

ЭЭ ЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

10



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1951

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

10
ОКТАБРЬ
1951

Орган Министерства электростанций СССР

22-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая—За дальнейшее внедрение автоматики и телемеханики	3	З. С. Киссельгоф — Использование старых ферм для монтажа металлоконструкций при реконструкции здания	50
В. М. Биман и А. И. Лепешкин — Реконструкция прямооточного котла с вертикальными экранами	6	Ю. Я. Аболин и М. Я. Ремез — Сращивание прорезиненных транспортерных лент	51
Н. М. Бондарев, А. И. Лепешкин и А. Ф. Парамонов — Пуск и наладка прямооточного котла с вертикальными экранами	14	ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ	
Б. Л. Шифринсон и А. П. Сафонов — Выбор расчетных параметров паропреобразователей	18	* — О номограммах для определения экономичности работы электростанций	53
Е. П. Медников и И. И. Соловьев — О повреждении фундаментных болтов механизмов	21	Л. А. Эберлин — Улучшение сепарации пыли в шахтных мельницах	53
М. И. Имбрицкий — О ремонтно-механических мастерских электростанций	24	Г. Е. Домбровский и Я. С. Трофименко — Электроискровой способ выполнения отверстий в рабочих лопатках турбины	55
И. И. Косолапов — Анодно-механическая резка	25	Е. В. Трифонов — Изготовление самоуплотняющейся сальниковой набивки	56
В. В. Булгаков — Применение мостового крана в котельных высокого давления	27	Д. А. Савиновский и Б. Н. Ухин — Использование дымовых газов котельной для сатурации питьевой воды	56
Об установке амперметров на линиях электропередачи		С. И. Хазан — Повреждение зубца вала и центрирующего кольца ротора турбогенератора	57
А. С. Памятных	30	А. И. Сазонтов — Сушка электрических машин методом индукционных потерь	58
В. Н. Смирнов	30	В. В. Пучковский — Повреждения изоляции при трансформированных волнах	59
Л. А. Смирнов	31	В. И. Чернышев — Реконструкция пружинного привода типа ФК-40 масляных выключателей	60
А. Б. Крикунчик	31	В. Н. Гуревич — Улучшение качества контактов воздушного выключателя 110 кВ	60
Т. П. Мусатов	31	С. И. Кудрявцев и А. А. Михайлов — Разборный молниеотвод для передвижных электроподстанций	61
П. Д. Дорохин	32	Б. А. Косолапов — О неселективном действии сигнализации замыканий на землю в воздушных сетях	61
И. А. Сыромятников — Расширение области применения автоматического повторного включения	33	В. А. Смирнов — О неселективной работе сигнализации замыканий на землю в кабельных сетях	61
И. Г. Мильгром, Г. В. Подковыров и Э. Г. Файнштейн — Трехфазное автоматическое повторное включение линий с самосинхронизацией для гидростанций	35		
Е. Х. Сагалов — Сооружение и эксплуатация передвижных электроподстанций для торфопредприятий	38		
Г. А. Фришман — Повышение надежности схем действующих подстанций 110—220 кВ с большим числом присоединений	43		

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

С. Е. Барденштейн — Станок для изготовления бетонных труб	46
Л. Ф. Янкелев — Выполнение термозащиты трубопроводов минеральной ватой в опалубке	47
Б. В. Щербинин — Обрушение башни градирни	49
И. И. Бендерский — Монтаж тяжелой дымовой трубы	49

ХРОНИКА

Совещание по вопросу совместной работы тепловых и гидравлических электростанций	63
---	----

КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Д. П. Лавров — Рецензия на книгу А. И. Кузнецова „Техника безопасности в электрических установках“	64
---	----

□ □ □

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

А. А. Боровой, П. Г. Грудинский, К. Д. Лаврененко, С. Г. Мхитарян, В. А. Попов,
Б. М. Соколов, И. А. Сыромятников, С. Ц. Фаерман, Д. Г. Чижов

Главный редактор Д. Г. Чижов

ЗА ДАЛЬНЕЙШЕЕ ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИКИ И ТЕЛЕМЕХАНИКИ

Широкое внедрение в послевоенные годы на электростанциях и в электросетях Министерства электростанций автоматики и телемеханики является одним из ярких выражений технического прогресса советской энергетики.

Развитие новой техники обеспечивает как дальнейшее повышение надежности электроснабжения потребителей, так и улучшение технико-экономических показателей работы энергетических предприятий. Автоматизация производственных процессов и телемеханизация осуществляются на базе приборов и устройств, разработанных советскими специалистами и выпускаемых отечественной промышленностью. Наши схемы и аппаратура автоматики проще и надежнее устройств иностранных фирм.

В результате успешного развития и внедрения автоматики в настоящее время уже свыше 70% (по мощности) гидростанций переведены на автоматическое управление. При этом комплексно автоматизированы все гидростанции в Московской и Узбекской энергосистемах. Автоматизация процессов горения осуществлена на большей части котельных агрегатов, а автоматическими регуляторами питания водой оснащено подавляющее большинство котлов.

Много деаэраторов оборудовано автоматическими регуляторами давления; успешно оснащаются шаровые углеразмольные мельницы автоматическим регулированием загрузки топлива; начаты внедрение автоматического регулирования перегрева пара и автоматизация работы теплофикационных установок.

Наряду с большими работами по автоматизации производственных процессов на тепловых и гидравлических электростанциях непрерывно расширяются работы по телемеханизации гидростанций, подстанций и диспетчерского управления энергосистем.

Ряд гидростанций уже переведен на телеуправление, закончены первые работы по телемеханизации подстанций в Донецкой и Горьков-

ской энергосистемах, завершена телемеханизация Узбекской энергосистемы.

Большие работы выполнены также по электрической автоматике. Автоматическим повторным включением (АПВ) оснащено подавляющее большинство линий электропередачи напряжением 35—220 кВ и множество линий напряжением 6—10 кВ; широко оснащены линии электропередачи напряжением 110—220 кВ быстродействующими защитами — высокочастотной, дифференциальной, продольной и дистанционной; во всех энергосистемах внедрена автоматическая аварийная разгрузка по частоте.

По внедрению автоматического регулирования возбуждения и использованию форсировки возбуждения в качестве важнейшего средства повышения устойчивости параллельной работы станций энергосистемы СССР намного опередили зарубежную практику.

В 1951 г. на электростанциях и в электросетях Министерства электростанций должен быть выполнен большой объем работ по дальнейшему внедрению автоматики и телемеханики. Однако план работ за первое полугодие выполнен не полностью; особенно отстают работы по автоматике горения, комплексной автоматизации котельных цехов, телеуправлению гидроэлектростанциями и по высокочастотной защите.

Необходимо настойчиво добиваться выполнения всех работ по автоматике и телемеханике, предусмотренных планом развития и внедрения новой техники, и ликвидировать допущенное в I полугодии отставание.

Известные затруднения в выполнении плана по автоматизации процессов горения, питания и др. имеются из-за несвоевременного выполнения проектов, получения с заводов оборудования и кабеля, но они преодолеваются при повседневном внимании к автоматике со стороны руководителей электростанций и энергосистем. Эти же затруднения становятся непреодолимыми при безразличном или невнимательном отношении дирек-

торов и главных инженеров к внедрению новой техники.

На большинстве электростанций коэффициент использования автоматики находится на высоком уровне. Автоматические регуляторы работают столько же часов, сколько и регулируемые агрегаты. Но наряду с этим на некоторых электростанциях автоматика используется совершенно недостаточно.

Введенная в действие автоматика и телемеханика в ряде случаев еще недостаточно и медленно осваиваются, и преимущества их реализуются неполностью. Ближайшей задачей работников электростанций является полное освоение введенной автоматики и телемеханики с использованием всех преимуществ этих устройств новой техники. Наладочные и проектные организации Министерства электростанций, а также заводы должны своим непосредственным участием оказать помощь энергосистемам в скорейшем освоении автоматики и телемеханики.

В ряде энергосистем еще недооценивается влияние автоматизации процессов горения на повышение экономичности котлоагрегатов и повышение общей культуры эксплуатации.

Анализ результатов эксплуатации тепловой автоматики ряда электрических станций показывает, что для успешного ее использования было улучшено состояние всех элементов котлоагрегата, что в свою очередь повысило надежность работы оборудования и снизило аварийность; резко уменьшились отклонения содержания CO_2 в газах от нормы, повысился к. п. д. котельных агрегатов, обеспечивается поддержание постоянства параметров пара перед турбинами.

Главным инженерам электростанций и начальникам котельных цехов необходимо к началу наладки автоматики горения обеспечивать приведение в надлежащий порядок тяго-дутьевых устройств, газового тракта, питателей пыли и других узлов автоматизируемых котлоагрегатов. Ко времени включения автоматики должен быть налажен устойчивый режим работы топки и котла в целом.

Для повышения эффективности автоматизации на отстающих электростанциях руководителям их необходимо использовать опыт передовых предприятий и уделять больше внимания вопросам новой техники. В этом отношении исключительно важная задача стоит перед Оргрэнс, который должен обобщить и широко распространить передовой опыт эксплуатации автоматики на электростанциях.

Особое значение автоматизация имеет для повышения надежности и экономичности работы прямооточных котлов, ручное управление кото-

рыми вследствие большой скорости протекания процесса представляет большие трудности. Однако пока эти котлы работают, как правило, только с регуляторами температуры. Между тем, прямооточные котлы в силу их меньшей инерционности могут легко воспринимать колебания нагрузки, и осуществление автоматического регулирования их производительности совершенно необходимо.

Руководители проектных и снабжающих организаций Министерства должны принять меры к полному обеспечению электростанций в четвертом квартале 1951 г. оборудованием, аппаратурой и кабелем, недостающими для выполнения плана 1951 г. по автоматике.

В этом году должна быть выполнена комплексная автоматизация котельных цехов на ряде электростанций, что является важнейшим мероприятием на пути к осуществлению комплексной автоматизации всех тепловых электростанций. Директора этих электростанций, управляющие и главные инженеры энергосистем должны уделить особое внимание выполнению комплексной автоматизации, повседневно и конкретно заниматься этими вопросами.

ОКБ Главпромэнерго монтажа должно ускорить выдачу рабочих чертежей по комплексной автоматизации котельных цехов, а Главэнергозапчасть — обеспечить электростанции необходимым оборудованием, в первую очередь электроприводами к паро- и водозапорной арматуре.

До настоящего времени продолжается отставание в работах по автоматизации вновь вводимых котлов. Должен быть установлен жесткий порядок, при котором котел включается обязательно с автоматическим регулятором питания, а в течение 2—3 мес. после ввода, с окончанием наладки работы самого котла, вводится и автоматика горения. Монтажные организации не соблюдают этого порядка: монтаж автоматики в ряде случаев не ведется не только до пуска, но и после пуска и опробования агрегата. Главэнергострой и Главпромэнерго монтаж должны подготовить в монтажных трестах в достаточном количестве кадры монтажников и наладчиков тепловой автоматики и обеспечивать своевременное выполнение монтажа и наладки устройств автоматики на вновь вводимых в эксплуатацию котельных агрегатах.

В связи с большой программой работ по комплексной автоматизации тепловых электростанций и телемеханизации энергетических систем энергомашиностроительные и приборостроительные заводы обязаны наладить производство приборов, автоматов и устройств телемеханики в размерах, обеспечивающих потребность электростанций и энергосистем. Уже в этом году предприя-

тия Министерства электростанций ощущают недостаток в регуляторах уровня для деаэраторов, в аппаратуре для высокочастотной защиты линий, в корректорах (регуляторах) по схеме пар — воздух для автоматизации горения, в аппаратуре телеизмерения дальнего действия, в трансформаторах тока с подмагничиванием для защиты от замыкания на землю и т. д.

Серьезные задачи в этом отношении стоят перед заводами Главэнергозапчасти, которые должны обеспечить изготовление оборудования и аппаратуры для автоматизации действующих агрегатов, для комплексной автоматизации котельных цехов, для телемеханизации энергосистем.

Необходимо в короткое время освоить производство аппаратуры по новым разработкам, в частности регуляторов температуры аэросмеси для мельниц, усовершенствованных электронных регуляторов, улучшенных установок телеуправления — телесигнализации и др.

Широко внедряя автоматику, необходимо одновременно смело уменьшать количество обслуживающего персонала. В настоящее время сокращение численности персонала на автоматизируемых котельных агрегатах проводится еще очень робко и в недостаточных размерах. Электростанции, где один кочегар обслуживает четыре автоматизированных котла, исчисляются, к сожалению, еще единицами, хотя есть все основания к широкому использованию этого опыта. Нужно повсеместно распространять опыт передовых электростанций по работе без водосмотров на котлах, оборудованных регуляторами питания, сниженными водоуказателями и дистанционным управлением питательными задвижками.

Неиспользованные резервы к снижению численности дежурного персонала имеются и на гидроэлектростанциях.

В 1951 г. должна быть завершена автоматизация всех гидростанций. Руководители энергосистем и главных управлений должны постоянным конкретным руководством и помощью гидростанциям обеспечить выполнение этой задачи.

Весьма важным обстоятельством, определяю-

щим успешное освоение автоматики и телемеханики — этой новой и довольно сложной области техники, является количественный и качественный рост кадров, обслуживающих автоматику. Проведенное в мае совещание по обмену опытом внедрения и эксплуатации автоматики тепловых процессов на электростанциях Министерства показало, что на местах инженерно-технический персонал и рабочие не только успешно осваивают автоматику, но и совершенствуют ее, улучшают схемы и конструкции приборов. Дальнейшее проведение систематической технической учебы рабочих и инженерно-технических работников обеспечит продолжение успешного освоения всех устройств автоматики, повышение надежности и экономичности работы и общей культуры эксплуатации.

Выполнение плана развития и внедрения новой техники на 1951 г. требует до конца года упорной работы заводов, проектных, монтажных и наладочных организаций, а также эксплуатационного персонала электростанций, сетевых районов и управлений энергосистем.

Руководители главных управлений Министерства электростанций должны установить оперативный контроль за выполнением работ по автоматике и телемеханике и оказывать помощь энергосистемам в выполнении плана.

Работы 1951 г., обеспечивающие дальнейшее повышение технического уровня советской энергетики, должны быть безусловно выполнены. Они должны послужить базой для дальнейшего развертывания работ по автоматизации и телемеханизации в 1952 и последующие годы. Перед советскими энергетиками стоят большие задачи по автоматизации новых, уникальных по мощности и параметрам пара теплоэнергетических установок, по автоматизации и телемеханизации Куйбышевской и Сталинградской гидроэлектростанций и линий электропередачи сверхвысокого напряжения.

Нет сомнений, что задачи в области автоматизации и телемеханизации будут успешно решены и послужат одним из средств дальнейшего технического роста советской энергетики.



Реконструкция прямоточного котла с вертикальными экранами

Инж. В. М. Биман и инж. А. И. Лепешкин

В течение 1948—1950 гг. на одной электростанции был смонтирован и освоен в эксплуатации прямоточный котел с вертикальными экранами, поступивший из-за границы. В Советском Союзе до сих пор широко применяются прямоточные котлы системы Рамзина с горизонтальными экранами. Поэтому освещение опыта по прямоточным котлам другого типа представляет определенный интерес.

Как известно из литературы зарубежных стран, прямоточные котлы с вертикальными экранами осваивались за границей с большим трудом и в течение длительного времени. Работа этих котлов сопровождалась многочисленными неполадками, вызывавшимися как спецификой самой схемы экранов, так и рядом конструктивных дефектов. Так, например, наблюдались случаи разрыва экранных труб вследствие нарушения правильного протекания среды по трубам; шлакование из-за малого объема топki и недостаточного экранирования; очень высокие температуры уходящих газов; обогрев коллекторов экранов топчными газами и т. д.

При установке этого котла перед конструкторами и работниками электростанции встала задача не только освоить котел другого типа, но и подвергнуть его переделке, чтобы на базе использования большого советского опыта по котлам Рамзина устранить недостатки, типичные для котла с вертикальными экранами, и приблизить его по техническим показателям к советским котлам.

Одновременно впервые встала задача освоения прямоточного котла с чисто индивидуальной системой пылеприготовления, без промежуточного бункера, так как это требовалось по местным условиям.

Наконец первоначально намеченное для этого котла топливо было заменено печорским углем, в связи с чем потребовались дополнительные изменения по котлу.

Для решения указанных задач была произведена полная реконструкция котла. Основные данные по котлу после его реконструкции (см. таблицу) следующие:

Паропроизводительность (максимально-длительная)	110 м ³ /час
Параметры пара	100 ата, 510°С
Температура питательной воды	215°С
Топливо	печорский уголь, влажность — 10%, зольность — 20,7%

Коэффициент полезного действия	87,6%
(по данным испытания)	89%
Объем топki	565 м ³
Тепловое напряжение объема	131 000 ккал/м ³ час
Тепловое напряжение поверхности нагрева экранов (эффективное)	94 600 ккал/м ² час
Паросодержание на выходе из экранов	81,1%
Температура газов на выходе из топki	1 077°С

Реконструкция котла (рис. 1 и 2) заключалась в следующем:

Первоначально котел предполагалось снабдить тремя шахтными мельницами, установленными с фронта. Однако, опыт эксплуатации ряда станций показал, что сжигание печорского угля в шахтно-мельничной топке хотя и возможно, но происходит при неполном сгорании. Поэтому решено было вместо шахтных мельниц установить на котел три среднеходовых мельницы с сепараторами без промежуточного бункера (из них две рабочих и одна — резервная).

Так как по условиям объема реконструкции нежелательно было подвергать значительной переделке каркас, решено было разместить горелки встречно на боковых стенках, потому что глубина топki (около 5,5 м) была недостаточна для фронтного расположения турбулентных горелок. На каждой боковой стенке было установлено по три турбулентных круглых горелки (типа ЦККБ и др.).

Для увеличения надежности котла в отношении шлакования высота была увеличена на 3 м, для чего пришлось нарастить все колонны каркаса и экраны; освободившееся при этом место в конвективной шахте было использовано для размещения дополнительной поверхности нагрева переходной зоны с целью снижения температуры уходящих газов.

Одновременно с наращиванием экранов решено было также закрыть полностью все стенки, которые имели довольно значительные участки, не закрытые экранами. Для этой цели горелки были установлены «треугольниками» на обеих боковых стенках, в нижней части их, а боковые панели были изогнуты так, как показано на рис. 1.

Для увеличения надежности экран был целиком переделан, и опускные трубы были отделены от подъемных шамотной стенкой толщиной в один кирпич; одновременно были вынесены из топki также и коллекторы экранов.

Потолок котла целиком был выполнен вновь в виде радиационного перегревателя с фестом в соединительном газоходе. Это дало возмож-

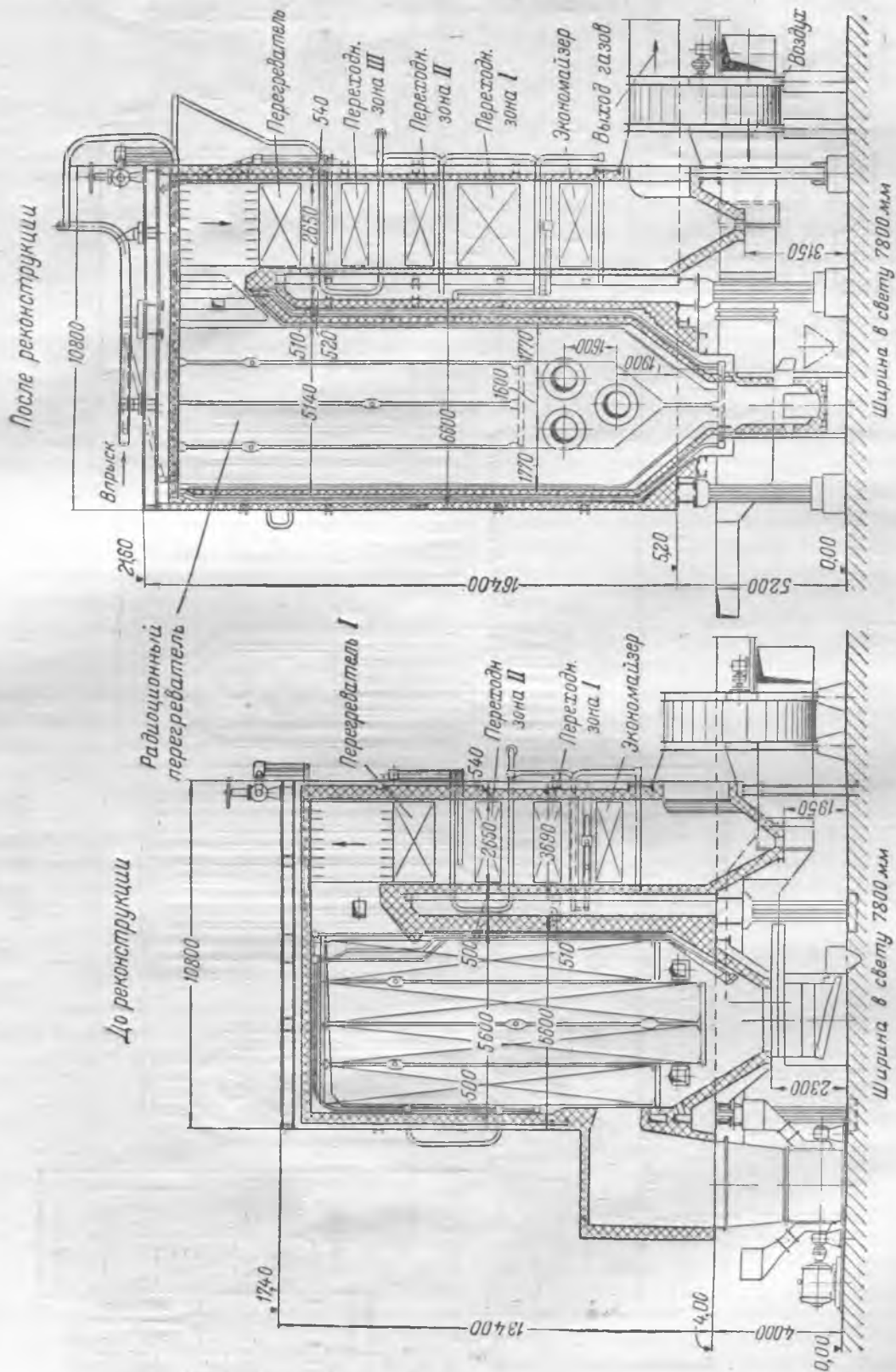


Рис. 1. Прямоточный котел 110 т/час, 100 ат, 510° С с вертикальными экранами.

	Конвективный перегреватель	Радиационный конвективный перегреватель	Переходная зона	Экраны	Экономайзер	Воздухоподогреватель
Скорость газов (средняя), <i>м/сек</i>	8,15	8,55	6,42; 5,28	—	4,8	4,13
Весовая скорость пара, воды в обогреваемых трубах, <i>кг/м²/сек</i>	778	844	683	828—задний 1608—остальные	683	4,05 <i>м/сек</i> воздух
То же в опускных трубах, <i>кг/м²·сек</i>	—	—	—	1092—задний 2184—остальные	—	—
Давление до/после (округл.), <i>кг/см²</i>	103/100	108/105	117/109	142/118	142	—
Гидравлическое сопротивление обогреваемых труб (полное сопротивление котла 42,8 <i>ат</i> = 100%), <i>ат</i> (фактическое сопротивление котла 36 <i>ат</i>)	3,2	3,32	7,53	3,4—задний 10,0—правый 6,5—передний 2,38—левый	0,17	Всего 35,5 <i>ат</i> = 83%
Температура пара, воды, воздуха (расчетные), °С	453/510 Впрыск 5,5 <i>т/час</i>	399/474	399/ <i>X</i> = 81,1%	240/ <i>X</i> = 81,1%	215/240	30/335
То же по данным испытания при <i>D</i> = 108 <i>т/час</i> , °С	406/487 Впрыск 4,3 <i>т/час</i>	365/433	—/372	—	200/225	28/270

ность отказаться от подвешного свода и уложить изоляцию непосредственно на трубы, подвешенные к потолку котла. Конвективные поверхности нагрева — конвективный экономайзер, вторая и третья ступени переходной зоны и вторая ступень перегревателя — в основном остались неизменными.

Вновь добавленный пакет конвективной части был включен в виде первой ступени переходной зоны (по ходу воды).

Особенностью конвективных пакетов, кроме вновь установленного, является их спиральная навивка (рис. 3). Котел снабжен впрыскивающим регулятором перегрева, установленным вновь.

Схема котла для повышения надежности гидродинамики была изменена, а именно: на левой, передней и правой стенках топки все топочные панели были включены последовательно, а на задней стенке топки сохранено параллельное включение двух групп панелей.

Из числа прочих особенностей данного котла следует отметить: малый диаметр труб (26/32 *мм* — экономайзер и экраны); кованые, точеные коллекторы с выфрезерованными штуцерами для приварки труб (рис. 4); применение опорных водоохлаждаемых труб для конвективных пакетов; сварка труб экранных панелей в пакеты при помощи проставок между трубами (рис. 5).

Регулятор перегрева (рис. 6) с впрыском питательной воды, отбираемой из питательной линии до регулирующего клапана, выполнен по типу, обычно применяемому ОКБ: с защитной рубашкой внутри трубы и на водоподводящем патрубке. Сопла выполнены из стали ЭЯИТ. Эта конструкция до сих пор оправдывала себя везде, где она применялась.

Радиационный перегреватель (рис. 7) закрывает весь потолок и часть задней стенки поворотной камеры в виде двух трехзаходных лент. Трубы подвешены к потолочному каркасу и на них лежат обмуровка и изоляция (рис. 8). По местным условиям пришлось перегреватель раз-

делить на два параллельных потока. Короткие входные и выходные коллекторы имеют плоские доньшки (рис. 7), весьма простые в изготовлении. Перегреватель с этой, впервые примененной здесь конструкцией до сих пор хорошо работал как в тепловом, так и в конструктивном отношении. Следует отметить небрежную заводскую приварку подвесных проушин на трубах, которые вследствие несовпадения отверстий на соседних трубах пришлось при монтаже вновь переваривать.

Переходная зона (рис. 9) выполнена в виде шести пакетов, установленных в три этажа. Нижний пакет изготовлен вновь из плоских змеевиков; оба верхних состоят из парных спиральных двухзаходных змеевиков (рис. 3). По своей гидравлической схеме переходная зона резко отличается от обычной для котлов Рамзина, а именно: отсутствуют смесительные коллекторы; в верхних пакетах применена переброска труб с правой стороны на левую и обратно; подвод паро-водяной смеси из топочных экранов производится по двум вертикальным трубам, перпендикулярно к оси коллектора и к оси змеевиков; распределительная коробка на выходе из экранов задней стенки раздает эмульсию по двум трубам, причем оси подводящих и отводящих труб перпендикулярны.

Крепление труб экранов (рис. 5) выполнено при помощи сварки между каждыми двумя соседними трубами углеродистых проставок. Таким образом, вся экранная панель представляет собой как бы целую трубную доску. Несмотря на малую толщину стенки труб (3 *мм*) и большое количество проставок, электросварка была выполнена как заводом, так и монтажной организацией хорошо. Эта конструкция вполне себя оправдала и может быть рекомендована для подобных экранов вследствие своей конструктивной простоты и отсутствия расхода легированного металла.

Опоры змеевиков экономайзера и переходной зоны (рис. 3) выполнены в виде литых «елок» из легированного хромом чугуна, опирающихся

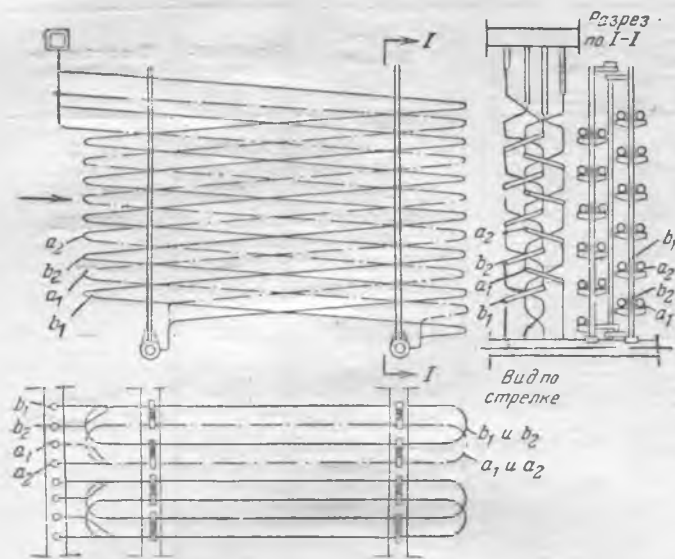


Рис. 3. Схема спирального пакета змеевиков.

на толстостенные опорные трубы (диаметром 92/104 мм). Плоские змеевики лежат по обе стороны стойки, а спиральные опираются, по два

змеевика, на две парные стойки, связанные между собой штырем. Таким образом, такая пара спиральных змеевиков с двумя парами стоек образует пакет, который может быть заранее собран на стороне. Отливка длинных сложных, сравнительно тонких, стоек представляла некоторые затруднения.

Регенеративные вращающиеся воздухоподогреватели имеют набивку из тонкой (0,5 мм) стали, снабженной гофрами; 50% всех листов имеет волнистые гофры, остальные 50% — по два зигзагообразных. Сборка производится так, что гофры обоих листов стоят под углом друг к другу, чем обеспечивается дистанционирование. Уплотнение здесь «щеточного» типа, трехслойное, из кровельной стали. Оно требовало весьма тщательной установки и регулировки для обеспечения необходимой плотности; этого удалось добиться не сразу.

Наличие большого количества опускных и малый диаметр подъемных труб требуют устройства двухслойной обмуровки и не дают возможности крепить ее внутренний слой на трубах, как это делается на некоторых котлах с естественной циркуляцией. При большой общей толщине обмуровки для устройства разгрузочных поясов по

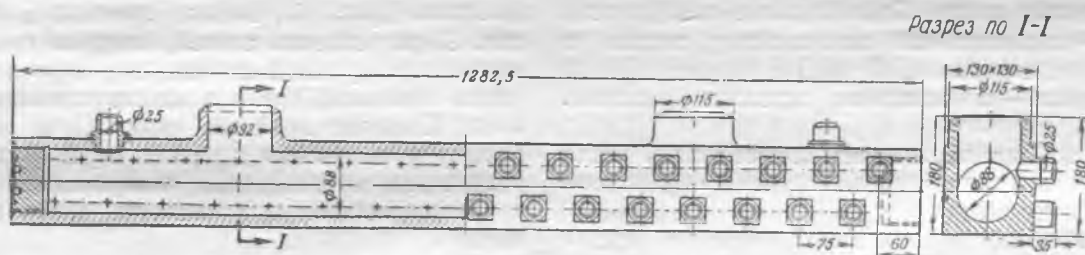


Рис. 4. Кованый коллектор экранных панелей.

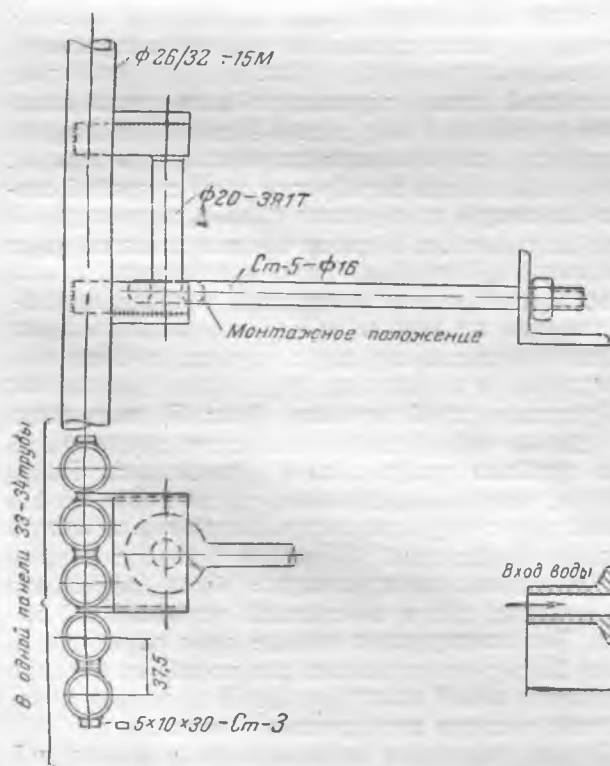


Рис. 5. Крепление экранных труб.

высоте обмуровки требуются довольно мощные консоли и солидные балки, работающие на кручение. Узел такого пояса показан на рис. 10. Всю обмуровку пришлось конструировать вновь, так как первоначально опускные трубы, как указывалось выше, не были отделены от подъемных шамотной стенкой.

Горелки (рис. 11) конструктивно мало отличаются от обычных турбулентных горелок типа ЦККБ и др. Минимальная отметка расположения горелок определялась шириной изогнутых трубных панелей на боковых стенках холодной воронки. При этом нижняя горелка оказалась

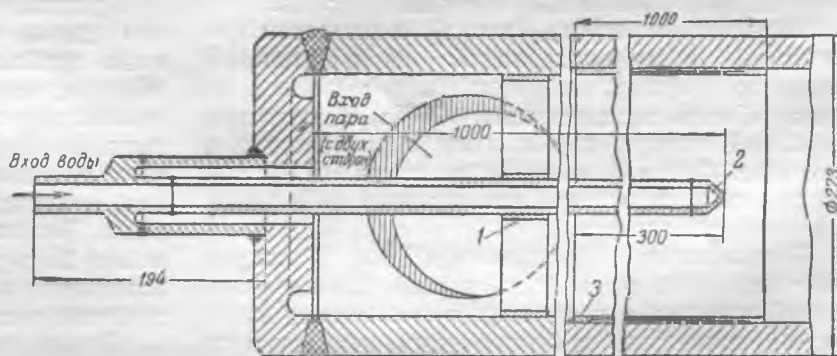
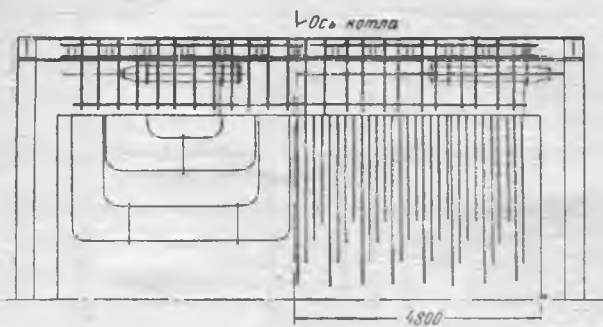
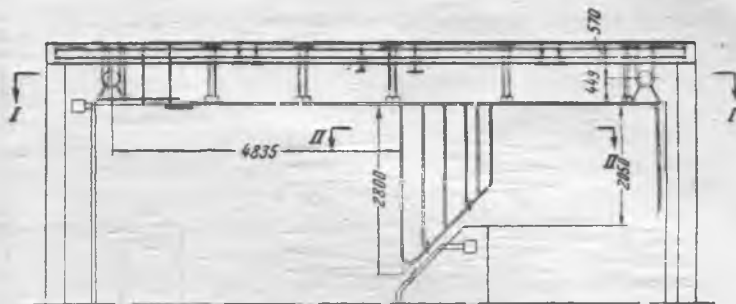


Рис. 6. Регулятор перегрева.

1 — направляющее кольцо; 2 — сопло из стали ЭЯТ; 3 — защитная рубашка.



Разрез по II-II



Разрез по I-I

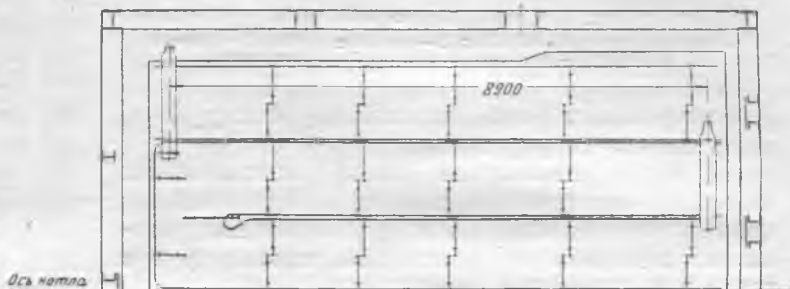


Рис. 7. Радиационно-конвективный перегреватель

почти на уровне верхнего обреза холодной воронки, что вызывало опасение возможности шлакования. Однако практика показала, что шлакование в холодной воронке практически отсутствует. Таким образом, эта необычная компоновка горелок и топочных экранов себя оправдала.

Большая часть переделок по котлу выполнена на монтажной площадке, а недостававшие элементы были изготовлены на отечественных заводах (гарнитура котла, экраны, радиационный пароперегреватель и др.).

Необходимо отметить высокое в целом качество сварочных работ при изготовлении этих элементов: несмотря на малую толщину стенки (3 мм) и весьма большое число сварных стыков, выполненных как заводами, так и монтажниками, при опробовании котла и в первое время его эксплуатации количество неплотностей было

очень незначительным. Сварные стыки экранных труб, помимо термообработки на заводе, были подвергнуты дополнительной термообработке на месте монтажа, так как выяснилось, что величина зерна после заводской обработки была больше допустимой. Все поверхности нагрева сваривались без подкладных колец; последние применялись только для труб большого диаметра, начиная с 108 мм. Топочные панели, несмотря на их большую длину и малую жесткость, собирались целиком на заводе, транспортировались в готовом виде на специальных легких каркасах и в таком виде монтировались, вследствие чего монтаж топочного экрана потребовал сравнительно немного времени, что является достоинством такой системы экранирования.

Выполнение конвективных поверхностей нагрева в виде спиральных пакетов, установленных попарно на общих стойках, также может

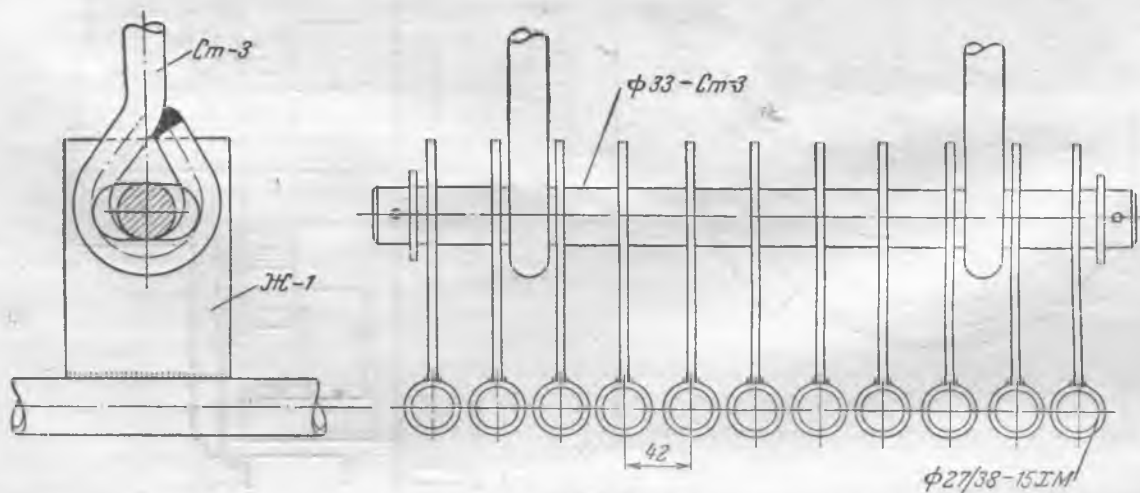


Рис. 8. Крепление потолочных труб радиационно-конвективного перегревателя.

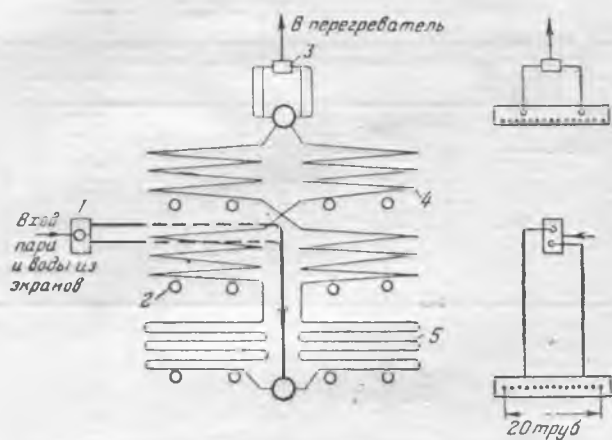


Рис. 9. Схема переходной зоны.

1 — распределительная коробка; 2 — опорные трубы; 3 — сборная коробка; 4 — спиральные пакеты; 5 — новый пакет.

рассматриваться как достоинство конструкции, облегчающее сборку котла.

К числу недостатков котла, осложняющих монтаж и изготовление, следует отнести большое количество соединительных трубопроводов, вызванных наличием многочисленных пакетов труб в топке и конвективной части.

Во время первых пусковых наладочных операций пришлось столкнуться с некоторыми затруднениями, которые быстро были устранены¹.

Много усилий потребовала наладка работы мельниц, прежде всего — смазка подшипников мелющих валов. Задача была частично решена путем периодической подачи вязких масел типа «вискозин» вместо непрерывной подачи под давлением.

Из числа более мелких переделок можно отметить установку дополнительных заслонок для более тонкой регулировки подачи вторичного воздуха на горелки и возможности плотного отключения неработающих горелок.

Для устранения попадания угля в коробки горячего воздуха, поступающего в мельницы,

¹ См. статью Н. М. Бондарева, А. И. Лешешкина и А. Ф. Парамонова.

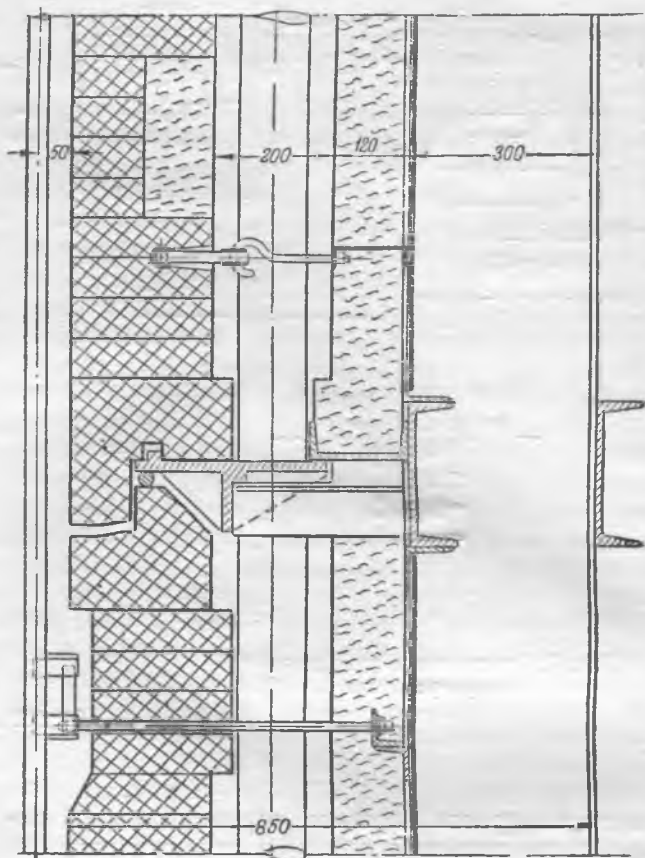


Рис. 10. Разгрузочный пояс обмуровки.

были устроены дополнительные отбойные козырьки, что устранило загорание топлива в самих мельницах.

Для обеспечения более надежного выпуска воздуха из труб и коллекторов задних панелей при заполнении котла водой, воздушники задней стенки были переделаны таким образом, что каждый верхний коллектор получил свой самостоятельный воздушник с открытым сливом, позволяющим контролировать заполнение панелей водой. При растопке для удаления воздуха из

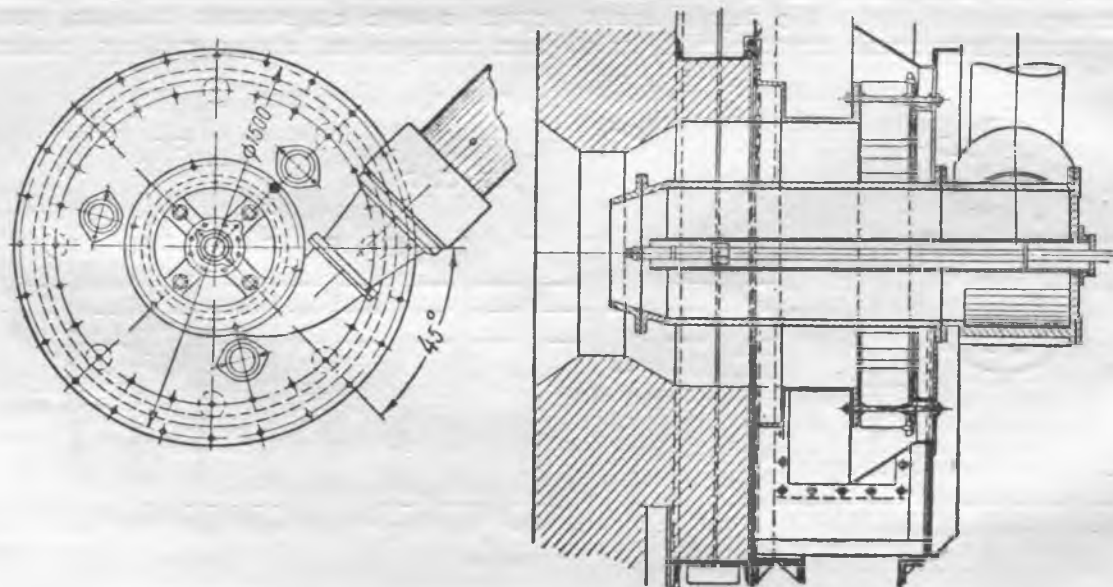


Рис. 11. Горелка.

котла производится предварительная прокачка воды через котел с максимально возможным расходом (100—120 т/час).

За первые 3 000 час. эксплуатации выявилось, что котел работает совершенно без шлакования поверхностей нагрева экранов (после наладки топочного режима). Конвективные поверхности нагрева также совершенно не засоряются, несмотря на сравнительно незначительную скорость газов (5—8 м/сек). Вследствие этого оказалось возможным демонтировать обдувочные аппараты.

Значительные затруднения и снижение экономичности в первое время эксплуатации вызывала неплотность воздухоподогревателя. Во время капитального ремонта пришлось сменить все металлические уплотнения, что позволило значительно снизить перетечки воздуха, однако задача уплотнения регенеративных вращающихся воздухоподогревателей до сего времени окончательно не разрешена.

Выводы

Опыт освоения прямоточного котла с вертикальными экранами после его реконструкции показал следующее:

1. Накопленный советскими теплотехниками опыт по прямоточным котлам Рамзина и дости-

жения советской теплотехнической науки позволили надежно и в короткий срок освоить неприменявшуюся у нас конструкцию котла и улучшить ее показатели таким образом, чтобы приблизить их к показателям, достигнутым в советских котлах, устранив одновременно специфические недостатки, присущие котлам с вертикальными экранами.

2. Вертикальные экраны не имеют эксплуатационных преимуществ перед горизонтальными. При правильном методе эксплуатации тип экранов мало сказывается на работе котла и его управлении.

3. Малый диаметр труб, применение опорных водоохлаждаемых труб, взаимные приварки экранных труб, примененные в этом котле, заслуживают внимания применительно и к другим котлам.

4. Индивидуальная система пылеприготовления не снизила устойчивости работы, регулируемые котла и удобства его обслуживания.

5. Монтаж вертикальных экранов оказался более простым, чем горизонтальных, но изготовление их значительно сложнее ввиду наличия большого количества коллекторов и опускных труб.

6. Все конструктивные переделки по котлу оказались весьма эффективными.



ПОПРАВКА

В № 8 „Электрические станции“ за 1951 г. в дискуссии „О барботаже в деаэраторах питательной воды“ в высказывании инж. К. С. Калениченко (стр. 16), правая колонка, конец первого абзаца сверху:

напечатано: „... Автоматика на них действует вполне удовлетворительно при барботаже так же, как и без барботажа, и с ее помощью удалось быстрее наладить нужный режим“;

следует: „... После оборудования барботажем автоматика перестала действовать. Режим на деаэраторах был налажен без автоматки, но с барботажем. Деаэраторы стали работать устойчиво и надежно“.

Пуск и наладка прямоточного котла с вертикальными экранами

Инж. Н. М. Бондарев, инж. А. И. Лепешкин и инж. А. Ф. Парамонов

Прямоточный котел с вертикальными экранами¹ паропроизводительностью 110 т/час на давление 100 ат с температурой пара за агрегатом 510°С пускался в блоке с турбиной типа ВТ-25-4 ЛМЗ им. Сталина без параллельной работы с барабанными котлами или тепловыми аккумуляторами. Пылеугольная топка, рассчитанная на печорские угли, получает топливо от вальцевых среднеходных мельниц, без промежуточного бункера. Каждая мельница работает на свои две горелки (турбулентные). Горелки установлены на боковых стенках по 3 шт. с встречным расположением.

Питательная вода подается одним из двух центробежных насосов производительностью 150 т/час при напоре 160 ат, из которых один с электрическим, а другой с турбоприводом (в настоящее время имеется третий насос).

Принципиальная схема блока высокого давления изображена на рис. 1.

Управление и регулирование котельного агрегата и всех элементов тепловой схемы станции было запроектировано по системе, обычной для прямоточных котлов Рамзина с основным регулирующим средством — впрыском воды в перегретый пар.

Почти все действующие котлы Рамзина работают параллельно с барабанными котлами, причем представляется возможность все средства регулирования направить на поддержание только одного параметра — температуры пара за агрегатом, передавая задачу регулирования давлений и нагрузок на барабанные котлы.

Электростанция, на которой пускался блок высокого давления, располагает барабанными котлами среднего давления. При работе прямоточного котла эти котлы не могут быть связаны с турбиной высокого давления, а потому использовались только для сброса избыточного пара через редуктор в паропровод среднего давления. Это вносило много осложнений в работу электростанции, поэтому пришлось отказаться от системы управления и регулирования, предложенной проектными организациями, и выбрать систему², основанную на опыте наладки прямоточного котла Рамзина. Система в общих чертах заключается в следующем:

¹ Описание котла и его реконструкции см. в статье М. М. Бимана и А. И. Лепешкина.

² Предложена инж. А. Ф. Парамоновым, возглавлявшим наладочную бригаду.

1. Котел и турбогенератор несут базовую нагрузку, задаваемую диспетчером на определенный отрезок времени, и участия в регулировании мгновенных пик частоты в электрической системе они не принимают.

При условиях равномерной работы топки и тепловой нагрузки ее, пропорциональной заданной нагрузке турбогенератора, давление и температура пара поддерживаются постоянными.

2. Незначительные изменения в балансе нагрузки котла и турбины, происходящие из-за неравномерной работы как регулятора турбины, так и топки, устраняются воздействием на сервомотор турбины машинистом котла или автоматом нагрузки. Таким образом, задачи, выполняемые тепловыми аккумуляторами, переключаются на всю электрическую систему параллельно работающих электростанций.

3. Регулирование питания котла водой в принципе приближено к регулированию барабанных котлов. Пользуясь температурами жидкости в конце радиационного экономайзера (радиационная поверхность пачелей № 1—3) по ходу воды и в начале перегревательной зоны (коллектор за переходной зоной), поддерживают постоянным заполнение водой испарительной части котла. Так как при этом величины испарительной и перегревательной зон котла остаются почти постоянными, не возникает оснований для резких изменений давления и температур пара.

Полученный эффект от применения такой системы регулирования характеризуется копиями записей регистрирующих приборов котла и турбогенератора, изображенными на рис. 2 в виде плоскостных лент и совмещенных синхронно для удобства анализа. Записи относятся к периоду первых недель эксплуатации. Как видно, турбогенератор достаточно устойчиво поддерживает заданный график нагрузки, и параметры пара перед турбиной не выходят из допустимых норм. При этом следует учесть, что котел регулировался вручную персоналом почти без всяких выходов.

Применение описанной системы понудило почти полностью перепроектировать компоновку приборов контроля и управления на тепловом щите. На пульте теплового щита были смонтированы приборы регулирования нагрузок всех основных элементов тепловой схемы — питательного турбонасоса, собственно котла и турбогенератора.

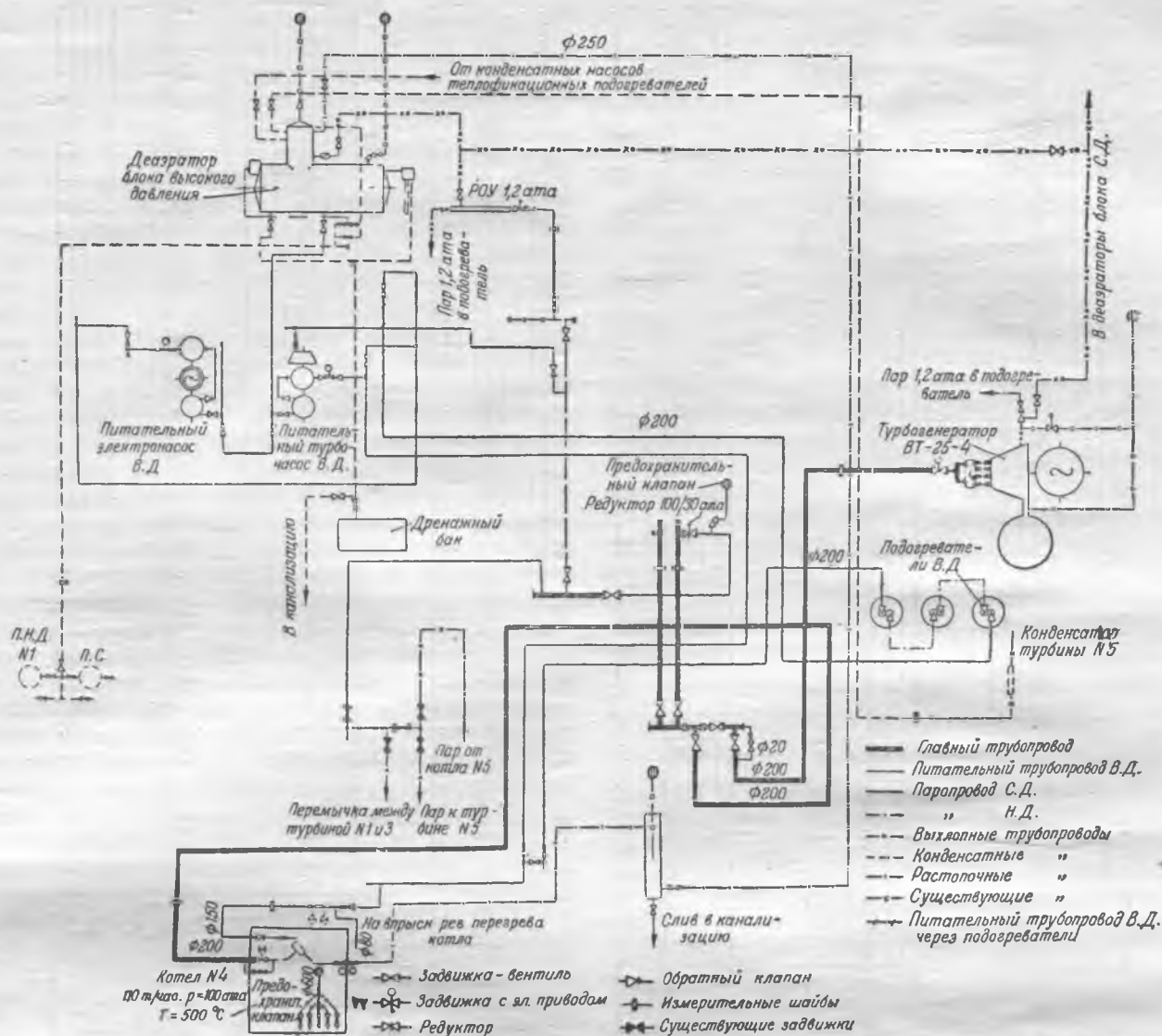


Рис. 1. Принципиальная схема блока высокого давления.

Применение индивидуальных мельниц без промежуточного бункера не вызвало таких осложнений в эксплуатации блока высокого давления, которые потребовали бы специальных исследований и новых принципиальных решений.

Еще до пуска были приняты меры защиты против возможного попадания в мельницы древесной щепы и металлических предметов (в частности, установлен двойной блок сильных электромагнитов). Кроме того, состояние всех элементов скребковых питателей сырого угля проверялось почти после каждой остановки. Этого оказалось достаточно, для того чтобы мельницы работали надежно и равномерно.

Нормально котел дает полную нагрузку при двух работающих мельницах. Запуск резервной мельницы взамен останавливаемой в ремонт вызывает некоторые изменения в режиме работы котла, однако с увеличением навыков у обслуживающего персонала эта операция приносила все меньше и меньше отклонений параметров пара от заданных норм.

Было три случая аварийных остановок одной из двух работающих мельниц без предварительного запуска резервной мельницы. Во всех слу-

чаях без особых осложнений удалось удержать котел в работе.

Наладочные работы по мельничным системам по объему оказались не больше работ, обычно проводимых на стандартных мельничных системах.

При наладке самих мельниц потребовалось на месте изменить систему смазки валцов и переделать подвод горячего воздуха в мельницу, неудачно разработанный проектной организацией.

По проекту три котла, две турбины и питательные насосы должны были работать с параллельным включением по воде и пару. Однако принятая система управления и регулирования исключала возможность такого включения. Поэтому станция потребовала изменений в запроектированной схеме с расчетом блочной работы, т. е. питательный насос — котел — турбина. Такие изменения схемы реализованы, и опыт эксплуатации первого блока позволяет признать целесообразность такого решения.

Прогрев турбины высокого давления по инструкции ЛМЗ им. Сталина требует 6—8 час.

По схеме, принятой в проекте, при запуске блока высокого давления первой очереди прямо-

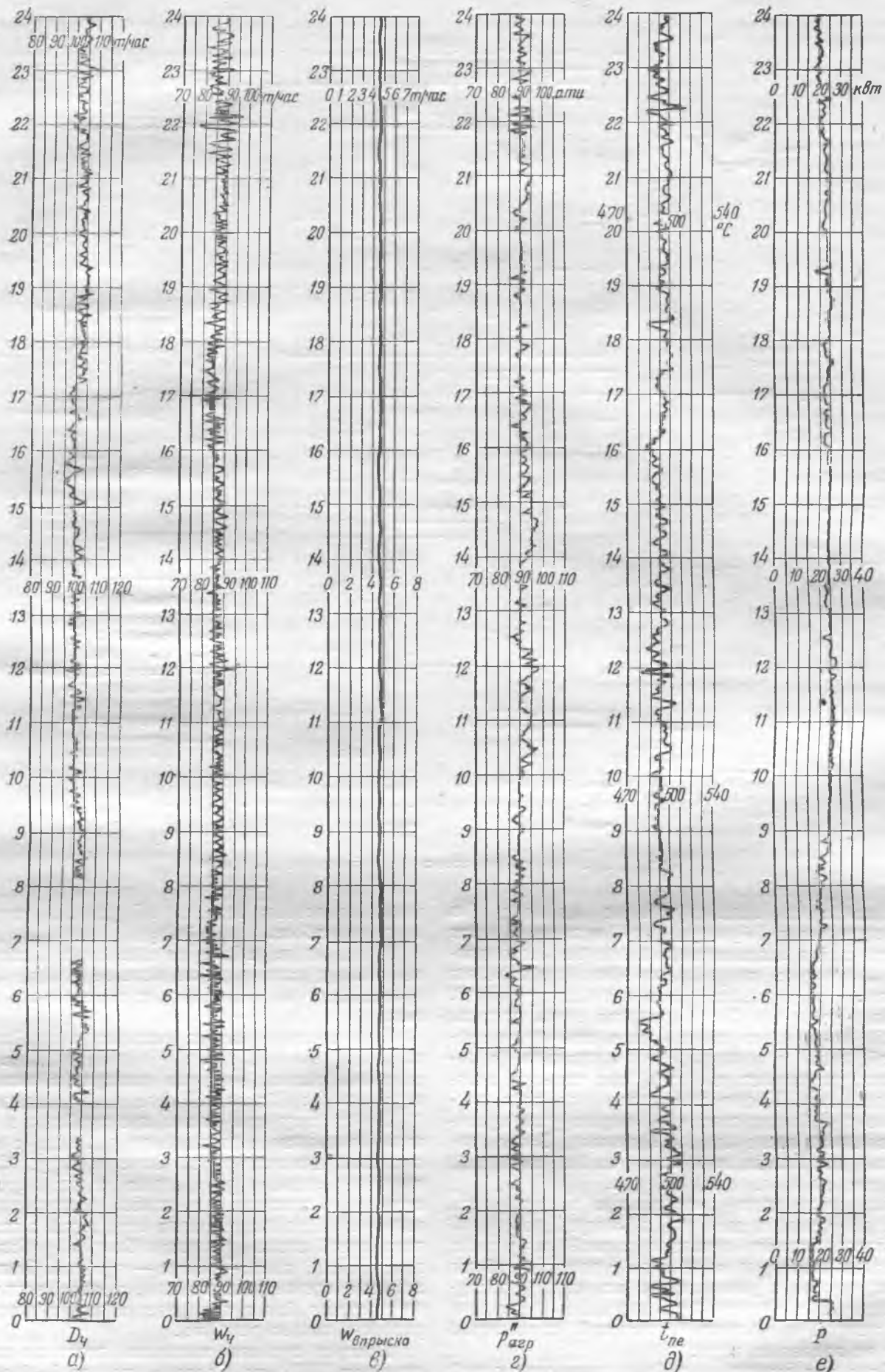


Рис. 2. Показания регистрирующих приборов котла и турбогенератора.

a — показания паромера по регистратору; *b* — показания водомера по регистратору; *в* — показания водомера впрыска по регистратору; *г* — показания регистратора давления; *д* — запись по ленте потенциометра; *e* — запись по ленте регистратора нагрузки турбогенератора.

точный котел должен был бы работать на выхлоп с нагрузкой 60—70 т/час, что потребовало бы запаса конденсата до 700 т, не говоря уже о значительном снижении экономичности установки.

По инициативе работников станции эжекторную установку и вспомогательный масляный турбонасос переделали для постоянной работы на паре от котлов среднего давления.

Установленный редуктор позволил подвести пар из магистралей среднего давления в количестве, достаточном для прогрева, пуска и включения в электросеть турбогенератора.

Таким образом, время, необходимое для запуска блока высокого давления и набора полной нагрузки, сведено до 1,5—2 час. с момента розжига первой форсунки у котла, причем из этого времени 18—25 мин. расходуется на прогрев трубопровода высокого давления.

Ориентируясь на запроектированную схему регулирования блока высокого давления, ЛМЗ им. Сталина изготовил турбину с весьма большой чувствительностью регулятора к изменениям частоты в электросистеме (степень неравномерности регулятора скорости вращения всего около 4%).

Эксплуатация блока высокого давления на базовых нагрузках и принятая станцией система регулирования котельного агрегата требуют противоположной (наиболее крутой) характеристики регулирования турбины.

До реконструкции регулятора приходится искусственно (дистанционным приводом со щита управления котлом на сервомотор турбины) возвращать турбину на заданную нагрузку во всех случаях, когда она изменяет ее от перемены частоты в сети, что значительно осложняет и автоматизацию процессов управления котельным агрегатом, и ручную работу на щите управления котлом.

Освоение расчетных давлений и температур пара не вызвало больших трудностей. Из-за пуска температур и давлений выше или ниже установленных пределов не было ни одного отключения котла.

Рабочие нагрузки котла весьма близки к расчетным и ограничивались не оборудованием котельного агрегата, а турбиной, которая при отключенном или ограниченном отборе пара не в состоянии пропустить весь пар, выдаваемый котлом. В течение 2—3 суток котел проработал с нагрузкой 110% от расчетной.

Длительность кампании блока высокого давления невелика и не превышала 350 час. Это объясняется тем, что всякая неисправность в любом основном агрегате блока высокого давления (питательном насосе, котле, турбине) вызывает остановку всего блока, что является недостатком принятой схемы. Наибольшее количество вынужденных остановок было из-за питательного насоса и регулирующего питательного клапана «Ганнеманн».

Было несколько случаев повреждений поверхностей нагрева в виде свищей из-за брака в сварке или дефектов металла труб. Всего за первые 2 500 час. работы выявился брак в пяти стыках (из 4 800).

Два свища и один разрыв трубы произошли из-за того, что поверхностные термодпары приваривались к обогреваемым трубам толстым слоем латуни.

В первый месяц эксплуатации котла выявилось чрезмерно большое шлакование холодной воронки. После второй кампании в холодной воронке был получен «козел», почти полностью перекрывший шахту топки, весом 10—12 т (18 вагонеток). Однако такое шлакование было быстро устранено путем реконструкции регулирующих и запорных шиберов вторичного горячего воздуха.

В настоящее время котел эксплуатируется с нормальными расчетными параметрами.

Эксплуатационные показатели котла за один из первых месяцев работы приводятся ниже:

Число часов работы за месяц	569
Средняя нагрузка котла за месяц	101 т/час
Давление пара	94 ат
Средняя за месяц температура пара за агрегатом	495,6° С
Температура питательной воды	100° С*
Количество растопок	2
К. п. д. котла брутто	86,1%
Коэффициент использования установленной мощности	83%**
Коэффициент рабочего времени	7т%
Удельный расход электроэнергии (без питательного насоса)	9,56 квт/тч

Выводы

1. В процессе освоения котельного агрегата пришлось встретиться со всем комплексом пусковых неполадок. Используя отечественный опыт наладки прямоточных котлов и применяя наиболее рациональные методы эксплуатации, удалось в весьма короткий срок устранить все эти неполадки.

2. Установленный прямоточный котел при базовых нагрузках может работать устойчиво по давлению и температуре пара без применения впрыска для регулирования температуры пара.

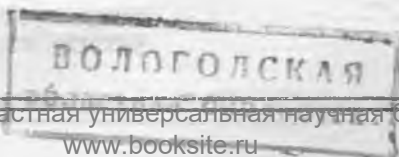
3. Установка индивидуальных мельниц без промежуточного бункера для прямоточных котлов особых осложнений в эксплуатации не вызывает.

4. Вальцовые среднеходные мельницы при применении их на углях типа печорского являются экономичными и достаточно надежными агрегатами.

5. Как показали наладка и опытная эксплуатация, использование прямоточного котла в блочной системе питательный насос — котел — турбина при надежной работе всех элементов блока достаточно рационально.

* Расчетная температура питательной воды 210° С.

** С поправкой на расчетную температуру питательной воды.



Выбор расчетных параметров паропреобразователей

Проф., доктор техн. наук Б. Л. Шифринсон и канд. техн. наук А. П. Сафонов

При снабжении промышленных потребителей паром от тэц высокого давления иногда приходится применять паропреобразователи.

Основным вопросом при проектировании паропреобразователей является определение параметров (давления или температуры насыщения) первичного и вторичного пара, от выбора которых зависят размеры паропреобразователей и экономичность работы тэц.

Капиталовложения и годовые эксплуатационные расходы

Для нахождения оптимальных параметров первичного и вторичного пара паропреобразователей необходимо определить капиталовложения и годовые эксплуатационные расходы по тем элементам энергоснабжающей системы, на которые влияют искомые параметры.

Капиталовложения по самим паропреобразователям K_n могут быть выражены линейной зависимостью от поверхности нагрева паропреобразователей F .

$$K_n = a_n + c_n F = a_n + \frac{c_n \cdot Q \cdot 10^6}{k(t_{n,n} - t_{n,a})}, \quad (1)$$

где a_n и c_n — коэффициенты, определяемые на основании сметных данных;

Q — расчетная производительность паропреобразователей, млн. ккал/час;

k — коэффициент теплопередачи паропреобразователей, ккал/м²°С час;

$t_{n,n}$ и $t_{n,a}$ — температуры насыщения первичного и вторичного пара, °С.

Коэффициент теплопередачи паропреобразователей для практического расчета можно принять постоянным.

Для определения параметров вторичного пара паропреобразователей, наряду с капиталовложениями по самим преобразователям, следует учитывать также капиталовложения по паровой сети, которые при одинаковом давлении пара у абонентов могут быть представлены зависимостью:

$$K_s = a_c \sum_{x=1}^{x=m} l_x + \frac{0,0292 c_c (1+a)^{0,19} G^{0,38} l^{1,19} v_{cp}^{0,19} \theta}{(p_b - p_a)^{0,19}} \text{ руб.}, \quad (2)$$

где a_c и c_c — коэффициенты;

m — число участков;

l_x — длина участка, м;

l — длина главной магистрали, м;

a — доля потери давления в местных сопротивлениях паропровода;

v_{cp} — средний по сети удельный объем пара, м³/кг;

p_b и p_a — давление пара в начале сети (давление вторичного пара паропреобразователей) и у абонентов, ата;

$G = \frac{Q \cdot 10^6}{\Delta t_s}$ — расход пара в начале сети, т/час (Δt_s — количество тепла, отданное в сеть одним килограммом вторичного пара, ккал/кг);

$\theta = \sum_{x=1}^{x=m} \frac{j_x^{0,38} \gamma_x^{1,19}}{\theta_x^{0,19}}$ — безразмерный критерий тепловой сети (для обычных условий можно принимать $\theta = 0,8 \div 1,5$);

здесь $j_x = \frac{G_x}{G}$ — отношение расхода пара на участке к расходу пара в начале сети;

$\lambda_x = \frac{l_x}{l}$ — отношение длины участка к длине главной магистрали;

$\theta_x = \frac{\Delta p_x}{p_b - p_a}$ — отношение потерь давления на участке к полной потере давления.

Капиталовложения по сети удобнее выразить в зависимости от температуры насыщения пара, а не от его давления. Для этого можно воспользоваться формулой

$$t_n = 100 \sqrt[4]{p} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (3)$$

на основании которой давления пара p_b и p_a в формуле (2) могут быть заменены соответствующими температурами насыщения $t_{n,b}$ и $t_{n,a}$.

Годовые эксплуатационные расходы, которые следует учитывать при выборе расчетных параметров паропреобразователей, будут складываться из отчислений на амортизацию, ремонт

и обслуживание паропреобразователей S_n , отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание сети — S_c , расходов, связанных с тепловыми потерями сети S_m и расходов на топливо $S_{мон}$.

Если принять, что расходы, связанные с тепловыми потерями, пропорциональны капиталовложениям по сети, то суммарные годовые эксплуатационные расходы будут равны:

$$S = S_n + S_c + S_m + S_{мон} = f_n K_n + (f_c + f_m) K_c + z_{мон} B_2 \text{ руб./год}, \quad (4)$$

где f_n и f_c — доля годовых отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание паропреобразователей и паровой сети;

f_m — доля годовых отчислений на тепловые потери паровой сети (примерно $f_m \approx 0,04 \div 0,08$);

B_2 — годовой расход условного топлива, t ;

$z_{мон}$ — стоимость условного топлива, $\text{руб./}t$.

Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии и теплоэнергии B_2 при условии полного обеспечения паропреобразователей паром из отбора турбины может быть определен по следующей приближенной формуле:

$$B_2 = b_0 \mathcal{E}_2 10^{-3} + (\rho t_{н.н} + \omega) \frac{Q_{n.н}}{\eta_{к.к}} \text{ т/год}, \quad (5)$$

где b_0 — средний удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии при чисто конденсационном режиме, кг/квтч ;

\mathcal{E}_2 — годовая выработка электроэнергии, квтч ;

ρ и ω — постоянные коэффициенты, зависящие от начальных параметров пара, поступающего в турбину;

n_u — число часов использования максимума тепловой нагрузки;

$\eta_{к.к}$ — к. п. д. котельной тэц.

Для стандартных начальных параметров пара турбин при средних величинах η_{oi} значения коэффициентов ρ и ω приведены в таблице.

Параметры пара перед турбиной		Коэффициенты	
Давление, ата	Температура, $^{\circ}\text{C}$	ρ	ω
29	400	0,0044	0,03
90	500	0,0038	0,02

Из выражения (5) можно установить, что повышение температуры насыщения пара из отборов турбин на 5°C вызывает пережог топлива в размере $3,4 \div 4,0 \text{ кг}$ условного топлива на отпущенный 1 млн. ккал .

Определение параметров первичного пара

Определение оптимальных параметров ниже дано по минимуму годовых эксплуатационных расходов. Однако кривая годовых эксплуатационных расходов вблизи минимума обычно имеет малую кривизну, вследствие чего за счет допущения незначительного повышения годовых

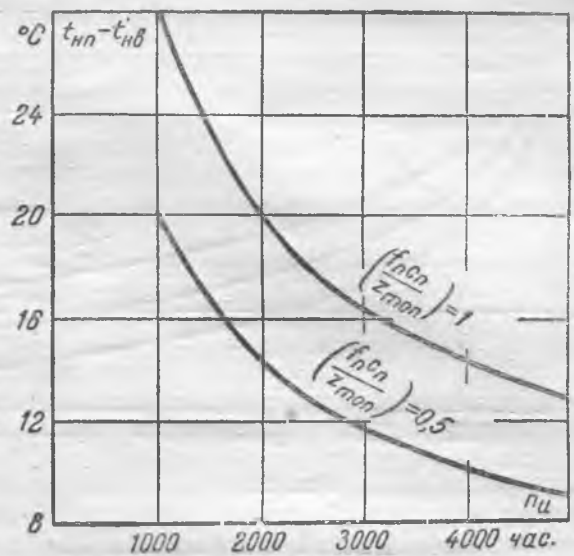


Рис. 1.

эксплуатационных расходов можно во многих случаях существенно сократить капиталовложения. В практике проектирования последнее обстоятельство часто учитывается тем, что в расчетных формулах вместо величины f принимают долю годовых отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание, сложенную с обратной величиной срока окупаемости дополнительных капиталовложений, т. е. $f + \frac{1}{\tau}$, где τ — срок окупаемости.

Для определения оптимальной температуры насыщения первичного (отборного) пара при заданной температуре насыщения вторичного пара паропреобразователей был найден минимум функции $S = f(t_{н.н})$, откуда получено выражение для оптимального температурного перепада между первичным и вторичным паром паропреобразователей

$$t_{н.н} - t_{н.в} = \sqrt{\frac{7 \cdot 10^6 \eta_{к.к}}{\rho k n_u} \left(\frac{f_n c_n}{z_{мон}} \right)} ^{\circ}\text{C}. \quad (6)$$

В приведенном выражении величина $\left(\frac{f_n c_n}{z_{мон}} \right)$

представляет собою критерий, в котором сгруппированы все экономические факторы. Из выражения (6) видно, что оптимальный температурный перепад не зависит от параметров вторичного пара.

На рис. 1 нанесены вычисленные по формуле (6) значения оптимальных температурных перепадов в паропреобразователях для тэц высокого давления (90 ата) при

$$k = 1800 \text{ ккал/м}^2 \text{ } ^{\circ}\text{C час.}$$

Как видно из графика, значения оптимального температурного перепада в паропреобразователях могут изменяться в достаточно широких пределах в зависимости от величины n_u

и критерия $\frac{f_n c_n}{z_{мон}}$. Для средних значений величины n_u (3000—5000 час.) оптимальный температурный перепад паропреобразователей составляет $9 \div 16^{\circ}\text{C}$.

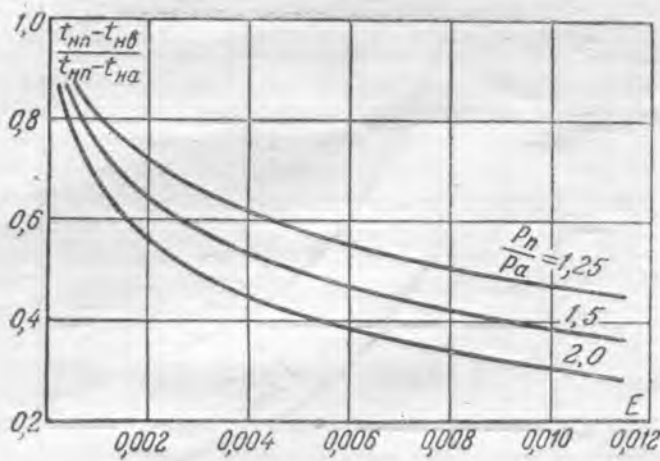


Рис. 2.

Определение параметров вторичного пара

В практике может также встретиться случай, когда заданными являются параметры пара — первичного и у абонентов — и необходимо найти оптимальные параметры вторичного пара паропреобразователей.

В результате определения минимума величины S получается следующее выражение для оптимальной температуры насыщения вторичного пара при заданной температуре насыщения первичного пара и заданной температуре насыщения пара у абонентов:

$$\left[\left(\frac{t_{н.в}}{100} \right)^4 - \left(\frac{t_{н.а}}{100} \right)^4 \right]^{1,19} = (t_{н.п} - t_{н.в})^2 \left(\frac{t_{н.в}}{100} \right)^3 E, \quad (7)$$

где

$$E = \frac{(1 + \alpha)^{0,19} l^{1,19} v_{ср}^{0,19} \theta k}{326 Q^{0,62} \Delta t_a^{0,38}} \left(\frac{f_c c_c + f_m c_c}{f_n c_n} \right).$$

Для упрощения нахождения оптимальной температуры насыщения вторичного пара в рассматриваемом случае с достаточной степенью точности можно пользоваться графиком рис. 2.

Определение параметров вторичного и первичного пара

Нередко встречается случай, когда по заданным параметрам пара у абонентов сети требуется определить оптимальные параметры вторичного и первичного пара паропреобразователей.

Аналогично предыдущему может быть найдено выражение для оптимальных параметров вторичного пара паропреобразователей

$$(p_s - p)^{1,19} = p_s^{0,75} I, \quad (8)$$

□ □ □

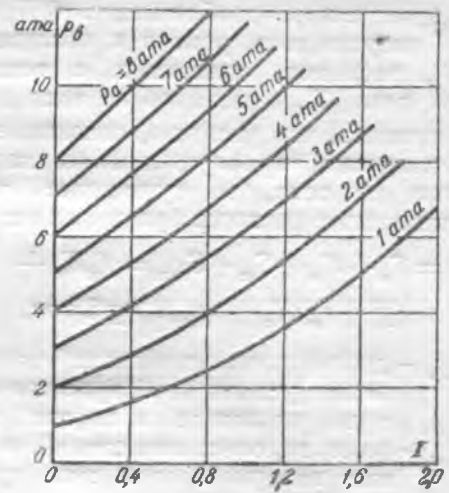


Рис. 3.

где

$$I = \frac{(1 + \alpha)^{0,19} l^{1,19} v_{ср}^{0,19} \theta \cdot \eta_k}{46,6 \cdot \rho_{нп} Q^{0,62} \Delta t_a^{0,38}} \cdot \left(\frac{f_c c_c + f_m c_c}{z_{мон}} \right),$$

по которому построен график (рис. 3), облегчающий нахождение оптимального давления вторичного пара паропреобразователей.

Для определения параметров первичного пара остается справедливым выражение (6).

Выводы

1. При заданных параметрах вторичного пара паропреобразователей или при заданных параметрах пара у абонентов величина оптимального температурного перепада в паропреобразователях возрастает с уменьшением числа часов использования максимума и увеличением отношения удельной стоимости паропреобразователей к стоимости топлива, причем эта величина перепада не зависит от параметров пара.

Для наиболее часто встречающихся в практике условий указанный перепад для тэц высокого давления составляет $9 \div 16^\circ \text{C}$.

2. При одновременно заданных параметрах пара в отборе турбин (первичного пара) и у абонентов величина оптимального температурного перепада в паропреобразователях тем выше, чем больше разность температур насыщения пара в отборе турбин и у абонентов, больше протяженность сети, меньше производительность паропреобразовательной установки и больше отношение удельной стоимости сети к удельной стоимости паропреобразователей.

3. При заданных параметрах пара у абонентов оптимальное давление вторичного пара паропреобразователей тем выше, чем меньше производительность паропреобразователей установки, больше протяженность сети и больше отношение удельной стоимости сети к стоимости топлива.

О повреждении фундаментных болтов механизмов

Инж. Е. П. Медников и инж. И. И. Соловьев

Одним из условий бесперебойной работы вращающихся механизмов — углеразмольных мельниц, эксгауэтеров, дымососов, вентиляторов, центробежных насосов и др. является надежное крепление их к фундаменту, осуществляемое с помощью фундаментных болтов.

В практике бывают случаи повреждений фундаментных болтов — срывы резьбы, обрывы болтов, а также поломки опорных лап подшипников и корпусов механизмов. Приведем несколько примеров:

1. При пуске эксгауэстера после ремонта была отмечена значительная вибрация агрегата. Принятые меры по устранению вибрации путем балансировки и центровки агрегата положительных результатов не дали. Через короткое время работы обнаружилось ослабление болтов, крепящих подшипник со стороны ротора, в связи с чем была произведена подтяжка болтов. Однако ослабление болтов повторялось и производилась новая подтяжка (иногда до 2—3 раз в сутки).

При одной из таких операций два болта, крепящих подшипник, сорвались и вибрация неожиданно уменьшилась. При проверке было установлено, что нижний зазор между валом эксгауэстера и уплотнительной втулкой кожуха отсутствовал. В результате задевания втулка имела выработку и возникла вибрация вала.

2. При эксплуатации углеразмольной шаровой мельницы имели место неоднократные случаи обрыва болтов 1, крепящих подшипник привода к опорной плите (рис. 1). В каждом случае вна-

чале замечалось ослабление болтов, в связи с чем производилась их подтяжка; однако ослабление затяжки продолжалось и при подтягивании (иногда с помощью рычагов) происходил обрыв болта.

При проверке было установлено, что верхний масляный зазор 2 между валом привода и вкладышем подшипника был недостаточным, а центровка редуктора с приводом была неправильной (вал редуктора был смещен вверх), в результате вибрации подшипник отставал от плиты.

3. Имели место повреждения фундаментных болтов редукторов шаровых мельниц из-за неправильной установки подкладок (меньше требуемой толщины) под лапы корпуса редуктора при центровке его с приводом.

В результате этого отмечалось частое ослабление затяжки отдельных фундаментных болтов и при очередной подтяжке их происходил обрыв. Известны случаи, когда слишком «энергичное» подтягивание таких болтов с помощью рычагов приводило к излому лап корпуса редуктора. Были также случаи обрыва анкерных болтов, сопроваждавшиеся отрывом фундаментной рамы от массива бетонного фундамента¹.

В приведенных примерах можно отметить следующие характерные обстоятельства: часто повторяющиеся ослабления затяжки фундаментных болтов, предшествующие их обрыву; неоднократные подтягивания фундаментных болтов с применением рычагов необоснованной длины; грубые нарушения правил сборки агрегата или фундаментных болтовых соединений. Места обрыва болтов имели характерный усталостный излом.

Особенности работы фундаментных болтов

Нормально фундаментные болты предназначены для работы на растяжение (по оси болта) и поэтому непосредственно могут воспринять лишь нагрузку, отрывающую опорную часть. Нагрузка, сдвигающая опорную часть, погашается: для фундаментных рам и плит — сцеплением с бетонным массивом фундамента; для корпусов подшипников — упорами, либо часто силой трения в стыке опорной плоскости, которая создается весом механизма и силой прижатия его болтами к опорной плоскости.

В эксгауэтерах, вентиляторах, дымососах и электродвигателях решающее влияние оказывает

¹ Относительно ремонта анкерных болтов см. «Электрические станции», № 6, 1949 и № 3, 1950.

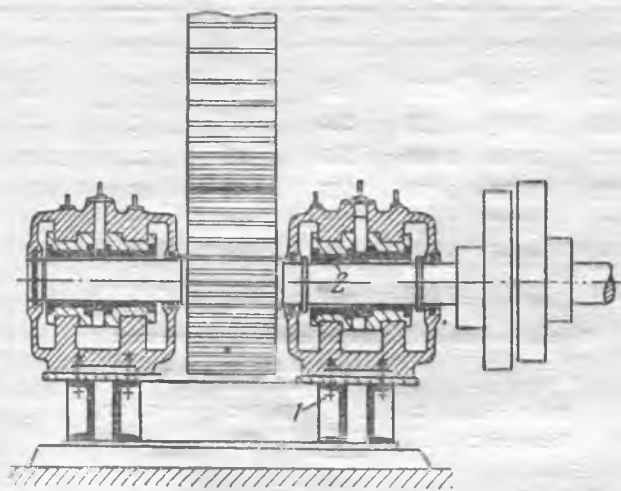


Рис. 1.

горизонтальная составляющая центробежной силы, возникающей при вращении неуравновешенных масс ротора. Эта составляющая преодолевает силы трения, вызванные прижимающим действием собственного веса, и действует на подшипники (корпус) в поперечном направлении, попеременно в обе стороны, изменяясь от нуля до максимума, который в пределах допустимой вибрации механизма составляет до половины веса ротора.

В главных подшипниках шаровых мельниц прижимающее действие собственного веса оказывается превалирующим; возможность горизонтального смещения подшипников из-за наличия сотрясений и ударов, снижающих трение в опорном стыке, исключается установкой клиньев.

В подшипниках приводных шестерен шаровых мельниц основное воздействие оказывают окружное и радиальное усилия в зубчатом зацеплении, имеющие пульсирующий толчкообразный характер. Горизонтальная результирующая этих усилий действует на подшипники в поперечном направлении, в сторону от мельницы, однако на болты, крепящие подшипники к раме, не передается, так как погашается упорами; вертикальная же результирующая направлена вниз и прижимает подшипники к раме.

В редукторах шаровых мельниц создается опрокидывающий момент относительно грани основания корпуса (со стороны ведомого вала), который обычно превышает момент устойчивости, создаваемый собственным весом редуктора. Результирующий момент имеет пульсирующий характер и ведет к передаче фундаментным болтам усилий, стремящихся оторвать опорную часть редуктора.

Из рассмотренного видно, что нагрузки, передаваемые на фундаментные болты механизмов, возникают во время их работы и являются динамическими, т. е. имеют переменный или ударный характер.

С целью обеспечить неподвижность крепления опорных частей при воздействии рассмотренных выше нагрузок величина затяжки фундаментных болтов V должна удовлетворять следующим условиям:

1. При отрывной нагрузке P (результатирующей)

$$V \geq \alpha P \text{ (условие нераскрытия стыка),}$$

где $\alpha = 0,8 \div 0,9$ — коэффициент, учитывающий податливость скрепляемых деталей (лапы, рамы, подкладки, шайбы), т. е. их способность упруго сжиматься при затяжке болта.

2. При сдвигающей нагрузке R (результатирующей) и отсутствии упоров или установочных шпилек

$$fV \geq R \text{ (условие торможения в стыке),}$$

где f — коэффициент трения в стыке опорной плоскости.

Указанными условиями устанавливается минимальная теоретически необходимая величина усилия затяжки. Для того чтобы гарантировать надежность работы фундаментных болтов, желательно иметь возможно большую величину усилия затяжки, учитывая возможность ее потери в процессе эксплуатации, ввиду наличия неизбеж-

ных сотрясений и толчков механизма. Для фундаментных болтов, воспринимающих отрывную нагрузку, учитывается также и то, что их динамическая прочность возрастает с увеличением затяжки. Расчеты показывают, что при минимальной теоретически необходимой величине усилия затяжки пульсация напряжения в болтах может достигь 10—20%, в то время как при предельно допустимой затяжке пульсация напряжения составляет всего несколько процентов, т. е. условия работы таких болтов близки к статическим.

При вычислении предельно допустимых величин усилия затяжки исходят из допускаемого напряжения, равного 0,8 предела текучести материала, а учитывая наличие скручивания болта в процессе затяжки, уменьшают величину усилия затяжки в 1,25—1,35 раза.

Момент, потребный для вращения гайки при затяжке болта, зависит от диаметра болта и состояния трущихся поверхностей и от их смазки.

Допускаемые усилия затяжки для болтов из стали Ст-3, крутящие моменты на гаечном ключе (при чисто обработанных трущихся поверхностях и хорошей смазке), а также усилия на стандартном ключе, при которых возможно появление остаточных деформаций и разрушение (разрыв) болта, приведены в табл. 1.

Практикой установлено, что при затягивании гайки обычным гаечным ключом «до отказа» опасность повреждения болта отсутствует лишь при болтах М20 и выше. Поэтому удлинение рукоятки ключа может, как правило, допускаться для болтов свыше М20, согласно с допускаемым крутящим моментом по таблице ($M_{кр} = QL$).

Принимая согласно опытным данным², что нормальное усилие, создаваемое слесарем при затяжке правой рукой, составляет в среднем 25—30 кг, а максимальное усилие («до отказа») — 55 ÷ 60 кг, получаем предельные длины гаечных ключей с рычагами при болтах из Ст-3 (табл. 2).

Таблица 1

Диаметр болта d , мм	Предельно допустимое усилие затяжки V , кг	Предельно допустимое усилие крутящий момент на ключе $M_{кр}$, кг·см	Длина гаечного ключа L по ГОСТ, мм	Предельно допустимое усилие на рукоятке ключа Q , кг	Усилие на рукоятке ключа, вызывающее	
					остаточные деформации в болте, кг	разрушение болта, кг
1	2	3	4	5	6	7
12	1 000	250	170	15	20	38
16	1 900	620	210	29	42	77
20	3 000	1 400	240	55	76	140
22	3 800	1 650	265	62	86	163
24	4 300	2 000	285	73	104	196
30	7 000	4 000	330	120	170	330
36	10 000	7 000	400	175	240	455

Примечание. Табличные значения возрастают:

	В графах 2, 3, 5 и 6	В графе 7
Для болтов из Ст-4	На 10%	На 25%
То же из Ст-5	• 25%	• 32%

² М. П. Новиков, Сборка машин и механизмов, Машгиз, 1951.

Таблица 2

Диаметр болта, мм	Предельная длина гаечного ключа с рычагом, мм, при приложении усилия	
	нормального	максимального «до отказа»
12	Удлинение гаечного ключа не допускается	Удлинение гаечного ключа не допускается
16		
20	500	
22	650	300
24	800	350
30	1 600	700
36	2 800	1 250

Примечание. Табличные значения длин возрастают:
 Для болтов из Ст-4 — на 10%
 То же из Ст-5 — на 25%

Основной причиной потери затяжки болтов (исключая случаи произвольного самоотвинчивания плохо застопоренной гайки) следует считать появление остаточных деформаций в соприкасающихся поверхностях болтового соединения, а именно, резьбы болта и гайки, головки болта, фундаментной рамы, прокладок и опорных лап.

Под воздействием неизбежных сотрясений и толчков, имеющих в механизме, выступы соприкасающихся поверхностей, деформированные при затяжке болтового соединения, продолжают деформироваться и при эксплуатации, в результате чего поверхности несколько сближаются и усилие затяжки болтового соединения падает.

Упругое удлинение фундаментных болтов при затяжке весьма невелико (50—100%).

Поэтому в фундаментном болтовом соединении, насчитывающем 10—12 поверхностей соприкосновения, достаточно смять выступы каждой поверхности на несколько микронов, чтобы величина затяжки резко уменьшилась.

Наиболее интенсивно смятие поверхностей происходит в первый период работы механизма после пуска; в дальнейшем эти поверхности прирабатываются, и ослабление затяжки практически прекращается.

Причины расстройств и повреждений фундаментных болтов

Основной причиной расстройств фундаментных болтовых соединений, т. е. нарушения неподвижности стягиваемых деталей относительно друг друга, является наличие дефектов сборки и ремонта механизма, приводящих к возникновению дополнительных (случайных) нагрузок и вибрации механизма.

К таким дефектам относятся: перекос или смещение осей полумуфт (плохая центровка); значительный небаланс ротора; перекос или отсутствие радиального или бокового зазора в зубчатом зацеплении; отсутствие зазора для температурного удлинения вала; отсутствие зазора между валом и корпусом подшипника или кожухом в местах уплотнений.

Вызываемые перечисленными дефектами нагрузки имеют, как правило, крайне неопределен-

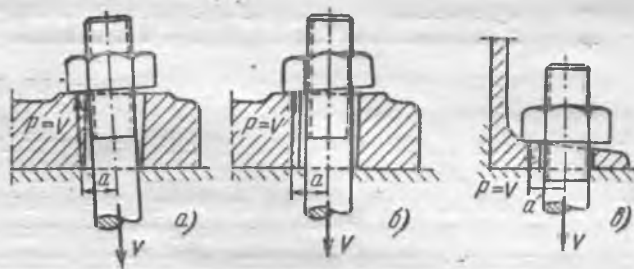


Рис. 2.

ный характер и могут иметь кратковременно весьма значительную величину, приводящую иногда не только к остаточным деформациям в соприкасающихся поверхностях болтового соединения, но и к удлинению стержня болта.

Другой частой причиной расстройств является наличие дефектов сборки или ремонта, не вызывающих дополнительных нагрузок в механизме, но приводящих к снижению прочности и усилия затяжки фундаментных болтовых соединений. Таковы: наличие большого числа подкладок под лапами, неплотное прилегание (наличие зазора) основания опорного узла к опорной плоскости, недостаточная или неравномерная затяжка болтов, перекошенная установка болта (рис. 2, а), перекос нарезки в гайке (рис. 2, б), отсутствие косой шайбы при скреплении болта с полкой швеллера или двутавра (рис. 2, в) и т. п.

Всякое, даже кратковременное, расстройство фундаментных болтов грозит серьезными последствиями для механизма.

Если расстройство проявляется в виде отставания (отрыва) опорной части, происходят удары скрепляемых деталей и быстрая потеря имевшейся затяжки, в результате чего пульсация нагрузки начинает сказываться в болтах в полной мере и динамическая прочность резко снижается, приводя к появлению усталостной трещины.

Если расстройство проявляется в виде сдвига опорной части, то при этом гайка увлекается лапой в сторону, вызывая перекос болта (рис. 2, а). Происходит смятие торцов гайки и головки болта, приводящее к быстрой потере затяжки и усилению расстройств. Перекос болта приводит к появлению в нем высоких изгибающих напряжений.

Выводы

С целью предупреждения повреждений фундаментных болтов необходимо:

1. Повысить тщательность технического контроля за состоянием фундаментных болтовых соединений.

2. Установить предельные длины рукояток ключей для затяжки гаек фундаментных болтов в зависимости от их диаметра.

3. Не допускать неоднократных, повторяющихся подтягиваний отдельных часто ослабляющихся фундаментных болтов без выяснения и устранения причины их расстройств.

4. При выяснении причин расстройств болтов обращать внимание в первую очередь на правильность сборки агрегата и фундаментных болтовых соединений.

О ремонтно-механических мастерских электростанций¹

Инж. М. И. Имбрицкий

В статье И. В. Тарасова правильно указывается на возможность значительного удлинения мастерскими электростанций срока службы деталей и узлов энергооборудования путем улучшения технологического процесса обработки запасных частей (внедрение термообработки, наплавка твердыми сплавами, замена малопрочных материалов более прочными и т. д.).

Проведенное ОргрЭС в одной энергосистеме обследование показало, что коэффициент использования оборудования ремонтно-механических мастерских не превышает 0,4—0,5, а по видам оборудования распределяется следующим образом: токарная группа — 0,4; строгальная — 0,38; станки фрезерные и болторезные используются по мере надобности механиком цеха. При таком недоиспользовании производственной мощности имеющегося оборудования мастерских часть работ (изготовление роторов дымососов; деталей арматуры и т. д.) передается в эксплуатационные цехи электростанций.

В ряде случаев отсутствует должное планирование использования производственной мощности мастерских со стороны ремонтно-конструкторских отделов электростанций и районных управлений, в результате чего одна часть оборудования перегружена, а другая остается неиспользованной.

Электростанции, имеющие большие производственные мощности металлообрабатывающего оборудования, плохо обеспечиваются металлом и инструментом, что часто вынуждает их заказывать на стороне такие детали и узлы, которые могли бы быть изготовлены на имеющемся оборудовании.

На электростанциях уделяется много внимания повышению технического уровня персонала эксплуатационных цехов, а учебы персонала ремонтно-механических цехов (обработка металла резанием, литейное дело и т. п.) в большинстве случаев не организуется. Детали оборудования часто изготавливаются из случайных материалов, без каких-либо следов маркировки. Термическая обработка производится в кузнечных горнах, т. е., по существу, без технического контроля.

Рекомендуется пользоваться разработанными ОргрЭС термическими печами (нефтяной и электрической, конструкции которых описаны в информационном письме ОргрЭС), которые легко могут быть изготовлены в условиях электростанций. Стоимость такой печи 3—5 тыс. руб. Следует также указать на целесообразность использования термических печей, изготавливаемых специализированными заводами треста «Электропечь».

¹ Печатается в порядке обсуждения статьи И. В. Тарасова, помещенной в журнале «Электрические станции», 1950, № 11.

Приведенный т. Тарасовым список деталей энергооборудования, у которых путем термообработки повышена механическая прочность, может быть значительно увеличен. Техническому управлению Министерства электростанций следовало бы выпустить руководящие материалы по организации термической обработки деталей, особенно для электростанций высокого давления.

В преобладающем большинстве случаев ремонтно-механические цехи вынуждены ежегодно проводить капитальные ремонты металлообрабатывающего оборудования, между тем при своевременном выполнении требуемых профилактических мероприятий и текущих ремонтов объем капитальных ремонтов должен значительно сократиться. На заводе им. Владимира Ильича, например, токарь т. Селиверстов за 6 лет выполнил более 22 годовых норм, причем, станок за все это время ни разу не был в капитальном ремонте. Лауреат Сталинской премии токарь Московского завода шлифовальных станков т. Быков, работая при скоростях резания 600—700 м/мин, за 4 года ни разу не ремонтировал станок.

Следует распространить этот передовой опыт в ремонтно-механических цехах электростанций и на заводах районных управлений.

Выводы

Ремонтно-конструкторским отделам станций и энергосистемам необходимо пересмотреть порядок загрузки и использования производственной мощности ремонтно-механических мастерских, с тем чтобы максимально использовать имеющуюся производственную мощность оборудования.

Энергосистемам следует организовать в течение ближайшего времени курсы для персонала ремонтно-механических мастерских с учетом последних достижений работы стахановцев как энергосистем, так и предприятий других министерств.

Техническому управлению МЭС следует организовать выпуск эксплуатационных циркуляров и информационных писем по вопросу рациональной эксплуатации оборудования ремонтно-механических мастерских электростанций (термообработка, скоростное резание и т. д.).

Главэнергозачасть МЭС при получении от энергосистем заявок на запасные части должен их рассматривать с учетом максимального использования производственной мощности имеющегося в энергосистемах металлообрабатывающего оборудования.

В связи с развитием в энергосистемах централизованных видов ремонта энергооборудования на базе ремонтных заводов районных управлений было бы целесообразно проработать вопрос об увязке работы мастерских с работой ремонтных заводов.



Анодно-механическая резка

Инж. И. И. Косолапов

В условиях строительства и монтажа приходится производить большой объем трудоемких работ по резке металла, требующих применения специального оборудования.

Применяющиеся для этой цели станки работают с недостаточной производительностью; они громоздки и сложны в изготовлении. Резка труб фрикционными пилами сопровождается большим шумом, а поверхность реза получается оплавленной и неровной, требующей дополнительной зачистки.

В последнее время в промышленности широко внедряется новый прогрессивный способ резки металла — анодно-механический, предложенный советским ученым-изобретателем, трижды лауреатом Сталинской премии, В. Н. Гусевым.

При анодно-механической обработке металлов электрическая энергия используется для съема металла непосредственно, без предварительной трансформации ее в механическую, что выгодно отличает этот способ резки от других. К таким преимуществам следует отнести:

1) производительность резки — несколько выше, чем на дисковых пилах;

2) интенсивность процесса не зависит от твердости разрезаемого изделия (высоколегированные стали, стали термически обработанные, твердые сплавы и т. д.);

3) простота конструкции и низкая стоимость отрезного диска (листовая сталь — декапир — толщиной $0,8 \div 1,5$ мм);

4) простота конструкции и низкая стоимость станка;

5) возможность использования на отрезных станках рабочих низкой квалификации.

Анодно-механическая резка металлов основана на комбинированном использовании элек-

трохимического и теплового действия тока при одновременном механическом воздействии отрезного диска на разрезаемую деталь (рис. 1).

При анодно-механической резке разрезаемая заготовка включается в цепь постоянного тока анодом, а режущий инструмент — катодом. В место соприкосновения электродов (режущий диск и разрезаемая деталь) подается специальная рабочая жидкость, состоящая из водного раствора жидкого стекла и добавляемой к нему в отдельных случаях натриевой или калиевой селитры. Для получения удельного веса жидкости $1,28-1,33$ она разбавляется водой в количестве $500-800$ см³/л.

Стоимость рабочей жидкости немногим превышает стоимость обычной охлаждающей эмульсии.

При прохождении постоянного тока на поверхности реза (аноде) образуется защитная пленка, обладающая большим электрическим сопротивлением. Вращающийся диск частично удаляет пленку, которая благодаря наличию рабочей жидкости и воздействию постоянного тока непрерывно восстанавливается.

Этот процесс происходит в направлении подачи инструмента, причем наиболее интенсивно пленка удаляется с гребешков обрабатываемой поверхности анода. Толщина пленки в этих точках резко уменьшается, что сопровождается падением сопротивления ее. Весь подводимый ток в этом случае концентрируется по микроскопическим выступам обрабатываемой детали, а выделенного при этом тепла достаточно для оплавления этих участков. Расплавленные частицы металла в виде искр выбрасываются из рабочей зоны движущимся инструментом, который, таким образом, получает возможность беспрепятственно углубляться в металл.

Выделение тепла в процессе плавления гребешков происходит настолько быстро, что близлежащие слои металла не успевают нагреваться, и структура его совершенно не изменяется.

На интенсивность процесса резки оказывают влияние механические и электрические параметры. К таким параметрам следует отнести: напряжение, ток (плотность тока), давление режущего инструмента на разрезаемое изделие (удельное давление), скорость вращения режущего диска и состав рабочей жидкости.

Регулированием этих параметров легко устанавливается необходимая производительность

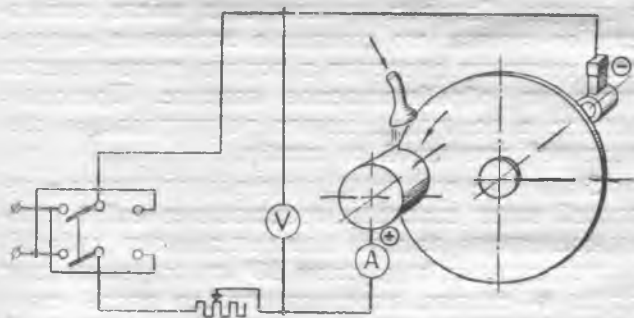


Рис. 1. Схема анодно-механической резки.

резки и чистота поверхности реза. Практикой установлены некоторые оптимальные величины указанных параметров:

Напряжение	22÷24 в*
Ток	в зависимости от сечения разрезаемого изделия (плотность тока 120÷400 а/см ²)
Удельное давление	0,8÷2,0 кг/см ²
Скорость вращения режущего инструмента (по наружному диаметру)	15÷20 м/сек

Время, необходимое для резки стальных заготовок при питании станка постоянным током от механического выпрямителя (установленное практикой), приведено в таблице.

Машинное время резки заготовок

Поперечное сечение, мм	Машинное время резки, мин.	Ток, а	Напряжение, в
∅ 40	1,3	80	20—22
∅ 60	2,6	100	20—22
∅ 80	4,0	120	20—22
∅ 100	5,0	150	22—24
∅ 125	8,0	175	22—24
∅ 150	12,0	225	24—26
∅ 200	18,0	300	24—26
∅ 250	22,0	400	26—28
40×40	1,5	80	20—22
60×60	3,0	100	20—22
80×80	5,0	120	22—24
100×100	6,0	160	22—24
120×120	10,0	200	22—24
150×150	13,0	250	24—26
Твердый сплав 8×15	20	30	20

Время резки труб уменьшается вдвое по сравнению с временем, необходимым для резки стальных заготовок соответствующих диаметров.

Эффективность анодно-механической резки определяется малой стоимостью режущего инструмента (диска), простотой устройства отрезных станков и высокой производительностью, особенно при обработке твердых сталей и сплавов.

По сравнению с механической анодно-механической резка обеспечивает повышение производительности труда на 55%, снижение стоимости

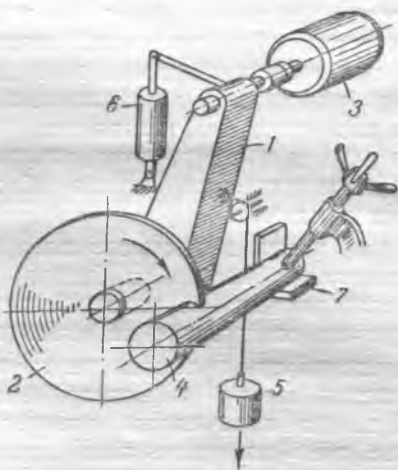


Рис. 2. Кинематическая схема станка АМС-32.

инструмента — на 85%, уменьшение отходов — на 60%, снижение себестоимости резки — на 80%.

Принципиальная схема резки состоит в следующем. Разрезаемое изделие зажимается в тиски станка, к которому подводится положительный полюс цепи постоянного тока. Отрицательный полюс с помощью медно-графитовой щетки и контактного кольца подводится к отрезному диску. Вращающемуся диску дают перемещение в сторону заготовки, а в зону касания диска с изделием подают рабочую жидкость.

В настоящее время имеется ряд конструкций отрезных станков, однако наиболее пригодным для условий строительной и монтажной площадки является станок типа АМС-32 (рис. 2), имеющий следующие характеристики:

Габариты станка (длина, ширина, высота)	1 310×760×1 376
Вес	700 кг
Напряжение постоянного тока	22 — 25 в
Ток	до 200 а
Диаметр разрезаемой заготовки	100 мм
Начальный диаметр режущего диска	420 мм
Материал диска	тонкая листовая сталь толщиной 0,8—1 мм
Окружная скорость диска	17 м/сек
Мощность приводного электродвигателя	2,2 квт
Скорость вращения электродвигателя	950 об/мин
Емкость бака для рабочей жидкости	35 л

Станок имеет вертикальный маятник 1, у которого ось качания расположена над осью вращения диска. Маятник представляет собой ребро двутаврового сечения, на одном конце которого закрепляется ось качания маятника, а на другом смонтирован шпиндель. Последний находится в двух шариковых подшипниках. На одном конце шпинделя между шайбами закреплен отрезной диск 2, а на другом конце — шкив, передающий вращение от электродвигателя 3 шпинделю, и контактное кольцо, посредством которого к отрезному диску подается ток (минуя шариковые подшипники) от механического выпрямителя.

Перемещение маятника в сторону заготовки 4 осуществляется тросом и грузом 5, а регулировка давления диска на разрезаемое изделие — специальным масляным регулятором подачи 6, установленным внутри станка и состоящим из цилиндра, внутри которого перемещается шток с поршнем. Конец штока соединен через рычаг с качающимся маятником, а корпус регулятора — со станиной станка. При передвижении маятника под действием груза поршень перемещается и перегоняет масло из одной полости цилиндра в другую. Скорость прохождения масла, зависящая от проходного сечения в золотнике, определяет величину давления и подачи вращающегося диска на обрабатываемое изделие. Проходное сечение в золотнике может регулироваться специальной рукояткой по лимбу.

Зажимное приспособление располагается в передней части станка и представляет собой призму, состоящую из двух закаленных пластин (губки) 7, расположенных под углом 90° относительно друг друга и скалки, перемещающейся вдоль своей оси с помощью винта и штурвала; постоянный ток подводится к одной из неподвижных губок.

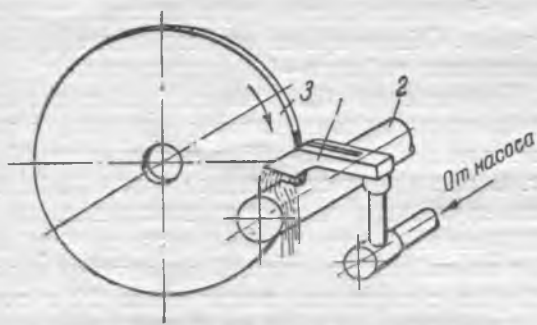


Рис. 3. Схема подачи рабочей жидкости.

Подвод рабочей жидкости осуществляется через сопло 1 (рис. 3), устанавливаемое в передней части станка. Жидкость электронасосом производительностью 22 л/мин подводится через трубопровод и сопло в зону резки, т.е. контакта разрезаемого изделия 2 и диска 3. Защита от разбрызгивания рабочей жидкости осуществляется специальным кожухом, прикрывающим не только сопло и место резки, но и часть разрезаемого изделия. Кожух имеет окно из плексигласа, благодаря которому возможно удобное наблюдение за процессом резания. Отработавшая рабочая жидкость через поддон и сточные трубы снова попадает в бак. Конструктивно бак имеет ряд отсеков, благодаря которым рабочая жидкость отстаивается, очищается от продуктов съема металла и, поступая в последний отсек, в котором находится электрический насос, становится сравнительно чистой.

Для питания анодно-механических отрезных станков приспособляются различные источники постоянного тока. К ним, в первую очередь, следует отнести: сварочные генераторы типа СМГ-1, СМГ-2, СМГ-26; генераторы типа НД-12/6, НД-250/500 и НДШ-1000/500 и др. Однако наиболее приемлемыми являются компактные механические выпрямители, имеющие устойчивую внешнюю характеристику.

Механический выпрямитель делают однофазным. Напряжение постоянного направления в нем

Характеристика напряжения на входе выпрямителя

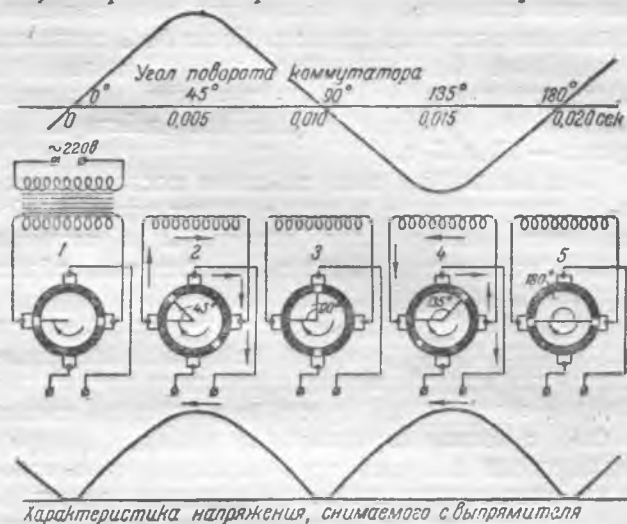


Рис. 4. Принципиальная схема работы механического выпрямителя.

получается за счет применения вращающегося коммутатора, который состоит из двух медных изолированных друг от друга контактных пластин, имеющих форму неполных полуколец. Промежутки между контактными пластинами заполнены изолированными вкладышами.

К коммутатору, который вращается синхронно с электродвигателем, прилегают две пары медно-графитовых щеток, расположенных под углом 90° относительно друг друга; к одной паре диаметрально расположенных щеток подводится переменный ток от понижающего трансформатора, а со второй пары снимается постоянный ток.

Процесс выпрямления тока схематически показан на рис. 4.

Для вращения коммутатора выбирают обычный асинхронный двигатель соответствующей мощности. Для синхронизации его на роторе по оси фрезеруют продольные пазы, количество которых соответствует числу полюсов на статоре.



Применение мостового крана в котельных высокого давления

Инж. В. В. Булгаков

На действующей электростанции в крайне стесненных условиях производился монтаж котлоагрегатов высокого давления ПК-10 230 т/час, 110 ат, 510° С, подробно описанный в статье тг. Неймарка и Холмогорова¹. На монтаже этих котлов впервые применен мостовой кран, и хотя местные условия не являются характерными и показательными для использования мостового крана, равно как не показательна в этом отноше-

нии и конструкция котла ПК-10, неудовлетворительная с точки зрения возможности членения его на блоки, однако некоторые фактические данные об использовании мостового крана представляют безусловный интерес и позволяют сделать некоторые обобщающие выводы.

Условия монтажа котлов № 5, 3 и 1 были резко отличны друг от друга. В первую очередь монтировался котел № 5, затем № 3 и 1.

К началу монтажа котла № 5 мостовой кран еще не был смонтирован и в дальнейшем был

¹ См. „Электрические станции“, № 7, 1950.

введен в действие лишь с одним крюком 55 т. Все это сказалося на количестве оборудования, поднятого мостовым краном. Котел № 3 оказался в наиболее благоприятных для использования мостового крана условиях, так как последний имел к этому времени уже два действующих крюка — 55 и 5 т.

Для котла № 1 зона действия мостового крана была ограничена в силу местных условий. Котел этот монтировался последним и занимал своими габаритами почти полностью весь объем котельной ячейки.

Отсутствие свободных площадей для подачи и перемещения оборудования (оборудование подавалось по кривой железнодорожного пути под котел в оставленный проем во фронтальной стенке котла), а также ограниченные проемы поверху котла после монтажа труб паропровода и газопроводов значительно сузили возможность использования мостового крана на монтаже этого котла.

Данные о фактическом использовании мостового крана при подъеме и монтаже отдельных блоков, узлов и деталей по каждому котлоагрегату в отдельности приведены в табл. 1.

Таблица 1

Наименование узлов	Общий вес узла, т	Из них смонтировано мостовым краном, т		
		по котлу № 5	по котлу № 3	по котлу № 1
Каркас котла с обшивкой, площадками и лестницами, шлаковыми шахтами и кронштейнами для обмуровки	423	315,6	335,6	285,6
Бараны котла с опорами и внутренним устройством . .	81	79,1	79,1	79,1
Воздухонагреватель с переходными колпаками и обшивкой	183	149,6	149,6	149,6
Экраны котла и перепускные трубы	188	51,4	51,4	42,5
Водяные экономайзеры . . .	102	—	91,7	91,7
Пароперегреватель	65	35	65	65
Трубопроводы в пределах котла, арматура, подвески и опоры	60	40	30	20
Мельницы с шахтами	177	—	—	—
Газо-воздухопроводы	187	130	160	80
Вентиляторы, дымососы с электродвигателями	60	20	20	12
Всего	1 525	820,7	982,4	825,4
Процент поднятого мостовым краном груза к общему весу котлоагрегата	—	54,1	64,4	54,1

В этой таблице показано только количество поднятого груза мостовым краном по каждому котлу. Фактическая загрузка мостового крана была значительно выше, если учесть выполненные с помощью крана операции разгрузки и кантовки оборудования.

Помимо монтажа собственно котлов, мостовой кран использовался также при выполнении следующих работ:

1. При монтаже металлоконструкций здания котельных ячеек № 5, 3 и 1 общим весом около

45 т и при выполнении ряда других строительных работ. Общее время использования крана на строительных работах—15 машино-смен.

2. При ведении обмурочных работ для подъема шамотного и диатомитового кирпича в количестве: для котла № 5—90 т и для котла № 3—500 т. В последнем случае, для котла № 3, платформа, груженная кирпичом, заводилась по железнодорожному пути в котельную ячейку котла № 1, и во избежание лишней перегрузки кирпича платформа с кирпичом весом около 20 т поднималась мостовым краном до отметки потолочного перекрытия котла, где и производилась непосредственная разгрузка кирпича в штабеля.

3. При ведении изоляционных работ для подъема в специальных люльках шлаковаты. Для котла № 5 вес поднятой шлаковаты составил около 18 т.

4. При выполнении вспомогательных работ и подъеме материалов, как-то: баллонов с кислородом, дров для растопки котлов при комплексном опробовании и т. д. Общий вес поднятых материалов составил:

Для котла № 5 110 т;
 „ „ № 3 350 т;
 „ „ № 1 60 т.

5. При разгрузке и подаче оборудования весом около 80 т в машинный зал через железнодорожный путь котельной ячейки № 1.

6. При разгрузке и подаче оборудования в здание насосной высокого давления, территориально граничащей с котельной ячейкой № 1,

Таблица 2

Наименование узлов	Общий вес узла, т	Работа большим крюком		Работа малым крюком			
		Количество подъемов	Общий вес груза, т	Максимальный вес груза за 1 подъем, т	Количество подъемов	Общий вес груза, т	Максимальный вес груза за 1 подъем
Каркас котла с обшивкой, площадки и лестницы, шлаковые шахты и кронштейны для обмуровки	423	6	184	42,0	216	152	5,0
Бараны котла с опорами и внутренним устройством	81	2	73	48	6	6,1	1,2
Воздухонагреватели с переходными колпаками и обшивкой . .	183	16	144	9,0	3	5,6	3,6
Экраны котла и перепускные трубы	188	—	—	—	34	51,4	2,0
Водяные экономайзеры	102	8	92	19	—	—	—
Пароперегреватель	65	—	—	—	40	65	1,6
Трубопроводы в пределах котла, арматура, подвески и опоры . .	60	—	—	—	60	30	3,0
Мельницы и шахты мельниц	177	—	—	—	—	—	—
Газо-воздухопроводы	186	14	32	10	44	128	5,0
Вентиляторы, дымососы с электродвигателями	60	—	—	—	8	20	3,5
Всего	1 525	46	525	—	411	458	—

а именно: трех деаэрационных баков емкостью 100 м³ каждый, головок к деаэрационным бакам весом 11 т каждая, турбонасоса и трех электронасосов высокого давления, а также другого, более мелкого оборудования и металлоконструкций — общим весом около 145 т.

7. При монтаже блоками питательного трубопровода высокого давления с арматурой общим весом 65 т.

Для характеристики использования грузоподъемности мостового крана в табл. 2 приводятся данные о количестве подъемов с указанием их веса (из расчета на один котел).

Из 1525 т с помощью мостового крана поднято всего 983 т; необходимо, однако, подчеркнуть, что это вызвано чисто местными условиями (остальное оборудование поднималось с помощью деррик-крана²).

Время, затраченное на подъем блоков и отдельных узлов конструкций, с указанием фактической стоимости произведенной работы приводится в табл. 3.

Таблица 3

Наименование узла или детали	Норма времени на подъем, чел.-час.	Чистое время подъема, час.	Стоимость подъема, руб.
Большой барабан	190,2	3,0	416,00
Малый барабан	148,8	3,0	351,00
Стенки каркаса	213,2	5,0	434,92
Куб воздухоподогревателя	31,5	2	65,83
Пакет водяного экономайзера (из 10 змеевиков)	4,7	2	10,24
Камера экрана или перегревателя	24,8	2	72,00
Отдельные балки и колонны весом свыше 5 т	9,78	2	28,90
То же 2—5 т (большой и малый крюки)	7,65	2	21,50
То же 0,5—2 т	6,80	2	17,00
Элементы трубопроводов, трубы, арматуры на 1 т	77,0	2,0	151,12
Элементы газо-воздухопроводов весом до 5 т	40,0	2,0	85,13

Для установки мостового крана на объекте монтажа потребовалось произвести реконструкцию (приспособление) самого крана, монтаж его, а также выполнить работы по усилению конструкций здания.

Технико-экономические показатели работы мостового крана характеризуются следующими данными.

Общее количество машино-смен работы крана за весь период монтажа трех котлов в течение 13 мес. составило:

в I смену	300 машино-смен
„ II „	225 машино-смен
„ III „	75 машино-смен

Всего 600 машино-смен

² См. указанную выше статью гг. Неймарка и Холмогорова.

В том числе простой из-за перебоев в подаче электроэнергии и задержки с подачей оборудования составили 36 машино-смен и прочие простой — 116 машино-смен.

Себестоимость (фактическая) машино-смены мостового крана составляется из следующих статей расхода:

А. Единовременные расходы

Увеличение стоимости металлоконструкций здания котельной в связи с увеличением ее высоты на 700 мм	18,0 тыс. руб.
Изготовление, монтаж и демонтаж подкрановых путей (за вычетом возврата)	55,0 тыс. руб.
Монтаж и демонтаж крана	17,5 тыс. руб.

Итого 90,5 тыс. руб.

Б. Эксплуатационные расходы

Амортизация и капитальный ремонт в размере 14,3% от стоимости крана	20,3 тыс. руб.
Зарплата машинистов	16,5 тыс. руб.
Накладные расходы 115%	19,0 тыс. руб.
Фактическая стоимость электроэнергии	4,5 тыс. руб.
Стоимость среднего и текущего ремонта	6,5 тыс. руб.

Итого 66,8 тыс. руб.

Всего А + Б 157,3 тыс. руб.

Себестоимость машино-смены мостового крана: 157,3 тыс. руб. : 600 = 262 р. 17 к.

Выводы

1. Применение мостового крана в качестве основного грузоподъемного механизма полностью себя оправдывает, так как значительно упрощает наиболее трудоемкие такелажные операции, обеспечивает большую безопасность, сокращает сроки работ и удешевляет их за счет снижения затрат на такелажные операции при небольшой стоимости машино-смены крана.

2. Наряду с крюками основного подъема кран должен иметь крюк малой грузоподъемности с повышенной скоростью подъема.

3. Для более эффективного использования мостового крана в качестве основного грузоподъемного механизма при монтаже котельного оборудования необходимо, чтобы проектные организации при проектировании и компоновке котельной учитывали возможность более широкого использования мостового крана и для монтажа котельно-вспомогательного оборудования.

При разработке проекта организации работ необходимо предусматривать в проекте подачу блоков оборудования в котельную непосредственно под мостовой кран по железнодорожным путям широкой колеи.



Об установке амперметров на линиях электропередачи

ОТ РЕДАКЦИИ

Помещая отклики на статью М. Д. Горенштейн «Об установке амперметров на линиях электропередачи»¹, редакция считает необходимым отметить следующее:

1. Установка амперметров в трех фазах линий электропередачи 35—10 кВ могла бы быть оправдана лишь при большом количестве случаев обрывов проводов, не сопровождающихся заземлением поврежденной фазы.

Однако, учитывая, что количество таких повреждений весьма мало, а установка трех амперметров на фазах линий 35—10 кВ увеличивает стоимость, загружает панели щита управления и требует дополнительного расхода контрольного кабеля, установку двух дополнительных приборов следует считать нецелесообразной.

Нужно также учесть, что в настоящее время, при широком внедрении методов контроля помощью измерительных штанг, микроомметров и др., случаи повреждения соединительных зажимов будут еще более редки.

2. В связи с отсутствием единых решений по оснащению электрических установок контрольно-измерительными приборами вполне своевременно постановка вопроса о разработке раздела «Измерения» в «Правилах устройств электротехнических установок».

Инж. А. С. Памятных—Главуралэнерго

Выдвинутый инж. Горенштейном вопрос о необходимости разработки в «Правилах устройства электротехнических установок» раздела «Измерения», где были бы даны основные руководящие указания по установке измерительных приборов, заслуживает внимания, и такой раздел должен быть разработан.

На большинстве линий электропередачи 35 кВ энергосистем Урала установлено по одному амперметру, и дополнительная установка амперметров была бы связана со значительными затруднениями, которые могут быть вызваны отсутствием места на панелях управления, отсутствием трансформаторов тока во всех трех фазах, отсутствием амперметров, потребностью в дополнительном контрольном кабеле. Учитывая это, следует рекомендовать установку дополнительных амперметров только на параллельных, сильно нагруженных линиях электропередачи 35 кВ.

На вновь проектируемых линиях электропередачи 35 кВ, где отмеченные затруднения могут быть предотвращены, установка амперметров во всех трех фазах сообщила бы большую наглядность контролю за состоянием линии. Однако увеличение стоимости строительства при этом будет неоправданным, на что указывает длительный период эксплуатации электросетей 35 кВ с амперметром в одной фазе без каких-либо осложнений. Следовательно, для вновь сооружаемых линий 35 кВ также нужно рекомендовать установку амперметров в трех фазах только для параллельных линий.

Для линий электропередачи напряжением выше 35 кВ, в подавляющем большинстве слу-

чаев являющихся транзитными и служащих для передачи электроэнергии ответственным потребителям и крупным узловым подстанциям, необходима установка амперметров в каждой фазе линии.

Инж. В. Н. Смирнов—Техотдел
Главэлектромонтажа

В статье инж. Горенштейна правильно поставлен вопрос о необходимости разработки раздела «Измерения» в «Правилах устройства электротехнических установок».

Указания об установке измерительных приборов в действующих нормативных материалах носят отрывочный и случайный характер. Так, кроме упоминаемых в «Правилах технической эксплуатации» указаний для генераторов, такие указания приведены лишь в «Правилах технической эксплуатации электроустановок промышленных предприятий» для трансформаторов (§ 239), электродвигателей (§ 272, 273 и 274), статических конденсаторов (§ 581) и электролизных установок (§ 468), причем эти указания даны не по всем разделам «Правил» и не всегда четки и верны.

Отсутствие таких правил приводит к излишествам на одних электроустановках и к недостаточному количеству приборов в других случаях, как это, например, отмечается в рассматриваемой статье, что затрудняет эксплуатацию и ведет к тяжелым последствиям при авариях.

Указания по установке измерительных приборов должны быть даны как для высоковольтных установок, так и для установок напряжением до 1 000 в, включая и специальные виды установок.

¹ См. «Электрические станции», 1951, № 3.

Из опыта эксплуатации линий электропередачи, описанных в статье инж. Горенштейна, и учитывая возможность повторения подобных случаев, в дальнейшем следует признать целесообразной установку амперметров на трех фазах воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше, тем более что это вызовет лишь небольшие дополнительные затраты.

Установка трех амперметров на воздушных линиях электропередачи 3—10 кВ, как правило, вызовет более значительные дополнительные затраты на оборудование ячейки линии и должна применяться лишь на питающих подстанциях для ответственных линий большой мощности при наличии постоянного дежурства обслуживающего персонала.

При решении в «Правилах» вопроса об установке трех амперметров на линиях 3—10 кВ должны быть учтены статистические данные о количестве, характере и последствиях аварий на таких линиях.

Единичные случаи аварий без тяжелых последствий, косвенной причиной которых явилось отсутствие амперметров на всех фазах, не должны служить основанием к установке амперметров на всех фазах многочисленных линий 3—10 кВ.

Для контрольных наблюдений за нагрузкой линий 3—35 кВ для подстанций, на которых отсутствуют щиты управления, может быть рекомендована установка амперметров без применения трансформаторов тока путем включения дополнительных амперметров непосредственно в рассечку фаз с креплением амперметров на высоковольтных изоляторах (изолированно от земли) с размещением их внутри ячеек линии за ограждением.

Инж. Л. А. Смирнов—Служба режимов Мосэнерго

Вопрос об установке амперметров на линиях электропередачи должен решаться на основе анализа режима конкретной сети при обрыве фазы без замыкания на землю с учетом вероятности возникновения такого повреждения в месте наиболее неблагоприятном с точки зрения режима.

Очевидно, что наибольшая асимметрия тока в фазах генератора возможна при обрыве фазы сильно нагруженных головных участков тех линий, которые питаются с шин данного генератора или непосредственно (сеть 6 + 10 кВ), или через повысительные трансформаторы (сеть 35 кВ и выше).

Опыт эксплуатации высоковольтных сетей одной из крупных энергосистем показывает, что обрыв фазы без «земли» является исключительно редким явлением. В силу же конфигурации и режима работы сетей 35 кВ и ниже повреждения подобного вида в большинстве случаев не вызывают опасений в отношении как перегрузки линий, так и асимметрии нагрузки генераторов.

Учет приведенных соображений позволит более четко и обоснованно выбирать количество и места установки амперметров на линиях и в ус-

ловиях эксплуатации, и в процессе их проектирования.

Кроме раздела «Измерения» в «Правилах устройства электротехнических установок», необходимо также включить соответствующие указания в «Правила технической эксплуатации».

Инж. А. Б. Крикунчик—Теплоэлектропроект

Опыт эксплуатации линий электропередачи давно доказал необходимость установки трех амперметров для линий 35 кВ и выше. Из практики эксплуатации известны случаи обрыва одной фазы не только в результате перегорания соединителей в петле анкерной опоры воздушной линии электропередачи, но и в результате других повреждений (например, в результате поломки тяги или траверзы в баковых масляных выключателях), которые быстро и легко обнаруживаются только при наличии трех амперметров на линии.

Поэтому руководящими указаниями Теплоэлектропроекта в течение многих лет предписывается на всех линиях электропередачи 35 кВ и выше установка амперметров во всех трех фазах. В действующих «Руководящих указаниях по проектированию контрольно-измерительной системы для электрической части электростанций и подстанций», изданных Теплоэлектропроектом в 1947 г., имеется такое же, совершенно четкое указание.

На линиях 6 и 10 кВ по тем же «Руководящим указаниям» Теплоэлектропроекта устанавливается по одному амперметру, учитывая, что большинство ответственных линий этого напряжения выполняется кабельными, а воздушные линии этих напряжений, как правило, слабо загружены и менее ответственны.

Учитывая то обстоятельство, что, несмотря на доказанную многолетним опытом необходимость установки трех амперметров на всех линиях электропередачи 35 кВ и выше, имеются случаи, когда ограничиваются установкой одного амперметра, следует считать правильным предложение разработать в «Правилах устройства электротехнических установок» соответствующий раздел, в основу которого могут быть положены указанные выше «Руководящие указания» Теплоэлектропроекта.

Инж. Т. П. Мусатов—Донбассэнерго

Принятое в настоящее время практикой проектирования и монтажа подстанций количество измерительных приборов для подстанций с непрерывным дежурством персонала вполне отвечает нуждам текущей эксплуатации. Поэтому следует категорически возразить против установки на подстанциях дополнительно измерительных приборов; в частности, совершенно необосновано предложение М. Д. Горенштейна об установке трех амперметров со стороны питания на всех линейных присоединениях 35 кВ без исключения и на ряде линий 6—10 кВ.

Автор предложения привел два довольно неубедительных примера, мотивируя необходимость трех амперметров случаями перегорания соединителей в петлях анкерных опор. Надо полагать, что приведенные случаи взяты из сравнительно давней практики.

Широкое внедрение на линиях электропередачи штанг для измерения соединителей свело возможность перегорания их в петлях анкерных опор буквально к единичным случаям, а повышением качества работы по монтажу соединителей, как правило, обеспечивается такое состояние, при котором проводимость соединителей не падает ниже проводимости самого провода. Кроме того, при достаточной тренировке оперативного персонала подобный случай если и возникнет, то сможет быть ликвидирован без каких-либо дополнительных осложнений и при наличии одного амперметра на линии.

Установка трех амперметров на линейных присоединениях в сетях 6—10—35 кВ не вызывается нуждами эксплуатации, но повлечет лишний расход средств и дефицитных материалов. Так, сети 6—10 кВ работают с изолированной либо с компенсированной нейтралью и поэтому имеют только два трансформатора тока на линию, следовательно в этих сетях потребуются установка третьего трансформатора тока с прокладкой контрольных кабелей. В таком же положении окажутся и сети 35 кВ, оборудованные защитой по двухрелейной схеме.

Наряду с трансформаторами тока, контрольными кабелями и установочными материалами в весьма большом количестве потребуются и амперметры.

Предложение об установке в сетях 6—10—35 кВ трех амперметров на питающем конце линии электропередачи должно быть признано ничем не оправданным; если же оно в отдельных случаях и будет предусмотрено проектом, то это можно рассматривать как излишество.

Предстоящий массовый перевод подстанций на телеуправление внесет качественное измене-

ние в организацию эксплуатации высоковольтных подстанций и, в частности, даст основание к пересмотру вопроса о количестве монтируемых на них измерительных приборов.

Инж. П. Д. Дорохин—Дальэнерго

Установка на линии дополнительно двух амперметров, необходимость в которых может появиться в 5 или 10 лет один раз, неоправдана.

Опыт эксплуатации показывает, что эксплуатационный персонал имеет возможность заметить ненормально возросшую нагрузку на линии. Кроме того, персонал приемных подстанций всегда не замедлит сообщить о перекосе напряжения по фазам, и персонал питающей подстанции по этим сигналам сможет выяснить загрузку фаз.

Не поддерживая предложения инж. Горштейна о необходимости установки дополнительно двух амперметров на линиях, считаем целесообразным провести выверку фаз, на которых установлены амперметры на питающей и приемной подстанциях, таким образом, чтобы амперметры на концах линий были подключены к разноименным фазам, что дает возможность контролировать постоянно две фазы без дополнительной установки амперметров.

Устанавливать три амперметра обязательно только на линиях, оборудованных пофазным автоматическим повторным включением. Для облегчения эксплуатации линий, работающих в чрезвычайном режиме (недопустимые перегрузки, частые обрывы и т. п.), следует устанавливать по три либо по два амперметра на питающей подстанции и один амперметр на приемной подстанции. В последнем случае амперметры должны быть подключены на разные фазы.

Для наиболее рационального использования находящихся в эксплуатации линейных амперметров считаем целесообразным устанавливать их на концах линий на разные фазы, что позволит контролировать постоянно две фазы линии.



Расширение области применения автоматического повторного включения

Канд. техн. наук И. А. Сыромятников

Автоматическое повторное включение воздушных, смешанных и кабельных линий электропередачи нашло широкое применение в энергосистемах Советского Союза. Особенно быстро внедрялось автоматическое повторное включение в послевоенные годы — с 1945 по 1949 г. Количество установленных в энергосистемах комплектов увеличилось в 2,3 раза; число установленных АПВ в Мосэнерго к 1950 г. по сравнению с 1940 г. увеличилось в 15 раз; в Донбассэнерго — в 14,5 раза, в системах Главуралэнерго — в 7 раз; в Ленэнерго — в 7,2 раза.

Увеличился процент успешных действий АПВ: с 54,1% в 1945 г. до 69,3% в 1949 г. Весьма интересно, что на кабельных линиях 2—10 кВ число успешных действий АПВ составило в 1949 г. 52,2%, а на воздушных линиях того же напряжения — 62,2%.

Опыт эксплуатации автоматического ввода резервного питания на собственных нуждах электростанций, действующего при всех видах коротких замыканий, показал целесообразность применения автоматического повторного включения при коротких замыканиях на шинах. На основе этого опыта на ряде объектов были выполнены АПВ шин и на более высоких напряжениях. Впервые автоматическое повторное включение шин на подстанции 35 кВ было применено в 1943 г. в Новосибирскэнерго по предложению Б. А. Хомутова. Опыт работы первых отдельных установок автоматического повторного включения шин оказался, как и можно было ожидать, весьма удачным. Интересные данные по автоматическому повторному включению шин приведены т. Песочиным¹.

На основании имеющегося опыта эксплуатации автоматического повторного включения и автоматического включения резерва можно рекомендовать широкое применение автоматического повторного включения шин на подстанциях всех напряжений. При этом представляется целесообразным на открытых подстанциях аппараты, присоединяемые без выключателей (например, трансформаторы напряжения, разрядники, конденсаторы связи и т. п.), подключать посредством провода небольшого сечения, с тем чтобы при повреждении аппарата этот провод при коротком

замыкании перегорал. Тем самым было бы обеспечено удачное автоматическое повторное включение шин.

В закрытых распределительных устройствах генераторного напряжения ошиновку и аппаратуру на реактированных линиях следует выбирать по токам короткого замыкания до реактора только на участке от сборных шин до проходных изоляторов, отделяющих сборные шины от шинных разъединителей. Ошиновку и аппаратуру за указанными проходными изоляторами можно выполнять более легкой в расчете на меньший ток короткого замыкания после линейного реактора, исходя из того, что повреждение ликвидируется в результате отключения шин и последующего действия автоматического повторного включения. Такие случаи уже отмечались².

За последние годы в энергосистемах все более широко начал применяться способ самосинхронизации для включения синхронных машин на параллельную работу. Сочетанием самосинхронизации с автоматическим повторным включением можно обеспечить автоматическое включение электростанции с несколькими генераторами, потерявшими связь с системой вследствие отключения линий электропередачи.

Особенно просто автоматическое повторное включение линии с генераторами может быть осуществлено для электростанций, выдающих всю мощность в энергосистему. В тех случаях, когда электростанция имеет местных потребителей, следует выделять только часть генераторов для включения их в систему, оставляя остальные генераторы станции для питания местных потребителей. Применение автоматического повторного включения линия — генераторы возможно как для гидростанций, так и для тепловых электростанций. В этих случаях при отключении линий электропередачи одновременно дается импульс на отключение автоматов гашения поля у генераторов. Отключившаяся линия включается автоматически повторным включением со стороны системы. Для осуществления автоматического повторного включения генераторов со стороны электростанции необходимо соблюдение следующих условий: наличие напряжения на линии; снижение напряжения на генераторах до $\sim 0,2 U_{ном}$ и уменьшение скорости вращения генераторов до

¹ М. М. Песочин, „Электрические станции“, 1951, № 6.

² Там же.

приемлемой величины. На последнем условии следует остановиться несколько подробнее.

Для гидростанции при сбросе нагрузки скорость вращения генератора изменяется сравнительно быстро до максимальной (порядка $1,3n_{ном}$) и затем начинает снижаться до установившегося значения. При этом установившаяся скорость, как правило, будет выше начальной из-за неравномерности регулирования. При полном сбросе нагрузки скорость достигает установившегося значения через довольно продолжительное время, порядка от 10 до 40 сек. Поэтому весьма важно производить автоматическое повторное включение раньше, чем гидрогенераторы достигнут установившейся скорости. Опыты, проведенные в Узбекэнерго, показали, что вполне можно производить автоматическое повторное включение на спаде кривой скорости вращения при скорости выше номинальной на 10—15%. Есть основания предполагать, что можно будет производить включение еще раньше.

Наличие успокоительных обмоток на роторе будет оказывать весьма благоприятное влияние на процесс самосинхронизации. Поэтому при заказе гидрогенераторов следует использовать указания нового ГОСТ (5616-50), согласно которому по требованию заказчика генераторы должны изготавливаться с успокоительной обмоткой.

Для турбогенераторов скорость вращения при сбросе полной нагрузки не превышает 1,08—1,09 от номинальной, и поэтому время автоматического повторного включения может быть значительно меньше, и оно будет практически определяться временем гашения поля.

Применение автоматического повторного включения линия — генератор значительно повысит надежность работы энергосистем. Отключившаяся генерирующая мощность сможет быть включена обратно примерно через несколько секунд. Особенно эффективным этот способ представляется для гидроэлектростанций, работающих на дальние линии электропередачи.

Для более быстрого уменьшения напряжения на генераторе после отключения линии можно применять схемы гашения поля с более интенсивным гашением. С этой целью следует проработать вопрос о применении в АГП зависимых от напряжения сопротивлений типа вилит.

Возможность быстрого включения отключившейся генерирующей мощности путем применения автоматического повторного включения линия — генераторы намного увеличивает эффективность применения автоматического повторного включения на линиях, отключенных автоматами разгрузки по частоте. В этом случае при восстановлении частоты потребители быстро будут включены обратно. Впервые АПВ в сочетании с автоматами для разгрузки по частоте были применены в Белорусэнерго по предложению И. Н. Александрова и А. Ш. Фридлянда.

В связи с освоением и внедрением воздушных выключателей следует начать применять быстродействующие АПВ линий, связывающих электростанции с энергосистемой, и для межсистемных

линий. В самое ближайшее время нужно установить такие АПВ на нескольких линиях для накопления опыта. Есть все основания предполагать, что работа их будет удачной.

Следует иметь в виду, что нарушение динамической устойчивости при коротких замыканиях происходит значительно чаще, чем это кажется на первый взгляд. Но выпавший из синхронизма генератор, отдельная электростанция или часть энергосистемы после отключения короткого замыкания самосинхронизируются сразу или после нескольких колебаний. В большинстве случаев такие колебания проходят незамеченными, так как совпадают по времени с коротким замыканием.

Случаи удачной самосинхронизации неоднократно имели место в энергосистемах. Автору известны, например, два случая в Днепроэнерго, когда при ошибочном действии АПВ была включена обратно, без проверки синхронизма, отключившаяся линия, питавшая нагрузку с одной тепловой электростанцией. Несмотря на то что по этой линии был значительный переток мощности, отделившаяся часть энергосистемы втянулась в синхронизм после нескольких колебаний. На Днепрогэсе имели место случаи втягивания в синхронизм двух генераторов, выделенных для питания другой энергосистемы, после весьма длительных качаний. Аналогичные случаи были и в других энергосистемах.

Широкое применение должно найти автоматическое повторное включение для обеспечения самозапуска ответственных двигателей после отключения коротких замыканий. Как известно, не всегда удается сохранить в работе все ответственные двигатели по условиям самозапуска. Из-за сильного снижения напряжения приходится отключать часть двигателей, иногда и из числа ответственных. В этом случае автоматическое повторное включение этих двигателей может производиться после восстановления напряжения. Такое повторное включение было весьма удачно применено на нефтепромыслах Баку по предложению тт. Плюща и Эсибьяна для двигателей станков-качалок. Автоматическое повторное включение можно применять как для асинхронных, так и для синхронных двигателей. Необходимо осуществлять автоматическое повторное включение и для двигателей большой мощности, например, установленных для привода питательных насосов на электростанциях. Эти двигатели могут автоматически повторно включаться, после того как закончился самозапуск остальных двигателей. Время автоматического повторного включения должно быть порядка 10 сек.; за этот промежуток времени не произойдет никаких нарушений в режиме работы котлов.

Указанные выше возможности расширения области применения автоматического повторного включения, а возможно и другие, могут быть широко использованы работниками электростанций при проявлении ими инициативы. После опытной проверки они послужат к дальнейшему повышению надежности работы энергосистем.



Трехфазное автоматическое повторное включение линий с самосинхронизацией для гидростанций

Инж. И. Г. Мильгром, инж. Г. В. Подковыров и канд. техн. наук Э. Г. Файнштейн

Необходимость проверки синхронизма в схемах трехфазного автоматического повторного включения одиночных линий электропередачи, связывающих электростанцию с энергетической системой, усложняет схему, замедляет включение при качаниях и может привести к отказам автомата повторного включения линии при аварийном снижении частоты в энергосистеме.

Для устранения этих недостатков в энергосистеме, по предложению Технического управления МЭС, была предпринята попытка разработать и практически осуществить схему трехфазного автоматического повторного включения с самосинхронизацией для такой линии. Осуществление этой схемы позволило бы быстро вводить в работу телемеханизированные гэс без дежурного персонала или с дежурным «на дому» при проходящих коротких замыканиях на линии.

Реализация схемы упрощалась тем обстоятельством, что в этой энергосистеме на ряде гэс для включения генераторов осуществлены схемы самосинхронизации. Было разработано и испытано несколько вариантов схем трехфазного автоматического повторного включения с самосинхронизацией.

Сущность первого варианта заключается в том, что при коротком замыкании на линии отключается выключатель линии электропередачи на приемном конце, в то время как выключатель со стороны электростанции не отключается, а происходит закрытие направляющего аппарата турбины ограничителем открытия.

Отключение генераторного выключателя и автомата гашения поля происходит в тот момент, когда открытие направляющего аппарата соответствует холостому ходу. Импульс на отключенные контакты, установленные на направляющем аппарате, в момент, когда он проходит положение холостого хода. Этими же контактами подается сигнал на подготовку схемы пуска генератора.

При достижении генератором скорости вращения примерно 60% от номинальной центробежное реле скорости, установленное на валу генератора, замыкает свои контакты и дает команду на пуск генератора. Направляющий аппарат турбины открывается, генератор увеличивает скорость вращения и при скольжении, соответствующем уставке реле самосинхронизации, включается в сеть.

Необходимым условием повторного включения выключателя генератора является наличие напряжения на шинах гэс. Оно подается включением выключателя на приемном конце линии электропередачи, на котором имеется простое однократное повторное включение, с контролем отсутствия встречного напряжения.

Этот вариант отличается простотой и обеспечивает необходимую форму кривой изменения скорости вращения агрегата перед включением выключателя генератора.

На рис. 1 показано изменение напряжения, тока и скорости вращения генератора при полном цикле автоматического повторного включения по описанной схеме.

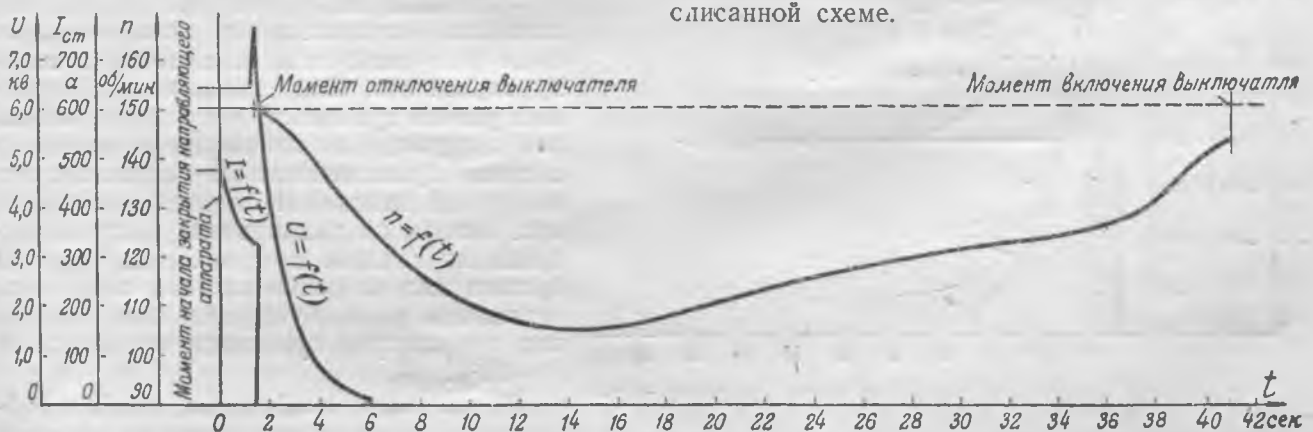


Рис. 1. Изменение напряжения, тока и скорости вращения генератора при трехфазном автоматическом повторном включении с самосинхронизацией по первому варианту (сброс нагрузки воздействием на реле остановки).

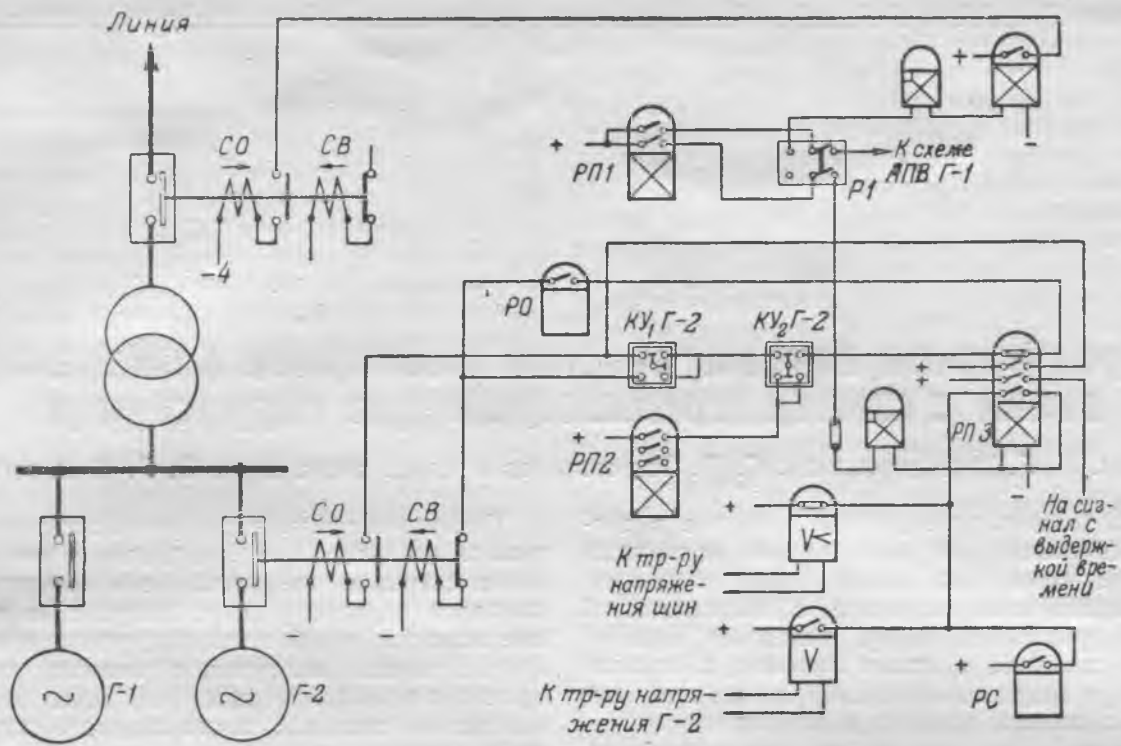


Рис. 2. Схема трехфазного автоматического повторного включения с самосинхронизацией, осуществляемая по третьему варианту.
 РП1 — выходное реле защит; РП2 — главное пусковое реле; РП3 — выходное реле АПВ; Р1 — рубильник АПВ; Р0 — реле скорости вращения (контакт замкнут при $n > 95\%$); РС — реле скольжения (контакт замкнут при $S < 10\%$); КУ₁, КУ₂ — ключ управления выключателем генератора 2; КУ₁, КУ₂ — ключ выбора режима управления генератором 2; СВ — соленоид включения; СО — соленоид отключения.

Основными недостатками схемы являются длительность цикла повторного включения и нагрузка питания короткого замыкания со стороны электростанции, т. е. увеличенная вероятность повреждения изоляции линии электропередачи дугой.

Во втором варианте схемы, при коротком замыкании на линии, защита отключает на приемном конце выключатель линии, а со стороны станции — только АПГ генераторов.

Повторное включение выключателя линии на приемном конце и АПГ генератора возможно при этом только после того, как напряжение статора снизится до $10 \div 20\%$ от номинального. Для

этого необходимо обеспечить соответствующую выдержку времени АПВ, величина которой определяется постоянной времени гашения поля.

При выборе выдержки времени АПВ необходимо учитывать возможность самопогасания дуги в месте короткого замыкания из-за снижения тока короткого замыкания после отключения линии от системы и отключения АПГ генераторов, вследствие чего скорость гашения поля генератора будет наименьшей и соответствовать постоянной времени при разомкнутой статорной обмотке.

Недостатком этого варианта схемы, как и первого, является нагрузка питания места короткого замыкания на линии электропередачи со стороны электростанции.

Указанные недостатки ограничивают возможность осуществления автоматического повторного включения по первому и второму вариантам. Самосинхронизация протекает удачно при любой величине сбрасываемой нагрузки, если включение генератора в системе осуществляется на спадающей ветви кривой изменения скорости его вращения. Исходя из соображений быстрого прекращения качаний и ограничения величины бросков тока во время качаний, желательно ограничить величину предельного скольжения, при котором происходит включение, до $5 \div 10\%$.

Кроме того, необходимо, чтобы напряжение на выводах генератора не превосходило $10-20\%$ от номинального, что дости-

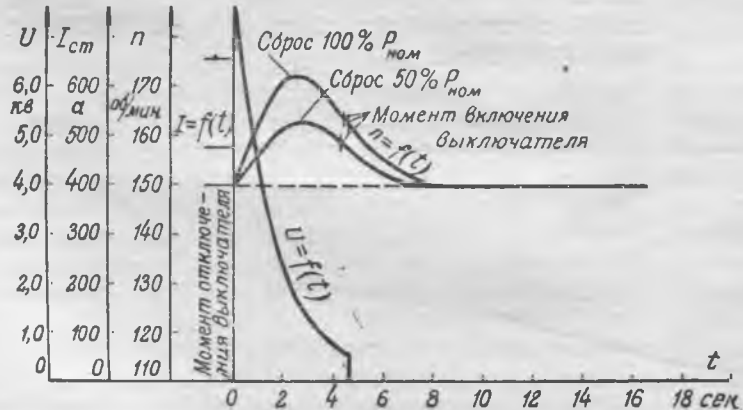


Рис. 3. Изменение напряжения, тока и скорости вращения генератора при трехфазном автоматическом повторном включении по третьему варианту (сброс нагрузки без воздействия на реле останова).

гается гашением поля в интервале от момента отключения генераторного выключателя до его повторного включения.

Эти условия, полученные из опыта, были положены в основу третьего варианта схемы автоматического повторного включения генератор — линия, принятой к исполнению на одной гидростанции (рис. 2). Выполнение этих условий обеспечивается следующим образом.

При возникновении короткого замыкания на линии защита ее со стороны электростанции воздействует на отключение выключателей генератора. Автомат гашения поля генератора заблокирован с выключателем таким образом, что его отключение происходит при отключении выключателя, а включение — после включения выключателя.

На приемном конце линии устанавливается однократный АПВ с контролем отсутствия встречного напряжения и выдержкой времени, достаточной для перехода скорости вращения агрегатов через максимальное значение и уменьшения скольжения (при сбросе 100% нагрузки) до величины $\leq 10\%$.

В целях более простого и надежного согласования выдержек времени АПВ необходимо с обеих сторон линий иметь защиты с одинаковой скоростью действия или быстродействующие (типа дифференциальной или высокочастотной).

Автоматическое повторное включение генератора возможно при выполнении следующих условий, которые контролируются специально установленными реле (рис. 2): а) при наличии напряжения на шинах гэс, б) при снижении напряжения на выводах генератора до $10 \div 20\%$ от номинального, в) при скольжении генератора $\leq 10\%$.

При невыполнении хотя бы одного из условий генератор остается в работе на холостом ходу без возбуждения. Например, при отказе АПВ на приемном конце линии электропередачи генератор работает на холостом ходу до подачи напряжения на шины гэс, после чего он автоматически включается в систему по методу самосинхронизации.

На рис. 3 показано изменение напряжения тока и скорости вращения генератора при полном цикле автоматического повторного включения по третьему варианту.

Достоинствами описанной схемы автоматического повторного включения генератор — линия являются:

1. Длительность полного цикла автоматического повторного включения — порядка $5 \div 6$ сек.

2. Обеспечение правильного действия АПВ при отказе как регулятора скорости вращения генератора, так и любого элемента схемы автоматического повторного включения на обоих концах линии электропередачи.

3. Возможность применения схемы при любом числе генераторов станции (если появится необходимость, можно задавать интервалы между моментами включения отдельных генераторов).

Проведенные испытания показали целесообразность применения третьего варианта схемы трехфазного автоматического повторного включения с самосинхронизацией генераторов¹.

¹ Необходимо отметить, что во втором и третьем вариантах схемы возможен отказ в работе устройств автоматического повторного включения генератора, если после отключения генератора частота в сети значительно понизится и разность частот сети и генератора будет более 10%. Ред.



Сооружение и эксплуатация передвижных электроподстанций для торфопредприятий

Инж. Е. Х. Сагалов

Электроснабжение торфопредприятий при современных размерах добычи и широком использовании механизации требует больших мощностей, значительного протяжения сетей и большого числа подстанций.

Особенностью электрохозяйства торфопредприятий является его временный характер, так как в связи с условиями добычи торфа требуются частые перемещения электроустановок. Это приводит к необходимости демонтажа существующих подстанций и к сооружению новых. Для подготовки электрохозяйства к торфяному сезону требуются ежегодные миллионные затраты.

Для рационализации электрохозяйства и снижения затрат автором было предложено в 1938 г. применять разборные подстанции. Соответствующий проект был разработан, принят как типовой и осуществлен на ряде торфопредприятий и на строительстве гидроэлектростанций.

Разборная подстанция в основном состоит из стальных распределительных ячеек (ящичков) 3—10 кв и разборных металлических конструкций для открытого устройства 35 кв. Применение разборных подстанций позволило сэкономить значительные средства.

Дальнейшей ступенью рационализации электроснабжения торфопредприятий является применение передвижных подстанций, смонтированных на железнодорожных платформах узкой колеи. Две такие подстанции были сооружены и успешно эксплуатировались в 1950 г. на торфопредприятии «Утрех Варех» Чернораменского торфопреста.

С учетом этого опыта, по предложению автора, Проектно-конструкторское бюро Горэнерго в 1951 г. разработало проекты передвижных подстанций, которые были одобрены Техническим управлением Министерства электростанций и приняты Главцентрэнерго как типовые для всех торфопредприятий.

В сезоне 1951 г. по этим проектам выполнены и работают пять подстанций.

Подстанции спроектированы так, чтобы после окончания торфосезона они могли быть свезены на ремонтные базы, где они будут ремонтироваться силами освободившегося дежурного персонала. Для питания в зимнее время небольших

нагрузок, находящихся вблизи мест, где были установлены подстанции (поселки и мастерские торфопредприятий, близлежащие колхозы и т. д.) разработана конструкция передвижного трансформаторного пункта, размещенного на железнодорожной платформе. Такой трансформаторный пункт устанавливается вместо подстанции и не требует сменного персонала.

Организация централизованного ремонта оборудования подстанций и устранение необходимости держать в зимнее время значительный штат сменного персонала, обслуживающего по существу неработающие подстанции, являются важными преимуществами применения системы передвижных подстанций.

Ориентируясь на принятые схемы сетей и на наличное оборудование, было разработано пять типов подстанций, начиная от радиальной подстанции 1 000 кв и кончая кольцевой с мощностью установленных трансформаторов 10 800 кв. Наиболее простые схемы монтируются на одной платформе, более сложные собираются из платформ нескольких типов. Для примера ниже дается описание двух таких подстанций — радиальной и кольцевой.

Радиальная однотрансформаторная подстанция собирается на одной платформе типа I (рис. 1). На этой платформе, имеющей длину 8,2 м, расположен трехфазный трансформатор с присоединениями 35 и 6,6 кв и с группой вентильных разрядников 35 кв. Последовательно по продольной оси устанавливаются: разъединитель с заземляющим ножом, вентильный разрядник 35 кв, масляный выключатель 35 кв, трехфазный трансформатор 1 000 ÷ 1 800 кв и ячейки в стальных ящиках.

У выключателя 35 кв устанавливается П-образная металлическая конструкция для проводов линии электропередачи.

Все обслуживание оборудования производится с земли. С обеих сторон платформы на газовых трубах крепятся светильники. Трубы шарнирно прикреплены к конструкции и при необходимости могут быть опущены вместе с осветительной арматурой.

Защита и сигнализация выполнены на переменном токе от насыщающихся трансформаторов тока и трансформаторов напряжения. Вся защит-

ная и измерительная аппаратура размещается тут же на платформе в 6-кв ячейке.

При необходимости установки трансформатора 3 200 ква нормальная платформа заменяется платформой с большей грузоподъемностью, имеющей длину 9 м.

Общий вид одного типа кольцевой мощной передвижной подстанции 35 кв приведен на рис. 2. Как видно, подстанция комплектуется из пяти платформ разных типов. Оборудование, установленное на платформах, объединяется общей схемой, причем для соединений не требуется установки каких-либо дополнительных конструкций. По периметру подстанций устанавливается легкое переносное ограждение из металлической сетки, натянутой на рамки из газовых труб. Рамки закрепляются на стойках диаметром 50 мм, прикрепленных к трубам заземляющего устройства подстанции. Вес 1 пог. м ограждения равен 10,5 кг, вес ограждения всей подстанции — 2 ÷ 2,5 т. Ограждение перевозится на одной из платформ подстанции и устанавливается в течение одного дня.

Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется разборными молниеотводами, состоящими из секций труб с оттяжками¹. Для заземления молниеотводов используется заземляющее устройство подстанции.

Назначение платформ следующее.

Платформа типа II является распределительным устройством 2—6 кв. На ней установлены шесть типовых ячеек, принятых в Горэнерго для торфяных подстанций; пять из них предназначаются для отходящих линий и одна — для трансформатора собственных нужд. На торцах платформы устанавливаются П-образные металлические конструкции, между которыми натягиваются сборные шины 2—6 кв из голого провода на изоляторах типа П-2.

Вдоль платформы проходит металлическая траверза для вывода линий торфопредприятий. Платформа этого типа имеет откидные борты, образующие проходы (балконы) управления ши-

¹См. С. И. Кудрявцев и А. А. Михайлов, стр. 61 в этом номере журнала.

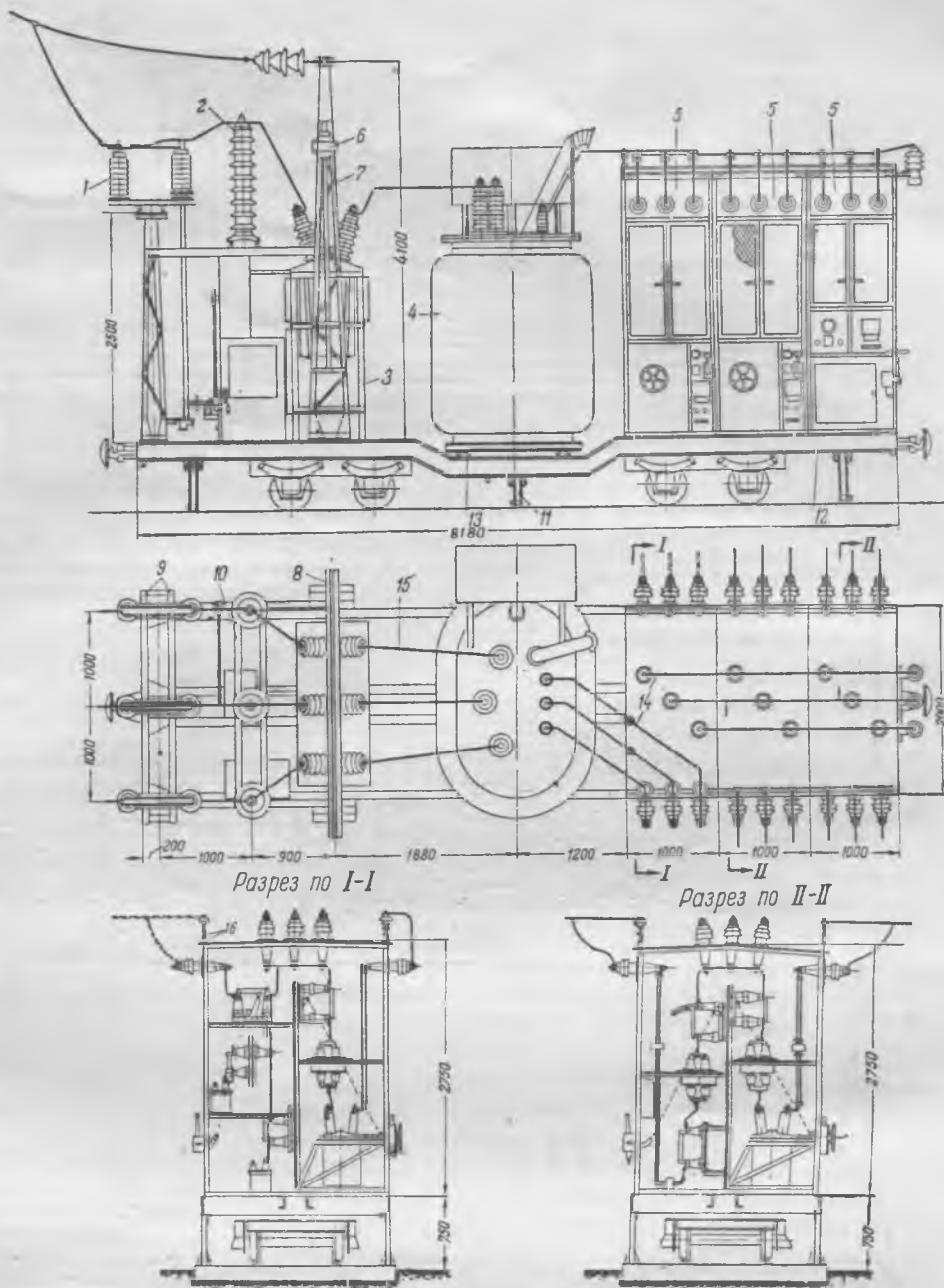


Рис. 1. Радиальная однитрансформаторная подстанция на железнодорожной платформе.

1 — разъединитель; 2 — вентиляльный разрядник 35 кв; 3 — масляный выключатель 35 кв; 4 — трехфазный трансформатор; 5 — ячейки в стальных ящиках; 6 — светильник; 7 — колонна; 8 — траверза; 9 — швеллер № 8 под разъединитель; 10 — швеллер № 8 под разрядники; 11 — упор; 12 — железнодорожная платформа узкой колеи; 13 — швеллер № 20 под трансформатор; 14 — алюминиевые шины 60 × 6 мм; 15 — стальные шины 40 × 4 мм; 16 — швеллер № 5 под изолятор.

риной 1,1 м. Освещение платформы производится светильниками, устанавливаемыми по два на двух П-образных конструкциях.

Как видно из рис. 2, в данную кольцевую подстанцию входят две платформы этого типа, которые образуют распределительное устройство 2—6 кв с секционированной одиночной системой сборных шин. Детали установки оборудования на платформе видны из рис. 3.

Платформа типа IV (большегрузная) служит для установки двух трехфазных трансформаторов мощностью до 1 800 ква, 35 кв или одной группы однофазных трансформаторов соответствующей суммарной мощности. На этой же платформе монтируется одна ячейка 6 кв, через которую оба

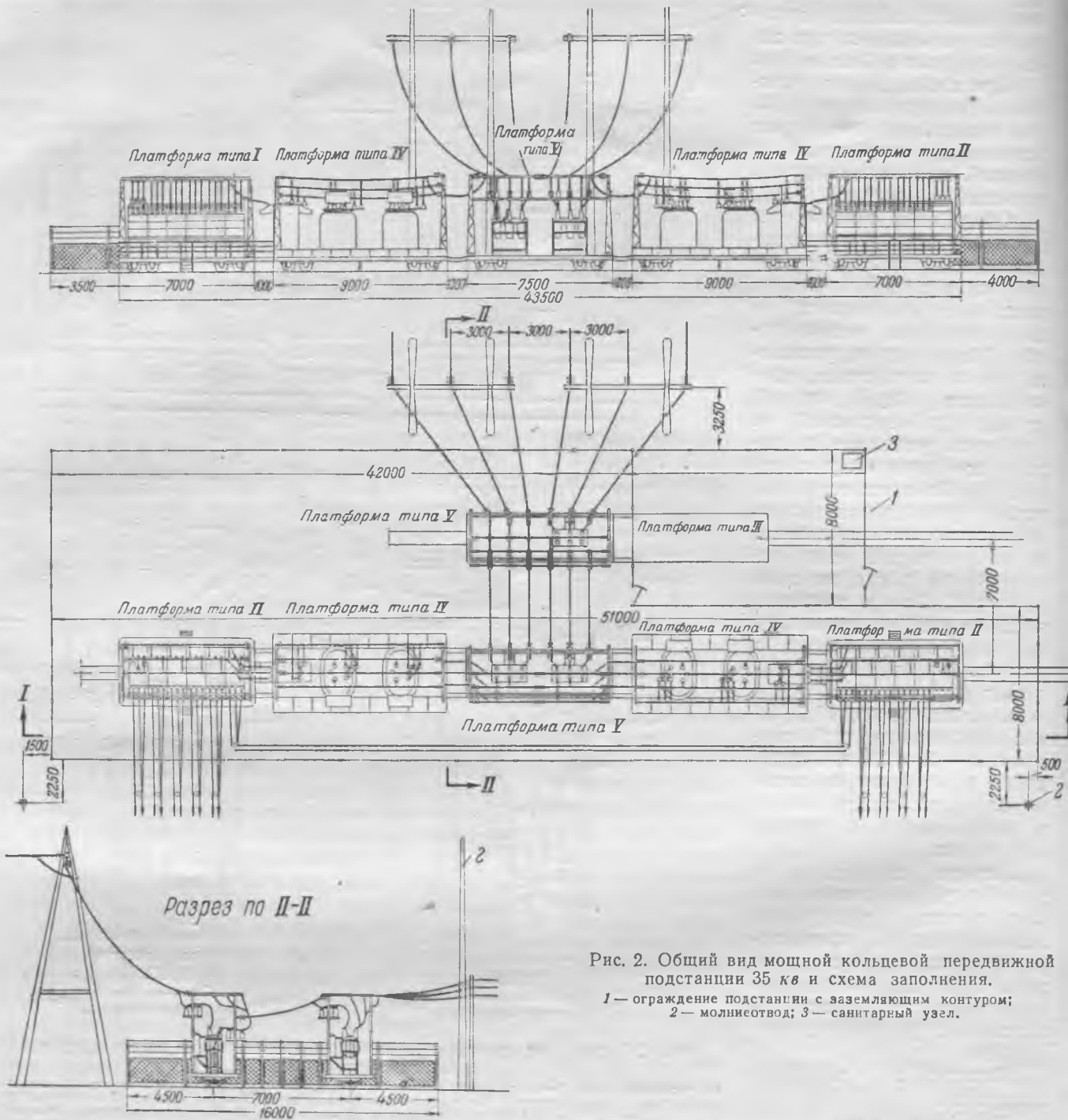
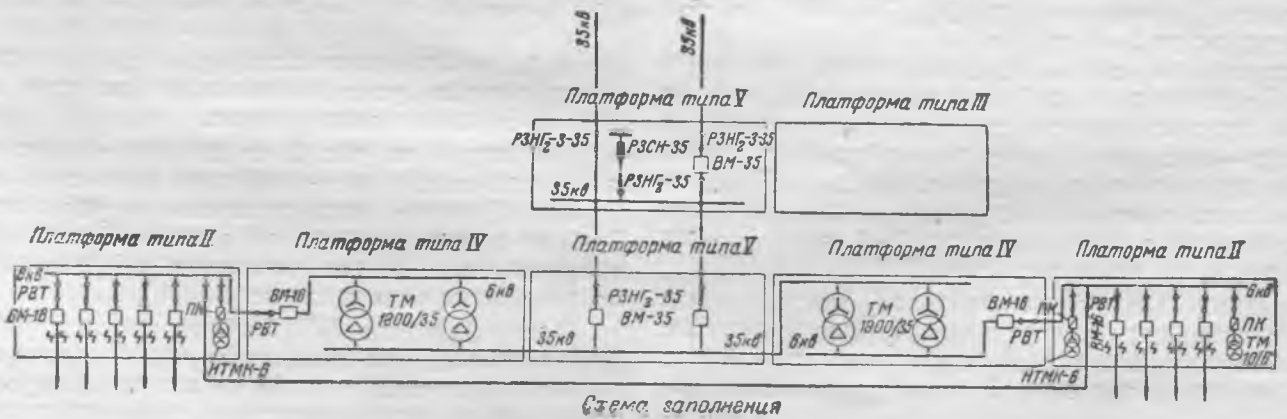


Рис. 2. Общий вид мощной кольцевой передвижной подстанции 35 кВ и схема заполнения.
 1 — ограждение подстанции с заземляющим контуром;
 2 — молниеотвод; 3 — санитарный узел.



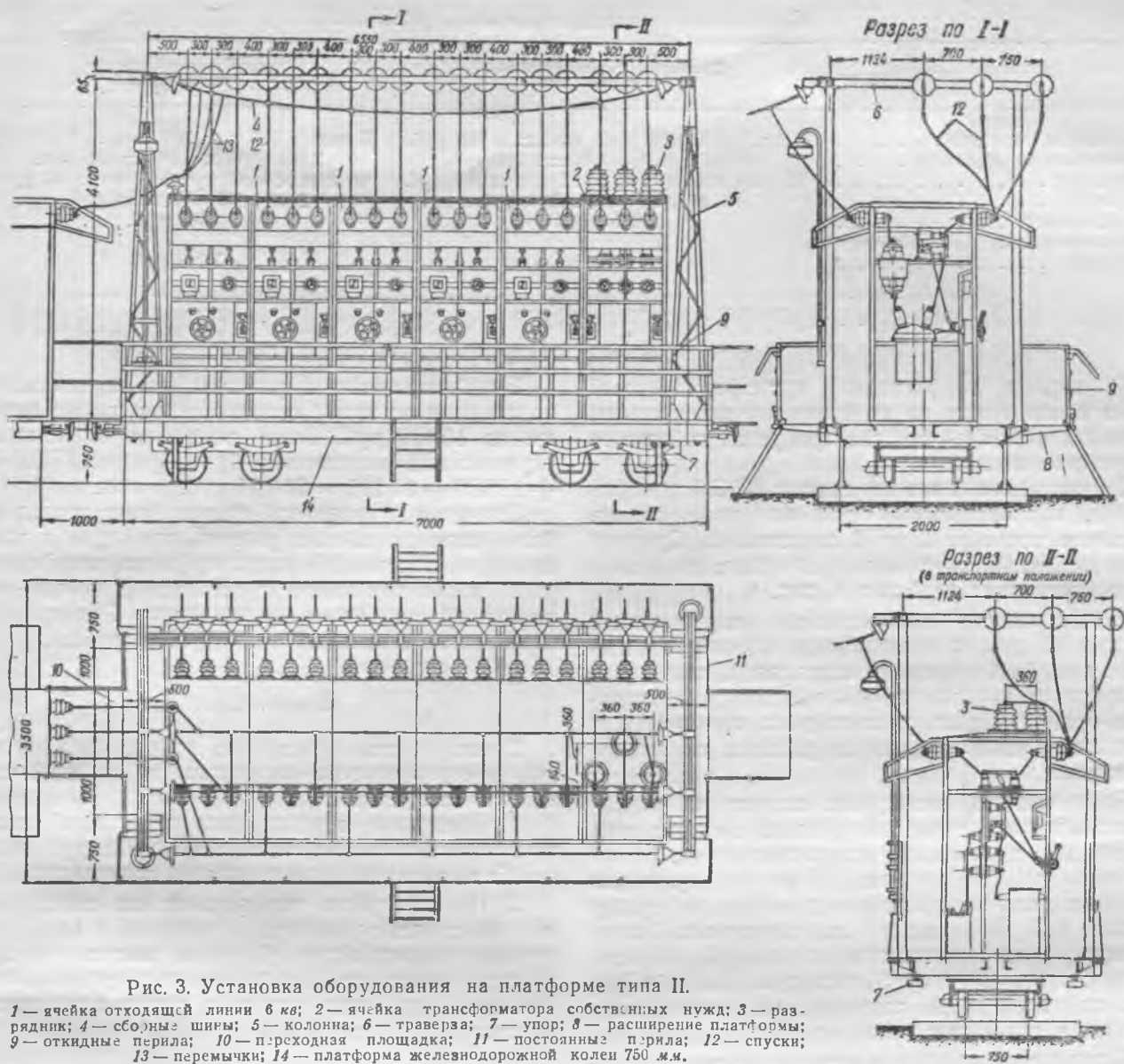


Рис. 3. Установка оборудования на платформе типа II.

1 — ячейка отходящей линии 6 кв; 2 — ячейка трансформатора собственных нужд; 3 — разрядник; 4 — сборные шины; 5 — колонна; 6 — траверза; 7 — упор; 8 — расширение платформы; 9 — откидные перила; 10 — переходная площадка; 11 — постоянные перила; 12 — спуски; 13 — перемычки; 14 — платформа железнодорожной колеи 750 м.м.

трансформатора присоединяются к секциям сборных шин 6 кв соседней платформы типа II. Соединения между трансформаторами 35 кв и 6 ÷ 3 кв осуществляются проводами, натянутыми между двумя П-образными конструкциями, которые установлены по торцам платформы. Вся вторичная коммутация монтируется в ячейке выключателя трансформаторов 6—3 кв.

В состав данной кольцевой подстанции входят две платформы типа IV.

Выключатели 35 кв трансформаторов подстанции установлены на платформе типа V. Другая платформа этого же типа служит для приема двух линий 35 кв, питающих подстанцию.

Поскольку нормальной схемой сети 35 кв торфопредприятий следует считать разомкнутое кольцо, то для присоединения линий 35 кв достаточно только одного выключателя на отходящей линии. Вместо второго выключателя устанавливается группа вентилярных разрядников. Таким образом, две платформы типа V образуют распределительное устройство 35 кв.

Платформа типа III (крытый вагон) служит для размещения дежурного персонала подстанции.

Передвижной трансформаторный пункт, предназначенный для питания потребителей в межсезонный период, монтируется на одной платформе. На этой же платформе устанавливается разъединитель 35 кв с предохранителями ПР-35. В противоположном конце платформы ставятся две типовые ячейки 6 ÷ 3 кв, и между ячейками и конструкцией монтируется трансформатор 180 ÷ 560 ква, 35/6 ÷ 3 кв. По периметру платформы делается обшивка в 2 м из листовой стали, в которой предусмотрено три дверки: для смены предохранителей 35 кв, для осмотра и смены силового трансформатора и для управления подсоединениями 6 кв трансформаторного пункта. Учет электроэнергии осуществляется в каждой ячейке; это дает возможность использовать трансформаторный пункт для питания двух разных потребителей.

Сопоставление эксплуатационных расходов

	Существующая подстанция разборного типа	Передвижная подстанция
Содержание персонала	3 чел. \times 500 руб. \times 12 мес. = 18 000 руб.	3 чел. \times 500 руб. \times 5 мес. = 7 500 руб.
Начисление на зарплату	18 000 руб. \times 6,6% = 1 188 руб.	7 500 руб. \times 6,6% = 495 руб.
Освещение	60 квт \times 0,40 руб. \times 12 мес. = 288 руб.	60 квт \times 0,40 руб. \times 4 мес. = 96 руб.
Отопление	10 м ³ \times 30 руб. = 300 руб.	2 м ³ \times 30 руб. = 60 руб.
Командировки	2 000 руб.	500 руб.
Содержание базы зимнего отстоя вагонов	—	3 000 руб.
Всего	21 776 руб.	11 651 руб.

В период торфосезона трансформаторный пункт используется на подстанциях для питания основных агрегатов там, где требуется небольшое увеличение мощности.

За последние 6 лет по данным ВЭС Горэнерго каждый год вступали в строй или переносились на новые места от 6 до 8 подстанций. Средняя продолжительность работы подстанции на одном месте составляет не более 4 лет.

Использование предлагаемых передвижных подстанций снизит капитальные затраты, связанные с сооружением новых подстанций, значительно сократит расходы по ежегодным реконструкциям существующих стационарных подстанций и уменьшит эксплуатационные расходы по их содержанию.

Если принять, что сумма затрат на строительномонтажные работы средней по мощности подстанции, за вычетом возвратных сумм, равна 120 тыс. руб., то на каждой из них ежегодно изнашиваются материальные ценности на сумму 30 тыс. руб. Амортизация же передвижной подстанции будет составлять только 6% от всей стоимости, т. е. около 5 тыс. руб. Таким образом, по расходам на амортизацию каждой подстанции в год будет экономия 25 тыс. руб.

Как указывалось выше, все или почти все подстанции ежегодно подвергаются тем или иным реконструктивным изменениям; по статистическим данным за 6 лет на подобные работы истрачено 20 тыс. руб. на одну подстанцию в год.

Подготовка к торфосезону передвижных подстанций будет заключаться в пересортировке платформ и в некотором перемещении оборудования между платформами. Поэтому стоимость этих работ составит не более 5 тыс. руб. в год на каждую подстанцию, т. е. будет меньше на 15 тыс. руб.

Сопоставление эксплуатационных расходов по содержанию персонала, помещений, командировкам приведено в таблице.

Эксплуатационные расходы по передвижной подстанции по этому сопоставлению также меньше на 10 125 руб. Всего экономия от каждой передвижной подстанции будет равна 25 000 + 15 000 + 10 135 = 50 125 руб. в год.

Значение приведенной суммы будет несколько более осязаемым, если указать, что перевод всех сезонных подстанций гидроторфа на платформы узкой колеи при новом предлагаемом методе эксплуатации даст ежегодно только по Горьковской энергосистеме около 1 млн. руб. экономии.

Выводы

Преимущества описанного метода эксплуатации и строительства торфяных подстанций состоят в следующем:

1. Внедрение передвижных подстанций даст при эксплуатации их ежегодно 50 тыс. руб. экономии на каждую существующую подстанцию.

2. По окончании торфосезона все передвижные подстанции увозятся на ремонтные базы, что позволит высвободить большое количество дежурного персонала. На базах легче организовать хорошие мастерские, улучшить условия ремонтов подстанций и повысить качество монтажных работ.

3. Подстанции на платформах для электрификации торфоразработок можно выполнить при любой схеме сети, т. е. радиальной и кольцевой.

4. Передвижные подстанции можно приблизить к торфоагрегатам и чаще передвигать их. Это сократит протяженность электросетей торфопредприятий, снизит их стоимость, сократит расход цветного металла и уменьшит потери электроэнергии.

Исходя из приведенных преимуществ, следует рекомендовать в ближайшие 3—4 года все подстанции гидроторфа сделать передвижными на платформах узкой колеи и организовать базы для зимнего их хранения и ремонта.

□ □ □

Повышение надежности схем действующих подстанций 110 — 220 кВ с большим числом присоединений

Инж. Г. А. Фришман

Бурное развитие советской энергетики, сооружение величайших гидроэлектростанций и расширение многих крупных электростанций и систем вызвало необходимость разработки наиболее надежных схем высоковольтных подстанций и выполнения реконструкции действующих подстанций при их расширении.

Наиболее распространенной в Советском Союзе схемой подстанций 110 кВ и выше с большим числом присоединений является схема с двойными системами шин и с одним выключателем на цепь.

В случае, если подстанция расположена в ответственных узлах энергосистемы, обычно для повышения надежности в работе находятся обе системы шин с фиксированным распределением присоединений между ними и включенным шинносоединительным выключателем.

С развитием промышленности многие электростанции и подстанции были значительно расширены, появилась необходимость сооружения новых линий передач, большинство из которых выполнялось параллельными существующим с целью повышения надежности энергоснабжения промышленных районов, снижения потерь в сетях и повышения устойчивости параллельной работы энергосистем. При этом многие подстанции 110 кВ превратились в подстанции с большим числом присоединений (доходящим до 12 и более), для которых ранее принятая схема оказалась ненадежной. Недостатки этой схемы состоят в следующем:

1. При ремонте линейных выключателей требуется отключение линии электропередачи на несколько часов для производства работ по запетлению и распетлению выключателя. В продолжение всего ремонта линейных выключателей и шинносоединительного выключателя подстанция работает по схеме с одиночной системой шин, что недопустимо для крупной проходной подстанции или подстанции, питающей ответственных потребителей, авария на шинах которой неминуемо приведет к нарушению работы всей энергосистемы и недоотпуску электроэнергии потребителям.

2. Большое сосредоточение генерирующих мощностей на одной подстанции, наличие большого числа параллельных линий электропередачи и мощной энергосистемы приводят к очень большим значениям токов короткого замыкания

на шинах подстанции и вызывает необходимость замены старых типов выключателей, имеющих малую отключающую способность.

3. Схема требует сложной дифференциальной защиты шин с фиксированным распределением присоединений. Данная защита действует избирательно лишь в случае нормально принятой схемы фиксации присоединений.

4. Для вывода в ремонт линейных выключателей, шинных разъединителей и работ по очистке изоляции требуется производство большого количества переключений разъединителями. При отсутствии в настоящее время достаточно надежной блокировки разъединителей для открытых подстанций указанные выше операции при ошибках персонала могут привести к весьма серьезным авариям.

5. Отказ в отключении выключателя любой из линий электропередачи при коротком замыкании на линии приводит к отключению всей подстанции или одной из систем шин, если в работе находятся обе системы, и к разрыву транзитов системы.

Существенное значение этих недостатков типовой схемы можно показать на анализе опыта эксплуатации одной из крупных энергосистем.

Число случаев повреждения шин подстанций 110 кВ (выполненных по типовой схеме с двойными системами шин), вызвавших полное отключение подстанций в этой энергосистеме, составляло на 100 подстанций: в 1948 г. — 11,1, а за 10 мес. 1950 г. — 16,6.

Все эти случаи произошли в результате повреждения аппаратуры, перекрытий загрязненной изоляции и ошибочных действий оперативного персонала при переключениях. Таким образом, сборные шины подстанций 110 кВ не могут считаться достаточно надежным элементом подстанций, особенно для схем с двойными системами шин и одним выключателем на цепь.

Автором был произведен анализ работы электростанции, подстанция 110 кВ которой выполнена по типовой схеме. В 1949 г. на подстанции было произведено 6 запетлений линейных выключателей. В среднем каждое запетление требовало отключения линии электропередачи на 10 час. и работы подстанции 110 кВ по схеме с одиночной системой шин в течение 120 час. Число крупных переключений на подстанции

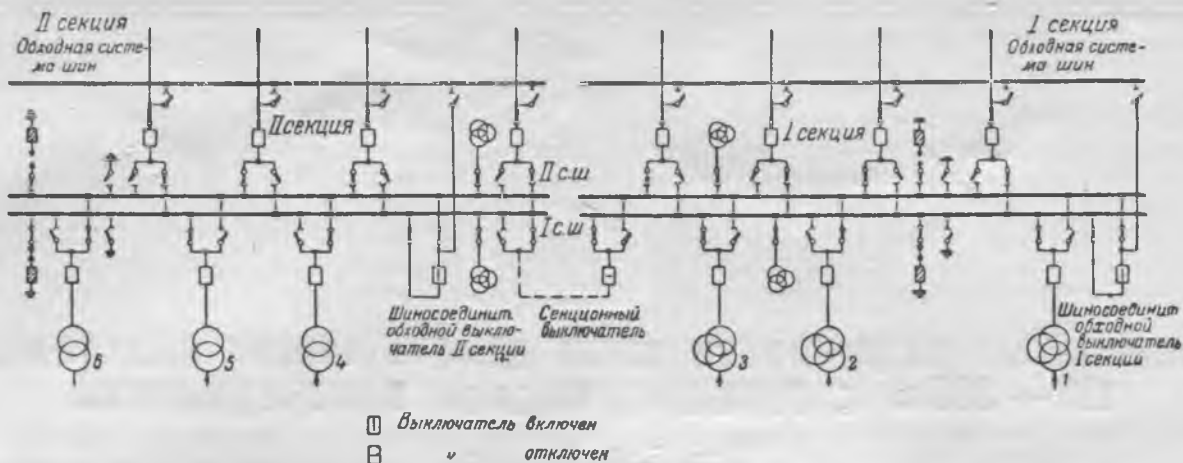


Схема подстанции 110 кВ после реконструкции.

110 кВ (с числом операций разъединителями более 15) в 1949 г. составило 61, причем для выполнения каждого из этих переключений требовалось от 30 до 60 мин.

Производство операций было вызвано эксплуатационной необходимостью с целью подготовки к запетлению и распетлению линейных выключателей, ремонта шинно соединительного выключателя, ремонта шинных разъединителей и профилактической очистки изоляции. Всего за 1949 г. на подстанции было произведено 1 640 переключений разъединителями.

Для ремонта оборудования и очистки изоляции подстанции 110 кВ в 1949 г. работала 1 218 час. по схеме с одиночной системой шин, т. е. 14% от всего времени.

Необходимо отметить, что график очистки изоляции подстанции выполнялся неполностью. Вместо положенных четырех очисток изоляции аппаратуры в 1949 г. было проведено всего три. Работы по очистке изоляции приурочивались к работам по ремонтам выключателей и шинных разъединителей присоединений, которые производились в основном в первые 8 мес. года. В дальнейшем станция старалась избегать дополнительных переключений.

Заявки станции на вывод в ремонт линейных выключателей 110 кВ не всегда удовлетворялись диспетчерским пунктом системы по режимным соображениям; сроки ремонта выключателей сокращались. Все это не могло не отразиться на качестве ремонта выключателей.

При расширении описанной подстанции возник вопрос о возможности устранения недостатков типовой схемы.

Полное устранение всех отмеченных недостатков рассматриваемой схемы для действующей установки является, конечно, чрезвычайно трудным. Однако представляется возможным уменьшить и устранить часть их без нарушения нормальной работы электростанции и без необходимости длительного вывода из работы линий электропередачи. С этой целью следует рекомендовать:

1) секционирование шин подстанции, что позволит:

а) уменьшить токи короткого замыкания на шинах подстанции и сохранить облегченную ап-

паратуру при необходимости расширения подстанции;

б) уменьшить длительность и количество оперативных переключений, вызываемых подготовкой к ремонтам оборудования, профилактической очисткой изоляции и аварийными случаями;

в) снизить возможность ошибочных действий персонала в результате уменьшения количества переключений и уменьшить время, необходимое для подготовки ремонтов;

г) повысить надежность работы подстанции и энергосистемы в целом, так как короткое замыкание на одной из секций или отказ в отключении линейного выключателя при коротком замыкании на линии вызовет отключение лишь половины подстанции при сохранении основных транзитов системы;

д) уменьшить протяженность токовых цепей дифференциальной защиты шин и тем самым повысить ее надежность;

2) сооружение обходной системы шин, что позволит:

а) производить ремонт и осмотр линейных выключателей без отключения линий, что особенно важно в свете распространившегося способа ремонта линий электропередачи под напряжением;

б) иметь надежную релейную защиту линий электропередачи при ремонте собственного линейного выключателя;

в) производить ремонт двух линейных выключателей одновременно;

г) значительно снизить время, необходимое для вывода в ремонт и ввода в резерв линейных выключателей, и количество оперативных переключений при этом (для вывода в ремонт линейного выключателя по новой схеме нужно произвести 5 операций разъединителями, а по старой схеме — 28; таким образом, количество переключений для вывода в ремонт линейного выключателя уменьшается более чем в пять раз).

При наличии обходных шин возникает возможность лучшей организации ремонтов оборудования подстанции. Ремонт выключателей и их приводов, являющийся наиболее ответственной и трудоемкой работой и требующий наибольшего внимания персонала, может по этой схеме производиться в любое время, наиболее удобное

для персонала, без всяких изменений в схеме сети и без согласования с потребителями.

На рисунке показана измененная по предложению автора схема подстанции 110 кВ крупной электростанции, имеющей 6 питающих присоединений и 8 отходящих линий электропередачи. Как видно из рисунка, автором предлагается использование шиносоединительных выключателей в качестве обходных и одного секционного выключателя, с возможностью его подсоединения к любой из систем шин I и II секции через шиноизбирательные разъединители.

Для данной схемы в каждом отдельном случае в зависимости от схемы энергосистемы, в которой работает подстанция, и ее режимных условий следует решать вопрос о возможности жесткого секционирования шин подстанции, т. е. раздельной работы секций при отключенном секционном выключателе.

В связи с тем, что многие новые линии элек-

тропередачи выполняются параллельными действующим, жесткое секционирование шин подстанций с большим числом присоединений в большинстве случаев окажется вполне возможным с точки зрения надежности энергоснабжения потребителей. При этом одна из параллельных линий подключается к первой секции подстанции, а другая — ко второй.

Для лучшего использования оборудования реконструированной подстанции можно держать в работе обе системы шин обеих секций с фиксированным распределением присоединений, как это показано на рисунке. Такое мероприятие еще более повысит надежность предлагаемой схемы.

Работы по реконструкции подстанции по предлагаемой схеме при хорошей их организации не потребуют длительного отключения линий электропередачи и, тем более, отключения всей подстанции и ограничения нагрузки электростанции.

ОТ РЕДАКЦИИ

Предложение т. Фришмана следует рассматривать как один из возможных способов повышения надежности работы распределительных устройств крупных станций. Опыт эксплуатации прошлых лет показывает, что надежность сборных шин ответственных распределительных устройств, повидимому, значительно ниже, чем это принято считать. Так, согласно данным статистики релейной защиты, на каждые 100 распределительных устройств, снабженных защитой сборных шин, эта защита правильно работала: в 1945 г. — 6 раз; в 1946 — 15 раз; в 1947 г. — 16 раз; в 1948 г. — 9 раз; в 1949 г. — 16 раз. Эти данные относятся ко всем установкам электрических систем СССР и в основном совпадают с приводимыми т. Фришманом цифрами, характеризующими работу релейной защиты шин в разбираемом им случае. Поскольку повреждения на шинах станции, как наиболее тяжелые аварии, сопровождаются значительным недоотпуском энергии, повышение надежности этой ответственной части распределительных устройств является актуальной задачей.



ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Станок для изготовления бетонных труб

Большая потребность в бетонных канализационных трубах при строительстве тепловых электростанций и жилых поселков при них привела к необходимости организовать массовое механизированное производство их на Дубровском комбинате вместо практикующегося метода набивки труб в индивидуальной опалубке.

Для этой цели на Дубровском производственном комбинате был сконструирован и изготовлен станок для изготовления бетонных канализационных труб диаметром от 100 до 400 мм (рис. 1).

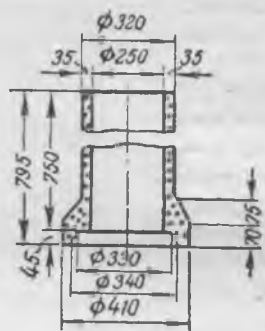


Рис. 1. Бетонная канализационная труба.

перемещается вдоль оси в поводковой трубе 11 и вращается вместе с ней в подшипнике 12. На нижнем конце поводковой трубы жестко укреплен коническая шестерня привода. Подшипники, привод и лебедка станка укреплены на станине, сваренной из швеллерной и угловой стали.

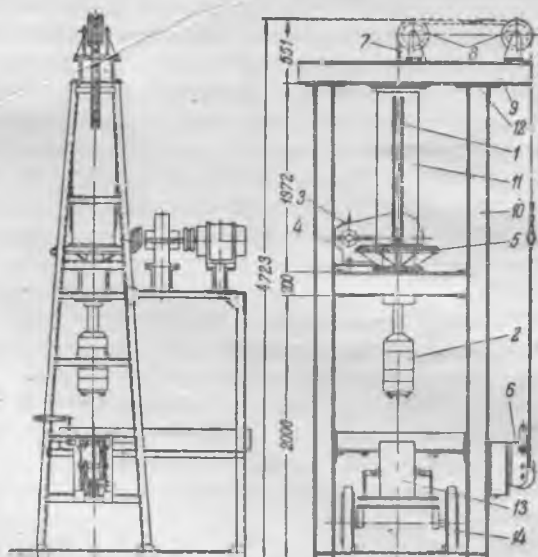


Рис. 2. Станок для изготовления бетонных канализационных труб.

В комплект станка входит также передвижная тележка 13, имеющая стойки для захвата сменных металлических форм 14, и набор поддонов.

Для набивки труб диаметром 250 мм применяются основные формы, состоящие из двух разъемных половин и поддона (рис. 3). Для перехода от одного диаметра изготавливаемых труб к другому необходимо сменить на станке помощью захвата на передвижной тележке установленную форму, поддон и трамбовку.

Станок имеет следующую основную характеристику:

Мощность, потребляемая станком	5 квт
Скорость вращения элек. двигателя	1420 об/мин.
Скорость вращения шпинделя при изготовлении труб диаметром 150—250 мм	48 об/мин
Габариты станка	1850×1850×4725
Теоретическая производительность	3 трубы диаметром до 250 мм в 1 мин.

Производственный процесс по изготовлению труб на станке организован следующим образом.

Для изготовления труб под станок на тележке подается форма нужного диаметра. Бетонная масса подается к приемной лотку (не показан на рисунке). На лоток помощью ручной лебедки опускается до дна установленной на нем формы сменная трамбовка 6 соответствующего диаметра, закрепленная на шпинделе 9. После того как трамбовка дойдет до дна формы, включают электродвигатель.

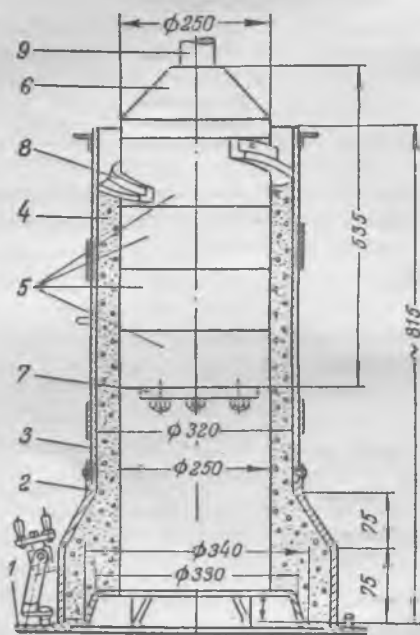


Рис. 3. Металлическая форма для изготовления труб (со шпинделем станка). 1 — поддон; 2 — растроб; 3 — колесо; 4 — бетонная масса трубы; 5 — секция трамбовки; 6 — конус трамбовки; 7 — днище трамбовки; 8 — спиральный гребень; 9 — шпиндель.

С приемного лотка бетонная масса непрерывно загрузается совком в металлическую форму. Вращающаяся же трамбовка 6 своими спиральными гребнями 8 укладывает и трамбуется бетон снизу доверху в кольце (зазоре) между стенками формы и трамбовки.

По мере заполнения формы трамбовка, при одновременном движении шпинделя станка, выжимается вверх до заполнения всей формы. Это спиральное движение продолжается непрерывно и прекращается по выходе спирального гребня трамбовки к верхнему срезу формы.

Так как раструб трубы имеет больший диаметр, чем спиральные гребни трамбовки, то процесс заполнения раструба происходит медленнее, чем цилиндрической части трубы.

По мере выжимания трамбовки ослабленный трос, поддерживающий шпиндель, наматывается на барабан ручной лебедки. Этой же лебедкой вся трамбовка выводится из формы. При длине трубы 750 мм и шаге спирали 55 мм для заполнения формы бетоном необходимо произвести $750 / 55 \approx 14$ оборотов.

При скорости вращения станка, равной 48 об/мин, теоретическое машинное время набивки формы составит

$$\frac{14 \times 60}{48} \approx 18 \text{ сек.}$$

Практически, время заполнения формы за счет замедления набивки раструба, неравномерной ручной подачи бетона и попадания более крупных фракций гравия, чем допустимо, составляет 40 сек и более.

Наладка и регулировка станка сводятся к центровке шпинделя по оси формы. Это достигается путем подтягивания и перемещения трех болтов на нижнем подшипнике барабана. Изготовление труб диаметром более 250 мм требует уменьшения скорости вращения шпинделя и достигается сменой пары шестерен привода. Заполненная на станке форма отвозится на тележке в пропарочную камеру либо на площадку для процесса схватывания и затвердения бетона. При этом форма освобождается, раскрывается и увозится обратно к станку для дальнейшего использования. Сырая труба остается на поддоне до полного затвердения.

По достижении бетоном проектной прочности поддон отделяется от готовой трубы легким ударом молотка.

При данной производительности станка для бесперебойной работы необходимо около 100 поддонов для каждого диаметра трубы и одна-две металлические формы.

Технико-экономические показатели работы станка характеризуются при существующих на Дубровском комбинате методах производства труб следующими данными.

Станок обслуживается 4 рабочими в смену. Из них: 2 станочника V разряда вручную загружают массу в форму и сами отвозят заполненные формы в пропарочную камеру и 2 подсобных III разряда производят подготовку и доставку сырья и заготовку бетона вручную.

При этих условиях станок выпускает 80 труб в смену.

Себестоимость изготовления одной трубы диаметром 250 мм в ценах 1949 г. составляла:

Стоимость материала	3 р. 42 к.
Стоимость электроэнергии	15,8 к.
Стоимость пара (технологического)	60 к.
Зарплата, основная и дополнительная	1 р. 96 к.
Начисления	12 к.
Цеховые и общезаводские расходы	2 р. 36 к.

Итого 8 р. 62 к.

Эта себестоимость на 19% ниже отпускной цены бетонной трубы диаметром 250 мм по ценнику 1949 г.

Изготовление станка обошлось в 26,8 тыс. руб.

Выводы

Из опыта работы станка на Дубровском комбинате можно сделать следующие выводы:

1. Применение описанных станков, безусловно, целесообразно, так как один станок с набором форм и поддонов обеспечивает потребность строительства в бетонных трубах в масштабе треста.

2. Качество труб — хорошее, так как благодаря трению при движении трамбовки внутренняя рабочая поверхность получается отжелезненной.

3. Стоимость изготовления труб ниже стоимости труб, доставляемых специальными заводами-поставщиками.

4. Станок прост, требует незначительных капитальных затрат и легко может быть изготовлен силами любой механической мастерской на строительстве грэс из наличных материалов, за исключением форм и поддонов, требующих отливок. Однако и они легко могут быть изготовлены вследствие простоты конструкции. Станок экономичнее даже при приведенной выше организации производства. Имеются значительные резервы для роста его производительности за счет механизации процесса заготовки и подачи бетона, регулирования фракций гравия, увеличения количества форм до трех-четырех на каждый размер труб и освобождения станочников от транспортировки готовых труб.

Инж. С. Е. Барденштейн

Выполнение термоизоляции трубопроводов минеральной ватой в опалубке

В тресте «Союзнефтеизоляция» для выполнения термоизоляции из минеральной ваты на трубопроводах разных диаметров применяется простая передвижная опалубка. Опалубка может быть изготовлена на любой строительной площадке или на любом действующем предприятии. Она бывает трех видов. Выполнение работ с применением опалубки дешевле и быстрее, чем при других известных способах.

Опалубка, представленная на рис. 1, может быть укреплена по всей длине пролета между двумя опорами, на которых расположен изолируемый трубопровод. На кружалах 1 укреплены через 50—75 мм деревянные рейки 2 с сечением примерно 30 × 40 мм. На концах реек прибиты бобышки 3, высота которых равна требуемой толщине слоя ваты. Опалубка собирается на изолируемом трубопроводе из двух частей. При изоляции горизонтальных трубопроводов в верхней части опалубки предусматривается щель шириной около 150 мм, через которую производится набивка ваты. Для вертикальных трубопроводов делают опалубку, сходящуюся по всей окружности, и набивку ведут через верхний торец.

Крепление опалубки к изолируемому трубопроводу на время укладки ваты производят посредством проволочных хомутов 4. При канальных прокладках опалубку можно не подвешивать к трубопроводу, а опирать на дно и стенки канала. Перед укреплением опалубки в нее заводится сетка 5. После заполнения ватой пространства между трубой и сеткой, последнюю сшивают, опалубку снимают и устанавливают по изоляции через каждые 200—250 мм стяжные кольца из проволоки или листовой стали.

Этот тип опалубки неудобен тем, что набивку ваты приходится производить сразу почти по всей окружности, через щель. При этом возможно неравномерное уплотнение ваты по окружности. Поэтому эту опалубку не рекомендуется применять при толщине слоя ваты меньше 60 мм. При этом способе также требуется дополнительная заделка мест, в которых располагались бобышки. Заделка производится путем подбивки ватой и сшивки проволокой за края сетки.¹

На рис. 2 показан другой вид опалубки. Она состоит из двух дисков — 1 и 2 — деревянных, фанерных или металлических. Каждый диск образуется из двух частей — пслюколец, соединяемых посредством замков, вырезок в каждом из них, и реек 3, входящих в отверстия 4. Внутренний диаметр одного диска равен наружному диаметру изолируемого трубопровода, по требуемой толщине второго диска — диаметру окружности по изоляции. Диаметр центров отверстий для реек определяется по диаметру изолируемого трубопровода, по требуемой толщине слоя минеральной ваты и по толщине рейки.

Диски устанавливают на трубопроводе на расстоянии, равном ширине сетки 5, и скрепляют их рейками.

¹ Вместо сетки иногда применяют маты из дранки, связанной проволокой, а также стеклянную или асбестовую ткань.

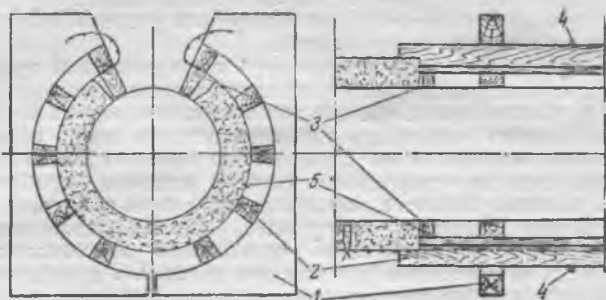


Рис. 1.

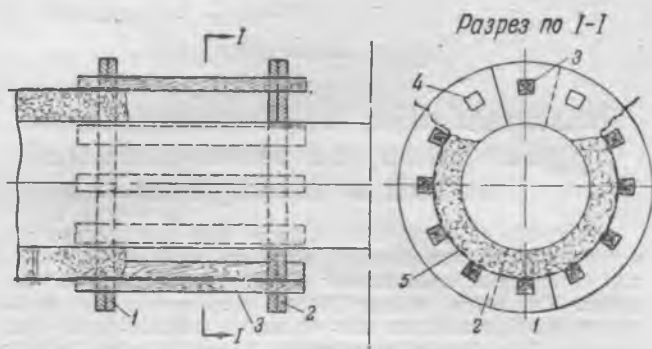


Рис. 2.

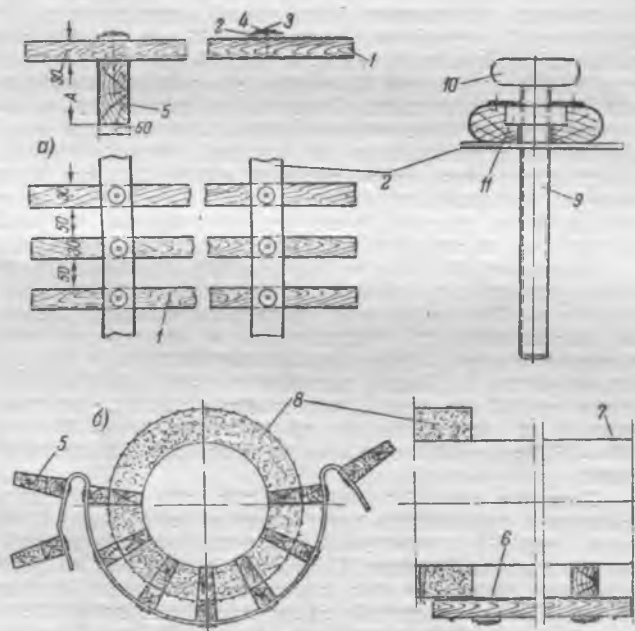


Рис. 3.

вставляют в диски, и производят набивку минеральной ваты в пространство между трубой и сеткой. По мере заполнения этого пространства ватой заводят следующие рейки. После окончания набивки ваты и сшивки сетки выпимают рейки на замках дисков, и опалубку снимают для повторного применения. По выполненной изоляции устанавливают стяжные кольца из проволоки или листов стали.

Эта опалубка требует более точного изготовления, чем первая.

Опалубка, изображенная на рис. 3, а, состоит из деревянных реек 1, соединенных на двух гибких полосах 2 из ремня или технической ткани. Длина каждой полосы берется равной длине окружности, соответствующей диаметру трубопровода с изоляцией, плюс двойная толщина

реек. Ширина ремня — около 50 мм. Рейки крепятся на ремнях гвоздями 3, под шляпки когорых проложены шайбы 4 из кровельной стали.

Длина реек должна быть равной ширине сетки, в которую будет укладываться вата, плюс ~ 250 мм на концы для крепления опалубки к изолируемой трубе. Число реек определяется по диаметру изолируемого трубопровода, толщине слоя ваты и реек.

К рейкам, на одном их конце, прибивают бобышки 5, высота которых А равна требуемой толщине слоя ваты. В случае монтажа изоляции по горячему трубопроводу деревянные бобышки можно заменить металлическими штырями, укрепляемыми, как и ранее, на одной стороне реек.

Процесс выполнения термозоляции на горизонтальных трубопроводах протекает в следующем порядке (рис. 3, б). Отрезают сетку по длине, равной наружной поверхности изоляции, плюс ~ 100 мм на нахлестку у шва. Сетку 6 укладывают на внутренней поверхности реек впритык к бобышкам. Затем опалубку заводят снизу трубы и закрепляют на ней проволокой 7 в желаемом положении. Одна сторона опалубки, имеющая бобышки, крепится непосредственно к голой трубе, другая — на уже выполненной изоляции 8. Рекомендуется сразу укреплять опалубку так, чтобы можно было производить в первый прием заполнение ватой на $\frac{3}{4}$ окружности трубы. Затем укрепляется оставшая часть опалубки с таким расчетом, чтобы сверху осталась только щель шириной 100—150 мм для окончательной набивки ваты и последующей сшивки сетки. После сшивки сетки опалубка снимается и через каждые 200—250 мм устанавливаются стяжные кольца из проволоки толщиной 2—3 мм или из стальной ленты.

На вертикальных трубопроводах опалубку сразу замыкают по окружности; работу ведут снизу вверх; вату набивают с торца, между бобышками.

В начале производства работ для опоры опалубки на стороне, не имеющей бобышек, применяют кольцо из дерева или формованных изоляционных изделий. Можно также для задела применять опалубку, аналогичную описанной, но имеющую бобышки по толщине изоляции на обеих сторонах реек.

Последний вид опалубки имеет преимущество в том, что для разных диаметров трубопроводов, при одинаковой толщине термозоляции, можно применять одну и ту же опалубку. Если же вместо бобышек 5 применить винт 9, то опалубка становится пригодной и для выполнения термозоляции разных толщин на трубопроводах разных диаметров. При этом рекомендуется делать разъемным соединение реек на ремне с той целью, чтобы можно было менять число реек в зависимости от диаметра изолируемого трубопровода и требуемой толщины термозоляции. Последняя устанавливается поворотом барашков 10 на винтах 9, ввернутых в гайки 11, укрепленные на рейках опалубки.

Выполнение термозоляции минеральной ватой посредством опалубки имеет следующие преимущества:

- а) поверхность получается ровной, вследствие чего сокращаются расходы изоляционных мастик для отделки наружной поверхности термозоляции;
- б) расход рабочей силы меньше, чем при выполнении опорных конструкций или конструкций из матов, приготовляемых на месте;
- в) изготовление опалубки проще, чем изготовление других приспособлений, применяемых для выполнения термозоляции из минеральной ваты на трубопроводах.

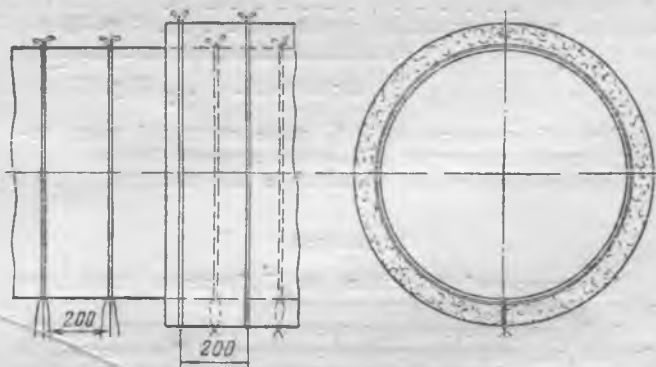


Рис. 4.

Количество укладываемой ваты необходимо дозировать по весу из расчета ее уплотнения до объемного веса 300 кг/м³.

При меньших объемных весах получаются значительные осадки минеральной ваты при службе в конструкциях.

Под влиянием собственного веса и веса наружного покрытия термоизоляция горизонтальных трубопроводов часто провисает в нижней части, отделяясь от поверхности трубы. Это явление наблюдается при изоляции из минеральной ваты, выполненной с применением как опалубки, так и других приспособлений. Провисание сильно снижает теплотехнический эффект конструкции термоизоляции, в особенности если в последней имеются трещины.

При выполнении термоизоляции из минеральной ваты с применением опалубки на голой трубе укрепляют кольца из проволоки (рис. 4). Перед затяжкой этих колец под них заводят куски проволоки, концы которой должны проходить через слой ваты и выходить через сетку. После засыпки (набивки) ваты и установки наружных колец концы проволоки от внутренних колец скручивают на сетке и заводят в изоляцию.

Инж. Л. Ф. Янкелев

Обрушение башни градирни

На тэц произошло серьезное повреждение башни градирни, обстоятельства которого представляют определенный практический интерес.

У поврежденной градирни башенно-капельного типа с площадью орошения 2400 м² башня в виде несущей оболочки построена из дерева, пропитанного антисептиком. Двухрядная обшивка башни одновременно выполняет функции несущей конструкции.

Эксплуатация этой градирни осуществлялась непрерывно в режиме полных нагрузок на протяжении 13 лет. В конце 1950 г. в верхней части башни градирни вследствие подгнивания древесины и ослабления крепления обшивки началось образование сквозной брешы (рис. 1).

Детальное обследование состояния градирни привело к выводу о необходимости полной замены древесины.

В связи с необходимостью проведения больших подготовительных работ по замене древесины, а также ввиду



Рис. 1.



Рис. 2.

отсутствия резерва по градирням она временно была оставлена в эксплуатации. Дальнейшие наблюдения за башней показали, что вследствие нарушения связи обшивки брешь в стенке башни постепенно продолжала расширяться. Конструктивно башня градирни выполнена из семи горизонтальных поясов с соответствующей связью в местах их стыкования.

В начале апреля текущего года порывистый ветер силой 6—7 баллов, дувший со стороны брешы, привел к полному обрушению верхнего, седьмого пояса со сбросом основной массы древесины поврежденного пояса внутрь башни (рис. 2).

После уборки с оросительного устройства обрушенной древесины указанная градирня продолжала еще некоторое время эксплуатироваться с укороченной башней, до момента ввода в эксплуатацию вновь сооруженной градирни.

Описанный случай дает основание считать, что градирня с деревянной башней типа несущей оболочки является конструктивно ненадежной, так как изгибание или расстройство обшивки практически приводит к обрушению башни.

Характер обрушения верхнего пояса показывает, что в башнях градирен, выполненных по типу несущей оболочки, наиболее слабым местом является зона стыкования двух соседних поясов.

При образовании брешей в башнях градирен их следует немедленно заделывать. Наибольшая опасность для башни, имеющей брешь, представляет порывистый ветер со стороны брешы, так как в этом случае, помимо давления с лобовой стороны, проникающие в отверстия потоки воздуха давят на стенку, противоположную брешы.

Существующая в настоящее время тенденция выполнения башенных градирен с металлическим каркасом, связанная с затратой дефицитного металла, не вызывается эксплуатационной необходимостью.

Эксплуатируемая на той же тэц градирня с гиперболической башней с выносным из зоны увлажнения деревянным каркасом и однорядной обшивкой внутри башни работает около 14 лет, и каркас ее башни находится в удовлетворительном состоянии. Кроме того, ремонт гиперболической башни весьма несложен, так как практически заключается в замене однорядной обшивки.

Имеющийся многолетний опыт эксплуатации градирен с гиперболической башней, в которой жесткий деревянный каркас вынесен из зоны увлажнения, говорит о том, что подобные башни могут уверенно эксплуатироваться на протяжении примерно 25 лет. Ремонт обшивки подобной башни мало чем отличается от ремонта башен с металлическим каркасом.

Инж. Б. В. Щербинин

Монтаж тяжелой дымовой трубы

На электростанции, территория которой отличается теснотой и крутизной профиля, пришлось монтировать тяжелую дымовую трубу диаметром 3,8 м, высотой 54 м и весом 60 т.

Обычно в таких условиях наиболее целесообразно осуществлять монтаж трубы с помощью «ползучего» шевра!

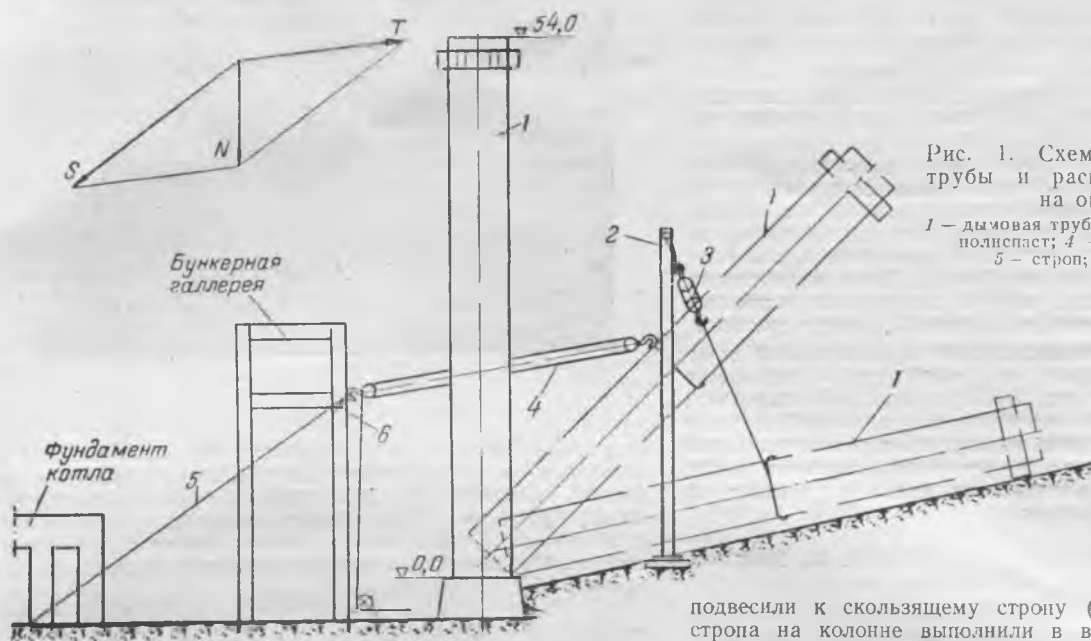


Рис. 1. Схема монтажа дымовой трубы и распределение нагрузок на опору строп.

1 — дымовая труба; 2 — мачта; 3 — «взводной» полиспаст; 4 — доводной полиспаст; 5 — строп; 6 — опоры строп.

Однако проектная организация, совершенно не учитывая технологии монтажа, выполнила трубу цельносварной, без фланцевых разъемов, что исключало использование ползучего шевра.

С учетом местных условий было принято следующее решение:

1. Опорное звено дымовой трубы должно быть соединено специальным шарнирным устройством с цоколем.

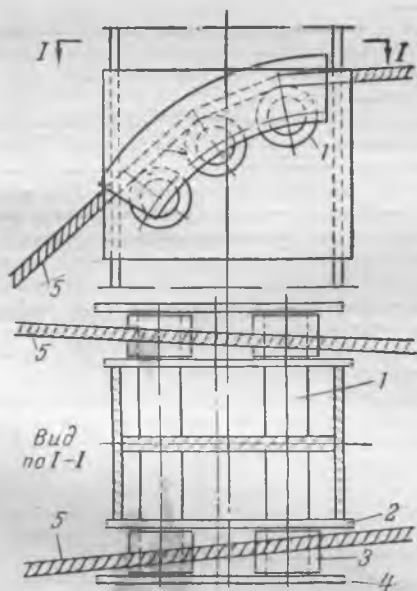


Рис. 2. Скользящая опора под строп.

2. Дымовая труба поднимается до угла в 45° при помощи двух мачт, которые устанавливаются по обе стороны лежащей трубы на расстоянии от цоколя, равном половине ее длины.

3. Доводка трубы до вертикального положения производится полиспастом, неподвижный блок которого подвешивается на высоте 20 м к колонне близрасположенной пристройки бункерной галлерей (рис. 1).

Чтобы избежать опрокидывающих нагрузок на строительную часть от силы T (рис. 1), достигающей довольно значительной величины, неподвижный блок полиспаста

подвесили к скользящему стропу (рис. 2). Место опоры стропы на колонне выполнили в виде трех параллельно расположенных по дуге штырей 1, пропущенных через тело колонны, и две дополнительно приваренные к колонне щеки 2. На выступающие по обе стороны колонны концы штырей надели свободно вращающиеся втулки 3, на которые уложили ветви стропы, охватившего свободно полукольцом колонну.

К торцам штырей приварили общую полосу 4, чтобы воспрепятствовать сползанию роликов с места. Концы стропы привязали к колоннам фундамента котла, расположенного сзади бункерной галлерей (рис. 1).

До момента полного натяжения стропы ролики обеспечили ему свободное скольжение, не вызывая опрокидывающих нагрузок на бункерную галлерею. Когда же установилось натяжение всей системы, то результирующая сила N от нагрузки T на доводной полиспаст и реакции стропы S (рис. 1) получила направление вдоль колонны и, таким образом, окончательно исключилась опасность опрокидывания бункерной галлерей.

Удачное завершение описываемого монтажа дымовой трубы позволяет рекомендовать метод подъема к использованию для случаев монтажа способом «взвода» дымовых труб, мачт и тому подобных объектов с использованием для этих целей близрасположенных сооружений, допускающих известную нагрузку на сжатие.

Инж. И. И. Бендерский

Использование старых ферм для монтажа металлоконструкций при реконструкции здания

На расширяемой электростанции производилась реконструкция существующей котельной под насосную высокого давления.

Предстояло разобрать старые конструкции, устаревшие котлы, баки и другое оборудование и, произведя надстройку кирпичных стен с отметки 19,9 до отметки 29,95, соорудить железобетонное перекрытие, опирающееся на вновь создаваемый металлический каркас общим весом 85 т только по 1 очереди (рис. 1).

Для монтажа новых металлоконструкций было принято решение использовать существующие фермы перекрытия, по проекту реконструкции, подлежащие демонтажу.

Поверочный расчет использования существующих металлических ферм перекрытия котельной как монтажного приспособления показал, что это возможно при условиях: поднимаемый груз при пролете ферм 26,8 м и шаге их 4,27 м не должен превышать 4 т; груз должен быть распределен на две фермы помощью специально установленной на верхних поясах фермы балки; перед подъемом грузов каждый раз надо испытывать фермы пробной нагрузкой 6 т.

¹ См. журнал «Электрические станции», 1949 г., № 3, стр. 45.

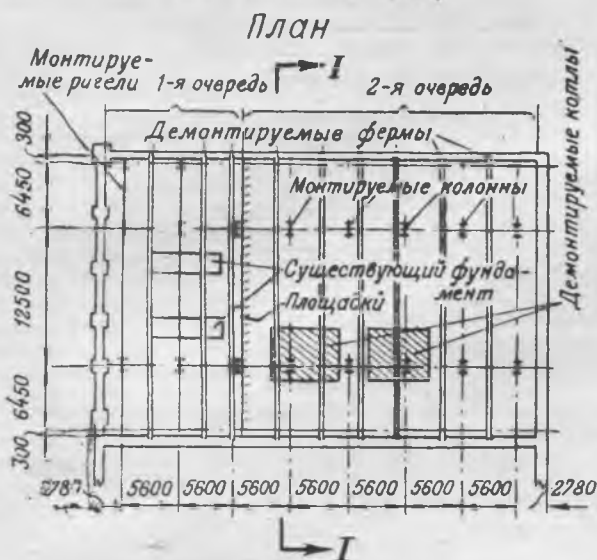
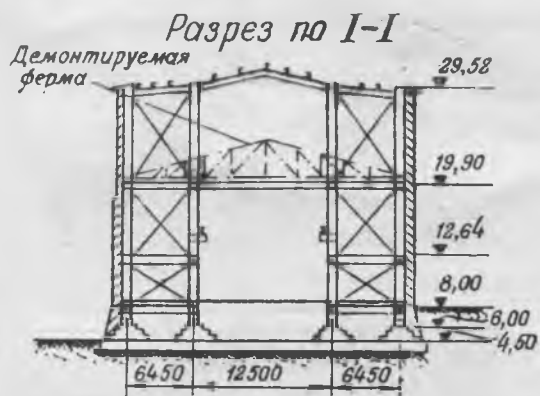


Рис. 1. Здание котельной, реконструируемое под насосную высокого давления.

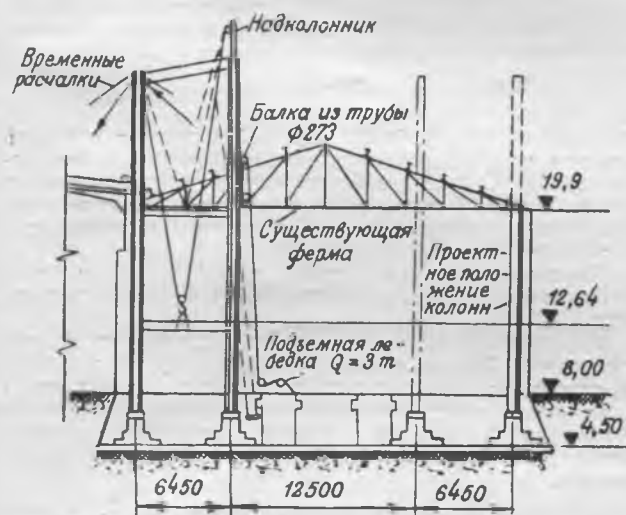


Рис. 2. Монтаж колонн и ригелей.

Подвешивание груза к нижнему поясу ферм и передача нагрузок на панели между узлами не разрешались; также не допускалась передача на фермы горизонтальных усилий; для этого низ колонн подтаскивался специально установленной лебедкой.

При монтаже и демонтаже металлоконструкций была принята следующая последовательность работ (рис. 2): разбиралась кровля с оставлением на месте прогонов по фермам и связей; устанавливалась по оси монтируемого пролета подъемная балка из трубы диаметром 273 мм,

усиленная уголками против возможного смятия, и на балку надевался строп с подкладкой из деревянных брусков.

Конструкции колонн запасовывались полипастом в 2 нитки диаметром 17,5 мм с 3-т лебедкой, а для подтаскивания низа колонн при подъеме устанавливалась 1,5-т лебедка. После установки колонны раскреплялись оттяжками (в трех направлениях), а также ригелями и связями. Ригели монтировались надколонником, а все остальные конструкции — полипастами.

После использования существующих ферм для монтажа новых металлоконструкций они демонтировались таким образом: раскреплялись фермы для сохранения устойчивости и снимались прогоны и связи; после этого каждая ферма подвешивалась на полипастах, разрезалась автогенном посередине, и половинки ферм опускались вниз.

Весь монтаж первой очереди произведен за 30 рабочих дней.

Инж. З. С. Ниссельгоф

Сращивание прорезиненных транспортных лент

При монтаже топливоподачи столкнулись с необходимостью сращивания трех транспортных лент шириной 500 мм из семи кусков: одна лента должна была иметь три стыка, а две — по два стыка. На близрасположенном заводе резиновой промышленности удалось срастить два стыка на одной ленте и по одному стыку на остальных. Последние же стыки — по одному стыку на каждой ленте — по конструкции самих транспортеров требовалось срастить на месте.

Найти передвижной аппарат для вулканизации транспортных лент на других предприятиях не представлялось возможным, так как обычно транспортные ленты сращивают заклепками. Как известно, стыки транспортных лент, сращенные при помощи заклепок, получаются жесткими, «бьют», быстро изнашиваются, особенно при установке плужковых сбрасывателей. Учитывая это, было решено срастить транспортные ленты путем склейки и вулканизации.

Для этой цели был сконструирован вулканизационный переносной аппарат из двух стальных плит толщиной 28 мм, соединенных между собой по краям болтами диаметром 25 мм. Для равномерного регулируемого прогрева плит и, следовательно, склеенного стыка между зажатými плитами применен был метод прогрева стали плит индукционными потерями.

Для натяжки ленты поступали следующим образом (рис. 1). Один конец ее зажимали между двумя швеллерами 1, закрепленными к каркасу транспортера, второй

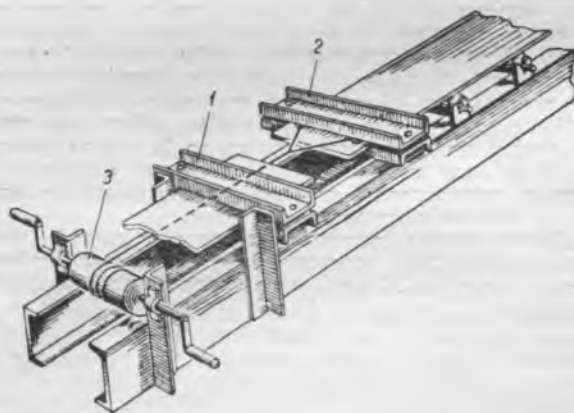


Рис. 1.

конец также зажимали между двумя швеллерами 2, к которым крепятся на сварке два ушка из стали диаметром 10 мм для крепления троса диаметром 8 мм. Вторым концом троса навивали на изготовленное из трубы диаметром 83 мм приспособление 3, заменяющее лебедку, и таким образом производили натяжку ленты. Указанное приспособление для

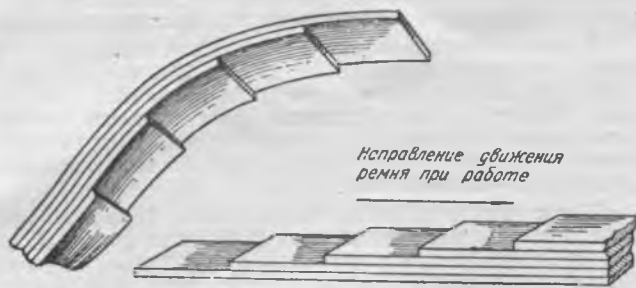


Рис. 2.

натяжки ленты просто в изготовлении и очень облегчает труд по натяжке ленты.

Склейка ленты была выполнена в соответствии с изданной в 1946 г. инструкцией по эксплуатации и ремонту транспортерных лент Министерства резиновой промышленности. Лента была пятислойная шириной 500 мм и толщиной 10 мм. Ее склеили ступеньками, производя раскрой ступенек под прямым углом (рис. 2). В соответствии с нормами требуется, чтобы длина ступеньки для ленты шириной 500 мм равнялась 150 мм, однако ввиду отсутствия опыта склейки и вулканизации таких лент для большей гарантии прочности шва они были выполнены длиной 300 мм.

После нарезки ступенек с них тщательно удалили резиновый слой, соскабливая его, причем для облегчения этой операции поверхность ступенек слегка смазывали бензином. Соскабливание надо производить так, чтобы не нарушать целостности ткани. Очищенную поверхность ткани ступенек дополнительно подчищают наждачной бумагой, и образовавшуюся при этом пыль удаляют щеткой, поверхность протирают бензином, после чего дают ей хорошо просохнуть.

На подготовленные таким образом поверхности ступенек наносили тонким слоем, при помощи щетинной кисти, резиновый клей. Операция нанесения резинового клея была повторена три раза с обязательной просушкой клея после каждой промазки до исчезновения запаха бензина. После этого на поверхности ступенек положили лист сырой резины толщиной 1 мм и наложили ступеньки одним концом на другой (рис. 3). Склеенный стык заложили в описанный выше вулканизационный аппарат.

Так как по нормам для ленты шириной 500 мм длина ступенчатого стыка должна равняться 600 мм, плиты были изготовлены длиной 800 мм. Однако из соображений осторожности, как указано выше, длина ступенчатого стыка была выполнена равной 1200 мм. Поэтому пришлось вулканизировать каждый стык в два приема (по схеме рис. 4). Первый раз плиты накладывались на один конец склеенного стыка таким образом, что перекрывали стык с одной стороны на 100 мм, а второй раз перекрывали второй конец стыка на 100 мм. Плиты сбалчивались гаечным ключом от руки таким образом, чтобы размер А между ними по всей их длине был одинаков (проверку производили шупом), что обеспечивало равномерный зажим стыка. После этого плиты оборачивались асбестовым картоном, поверх которого наматывались до 24 витков изолированного провода сечением 35 мм², концы которых подключались к низковольтной стороне двух параллельно включенных сварочных аппаратов 380/65 в.

Для измерения температуры плит по осевой линии верхней плиты были просверлены три отверстия глубиной 15 мм, диаметром 20 мм (одно посередине и два по краям),

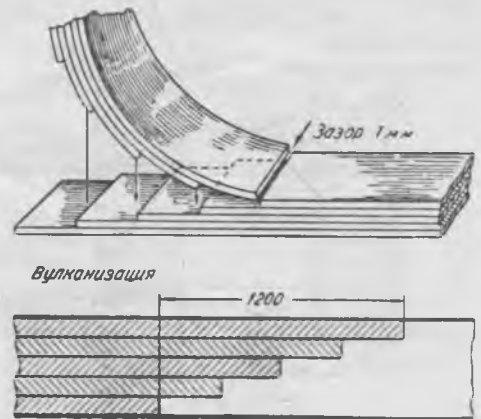


Рис. 3.

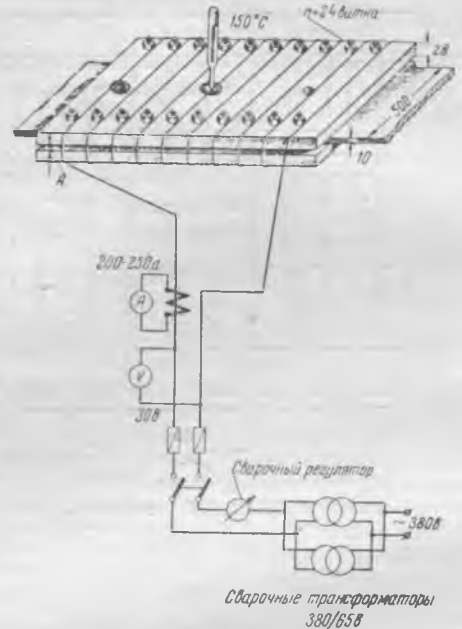


Рис. 4.

в которые залили турбинное масло. Установив в отверстие с маслом ртутный термометр, плавно подымали температуру до 150°С и при этой температуре вулканизировали стык в течение 25 мин., после чего давали плитам медленно остыть и переставляли их на вторую половину стыка, повторяя ту же операцию.

По окончании вулканизации второй половины стыка давали плитам медленно остыть, и через 4 часа нагружали ленту.

По внешнему виду стык трудно отличить от участка целой ленты. Данные по эксплуатации ленты дают основание считать, что стык равнопрочен ленте в любом месте.

Во время капитального ремонта производили сростку транспортерной ленты на открытом воздухе при наружной температуре — 20°С. Качество сростки получилось также хорошим.

Инж. Ю. Я. Аболин
и инж. М. Я. Ремез



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

О номограммах для определения экономичности работы электростанций

В примечании к статье инж. В. И. Фрейдина «Номограммы для определения в условиях эксплуатации экономичности работы» («Электрические станции», № 6 за 1951 г.) указывалось на желательность построения номограмм с меньшим числом допущений, чем это было сделано в данном случае. По этому же вопросу в редакцию журнала поступили замечания читателей (инж. В. А. Рагозина и др.), в связи с чем редакция считает полезным дать пояснения к допущениям, принятым при построении номограмм, во избежание их ошибочного истолкования и применения.

Номограмма для определения к. п. д. котлов построена при следующих допущениях: потеря от химической неполноты горения принята равной нулю, потеря в окружающую среду принята постоянной величиной, хотя, как известно, она зависит от нагрузки котла; потеря тепла с уходящими газами вычислена по приближенной формуле:

$$q_2 = k \frac{T_{yx} - t_s}{CO_2} \%$$

(коэффициент k и температура холодного воздуха t_s приняты постоянными). В данной формуле коэффициент k изменяется в зависимости от влажности топлива и содержания CO_2 , а температура холодного воздуха также меняется в течение года. При подсчете потери q_2 приняты постоянными доля золы с уносом n и содержание горючих в шлаке $Z_{ш}$, что не будет иметь места, особенно при резком изменении качества топлива и непостоянстве топочного процесса.

Возможность пренебречь отдельными тепловыми потерями, применение упрощенных формул для подсчета отдельных потерь тепла или принятие отдельных допущений при подсчете к. п. д. котлов и построении номограммы определяется местными эксплуатационными условиями (составом топлива, его постоянством, совершенством ведения топочного процесса и т. д.) и может быть оправдано, если эти допущения не повлекут за собой понижения необходимой в данных условиях точности определения к. п. д.

Номограмма для определения к. п. д. турбин построена по формуле

$$\eta_T = \frac{860 P}{D_T (i_0 - t_{n,s})} \quad (1)$$

Указанная формула, а следовательно, и построенная по ней номограмма, являются приближенными и дадут удовлетворительные значения к. п. д. для конденсационных турбин при условии, что количество питательной воды $D_{п.в}$ будет равно расходу пара на турбины.

При несоблюдении этого равенства и для других типов турбин приведенная формула, а следовательно, и вычисленные по номограмме значения к. п. д. дадут искаженные значения и неправильно будут ориентировать об экономичности установки.

На электростанциях Министерства электростанций при составлении технического отчета определение абсолютного электрического к. п. д. турбин и к. п. д. по выработке

электроэнергии машинного цеха должны производиться по формуле:

$$\eta_T = \frac{860 P}{Q_{эл}^{6p}} \cdot 100 (\%) = \frac{860 P}{D_T i_T - D_{п.в} i_{п.в} - \Sigma D_{от} i_{от} + \Sigma D_{вот} t_{вот}} \quad (2)$$

где $Q_{эл}^{6p}$ — расход тепла на выработку электроэнергии без расходов теплоэнергии на собственные нужды;

$D_T i_T$ — тепло, подведенное к турбинам;

$D_{п.в} i_{п.в}$ — расход тепла с питательной водой, возвращенной в котлы;

$\Sigma D_{от} i_{от}$ — суммарный отпуск тепла на сторону всеми видами теплоносителя;

$\Sigma D_{вот} t_{вот}$ — суммарное поступление в баланс установки тепла с отработавшим паром, конденсатом, добавкой химочищенной воды и т. д.

Формула (2) является общей и пригодна для турбин всех типов и различных тепловых схем. Сопоставление формул (1) и (2) показывает, какую ошибку можно допустить, применяя для всех случаев формулу (1). Имеются допущения и при построении других номограмм.

В статье инж. Фрейдина даны примеры применения номограмм на одной электростанции. Редакция журнала считает целесообразным использовать подобные номограммы и на других электростанциях; при этом особо обращает внимание на то, что их построение должно быть произведено по общепринятым формулам с учетом местных условий и принятием минимума допущений, которые не должны, однако, понижать необходимой точности значений к. п. д. и для других величин, определяемых непосредственными подсчетами.

Улучшение сепарации пыли в шахтных мельницах

В шахтно-мельничных установках с полыми сепарационными шахтами распределение воздушного потока по сечению крайне неравномерно. На рис. 1,а дана характерная картина распределения усредненных скоростей воздушного потока по сечению шахты гравитационного типа. Скорости, направленные вниз шахты, условно показаны пулевыми.

Из кривой рис. 1,а видно, что скоростное поле имеет большую степень неравномерности. Наряду со скоростями ~ 16 м/сек скорости имели и отрицательные значения.

Не устраняет неравномерного характера скоростей применяемое при сжигании бурых углей и фрезерного торфа внезапное расширение шахты после мельницы, обычно выполняемое под углом 60°. Такое распределение скоростей в шахте можно объяснить тем, что воздух (сушильный агент) при выходе из мельницы в шахту благодаря разгону его биллами, вращающимися со скоростью 55—65 м/сек, имеет скорость, близкую к последним. В этом случае динамический напор воздуха

$$h_d = \gamma \frac{w^2}{2 \cdot g} = 1,05 \frac{(0^2)}{2 \cdot 9,81} \approx 200 \text{ мм вод. ст.}$$

(удельный вес соответствует температуре 100°С). Большая

Электронскровой способ выполнения отверстий в рабочих лопатках турбины

На электростанции осциллографированием были обнаружены неудовлетворительные вибрационные характеристики пакетов рабочих лопаток одной из ступеней турбины. Пакеты были скреплены только ленточным бандажом. Для изменения настройки пакетов надо было установить дополнительно проволоочный бандаж, так как подтяжка шпилей и пропайка ленточного бандажа не изменили настройку пакетов.

Наиболее затруднительной операцией в этой работе оказалось сверление в лопатках отверстий диаметром 4 мм для бандажной проволоки, так как шаг лопаток в месте установки бандажа составлял 12—15 мм. Установить трещотку в таком тесном месте со сверлом длиной 8 мм оказалось невозможным.

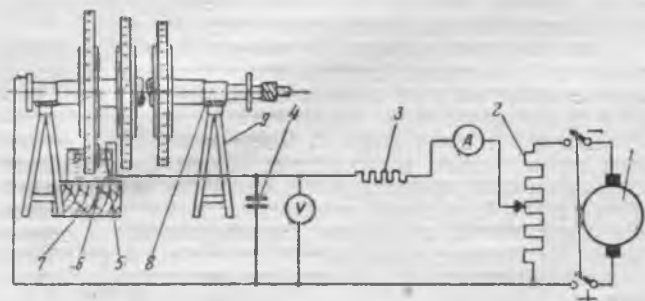


Рис. 1. Схема электроискровой установки для выполнения отверстий.

После тщательных попыток сделать отверстия механическим сверлением было принято решение выполнить их электронскровым способом¹. Для этого была выполнена обычная в электроискровых установках схема (рис. 1). От генератора постоянного тока 1 подведены кабели: плюс — к ротору турбины, а минус — от хомутка потенциометра 2 через балластное сопротивление 3 — к конденсатору емкостью 200 мкф 4 и затем от конденсатора к электроду, установленному в приспособлении 5.

Ротор турбины установлен на металлических козлах 9 и изолирован от них прокладками 8 (если это требуется по существующей схеме питания). Жестяная ванна 6, заполненная трансформаторным маслом, установлена так, чтобы она не касалась ротора. Опорой для ванны служит деревянная подставка 7, подогнанная по высоте так, чтобы при повороте ротора было обеспечено погружение электрода и лопатки в трансформаторное масло не менее чем на 15—20 мм от верхнего уровня масла.

Балластное сопротивление подобрано таким, чтобы ток короткого замыкания не превышал 6—7 а. Электроды изготовлялись из латунной проволоки диаметром 4 мм, а длина их в зависимости от шага лопаток менялась в пределах от 11,5 до 14,5 мм.

Для удержания и подачи электрода было изготовлено приспособление 5, показанное отдельно на рис. 2. В текстолитовую плиту 1 с продольным направляющим пазом ввернуты опоры 2. В опорах свободно вращается без осевого перемещения (благодаря наличию с одной стороны опоры галтели, а с другой стороны — гайки и контргайки) винт-шток 3. На нарезанную часть винта-штока наварена гайка 4 и к ней приварен держатель электрода 5.

Установка приспособления на диск ротора осуществляется с помощью направляющего шаблона 6, который привернут к плите четырьмя винтами. Шпилька 7, барашковая гайка 8 и планка 9 служат для крепления приспособления после его установки.

Технологический процесс изготовления отверстий состоит в следующем:

1) в электродержатель собранного приспособления устанавливается электрод 10;

¹ Б. Р. Лазаренко и Н. И. Лазаренко, Электроискровая обработка металлов, Госэнергоиздат, 1950 г.; В. М. Брюлов и Г. Л. Перфилов, Электроискровой способ обработки металлов, Машгиз, 1948.

2) приспособление вместе с электродом устанавливается на место, причем надо убедиться, что обе опорные поверхности направляющего шаблона уперлись в образующую диска;

3) устанавливается изоляционная картонная прокладка 11 между задней стороной держателя 5 и соседней лопаткой, затем устанавливается планка 9, наворачивается барашковая гайка 8 и туго закрепляется;

4) устанавливается гетинаксовая прокладка и закрепляется деревянным клинышком;

5) вращением маховичка электрод отводится от обрабатываемой лопатки 12 так, чтобы он не касался ее (этим избегается замыкание электрода с обрабатываемой лопаткой, так как при замыкании процесса обработки не происходит);

6) поворотом ротора часть лопаток вместе с электродом и частью приспособления погружается в масляную ванну.

После производства этих подготовительных операций начинается собственно процесс выполнения отверстия.

Включая рубильник и следя по слуху за звуком искры в ванне, а также за вольтметром и амперметром, вручную с помощью маховичка производят подачу электрода. При этом следует добиваться равномерности издаваемого звука и по возможности постоянных величин тока и напряжения.

Если электрод закорачивается (при этом прекращается звук), напряжение падает до нуля; ток возрастает до максимума (6—7 а), и процесс прекращается.

Для возобновления процесса маховичок поворачивается на четверть-половину оборота в обратную сторону, т. е. электрод отделяется от лопатки, и процесс возобновляется. Таким образом, процесс продолжается до упора электрода в гетинаксовую прокладку.

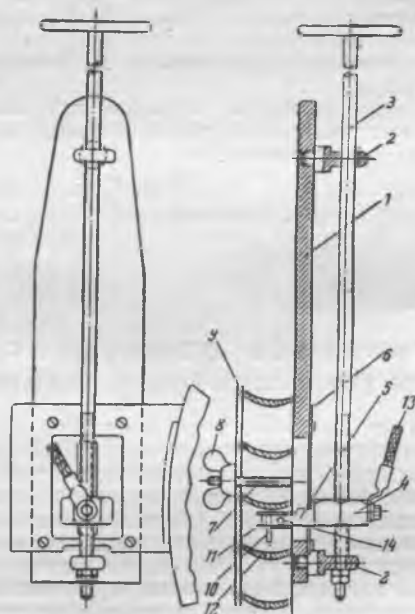


Рис. 2. Приспособление для установки и удержания электрода.

На этом процесс прерывается. Поворотом ротора приспособление вынимается из ванны (предварительно отключают рубильник) и с частично сработанным электродом устанавливается на следующую лопатку (см. пп. 1—6), где выполняется лунка, после чего этот сработанный электрод заменяется. Вставив в держатель новый электрод, приспособление устанавливают на начатое отверстие в предыдущей лопатке, и процесс продолжается до прохода электрода насквозь.

Момент окончания прохода отверстия можно узнать по следующим признакам: а) при достаточно большой подаче электрода в ванне слышно редкое потрескивание; б) держатель дошел до упора и при этом не получается короткого замыкания.

У некоторых отверстий получается небольшая конусность, устранение которой производится специально изготовленной разверткой.

Электрод, которым заканчивалось выполнение отверстия, вполне пригоден для начала работы над следующей

щим отверстием. Таким образом, один электрод заканчивает начатое отверстие и после этого начинает новое, т. е. на изготовление одного отверстия расходуется один электрод. Следует заметить, что начинать отверстие лучше уже отработавшим электродом, так как он после некоторой произведенной работы закругляется на конце. При таком закругленном электроде легче, без рывков тока, начинается процесс, отверстие получается более правильной формы. Заканчивать отверстие лучше новым электродом с прямым торцом. Такой электрод своими острыми кромками выработывает образующую конусность в отверстии и оно получается цилиндрическим.

При возможности заложить длинный электрод отверстие изготавливается одним проходом.

Как показали лабораторные исследования металла, структура в зоне отверстия не меняется; не меняются также механические свойства и химический состав, так как общий нагрев лопатки не превышает 30—40°С.

В начале изготовления отверстий имелись задержки и неполадки, тормозившие работу, однако после приобретения некоторого навыка работа ускорила.

Известное неудобство представляет необходимость при изготовлении отверстия в каждой лопатке поворачивать ротор 4 раза на некоторый угол. Целесообразнее было бы изготовить приспособление для быстрого подъема и опускания ванны. Изготовленное приспособление для подачи электрода должно быть максимально жестким; особое внимание нужно обратить на длину гайки 4 (она должна быть длиннее нормальной) и на качество нарезки штока и гайки. Хорошая подгонка этих деталей друг к другу не дает возможности отклоняться электроду от своего направления.

Электрод должен прочно удерживаться держателем, ибо при слабом контакте между ними отверстие держателя пригорает, и держатель выходит из строя. При достаточных размерах держателя возможна установка скрепляющего винта 14.

Кабель 13 между держателем и конденсатором должен быть гибким.

Гетинаксовая подкладка неудобна для пользования, потому что этот материал хрупок и ломается при закреплении подкладки клинышком.

Инж. Г. Е. Домбровский
и инж. Я. С. Трофименко

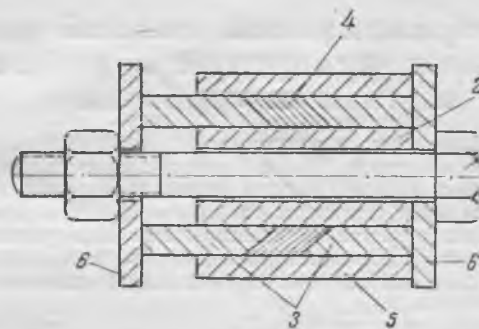


Рис 2. Прессформа для изготовления самоуплотняющейся набивки.

1 — болт с гайкой; 2 — сердечник; 3 — втулки; 4 — сальниковая набивка; 5 — обойма; 6 — фланцы.

менее простой способ изготовления самоуплотняющейся набивки при помощи прессформы (рис. 2).

Тканую хлопчатобумажную ленту или ленту из армированного асбестового полотна проваривают в животном жире с графитом или в смеси цилиндрического масла, графита и парафина, затем укладывают в прессформу и зажимают при помощи болта 1. После этого форму нагревают паром и снова затягивают до отказа. Получившаяся длина сальника контролируется по длине выступающей части втулки 3; в случае необходимости можно добавить еще кусок ленты, но лучше делать кольцо из одного куска. На боковых поверхностях втулок делается восемь продольных канавок 1×1 мм для вытекания наолнителя.

После охлаждения прессформы набивка вынимается. Она имеет вид плотных колец, легко размягчающихся при повышении температуры.

Если материал ленты соответствует характеру уплотняемой среды, а размеры кольца точно соответствуют размерам сальниковой камеры, то такая набивка работает хорошо и успешно заменяет заводскую.

Инж. Е. В. Трифонов

Изготовление самоуплотняющейся сальниковой набивки

При ремонте арматуры и насосов иногда применяется так называемая самоуплотняющаяся сальниковая набивка, служащая для создания достаточной плотности при минимальном трении и отсутствии загибки (это имеет значение, например, в уплотнениях штоков регулирующих клапанов турбины, в турбонасосах с большой скоростью вращения и т. д.). Набивка состоит из хлопчатобумажной или асбестовой ленты, пропитанной различными наполнителями, и поставляется в виде твердых колец, изготовленных точно по размерам сальниковой камеры (рис. 1). Кольца плотно закладываются в сальник, закрываются (без затяжки) и пропариваются, в результате чего набивка размягчается и несколько разбухает. Слои набивки расположены таким образом, чтобы давлением просачивающейся жидкости или пара лента прижималась к валу и этим создавалось бы дополнительное уплотнение.

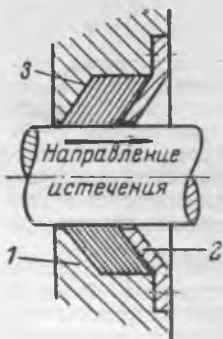


Рис. 1. Сальник с самоуплотняющейся набивкой.

1 — корпус; 2 — крышка; 3 — самоуплотняющаяся набивка.

При отсутствии заводских колец их обычно заменяют стандартной плетеной набивкой. Однако в случае малой длины сальника, а также при невозможности затяжки крышки такие сальники работают неудовлетворительно, вследствие чего на некоторых электростанциях был при-

Использование дымовых газов котельной для сатурации питьевой воды

На Красногорской тэц, сжигающей челябинский уголь, выполнена установка по получению CO_2 из дымовых газов для сатурации питьевой воды¹.

Установка, расположенная вблизи дымососов, рассчитана на выработку 5 кг 100%-ной CO_2 в час, что обеспечивает выдачу 200—250 л/час газированной воды.

Дымовые газы, содержащие 8—12% CO_2 и 7—10 г/м³ зслы, забираются из напорных коробов за дымососами, проходят золоуловитель, поступают в промывную и затем в абсорбционную башню. В последней из предварительно очищенного газа поглощается CO_2 , после чего газ отводится во всасывающие коробки дымососов (после электрофильтров). Просасывание дымовых газов по указанному тракту происходит за счет перепада давления между точкой забора и сброса, достигающего 200—240 мм вод. ст.

Сатурационная установка состоит из плунжерного насоса, предназначенного для подачи углекислого газа из газгольдера в сатураторы, двух сатураторов емкостью 80 и 120 л и холодильника для охлаждения воды, поступающей на сатурацию. Плунжерный насос смонтирован вместе с сатураторами и работает от одного с ними привода.

Сатурационная установка расположена на рабочей площадке котельной в котельном цехе на расстоянии, примерно, 150 м от установки по получению углекислого газа.

На сатурационной установке производится заполнение газированной водой бачков, которые затем развозятся на рабочие места водосмотров, котельных, зольщиков, машинистов турбин и т. д. Обслуживание установки по полу-

¹ Рабочий проект установки выполнен Уральским научно-исследовательским химическим институтом.

чению углекислого газа при круглосуточной работе ее производится двумя рабочими, а сатурационной установки — одним человеком в смену.

Годовая эксплуатация установки по получению углекислого газа из дымовых газов котельной показала, что обеспечивается получение хорошо очищенного газа² с содержанием 97—99% CO₂, вполне пригодного для сатурации питьевой воды. При этом подтвердилась полная возможность применения кальцинированной соды взамен поташа.

Установка может работать и при более значительных содержаниях сернистого газа в дымовых газах, чем при сжигании челябинских углей. В этом случае будет иметь место повышенный расход соды, так как сернистый газ будет поглощаться не только насадкой, но и содой в абсорбционной башне, и рабочий раствор соды будет требовать более частой замены.

Каждой крупной электростанции, испытывающей затруднения в получении компремированной угольной кислоты для сатурации питьевой воды, целесообразно соорудить подобную установку.

За время работы этой установки выявился один недостаток ее — относительно быстрое загрязнение золой газоходов, подводящих дымовые газы к промывочной башне. Для предотвращения этого явления перед промывочной башней целесообразно, при работе на газе многоугольных углей, устанавливать еще одну промывочную башню без насадок

Инж. Д. А. Савиновский
и инж. Б. Н. Ухин

² Качество получаемого углекислого газа периодически проверяется санинспекцией.

Повреждение зубца вала и центрирующего кольца ротора турбогенератора

Во время капитального ремонта генератора Т-2270/98 24 000 квт, 6 600 в, $\cos \varphi = 0,8$, 3 000 об/мин были обнаружены трещины в зубце вала и центрирующем кольце.

Общий вид узла «бандажное кольцо — центрирующее кольцо — вал» в разрезе приведен на рис. 1. Часть зубца вала оказалась полностью отломанной по направлению трещины; вес ее составил 998 г.

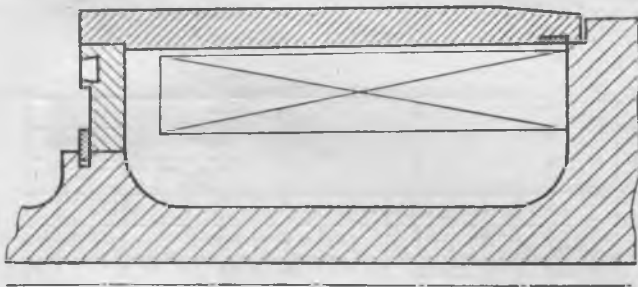


Рис. 1. Общий вид узла бандажное кольцо — центрирующее кольцо — вал.

Расположение и размеры трещин в центрирующем кольце показаны на рис. 2. На рис. 3 и 4 видны место повреждения зубца вала и отломанная часть зубца.

Измерением диаметров посадочных мест узла «бандажное кольцо — центрирующее кольцо — вал» и осмотром установлено, что в этих местах вместо требующихся натягов при номинальной скорости вращения узла имелись зазоры.

Носик бандажа, внутренняя поверхность центрирующего кольца и соответствующие им места посадок на роторе имеют большие наклепы и следы контактной коррозии. Центрирующее кольцо при вращении ротора с номинальным числом оборотов оказалось свободным по отношению к бандажу и валу, в результате чего на торце бандажного кольца по окружности в месте прилегания вентилятора, образовался наклеп металла в виде полосы шириной 10 мм.

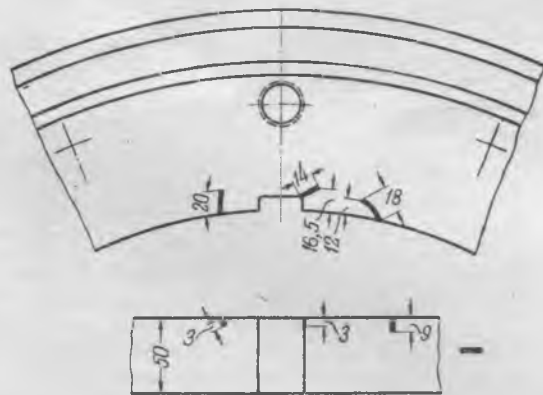


Рис. 2. Трещины в центрирующем кольце.

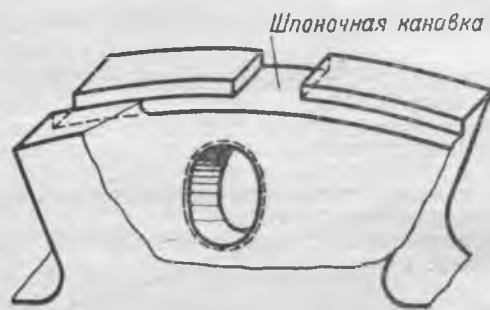


Рис. 3. Поврежденный зубец.

Свободное состояние деталей узла при вращении генератора вызвало смещение (сползание) узла в аксиальном направлении на величину до 1,5 м. Узел удерживался только стопорящей звездочкой, которая передавала усилия на зубцы вала. Один из зубцов, нагруженный более других, дал трещину, по которой началось разрушение зубца у паза для стопорной звездочки (точка а, рис. 4).

Металлографическое исследование¹ отломившейся части зубца показало удовлетворительное качество металла и термической обработки зубца. На рис. 5 показана микроструктура металла зубца, которая соответствует сорбиту. Полоска зубца является усталостной.

Ударная нагрузка на внутреннюю поверхность центрирующего кольца во время вращения ротора привела к образованию трещин во многих местах центрирующего кольца и дна шпоночной канавки, где, как известно, имеет место концентрация напряжений.

К дальнейшей эксплуатации центрирующее кольцо оказалось негодным и было заменено новым, выполнен-

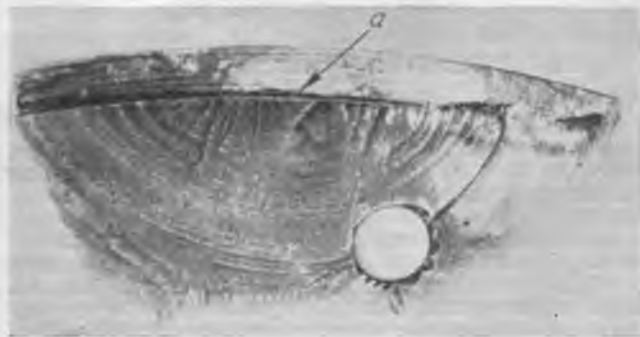


Рис. 4. Отломившаяся часть зубца.

¹ Исследование качества металла зубца произведено ЦНИИТМАШ.

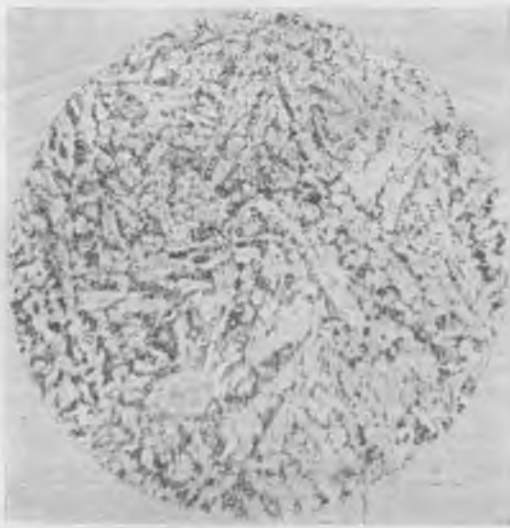


Рис. 5. Микроструктура отломившейся части зубца.

ным из имевшейся на месте поковки турбинного диска из стали марки ОХМ.

Механическим расчетом узла были выбраны и осуществлены новые величины натягов между бандажным кольцом и центрирующим, а также между центрирующим кольцом и валом, причем отделяющая скорость вращения в расчете принята 3600 об/мин.

Величины старых и новых натягов деталей узла приведены ниже:

	Натяг старый	Натяг новый
Бандажное кольцо — центрирующее кольцо, мм	0,55	1,3
Центрирующее кольцо с бандажным в сборе — вал ротора, мм	0,0	0,88

Ремонт поврежденного зубца вала ограничился выведением трещин и тщательной шлифовкой поверхности излома.

Уравновешивание ротора в связи с удалением отломившейся части зубца произведено за счет снятия ранее установленных балансировочных грузов. Балансировки ротора в дальнейшем не потребовалось.

Выводы

Во время капитальных ремонтов турбогенераторов следует в соответствии с указанием циркулярного письма² тщательно осматривать места сопряжений деталей узла: бандажное кольцо — центрирующее кольцо — вал с целью своевременного обнаружения дефектов.

Инж. С. И. Хазан

² См. «Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС», Электрическая часть, Госэнергоиздат, 1950, стр. 117, № 33.

Сушка электрических машин методом индукционных потерь

Сушка электрических машин в неподвижном состоянии током короткого замыкания не всегда удовлетворяет требованиям монтажа и эксплуатации по следующим причинам:

1. Как известно, напряжение для сушки электрических машин током короткого замыкания должно быть равно 8,0—10% от номинального напряжения машины. Так, для сушки электрических машин напряжением 6 кв необходимо иметь источник с напряжением, равным 500—600 в, что часто невыполнимо.

Из-за отсутствия указанного напряжения в монтажных и эксплуатационных условиях довольно часто вынуждены применять напряжение 380 в, при котором ток ко-

роткого замыкания у машин с номинальным напряжением 6 кв незначителен, температура обмотки не достигает 75° С, и сушка оказывается неэффективной.

2. В некоторых случаях сушка током короткого замыкания не может быть применена вследствие очень сильного увлажнения изоляции машин, когда сопротивление изоляции практически равно нулю и подача напряжения на обмотку недопустима.

На монтажном участке треста Донбассэлектромонтаж была с успехом произведена сушка методом индукционных потерь в корпусе электродвигателя 450 квт, 6 кв, 740 об/мин. завода «Электросила» и двух электродвигателей по 185 квт, 380 в, 145 об/мин завода им. Калинина. Сопротивление изоляции последних до сушки было равно нулю.

Напряжение для сушки было взято для обоих случаев 63 в в питанием от сварочного аппарата мощностью 12 квт, напряжением 220/65 в. Витки намагничивающей

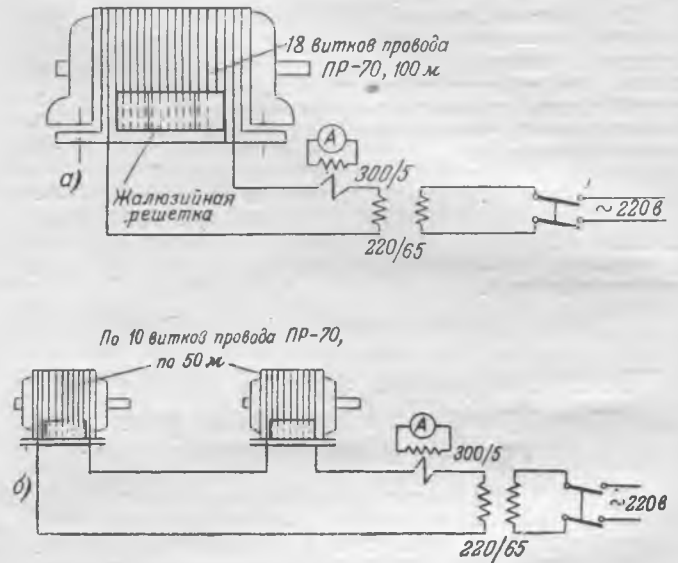


Рис. 1. Схема включения намагничивающей обмотки для сушки электродвигателя.

а — двигатели завода «Электросила» 450 квт, 6 кв, 740 об/мин; б — двигатели завода им. Калинина 185 квт, 380 в, 145 об/мин.

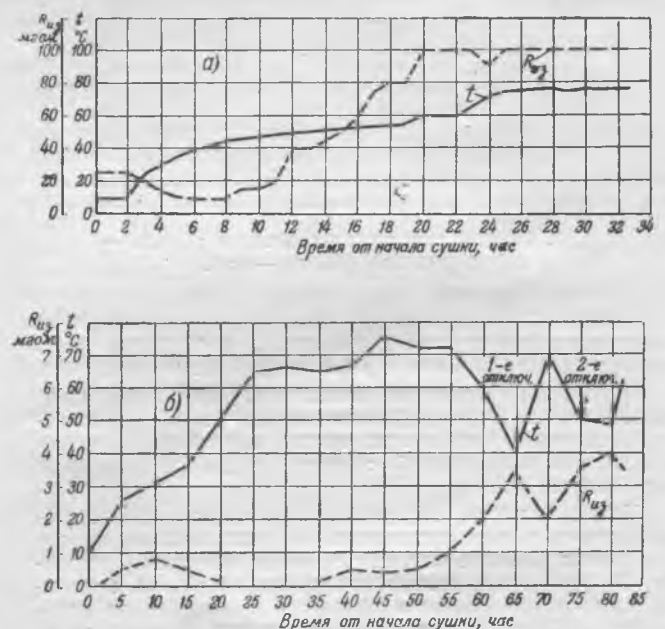


Рис. 2. Кривые сушки электродвигателей.

а — двигатели 185 квт; б — двигатель 450 квт.

обмотки наматывались вокруг станины статора, как показано на рис. 1; в нижней части станины витки пропускались через жалюзийные отверстия. Количество витков для двигателя 450 кВт было взято вначале равным 25; при этом на стороне 65 в был ток 120 а. Затем, число витков было доведено до 18, и ток колебался в пределах 180—210 а, в зависимости от напряжения в сети. Для каждого электродвигателя 185 кВт было взято по 10 витков, причем намагничивающие обмотки обоих электродвигателей были соединены последовательно. Ток был равен 210 а.

При установившемся режиме сушки разница в температурах между чугунной станиной статора и активной сталью составляла в среднем 20—25° С.

Максимальная температура на поверхности станины в верхней ее части достигала за время сушки 100° С; в то же время температура стали была равна 75° С. Кривые сушки указанных двигателей приведены на рис. 2, из которых видно, что двигатели 185 кВт были сильно увлажнены. Интенсивность удаления влаги из обмоток этих двигателей была достигнута отключением намагничивающей обмотки и быстрым охлаждением наружной поверхности станины путем снятия войлочного покрытия.

За время сушки было произведено два отключения длительностью по 4 час. каждое. Эта операция значительно ускорила увеличение сопротивления изоляции в сравнении с обычной сушкой.

Инж. А. И. Сазонтов

Повреждения изоляции при трансформированных волнах

Хорошо известна возможность перехода электромагнитных волн, вызванных грозовыми разрядами, с одной обмотки трансформатора на другую. Известно также, что процесс перехода электромагнитной волны определяется в общем случае как электростатической, так и магнитной связью между обмотками. Если считать, что магнитный переход волны, определяющийся коэффициентом трансформации, приводит к сравнительно небольшим (а с учетом различия уровней изоляции — и безопасным) амплитудам волн в обмотках пониженного напряжения¹, то наиболее существенным оказывается электростатический переход с результирующей амплитудой

$$U_2 = \frac{C_{12}}{C_{12} + C_{22}} \cdot 2U_1,$$

где C_{12} — взаимная емкость между обмотками;
 C_{22} — собственная емкость вторичной обмотки;
 U_1 — амплитуда волны, падающей на первичную обмотку.

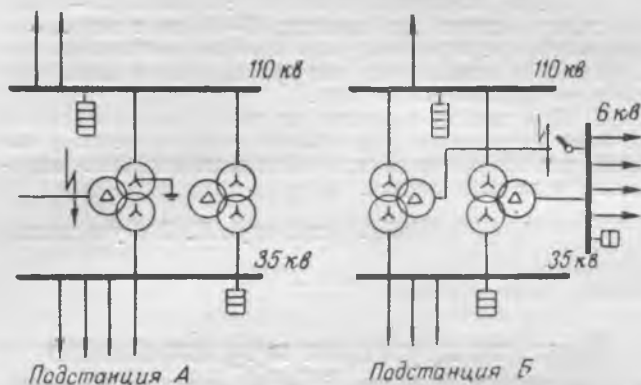
Если волны, возникающие во вторичной обмотке за счет перехода с первичной обмотки, электрически соединенной с сетью, подвергшейся поражению, обычно не приводят к повреждениям изоляции, то это определяется прежде всего благоприятным влиянием емкости вторичной сети. Однако такие благоприятные условия существуют далеко не всегда. В ряде случаев демпфирующая емкость вторичной сети или совсем отсутствует, или столь невелика, что ее защитное действие является недостаточным.

Так, например, зачастую в период развития подстанции используются не все обмотки трехобмоточных трансформаторов. По условиям нагрузки иногда обмотки части параллельно работающих трехобмоточных трансформаторов бывают длительно отключены от шин; подобные же схемы могут возникать и по условиям невозможности параллельной работы одновременно на всех напряжениях. Возможны, наконец, положения, когда при переходах, хотя и кратковременно, обмотки оказываются отключенными от шин во время операций.

Легко видеть из сказанного, что с возможностью полного отсутствия демпфирующей емкости или ее малой величины (например, при воздушных вводах от трансформаторов в распределительное устройство) необходимо

считаться. Это положение, очевидное по существу, подтверждается и практикой эксплуатации. Ниже описаны случаи грозовых повреждений изоляции, вызванных трансформированными волнами при недостаточной емкости вторичной сети.

1. Во время отдаленной грозы произошло перекрытие всех трех изоляторов вывода обмотки 6 кВ одного из трехфазных трехобмоточных трансформаторов 110/35/6 кВ, 15 тыс. кВА на подстанции А (см. рисунок). Обмотка 6 кВ обоих трансформаторов на этой подстанции не используется; у поврежденного трансформатора к выводам наглухо присоединена временная воздушная перемычка длиной около 18 м, разомкнутая на конце разъединителем. При перекрытии изоляторов возникло трехполюсное короткое замыкание. Дуга, перемещаясь вдоль перемычки, достигла ее конца и погасла на деревянной траверсе.



Схемы подстанций при повреждениях во время грозы.

2. В аналогичных условиях произошло перекрытие всех трех изоляторов отключенного масляного выключателя 6 кВ в ячейке одного из трехфазных трехобмоточных трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 20 тыс. кВА на подстанции Б (рисунок). Ввод от трансформатора в распределительное устройство — воздушный длиной около 35 м.

3. На подстанции Б повторился случай, описанный выше, с той лишь разницей, что схема стороны 6 кВ была разобрана и перекрытыми оказались все три изолятора разомкнутого разъединителя в ячейке ввода.

Обе подстанции надежно защищены от прямых ударов молнии стержневыми молниеотводами. Подходы защищены от прямых ударов молнии нормально подвешенными и хорошо заземленными тросами и имеют по два комплекта трубчатых разрядников. На шинах как 110, так и 35 кВ установлены и включены вентильные разрядники, не имеющие указателей. Трубчатые разрядники на подходах во всех трех случаях не работали.

У обоих трансформаторов расположение обмоток на сердечнике одинаково: 6—35—110 кВ.

При относительно пологих волнах, проникающих со стороны 110 кВ, обмотка 35 кВ, связанная с сетью небольшого волнового сопротивления (от 3 до 4 линий), является надежным экраном для обмотки 6 кВ. Следовательно, если исключить предположение о падающих волнах с весьма крутым фронтом, которые в рассматриваемых случаях вряд ли могли иметь место, можно полагать, что возбуждающей обмоткой при всех трех повреждениях являлась обмотка 35 кВ. Так как на стороне 35 кВ при этом не отмечалось перекрытий изоляции и работы трубчатых разрядников, амплитуды волн, падающих на обмотку, не превосходили, видимо, 140—150 кВ. Импульсная прочность перекрытых изоляторов, составляющая 80—100 кВ, позволяет оценить коэффициент перехода волны величиной порядка 0,53—0,71.

Естественно, что столь значительные амплитуды трансформированных в обмотку пониженного напряжения волн должны учитываться при разработке схемы защиты от перенапряжений. При наличии кабельного ввода от трансформатора в распределительное устройство, даже при длине его 20—30 м, демпфирующая емкость значительно превосходит собственную емкость обмотки, и амплитуды трансформированных волн ограничиваются до безопасных для изоляции величин.

Следует заметить, что «Руководящими указаниями по защите от перенапряжений установок переменного тока

¹ Л. И. Сиrotинский, Техника высоких напряжений, вып. III, Госэнергоиздат, 1945.

напряжением 3—220 кВ» в § 63, посвященном защите подстанций 3—10 кВ, предписывается установка вентилярных разрядников в непосредственной близости от мощных трансформаторов. Однако это требование определяется условиями защиты от волн, набегающих со стороны сети 3—10 кВ, и является существенно важным лишь при достаточно длинном кабеле между трансформатором и шинами.

Из сказанного же следует, что установка таких разрядников в непосредственной близости от выводов 3—10 кВ трансформаторов весьма существенна именно при отсутствии связи между трансформатором и шинами и определяется условиями защиты от волн, переходящих с обмоток более высокого напряжения.

Таким образом, рассмотрение случаев повреждений изоляции при трансформированных волнах позволяет сделать следующие выводы:

1. Волны, вызванные переходом с обмоток 35—110 кВ, безусловно, опасны для изоляции 3—10 кВ и могут приводить к ее перекрытиям, если обмотка пониженного напряжения не используется или при воздушном вводе оказывается отключенной от шин.

2. Для защиты изоляции от таких волн необходима установка вентилярных разрядников непосредственно у выводов трансформаторов, если обмотка пониженного напряжения и не используется.

Канд. техн. наук В. В. Пучковский

Реконструкция пружинного привода типа FK-40 масляных выключателей

В энергосистеме на линиях электропередачи основной сети установлены выключатели фирмы АЕГ с пружинным приводом типа FK-40.

В фирменном исполнении, при включенном положении выключателя, пружины привода находились в разгруженном состоянии и для их завода после отключения выключателя требовалось ~ 30—35 сек., вследствие чего линии не могли быть оборудованы устройствами АПВ.

По инициативе работников эксплуатационного сетевого участка энергосистемы (инж. Е. А. Машанова, техников Г. В. Тришина, И. А. Воловик и мастера П. Х. Немченко) был реконструирован привод выключателя, что позволило производить автоматический завод пружин во включенном положении выключателя. Достигнуто это было путем изменения схемы питания электродвигателя, заводящего пружины привода выключателя.

Фирменная система блокконтактов заменена устройством (рис. 1), состоящим из двухполюсного рубильника 1 с искрогасительными контактами и пружиной 6, дополни-

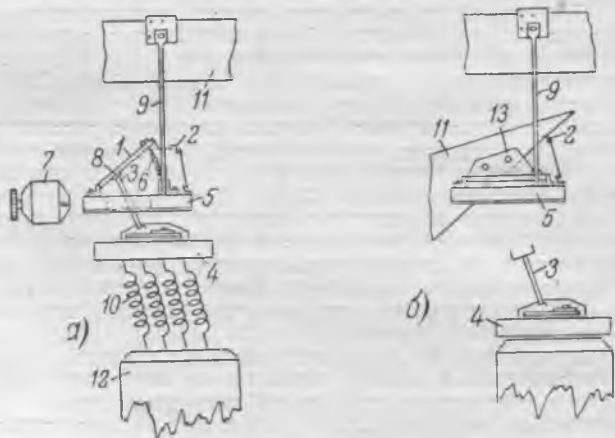


Схема реконструированного привода FK-40 выключателя АЕГ основной сети.

1 — рубильник; 2 — сигнальные контакты; 3 — шток с вилкой; 4 — подвижная плита привода; 5 — основание рубильника; 6 — пружина; 7 — электродвигатель; 8 — колодка рубильника; 9 — стойка; 10 — пружины привода; 11 — станины привода; 12 — деревянное основание; 13 — косынка для крепления основания рубильника.

тельных контактов 2 сигнализации готовности привода к операции включения выключателя и специального штока с вилкой 3, укрепленного на подвижной плите 4, пружин привода.

Рубильник 1 смонтирован на текстолитовом основании 5, укрепленном в верхней части привода с помощью металлической стойки 9 и косынки 13.

После включения выключателя пружины привода сжаты (рис. 1, б), рубильник 1 под действием его пружины 6 включается и подает питание на электродвигатель 7, который производит завод пружин.

Когда пружины привода полностью растянуты (рис. 1, а), то укрепленный на подвижной плите 4 шток с вилкой 3, проходящей через отверстие текстолитового основания 5, нажимая на колодку 8 рубильника 1, отключает его, прекращая питание электродвигателя.

Одновременно с отключением рубильника 1 замыкаются дополнительные контакты 2 в цепи питания лампы, сигнализирующей готовность привода к операции последующего включения выключателя.

В дальнейшем, при реконструкции приводов типа FK-40, вместо рубильника 1 были применены блокконтакты, механически связанные с подвижной плитой 4 пружин привода.

Проведение реконструкции приводов выключателей позволило осуществить автоматическое повторное включение линий электропередачи основной сети.

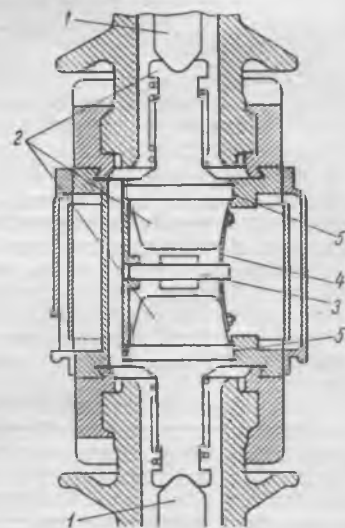
Двухлетний опыт эксплуатации реконструированных пружинных приводов выключателей фирмы АЕГ дал положительные результаты.

Инж. В. И. Чернышев

Улучшение качества контактов воздушного выключателя 110 кВ

Контактная система воздушного выключателя 110 кВ фирмы ВВС состоит фактически из двух последовательных контактных систем.

Электрическая связь одной подвижной контактной системы с другой осуществляется через корпус камеры, в которой смонтированы эти системы. Контакт между подвижной контактной системой и камерой происходит по узкой кольцевой заточке на внутренней поверхности камеры (см. рисунок).



Улучшение контакта воздушного выключателя 110 кВ.

1 — неподвижные контакты; 2 — подвижная контактная система; 3 — диафрагма; 4 — шунтирующие медные плетенки; 5 — контакт между подвижной системой и камерой.

Добиться надежного контакта в этом месте весьма трудно, тем более что здесь осуществлено сопряжение бронзовой детали контактной системы с алюминиевой стенкой камеры.

В тех случаях, когда удавалось доводить сопротивление этого контакта до нормы (300 мком), при первом же опробовании выключателя сопротивление этого контакта значительно возрастало, достигая 1 000 мком и более. Измерения же сопротивления этого контакта на выключателях до их ремонта давали десятки тысяч микроом.

При капитальных ремонтах были обнаружены подгары и следы дуг в этих контактах. Уход за ними крайне затруднял эксплуатацию выключателя.

Для обеспечения надежного контакта было предложено создать непосредственную электрическую связь между обеими подвижными контактными системами, минуя корпус камеры. Эта связь осуществлена парой гибких медных плетеных проводов, прибалчиваемых к контактными системам. Для пропускания плетеных проводов в диафрагме, разделяющей подвижные системы, прорезано отверстие. При укладке плетеных проводов необходимо следить за тем, чтобы они не закрывали прорезы камеры для выхода воздуха.

Это мероприятие значительно упростило эксплуатацию выключателя и повысило надежность его работы.

Инж. В. Н. Гуревич

Разборный молниеотвод для передвижных электроподстанций

При установке передвижных электроподстанций молниеотводы для них обычно делают стационарными, и при переводе подстанции на другую площадку они устанавливаются вновь.



Предлагаемый переносный разборный молниеотвод (см. рисунок) обеспечивает не только легкую и быструю разборку и сборку его на новом месте, но имеет еще то преимущество, что может быть собран на три различные высоты: 16, 13 и 11 м.

Максимальная высота собранного молниеотвода равна 16 м. При сборке его на высоту 13 м снимается одно

звено трубы длиной 3 м, расположенное вторым сверху, а при сборке на высоту 11 м снимается нижнее звено длиной 5 м.

Фланцы для соединения труб подобраны так, чтобы при укорачивании молниеотвода было обеспечено одинаковое их соединение

Общий вес молниеотвода высотой 16 м равен 180 кг.

Об аварийном состоянии молниеотводов, составленных из стальных труб, уже сообщалось¹. Дефектность конструкции, как указывалось, состояла в том, что при сварке труб стенки их были прожжены и в местах стыков происходила усиленная коррозия.

В предлагаемой конструкции слабые места соединений труб с фланцами усилены дополнительными втулками. Для предохранения от коррозии молниеотвод снаружи окрашивается, а внутренняя поверхность труб обрабатывается битумом.

Инж. С. И. Кудрявцев и инж. А. А. Михайлов

¹ См. «Электрические станции», 1941, № 4, стр. 38.

О неселективном действии сигнализации замыканий на землю в воздушных сетях

Сигнализация замыканий на землю в сети 6 кВ выполнена при помощи трансформаторов тока нулевой последовательности типа ТФ и блинкера типа БТФ-3 изготовления Киевского завода электроизмерительной аппаратуры треста Армсеть. Блинкер присоединен к одной обмотке трансформатора, а другая обмотка оставлена разомкнутой. Этим достигнута наибольшая чувствительность защиты, составляющая 12 а тока замыкания на землю. В сети имеется искусственный активный ток замыкания на землю 20 а, создаваемый для защиты генераторов станции.

За один год эксплуатации было более десяти замыканий на землю в сети 6 кВ; только в трех случаях сигнализация работала селективно, в остальных же случаях блинкеры срабатывали на большей части линий, хотя они и радиальные.

Это заставило предположить, что причиной, вызывающей работу сигнализации на неповрежденных линиях, является ток разряда емкости кабеля. Произведенные расчеты показали, что при замыкании на землю одной линии по всем другим линиям через шины подстанции к месту повреждения протекает емкостный ток, который оказывается достаточным для срабатывания сигнализации. Блинкер БТФ-3 при токе, равном $1,2 i_{mp}$ имеет время срабатывания около 0,005 сек. Так как при дуговых замыканиях на землю имеет место дополнительное повышение напряжения фаз по отношению к земле, то это приводит к соответственному увеличению емкостного тока.

Вследствие такой неселективной работы сигнализации определение поврежденной линии приходится производить путем осмотра блинкеров. Блинкер, который при этом не заводится, указывает поврежденную линию. Однако это можно сделать только при устойчивом замыкании на землю. При кратковременно появляющихся замыканиях на землю на одной из линий из-за выпадения нескольких блинкеров не удается установить, на какой именно из линий имеется неустойчивое повреждение. Такая работа сигнализации существенно осложняет отыскание повреждений, а отстроиться от бросков емкостного тока не представляется возможным без чрезмерного заглубления сигнализации.

Инж. Б. А. Косолапов

О неселективной работе сигнализации замыканий на землю в кабельных сетях

Недостаток сигнализации, отмеченный Б. А. Косолаповым, является общим для всех токовых защит от замыканий на землю, независимо от их исполнения.

В разветвленной кабельной сети крупной энергосистемы срабатывание сигнализации на неповрежденных

линии отмечается очень часто, причем как в случае выполнения с трансформаторами тока нулевой последовательности, действующими на блинкер, так и в случае выполнения с токовыми реле типа ЭТ, которые включены на фазные трансформаторы тока, соединенные в схему фильтра токов нулевой последовательности.

Причиной срабатывания сигнализации от замыканий на землю на неповрежденных кабельных линиях является «бросок» емкостного тока, вызываемый изменением потенциала фаз линии относительно земли.

В особо тяжелых условиях находится сигнализация кабелей, отходящих от питающих центров, так как в них протекает весь емкостный ток кабельной сети данного направления.

Опытных данных о величине и продолжительности этих «бросков» емкостных токов пока нет, но практика показывает, что продолжительность их превышает собственное время мгновенных токовых реле типа ЭТ, не говоря уже о времени срабатывания блинкера типа БТФ-3, которое значительно меньше. Поэтому эксплуатационному персоналу приходится пользоваться сигнализацией только при устойчивых замыканиях на землю.

По блинкеру, не поддающемуся возврату, устанавливается поврежденное направление; все остальные блинкеры, которые удается вернуть в исходное положение, очевидно, сработали под действием «бросков» емкостных токов.

Указанное обстоятельство, безусловно, снижает ценность сигнализации, так как персонал не может ее использовать для отыскания кратковременных замыканий на землю.

В прошлом в некоторых узлах сети имелась сигнализация, выполненная с мгновенными реле максимальной мощности, переделанными из электрических счетчиков. Эта сигнализация, работавшая на активном остаточном токе (сопротивление, включенное параллельно компенсационной катушке), не имела указанного недостатка и позволяла селективно определять также и кратковременные замыкания на землю. Однако сигнализация этого типа является слишком сложной. Кроме того, применение активного тока замыкания на землю, как это известно из решений Технического управления МЭС, понижает надежность работы сети.

Одним из возможных способов улучшения работы токовой сигнализации может являться подача оперативного тока на реле сигнализации через реле времени, запуск которого осуществляется при появлении напряжения нулевой последовательности или повышенного напряжения на неповрежденных фазах. Выдержка времени может быть взята порядка 0,25 сек. Но и этот способ не решает вопроса о фиксации мгновенных «земель» (продолжительность которых меньше выбранной выдержки времени) и неприменим при сигнализации, выполненной на трансформаторах тока типа ТФ, действующих на блинкер.

Для обеспечения селективности действия сигнализации особое значение имеет правильный выбор тока трогания. Чем меньше чувствительность сигнализации, тем меньше она дает случаев неселективного действия от «бросков» емкостных токов.

С этой точки зрения большое значение имеет увеличение расчетного коэффициента полноты замыкания на землю. Для кабельных сетей можно считать, практически обоснованным увеличение расчетного коэффициента до 0,8 против ранее применявшегося 0,5 и рекомендованного «Руководящими указаниями по релейной защите» 0,6.

Увеличение коэффициента для кабельных сетей до 0,8 в настоящее время уже санкционировано Техническим управлением МЭС.

Необходимо особо остановиться на способе увеличения чувствительности, указанном т. Косолаповым, а именно использовании только одной из секций обмотки трансформатора ТФ вместо нормального их последовательного соединения.

Следует отметить, что питание блинкера БТФ-3 от одной из секций трансформатора ТФ практически дает чрезвычайно малое увеличение чувствительности, но неизбежно приводит к созданию небаланса и срабатыванию сигнализации при междупазовых коротких замыканиях, что, конечно, недопустимо.

Изменение чувствительности блинкера БТФ-3 может производиться только изменением натяжения пружин, и то в небольших пределах.

Удачное решение вопроса о селективной токовой сигнализации для компенсированных сетей возможно при выполнении автоматического кратковременного нарушения компенсации¹.

Кратковременное нарушение компенсации позволит значительно загрузить ток трогания сигнализации замыканий на землю и, тем самым, отстроить ее от «бросков» емкостных токов.

В настоящее время такое автоматическое нарушение компенсации введено на одной из подстанций и, очевидно, уже в этом году можно будет говорить об опыте его эксплуатации.

Загружение сигнализации, выполненной на трансформаторах ТФ, которые действуют на блинкер БТФ-3, возможно изменением обмоточных данных блинкеров или включением последовательно с ними добавочного сопротивления.

В заключение необходимо отметить, что токовая сигнализация очень часто срабатывает при производстве переключений в сети. Речь идет не только о пофазных переключениях разъединителями, когда, как правило, сигнализация замыканий на землю работает, но, как показывает опыт эксплуатации, замыкания на параллельную работу двух линий даже при помощи выключателей вызывают срабатывание сигнализации, выполненной на трансформаторах тока ТФ, действующих на блинкер из-за практически имеющейся неодновременности замыкания контактов выключателя.

Персонал должен помнить, что после производства операций в сети, сопровождавшихся связыванием на параллельную работу линий, сигнализация замыкания на землю должна быть осмотрена и отпавшие блинкеры возвращены в исходное положение.

Инж. В. А. Смирнов

¹ И. А. Сыромятников, «Электрические станции», № 2, 1951.



ПОПРАВКА

В № 6 журнала «Электрические станции» за 1951 г. в заметке инж. А. Г. Рудника «Крепление выводов полюсов к ободу», стр. 45, левая колонка, последний абзац следует читать:

«Ввиду того, что внутренние выводы (у самого обода) расположены на меньшем радиусе, имеют значительно меньший вес и поэтому центробежная сила, действующая на них, сравнительно невелика, то дополнительного крепления их к ободу не требуется. Что касается наружных выводов, то на одном из агрегатов в процессе монтажа крепление их было выполнено другим способом, а именно — путем присоединения к скобе (рис. 2)».

ХРОНИКА

Совещание по вопросу совместной работы тепловых и гидравлических электростанций

В Москве было проведено организационное гидроэнергетической секцией ВНИТОЭ и МОНИТОЭ первое совещание по вопросу совместной работы гидравлических и тепловых электростанций в смешанных энергосистемах. В совещании приняли участие представители проектных, эксплуатационных и исследовательских организаций.

Канд. техн. наук А. С. Горшков (ВТИ) посвятил свой доклад основным характеристикам теплоэнергетического оборудования при переменном режиме. Докладчик показал, что имеется ряд путей по значительному улучшению эксплуатационных свойств энергооборудования электростанций.

Как показали исследования, скорость подъема нагрузки мощных турбоагрегатов может превысить 2,5 тыс. квт/мин. Количественная система регулирования позволяет поддерживать устойчивый к. п. д. при переменной нагрузке. Применение факельно-слоевых топок может значительно повысить маневренность котлов, доводя прирост паропроизводительности до 10 т/мин.

Газовые турбины имеют большие достоинства в отношении скорости пуска и подъема нагрузки, но для их внедрения еще требуется решение серьезных задач (переход на твердое топливо, общее удешевление, устранение резкой зависимости мощности от температуры наружного воздуха, резкого колебания к. п. д. и др.).

Докладчик перечислил проблемы, стоящие перед работниками науки и техники по изучению нестационарных процессов на тепловых электростанциях.

Инж. М. Н. Мармер (УкрГИДЭП) сделал сообщение о выборе мощности гидростанции в условиях крупной энергосистемы и о методе расчета использования гидроэлектростанций в качестве ремонтного резерва.

Канд. техн. наук В. А. Куценов (Московский сектор ВНИИГ) осветил разработанную методику оптимального распределения нагрузок между гидравлическими и тепловыми электростанциями.

Доктор техн. наук М. П. Фельдман (Секция водохозяйственных проблем АН СССР) сообщил о проекте решения совещания, проведенного Секцией по разработке водохозяйственных проблем АН СССР, по вопросу установления расчетной обеспеченности гидроэлектростанций в энергосистемах. В этом решении констатируется недопустимое положение с установлением расчетной обеспеченности как в проектах, так и при планировании эксплуатации. Предлагается выработать условия установления обеспеченности

(в пределе — использование теплового резерва и регулирование графика нагрузки, учет различия в режимах водотоков) и вносится ряд организационных предложений, позволяющих лучше использовать индивидуальные особенности конкретных гидроэлектростанций, работающих в энергосистемах.

Инж. А. И. Колпакова (Теплоэлектропроект) ознакомила совещание с эксплуатационными условиями сверхдальней передачи электроэнергии. Ограничений по передаче энергии нет; что же касается передачи мощности, то при плановом регулировании возможности технически не ограничены, но они могут сказаться на экономике передачи.

Совещание приняло развернутое решение, в котором отмечается исключительное значение исследования вопросов совместной работы электростанций в смешанных энергосистемах, особенно в связи с объединением ряда энергосистем и повышением удельного веса гидроэнергии с сооружением великих строек коммунизма.

Совещание, считая необходимым координировать работу ряда организаций, обратилось к ВНИТОЭ и МОНИТОЭ с просьбой организовать в конце 1951 г. обсуждение этих вопросов и итогов работ за 1951 г. Был утвержден следующий предварительный план работ, с распределением их между отдельными организациями:

1. Развитие объединенной энергосистемы Центра в связи с приемом энергии от волжских гидроэлектростанций.
2. Условия использования гидравлических и тепловых электростанций в пиковом режиме для ведения частоты и в качестве аварийного и ремонтного резерва в энергосистеме.
3. Методы оптимального распределения активных нагрузок между тепловыми и гидравлическими электростанциями в смешанных энергосистемах.
4. Рациональные режимы совместной работы тепловых и гидравлических электростанций в смешанных энергосистемах.
5. Исследование вопроса о выборе расчетной обеспеченности гидроэлектростанций.
6. Потери энергии на гидроэлектростанции при нестационарных режимах и регулировании.
7. Влияние резкопеременной нагрузки на надежность и экономичность работы тепловых агрегатов и электростанций.
8. Динамические характеристики теплосилового оборудования и электростанции в целом.
9. Допустимые пределы снижения нагрузки на тепловых агрегатах по техническому минимуму.
10. Условия и продолжительность пуска и останковки котлов и турбин.
11. Пределы допустимых колебаний режимов в сверхдальних линиях электропередачи.



КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

А. И. Кузнецов, Техника безопасности в электрических установках, М—Л, Госэнергоиздат, 1950 г.

Ниже разбирается в основном один вопрос из ряда рассматриваемых в учебном пособии инж. А. И. Кузнецова, а именно о взрывоопасности.

В гл. XVII «Электрическое оборудование взрывоопасных помещений» А. И. Кузнецовым допущены грубые ошибки, неправильно ориентирующие электриков на взрывоопасность газов и паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Так на стр. 303 определение вспышки совершенно противоречит определению, данному в ОСТ 90039-39 «Нормы проектирования складских предприятий и хозяйств для хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей».

Понятие вспышки согласно ГОСТ относится лишь к парам легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Автор же это определение вспышки распространяет и на газы, чего делать нельзя в виду совершенно различного характера явлений. Вспышка паров жидкостей происходит спороно и у легковоспламеняющихся жидкостей совпадает с воспламенением самой жидкости. «Вспышка» же газов зависит от концентрации их в воздухе. При небольшом количестве она происходит в виде «местного взрыва» (хлопка), а при определенной концентрации, выше которой взрыва не будет, происходит бурно протекающее воспламенение всей массы газа.

Чрезвычайно досадной ошибкой является утверждение на стр. 304, что «расчеты по обезвреживанию электрических источников воспламенения дуг, искр и чрезмерного нагрева током следует ориентировать на температуру воспламенения», приведенную в табл. 17-1, где автор дает не температуры воспламенения, которые для большинства жидкостей и газов являются неизвестными, а температуры «самовоспламенения», не имеющие практического значения по отношению к электрическим искрам и дугам.

Дело в том что самовоспламенение жидкостей и газов может происходить без всяких «искр и дуг» в том случае, когда жидкости или газы, нагреваемые в аппаратуре выше определенной температуры, при аварии аппаратуры попадут в помещение и вспыхнут или воспламятся (для газов) без воздействия источников открытого пламени.

Для искр и дуг электрических установок необходимо ориентироваться на температуру вспышки паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, на температуру воспламенения газо-воздушных и пыле-воздушных смесей, а также на взрывоопасную их концентрацию в воздухе помещения.

На воспламенении газо-воздушных смесей автор не остановился. Между тем было бы необходимо привести диапазоны взрыва горючих газов и паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, так как последнее в основном и определяет взрывоопасность помещений в соответствии с требованиями «Противопожарных норм строительного проектирования промпредприятий и населенных мест», 1951 г.

Возвращаясь к вопросу «температур воспламенения», приводимых автором в табл. 17-1 для жидкостей и газов, необходимо указать, что для жидкостей важна не температура их воспламенения, а температура вспышки их паров, по которой все жидкости и подразделяются на легковоспламеняющиеся и горючие в соответствии с ОСТ 90039-39.

Для примера ошибки автора можно привести температуры вспышки¹ и температуры самовоспламенения газов и жидкостей, приведенные автором в табл. 17-1.

Наименование газов или жидкостей	Температура вспышки по Б. з. углу, °С	Температура самовоспламенения, приводимая автором, °С
Ацетон	-1,7	440
Ацетилен	—	335
Бензин	-58 ÷ +10	500
Бензол	-15	710
Метан	161	650
Водород	—	555
Пентаг	-10	470
Окись углерода (1,5% Н)	—	651
Бутилен	—	510
Этиловый эфир	-41	560
Гексан	-18	275
Этилен	—	450
Гептан	-4	255
Этан	—	530
Сероводород	—	364
Серовуглерод	-20	156
Бутан	—	597
Пропан	—	500
Этиловый спирт	+9 ÷ +32	440
Метиловый спирт	-1 ÷ +32	480

Из приведенных температур вспышки легковоспламеняющихся жидкостей (кроме метана) и температур самовоспламенения газов и паров легковоспламеняющихся жидкостей видно, как автор глубоко ошибается, ориентируя читателей и, в первую очередь, студентов электротехнических втузов, для которых это учебное пособие написано, на опасность «искр и дуг» для таких высоких температур, которыми являются температуры самовоспламенения, в то время как «искры и дуги» являются опасными уже при нормальных температурах воздуха.

Необходимо отметить, что температуры самовоспламенения, указанные автором в табл. 17-1, резко отличаются от температур самовоспламенения, принятых в СССР. Помещение таких данных без ссылки на литературные источники представляется недопустимым.

Автор, подробно говоря о взрывах пыли, также не указывает литературных источников заимствования, и материал трудно проверить.

На стр. 307 автор указывает, что якобы «температуры воспламенения для пыли немного отличаются от температур воспламенения для газо-воздушных смесей», но последних не приводит, ибо температуры самовоспламенения паров жидкостей, указанные в табл. 17-1, считать температурами воспламенения газо-воздушных смесей нельзя.

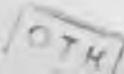
Ошибочным является утверждение автора, что температура вспышки керосина равна 45°С (стр. 304), в то время как она находится в пределах от 28 до 35°С.

На основании изложенного следует признать, что разбираемая здесь гл. XVII учебного пособия инж. А. И. Кузнецова требует коренной переработки и дополнения отечественными данными температур воспламенения газо-воздушных смесей, а также указания источников литературного заимствования.

Инженер противопожарной

техники и безопасности Д. П. Лавров

¹ Справочная таблица П. Т. Безуглова, Госоптехиздат, 1950.



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, и давать 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 9×12 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 подпись.

Чертежи и фото в тексте не вклеивать, а прилагать их 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 Союзе меры длины, веса и др.

6. **Официальный материал должен быть заверен соответствующими организациями. Статьи работников научно-исследовательских организаций, предприятий и учреждений должны иметь визу руководства.**

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 164, редакции журнала «Электрические станции».

ОТН
10

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

ВЫШЛИ ИЗ ПЕЧАТИ

- АВЕРЬЯНОВ П. Д.**, Новаторы трубогибного производства (Новаторы производства в энергетике). 1951 г., стр. 20, тир. 2 000, ц. 50 коп.
- АВТОНАСОС ДЛЯ ОТКАЧКИ ВОДЫ ИЗ КАМЕР ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ. МЭС СССР ОРГРЭС.** 1951 г., стр. 8, тир. 2 390, ц. 50 коп.
- БЕССОНОВ Л. А.**, Переходные процессы в нелинейных электрических цепях со сталью. 1951 г., стр. 164, тир. 4 000, ц. 9 р. 35 к.
- БОЛГАРСКИЙ А. В.**, Влажный газ. 1951 г., стр. 156, тир. 4 000, ц. 10 р. 25 к.
- ЖЕРВЕ Г. К.**, Расчет асинхронного двигателя при перематке. 1951 г., стр. 142 + 2 вкл., тир. 10 000 экз., ц. 7 р. 20 к.
- КАШНИКОВ С. П., ЦЫГАНКОВ В. Н.**, Расчет котельных агрегатов в примерах и задачах. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия для энергетических и электротехнических вузов и факультетов. 1951 г., стр. 240, тир. 5 000, ц. 17 р. 15 к.
- КНОРРЕ Г. Ф.**, Топочные процессы. Допущено Министерством высшего образования в качестве учебного пособия для энергетических и механических вузов и факультетов. 1951 г., стр. 328, тир. 7 000, ц. 20 руб.
- ЛАЗАРЕВ А. В.**, Уборка фрезерного торфа машинами УМПФ-4 на высоких скоростях (Новаторы производства в торфяной промышленности). 1951 г., стр. 52, тир. 2 000, ц. 85 к.
- МЕЛЬНИЧЕНКО К. И.**, Монтаж оборудования шлюза. 1951 г., стр. 80, тир. 5 000, ц. 2 р. 90 к.
- МИРЕНБУРГ Л. А.**, Ремонт роторов турбинных генераторов в станционных условиях. Под общей редакцией И. А. Сыромятникова. 1951 г., стр. 212, тир. 4 000, ц. 10 р. 80 к.
- МУРИН Г. А.**, Теплотехнические измерения. Допущено Отделом учебных заведений Министерства электростанций СССР в качестве учебника для энергетических техникумов. 1951 г., стр. 448 + 2 вкл., тир. 7 000, ц. 12 р. 50 к.
- НОРНЕВСКИЙ Б. И., ФАТЕЕВ А. В.**, Сборник примеров и задач по теории электрического привода. Под ред. проф. С. А. Ринкевича. Издание третье переработанное. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия для электротехнических вузов и факультетов. 1951 г., стр. 312, тир. 5 000, ц. 12 р. 80 к.
- ПЕТРОВСКИЙ Б. Н.**, В помощь радиолюбительско-рационализатору (Массовая радиобиблиотека, вып. № 114). 1951 г., стр. 32, тир. 10 000, ц. 1 руб.
- ПОПОВ В. К.**, Основы электропривода. Издание второе, заново переработанное В. П. Андреевым, В. Г. Дранниковым и Ю. А. Сабининым. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия для энергетических и электротехнических вузов и факультетов. 1951 г., стр. 292, тир. 10 000, ц. 18 р. 65 к.
- ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ** электрических устройств станций и подстанций. Издание седьмое. МЭС СССР — Техническое управление. 1951 г., стр. 84, тир. 15 000, ц. 5 руб.
- ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ** электрических устройств городских и сельских сетей. Издание седьмое. МЭС СССР — Техническое управление. 1951 г., стр. 92, тир. 15 000, ц. 4 р. 90 к.
- ПРИМЕНЕНИЕ И СВОЙСТВА ОГНЕУПОРНЫХ МАСС** для обмуровки котельных топок. МЭС СССР — ОРГРЭС. 1951 г., стр. 24, тир. 2 550, ц. 1 р. 45 к.
- РУКОВОДЯЩИЕ УКАЗАНИЯ** по экономии электроэнергии при эксплуатации термических электропечей сопротивления. МЭС СССР — Государственная инспекция по промэнергетике и энергонадзору. 1951 г., стр. 44, тир. 5 000, бесплатно.
- ТУРИЧИН А. М.**, Электрические измерения неэлектрических величин. Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия для энергетических и электротехнических высших учебных заведений и факультетов. 1951 г., стр. 688, тир. 6 000, ц. 23 р. 45 к.

Продажа в книжных магазинах и киосках книготоргов