенным вакуумом [2].

Однако эти методы по тем или иным причинам не всегда приемлемы. Альтернативой для перехода на ухудшенный вакуум является применение абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов (АБТН), которое не требует каких-либо изменений в конструкции турбоустановки.

Приведем возможные варианты применения АБТН в схеме ТЭЦ. В тепловой схеме турбогенератора существуют несколько тепловых потоков, рассеиваемых в окружающей среде. На примере турбогенератора ПТ-60 таковыми являются: потоки охлаждения циркуляционной воды мощностью 7,3 МВт, потоки систем охлаждения генератора и масла общей мощностью 0,47 МВт. Вышеперечисленные тепловые потоки, имеющие суммарную мощность 7,8 МВт, направляются в АБТН с циркуляционной водой, где происходит ее охлаждение на 4 °С, что представлена на схеме (рис. 2).



рядка 3 млн USD. Для ТЭЦ, работающей при числе часов работы турбогенератора 7,5 тыс. в год, срок возврата инвестиций и другие показатели определяются снижением потребления природного газа на 11,9 тыс. т у.т. при постоянной тепловой нагрузке и снижении мощности генерации электроэнергии на 4,7 МВт. Себестоимость электроэнергии на ТЭЦ и средневзвешенный тариф соответственно равны 51,4 и 88,5 USD/(МВт·ч).

При стоимости природного газа 244 USD за т.у.т. годовой экономический эффект непосредственно для ТЭЦ обеспечивает срок возврата инвестиций 2,3 года, динамический срок окупаемости при ставке дисконтирования 20 % составляет 2,8 года, а внутренняя норма рентабельности – 42 % [3].

Системная годовая экономия топлива в результате реализации проекта может составить 5,5 тыс. т у.т., при неизменном потреблении тепловой энергии и электроэнергии. Экономический годовой эффект от системного снижения потребления природного газа оценивается в 1,3 млн USD. Простой срок окупаемости составляет 2,7 года, динамический срок окупаемости при ставке дисконтирования 20 % составляет 4,3 года, внутренняя норма рентабельности – 35 %.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Утилизация низкотемпературных тепловых потоков в настоящее время является для Беларуси перспективной задачей, решение которой при должном подходе может обеспечить снижение импорта природного газа на величину до 3 млн т у.т. в год, т. е. до 12 %.

Одним из возможных вариантов этой задачи является блокирование рассеяния энергии в тепловых схемах ТЭЦ, что достигается интеграцией в них АБТН. При этом имеют место высокие технико-экономические показатели, обеспечивающие инвестиционную привлекательность проекта.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Романюк В. Н., Бобич А. А., Коломыцкая Н. А., Муслина Д. Б., Романюк А. В. Эффективное обеспечение графика нагрузок энергосистемы // Энергия и Менеджмент. – 2012. – № 1. – С. 13–20.
2. Малашенко М. П. Диверсификация возможных решений обеспечения надежной работы энергосистемы в условиях ввода в строй Белорусской АЭС / М. П. Малашенко, А. А. Сенюков, В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергоэффективность. – 2018. – № 5. – С. 8–14.
3. Романюк В. Н. Абсорбционные тепловые насосы в тепловой схеме ТЭЦ для повышения ее энергетической эффективности / В. Н. Романюк [и др.] // Энергия и Менеджмент. – 2013. – № 1.

УДК 628.336.5

ПРОТОЧНЫЕ ФЕРМЕНТЕРЫ ВЕРТИКАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ  
FLOW FERMENTERS OF VERTICAL DESIGN

Прокопеня И. Н. ст. преподаватель,  
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
I. Prokopenya, Senior Lecturer, Belarusian national technical university,  
Minsk, Belarus

*Аннотация.* В работе рассмотрен вопрос перехода от проточно-накопительной технологии сбраживания субстрата к полностью проточной схеме с применением вертикальных ферментеров (колонн). Описаны конструктивные особенности организации перемешивания в вертикальных колоннах. Отражены основные преимущества и недостатки такой технологии получения биогаза.

*Abstract.* The paper considers the issue of transition from the flow-accumulative technology of substrate fermentation to a fully flow-through scheme using vertical enzymes (columns). The design features of air organization in vertical columns are described. The main advantages and development of such a biogas technology are reflected.

Ключевые слова: ферментер, метантенк, биореактор, бактерии, биогаз, проточная схема, барботаж

Keywords: fermenter, digester, bioreactor, bacteria, biogas, flow diagram, bubbling

## ВВЕДЕНИЕ

С постоянным сокращением доли потребления углеродного ископаемого топлива и постепенным переходом на новые виды энергоносителей без «углеродного следа» важную роль начинают играть альтернативные возобновляемые источники энергии – так называемые технологии «зеленой энергетики». При производстве топлива или прямом преобразовании в тепловую энергию в таком случае используется накопленная в результате фотосинтеза энергия, содержащаяся в биомассе высших растений. Одним из перспективных конечных продуктов «зеленой энергетики» является биогаз [1]. Задача получения биогаза как одного из альтернативных источников энергии с использованием растительного сырья и отходов предприятий по переработке сельхозпродукции, взамен исчерпаемых видов энергетического сырья: нефти, угля, природного газа, является важной частью общей проблемы устойчивого развития любого государства. В основе биогазовой технологии лежат процессы анаэробного сбраживания органических отходов и сточных вод [2]. Процессы сбраживания протекают в специальных установках – биореакторах или ферментерах. Сырье, используемое в таких установках для генерации биогаза из органических веществ, называется субстратом.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Различные технологии производства биогаза можно свести к нескольким вариантам с точки зрения технологических характеристик процесса. Одним из основных принципиальных различий в работе разных установок является способ наполнения ферментера:

- биореакторы с непрерывной загрузкой (проточные);
- биореакторы с порционной загрузкой.

Для метода порционной подачи характерно наполнение ферментера за один прием. Порция проходит брожение до конца заданного для этого времени, на протяжении которого субстрат не добавляют и не вынимают. Производство газа начинается после наполнения, достигает максимальной производительности, после чего начинает падать. Под конец, по истечению заданного времени брожения, бродильная камера опустошается также за один прием [3]. При этом часть сброженного субстрата возвращают обратно, чтобы привить «разработанные» бактерии.

При непрерывной загрузке субстрат загружают через определенные промежутки времени (до десятков загрузок в сутки), удаляя такое же количество сброженной массы. При соблюдении всех условий сбраживания такая схема позволяет получить максимальный выход газа [3]. По такому методу работают почти все промышленные биогазовые установки. Этот метод по сравнению с предыдущим отличается тем, что биореакторы всегда заполнены и опорожняются лишь для ремонтов или вынужденного удаления субстрата.

Анализ процессов, проходящих при непрерывной загрузке, позволяет дополнительно классифицировать ее еще по двум направлениям применяемых технологий:

- накопительно-проточная схема загрузки;
- проточная схема загрузки в чистом виде.

При накопительно-проточном методе загрузки описание процесса полностью совпадает с описанием реализации непрерывной загрузки.

Но куда большего внимания заслуживает проточная схема загрузки в чистом виде. Ведь любое решение классической проблемы биологического синтеза связано с развитием новой технологии – технологии непрерывных проточных биореакторов.

Применение проточных технологий позволит заменить огромные энергоемкие аппараты компактными, экономичными установками, значительно превышающими производительность оборудования существующих биогазовых комплексов при том же объеме.

Основным преимуществом непрерывных проточных биореакторов является сокращение времени пребывания субстрата в установке и увеличение производительности по сравнению с традиционными объемными ферментерами, работающими по накопительно-проточной схеме.

При реализации проточной схемы загрузки необходимо рассматривать технологическую установку, состоящую из большого числа вертикальных кор-

пусов ( $l/d \geq 10$ ) связанных между собой гидравлически, последовательно расположенных колонн непрерывного действия (рис. 1).

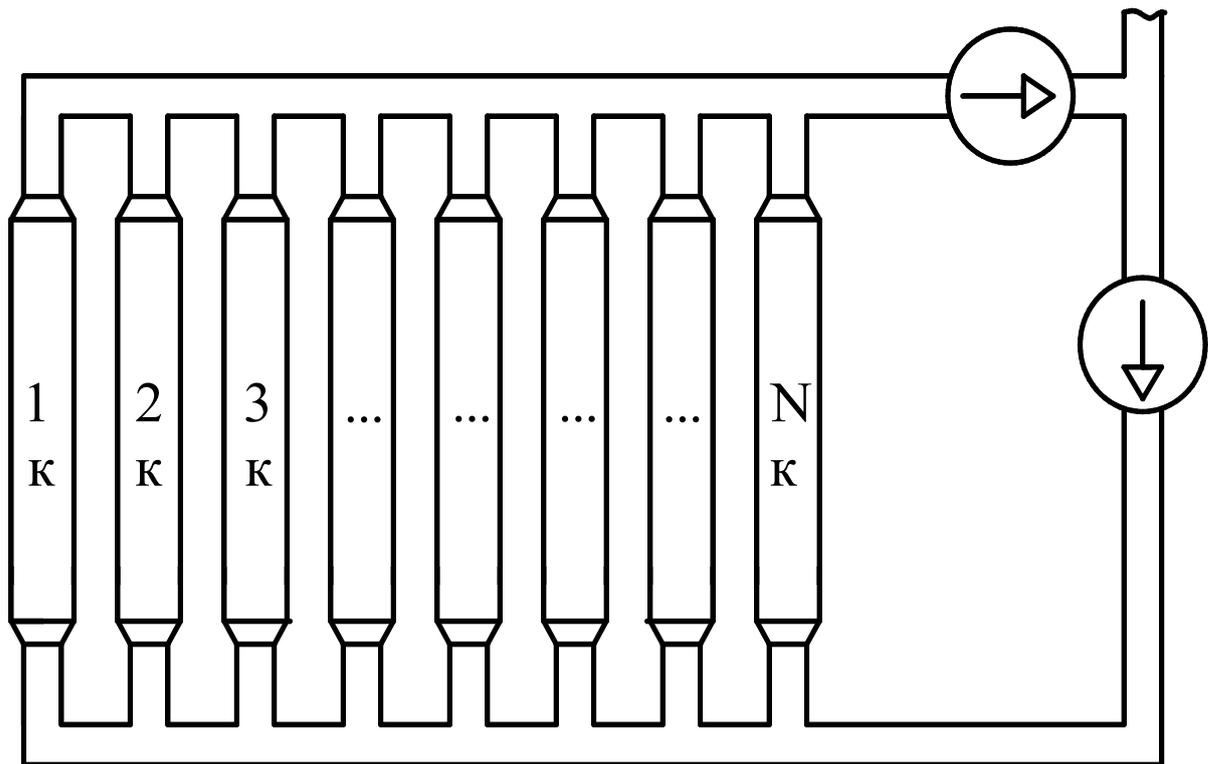


Рисунок 1 – Эскизное представление компоновки колонн при использовании проточной схемы загрузки сырья

Такая компоновка оборудования позволяет решить две задачи:

- пространственно разделить стадии сбраживания и тем самым создать для них оптимальные условия;
- удешевить конструкцию установки, так как реакторы могут изготавливаться из более дешевых материалов (из стандартных пластиковых труб).

Ферментационная установка выполнена в виде нескольких блоков, соединенных с образованием замкнутого контура, внутри которого обеспечивается циркуляция субстрата [4]. Замкнутый контур организован посредством последовательного соединения биореакторных колонн. Соединение между колоннами в таких установках, как правило, реализовано с переходным участком U-образной формы (рис. 2).

Площадь сечения соединительной трубы предпочтительно должна быть равной диаметру реактора. При уменьшении площади поперечного сечения реализуется ускорение потока и усиление центробежных сил между боковой и центральной частями емкости [4] (при наличии тангенциального ввода), что способствует повышению эффективности процесса перемешивания.

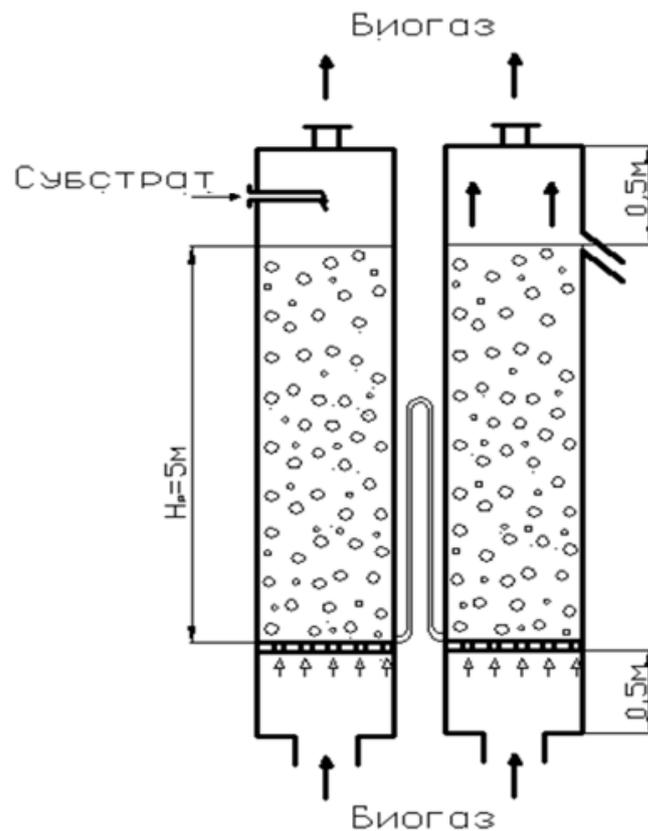


Рисунок 2 – Общий вид двухкорпусной установки без внешней рубашки обогрева

Отличительными от прототипа признаками реального ферментера являются выполнение для вертикальных блоков средств термостатирования внутренней емкости сброживаемого субстрата с увеличенным отношением площади поверхности теплообмена к объему, занятому сырьем.

Для поддержания необходимой температуры протекания процесса следует создать равномерную температурную однородность вокруг ферментаторов путем омывания нагретой воды, находящейся в закрепленной на корпусе тепловой рубашки (теплообменник типа труба в трубе).

Вертикально ориентированные блоки могут быть выполнены в виде трубы большого диаметра (внешние трубы), представляющей собой теплообменник, внутри которого размещена труба меньшего диаметра (внутренняя труба) для перемещения субстрата. Пустота между трубами заполнена теплоносителем.

Предварительный нагрев субстрата осуществляется в регенеративном теплообменнике за счет утилизации теплоты сброженного субстрата.

Постоянный, равномерный ввод исходного вещества в первую колонной позволяет значительно сократить температурный перекоп по объему ферментера, что положительно сказывается на жизнедеятельности микроорганизмов.

В промышленных условиях могут быть использованы внутренние трубы с диаметром 0,4–0,6 м, количество труб определяется требуемым рабочим объемом ферментера и для рабочего объема, высота труб может составлять 20 м и более.

Для запуска метаногенеза необходимо постоянное возобновление метаногенной культуры в начале процесса. Для этого часть переработанного субстрата забирается перед самым выходом и подается в первую колонну совместно со свежим субстратом.

При использовании вертикальных реакторов немаловажным является вопрос перемешивания. С ростом высоты колонн растет и тенденция к расслоению сбразиваемого субстрата, смешивающая техника должна обеспечивать достаточное вертикальное перемешивание для достижения гомогенизации. При этом качественное перемешивание будет способствовать интенсификации процесса массообмена между анаэробными микроорганизмами и биомассой, что положительно отразится на увеличении количества микроорганизмов в объеме биореактора.

Для увеличения максимального выхода биогаза из сбразиваемого субстрата, предотвращения образования корки на верхних слоях, равномерного распределения температуры по объему реактора и тем самым ускорения процесса метанообразования применяют различные способы перемешивания в ферментерах:

- механический;
- гидравлический;
- барботажный.

В нашем случае рассматривается применение перемешивания субстрата за счет барботажной системы (рис. 2) и системы обогрева, которые расположены вдоль стены ферментера. Барботажная система представляет из себя газораспределительную решетку ферментатора под которую под давлением компрессора с определенной скоростью подается часть произведенного биогаза (рис. 1). За счет совместного действия барботажной системы и системы обогрева создаются активные конвективные потоки в субстрате, что исключает образование застойных зон.

Газораспределительные решетки расположены на входах для подачи газовых сред выполнены с возможностью формирования пузырьков газа в субстрате диаметром не более 5 мм.

Циркуляция приводит к тому, что жидкость в значительной степени перемешана по высоте, т. е. концентрация жидкости по высоте мало изменяется и близка к конечной ее концентрации. Именно поэтому способ ввода субстрата в данном случае не является существенным (верхний или нижний подводы в колонну).

Достоинствами барботажного перемешивания являются отсутствие движущихся частей, простота устройства и легкость поддержания твердой фазы суспензий во взвешенном состоянии. Недостатки этого метода: большой расход энергии на получение сжатого газа и его применимость только для маловязких жидкостей [3].

При таком способе перемешивания неизбежно в верхней части биореакторов образуется пена. Поэтому колонны выполнены с возможностью снабжения индивидуальными ультразвуковыми пеногасителями.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что перспективным направлением совершенствования биогазовых установок является применение проточных биореакторов вертикальной конструкции с барботажным типом перемешивания, позволяющим повысить интенсивность производства биогаза, сократить энергоемкость его производства и предотвратить образование плавающей корки на поверхности субстрата.

Исходя из характера процесса брожения и его технологии колонны ферментеров должны соответствовать следующим требованиям:

- абсолютная герметичность стенок;
- непроницаемость для жидкостей;
- сохранение прочности в статическом состоянии;
- совершенная теплоизоляция;
- коррозионная стойкость;
- доступности внутреннего пространства для обслуживания;
- механическая прочность барботажных решеток;
- беспровальные характеристики решеток, при которых жидкость не будет протекать через них.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Топаж, А. Г. Имитационная модель процесса производства биогаза из многокомпонентного растительного сырья. Анализ и параметрическая оптимизация / А. Г. Топаж, В. А. Вигонт, Л. А. Хворова // Химия растительного сырья. – 2018. – № 1. – С. 171–184.
2. Ковалев, В. В. Теоретические и практические аспекты совершенствования процессов биогазовой технологии / В. В. Ковалев, Д. В. Унгуряну, О. В. Ковалева // Проблемы региональной энергетики. – 2012. – № 1. – С. 102–114.
3. Кущев, Л. А. Технологии получения биогаза при анаэробной ферментации органических веществ / Л. А. Кущев, Д. Ю. Суслов, Д. О. Темников // Science Time. – 2015. – № 10 (22). – С. 204–210.
4. Патент RU2014356C1 Установка для непрерывного культивирования микроорганизмов / А. М. Босенко, А. М. Лужков, Э. П. Кузьмина, А. Н. Русских, Л. С. Филиппова – 1992.

УДК 621.311.6

СИСТЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА  
 НА МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ МИНИ-ЗАВОДАХ  
 HYDROGEN PRODUCTION SYSTEMS AT METALLURGICAL MINI-PLANTS

Мартинчук А. Ю., магистр техн. наук,  
 Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
 H. Martinchuk, Master of Sciences, Belarusian National Technical University,  
 Minsk, Belarus

*Аннотация. Цель исследования – развитие методического обеспечения для оценки и сравнение эффективности технологий производства водорода и их использования на металлургических мини-заводах. Для утилизации тепловых отходов нагревательной печи предложено использовать регенеративно-утилизационную установку на базе нагревательной печи прокатного стана. Синтезированная схема энерготехнологической установки отличается применением в ней газотурбинной установки (ГТУ) с внешним подогревом рабочего тела и системы производства водорода посредством гибридного термохимического цикла Cu-Cl. Результаты численного исследования показали возможность достижения коэффициента использования топлива  $\eta_{\text{ИТ}} = 64\%$ .*

*Annotation. The aim of the study is to develop methodological support for evaluating and comparing the efficiency of hydrogen production technologies and their use in metallurgical mini-plants. For the disposal of heat waste from the heating furnace, it is proposed to use a regenerative-utilization plant based on the heating furnace of a rolling mill. The synthesized scheme of the energy technological installation is characterized by the use of a gas turbine plant with external heating of the working medium and a hydrogen production system by means of a Cu-Cl hybrid thermochemical cycle. The results of the numerical study showed the possibility of achieving the fuel utilization factor  $\eta_{\text{ИТ}} = 64\%$ .*

Ключевые слова: энергия, водород, нагревательная печь, металлургия, эффективность, химическая регенерация  
Key words: energy, hydrogen, heating furnace, metallurgy, efficiency, chemical regeneration

## ВВЕДЕНИЕ

Сегодня на Земле происходит значительный рост численности населения и дальнейшее ускорения экономического развития. Энергия является ключевым ресурсом в данном процессе, при этом ключевыми факторами, обеспечивающими экономическое развитие, являются ее доступность и обеспечение спроса на энергию [1].

Известен ряд подходов, реализация которых позволит снизить воздействие на окружающую среду энергетических процессов, такие как: улавливание и хранение углерода, химическое циклическое улавливание углерода, декарбо-

низация и др. [3]. Однако они не может быть рассмотрено в качестве долгосрочного решения для устойчивого развития общества в контексте энергетики [4]. Поэтому альтернативные, безуглеродные, виды топлива, такие как водород, рассматриваются как долгосрочные безуглеродные решения для обеспечения энергетической устойчивости и борьбы с изменением климата [5].

Как известно, лидирующие позиции среди энергоемких отраслей тяжелой промышленности занимает металлургическая промышленность [6].

Исходя из вышесказанного, целью моего исследования является решение важной задачи – изучение возможных схем применения термохимического метода получения водорода на базе термохимического цикла *Cu-Cl* в металлургии.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Водород рассматривается как альтернативный энергоноситель будущего из-за более высокой плотности энергии по массе, меньших экологических проблем при его сжигании и его обильного присутствия в различных формах во Вселенной, а также его конвертируемости в электричество или полезные химические вещества [7].

Водород может быть эффективно преобразован в электричество, и наоборот [8]. Он может быть получен из возобновляемых материалов, таких как биомасса и вода, и, что наиболее важно, он является экологически чистым во всех процессах, использующих топливо [9].

Методы производства водорода классифицируют либо по типу ресурса, из которого получают водород, либо по виду технологического источника энергии [10]. Источники энергии, содержащие водород, подразделяются на возобновляемые и производства невозобновляемые [11]. Предполагается, что основным подходом будут «зеленые» методы получения чистого водорода [12].

Термохимические циклы расщепления воды основаны на разложении воды посредством повторяющихся стадий химических реакций с использованием промежуточных реакций и веществ [13].

Термохимические циклы, требующие для реализации только тепловую энергию называются чистыми термохимическими циклами [15]. В случае, если для реализации термохимического цикла требуется тепловая и другая форма энергии, тогда термохимические циклы называются гибридными термохимическими циклами [16].

Наиболее разработанным является термохимический цикл на основе взаимодействия меди и хлора [17].

Термохимический цикл медь-хлор состоит из промежуточных реакций, в которых используются соединения меди и хлора для упрощения процессов разложения воды на водород и кислород [18]. Существует несколько различных циклов *Cu-Cl*, различающихся количеством промежуточных реакций [19].

На основании информации, полученной в результате предварительного обследования объекта моделирования, была сформирована его расчетная технологическая схема (рис. 1) [20].

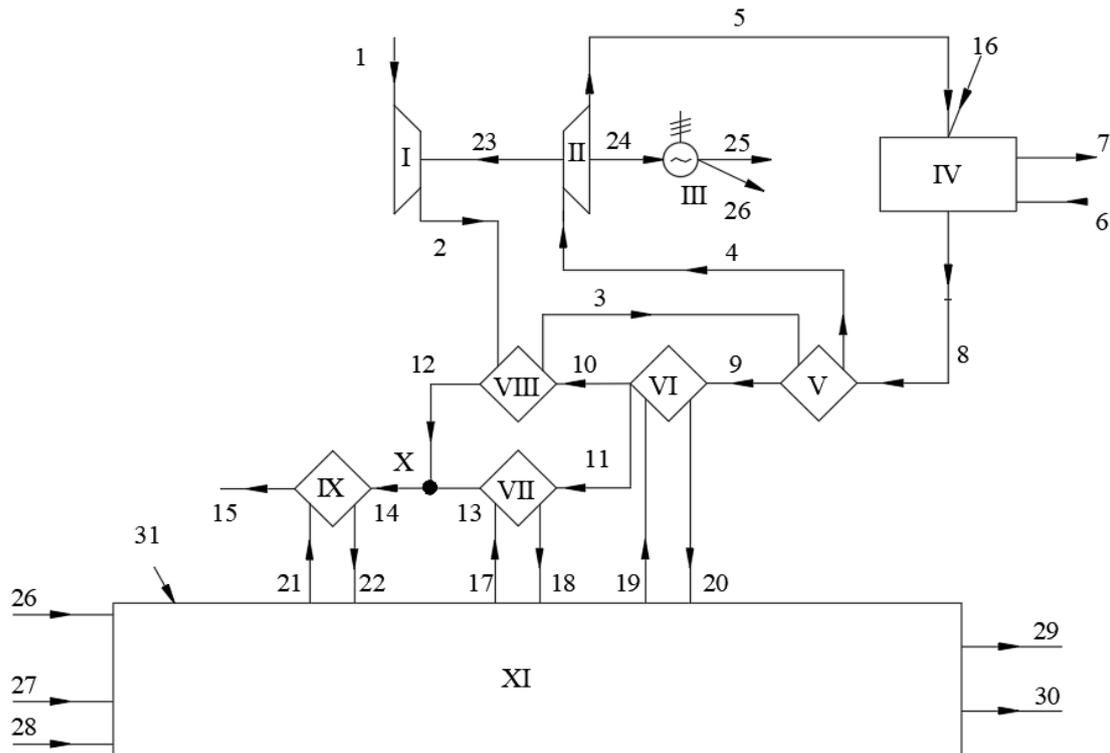


Рисунок 1 – Расчетная схема теплотехнической системы:

- I – компрессор; II – турбина; III – электрогенератор; IV – печь; V – теплообменный аппарат второй ступени нагрева воздуха; VI – теплообменный аппарат нагрева  $\text{CuO} \cdot \text{CuCl}_2$  для цикла  $\text{CuCl}$ ; VII – теплообменный аппарат перегрева пара для цикла  $\text{CuCl}$ ; VIII – теплообменный аппарат первой ступени нагрева воздуха; IX – теплообменный аппарат генерации пара для цикла  $\text{CuCl}$ ; X – точка смешения; XI – термохимический цикл медь-хлор;
- 1 – воздух, подаваемый в систему; 2 – воздух, покидающая в компрессор; 3 – воздух из первой ступени нагрева во вторую; 4 – воздух из второй ступени охлаждения, входящий в турбину; 5 – воздух на горение в нагревательную печь; 6 – материал, подаваемый в печь; 7 – материал после обработки из печи; 8 – дымовые газы из нагревательной печи; 9 – дымовые газы из второй ступени нагрева воздуха; 10 – дымовые газы из теплообменного аппарата нагрева  $\text{CuO} \cdot \text{CuCl}_2$  на первую ступень нагрева воздуха; 11 – дымовые газы из теплообменного аппарата нагрева  $\text{CuO} \cdot \text{CuCl}_2$  на теплообменный аппарат перегрева пара; 12 – дымовые газы из первой ступени нагрева воздуха; 13 – дымовые газы из теплообменного аппарата перегрева пара; 14 – дымовые газы из точки смешения; 15 – дымовые газы из теплообменного аппарата генерации пара; 16 – топливо (природный газ), поступающий в методическую печь; 17 – водяной пар на теплообменный аппарат перегрева пара; 18 – водяной пар из теплообменного аппарата перегрева пара; 19 –  $\text{CuO} \cdot \text{CuCl}_2$  в теплообменный аппарат; 20 –  $\text{CuO} \cdot \text{CuCl}_2$  в термохимический цикл  $\text{Cu-Cl}$ ; 21 – вода в теплообменный аппарат генерации пара; 22 – водяной пар в термохимический цикл  $\text{Cu-Cl}$ ; 23 – механическая энергия вращения вала турбины, входящая в компрессор; 24 – механическая энергия вращения вала турбины, входящая в электрический генератор; 25 – электрическая энергия, выработанная электрическим генератором на цикл  $\text{CuCl}$ ; 26 – электрическая энергия, выработанная электрическим генератором в сеть; 27 – тепловая энергия на реактор гидролиза; 28 – тепловая энергия на реактор производства кислорода; 29 – производимый термохимическим циклом водород; 30 – производимый термохимическим циклом кислород; 31 – вода в термохимический цикл  $\text{Cu-Cl}$  для производства водорода

Так как по исходной информации имеется методическая печь прокатного стана, были рассмотрены схемы утилизации теплоты уходящих дымовых газов [21]. В данном случае обычно применяется следующая технология: утилизация дымовых газов обеспечивается лишь для нагрева воздуха, поступающего на горение.

В работе в качестве основы теплотехнической системы была выбрана утилизационная схемы, в которой обеспечивается более глубокая утилизация теплоты дымовых газов, помимо этого предусматривается нагрев воздуха, поступающего на горение, а также схемой предусматривается производство водорода [27]. Главная технологическая особенность выбранной для исследования теплотехнической системы – технология производства водорода посредством гибридного термохимического цикла *Cu-Cl* [22].

Основные характеристики исследуемой принципиальной схемы представлены табл. 1 [23].

Определен состав продуктов горения при сжигании природного газа с составом продуктов горения при сжигании смеси природного газа с водородом [24].

Сравнительный анализ процентного состава продуктов горения для случая горения природного газа и случая горения смеси природного с водородом представлен в табл. 2.

Положительным результатом при смешении водорода с природным газом является уменьшение выбросов углекислоты в окружающую среду.

Таблица 1 – Итоговые характеристики эффективности энерготехнологической установки

Наименование	Значение	Размерность
Расход топлива (природного газа)	1,5	м <sup>3</sup> /с
Тепловая мощность нагревательной печи по потоку топлива	53,2	МВт
Мощность выработки электроэнергии	3,4	МВт
Мощность потребление электроэнергии на производство водорода	1,4	МВт
Производительность по водороду	2,8	т/сутки
Тепловая мощность потока производимого водорода	3,8	МВт
Электрический КПД утилизационной выработки электроэнергии	6,4	%
Относительная мощность потока производимого водорода	8,9	%
Коэффициент использования топлива	62,8	%

Таблица 2 – Сравнительный анализ процентного состава продуктов горения

Наименование	Случай 1 – сжигание природного газа	Случай 2 – сжигание смеси природного газа и водорода	Изменение содержания продуктов горения, %
Процент содержания углекислого газа в составе продуктов горения, %	9,5	8,9	6,5
Процент содержания воды в составе продуктов горения, %	18,9	19,9	4,9
Процент содержания азота в составе продуктов горения, %	71,3	70,9	0,5

Был проведен анализ влияния смешения водорода, производимого энерго-технологической установкой на степень черноты дымовых газов [26]. Для случая сжигания природного газа и смеси природного газа с водородом соответственно:  $\varepsilon_{\Gamma} = 0,36$ ,  $\varepsilon_{\Gamma}^{\text{CM}} = 0,37$ . Смешение водорода с природным газом приводит к интенсификации процесса лучистого теплообмена.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе исследовано также состояние развития класса исследуемой теплотехнологической системы, на основании чего разработана регенеративно-утилизационная установка на базе нагревательной печи прокатного стана с применением технологии производства водорода посредством гибридного термохимического цикла *Cu-Cl*.

Полученные в ходе исследования результаты позволили сделать следующие выводы: в рамках промышленного производства и энергетики удачным решением в части производства водорода могут стать гибридные методы, одним из которых является термохимический метод на базе цикла *Cu-Cl*. Предложенная регенеративно-утилизационная схема позволяет достигать значения  $\eta_{\text{ИТ}} = 64\%$ , а также осуществлять химическую регенерацию тепловых отходов печи до 10 % в виде водорода от исходной мощности топлива, подаваемого в печь. По результатам численного исследования на основании разработанной математической модели получена зависимость эффективности предложенной регенеративно-утилизационной схемы от температуры дымовых газов после методической печи:  $\eta_{\text{ИТ}} = 0,72 - 0,10 \cdot 10^{-3} \cdot t_8$ . Использование водорода, получаемого в системах термохимической регенерации теплоты дымовых газов на базе нагревательной печи прокатного стана, в качестве топлива в смеси с природным газом является перспективным, так как позволяет снизить потребление природного газа нагревательной печью и выбросы углекислого газа в окружающую среду.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Key world energy statistics. International Energy Agency [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.iea.org/events/key-world-energy-statistics-2018> – Дата доступа: 10.03.2022.
2. World energy outlook. International Energy Agency [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2015> – Дата доступа: 10.03.2022.
3. Nicoletti G. A technical and environmental comparison between hydrogen and some fossil fuels/ G. Nicoletti, N. Arcuri, R. Bruno // *Energy Convers Manag.* – 2015. – V.89. – P.13.
4. Muradov N. From hydrocarbon to hydrogen-carbon to hydrogen economy / N. Muradov, T. Veziroglu // *Int J Hydrogen Energy.* – 2005. – V. 30. – P. 37.
5. Pagliaro M. Solar Hydrogen: Fuel of the Future / N. Muradov, A. Konstandopoulos A // *Royal Society of Chemistry.* – 2012. – V. 32. – P. 305–315.
6. Staffell I. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system / I. Staffell, D. Scamman, A. Velazquez // *Energy Environ Sci.* – 2018. – V. 12. – P. 91.
7. Abdalla A. Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: a review / A. Abdalla, S. Hossain, O. Nisfindy // *Energy Convers Manag.* – 2018. – V. 165. – P. 27.
8. Dincer I. Sustainable hydrogen production options and role of IAHE / I. Dincer, C. Zamfirescu // *Int J Hydrog Energy.* – 2012. – V. 37. – P. 86.
9. US department of energy (DOE), hydrogen energy strategy plan [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/hydrogen-program-plan-2020> – Дата доступа: 17.03.2022.
10. Parkinson B. Levelized cost of CO2 mitigation from hydrogen production routes/ B. Parkinson, P. Balcombe, A. Hawkes // *Energy Environ Sci.* – 2019. – V. 12. – P. 19.
11. Davis U. The Development of Lifecycle Data for Hydrogen Fuel Production and Delivery/ U. Davis // *Institute of Transportation Studies.* – 2019. – 30.
12. Landman A. Photoelectrochemical water splitting in separate oxygen and hydrogen cells / A. Landman, H. Dotan, M. Wullenkord // *Nat Mater.* – 2017. – V. 16. – P. 51.
13. Competitiveness of Electrolytic Hydrogen [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://doi.org/10> – Дата доступа: 17.03.2022.
14. Muradov N. On the right track / N. Muradov // *Nature Energy.* – 2019. – V. 4. – P. 69.
15. Arregi A. Evaluation of thermochemical routes for hydrogen production from biomass: a review/ A. Arregi, M. Amutio, G. Lopez // *Energy Convers Manag.* – 2018. – V. 165. – P. 696–719.
16. T-Raissi A. Water Splitting: Thermochemical. In: *Encyclopedia of Inorganic and Bioinorganic Chemistry/ A. T-Raissi // John Wiley & Sons, Ltd.* – 2012. – V. 9. – P. 680–682.
17. Naterer G. Hydrogen Production from Nuclear Energy / G. Naterer, I.Dincer, C. Zamfirescu // *London: Springer-Verlag* – 2013. – V. 2. – P. 47.

18. Roeb, M. Hydrogen production| Thermochemical Cycles. Encyclopedia of Electrochemical Power Sources/ M. Roeb, C. Sattler // Elsevier. – 2009. – V. 384 . – P. 93.
19. Funk J. Thermochemical hydrogen production: past and present / J. Funk // Int J Hydrog Energy. – 2001. – V.26. – P. 90.
20. Седнин В. А. Анализ эффективности регенеративно-утилизационной схемы с воздушной газотурбинной установкой на базе нагревательной печи прокатного стана / В. А. Седнин, Е. О. Иванчиков, В. А. Калий // Энергоэффективность. – Сентябрь 2021. – С. 25–29.
21. Хрусталева Б. М. Техническая термодинамика. В 2 частях. Часть 2 / Б. М. Хрусталева, А. П. Несенчук, В. Н. Романюк. – Минск : БНТУ, 2004. – 560 с.
22. Law V. Aspen modelling of the three reaction version of the copper-chlorine thermochemical cycle for Hydrogen production from water/ V. Law, J. Prindle, A. Lupulescu // New Orleans. – 2008. – V. 5. – P. 33.
23. The International Association for the Properties of Water and Steam [Электронный ресурс] / The International Association for the Properties of Water and Steam | Main IAPWS Thermodynamic Property Formulations. – Режим доступа: <http://iapws.org> – Дата доступа: 01.05.2022.
24. Несенчук А. П. Промышленные теплотехнологии. Машиностроительное и металлургическое производство / А. П. Несенчук, В. И. Тимошпольский, И. А. Трусова, Н. Л. Мандель // Минск: Высшая школа, 1995. – 412 с.
25. Данилов Н. И. Основы энергосбережения: учебник / Н. И. Данилов, Я. М. Щелоков; под ред. Н. И. Данилова // Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2006. – 564 с.
26. Румянцев В. Д. Теплотехника: учебное пособие / В. Д. Румянцев, В. М. Ольшанский; под ред. В. И. Губинского // Днепропетровск: Пороги, 2002. – 325 с.
27. Коваль В. А. Энергетические возможности газотурбинных установок с воздушной утилизацией тела / В. А. Коваль, Ю. М. Ануров, А. И. Васильев // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2013. – С. 15–19.

УДК 621.311.6

ОЦЕНКА И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ  
ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ  
ASSESSMENT AND PROSPECTS FOR THE USE OF ALTERNATIVE ENERGY  
RESOURCES IN THE CONDITIONS OF THE REPUBLIC OF BELARUS

Коваль Д. С, магистр техн. наук,  
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь  
D. Koval, Master of Sciences, Belarusian National Technical University,  
Minsk, Belarus

*Аннотация. С одной стороны, процессы глобального масштаба обусловлены ограниченностью и истощением геологических запасов основных видов топливных ресурсов – нефти и газа, что приводит к неизбежному росту цен на них. С другой стороны, возрастает негативное влияние экологических факторов, вызванных последствиями жизнедеятельности человека. Однако не стоит забывать, что ВИЭ так же оказывают негативное влияние на окружающую среду. Эксплуатация станций, производящих энергию с помощью возобновляемых энергетических источников, связана с изъятием из обращения значительных земельных участков и, вероятно, в будущем будет сопровождаться теми или иными негативными последствиями для окружающей среды: изменениями ландшафтов (ветряки, солнечные батареи), повышенный уровень шума (ветряки), загрязнение почв (геотермальные энергоустановки и установки, работающие на биомассе), губительными воздействиями на другие природные ресурсы (приливно-отливные электростанции). Одним из вариантов решения проблемы энергопотребления является использование альтернативных видов топлива – метанциклогексан, толуол, алюминий.*

*Annotation. On the one hand, the processes of a global scale are due to the limited and depleted geological reserves of the main types of fuel resources – oil and gas, which leads to an inevitable increase in prices for them. On the other hand, the negative impact of environmental factors caused by the consequences of human activity is increasing. However, one should not forget that RES also have a negative impact on the environment. The operation of stations that produce energy using renewable energy sources is associated with the withdrawal of large land plots from circulation and, most likely, in the future will be accompanied by certain negative consequences for the environment: landscape changes (windmills, solar panels), increased noise levels (windmills), soil pollution (geothermal and biomass power plants), detrimental effects on other natural resources (tidal power plants). One of the options for solving the problem of energy consumption is the use of alternative fuels – methanecyclohexane, toluene, aluminum.*

Ключевые слова: энергопотребление, альтернативное топливо, водород, метанциклогесан, толуол, алюминий

Key words: energy consumption, alternative fuel, hydrogen, methylcyclohexane, toluene, aluminum

## ВВЕДЕНИЕ

Одной из важнейших особенностей развития современного мира является повышенное внимание мирового сообщества к проблемам рациональности и эффективности использования энергоресурсов, внедрения технологий энергосбережения и поиска возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В современных условиях углубления проблем мировой экономики развитие возобновляемой энергетики в мире приняло ускоренный характер. Скорее всего, в течение ближайшего десятилетия заложенная тенденция не просто сохранится, но и будет иметь повышательную динамику, что связано, прежде всего, с нарастающими в энергетике многофакторными кризисными явлениями глобального характера.

С одной стороны, процессы глобального масштаба обусловлены ограниченностью и исчерпанием геологических запасов основных видов топливных ресурсов – нефти и газа, что приводит к неизбежному росту цен на них. С другой стороны, возрастает негативное влияние экологических факторов, вызванных последствиями жизнедеятельности человека. Однако не стоит забывать, что ВИЭ так же оказывают негативное влияние на окружающую среду. Эксплуатация станций, производящих энергию с помощью возобновляемых энергетических источников, связана с изъятием из обращения значительных земельных участков и, вероятно, в будущем будет сопровождаться теми или иными негативными последствиями для окружающей среды: изменениями ландшафтов (ветряки, солнечные батареи), повышенный уровень шума (ветряки), загрязнение почв (геотермальные энергоустановки и установки, работающие на биомассе), губительными воздействиями на другие природные ресурсы (приливно-отливные электростанции). Одним из вариантов решения проблемы энергопотребления является использование альтернативных видов топлива. К ним относятся: биодизель, денатурированный, метиловый и бутиловый спирт, водород, сжатый и сжиженный природный газ, пропан, метан, биомассу и биогаз из органических отходов.

Целью данной работы является изучение вариантов решения проблем использования энергоресурсов путем применения альтернативных энергоносителей на базе водорода. В ходе исследования проведен сравнительный анализ аммиака, метанциклогексана и алюминия как альтернативных носителей водорода. Приведены и проанализированы преимущества и недостатки каждого альтернативного энергоносителя по следующим критериям: инфраструктура, температура самовоспламенения, преимущества и т. д.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

При промышленном производстве алюминий, в том числе и для других направлений его применения себестоимость его снизится в несколько раз. Уже в настоящее время целесообразно применение алюминия в мобильных малогабаритных источниках водорода. Однако пока этот вопрос еще не решен, поэтому выбор стоит между аммиаком и МТВ. Учитывая все преимущества и недостатки аммиака по сравнению с МТВ, можно сделать вывод: использование аммиака для транспорта и хранения водорода является одним из вариантов его



нагнетаемый в компрессоре до  $\approx 60$  бар. Смесь водород-воздух поступает в камеру сгорания, где и происходит процесс сгорания водорода [1].

В результате горения водорода, продуктом реакции является водяной пар  $H_2O$ . Водяной пар, полученный в результате горения водорода, поступает в паровую турбину, где расширяется до 22 бар. В турбине пар приводит в движение лопатки турбины, которые в свою очередь заставляют вращаться вал, на котором расположена турбина. При вращении лопаток вырабатывается механическая энергия, которую использует генератор, для производства электроэнергии. Водяной пар, выходящий из турбины, поступает в котел-утилизатор, происходит получение водяного пара для привода реактора дегидрирования. В КУ водяной пар, полученный при сгорании водорода, охлаждается до  $\approx 364$  °С и с такой температурой поступает в охладитель дымовых газов, где охлаждается до  $\approx 238$  °С. Таким образом, использование МТЦ для транспортировки и хранения водорода является перспективным способом решения текущих проблем, связанных с использованием водорода. Созданная инфраструктура транспорта и хранения может быть пригодна для МТВ. Данный фактор является одним из самых существенных при выборе альтернативных видов топлива [1].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе разработана математическая модель для анализа и параметрической оптимизации теплотехнической системы. Объектом исследования являлась технологическая схема гидрирования и дегидрирования на базе МТВ. На основе расчетной технологической схемы была разработана математическая модель энерготехнологической системы и исследовано влияние содержания смеси МТВ на расход МТВ; влияние температуры дымовых газов на электрическую мощность турбины и котла-утилизатора, а также влияние производительности установки по водороду на электрическую мощность турбины. Разработан алгоритм реализации математической модели на базе интегрального метода расчета. Коэффициент преобразования энергии водорода в электрическую энергию составил 64 %, при этом количество электроэнергии, вырабатываемой на газовой турбине, составит 7,71 МВт.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Zahid A. Analysis of MTH-System (Methylcyclohexane-Toluene-Hydrogen-System) for hydrogen production as fuel for power plants / A. Zahid, N. Amin, F. Nisar, S. Saghir. – PR China: Nanjing University of Science and Technology, 2020. – 47 с.

**Экономика  
и организация  
энергетики**

УДК 620.92

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ  
ОРГАНИЗАЦИЯМИ МИНТРАНСА  
EXPERIENCE OF USE OF SMALL POWER OBJECTS BY ORGANIZATIONS  
OF THE MINISTRY OF TRANSPORT

Гончаров И.П., Ермоленко С.В., Ляхов С.В., к-т. техн. наук,  
Белорусский научно-исследовательский институт транспорта  
(БелНИИТ «Транстехника»), г. Минск, Беларусь  
I. Goncharov, S. Yarmolenka, S. Liakhau, Candidate of Technical Sciences,  
Belarusian Research Institute of Transport «Transtekhnika», Minsk, Belarus

*Аннотация. В докладе рассказывается об опыте использования объектов малой энергетики.*

*Abstract. The article tells about the experience of using small power objects.*

*Ключевые слова: энергосбережение, объекты малой энергетики, гелионагревательные установки, мини-гидроэлектростанции*

*Key words: energy saving, small power objects, solar heating plants, mini-hydroelectric power plant*

## ВВЕДЕНИЕ

Эффективное и рациональное использование ТЭР (топливно-энергетические ресурсы) в транспортном комплексе Республики Беларусь является одной из важнейших задач по повышению энергетической безопасности. Рост цен на энергоносители, усиление конкуренции на мировых рынках в транспортной отрасли ставят вопросы энергосбережения еще более остро.

В настоящее время потенциал низкочастотных и краткосрочных энергосберегающих мероприятий практически исчерпан в транспортном комплексе, получение значительной экономии ТЭР возможно при условии проведения технического переоснащения основных производств, замены энергоемкого оборудования, внедрения новых энергоэффективных технологий. Данные мероприятия требуют вложения значительных объемов финансовых средств и реализуются в течение продолжительного времени. В работе приводятся направления по энергосбережению реализуемые организациями Министерства транспорта и коммуникаций Республики Беларусь.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Стратегической целью, предусмотренной Государственной программой «Энергосбережение» на 2021–2025 годы, для Минтранса в области энергосбережения является снижение энергоемкости транспортного комплекса на 5,1 % к уровню 2020 года и увеличение доли местных топливно-энергетических ресурсов в балансе котельно-печного топлива до 15,3 %. При этом Минтрансу за пя-

титетие необходимо обеспечить экономию топливно-энергетических ресурсов за счет реализации энергосберегающих мероприятий в объеме не менее 46,0 тыс. т у.т.

Для получения наибольшего экономического эффекта (экономии ТЭР и снижения потребления природного газа) при производстве электрической и тепловой энергии в республике получила развитие малая энергетика. Объекты малой энергетики имеют более низкие топливные затраты по сравнению с централизованными энергоисточниками Белорусской энергетической системы. Расположение источников малой энергетики в непосредственной близости от потребителя позволяет повысить надежность энергоснабжения потребителя, но и на 3–5 % снизить по-тери электроэнергии при ее передаче в электрических сетях.

Республиканским унитарным эксплуатационно-строительным предприятием «Днепро-Бугский водный путь» Минтранса построено 5 мини-гидроэлектростанций, которые произвели за январь-декабрь 2021 года электрическую энергию, эквивалентную 660 т у.т. (5,4 млн кВт·ч). Это составляет около 7,4 % местных ТЭР, потребленных организациями, подведомственными Минтрансу.

ГО «Белорусская железная дорога» имеет большой опыт использования гелиоводонагревательных установок (154 ед.) и тепловых насосов (36 ед.) Это перспективное энергоэффективное оборудование за январь – декабрь 2021 года произвело 3273 Гкал тепловой энергии. Это составляет 468 т у.т. (5,2 %) местных ТЭР, потребленными организациями Минтранса.

Наиболее часто используемой гелионагревательной установкой является установка производительностью 500 литров горячей воды в сутки, что достаточно для 10 человек. В табл. 1 приводятся места расположения некоторых гелионагревательных установок.

Таблица 1 – Гелионагревательные установки ГО «Белорусская железная дорога» для нужд горячего водоснабжения [1]

№ п/п	Объект	Производительность, л/сут.
1	2	3
1	Здания АБК УП «Путевая машинная станция – 289»	1500
2	ГВС участка транспортного обслуживания г. Калинковичи Гомельской базы транспортной.	3500
3	Станция Гомель-Северный	1000
4	РУП «Гомельское отделение Белорусской железной дороги». Гомельская дистанция электроснабжения»	500
5	РУП «Гомельское отделение Белорусской железной дороги». Гомельское вагонное депо	500
6	РУП «Брестское отделение Белорусской железной дороги». Жабинская дистанция пути	300
7	РУП «Брестское отделение белорусской железной дороги». Жабинская дистанция пути	500
8	РУП «Брестское отделение Белорусской железной дороги». Локомотивное депо Брест-Центральный, здание химлаборатории	500

Продолжение табл. 1

1	2	3
9	РУП «Брестское отделение Белорусской железной дороги», Брестская дистанция электроснабжения в здании ДПКС, ст. Оранчицы	500
10	РУП «Брестское отделение Белорусской железной дороги». Брестская дистанция электроснабжения	500
11	РУП «Брестское отделение Белорусской железной дороги». Брестская дистанция гражданских сооружений	500
12	РУП «Брестское отделение Белорусской железной дороги». Брестская дистанция пути	500

Приблизительная стоимость такой установки составляет 14 884 руб., из них:

- комплект оборудования – 6 700 руб.;
- вспомогательные материалы – 1 584 руб.;
- строительные-монтажные работы – 6 330 руб.;

Срок окупаемости установки составляет до 10 лет.

Гелиоколлекторы помимо ГО «Белорусская железная дорога» для нагрева воды имеют и другие организации, например, ОАО «Автосила». В летнее время для нагрева воды в умывальниках и душевых в помещении гардероба в организации используется гелионагревательная установка HEWALEX STLF-500W с гелиоколлекторами KS 2000 TLPAC: площадь одного коллектора – 2,06 м<sup>2</sup>; количество коллекторов – 10 шт., количество бойлеров – 2 бойлера по 500 л.

Кроме того, на ГО «Белорусская железная дорога» активно внедряются и тепловые насосы [2]. Впервые ГО «Белорусская железная дорога» в 2010 году установила небольшой тепловой насос для отопления в здании остановочного пункта Крыжовка.

На станции Минск-Северный с 2014 года функционируют три тепловых насоса типа «воздух-вода» для горячего водоснабжения, на улице установлен блок с вентиляторами. Вентиляторы забирают наружный воздух и передают его хладагенту, который при низкой температуре закипает и, пройдя определенные технологические этапы, подогревает воду. Горячая вода собирается в специальный утепленный бак. С установкой тепловых насосов с апреля по октябрь депо полностью отключает подачу тепловой энергии от городской сети. Экономия на оплате энергоресурсов составляет около 14 тысяч рублей в год.

В диспетчерской автопарка Минского отделения БЖД в Колядичах работает тепловой насос еще более эффективно [2]. Если в предыдущем примере (моторвагонное депо) из 1 кВт электроэнергии можно получить 3 кВт тепловой, то тут показатель составляет 1 к 5. Это достигается за счет использования тепла грунта, в котором расположены трубы, по которым циркулирует хладагент. Под землей температура всегда выше нуля и находится на уровне 5–7 °С. Для сравнения: обычные источники – газовые и электродкотлы, затрачивая 1 кВт электричества, дают всего около 1 кВт тепла. Температура воды в радиаторах поддерживается на уровне 55 °С. В помещении температура поддерживается 20 °С.

Установка тепловых насосов показала свою выгоду. Например, для обслуживания котельной на дешевом местном топливе – дровах, нужен штат для посменной работы как минимум четыре человека. Им требуется зарплата. Плюс постоянная доставка топлива, вывоз шлака, оплата экологического налога. При использовании тепловых насосов экология не нарушается, отсутствуют выбросы. Годовая экономия от теплового насоса достигает 10 тысяч рублей.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрение объектов малой энергетики в организациях подведомственных Минтрансу, таких как мини- гидроэлектростанции, гелионагревательные установки и тепловые насосы, показало себя эффективным и позволило сэкономить в 2021 году 1129 тонн условного топлива в целом по министерству.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Комплексный подход к решению задач повышения энергоэффективности и энергосбережения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://teploenergo.by/realizovannyye\\_proyekty.php/](https://teploenergo.by/realizovannyye_proyekty.php/). – Дата доступа: 19.04.2022.
2. Плюсы минуса [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mk.by/2019/02/08/203245/>. – Дата доступа: 15.04.2022.