



# ЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

**8**



**ГОСЭНЕРГОИЗДАТ**

**1954**

Вологодская областная универсальная научная библиотека  
[www.booksite.ru](http://www.booksite.ru)

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

# 8

АВГУСТ  
1954

Орган Министерства электростанций СССР

25-й ГОД ИЗДАНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Улучшить эксплуатацию электростанций и сетей . . . . .	3	Г. И. Гуревич — Электросварка шин и кабелей на переменном токе . . . . .	51
С. Я. Корницкий — О классификации котельных топлив . . . . .	6	<b>ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ</b>	
Е. Я. Соколов, Н. М. Зингер и Н. П. Шишов — Пароструйная компрессионная установка высокого давления . . . . .	12	В. С. Пупко и Ф. В. Селивончик — Обеспыливание тракта топливоподачи . . . . .	53
Б. И. Генкин — О регулировании отпуска тепла в водяные тепловые сети . . . . .	15	Б. Л. Кутман — Об усовершенствовании шаровых барабанных мельниц . . . . .	54
А. Я. Аврух — Анализ выполнения плана себестоимости электрической и тепловой энергии . . . . .	21	Г. С. Стрюков — Приспособление для изготовления капилляров . . . . .	55
С. Л. Гуревич и А. З. Руманов — Применение грунтометательной машины для механизации процесса обратной засыпки грунтом . . . . .	26	В. В. Хлудов — Ремонт статора турбогенератора . . . . .	56
Б. А. Осовик и М. П. Элинзон — Использование шлаков и золы электростанций в современном строительстве . . . . .	30	А. К. Ларин — Улучшение конструкции клапана для спуска и взятия пробы масла выключателей . . . . .	57
В. Н. Звездкин и Г. Б. Израелит — О замене обмоток крупных электрических машин . . . . .	33	И. С. Аронович — К предложению инж. А. К. Ларина	58
М. И. Щипакин — Применение АВР в схеме собственных нужд электростанции . . . . .	35	Я. А. Ирлахман — Применение тракторов вместо „якорей-мертвяков“ при перевозке трансформаторов . . . . .	58
М. М. Либинзон — Дистанционное управление автоматами на переменном токе . . . . .	39	<b>ХРОНИКА</b>	
Л. Я. Цикерман — Борьба с коррозией в городских кабельных линиях . . . . .	40	В Техническом управлении Министерства	
А. А. Каплан, И. Н. Колосков и Е. П. Парини — О проекте ГОСТ на медные и алюминиевые наконечники для кабелей и проводов . . . . .	46	О дефектах цельнокованных барабанов котлов высокого давления и контроле за их состоянием . . . . .	59
А. Л. Фаерман — К статье А. А. Каплан, И. Н. Колоскова и Е. П. Парини . . . . .	48	Об изменении сроков испытаний масла, применяемого для смазки гидроагрегатов . . . . .	60
<b>ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ</b>		О применении делительных защит . . . . .	60
А. Н. Гончаров — Унифицированные монтажные электрические лебедки, полиспастные блоки и домкраты . . . . .	49	О приеме в аспирантуру ВТИ . . . . .	60
А. Н. Воронченко — Устройство несгораемых перегородок в кабельных туннелях действующих электростанций . . . . .	50	<b>ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ</b>	
		В. Б. Пакшвер — Открытые и полуоткрытые тепловые электростанции . . . . .	61
		Ю. А. Якуб — Выключатель нагрузки высокого напряжения для наружной установки . . . . .	62
		<b>БИБЛИОГРАФИЯ</b>	
		Новые книги по энергетике . . . . .	64

□ □ □

ВОЛОГОДСКАЯ  
ОБЛАСТНАЯ  
БИБЛИОТЕКА

# СЛУЖЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПУБЛИЦИСТИЧЕСКОЕ ИЗДАНИЕ

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Н. М. Бондарев, П. Н. Владимиров, П. Г. Грудинский, К. Д. Лавренко, С. И. Молоканов,  
С. Г. Мхитарян, А. М. Некрасов, Б. М. Соколов, И. А. Сыромятников, С. Ц. Фаерман, Д. Г. Чижов  
Главный редактор Д. Г. Чижов

**Адрес редакции: Москва, Б. Чернышевский, д. 2.**

**Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора К 4-44-10 и комм. К 0-32-80, доб. 2-07**

Прием в редакции: от 12 до 16 час.

по понедельникам и пятницам от 14 до 18 час.

членами коллегии: по пятницам от 18 до 20 час.

Вологодская областная универсальная научная библиотека

[www.booksite.ru](http://www.booksite.ru)

## УЛУЧШИТЬ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

Быстрый рост энергетической мощности и энерговооруженности народного хозяйства в нашей стране ставит перед советскими энергетиками серьезные задачи по освоению нового, передового оборудования, автоматики и телемеханики.

Энергетики должны обеспечить надежную работу электростанций и сетей при высоких технико-экономических показателях, удовлетворяя в полной мере растущие потребности народного хозяйства и бытовые нужды населения в электрической и тепловой энергии.

Нормальному снабжению потребителей энергией мешают аварии на электростанциях и в сетях, которые наносят большой ущерб народному хозяйству.

В 1953 г. количество аварий уменьшилось всего на 9,2% по отношению к 1952 г.; 72,3% всех аварий произошло в электрических цехах электростанций и электрических сетях.

Анализ показывает, что много аварий происходит из-за некачественного изготовления оборудования на заводах. Серьезные повреждения статоров и роторов генераторов завода «Электросила» и трансформаторов Московского трансформаторного завода получились из-за дефектов изготовления и конструктивных недостатков, а в отдельных случаях также из-за низкого качества ремонта и монтажа оборудования организациями Министерства электростанций; повреждения турбин высокого давления Ленинградского металлического завода происходили в связи с недостатками в конструкциях отдельных узлов и элементов этих турбин (передние уплотнения, рабочие лопатки).

Много аварий было также из-за неудовлетворительной эксплуатации оборудования. Так, например, у одного генератора завода «Электросила» повреждение явилось следствием неудачной конструкции и небрежного испытания его выводов, что привело к короткому замыканию между выводами разных фаз. У другого генератора того же завода повреждение произошло вскоре после ввода в эксплуатацию при попадании воды на выводы из газоохладителя вследствие невыполнения заводом дренажных отверстий в корпусе генератора.

Имелись случаи нарушения паек лобовых соединений в зоне монтажного стыка «шестерок», вызвавшие повреждения в результате недоброкачественной пайки обмотки, выполненной Гидроэнергомонтажем при монтаже гидрогенератора в 1952 г.

Много было случаев повреждений изоляции обмоток роторов в лобовых соединениях вследствие замыкания обмотки на седла. Неоднократно появлялись замыкания на корпус в обмотках роторов генераторов, обнаруженные при проведении профилактических испытаний.

Ряд аварий трансформаторов произошел из-за смещений обмоток вследствие неудовлетворительной опрессовки, разрушения динамически неустойчивых обмоток, перекрытия переключателей напряжения из-за низкого качества заводской сборки.

Серьезные аварии произошли из-за грубейших нарушений при эксплуатации трансформаторов. Так, были случаи выхода из строя трансформаторов по причине длительной недопустимой перегрузки, резкого повышения температуры масла после включения под нагрузку при закрытых крапнах радиаторов охлаждения, перевода переключателей без снятия напряжения.

Из анализа аварий за 1953 г. заводы-изготовители энергетического оборудования должны сделать выводы о необходимости серьезного улучшения качества поставляемого оборудования, обратив особо внимание на качество применяемых материалов, технологию изготовления, профилактические испытания в процессе производства и технический контроль как при изготовлении, produkcji, так и после ее изготовления.

Руководителям и инженерно-техническому персоналу монтажных и ремонтных организаций необходимо установить жесткий контроль при производстве работ и каждый случай, хотя и не приведший к повреждениям, тщательно расследовать. Эксплуатационники обязаны обеспечить должный порядок в эксплуатации оборудования и не оставлять ни одного случая нарушения инструкции и действующих правил без специального разбора.

Исключительно серьезное положение остается с аварийностью по прямой вине персонала. Таких аварий в 1953 г. было 55,7%. За 6 мес. 1954 г. аварии по этой причине составили 48,4% всех аварий. Это снижение против уровня прошлых лет, однако, явно недостаточно.

Анализ аварий, происшедших по прямой вине персонала, показывает, что работа с персоналом на многих предприятиях организована совершенно неудовлетворительно. На таких предприятиях работа с персоналом ведется формально, знание оборудования слабое и производственная дисциплина низкая. Техническая учеба персонала все еще не соответствует уровню передовой техники.

Руководители многих предприятий и районных управлений неудовлетворительно анализируют аварии и вследствие этого не всегда определяют истинные причины их возникновения. На предприятиях широкая общественность слабо привлекается к борьбе с нарушениями «Правил технической эксплуатации электростанций и сетей» и «Правил техники безопасности», а также производственных инструкций.

Противоаварийные тренировки, проверка знаний и учеба персонала в ряде энергосистем проводятся формально, в результате чего персонал слабо ориентируется при возникновении ненормальных режимов работы оборудования и пре- вращает неполадки в аварии.

Часто профилактические ремонты оборудования проводятся некачественно и несвоевременно, с нарушением сроков и потребного объема работ. Большое количество аварий из-за механического повреждения линий и кабелей происходит вследствие ослабления работы с населением, нарушений графиков обходов и плохого осмотра линии при обходах. Нарушаются инструкции по эксплуатации линий электропередачи в части обеспечения потребных габаритов и установки знаков на переходах через дороги и судоходные реки. Не выполняются указания по грозозащите линий, что приводит к тяжелым авариям.

У некоторых руководителей нет чувства неприемлемости к имеющимся недостаткам в работе и тем более к авариям по прямой вине персонала. К аварийным предприятиям, на которых допускаются аварии в результате наличия серьезных недостатков и упущений в работе, относятся электростанции: Кураховская, Карагандинская, Штеровская, Иркутская, Сталинградская, Каменская, а также Московская кабельная сеть, Центральный сетевой район Донбассэнерго, Севастопольский сетевой район Крымэнерго и др.

Следует особо отметить, что в ряде энергосистем управляющие и главные инженеры не сделали должных выводов из неудовлетворительной работы в 1953 г., в результате чего в текущем году в этих энергосистемах увеличилась аварийность по отношению к тому же периоду 1953 г. К таким энергосистемам можно отнести Саратовэнерго (из общего количества аварий за 6 мес. 1954 г. имеет 83% аварий по вине персонала), Казэнерго, где высокая аварийность допущена в электросетях, Горэнерго, Одессаэнерго. Продолжает оставаться высокой аварийность в Мосэнерго и Ростовэнерго. Руководителям указанных энергосистем необходимо тщательно проверить состояние эксплуатации и коренным образом перестроить работу с персоналом на предприятиях.

Особенно нетерпимо, когда аварии на предприятиях развиваются и в отдельных случаях перерастают в системные, что приводит к тяжелым последствиям.

Можно привести в качестве примеров ряд аварий, анализ которых вскрывает совершенно неудовлетворительную работу с персоналом, неумение персонала ориентироваться в создавшейся аварийной обстановке. В отдельных случаях выявляется, что руководящий состав не изучает и не знает директивных материалов Министерства.

На одной электростанции при отключении короткого замыкания на кабеле 6 кв взорвался выключатель. Это вызвало перекрытие обеих систем шин главного распределительного устройства 6 кв и потерю питания собственных нужд. Авария переросла в системную и ликвидация ее слишком затянулась. Дежурный диспетчер не оценил создавшейся аварийной обстановки в энергосистеме, растерялся и, зная о потере большой генерирующей мощности, не принял своевременных

мер к разгрузке энергосистемы отключением потребителей. В результате этого отключились от перегрузки транзитные линии; частота и напряжение в энергосистеме начали резко снижаться. Положение еще более ухудшилось тем, что на одной крупной электростанции дежурный персонал настолько растерялся, что не принял срочных мер к обеспечению нормальной работы электростанции до тех пор, пока агрегаты собственных нужд отказали в работе и станция сбросила нагрузку. Дежурный диспетчер дезориентировал персонал этой электростанции заявлениями о якобы принятых им мерах по восстановлению положения в энергосистеме.

Эта авария и ее развитие произошли потому, что на электростанции не была обеспечена надежная схема питания шин собственных нужд; к тому же от этих шин питались посторонние потребители. На ряде турбин в этой энергосистеме регулирование работает неудовлетворительно, вследствие чего во время данной аварии турбогенератор, питавший собственные нужды, отключился автоматом базопасности. В инструкции дежурным инженерам по ликвидации аварий не предусмотрены самостоятельные действия дежурного персонала при аварийном положении на электростанции, ведущем к полной ее остановке. Диспетчерская служба не разработала аварийных режимов работы энергосистемы, в результате чего мощность, подключенная к автоматам частотной разгрузки, оказалась недостаточной.

Данная авария показала также, что руководство энергосистемы не изучило случившуюся несколько лет назад аналогичную аварию в другой энергосистеме, не сделало для себя необходимых выводов и не знает противоаварийных материалов, выпускающихся Министерством.

Можно привести еще одну характерную аварию, показавшую слабую тренировку персонала, незнание им электрических схем. На электростанции произошло повреждение выключателя из-за некачественного его ремонта. Авария перешла в системную, потому что персонал на некоторых станциях энергосистемы плохо ориентировался в аварийной обстановке. Одна из электростанций сбросила нагрузку вследствие того, что основная часть собственных нужд питалась от сети по линии, к которой был подключен автомат частотной разгрузки, о чем руководство цеха и дежурный персонал не знали. Во время аварии персонал действовал неорганизованно, ошибочно была включена несинхронно линия 110 кв.

До сих пор много аварий имеет место из-за включения разъединителей на «закоротки» и отключения их под нагрузкой. Эти аварии являются наиболее грубыми с точки зрения непосредственной вины персонала.

В 1953 г. произошло 28 аварий из-за включения разъединителей на «закоротки» и 15 аварий при отключении под нагрузкой. Нередко такие аварии сопровождались тяжелыми несчастными случаями.

Анализ причин этих аварий показывает, что они происходят в результате грубых нарушений правил эксплуатации блокировочных устройств, инструкций по переключениям, «Правил технической эксплуатации электростанций и сетей»,



«Правил техники безопасности». Иногда переключения производятся без бланков переключений, а в ряде случаев причина заключалась в низкой квалификации дежурного персонала.

Случается, что перед отключением разъединителей под нагрузкой персонал, не разобравшись в обстановке, деблокирует блокировочные устройства при помощи ключей или срывом пломб с блокзамков, не проверяя фактического состояния электрической схемы присоединений.

Все это указывает на недопустимую халатность и безответственное отношение дежурного персонала и руководства ряда предприятий к производству оперативных переключений. Так, например, в одном сетевом районе произошла тяжелая авария с несчастным случаем. На подстанции при выводе из ремонта трансформатора дежурный персонал по ошибке включил разъединитель 10 кв этого трансформатора при неснятой «закоротке» на стороне 110 кв, хотя наряд был уже закрыт и в нем было указано, что все «закоротки» сняты. Об установке «закороток» в оперативный журнал записей сделано не было. Бланком переключений не пользовались, причем он был полностью оформлен до начала операций.

На второй подстанции при производстве оперативных переключений по выводу из работы линии 6 кв был ошибочно отключен под нагрузкой разъединитель другой линии. Операции производились с грубыми нарушениями: бланком переключений персонал не пользовался; была нарушена очередность операций; вместо линейного разъединителя был отключен шинный разъединитель. Контролирующий электромонтер, не желая подняться на этаж разъединителей, направил туда дежурного подстанции, который по ошибке подошел к ячейке другой линии. Хотя имеющаяся электромагнитная блокировка не давала возможности произвести ошибочное отключение, дежурный, считая, что блокировка неисправна, самовольно деблокировал ее, даже не сорвав пломбы, и произвел ошибочное отключение разъединителя.

На третьей подстанции при переключениях ошибочно был отключен под нагрузкой шинный разъединитель 6 кв, в результате чего было обесточено все распределительное устройство 6 кв. Операции с разъединителями производились неправильно и переключения делались при разблокированных и открытых сетчатых ограждениях.

На электростанции при выводе в ремонт одного из присоединений были ошибочно включены заземляющие разъединители трансформатора напряжения 10 кв. При этом была обесточена часть собственных нужд. Авария произошла из-за грубых нарушений персоналом правил производства переключений. Операции производил один элек-

тромонтер, а дежурный электротехник отсутствовал и не осуществлял контроля.

Следует отметить электростанции и электросети, длительное время работающие без аварий. К таким относятся: Среднеуральская грэс, Челябинская тэц, грэс № 4 Мосэнерго, тэц № 9 Мосэнерго, Северный сетевой район Кузбассэнерго и др.

Длительная работа этих предприятий без аварий обеспечивается тем, что на них установлен должный контроль за выполнением «Правил технической эксплуатации электростанций и сетей», работа с персоналом поставлена в соответствии с директивными указаниями Министерства, здесь глубоко изучают аварии, происходящие на других предприятиях, а также не проходят мимо нарушений в эксплуатации, хотя и не приведших к авариям или браку в работе. Все это предупреждает аварии и обеспечивает повышение квалификации персонала.

Для изжития аварийности необходимо в первую очередь резко усилить внимание руководителей предприятий к повышению дисциплины и квалификации персонала, контролю его работы, смелее вскрывать недостатки, не проходить мимо фактов нарушения «Правил», организовать всех инженерно-технических работников и рабочих на улучшение эксплуатации.

На предприятиях, допустивших аварии, нужно организовать систематическое изучение персоналом директивных материалов Министерства электростанций — эксплуатационных и противоаварийных циркуляров, материалов по техническому анализу аварий и в соответствии с ними разработать конкретные меры, направленные на обеспечение надежной работы.

Следует систематически проводить обмен опытом безаварийной работы между предприятиями и энергосистемами, шире привлекать общественность к выявлению недостатков в эксплуатации оборудования. Необходимо улучшить расследование аварий, происшедших по вине персонала; выявлять обстоятельства, способствовавшие нарушениям; проверять техническую подготовку виновников аварий и определять соответствие их занимаемым должностям.

Учитывая, что за последнее время на электростанциях, подстанциях и в сетях внедряется большое количество нового оборудования, необходимо обратить внимание на повышение и углубление технических знаний инженерно-технических работников, особенно руководящих работников-практиков.

Неуклонное выполнение приказа № 340 Министерства электростанций, а также устранение отмеченных недостатков позволят обеспечить надежную работу электростанций и сетей.



# О классификации котельных топлив

Проф. С. Я. Корницкий

Советское социалистическое государство постоянно ведет большую работу по геологической разведке и развитию топливных баз во всех областях нашей страны. Преимущества социалистического строя позволили прочно освоить разнообразные виды топлива в эксплуатации котельных установок, далеко превзойдя в этом деле страны капиталистического мира. В этих условиях приобретает существенное научное и практическое значение построение рациональной классификации топлив, которая должна учитывать их происхождение, развитие и генетические связи, систематизировать наиболее важные классификационные признаки основных видов топлива и включать те их рабочие характеристики, которые имеют существенное значение для практики.

Наиболее интересная современная общая классификация топлив — «естественная классификация» проф. Г. Л. Стадникова — рассматривает топливо в основном как химическое сырье. Вместе с этим данная классификация создает некоторые основы и для разработки более узких систем классификации, относящихся к различным отраслям топливоиспользования. Предлагаемая ниже система, которую нельзя еще считать в полной мере доработанной, основана на наиболее важных общих технологических характеристиках топлива — теплотворности (теплоте сгорания), выходе летучих веществ, зольности, влажности, дополняемых рядом признаков, иллюстрирующих развитие природного топлива и его горючесть, описывающих свойства продуктов пирогенетического разложения и продуктов сгорания (т. е. динамические характеристики) и оценивающих пирометрический эффект сжигания топлива.

Топлива первого класса «естественной классификации» — сапропелиты резко отличаются от остальных по ряду признаков, в частности по содержанию водорода. С такого рода топливами (например, подмосковные богхеды, сибирские сапропелиты) приходится, однако, встречаться редко, практического значения для котельной техники они пока не имеют, а потому здесь не рассматриваются. Принадлежность топлива к одному из остальных трех классов (гумусовые, смешанные гумусо-сапропелитовые и сапропелито-гумусовые) на данном этапе разработки практической классификации котельных топлив не проявляется.

В основу классификации положено пять возрастных групп топлив: древесина, торф, бурые угли, каменные угли и антрациты. В классификации Г. Л. Стадникова, относящейся лишь к ископаемым топливам, древесина отсутствует. Антрациты, включаемые Г. Л. Стадниковым

в общую возрастную группу каменных углей, выделены в данном случае по практическим соображениям в связи с известными и важными для топочной техники особенностями, отличающими их от остальной части общего ряда каменных углей. Дополнительно в предлагаемых ниже таблицах даны характеристики горючих сланцев, мазута и природных газов. Генетические связи этих видов топлива нельзя еще считать ясными; поэтому их приходится рассматривать каждое в отдельности. Все числа, стоящие в графе «природные газы», относятся к чисто газовым месторождениям. Вся классификация относится к природным топливам. В виде исключения вместо нефти взят мазут.

В качестве исходной возрастной характеристики горючей массы топлива (табл. 1) использован выход летучих веществ, служащий, кроме того, в известной мере, и характеристикой горючести топлива. Для разных бурых углей и различных каменных углей эта величина изменяется в широких пределах. Не вполне одинаковы и некоторые другие характеристики горючей массы бурых углей. Впредь до завершения более глубокой разработки данного вопроса приходится, однако, для целей практики рекомендовать пока единую систему показателей для горючей массы всех бурых углей.

У каменных углей классификационные признаки изменяются в очень широких пределах. Для них в табл. 1 дано дополнительное подразделение, соответствующее известной донецкой маркировке. В таблице сохранены давно укоренившиеся обозначения различных марок, хотя названия, положенные в основу последних, не подчинены единому классификационному признаку, а некоторые из них, особенно для котельного топлива, сильно устарели. Относительно недавно введенный в общую номенклатуру класс СС (слабо спекающиеся каменные угли) не включен в табл. 1, так как для котельного топлива он не содержит каких-либо удовлетворительных признаков.

Состав горючей массы иллюстрируется относительными величинами третьего и четвертого столбцов таблицы. Отношение  $\frac{O}{H}$  также служит возрастной характеристикой топлива, однако по выходу летучих бурые и каменные угли перекрывают друг друга, а по отношению  $\frac{O}{H}$  между ними имеется достаточно четкая граница<sup>1</sup>. Для первых пяти групп топлива, генетически между

<sup>1</sup> В табл. 1 даны значения  $\frac{O+N}{H}$ , так как сумма  $O+N$  часто определяется совместно.

Таблица 1

## Характеристики горючей массы

1	2	3	4	5	6	7
	$V^2, \%$	$\frac{O+N}{H}$	$\beta$	$Q^2_{H, \text{ккал/кг}}$	$W^2, \%$	$t_{\text{г}}, ^\circ\text{C}$
Дрова . . . . .	85	7	0,035	4 500	7	2 020
Торф . . . . .	70	6	0,075	5 230	11	2 050
Бурые угли . . . . .	65—35 (45)	>4	0,06—0,09 (0,08)	5 500—7 000 (6 500)	15—8	2 110
Камен- ные угли	Д	>42 (43)	0,12	7 290	5—1	2 130
	Г	44—35 (39)	0,125	7 700		
	ПЖ	35—26 (32)	0,12	8 000		
	К	26—18 (20)	0,115	8 100		
	ПС	18—12 (15)	0,105	8 240		
	Т	<17 (12)	0,10	8 260		
Антрациты . . . . .	7—3 (4)	2—1	0,08—0,03 (0,04)	8 100—7 600 (7 950)	3—1	2 160
Горючие слан- цы . . . . .	70—80	2	0,25—0,20	6 500—8 000	4—1	2 040
Мазут . . . . .	—	0	0,30	9 700	—	2 120
Природные газы . . . . .	—	—	0,75—0,8	8 000—8 500	—	1 970

с собой связанных, отношение  $\frac{O}{H}$  монотонно уменьшается с увеличением химического возраста топлива, что хорошо вяжется с имеющимися представлениями о процессе естественной переработки первичных углеобразований. Для клетчатки ( $C_6H_{10}O_5$ ) это отношение равно  $16 \times 5 : 1,008 \times 10 \approx 8$ . Для дров  $\frac{O}{H} = 7$  и т. д.

Коэффициент  $\beta$ , хорошо известный в практике тепловых расчетов, тоже может служить характеристикой состава горючей массы топлива. Для клетчатки и для чистого углерода он равен нулю, а наибольшие значения достигаются им в группе каменных углей: постепенное обуглероживание топлива практически компенсирует в этой области таблицы эквивалентную потерю кислорода. Высокие значения  $\beta$  у горючих сланцев, мазута и природных газов вызваны весьма большим содержанием водорода в этих топливах.

Весьма яркой характеристикой топлива остается его теплотворность. В таблице виден постепенный ее рост с увеличением возраста топлива, обусловленный потерей кислорода в процессе естественной переработки. В наиболее зрелых каменных углях и затем в антрацитах дальнейшее обуглероживание идет и за счет частичной потери водорода; этим определяется наличие максимума в области углей типа ПС—Т и последующее уменьшение теплотворности горючей массы у антрацитов.

В шестом столбце таблицы дается значение гигроскопической влажности топлива. Следует иметь в виду, что в данном случае, как обычно, приводится не адсорбционная влажность природного топлива, а влажность препарированного — измельченного в порошок топлива, доведенного до воздушно-сухого состояния в лабораторных условиях. Приведенные в табл. 1 числа весьма характерны для рассматриваемых классификационных групп топлива; наибольшей гигроскопической влажностью обладают бурые угли.

Рассмотренные характеристики являются в основном статическими. Для процесса горения наименьшее значение имеют динамические характеристики топлива. В течение последних лет в СССР проведен ряд работ, исследующих эти характеристики. Во втором столбце табл. 2 приведены значения температуры начала выхода летучих веществ по данным М. В. Струнникова (ЦКТИ). Обращают на себя внимание высокие значения этой температуры для антрацитов и тощих углей. Весь этот ряд чисел дает возможность оценить и нижний предел температуры воспламенения топлива, ибо воспламенение летучих опережает воспламенение кокса.

Различно и протекание процесса выделения летучих веществ топлив различных классов. По данным М. В. Струнникова, кривая, иллюстрирующая выход летучих в зависимости от температуры, имеет обычно два или три максимума. С увеличением возраста топлива эти кривые сдвигаются в сторону более высоких температур, а абсолютная величина максимумов уменьшается. Особенно это относится к первому максимуму, лежащему для молодых топлив в области 300—400°С и соответствующему разложению наименее стойких элементов органической основы топлива, содержащих кислород; в этом отношении искусственно организованная возгонка топлива схожа с процессом естественной переработки первичных углеобразований.

Необходимо иметь в виду, что выход летучих веществ не заканчивается при 850°С, при которых ведется определение величины  $V^2$  по стандартному методу, и, как показывают работы А. П. Шахно (ВТИ), затягивается до значительно более высоких температур — порядка 1 100—1 200°С. Если учесть это обстоятельство и использовать элементарное уравнение баланса тепла летучих веществ и кокса, то можно получить числа третьего и четвертого столбцов табл. 2, показывающие, в частности, что теплотворности летучих веществ разных видов топлива резко различны. Их значения должны существенно влиять на ход процесса зажигания топлива, в частности на приемы распределения воздуха, а следовательно, и на процесс горения в целом.

Выход летучих веществ, выраженный в процентах от теплотворности топлива (четвертый столбец табл. 2), представляет собой для процесса горения величину, значительно более интересную, чем выход летучих, определенный в весовых процентах (табл. 1). У молодых топлив (торф, бурые угли) теплотворность летучих веществ мала, и «тепловой» выход летучих значительно меньше привычных значений «весового» выхода летучих. Для зрелых топлив (антрациты,



тощие угли) «тепловой» выход летучих значительно больше весового, особенно при учете всего выхода летучих веществ при нагреве топлива до 1 200° С.

Для последней группы топлив, где и поправка на величину весового выхода летучих веществ велика и формула пересчета относительно менее точна, числа третьего и четвертого столбцов табл. 2 могут быть в дальнейшем уточнены. Сей-

Таблица 2

Характеристики продуктов возгонки

1		$t_{д.в.}^{\circ}C$	$Q_{д.в.}$ ккал/кг	$V_{Q_1}^{\%}$
1		2	3	4
Дрова . . . . .		160	3 900	75
Торф . . . . .		100—110	4 100	55
Бурые угли . . . . .		130—170	4 000—6 000	50—30
Каменные угли	Д	170	6 800	43
	Г	210	7 500	40
	ПЖ	260	8 500	35
	К	300	9 000	24
	ПС	320	10 400	22
	Т	390	11 000	20
Антрациты . . . . .		380—400	10 000	8
Горючие сланцы . . . . .		250	7 000	73

час эти числа показывают, что теплотворность летучих веществ, так же как и теплотворность горючей массы топлива, не растет непрерывно с увеличением возраста последнего; положение максимума несколько смещено к антрацитам.

Характеристика кокса в том виде, как она обычно дается в ГОСТ, почти не содержит сведений, полезных для оценки поведения кокса в топке. Поэтому данная характеристика не введена в табл. 2. Между тем, именно горение кокса представляет для котельной техники наибольший интерес. Получение физических характеристик кокса

и других характеристик, иллюстрирующих его горючесть в условиях прямого сжигания в котельных топках, надо считать неотложной задачей.

Пределы колебаний рабочих характеристик каждой группы котельных топлив, конечно, шире, чем для горючей массы. Все же из табл. 3 видно, что теплотворность топлива увеличивается от дров к каменным углям и антрацитам. В пяти основных группах топлив наибольшую зольность имеют бурые угли; велика, однако, и зольность каменных углей. Особо высока зольность горючих сланцев, в которых минеральная основа почти подавляет горючие составляющие. Влажность основных групп топлива довольно закономерно убывает от дров и торфа к антрацитам. Для дров и торфа, как обычно, дана влажность природного топлива, подвергнутого воздушной сушке.

В столбцах пятом и шестом табл. 3 даются приведенные характеристики балласта, значение которых не должно недооцениваться.

Если  $D, B, A$  кг/час — соответственно паропроизводительность агрегата, расход топлива и количество золы, введенной в котельный агрегат вместе с топливом,  $A^n$  и  $A^p$  — соответственно приведенная зольность и зольность рабочего топлива,  $\Delta J_{ка}$  ккал/кг — удельный (на 1 кг пара) расход тепла топлива

$$\Delta J_{ка} = \frac{\Delta i_{ка}}{\gamma_{ка}} \text{ ккал/кг}, \quad (1)$$

то

$$\frac{A^n}{100} = 1000 \frac{A}{B Q_{п}^p} = \frac{A}{D \Delta J_{ка}} \text{ кг на } 1000 \text{ ккал}$$

расхода тепла топлива, или, что то же,

$$A^n = 1000 \frac{A^p}{Q_{п}^p} \% \quad (2)$$

В последних выражениях коэффициент 1 000 введен только для получения более удобных в практике числовых значений.

Приведенная зольность наиболее правильно отражает действительное количество золы, с которым приходится иметь дело в эксплуатации котельной установки. Так, например, полное количество золы, которое необходимо знать для

Характеристики рабочего топлива

Таблица 3.

1	$Q_{п}^p$ ккал/кг	$A^c$ , %	$W^p$ , %	$A^n$ , %	$W^n$ , %	$T^{\circ}C$	$\gamma_{каж.}$ кг/м <sup>3</sup>	$\gamma_{нас.}$ кг/м <sup>3</sup>	$Q_{п}^p \gamma_{нас.}^*$ ккал/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Дрова . . . . .	2 450	1	40	~0	16	1 620	$\frac{660}{1050}$	$\frac{425}{675}$	$\frac{1050 \cdot 10^3}{1650 \cdot 10^3}$
Торф . . . . .	2 000—2 600	11	50—40	3	25—15	1 480—1 630	—	$\frac{410}{465}$	$\frac{850 \cdot 10^3}{1200 \cdot 10^3}$
Бурые угли . . . . .	2 300—4 200	35—15	40—20	9—3	15—5	1 690—1 940	1 200	750	$2500 \cdot 10^3$
Каменные угли . . . . .	5 000—6 800	25—10	12—5	5—1	3—1	2 020—2 120	1 350	850	$5000 \cdot 10^3$
Антрациты . . . . .	5 000—7 200	20—6	10—5	2—1	2—1	2 120	1 600	1 000	$6000 \cdot 10^3$
Горючие сланцы . . . . .	1 400—2 300	70—65	20—10	30—15	15—5	1 500—1 700	1 550	975	$1800 \cdot 10^3$
Мазут . . . . .	9 400	—	3	—	~0	2 120	—	—	$9200 \cdot 10^3$
Природные газы . . . . .	8 000—8 500	—	—	—	—	1 970	—	—	—

определения производительности золоудаления, выражается (при полном золоулавливании) следующим образом:

$$A = \frac{A^n}{100} \frac{\Delta J_{ка}}{1000} D \text{ кг/час.}$$

Потеря тепла от механической неполноты сгорания простейшим образом подсчитывается по формуле

$$q_4 = 7,8 \frac{C_{оч}}{100 - C_{оч}} A^n \%,$$

где  $C_{оч}$  — содержание горючих веществ в очаговых остатках.

Аналогично выражению (2) приведенная влажность топлива определяется выражением

$$W^n = 1000 \frac{W^p}{Q_n^p} \%.$$

В первых пяти группах топлив наиболее велика приведенная зольность бурых углей; высока, как правило, и их приведенная влажность. Большая зольность горючих сланцев не только сказывается на их чрезвычайно высокой приведенной зольности, но и существенно повышает их приведенную влажность. У каменных углей и антрацитов приведенная влажность, как правило, очень невелика.

В последних столбцах табл. 3 даны значения кажущегося и насыпного веса и теплоплотности топлива. Для дров и торфа соответствующие числа относятся к штабельной укладке, для углей — к свободной засыпке. Различия между теплоплотностями разных топлив очень велики и должны существенно влиять на выбор допустимого радиуса их перевозки. Двойные числа для дров относятся к наименьшему (ель) и наибольшему (дуб) их удельному весу. В графе торфа числитель относится к фрезерному, знаменатель — к машинно-формовочному торфу. Все числа последних столбцов табл. 3 относятся к тем средним влажностям топлива, которые можно усмотреть из ее четвертого столбца<sup>2</sup>.

К важным динамическим характеристикам топлива относятся свойства продуктов их сгорания.

Так как в эксплуатации оперативный контроль за процессом горения, а также настройка авторегулирования ведутся по показателю  $RO_2$ , то весьма важное значение приобретает формула проф. К. В. Кирша для определения коэффициента избытка воздуха

$$\alpha = \frac{x}{RO_2} + y. \quad (3)$$

В этой формуле

$$y = \frac{21 - x}{100},$$

а коэффициент  $x$  представляет собой отношение объема сухих трехатомных продуктов сгорания к теоретически необходимому расходу воздуха, взятое в процентах:

$$x = \frac{V_{RO_2}}{V^o} 100 \%.$$

<sup>2</sup> В качестве исходных использованы материалы проф. К. В. Кирша, данные П. Г. Салькова и разрозненные сведения, имеющиеся в литературе.

Столбец второй табл. 4 показывает, что показатель  $x$  сохраняет в основной группе котельных топлив неплохую устойчивость. В трех нижних строках таблицы большое содержание водорода сильно снижает этот показатель.

Коэффициенты формулы Кирша связаны и с коэффициентом  $\beta$ :

$$\beta = 79 \frac{y}{x}.$$

Следовательно,  $\beta$  также является характеристикой продуктов сгорания; в связи с этим для горючих сланцев дано два значения  $\beta$ : верхнее не учитывает разложения карбонатов, нижнее соответствует их полному разложению.

Так как абсолютные значения коэффициента  $y$  невелики, то формулу (3) часто используют в упрощенном виде

$$\alpha = \frac{RO_2^o}{RO_2},$$

где наибольшее значение  $RO_2$  (при  $\alpha = 1$ )

$$RO_2^o = \frac{x}{1 - y} = \frac{21}{1 + \beta}.$$

Величины объемов воздуха и продуктов сгорания разных топлив столь различны, что использование их в качестве классификационных характеристик невозможно. Однако, опираясь на работы Д. И. Менделеева, удается получить очень удобные и наглядные выражения приведенных объемов воздуха и продуктов сгорания в виде линейных функций приведенной влажности топлива:

$$V_{вз}^n = 1000 \frac{V_{вз}^o}{Q_n^o} = a^o \alpha (1 + 0,006W^n); \quad (4)$$

$$V^n = 1000 \frac{V^o}{Q_n^o} =$$

$$= (a\alpha + a') (1 + 0,006W^n) + 0,0124W^n; \quad (5)$$

в этих выражениях объемы даны в  $нм^3$  на 1000 ккал затраченного тепла топлива.

Для горючей массы топлива приведенный минимальный (при  $\alpha = 1$ ) расход воздуха равен коэффициенту  $a^o$ . Числа третьего столбца табл. 4 показывают, что эта величина почти одинакова для всех топлив, особенно для углей и антрацитов; причины этого излагались в опубликованных работах автора. В седьмом столбце таблицы та же характеристика (то же при  $\alpha = 1$ ) дана для рабочего топлива. Расхождение этого показателя у разных групп топлива несколько больше, однако влияние приведенной влажности еще не очень велико, и порядок чисел остается неизменным.

Данный показатель позволяет легко определить и полный расход воздуха котельным агрегатом: если паропроизводительность котельного агрегата дана в  $кг/час$ , то

$$V_{вз}^{кас} = V_{вз}^n \frac{\Delta J_{ка}}{1000} D \text{ нм}^3/\text{час}. \quad (6)$$

Это уравнение, по существу говоря, лежит в основе всех технологических схем авторегулирования котельных агрегатов, давая соотношение «пар — воздух».

## Характеристики продуктов сгорания

	$x, \%$	$a^{\circ}$	$a'$	$(V_{\text{с.г.}})_{100}$	$(V_{\text{с.г.}}^0)_{100}$	$(V_{\text{с.г.}}^p)_{100}$	$(V_{\text{с.г.}}^q)_{100}$	$(V_{\text{с.г.}}^r)_{100}$	$C_{\text{A.}} \text{ в } \text{ккал}^{\circ}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Дрова . . . . .	20,1	1,045	0,14	1,20	506	1,16	1,52	645	—
Торф . . . . .	19,2	1,07	0,11	1,195	500	1,22	1,59	675	20
Бурые угли . . . . .	19,1	1,085	0,065	1,165	485	1,17	1,36	575	45
Каменные угли	Д	18,2	1,095	0,05	1,16	480	1,13	1,20	500
	Г								
	ПЖ								
	К								
	ПС								
Т	18,6	1,10	0,03	1,15	475	1,13	1,18	490	25
Антрациты . . . . .	20,0	1,10	0,015	1,135	470	1,13	1,16	480	15
Горючие сланцы . . . . .	16,4	1,12	0,08	1,22	505	1,27	1,50	630	150
	19,4								
Мазут . . . . .	15,2	1,09	0,065	1,17	480	1,11	1,17	480	—
Природные газы . . . . .	10,6	1,115	0,125	1,26	520	1,13	1,26	520	—

Если пренебречь влажностью воздуха, то коэффициент  $a$  в формуле (5) в точности равен коэффициенту  $a^{\circ}$  в формуле (4). Если, как это часто делают, принять, что в 1 кг сухого воздуха содержится 10 г водяного пара, то  $a = 1,016 a^{\circ}$ .

Коэффициент  $a'$  в формуле (5) и табл. 4 представляет собой разность между приведенными объемами продуктов сгорания и воздуха для 1 кг горючей массы топлива. Этот коэффициент различен для разных групп топлива, однако его абсолютные значения, особенно в сравнении с величиной  $a^{\circ}$ , малы. Поэтому минимальные (при  $a = 1$ ) значения всей первой скобки формулы (5), представляющей собой приведенный объем продуктов сгорания горючей массы топлива, колеблется у пяти основных групп топлива (см. пятый столбец табл. 4) столь же мало, как и величина  $a^{\circ}$ . Данный показатель, следовательно, также характеризует в большей мере единство этих топлив, чем различия между ними. При переходе к рабочему топливу (восьмой столбец табл. 4) и сохранении  $a = 1$  приведенная влажность топлива оказывает уже очень заметное влияние, в результате чего соответствующие числа для разных видов топлива существенно расходятся.

Объем продуктов сгорания, отнесенный к единице времени, нужный для расчетов тяги, сечений котельных газоходов, определения скоростей газов и т. п., может быть определен по уравнению, полностью аналогичному выражению (6).

Предлагаемая система рабочих классификационных характеристик позволяет установить и состав продуктов сгорания. После того как найдено (по коэффициенту  $a^{\circ}$  и приведенной влажности топлива) теоретически необходимое количество воздуха, объем сухих трехатомных

газов ( $V_{\text{RO}_2}$ ) может быть непосредственно подсчитан по коэффициенту  $x$ . Последний служит и для нахождения полного объема сухих газов:

$$V_{\text{с.г.}} = \frac{x}{\text{RO}_2} V^{\circ} = (x - y) V^{\circ}.$$

Объем водяного пара получается, как разность между полным объемом продуктов сгорания и объемом сухих газов, а объемы свободного кислорода и азота — путем применения обычных формул, также через величину  $V^{\circ}$ .

Использование газового анализа позволяет применить предлагаемые характеристики и для подсчета потери от химической неполноты сгорания. Так, если продуктом химически неполного сгорания является только окись углерода, то

$$q_3 = 3,02 \frac{\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} x a^{\circ} (1 + 0,006 W^n) \frac{100 - q_4}{100} \%$$

Подставляя в это выражение усредненные значения входящих в него величин, получаем с достаточной степенью точности:

$$q_3 = 60 \frac{\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} = 3,2 \text{CO } a \%$$

Наконец, зная приведенный объем продуктов сгорания и приведенную зольность топлива, легко найти и наибольшую концентрацию золы в продуктах сгорания. Последний столбец табл. 4 дает эту величину при  $a = 1$  и взвешивании в газах всей золы. Надо констатировать, что даже если исключить горючие сланцы, концентрация золы в продуктах сгорания большинства наших топлив, в частности бурых углей, велика<sup>3</sup>.

Приведенные теплосодержания воздуха и продуктов сгорания

$$i_{\text{сг}}^n = 1000 \frac{V_{\text{сг}}^n c_{\text{сг}} t_{\text{сг}}}{Q_n^p}, \quad I^n = 1000 \frac{V^n c T}{Q_n^p} \quad (7)$$

также следует отнести к классификационным характеристикам топлива. Сопоставление выражений (4), (5) и (7) показывает, что в развернутом виде формулы для приведенных объемов и теплосодержаний структурно одинаковы, с той, однако, разницей, что в последних расчетные коэффициенты должны зависеть от температуры.

Наибольшее приведенное теплосодержание продуктов полного сгорания топлива (в неподогретом воздухе) при отсутствии потери в окружающую среду одинаково для всех топлив:  $(I^n)^{\circ} = 1000 \text{ ккал}$  на 1000 ккал теплотворности топлива.

Поэтому в указанных условиях и при  $a = 1$ , наибольшие температуры горения горючей массы разных групп топлива (см. седьмой столбец табл. 1) почти одинаковы; характерной величиной в данном случае служит температура порядка 2100°С. Для рабочего топлива положение (в тех же условиях) существенно меняется (см. седьмой столбец табл. 3). Наибольший пирометрический эффект развивают топлива с малой приведенной влажностью; для получения высокой температуры горения высоковлаж-

<sup>3</sup> В табл. 3—5 отсутствуют данные о высокобалластных бурых углях Правобережной Украины; они исключены из рассмотрения впрямь до накопления аналитических данных.

## Характеристики котельных агрегатов

ных топлив необходима или предварительная подсушка последних или работа на высокоподогретом воздухе.

Если принять за аргумент температуру газов, то аналогичное положение имеет место для приведенных теплосодержаний. Так, например, при 1100°С (эта температура весьма характерна для области выхода газов из топки в конвективные поверхности нагрева) приведенные теплосодержания газов для горючей массы мало различаются у различных видов топлива (шестой столбец табл. 4), а для рабочих топлив — увеличиваются вместе с ростом приведенной влажности (девятый столбец табл. 4).

Использование приведенных теплосодержаний позволяет решать ряд важных задач. Так, при сведении баланса тепла любого элемента котлоагрегата прирост теплосодержания воды или пара связан с перепадом приведенного теплосодержания газов простейшим соотношением

$$\Delta i = \frac{\Delta J_{ка}}{1000} \Delta I^n \text{ ккал/кг.}$$

Потеря с уходящими газами выражается простой формулой

$$q_2 = 0,1 [(I^n)_{ух} - (i_{ва}^n)_{кот}] \left( \frac{100 - q_4}{100} \right) \%.$$

Таким образом, предлагаемая система классификационных характеристик позволяет определить значения всех основных потерь котлоагрегата ( $q_2, q_3, q_4$ ) и его к. п. д. В первых двух столбцах табл. 5 даны наибольшие значения к. п. д. при наличии только потерь с уходящими газами,  $\alpha = 1$ , температурах уходящих газов 150 и 300°С и работе на холодном воздухе ( $t_{вз} = 0$ ). Различия между отдельными группами топлива по этому важному показателю не очень велики. Более подробные сведения об этих характеристиках были опубликованы автором ранее.

Так как применяемые в настоящее время в СССР параметры пара весьма разнообразны, то в число характеристик котельных агрегатов, определяемых классификационными свойствами топлива, введена наибольшая испарительность топлива, соответствующая двум уровням давления — низкому (13 *атм*) и высокому (100 *атм*) давлениям по ГОСТ 3619-47 и тем же условиям, для которых в табл. 5 даны значения к. п. д. Колебания этой величины в каждой группе топлив отражают соответствующие колебания теплотворности:

$$u = \frac{Q_n^p}{\Delta J_{ка}} \text{ кг/кг.}$$

Соответственно условны средние, грубо округленные значения испарительности, внесенные в табл. 5. Значительно более ясны различия,

	$\eta_{150}^0$ %	$\eta_{300}^0$ %	$(u_{150}^{100,0})_{150}$ кг/кг	$(u_{300}^{13,0})_{300}$ кг/кг	$(u_{150}^p)_{1100}$ %
1	2	3	4	5	6
Дрова . . . . .	92	84	4	3	38
Торф . . . . .	92	84	3,5 (3,1—4,1)	2,5 (2,3—3,1)	35
Бурые угли . . . . .	93	86	5 (3,6—6,6)	4 (2,8—5,2)	46
Каменные угли . . . . .	94	88	9,5 (7,9—10,8)	7,5 (6,3—8,5)	53
Антрациты . . . . .	94	88	9,5 (7,9—11,4)	7,5 (6,3—9,0)	55
Горючие сланцы . . . . .	92	85	3 (2,2—3,6)	2 (1,7—2,8)	40
Мазут . . . . .	94	88	15	12	55
Природные газы . . . . .	94	87	13	10	51

свойственные котлоагрегатам высокого и низкого давления.

В шестом столбце табл. 5 дается количество тепла, воспринятое в топке, в процентах от общего количества использованного в агрегате тепла, при граничной температуре 1100°С. Соответствующие числа получены на основе чисел девятого столбца табл. 4 и значений к. п. д., внесенных во второй столбец табл. 5. Различия между классификационными группами топлив здесь отчетливо видны. Молодые топлива, обладающие большой приведенной влажностью, отдают в рассматриваемых условиях значительно меньшую часть тепла радиацией и оставляют конвективным поверхностям нагрева значительно большую общую нагрузку, чем зрелые топлива, приведенная влажность которых обычно мала. Учет подогрева воздуха меняет эти соотношения: каждые 100° подогрева воздуха увеличивают нагрузку радиационных поверхностей нагрева примерно на 3,5—4% от всего использованного тепла. Учет реального избытка воздуха ( $\alpha > 1$ ) меняет эти соотношения в обратную сторону.

В разработанной системе не удалось использовать в качестве одной из опорных величин характеристику плавкости золы; этому мешает разнообразие условий залегания разных топлив. Не включены пока в эту систему и характеристики, определяемые системами топок и их работой. Вместе с тем, данная практическая классификация систематизирует наиболее важные особенности основных видов котельного топлива — от характеристик, относящихся к его горючей массе, до ряда важных характеристик котельного агрегата, непосредственно определяемых классификационными различиями топлив.

## ОТ РЕДАКЦИИ

Проф. С. Я. Корницким предложена классификация топлив с точки зрения их использования в котельном деле. Несмотря на то, что такая классификация является частной, она представляет интерес и может иметь практическое значение.



# Пароструйная компрессионная установка высокого давления

Проф. Е. Я. Соколов, канд. техн. наук Н. М. Зингер и инж. Н. П. Шишов

На тепловых электростанциях нередко осуществляется дросселирование значительных количеств острого или отработавшего пара из-за несоответствия параметров пара, вырабатываемого котельной, или параметров пара из отбора турбин характеристике силового оборудования или требованиям теплового потребления.

Всякое дросселирование пара является энергетической потерей. Основным путем устранения потерь от дросселирования является использование располагаемого избыточного перепада давлений пара для производства работы. Одним из весьма простых устройств, позволяющих решить эту задачу, являются пароструйные компрессоры.

струйный компрессор<sup>1</sup>. В качестве рабочего пара для компрессора был принят пар давлением 106 *ата*, 480° С.

Расчет компрессора был произведен по методике ВТИ<sup>2</sup>.

Производительность пароструйного компрессора по сжатому пару была задана станцией в размере 30 *т/час*.

Коэффициент инжекции пароструйного компрессора (отношение расхода инжектируемого пара к расходу рабочего пара) составляет по расчету 1,64. При этом расход рабочего пара высокого давления равен 11,3 *т/час*, а расход инжектируемого пара давлением 16,5 *ата* — 18,7 *т/час*.

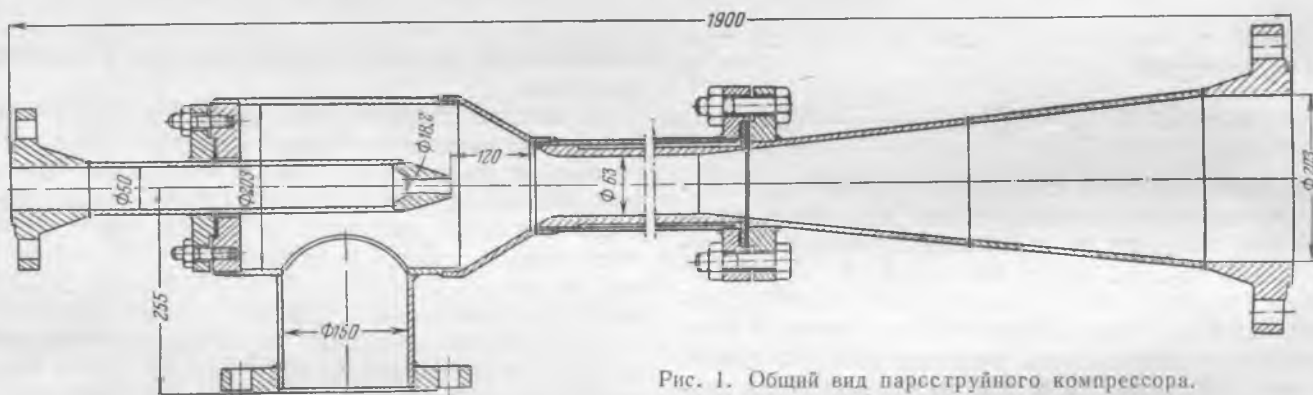


Рис. 1. Общий вид пароструйного компрессора.

Заменяя дросселирование процессами расширения, струйные компрессоры позволяют сократить расход острого и отработавшего пара повышенного давления за счет частичного использования отработавшего пара низкого давления.

В настоящей статье приводится описание пароструйной компрессионной установки, с помощью которой на одной из грэс Мосэнерго было заменено дросселирование острого пара со 100 до 20 *ата*, расширением этого пара, что позволило использовать для производства работы около 20 *т/час* отработавшего пара давлением 16,5 *ата*. До установки пароструйного компрессора пар давлением 16,5 *ата* не мог быть использован для этой цели.

На указанной грэс установлен питательный турбонасос типа РВПТ-20-200, рассчитанный на параметры рабочего пара перед турбиной 20 *ата*, 300° С.

Попытка включить этот турбонасос в работу на паре давлением 16,5 *ата*, температурой 250° С после имеющейся на станции предвключенной турбины высокого давления оказалась безуспешной, так как напор и производительность турбонасоса при этих параметрах пара оказались значительно ниже требуемых.

Для повышения давления пара с 16,5 до 21 *ата* Всесоюзным теплотехническим институтом по предложению грэс был запроектирован паро-

Общий вид запроектированного компрессора изображен на рис. 1. Вся конструкция выполнена сварной. На высокое давление 106 *ата* и температуру 480° С рассчитаны лишь патрубок рабочего пара, выполненный из высококачественной легированной стали 15 м, и рабочее сопло, выполненное из хромомолибденовой стали ЭЯ-2.

Все остальные детали компрессора работают под давлением 16—22 *ата* и потому изготовлены из стандартных труб.

После проведенных испытаний установка была включена в эксплуатацию.

На рис. 2 изображена принципиальная схема установки.

Для того чтобы компрессор и трубопровод сжатого пара не стали под высокое давление при отключении турбонасоса, на линии сжатого пара установлен предохранительный клапан на 25 *ата*.

При проведении испытаний пароструйного компрессора<sup>3</sup> измерение расхода сжатого пара

<sup>1</sup> В проектировании компрессора принимала участие инж. К. С. Андреева.

<sup>2</sup> МЭС — Госинспекция по промэнергетике и энергонадзору, Информационное письмо № 2/22, 1952. „Расчет и конструирование пароструйных компрессоров“.

<sup>3</sup> В проведении испытания участвовали: от ВТИ канд. техн. наук Н. М. Зингер, инж. Р. Х. Жарова; от грэс — зам. начальника турбинного цеха М. И. Чугунов.



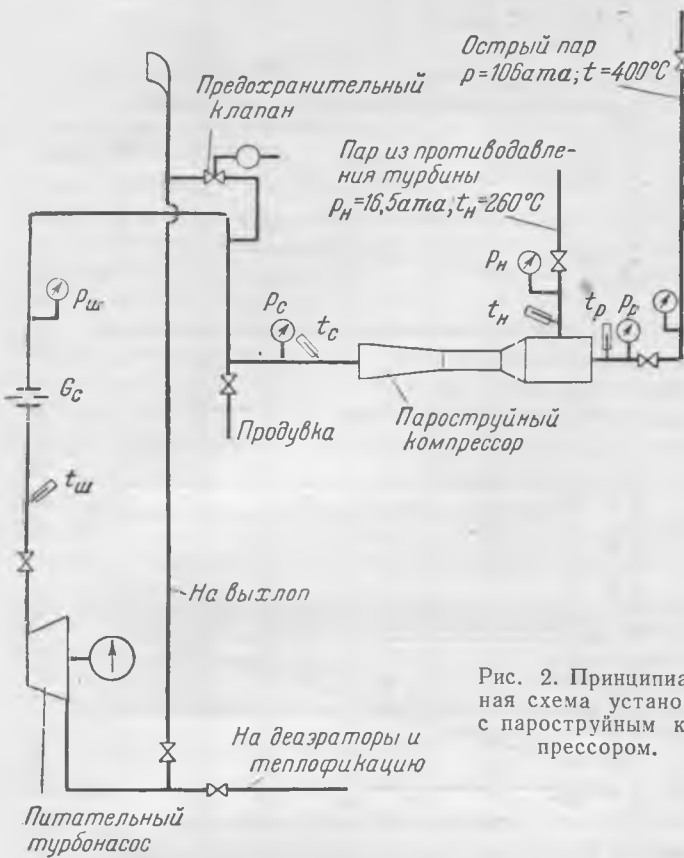


Рис. 2. Принципиальная схема установки с пароструйным компрессором.

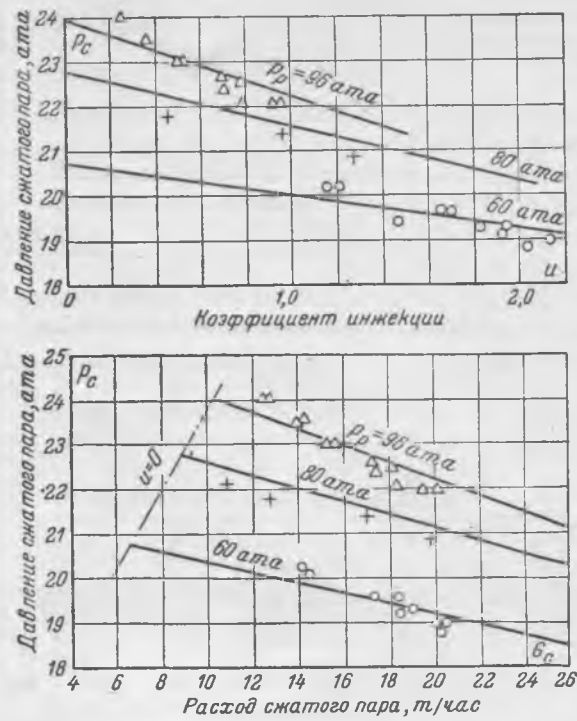


Рис. 3. Расчетные и опытные характеристики пароструйного компрессора (расчетные характеристики изображены сплошными линиями). Давление инжектируемого пара  $p_n = 16,5 \text{ ата}$ .

осуществлялось с помощью диафрагмы, установленной перед турбонасосом. Расход рабочего пара определялся по критическому диаметру рабочего сопла (18,2 мм) и параметрам рабочего пара перед соплом. Расход инжектируемого пара определялся как разность между расходом сжатого пара и расходом рабочего пара. При испытании измерялись также параметры рабочего, инжектируемого и сжатого пара.

В результате испытания пароструйного компрессора были получены изображенные на рис. 3 зависимости производительности компрессора от величины противодействия (давления сжатого пара) при давлениях рабочего пара 60, 80, 96 ата. На этом же графике для условий опытов сплошными линиями нанесены расчетные характеристики<sup>4</sup>, которые, как видно из рис. 3, достаточно хорошо совпадают с опытными. На основании расчетных характеристик была построена диаграмма режимов пароструйного компрессора<sup>5</sup>, позволяющая определить производительность компрессора при изменении давления рабочего и сжатого пара (рис. 4).

Одновременно с испытанием пароструйного компрессора службой наладки и испытаний тепломеханического оборудования Мосэнерго проводились испытания питательного турбонасоса<sup>6</sup>, результаты которых изображены на рис. 5. Расход пара на турбонасос приводился к номинальным параметрам пара 20 ата, 300°C и противодействию 3 ата. Пар на турбонасос подавался от

пароструйного компрессора. Давление пара перед турбонасосом поддерживалось постоянным, равным примерно 21 ата. Изменение расхода пара на турбонасос при изменении производительности насоса осуществлялось дросселированием рабочего пара перед компрессором.

Зависимость расхода рабочего и сжатого пара от производительности турбонасоса показана на рис. 6.

Работа пароструйного компрессора обеспечивала требуемый напор и производительность питательного насоса на широком диапазоне измене-

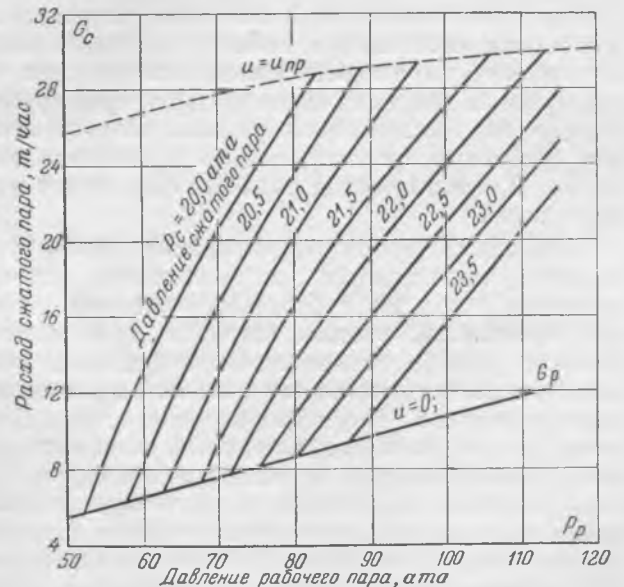


Рис. 4. Диаграмма режимов пароструйного компрессора. Давление инжектируемого пара  $p_n = 16,5 \text{ ата}$ .

<sup>4</sup> Вывод уравнения характеристики см. Е. Я. Соколов, "За экономию топлива", 1949, № 6.

<sup>5</sup> Методика построения диаграммы режимов. см. Н. М. Зингер, "За экономию топлива", 1952, № 4.

<sup>6</sup> Испытания проводились инж. П. П. Лебедевым.

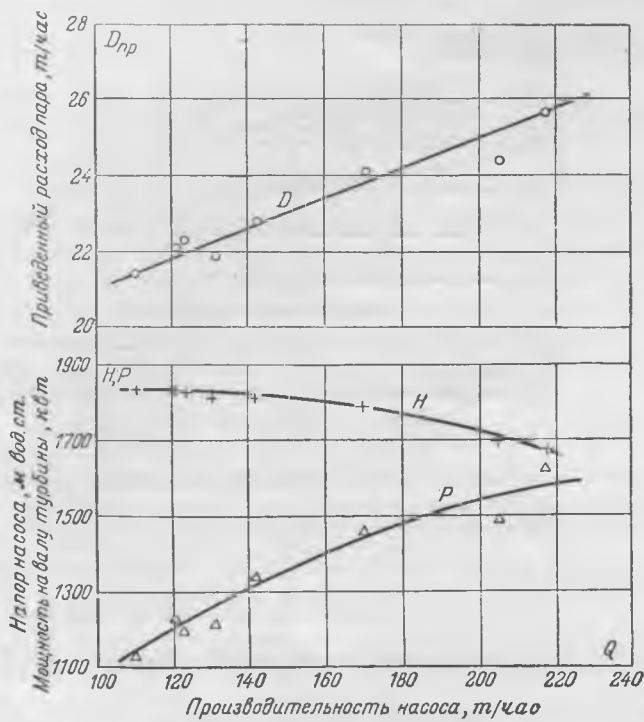


Рис. 5. Характеристики питательного турбонасоса со скоростью вращения 4 800 об/мин, при:  $p_0 = 20 \text{ атa}$ ;  $t_0 = 300^\circ \text{C}$ ;  $p_2 = 3 \text{ атa}$  (по данным испытаний службы наладки Мосэнерго).

ния нагрузки котлов, в том числе и при максимальной нагрузке котлов.

При постоянной производительности насоса  $135 \text{ м}^3/\text{час}$  производилось снижение давления сжатого пара после компрессора от  $22$  до  $19 \text{ атa}$ , осуществлявшееся снижением давления рабочего пара от  $100$  до  $73 \text{ атa}$  (рис. 7). При этом соответственно уменьшался расход рабочего пара. Расход инжектируемого пара благодаря снижению противодействия увеличился с  $11$  до  $15 \text{ т/час}$ ; при этом расход сжатого пара на турбонасос сохранялся практически постоянным.

Наиболее экономичным способом регулирования работы компрессора является дросселирование рабочего пара перед соплом компрессора и поддержание давления сжатого пара перед турбонасосом на минимальном уровне, обеспечивающем требуемую производительность питательного насоса. При этом расход рабочего пара будет минимальным.

В настоящее время регулирование работы турбонасоса производится автоматически, путем изменения открытия дроссельного клапана перед турбонасосом. Снижение нагрузки турбонасоса вызывает закрытие дроссельного клапана, расход пара на турбонасос уменьшается и давление в линии сжатого пара несколько возрастает. При этом, как видно из характеристик компрессора, изображенных на рис. 3, расход инжектируемого пара уменьшается. В линии сжатого пара автоматически установится такое давление, при котором производительность пароструйного компрессора будет равна расходу пара на турбонасос. Этот способ регулирования приводит к большему расходу рабочего пара, чем предыдущий, однако

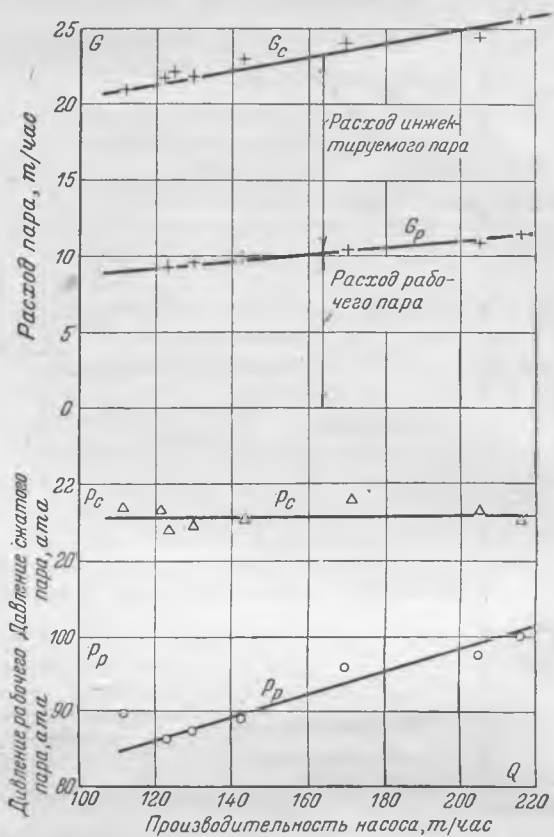


Рис. 6. Зависимость расхода рабочего пара на компрессор и сжатого пара от производительности турбонасоса.

достоинством его является полная автоматичность.

При сильных изменениях нагрузки турбонасоса производится подрегулировка давления рабо-

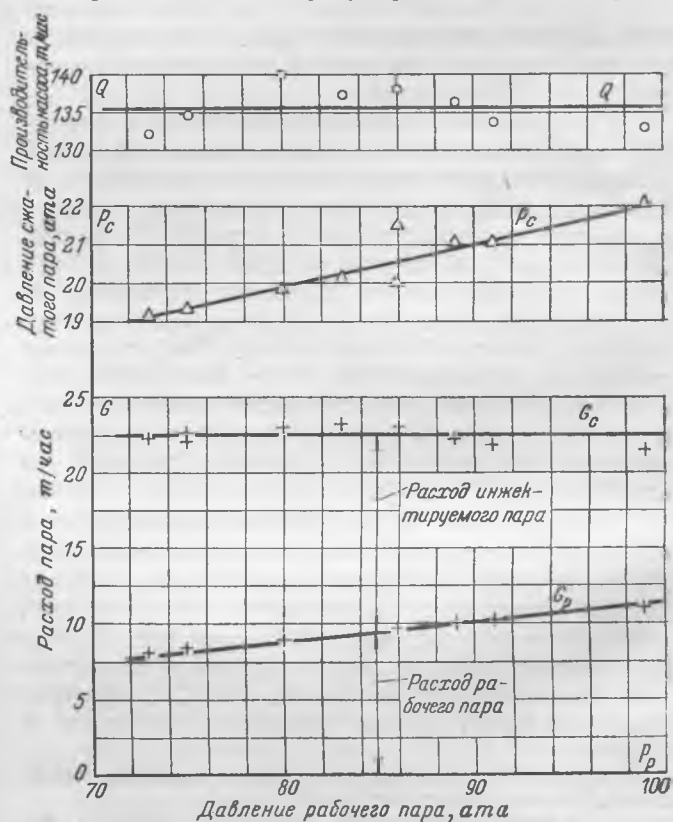


Рис. 7. Работа пароструйного компрессора при снижении давления пара перед турбонасосом.

чего пара. Небольшие колебания нагрузки воспринимаются компрессором автоматически.

Опыт эксплуатации показал, что обслуживание компрессора весьма просто и почти не требует внимания дежурного персонала. Легко осуществляются пуск и остановка компрессора. Турбонасос пускается на паре давлением 16,5 ата, который проходит через компрессор. Затем включается рабочий пар, давление которого постепенно увеличивается до требуемого при данной производительности насоса.

Включение пароструйного компрессора в условиях грэс не приводит к увеличению количества дросселируемого пара, позволяя в то же время выключить из работы питательный электронасос мощностью около 1 400 квт. Требуемая для при-

вода питательного насоса мощность вырабатывается в турбине с расходом тепла по тепловому эквиваленту.

Отработавший пар давлением 3 ата используется для покрытия внутреннего и внешнего теплового потребления. До включения турбонасоса из-за недостатка отборного пара производилось дросселирование значительного количества пара с 16,5 до 3 ата.

Экономическая эффективность от установки пароструйного компрессора, позволившего использовать турбонасос, определяется сравнительным подсчетом расхода условного топлива электростанцией при работе на паровом и электрическом приводах питательных насосов.



## О регулировании отпуска тепла в водяные тепловые сети<sup>1</sup>

Инж. Б. И. Генкин

Одним из основных показателей работы водяных тепловых сетей является степень соблюдения расчетной температуры внутри отапливаемых зданий.

Следует отметить, что даже в удовлетворительно отрегулированных теплофикационных системах наблюдается значительная разница температур в зданиях, достигающая даже при относительно высоких наружных температурах 5—6°С. При низких наружных температурах отклонение температуры в зданиях от расчетных величин в значительной степени возрастает. Причинами этого являются:

1) общая разрегулировка теплофикационной системы, вызывающая перегрев одних зданий при недогреве других;

2) гравитационная разрегулировка, следствием которой является перегрев верхних этажей многоэтажных зданий при недогреве нижних;

3) неправильное регулирование отпуска тепла в сеть при изменениях наружной температуры и метеорологических условий.

Ниже делается попытка найти коррективы к существующему методу регулирования отпуска тепла в сеть, введение которых должно способствовать улучшению теплоснабжения потребителей при одновременном повышении экономических показателей работы теплофикационной системы.

Регулирование отпуска тепла в сеть должно обеспечить соблюдение расчетной температуры в отапливаемых зданиях при различных наружных температурах и любых изменениях метеорологического режима.

Указанное условие будет соблюдено при поддержании теплового равновесия отапливаемых зданий, заключающегося в том, что любые тепло-

потери здания будут компенсироваться таким же количеством тепла, вводимым из тепловой сети.

Сначала рассмотрим составляющие теплопотерь отапливаемого здания.

Здание теряет тепло:

а) за счет теплопроводности ограждающих здание вертикальных и горизонтальных поверхностей;

б) вследствие инфильтрации наружного воздуха через неплотности в ограждающих поверхностях;

в) за счет обдувания ветром.

Теплопотери здания, обусловленные теплопроводностью ограждающих поверхностей, являются линейной функцией разности температур внутри здания и наружной и могут быть определены формулой

$$Q_{он} = \Sigma KF (t_{вн.р} - t_n) \text{ ккал/час}, \quad (1)$$

где  $\Sigma KF$  — сумма произведений коэффициентов теплопередачи отдельных элементов ограждающих поверхностей на их поверхность, ккал/град час;

$t_{вн.р}$  — расчетная температура внутри здания, °С;

$t_n$  — наружная температура, °С.

Потери тепла с инфильтрацией зависят от количества наружного воздуха, просачивающегося через неплотности ограждающих поверхностей.

Опыт показывает, что в жилых и общественных зданиях инфильтрация доходит до 0,5—0,75-кратного обмена. В промышленных зданиях в зависимости от величины световой поверхности и ее плотности величина инфильтрации может доходить до 1—1,5-кратного обмена.

Теплопотери здания за счет инфильтрации при данной наружной температуре определяются формулой

<sup>1</sup> Печатается в порядке обсуждения. Ред.

$$Q_u = LC \gamma_n (t_{\text{вн. п}} - t_n) \text{ ккал/час}, \quad (2)$$

где  $L$  — количество наружного воздуха, поступающего за счет инфильтрации,  $\text{м}^3/\text{час}$ ;  
 $C$  — весовая теплоемкость воздуха,  $\text{ккал кг}$ ;  
 $\gamma_n$  — объемный вес воздуха,  $\text{кг м}^3$ .

Количество воздуха, поступающего с инфильтрацией в здание при данной наружной температуре, может быть выражено формулой

$$L = A \sqrt{\gamma_n - \gamma_{\text{вн. п}}} \text{ м}^3/\text{час}, \quad (3)$$

где  $A$  — размерный коэффициент, который определяется плотностью поверхностей, ограждающих здание, и его высотой,  $\sqrt{\text{м}^3 \text{ час}} / \sqrt{\text{кг}}$ ;

$\gamma_n$  — объемный вес наружного воздуха,  $\text{кг/м}^3$ ;  
 $\gamma_{\text{вн. п}}$  — объемный вес воздуха внутри здания,  $\text{кг/м}^3$ .

Подставляя в формулу (2) значение  $L$ , определяемое формулой (3), имеем:

$$Q_u = AC \gamma_n (t_{\text{вн. п}} - t_n) \sqrt{\gamma_n - \gamma_{\text{вн. п}}} \text{ ккал/час}. \quad (4)$$

При расчетной для отопления наружной температуре потеря тепла с инфильтрацией может быть выражена формулой

$$Q_{u. п} = AC \gamma_n (t_{\text{вн. п}} - t_{н. п}) \sqrt{\gamma_n - \gamma_{\text{вн. п}}} \text{ ккал/час}, \quad (5)$$

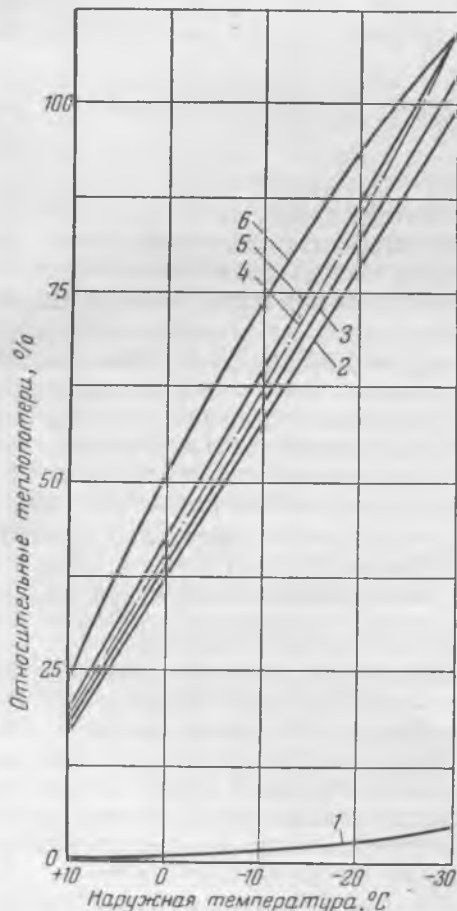


Рис. 1. Зависимость относительных теплотерь отапливаемого здания от наружной температуры.

где  $\gamma_{н. п}$  — объемный вес наружного воздуха при расчетной наружной температуре,  $\text{кг/м}^3$ ;

$t_{н. п}$  — расчетная наружная температура,  $^{\circ}\text{C}$ .

Деля уравнение (4) на уравнение (5) и выражая объемные веса воздуха через абсолютную температуру  $T$ , находим:

$$Q_u = Q_{u. п} \frac{T_{н. п}}{T_n} \left( \frac{t_{\text{вн. п}} - t_n}{t_{\text{вн. п}} - t_{н. п}} \right)^{1.5}, \quad (6)$$

где  $T_{н. п}$  — расчетная абсолютная наружная температура,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$T_n$  — текущая абсолютная наружная температура,  $^{\circ}\text{C}$ .

Закономерность изменения теплотерь здания за счет инфильтрации в зависимости от наружной температуры иллюстрируется кривой 1 на рис. 1.

Потери тепла за счет обдувания здания ветром являются периодическими и не могут быть выражены никакой математической зависимостью.

В зависимости от направления и силы ветра, плотности застройки, расположения зданий и их высоты указанные теплотери могут достигать до 20% теплотерь через ограждающие поверхности.

Неоднократные наблюдения показывают, что влияние теплотерь зданий в результате обдувания ветром особенно сказывается в новых городах и поселках, где условия социалистической архитектуры диктуют свободную застройку вдоль широких улиц со значительными разрывами между отдельными зданиями.

Относительные теплотери отапливаемого здания как функция наружной температуры с учетом инфильтрации иллюстрируются рис. 1. Кривая 1 определяет теплотери с инфильтрацией, кривая 2 — тепловые потери через ограждающие поверхности, кривая 3 соответствует общим теплотерям здания и кривая 4 определяет суммарные теплотери здания, которые могут иметь место при наличии ветра.

Проектные организации при построении графиков тепловых нагрузок теплофицированных районов исходят из нескольких иных предпосылок. Текущие значения отопительной тепловой нагрузки в зависимости от наружной температуры определяются ими по формуле

$$Q = (Q_{т. п} + Q_{у. п} + Q_{в. п}) \times \frac{t_{\text{вн. п}} - t_n}{t_{\text{вн. п}} - t_{н. п}} \text{ ккал/час}, \quad (7)$$

где  $Q_{т. п}$  — расчетные теплотери через ограждающие поверхности,  $\text{мгкал/час}$ ;

$Q_{у. п}$  — расчетные дополнительные теплотери с инфильтрацией,  $\text{мгкал/час}$ ;

$Q_{в. п}$  — расчетные дополнительные теплотери за счет обдувания зданий ветром,  $\text{мгкал/час}$ .

При этом дополнительные теплотери с инфильтрацией в зависимости от местных условий принимаются в пределах от 15 до 50% от  $Q_{т. п}$ ; дополнительные теплотери за счет обдувания ветром принимаются в пределах от 5 до 20% от  $Q_{т. п}$ .

Как следует из формулы (7), текущие значения тепловых нагрузок являются линейной функцией наружной температуры; динамика изменения тепловых нагрузок изображается в этом случае кривой 5 рис. 1.

Длительное изучение работы тепловых сетей обратило внимание ряда теплотехников на специфическое явление, заключающееся в том, что по мере понижения наружной температуры средняя температура в отапливаемых зданиях начинает повышаться.

Указанное обстоятельство поставило под сомнение правильность положения, что теплотери здания являются линейной функцией наружной температуры. Еще в 1940 г. это положение было объяснено Е. Я. Соколовым тем, что по мере повышения наружной температуры увеличивается естественная вентиляция отапливаемых зданий, а следовательно, и их теплотери.

Математическое определение влияния указанного обстоятельства на текущие значения теплотери отапливаемых зданий было сделано С. Ф. Копьевым, предложившим дополнить формулу (7) коэффициентом  $\alpha$ , названным им «коэффициентом дополнительного расхода тепла за счет естественной вентиляции».

С учетом указанного коэффициента формула (7) приобретает следующий вид:

$$Q = \alpha (Q_{т.р} + Q_{у.р} + Q_{в.р}) \times \frac{t_{вн.р} - t_n}{t_{вн.р} - t_{н.р}} \text{ ккал/час.} \quad (8)$$

Коэффициент  $\alpha$ , являющийся переменной функцией наружной температуры  $t_n$ , определяется следующими данными:

$t_n, ^\circ\text{C}$	$\alpha$
+10 ÷ 0 . . . . .	1,25 ÷ 1,30
-1 ÷ -5 . . . . .	1,20 ÷ 1,25
-6 ÷ -10 . . . . .	1,15 ÷ 1,20
-11 ÷ -15 . . . . .	1,10 ÷ 1,15
-20 и ниже . . . . .	1,05 ÷ 1,07

Предложенная С. Ф. Копьевым методика учета влияния естественной вентиляции на теплотери отапливаемых зданий рекомендуется и другими авторами.

Влияние коэффициента  $\alpha$  на динамику изменения тепловых нагрузок показывает кривая 6 рис. 1, построенная по формуле (8) с учетом приведенных в табл. 1 данных.

Изучение факторов, влияющих на динамику изменения тепловых нагрузок, и анализ режима работы ряда теплофикационных систем дают основание считать описанную выше методику нуждающейся в значительных коррективах.

Прежде всего остановимся на принятой методике определения теплотери зданий за счет инфильтрации. Как следует из формулы (7), указанные теплотери согласно существующей методике считаются прямолинейной функцией наружной температуры, фактически же, как следует из приведенного доказательства, динамика теплотери с инфильтрацией криволинейна.

Затем следует вопрос о теплотерях за счет обдувания зданий ветром. Как указывалось выше, ветер является периодически действующим фактором и учет его влияния на теплотери зда-

ний путем введения постоянной надбавки к основным теплотерям является неверным.

Особо надо обратить внимание на вопросы, связанные с введением в общую формулу теплотери отапливаемых зданий «коэффициента дополнительной потери тепла за счет естественной вентиляции».

Нельзя согласиться с теми авторами, которые утверждают, будто бы при повышении наружных температур имеет место увеличение теплотери за счет естественной вентиляции.

Совершенно очевидно, что если при понижении наружной температуры и имеет место некоторое сокращение кратности воздухообмена, то теплотери за счет естественной вентиляции не только не снижаются, а возрастают вследствие линейного увеличения разности температуры внутри зданий и наружной температуры.

Остановимся на уточнении причин, по которым при понижении наружной температуры температура в отапливаемых зданиях начинает повышаться, поскольку это положение и послужило поводом к введению коэффициента  $\alpha$ .

Установившийся тепловой баланс отапливаемого здания может быть выражен простейшей зависимостью:

$$X = \frac{Q'}{Q} = \frac{t_{вн} - t_n}{t_{вн.р} - t_n} \quad (9)$$

где  $Q'$  — фактический расход тепла на отопление здания, *мккал/час*;

$Q$  — потребный расход тепла, обеспечивающий создание расчетной температуры в отапливаемом здании *мккал/час*;

$X$  — относительный расход тепла, равный отношению  $Q':Q$ ;

$t_{вн}$  — фактическая температура внутри здания,  $^\circ\text{C}$ .

Решая уравнение (9) относительно  $t_{вн}$ , находим:

$$t_{вн} = X(t_{вн.р} - t_n) + t_n \text{ } ^\circ\text{C.} \quad (10)$$

Таким образом, фактическая температура внутри отапливаемого здания является прямолинейной функцией наружной температуры  $t_n$  при каждом данном значении относительного расхода тепла  $X$ . Приведенная зависимость иллюстрируется рис. 2.

Далее, рассмотрим факторы, определяющие величину относительного расхода тепла  $X$ .

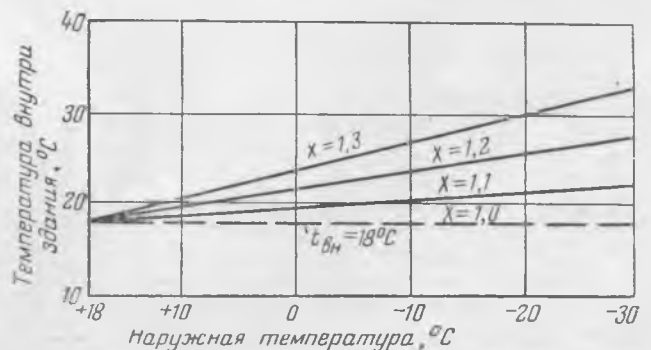


Рис. 2. Зависимость температуры внутри здания от наружной температуры при  $X \neq 1$ .



Как указывалось выше, при исчислении суммарных расчетных теплотерь отапливаемых зданий проектные организации учитывают надбавки, имеющие периодическое значение (ветер), на основании чего поверхность устанавливаемых в зданиях отопительных приборов выбирается с соответствующим увеличением.

Кроме этого, как показали исследования Всесоюзного научно-исследовательского института санитарно-технического оборудования (ВНИИСТО), фактический коэффициент теплопередачи отопительных приборов значительно превышает величины, приведенные в ГОСТ и служащие основанием при составлении проектов.

Рассматривая последние два положения, следует считать, что в подавляющем большинстве случаев истинная тепловая отдача отопительных систем превышает потребную, являясь сложной функцией коэффициента  $Z$ , который определяется формулой

$$Z = \frac{KF}{K_n F_n}, \quad (11)$$

где  $KF$  — произведение фактического коэффициента теплопередачи отопительных приборов на их фактическую поверхность,  $\text{ккал/град час}$ ;

$K_n F_n$  — потребное значение этого же произведения,  $\text{ккал/град час}$ .

Практика показывает, что величина коэффициента  $Z$  колеблется в пределах 1,1—1,3. На рис. 3 показано влияние повышения коэффициента  $Z$  на величину относительного расхода тепла и температуру внутри здания.

Следует также отметить, что вследствие трудностей, связанных с регулировкой водяных тепловых сетей, количество сетевой воды, поступающей в отопительные системы, в большинстве теплофикационных систем превышает расчетную величину на 5—10%.

Завышенный коэффициент  $Z$  и расход сетевой воды вызывают подачу в отапливаемые здания тепла в количестве, значительно превышающем потребную величину.

Этим и объясняются истинные причины повышения температуры в отапливаемых зданиях при понижении наружной температуры.

Все указанное выше дает основания для следующих выводов, которые следует брать в основу при разработке режима отпуска тепла в сети:

1. Расчетная тепловая нагрузка теплофицированного района должна включать в себя основные тепловые потери зданий через ограждающие поверхности и теплотери за счет инфильтрации.

2. В связи с тем, что дополнительные теплотери отапливаемых зданий за счет обдувания ветром периодичны по времени и различны по величине, они не могут быть выражены единой закономерной зависимостью.

Поэтому при построении графиков отпуска тепла в сети в зависимости от наружной температуры дополнительные теплотери зданий, вызываемые ветром, учитываться не должны.

При возникновении ветра дополнительные теплотери отапливаемых зданий должны компенсироваться соответствующим повышением температуры горячей воды, подаваемой в сеть. Температура горячей воды, которую следует подавать в сеть при возникновении ветра, определяется формулой

$$t_1' = C(t_1 - t_{\text{вн. п}}) + t_{\text{вн. п}} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (12)$$

где  $t_1'$  — потребное значение температуры горячей воды при данной наружной температуре,  $^\circ\text{C}$ ;

$C$  — коэффициент, функционально зависящий от силы ветра и колеблющийся в пределах 1,05—1,15;

$t_1$  — температура горячей воды, регламентированная основным температурным графиком,  $^\circ\text{C}$ .

Очевидно, что величина коэффициента  $C$  в каждом отдельном случае определяется конкретными местными условиями. Ее можно устанавливать, ведя наблюдение за изменением температуры в ряде отдельных контрольных отапливаемых помещений теплофицированного района.

При понижении температуры в указанных помещениях следует повышать температуру воды в сети до величины, обеспечивающей восстановление требуемой температуры, и на ряде опытов вывести значения коэффициента  $C$  для каждого отдельного случая.

Существенным преимуществом предлагаемого метода регулирования отпуска тепла в сети является значительная экономия тепла благодаря ликвидации перегрева отапливаемых зданий и сокращению расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя.

Выведенные положения можно проиллюстрировать следующим примером.

Расчетные теплотери зданий теплофицированного района через ограждающие поверхности  $Q_{\text{н. п}}$  соответствуют 20  $\text{мгкал/час}$ . Расчетная надбавка на инфильтрацию зданий принята равной 5% от  $Q_{\text{н. п}}$ ; расчетная надбавка на обдувание зданий ветром также принята равной этой же величине.

Коэффициент дополнительного расхода тепла за счет естественной вентиляции принят по указанному на стр. 19 данным. Расчетная темпера-

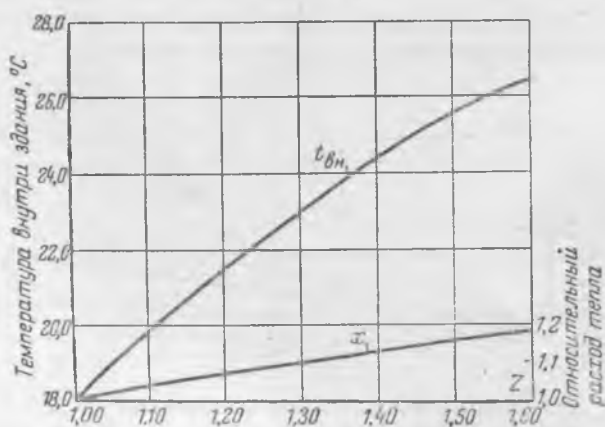


Рис. 3. Зависимость относительного расхода тепла и температуры внутри здания от величины коэффициента  $Z$  (при  $t_{\text{н}} = -30^\circ\text{C}$ ).

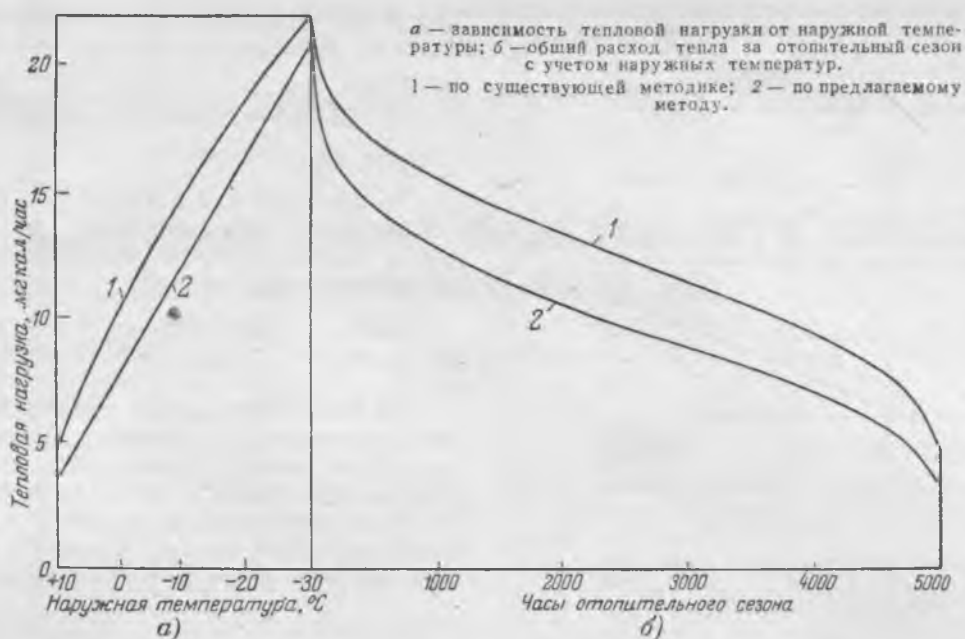


Рис. 4. Графики годового отпуска тепла.

тура внутри отапливаемых зданий принята равной  $18^{\circ}\text{C}$ , расчетная наружная температура равна  $-30^{\circ}\text{C}$ . Расчетные температуры горячей и обратной воды приняты соответственно  $130$  и  $70^{\circ}\text{C}$ . Требуется построить графики тепловых нагрузок района в зависимости от наружной температуры и найти годовой расход тепла, пользуясь как существующим методом, так и методом, предлагаемым нами.

Результаты произведенных расчетов сведены в таблицу и иллюстрируются графиками рис. 4.

На правой половине рис. 4 площадь, ограниченная кривой 1, соответствует годовому отпуску тепла при существующем методе регулирования, а площадь, ограниченная кривой 2, определяет годовой расход тепла при предлагаемом методе регулирования. Площадь между кривыми 1 и 2 соответствует годовой экономии тепла, получаемой при переходе на рекомендуемый нами метод регулирования отпуска тепла.

Годовой отпуск тепла при регулировании по существующему методу составляет  $63\,850$  мгкал/год, а при регулировании по предлагаемому методу —  $52\,268$  мгкал/год. Таким образом, возможная годовая экономия тепла составляет  $11\,582$  мгкал/год, или  $18,3\%$ .

Приведенные данные по возможной экономии тепла соответствуют идеальным и, очевидно, невозможным условиям, при которых в течение отопительного периода отсутствует ветер.

Ниже производим расчет по нахождению дополнительной тепловой нагрузки, определяемой наличием ветра. Первым этапом расчета является определение годового расхода тепла за счет теплопотерь через ограждающие поверхности здания.

Подсчитанная выше потребная величина годового отпуска тепла ( $52\,268$  мгкал/год) складывается из теплопотерь через ограждающие поверхности ( $Q_{п.з}$ ) и за счет инфильтрации ( $Q_{и.з}$ ).

#### Сравнение теплового режима теплосети по существующему и предлагаемому методам регулирования

Показатели	По существующему методу регулирования при наружной температуре:						По предлагаемому методу регулирования при наружной температуре:					
	+18°С	+10°С	0°С	-10°С	-20°С	-30°С	+18°С	+10°С	0°С	-10°С	-20°С	-30°С
Теплопотери через ограждающие поверхности $Q_{п}$ , мгкал/час . . . . .	0	3,340	7,500	11,670	15,850	20,000	0	3,340	7,500	11,670	15,850	20,000
Теплопотери с инфильтрацией $Q_{и}$ , мгкал/час . . . . .	0	0,167	0,374	0,584	0,792	1,000	0	0,021	0,110	0,287	0,573	1,000
Теплопотери за счет сдвувания ветром $Q_{в}$ , мгкал/час . . . . .	0	0,167	0,374	0,584	0,792	1,000	—	—	—	—	—	—
Коэффициент дополнительного расхода тепла за счет естественной вентиляции $\alpha$ . . . . .	1,00	1,30	1,25	1,15	1,07	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общие теплопотери $Q$ , мгкал/час . . . . .	0	4,76	10,30	14,75	18,65	22,00	0	3,361	7,610	11,957	16,423	21,00
Расход теплоносителя, т/час . . . . .	367	367	367	367	367	367	350	350	350	350	350	350

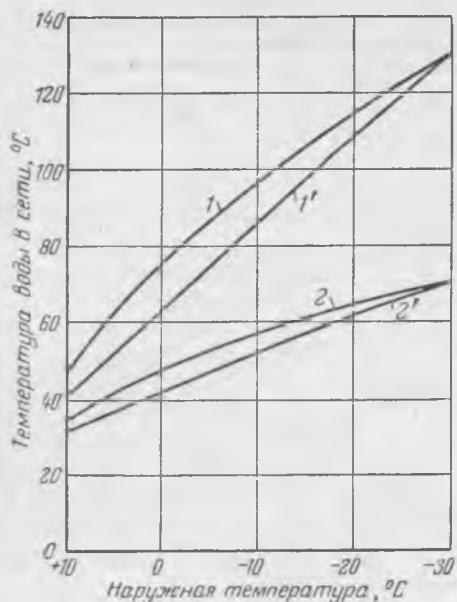


Рис. 5. Температурные графики теплофикационной системы.

1 — по существующей методике; 2 — по предлагаемому методу.

Учитывая, что расчетные теплотери с инфильтрацией ( $Q_{и.п}$ ) равны 5% от расчетных теплотер через ограждающие поверхности, то с допустимым приближением годовые потери тепла через ограждающие поверхности могут быть определены расчетом

$$Q_{н.з} = 52\,268 - \frac{52\,268 \cdot 5}{100 + 5} = 49\,779 \text{ мккал/год.}$$

Считая, что теплотери за счет обдувания отапливаемых зданий ветром колеблются в течение отопительного сезона в пределах от нуля до заданного в условиях примера максимума, равного 5% теплотер через ограждающие поверхности, годовой расход тепла, определенный наличием ветра, можно считать равным 2,5% годовых теплотер через ограждающие поверхности, т. е.

$$Q_{в.з} = \frac{49\,779 \cdot 2,5}{100} = 1\,244 \text{ мккал/год.}$$

Таким образом, окончательная величина возможной экономии в тепле определяется разностью

$$11\,582 - 1\,244 = 10\,336 \text{ мккал/год,}$$

т. е. 16,3%.

Кроме экономии в тепле, при переходе на рекомендуемый метод регулирования отпуска тепла, будет иметь место и экономия электроэнергии, определяемая расчетом

$$\frac{367 - 350}{350} \cdot 100 \approx 4,9\%.$$

На рис. 5 приведены температурные графики теплофикационной системы. Кривые 1 и 2 соответствуют температуре горячей и обратной воды при отпуске тепла в сеть по существующему методу регулирования, а кривые 1' и 2' — основным значениям температуры горячей и обратной воды при отпуске тепла в рекомендуемом режиме.

## Выводы

Регулирование отпуска тепла по рекомендуемому методу представляет следующие значительные преимущества:

1. Обеспечивается равномерный прогрев отапливаемых зданий при любых наружных температурах и меняющихся метеорологических условиях, поскольку новый метод принимает во внимание текущие изменения температуры горячей воды, заданной основным графиком.

Таким образом, увеличение или уменьшение теплотер зданий, вызываемое возникновением или прекращением ветра, в каждом отдельном случае увязывается с температурой горячей воды, а следовательно, и с отпуском в сеть необходимого количества тепла.

2. Достигается значительная экономия в годовом расходе топлива благодаря отказу от коэффициента естественной вентиляции  $\alpha$ .

3. Сокращается расход электроэнергии на перекачку теплоносителя вследствие сокращения расчетной тепловой нагрузки на величину постоянной надбавки на дополнительные теплотери за счет ветра.



# Анализ выполнения плана себестоимости электрической и тепловой энергии

Инж. А. Я. Аврух

Директивами XIX съезда Коммунистической партии Советского Союза поставлена задача: «Неуклонно проводить на всех больших и малых участках хозяйственного строительства режим экономии, ...искать, находить и использовать скрытые резервы, таящиеся в недрах производства, максимально использовать имеющиеся производственные мощности, систематически улучшать методы производства, снижать себестоимость производства, осуществлять хозяйственный расчет».

Для осуществления этой задачи особо большое значение имеет установление систематического контроля и анализа выполнения предприятиями плана по себестоимости продукции. Разработка правильной системы анализа выполнения плана по себестоимости продукции приобретает особо важное значение для энергопредприятий, имеющих сезонные колебания и постоянные изменения себестоимости электрической и тепловой энергии из-за колебаний объема их производства.

Анализ выполнения плана себестоимости электрической и тепловой энергии ставит своей задачей:

а) установить причины отклонения фактической себестоимости энергии от плановой;

б) наметить мероприятия по обеспечению выполнения и перевыполнения задания по снижению себестоимости энергии;

в) выявить внутренние резервы предприятий и энергосистем для дальнейшего снижения себестоимости.

Учитывая специфику себестоимости энергии, анализ выполнения плана по себестоимости должен базироваться на следующих принципах:

1. Анализ себестоимости электрической и тепловой энергии должен производиться, исходя из сравнения плановой и фактической нагрузки электростанции и режима работы оборудования, так как изменения объема и режима производства вызывают изменение себестоимости энергии.

2. Анализ выполнения плана по себестоимости энергии должен выявлять изменения себестоимости энергии за счет:

а) изменения количественных показателей выполнения плана по выработке электроэнергии и отпуску теплоэнергии;

б) изменения качественных показателей — отклонение от плана по удельным расходам топлива, расхода электроэнергии на собственные нужды и потери в сетях;

в) изменения показателей по труду — выполнение плана по росту производительности труда и изменения составляющей зарплаты в себестоимости энергии;

г) изменения ценностных показателей — отклонение от плана по стоимости топлива, по сумме амортизации и ее составляющей в себестоимости энергии.

3. Оценка влияния одного и того же фактора на изменение себестоимости энергии будет различной для электростанций и энергосистемы в зависимости от его фактического влияния на себестоимость энергии; например, при перевыполнении плана выработки электроэнергии на гидроэлектростанции на 10 млн. *квтч* сумма экономии будет оцениваться по-разному для гидроэлектростанции и для энергосистемы и составит: для гидроэлектростанции с плановой себестоимостью 1 *коп/квтч* — 100 тыс. руб., а для энергосистемы:

а) при замещении выработки электроэнергии на тепловых электростанциях энергосистемы выработкой 10 млн. *квтч* на гидроэлектростанции — по полученной экономии топлива в энергосистеме;

б) при перевыполнении плана выработки электроэнергии на 10 млн. *квтч* по системе за счет гидроэлектростанции по средней плановой себестоимости энергии в энергосистеме.

4. Органическая взаимосвязь между отдельными факторами, влияющими на себестоимость энергии, например, при перевыполнении плана выработки электроэнергии за счет загрузки оборудования сверх экономичной мощности будет получено снижение себестоимости за счет экономии постоянной составляющей себестоимости электроэнергии при одновременном повышении удельного расхода топлива — фактор объема производства переплетается с фактором удельных расходов топлива.

При перевыполнении плана выработки электроэнергии за счет завоза дорогого дальнепривозного топлива себестоимость энергии снизится за счет экономии постоянной составляющей при одновременном ее удорожании за счет повышения цены топлива — фактор изменения объема производства переплетается с фактором цены топлива.

При экономии (перерасходе) топлива в энергосистеме может иметь место снижение (повышение) цены топлива из-за изменения его ассортимента — фактор удельных расходов топлива переплетается с фактором цены топлива.

Переплетение отдельных факторов обуславливает наличие незначительного небаланса при подсчете суммы экономии (перерасхода) и условность расчета полученной экономии (перерасхода) по отдельным факторам.

Таким образом, деление в приводимых ниже схемах анализа выполнения плана по себестоимости энергии полученной экономии (перерасхода) по отдельным факторам является условным.

В табл. 1 приводится схема анализа выполнения плана себестоимости электрической энергии на конденсационной электростанции. Данные этой схемы являются произвольными.

Таблица 1

**Схема анализа выполнения плана по себестоимости электроэнергии по конденсационной электростанции за . . . . квартал 195 . . г.**

**1. Исходные данные**

Наименование	План	Отчет	Результат
Выработка электроэнергии, млн. <i>квтч</i> . . . . .	100	110	+10
Расход электроэнергии на собственные нужды:			
в % от выработки . . . . .	8	7,5	-0,5
абсолютно, млн. <i>квтч</i> . . . . .	8	8,25	+0,55
Отпуск с шин, млн. <i>квтч</i> . . . . .	92	101,75	+9,75
Удельный расход топлива, <i>г/квтч</i> . . . . .	500	495	-5
Расход условного топлива, тыс. <i>т</i> . . . . .	50	54,45	+0,55
Цена топлива, <i>руб./т усл. топлива</i> . . . . .	100	99	-1
Стоимость топлива, тыс. руб. . . . .	5 000	5 390	
Цена электроэнергии на собственные нужды, <i>коп/квтч</i> . . . . .	2,0	2,0	
Стоимость электроэнергии на собственные нужды, тыс. руб. . . . .	160	165	
Амортизация, тыс. руб. . . . .	2 200	2 300	
Постоянные расходы, тыс. руб. . . . .	3 640	3 745	
в том числе зарплата, тыс. руб. . . . .	2 500	2 600	
Всего затрат, млн. руб. . . . .	11,0	11,6	
Себестоимость 1 <i>квтч</i> , <i>коп/квтч</i> . . . . .	11,96	11,40	-0,56
В том числе:			
топливо . . . . .	5,43	5,30	-0,13
постоянные расходы и амортизация . . . . .	6,35	5,94	-0,41

**II. Результат выполнения плана по себестоимости электроэнергии**

(11,96 *коп/квтч* — 11,40 *коп/квтч*) × 101,75 млн. *квтч*

экономия 570 тыс. руб., получающаяся за счет:

перевыполнения плана выработки электроэнергии с 100 млн. *квтч* до 110 млн. *квтч*  
 снижения нормы расхода электроэнергии на собственные нужды с 8 до 7,5%  
 снижения нормы удельного расхода топлива с 500 *г/квтч* до 495 *г/квтч*  
 снижения цены условного топлива с 100 *руб./т* до 99 *руб./т*  
 снижение суммы прочих постоянных расходов с 1 145 тыс. руб. по плану, до 1 140 тыс. руб. по отчету  
 повышения суммы амортизаций с 2 200 тыс. руб. по плану до 2 300 тыс. руб. по отчету  
 превышения планового фонда зарплат с 2 500 тыс. руб. по плану до 2 600 тыс. руб. по отчету

Экономия 584 тыс. руб.  
 Экономия 76,7 тыс. руб.  
 Экономия 55,0 тыс. руб.  
 Экономия 54,5 тыс. руб.  
 Экономия 5,0 тыс. руб.  
 Перерасход 100 тыс. руб.  
 Перерасход 100 тыс. руб.

Экономия от перевыполнения плана выработки электрической энергии оценивается по плановой постоянной, составляющей себестоимость 1 *квтч* электрической энергии, отпущенной с шин, — 6,35 *коп/квтч*.

Экономия электроэнергии на собственные нужды электростанций увеличивает отпуск с шин без затрат на производство энергии, почему она и оценивается по полной плановой себестоимости энергии, т. е. по 11,95 *коп/квтч*. Одновременно получена экономия по статье «электроэнергия на собственные нужды» 550 тыс. *квтч* по ее расчетной цене 2 *коп/квтч* — 11 тыс. руб.

Экономия топлива оценивается путем умножения полученной экономии топлива против пла-

новых норм на плановую цену 1 *т* условного топлива.

Экономия от снижения цены топлива определяется путем умножения разности между плановой и фактической ценой топлива на фактический расход условного топлива.

Экономия (перерасход) по амортизации, зарплате и другим постоянным расходам определяется путем сравнения плановой и фактической суммы затрат.

При анализе отдельных составляющих себестоимости энергии (топливной слагаемой, слагаемой амортизации и других постоянных расходов) необходимо учесть следующее:

1) топливная слагаемая — отклонение топливной слагаемой от плана является результатом отклонения от плана удельных расходов топлива, расхода электроэнергии на собственные нужды и цены 1 *т* условного топлива;

2) слагаемая амортизации, зарплат и других постоянных расходов — отклонение от плана этих слагаемых — является результатом отклонения от плана абсолютной суммы затрат и невыполнения (невыполнения) плана производства электроэнергии.

Учитывая большой удельный вес топливной слагаемой себестоимости электроэнергии, анализ изменения цены 1 *т* условного топлива должен производиться в развернутом виде и выявить влияние изменения фактурной стоимости топлива, железнодорожных тарифов, скидок (надбавок) за пониженное (повышенное) качество топлива, а также изменения эквивалентов и ассортимента топлива по вспомогательным таблицам (табл. 2 и 3).

Таблица 2

**Структура цены натурального топлива (руб/т)**

№ по пор.	Вид топлива	План				Отчет				Тепловой эквивалент	
		Всего	В том числе			Всего	В том числе			План	Отчет
			Фактурная стоимость	Железнодорожный тариф	Скидки и надбавки		Фактурная стоимость	Железнодорожный тариф	Скидки и надбавки		
1	Уголь АШ										
2	Мазут и т. д.										

Таблица 3

**Изменение цены условного топлива**

№ по пор.	Вид топлива	Расход топлива, т		Цена 1 т условного топлива, руб.		Стоимость топлива, тыс. руб.		Удельный вес, % к итогу
		План	Отчет	План	Отчет	По цене 1 т натурального топлива	По цене 1 т условного топлива	
1	Уголь АШ натур. условн.							
2	Мазут натур. условн. и т. д.							



Анализ изменения цены 1 т условного топлива должен производиться по вспомогательной таблице и выявить влияние на цену 1 т условного топлива изменения цены натурального топлива, эквивалентов и ассортимента топлива.

Анализ изменения суммы амортизации должен выявить ее отклонение от плана за счет изменения балансовой стоимости основных средств в связи с досрочным вводом (задержкой ввода) в эксплуатацию новых энергетических мощностей и изменения нормы амортизации из-за увеличения (уменьшения) числа часов использования установленной мощности.

Анализ изменения суммы зарплаты должен выявить ее отклонение от плана за счет изменения численности персонала и средней зарплаты по отдельным категориям персонала электростанции.

При составлении анализа должны быть намечены конкретные мероприятия по дальнейшему снижению себестоимости электроэнергии по отдельным элементам затрат.

Анализ выполнения плана по себестоимости электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентрали производится по схеме, приведенной в табл. 4.

Таблица 4

Схема анализа выполнения плана по себестоимости электрической и тепловой энергии на тэц

1. Исходные данные

Наименование	План	Отчет	Результат
Выработка электроэнергии, млн. <i>квтч</i> . . . . .	300	280	-20
Отпуск тепловой энергии, тыс. <i>мгкал</i> . . . . .	500	600	+100
Расход на собственные нужды:			
на производство электроэнергии, %	8,0	7,5	-0,5
на производство тепловой энергии, <i>квтч/мгкал</i> . . . . .	17	16	-1
Расход электроэнергии на собственные нужды - абсолютно, млн. <i>квтч</i> :			
на производство электроэнергии . . . . .	24	21	
на производство тепловой энергии . . . . .	8,5	9,6	
<b>Итого . . . . .</b>	<b>32,5</b>	<b>30,6</b>	
Отпуск с шин, млн. <i>квтч</i> . . . . .	267,5	219,4	
Удельный расход условного топлива:			
на производство электроэнергии, <i>г/квтч</i> . . . . .	400	370	-30
на производство тепловой энергии, <i>кг/мгкал</i> . . . . .	175	174	-1
Расход условного топлива, тыс. <i>т</i> :			
на производство электроэнергии . . . . .	120	103,6	
на производство тепловой энергии . . . . .	87,5	104,4	
Цена 1 т условного топлива, руб. . . . .	150	148	
Цена 1 <i>квтч</i> электроэнергии на собственные нужды, коп. . . . .	2	2	

II. Затраты и себестоимость энергии

Наименование	Электроэнергия		Теплоэнергия	
	План	Отчет	План	Отчет
Топливо, млн. руб. . . . .	18	15,33	13,13	15,45
Электроэнергия на собственные нужды, млн. руб. . . . .	0,48	0,42	0,17	0,192
Амортизация, млн. руб. . . . .	2,3	2,1	1,7	1,9
Постоянные расходы, млн. руб. . . . .	6,0	5,6	4,0	4,4
В том числе зарплата . . . . .	4,0	3,7	2,5	2,8
<b>Всего затрат . . . . .</b>	<b>23,78</b>	<b>23,45</b>	<b>19,0</b>	<b>21,942</b>
Себестоимость:				
1 <i>квтч</i> электроэнергии, коп. . . . .	10,012	9,403	—	—
1 <i>мгкал</i> тепловой энергии, руб. . . . .	—	—	38,00	36,57
В том числе:				
топливо . . . . .	6,729	6,147	26,26	25,75
амортизация и постоянные расходы . . . . .	3,103	3,087	11,40	10,50

Экономия от снижения себестоимости составит всего 2378 тыс. руб., в том числе: а) по производству электроэнергии—(10,012 *коп/квтч*—9,403 *коп/квтч*) × 249,4 млн. *квтч*—1520 тыс. руб. и б) по производству теплоэнергии—(38,00 руб./*мгкал*—36,57 руб./*мгкал*) × 600 тыс. *мгкал* = 858 тыс. руб. (табл. 5).

Таблица 5

Экономия от снижения себестоимости энергии (тыс. руб.)

Фактор экономии (перерасхода)	Электроэнергия	Теплоэнергия
	Экономия (-); перерасход (+)	
Невыполнение плана выработки электроэнергии—280 млн. <i>квтч</i> против 300 млн. <i>квтч</i> по плану	+571,0	—
Перевыполнение плана отпуска тепловой энергии с 500 тыс. <i>мгкал</i> до 600 тыс. <i>мгкал</i> по отчету	—	-1140,0
Снижение норм удельных расходов топлива с 400 <i>г/квтч</i> и 175 <i>кг/мгкал</i> по плану до 370 <i>г/квтч</i> и 174 <i>кг/мгкал</i> по отчету . . . . .	-1260,0	-90,0
Снижение норм расхода электроэнергии на собственные нужды с 8,0% и 17 <i>квтч/мгкал</i> до 7,5% и 16 <i>квтч/мгкал</i> при одновременном повышении расхода электроэнергии на производство теплоэнергии . . . . .	-68,0	—
Снижение цены условного топлива с 150 <i>руб/т</i> по плану до 148 <i>руб/т</i> по отчету . . . . .	-207,2	-209,0
Изменение суммы амортизации . . . . .	-200,0	+200,0
Изменение суммы постоянных расходов . . . . .	-400,0	+400,0

Методика анализа выполнения плана по себестоимости электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентралях идентична методике анализа выполнения плана себестоимости электроэнергии на конденсационных электростанциях.

Перевыполнение (невыполнение) плана отпуска тепловой энергии должно оцениваться по составляющей амортизации и постоянных расходов себестоимости тепловой энергии. При оценке изменения расхода электроэнергии на собственные нужды необходимо учесть, помимо экономии (перерасхода) за счет изменения норм, также увеличение (уменьшение) потребления электроэнергии на собственные нужды производства тепловой энергии из-за изменения объема производства.

Однако необходимо иметь в виду, что на теплоэлектроцентрали имеются органическое единство и связь в процессе производства и соответственно в себестоимости электрической и тепловой энергии. Так, например, перевыполнение плана по производству тепловой энергии с 500 тыс. *мгкал* до 600 тыс. *мгкал* влечет за собой увеличение выработки электрической энергии на базе теплофикации и соответственно экономии топлива на производство электроэнергии.

Следовательно, перевыполнение плана по производству тепловой энергии вызвало снижение себестоимости электрической энергии из-за уменьшения удельных расходов топлива на производство электроэнергии.

Одновременно перевыполнение плана по производству тепловой энергии повлекло за собой снижение себестоимости электроэнергии из-за перераспределения эксплуатационных затрат и амортизации между электрической и тепловой энергией. Постоянные эксплуатационные расходы снизились по производству электроэнергии на

400 тыс. руб. за счет соответственного увеличения этих затрат на производство тепловой энергии.

Сумма амортизации снизилась на производство электроэнергии с 2,3 млн. руб. до 2,10 млн. руб., при соответственном увеличении суммы амортизации на производство тепловой энергии с 1,7 млн. руб. до 1,9 млн. руб.

Обратное явление будет иметь место при перевыполнении плана выработки электроэнергии, которое вызывает зачастую снижение себестоимости тепловой энергии.

Постоянные колебания производства тепловой энергии из-за отклонения от плана температуры наружного воздуха вызывает изменения себестоимости тепловой и электрической энергии, так же как сезонные колебания уровня производства электрической энергии вызывают соответственно колебания уровня себестоимости электрической и тепловой энергии.

Указанные обстоятельства необходимо иметь в виду при анализе выполнения плана по себестоимости электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентралях.

Анализ выполнения плана по себестоимости электрической и тепловой энергии в энергосистемах

## II. Затраты и себестоимость энергии

Наименование	Электроэнергия		Теплоэнергия	
	План	Отчет	План	Отчет
Топливо, тыс. руб. . . . .	180 000	182 311	42 000	46 320
Электроэнергия на собственные нужды, тыс. руб. . . . .	4 880	4 905	800	851
Покупная электроэнергия, тыс. руб. . . . .	12 000	10 350	—	—
Амортизация, тыс. руб. . . . .	15 000	14 800	5 000	5 200
Постоянные расходы, тыс. руб. . . . .	30 000	29 900	8 000	8 100
<b>Итого затрат . . . . .</b>	<b>241 880</b>	<b>242 266</b>	<b>55 800</b>	<b>60 471</b>
Себестоимость единицы . . . . .	6,965 коп/квтч	6,638 коп/квтч	27,00 руб./мгкал	27,49 руб./мгкал
В том числе:				
топливо . . . . .	5,184 коп/квтч	4,995 коп/квтч	21,90 руб./мгкал	21,05 руб./мгкал
амортизация и постоянные расходы . . . . .	1,296 коп/квтч	1,225 коп/квтч	6,50 руб./мгкал	6,05 руб./мгкал
Экономия, тыс. руб. . . . .	12 000		900	

Таблица 6

Схема анализа выполнения плана по себестоимости электрической и тепловой энергии за ... квартал 195... г. (по энергосистеме)

### I. Исходные данные и расчет себестоимости энергии

Наименование	План	Отчет	Результат
Выработка электроэнергии всего по системе, млн. <i>квтч</i> . . . . .	4 000	4 200	+200
В том числе:			
на тепловых электростанциях	3 000	3 050	+50
на гидростанциях . . . . .	1 000	1 150	+150
Отпуск теплоэнергии, тыс. <i>мгкал</i> . . . . .	2 000	2 200	+200
Расход электроэнергии на собственные нужды на производство электроэнергии, %:			
на тепловых электростанциях	8,0	7,9	
на гидростанциях . . . . .	0,40	0,37	
То же на производство теплоэнергии, <i>квтч/мгкал</i> . . . . .	20,0	19,5	
Расход электроэнергии на собственные нужды на производство электроэнергии млн. <i>квтч</i> :			
на тепловых электростанциях	240,0	240,95	
на гидростанциях . . . . .	4,0	4,26	
То же на производство теплоэнергии, млн. <i>квтч</i> . . . . .	40,0	42,9	
<b>Всего на собственные нужды, млн. <i>квтч</i> . . . . .</b>	<b>284,0</b>	<b>288,11</b>	
Отпуск с шин, млн. <i>квтч</i> . . . . .	3716,0	3911,89	
Покупная электроэнергия млн. <i>квтч</i> . . . . .	100,0	90,0	
Отпуск в сеть, млн. <i>квтч</i> . . . . .	3816,0	4001,89	
Потери в электросетях, % . . . . .	9,0	8,8	
То же, абсолютно, млн. <i>квтч</i> . . . . .	343,44	352,16	
Полезный отпуск электроэнергии, млн. <i>квтч</i> . . . . .	3472,56	3649,68	
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, <i>г/квтч</i> . . . . .	500	494	
Расход условного топлива на выработку электроэнергии, тыс. <i>т</i> . . . . .	1 500	1506,7	
Цена 1 <i>т</i> условного топлива, руб./ <i>т</i> . . . . .	120	121	
Удельный расход условного топлива на выработку теплоэнергии, <i>г/мгкал</i> . . . . .	175,0	174,0	
Расход условного топлива на выработку теплоэнергии, т. с. <i>т</i> . . . . .	350,0	382,8	
Цена покупной электроэнергии, коп/ <i>квтч</i> . . . . .	12,0	11,5	
Цена электроэнергии на собственные нужды, коп/ <i>квтч</i> . . . . .	2,0	2,0	

должен производиться по схеме, приведенной в табл. 6.

Экономия от снижения себестоимости энергии составит всего 12 900 тыс. руб., в том числе: а) по производству электроэнергии — (6,965 коп/квтч — 6,638 коп/квтч) × 3 649,68 млн. *квтч* = 12 000 тыс. руб. и б) по производству теплоэнергии — (27,90 руб./мгкал — 27,49 руб./мгкал) × 2 200 тыс. *мгкал* = 900 тыс. руб. (табл. 7).

Таблица 7

### Экономия от снижения себестоимости энергии (тыс. руб.)

Фактор экономии (перерасхода)	Электроэнергия	Теплоэнергия
	Экономия (—); перерасход (+)	
Перевыполнение плана выработки электроэнергии:		
на гидростанциях с 1 000 млн. <i>квтч</i> по плану до 1 150 млн. <i>квтч</i> по отчету . . . . .	—9457,0	
на тепловых электростанциях с 3 000 млн. <i>квтч</i> по плану до 3 050 млн. <i>квтч</i> по отчету . . . . .	+164,0	
Перевыполнение плана отпуска теплоэнергии с 2 000 тыс. <i>мгкал</i> по плану до 2 200 тыс. <i>мгкал</i> по отчету . . . . .		—1200,0
Снижение норм расхода электроэнергии на собственные нужды при одновременном увеличении расхода электроэнергии на выработку теплоэнергии . . . . .	—99,0	—22,0
Снижение норм удельных расходов топлива с 500 <i>г/квтч</i> и 175 <i>кг/мгкал</i> до 494 <i>г/квтч</i> и 174 <i>кг/мгкал</i> по отчету . . . . .	—2196,0	—264,0
Снижение потерь в электросетях с 9,0% по плану до 8,8% по отчету . . . . .	—557,0	
Изменения количества и цены покупной электроэнергии . . . . .	—1116,0	
Изменения цены условного топлива с 120 руб./ <i>т</i> по плану до 121 руб./ <i>т</i> по отчету . . . . .	+1507,0	+382,0
Изменения суммы амортизации . . . . .	—200,0	+200,0
Изменения суммы постоянных расходов . . . . .	—100,0	+100,0

Расчет изменения себестоимости энергии по энергосистеме по отдельным факторам аналогичен расчету по теплоэлектроцентрали за исключением следующего:

1. Перевыполнение плана выработки гидроэнергии оценивается по полученному дополни-

тельному полезному отпуску электроэнергии (дополнительная выработка минус плановый дополнительный расход электроэнергии на собственные нужды и потери в сетях) по средней плановой себестоимости электроэнергии в энергосистеме за вычетом дополнительных расходов на собственные нужды гидростанций.

2. Перевыполнение (недовыполнение) плана выработки электроэнергии на тепловых электростанциях рассчитывается по разнице между плановой себестоимостью дополнительного полезного отпуска электроэнергии по средней плановой себестоимости в энергосистеме и дополнительным затратам на топливо и электроэнергию на собственные нужды на эту выработку.

При этом следует учесть, что в энергосистемах имеются дополнительные факторы экономии (перерасхода) по себестоимости энергии:

- а) за счет снижения (превышения) плана по потерям в сетях, которые рассчитываются по плановой себестоимости 1 *квтч* в энергосистеме;
- б) за счет изменения количества и цены покупной электроэнергии.

Отклонение от плана по покупной электроэнергии определяется отдельно за счет изменения количества и цены покупной энергии по следующему примерному расчету:

1) из-за уменьшения количества покупной электроэнергии получается снижение затрат на 12 *коп/квтч*  $\times$  10 млн. *квтч* = 1 200 тыс. руб. при одновременном уменьшении полезного отпуска на 10,0 млн. *квтч*  $\times$  (100% — 9%) = 9,1 млн. *квтч*;

9,1 млн. *квтч*  $\times$  6,965 *коп/квтч* = 634 тыс. руб., в итоге имеем экономию в размере 1 200 тыс. руб. — 634 тыс. руб. = 566 тыс. руб.;

2) из-за снижения цены покупной электроэнергии (12 *коп/квтч* — 11,5 *коп/квтч*)  $\times$  90 млн. *квтч* имеется экономия 450 тыс. руб.

Всего по покупной электроэнергии получаем экономию в размере: 566 тыс. руб. + 450 тыс. руб. = 1 116 тыс. руб.

Результаты по выполнению плана по себестоимости энергии по энергосистемам определяются по сравнению с утвержденным по энергоуправлению планом по себестоимости электрической и тепловой энергии и могут не совпадать с суммой результатов по предприятиям энергосистемы. Равно также результаты по экономии или перерасходу по отдельным факторам себестоимости энергии по счету энергосистемы отличаются от суммы экономии или перерасхода по счету предприятий энергосистемы.

Например, перевыполнение плана выработки электроэнергии на тепловой электростанции на 50 млн. *квтч* вызывает у нее снижение себестоимости за счет постоянной составляющей себестоимости электроэнергии. По энергосистеме же,

имеющей в своем составе гидростанции, оно может вызвать не снижение, а повышение себестоимости электроэнергии, если (как это показано в приведенном примере) топливная слагаемая — себестоимость 1 *квтч* — на тепловой электростанции выше средней себестоимости 1 *квтч* в энергосистеме.

Количество и стоимость сэкономленных (перерасходованных) топлива и электроэнергии на собственные производственные нужды электростанций по сумме экономии (перерасхода) по электростанциям, как правило, не совпадают с суммой экономии (перерасхода) по энергосистеме.

Анализ себестоимости электрической и тепловой энергии на электростанциях и в энергосистемах должен производиться также по отдельным цехам и по отдельным электростанциям, что даст возможность выявить отстающие цехи и предприятия энергосистемы и показать достижения передовых энергопредприятий и передовых цехов.

Анализ себестоимости электрической и тепловой энергии должен сопровождаться сопоставлением с себестоимостью соответствующего периода прошлого года, что характеризует достигнутые на предприятиях успехи по улучшению экономических показателей работы.

Центральной и важнейшей органической частью анализа выполнения плана по себестоимости энергии должна являться разработка плана мероприятий по дальнейшему снижению себестоимости энергии.

План мероприятий по снижению себестоимости продукции должен обеспечить выполнение установленного задания по снижению себестоимости. Эти мероприятия должны систематизироваться по следующим разделам:

- а) увеличение объема производства электрической и тепловой энергии;
- б) снижение удельных расходов топлива, расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций и потерь в сетях;
- в) повышение производительности труда, особо выделяя мероприятия по сокращению численности персонала производства в связи с автоматизацией процесса производства и механизации трудоемких работ;
- г) снижение цены топлива;
- д) сокращение прочих издержек производства.

Правильный и глубокий анализ структуры себестоимости энергии и причин ее отклонения от плана должен способствовать познанию хозяйственными экономикой энергопредприятий и помочь выполнить задания по снижению себестоимости продукции и повышению рентабельности производства.

□ □ □

# Применение грунтометательной машины для механизации процесса обратной засыпки грунтом

Инж. С. Л. Гуревич и инж. А. Э. Руманов

Главный корпус тепловой электростанции мощностью 200—300 тыс. квт имеет подземную часть, насыщенную большим количеством разнообразных монолитных и сборных бетонных и железобетонных конструкций. К числу их относятся фундаменты под колонны, под котлы, под турбогенераторы, под различное вспомогательное технологическое оборудование, кабельные туннели, сливные каналы, приямки и пр. В пределах здания главного корпуса эти подземные конструкции различных объемов и геометрических размеров располагаются по высоте между отметками +0,5 и -4,0. На рис. 1 показано в плане

размещение фундаментов в главном корпусе тепловой электростанции между рядами колонн А—Ж (машинный зал, деаэрационное, бункерное и котельное отделения, площадка золоуловителей и дымососное отделение).

Согласно проекту организации работ подземные конструкции главного корпуса должны быть засыпаны грунтом, заполняющим пространства и фигурные пазухи между фундаментами, туннелями и каналами. Особенностью обратной засыпки является ее многоярусность, так как каналы и туннели проходят на отметках -2,5, -1,0 и -0,18, основываясь на отсыпанном грунте. Это

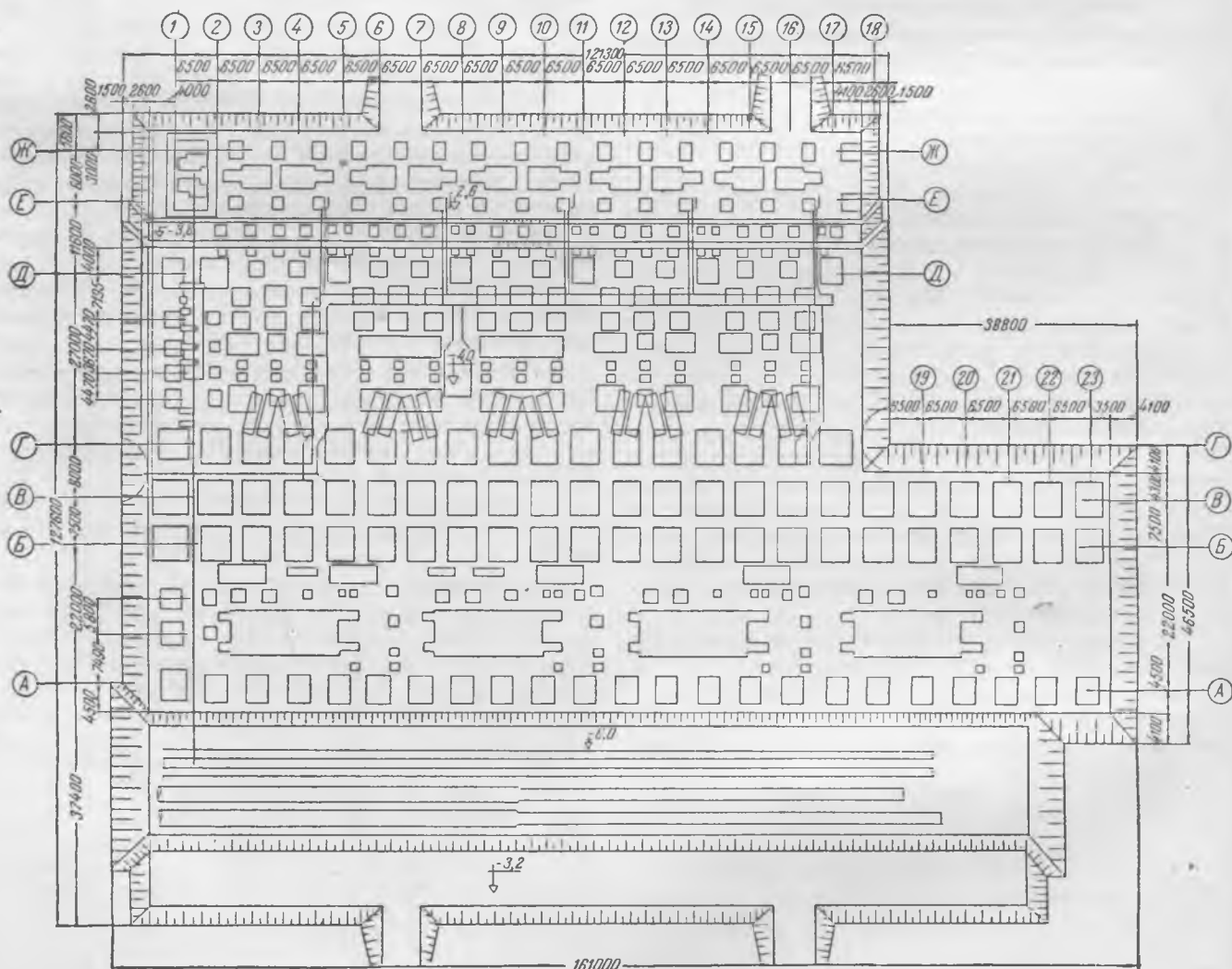


Рис. 1. Размещение фундаментов в контуре главного корпуса.

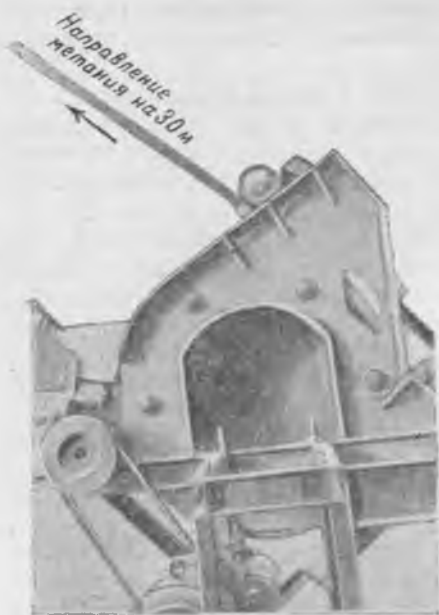


Рис. 2. Общий вид грунтометательной машины ЦНИС МПС.

предъявляет особые требования к плотности грунта в обратной засыпке, заключающиеся в том, что величина показателя плотности в этом случае должна быть лишь на 5—10% ниже величины показателя плотности грунта в естественном состоянии (в зависимости от типа грунта и гидро-геологических условий его залегания). Поэтому правилами производства работ по обратной засыпке грунтом подземных конструкций предусмотрена засыпка их слоями не более чем 20—30 см.

Для обратной засыпки применяют грунт, доставляемый автосамосвалами и разрабатываемый либо в деловых выемках под другие сооружения стройплощадки, либо в отвале, образованном при вывозке грунта из котлована под здание главного корпуса.

Ввиду большой насыщенности подземной части главного корпуса конструкциями различных фундаментов, туннелей и каналов, заезд и маневрирование автотранспорта в котловане практически невозможны. Практикуемый способ обратной засыпки на полную глубину в 4 м путем подачи автосамосвалов задним ходом с бровки котлована и создания постепенно нарастающего конуса имеет серьезные недостатки, заключающиеся в том, что для последней распределения грунта необходимо затрачивать большое количество ручного труда на разравнивание конуса отсыпки, нарушается однородность послойного размещения грунта, затрудняется производство работ по сборке каналов на данном ярусе засыпки.

При разработке типовых схем комплексной механизации строительных работ по сооружению главного корпуса тепловой электростанции было предложено применить для обратной засыпки грунта между подземными конструкциями принцип транспортирования его по воздуху путем направленного метания сплошной (неразрывной)

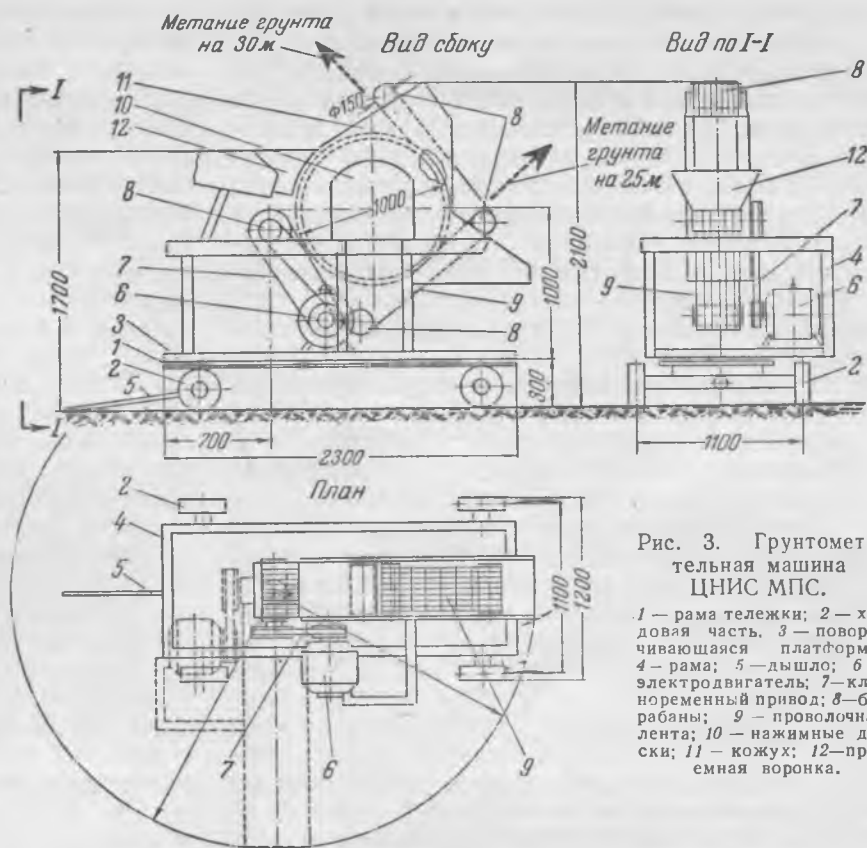


Рис. 3. Грунтометательная машина ЦНИС МПС.

1 — рама тележки; 2 — ходовая часть; 3 — поворачивающаяся платформа; 4 — рама; 5 — дышло; 6 — электродвигатель; 7 — клиноременный привод; 8 — барабаны; 9 — проволоочная лента; 10 — нажимные диски; 11 — кожух; 12 — приемная воронка.

струей<sup>1</sup>. Это может быть достигнуто при помощи передвижной грунтометательной машины ЦНИС МПС (рабочий орган с нажимными дисками), обладающей производительностью 50 ÷ 60 м<sup>3</sup>/час (рис. 2).

Эта машина (рис. 3) состоит из рамы, опирающейся на четыре колеса, рабочего органа и электродвигателя с клиноременным приводом



Рис. 4. Проволоочная лента грунтометательной машины. к рабочему органу. Рама тележки снабжена вертикальным шкворнем, ось которого является осью вращения поворотной платформы машины, что позволяет вращать ее на 360° и, тем самым, изменять в плане направление грунтометания. Рабочим органом грунтометательной машины

<sup>1</sup> Научно-исследовательская работа по прицельному метанию грунта проводится в ЦНИС МПС под руководством канд. техн. наук В. С. Смирнова, представившего некоторый материал для данной статьи.



служит бесконечная проволочная лента (рис. 4). Лента огибает пять барабанов (см. рис. 3), из которых один приводной, один нажимной (из двух дисков диаметром 1 м, поставленных на расстоянии 180 мм друг от друга), обеспечивающий кривизну рабочей ветви ленты, один натяжной и два барабана, назначение которых меняется в зависимости от схемы работы машины. При обратной схеме метания (в сторону, обратную загрузке) верхний из них является концевым барабаном, а нижний — отклоняющим. При прямой схеме метания (по ходу загрузки) верхний барабан не участвует в работе, а нижний является концевым, с которого сходит струя грунта при укороченной длине ленты.

Приводной барабан получает вращение через клиновидную ременную передачу от электродвигателя переменного тока 14 квт, 220/380 в.

Скорость движения ленты регулируют соответствующей перестановкой клиновидных ремней на шкивах двигателя и приводного барабана. Рабочий диапазон скоростей движения ленты для данной машины составляет 5 ÷ 18 м/сек при обратной схеме метания и 5 ÷ 15 м/сек при прямой схеме метания.

Для предотвращения просыпания грунта сквозь ленту метателя в спирали проволочной ленты введен наполнитель в виде фитиля (или деревянных планок) с последующей промазкой всей ленты смесью битума и древесных опилок (в горячем состоянии).

Действие грунтометательной машины заключается в следующем. Грунт, поданный тем или иным способом в приемную воронку 12, падает на быстро движущуюся ленту. Благодаря кривизне пути движения ленты возникает центробежная сила, способствующая значительно более быстрому приобретению грунтом необходимой скорости движения, чем это было бы на ленте, не имеющей кривизны.

Это объясняется тем, что величина центробежной силы (различной по длине рабочего участка ленты) в несколько раз, а в конце рабочего

участка ленты в несколько десятков раз (в зависимости от скорости ленты) больше веса грунта, лежащего на ленте.

Параметры машины (радиус нажимных дисков, углы входа и выхода грунта, скорость движения ленты) в данной конструкции обеспечивают приобретение всеми поступающими частями грунта такой же скорости движения, как и у ленты (при скоростях движения ленты 5 ÷ 18 м/сек), еще до подхода их к выходному концу рабочего участка ленты. Благодаря этому при подходе к выходному барабану уже внутри машины устанавливается равномерный поток грунта. Выходя под установленным углом (от 30 до 60°) в виде равномерной и направленной струи, грунт кучно выпадает в желательном месте на расстоянии, величина которого зависит от скорости движения ленты и угла выхода грунта из метателя (рис. 5).

Максимальный радиус действия машины для обратной схемы метания при скорости движения ленты 18 м/сек равен 30 м, а для прямой схемы метания при скорости 15 м/сек — 22 м. Увеличение скорости движения ленты сверх 18 м/сек для обратной и 15 м/сек для прямой схем метания (при параметрах данной машины) нецелесообразно, так как при этом нарушаются условия обеспечения прицельного метания. Поток грунта внутри машины не успеет приобрести скорости движения, равной скорости ленты, и струя грунта при выходе из машины не будет равномерной как по скорости, так и по направлению движения своих частиц. Вследствие этого вместо кучного выпадения всех частиц (вне зависимости от их размеров) в одном месте будет неизбежно наблюдаться большое рассеивание грунта, распределение его на фракции и выпадение на неопределенной площади. Одни частицы будут отлетать на расстояние более 30 м, а другие частицы на расстояние всего нескольких метров от грунтометательной машины.

Грунтометательная машина ЦНИС МПС имеет следующую техническую характеристику.

Производительность . . . . .	60 м <sup>3</sup> /час
Вес . . . . .	1,0 т
Установленная мощность электродвигателя . . . . .	14 квт
Тип двигателя . . . . .	Трехфазного тока, асинхронный
	220/380 в, 1 500 об/мин
Габаритные размеры машины:	
длина . . . . .	2 300 мм
ширина . . . . .	1 200 мм
высота . . . . .	2 100 мм
Ширина метаемого слоя грунта . . . . .	180 мм
Дальность прицельного метания грунта . . . . .	5—30 м
Окружная регулируемая скорость ленты . . . . .	5—20 м/сек
Угол поворота платформы (около оси) . . . . .	360°

Навесная траектория полета струи грунта, регулируемые пределы прицельного грунтометания, достаточная кучность падения грунта, транспортальность и небольшой вес грунтометательной машины ЦНИС дают возможность рекомендовать ее для механизации процесса обратной засыпки грунтом подземных конструкций тепловой электростанции.

Применение такой машины позволит избежать неудобства, связанные с необходимостью перемещения других типов отсыпальных машин между



Рис. 5. Прицельное метание грунта неразрывной струей.

подземными конструкциями, возведенными в котловане.

В январе 1954 г. на строительстве одной тэц опытный экземпляр описываемой малой грунтометательной машины ЦНИС МПС был опробован в производственных условиях.

Целью опробования являлись:

а) проверка целесообразности использования принципа транспортирования грунта по воздуху для механизации процесса обратной засыпки грунтом подземных конструкций главного корпуса;

б) установление возможности работы грунтометательной машины непрерывного действия в случае циклической загрузки ее грунтом при помощи автосамосвалов;

в) выявление необходимых изменений конструкции малой грунтометательной машины ЦНИС МПС с целью применения машин такого типа для механизации процесса обратной засыпки подземных конструкций главного корпуса.

Грунтометательная машина была установлена на бровке котлована между дымовой трубой и дымососным отделением. На рис. 6 показано размещение грунтометательной машины и вспомогательного оборудования для подачи грунта к ее рабочему органу.

Часть подземных конструкций дымососного и бункерного отделений не была засыпана, высота обратной засыпки составляла 4,7 м. Заезд автомобилей с грунтом в дымососное отделение со стороны его фасадной стены был невозможен, так как этому мешала кирпичная цокольная стенка. Со стороны торцевых стен подъезд автосамосвалов с грунтом также был невозможен.

Установка и работа грунтометательной машины на бровке котлована, как это показано на рис. 6, позволили свободно подавать к ней грунт при помощи автосамосвалов и транспортировать его для обратной засыпки подземных конструкций дымососного отделения путем метания по воздуху. Грунт попадал между фундаментами колонн и фундаментами под дымососы.

При испытании было установлено, что направление метания и рассеивание грунта во время полета по воздуху находятся в прямой зависимости от равномерности и полноты загрузки ленты конвейера. Как только подача грунта на ленту конвейера становилась прерывистой или уменьшалась толщина его слоя, наблюдался разрыв сплошности струи в воздухе и увеличивалось рассеивание грунта.

На рассеивание струи песчаного грунта и распределение его по фракциям влияла также пониженная влажность его. Прицельность струи грунта при наиболее интенсивной подаче может быть оценена как хорошая, поскольку грунт на дистанции метания 12 м кучно попадал в пазуху между фундаментами дымососной, имеющую в плане размеры  $1,0 \times 0,6$  м. Дополнительного разравнивания грунта после отсыпки не требовалось, так как он ложился ровным слоем.

В процессе работы метательная лента шла плавно, без перекосов, устойчивость машины при скорости ленты 13 и 18 м/сек была хорошей, вибрации и толчков не наблюдалось. Рабочий орган машины с нажимными дисками и лента для

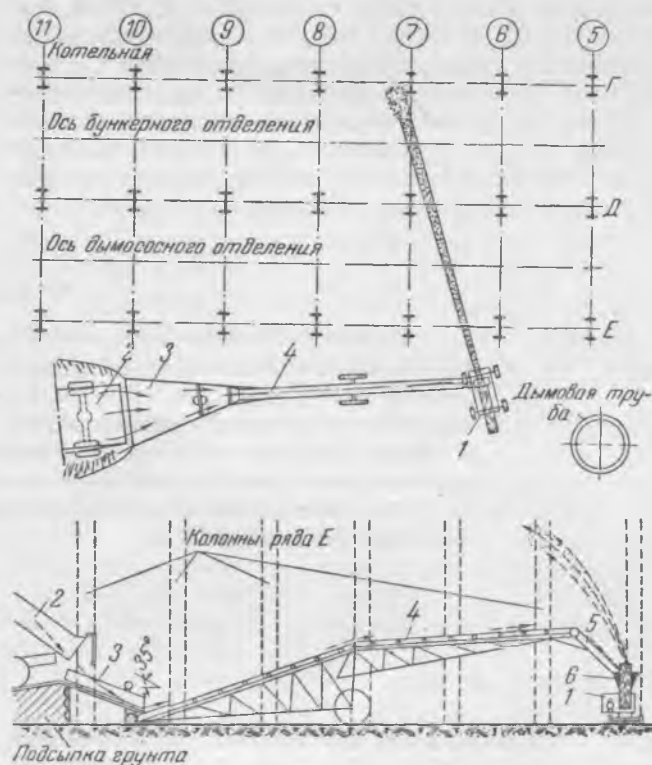


Рис. 6. Расположения грунтометательной машины у главного корпуса электростанции.

1 — грунтометательная машина; 2 — автосамосвал; 3 — загрузочное устройство; 4 — 15-м ленточный передвижной конвейер; 5 — лоток; 6 — воронка.

высоких скоростей, изготовленные ЦНИС МПС, работают хорошо и отвечают своему назначению.

Производительная и непрерывная работа грунтометательной машины данного типа вполне возможна при циклической подаче грунта в автосамосвалах, если для равномерной загрузки питающего ленточного конвейера имеется специальное устройство (лоток, бункер, приемная воронка и пр.) емкостью 2—3 м<sup>3</sup>.

Фактически достигнутый темп грунтометания (около 60 м<sup>3</sup>/час) в принципе позволяет считать грунтометательную машину данного типа применимой для механизации процесса обратной засыпки грунтом подземных конструкций главного корпуса тепловой электростанции. При общем объеме обратной засыпки между фундаментами главного корпуса около 25 тыс. м<sup>3</sup> применение одной грунтометательной машины позволит выполнить эту работу в течение 65—70 смен и почти в 2,5 раза сэкономить трудозатраты по сравнению с ручным способом производства работ.

## Выводы

1. Принцип транспортирования грунта по воздуху путем метания сплошной неразрывной струей может быть применен для механизации обратной засыпки грунтом подземных конструкций главного корпуса тепловой электростанции.

2. Для обратной засыпки грунтом подземных конструкций должна быть применена грунтометательная машина с нажимными дисками производительностью не более 50—60 м<sup>3</sup>/час.

Применение грунтометательной машины большей производительности для этих работ нецелесо-

сообразно ввиду того, что весьма сложно при циклической подаче грунта в автосамосвалах обеспечить непрерывное питание грунтом металлической машины с требуемой производительностью, а уменьшение интенсивности подачи грунта или ее прерывность неизбежно приведут к ухудшению показателей работы машины по производительности и кучности метания.

3. Ввиду новизны применения грунтометательной машины для обратной засыпки грунтом подземных конструкций главного корпуса тепловой электростанции необходима дальнейшая практическая работа по установлению факторов, определяющих эффективность использования этой машины в различных производственных условиях.

#### ОТ РЕДАКЦИИ

*Признавая большую актуальность поднятого в статье гг. Гуревича и Руманова вопроса о механизации обратной засыпки грунтом подземных конструкций главного корпуса электростанций, редакция вместе с тем отмечает, что широкое внедрение для этих целей описываемой машины может быть осуществлено только после внесения в ее конструкцию необходимых изменений в направлении приспособления к условиям строительства главного корпуса и после последующих всесторонних испытаний.*

*Указанная работа проводится в настоящее время по заданию Управления капитального строительства МЭС.*



## Использование шлаков и золы электростанций в современном строительстве

Инж. Б. А. Осовик и канд. техн. наук М. П. Элинзон

#### ОТ РЕДАКЦИИ

*Помещая в порядке предложения статью гг. Осовика и Элинзона по актуальному вопросу использования золы и шлаков электростанций для нужд строительства, редакция обращается к читателям с просьбой высказаться на страницах журнала по поднятому в ней вопросу.*

В городах и промышленных центрах серьезной сырьевой базой для производства дешевых и эффективных строительных материалов и изделий являются, как известно, топливные шлаки и зола энергетических установок.

Электростанции сжигают уголь в большинстве случаев в пылевидном состоянии, что приводит к резкому увеличению выхода тонкодисперсной золы. В среднем выход золы составляет  $80 \div 85\%$ , а шлака —  $20 \div 15\%$  от общего количества отходов.

При пылевидном сжигании любого вида угля в шлаках несгоревший уголь практически отсутствует, в золе же, например, подмосковных углей обычно остается  $2 \div 3\%$ , а донецких углей — до  $20\%$  несгоревшего угля.

Количество золы и шлаков, удаляемых ежегодно электростанциями, весьма значительно. Например, электростанция мощностью 100 тыс. квт, сжигающая донецкие угли, выдает ежегодно до 40 тыс. т золы и шлака, а электростанция такой же мощности, сжигающие подмосковные угли, — до  $80 \div 100$  тыс. т.

Известен ряд предложений, направленных на рациональное использование золы и шлака электростанций и, в частности, для нужд строительства.

Безусловный интерес представляет использование золы для приготовления жароупорного бетона (ЦНИПС), в производстве лакокрасочных материалов (Химико-технологический институт имени Менделеева) в качестве добавки при производстве гипсовой сухой штукатурки (Гипрогипс МПСМ СССР) и огнеупорного кирпича (вместо шамота) в качестве заполнителя для асфальтовых бетонов и т. п.

Однако большинство из указанных предложений не решает вопроса наиболее полного использования огромного количества золы и шлака электростанций.

Наиболее перспективными в этом отношении являются следующие решения, исключающие необходимость удаления золы и шлака в отвалы.

Зола от пылевидного сжигания бурых (подмосковных) углей может быть широко использована:

а) в качестве добавки (взамен извести) в цементно-зольно-песчаных и известково-зольно-песчаных растворах (преимущественно для кладки); применение золы позволяет экономить не только примерно равное количество извести, но и некоторое количество цемента (особенно при поступлении на стройки или заводы цемента высокой активности);

б) в качестве добавки для бетонных изделий, подвергаемых пропариванию;

в) взамен молотого песка в производстве силикатных и пеносиликатных автоклавных материалов и изделий.

Золу от пылевидного сжигания каменных (донецких) углей, содержащую обычно несгоревший уголь, наиболее целесообразно использовать для получения высококачественного искусственного пористого заполнителя («вторичного» шлака), пригодного не только для легких бетонов, но и для легких железобетонных конструкций. Такой пористый заполнитель получается путем спекания золы при высоких температурах на агломерационных решетках.

Шлаки от пылевидного сжигания углей на электростанциях различаются по качеству в зависимости в основном от вида сжигаемого угля.

Шлак подмосковного угля — пористый и легкий, а шлак донецкого угля — плотный. Этот шлак имеет объемный вес в куске до  $2,8 \text{ т/м}^3$ , его можно использовать в дорожном строительстве, для фундаментов, холодных построек и т. п. Шлак же, получаемый от сжигания бурых углей, следует использовать (после отделения от золы) в качестве заполнителя для легких бетонов и легких железобетонных конструкций.

Общую эффективность массового использования золы можно охарактеризовать следующими примерными показателями.

Растворы. В соответствии с действующими нормативами в кладочные и штукатурные растворы допускается добавка золы подмосковных углей до 200% от веса цемента, а в бетоны — до 50% (в бетоны для железобетонных изделий до 30%). Считая примерную потребность жилищного и гражданского строительства для Москвы на 1954 г. в растворах равной 400 тыс.  $\text{м}^3$ , в товарном бетоне около 100 тыс.  $\text{м}^3$ , а в бетоне для железобетонных изделий до 300 тыс.  $\text{м}^3$  и принимая, что в половине возможных случаев будет применена добавка золы, получим экономию в расходе извести и цемента примерно по 15 тыс.  $\text{т}$  в год; при этом будет использовано свыше 70 тыс.  $\text{т}$  золы.

Производство силикатных и пеносиликатных изделий с использованием золы бурых углей целесообразно организовать на территориях, примыкающих к электростанциям. Изготовление изделий, как правило, должно осуществляться с применением термообработки паром давлением 8—9 ат. Организация производства силикатных автоклавных материалов и изделий на тэц может дать экономию средств. Эту экономию можно представить, исходя из следующих общих соображений:

а) известково-золевые камни для кладки стен и перегородочные плиты получают меньшего веса (камни около  $1400\text{—}1500 \text{ кг/м}^3$  вместо обычных  $1800 \text{ кг/м}^3$  для известково-песчаных материалов);

б) при организации производства кирпича, камней и плит непосредственно при тэц исключается необходимость в постройке заводской ко-

тельной, а также ряда других трудоемких и металлоемких отделений (цех помола, карьер песка), поэтому организация производства известково-золевых автоклавных материалов и изделий у тэц позволит значительно уменьшить первоначальные затраты по сравнению с обычным силикатным заводом той же мощности;

в) стоимость пара, получаемого непосредственно от тэц, всегда ниже стоимости пара от заводской котельной;

г) производство силикатных изделий из золы бурых углей непосредственно у тэц исключает необходимость транспортировки золы в отвалы (на 1 тыс. шт. кирпича расходуется около 3  $\text{т}$  золы, стоимость вывозки которой в отвалы на 8 км составляет около 30 руб.).

Известково-золевый кирпич, плиты, равно как и пеноизвестково-золевые изделия изготавливаются по той же технологической схеме, что и изделия, изготавливаемые на базе песка; оборудование для известково-золевых материалов и изделий — аналогично оборудованию для производства известково-песчаных.

Важным преимуществом золы как сырья для производства, в частности, ячеистых автоклавных материалов по сравнению с песком является ее дисперсность, исключая необходимость размола.

Спекание зол каменных (донецких углей) во вторичный шлак позволяет полностью заменить вывоз золы вывозом полноценной товарной продукции.

Получаемый «вторичный шлак» (агломерат), как показали исследования ЦНИПС и Института строительной техники Академии архитектуры СССР, является весьма стойким заполнителем, свободным от вредных примесей, и может быть успешно применен в большом количестве для производства легкобетонных и железобетонных конструкций, а также как термоизоляционный материал для засыпки перекрытий и т. п.

Экономические преимущества предлагаемого способа удаления топливных отходов с предварительным спеканием их на электростанции перед другими методами удаления выявляются следующим ориентировочным сопоставлением.

Данные предварительного расчета работы запроектованного цеха спекания на одной тэц Мосэнерго показывают, что превращение 1  $\text{т}$  золы во вторичный шлак требует эксплуатационных затрат около 20 руб.

Отсюда следует, что, например, для электростанции мощностью 100 тыс. квт с годовым выходом золы 36,5 тыс.  $\text{т}$  эксплуатационные затраты на переработку золы составят около 730 тыс. руб. Стоимость же вторичного шлака может быть принята по действующим ценам промышленности строительных материалов около 35 руб/т. Таким образом, стоимость продукции цеха спекания может быть оценена суммой в 1,275 тыс. руб., а годовая экономия при наличии цеха спекания составит 1,275 тыс. руб. — 730 тыс. руб. = 545 тыс. руб.

Затраты на вывоз вторичного шлака в расчет не приняты, так как этот расход входит в его стоимость.

Технико-экономическое сопоставление трех основных методов удаления топливных отходов за пределы электростанции (при годовой выработке электроэнергии в 700 млн. кВтч) показывает, что стоимость удаления отходов, отнесенных к 1 кВтч, составляет при удалении отходов автотранспортом около 0,06 коп.; при гидрозолоудалении — около 0,22 коп., а при наличии цеха спекания золы затраты на удаление отходов сводятся к нулю, и, кроме того, возможно удешевление 1 кВтч примерно на 0,078 коп. за счет реализации агломерата.

Приведенные ориентировочные расчеты показывают, что постройка на электростанциях цехов спекания может дать существенное снижение стоимости электроэнергии.

Кроме того, по подсчетам Института строительной техники каждые 100 тыс. м<sup>3</sup> золы или шлака, превращенные во вторичные шлаки методом спекания, дают возможность уменьшить стоимость стен зданий и железобетонных перекрытий примерно на 8 млн. руб.

### Выводы

Приведенные данные дают основание для следующих предложений:

1. На электростанциях, сжигающих бурые (подмосковные) угли, должны быть организованы:

а) контейнерная перевозка золы на стройки или заводы для ее использования в качестве тонкомолотой добавки в растворы и бетоны.

Применение золы в качестве тонкомолотой добавки давно разрешается техническими условиями, однако массового применения зола не имела (главным образом в силу сложности ее транспортировки). Целесообразно поэтому выделить один из крупных строительных объектов, например в Москве и провести на нем широкое применение золы взамен извести и частичной замены цемента. Решение вопросов перевозки золы и ее использования на централизованных установках по получению готовых растворов на базе молотой извести-кипелки (с добавкой золы) и цемента (с добавкой золы) необходимо поручить

соответствующим специализированным организациям;

б) цехи по производству известково-зольных (силикатных) и пеноизвестково-зольных (пеносиликатных) материалов и изделий.

Мощность промышленности автоклавных силикатных материалов для нужд, например, московского строительства на ближайший период должна быть увеличена на 300—400 млн. шт. кирпича. Принимая, что вместо указанного количества силикатного кирпича будет организовано производство известково-зольных стеновых материалов, а также известково-зольных перегородочных плит, общее количество золы, которое сможет быть поглощено этим производством, составит около 1 млн. т.

Для выявления особенностей технологии и технико-экономической эффективности производства известково-зольных автоклавных материалов и изделий и уточнения их ассортимента целесообразно построить при одной из электростанций цех мощностью в условном кирпиче 30—40 млн. шт.

2. На электростанциях, сжигающих каменные (донецкие или подобные) угли, зола которых содержит свыше 8% несгоревшего топлива, следует организовать цехи по производству «вторичных» шлаков (агломерата) путем спекания этой золы на агломерационных решетках за счет угля, имеющегося в ней.

В настоящее время на одной тэц Мосэнерго закончен монтаж такой опытной установки. Необходимо форсировать освоение этой установки и провести подробные исследования, чтобы иметь точные технико-экономические показатели. На основе данных, полученных при освоении этой установки, следует разработать проект промышленной установки на полную переработку золы, получаемой на тэц, во вторичный шлак.

3. Необходимо организовать на электростанциях, сжигающих, например, подмосковные угли, отделение золы от шлака, что позволит полноценно использовать этот шлак, почти не содержащий вредных примесей, для строительных целей.





# О замене обмоток крупных электрических машин

Инж. В. Н. Звездкин и инж. Г. Б. Израелит

Срок службы изоляции крупных электрических машин имеет большое народнохозяйственное значение.

По данным одной энергосистемы, при организованном централизованном ремонте полная стоимость ремонта с заменой изоляции (обмоток) синхронных машин мощностью 5 и 15 тыс. *кв* составляет соответственно 50 и 300 тыс. руб. Поэтому всякая возможность допустить машину к эксплуатации без полной замены изоляции дает большой экономический эффект.

Часто вопрос о полной замене изоляции машин (полная смена обмотки) решается только на основании данных продолжительности работы машины, опыта эксплуатации и результатов профилактических испытаний без обследования состояния изоляции.

Между тем, во многих случаях после обследования и специальных испытаний изоляции представляется возможным избежать полной замены обмотки, ограничившись частичной заменой.

Некоторые авторы<sup>1</sup> считают, что 120 тыс. час. эксплуатации машины представляют такой срок, после которого старение изоляции заходит так далеко, что ее следует сменить.

Однако опыт эксплуатации показывает, что срок службы изоляции во многих случаях значительно превышает 120 тыс. час.

Так, по данным энергосистемы, из общего числа машин, находящихся в эксплуатации, 35% работают более 150 тыс. час. без смены изоляции.

Так, например, турбогенератор 16,7 тыс. *кв*, 6,6 *кв* находился в эксплуатации около 250 тыс. час. и, подвергаясь испытаниям, не имел повреждений или пробоев изоляции.

В 1953 г. во время очередного капитального ремонта генератор был подвергнут испытанию напряжением переменного тока, равным  $1,5 U_A$  (9,9 *кв*) и выпрямленным напряжением, равным  $2,5 U_A$  (16,5 *кв*). Указанное испытание изоляции генератора выдержала.

Однако после снятия торцевых щитов и тщательного осмотра лобовых частей обмотки было обнаружено плохое состояние изоляции лобовых частей, потребовавшее полной их переизоляции.

Обнаружив плохое состояние изоляции лобовых частей и учитывая долголетнюю эксплуатацию генератора (более 30 лет), было решено его изоляцию подвергнуть испытанию напряжением переменного тока, равным  $2U_A + 1$  *кв* (14,2 *кв*)

и в случае пробоя вынуть из паза пробитый стержень и произвести в лаборатории обследование состояния изоляции. Однако изоляция обмотки это испытание выдержала.

В дальнейшем, несмотря на удовлетворительные результаты испытания, два стержня были вынуты из паза и вместе с резервным стержнем, хранившимся на складе, были подвергнуты обследованию и испытанию лаборатории, в результате которых было установлено следующее:

1. Внешнее состояние изоляции стержней как хранившегося на складе, так и вынутых из машины — хорошее.

2. Разбухания изоляции в вентиляционных каналах не обнаружено.

3. Узкая грань стержня, лежавшего на дне паза, приняла овальную форму.

4. Электрическая прочность изоляции, определенная, как среднее из четырех измерений на каждом из стержней, составила: для стержней, вынутых из машины, — 47 *кв* и для стержня, хранившегося на складе, — 60,6 *кв*.

После произведенных работ по восстановлению вынутых стержней и испытания изоляции генератор продолжает эксплуатироваться.

Приведенные данные показывают, что сама по себе длительность эксплуатации не может являться причиной для замены обмотки.

Что касается опыта эксплуатации и результатов профилактических испытаний, то они также еще не являются основанием для полной смены обмотки машины. Это подтверждается следующими примерами:

1. Синхронный компенсатор 5 тыс. *кв*, 6,6 *кв* с гильзовой изоляцией пазовой части обмотки и изоляцией из лакоткани лобовых частей находился в эксплуатации 98 162 часа.

За время эксплуатации синхронный компенсатор имел пять аварий из-за повреждения главной изоляции. Кроме того, его изоляция 8 раз пробивалась в лобовых частях при профилактических испытаниях, при этом пробой происходили не только при полном испытательном напряжении, изменявшемся от  $U_A$  до  $1,5U_A$ , но и при напряжениях, меньших  $U_A$ .

На основании эксплуатационных данных и данных профилактических испытаний изоляция была признана дефектной, подлежащей замене.

В период ремонта синхронного компенсатора, связанного с полной сменой обмотки до выемки ее из статора, высоковольтной лабораторией были произведены испытания изоляции для опре-

<sup>1</sup> А. М. Залесский, «Электричество», 1948, № 2.

деления ее электрической прочности, причем были получены следующие результаты:

Пробивное напряжение переменного тока	Число пробитых секций
$(1,5 \div 2,0) U_A$ . . . . .	4 (8,3%)
$(2,1 \div 3,0) U_A$ . . . . .	10 (20,8%)

Остальные секции (34), составляющие 70,9% от общего их числа в машине, имели электрическую прочность выше  $3U_A$ . Все пробои произошли в лобовых частях обмотки на расстоянии  $100 \div 150$  мм от стали статора.

Часть вынутых из статора секций была подвергнута обследованию состояния изоляции и определению ее электрической прочности в лаборатории.

Обследование изоляции показало хорошее внешнее состояние, отсутствие разбухания в вентиляционных каналах и отсутствие расслоений при вскрытии ее после испытания.

Средняя электрическая прочность пазовой части изоляции из 19 пробоев, определенная для пяти секций, оказалась равной  $4U_A$  (26,5 кв) при минимальной прочности, равной  $3,2U_A$  (21,2 кв), и максимальной  $5,2U_A$  (34,3 кв).

2. Синхронный компенсатор 5 тыс. кв, 6,6 кв с гильзовой изоляцией пазовой части обмотки и из лакоткани лобовых частей находился в эксплуатации 121 тыс. час.

В эксплуатации синхронный компенсатор имел одну аварию из-за повреждения изоляции лобовых частей всех трех фаз и пять пробоев изоляции в лобовых частях при профилактических испытаниях, часть из которых также при напряжении, близком к  $U_A$ .

Изоляция была признана дефектной, подлежащей замене.

Произведенные испытания изоляции обмотки до выемки ее из статора показали:

Пробивное напряжение переменного тока	Число пробитых стержней
$(1,5 \div 2,0) U_A$ . . . . .	2 (2,1%)
$(2,1 \div 3,0) U_A$ . . . . .	27 (28,1%)

Остальные стержни (67), составляющие 69,8% от общего их числа в машине, имели электрическую прочность выше  $3U_A$ .

Все пробои произошли в лобовых частях обмотки на расстоянии  $100 \div 120$  мм от стали статора в местах сопряжения миканитовой гильзы с изоляцией лобовых частей.

Обследование стержней в лаборатории показало хорошее состояние изоляции пазовой части. Изоляция лобовых частей, выполненная из лакоткани, имела неудовлетворительное состояние. Вскрытие изоляции после испытаний показало, что она потеряла эластичность и имела расслоения и вспучины.

Средняя электрическая прочность пазовой части изоляции из 26 пробоев, определенная для десяти стержней, оказалась равной  $6,97 U_A$  (46 кв) при минимальной прочности, равной  $4,9 U_A$  (32,4 кв), и максимальной  $9,4 U_A$  (62 кв).

Электрическая прочность лобовых частей оказалась в пределах  $(0,45 \div 2,27) U_A$ , т. е.  $3 \div 15$  кв.

3. Синхронный компенсатор 15 тыс. кв, 6,6 кв с микалентовой компаундированной изоляцией находился в эксплуатации 73 978 часа.

Во время эксплуатации и при ежегодных профилактических испытаниях изоляция синхронного компенсатора неоднократно пробивалась как в пазу, так и в лобовых частях. Пробои происходили при напряжениях, меньших или близких к  $U_A$ .

Результаты испытаний изоляции, произведенных во время замены обмотки, приведены ниже:

Пробивное напряжение переменного тока	Число пробитых секций
$(1,0 \div 2,0) U_A$ . . . . .	3 (2,8%)
$(2,1 \div 3,0) U_A$ . . . . .	1 (0,9%)

Остальные секции (104), составляющие 96,3%, имели электрическую прочность выше  $3U_A$ .

4. Синхронный компенсатор мощностью 5 тыс. кв, 6,6 кв с гильзовой изоляцией пазовой части обмотки и из микаленты лобовых частей находился в эксплуатации 152 тыс. час.

За время эксплуатации синхронный компенсатор не имел аварий из-за повреждения изоляции, однако при профилактических испытаниях изоляция всех трех фаз неоднократно пробивалась.

Все пробои происходили по трещинам в изоляции, в местах выхода из пазы.

Произведенные испытания изоляции в период капитального ремонта, связанного с полной сменой обмотки, показали:

Пробивное напряжение переменного тока	Число пробитых секций
$(1,5 \div 2,0) U_A$ . . . . .	7 (7,8%)
$(2,1 \div 3,0) U_A$ . . . . .	9 (10,0%)
$(3,1 \div 4,0) U_A$ . . . . .	1 (1,1%)

Оставшаяся часть секций (73), составляющая 81,1%, имела электрическую прочность выше  $4U_A$ .

Все пробои изоляции, как и при всех предшествующих профилактических испытаниях этого синхронного компенсатора, произошли в местах выхода секций из пазов статора.

Приведенные данные испытаний изоляции четырех синхронных компенсаторов, которая была признана дефектной, показали, что изоляция машин в основном имела высокую электрическую прочность и что аварии с синхронными компенсаторами или пробои при профилактических испытаниях происходили не из-за общего старения их изоляции, а вследствие местных дефектов в ней, которые «выбивались» при авариях или при испытаниях повышенным напряжением.

Следовательно, вопрос сводится к тому, какую следует принять величину испытательного напряжения, обеспечивающую длительную безаварийную работу машин.

В настоящее время испытательное напряжение переменного тока принято равным  $1,5U_A$ .

Если даже принять за величину испытательного напряжения не  $1,5U_A$ , а  $2U_A$ , то в этом случае (судя по результатам профилактических испытаний синхронных компенсаторов, подвергнутых ремонту с полной заменой обмоток статоров) требуется заменить в худшем синхронном компенсаторе не более 8,3% секций, имев-

ших недостаточный запас электрической прочности, для обеспечения дальнейшей надежной работы машины.

Кроме того, данные испытаний показывают, что все пробои произошли в лобовых частях обмоток машин, что указывает на недостаточную электрическую прочность их. Это подтверждается и статистическими данными профилактических испытаний генераторов и синхронных компенсаторов за четыре года (1950—1953 гг.):

Число профилактических испытаний . . .	171
Число пробоев при испытаниях:	
в пазу . . . . .	7
в лобовых частях или при выходе из паза . . . . .	23

из которых видно, что из 30 пробоев, происшедших при испытаниях, 23 пробоя (77%) произошло в лобовых частях или в местах выхода обмотки из паза статора.

Поэтому при производстве периодических капитальных ремонтов машин необходимо обращать особое внимание на состояние изоляции лобовых частей и их крепление.

□ □ □

## Выводы

Обобщая опыт проведенных испытаний изоляции машин в процессе их ремонта, можно прийти к следующему:

1. Большой срок работы машин, имевшие место повреждения изоляции машин и неудовлетворительные результаты профилактических испытаний изоляции не могут являться основными причинами при решении вопроса о полной замене обмотки машины. Во многих случаях полной замены обмотки можно избежать путем частичной замены ее или переизолировки лобовых частей без снижения надежности эксплуатации машины.

2. Вопрос о полной замене обмотки машины должен решаться на основании комплексного рассмотрения данных эксплуатации, испытаний изоляции повышенным напряжением, равным  $2U_n$ , и результатов обследования при вскрытии изоляции пробитых стержней или секций.

3. При производстве периодических капитальных ремонтов машин необходимо обращать особое внимание на состояние изоляции лобовых частей обмотки и их крепление.

## Применение АВР в схеме собственных нужд электростанции

Инж. М. И. Ципанин

На одной электростанции Ленэнерго были проведены испытания самозапуска электродвигателей собственных нужд при действии АВР с целью установления длительности переходного режима самозапуска двигателей и влияния применения АВР на работу прямоточных котлов давлением 120 ат, производительностью 100 и 160 т/час. Каждый из котлов высокого давления по тепловой схеме работает в блоке с турбогенератором.

Питание электродвигателей механизмов собственных нужд электростанции осуществляется от трех секций 6 кв. Каждая секция питается по реактированной линии (реактор 1000 а, 10%). Четвертая реактированная линия предназначена в качестве резервной, по которой осуществляется подвод питания к резервной системе шин при АВР. Принципиальная схема питания секции и присоединения резервной линии приведена на рис. 1, где залитые прямоугольники показывают выключатели, которые отключаются при действии соответствующих АВР, перекрещенные прямоугольники — выключатели, которые при этом включаются, и чистые прямоугольники — выключатели, которые находятся во включенном положении (резерв); пунктиром показана дополнительная неотключаемая нагрузка, которая оставалась подключенной к резервной линии в последних двух опытах. Отключение выключателя со стороны расщеплителя собственных нужд 6 кв (РУСН 6 кв) каждой рабочей линии вызывает автоматическое переключение всей нагрузки секции к резервной системе шин (включение шинно соединительного выключателя). Обесточение

шин собственных нужд 220 в вызывает отключение рабочего трансформатора и включение резервного.

АВР линий собственных нужд имеет пусковой орган минимального напряжения с  $U_{min} = 0,27U_n$  и  $t = 2,8$  сек. АВР трансформаторов 6,0/0,22 кв

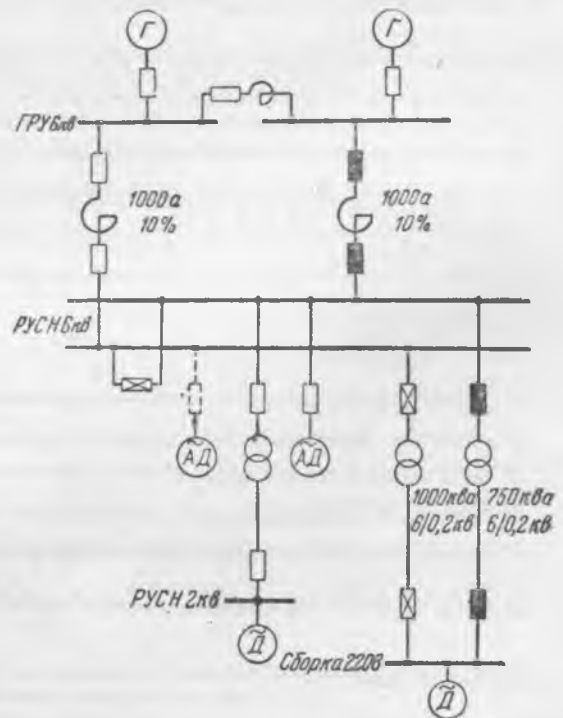


Рис. 1. Принципиальная схема питания секции и присоединения резервной линии.

имеет пусковой орган минимального напряжения с  $U_{mp} = 0,36U_n$  и  $t = 1$  сек.

Испытания самозапуска двигателей при действии АВР производились для двух секций, к которым присоединены высоковольтные двигатели механизмов котлов высокого давления. В первом случае (опыты I и II) нагрузка была ниже, чем во втором (опыты III и IV). Кроме того, во втором случае в самозапуске участвовали двигатели 2 кв механизмов котлов низкого давления и неотключаемые двигатели 6 кв, питаемые от резервной линии.

Перечень двигателей, подключенных к секциям распределительного устройства собственных нужд 6 кв и участвовавших в самозапуске, приведен в табл. 1 и 2.

Для каждой секции производились самозапуск двигателей при действии АВР без выдержки времени (ключом управления отключался выключатель рабочей линии со стороны РУСН 6 кв) и самозапуск двигателей при действии АВР от пускового органа минимального напряжения (отключение выключателя рабочей линии со стороны ГРУ при выведенной блокировке отключающей выключатель линии со стороны РУСН при отключении выключателя ГРУ).

При проведении опытов одним осциллографом записывались напряжения на шинах РУСН 6 кв и токи питающих линий и трансформаторов, а другим осциллографом — токи некоторых двигателей, участвовавших в самозапуске. Кроме того, измерялась мощность всех питающих линий перед действием АВР. Результаты измерений мощности при опытах приведены в табл. 3. Осциллограммы действия АВР при опыте I (табл. 1) приведены на рис. 2 и при действии АВР при опыте IV (табл. 2) — на рис. 3.

Из осциллограммы напряжений на шинах РУСН 6 кв, РУСН 2 кв и сборки 220 в видно,

что после отключения рабочей линии напряжение на шинах отключившейся секции не сразу исчезает, а затухает в течение некоторого времени.

Время, в течение которого напряжение на шинах отключенной секции РУСН 6 кв в опыте II уменьшилось с 102 до 27% номинального, т. е. до напряжения срабатывания пускового органа АВР, равно 1,1 сек.

Время, в течение которого напряжение на шинах сборки 220 в при том же опыте уменьшилось со 100 до 35% номинального, т. е. до напряжения срабатывания пускового органа АВР трансформаторов 6,0/0,22 кв, равно 0,85 сек.

Результаты испытаний самозапуска двигателей при различных выдержках времени перерыва питания показали, что при перерыве питания

Таблица 1

Нагрузка, подключенная к секции РУСН 6 кв при опытах I и II

Агрегат	Тип электродвигателя	Мощность двигателя, квт	Количество агрегатов
Дымосос	ДАМСО-148-6	310	4
Вентилятор	ДАМСО-148-6	310	4
Экспаустер	ДАМТ-137-4	220	4
Мельница <sup>1</sup>	БАМСО-158-8	370	2
Питательный насос высокого давления	АТМ-2000-2	2000	1
Циркуляционный насос	БАМСО-1410-10	200	1
Трансформатор 6/0,22 кв, 750 квт		100	—

<sup>1</sup> Двигатели мельниц отключаются от защиты минимального напряжения с выдержкой времени 0,7 сек. и в самозапуске при проведении опыта II не участвовали.

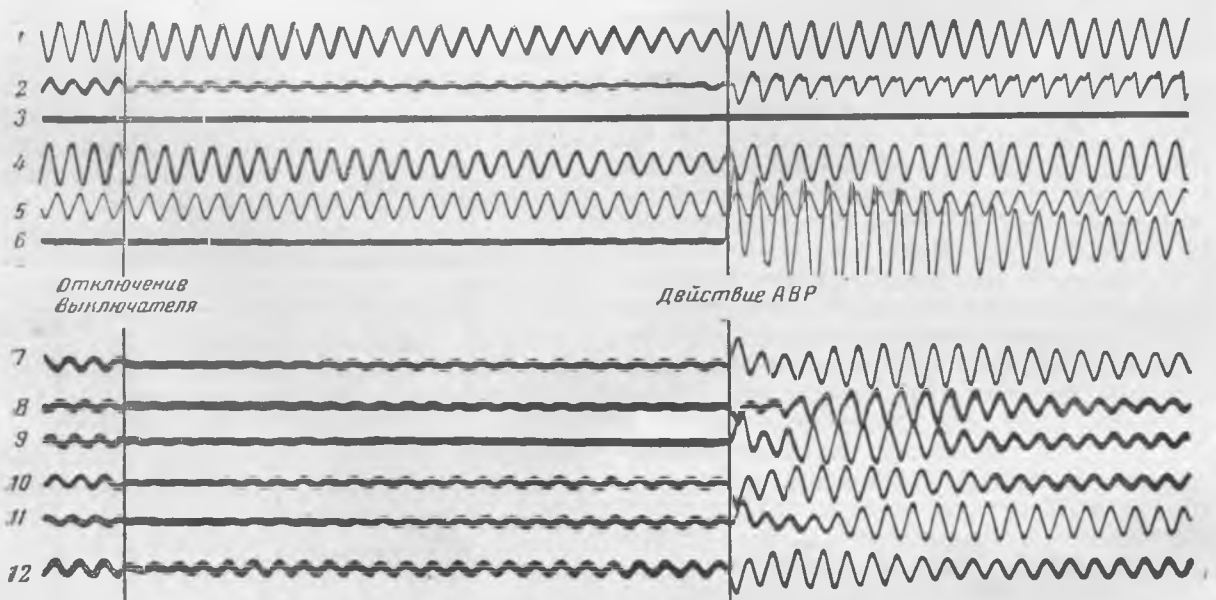
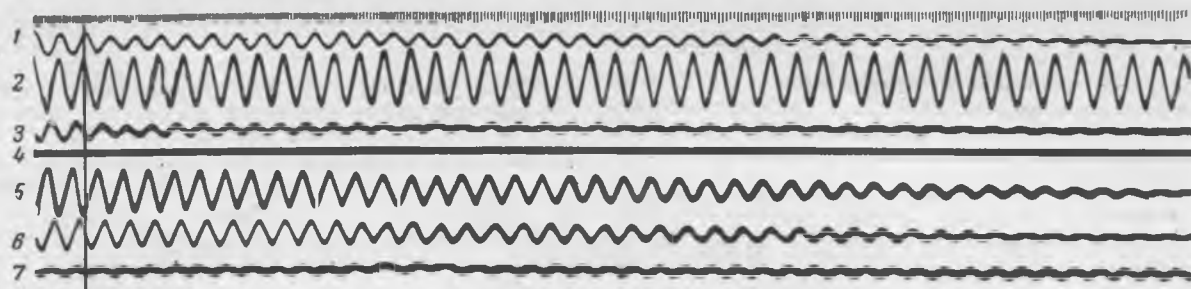
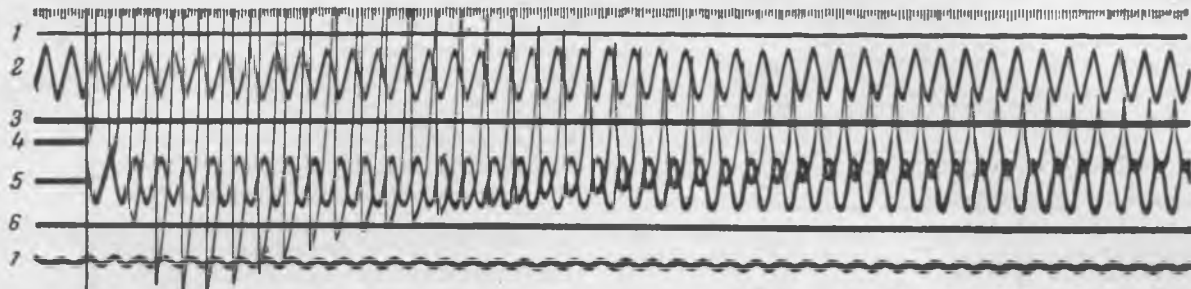


Рис. 2. Осциллограммы АВР секции и самозапуска двигателей в опыте I. Значения напряжений (относительные единицы) и токов (а) даны по измерениям перед опытом.

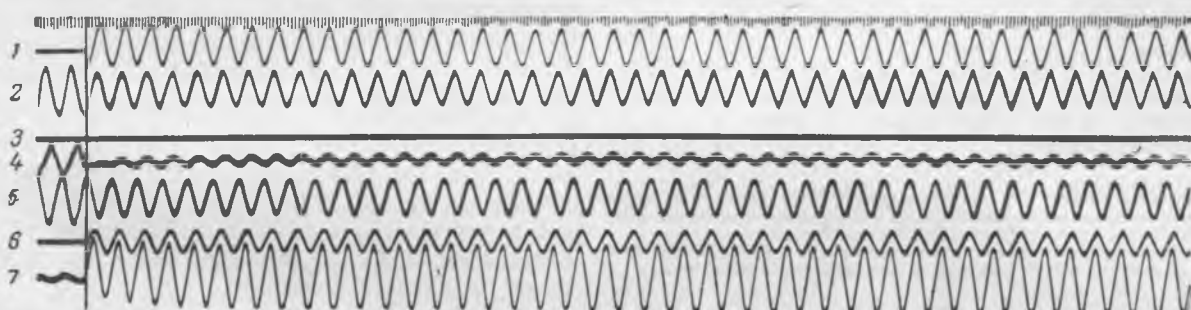
1 — напряжение секции РУСН 6 кв, равно  $1,02 U_n$ ; 2 — ток трансформатора 750 квт, 6/0,22 кв — 12 а; 3 — ток резервного трансформатора 1000 квт, 6/0,22 кв — 0; 4 — напряжение на сборке 220 в —  $1,0 U_n$ ; 5 — напряжение шин ГРУ —  $1,6 U_n$ ; 6 — ток резервной линии — 0; 7 — ток двигателя дымососа — 36,8 а; 8 — ток двигателя питательного насоса — 200 а; 9 — ток двигателя вентилятора — 16 а; 10 — ток двигателя мельницы — 37,5 а; 11 — ток двигателя эксгаустера — 20,5 а; 12 — ток двигателя циркуляционного насоса — 19 а.



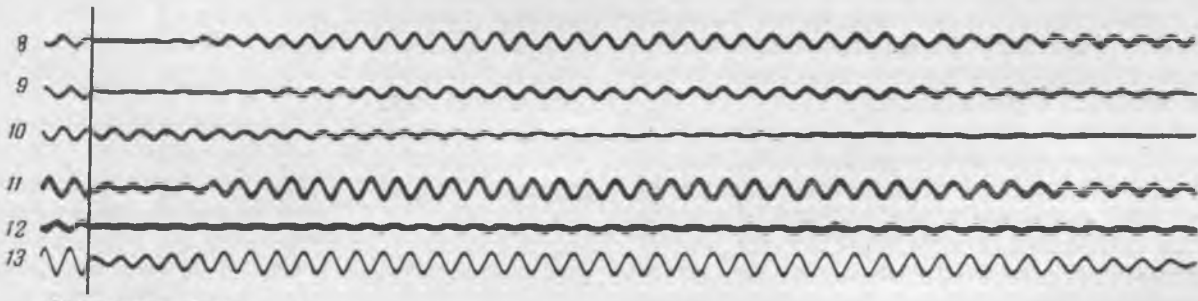
Отключение 6 кВ



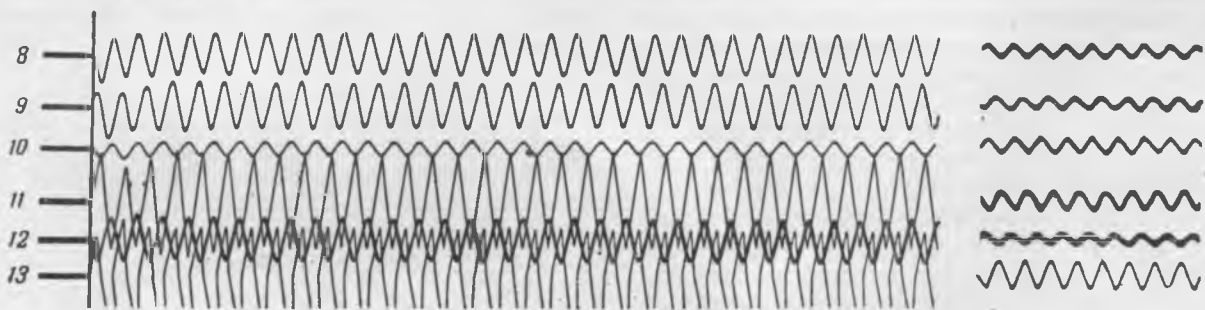
действие АВР-220 в



действие АВР-6 кВ



Отключение 6 кВ



действие АВР 6кВ

Рис. 3. Осциллограммы АВР секции и самозапуска двигателей в опыте IV. Значения напряжений (относительные единицы) и токов (а) даны по измерениям перед опытом.

1 — ток трансформатора 3 000 кВа, 6,0,22 кВ — 56,5 а; 2 — напряжение резервной системы шин РУСН 6 кВ — 1,06  $U_N$ ; 3 — ток трансформатора 750 кВа, 6,0,22 кВ — 12 а; 4 — ток трансформатора 1 000 кВа, 6,0,22 кВ — 0; 5 — напряжение на сборке 220 в — 1,0  $U_N$ ; 6 — напряжение шин 2 кВ — 1,0  $U_N$ ; 7 — ток резервной линии — 200 а; 8 — ток двигателя мельницы 140 кВт — 13 а; 9 — ток двигателя дымососа, БАМСО-1410-8 — 22 а; 10 — ток двигателя вентилятора 157 кВа с фазным ротором — 40 а; 11 — ток двигателя мельницы, БАМСО-1410-8 — 15 а; 12 — ток двигателя питательного насоса, АТМ-2000 — 16,5 а; 13 — ток двигателя циркуляционного насоса, БАМСО-150-10 — 30 а.



Таблица 2

Нагрузка, подключенная ко второй секции РУСН 6 кв при испытаниях в опытах III и IV, и дополнительная, не отключаемая нагрузка резервной линии

Агрегат	Тип электродвигателя	Мощность двигателя, квт	Количество агрегатов
Нагрузка отключаемой секции			
Дымосос	БАМСО-146-12	240	2
Мельница	БАМСО-1410-8	240	4
Мельница	БАМСО	120	2
Питательный насос высокого давления	АТМ-2000-2	2 000	1
Циркуляционный насос	БАМСО-158-10	240	2
Сетевой насос	БАМСО-147-4	380	2
Дымосос	БАМСО-1410-8	240	2
Вентилятор	БАМСО-157-6	380	2
Мельница	Кинофирмы	140	3
Трансформатор 750 кв, 6/0,22 кв	—	263	1
Трансформатор 3 000 кв, 6,2 кв	—	890	1

## Неотключаемая нагрузка резервной линии

Вентилятор	ДАМСО-148-6	310	2
Дымосос	ДАМСО-148-6	310	2
Экспаустер	ДАМТ-137-4	220	2
Питательный насос высокого давления	АТМ-2000-2	2 000	1

Примечания: 1. К трансформатору 3 000 кв, 6/2 кв подсоединены четыре двигателя с фазным ротором — три по 157 квт (вентиляторы) и один — 420 квт (питательный насос).

2. Все двигатели мельниц, участвовавшие в самозапуске при опытах III и IV не имеют защиты минимального напряжения.

0,5—0,46 сек. (опыты I и III) первоначальный режим двигателей восстанавливается за время 0,2—0,7 сек.; при этом меньшее время самозапуска имеют двигатели циркуляционного и питательного насосов, и большее — двигатели эксгаустеров мельниц и дымососов.

При перерыве питания 4,36 сек. (опыты II и IV) первоначальный режим восстанавливается за время 1,5—3,5 сек., при этом меньшее время требуется для механизмов с большими маховыми массами (дымососы, эксгаустеры и т. п.).

Только для агрегатов, имеющих малую постоянную времени, агрегаты которых за 4,36 сек. затормозились полностью, время самозапуска было несколько больше времени нормального пуска (например, время самозапуска циркуля-

Таблица 3

Суммарная нагрузка двигателей, участвовавших в самозапуске и показания ваттметров питающих линий при опытах

Наименование	Опыт				Неотключаемая нагрузка резервной линии при опыте:	
	I	II	III	IV	III	IV
Мощность двигателей, участвовавших в самозапуске при испытаниях, квт . . .	6 370	5 630	7 730	7 730	3 680	3 680
Показание ваттметра перед действием АВР, квт	4 400	4 400	4 700	4 700	2 200	2 200

ционного насоса равно 2,1 сек., а время нормального пуска равно 1,36 сек.).

Длительность самозапуска остальных механизмов практически в 2 раза меньше времени нормального пуска.

## Выводы

1. Испытания показали, что в самозапуске могут участвовать электродвигатели всех ответственных агрегатов электростанции. Начальное напряжение на шинах 6 кв при самозапуске двигателей в наиболее неблагоприятном случае (опыт IV) составляет  $0,77 U_n$ , что незначительно отличается от расчетного значения.

2. После аварийного отключения источника питания от шин собственных нужд напряжение на них снижается сравнительно медленно, вызывая запаздывание начала работы пускового органа минимального напряжения АВР на время, равное 1,1 сек.

3. До проведения указанных испытаний существовало опасение, что при действии АВР с выдержкой времени пускового органа минимального напряжения 2,2 сек. прямоточные котлы высокого давления не удержатся в работе вследствие погасания факела в топке. Испытания не оправдали эти опасения и показали, что даже перерыв в энергоснабжении котла, равный 4,36 сек., существенно не повлиял на работу котла высокого давления.



# Дистанционное управление автоматами на переменном токе

М. М. Либинзон

Расширение области применения переменного оперативного тока — давно назревший вопрос. Как видно из статьи А. М. Пружанского<sup>1</sup>, а также и других, опубликованных в ходе дискуссии, в настоящее время широко применяются схемы релейной защиты и автоматики на переменном токе на подстанциях напряжением до 35 кв.

Для полного отказа от аккумуляторных батарей на электростанциях необходима разработка и практическая проверка способов надежного дистанционного управления коммутационными аппаратами в случае полной потери станцией переменного тока.

Дистанционное управление автоматами низкого напряжения собственных нужд электростанции выполняется по тем же схемам, что и дистанционное управление выключателями.

Большая часть таких автоматов снабжается соленоидными приводами постоянного тока, хотя имеется полная возможность осуществить дистанционное включение более дешевыми и надежными способами с помощью грузовых приводов<sup>2</sup> и включающих устройств переменного тока.

Эти автоматы могут быть разделены на следующие четыре группы:

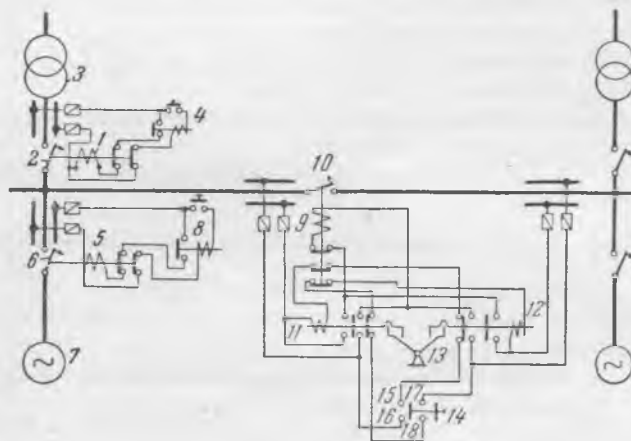
- 1) автоматы трансформаторов;
- 2) автоматы электродвигателей;
- 3) секционные автоматы;
- 4) автоматы гашения поля генераторов.

Для первых трех групп дистанционное включение можно осуществить с помощью приводов переменного тока, питающихся непосредственно от тех силовых цепей, в которых установлены включаемые автоматы, как показано на рисунке.

Соленоид включения 1 автомата низкого напряжения 2 понижающего трансформатора 3 может получить питание через реле (или контактор) включения 4 от выводов низкого напряжения трансформатора. Соленоиды включения 5 автоматов 6 электродвигателей 7 питаются соответственно через реле 8 от шин секции. Соленоид включения 9 секционного автомата 10 может получить напряжение при помощи двух механически и электрически заблокированных контакторов включения 11 и 12 от любой из двух секций, между которыми установлен секционный автомат. При включенном положении одного из контакторов (11 или 12) электрическая или механическая блокировка 13 не позволяет включиться другому.

При отсутствии напряжения на одной секции автомат включается с помощью напряжения другой секции.

При наличии напряжения на обеих секциях автомат может быть включен дистанционно ключом 14 с помощью контактора 11 благодаря тому, что ключ обеспечивает сначала замыкание контактов 15-16, и затем 17-18 и поэтому катушка контактора 11 получит напряжение раньше, чем контактора 12.



На данном автомате может с успехом применяться автоматическое включение при исчезновении напряжения на одной из двух секций, выполненное на переменном токе.

Совершенно очевидно, что при исчезновении напряжения силовых цепей, от которых питаются включающие устройства указанных автоматов, нет никакой нужды в их включении.

Так, при отсутствии напряжения на выводах понижающего трансформатора нет необходимости во включении его автомата.

При отсутствии напряжения на шинах секции не принесет пользы включение автоматов электродвигателей. При отсутствии напряжения на обеих секциях бесполезно включение секционного автомата.

На тепловых электростанциях нет необходимости во включении АГП при полной потере электростанцией переменного тока, так как турбогенератор может находиться на оборотах только при работе ряда вспомогательных механизмов, имеющих электропривод (конденсатные, циркуляционные насосы и др.).

Поэтому включение АГП также может быть выполнено на переменном токе.

<sup>1</sup> „Электрические станции“, 1953, № 1.

<sup>2</sup> Н. Е. Иогансон и И. Г. Кузичкин, „Электрические станции“, 1953, № 7.

Включение автоматов на переменном токе может быть выполнено не только с помощью соленоидов, но и с помощью электродвигателей переменного тока. Например, на одной электростанции успешно применяются автоматы типа ЕМ с соленоидными и серводвигательными приводами переменного тока.

Применение комбинированных приводов постоянного тока, но питающихся от сети переменного тока через выпрямители<sup>3</sup>, следует признать менее надежным решением.

Приводы переменного тока имеют, по мнению автора, ряд преимуществ и перед грузовыми приводами. К числу этих преимуществ можно отнести:

- 1) постоянную готовность привода к включению автомата (выключателя) сразу же после его отключения;
- 2) возможность многократного включения;
- 3) отсутствие необходимости заводить привод;
- 4) большую надежность.

На одной электростанции катушки контакторов асинхронных электродвигателей питателей пыли питались от постоянного оперативного тока.

Перегорание предохранителей постоянного тока приводило к погашению одного или даже нескольких котлов, хотя сборки, от которых питались электродвигатели питателей, оставались под напряжением.

По предложению автора, катушки постоянного

<sup>3</sup> Л. Я. Розенштейн, «Электрические станции», 1953, № 10.

тока контакторов были перемотаны для применения на переменном токе и включены непосредственно от силовых цепей.

Конструкция сердечника контактора и наличие на нем короткозамкнутого витка позволили при переводе контактора на переменный ток ограничиться изменением обмоточных данных катушек.

Неоправданно широко применяются проектными организациями схемы дистанционного управления контакторами и магнитными пускателями, в которых включение и отключение контакторов производятся с помощью реле постоянного тока, хотя катушки самих контакторов питаются переменным током от силовых цепей.

Опыт показал, что применение в таких схемах постоянного тока и промежуточных реле вызывает удорожание и ненужное усложнение схемы, учащает отказы дистанционного управления. Кроме того, увеличиваются сети постоянного оперативного тока в котельном и турбинном цехах электростанции, что приводит к повышению числа случаев появления «земли» на постоянном токе.

Поэтому в большинстве случаев для управления контакторами электродвигателей собственных нужд следует рекомендовать применение предельно простой схемы, в которой включение и отключение производится ключом непосредственно в цепи катушки, включенной в силовые цепи.

Эта схема обеспечивает включение контактора, отключившегося при исчезновении напряжения, и самозапуск двигателя при восстановлении питания.



## Борьба с коррозией в городских кабельных линиях

Канд. техн. наук Л. Я. Цикерман

Коррозия является одной из причин повреждений металлических оболочек кабельных линий и выхода их из строя, а ущерб, причиняемый ею, весьма значителен. Так, например, потери кабеля в одной городской сети из-за коррозионных повреждений по статистическим данным за 1947—1951 гг. составили 930 м, или 78 655 руб., а потери телефонного кабеля в этом же городе и за этот же период — 2 088 м, или 27 321 руб.

В другом городе убытки вследствие коррозии металлических оболочек кабелей телефонной сети составили по годам:

1946 г. . . . .	13,5	тыс. руб.
1947 г. . . . .	13,0	" "
1948 г. . . . .	12,5	" "
1949 г. . . . .	7,0	" "
1950 г. . . . .	5,5	" "
1951 г. . . . .	1,5	" "

Коррозия металлических оболочек кабелей в земле протекает под влиянием многих причин. Главными причинами интенсивного разрушения оболочек кабелей являются почвенная коррозия и электрокоррозия. Электрокоррозия создается блуждающими токами тяговых систем (трамвай, электрифицированные железные дороги, метрополитен). Совместное действие этих двух разру-

шающих факторов является наиболее опасным.

При почвенной коррозии повреждения кабелей вызываются гальваническими токами, возникающими на их поверхности при контакте металла с землей через образующийся электролит. При этом на оболочке кабеля создаются многочисленные замкнутые через электролит микроэлементы.

Коррозия блуждающими токами связана с возникновением на поверхности оболочек кабелей катодов и анодов значительно больших размеров, чем при почвенной коррозии (макроэлементы). Статистика повреждений кабелей показывает, что от почвенной коррозии голые кабели разрушаются значительно быстрее, чем бронированные. При отсутствии блуждающих токов случаи повреждения бронированных кабелей имели место через 7—10 лет; от воздействия же блуждающих токов эти кабели могут разрушаться за 2—3 г., а кабели со свинцовыми оболочками в течение нескольких месяцев после их укладки.

Борьба с коррозией кабелей требует проведения системы мероприятий как в стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации.

## **Мероприятия при проектировании защиты кабельной линии от коррозии**

При проектировании защиты кабельной линии от коррозии предусматриваются (по очередности) два этапа работ.

На первом этапе осуществляются следующие мероприятия: выбор направления трассы кабельной линии; способ прокладки кабеля; тип защитной изоляции, конструкции контрольных пунктов для измерения блуждающих токов и схема размещения смотровых колодцев. На этом же этапе проектирования необходимо иметь предварительное заключение о необходимости применения электрических защитных устройств на отдельных участках трассы.

На втором этапе, который проводится после прокладки кабельных линий, измеряются блуждающие токи при помощи контрольных пунктов; на основании выполненного комплекса электрических измерений окончательно решается вопрос о необходимости применения и уточняются места расположения электрических защитных устройств; осуществляется выбор принципов и типов электрических защитных устройств и, наконец, разрабатывается проект электрической противокоррозийной защиты данного подземного сооружения.

Оба этапа проектирования должны содержать вполне законченные материалы. Например, первый этап проекта противокоррозионной защиты должен содержать пояснительную записку и план трассы кабельной линии в масштабе 1 : 500 (для городских условий). В прилагаемую пояснительную записку должны входить:

а) краткая техническая характеристика проектируемой трассы и предполагаемый способ прокладки кабеля;

б) подробное описание проектируемой трассы с указанием мест расположения путей электрифицированного транспорта, тяговых подстанций, питающих и отсасывающих кабелей; к описанию должна быть приложена диаграмма потенциалов рельсов относительно земли, полученная при помощи электрических измерений;

в) характеристика коррозионных условий проектируемой трассы, содержащая данные о степени коррозионности грунтов, уровне грунтовых вод и их агрессивных свойствах, данные потенциалов близлежащих сооружений относительно земли;

г) статистические данные о коррозионных повреждениях на действующих подземных металлических сооружениях (трубопроводах и кабелях), расположенных вблизи проектируемой трассы;

д) нанесенные на плане проектируемой трассы: ее направления, размещение контрольных пунктов, смотровых колодцев, пути электрифицированного транспорта (трамвай, электрифицированные железные дороги, метрополитен), расположение тяговых подстанций, места присоединения питающих и отсасывающих кабелей, стрелочные переводы и пересечения рельсов, все соседние подземные металлические сооружения

(трубопроводы, кабели, коллекторы и др.) с их характеристиками;

е) мероприятия по защите от коррозии, включающие обоснованные рекомендации по выбору оптимального направления трассы кабельной линии, соображения по способу ее прокладки, рекомендации по изолирующим покрытиям, данные по размещению контрольных пунктов для электрических измерений блуждающих токов и мест присоединения электрических защитных устройств, предварительные рекомендации видов и типов электрических защитных устройств; помимо этого, здесь же должны быть приведены указания по технологии монтажа контрольных пунктов и защитных устройств; сюда же включаются чертежи контрольных пунктов и защитных устройств, сметы на выполнение защитных мероприятий, рекомендации по приемо-сдаточным испытаниям и указания по эксплуатации проектируемого сооружения; обязательно должен быть также решен вопрос защиты от коррозии смежных трубопроводов и кабелей в связи с прокладкой нового сооружения.

В состав второго этапа проектирования включается рабочий проект комплексной защиты законченной строительством кабельной линии с учетом всех трубопроводов и кабелей, расположенных поблизости. Проект защитных мероприятий выполняется на основании данных электрических измерений блуждающих токов на проложенном кабеле и результатов испытания опытных (временных) электрозаститных установок.

## **Организация контрольных пунктов**

При помощи контрольного пункта можно (контактным методом) измерить блуждающие токи на подземном металлическом сооружении с поверхности земли, не производя разрытий. Электрические измерения дают возможность своевременно обнаружить на кабеле или трубопроводе опасные в коррозионном отношении участки (анодные зоны) и наметить необходимые меры защиты. Наблюдения за распределением катодных (безопасных) и анодных (опасных) зон на трассах кабельных линий производятся путем систематических измерений потенциалов подземных металлических сооружений относительно земли. Для этого необходимо по всей трассе кабельных линий иметь контрольные пункты.

При устройстве контрольных пунктов необходимо в первую очередь использовать пригодные для производства электрических измерений (контактным методом) элементы коммуникаций, создаваемые для технологических целей, и во вторую очередь, контрольные выводы, специально создаваемые на кабельных линиях для этих целей. Контакт с «землей» осуществляется при помощи переносных неполяризующихся или металлических электродов, а в отдельных случаях при помощи постоянных заземлителей.

В городских кабельных сетях в качестве контрольных пунктов в первую очередь должны быть использованы:

а) на силовых кабелях — участки кабелей, расположенных в колодцах; заземлители трансформаторных подстанций и кабельные вводы;

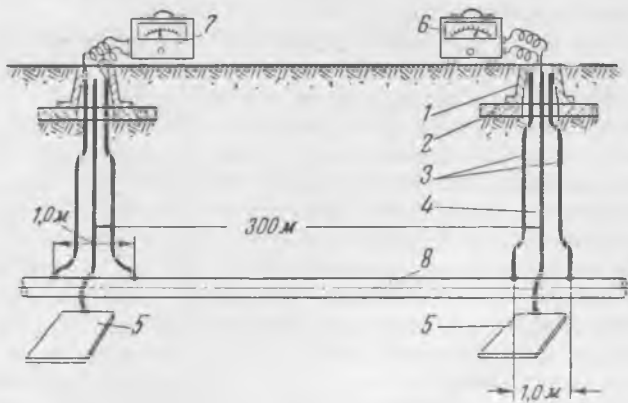


Рис. 1. Принципиальная схема расположения контрольных пунктов на кабеле.

1 — ковер (чугунный, стальной или железобетонный); 2 — опора (бетонная или кирпичная); 3 — контрольные выводы (изолированные) для измерения падения напряжения и направления токов в оболочке кабеля; 4 — контрольный (изолированный) вывод — «земля»; 5 — свинцовые пластины 3—5 дм<sup>2</sup>, расположенные на уровне кабеля; 6 — контрольно-измерительный прибор для измерения разности потенциалов кабель—земля; 7 — прибор для измерения падения напряжения в оболочке кабеля; 8 — кабель.

б) на кабелях уличного освещения — кабельные вводы в цоколях колонн или мачт;

в) на кабелях связи — участки кабелей, расположенные в колодцах.

Если расстояние между соседними элементами коммуникаций, могущих быть использованными для производства электрических измерений, превышает 300 м, то необходимо дополнительно устанавливать контрольные пункты с таким расчетом, чтобы расстояние между соседними контрольными пунктами не превышало 300 м. Рекомендуются контрольные пункты максимально приближать к местам пересечений или сближений подземных металлических сооружений с рельсовыми путями электрифицированного транспорта и другими подземными металлическими сооружениями. Для установки контрольных пунктов на

кабельных линиях, находящихся в эксплуатации, целесообразно использовать разрывы, связанные с аварийными работами и профилактическими осмотрами, а также все прочие раскопки. На рис. 1 и 2 приводятся принципиальные схемы контрольных пунктов для кабелей.

С целью выравнивания потенциалов между свинцовыми оболочками небронированных кабелей, а также между свинцовой оболочкой и металлической броней их соединяют между собой. Практикой установлено, что поперечная перепайка брони со свинцовой оболочкой является также и способом защиты кабелей от коррозии. Последнее осуществляется перепайкой оболочек отдельных кабелей при помощи свинцовой ленты (шириной 20—40 мм, толщиной 1,5—2,5 мм) или медной проволокой (сечением 1,5—2,0 мм<sup>2</sup>).

Перепайку оболочек бронированных кабелей высокого напряжения разрешается производить только при снятом напряжении. Выполнение работ по перепайке кабелей необходимо осуществлять в соответствии с требованиями техники безопасности.

Провода от мест перепайки кабелей надежно изолируются (каждый в отдельности) и заводятся в ковер контрольного пункта. В силовых кабелях провода, заведенные в ковер, необходимо соединять через плавкий предохранитель.

При устройстве контрольных пунктов на силовых кабелях высокого и низкого напряжения рекомендуется в первую очередь использовать соединительные и ответвительные муфты. Присоединение к броне кабеля изолированных проводников (контрольных выводов) по обе стороны от муфты осуществляется горячей пайкой. Расстояние между контрольными выводами принимается равным 1 м. Контрольные выводы изготавливаются из изолированного медного провода сечением 1,5—2,0 мм<sup>2</sup>. Заземлителем контрольного пункта служит свинцовая пластина с поверхностью до 5,0 дм<sup>2</sup>, к которой припаивается изолированный проводник, также выводимый в ковер. Заземлитель укладывается на глубине заложения кабеля на расстоянии 300—500 мм от его продольной оси.

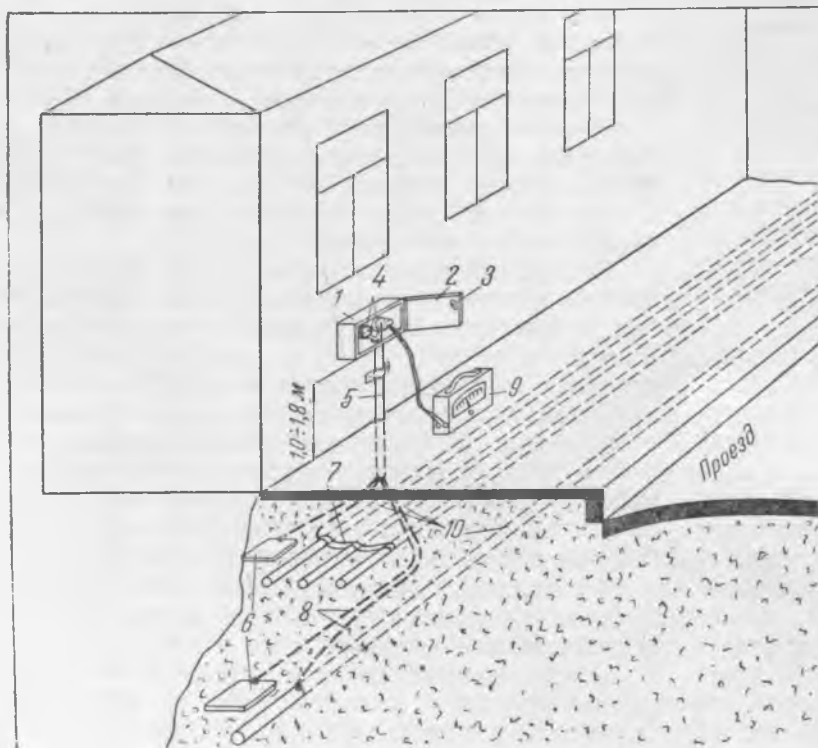


Рис. 2. Принципиальная схема настенного контрольного пункта для кабелей.

1 — металлическая коробка; 2 — откидная крышка; 3 — замок; 4 — штепсельные розетки; 5 — труба; 6 — свинцовые пластины 3—5 дм<sup>2</sup>; 7 — проводник для соединения оболочек параллельных кабелей; 8 — изолированные проводники; 9 — контрольно-измерительный прибор; 10 — кабели.



## Электрические методы защиты кабелей от коррозии

Наибольший эффект при защите от коррозии городских подземных кабельных линий может быть получен в случае применения различных электрических устройств. Электрические методы защиты предназначены для искусственного приведения в катодное состояние подверженных коррозии подземных металлических сооружений. Опыт показал, что при помощи электрических защитных устройств коррозия оболочек кабелей может быть либо полностью прекращена, либо резко снижена. К числу электрических методов защиты можно отнести следующие:

а) дренажную защиту всех типов (простую, поляризованную и усиленную), получившую в городских условиях наибольшее распространение;

б) катодную защиту, применяемую в тех случаях, когда не может быть использована по тем или другим причинам дренажная защита;

в) протекторную защиту, имеющую в городских условиях лишь вспомогательное значение.

К числу других, мало применяющихся способов защиты кабелей можно отнести метод дополнительных заземлений, комбинированное применение заземлителей (токсопроводов) совместно с электрическим секционированием защищаемых кабелей, способ перепайки брони со свинцовыми оболочками.

Так как все перечисленные выше электрические методы защиты кабелей достаточно хорошо описаны в специальной литературе, то здесь этот вопрос не рассматривается.

Опыт показал, что в первую очередь необходимо осуществлять защиту кабельных линий, расположенных вблизи источников блуждающих токов и в особенности вблизи токонесущих рельсов трамвая или электрифицированной железной дороги. В табл. 1 приводятся основные случаи, при которых могут потребоваться электрические защитные устройства для борьбы с коррозией кабельных линий.

Таблица 1

Рекомендации по выбору способа защиты кабельных линий от коррозии блуждающими токами

Случай	Условия расположения кабеля относительно тяговых рельсов электрифицированного транспорта		Дополнительные условия	Рекомендуемые защитные мероприятия
	Расстояние между кабелем и рельсами $l, м$	Расположение кабеля		
Кабели, проектируемые и находящиеся в эксплуатации	$< 100$	Параллельно рельсам	Вблизи кабеля нет других подземных металлических сооружений	Проведение соответствующего комплекса профилактических мероприятий по снижению утечки тяговых токов в землю
То же	$50 \div 100$	То же	1. Вблизи кабеля нет других металлических сооружений 2. Отсасывающая сеть имеет положительную полярность относительно земли 3. Имеется источник электрической энергии	Катодная защита
То же	$50 \div 100$	То же	1. Вблизи кабеля имеются другие подземные металлические сооружения 2. Отсасывающая сеть имеет отрицательную полярность 3. Отсутствует источник электрической энергии	Дренажная поляризованная защита и при неизменной полярности отсасывающих пунктов относительно кабеля — простой дренаж
То же	$> 50$	То же	1. Отсасывающая сеть имеет неустойчивую отрицательную полярность относительно земли 2. Отсутствует источник электрической энергии	Поляризованный дренаж
То же	Расстояние от подошвы рельса до кабеля не менее 1,0	Кабель пересекает тяговые рельсы		1. Нанесение на поверхность кабеля усиленной битумной изоляции 2. Прокладка кабеля в изолирующей канализации
То же	$100 \div 1000$ и более	Параллельно рельсам	1. Анодный потенциал кабеля относительно земли не превышает $+0,8 в$ Отсутствует источник электрической энергии	Протекторная защита

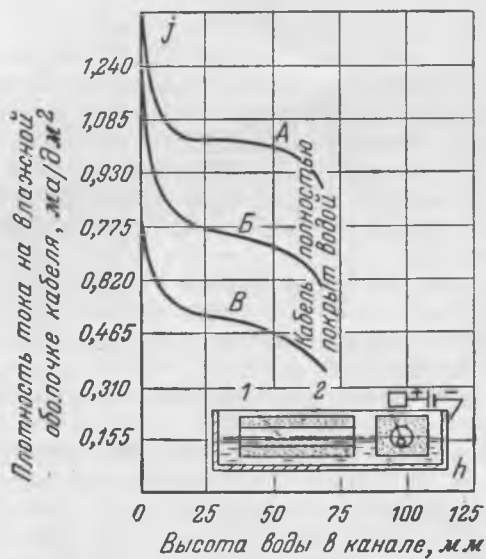


Рис. 3. Зависимость плотности коррозионного тока на оболочке кабеля от глубины заполнения канала водой. А, Б и В — удельные сопротивления воды, соответственно равные 220, 810 и 2 000 ом·см.

1 — свинцовый электрод диаметром 70 мм, длиной 300 мм; 2 — канал диаметром 100 мм, длиной 1 200 мм.

Следует отметить, что кабели с защитными диэлектрическими оболочками (полихлорвиниловые и т. п.), изготавливаемые отечественной промышленностью, достаточно надежны в эксплуатации и не требуют применения каких-либо дополнительных мер по противокоррозионной защите.

Одновременно необходимо иметь в виду, что электрические методы защиты обладают также и отрицательными качествами. С этим нужно считаться при выборе того или иного защитного мероприятия. Например, дренажная защита приводит к значительному увеличению утечки тяговых токов в землю. Кроме того, электрический дренаж в момент исчезновения блуждающих токов не защищает кабель от разрушительного действия почвенной коррозии.

Катодная защита требует постоянного расходования электрической энергии и является одно-

временно источником распространения блуждающих токов в земле.

Метод электрического секционирования кабелей приводит к перераспределению блуждающих токов на подземных металлических сооружениях и к возникновению стыковой коррозии в местах установки изолирующих муфт на кабелях и т. д.

Все это следует учитывать при осуществлении противокоррозионной защиты кабелей в соответствии с действующими инструкциями.

### Специальные способы прокладки кабелей

Для уменьшения коррозии кабельных линий выбор трассы имеет существенное значение. Однако выполнение этого условия в городах связано со значительными затруднениями и может осуществляться весьма ограниченно. В настоящее время получили распространение прокладки кабелей в специальной водонепроницаемой канализации, а также прокладки кабелей и трубопроводов в подземных проходных и непроходных коллекторах.

Особое значение приобретают подземные коллекторы на городских проездах с интенсивным движением транспорта, где разрытия и ремонты поврежденных коррозией подземных сооружений связаны с определенными затруднениями.

При укладке кабелей и трубопроводов в коллекторах борьба с коррозией значительно упрощается. При правильно построенных коллекторах проникновение из земли блуждающих токов на уложенные в них металлические сооружения полностью исключается либо становится весьма незначительным.

По конструкции проходные коллекторы могут быть одно-, двух-, трехсекционными или многосекционными. В каждой секции коллектора, на специальных стеллажах (электрически изолированных от тела коллектора) укладываются кабели и трубопроводы.

Все сооружения, уложенные в секциях коллектора, могут периодически контролироваться не-

Таблица 2

Технико-экономические показатели городских двухсекционных коллекторов различных конструкций для подземных металлических сооружений (на 1 м сооружения)

Тип	Конструкция	Принципиальная схема поперечного сечения коллектора (по рис. 4)	Стоимость сооружения		Затраты труда на стройплощадке		Расходы материалов				Стоимость транспорта	
			тыс. руб.	% к типу 4	чел. час.	% к типу 4	Цемент		Металл		тыс. руб.	% к типу 4
							кг	% к типу 4	кг	% к типу 4		
1	Кирпичные стенки со сборным железобетонным перекрытием и бетонным лотком . . . . .	a	7,70	151,0	50,1	174,1	252	120,8	221	59,0	0,75	153,0
2	Полузамкнутое сечение с монолитными железобетонными стенками и дном и сборным перекрытием . . . . .	b	5,93	125,0	39,6	138,0	255	122,0	722	193,2	0,70	142,7
3	Сборное сечение из сборных железобетонных плит. Стенки бетонные сборные . . . . .	в	7,80	164,5	37,8	131,5	348	163,0	442	118,1	0,75	153,0
4	Сборное железобетонное двухшарнирное сечение из ребристых блоков (авторы инж. Н. М. Давидянц и М. А. Лямин) . . . . .	г	4,73	100,0	28,7	100,0	209	100,0	374	100,0	0,49	100,0

посредственным зрительным осмотром. Это позволяет своевременно обнаружить локальные коррозионные очаги. Кроме того, в коллекторах могут производиться соответствующие измерения блуждающих токов (потенциалы «сооружение — земля», ток, направление течения тока и т. д.).

В табл. 2 приводятся технико-экономические показатели двухсекционных коллекторов (по данным Московской строительной выставки 1953 г. в Сокольниках), поперечные сечения которых показаны на рис. 4.

При недостаточной электрической изоляции коллекторов в последние могут проникнуть блуждающие токи и особенно в случае заполнения их грунтовыми водами.

Опыт эксплуатации кабелей, уложенных в специальной канализации, показал, что их коррозия значительно снижается, однако не может быть полностью исключена вследствие заполнения канализации водой (при нарушении герметичности стыковых соединений отдельных секций канализации). При этом наряду с возникновением почвенной коррозии оболочки кабелей подвергаются также электрокоррозии блуждающими токами, если не выполнены требования по качественной прокладке кабелей.

Грунтовые воды, проникающие в канализацию, обладают определенной электропроводностью и являются достаточно хорошими проводниками блуждающих токов.

Результаты лабораторных экспериментов по изучению зависимости между плотностью анодного тока на оболочке металлического сооружения (кабеля), проложенного в изолирующей бетонной канализации, и уровнем воды (заполняющей канал) представлены на рис. 3\*.

При заполнении канализации или коллектора водой важное влияние на процесс коррозии уложенных в них сооружений оказывают следующие условия:

- а) уровень заполнения коллектора водой ( $h$ );
- б) удельное омическое сопротивление воды ( $\rho$ );
- в) потенциал сооружения относительно земли ( $U$ );
- г) величины блуждающих токов ( $i_B$ ), стекающих в землю с анодных участков сооружений, или их плотность ( $j$ ).

Из анализа кривых  $j = F(h, \rho)$  вытекает, что при заданной интенсивности блуждающих токов,

\* См. сборник „Коррозия металлов“, Под редакцией Г. В. Акимова и И. Л. Розенфельда, М., Издат. иностранной литературы, 1953.

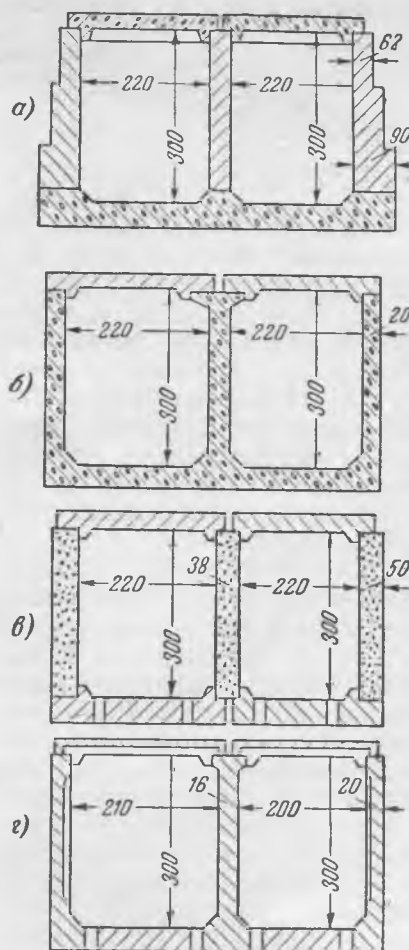


Рис. 4. Принципиальные схемы поперечных сечений двухсекционных коллекторов (см. табл. 2).

но при различной проводимости воды, заполняющей канал (коллектор), интенсивность коррозии сооружений будет тем большей, чем меньше удельное сопротивление жидкости.

Из рис. 3 можно установить также, что плотность анодного тока ( $j$ ) тем значительнее, чем поверхность контакта жидкости с сооружением в канале (коллекторе) меньше.

Рассматривая вопросы защиты кабельных линий, следует иметь в виду, что в условиях города наибольший эффект может быть получен только при совместной защите всех подземных металлических сооружений. При подобных условиях исключается вредное влияние защищенных сооружений на расположенные вблизи незащищенные кабели и трубопроводы. Опыт Киева, Саратова, Днепропетровска и других городов по проведению плановой борьбы с коррозией полностью подтвердил это положение.



# О проекте ГОСТ на медные и алюминиевые наконечники для кабелей и проводов

Инж. А. А. Каплан, инж. И. Н. Колосков и инж. Е. П. Парини

В конце 1950 г. Управлением по стандартизации был отменен ГОСТ 1915-42 на трубчатые наконечники для проводов с медными жилами, закрепляемые на жилах пайкой, и взамен него в конце 1951 г. был принят проект ГОСТ на наконечники медные трубчатые и алюминиевые литые для кабелей и проводов с медными и алюминиевыми жилами с целью опытной проверки этих наконечников в условиях эксплуатации.

Необходимо отметить, что ГОСТ на наконечники для проводов с алюминиевыми жилами был разработан впервые.

Проект ГОСТ охватывает два вида наконечников: наконечники медные трубчатые (тип ТМ) для кабелей и проводов с медными жилами, закрепляемые на жилах холодной опрессовкой, и наконечники литые алюминиевые (тип ЛА) для кабелей и проводов с алюминиевыми жилами, закрепляемые на жилах сваркой или пайкой.

Винтовые наконечники для медных жил, получившие некоторое распространение, в проект ГОСТ не включены, поскольку они как по электрическим, так и по механическим параметрам значительно уступают наконечникам, закрепляемым опрессовкой.

Закрепление наконечников холодной опрессовкой получило распространение в последние годы. Оно выполняется менее квалифицированным персоналом и притом в несколько раз быстрее, чем при пайке. Кроме того, этот метод не требует расхода олова. Качество закрепления наконечника на жиле хорошее как по электрическим параметрам, так и по механической прочности.

Следует отметить, что существуют различные способы опрессовки. Так, одни организации применяют способ местного вдавливания, при котором пуансоном вдавливаются лунка в трубчатой части наконечника. Другие же считают более рациональным способ сплошного обжатия по периметру всей трубчатой части наконечника.

Наконечник, предлагаемый проектом ГОСТ, может закрепляться как первым, так и вторым способами.

Вопрос о создании ГОСТ на наконечники для алюминиевых жил возник в связи с выпуском отечественной промышленностью проводов и кабелей с алюминиевыми жилами. Поскольку изготовлением наконечников для них занимались различные организации, возник ряд конструкций и в настоящее время назрела необходимость в унификации существующих типов наконечников.

## Наконечники типа ТМ

Наконечники типа ТМ предназначены для круглых медных жил типа Н (нормальная) сечением  $16 \div 300 \text{ мм}^2$ , для жил типа Г (гибкая) сечением  $25 \div 240 \text{ мм}^2$ , а также для секторных жил сечением  $25 \div 240 \text{ мм}^2$ .

Наконечники изготавливаются из медной трубки, один конец которой сплющивается и оформляется в виде ушка (рис. 1). Сплющивание конца трубки имеет следующие достоинства:

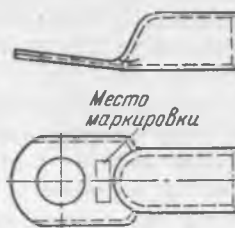


Рис. 1. Трубчатый наконечник типа ТМ.

1. Толщина ушка становится равной или примерно равной двойной толщине стенки трубки, что обеспечивает ей достаточные механическую прочность и электропроводность.

2. Создается плавный закрытый переход от ушка к гильзе, который значительно увеличивает жесткость конструкции наконечника, ограждает торец жилы от влияний внешней среды и повышает механическую прочность закрепления наконечника на жиле.

Диаметр отверстия в ушке наконечника определяется диаметром шпильки или болта контактного зажима токоприемника. Ширина ушка определяется диаметром отверстия в нем и, как правило, равна наружному диаметру шайбы для соответствующего контактного болта. Однако при изготовлении наконечника из трубки увеличение ширины ушка приводит к уменьшению толщины. В некоторых случаях ширина ушка ограничивалась габаритом гайки соответствующего болта.

Внутренние диаметры гильз наконечников подбираются так, чтобы один и тот же типоразмер наконечника мог быть применен для всех трех указанных типов жил и при этом воздушный зазор между жилой и гильзой до опрессовки был минимальным.

Соблюдение малых зазоров является важным условием качественного оконцевания; в противном случае механическая прочность закрепления наконечников снижается.

В целях облегчения операции надевания наконечника на жилу в гильзе наконечника предусмотрена фаска. Толщина стенки гильзы, как правило, выбиралась такой, чтобы сечение гильзы примерно равнялось сечению жилы.

Проект ГОСТ предусматривает закрепление наконечников способом местного вдавливания (рис. 2). При этом способе длина гильзы наконечника определяется в основном длиной лунки, образуемой пуансоном при опрессовке.

Все наконечники маркируются по сечению жилы типа Н.

Для секторной жилы применяются наконечники тех же размеров, что и для жилы типа Н, т. е. в соответствии с указанными на них сечениями.

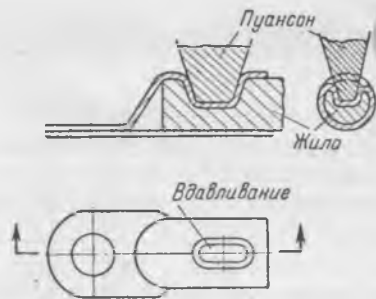


Рис. 2. Закрепление на жиле наконечника типа ТМ способом местного вдавливания.

Для жилы типа Г наконечники выбираются на следующее большее сечение. Так, например, для гибкой жилы сечением  $50 \text{ мм}^2$  требуется наконечник, замаркированный по жиле типа Н на сечение  $70 \text{ мм}^2$ . Объясняется это тем, что при одном и том же сечении гибкая жила имеет больший диаметр, чем нормальная и секторная жилы.

Опрессовка наконечников может производиться любыми механизмами, способными оказать достаточное давление на пуансон. Министерством строительства разработаны портативный ручной гидропресс для опрессовки наконечников сечением  $16 - 300 \text{ мм}^2$  и ручные клещи<sup>1</sup> для опрессовки наконечников сечением  $16 \div 50 \text{ мм}^2$ .

### Наконечники типа ЛА

Наконечники типа ЛА предназначены для оконцевания алюминиевых жил сечением  $16 - 400 \text{ мм}^2$  (по алюминию). Эти наконечники практически охватывают весь диапазон сечений многопроводных алюминиевых проводов и кабелей.

Наконечники типа ЛА различаются по способу соединения с жилой и исполнению контактной поверхности ушка.

Предусматриваются две конструкции наконечников. Одна с гильзой (рис. 3) для соединения с жилой пайкой или торцевой сваркой, другая со стержнем (рис. 4) для соединения с жилой стыковой сваркой.

Сварное соединение имеет лучший контакт благодаря однородности металлов в месте сварки и не требует дефицитных припоев.

Соединение жилы со стержнем наконечника осуществляется легко, но при этом образуется значительный негибкий участок, который не всегда удобно монтировать внутри кожухов аппаратов и в других тесных местах. В таких случаях прибегают к наконечникам с гильзой. При этом, если нет возможности закрепить их сваркой, применяют пайку.

По исполнению контактной поверхности ушка каждая из рассмотренных конструкций наконеч-

<sup>1</sup> А. А. Каплан и Г. Е. Хромченко, „Рабочий энергетик“, 1952, № 4.

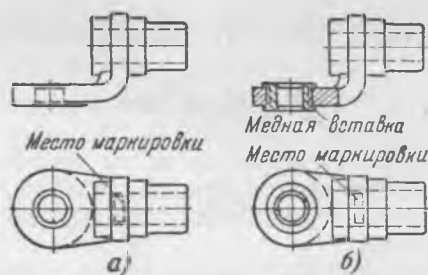


Рис. 3. Литые алюминиевые наконечники типа ЛА в исполнении для пайки или сварки.

а — без медной вставки; б — с медной вставкой.

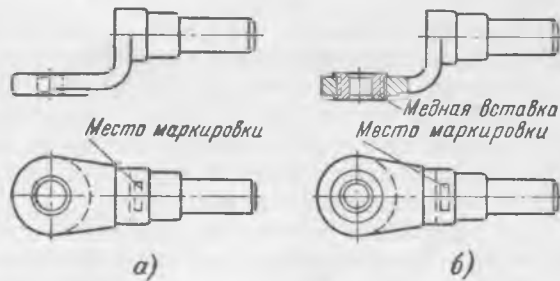


Рис. 4. Литые алюминиевые наконечники типа ЛА в исполнении для сварки.

а — без медной вставки; б — с медной вставкой.

ников бывает двух видов: с медной вставкой (рис. 3,б) и без нее (рис. 4,б).

Наконечники с медной вставкой предназначены для присоединения алюминиевых жил к медным шинам или шпилькам токоприемников. Наконечники без медной вставки предназначены для присоединения алюминиевых жил к алюминиевым шинам.

При разработке проекта ГОСТ возникли затруднения с выбором диаметра отверстия в ушке наконечника. Единого решения в этом вопросе нет. Различные организации изготавливают наконечники на одно и то же сечение с разными диаметрами отверстий. Происходит это потому, что до сих пор нет стандарта на шпильки токоприемников, вследствие чего токоприемники на одну и ту же величину тока выпускаются с разными диаметрами выводных шпилек.

Проект стандарта предусматривает некоторую среднюю, наиболее часто встречающуюся величину отверстия.

Очевидно, что уже давно назрела необходимость стандартизации размеров выводных шпилек токоприемников. Необходимо, чтобы токоприемники, изготовленные на одну и ту же величину тока, имели одинаковые размеры выводных шпилек, как это осуществлено в отношении аппаратов высокого напряжения.

Имеющаяся уже практика оконцевания жил холодной опрессовкой, равно как и опыт их эксплуатации, должны быть учтены при утверждении стандарта.





Изданный Управлением по стандартизации в 1952 г. проект ГОСТ на медные трубчатые и алюминиевые литые наконечники взамен ГОСТ 1915-42 на трубчатые медные наконечники следует признать неудовлетворительным по следующим причинам:

1. В проект ГОСТ включены медные трубчатые наконечники, разработанные и выпускаемые Главэлектромонтажем Министерства строительства предприятий металлургической и химической промышленности.

Авторы статьи пишут, что указанные наконечники пригодны для опрессовки как методом вдавливания лунки, так и методом сплошного обжатия. Однако в рекомендуемом ГОСТ приведены данные только по первому методу, который Главэлектромонтаж хочет узаконить для всех организаций, что является необоснованным.

Трест «Армсеть» выпускал более массивные наконечники для опрессовки методом сплошного обжатия.

Сравнительные испытания тех и других наконечников, проведенные в УМКС Мосэнерго, показали, что наконечники треста «Армсеть» и метод сплошного обжатия являются значительно надежнее как по механическим, так и по электрическим характеристикам. Именно по этой причине Техническое управление МЭС в своем решении № 17/Э за 1951 г. предложило применять в ответственных местах при напряжении до 35 кВ включительно наконечники треста «Армсеть», присоединяемые к жилам методом сплошного обжатия.

Имеются сведения, что наконечники Главэлектромонтажа в ряде случаев в условиях эксплуатации показали себя ненадежными.

Учитывая изложенное, а также то, что экономия меди, получаемая при применении минимальных размеров для наконечников Главэлектромонтажа, является ничтожной, а неприятности эти наконечники могут вызвать в эксплуатации значительные, следует в ГОСТ ввести наряду с наконечниками Главэлектромонтажа также более массивные наконечники по типу наконечников треста «Армсеть» для ответственных установок. Необходимо также учесть, что преимущество последних при способе сплошного обжатия является отсутствие необходимости точной подгонки внутренней полости трубки по размеру жил, что особенно важно для секторных жил.

В случае оставления в ГОСТ наконечников Главэлектромонтажа необходимо пересмотреть внутренние размеры трубчатой их части, так как в ряде случаев они не подходят к секторным жилам.

2. Заявление авторов статьи о том, что опрессование наконечников получило значительное распространение в настоящее время в Советском Союзе, не соответствует действительности, так

как получить медные трубки, необходимые для изготовления наконечников, значительно труднее, чем припой для пайки наконечников, и большинство потребителей их совершенно не получает.

Поэтому в ГОСТ должны быть включены универсальные наконечники, пригодные как для опрессовки, так и для пайки, или при невозможности изготовления таких универсальных наконечников, — объединить новый проект ГОСТ со старым ГОСТ 1915—42 с соответствующим его корректированием.

3. Литые алюминиевые наконечники должны выпускаться только одного типа, а именно: ушко не должно иметь медной вставки, поскольку запрессовка в ушко этой вставки является ненадежной; гильза должна иметь во всех случаях выступающий бортик со стороны ушка. Отсутствие этого бортика может привести к поджогу ушка и уменьшению его размера в месте перехода от гильзы к ушку, если этот наконечник будет закрепляться на жиле не пайкой, для которой он предназначен, а сваркой.

В самое последнее время Московским проектно-экспериментальным отделением Тяжпромэлектропроекта Главэлектромонтажа Министерства строительства предприятий металлургической и химической промышленности подготовлен и разослан на заключение новый проект ГОСТ на «Наконечники медные трубчатые и алюминиевые литые для кабелей и проводов сечением от 16 мм<sup>2</sup> и выше».

Авторы нового проекта частично учли полученные от ряда организаций замечания по проекту ГОСТ, изданному Управлением по стандартизации в 1952 г.

В частности, по последней редакции ГОСТ медные наконечники являются одинаково пригодными для закрепления их по способу как местного вдавливания, так и сплошного обжатия, что обеспечивается некоторым увеличением цилиндрической части наконечников; уточнены внешние и внутренние диаметры цилиндрической части наконечников, а также размеры ушка наконечников и пр.

Из проекта ГОСТ исключены исполнения алюминиевых наконечников с медной вставкой и со стержнем.

Несмотря на введенные исправления и уточнения, сказанное выше о необходимости в этот проект включить старый ГОСТ 1915—42, создания для электростанций и кабельных сетей более массивного наконечника, а также о недостатке ГОСТ в части дополнительной вынужденной точной подгонки цилиндрической части наконечников, — остается в силе.

Инж. А. Л. Фаерман

□ □ □

# ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

## Унифицированные монтажные электрические лебедки, полиспастные блоки и домкраты<sup>1</sup>

Для улучшения конструкции, уменьшения габаритов и унификации типов грузоподъемных устройств, применяемых на строительных и монтажных работах при сооружении электростанций, подстанций и сетей, Управлением капитального строительства МЭС утверждены типовые проекты монтажных электрических лебедок, монтажных полиспастных и направляющих блоков и домкратов.

Новые унифицированные лебедки, блоки и домкраты имеют более совершенные конструкции, а также значительно меньшие габариты и веса по сравнению с существующими.

Таблица 1

Характеристики монтажных электрических лебедок

Показатели	Грузоподъемность	
	3 т	5 т
Скорости каната максимальная—минимальная, м/мин . . . . .	24,1—16,6	20,0—13,5
Канатоемкость, м . . . . .	262	253
Диаметр каната, м . . . . .	19,5	24
Мощность электродвигателя, квт	11,0	16,0
Габарит лебедки, мм:		
длина . . . . .	1 550	1 700
ширина . . . . .	1 400	1 540
высота . . . . .	1 130	1 070
Вес лебедки, кг . . . . .	1 450	1 950

Монтажные электрические лебедки (табл. 1) разработаны грузоподъемностью 3 и 5 т и представляют собой компактную конструкцию, состоящую из отдельных узлов, полностью законченных и смонтированных на общей металлической раме: электродвигателя, закрытого

<sup>1</sup> По материалам УКС МЭС.

шестеренчатого редуктора, барабана стального сварного или чугунового литого, тормоза и контроллера с сопротивлением. Электродвигатель соединен с редуктором упругой муфтой. а редуктор с барабаном — кулачковой.

Монтажные блоки полиспастные для механического привода (табл. 2) выполнены: одно-, двух-, трех- и четырехроликовыми и предназначены для работы в соответствии со схемами полиспастов с электрическими лебедками грузоподъемностью 0,5; 1,5; 3 и 5 т. Блоки одно- и двухроликовые запроектированы с грузовым крюком (по ГОСТ 6627-53), петлей или втулкой, а трех- и четырехроликовые — с грузовым крюком и петлей. Ролики блоков — стальные или чугунные, втулки роликов — лигнофолевые. Блоки грузоподъемностью 5 т и выше снабжены шариковыми подшипниками.

Таблица 3

Характеристики монтажных направляющих блоков с откидной щекой для механического привода

Наибольшее натяжение каната, т	Нагрузка на петлю, т	Грузоподъемность лебедки, т	Наибольший диаметр каната, мм	Диаметр ролика, мм	Габарит блока, мм			Вес блока, кг
					Высота	Ширина	Толщина	
0,5	1,0	0,5	8,8	110	278	160	72	3,5
1,5	3,0	1,5	13,0	160	382	225	95	10,0
3,0	6,0	3,0	19,5	230	525	315	130	20,0
5,0	10,0	5,0	24,0	280	610	375	160	30,5

Блоки монтажные направляющие с откидной щекой (табл. 3) выполнены для натяжений каната 0,5; 1,5; 3 и 5 т. Петля для крепления блока рассчитана на удвоенное (наибольшее возможное) натяжение каната. Щеки и откидная скоба — кованные стальные, остальные детали аналогичны деталям полиспастных блоков. Отношение диаметра каната к диаметру блока в соответствии с решением

Таблица 2

Характеристики монтажных полиспастных блоков для механического привода

Грузоподъемность блока, т	Количество роликов	Грузоподъемность лебедок привода, т	Минимальное число ниток полиспаста	Диаметр каната, мм		Диаметр ролика, мм	Габарит блока, мм			Вес блока, кг	
				при минимальном количестве ниток полиспаста	при канавке блока		Высота	Ширина	Толщина	с крюком	с грузовой петлей
1	1	0,5	2	8,8	8,8	160	470	200	75	7,2	7,0
3	1	1,5	2	15,5	17,5	250	760	350	110	30	29,5
5	1	3	2	19,5	19,5	300	940	400	145	55	53,0
10	1	5	3	24,0	26,0	400	1 225	500	185	130	117
10	2	3	4	19,5	19,5	300	1 080	400	200	113	106
15	2	5	4	24,0	26,0	400	1 345	500	235	187	166
15	3	3	6	19,5	19,5	300	1 210	400	270	182	160
20	3	5	5	24,0	26,0	400	1 530	500	300	278	250
25	3	5	6	24,0	26,0	400	1 565	500	300	320	280
30	4	5	8	24,0	26,0	400	1 530	530	390	460	400

Примечания: 1. Грузоподъемность и диаметр канатов однороликовых блоков, приведенные в таблице, действительны только при использовании блоков в полиспасте. В случае применения блоков одиночно или в качестве направляющих табличная грузоподъемность их должна быть уменьшена вдвое.

2. При использовании для привода полиспастров лебедок грузоподъемностью выше приведенной в таблице количество ниток полиспаста может быть сокращено с одновременным увеличением диаметра каната.

3. Грузоподъемность верхнего блока полиспаста должна устанавливаться в зависимости от величины усилия в заделке блока в соответствии со схемой полиспаста.

Главной государственной инспекции котлонадзора принято в пределах 12.

Домкраты грузовые выполнены трех типов: реечные, винтовые и гидравлические.

Реечные домкраты (табл. 4) разработаны с безопасными рукоятками.

Таблица 4

**Характеристики домкратов реечных**

Показатели	Грузоподъемность	
	3 т	5 т
Высота подъема, мм . . . . .	300	350
Высота лапы, мм . . . . .	95	95
Высота опущенного домкрата, мм . . . . .	645	685
Вес домкрата, кг . . . . .	25	36

Домкраты винтовые (табл. 5) грузоподъемностью 3, 5 и 10 т выполнены в сварных корпусах из стандартных труб или литых стальных; привод винта осуществляется рыча-

Таблица 5

**Характеристики домкратов винтовых**

Показатели	Грузоподъемность						10 т (универсальный)
	3 т	5 т	10 т	15 т	25 т		
Грузоподъемность на лапе, т . . . . .	—	—	—	5	7,5	12,5	2,0
Высота подъема, мм . . . . .	120	230	230	200	200	200	120
Наименьшая высота опущенного домкрата, мм . . . . .	295	405	440	450	430	480	270
Высота лапы, мм . . . . .	—	—	—	110	120	145	—
Диаметр основания, мм . . . . .	160	180	220	240	280	—	—
Продолжительность полного подъема, мин . . . . .	2	4	4	8	25	48	—
Вес домкрата, кг . . . . .	9,3	13,0	16,0	28,0	43,0	63,0	9,0

гом с трещоткой. Домкраты 15 и 25 т разработаны с червячной передачей. В домкратах 10, 15 и 25 т имеется нижняя лапа с половинной грузоподъемностью. Трехтонный домкрат выполнен в двух вариантах: с нормальной высотой подъема 230 мм и упрощенной конструкции с уменьшенной высотой подъема 120 мм.

Кроме того, разработан проект универсального монтажного домкрата грузоподъемностью 10 т, предназначенного для подъема грузов, а также для установки конструкций и механизмов в проектное положение и выверки их.

Таблица 6

**Характеристики домкратов гидравлических**

Показатели	Грузоподъемность:				
	15 т	25 т	50 т	100 т	200 т
Высота подъема, мм . . . . .	120	150	150	150	150
Рабочее давление жидкости, атм . . . . .	400	400	400	400	400
Высота опущенного домкрата, мм . . . . .	260	315	360	400	490
Длина домкрата, мм . . . . .	270	440	480	580	675
Ширина домкрата, мм . . . . .	170	190	240	330	445
Продолжительность полного подъема, мин . . . . .	6,5	8	16	31	63
Вес домкрата, кг . . . . .	20	38	67	136	282

Гидравлические домкраты (табл. 6) выполнены с индивидуальными ручными насосами с рабочим давлением 400 атм и производительностью 6—10 л/час. Предусмотрена также возможность подключения домкратов к магистрали группового насоса с электроприводом.

Для обеспечения безопасности и удобства в работе применены специальная гайка на цилиндре, ограничивающая подъем поршня, и предохранительная гайка на поршне домкрата, исключающая возможность внезапного опускания груза при повреждении гидравлической части домкратов.

Инж. А. Н. Гончаров

**Устройство несгораемых перегородок в кабельных туннелях действующих электростанций**

В соответствии с требованиями «Правил устройства электротехнических установок» силовые кабели в кабельных туннелях должны разделяться несгораемыми перегородками. Выполнение этого требования способствует:

- 1) местной локализации очагов пожара кабелей;
- 2) предупреждению возможности развития аварии;
- 3) обеспечению нормальной работы остальных общестанционных механизмов при возникновении пожара.

На строящихся электростанциях устройство несгораемых перегородок в кабельных туннелях не представляет трудностей, так как в этот период кабель еще не уложен на несущие конструкции. Намного сложнее становится устройство этих перегородок в кабельных туннелях действующих электростанций, где кабели, находящиеся в эксплуатации, уже уложены на кабельные конструкции.

Работы по установке несгораемых перегородок в этом случае сложны и для их выполнения надо или обесточить все кабели, лежащие на одной конструкции, что по условиям эксплуатации осуществить не всегда возможно, или производить установку перегородок под действующими кабелями путем одновременного их поднятия на некоторую высоту над конструкцией, что требует создания специальных условий работы в соответствии с «Правилами техники безопасности».

Проектные организации при разработке вопроса устройства в кабельных туннелях указанных перегородок исходят из того, что они должны быть несгораемыми и не должны разрушаться под действием высоких температур. Механическая прочность их рассчитывается на вес уложенных кабелей.

Поэтому толщина полок выбирается 10—15 см, а в качестве материала для них берутся асбошиферные, асбоцементные, цементные, гипсолитовые и другие несгораемые плиты.

Нередко, однако, в качестве материала для перегородок приходится, отступая от проектного решения, применять имеющиеся в наличии на монтажной площадке плиты, конструктивно не соответствующие запроектированным. На одной электростанции согласно проекту необходимо было поднять на протяжении нескольких сот метров все кабели, лежащие на конструкциях (рис. 1), и уложить

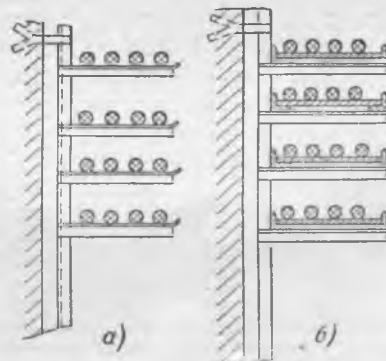


Рис. 1. Расположение кабелей на кабельных полках. а — без огнестойких перегородок; б — с огнестойкими перегородками (по проекту).

## Электросварка шин и кабелей на переменном токе

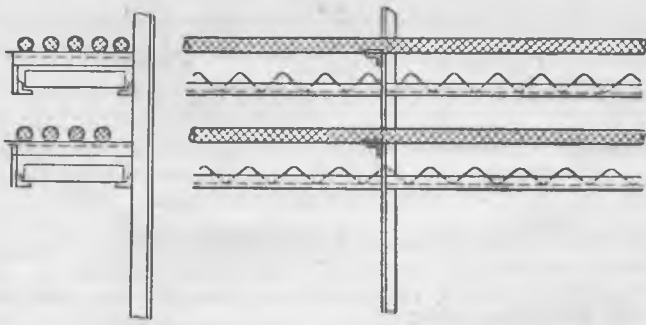


Рис. 2. Расположение огнестойких перегородок при использовании наличного материала (волнистого шифера) без изменения проекта.

под ними на конструкции асбоцементные плиты толщиной 10 мм. Выполнение этой работы усложнилось тем, что вместо запроектированных асбоцементных плит пришлось использовать листы волнистого шифера, что вызвало необходимость поднятия действующих кабелей на 8—10 см над конструкцией (рис. 2). При этом толщина листов волнистого шифера (3—4 мм) не обеспечивала необходимой механической прочности. Кроме того, эксплуатационный персонал электростанции возражал против значительного перемещения кабелей.

Все это заставило монтажную организацию произвести установку несгораемых плит под кабелями на металлических подвесках. Для осуществления такого решения к установленным кабельным конструкциям снизу были приварены подвески из полосовой стали, к которым в свою очередь приваривалась уголкообразная сталь 30 × 30 мм полкой внутрь

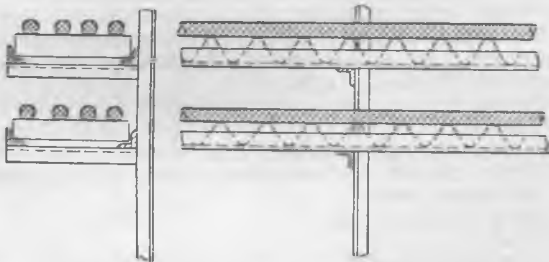


Рис. 3. Расположение огнестойких перегородок из волнистого шифера без поднятия уложенного кабеля.

(рис. 3). На эти конструкции укладывались нарезанные листы волнистого асбошифера. Соединение между отдельными листами осуществлялось путем накладки листов внахлестку (рис. 4).

Для предохранения кабелей во время электросварки подвесок применялись миканитовые листы.



Рис. 4. Устройство замка у листов волнистого асбошифера путем укладки их внахлестку.

Такое конструктивное решение обеспечило возможность в короткий срок без отключения кабелей и нарушений требований «Правил техники безопасности» выполнить работы по устройству несгораемых перегородок в кабельном туннеле на действующей электростанции с использованием наличного материала.

Инж. А. Н. Воронченко

В настоящее время соединение алюминиевых и медных шин распределительных устройств и других электрических установок выполняется на болтовых и сжимных соединениях.

Кроме того, за последние годы начала внедряться сварка шин из цветных металлов. Сварной стык является более прочным и надежным в эксплуатации. Сварка алюминиевых и медных шин может производиться при помощи газовой сварки и электросваркой от специального сварочного генератора постоянного тока.

Эти способы сварки цветных шин требуют специального оборудования и большого навыка сварщика в производстве этих работ.

Определенную техническую сложность представляет собой также оконцевание проводов и кабелей с алюминиевыми жилами. Пайка алюминиевых наконечников и механические зажимы на алюминиевых жилах не гарантируют надежную эксплуатацию алюминиевых проводов и кабелей.

Применяемая в последнее время наварка наконечников на алюминиевые жилы проводов и кабелей при помощи электрической дуги постоянного тока является также сложной по своему исполнению.

Рабочий-электросварщик треста «Южэлектромонтаж» В. Г. Хитыко разработал и применил новый метод электросварки алюминиевых и медных шин, а также наварку алюминиевых наконечников на переменном токе нормальной частоты (50 пер/сек).

Выполнение электросварки шин и наконечников на переменном токе на многочисленных электроустановках дало положительные результаты. Лабораторные испытания сваренных образцов шин, а также эксплуатация смонтированных установок показали высокую надежность соединений, выполненных новым методом сварки.

Основным источником электроэнергии для электросварки является обычный сварочный трансформатор типа СТЭ-24 или СТЭ-34 220(380)/65 в. Величина тока регулируется обычным регулятором. Для создания электрической дуги применяется электрод, сделанный из кокса.

Для изготовления электрода используется кусок обычного кокса, которому на абразивном круге придается соответствующая форма. Такой электрод менее дефицитен, чем обычные угольные или графитовые. Преимущество его заключается в том, что при сварке им электрическая дуга переменного тока более устойчива, в связи с чем шов получается равномерный по всей длине.

Электрод закрепляется в электрододержателе, представляющий собой клещи, которые соединены со сварочным трансформатором (рис. 1). Для возможности надежного зажатия коксового электрода в клещах он имеет прямоугольную головку со стороной 25—30 мм.

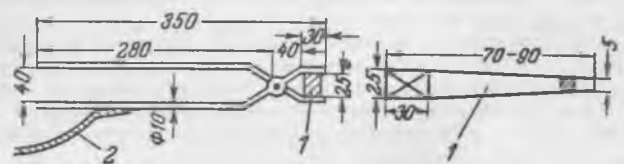


Рис. 1. Электрододержатель-клещи.  
1 — коксовый электрод; 2 — провод ПРГ-600 35 мм<sup>2</sup>.

Для электросварки применяется присадочный пруток из такого же металла, как и свариваемые детали. Провода от сварочного трансформатора присоединяются: один к электрододержателю, другой — к стенду со свариваемым изделием.

При сварке в одной руке сварщика находится присадочный пруток, а в другой — электрододержатель с коксовым электродом.

Свариваемые алюминиевые шины укладываются на обычный кусок швеллерной стали № 12—14 длиной 2—3 м. На швеллере имеются два прижима (по обе стороны свариваемого стыка) для укрепления концов свариваемых шин на расстоянии 300 мм от стыка. В местах прижима под шины подкладываются металлические подкладки.

Торцы свариваемых шин укладываются на графитовую подкладку (рис. 2,а), имеющую выдолбленную канавку, куда входит утолщение шва при сварке. Ширина подкладки на 50 мм шире шин; длина — 150—200 мм.

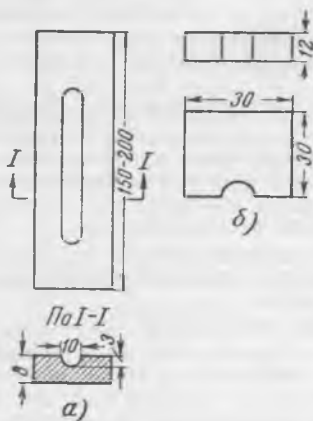


Рис. 2. Графитовые подкладка (а) и накладка (б).

По торцам шва свариваемых шин укладываются графитовые накладки (рис. 2,б), задерживающие растекание расплавленного металла шин, для чего в них сделаны полуовальные вырезы.

Общий вид стыка шин, подготовленных к сварке, показан на рис. 3. Перед сваркой алюминиевых шин концы последних зачищаются стальной щеткой. Шины укладываются встык вплотную и закрепляются прижимами.

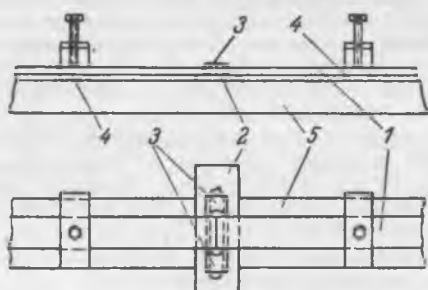


Рис. 3. Стык шин, подготовленных к сварке.

1 — свариваемые шины; 2 — графитовая подкладка; 3 — графитовые накладки; 4 — металлические подкладки; 5 — швеллер с прижимами.

На место стыка наносится щеточкой тонкий слой (0,5 мм) жидкого флюса, представляющего собой смесь: креолита 20%, хлористого натрия 30%, хлористого калия 50%. Указанная смесь разводится водой до кашеобразного состояния.

Сварка алюминиевых шин производится алюминиевым прутом, вырезанным из такой же шины, как свариваемые. Например, при толщине свариваемых шин 6 мм сечение прутка представляет собой в сечении квадрат со стороной 6 мм. Пруток-присадка, перед сваркой зачищается стальной щеткой и смазывается тонким слоем жидкого флюса.

До начала сварки коксовый электрод прикасают (боковой его поверхностью) к швеллеру до тех пор, пока он не раскалится докрасна.

Если предварительно не раскалить электрод докрасна и сварку производить холодным электродом, получаются трещины поперечного сечения электрода.

Электрической дугой, создаваемой нагретым электродом, производят расплавление стыка шин. В момент расплавления в стык шин подается присадочный пруток. Расплавленные частицы прутка заполняют стык шин. Этим же прутом выбрасывают из расплавленного шва образовавшуюся корку шлака (пленку окиси алюминия). Присадочный пруток в связи с этим приходится делать петлеобразные движения, постепенно заполняя шов и выбрасывая из расплавленного стыка шлак (рис. 4,а).

Сварка стыка алюминиевых шин производится один раз. С обратной стороны шва по форме канавки в графитовой подкладке получается небольшое утолщение шва шин.

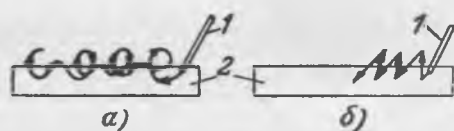


Рис. 4. Продвижение присадочного прутка в расплавленном стыке алюминиевых (а) и медных (б) шин.

1 — присадочный пруток; 2 — шина.

Образовавшиеся с торцов шин наплывы (по форме вырезов в графитовых накладках) удаляются зубилом.

Режим сварки рекомендуется проводить при следующих величинах тока:

шин толщиной 5 мм	200 а
" " 6 "	250 "
" " 8 "	350 "
" " 10 "	390 "

Время на сварку шин сечением 100×10 мм занимает 60—75 сек.

Произведенные испытания стыка шин на разрыв и изгиб дали очень хорошие результаты.

Для электросварки медных шин применяются те же оборудование и приспособления, что и для сварки алюминиевых шин (сварочный трансформатор, клещи, коксовый электрод, графитовая подкладка и накладки). Присадочный пруток медный, вырезаемый из шины, но флюсом не смазывается. В качестве флюса при сварке медных шин применяется бура. Концы свариваемых медных шин перед сваркой не зачищаются, а стык шин не обрабатывается, так как пленка окиси легко растворяется в пламени электрической дуги.

Нагретый коксовый электрод проводится над стыком шин; при этом электрической дугой стык шин нагревается докрасна.

Стык шин посыпается бурой и при помощи коксового электрода постепенно расплавляется. Одновременно в расплавленный стык подается медный присадочный пруток. Коксовым электродом делают кольцевые движения по горизонтали, а присадочным прутком — поступательное ступенчатое движение (рис. 4,б).

Сварка медных шин производится за 1 раз. Когда заканчивается сварка стыка, он заливается водой. Благодаря этому стык получается эластичный и без напряжений.

Режим сварки рекомендуется проводить при следующих величинах тока:

шин толщиной 5 мм	350 а
" " 6 "	400 "
" " 8 "	500 "
" " 10 "	600 "

Время сварки медных шин сечением 100×10 мм составляет 4—5 мин.

Оборудование и приспособления для наварки алюминиевых наконечников — те же, что и для сварки алюминиевых шин. Флюс — тот же, что и для сварки алюминиевых шин, но не жидкий, а в порошке. На конец жилы надевается алюминиевый наконечник так, чтобы жила выходила на 10 мм. Наконечник оборачивается смоченным листовым асбестом во избежание вытекания металла. Место сварки посыпается флюсом. Затем электрической дугой коксового электрода расплавляется жила кабеля и постепенно сплавляется с бортиком наконечника.

Режим сварки алюминиевых наконечников желательно производить при следующих величинах тока:

при сечении провода и наконечников 16—25 мм <sup>2</sup>	180 а
" " " " 35—50 "	200 "
" " " " > 50 "	240 "

Время сварки составляет 1—1,5 мин. на один наконечник.

### Выводы

1. Выполнение электросварки на переменном токе алюминиевых и медных шин, а также наконечников на алюминиевые жилы проводов и кабелей ускоряет эту работу и не требует специального громоздкого оборудования.

2. Для выполнения этой работы применяются широко используемые при монтажных работах и в эксплуатации сварочные трансформаторы.

3. Контактные соединения, выполненные переменным током, надежны в эксплуатации.

Инж. Г. И. Гуревич





# ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

## Обеспыливание тракта топливоподачи

При транспортировке фрезерного торфа по тракту топливоподачи образующаяся в узлах пересыпки взвешенная пыль распространяется по помещению и оседает на поверхностях оборудования, пола и стен помещения. Уборка этой пыли весьма трудоемка, и механизация ее сложна.

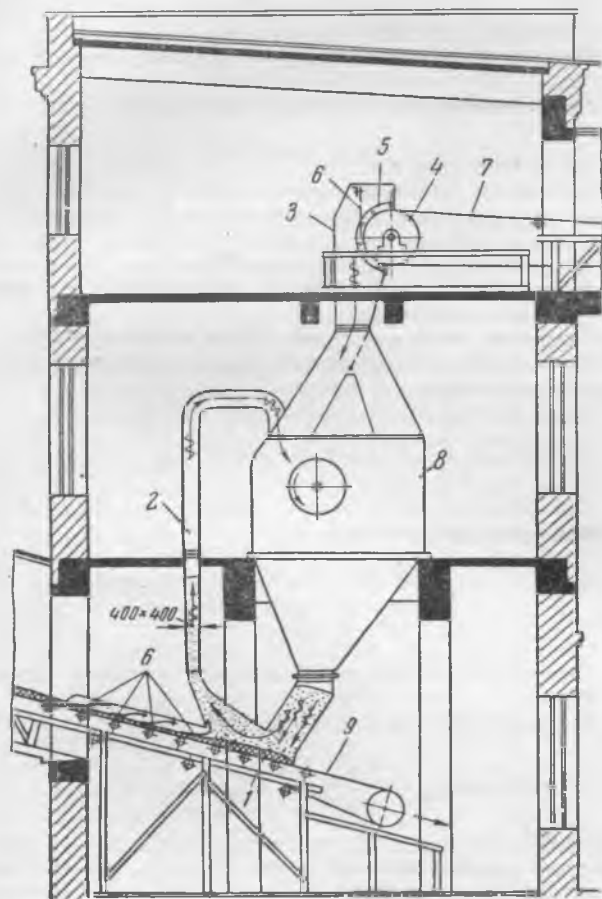


Рис. 1. Устройство для ликвидации пыления при сбросе топлива из дробилки на ленточный транспортер второго подъема.

В компоновке устанавливаемого оборудования проектирующие организации не предусматривают мероприятий по борьбе с пылением. Установленные пылеотсосные установки на некоторых электростанциях работают неудовлетворительно, так как инерционный пылеотделитель забивается торфяной пылью. Применение увлажнения топлива в узлах пересыпки паром<sup>1</sup>, помимо снижения экономичности работы электростанции, не может быть использовано для торфяного топлива из-за налипания торфа на элементы транспортеров.

Подача топлива (торфа или угля) на нашей электростанции производится ленточными транспортерами. В сере-

<sup>1</sup> См. сборники Орггрес „Рационализаторские предложения“, Вопросы эксплуатации и ремонта теплосилового оборудования электростанции, вып. 32 (стр. 5) и 41 (стр. 5).

дине тракта топливоподачи в узле пересыпки с первого подъема на второй находятся дробилки, работа которых обязательна при сжигании как угля, так и фрезерного торфа.

Авторами предложено простое устройство для ликвидации пыления при сбросе топлива из дробилки на ленточный транспортер второго подъема.

Принцип работы этого устройства основан на том, что используется вентиляционный эффект, создаваемый вращающимся ротором дробилки. На входе топлива в дробилку возникает разрежение 3—4 мм вод. ст., а на выходе из дробилки — давление 5—6 мм вод. ст. Устройство выполнено следующим образом (рис. 1). В выходной части приемного лотка 1 на транспортере второго подъема 9 подвешены четыре резиновых фартука, перекрывающие все

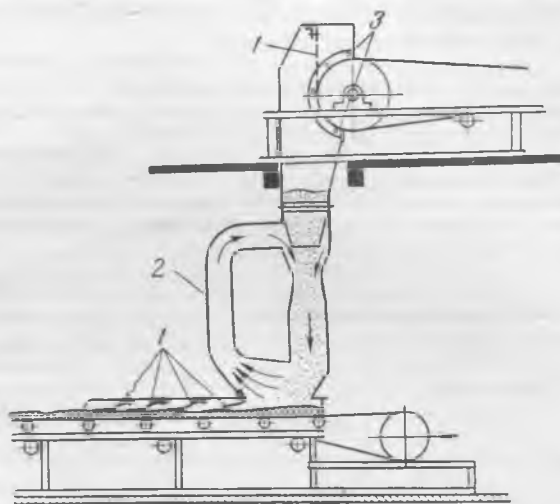


Рис. 2. Устройство для уменьшения пыления в узлах пересыпки и в узлах, не имеющих дробилок.

1 — резиновые фартуки; 2 — рециркуляционный короб; 3 — резиновое уплотнение.

поперечное сечение лотка. Назначение фартуков — создать подпор и препятствовать выходу пыли из лотка. Рециркуляционный короб 2, соединяющий приемный лоток с входом в дробилку 8, служит для снижения давления в приемном лотке и для отвода пыли обратно в дробилку.

На участке сброса топлива из барабана транспортера первого подъема 7 в дробилку имеется свободно висящий резиновый фартук 6, перекрывающий горловину предохранительного колпака 3, и резиновое уплотнение 5 между предохранительным колпаком и барабаном 4 ленточного транспортера. Эти устройства уменьшают количество воздуха, засасываемого из помещения в дробилку, и тем самым уменьшают напор на выходе из дробилки.

Смонтированное устройство показало, что пыление почти полностью прекратилось. Запыленность воздуха в этом месте снизилась более чем вдвое.

Описанное устройство, по мнению авторов, может быть использовано для уменьшения пыления в узлах пересыпки и в узлах, не имеющих дробилок, как это показано на рис. 2.

Инж. В. С. Пупко и инж. Ф. В. Селивончик

# Об усовершенствовании шаровых барабанных мельниц

В формуле ВТИ для определения мощности, потребляемой электродвигателем шаровой барабанной мельницы,

$$\eta P_m = P_{x.x} + k_T \cdot k_{\sigma p} \cdot n_{\sigma} D \cdot G_{ш} \text{ квт} \quad (1)$$

коэффициент  $k_T$  характеризует свойства размалываемого топлива. П. И. Киселев и А. М. Киселев на экспериментальном материале показали<sup>1</sup>, что значения  $k_T$  для малых шаровых загрузок мельницы отличаются от принятых и объясняют повышение значения  $k_T$  при малой шаровой загрузке увеличением количества угля в мельнице, что вызывает прирост мощности на пересыпание дополнительного количества топлива.

Данный вывод не обоснован. В приведенном автором примере при  $G_{ш} = 20 \text{ т}$  наличие в барабане топлива в количестве 1020 кг увеличивает потребляемую мощность электродвигателем на 12% ( $k_T = 1,12$ ); при  $G_{ш} = 6 \text{ т}$  в барабане находится 1330 кг топлива, т. е. на 310 кг больше. Если вывод авторов правильный, то увеличение количества топлива на 310 кг (~30% от количества топлива при  $G_{ш} = 20 \text{ т}$ ) должно дать приращение максимум на 30% потребляемой мощности от дополнительного количества топлива, т. е. при  $G_{ш} = 6 \text{ т}$  должно быть  $k_T = 1,156$ , а фактически получилось  $k_T = 1,22$ . Таким образом, видна существенная неувязка.

Расхождение, получаемое при определении мощности потребляемой электродвигателем мельницы по формуле ВТИ и экспериментально, имеет место у мельниц, работающих с пониженной шаровой загрузкой.

Полученный на электростанциях Молотовэнерго экспериментальный материал по размолу кизеловского угля в мельницах ШБМ 287/470 показал несоответствие потребной мощности по экспериментальным данным и по формуле ВТИ (табл. 1).

Таблица 1

Пылесистема	Шаровая загрузка мельниц, т	Потребляемая мощность мельницей $P_m$ , квт		Коэффициент $k_T$ по измеренной мощности
		по измерению	по формуле $k_T = 1,04$	
Мельница ШБМ 287/470, $n_{\sigma} = 21,6 \text{ об/мин},$ $P_{x.x} = 35 \text{ квт},$ $\frac{k_{\sigma p}}{\eta_{\sigma}} = 0,25$	18	345,5	325	1,115
	20	379	357,5	1,11
	22	412	390	1,105
	24	445	422	1,10
	26	462	454	1,056
	28	472	480	1,0
Мельница ШБМ 287/470, $n_{\sigma} = 21,9 \text{ об/мин},$ $P_{x.x} = 31 \text{ квт}$	15,3	299	281	1,113
	19	360	342	1,103
	25	411	407	1,023

Указанное несоответствие величин  $P_m$  по данным опытов и формуле ВТИ объясняется тем, что в формуле не учитывается различие характера работы шаров при большей и меньшей загрузке.

При большей шаровой загрузке снижается эффективность работы каждой тонны догруженных шаров, так как догруженные шары, образуя новые слои шаровой загрузки с меньшим радиусом вращения и меньшей окру-

ной скоростью, поднимаются на небольшую высоту, а крайние внутренние слои даже не совершают параболического падения, перекатываясь и скользя по слою (визуальные наблюдения на работающей установке). Этим объясняется ниспадающий характер зависимости мощности, потребляемой электродвигателем мельницы, от шаровой загрузки (рис. 1).

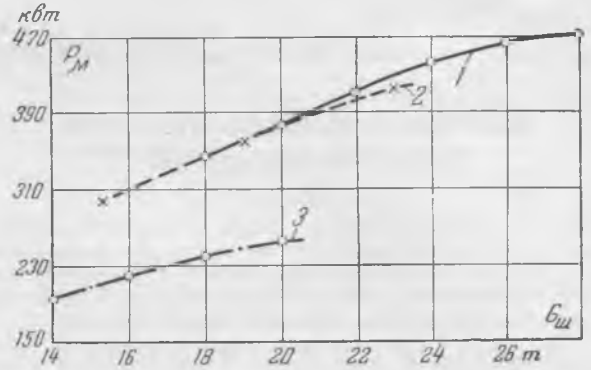


Рис. 1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателем мельницы от шаровой загрузки  $n_{\sigma} = 18,5 \text{ об/мин}$ .  
1 и 2 — мельницы ШБМ 287/470; 3 — мельница ШБМ 250/390.

Из изложенного следует:

1. Формула ВТИ для определения  $P_m$  в целом правильно характеризует физический процесс в мельнице.

Однако формула не учитывает различный характер работы большей и меньшей шаровой загрузки, что приводит к неточностям в расчетах  $P_m$  для режимов с пониженной шаровой загрузкой.

Указанная неточность может быть исправлена введением в формулу коэффициента  $k_{ш}$ , учитывающего величину шаровой загрузки.

Тогда формула ВТИ примет вид:

$$\eta P_m = P_{x.x} + k_T \cdot k_{\sigma p} \cdot k_{ш} \cdot n_{\sigma} \cdot D \cdot G_{ш} \text{ квт}, \quad (2)$$

При размолу кизеловского угля  $k_{ш}$  принимает следующие значения ( $k_T = 1,04$ ):

$$G_{ш} \quad 30-28 \quad 27-23 \quad 22-15$$

$$k_{ш} \quad 1,0 \quad 1,03 \quad 1,05$$

Дальнейшее исследование позволит уточнить значение  $k_{ш}$ .

2. Предлагаемая авторами формула

$$P_m = P_{x.x} + \frac{G_m + G_{ш}}{\eta_{\sigma} \cdot 974} n R_m \sin \varphi_m \text{ квт},$$

базируется, во-первых, на условном предположении равномерного перемешивания топлива и шаров, что мало вероятно при столь различных их весовых соотношениях в целом, а также вследствие различия в весе и размере шара и частицы топлива (имеет место расслоение шаровой и топливной загрузки под влиянием вентиляции мельницы); во-вторых, подсчет величины

$$\frac{R_{ш} \cdot \sin \varphi_{ш}}{\eta_{\sigma}} = 0,660$$

сделан в расчете на заполнение барабана до горловины, что весьма условно и может быть лишь частным случаем.

На электростанциях Молотовэнерго в 1952—1953 гг. проведено исследование влияния шаровой загрузки на производительность барабанно-шаровых мельниц при размолу кизеловского каменного угля<sup>2</sup>. Результаты исследования представлены на рис. 2.

<sup>1</sup> П. И. Киселев и А. М. Киселев, „Электрические станции“, 1953, № 11.

<sup>2</sup> Б. Л. Кутман, Оптимальная шаровая загрузка барабанных шаровых мельниц, „Электрические станции“, 1952, № 12.

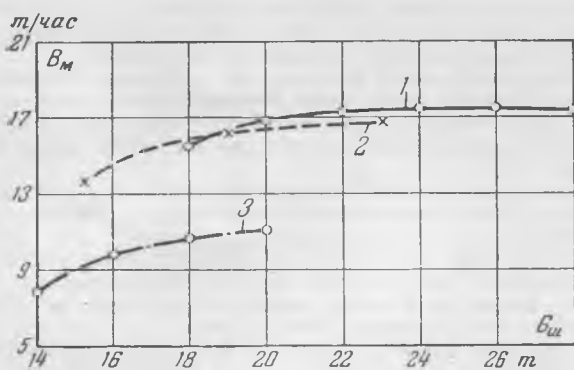


Рис. 2. Зависимость производительности мельницы от шаровой загрузки  $n_G = 18,5$  об/мин.  
1 и 2 — мельницы ШБМ 287/470,  $R_{88} = 25\%$ ; 3 — мельница ШБМ 250/390,  $R_{88} = 20\%$ .

Из рассмотрения этих данных следует, что при размоле кизеловского угля в мельнице ШБМ 287/470 с шаровыми загрузками свыше 23—24 т и в мельницах ШБМ 250/390 с шаровой загрузкой свыше 19 т производительность мельницы возрастает крайне незначительно и практически не изменяется. Примерно такой же характер по данным исследований авторов принимает зависимость  $V_m = f(G_{ш})$  при размоле угля булавинского месторождения.

Применяемое в настоящее время уравнение

$$V_m = a \cdot G_{ш}^c \text{ т/час} \quad (3)$$

не учитывает ухудшения эффективности работы повышенной шаровой загрузки и, следовательно, справедливо лишь в определенном диапазоне изменения шаровой загрузки.

Верхний предел этого диапазона для кизеловского угля — 24 т для мельницы ШБМ 287/470 (и 19 т для мельницы ШБМ 250/390). Нижний предел лежит около  $G_{ш} = 0$ , уточнение его требует исследования режима размола топлива без шаровой загрузки.

Проведенные авторами исследования показали, что при бесшаровом режиме производительность мельницы не равна нулю, что также не находит отражения в уравнении (3).

Используя данные авторов по бесшаровой производительности мельницы 287/470 при размоле кизеловского угля, полученные на рис. 2 зависимости  $V_m = \psi(G_{ш})$  с достаточной точностью отвечают уравнению:

$$V_m = 3 + 2,94 \sqrt{G_{ш}} \text{ т/час}, \quad R_{88} = 25\%.$$

Авторы справедливо отмечают более экономичную работу мельницы ШБМ 287/470 с меньшей шаровой загрузкой в сравнении с мельницей ШБМ 250/390 при высокой шаровой загрузке. Это же подтверждается экспериментальным материалом по размолу кизеловского угля, приведенном в табл. 2 ( $R_{88} = 25\%$ ).

Таблица 2

Наименование показателей	ШБМ 287/470		ШБМ 250/390, $G_{ш} = 20,5 \text{ т},$ $n_G = 23,3$ об/мин.
	$G_{ш} = 18 \text{ т},$ $n_G = 21,6$ об/мин.	$G_{ш} = 15,3 \text{ т},$ $n_G = 21,9$ об/мин.	
Производительность мельницы, т/час	15,4	13,7	9,8
Потребляемая мощность, квт	345	291	328
Удельный расход на пылеприготовление, квтч, т	33,35	32,6	38,45

При равных значениях  $\frac{n_{б.раб}}{n_{б.крит}} = 0,87$  у мельниц

ШБМ 287/470 и ШБМ 250/390 аналогичные слои шаровой загрузки (крайний наружный и все последующие) работают в одинаковых условиях; 15,5 т шаров в мельнице

ШБМ 287/470 образуют в рабочих условиях 3,67 слоя загрузки, а 20,5 т шаров в мельнице ШБМ 250/390 — 6,68 слоя<sup>3</sup>.

Так как каждый последующий слой шаров работает менее эффективно, а у мельниц ШБМ 250/390 при  $G_{ш} = 19 \text{ т}$  производительность практически не возрастает (рис. 2) и больший размер ШБМ 287/470 позволяет иметь большее количество топлива в барабане, то режим с меньшей шаровой загрузкой ШБМ 287/470 получается более экономичным.

## Выводы

1. Применяемое в настоящее время уравнение зависимости производительности ШБМ от шаровой загрузки  $V_m = aG_{ш}^c \text{ т/час}$  не учитывает изменения характера работы шаровой загрузки при различной ее величине, а также бесшаровую ее производительность.

2. ШБМ 287/470 с меньшими шаровыми загрузками (для кизеловского угля  $G_{ш} = 15 \div 18 \text{ т}$ ) работают значительно экономичнее мельниц 250/390 с большими шаровыми загрузками (для кизеловского угля  $G_{ш} = 20,5 \text{ т}$ ), что объясняется более эффективной работой с меньшей шаровой загрузкой в большом объеме.

Инж. Б. Л. Кутман

<sup>3</sup> В. П. Ромадин, Пылеприготовление и пылесжигание, Госэнергоиздат, 1936.

## Приспособление для изготовления капилляров

На многих электростанциях возникает необходимость использовать в качестве расходомеров для автоматических регуляторов ртутные весы, которые дают возможность измерять перепады давлений более точно, чем поплавковые и тем более сифонные расходомеры. Но обычно работники цехов теплового контроля и автоматики избегают применять ртутные весы из-за отсутствия капилляров, хотя их изготовление не представляет больших трудностей и может быть осуществлено на любой электростанции.

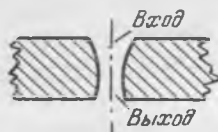


Рис. 1. Профиль отверстия волоочильного глазка.

Так как потребность в капиллярах невелика (всего несколько штук), то их можно сделать средствами цеха. Для этого надо приготовить волоочильный глазок и устройство, позволяющее протягивать трубки.

Автором были изготовлены глазки из куска автомобильной рессоры без отжига и закалки. На малой скорости вращения были просверлены отверстия постепенно убывающего диаметра (от 12,5 до 4 мм) через каждые 0,2 мм. После сверления отверстий в них были сделаны заходы при помощи напильника (рис. 1).

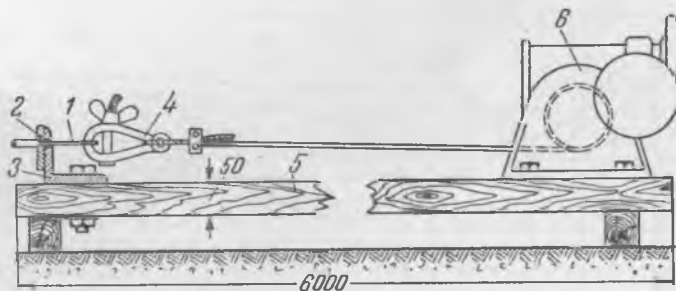


Рис. 2. Приспособление для протягивания трубок через глазки.

1 — трубка, протягиваемая для изготовления капилляра; 2 — волоочильная доска; 3 — угольник; 4 — тиски; 5 — станина; 6 — редуктор.

В качестве станка для протяжки был использован редуктор малой модели завода «Энергодеталь», укрепленный на доске (рис. 2). На другом конце доски был укреплен угольник с отверстием для упора волоочильной доски. Утоненный конец трубки захватывался ручными тисочками (можно использовать любую лебедку или монтерские блоки).

Конец, предназначенный для протяжки стальной трубки диаметром  $12 \times 1$  или  $10 \times 1$  мм в нагретом состоянии, обрабатывался следующим образом. Его сдавливали на длине 50 мм и свертывали вдвое, чтобы оттянуть до наименьшего диаметра, до которого будет протянута трубка. Перед каждой протяжкой трубка должна быть отожжена и смазана техническим вазелином.

Инж. Г. С. Стрюков

## Ремонт статора турбогенератора

На одной электростанции при профилактическом измерении сопротивления изоляции стяжных болтов статора турбогенератора 25 тыс. квт иностранной фирмы было обнаружено, что изоляция двух стяжных болтов дает замыкание на землю.

После принятия некоторых мер (обдувки, подтяжки гаек, поворачивания болтов на  $360^\circ$ , сдвига болтов по продольной оси на 15—20 мм и пр.) изоляция одного болта была восстановлена, изоляцию же второго болта восстановить не удалось.

Измерением переходного сопротивления с помощью омметра было установлено, что повреждение изоляции болта вызвало металлическое замыкание стали болта с активной сталью статора.

Кроме того, после продувки в камере горячего воздуха были обнаружены кусочки электрокартона с обугленными краями.

После выемки ротора и тщательного обследования стали статора с просвечиванием вентиляционных каналов по всей длине расточки статора было обнаружено:

а) в средней части статора изоляция дефектного болта осыпалась на длине около 1 000 мм;

б) на расстоянии 1 200 мм от торца статора со стороны турбины на крайних листах пакетов имеются наплывы и три заплавленных вентиляционных канала;

в) на расстоянии 1 900 мм от торца статора со стороны турбины имеется второй очаг горения стали с явно выраженными наплывами металла на крайних листах пакета.

На стяжном болте в этих местах были видны каверны.

Статорная сталь со стороны внутренней расточки оказалась в хорошем состоянии — мест подгара лака или цвета побежалости не было обнаружено.

Испытанием стали статора на нагрев в течение 90 мин. при индукции порядка 10,5 тыс. гс было выявлено, что места повреждения стали имели температуру на  $42^\circ\text{C}$  выше температур неповрежденных мест.

Учитывая все это, было решено удалить дефектный болт. Однако удалению его целиком мешали лобовые части обмотки. Дефектный болт располагался ниже фундаментной плиты (рис. 1), а разборка лобовой части обмотки потребовала бы выемки 16—22 стержней обмотки.

Поэтому болт выдвигался, насколько позволяла обмотка (на 80—90 мм), обрезался автогеном и вынимался частями.

При осмотре удаленного болта было установлено повреждение его изоляции в нескольких местах, что вызвало замыкание с поверхностным оплавлением 10 пакетов (рис. 2).

Повторным испытанием стали на нагрев после удаления дефектного болта с закладкой двух термопар в вентиляционные каналы, имевшие оплавление, было установлено, что места повреждения стали имели температуру на  $40^\circ\text{C}$  выше по сравнению с неповрежденными, а температура стали в районе оплавления по заложенным термопарам составила  $135^\circ\text{C}$ .

Восстановление поврежденных пакетов стали статора представляло большие трудности вследствие того, что поврежденные участки находились в десяти местах, почти по всей длине стали статора, при диаметре отверстия для болта лишь 48 мм.

Описываемый ремонт был произведен на месте. При помощи карборундовых кругов диаметром 46 мм, приводимых во вращение гибким шлангом длиной 5,2 м от электродвигателя 1,5 квт 3 000 об/мин, были сняты наплывы металла и шлаковые отложения дефектных пакетов в отверстии болта.

После обработки поврежденных пакетов стали последние протравливались концентрированной азотной кислотой

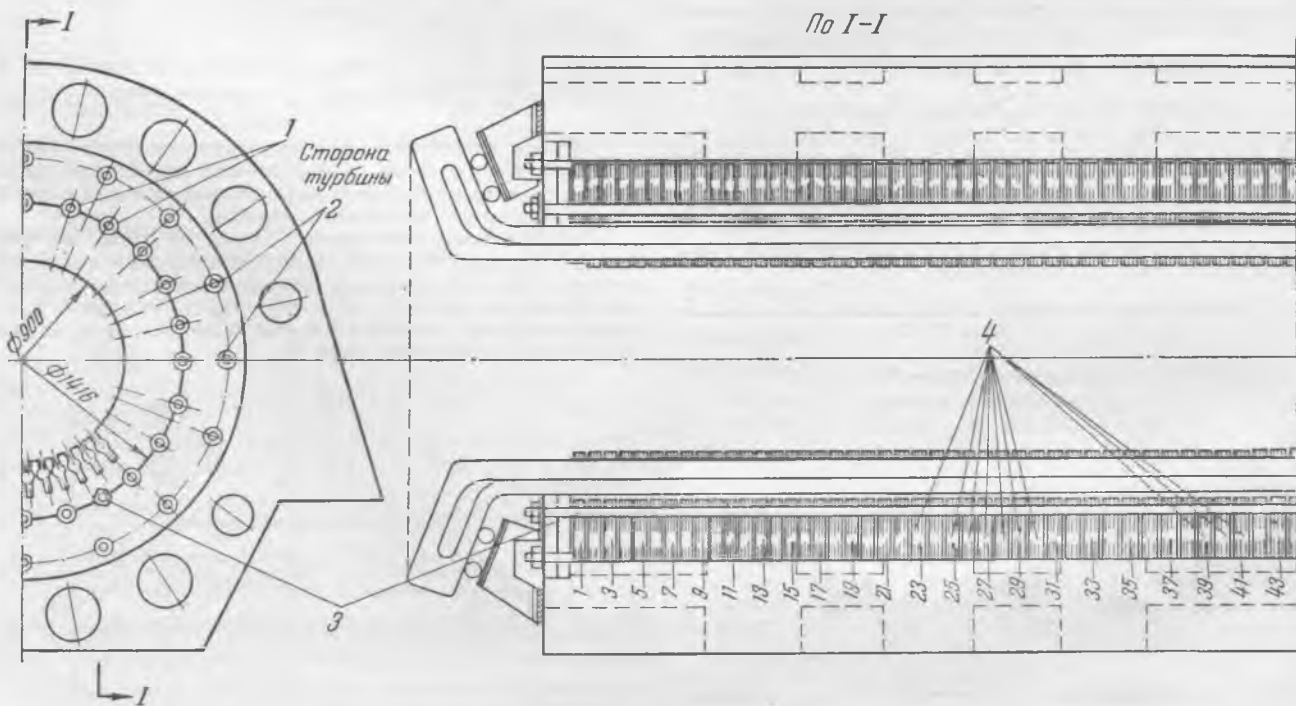


Рис. 1. Продольный разрез активной стали статора.

1—стяжные изолированные болты стали статора (всего 24 болта); 2—стяжные (не изолированные) болты прессующих плит (всего 16 болтов); 3—дефектный стяжной болт с нулевой изоляцией, удаленный из стального статора; 4—поврежденные пакеты активной стали статора.

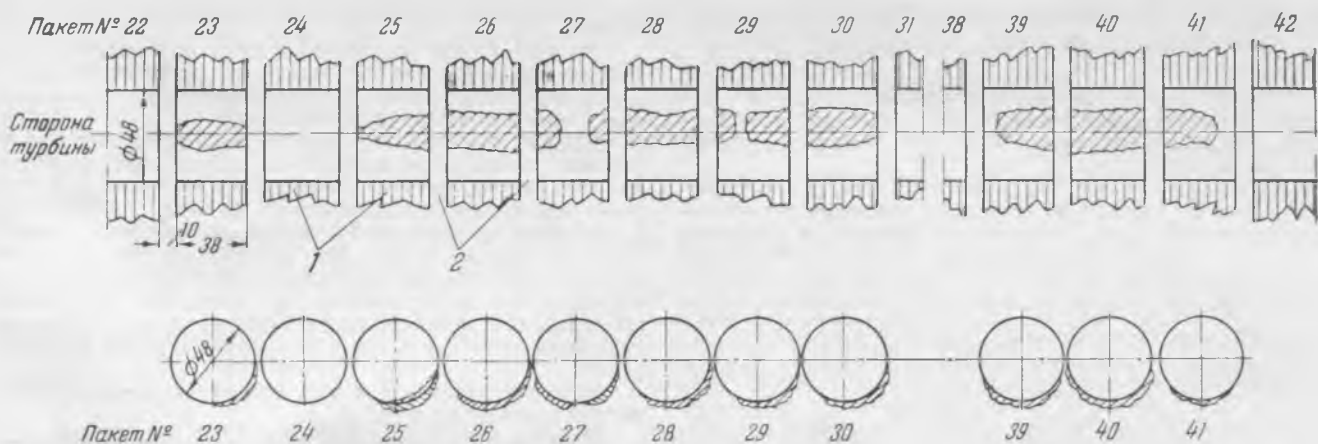


Рис. 2. Эскиз повреждения пакетов стали статора в месте дефектного болта.

1 — пакеты статорной стали; 2 — вентиляционные каналы в стали статора.

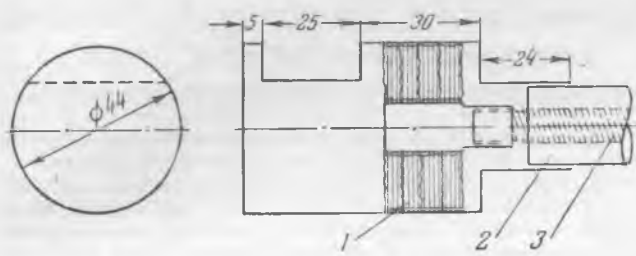


Рис. 3. Приспособление для смачивания обработанных пакетов.

1 — войлочное приспособление; 2 — шланг гибкого вала; 3 — гибкий вал.

с помощью специально изготовленного приспособления, вводимого в отверстие канала до дефектного места (рис. 3).

Затем поверхность, обработанная кислотой, нейтрализовалась содовым раствором, прочищалась металлическим ершом, продувалась сжатым воздухом и покрывалась изоляционным лаком.

В заключение было произведено испытание стали статора на нагрев. При этом температура стали перед началом испытания равнялась  $33^{\circ}\text{C}$ ; температура наиболее горячего пакета, измеренная в пазу через 90 мин. составила  $63^{\circ}\text{C}$ , а наиболее холодного  $46^{\circ}\text{C}$ .

Перегрев стали составил  $63^{\circ}-33^{\circ}=30^{\circ}\text{C}$ ; разность между наиболее горячим и холодным пакетами составила  $63^{\circ}-46^{\circ}=17^{\circ}\text{C}$ .

Генератор с указанными данными измерений был введен в работу. Результаты проводимых наблюдений не дают основания для сомнений в надежности его работы.

Инж. В. В. Хлудов

## Улучшение конструкции клапана для спуска и взятия пробы масла выключателей

Масляные выключатели, как находящиеся в эксплуатации, так и выпускаемые заводами в настоящее время, оборудованы клапаном для спуска и взятия пробы масла (рис. 1). Уплотнение от течи масла в клапанах достигается применением кожаной прокладки 3, которая крепится к плоскости клапана 4 винтом 5 и при завинчивании фасонной гайки 2 зажимается между патрубком 1 и клапаном 4.

Такое устройство клапана не предотвращает течи масла, так как кожаная прокладка, подвергаясь относительно большим сжимающим усилиям при завинчивании фасонной гайки ключом, за короткое время эксплуатации подрезается краями патрубка, а крепление этой прокладки винтом к клапану создает дополнительную возможность

течи масла по резьбе винта, так как резьбовое соединение в данном исполнении (резьба на проход через клапан) не обеспечивает достаточного уплотнения.

Эксплуатирующие организации неоднократно обращали внимание заводов-поставщиков на течь масла в клапане описанного устройства, однако выключатели и в настоящее время выпускаются с такими клапанами, а устранением течи масла продолжают заниматься эксплуатирующие организации, решая этот вопрос самостоятельно и по-разному.

Для устранения течи масла в клапанах уже установленных выключателей, а также и на новых выключателях можно рекомендовать следующее конструктивное изменение устройства клапана (рис. 2).

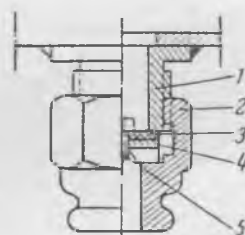


Рис. 1.

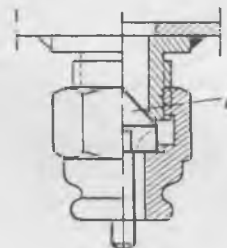


Рис. 2.

Клапан с кожаной прокладкой следует заменить стальным точеным конусообразным клапаном 1 со стержнем, выходящим немного наружу через отверстие фасонной гайки; при этом остальные детали устройства клапана остаются без изменения.

При завинчивании фасонной гайки ключом клапан своей конусообразной поверхностью формирует по краям отверстия патрубка коническое седло и создает плотное соприкосновение с патрубком, препятствующее вытеканию масла. При этом стержень клапана, выходящий из отверстия гайки наружу, обеспечивает лучшую устойчивость клапана в нужном положении и позволяет наблюдать правильность его положения в гнезде гайки.

При изготовлении конусообразного клапана необходимо соблюдать следующие условия:

1. Твердость материала клапана должна быть выше твердости материала патрубка, а патрубок по возможности должен быть из мягкой стали, что гарантирует гладкую формовку клапаном поверхности седла патрубка, т. е. такую плотность соприкосновения между клапаном и патрубком, которая необходима по отношению к маслу.

2. Диаметр клапана у основания конуса должен быть на 2—3 мм меньше диаметра его гнезда в фасонной гайке, что при завинчивании гайки позволяет клапану самоустанавливаться поверхностью соприкосновения параллельно поверхности седла патрубка.

Клапан такого устройства является самоустанавливающимся и самопритирающимся и обеспечивает надежную и более длительную работу по сравнению с клапаном с кожаной прокладкой.

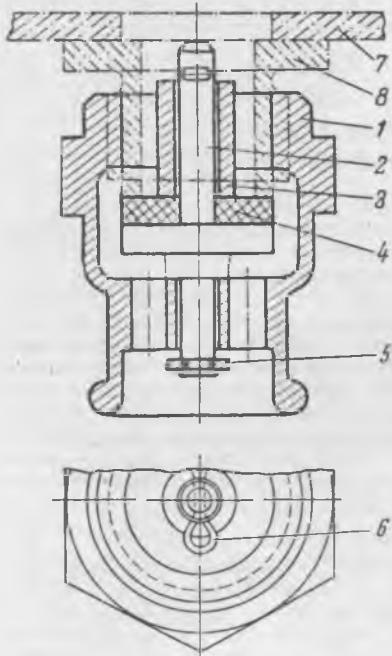
Инж. А. Н. Ларин



## К предложению инж. А. К. Ларина

Вопросу о рациональном устройстве клапанов для спуска и взятия пробы масла из баков масляных выключателей (масловыпускателей) была уже посвящена статья инж. Н. И. Бачурина<sup>1</sup>.

В указанной статье приводилась конструкция выпускателя (рис. 4), сходная по основному принципу устройства с предлагаемой А. К. Лариным конструкцией: в обоих выпускателях запирающим элементом является конический металлический клапан. Как Н. И. Бачурин, так и А. К. Ларин называют эти клапаны самопритирающимися. Такое



Масловыпускатель завода «Электроаппарат».

1 — корпус масловыпускателя; 2 — клапан масловыпускателя (должен свободно проворачиваться); 3 — трубка; 4 — прокладка из маслостойкой резины; 5 — шайба; 6 — шплинт (сплющивается по месту сборки); 7 — стенка бака; 8 — ниппель (в данный комплект не входит и выписывается отдельно в спецификациях чертежей баков).

определение едва ли можно признать правильным, так как для притирания требуется взаимное проворачивание притираемых частей, здесь же его нет: как только конус (игла) упрется в седло, его вращение почти сейчас же прекратится.

Поэтому можно говорить не о притирании, а лишь о более или менее надежном формировании конусом седла. Для этого, в частности, необходимо изготовлять клапан с достаточной точностью, для того чтобы конус и его седло были практически соосны. С рассматриваемой точки зрения конструкция, предложенная А. К. Лариным, предпочтительнее, так как в ней предусмотрена возможность самоустанавливания конуса.

Однако это предложение необходимо проверить на нескольких экземплярах выпускателя:

а) для случая установки полностью нового выпускателя;

б) для случая замены в эксплуатации старого выпускателя.

Во втором случае неподвижная часть клапана уже имеется и приварена к баку выключателя; вызывает сомнение возможность надежного образования в нем конического седла, соосного с запирающим конусом.

Следует отметить, что заводом «Электроаппарат» разработана конструкция выпускателя с прокладкой из маслостойкой резины, который может быть применен для всех ранее изготовленных выключателей (ВМ-12, ВМ-14 и т. п.) без какого-либо изменения неподвижной его части (штуцера), приваренного к баку (см. рисунок). В этой конструкции устранен недостаток старых выпускателей, а именно необходимость проворачивания прокладки при затягивании гайки клапана; в ней устранен также винт для укрепления прокладки, а вместе с ним и возможность утечки масла по резьбе.

Этот выпускатель дал при испытании вполне удовлетворительные результаты.

Инж. И. С. Аронович — завод «Электроаппарат»

## Применение тракторов вместо «якорей-мертвяков» при перевозке трансформаторов

При передвижении мощных трансформаторов из башни маслохозяйства на фундамент лебедками или тракторами — для увеличения тяговой силы и смягчения рывков — применяются блоки (полиспасти). При этом необходимо через каждые 40—60 м устройство «якорей-мертвяков» для жесткого закрепления блоков, что представляет собой довольно трудоемкую работу.

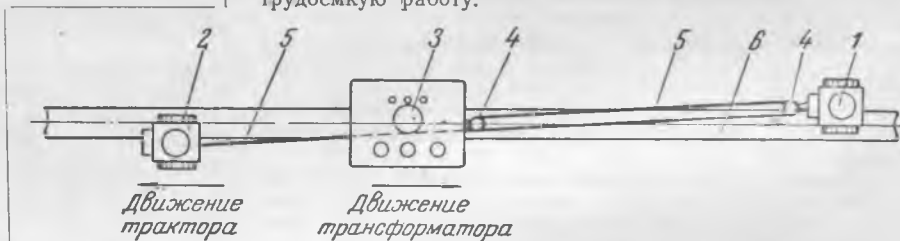


Схема передвижения трансформатора.

1 — трактор «мертвяк»; 2 — трактор-тягач; 3 — трансформатор; 4 — двухроликковый блок; 5 — стальной трос; 6 — железнодорожный путь.

На одном монтажном участке был перевезен полностью смонтированный и залитый маслом весом около 120 т трансформатор 31,5 тыс. кВа из башни на фундамент на расстояние около 300 м при помощи двух тракторов С-80, причем один трактор (тяговой) тянул трансформатор через двухроликковый полиспасть, а второй стоял неподвижно и выполнял функции «мертвяка» (см. рисунок).

Гусеницы второго трактора («мертвяка») заклинивались шпалами. После использования всего полиспаста трактор-«мертвяк» переезжал в новое место, и полиспасть заправлялся снова.

При передвижении таким способом трансформатора 60 тыс. кВа весом 144 т пришлось в качестве «мертвяков» установить два трактора С-80, так как одного трактора было недостаточно.

Передвижение трансформатора на указанное расстояние продолжалось 6—8 час.

Инж. Я. А. Ирлахман

<sup>1</sup> «Электрические станции», 1949, № 11.



# ХРОНИКА

## В Техническом управлении Министерства

### О дефектах цельнокованых барабанов котлов высокого давления и контроле за их состоянием

В 1953 г. на ряде электростанций в котлах высокого давления типов ТП-230, ТП-170 и ПК-10 были обнаружены трещины на внутренней поверхности барабанов. Во всех случаях трещины располагались на участке перехода цилиндрической части барабана в днище и шли вдоль барабана. Из двух конструкций барабанов, применяемых нашими отечественными заводами — сварной из двух цилиндров и двух днищ и сварной из двух цилиндров с окуполенными (обсаженными) концами, — трещины были обнаружены лишь на второй конструкции (барабаны поставки Краматорского завода).

После обсадки окуполенный конец барабана снаружи obtачивается на токарном станке на заводе. С внутренней стороны было проточено лишь гнездо под лазерный затвор, остальная же часть внутренней поверхности на переходе от люка к цилиндрической части барабана оставлена необработанной.

На этой необработанной поверхности и были обнаружены трещины, в большинстве случаев многочисленные, местами носящие характер общей трещиноватости поверхностного слоя металла. Отдельные трещины оказались сильно развитыми как по длине (до 200—300 мм), так и по глубине (до 20—30 и даже 50 мм). Некоторые из них выходили на проточенную часть для лазерного затвора, на которой их можно увидеть невооруженным глазом и оценить при этом глубину проникновения в металл.

Толщина стенки барабана на повреждаемом трещинами участке изменяется от 230 до 150 мм. Имеющийся, таким образом, запас по толщине (против расчетных 100 мм) и позволил заводу пойти в целях упрощения обработки на оставление «черного» внутреннего слоя.

Материал барабана — сталь марки 15М со следующим химическим составом: углерода 0,10—0,18%; марганца 0,4—0,7%; кремния 0,17—0,37%; молибдена 0,4—0,6%; хрома — не более 0,3%; никеля — не более 0,35%; серы — не более 0,04%; фосфора — не более 0,04%.

Механические свойства стали после отжига: предел прочности 38—48 кг/мм<sup>2</sup>, удлинение 22% (при 20° С), предел текучести 26 кг/мм<sup>2</sup>.

При обсадке конца цилиндра на его внутренней поверхности, повидимому, образовались складки и морщины, которые затем при остывании и термообработке превратились в начальные трещины. Во время эксплуатации котлов некоторые из этих трещин, вероятно, развивались и углублялись под действием создававшихся около них местных концентраций напряжений, достигавших временами (особенно в моменты коробления барабанов от температурной неравномерности при растопках и расхолаживания) опасных значений. Произведенные в связи с обнаружением трещин измерения температур днища выявили появление при упомянутых переходных режимах разности температур порядка 80—100° С.

Предположение о развитии трещин во время эксплуатации подтверждается тем фактом, что на недавно пущенных котлах глубина трещин оказалась незначительной, а на котлах, проработавших 4—5 лет, — наибольшей.

Исследования микроструктуры поврежденного поверхностного слоя металла показали наличие неметаллических

включений — окислов — до дна трещин при просмотре в нетравленном виде, а после травления в поперечных и продольных разрезах обнаружен обезуглероженный слой металла глубиной до 1,5 мм. В ряде крупных зерен феррита обнаружены включения сернистого марганца; зерно феррита резко очерчено и контрастно по размерам, как это имеет место при рекристаллизации. Большая часть трещин расположена между зёрнами и заполнена окислами. Перлит имеет сорбитообразное строение.

Для предупреждения дальнейшего развития выявленного дефекта поврежденный слой металла внутренней поверхности барабанов был по согласованию с котлостроительным заводом на ряде котлов вырублен пневматическими инструментами (зубилами) с зачисткой поверхности карборундовыми кругами. Контроль за полным выведением трещин был произведен травлением металла реактивом ФРИ или 5%-ным спиртовым раствором азотной кислоты с последующим осмотром поверхности через лупу с увеличением не менее 5-кратного.

Наибольшая толщина удаленного слоя металла составила на одном из котлов 35—50 мм. Наплавки металла для восстановления толщины стенки не производилось, поскольку на поврежденном участке имелся значительный запас по толщине против расчетной.

На одной из электростанций трещина, вышедшая на обработанную поверхность около лаза с глубиной до 50 мм, полностью не была выведена и оставлена окерненной для последующего контроля за ее развитием.

В целях своевременного выявления подобных дефектов барабанов котлов высокого давления и предупреждения их развития Техническое управление предлагает (противоаварийный циркуляр № 1/Т от января 1954 г.) главным инженерам энергосистем и электростанций:

1. В ближайшие текущие или капитальные ремонты котлов высокого давления произвести тщательную очистку металлосетками щетками внутренней поверхности куполообразной части концов барабанов на длине 1,5 м с последующим осмотром поверхностного слоя металла через лупу с увеличением не менее 5-кратного.

2. При обнаружении трещин в поверхностном слое металла глубиной до 20 мм произвести удаление этого слоя при помощи пневматических зубил с последующей зачисткой поверхности абразивными кругами.

3. Для контроля полного удаления слоя металла с трещинами произвести травление обработанной поверхности реактивом ФРИ с последующим ее осмотром через лупу с 5-кратным увеличением.

4. Составить точный эскиз расположения в барабане обнаруженных при удалении поврежденного поверхностного слоя металла значительных трещин (глубиной свыше 20 мм) с указанием глубины трещин, судя по контрольному сверлению или их развитию на проточке у лазерного затвора. Глубокие трещины, которые при данной остановке котла не могут быть выведены и не вызывают опасений за механическую прочность барабана, должны быть окернены для контроля за их развитием в последующей эксплуатации.

5. Результат осмотра барабанов зафиксировать в акте с описанием и эскизами найденных дефектов и указанием основных конструктивных и эксплуатационных данных по котлу (год установки котла и его заводской номер; конструкция барабана и его паспортные данные; длительность работы котла (в часах) с момента включения в эксплуатацию; количество растопок и остановок — плановых и аварийных; качество котловой воды; результаты проводившихся проверок температурного режима металла барабанов; возможные замечания о поведении барабанов и их деталей в эксплуатации). Копию акта выслать в Техническое управление в 10-дневный срок после осмотра.

6. В последующей эксплуатации проводить обязательные повторные осмотры барабанов с полностью удаленным поврежденным поверхностным слоем при капитальном ре-

монте котла, а барабанов с оставленными окерненными трещинами — 2 раза в год (при капитальном и в одном из текущих ремонтах). Результаты повторных осмотров фиксировать актами, копии которых высылать в Техническое управление.

7. Для устранения возможного влияния на развитие трещин температурного режима барабаны с оставленными трещинами оборудовать термомпарами для контроля за температурами металла (по три термомпары на верхней и нижней образующих и дополнительно по две термомпары на днищах) с выводом показаний термомпар на щит. Не допускать режимов, при которых разность температур среды в барабане и наружной стенки в какой-либо из точек превышала бы  $50^{\circ}\text{C}$ .

Особое внимание следует обратить на создание таких режимов растопки, при которых прогрев барабана в результате появления циркуляции начинался бы практически одновременно и велся постепенно как в чистом, так и в солевых отсеках.

Режим расхолаживания котлов следует организовать так, чтобы разности температур больше  $50^{\circ}\text{C}$  в теле барабана не создавалось. Подача воды в барабан после вывода котла в резерв или ремонт с опорожнением и потерей давления допускается лишь после охлаждения тела барабана во всех точках до  $150^{\circ}\text{C}$ .

## Об изменении сроков испытаний масла, применяемого для смазки гидроагрегатов

Опыт эксплуатации показал, что турбинное масло, применяемое для смазки гидроагрегатов, в процессе эксплуатации не подвергается значительным изменениям. Ввиду этого Техническое управление по согласованию с Главной инспекцией по эксплуатации считает возможным (решение № 33/Т от 15 апреля 1954 г., утвержденное Заместителем министра В. С. Ермаковым) до изменение § 967 ПТЭ разрешить гидроэлектростанциям подвергать лабораторным испытаниям находящееся в эксплуатации турбинное масло в следующие сроки:

- а) цеховой контроль — раз в сутки;
- б) эксплуатационное испытание — раз в два месяца при кислотном числе не выше  $0,6 \text{ мг КОН}$  и полной прозрачности масла и раз в месяц при превышении кислотного числа  $0,6 \text{ мг КОН}$  и при наличии в масле шлама или воды.

При резком ухудшении качества масла производятся внеочередные испытания.

## О применении делительных защит

Во многих энергосистемах без достаточных оснований получили широкое распространение делительные защиты, действующие при снижениях напряжения во время коротких замыканий.

Необоснованное отделение электростанций, отдельных генераторов и разделение сети при коротких замыканиях понижает надежность работы энергосистем, ведет к доп. отключению потребителей и задерживает последующее восстановление нормальной работы.

В связи с этим Техническое управление предлагает (противоаварийный циркуляр № 3/Э от 14 апреля 1954 г.) всем главным инженерам энергосистем:

1. Вывести из действия на электростанциях (в месячный срок) и в сетях (в течение трех месяцев) имеющиеся

делительные защиты, если они не удовлетворяют требованиям, изложенным в п. 2 настоящего циркуляра.

2. Разрешить применение делительных защит в следующих случаях:

а) для разделения в заданных точках объединенных энергосистем при непрекращающихся качаниях (защита должна действовать после заданного числа циклов качаний);

б) для отделения генераторов собственных нужд электростанций; защита должна выполняться в соответствии с указаниями, приведенными в сборнике директивных материалов Технического отдела МЭС 1950 г. (стр. 53, «Защита связи генератора собственного расхода с сетью»), но с выдержкой времени не менее 1 сек.;

в) для отделения одного или нескольких главных генераторов с нагрузкой собственных нужд (защита должна действовать в случае недопустимого снижения частоты); при длительном недопустимом снижении напряжения отключение, как правило, должно производиться вручную в соответствии с п. 16 раздела «А» указания о работе оборудования собственного расхода электростанций (см. указанный выше сборник директивных материалов, стр. 47); если в порядке исключения отделение выполняется автоматически, то оно должно производиться с временем не менее 10 сек.;

г) для разгрузки небольших электростанций, нормально получающих дополнительную мощность из энергосистемы, на случай выделения их в результате аварийных отключений с частью сети и с нагрузкой, превышающей располагаемую мощность (защита должна действовать от снижения частоты, изменения величины и направления потока мощности или перегрузки генераторов с временем, отстроенным от времени действия защиты в сети);

д) для обеспечения селективного действия защиты в сети, если это не приводит к разделению сети на несинхронно работающие части (защита может действовать при снижении напряжения, но с обязательным последующим автоматическим повторным включением отключенного ею выключателя);

е) для обеспечения действия АПВ линий, связывающих энергосистему с электростанциями, если на этой линии невозможно последующее несинхронное АПВ или АПВ с улавливанием синхронизма (защита может действовать при понижениях напряжения, но с выдержкой времени, отстроенной от работы основных защит, и при этом электростанция должна отделяться с нагрузкой, соответствующей ее мощности; необходимо проверить и, если имеется возможность, выполнить АПВ с самосинхронизацией — АПВС);

ж) для предотвращения разноса паровых турбин в случае недопустимого повышения частоты в результате сброса нагрузки на гидростанциях (защита должна действовать от повышения частоты).

На подстанциях с синхронными компенсаторами для обеспечения действия АПВ питающей линии должна выполняться не делительная защита, а защита, действующая на отключение АПВ компенсатора с последующей автоматической самосинхронизацией.

## О приеме в аспирантуру ВТИ

Всесоюзный ордена Трудового Красного знамени теплотехнический научно-исследовательский институт имени Ф. Э. Дзержинского начал прием в аспирантуру на 1954 г.: с отрывом и без отрыва от производства — по специальностям котельно-топочная техника и теоретической теплотехника и только с отрывом от производства — по специальностям металлы котло- и турбостроения, технология воды, топлива и масел.

Справки можно получить по адресу: Москва Ж-68, Ленинская слобода, 23, ВТИ и по телефону Ж. 2-25-80, доб. 5-16.



# ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

## Открытые и полуоткрытые тепловые электростанции

ОТ РЕДАКЦИИ

*Вопрос о расположении теплового оборудования электростанций вне здания или с частичными внешними ограждениями не нов. В СССР имеются электростанции, на которых часть оборудования, как то: дымососы, деаэраторы, не говоря уже об электрооборудовании, установлена и успешно работает вне зданий. Тем не менее практика строительства электростанций в СССР (а также в странах Западной Европы) до сего времени не знает опыта установки основного оборудования вне зданий в отличие от американской практики строительства ряда крупных электростанций с открытым или полуоткрытым расположением основного тепломеханического оборудования.*

*В США вопрос о типе электростанции решается часто случайно и нет единого мнения энергетиков относительно области наиболее рационального применения открытых и полуоткрытых станций, что следует считать результатом конкуренции отдельных фирм, рекламирующих то или иное решение без учета его действительной целесообразности. Вместе с тем большое количество установок и разнообразие их типов для одинаковых, по существу, условий строительства и эксплуатации заставляют советских энергетиков обратить внимание на проблему открытого и полуоткрытого расположения тепломеханического оборудования.*

*В помещаемом ниже обзоре указаны некоторые решения этой проблемы за рубежом и высказывания относительно результатов применения открытых и полуоткрытых тепловых электростанций.*

По опубликованным недавно статистическим данным, охватывающим около 70% мощности крупных электростанций, находящихся в периоде освоения или строительства в США, можно сделать вывод о том, что открытое или полуоткрытое расположение оборудования тепловых электростанций является решением для большого числа электростанций, в том числе и расположенных в районах со средними климатическими условиями.

Наиболее широко распространено открытое расположение таких элементов оборудования, как дымососы, 67% которых (по мощности обслуживаемых агрегатов) устанавливаются вне здания. Частично это можно объяснить распространением в США компоновкой котельной с размещением дымососов над котельными агрегатами, обычно на перекрытии котельной. Однако в новых компоновках встречается и открытое расположение дымососов на уровне земли при расположении котельных агрегатов фронтом к машинному залу, с установкой дымовых труб и частично золоуловителей на нулевой отметке. Это подтверждается тем, что 46% всех новых золоуловителей (по мощности) располагается вне здания или на перекрытии котельной либо за хвостовой частью котельных агрегатов.

Сами котельные агрегаты в значительном числе случаев также располагаются полностью либо частично вне здания. Так, по тем же данным, 38% котельных агрегатов новых электростанций располагается вне зданий, в том числе 26% совершенно открытым, т. е. без применения специальных защитных ограждений над котлом или вокруг него. Еще чаще (в 42% случаев) применяется открытое размещение воздухоподогревателей. Сама компоновка котельных агрегатов выполняется различно. В условиях южных районов, часто предъявляющих дополнительные требования в отношении сейсмических нагрузок, наиболее часто применяется совершенно открытое расположение ко-

тельных агрегатов как при сжигании жидкого и газообразного топлива, так и при пылевидном сжигании углей.

Дополнительная стоимость защитных ограждений, требующихся для обеспечения нормальных условий работы эксплуатационного персонала котельных, исчисляется для теплого климата в 1% от стоимости строительных сооружений котельной, для холодного климата эта величина поднимается до 3%. Эти ограждения выполняются либо в виде каркасных стенок по бокам и сзади котлов с заполнением их легкими щитовыми материалами, либо в виде местных ограждений отдельных узлов, например, верхней части агрегата для обслуживания арматуры и трубопроводов. При этом хвостовые поверхности, располагаемые в опускном стояке котельного агрегата, обычно совершенно не ограждаются, и защищенной является только часть оборудования, располагаемого ниже отметки обслуживания котельных агрегатов, например золоудаление. Часто эта защита осуществляется путем соответствующего расположения горизонтальных газовых коробов и воздухопроводов, перекрывающих первый этаж котельной в хвостовой ее части.

Расчеты, проведенные проектными организациями, показывают, что при открытом расположении котельных агрегатов возможна экономия средств в размере до 25—35% от общей стоимости строительных сооружений котельных.

Открытое расположение элементов машинного зала встречается реже, но все же следует отметить, что 21% новых турбоагрегатов (по мощности) располагается полностью или частично вне здания, в том числе 17% совершенно не перекрыто над отметкой пола обслуживания турбин и не имеет мостовых кранов, заменяемых в таких случаях козловыми кранами, опирающимися на перекрытие конденсационного помещения. В большинстве этих установок не предусматривается каких-либо специальных ограждений турбинных агрегатов, хотя в некоторых установках имеются защитные кожухи над агрегатами с разборными верхними частями для обслуживания оборудования краном. В тех случаях, когда вопрос о размещении турбин вне здания решался полужестко, ожидалась относительно большая экономия на сооружении машинного зала, достигающая 40—50% от всей стоимости строительных сооружений. Количество деаэраторов, располагаемых на перекрытии машинного зала или «этажерки», также достигает 21%. Открытое расположение турбин ограничено в основном южными районами США.

Во всех случаях помещения щитов электростанций, питательных установок, конденсационных устройств и т. п. выполняются закрытыми. Интересно отметить открытое расположение оборудования большой водоочистительной установки на электростанции одного нефтеперегонного завода. Эта установка производительностью 760 т/час работает по схеме известкование — катионирование, причем вне зданий расположены фильтры, отстойники, насосы и баки промывочной воды, а в здании размерами в плане 7,6×14 м размещается только аппаратура управления, склад мокрого хранения соли и склады реактивов, а также бытовые помещения. Установка работает с программной автоматизацией.

Общие выводы относительно размещения оборудования электростанций вне зданий не являются однозначными. С одной стороны, утверждается, что открытое расположение дает удешевление сооружения электростанции на 3—4%, причем сторонники такого расположения указывают на возможность дополнительной экономии благодаря отсутствию или сокращению вентиляционных устройств, упрощению компоновки, не связанной в этих случаях с необходимостью соблюдения определенных габаритов относительно здания, и т. д. В качестве дополнительного преимущества указывается более простое решение задачи при расположении электростанции в сейсмическом районе.



Далее, эксплуатация открытых и полукрытых электростанций не вызывает серьезных осложнений при наличии необходимых ограждений.

С другой стороны, отмечаются следующие недостатки открытого расположения. Хотя дополнительные тепловые потери котельных агрегатов невелики, однако сумма их в денежном выражении почти перекрывает экономию на сооружении электростанции с открытым размещением оборудования. Сложным является текущий ремонт оборудования, в частности, на тепловых электростанциях, служащих паровым резервом гидроэлектростанций, так как он должен производиться в период максимальной нагрузки гидроэлектростанций, совпадающий с сезоном дождей. В данном случае удлинение сроков ремонта вызывает необходимость увеличения мощности тепловых электростанций и перекрывает экономию от открытого их расположения. Экономия часто не может быть достигнута и по той причине, что по местным условиям часть здания заглубляется ниже отметки земли.

Эти противоречивые выводы сказываются и на реальном проектировании электростанций, находящихся примерно в одинаковых климатических условиях. Так, в результате предварительного изучения вопроса о типе электростанций, сооружаемых с двухвальными агрегатами по 200 тыс. квт, было принято решение разместить все основное оборудование внутри зданий, причем указывалось, что малая удельная кубатура здания, всего около  $0,55 \text{ м}^3/\text{квт}$ , сама уже снижает строительные затраты и дальнейшее их снижение при открытом расположении оборудования не дает существенного результата. Одновременно при строительстве в том же районе новой электростанции с агрегатами по 163 тыс. квт было решено разместить вне здания все оборудование котельной и машинного зала выше пола обслуживания, в том числе основные агрегаты, основное электрооборудование, тягодутьевые установки, угольные бункеры, газоочистку, применив лишь легкие защитные ограждения.

Кроме соображений об удешевлении строительства, было указано, что открытое размещение оборудования ускоряет сооружение и монтаж электростанции.

Интересно отметить, что и в Англии одна из вновь сооружаемых электростанций большой мощности с турбинами по 60 тыс. квт также строится полукрытой. Машинный зал и бункерная галерея выполняются, как обычно, котлы же защищены снаружи лишь легкими надстройками и боковыми ограждениями на каркасах. Такое расположение по заявлению проектировщиков позволило даже уменьшить шаг котлов и облегчить размещение оборудования. Для защиты от замерзания мелких дренажных трубок они, кроме защитной изоляции, снабжены также электрообогревом, причем по расчетам расход мощности для этой цели не превышает 3—4 квт на котел. Кроме того, при проектировании котельных агрегатов обращено внимание на размещение, по возможности, большей части мелких трубопроводов под обшивкой котлов. По проектным данным расход металла при такой компоновке на 22% ниже, чем для обычной котельной, если учесть только сравнимые строительные сооружения. В целом снижение затрат на строительную часть электростанции предполагается равным 30% (по сравнению с электростанцией обычного типа).

Эта электростанция рассматривается как промышленный эксперимент и результаты ее эксплуатации представляют большой интерес, так как она сооружается в средних климатических условиях при повышенном количестве осадков.

### Литература

- Power, 1954, I, т. 98, стр. 92.  
 Power, 1954, II, т. 98 стр. 105.  
 Steam Engineer, 1954, т. 23, III, № 270, стр. 210.  
 Proc. Am. Soc. Civil Eng., 1953, т. 79, XI, № 342, стр. 1.  
 Power Engineering, 1953, т. 57, XI, стр. 54.  
 Power Engineering, 1952, т. 56, XI, стр. 60; XII, стр. 60.

Канд техн. наук В. Б. Пакшвер

## Выключатель нагрузки высокого напряжения для наружной установки

В установках высокого напряжения, мощность которых, с одной стороны, не позволяет применять для оперативных переключений под нагрузкой обычные разъединители, а с другой стороны, не оправдывает установки дорогостоящих выключателей, весьма рациональным является применение выключателей нагрузки. В целях сохранения видимого разрыва цепи, который обеспечивается разъединителем, уменьшения количества коммутационной аппаратуры и сокращения размеров распределительного устройства разработана конструкция выключателя нагрузки, представляющего комбинацию дугогасящего устройства и разъединителя<sup>1</sup>.

Выключатель нагрузки предназначен для наружной установки в сетях высокого напряжения. Он состоит из стандартного разъединителя наружной установки с построенным дугогасящим устройством, обеспечивающим отключение токов нагрузки, доходящих до величины номинального тока разъединителя. Дугогасящее устройство включено параллельно разъединителю и через него протекает ток только в процессе отключения, что обеспечивает малый вес и легкий режим работы устройства. Дугогасящее устройство помещено в герметически закрытый кожух и не требует для работы поступления извне какого-либо газа, а также каких-нибудь вспомогательных устройств.

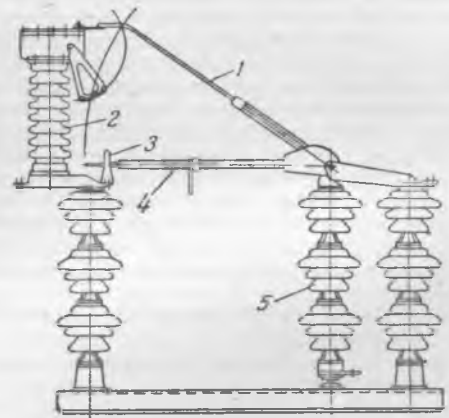


Рис. 1. Однополюсный выключатель нагрузки 115 кв для наружной установки.

1 — вспомогательный нож; 2 — дугогасящее устройство; 3 — контактные губки; 4 — нож разъединителя; 5 — поворотная колонка изоляторов.

На рис. 1 приведен выключатель нагрузки 115 кв во включенном положении, когда включен нож разъединителя и замкнуты контакты, находящиеся внутри дугогасящего устройства. Ток нагрузки протекает через нож разъединителя, шунтирующий дугогасящее устройство.

Средняя колонка изоляторов выполнена поворотной и осуществляет отключение разъединителя и дугогасящего устройства в следующей последовательности:

1. Поворот на первые  $30^\circ$  вызывает поворот ножа разъединителя вокруг своей оси, что приводит к раздвижению губок неподвижного контакта и ломке гололеда, если он имеет место.

2. Поворот на следующие  $30^\circ$  вызывает подъем ножа разъединителя с выходом его из неподвижного контакта, вследствие чего ток начинает протекать через дугогасящее устройство и вспомогательный нож.

3. При повороте колонки изоляторов на полные  $60^\circ$  нож разъединителя зацепляет рычаг на кожухе дугогасящего устройства, который через систему рычагов размыкает с большой скоростью контакты, находящиеся внутри дугогасящего устройства. При этом происходит отключение тока нагрузки.

При дальнейшем подъеме ножа разъединителя рычаг, прикрепленный к последнему, зацепляет вспомогательный

<sup>1</sup> El. Eng., 1953, № 4, стр. 324—327.





Рис. 2. Однополюсный выключатель нагрузки 115 кВ в процессе отключения.

нож, после чего оба ножа поднимаются вместе и после поворота колонки изоляторов на последние 40° обеспечивают создание полного видимого разрыва на разъединителе.

Включение происходит в обратном порядке, причем вначале включается вспомогательный нож и замыкаются контакты внутри дугогасящего устройства, а затем нож разъединителя, что предохраняет последний от возникновения на его контактах дуги при включении тока нагрузки.

На рис. 2 показан выключатель нагрузки в процессе отключения, когда нож разъединителя зацепляет рычаг дугогасящего устройства.

Дугогасящее устройство выключателя нагрузки (рис. 3) состоит из герметически закрытой газонаполненной камеры и дугогасительного элемента. Контакты приводятся в движение системой рычагов и пружин, обеспечивающей их быстрое включение и отключение, скорость которых практически не зависит от скорости движения ножа разъединителя. Привод расположен в кожухе над фарфоровой рубашкой, внутри которой находятся контакты. Сквозь стенку кожуха проходит вал, на который насажен рычаг, зацепляемый ножом разъединителя.

Контакты находятся в атмосфере шестифтористой серы  $SF_6$  — газа, обладающего исключительными дугогасящими свойствами<sup>2</sup>. Шестифтористая сера — очень устойчивый, инертный газ, остающийся при нормальном давлении в газообразном состоянии до  $-62^\circ C$ ; с точки зрения диэлектрической прочности при давлении лишь в 2,1 ата равноценен маслу. Диэлектрическая прочность  $SF_6$  в 2—3 раза выше, чем у воздуха, причем это отношение зависит от формы электродов, формы волны напряжения и давления.

Исследования показали, что дугогасящее устройство, заполненное  $SF_6$ , способно отключать токи, в 100 раз большие, чем при заполнении его воздухом. Для отключения тока при напряжении 115 кВ в камере, заполненной находящимся при атмосферном давлении  $SF_6$ , требуется расхождение контактов лишь на 150 мм.

Дугогасящие свойства камеры с  $SF_6$  могут быть повышены добавлением устройства, направляющего поток неионизированного газа к дуге, образующейся на расходящихся контактах. В описываемом устройстве подвижной контакт снабжен поршнем и насадкой. Поршень движется внутри цилиндра из изоляционного материала и при расхождении контактов сжимает над собой газ. Дуга образуется внутри насадки из изоляционного материала из

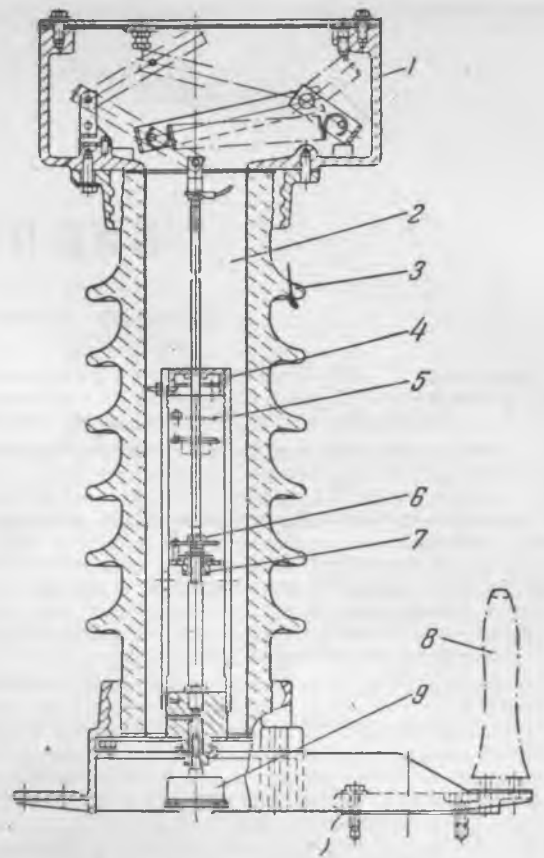


Рис. 3. Разрез по дугогасящему устройству.

1 — рычажно-пружинный привод; 2 — газ  $SF_6$ ; 3 — фарфоровая рубашка; 4 — запорный клапан; 5 — дугогасительная камера; 6 — подвижной контакт; 7 — насадка; 8 — неподвижные контактные губки ножа разъединителя; 9 — манометр.

фтористо-этиленовых смол (тефлона), которая также движется вверх вместе с подвижным контактом, а сжатый газ проходит сквозь эту насадку и помогает деионизации дугового промежутка.

Все дугогасящее устройство, включая кожух привода, заполнено газом. Запорный клапан, расположенный на крышке дугогасительной камеры, открыт для обеспечения свободного перетока газа в течение всего времени, кроме периода движения контакта к разомкнутому положению. Внизу устройства находится манометр, показания которого видны с земли, служащий для контроля за утечкой газа. Камера заполнена газом давлением 2,1 ата и может отключать номинальный ток при снижении давления до 1,05 ата.

Выключатель нагрузки 115 кВ испытывался при напряжении 70 кВ, приложенном к контактам одного полюса для имитирования отключения нагрузки сети 115 кВ. Выключатель 230 раз успешно отключал ток 600 а при  $\cos \varphi = 0,5$  и 100 раз — емкостный ток 56 а.

Для проверки работы выключателя нагрузки при более низком напряжении были поставлены столпоры, ограничивающие величину расхождения контактов. Если для выключателя 115 кВ расхождение контактов было принято равным 165 мм, то для выключателя 34,5 кВ оно равно 90 мм. При такой величине промежутка 2020 раз отключался емкостной ток 90 а при 34,5 кВ, а также ток нагрузки 600 а при  $\cos \varphi = 0,5$ .

Все испытания проводились при восстанавливающемся на одном полюсе напряжении, равном максимальному

напряжению эффективно заземленной системы  $\left(\frac{x_0}{x_1} \leq 3\right)$ ,

однако выключатели нагрузки 115 и 34,5 кВ работали и при максимальном напряжении, встречающемся в системах с изолированной нейтралью.

<sup>2</sup> El. Eng., 1953, № 4, стр. 335.

Обраб. инж. Ю. А. Якуб



# БИБЛИОГРАФИЯ

## Новые книги по энергетике

**Вешеневский С. Н.**, Расчет характеристик и сопротивлений для электродвигателей, М.—Л., Госэнергоиздат, 1954, 328 стр. с илл., ц. 13 р. 75 к.

В книге даются теория и практика расчета механических характеристик двигателей переменного тока (асинхронных и синхронных) в режимах пуска, торможения и регулирования скорости. Значительное место уделено семействам универсальных статических и динамических характеристик, рассчитанных автором для серий отечественных двигателей. Даются способы расчета и выбора сопротивлений с примерами. Книга предназначена для проектировщиков, монтажников, наладчиков и эксплуатационников, работающих по электроприводу.

**Вульфсон Б. И.**, Энергетическая оценка тепловых потоков в энергоустановках, М.—Л., Госэнергоиздат, 1954, 152 стр., с черт., ц. 5 р. 50 к.

Дается оценка эффективности использования отработанного тепла на электростанциях и в промышленной энергетике, а также рассматриваются вопросы комбинированной выработки электрической энергии и тепла. Даны расчетные формулы, позволяющие определить экономию топлива, получаемую при использовании отработанного тепла, без проведения трудоемких расчетов тепловых схем. Книга рассчитана на инженеров и научных работников в области энергетике.

**Гришук И. К.**, Конденсационные установки энергопоездов, М.—Л., Госэнергоиздат, 1954, 96 стр., с черт., ц. 2 р. 80 к.

В монографии описываются конденсационные установки энергопоездов типов В-5000, Д-3000 и др. Наряду с этим по материалам ВТИ приведены результаты испытаний воздушного конденсатора и конденсационной установки с охлаждением циркуляционной воды воздухом в радиаторах. Рассмотрены причины, обуславливающие замерзание конденсата и циркуляционной воды в трубках и даны указания по повышению надежности работы конденсационных установок в зимних условиях. Книга рассчитана на инженерно-технический персонал энергопоездов и работников проектных организаций.

**Инструкция по эксплуатации установок катодной защиты магистральных трубопроводов от почвенной коррозии внешним током (утв. 18/V 1953 г.) БТЭИ ЦИМТ-нефти, М.—Л., Гостоптехиздат, 1954, 28 стр. с черт., Беспл.**

В инструкции даны рекомендации и указания по наладке станций катодной защиты и указания по их эксплуатации и контролю работы а также описания устройства станций катодной защиты трубопроводов и аппаратуры. Излагаются общие указания по производству измерений перед включением станции катодной защиты в эксплуатацию, по включению этой станции защиты и контролю ее работы, а также правила эксплуатации источников тока, установленных на станциях катодной защиты.

**Кибрик П. С.**, Руководство для машинистов пылеприготовительных установок, М.—Л., Госэнергоиздат, 1954, 127 стр. с илл., ц. 2 р. 55 к.

В книге в сжатой форме даются схемы работы тепловых электростанций и их котельных цехов. Основное внимание уделено описанию различных конструкций углеразмельняющих устройств и схем пылеприготовления; наиболее подробно рассмотрены шаровые барабанные мельницы и вопросы обслуживания пылеприготовительных установок с этими мельницами. Книга предназначена для рабочих, обслуживающих пылеприготовительные установки.

**Кираковский Н. Ф.**, Ремонт и монтаж стационарных двигателей внутреннего сгорания, Изд. 2-е, Киев—Москва, Машгиз, 1953, 491 стр. с илл., ц. 17 р. 65 к.

В книге описаны планово-предупредительные и капитальные ремонты узлов и основных деталей. Приведены случаи аварий и дан анализ их причин с указанием мероприятий, предупреждающих аварии. Рассмотрены также специальные вопросы: о допускаемых удлинениях шатунных болтов, о допускаемой величине расхождения шек коленчатых валов и об отклонениях при сборке основных деталей. Книга предназначена для инженерно-технического персонала, работающего по ремонту и монтажу двигателей.

**Кириллин В. А. и Шейндлин А. Е.**, Водяной пар в энергетике, М.—Л., Госэнергоиздат, 1953, 96 стр. с илл., ц. 2 р. 75 к.

Рассказывается об устройстве современных электрических станций, предназначенных для получения электрической энергии. Дается представление о значении таких электрических станций для дальнейшего развития промышленности, сельского хозяйства и культуры нашей страны, описание современных паровых котлов и паровых турбин и их работы. Книга рассчитана на широкий круг читателей.

**К расчету котлоагрегата (техническая информация).** Под ред. А. Н. Ковалева (Министерство культуры СССР, Московский ордена Ленина энергетический институт имени Молотова), М., 1954, 64 стр. с черт., Беспл. Информация включает статьи: В. П. Ромадина «Определение средней теплопроводности ошипованной поверхности нагрева», В. М. Максимова «К тепловому расчету котлоагрегата» и Н. С. Лелеева «Поэтажный расчет плоских рам каркаса с несмещаемыми узлами».

Дается вывод расчетной формулы для  $\epsilon$ ; определение коэффициента экранирования для точечных экранов с одинаковыми диаметрами и шагами труб; рассматривается расчет ширмовых и ленточных пароперегревателей и пароперегревателей с газовым регулированием температуры перегретого пара; предлагается поэтажный расчет плоских рам каркаса с несмещаемыми узлами, обладающий достаточной точностью и простотой формул и дающий большую экономию времени.

Библиограф М. А. Мостовая

□ □ □

ПОПРАВКА

В № 7 „Электрические станции“ за 1954 г. в содержании и на стр. 34 фамилию автора статьи „О совместном рассмотрении графиков активных и реактивных нагрузок при электротехнических расчетах“ следует читать: А. Я. Дзевенцкий.

На той же стр. 34 рис. 1 и 2 следует поменять местами: рис. 1 считать рис. 2 и наоборот.

ВОЛОГОДСКАЯ  
ОБЛАСТНАЯ  
БИБЛИОТЕКА

---

---

## Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, а также давать и другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее  $9 \times 12$  см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подрисуночную подпись.

Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Советском Союзе меры длины, веса и др.

6. Рукопись в конце должна иметь подпись автора, полностью имя, отчество и фамилию, домашний адрес, место работы, должность и год рождения.

7. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, К-12, Б. Черкасский пер., д. 2, редакция журнала «Электрические станции».

## ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

### ВЫШЛИ ИЗ ПЕЧАТИ

- Виноградов Н. В., Технология производства электрических машин, допущ. УУЗ МЭП СССР в качестве учебника для техникумов, изд. 2-е, перераб. 1954, 431 стр., тир. 7 000, ц. 9 р. 50 к.
- Дроздов Н. Г., Никулин Н. В., Привезенцев В. А., Федоров Л. И., Яманов С. А., Электроматериаловедение, под общей ред. проф. Н. Г. Дроздова, допущ. УУЗ МЭСЭП СССР в качестве учебного пособия для техникумов. 1954, 399 стр., тир. 10 000, ц. 11 р. 30 к.
- \* Инструкция по ремонту водяных экономайзеров паровых котлов. 1954, 32 стр. (Техн. упр. МЭС СССР), тир. 8 000, ц. 1 р. 40 к.
  - \* Инструкция по ремонту трубопроводов среднего и высокого давления. 1954, 55 стр. (Техн. упр. МЭС СССР), тир. 8 000, ц. 1 р. 80 к.
  - \* Инструкция по технике безопасности для водителя машиниста УКБ-СКС. 1954, 6 стр. (Главторф МЭС СССР), тир. 1 000, беспл.
  - \* Инструкция по технике безопасности для машиниста и пом. машиниста экскаватора ТЭМП-2. 1954, 6 стр. (Главторф МЭС СССР), тир. 700, беспл.
  - \* Инструкция по центровке паровых турбин. 1954, 20 стр. (Техн. упр. МЭС СССР), тир. 8 000, ц. 85 коп.
- Конфедератов И. Я., История теплоэнергетики. Начальный период. (17—18 вв.) 1954, 315 стр., тир. 5 000, ц. 12 р. 50 к.
- Красивский С. П., Автоматика на сооружениях гидроэлектрических станций. 1954, 182 стр., тир. 3 000, ц. 5 р. 15 к.
- Невельсон М. И., Центробежные вентиляторы. 1954, 335 стр., тир. 5 000, ц. 12 р. 55 к.
- \* Нормы выработки, сдельные расценки и система оплаты труда рабочих на лесосплавных работах. 1954, 160 стр. (МЭСЭП СССР). Тир. 1 000, беспл.
  - \* Правила техники безопасности для персонала тепловых цехов электростанций и тепловых сетей. 1954, 75 стр. (Техн. упр. МЭСЭП СССР), тир. 10 000, ц. 3 р. 30 к.
  - \* Правила техники безопасности для персонала топливо-транспортных цехов и топливоподдачи электростанций, изд. 3-е, 1954, 48 стр. (Техн. упр. МЭСЭП), тир. 8 000, ц. 2 р. 25 к.
  - \* Правила техники безопасности для персонала химических цехов электростанций и сетей, 1954, 72 стр. (Техн. упр. МЭСЭП СССР), тир. 4 000, ц. 3 р. 15 к.
  - \* Рацпредложения, внедренные Союзэнергоремонтном, вып. 62. Ремонт теплосилового оборудования. 1954, 20 стр. (ОргрЭС МЭС СССР), тир. 8 000, ц. 70 коп.
  - \* Рацпредложения, вып. 63. Электрическое оборудование электростанций и электрические сети. 1954, 31 стр. (ОргрЭС МЭС СССР), тир. 8 000, ц. 1 р. 10 к.
  - \* Сборник материалов Мосэнерго, вып. V. Из опыта повышения надежности работы котельного оборудования на электростанциях Мосэнерго. 1954, 112 стр. (Дом энергетики Мосэнерго МЭС СССР), тир. 1 000, ц. 4 руб.
  - \* Справочник для поступающих в техникумы МЭС СССР и МЭП СССР в 1954 г. 1954, 77 стр. (МЭС СССР и МЭП СССР), тир. 5 000, ц. 2 р. 45 к.
- Справочник электрика промышленных предприятий, под общей редакцией А. А. Федорова и П. В. Кузнецова. 1954, 1 040 стр., тир. 15 000, ц. 74 р. 50 к.
- \* Трубопроводы электростанций. Сборник 11. Детали и элементы трубопроводов  $P_y \leq 100$  (междуведомственные нормалы). 1954. 536 стр. (Упр. капит. строит. МЭС СССР), тир. 5 000, ц. 19 р. 75 к.
  - \* Труды III конференции по тепловой изоляции, 1954, 175 стр. (ВНИТОЭ), тир. 2 000, ц. 7 руб.

\* Издания, отмеченные звездочкой, в продажу не поступают.

Продажа в книжных магазинах и киосках книготоргов.  
Издательство никаких заказов не выполняет