

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

5



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1953

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

5
МАЙ
1953

Орган Министерства электростанций
и электропромышленности СССР

24-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — За высокую культуру эксплуатации электростанций и сетей	3	А. Г. Иванов и В. Д. Кригмонт — Снижение шаровой загрузки барабанных мельниц	49
Е. И. Блинов и Б. Н. Потехин — Устранение шлакования топок паровых котлов	6	Н. П. Горев — Об ошибках при взвешивании угля автоматическими весами типа ВЛТ	50
В. И. Кислый и Д. С. Резин — Причины поломок бандажей лопаток турбины высокого давления и их устранение	8	А. Г. Рысс — Поломка кулачковой муфты турбины	50
Г. А. Мурин — Эксплуатационный контроль воздушной плотности турбоагрегатов	10	Г. Д. Тер-Акопов — Длительная работа генератора в несимметричном режиме	51
А. А. Спириин и Н. А. Цекун — Защита тепловых сетей от паружной коррозии	14	Л. М. Раузин — Нагрев стержней обмоток статоров при ремонте генераторов	53
В. К. Дюскин — Гидравлический режим тепловых сетей с автоматизированным присоединением абонентов	18	С. Р. Элькин — Автоматизация гидроагрегатов с исключением регуляторов скорости	53
Н. С. Барков и В. П. Васильев — Автомат для приварки шпилек к экраным трубам	22	А. В. Михалков — Выявление витковых замыканий в роторах синхронных компенсаторов	54
Ю. И. Азбукин — Вибрация турбогенераторов при неустойчивой масляной пленке	25	А. И. Фишкин — Размыкание разъединителем одной из двух параллельных линий 110 кВ	55
Б. Л. Штукатер — Работа генератора через две фазы трансформаторной группы	27	О комплектах распределительных устройств завода "Электрщит"	
А. Г. Белоусов и Л. А. Прихно — Схема управления воздушным выключателем	29	Л. Д. Клапчук	56
М. А. Иванов и Э. Г. Файнштейн — Электрообогрев сородерживающих решеток гидроэлектростанций	32	М. С. Николаев	56
Л. В. Росман — Проверка и регулировка характеристик электромагнитного корректора напряжения	35	Ф. Г. Семягин	57
В. И. Погарский — Методы профилактических испытаний высоковольтных кабельных линий	39	А. С. Брилев	57
М. Д. Глейзер — Грозы в Средней Азии	42	Т. Б. Заславская — Упрощение схемы автоматического пуска синхронных компенсаторов	58
ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ		Д. П. Салеев и П. В. Терников — Разрушение фарфоровых тяг при испытании напряжением	60
Л. Ф. Божко — Опыт применения башенных кранов БК-25-48	45	ХРОНИКА	
В. П. Рубайло — Крепление кирпичных стел, возведенных способом замораживания	46	В Техническом управлении по электростанциям	
А. А. Аникин — Применение сварных конструкций для установки силовых трансформаторов	47	О включении амперметров непосредственно в расщелку шин высокого напряжения	62
ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ		О расчетной длительности аварийного разряда аккумуляторных батарей на гидроэлектростанциях	62
А. Н. Сарбаев — Уплотняющие крышки регулирующих клапанов котлов высокого давления	48	О конференции по вопросам сверхдальних электропередач	62
		КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ	
		И. М. Маркович — Рецензия на книгу Н. А. Мельникова "Расчеты режимов работы сетей электрических систем"	63

□ □ □

ВОЛОГОДСКАЯ
ОБЛАСТНАЯ
БИБЛИОТЕКА

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

А. А. Боровой, П. Г. Грудинский, Н. 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

Трудящиеся Советского Союза! Еще шире развернем всенародное социалистическое соревнование за выполнение и перевыполнение пятого пятилетнего плана развития СССР! Боритесь за новый мощный подъем народного хозяйства, за дальнейший рост материального благосостояния и культуры народа!

(Из Призывов ЦК КПСС к 1 мая 1953 г.)

Трудящиеся Советского Союза! Добивайтесь непрерывного роста производительности труда! Вскрывают и широко используйте резервы производства, неуклонно проводите режим экономии! Улучшайте качество выпускаемой продукции, снижайте ее себестоимость!

(Из Призывов ЦК КПСС к 1 мая 1953 г.)

ЗА ВЫСОКУЮ КУЛЬТУРУ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

В директивах XIX съезда КПСС указано, что важнейшим условием осуществления темпов роста производства и технического прогресса во всех отраслях народного хозяйства является дальнейшая электрификация страны. В соответствии с этим выработка электроэнергии в 1955 г. должна возрасти на 80% против уровня 1950 г., а общая мощность электростанций увеличится в 2 раза. В настоящее время в небывалых масштабах осуществляется строительство гидравлических и тепловых электростанций.

В условиях бурного роста промышленности для всех трудящихся и в том числе энергетиков особое значение имеет дальнейшее повышение культурно-технического уровня. Как указывал товарищ Сталин в своем труде «Экономические проблемы социализма в СССР», повышение культурно-технического уровня большинства рабочих до уровня инженерно-технического персонала подняло бы нашу промышленность на высоту, недостижимую для промышленности других стран.

Особенности энергетики, отличающие ее от других отраслей промышленности, заключаются прежде всего в одновременности процесса производства, распределения и потребления электроэнергии. Это обусловило высокую насыщенность энергетических предприятий новейшей техникой и, в частности, различными устройствами автоматики.

Процесс производства и распределения электрической энергии вызывает необходимость высоконадежной работы энергетических систем и предприятий, что в первую очередь зависит от глубокого знания техники, высокой дисциплинированности и организации труда персонала.

Поэтому дальнейшее повышение культурно-технического уровня рабочих и инженерно-технических работников является важнейшим условием подъема уровня эксплуатации энергетических систем и предприятий.

Основные методы рационального ведения эксплуатации были впервые обобщены «Правилами

технической эксплуатации электрических станций и сетей», изданными в 1940 г.

«Правила» оказали огромное влияние на организацию и развитие энергетики в СССР. На основе их была обеспечена передовая эксплуатация энергосистем и энергетических предприятий. Со времени выпуска «Правил» советская энергетика прошла большой путь и широко внедрила новую и новейшую технику при одновременном росте отдельных предприятий и энергетических систем.

На базе крупнейших успехов отечественного энергетического машиностроения в больших масштабах производится перевод тепловых электростанций на пар высоких параметров, построены и строятся скоростными методами крупнейшие гидроэлектростанции, широко внедрена автоматизация производственных процессов во всех отраслях энергетики.

Высокая насыщенность новой техникой, повышение ответственности персонала при эксплуатации крупнейших агрегатов и электростанций привели к необходимости переработать действующие «Правила технической эксплуатации» применительно к изменившимся условиям.

Новые «Правила» вышли из печати в первом квартале текущего года. Глубокое их изучение эксплуатационным персоналом дает все основания для обеспечения безаварийной и высокоэкономичной работы электростанций и сетей.

В приказе Министра от декабря 1952 г. о мерах улучшения эксплуатации и обеспечения надежной работы электростанций и сетей указаны конкретные пути для достижения этой цели.

В свете поставленных этим приказом задач главной обязанностью руководителей энергосистем, электростанций и сетевых районов является принятие решительных мер по изжитию аварийности, повышению культуры эксплуатации путем систематического обучения персонала новым «Правилам», повышению его квалификации и производственной дисциплины, а также обеспечение неуклонного выполнения всеми работниками

«Правил технической эксплуатации электростанций и сетей».

Работа по обучению персонала на электростанциях и сетях должна быть организована в строгом соответствии с эксплуатационным циркуляром Министерства «О постановке работы с дежурным персоналом электростанций и сетей».

Как «Правила эксплуатации» и упомянутый приказ Министра, так и эксплуатационный циркуляр о работе с персоналом являются важнейшими документами, каждый из которых должен быть изучен всеми работниками эксплуатации, а неуклонное исполнение их является обязанностью всех энергетиков.

Однако, как показывают итоги работы ряда энергосистем, электростанций и сетевых районов за первые 4 мес. текущего года, не все руководители районных управлений и предприятий обеспечили выполнение задач, возложенных на них приказом Министра.

На многих предприятиях работа по обучению персонала поставлена плохо, без соблюдения требований эксплуатационного циркуляра «О постановке работы с дежурным персоналом». Особенно неудовлетворительно производится учеба в ряде энергосистем Главвостокэнерго и объединенной системе Юга.

На Иркутской тэц обслуживающий персонал котельного и турбинного цехов, а также топливоподачи обучен плохо, не знает оборудования и действующих схем. Техническая учеба персонала не налажена. Противоаварийные тренировки до последнего времени проводились нерегулярно, в кабинетах, а не на действующем оборудовании. На электростанции систематически нарушались правила допуска к работам в электроустановках высокого напряжения.

На Карагандинской грэс в турбинном цехе в начале этого года противоаварийные тренировки проводились без участия начальника цеха. Знания оборудования у ряда работников котельного и турбинного цехов низкие; в электрическом цехе длительное время переключения в распределительном устройстве собственных нужд проводились с нарушением «Правил»; выявленные в цехах дефекты оборудования устраняются несвоевременно.

В Уфимэнерго в 1952 г. и в первом квартале 1953 г. не проводилась проверка знаний «Правил технической эксплуатации» всеми начальниками смен и цехов тэц № 3, начальниками отделов районного управления и главными инженерами предприятий.

В Чкаловэнерго противоаварийные тренировки на электростанциях и в сетях проводились в первом квартале без заранее составленных программ.

Подобные недостатки в работе с персоналом имеются также в Донбассэнерго на Кураховской грэс, в Ростовэнерго на Несветайгрэс, Каменской тэц и Таганрогской электросети.

Нарушения установленного «Правилами технической эксплуатации» порядка производства работ в электроустановках имеются также и в Мосэнерго. В Московской кабельной сети в четвертом районе переключения производятся многими работниками без пользования бланками переключений, бланки оформляются небрежно и

часто не соответствуют схеме, в линейных пунктах оборудование не в порядке, масло во многих трансформаторах непригодно к эксплуатации и подлежит срочной замене, у ряда трансформаторов недопустимо низок уровень масла и т. д. Аналогичное положение и в шестом районе Кабельной сети, где эксплуатация трансформаторных пунктов крайне запущена.

Примеры неудовлетворительной эксплуатации оборудования и плохой подготовки и учебы персонала можно привести по Калининградэнерго (гэс № 1 и грэс № 2), по Горэнерго (Игумновская тэц), по Куйбышевэнерго (Сызранская тэц), Сталинградской грэс и по другим электростанциям.

Несмотря на прямое требование указанного выше приказа об улучшении качества ремонтов оборудования, на ряде предприятий ремонты организованы неудовлетворительно и качество ремонтных работ низкое. В первом квартале из-за неудовлетворительной организации работ и плохой приемки оборудования после ремонта было 10 случаев повторных ремонтов котлов и турбин, в том числе на таких электростанциях, как Южно-Уральская, Штеровская, Кураховская, Сталиногорская, Каширская и Егоршинская. На Кураховской грэс 4 раза повторно останавливали котлы из-за течи в сварке и в вальцовке труб водяных экономайзеров после ремонта. На Егоршинской грэс при пуске вышедшей из ремонта турбины из-за неправильно установленных зазоров произошло повреждение лабиринтовых уплотнений. После этого турбина имела еще две аварийные остановки из-за повреждений уплотнений и подшипников.

В результате плохой работы с персоналом аварийность за 4 мес. текущего года в некоторых энергосистемах и на отдельных электростанциях и в сетевых районах не только не снизилась, но даже увеличилась против соответствующего периода прошлого года. Число аварий возросло: в Мосэнерго (в основном за счет Кабельной и Высоковольтной сетей); в Донбассэнерго, где по-прежнему плохо работает Кураховская грэс; в Ленэнерго, где выросла аварийность в высоковольтных сетях, в Калининградэнерго, где наиболее аварийными предприятиями являются грэс № 2 и высоковольтные сети. Ухудшила работу Карагандинская грэс, где за 4 мес. число аварий увеличилось в 3 раза против прошлого года. Резко возросла аварийность также в Ростовском сетевом районе, Тбилисском сетевом районе и киевских электросетях.

Попрежнему аварии в подавляющем количестве происходят по прямой вине персонала. За 4 мес. по Министерству 54% аварий произошло из-за прямых нарушений персоналом инструкций и правил обслуживания оборудования. Наибольшее число аварий по вине персонала происходит на предприятиях Главуралэнерго (62,5%) и Главвостокэнерго (62,5%).

Однако и остальные аварии в той или иной мере зависят от работников электростанций и сетей и не имели бы места при внимательном отношении руководящего инженерно-технического персонала к своим обязанностям.

Большая работа проведена энергетиками Советского Союза за послевоенные годы в деле эко-

нонии топлива. Среднегодовой расход условного топлива на выработанный киловаттчас электростанциями Министерства электростанций и электропромышленности снизился с 596 г в 1940 г. до 519 г в 1952 г. В первом квартале 1953 г. средний удельный расход условного топлива составил 498 г/квтч.

В то же время нужно сказать, что современное оборудование электростанций позволяет значительно снизить удельный расход топлива на выработку электроэнергии и тепла уже в текущем году.

Особенно большие работы предстоит провести в части снижения расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций. Работа в этой области проводится явно недостаточная, и фактические результаты по расходу энергии за первый квартал 1953 г. неудовлетворительны. Электростанциям необходимо более широко внедрять законченные Орггрэс и другими организациями работы по повышению к. п. д. вспомогательных механизмов, а районным и главным управлениям нужно оказать помощь предприятиям в этом вопросе.

Крупным источником снижения удельных расходов топлива, а также расхода электроэнергии на собственные нужды является автоматизация производственных процессов.

К концу 1952 г. производительность котлов, оборудованных регуляторами процесса горения, возросла до 68% от общей производительности всех котлов электростанций против 6% в 1940 г. Более 90% котлов (по производительности) имеют автоматы питания.

Весьма широко внедряется также автоматика в электрических установках и электросетях. Однако в области дальнейшей автоматизации и особенно телемеханизации энергетических предприятий предстоит еще проделать крупнейшие работы.

В пятой пятилетке советская энергетика далеко продвинется по пути дальнейшего технического прогресса. Уже в этом году войдет в строй первый в мире одновальный турбогенератор мощностью 150 тыс. квт при 3 000 об/мин, работающий паром сверхвысоких параметров. В 1955 г. будет

пущена самая крупная в мире гидроэлектростанция — Куйбышевская, от которой электроэнергия будет передаваться по линиям электропередачи при напряжении 400 кв.

Для нашей страны, создающей материально-техническую базу коммунизма, дальнейшая электрификация обеспечивает огромные возможности по механизации трудоемких и тяжелых работ, автоматизации и химизации процессов производства. «...для продвижения к коммунизму, — указывал товарищ Сталин, — Советская власть должна электрифицировать страну, переводя все народное хозяйство на крупное производство...».

Поэтому работники электростанций и сетей должны помнить, что вопрос о надежной и бесперебойной работе нигде не стоит так остро, как в энергетическом хозяйстве.

Для обеспечения безаварийной работы при высокой насыщенности энергетических предприятий новейшей техникой требуется прежде всего глубокое знание этой техники.

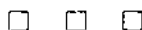
Решить эту задачу поможет работникам энергетики глубокое изучение новых «Правил технической эксплуатации электростанций и сетей».

Главные и районные управления обязаны организовать работников аппарата на оказание действенной помощи предприятиям по изучению и неуклонному выполнению «Правил».

Велика роль в этом вопросе Главной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей. Осуществляя глубокий, конкретный контроль и анализ работы предприятий, оказывая им помощь в разрешении сложных вопросов, Инспекция должна обеспечить улучшение их работы и ликвидацию аварийности.

Существенную помощь энергетикам в деле повышения культуры эксплуатации и изучения «Правил» должны оказать журналы Министерства и в первую очередь журнал «Электрические станции».

Советские энергетики, несущие трудовую вахту на передовых участках строительства коммунизма, обязаны обеспечить безаварийную и высокоэкономичную работу электростанций и сетей.



Рабочие и работники, инженеры и техники электростанций и электропромышленности! Быстрее вводите в строй новые энергетические мощности! Бесперебойно обеспечивайте электроэнергией и электротехническим оборудованием возрастающие потребности народного хозяйства!

(Из Призывов ЦК КПСС к 1 мая 1953 г.)

Устранение шлакования топок паровых котлов

Инж. Е. И. Блинов и инж. Б. Н. Потехин

На одной электростанции в 1931—1936 гг. были установлены импортные секционные котлы паропроизводительностью 120—150 т/час при давлении 60 ат и температуре перегрева пара 450°С.

С первых же дней эксплуатации выяснилось, что из-за шлакования топки и труб секционного пучка паропроизводительность котла не может быть поднята выше 80 т/час.

В результате исследований и наладочных работ, проводившихся в течение ряда лет, и реконструкции котлов удалось повысить их паропроизводительность до 90—100 т/час.

При этом топке все же так сильно шлаковались, что приходилось каждую смену прибегать к расшлаковке с помощью водяных пик.

Падающие глыбы шлака часто повреждали трубы холодной воронки, что приводило к образованию свищей и к прогибам труб холодной воронки с последующим выводом котла в ремонт и на расшлаковку (рис. 1).

Несмотря на наличие гидрозолоудаления системы Москалькова, до 50% всего шлака приходилось удалять вагонетками, так как большие куски шлака повышенной твердости не удавалось разбивать на решетках. Для удаления с котла в течение смены 4—5 вагонеток шлака содержался штат зольщиков из расчета 1,5—2 чел. на котел.

Топки размером 6 700 × 8 800 мм объемом 485 м³ полностью экранированы трубами диаметром 83 × 7 мм с шагом 152 мм. Трубы закрыты чугунными плитками с наружной изоляцией из асбеста.

После опробования ряда горелок топки были оборудованы четырьмя горелками типа ЦКТИ, установленными на фронте в один ряд. Схема пылеприготовления индивидуальная, одновентиляторная без промежуточных пылевых бункеров.

Топливом служит кизеловский уголь марки ПЖ теплотворной способностью 4 500—4 900 ккал/кг, зольностью $A^p = 30—34\%$ и с влажностью 5—8%.

Температура начала деформации золы 1 000—1 200°С, размягчения 1 300—1 400°С и жидкоплавкого состояния —1 350—1 500°С. Эти температурные характеристики непостоянны не только для различных шахт, но даже и для отдельных пластов угля одной и той же шахты.

Основными причинами шлакования котлов являются сравнительно низкая температура деформации золы кизеловского угля и неудачная конструкция топочной камеры, имеющей заниженный объем и малое тепловосприятие экранов.

Испытания, проведенные ВИТГЕО еще в 1933 г., показали, что тепловосприятие экранных поверхностей резко снижается при шлаковании чугунных плиток, и при толщине шлакового слоя 50 мм теплоотвод плиток уменьшается в 10 раз.

Хорошо притертая к трубе чистая плитка имеет температуру 550—600°С со стороны топки и 400—450°С на поверхности, прилегающей к трубе. В результате шлакования после 2,5—3 час. работы температура на поверхности плитки

падает до 350°С и по мере увеличения зашлаковывания снижается до 300—310°С.

Из-за уменьшения тепловосприятия экранами температура газов на выходе из топки повышается до 1 300°С, что приводит к интенсивному шлакованию секционного пучка.

Плохо притертые плитки или плитки, установленные на некачественной мастике, имеют повышенную температуру и быстро выгорают.

Улучшения режима работы топки можно было достигнуть двумя путями: повышением температуры в топке до 1 400—1 600°С, при которой будет обеспечено надежное удаление шлака в жидкоплавком состоянии, или понижением температуры газов у экранов и секционного пучка до 1 000—1 100°С с тем, чтобы исключить шлакование поверхностей нагрева.

В 1942 г. часть котлов электростанции была переведена на работу с жидким шлакоудалением.

Для защиты быстро выгоравшей обмуровки у заднего экрана, между его трубами, был установлен дополнительный экран из труб меньшего диаметра. Несмотря на это, котел приходилось периодически, через 1—4 недели, останавливать для холодной расшлаковки и ремонта обмуровки. Например, с марта по октябрь 1951 г. котел останавливался 18 раз и за этот промежуток времени он проработал всего лишь около 31% календарного времени. Поскольку топки с жидким шлакоудалением недостаточно удовлетворительно справлялись с сжиганием кизеловского угля с резко переменными температурными характеристиками золы, а режим их работы нарушался при изменении производительности котлов, в конце 1951 г. эти топки вновь были переоборудованы под «сухое» шлакоудаление.

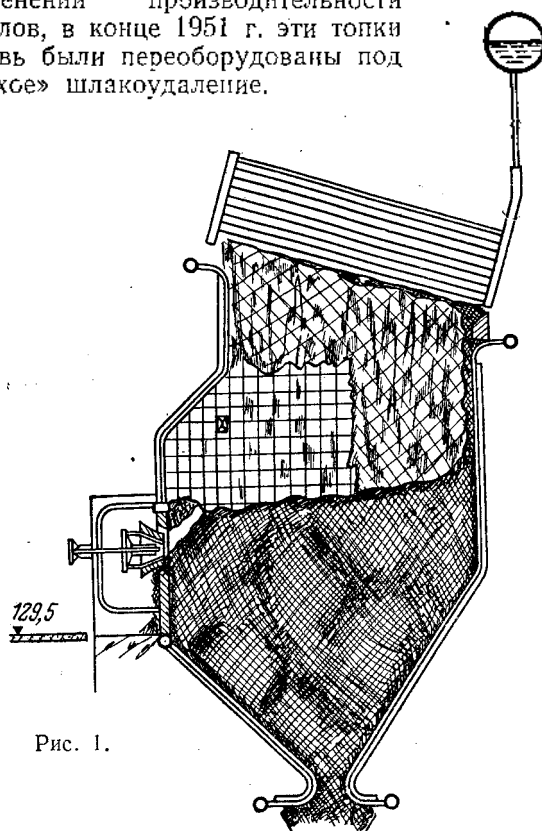


Рис. 1.

Для снижения температуры в топке ВИТГЭО еще в 1933 г. предложил установить в топке открытый экран двустороннего освещения; это предложение не было осуществлено, так как установка дополнительных отдельных экранов практически оказалась невозможной из-за нагромождения рециркуляционных, паропроводящих и питательных труб.

В 1951 г. одним из авторов статьи (Е. И. Блиновым) было предложено установить дополнительный экран путем приварки труб диаметром $51 \times 6,5$ мм к трубам основного экрана диаметром 83×8 мм. Учитывая небольшое расстояние между основными трубами, дополнительные трубы должны были привариваться к наружной стороне трубы под углом 45° , а затем отгибаться в плоскость основного экрана (рис. 2).

Такой способ приварки резко сокращал объем работы и позволял установить дополнительный экран во время капитального ремонта котла силами электростанции.

Испытания образцов показали возможность и надежность такой приварки в эксплуатационных условиях, швы оказываются вне зоны высоких температур и сохраняется возможность очистки основных труб экрана шарошками.

В мае 1951 г. в виде опыта на заднем экране по указанному способу были установлены десять труб длиной 9,1 м.

После месячной эксплуатации, показавшей, что задний экран в месте установки дополнительных труб совершенно не шлакуется, а там, где остались чугунные плитки попрежнему наблюдается интенсивное шлакование, на заднем экране было установлено 56 труб дополнительного экрана. Для улучшения условий циркуляции крайние трубы основного экрана были оставлены без изменения.

Вместо снятых чугунных плиток позади труб экрана была выложена стенка из огнеупорного кирпича толщиной в один кирпич.

Последующая эксплуатация котла показала, что задний экран совершенно не шлакуется, а на боковых экранах с чугунными плитками попрежнему налипал толстый слой шлака.

Через 6 суток после включения котла в работу из-за нарушения циркуляции произошел разрыв (справа) 23-й трубы дополнительного экрана, несколько утолщенной по отношению к основным трубам экрана.

Разрыв произошел на наклонной части холодной воронки на 600 мм ниже изгиба.

После ремонта и включения котла в работу по прошествии 6 суток вновь произошел разрыв оказавшейся дефектной левой 23-й трубы дополнительного экрана — труба имела накат и продольную трещину.

Хотя при дальнейшей полугодовой эксплуатации с дополнительным задним экраном котел работал устойчиво и надежно при отсутствии шлакования заднего экрана, все же имевшие место до этого два разрыва труб заставили проверить надежность циркуляции в заднем экране.

Произведенный ЦКТИ расчет циркуляции котла показал, что включение дополнительных экранов снижает надежность циркуляции и может привести к разрыву труб основного экрана.

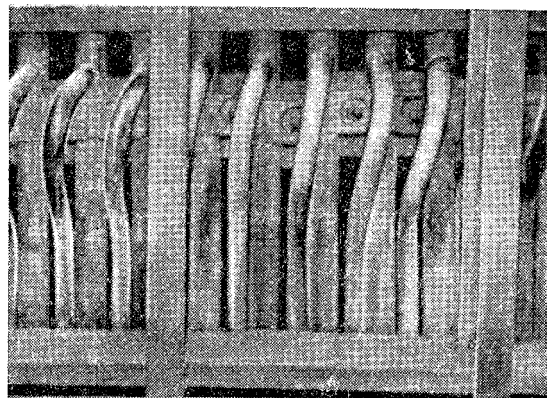


Рис. 2.

Измерения скорости воды в рециркуляционных трубах показали, что при производительности котла 60—80 т/час эта скорость равна 1,8—1,4 м/сек, а при производительности 120 т/час резко снижается до 0,85—0,90 м/сек.

Так как меньшие скорости оказались в трубах, расположенных ближе к середине топки, то для увеличения надежности циркуляции в средней части заднего экрана ЦКТИ было рекомендовано поставить две дополнительные рециркуляционные трубы диаметром 102×7 мм, а на боковых экранах — по одной дополнительной рециркуляционной трубе такого же диаметра.

С целью увеличения надежности циркуляции в боковых экранах предложено создать два самостоятельных циркуляционных контура, для чего паропроводящий и питательный коллекторы должны быть разделены перегородками.

Полученные из расчетов циркуляции критерии надежности (коэффициенты запаса по застою и опрокидыванию циркуляции) до и после реконструкции экранов приведены в таблице.

Наименование экрана	Коэффициент запаса до реконструкции		Коэффициент запаса после реконструкции	
	по застою циркуляции	по опрокидыванию циркуляции	по застою циркуляции	по опрокидыванию циркуляции
Задний	0,61	0,81	0,63/0,52*	0,84/0,74
Большой боковой	0,73	1,00	0,51/0,42	0,71/0,63
Малый боковой (задний)	0,73	1,00	0,54/0,43	0,78/0,53

* В числителе указаны величины для труб основного экрана, а в знаменателе — для дополнительного экрана.

По принятому методу ЦКТИ величины коэффициента запаса, получаемые по застою и по опрокидыванию циркуляции, не должны превышать 0,9, а при величинах менее 0,9 циркуляция считается надежной.

В январе 1952 г. на котле были установлены дополнительные боковые экраны, восстановлены две вырезанные трубы на заднем экране и вместо чугунных плиток за боковыми экранами выложена обмуровка из огнеупорного кирпича.

Одновременно с этим для обеспечения надежной циркуляции были выполнены рекомендации ЦКТИ по установке дополнительных рециркуляционных труб на заднем и боковых экранах и по разделению коллекторов боковых экранов.

В течение полугодовой эксплуатации полностью экранированного котла выявлен положительный результат осуществленной реконструкции.

Увеличение тепловосприятности гладкотрубными экранами привело к снижению температуры газов перед секционным пучком до 1000°C даже при повышении производительности котла до $110\text{--}115\text{ т/час}$, что исключило шлакование топки.

Производительность котла возросла на $15\text{--}20\%$, а необходимость расшлаковки топки водой или пиками полностью отпала. Зола в шлаковом бункере состоит из мелких или небольших и очень непрочных кусков шлака, которые легко смываются из бункера и также легко разбиваются на решетке канала гидрозолоудаления. Полное использование гидрозолоудаления позволило отказаться от удаления золы вагонетками и сократить обслуживающий персонал на одного зольщика в смену.

В результате понижения температуры на выходе из топки температура уходящих газов снизилась на $10\text{--}15^{\circ}\text{C}$. Дополнительная экономия получена также за счет отказа от применения чугунных плиток, ежегодная стоимость возобновления которых составляла $3\,000\text{--}4\,000$ руб. на котел.

Замена плиток обмуровкой уменьшила присосы воздуха в топку через отверстия, образовавшиеся ранее при прогорании плиток, что привело к увеличению содержания CO_2 за котлом на $0,5\text{--}1\%$.

Выводы

1. Неудовлетворительный опыт эксплуатации на кизеловском угле топок секционных котлов с экранами, закрытыми чугунными плитками, заставляет рекомендовать замену этих экранов гладкотрубными, открытыми экранами с одновременным увеличением поверхности их нагрева путем вставки дополнительных труб меньшего диаметра.

2. При такой реконструкции необходимо рассчитать надежность циркуляции и обеспечить при монтаже размещение основных и дополнительных труб экранов в одной плоскости.

3. Особенностью предлагаемого способа увеличения поверхностей экранов является невозможность очистки шарошками дополнительных труб, почему необходимо принимать меры для обеспечения безнакипного режима работы экранных труб.

ОТ РЕДАКЦИИ

В СССР имеется длительно проверенный опыт установки развилки через одну трубу. Такое решение является более простым и конструктивным, чем предлагаемый в статье способ, так как при этом подвергается переделке лишь половина труб экранов, причем и основные и дополнительные трубы имеют одинаковый диаметр.



Причины поломок бандажей лопаток турбин высокого давления и их устранение

Инж. В. И. Кислый и инж. Д. С. Розин

На некоторых турбинах высокого давления иностранных фирм за последнее время происходили поломки бандажей лопаток регулирующих ступеней вдоль шипов (рис. 1). В некоторых случаях эти повреждения повторялись ежегодно, несмотря на тщательное проведение работ по установке бандажей.

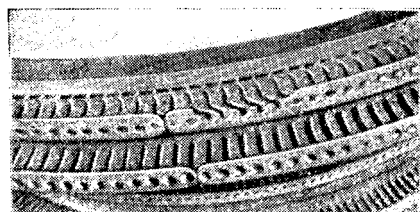
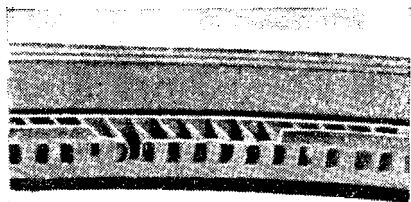


Рис. 1. Ряды поврежденной бандажей первых рядов регулирующих ступеней паровых турбин высокого давления.

Некоторые авторы¹ высказывают предположение, что причиной поломок бандажа является наличие «флаговой» вибрации. Этот вопрос в отношении к лопаткам паровых турбин еще недостаточно изучен и является неясным.

Другие специалисты причиной поломок считают недостаточную толщину бандажа. Однако, несмотря на произведенное утолщение бандажей, поломки продолжались.

Разбор случая поломки бандажа лопаток регулирующей ступени турбины высокого давления 25 тыс. квт , как и других аналогичных случаев, показал, что поломки бандажей имеют место в ступенях со средним диаметром $1\,300\text{--}1\,400\text{ мм}$, в то время как такие же ступени со средним диаметром $1\,000\text{ мм}$ работают нормально.

В связи с этим была произведена проверка напряжений в бандажах поврежденных ступеней, причем расчет бандажа, произведенный обычным методом, принятым на отечественных турбинных

¹ См. «Монтаж и эксплуатация турбин высокого давления» под редакцией С. Ц. Фаермана и С. М. Шухера, статьи Н. Г. Резниченко, Н. Г. Стратонова, В. А. Беляевского, Г. Н. Мивеко, В. П. Шавина, Госэнергоиздат, 1950.

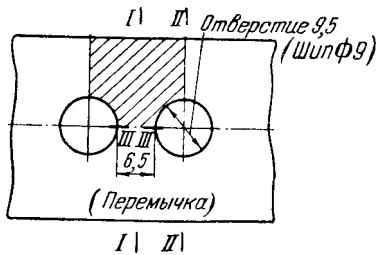


Рис. 2. Расположение шипов на бандаже.

заводах для ступени со средним диаметром 1 300 мм, шириной лопаток 30 мм, высотой 19 мм и толщиной бандаж 3 мм (рис. 2), дал следующие результаты.

Напряжения изгиба от центробежных сил в сечениях I—I и II—II равны ~ 280 кг/см², а в сечении III—III ~ 3 000 кг/см².

Величина напряжений 3 000 кг/см² чрезвычайно высока и может быть причиной поломок бандаж в регулирующих ступенях. К тому же напряжения в сечении III—III могут в условиях облопачивания значительно увеличиться, так как припайка лопаток, особенно близких к замку, смещение шипа относительно профиля и др., даже допустимые отступления всегда приводят для некоторых лопаток в пакете к уменьшению размера перемычки, т. е. к увеличению напряжений вдоль шипов.

Анализируя полученные расчетные величины, можно утверждать, что поломки бандажей вдоль шипов происходят из-за чрезмерно высоких напряжений в перемычке бандаж между шипами.

Необычное распределение напряжений в сечениях бандаж — малые в сечениях I—I и II—II и высокие в сечении III—III — являются следствием неудовлетворительной конструкции шипа.

Наиболее простым способом ликвидации поломок бандажей в отдельных случаях может быть изменение конструкции (формы и размеров) шипа. Однако радикальным способом упрочнения бандаж является изменение конструкции лопатки путем фрезерования ее заодно с бандажем при обязательном связывании лопаток в отдельные пакеты (рис. 3). Конструкция бандаж, связывающего лопатки в пакеты, изменена в сторону резкого уменьшения напряжений в перемычке.

Установка в диск лопаток, офрезерованных заодно с бандажем (kozyрьком), без связи их в пакеты, не рекомендуется из-за худших поглощающих свойств отдельных лопаток по сравнению с их поглощающими свойствами при работе в пакетах. В единичных лопатках уменьшение динамических напряжений при вибрации происходит в основном за счет внутреннего трения в металле, а в пакетах также и за счет трения в его сочленениях.

Известно, что решающим для безаварийной работы лопаток является величина динамических напряжений σ_d . Эти напряжения определяются приближенно по формуле

$$\sigma_d = \sigma_{ст} \left(1 + \frac{2}{n\delta} \right),$$

где $\sigma_{ст}$ — статические напряжения в лопатке;
 n — число колебаний лопатки за один оборот;
 δ — логарифмический декремент затухания.

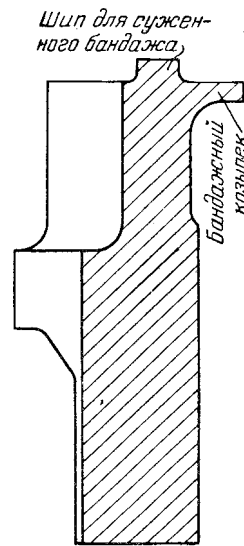


Рис. 3. Лопатка с фрезерованным заодно бандажем.

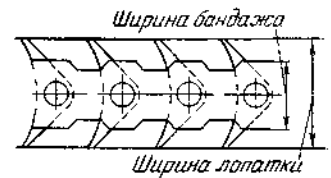


Рис. 4. Суженный бандаж.

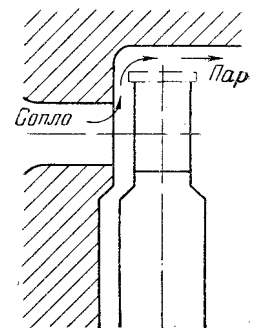


Рис. 5. Схема работы единичной лопатки.

Для единичной лопатки или лопатки, работающей в пакете, связанном ленточным бандажем; $\sigma_{ст}$ и n (исключая внутривибрационные колебания) остаются без изменения. Декремент же затухания пакетной лопатки увеличивается за счет внешнего трения в заклепочных соединениях, что влечет за собой уменьшение динамических напряжений в лопатке и увеличение ее надежности. Помимо того известно, что действие возмущающих сил на лопатки при соединении их в пакеты меньше, чем на отдельную лопатку, особенно при правильном выборе числа лопаток в пакете, что также способствует более надежной работе лопаток.

Бандажную связь лопаток, офрезерованных заодно с бандажем, можно осуществлять либо по методу ЛМЗ им. Сталина, т. е. сваркой по козырьку, либо по методу ХТГЗ им. Кирова, т. е. накладкой суженного бандаж на козырьки лопаток с расклейкой шипов — двойной бандаж (рис. 4).

Рассматривая эти методы с точки зрения технологии ремонта, следует рекомендовать применять пока конструкцию ХТГЗ. Хотя изготовление и процесс облопачивания лопаток в этом случае получаются более трудоемкими и дорогими, но при нем не требуется освоения на электростанции весьма ответственного процесса сварки легированных сталей.

Ввиду того, что у регулирующих ступеней, у которых наблюдались поломки бандажей, имела место работа лопаток без бандажей, ряд работников считает, что и единичная, т. е. не связанная в пакет лопатка (рис. 5) может работать нормально.

Это суждение неверно по двум причинам: во-первых, облопачивание в указанных условиях работало кратковременно и, во-вторых, не имея закрытого канала, значительная часть пара шла в зазор между лопаткой и корпусом турбины (рис. 5), не производя полезной работы на лопатках венца, что в значительной степени снижало напряжения в них.

Эксплуатационный контроль воздушной плотности турбоагрегатов

Инж. Г. А. Мурин

Повседневный контроль воздушной плотности вакуумной системы турбоагрегатов имеет большое практическое значение для повышения экономичности и надежности их работы. Поэтому организация на тепловых электростанциях постоянного наблюдения за присосом в конденсаторы воздуха является одним из обязательных условий рациональной эксплуатации паротурбинных установок.

Влияние присоса воздуха на вакуум в конденсаторе

Воздух, проникающий в конденсатор паровой турбины через неплотности установки, оказывает, наряду с другими факторами, значительное влияние на давление отработавшего пара (вакуум).

На рис. 1 показано изменение давления отработавшего в турбине пара в зависимости от расхода проникающего в конденсатор воздуха, полученное при промышленных испытаниях ВТИ

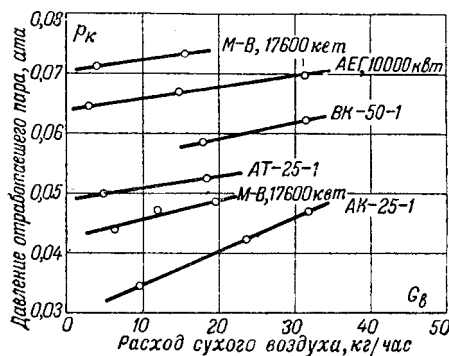


Рис. 1. Изменение давления отработавшего в турбине пара в зависимости от расхода проникающего в конденсатор воздуха.

конденсационных устройств различных турбоагрегатов. Эти данные соответствуют постоянным значениям паровой нагрузки конденсатора, расхода и начальной температуры охлаждающей воды. Как видно из графика, удельное изменение давления отработавшего пара на каждые 10 кг/час присоса в конденсатор воздуха составляет в среднем для исследовавшихся турбоагрегатов 0,003—0,005 атм (0,3—0,5% вакуума).

Влияние присосов воздуха на экономичность работы турбоагрегатов довольно значительно. Так, например, обнаруженные при обследовании воздушной плотности двух турбоагрегатов типа ВК-50 и одного типа АТ-25 присосы воздуха в конденсаторы, достигавшие для отдельных агрегатов 20—30 кг/час, вызвали суммарный пережог топлива только по одной этой причине примерно 1 000 т условного топлива в год.

Как показывают специальные измерения, понижение среднего коэффициента теплопередачи конденсатора при наличии присосов воздуха вызывается главным образом изменением условий работы воздухоудаляющего устройства.

Методы контроля воздушной плотности вакуумной системы

О воздушной плотности турбоагрегатов в эксплуатации в настоящее время принято судить по величине скорости падения в конденсаторе вакуума (в мм рт. ст./мин.) при временно отключенном эжекторе. Примерные нормы оценки воздушной плотности по скорости падения вакуума в зависимости от номинальной мощности турбоагрегатов даны в «Руководящих указаниях по контролю за работой конденсационных установок», составленных Оргрэн в 1945 г.

Вместе с этим опытом ВТИ было установлено, что при отключенном эжекторе турбоагрегаты одной и той же номинальной мощности могут иметь при одинаковых расходах проникающего в конденсаторы воздуха и при равных паровых нагрузках различные скорости падения вакуума. Это обстоятельство, по видимому, объясняется влиянием на скорость падения вакуума конструктивных особенностей конденсаторов, а также несоответствием их поверхностей охлаждения, температур охлаждающей воды, кратностей охлаждения и т. п., отражающихся на частичном ухудшении работы поверхности конденсатора при прекращении отсоса воздуха.

Таким образом, одна и та же скорость падения вакуума не может служить общим показателем воздушной плотности различных типов турбин даже одинаковой номинальной мощности, а лишь позволяет периодически контролировать плотность данного турбоагрегата при постоянных условиях его работы. Поэтому метод проверки воздушной плотности по скорости падения вакуума нельзя признать удовлетворительным, так как, наряду со своей громоздкостью, он дает относительное и притом не вполне надежное представление о плотности установки.

Более простым и совершенным методом эксплуатационного контроля воздушной плотности турбоагрегатов, оборудованных пароструйными эжекторами, является непосредственное и непрерывное измерение расхода проникающего в конденсаторы воздуха при помощи специальных воздухомеров.

В связи с тем, что изготавливаемые промышленностью технические приборы для измерения расхода газа не удовлетворяют основным требованиям, предъявляемым к воздухомеру эжекторов паровых турбин, Всесоюзный теплотехнический институт имени Ф. Э. Дзержинского разработал конструкцию показывающего дроссельного воздухомера, предназначенного для установки на выхлопном патрубке эжектора. Конструкция прибора в дальнейшем неоднократно улучшалась на основе лабораторных и промышленных его испытаний¹.

¹ В проведении работы по созданию и внедрению дроссельного воздухомера ВТИ принимали участие инж. Е. И. Мещанинова и техники А. К. Догадов и В. В. Сорокина.

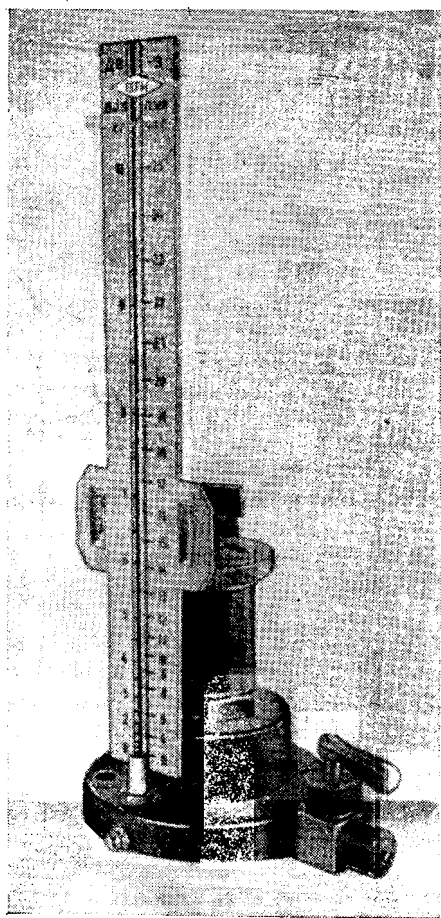


Рис. 2. Дроссельный воздухомер ВТИ типа ДВ-3.

В 1952 г. во ВТИ были разработаны две модели дроссельного воздухомера — типы ДВ-2 и ДВ-3*, различающиеся между собой главным образом пределами измерения (35 и 28 кг/час). Эти приборы отличаются от прежних конструкций, внедрившихся в промышленность в 1950 и 1951 гг., некоторыми упрощениями, повышающими надежность и точность измерения. Воздухомеры старых выпусков могут быть без больших переделок приведены к виду новых образцов.

Дроссельный воздухомер ВТИ

Дроссельный воздухомер ВТИ (рис. 2) объединяет дроссельный орган и водяной одностековый манометр и имеет три предела измерения. Принципиальная схема прибора показана на рис. 3. Он состоит из двух стальных патрубков 1 и 2, служащих для прохода паровоздушной смеси из эжектора в атмосферу. Патрубки расположены по одной оси с зазором между торцами 3 мм. Сверху на патрубке 2 плотно закреплен втулкой 3 дроссельный орган 4 с двумя проходными отверстиями диаметром 7,9 и 12,7 мм, изготовленный из нержавеющей стали и предназначенный для измерения расхода воздуха (смеси). Рядом с дроссельным органом находится винтовой затвор 5, позволяющий в зависимости от требуемого предела измерения закрывать то или другое проходное отверстие.

* Приборы типа ДВ-3 в настоящее время изготавливаются ремонтно-механическим заводом Латвэнерго.

Нижний патрубок 1 и фасонный фланец 6 образуют кольцевой сосуд для воды, сообщающийся с внутренним пространством обоих патрубков. Фланец 6, служащий для присоединения воздухомера к фланцу выхлопного патрубка эжектора, имеет два радиальных канала, сообщающих полость сосуда со стеклянной измерительной трубкой 7 и с пробковым краном 8, соединенным с основной конденсатной линией холодильников эжектора или с линией гидравлического уплотнения арматуры вакуумных трубопроводов.

Трубка 7 закреплена при помощи сальника 9 и имеет рядом шкалу, на левой стороне которой нанесена градуировка для проходного отверстия малого диаметра, а на правой — для отверстия большого диаметра. При значительном расходе отсасываемого эжектором воздуха винтовой затвор 5 поднимается в крайнее верхнее положение, открывая для прохода смеси оба отверстия. В этом случае присос воздуха определяется как сумма показаний по обеим сторонам шкалы прибора, проградуированным в единицах расхода сухого воздуха (кг/час) при температуре выходящей из эжектора смеси 55°С.

Указатель отсчета 10 появляется в виде стрелки в правом и левом окне шкалы в зависимости от того, какое из проходных отверстий включено в работу. Перестановка указателя шкалы производится одновременно с перестановкой рычага затвора 5.

В процессе измерения расхода воздуха вода, необходимая для уравнивания разности действующих давлений паро-воздушной смеси и атмосферного воздуха, вытесняется в стеклянную трубку 7, по которой отсчитывается показание прибора. Периодическая подпитка воздухомера водой через кран 8 (один или два раза в сутки) обеспечивает правильное положение нулевой отметки шкалы.

Дроссельный воздухомер ВТИ типа ДВ-3 рассчитан на измерение расхода воздуха в пределах: при открытом малом отверстии — от 0 до 8 кг/час, при открытом большом отверстии — от 0 до 20 кг/час и при обоих открытых отверстиях — от 0 до 28 кг/час. Верхний предел измерения расхода в последнем случае превышает допустимый размер присосов в конденсаторы воздуха даже для наиболее мощных турбоагрегатов.

При изготовлении дроссельных воздухомеров в соответствии с проектными размерами индивидуальная градуировка приборов не является обяза-

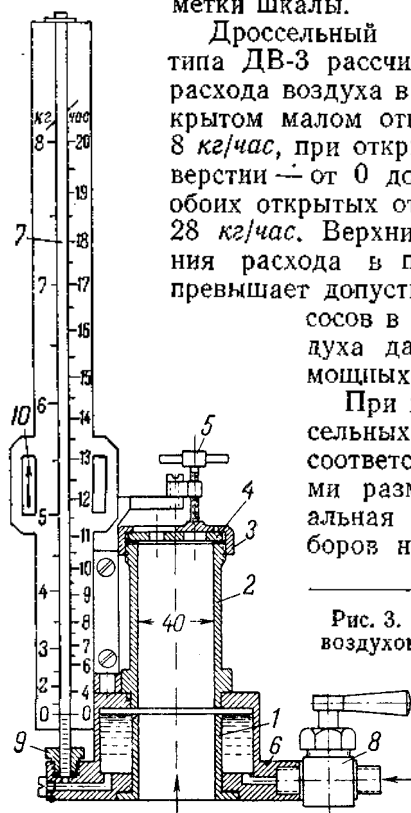


Рис. 3. Схема дроссельного воздухомера ВТИ типа ДВ-3.

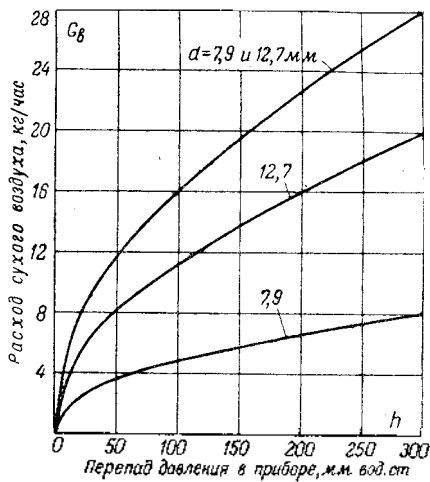


Рис. 4. Градуировка дроссельного воздухомера ВТИ типа ДВ-3.

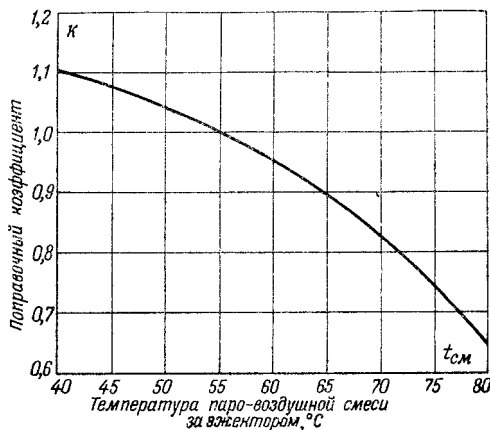


Рис. 5. Температурная поправка к показаниям дроссельного воздухомера ВТИ.

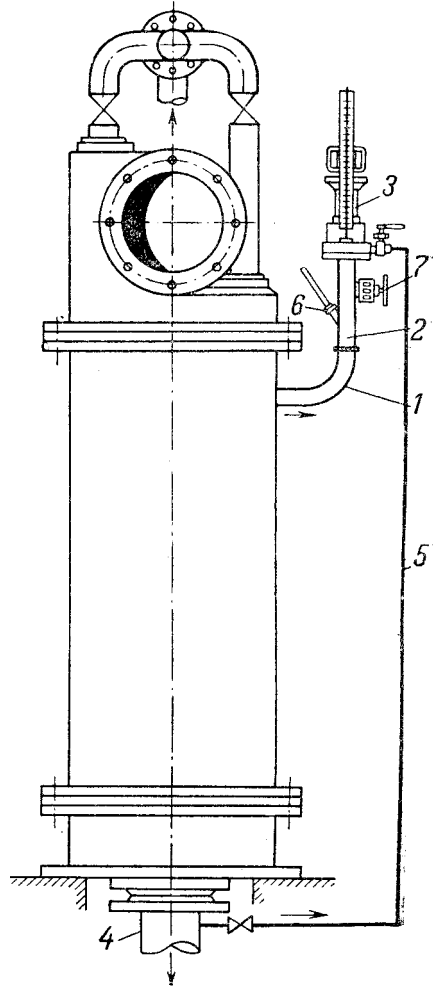


Рис. 6. Установка дроссельного воздухомера на пароструйном эжекторе типа ЭП-2-400.

тельной; в этом случае можно пользоваться типовой градуировкой ВТИ (рис. 4). При отклонении в процессе изготовления прибора диаметров отверстий дроссельного органа от нормальных размеров можно градуировочные значения пересчитать на новые диаметры, умножив данные типовой градуировки на отношение a^2/a_{sp}^2 (где d и d_{sp} — действительный и градуировочный диаметры проходного отверстия).

В случае значительного отклонения температуры выходящей из прибора смеси от принятой при его градуировке средней величины 55°C к показаниям воздухомера вводится поправочный множитель k , определяемый по температурному графику (рис. 5).

При пульсирующем отсосе воздуха, что иногда встречается у недостаточно хорошо налаженных пароструйных эжекторов, можно до устранения пульсаций уменьшить колебания уровня воды в измерительной трубке помещением в ее сальник небольшой дроссельной шайбы диаметром 1,5—2 мм.

Дроссельный воздухомер ВТИ устанавливается на дополнительном патрубке диаметром 40 мм. Этот патрубок, изготавливаемый комплектно с прибором и имеющий термометрическую гильзу и атмосферный вентиль, приваривается к предва-

рительно укороченному выхлопному патрубку эжектора.

На рис. 6 показан общий вид установки воздухомера ВТИ на пароструйном эжекторе типа ЭП-2-400. К выхлопному патрубку 2, на котором установлен дополнительный патрубок 1, приварен воздухомер 3. Подпитка прибора водой осуществляется из конденсатной линии 4 холодильников эжектора по медной трубке 5. Измерение температуры смеси для введения температурной поправки производится ртутным термометром, установленным в термометрической гильзе 6. Прибор отключается из работы атмосферным вентилем 7.

При наличии у турбоагрегата двух эжекторов могут быть установлены либо два воздухомера, по одному на каждый эжектор, что предпочтительнее, либо один общий прибор на объединенном выхлопном патрубке обоих эжекторов с установкой запорных органов на дренажных линиях холодильников.

Погрешность измерения дроссельного воздухомера ВТИ составляет $\pm 1-1,5\%$. При правильной установке прибора и тщательно производимых измерениях эта погрешность может быть уменьшена. Общий вес воздухомера (без воды) составляет 3,5 кг.

В настоящее время на тепловых электростанциях установлено свыше 100 воздухомеров ВТИ. Результаты внедрения части этих приборов на электростанциях одной энергосистемы показывают, что в тех случаях, когда производится правильная установка и обслуживание воздухомеров, можно обеспечить надежный контроль воздушной плотности турбоагрегатов. Отдельные неполадки в работе воздухомеров наблюдались преимущественно у приборов старых образцов, имевших ряд конструктивных недостатков.

Наблюдениями за установленными на электростанциях воздухомерами обнаружено, что при наличии у некоторых приборов недостаточно стойкого антикоррозийного покрытия (лак, краска) происходит сравнительно быстрое загрязнение ржавчиной стеклянной измерительной трубки, затрудняющее отсчет показаний. Вполне надежной защитой против коррозии является, как показывает опыт, полуда внутренних поверхностей прибора.

Произведенные наблюдения за работой воздухомеров ВТИ характеризуют достаточную устойчивость показаний приборов даже при наличии некоторой неравномерности (пульсации) отсасываемой эжектором паровоздушной смеси. Измерениями при помощи воздухомеров расхода проникающего в конденсаторы воздуха обнаружено, что наиболее неудовлетворительную воздушную плотность имеют в большинстве случаев турбоагрегаты высокого давления типа ВК-50 и ВК-100, у которых присос воздуха составляет около 30—40 кг/час, т. е. превышает средние для них значения в 3—4 раза. Наряду с этим встречаются отдельные мощные турбоагрегаты с высокой воздушной плотностью, присос воздуха у которых равняется 1—2 кг/час.

Характеристика воздушной плотности турбоагрегатов

Наиболее вероятными местами попадания воздуха в вакуумную систему турбоагрегата являются сальники запорной арматуры трубопроводов, находящейся под разрежением и не имеющей гидравлических уплотнений, а также иногда неплотности в концевом уплотнении вала турбины, в клапане запорной (атмосферной) задвижки пускового эжектора, и во фланцевых и сварных соединениях установки.

Для различных типов турбоагрегатов расход проникающего в конденсатор воздуха может быть примерно выражен, как показывают измерения, в зависимости от номинальной паровой нагрузки конденсатора. Можно разделить условно существующие паротурбинные установки по их воздушной плотности на три группы, которым отвечают высокая, средняя и низкая плотности вакуумной системы, и пользоваться этой оценкой присосов воздуха при эксплуатации турбоагрегатов (рис. 7).

В дальнейшем, по мере накопления эксплуатационных данных по размерам присосов воздуха в конденсаторы различных типов турбин приведенный на рис. 7 график должен быть уточнен. При пользовании этим графиком для оценки воздушной плотности турбоагрегатов с регулируемым отбором пара за номинальную паровую нагрузку

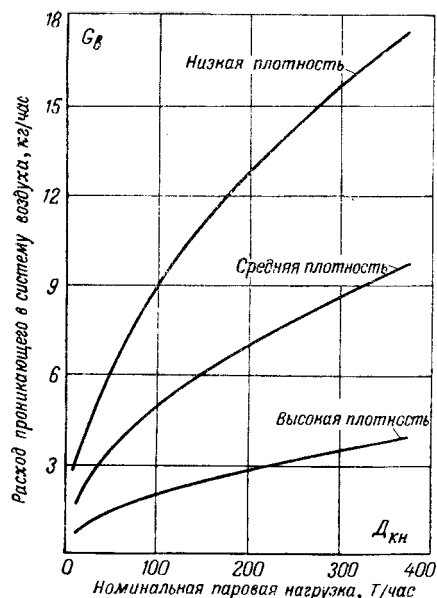


Рис. 7. Зависимость расхода проникающего в систему воздуха от номинальной паровой нагрузки конденсатора.

ку принимается максимально допустимый пропуск пара в конденсатор.

Величину присоса воздуха в вакуумную систему турбоагрегатов необходимо относить к паровой нагрузке конденсатора, так как с уменьшением последней обычно происходит увеличение расхода воздуха за счет захвата зоной разрежения новых неплотностей установки. По данным испытаний уменьшение у конденсационных турбин паровой нагрузки конденсатора до половины номинальной приводит к возрастанию присоса воздуха в среднем в 1,5 раза.

Показания воздухомера и ртутного термометра, установленных на выхлопном патрубке эжектора, должны регулярно (через 1—2 час.) записываться дежурным персоналом турбинного цеха наряду с показаниями других приборов. По данным этих измерений целесообразно организовать суточный и месячный учет средних присосов воздуха в конденсаторы отдельных турбин с введением поправки на температуру смеси. Размер присосов воздуха желательно указывать в месячной технической отчетности электростанций.

Выводы

1. Показывающий дроссельный воздухомер ВТИ может применяться для непрерывного эксплуатационного контроля воздушной плотности турбоагрегатов. Необходимо обеспечить дальнейшее серийное их производство для оснащения паротурбинных установок электростанций.

2. Нужно обеспечить на тепловых электростанциях текущий учет воздушной плотности турбоагрегатов с указанием размера присоса воздуха в конденсаторы турбин в технической отчетности.

3. Руководствуясь показаниями воздухомеров, следует повести на электростанциях решительную борьбу за максимальное повышение воздушной плотности турбоагрегатов. Возможное уменьшение присосов воздуха в конденсаторы паровых турбин позволит сэкономить значительное количество топлива.

Защита тепловых сетей от наружной коррозии¹

Канд. техн. наук А. А. Спирин и канд. техн. наук Н. А. Цекун

Процесс наружной коррозии стальных трубопроводов протекает особенно интенсивно в тех случаях, когда к агрессивному действию почвы присоединяется действие блуждающих токов.

В области защиты сварных стальных трубопроводов (нефтепроводов, газопроводов и др.) от подземной коррозии в нашей стране достигнуты большие успехи, и поэтому опыт применения теоретически разработанных и практически широко внедренных на сварных трубопроводах методов электрической защиты должен быть использован для предохранения тепловых сетей от наружной коррозии.

Ниже рассмотрены основные особенности тепловых сетей, влияющие на их коррозионное состояние, а именно:

1. Прокладка теплопроводов без электроизолирующих покрытий в траншеях и каналах.

2. Наличие двухниточной параллельной прокладки.

3. Высокая температура стенок теплопроводов и значительная подвижность труб при изменении температуры.

4. Наличие компенсационных муфт, скользящих и неподвижных опор.

5. Металлическая связь теплопроводов с водопроводами и газопроводами.

Тепловая изоляция как при бесканальной, так и при канальной прокладке накладывается непосредственно на тело трубы, без предварительного нанесения на нее антикоррозионного покрытия, обладающего обычно малой электропроводностью. Широко применяющиеся и во многом оправдавшие себя на газопроводах и нефте-мазутопроводах антикоррозионные покрытия на базе нефтяных битумов не могут быть применены для теплопроводов из-за их недостаточно высокой температуры плавления. Применяющиеся до сих пор теплоизоляционные материалы (засыпка торфом, диатомовый кирпич и др.) обладают высокой пористостью. Поэтому при колебании теплового режима теплопроводов атмосферная влага всасывается внутрь тепловой изоляции, и вокруг металла теплопровода образуется влажная среда, способствующая развитию коррозионных процессов.

В летний период грунт вокруг теплопроводов имеет значительную влажность из-за притока грунтовых вод, обусловливаемого увеличенным выпадением атмосферных осадков. В зимний период коррозионные явления на поверхности газопроводов, водопроводов и других сооружений резко снижаются из-за увеличения сопротивления промерзшего грунта. Условия работы теплопро-

водов в этот период, наоборот, ухудшаются, так как вследствие оттаивания грунтов в зонах, прилегающих к теплопроводам, среда вокруг них приобретает более высокую проводимость, способствующую усиленному проникновению блуждающих токов и поддержанию постоянной влажности на поверхности теплопроводов.

При канальной прокладке эти явления также имеют место.

Двухниточная параллельная прокладка трубопроводов на расстоянии 60—70 мм друг от друга и отсутствие повсеместного хорошего металлического контакта между ними приводят в ряде случаев к возникновению значительной разности потенциалов и, как следствие, к коррозионным повреждениям. Особенно эти явления сказываются в зонах параллельного прохождения с рельсами трамвая и вблизи подземных сооружений, имеющих недостаточно хорошо отрегулированную электрическую защиту от коррозии.

Интенсивность процесса коррозии металла возрастает с температурой, и поэтому стенки теплопроводов подвергаются более интенсивной почвенной коррозии, чем, например, стенки газопроводов, находящихся в тех же почвенных условиях.

Кроме того, подвижность теплопроводов способствует стиранию с их поверхности продуктов коррозии и более интенсивному разрушению этих очищенных мест. На подающем теплопроводе, обладающем более высокой температурой, значительно чаще возникают коррозионные разрушения.

Наличие компенсационных муфт, скользящих и неподвижных опор также сильно способствует ухудшению коррозионного состояния теплопроводов. Неподвижные, хорошо заземленные через стенки колодцев опоры, к которым прикрепляются теплопроводы, способствуют уменьшению переходного сопротивления между ними и почвой, усиленному проникновению блуждающих токов. В теплопроводы в анодных зонах рельсовых путей и их выходу, с разрушением поверхности теплопроводов в катодных зонах рельсовых путей вблизи тяговых подстанций и отсасывающих пунктов.

Компенсационная муфта благодаря наличию асбестовых уплотнений между цилиндрами имеет значительное продольное сопротивление, которое определяется удельным сопротивлением воды в теплопроводах.

Авторы настоящей статьи обнаружили сопротивление компенсационной муфты порядка 2,76 Ом. Величина такого сопротивления эквивалентна сопротивлению растекания тока из теплопровода в грунт. Поэтому компенсационные муф-

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

ты способствуют как внутреннему, так и наружному разрушению труб блуждающими токами.

В ряде пунктов теплопроводы соединяются с котлами промышленных объектов и жилых домов. В этих местах соединения появляются металлические связи между газопроводами, водопроводами и теплопроводами. Такая же металлическая связь возникает на вводах во все жилые дома, где теплопроводы соединяются с водопроводами специальными вентилями, предназначенными для заполнения водой домовых разводок теплосети перед началом отопительного сезона.

Указанные металлические связи способствуют перетеканию блуждающих токов с одного сооружения на другие, что при отсутствии достаточного контроля может привести к значительному ухудшению состояния какого-нибудь из них в отношении коррозии.

Канальная прокладка современных конструкций несколько ослабляет коррозионные явления на теплопроводах, но не обеспечивает достаточную их изоляцию от проникновения блуждающих токов.

В одном из крупных городов СССР со сложной сетью различных подземных металлических сооружений в связи со значительным количеством повреждений возникла необходимость в срочной защите тепловой сети от коррозии.

Исследования, проведенные на отдельных магистралях тепловой сети², показали, что на 64% труб всей тепловой сети существовал положительный потенциал теплопроводов относительно земли, доходивший в некоторых местах до $+0,66$ — $+0,86$ в.

Сеть обратных токов трамвая находилась в технически неудовлетворительном состоянии, что характеризуется следующим: а) разность потенциалов между различными точками рельсовой сети доходила до 21—32 в; б) потенциалы рельсов относительно земли доходили до 28 в; в) имелось значительное количество отсасывающих кабелей с разрушенной изоляцией.

Такое состояние сети обратных токов способствовало возникновению значительных блуждающих токов, нарушению обычного распределения анодных и катодных зон на теплопроводах и других подземных сооружениях и возникновению очагов коррозии в местах, далеко отстоящих от отсасывающих пунктов трамвая.

Анализ результатов исследования показал возможность электрической защиты основной сети теплопроводов. Для увеличения протяженности и эффективности такой защиты была обеспечена металлическая связь отдельных звеньев тепловой сети путем шунтирования компенсационных муфт с помощью закоротки из медного провода сечением 50 мм^2 (рис. 1). Медный провод длиной 0,75 м в мастерской приваривался автогеном к стальным косынкам, которые в колодцах с помощью электросварки приваривались к обеим частям компенсационной муфты.

² Работы были проведены коллективом Лаборатории токов в земле Азербайджанского промышленного института им. Азизбекова в составе: В. С. Кальмана, А. А. Спирина, Н. А. Цекуа, М. М. Салам-Заде и Г. В. Вечхайзера.

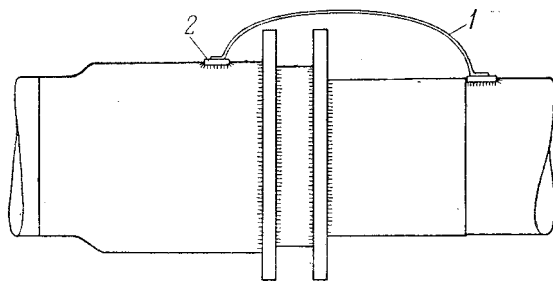


Рис. 1. Медная шунтирующая закоротка для компенсационных муфт.

1 — закоротка; 2 — стальная косынка.

Принципиальная схема дренажного устройства показана на рис. 2.

Опытное включение защиты на одном участке было осуществлено до установки шунтирующих перемычек на компенсационных муфтах и после их установки. Для сопоставления на рис. 3 приведены потенциалы теплопроводов относительно земли при различных режимах.

Зона возникшего отрицательного потенциала теплопровода относительно земли при включении дренажной защиты без шунтирующих перемычек была в 2,4 раза короче, чем при дренажной защите после установки шунтирующих перемычек.

При отсутствии шунтирующих перемычек колебания потенциалов теплопроводов имеют более резко выраженный характер, чем при наличии металлической связи между отдельными звеньями теплопроводов.

Нормальное распределение потенциала вдоль подземного сооружения относительно земли при соединении его в целях защиты с отрицательным полюсом источника тока соответствует выражению

$$u = Ue^{-px},$$

где U — потенциал в точке подключения подземного сооружения к источнику тока;

p — коэффициент затухания;

x — расстояние от точки дренажа.

Коэффициент затухания определяется по формуле

$$p = \sqrt{rg},$$

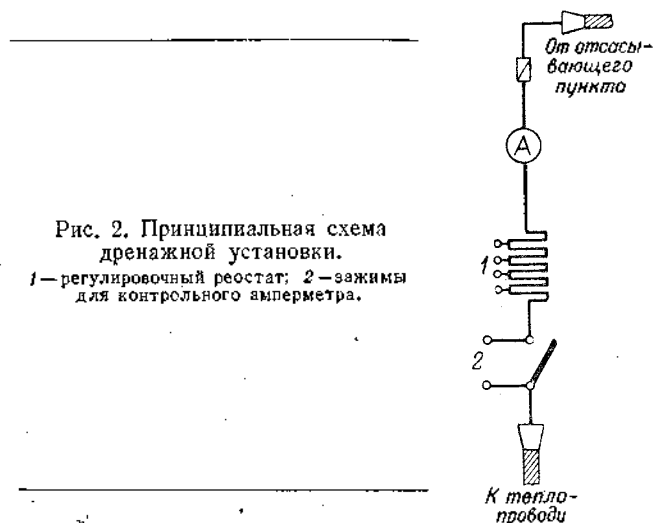


Рис. 2. Принципиальная схема дренажной установки.

1 — регулировочный реостат; 2 — зажимы для контрольного амперметра.

где r — сопротивление единицы длины трубопровода;

g — проводимость поверхности участка на единицу длины.

Приведенные соотношения указывают, что протяженность зоны защиты теплопроводов будет значительно короче при отсутствии шунтирующих перемычек на компенсационных муфтах вследствие возрастания величины r трубопровода и короче протяженности зоны защиты изолированных трубопроводов (например, газопроводов) вследствие большой проводимости g утечки с теплопроводов из-за отсутствия на них электроизолирующих покрытий.

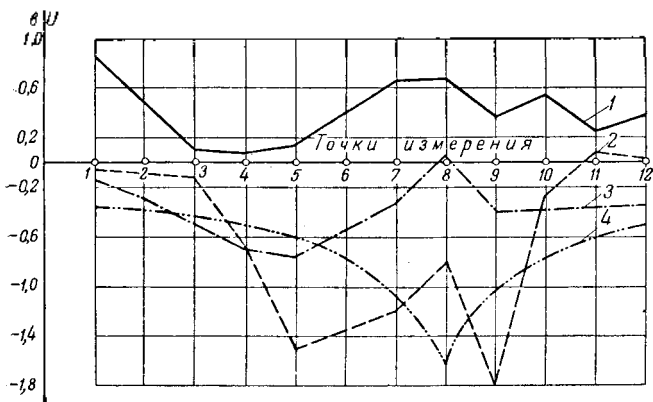


Рис. 3. Потенциалы теплопроводов при различных режимах. 1 — до защиты; 2 — после включения защиты при отсутствии шунтирующих перемычек; 3 — после включения защиты и установки шунтирующих перемычек; 4 — теоретическая кривая.

Приведенная на рис. 3 кривая 3 — распределение потенциала защищенного теплопровода — отклоняется от закономерности, устанавливаемой формулой (кривая 4): наиболее высокий потенциал теплопровода относительно земли находится не в месте дренирования, а на некотором удалении от него.

Такое нарушение характера «нормальной» кривой распределения потенциала теплопровода объясняется тем, что градиенты потенциалов близлежащих слоев земли, относительно которых измеряются потенциалы теплопроводов, отличны от нуля. На потенциалы почвы, в зоне которой находятся теплопроводы, значительное влияние оказывают рельсовые пути электрического трамвая и подземные сооружения, защищенные электродренажами, в особенности если их защита не отрегулирована в соответствии с нормами взаимного влияния.

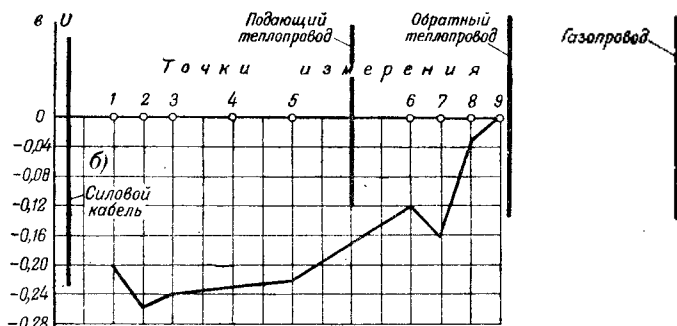
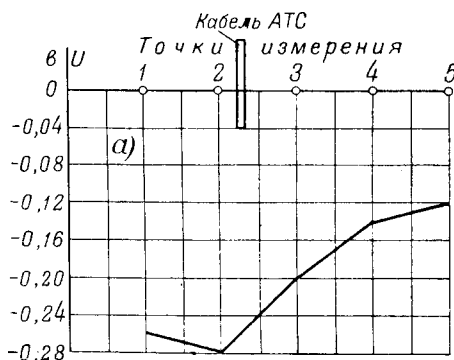


Рис. 4. Потенциалы почвы вдоль (а) и поперек (б) трассы теплопроводов.

Такое нарушение кривой возможного распределения потенциалов сооружения указывает на необходимость регулярных измерений потенциалов относительно земли всякого защищенного электрическими методами сооружения. Измерения должны производиться в точках, отстоящих друг от друга на расстоянии не более 150—250 м с тем, чтобы иметь правильную картину действительного распределения потенциалов вдоль сооружения.

На рассматриваемой тепловой сети электрическая защита была в основном осуществлена с помощью трех электрических дренажей с общим током дренирования в 140 а. Расширение катодной зоны в тепловой сети в зависимости от числа включенных дренажей приведено в таблице.

Количество включенных дренажей	Суммарный ток, а	Протяженности зон, %	
		анодной	катодной
До защиты . . .	—	64	36
1 дренаж	50	45	55
3 дренажа	140	19	81

Никаких других мероприятий по увеличению эффективности защиты теплопроводов, кроме приварки шунтирующих перемычек, осуществлено не было.

На первом этапе регулирования оставались отдельные небольшие положительные участки трассы теплопроводов, окруженные со всех сторон зонами отрицательных потенциалов, которые в общей сложности и составляли 19% протяженности всей сети теплопроводов. Средний положительный потенциал и в этих зонах снизился с +0,197 до +0,085 в. Поскольку вблизи оставшихся положительных зон отсутствовали рельсовые пути и отсасывающие пункты трамвая, возникновение этих зон могло быть объяснено только влиянием соседних подземных металлических сооружений. Параллельно с теплопроводами располагались силовые кабели и газопровод; кабели связи, уложенные в бетонный канал, пересекали трассу теплопроводов.

Были произведены исследования распределения потенциала почвы вдоль и поперек трассы теплопроводов (рис. 4).

Более низкий потенциал почва имела со стороны мостовой, т. е. в зоне, соприкасающейся с электрически защищенными силовыми кабелями (рис. 4, б), и вблизи пересечения с канализацией кабелей связи (точки 1, 2, 3 рис. 4, а).

Наибольшее количество повреждений и сквозные отверстия, как показали исследования, были расположены на подающем теплопроводе.

Влияние потенциалов рельсовых путей трамвая, как было указано выше, может привести к снижению защитного эффекта в месте дренирования подземного сооружения (рис. 5, кривая 3). Если при этом отсутствует контроль состояния защиты по всей трассе, то, полагая, что распределение потенциала вдоль подземного сооружения соответствует теоретической кривой и защита является, судя по дренажной точке, недостаточной, усиливают режим дренирования путем увеличения дренажного тока.

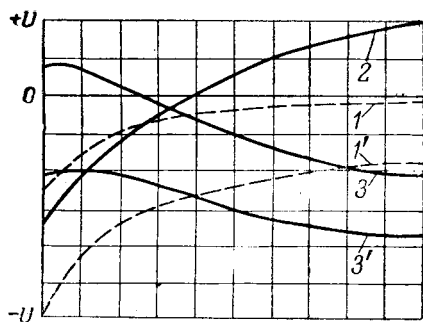


Рис. 5. Влияние рельсовых путей трамвая на распределение потенциала сооружения относительно земли.

1—абсолютные потенциалы сооружения при включении защиты; 1'—абсолютные потенциалы сооружения при усиленном дренировании; 2—абсолютные потенциалы ближайших к сооружению слоев земли; 3—потенциалы сооружения относительно ближайших слоев земли; 3'—потенциалы сооружения при усиленном дренировании.

В результате усиления дренирования еще более увеличиваются потенциалы защищаемого сооружения относительно земли в зонах, удаленных от пункта дренирования (кривая 3), и усиливается влияние такого режима работы на соседние подземные сооружения. Особенно это влияние сказывается на теплопроводах, заземленных через опоры и тепловую изоляцию. Таким образом, возникают условия, затрудняющие эффективную защиту теплопроводов во всех зонах.

Влиянием соседних подземных металлических сооружений и объясняется тот факт, что на первом этапе регулирования защиты на рассматри-

ваемой тепловой сети анодные потенциалы оставались на 19% ее длины.

Дополнительные исследования на отдельных анодных участках позволили наметить мероприятия по снятию и остававшихся небольших анодных зон.

Выводы

Анализ особенностей коррозионных условий тепловых сетей и опыт осуществленной электрической защиты тепловой сети позволяют сделать следующие выводы.

1. Защита тепловых сетей от коррозии блуждающими токами с помощью электрических дренажей вполне возможна и практически целесообразна³.

2. В целях уменьшения коррозионной опасности для теплопроводов и увеличения эффективности электрической защиты их необходимо:

а) шунтировать все компенсационные муфты металлическими перемычками;

б) электрически изолировать теплопроводы от неподвижных и подвижных опор;

в) на всех ответвлениях и через каждые 200—300 м на прямых участках необходимо устраивать соединительные перемычки между обеими нитками теплопроводов.

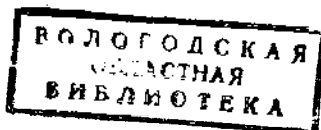
3. Все узлы металлической связи теплопроводов с котельными установками, газопроводами и водопроводами должны быть обследованы с целью выявления, не увеличивается ли перенос блуждающих токов теплопроводами в результате этих соединений. Во многих случаях окажется целесообразным электрически разобщать теплопроводы от указанных устройств.

4. Широко применяющиеся тепловые изоляционные материалы являются гигроскопическими, обладают высокой электропроводностью и не предохраняют поверхность теплопроводов от соприкосновения с грунтовыми водами и от проникновения блуждающих токов.

Необходимо разработать изоляцию на базе гидрофобных, диэлектрических материалов, обладающих малой теплопроводностью и водонепроницаемостью.

5. В крупных городах при внедрении электрической защиты на подземных сооружениях работа должна проводиться по согласованию с организациями, эксплуатирующими другие подземные сооружения, и режимы защиты должны исключать опасное взаимное влияние.

³ Защита от блуждающих токов теплопроводов канальной прокладки должна быть рассмотрена с учетом особенности их конструкции. Р. е. д.



Гидравлический режим тепловых сетей с автоматизированным присоединением абонентов¹

Канд. техн. наук В. К. Дюскин

Автоматизация тепловых сетей в последние годы находит все большее применение. В частности, в одном из наиболее крупных районов тепловых сетей Москвы, начиная с отопительного сезона 1951—1952 гг., почти все абоненты имеют у себя на вводах автоматы.

Установленные в этом районе на вводах у абонентов автоматы действуют по принципу поддержания в отопительной системе постоянного расхода воды, работая по схеме «открыть—закрыть». Такие автоматы при перегреве помещений отключают систему отопления, а при снижении в контрольных комнатах температуры помещений ниже заданной вновь включают подачу тепла в систему.

Наличие в тепловых сетях автоматизированных вводов может снизить расход электроэнергии, однако размер этого снижения будет зависеть от того, насколько можно повысить в период пропусков температуру теплоносителя по сравнению с требуемой температурным графиком отпуска тепла.

Для того чтобы можно было реально представить, каков снижение расхода электроэнергии фактически возможно при том или ином режиме тепловых сетей, целесообразно рассмотреть конкретный пример для участка теплосети со следующими расчетными данными: $G_{расч} = 2100 \text{ м}^3/\text{час}$ и $H_{расч} = 114 \text{ м вод. ст.}$ На теплоэлектроцентрали установлены 3 насоса по 400 квт с расчетной производительностью по 700 м³/час.

При работе тепловых сетей по обычному температурному графику (130/70°С) расход воды в начале отопительного сезона в режиме с местными пропусками, если определять его по приближенной формуле, будет следующим (рис. 1):

$$G' = \frac{t_s - t'_n}{t_a - t_n} G = 0,4G = 840 \text{ м}^3/\text{час}.$$

Отсюда следует, что по условиям рассматриваемого примера в начале отопительного сезона вплоть до температуры +5°С в работе могут быть два насоса. При дальнейшем снижении температуры наружного воздуха в работе должны быть 3 насоса, расход воды которых при температуре наружного воздуха —2°С достигает расчетной величины.

Если сравнивать режим местных пропусков с режимом работы тепловых сетей при централизованных пропусках, то в расходе электроэнергии получается следующая разница (рис. 1).

В начале отопительного сезона при работе двух насосов со средней мощностью 695 квт и продолжительностью работы 781 час. будет затрачено $695 \cdot 781 = 542795 \text{ квтч.}$ В дальнейшем будут работать 3 насоса с общей средней мощностью 1070 квт в течение 1554 час. и затрата электроэнергии составит $1070 \cdot 1554 = 1662780 \text{ квтч.}$ Всего, таким образом, будет затрачено 2205575 квтч.

Расход электроэнергии при централизованных пропусках для тех же условий, когда в работе должны быть все 3 насоса, будет равен: $1200 \times 781 \cdot 0,513 + 1200 \cdot 1554 \cdot 0,82 = 2009920 \text{ квтч.}$

Таким образом,

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_м - \mathcal{E}_ц = 195655 \text{ квтч.}$$

Полученный результат показывает, что автоматизация абонентских вводов при сохранении температуры сетевой воды в период пропусков на уровне 70°С несколько повышает расход электроэнергии на перекачку.

Если температуру теплоносителя повысить до 80°С (рис. 1), то разница в расходах электроэнергии получается в пользу местных пропусков:

$$\mathcal{E}_м = 710 \cdot 1784 + 1070 \cdot 1431 = 2797810,$$

$$\mathcal{E}_ц = 1200 \cdot 1675 + 1200 \cdot 880 = 3066600$$

$$\Delta \mathcal{E} = 268790 \text{ квтч}$$

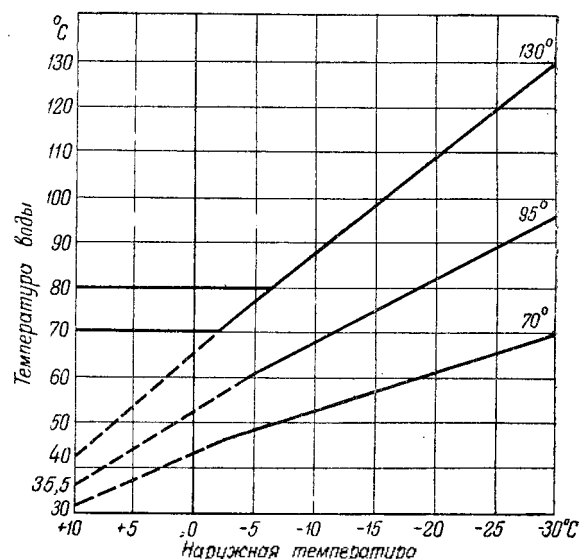


Рис. 1. Температурный график работы тепловых сетей с пропусками.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

Повышенный расход электроэнергии в первом случае и относительно небольшое сокращение расхода электроэнергии во втором объясняются тем, что в рассмотренных режимах уменьшение расхода воды не сопровождается снижением напора насосов. Если было бы возможно совместить уменьшение расхода воды со снижением напора, то расход электроэнергии сетевыми насосами был бы значительно снижен.

Для упрощения анализа поставленного вопроса ниже рассмотрена схема тепловых сетей, состоящая всего из трех абонентов (рис. 2).

При трех абонентах возможно получить следующие восемь различных режимов работы сети:

№	Включенные абоненты	№	Включенные абоненты
1	1+2+3	5	1
2	1+2	6	2
3	1+3	7	3
4	2+3	8	0

Это показывает, что в рассматриваемом случае колебания расходов воды возможны в очень больших пределах.

Если принять для характеристик гидравлических сопротивлений отдельных участков сети обозначения рис. 2, то потери напоров по всем восьми режимам могут быть выражены зависимостями, приведенными в табл. 1.

Таблица 1

Режим	Потери напора	H'	% от H_p
1	$S_I (G_1 + G_2 + G_3)^2 + S_I G_1^2$	$216 S_I G_1^2$	100
2	$S_I (G_1 + G_2)^2 + S_I G_1^2$	$189 S_I G_1^2$	87
3	$S_I (G_1 + G_3)^2 + S_I G_1^2$	$196 S_I G_1^2$	91
4	$S_I (G_2 + G_3)^2 + S_I G_1^2$	$205 S_I G_1^2$	95
5	$S_I G_1^2 + S_I G_1^2$	$181 S_I G_1^2$	84
6	$(S_I + S_{II} + S_2) G_2^2$	$123 S_I G_1^2$	57
7	$(S_I + S_{II} + S_3) G_3^2$	$143 S_I G_1^2$	66
8	0	—	—

При составлении данных табл. 1 было принято равномерное падение напора по расчетной магистрали, откуда падение напора в первом головном участке должно получиться равным:

$$H_I = S_I (G_1 + G_2 + G_3)^2 = 36 S_I G_1^2. \quad (1)$$

Падение напора во втором участке ($l_2 = 2l_1$):

$$H_{II} = 2H_I = S_{II} (G_2 + G_3)^2 = 25 S_{II} G_1^2, \quad (2)$$

откуда

$$S_{II} = \frac{2 \cdot 36}{25} S_I = 2,9 S_I.$$

Аналогичным образом легко можно вывести значения гидравлических характеристик и для других участков:

$$S_I = 180 S_1$$

$$S_2 = 27 S_{II}$$

$$S_3 = 12 S_I$$

Из приведенных в табл. 1 данных следует отметить второй и пятый режимы. Во втором ре-

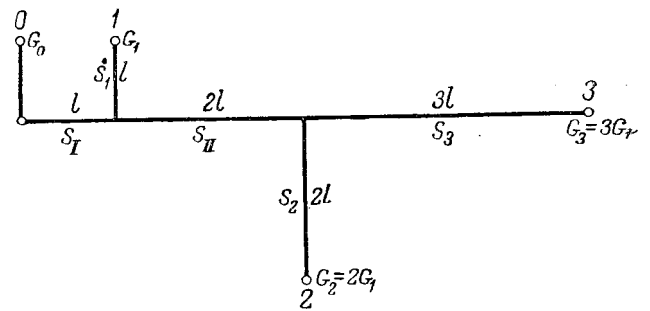


Рис. 2. Схема тепловых сетей с тремя абонентами.

жиме расход воды в сети $G_1 + G_2$ снижается до 50% расчетного расхода, тогда как требуемый напор, обеспечивающий абонентов их расчетным расходом воды, сократился лишь на 13%. В пятом режиме в работе один первый абонент, расход воды которого к общему расчетному расходу составляет лишь 16,7%, требуемый же напор равен 84% расчетного напора.

Полученные результаты показывают, что в рассматриваемой сети как по расходам воды, так и по напорам возможны самые различные варианты. Наличие абонента, присоединенного непосредственно к электростанции или вблизи нее, может потребовать (для работы его одного) развития насосами полного расчетного напора (предполагается, что все абоненты на вводах имеют одинаковые располагаемые напоры).

Таким образом, если тэц поставит перед собой задачу всегда и полностью удовлетворять по расходу воды требования включенных на данный момент абонентов, то она должна работать весь отопительный сезон с расчетным напором насосов.

В зависимости от получающегося в сети расхода воды электростанция будет иметь в этом случае некоторую экономию электроэнергии, однако, как это можно было видеть на разобранный примере, эта экономия получается относительно невысокой.

При температуре наружного воздуха $+10^\circ \text{C}$ можно предположить, что по крайней мере половина абонентов всегда будет отключена. Поддерживать на тэц полный (расчетный) напор сетевых насосов в этом случае нецелесообразно. Представляется более целесообразным иметь на тэц располагаемый напор сниженным в соответствии с уменьшенным расходом воды в сети.

Если, например, при температуре наружного воздуха $+10^\circ \text{C}$ располагаемый напор уменьшить до 50% расчетного, то все абоненты, включая и абонента, имеющего самостоятельное присоединение к тэц, будут обеспечены расходом воды не менее 70% расчетного. Автоматический клапан постоянства расхода у таких абонентов будет открыт полностью, однако расчетного расхода воды они иметь не будут.

По мере удаления абонентов от тэц расход воды должен соответственно повышаться.

Результаты распределения расходов воды во всех рассмотренных в табл. 1 режимах при уменьшении напора насоса в два раза приведены в табл. 2. Данные таблицы показывают, что при рассмотренных режимах расходы воды отдельными абонентами изменяются от 70 до 94% в зависимости от комбинации (число и расстояние от тэц) включенных абонентов.

Таблица 2

Режим	1	2	3	4	5	6	7
Включенные абоненты	1+2+3	1+2	1+3	2+3	1	2	3
Расходы воды абонента в % от расчетного:	G'_1	70	75	76	—	79	—
	G'_2	70	87	—	74	—	100
	G'_3	70	—	94	74	—	100

Особо следует отметить, что хотя в пятом режиме включен в работу всего лишь один абонент, тем не менее вследствие своего близкого расположения к тэц он получает лишь 79% своей нормы.

Если рассмотренный выше режим с пониженным до 50% напором и с постоянной температурой теплоносителя в 70°C продлить — включительно до температуры наружного воздуха +1°C, то при этой температуре у всех абонентов клапаны автоматических регуляторов будут открыты и каждый из абонентов будет иметь расход воды, равный 70% нормального.

Дальнейшее понижение температуры наружного воздуха должно сопровождаться повышением напора насосов, однако представляется целесообразным до достижения на тэц полного расчетного напора иметь еще одну промежуточную ступень работы с постоянным напором, например, в 75%.

Если на диапазоне наружных температур от +5°C до -5°C температуру теплоносителя поднять выше 70°C (рис. 1), то тем самым расход воды 85% нормального будет только у головных абонентов; у хвостовых же он будет более высоким.

Для иллюстрации этого положения рассмотрим следующий пример.

Пусть имеется сеть с шестью абонентами (рис. 3). Для упрощения расчетов длины всех участков сети приняты одинаковыми, падение напора по расчетной магистрали равномерное и расходы воды всеми абонентами одинаковые.

Исходя из заданных условий и принимая обозначения характеристик гидравлического сопротивления отдельных участков схемы по рис. 3, можно написать:

$$36S_I G^2 = 25S_{II} G^2,$$

откуда $S_{II} = 1,44S_I$.

Аналогичным способом нетрудно вывести значения характеристик гидравлического сопротивления и других участков этой сети в зависимости

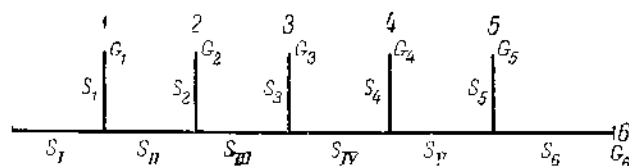


Рис. 3. Схема тепловых сетей с шестью абонентами.

от значения характеристики головного участка:

$$S_{III} = 2,25S_I \quad S_4 = 72S_I$$

$$S_{IV} = 4S_I \quad S_3 = 108S_I$$

$$S_V = 9S_I \quad S_2 = 144S_I$$

$$S_6 = 36S_I \quad S_1 = 180S_I$$

$$S_5 = 36S_I$$

Исходя из найденных значений характеристик гидравлического сопротивления отдельных участков данной сети, нетрудно вывести, что расчетный напор сетевого насоса будет равен:

$$H = 6 \cdot 36 \cdot S_I \cdot G^2 = 216S_I G^2.$$

Так как в рассмотренном примере последняя ступень регулирования принята в 75% расчетного напора, то

$$H' = 0,75H = 162S_I G^2.$$

Если, как было указано выше, температура теплоносителя будет держаться выше, чем это предусмотрено обычным графиком (130/70°C), то автоматы при перегреве отдельных абонентов будут отключаться. Если из шести абонентов расматриваемой схемы отключится один, например первый, то измененные расходы воды могут быть легко найдены, исходя из следующих данных.

Поскольку отключился первый (головной) абонент, то, следовательно, будет иметь место равенство:

$$G'_2 = G'_3 = G'_4 = G'_5 = G'_6 = G'.$$

Из определения падения напора

$$H' = 162S_I G^2 = 2,44 \cdot 25S_I G'^2 + 144S_I G'^2,$$

$$162G^2 = 205G'^2,$$

$$G' = 0,89G.$$

Полученный результат показывает, что отключение первого (головного) абонента, потребляющего 16,6% общего расхода, в равной мере (на 4%) увеличило расход воды у всех оставшихся абонентов.

Таким образом, нетрудно определить распределение расходов воды при отключении любого абонента. Результаты произведенных расчетов сведены в табл. 3.

Таблица 3

Абонент	Расход воды (в % к норм.) при отключении		
	первого абонента	третьего абонента	шестого абонента
1	0	87	87
2	83	89	89
3	89	0	92
4	89	96	99
5	89	96	126
6	89	96	0

Эти данные показывают, что отключение какого-либо абонента увеличивает расход воды у остающихся и что размер этого увеличения зависит как от места расположения отключенного абонента, так и от места расположения оставшихся. Колебания этих расходов достаточно велики: так, например, расход воды у пятого аби-

нента при отключенном шестом может достигнуть 126% нормы. Автомат постоянства расхода, однако, не допустит расхода у этого абонента более 100%, что, соответственно, несколько увеличит расход воды у других абонентов.

Все приведенные расчеты были выполнены в предположении, что абонентские автоматические регуляторы не имеют в запасе сдросселированных напоров, которые давали бы возможность поддерживать в отопительных системах постоянный расход воды вне зависимости от изменений в сети располагаемых напоров.

Для определения влияния запасов напора у абонентов на распределение расходов воды между ними можно рассмотреть тепловую сеть, представленную на рис. 3, в которой, например, третий абонент имеет сдросселированный запас напора, равный его расчетному напору.

При уменьшении на тэс напора автоматический регулятор третьего абонента, стремясь поддержать у абонента постоянный расход воды, раскроется, в соответствии с чем произойдет какое-то перераспределение расходов воды и у других абонентов.

В новых расчетных условиях будут изменены характеристики гидравлического сопротивления отопительной системы третьего абонента и ответвления трубопровода к нему, в соответствии с которыми при уменьшении на тэс располагаемого напора до 50% распределение расходов воды по отдельным абонентам получается следующим (по отношению к расчетному):

у первого абонента	70,6%
у второго абонента	70,6%
у третьего абонента	75,7%
у четвертого абонента	70,2%
у пятого абонента	70,2%
у шестого абонента	70,2%

Полученный результат показывает, что наличие у третьего абонента сдросселированного напора, равного расчетному, дало возможность при полном открытии автоматического регулятора увеличить расход воды в его отопительной системе всего на 5,7%. Расход воды у остальных абонентов остался при этом почти без изменения.

Если принять, что запас напора имеется не только у третьего абонента, но также и у первого, причем в ответвлениях к этим абонентам расходуется только 50% располагаемого напора, а остальное идет в запас автоматического регулятора, то автоматический регулятор первого абонента будет в этом случае иметь шестикратный запас расчетного напора и третьего — четырехкратный.

Получающееся при этом распределение расходов воды по отдельным абонентам будет следующим:

у первого абонента	94,5%
у второго абонента	69,3%
у третьего абонента	89,6%
у четвертого, пятого и шестого абонентов	68,0%

Полученный результат показывает, что при сокращении стационарного напора до 50% расчетной нормы наличие у первого и третьего абонентов шести- и четырехкратного запаса расчетного напора не обеспечило им сохранения постоянства расхода воды в отопительной системе. Интересно

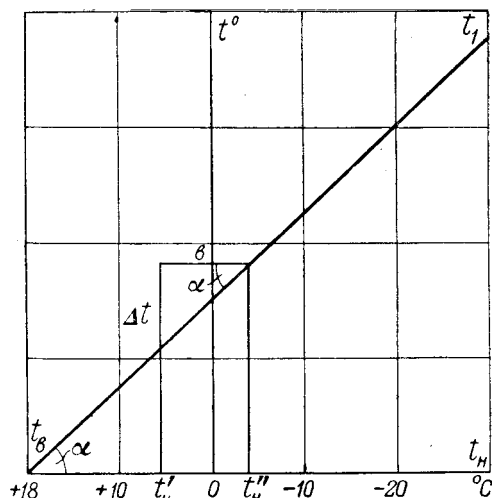


Рис. 4. Схема температурного графика.

при этом также отметить, что изменение гидравлических режимов этих двух абонентов в очень малой степени (2%) изменило гидравлический режим остальных абонентов.

Аналогичным образом можно определить распределение расходов воды по отдельным абонентам и в более сложной сети и на любые заданные условия.

Представляется необходимым выяснить, как должно меняться повышение температуры теплоносителя от числа находящихся в работе и отключенных систем отопления. На рис. 4 изображен температурный график, на котором в точке t''_H показано повышение температуры теплоносителя на величину

$$\Delta t = b \cdot \operatorname{tg} \alpha,$$

где

$$b = (t_s - t''_H) - (t_s - t'_H); \operatorname{tg} \alpha = \frac{t_1 - t_s}{t_s - t_H};$$

здесь t_1 — расчетная температура теплоносителя; t_H — расчетная наружная температура; t_s — внутренняя температура.

Если число часов работы отопительной системы в период пропусков определять выражением

$$n = \frac{t_s - t'_H}{t_s - t_H} \text{ час.},$$

то

$$\Delta t = \frac{\left(\frac{1}{n} - 1\right) (t_s - t'_H) (t_1 - t_s)}{t_s - t_H}. \quad (3)$$

Из выражения (3) видно, что при одних и тех же значениях t_s и t_H при заданном значении n повышение температуры Δt должно быть тем большим, чем выше расчетная температура теплоносителя t_1 .

Значения величин Δt для разных температур наружного воздуха и разных значений коэффициента работающих систем по соотношению (3) приведены в табл. 4.

Из табл. 4 следует, что для одной и той же системы величина Δt не остается постоянной и, в частности, если для отключения 20% присоединенных систем отопления при температуре наружного воздуха $+10^\circ\text{C}$ достаточно повысить

Таблица 4

Температура наружного воздуха, °С	$\Delta t, ^\circ\text{C}$	
	при $n=0,9$	при $n=0,8$
+10	2,06	4,67
+5	3,35	7,60
0	4,63	10,5
-5	5,9	13,5
-10	7,2	16,4

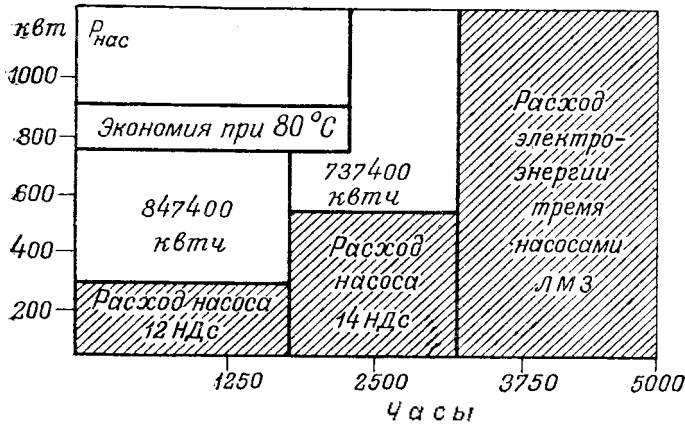


Рис. 5. Расход электроэнергии сетевыми насосами.

температуру теплоносителя против предусматриваемой графиком только на $4,67^\circ\text{C}$, то при наружной температуре -10°C для тех же условий

температуру теплоносителя нужно повысить уже на $16,4^\circ\text{C}$.

Результаты расчетов по экономии электроэнергии приведены на рис. 5, из которого видно, насколько сочетание местных пропусков автоматизированных вводов с количественно-качественным регулированием может снизить расход электроэнергии на перекачку сетевой воды.

Выводы

На основании рассмотренных различных режимов работы тепловых сетей можно сделать следующие выводы:

1. Автоматизация вводов и замена централизованных пропусков местными пропусками у абонентов повышают экономичность работы тепловых сетей, однако получаемая при этом экономия электроэнергии относительно невелика.

2. Наличие в тепловых сетях автоматизированных вводов с автоматами, предназначенными поддерживать в абонентских системах постоянный расход воды, не исключает возможности применения как в тепловых сетях, так и в самих абонентских системах переменного расхода воды (количественно-качественное регулирование).

3. Наилучшие экономические показатели по расходу электроэнергии сетевыми насосами получаются при сочетании автоматов постоянства расхода с количественно-качественным регулированием.

□ □ □

Автомат для приварки шипов к экранным трубам

Инж. Н. С. Барков и инж. В. П. Васильев

Одним из важнейших условий надежной и экономичной эксплуатации котельных агрегатов, работающих на АШ, является температурная устойчивость зажигательных поясов. В настоящее время эта проблема разрешена путем защиты топки шиповыми экранами, покрытыми огнеупорной массой.

Коллектив Зуевской грЭС проявил много настойчивости и инициативы в практическом освоении шипования экранных труб и их монтажа.

В результате ряда проведенных мероприятий производительность труда по приварке шипов к трубам поднялась с 50 до 250 шипов в час. Кроме этого качество сварки неизмеримо улучшилось.

Однако при этом работа по приварке шипов все еще оставалась трудоемкой, вследствие чего дальнейшее внимание коллектива работников грЭС было направлено на механизацию и автоматизацию этой работы.

Для приварки шипов к экранным трубам инж. Барковым была предложена оригинальная модель станка автомата, который в течение короткого срока был изготовлен силами механической мастерской и введен в эксплуатацию.

Основным узлом, на котором монтируется весь механизм станка (рис. 1), является П-образная рама 1, изготовленная из уголкового стали. На верхнем основании рамы установлены четыре подшипника 5, в которых покоится коленчатый вал 9 с эксцентриситетом 60 мм. На коленчатом валу надеты и закреплены шесть фигурных кулачковых шайб и штурвал 6. На верхнем основании рамы смонтирован бункер 8 емкостью 60 дм³ с устройством 7 для подачи флюса и электродвигатель 2 мощностью 1,5 кВт с редуктором 3 и червячной передачей. Электродвигатель соединяется с редуктором при помощи ременной передачи.

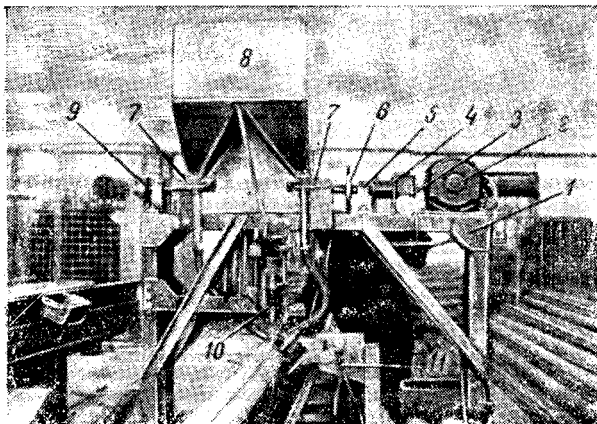


Рис. 1.

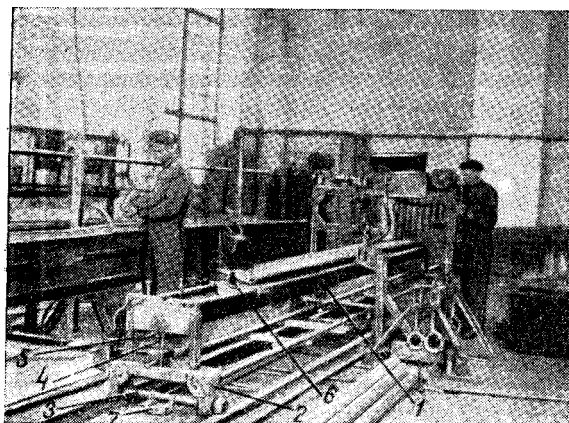


Рис. 2.

Коленчатый вал приводится в движение от редуктора посредством пары зубчатых муфт 4, из которых муфта, насаженная на коленчатый вал, подвижная.

Посредине рамы укреплены две вертикальные направляющие шпильки, по которым движется суппорт 10, связанный с коленчатым валом при помощи шатуна.

В нижней части суппорта имеется отверстие, в которое помещен свободно вращающийся валик, на одном конце которого крепится при помощи хомута автомат-пистолет, а на втором конце насажен регулирующийся кривошип, входящий своим пальцем в прорезь вилки, прикрепленной к верхней части рамы.

С передней стороны рамы смонтированы магазинная коробка для закладки обойм с шипами и поворотный рычаг с толкателем шипов.

Тележка (рис. 2) для передвигания и крепления трубы состоит из корыта 1 размером 400×6000 мм, смонтированного на трех опорах 2, равномерно распределенных по длине корыта. В опоры вмонтированы оси 3, по концам которых насажены колеса.

Само корыто при помощи винтов 4 и 5 может перемещаться в вертикальном и горизонтальном направлениях для установки трубы под приварку шипов.

На одном конце корыта имеется зажимная скоба 6 для крепления трубы и заземляющего провода. Для передвижения тележки к осям 3 прикреплены скобами рейка 7. Тележка движется по двухколейному пути, смонтированному из швеллеров № 12 длиной 13 м, при помощи реечной передачи.

В швеллерах путей установлены подшипники, в которых находится вал 21 (рис. 3,а) с насаженной звездочкой 11 и храповым колесом 10. При вращении коленчатого вала 1 кулачковая шайба 8 давит на тягу 9, которая поворачивает храповик 10 и, следовательно, вал со звездочкой 11. Звездочка, в свою очередь, передвигает рейку 12, а вместе с ней и всю тележку на заданный шаг приварки шипов.

Для обеспечения постоянного зазора между привариваемым шипом и трубой к раме и к нижнему швеллеру дополнительно закреплена колонка 11 с направляющими роликами (см. рис. 1), которые при помощи прорезей в колонке могут регулироваться по заданному размеру трубы.

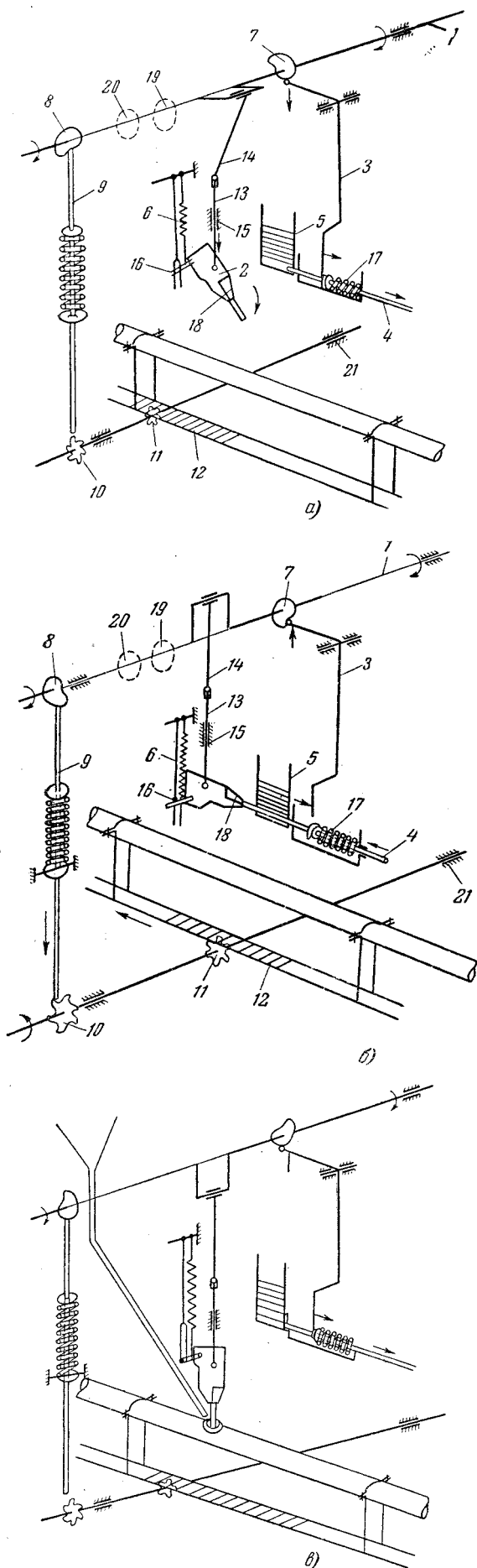


Рис. 3.

Электрооборудование станка-автомата состоит из сварочного трансформатора на 900 а с осциллятором, контактора, трансформатора 220/75 в, электромагнитных катушек для зажима и приварки шипа, двух прерывателей — для сварочного тока и для зажима шипа и щитка для включения.

Процесс приварки шипов состоит из следующих операций:

- а) подъем пистолета и установка его против окна обоймы с шипами;
- б) зарядка пистолета;
- в) опускание пистолета, подача флюса и приварка шипа к трубе;
- г) передвижение тележки на заданный шаг приварки шипа.

Подъем пистолета для зарядки производится следующим образом (рис. 3,а).

Включением электродвигателя и соединением подвижной зубчатой муфты, сидящей на коленчатом валу, с муфтой редуктора коленчатый вал 1 приводится во вращательное движение и делает 30 об/мин.

Коленчатый вал, выходя из нижнего крайнего положения, при помощи шатуна 14 поднимает суппорт 13; сам суппорт движется по двум направляющим шпилькам 15.

Одновременно с поднятием суппорта 13 движется и пистолет 2, зажатый хомутом на свободно вращающемся валике 16, вставленном в отверстие нижней части суппорта.

На втором конце валика 16 с задней стороны суппорта насажен регулирующий кривошип, палец которого покоится в прорези неподвижной вилки 6. При движении суппорта вверх палец кривошипа скользит по прорези вилки 6, пока не достигнет конца прорези. С этого момента под действием упора на вилку кривошип начинает поворачивать валик 16 с укрепленным на другом его конце пистолетом 2 до тех пор, пока коленчатый вал не займет крайнее верхнее положение. В этот момент пистолет занимает горизонтальное положение, а его цапга 18 при помощи электромагнитной катушки раскрыта и готова к установке шипа.

Затем производится зарядка пистолета. При вращении коленчатого вала одновременно с поднятием пистолета шарнирный рычаг 3 под действием кулачковой шайбы 7 выжимает толкатель 4 из окна магазинной коробки 5. В этот момент из обоймы магазинной коробки в освобожденное место падает шип, а кулачковая шайба 7 на коленчатом валу занимает такое положение, при котором шарнирный рычаг 3 попадает в свободное пространство на шайбе 7, и тогда под действием пружины 17 толкатель 4 вгоняет шип в цапгу 18 (рис. 3,б). При выходе коленчатого вала из верхнего мертвого положения и движении суппорта вниз электромагнитная цапга 18 получает через кулачковую шайбу 19 контакт и зажимает шип.

При дальнейшем поворачивании коленчатого вала суппорт опускается вниз, пистолет с зажа-

тым шипом принимает вертикальное положение и опускается до соприкосновения с трубой. В этот момент кулачковая шайба 20, посаженная на коленчатый вал, включает электромагнитную катушку, под действием которой шип поднимается и вызывает электрическую дугу, и далее при разомкнутой цепи катушки шип под действием пружины пистолета осаживается до упора в расплавленную ванну (рис. 3,в).

Одновременно с возникновением электрической дуги при помощи кулачковых шайб, посаженных на коленчатый вал, через толкатели открываются заслонки 7 (рис. 1), и флюс из бункера по шлангам поступает с двух сторон к месту приварки шипа к трубе. После приварки шипа суппорт при помощи коленчатого вала поднимается вверх, электромагнитный зажим и сварочный ток при помощи кулачковых шайб 19 и 20 отключаются, и пистолет подготовлен для новой зарядки.

Последующая зарядка пистолета для нового цикла происходит одновременно с передвижением трубы на заданный шаг приварки шипа. Процесс этот производится также автоматически.

После приварки шипа, в момент подъема суппорта кулачковая шайба 8 (рис. 3,а) нажимает на штангу 9 и перемещает ее вниз. Сама штанга входит в зацепление с храповым колесом 10 и поворачивает вал 21 и насаженную на вал звездочку 11, которая находится в зацеплении с рейкой, закрепленной на осях тележки, и перемещает тележку на расстояние заданного шага между шипами.

Труба одним концом крепится к тележке, а второй ее конец лежит свободно на направляющих роликах 11 (рис. 1).

Весь описанный цикл работы автомата по приварке одного шипа происходит в течение 2 сек.

После приварки одного ряда шипов по длине трубы электродвигатель отключается и тележка возвращается в исходное положение. Труба поворачивается вручную на заданный угол приварки шипов второго ряда и автомат снова включается в работу.

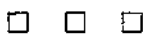
Заполнение бункера флюсом, набор обоймы шипами и закладка их в магазинную коробку производятся во время работы автомата.

Выводы

Станок-автомат полностью обеспечивает механизацию операций по приварке шипов к экраным трубам и качественную их приварку. За все время работы автомата не было обнаружено ни одного прожога труб, имевших толщину стенок 3 ÷ 4 мм.

Станок-автомат облегчил труд рабочего и обеспечил увеличение производительности труда в несколько раз по сравнению с прежним методом приварки шипов.

При обслуживании станка двумя рабочими за 8-часовую смену можно приварить от 10 до 12 тыс. шипов.



Вибрация турбогенераторов при неустойчивой масляной пленке

Инж. Ю. И. Азбукин

Нормальный режим работы ротора турбогенератора характеризуется устойчивым положением шейки вала во вкладыше при постоянной величине смещения центра вала относительно геометрической оси вкладыша.

Величина этого смещения определяется толщиной клиновидной масляной пленки, на которой собственно и происходит вращение шейки вала. Толщина масляной пленки, в свою очередь, определяется окружной скоростью вращения шейки вала, вязкостью и температурой масла, удельным давлением на нижнюю половину вкладыша, а также формой внутренней расточки вкладыша и состоянием его рабочей поверхности.

Если по каким-либо причинам указанные параметры, оптимальные для данного вала, оказываются измененными, устойчивость масляной пленки нарушается, вследствие чего возникает сильная вибрация ротора.

Такое явление наблюдается на задних подшипниках (подшипник со стороны возбuditеля) некоторых генераторов иностранных фирм (АЕГ, Сименс-Шуккерт) с жесткими фланцевыми муфтами и рабочей скоростью вращения 3 000 об/мин.

Характер вибрации

Вибрация ротора, наблюдавшаяся и устраненная автором на ряде турбогенераторов, проявляется примерно следующим образом.

Турбогенератор нормально разворачивается до рабочей скорости вращения и включается под нагрузку, имея нормальную вибрацию на всех подшипниках (меньше 0,05 мм).

После некоторого периода нормальной работы внезапно, без всякой видимой причины (изменение нагрузки, изменение температуры масла, изменение параметров пара и пр.), на заднем подшипнике генератора возникает сильнейшая вибрация с амплитудой, достигающей в некоторых случаях до 0,7—0,8 мм. При этом колебания ротора генератора становятся настолько сильными, что их можно легко заметить непосредственно, если внимательно присмотреться к доступным для осмотра частям.

Следует отметить, что каждый из наблюдавшихся случаев такой вибрации отличается некоторыми особенностями, однако во всех случаях имелась общая характерная черта, а именно: частота вибрации подшипника не согласуется со скоростью вращения ротора и соответствует примерно собственной частоте свободных колебаний вала ротора. Так, в наблюдавшихся случаях под-

шипники роторов, вращавшихся со скоростью 3 000 об/мин, вибрировали с частотой:

28 гц — у ротора, имеющего собственную критическую скорость	~1 700 об/мин
32 гц — у ротора, имеющего собственную критическую скорость	~1 950 об/мин
40 гц — у ротора, имеющего собственную критическую скорость	~2 400 об/мин

В одних случаях для прекращения вибрации оказывалось достаточным снять частично или полностью нагрузку с агрегата, иногда вплоть до снятия возбуждения с генератора. В других случаях вибрация прекращалась только после изменения скорости вращения ротора, причем одинаково эффективным оказывалось как уменьшение, так и увеличение скорости в пределах от 2 800 до 2 850 об/мин или от 3 100 и до 3 150 об/мин.

Во всех этих случаях (снижение нагрузки, снятие возбуждения, изменение скорости вращения) вибрация исчезает так же внезапно, как и появляется; более или менее заметного переходного периода обнаружить не удается. После устранения вибрации агрегат может нормально работать, пока (иногда через очень длительный промежуток времени) с ним не случится очередной, опять-таки внезапный, «приступ» вибрации.

Виброграммы подшипников имеют явно выраженный синусоидальный характер, с основной частотой значительно ниже 50 гц, с многочисленными наложениями высших гармонических (рис. 1).

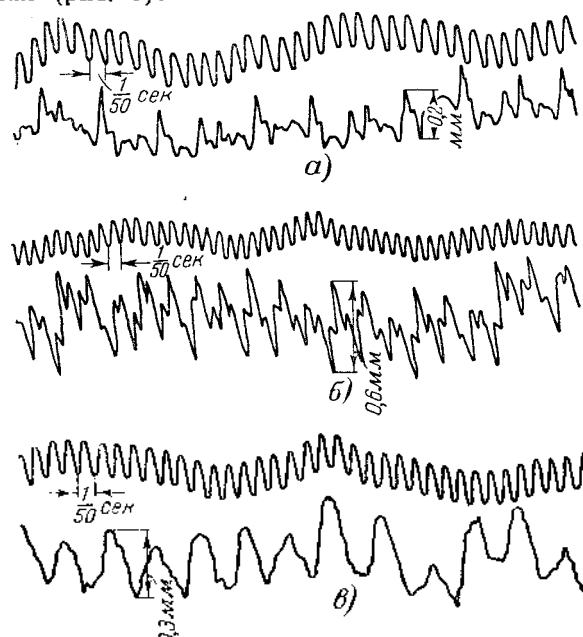


Рис. 1. Кривые вибраций заднего подшипника генератора 35 000 квт, 3 000 об/мин (сверху показаны кривые времени 50 гц).
а — поперечная вибрация; б — продольная вибрация; в — вертикальная вибрация.

Причины вибрации

Эксплуатационный персонал, наблюдая вибрацию, подобную описанной, нередко начинает искать причину ее в роторе генератора, предполагая появление витковых замыканий, сползание бандажных или центрирующих колец, смещение катушек обмотки в лобовой части и пр. Тем самым придается совершенно неправильное направление работам по устранению действительного дефекта в машине.

Несостоятельность указанных предположений становится очевидной, если вспомнить о частоте вибрации, которая в таких случаях должна была бы точно соответствовать скорости вращения ротора.

Вероятный механизм этого еще недостаточно изученного явления можно объяснить следующим образом (рис. 2).

Под действием некоторых факторов шейка вала набегают выше того положения, которое при-суще устойчивому состоянию масляной пленки.

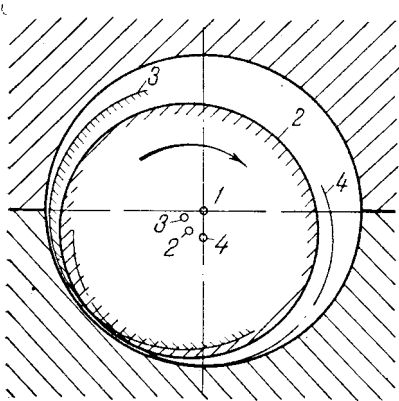


Рис. 2. Положение шейки вала на масляной пленке.

1—ось вкладыша; 2—устойчивое положение; 3—положение перед соскальзыванием; 4—положение после соскальзывания.

Вслед за этим устойчивость масляной пленки нарушается, и шейка вала падает до своего нижнего возможного положения. В этом нижнем положении вращающаяся шейка вала получает как бы встречный удар, дающий импульс к следующему колебанию. Явление повторяется до тех пор, пока какая-либо внешняя причина не прекратит возникший процесс незатухающих колебаний шейки вала.

Причинами, способствующими неустойчивой работе шейки вала на масляной пленке, могут быть:

1) неправильный выбор удельного давления на нижнюю поверхность вкладыша;

2) неправильно выбранная величина верхнего зазора во вкладыше, не обеспечивающая в данном конкретном случае оптимального распределе-

ния толщины масляной пленки над и под шейкой вала;

3) неправильная геометрическая форма рабочей поверхности нижней половины вкладыша;

4) чрезмерное отклонение рабочей вязкости масла в пленке от оптимальной величины вследствие применения масла неподходящей марки или неправильного выбора рабочей температуры.

Первичным импульсом, непосредственно вызывающим соскальзывание вала на пленке, могут служить различные причины случайного характера, например некоторый динамический толчок, испытываемый ротором от небольшого, но внезапного изменения нагрузки в сети, совершенно незамеченного эксплуатационным персоналом, особенно при наличии короткозамкнутых витков в обмотке ротора или неравномерного межжелезного пространства и т. п.

Метод устранения вибрации

Устранение вибрации может быть произведено различными способами, однако все они преследуют цель — создать условия для устойчивой работы шейки вала на масляной пленке.

1. В ряде случаев удовлетворительные результаты получались при изменении верхнего масляного потолочного зазора вкладыша (рис. 3). При этом, если подвод масла к валу производился со-

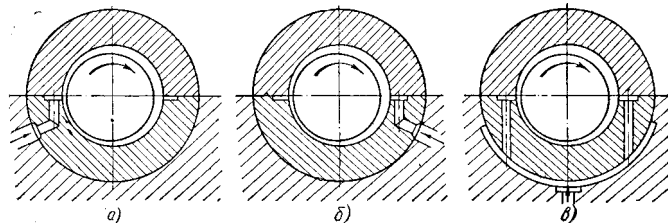


Рис. 3. Схема подвода масла во вкладыш подшипника.

гласно рис. 3,а, зазор был увеличен против нормального до 0,003—0,004 диаметра вала. При подводе масла согласно рис. 3,б и в зазор уменьшался до 0,001—0,0007 диаметра вала, причем обязательно производилась так называемая «лимонная» расточка вкладыша.

Следует иметь в виду, что рабочая поверхность нижней половины вкладыша в этом случае не должна прирабатываться к валу. Окончательная обработка должна достигаться чистовой расточкой.

2. Можно попробовать несколько изменить диаметр отверстия диафрагмы на входе масла или, если это представляется возможным, незначительно изменить давление в масляной системе.

Проведение указанных мероприятий благоприятно сказывается на работе генератора, излечивая его от внезапных «приступов» повышенной вибрации описанного характера.



Работа генератора через две фазы трансформаторной группы

Инж. Б. Л. Штунатер

На одной электростанции вышла из строя фаза трансформаторной группы 120 тыс. *кВа*, работавшей в блоке с генератором 117 тыс. *кВа* на шины 220 *кВ*.

По балансу мощности в энергосистеме представлялось крайне необходимым восстановить работу этого блока хотя бы с неполной мощностью. С этой целью была проверена возможность включения генератора через две фазы трансформаторной группы по схеме открытый треугольник/открытый треугольник на шины 110 *кВ* этой же электростанции. При таком варианте коэффициент трансформации группы получается равным 15,75/140 (в *кВ*). Путем снижения напряжения генератора и установки переключателя отщепления в положение — 5% можно было бы получить приемлемые условия работы.

Работа блока по схеме открытый треугольник приводит к несимметричной нагрузке генератора. Показателем несимметрии является величина тока обратной последовательности в процентах к номинальному току.

Несимметрия в данном конкретном случае может быть определена¹ по формуле

$$\frac{I_2}{I_1} = -\frac{x_0}{x_0 + x_2},$$

где x_0 и x_2 — реактивные сопротивления для тока нулевой и обратной последовательностей всей последовательности цепи (при нормальной схеме).

Для упрощения примем, что блок работает на шины бесконечной мощности, т. е. реактивные сопротивления обратной и нулевой последовательности электрической системы равны нулю. В таком случае

$$x_0 = x_T \text{ и } x_2 = x_{2Г} + x_T.$$

Учитывая, что $x_{2Г} = 0,15$, а у трансформатора $\mu_k = 12,8\%$, величина несимметрии определится:

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{x_0}{x_0 + x_2} = \frac{0,128}{0,128 + 0,128 + 0,15 \frac{120}{117}} = 0,31.$$

Допустимая величина

$$I_2 = 0,05I_n.$$

Ток прямой последовательности, допустимый при такой несимметрии, составляет:

$$I_1 = \frac{0,05I_n}{0,31} = 0,16I_n.$$

¹ И. А. Сыромятников, Вопросы эксплуатации синхронных генераторов, Госэнергоиздат, 1948, стр. 122.

Такая нагрузка генератора была совершенно недостаточна по балансу мощности в энергосистеме. Поэтому было решено принять меры для снижения степени несимметрии путем включения компенсирующего реактивного сопротивления² по способу, предложенному И. А. Сыромятниковым (рис. 1), что позволило увеличить допустимую нагрузку генератора при работе его через две фазы трансформаторной группы.

В качестве компенсирующего реактивного сопротивления решено было использовать резервную фазу другой трансформаторной группы 60 тыс. *кВа*, 10,5/121 *кВ*, $\mu_k = 11,3\%$, работающей по схеме треугольник — звезда с заземленной нулевой точкой на шины 110 *кВ*. При включении

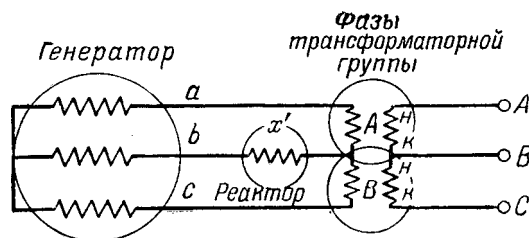


Рис. 1.

этой фазы по схеме рис. 2 она замыкается накоротко на стороне 121 *кВ*, т. е. работает в режиме короткого замыкания.

Номинальный ток резервной фазы $I_n' = 1900$ *а*. При включении резервной фазы, как указано на рис. 2, она будет поставлена под напряжение (на корпус) не более чем $\frac{15,75}{\sqrt{3}} = 9,1$ *кВ*.

Расчетная формула для определения несимметрии при включении компенсирующего сопротивления по схеме, приведенной на рис. 2, как известно³, следующая:

$$\frac{I_2}{I_1} = -\frac{x_0 - \frac{x'}{3}}{x_0 + x_2 + \frac{x'}{3}},$$

где x_0 и x_2 те же, что и в предыдущем случае, а x' — величина компенсирующего сопротивления.

В данном случае сопротивление резервной фазы трансформатора, приведенное к мощности 120 тыс. *кВа* и к напряжению 15,75 *кВ*, будет:

$$x' = 0,13 \frac{120 \cdot 10,5^2}{20 \cdot 15,75^2} = 0,3.$$

² Там же, стр. 129.

³ Там же, стр. 129.

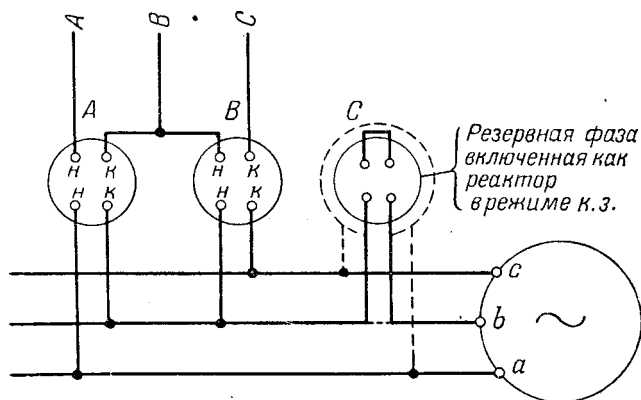


Рис. 2.

Значение несимметрии получится равным:

$$\left| \frac{I}{I_1} \right| = 0,054, \text{ или } 5,4\%,$$

что является вполне допустимым.

В общем случае нагрузка генератора при работе по двум фазам ограничивается номинальным (фазным) током трансформатора, равным 2 540 а. Поскольку, однако, номинальный ток резервной фазы трансформатора, включенной в качестве компенсирующего реактивного сопротивления в рассечку фазы В на стороне 15,75 кВ, составляет всего 1 900 а, то в данном случае нагрузка генератора будет определяться этим током.

Учитывая, однако, что резервная фаза работает в режиме короткого замыкания, т. е. практически без потерь в стали, тепловой режим фазы будет значительно облегчен и поэтому ток генератора в этом режиме может быть допущен значительно больше номинального тока резервной фазы.

В условиях установившейся нагрузки о тепловом режиме этой фазы можно было судить по температуре масла в верхних слоях.

Практическое осуществление схемы работы блока через две фазы с включением компенсирующего реактора

Группа, фаза С которой была повреждена, работала на шины 220 кВ по схеме треугольник— звезда с заземленной нулевой точкой.

При переходе на работу через две фазы схема соединений оставшихся двух фаз была изменена, как указано на рис. 2, для чего были осуществлены необходимые изменения в монтаже цепей низшего и высшего напряжений.

Изменения в схеме на стороне генераторного напряжения показаны на рис. 2.

Резервная фаза была установлена на фундаменте поврежденной и удаленной со своего фундамента фазы С, так что включение ее в рассечку фазы В генератора было осуществлено сравнительно просто, с небольшими изменениями ошиновки на шинном мосту.

Изменения в схеме на стороне высшего напряжения сводились к замене схемы соединений звезды на треугольник, как это показано на том же рис. 2.

Необходимо отметить, что присоединение этой группы к сборным шинам 110 кВ было осуществлено очень просто, а именно: группа была включена на резервную систему шин 220 кВ, торцев которой территориально оказался близок к распределительному устройству 110 кВ, и при помощи небольшой вспомогательной перемычки, имевшейся для других целей, резервная система шин 220 кВ была соединена с шинами 110 кВ.

Работа блока с нагрузкой

Для проверки действительной несимметрии после осуществления указанной выше схемы был проведен опыт короткого замыкания блока (закоротка была установлена за трансформаторами) при токе статора 1 700 ÷ 1 800 а.

Результаты измерений при опыте короткого замыкания были следующие: $I_A = 1\,688\text{ а}$, $I_B = 1\,863\text{ а}$, $I_C = 1\,713\text{ а}$. При этом ток обратной последовательности $I_2 = 118\text{ а}$. Если произвести по этим данным пересчет на токи в фазах А и С 4 320 а, ток обратной последовательности определился бы в 300 а, или составил 7% от номинального тока.

Следует отметить, что ток обратной последовательности определялся по формуле⁴, а также измерялся фильтром обратной последовательности, включенным для постоянного контроля величины тока обратной последовательности на главном щите управления электростанции.

После окончания опыта была проверена правильность чередования фаз, блок был синхронизирован и постепенно нагружен до 40 ÷ 50 тыс. кВт.

Загрузку блока лимитировала нагрузка резервной фазы, включенной как реактор.

Руководство энергетической системой приняло решение нагружать резервную фазу до 2 600 а (при номинале 1 900 а). При этом нагрузка на генераторе была 50 тыс. кВт при напряжении на генераторе 13,5 кВ. Температура верхних слоев масла в резервной фазе не превосходила 55—60° С при температуре наружного воздуха порядка 5 ÷ 10° С.

В режиме нагрузки генератора, работавшего параллельно с системой, были произведены измерения токов, давшие следующие результаты: $I_A = 2\,200\text{ а}$, $I_B = 2\,363\text{ а}$, $I_C = 2\,238\text{ а}$, ток обратной последовательности $I_2 = 109\text{ а}$, т. е. 2,4% номинального тока.

Средний нагрев меди ротора при нагрузке $I_B = 2\,600\text{ а}$ не отличался от нагрева, полученного при проведении испытаний при симметричном режиме.

⁴ И. А. Сыромятников, Вопросы эксплуатации синхронных генераторов, Госэнергоиздат, 1948, стр. 119.



Схема управления воздушным выключателем

Инж. А. Г. Белоусов и инж. Л. А. Прихно

При проектировании схем управления воздушными выключателями линий электропередачи проектным организациям необходимо учитывать накопившийся опыт эксплуатации, так как иногда запроектированные схемы не удовлетворяют полностью требованиям эксплуатации.

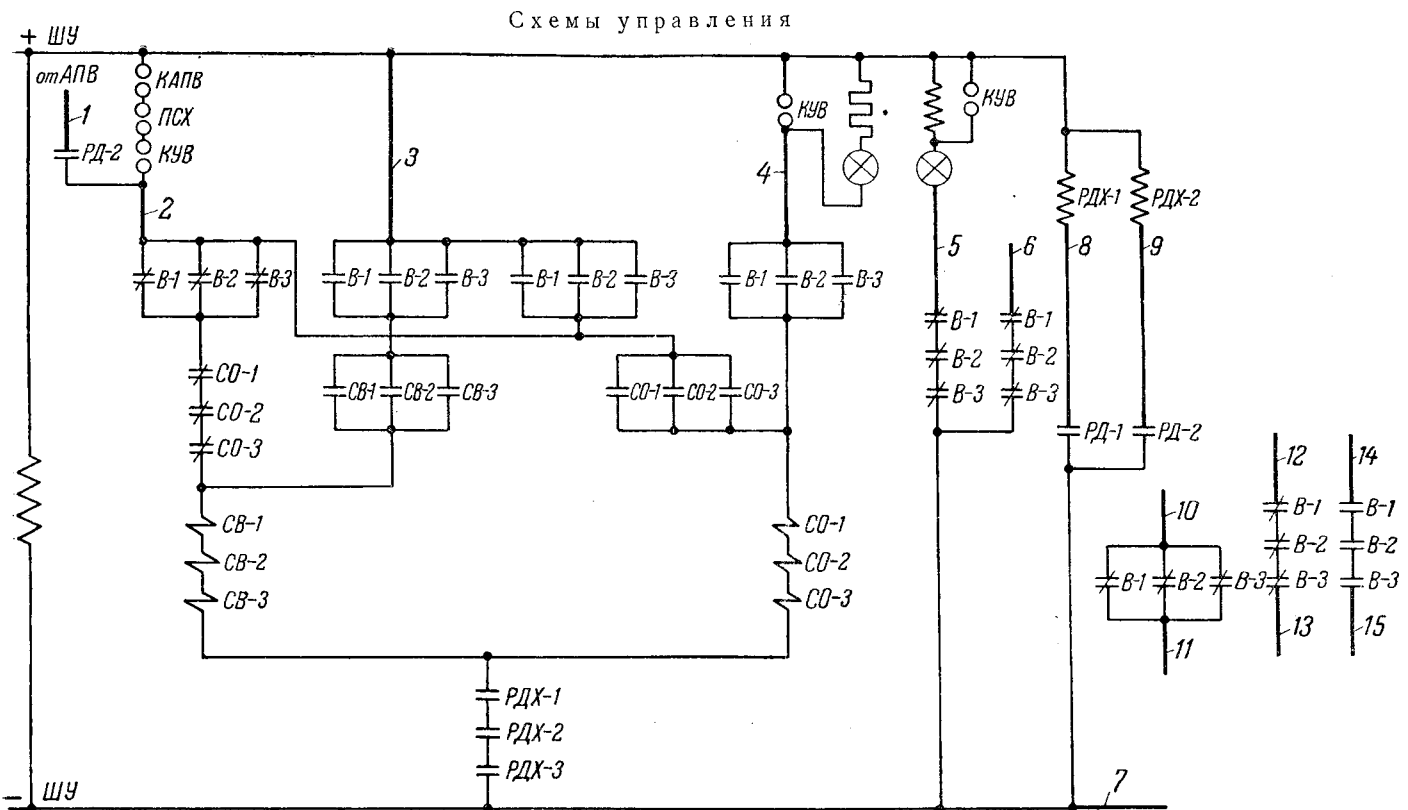
На одной гидроэлектростанции в течение двух лет эксплуатируются воздушные выключатели ВЭИ и завода «Электроаппарат». За это время схемы управления выключателями многократно изменялись и усовершенствовались.

Ниже изображены схемы управления: а — разработанная Ленинградским отделением Гидро-

энергопроекта; б — разработанная им же совместно с персоналом гэс и в — шестипроводная схема, разработанная персоналом гэс.

Схемы управления а и б имеют следующие основные недостатки:

- 1) сложны в части монтажа, наладки и главным образом эксплуатации;
- 2) ненадежны в работе вследствие большого количества (семь) последовательных блокконтактов, а также зажимов и кабельных перемычек на открытой подстанции;
- 3) большое число жил для связи с центральным щитом управления;

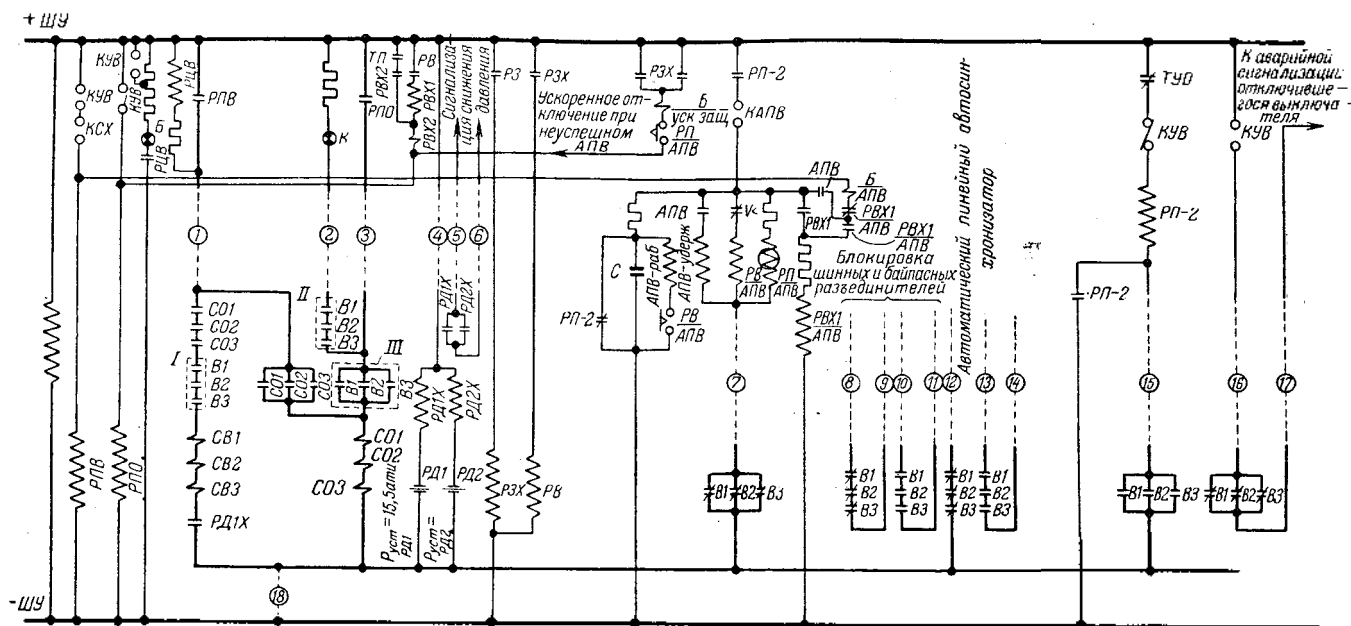


Реле контроля предохра- нителей	Управление воздушным выключателем	Аварийная сигнализа- ция	Блокировка и управление разъедините- лем
--	-----------------------------------	--------------------------------	---

а)

Схема, разработанная Ленинградским отделением Гидроэнергопроекта (15-проводная).

СВ — соленоид включения и контакты соленоида включения; СО — соленоид отключения и контакты соленоида отключения; В — блокконтакты выключателя; КУВ — ключ управления выключателя; КАПВ — ключ автоматического повторного включения; РД — контакты реле давления; РДХ — катушки и контакты повторителя реле давления; ПСК — ключ синхронизации; РД-2 реле автоматического ввода АПВ; $\frac{АПВ}{раб}$ — рабочая катушка реле АПВ; $\frac{АПВ}{R}$ — зарядное сопротивление 9 мгом; $\frac{АПВ}{C}$ — емкость; РВ-1 — реле времени АПВ; $\frac{АПВ}{удерж}$ — удерживающая катушка реле АПВ; РПВ — промреле включения; РПО — промреле и контакты промреле отключения; РТУ — реле телеуправления; РВ-2 — реле времени автоматического аварийного разбора цепи отключения; РП-1 — реле и контакты выходного серийного реле защиты; РЦВ — повторитель отключенного положения воздушного выключателя; ЛБ — лампа белая; РЦО — повторитель включенного положения воздушного выключателя; РЗ — реле защит; ЛК — красная лампа; 1—15 (а); 1—18 (б); 1—6 (в) — проводники, прокладываемые с центрального щита управления к приводу воздушного выключателя.



Реле контроля предохранителей	Цель промреле включения	Цель промреле отключения	Сигнализация отключенного положения выключателя	Повторитель положения выключателя	Цель включения	Блокировка от "прыгания"	Сигнализация включенного положения	Цель отключения	Выходные реле защиты, токный пуск защиты, разбор цепи отключения	Промреле запуска реле времени	Реле времени защиты	Автоматический разряд конденсатора при отключении с ЦЦУ и диспетчерского пункта	Конденсатор АПВ	Рабочая катушка АПВ	Удерживающая катушка АПВ	Контроль вращающего напряжения, реле времени автоматического привода выключателя	Блокировочное реле АПВ	Шинных разъединителей	Обходных разъединителей	Включение выключателя автоматическим способом	В схеме управления выключателем при вводе в работу	Блокировка работы схемы АПВ во время отключения выключателя	ТУО - блок-контроль реле телеуправления	КУВ - ключ управления выключателем	РП-2 - реле автоматического ввода и вывода АПВ	Центральная сигнализация
												АПВ		Блокировка цепей схем										Автомат ввода и вывод АПВ с ЦЦУ и центрального диспетчерского пункта		

б)

Схема, разработанная Ленинградским отделением Гидроэнергопроект совместно с персоналом гэс (18-проводная).

4) сложность в привязке цепей телеуправления;

5) наличие залипания в схеме а ведет к сгоранию соленоидов при нечеткой работе выключателя;

6) контакты ключей управления в схеме а должны в некоторых случаях разрывать недопустимые по величине токи.

В настоящее время внедрена шестипроводная схема в, разработанная с учетом двухлетнего опыта эксплуатации воздушных выключателей типа ВВ-3002-154/800, ВВ-154 ВЭИ и завода «Электроаппарат». Схема не предназначена для цепей пофазного управления и быстродействующего АПВ.

В этой схеме соленоиды включения и отключения соединены последовательно, что позволяет осуществить более простую сигнализацию положения выключателя.

Соленоиды расположены между блокконтактами выключателя и элементами управления (минус на соленоиды подается не непосредственно), что дает возможность использовать эти же блокконтакты для включения реле — повторителей положения выключателя.

В схеме полностью устранено залипание соленоидов включения и отключения, которое оказалось ненужным ввиду одновременности, быстродействия и большой стабильности работы каждой фазы.

Стабильность работы отдельных фаз выключателя подтверждается осциллограммами, снятыми при вводах выключателей в эксплуатацию.

Длительность рабочего импульса 0,02 сек. вполне достаточна для операции включения или отключения. Устранение залипания исключило возможность подачи одновременного импульса на включение и отключение.

Блокконтакты в цепи включения соединены последовательно для обеспечения контроля работы блокконтактов каждой фазы. Последовательное соединение блокконтактов обеспечивает одновременное контроль цепи включения и проверку готовности цепи (включение разрешается при полностью отключившихся фазах).

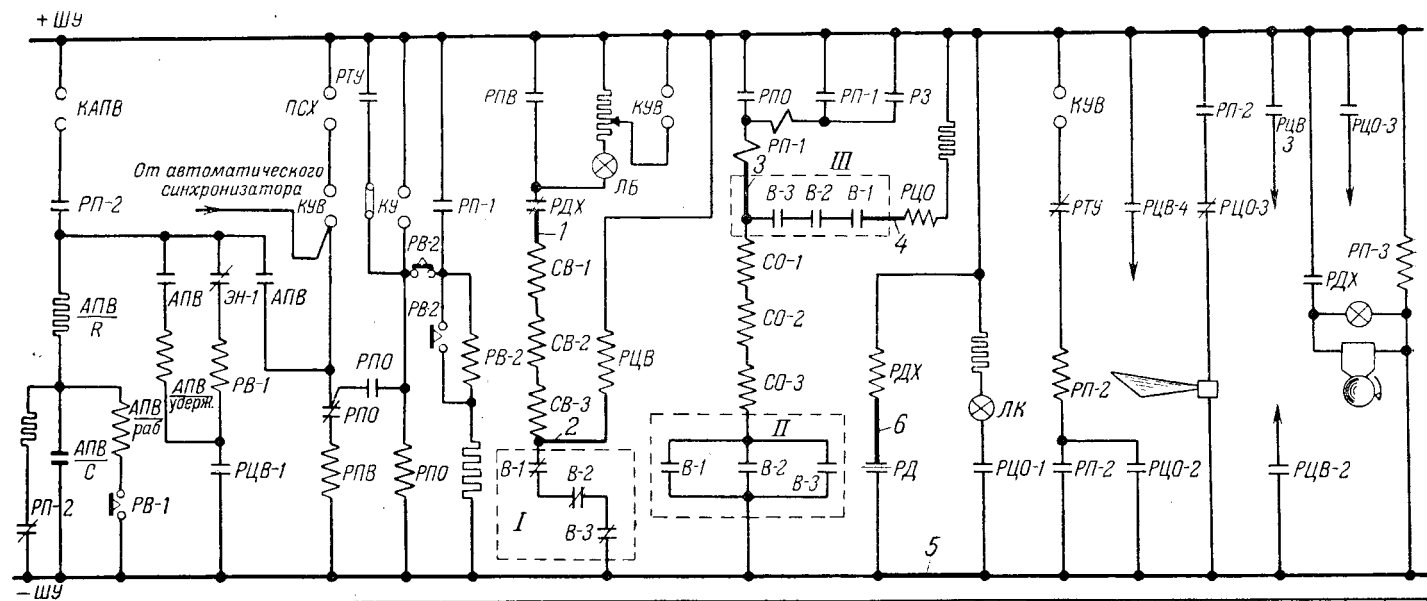
Контакты реле повторителей используются взамен блокконтактов выключателя.

Блокконтакты в цепи соленоидов отключения соединены параллельно для достижения максимальной надежности этой цепи.

Особенно это необходимо при включении выключателя на короткое замыкание от ключа управления или при неуспешном АПВ.

Блокировка от снижения давления предусмотрена только в цепи включения.

Вместо реле давления, которое до настоящего времени не поставляется комплектно с выключателем, в схеме использован контактный манометр с повторителем по условиям термической устойчивости.



Разряд конденсатора реле АПВ при ручной отключении	ЭН-1 - контроль встречного напряжения АПВ	Примечание: Жирными линиями показаны провода, идущие с ЦЩУ на открытую п/ст.	РД - контактный манометр выключения выключателя $R_{уст} = 15,5 \text{ ати}$	РП-2 реле автоматического ввода АПВ и аварийной сигнализации	РЦВ - сигнализация положения выключателя на ЦДП	Аварийная сигнализация	РЦВ-3 - блокировка на щитных синхронизаторах разведенных РДХ - сигнализация при снижении давления выключателя	РЦО-3 - блокировка обходных разведенных РП-3 - реле контроля предохранителей оперативного тона
РЦВ-1 - запуск схемы АПВ	АПВ - включение от АПВ		РЦВ-2 - разбор схемы авто-синхронизатора	РЦВ-4 - сигнализация при снижении давления выключателя	РЦО-1 - блокировка обходных разведенных РП-3 - реле контроля предохранителей оперативного тона			

в) Схема, разработанная персоналом гэс (6-проводная).

Цепь отключения не блокируется по следующим соображениям:

- а) повышение надежности цепи отключения;
- б) при работе АПВ и завышенных сбросах давления выключатель может не включиться;
- в) при аварийном снижении давления (ниже 15 ати) в воздушных магистралях дежурный персонал обязан снять оперативные предохранители.

Ввиду того, что ток, потребляемый катушками соленоидов, равный 5—15 а, не обеспечивает надежной работы ключа управления и релейной аппаратуры, в особенности при нечеткой работе выключателя, в схеме используются промежуточные реле включения РПВ и отключения РПО.

Применение реле РПВ и РПО дало возможность осуществить блокировку от «прыгания» контактами РПО вместо громоздкой блокировки на контактах СО, упростить схемы АПВ и включения от автосинхронизатора.

Блокировка от приваривания контактов в схеме АПВ исключена. случаев приваривания и заскакивания контактов в схеме АПВ не было.

В схеме применяется последовательный выход действия защит, что обеспечивает сохранение основного свойства выключателя — быстродействие. Реле защиты действуют на отключение выключателя через реле РП-1.

В схеме предусмотрено реле времени РВ-2 аварийного разбора цепи отключения при отказе блокконтактов выключателя в цепи отключения.

Особенно это необходимо при наладке выключателя. Дальнейший опыт эксплуатации позволит судить о необходимости реле времени РВ-2, которое не снижает надежности цепи отключения.

Принятая схема имеет следующие основные преимущества:

1. Простота, гибкость и надежность в эксплуатации; уменьшение количества проводов связи с центральным щитом управления до шести, что дает возможность прокладывать один кабель для управления и токовых цепей; уменьшение количества зажимов на открытой подстанции с 180 до 60, т. е. в 3 раза, и числа кабелей связи шкафа управления с отдельными фазами выключателя с 6 до 3; доведение числа блокконтактов фаз выключателя с 10 до 3, что уменьшает размеры и облегчает доступ к узлам пневматики; удаление блокконтактов на катушках отключения, что упрощает изготовление этих катушек и увеличивает надежность и доступ к узлам пневматики.

2. Уменьшение времени простоя выключателя в ремонте, так как вместо 30 зажимов в ящиках отдельных фаз устанавливается только 10, что дает возможность осуществить отсоединение жил кабеля при помощи специального простого приспособления.

3. Простая привязка цепей защиты, АПВ, телеуправления и сигнализации.

4. Повышение уровня изоляции оперативных цепей.



Электрообогрев сороудерживающих решеток гидроэлектростанций¹

Инж. М. А. Иванов и канд. техн. наук Э. Г. Файнштейн

Для предупреждения обледенения сороудерживающих решеток водоприемных сооружений достаточно успешно применяется способ электрического подогрева обтекаемых поверхностей решетки. Однако, несмотря на давность применения и широкое его распространение, на сегодня отсутствуют надежные критерии и методы расчета, позволяющие правильно запроектировать обогрев, обеспечивающий бесперебойную и экономичную работу установки.

Электрообогрев, запроектированный на основании критериев и методов расчета, принятых проектными организациями без учета специфических особенностей сооружений и зимнего режима водотока, в большинстве случаев работает неудовлетворительно и переделывается в последующем силами эксплуатационного персонала. Анализ накопленного опыта эксплуатации обогреваемых сороудерживающих решеток и критическая оценка применяемых методов их расчета дают возможность осветить по-новому некоторые элементы расчета и рекомендовать критерии, отличные от применяемых в настоящее время.

Изложенное ниже не исчерпывает всех возможных рекомендаций по снижению расходов энергии и повышению надежности работы сороудерживающих решеток. В частности, не рассматривается вопрос о выборе оптимального расстояния между полосами решетки, рекомендации по которому были даны Н. М. Чупраковым².

В условиях эксплуатации вследствие отсутствия точных и чувствительных аппаратов и приборов и затруднительности создания необходимых для постановки эксперимента режимов оказывается невозможным получить приемлемые количественные соотношения, подтверждающие высказанные ниже соображения о механизме теплопередачи. Тем не менее наблюдения за работой сороудерживающих решеток в течение длительного времени указывают на неправильность установившихся взглядов по этому вопросу и на осложнения, вытекающие из их реализации. Эти наблюдения и анализ литературных источников позволяют сформулировать некоторые предположения и предложения, а также поставить вопрос о необходимости дополнительных исследований, являющихся задачей научно-исследовательских учреждений.

Борьба с обледенением решеток путем их электрообогрева основана на очевидном факте, что ни непосредственная кристаллизация, ни осаждение кристаллов льда из переохлажденного потока на поверхностях, нагретых выше температуры ледообразования ($-0,0065$ — $-0,0068^\circ\text{C}$), невозможны. Учитывая возможные отклонения этой величины за счет образования зон с пониженным давлением, нужно прийти к выводу, что температура поверхности стержня порядка $0,01^\circ\text{C}$ обеспечивает требуемые условия³.

Из этого следует, что задача теплового расчета электрообогрева сводится к определению количества энергии q , обеспечивающего требуемую температуру поверхности стержней t_1 решеток, помещенных в переохлажденный поток с температурой t_2 на основании общеизвестной зависимости

$$q = \alpha(t_1 - t_2) = \alpha \Delta t, \quad (1)$$

где α — коэффициент теплоотдачи.

Установлено, что минимальная температура воды, наблюдаемая в горных реках, равна $-0,08^\circ\text{C}$. Таким образом, расчетный перепад температур $\Delta t = t_1 - t_2 = 0,1^\circ\text{C}$ вполне гарантирует от обледенения, которые могли быть внесены в измерение температур за счет неточности измерений.

Коэффициент теплоотдачи α является сложной функцией параметров, характеризующих состояние и перемещение потока, форму и размеры обтекаемых поверхностей.

Ввиду сложности аналитического получения этой зависимости значения α могут быть получены лишь экспериментально на действующих решетках в естественных условиях или в лаборатории при соблюдении условий моделирования.

В практике проектирования электрообогрева α принято вычислять по формуле, полученной на модели при температуре воды 15°C и исправленной для температуры 0°C путем внесения поправки на изменение вязкости:

$$\alpha = 4000(0,05 + v)^{0,84}, \quad (2)$$

где v — скорость воды.

³ Встречаются утверждения, якобы основанные „на опыте эксплуатации“, что требуемая температура должна быть $0,2$ — $0,5^\circ\text{C}$. Бездоказательность такого утверждения очевидна, так как температура поверхности стержней решеток в эксплуатации никем не измерялась и рекомендуемые величины, повидимому, даны на основании расчетов, проведенных по преуменьшенному значению коэффициента теплоотдачи.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

² Н. М. Чупраков, Об экономии электроэнергии на обогрев сороудерживающих решеток гидроэлектростанций, „Электрические станции“, 1950, № 6.

Условия, в которых был поставлен эксперимент ($t_2=15^\circ\text{C}$), послуживший источником для построения формулы (2), не отвечали требованиям моделирования. В реальных условиях переохлажденный поток, омывающий решетки, представляет собой смещение двух фаз: жидкой и твердой—шуги (кристаллического или аморфного льда). Частицы льда, находящиеся в обогретом слое потока, отнимают часть снимаемой с поверхности энергии. Поэтому пользование σ , определенным по выражению (2), должно давать преуменьшенные значения расхода энергии.

Сказанное подтверждается разницей в удельных расходах электроэнергии, определенных по выражениям (1) и (2) для гидроэлектростанций одной южной энергосистемы и подобранных в процессе эксплуатации, исходя из наблюдаемый за обледенением решеток. Если $q_{расч} \leq 0,64 \text{ кВт/м}^2$ ($v = 1,5 \text{ м/сек}$), то даже при действительных расходах $q = 2,5-3 \text{ кВт/м}^2$ отмечались случаи обледенения решеток. Разница между расчетными и требуемыми расходами электроэнергии не является, по видимому, особенностью этих гидроэлектростанций. Не случайно стремление исправить положение введением коэффициента запаса в выражение (1) или увеличить температурный перепад против очевидного. Получение правильных результатов введением таких поправок, не основанных на анализе действительных причин ошибок, может быть только случайным.

Установлено, что шугонасыщенность потока должна существенно влиять на величину требуемой для обеспечения надежной работы мощности.

Ввиду того, что необходимый перепад температур для различных условий изменяется мало, требуемая для электрообогрева мощность является функцией двух параметров: скорости потока и его шугонасыщенности. Исследование этих критериев для различных условий является неотложной задачей.

До получения зависимостей, надежно подтвержденных экспериментом, и для производства расчетов можно использовать критерий удельной мощности (электрическая мощность в киловаттах, приходящаяся на 1 м^2 омываемой поверхности решетки), полученный непосредственно из опыта действующих гэс.

Использование для расчетов этого критерия требует учета и сопоставления характерных особенностей проектируемой и действующей установок, как то: забирается ли вода в деривацию непосредственно из реки или гэс работает на транзитном водотоке в каскаде гидроэлектростанций; метеорологические и гидродинамические условия, влияющие на изменения состояния потока; засоренность и шугонасыщенность потока; расположение решеток в потоке; расстояние между стержнями и др.

Правильное проектирование еще не полностью решает задачу надежной работы электрообогрева. При запоздалом включении электрообогрева на стержнях, как центрах кристаллизации, выпадают кристаллы льда, и расчетного количества тепла оказывается недостаточно для расплавления льда.

В зимний период, когда обледенение решеток может стать причиной серьезных затруднений

в работе гидроагрегатов, перед персоналом ставится задача определения момента включения и отключения электрообогрева сороудерживающих решеток. Преждевременное включение и запоздалое отключение приводят к непроизводительному расходованию электроэнергии. Запоздалое же включение электрообогрева может привести к тому, что начавшееся обледенение стержней будет продолжаться и при включенном обогреве, вплоть до полной закупорки решетки.

Все известные в настоящее время способы определения момента включения электрообогрева, в том числе и с помощью автоматических приборов, основываются на обнаружении переохлаждения воды по связанному с этим выпадению кристаллов внутриводного льда.

Вероятно, что поток представляет собой смещение струй с различными температурами и с разным содержанием шуги. Так как турбулентность потока в деривации много меньше, чем в естественном русле реки, то придонные струи в деривации имеют положительную температуру, а насыщенность шугой больше по мере высоты потока.

Изложенные соображения позволяют сделать некоторые выводы, относящиеся к эксплуатации сороудерживающих решеток.

1. «Указатели», установленные в верхнем бьефе, обнаруживают появление переохлажденных струй; однако при этом нельзя судить об интенсивности процесса кристаллизации льда и шугонасыщенности потока. Кроме того, «указатели», установленные в условиях, отличных от тех, в которых находятся эти решетки, не испытывают явлений, связанных с димамикой потока.

Опыты показали, что если указатель установлен непосредственно на сороудерживающей решетке у ее верхнего края, его показания более объективны. Этими же опытами установлено, что обледенение решеток работающих турбин начинается сверху и постепенно распространяется вниз, а решетки остановленных агрегатов обледенению почти не подвергаются, если они расположены на достаточной глубине.

2. Для определения момента включения электрообогрева можно пользоваться показателем увеличения потерь напора непосредственно на решетках с проверкой наличия переохлаждения потока по «указателям», а также учитывать интенсивность процесса обледенения по скорости нарастания потерь напора на решетках. При выборе момента включения электрообогрева с учетом интенсивности процесса обледенения следует принимать во внимание наличие резервных агрегатов. Не исключена возможность внезапного подхода значительных масс переохлажденной воды в первые периоды похолодания или после оттепелей, что особенно часто наблюдается при заборе воды в деривацию непосредственно из реки. В этом случае процесс обледенения развивается столь стремительно, что включение электрообогрева может оказаться запоздалым; отсюда следует важность постов наблюдения, расположенных выше водоприемника.

3. Неодинаковая шугонасыщенность потока позволяет в целях экономии электроэнергии рекомендовать применение ступенчатого обогрева.

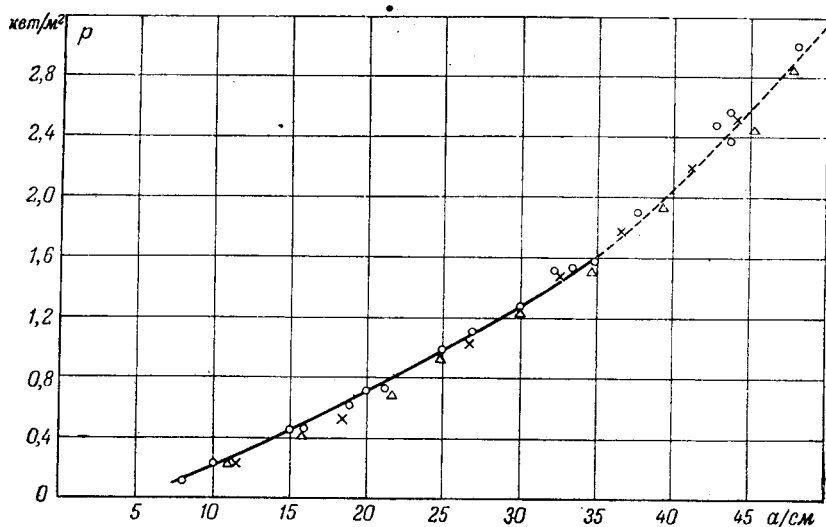


Рис. 1. Зависимость удельной мощности от линейной плотности тока для стальных стержней на трех решетках.

В практике эксплуатации иногда прибегают к выполнению ступенчатого электрообогрева путем отключения части стержней решетки. Такое решение часто является вынужденным, но оно не рационально, так как одновременно с увеличением удельной мощности увеличивается и скорость воды, проходящей через решетку, за счет обмерзания необогреваемой части. Более рациональным следует признать способ изменения напряжения, подводимого к решетке.

Как уже указывалось выше, наиболее удобной для расчетов и достаточно полной характеристикой интенсивности обогрева решеток является расход мощности на единицу поверхности стержней, который нетрудно установить для действующих решеток.

После того как аналитически или путем сравнения с уже действующими установками определена необходимая удельная мощность для проектируемой решетки и произведен ее механический расчет, т. е. определены основные размеры и число стержней, можно выбрать схему решетки и определить параметры питающего трансформатора.

В основу расчетов положена кривая зависимости удельной мощности от линейной плотности тока $\frac{I}{m}$, где m — периметр сечения стержня. На рис. 1 дана теоретическая кривая, заимствованная у Л. Р. Неймана⁴; рядом нанесены точки, полученные опытным путем на трех действующих решетках (данные приведены для температуры 0°С).

С помощью кривой по заданной удельной мощности может быть определена линейная плотность тока, а следовательно, и величина тока в стержне.

⁴ Л. Р. Нейман, Поверхностный эффект в ферромагнитных телах, Госэнергоиздат, 1950.

Напряжение, которое необходимо приложить к решетке для создания требуемого тока, определяется как

$$U = I\sqrt{R^2 + (x_i + x_e)^2},$$

где R — активное сопротивление одной фазы;

x_i — внутреннее индуктивное сопротивление, учитывающее только поток внутри стержня, для одной фазы;

x_e — внешнее индуктивное сопротивление стержней одной фазы.

Как показывает опыт, вычисления при обеспечении приемлемой точности можно значительно сократить и упростить, если воспользоваться зависимостью удельного напряжения от линейной плотности тока (рис. 2).

Следовательно, все данные, необходимые для выбора трансформатора и другой аппаратуры, могут быть получены без большого труда.

При конструировании решетки необходимо увязывать между собой электрический и механический расчеты с целью выбора трансформатора со стандартным напряжением 220/127 в.

В последнее время имеется неоправданная тенденция конструировать решетки таким образом, чтобы напряжение трансформатора не превышало 50 в, якобы по соображениям безопасности. Эти «соображения» опровергаются более чем пятнадцатилетним опытом эксплуатации многих гидроэлектростанций, имеющих обогрев при напряжении от 120 до 220 в.

Применение стандартного напряжения 220/127 в взамен низкого (порядка 50 в) облегчает выполнение установки, уменьшает расход цветных металлов, упрощает выполнение контактных соединений и позволяет применить стандартный трансформатор без переделки.

При выборе мощности питающего трансформатора следует учитывать, что он будет работать

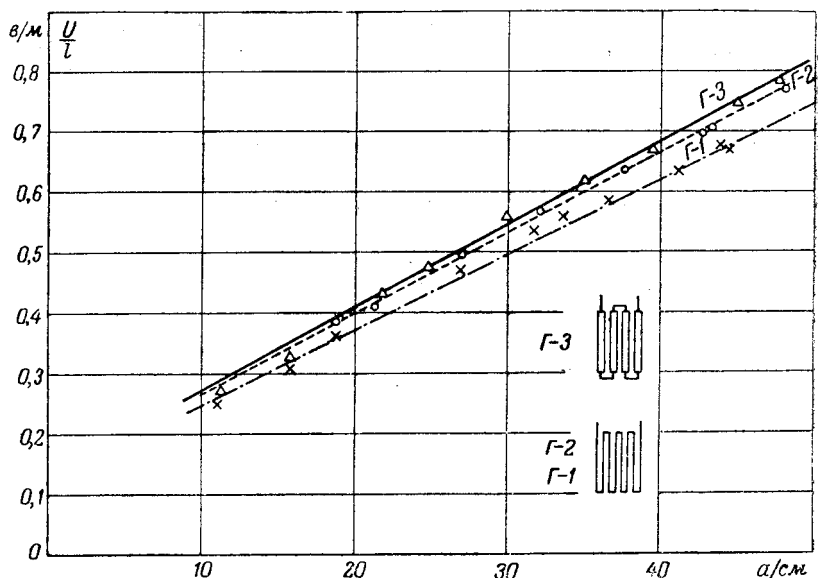


Рис. 2. Зависимость напряжения на единицу длины стержня от линейной плотности тока на трех решетках.

не более трех месяцев в году (зимних), когда температура охлаждающего воздуха имеет низкие значения.

Учитывая, что трансформатор устанавливаются не на открытом воздухе, а в яме напорного сооружения, и могут иметь место кратковременные перегрузки при форсировании обогрева, рекомендуется нормально перегружать трансформатор не более чем на $15 \div 20\%$.

Иногда стремятся принять для электрообогрева решеток более низкое напряжение для того, чтобы снизить утечку тока через воду. Вследствие того, что вода в каналах имеет достаточно большую проводимость, часть тока ответвляется, и стержни, близкие к нулевой точке, обтекаются током меньше тока в стержнях, близких к началам фаз.

Для определения величины тока утечки были произведены измерения на двух соединенных в конце полосах 110×10 мм² длиной 7,5 м при расстоянии между ними в свету 100 мм. При на-

пряжении 11 в между началами стержней разность токов в начале и месте соединения стержней составила 43 а при токе 860 а, т. е. 5%. Кроме того, определена разность токов в начальных и конечных стержнях фазы на действующих решетках.

Для ряда гэс были получены результаты, приведенные в таблице.

№ по пор.	Напряжение, в	Ток в стержнях, а	Разность токов, %
1	106,4	730	5,6
2	157	2 200	5,21
3	225	495	11,3
4	163	2 100	4,7

Анализируя полученные результаты, можно прийти к выводу, что утечка не может служить препятствием для выбора напряжений порядка 120—220 в при токе в стержне больше 1 000 а.

□ □ □

Проверка и регулировка характеристик электромагнитного корректора напряжения

Инж. Л. В. Росман

Важным этапом наладки на генераторе устройства компаундирования с электромагнитным корректором напряжения являются предварительная проверка и регулировка характеристики корректора, включенного на нагрузочный реостат. Излагаемые ниже рекомендации по выполнению такой

от напряжения на входе его измерительного органа. Снятие характеристики производится при подключении на выходе корректора сопротивления нагрузки определенной величины. Регулировка напряжения на входе может производиться установочным автотрансформатором или другим способом. Для тех типов корректоров завода «Электросила», которые не имеют установочных автотрансформаторов, снятие характеристик производится при среднем положении установочных реостатов.

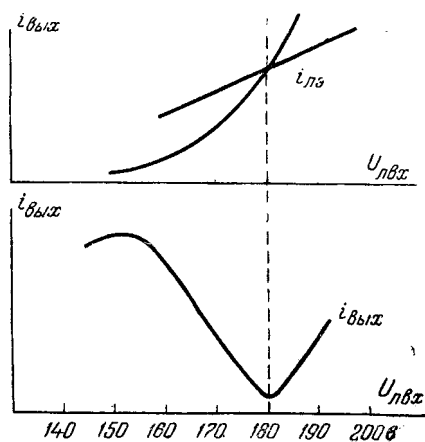


Рис. 1. Характеристика корректора и его элементов (без обратной связи). $I_{НС}$ — ток пассивного элемента; $I_{ДЭ}$ — ток линейного элемента.

проверки и регулировки подготовлены на основе опыта наладочных работ ОАТН института «Гидроэнергопроект»¹.

Характеристика корректора (рис. 1) представляет собой зависимость тока выхода корректора

Требования к характеристике корректора

Иногда наладчику приходится изменять заводскую характеристику корректора в соответствии с конкретными параметрами машин, действительными режимами активной и реактивной нагрузки и требованиями устойчивости регулирования. Однако прежде всего нужно проверить совпадение характеристики корректора с контрольной заводской или с приведенными ниже техническими условиями. Это дает уверенность в исправности корректора после его транспортировки, хранения и монтажа.

Основными параметрами являются точки минимума и максимума, наклон рабочей и (для односистемных корректоров) нерабочей частей характеристики².

Киевский завод треста «Армсеть» настраивает свои односистемные корректоры в со-

¹ Материал разработан инж. Л. Л. Гольдиной, Л. В. Росманом и А. Ф. Тереховым в соответствии с основными указаниями, данными Институтом электротехники АН УССР.

² Под нерабочей частью характеристики согласованно включенного односистемного корректора подразумевается ветвь, расположенная вправо от точки минимума.

ответствии со следующими техническими условиями.

Ток выхода должен быть минимальным при линейном напряжении на входе в пределах 187—191 в. Максимальным ток должен становиться при напряжении в пределах 75—85% напряжения, при котором ток выхода равен минимальному. Величины токов должны соответствовать значениям, приведенным в табл. 1.

Таблица 1

Тип корректора	Сопротивление нагрузки, ом	Минимальный ток выхода, а	Максимальный ток выхода, а	Наибольший длительно допустимый ток выхода, а
ЭМК-1/1	13,3	0,24	5,0	2,4
ЭМК-1/1,5	30	0,16	3,33	1,6
ЭМК-1/2	53,2	0,12	2,5	1,2
ЭМК-1/3	120	0,08	1,67	0,8
ЭМК-2/1	8	0,4	9,0	4,0
ЭМК-2/1,5	18	0,27	6,0	2,7
ЭМК-2/2	32	0,2	4,5	2,0
ЭМК-2/3	72	0,13	3,0	1,34

Наклон рабочей части характеристики проверяется по двум контрольным точкам. Изменению тока выхода корректора от контрольной точки 1 до контрольной точки 2 (табл. 2) должно соответствовать изменение подводимого линейного напряжения не менее чем на 3,5 и не более чем на 10,5 в.

Таблица 2

Тип корректора	Ток выхода (рабочая часть), а		Ток выхода (нерабочая часть), а
	контрольная точка 1	контрольная точка 2	
ЭМК-1/1	0,6	2,4	0,6
ЭМК-1/1,5	0,4	1,6	0,4
ЭМК-1/2	0,3	1,2	0,3
ЭМК-1/3	0,2	0,8	0,2
ЭМК-2/1	1,0	4	1,0
ЭМК-2/1,5	0,67	2,7	0,67
ЭМК-2/2	0,5	2	0,5
ЭМК-2/3	0,33	1,34	0,33

При изменении подводимого линейного напряжения на 17,3 в изменение тока выхода корректора в нерабочей части характеристики не должно превышать значений, указанных в табл. 2.

Двухсистемные корректоры типа ЭМК-Д завода треста «Армсеть» состоят из двух отдельных корректоров типа ЭМК-2. Минимальный ток выхода согласованно включенной системы должен соответствовать 184—187 в линейного напряжения. В остальном характеристика согласованно включенной системы должна удовлетворять техническим условиям на корректор ЭМК-2 соответствующего исполнения.

Характеристика противовключенной системы должна удовлетворять следующим условиям. Минимальный ток выхода противовключенной системы должен лежать в пределах 164—182 в линейного напряжения. Величины минимального тока, наибольшего длительно допустимого тока и сопротивления нагрузки должны соответствовать значениям, указанным в табл. 1 для корректоров ЭМК-2 соответствующего исполнения.

Наклон рабочей части характеристики противовключенной системы проверяется по двум контрольным точкам в соответствии с табл. 2, но верхний предел изменения напряжения составляет в этом случае 7 в вместо 10,5.

В нерабочей части характеристики (влево от точки минимума) ток выхода противовключенной системы не должен быть больше 1,5 минимального.

Завод «Электросила» регулирует корректоры в соответствии с табл. 3.

Наклон нерабочей части характеристики корректоров типа ЭПА-102 должен быть такой же, как у корректоров типа ЭМК-2/1 Киевского завода. Для двухсистемных корректоров завода «Электросила» эта величина не нормируется, так как в их конструкции не предусмотрены блокирующие вентили.

Завод «Электросила» некоторые из своих корректоров регулирует для номинального фазового

Таблица 3

Тип устройства	Сопротивление нагрузки, ом	Напряжение на корректоре при номинальном фазовом вторичном напряжении генератора		Ток выхода, а	Примечания
		160 в	105 в		
ЭПА-102	15	180—190	189—199	0,35—0,5 8—10	Минимальный ток выхода Максимальный ток выхода
		150—165	157—173		
ЭПА 111 ЭПА 131 ЭПА 151 (двухсистемные)	15	173	182	0,4	Минимальный ток выхода каждой системы
		150—165	157—173	Не менее 6,5	Максимальный ток выхода согласованно включенной системы
				0,6—1,5	Промежуточное значение тока выхода противовключенной системы
		180—190	189—199	8—10	Максимальный ток выхода противовключенной системы
				0,6—1,2	Промежуточное значение тока выхода согласованно включенной системы
		168	176	Не менее 4,5	Промежуточное значение тока выхода согласованно включенной системы
		178	187	Не менее 4,5	Промежуточное значение тока выхода противовключенной системы

вторичного напряжения на корректоре 100 в. Поэтому для генераторов, имеющих номинальное фазовое вторичное напряжение 105 в (т. е. первичное 10,5; 6,3 кВ), характеристики таких корректоров должны быть несколько передвинуты (см. табл. 3).

Необходимо подчеркнуть, что приведенные выше величины являются ориентировочными. При наладке нет необходимости добиваться полного совпадения всех значений. В случае существенного отличия характеристики корректора от заводской или в случае необходимости ее изменения может быть произведено регулирование характеристики.

Регулирование характеристики

При снятии характеристики корректора следует контролировать частоту переменного тока. Приведенные выше технические данные соответствуют частоте 50 гц. С изменением частоты характеристика сдвигается примерно так, как показано на рис. 2.

Регулировка характеристики может быть произведена путем воздействия на различные элементы корректора: линейный элемент, обмотку управления магнитного усилителя, обратную связь, сопротивление блокирующего вентиля и установочный автотрансформатор.

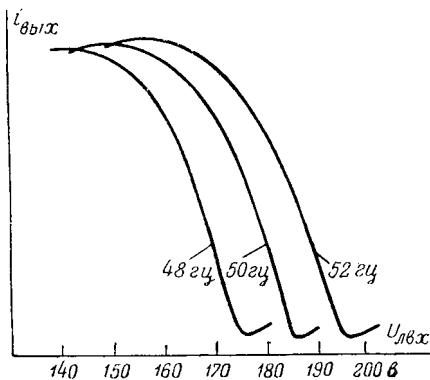


Рис. 2. Влияние частоты на характеристику корректора.

Регулировка воздействием на линейный элемент (ЛЭ) производится путем изменения крутизны характеристики линейного элемента, что сдвигает точку ее пересечения с характеристикой нелинейного элемента.

Увеличение воздушного зазора ЛЭ сдвигает характеристику корректора вправо и увеличивает максимум тока выхода. Уменьшение зазора сдвигает характеристику влево и уменьшает максимум (рис. 3). У корректоров ЭМК предусмотрены специальные винты, вращением которых можно передвигать подвижную часть магнитопровода ЛЭ, меняя тем самым воздушный зазор.

У корректоров типа ЭПА, которые снабжены и установочными автотрансформаторами (УАТ) и установочными релостатами (УРК), последние специально предназначены только для регулировки характеристики. Передвигая УРК в сторону уменьшения тока в обмотке управления магнитного усилителя, включенной на ЛЭ, получают тот же эффект, что и при уменьшении воздушного зазора. У корректоров типа ЭПА, не имеющих

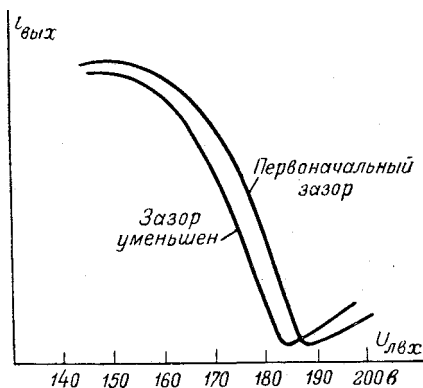


Рис. 3. Влияние изменения зазора линейного элемента на характеристику корректора.

установочных автотрансформаторов, такая регулировка может в небольших пределах осуществляться перемещением исходного положения УРК с обязательной последующей проверкой пределов регулирования. При недостаточности регулировки корректоров типа ЭПА с помощью УРК эта регулировка может быть осуществлена изменением зазора ЛЭ.

Обмотки управления магнитного усилителя имеют различные омические сопротивления. Обычно при выпуске с завода обмотка с меньшим сопротивлением включается на нелинейный элемент (НЭ), а обмотка с большим сопротивлением — на линейный элемент ЛЭ. Перемена местами этих обмоток увеличивает крутизну характеристики ЛЭ и уменьшает крутизну характеристики НЭ.

Таким образом, включение на ЛЭ обмотки с меньшим, а на НЭ — с большим сопротивлением сдвигает характеристику корректора вправо и увеличивает максимум тока выхода корректора (рис. 4).

Перемену местами обмоток управления можно производить не только в трех, но также и в одной или в двух фазах магнитных усилителей, что соответственно сказывается менее сильно.

В некоторых корректорах завода «Электросила» УРК включаются последовательно с обмоткой управления магнитного усилителя. В этих случаях перемена местами обмоток управления сказывается слабо вследствие большой величины

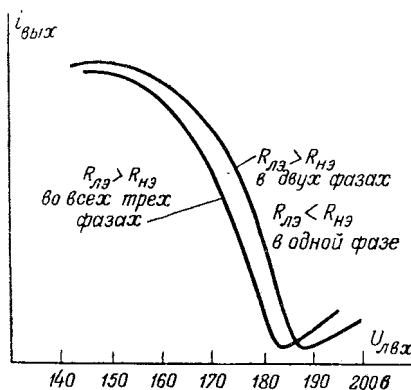


Рис. 4. Влияние перемены местами обмоток управления магнитного усилителя на характеристику корректора.

сопротивления последовательно включенного УРК.

Без обратной связи минимум характеристики корректора соответствует точке пересечения характеристик ЛЭ и НЭ (рис. 1).

При включении обмотки обратной связи (для согласованно включенных систем) резко увеличивается максимум кривой, сдвигается вправо минимум, увеличивается крутизна рабочей и уменьшается крутизна нерабочей части характеристики.

Для противовключенной системы резко увеличивается максимум, минимум сдвигается влево, нерабочая часть становится рабочей и ее крутизна резко увеличивается, а крутизна нерабочей части (в области пониженных напряжений) уменьшается.

Величину обратной связи можно регулировать путем включения и отключения или даже проти-

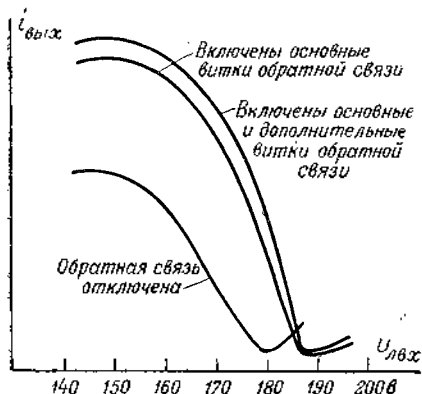


Рис. 5. Влияние обратной связи на характеристику корректора.

вовключения дополнительных витков обратной связи. У корректоров типа ЭПА противовключенные дополнительные витки осуществить нельзя, так как имеются отводы только от общей обмотки обратной связи.

При включении дополнительных витков точка минимума кривой практически не сдвигается, а в остальном эффект аналогичен описанному выше в степени, пропорциональной числу дополнительных витков (рис. 5).

Уменьшение сопротивления, включенного последовательно с блокирующим вентилем, уменьшает крутизну рабочей и нерабочей частей характеристики, сдвигает ее минимум вправо, а также уменьшает максимальный ток корректора, не сдвигая его (рис. 6).

Если характеристика удовлетворяет необходимым условиям по своей форме и величине максимальных и минимальных токов, но лежит в области слишком малых или слишком больших напряжений, то для корректора, имеющего УАТ, характеристика может быть сдвинута путем переключения отпаек последнего.

При работе на основных ответвлениях TN_1 , TN_2 , TN_3 напряжение на выходе УАТ при сред-

нем положении движка равно напряжению на его входе. При переключении на ответвление $+5\%$ при том же положении движка напряжение на выходе УАТ, т. е. на входе корректора, увеличивается примерно на 5% . Иными словами, характеристика корректора в масштабе напряжений, подводимых к УАТ, сдвигается параллельно самой себе влево на $8-9$ в линейных. Аналогично переключение на ответвление -5% сдвигает характеристику вправо.

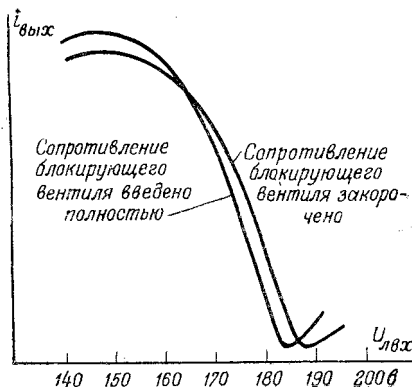


Рис. 6. Влияние сопротивления блокирующего вентиля на характеристику корректора.

Проверка пределов регулирования

После настройки характеристики следует проверить, какие пределы регулирования обеспечиваются установочным устройством корректора.

Для этого при номинальном напряжении изменяют положение установочного устройства (УАТ или УРК) от одной до другой крайней уставки.

Рабочий отрезок характеристики корректора должен находиться примерно в середине участка между пределами регулирования, если на генераторе в эксплуатации возможны одинаковые отклонения напряжения в обе стороны.

Если более вероятны нормальные режимы работы генератора при повышенных напряжениях, то пределы регулирования лучше настроить так, чтобы рабочий отрезок располагался ближе к высшему пределу по напряжению (т. е. ближе к отметке «ниже» на установочном устройстве) и наоборот — при работе с пониженными напряжениями.

Рабочей частью характеристики для односистемных корректоров является зона от минимального до наибольшего длительно допустимого тока; для двухсистемных корректоров — зона между наибольшими длительно допустимыми токами обеих систем.

Изменение пределов регулирования производится переключением отпаек УАТ или изменением крутизны характеристики ЛЭ по методам, описанным выше.

Окончательная проверка пределов регулирования производится на генераторе в различных режимах его работы после включения корректора.



Методы профилактических испытаний высоковольтных кабельных линий

Инж. В. И. Погарский

Анализ показывает, что причиной большинства повреждений кабельных линий являются различные сосредоточенные дефекты. Многие из них выявляются профилактическими испытаниями кабельных линий постоянным током высокого напряжения. Однако часть дефектов все же остается невыявленной.

Эффективность испытаний постоянным током можно повысить путем сокращения сроков между ними, но это приведет к частым массовым отключениям кабельных линий, что является практически невозможным и экономически нерациональным.

Эксплуатирующими организациями уже давно высказываются пожелания о разработке новых методов испытаний, которые позволяли бы обнаруживать все дефекты кабельных линий и притом на ранней стадии их развития.

В 1950—1951 гг. ОргрЭС совместно с Московской кабельной сетью Мосэнерго провел исследования следующих методов:

1. Повышение испытательных напряжений постоянного тока.
2. Испытания по двухполярным схемам постоянного тока.
3. Испытания методом постоянно-переменного тока.

Применяемые уровни испытательных напряжений постоянного тока создают в изоляции кабелей электрические напряженности, примерно в 6—8 раз меньшие, чем предельная прочность кабелей¹, и в 2—3 раза меньшие по сравнению с электрическими градиентами, которые могут быть допущены при длительной работе кабелей на постоянном токе².

Следовательно, имеются принципиальные возможности дальнейшего подъема уровней испытательных напряжений постоянного тока.

Повышение испытательных напряжений должно быть увязано с реальной электрической прочностью принятых в эксплуатации нормальных конструкций концевых муфт; в первую очередь с величиной их поверхностного разрядного напряжения.

¹ В. И. Погарский, Электрическая прочность многослойной бумажной (кабельной) изоляции при постоянном токе, „Электрические станции“, 1938, № 3.

² В. Т. Ренке, Старение пропитанной бумажной изоляции при переменном и постоянном напряжениях, „Электричество“, 1952, № 4.

Около 20% электрических пробоев кабелей (при авариях и профилактике) составляют междуфазовые повреждения³.

При испытаниях кабелей по однополярной схеме приложенное испытательное напряжение оказывается одинаковым как для междуфазовой изоляции, так и для изоляции жил по отношению к земле (тогда как воздействующее рабочее напряжение на первой из них в $\sqrt{3}$ раз больше), вследствие чего ряд дефектов в междуфазовой изоляции может оказаться своевременно невыявленным.

Двухполярная схема — одновременное приложение высокого напряжения к двум фазам кабелей — дает более правильное распределение градиентов в изоляции трехфазных кабелей и возможность дополнительного выявления дефектов.

Для кабельной изоляции с вязкой пропиткой, находящейся под воздействием высокого потенциала, характерны резко выраженные процессы высоковольтной поляризации и абсорбции.

При известных условиях эти процессы затрудняют выявление сосредоточенных дефектов на ранней стадии их развития (дефекты без образования заметных каналов проводимости).

Одновременное приложение к высоковольтному кабелю переменного потенциала обуславливает перераспределение внутренних напряжений и поверхностных зарядов, а также связанных с ними тангенциальных напряженностей электрического поля, что способствует выявлению как сосредоточенных дефектов, так и дефектов в соединительных муфтах и концевых разделках.

Испытаниям подвергались трехфазные кабели типа СБ 6 и 10 кВ сечением от 3×70 до 3×150 мм².

В числе кабелей, подвергавшихся испытаниям, были как новые, так и находившиеся длительное время в работе, имеющие сосредоточенные дефекты всех тех видов, которые обычно встречаются на практике: различные механические повреждения (проколы свинцовой оболочки, вмятины ломом, крутые изгибы и изломы кабеля), дефекты заводского происхождения (недостаточная толщина изоляции, большое количество сопадающих бумажных лент, надрывов и разрывов в чух), сильное местное осушение изоляции и др.

Были созданы условия, при которых дефекты

³ И. Н. Беляков, Анализ повреждений от замыканий на землю в кабельных сетях, „Электрические станции“, 1952, № 6.

на кабелях могли развиваться — кабели подвергались многократному нагреву и охлаждению с одновременным приложением (и без приложения) напряжения переменного тока $1-1,5 U_{нол.}$. Часть кабелей, имевших сквозные повреждения свинцовой оболочки, периодически увлажнялась.

Кабели через определенные промежутки времени подвергались испытаниям различными методами: постоянным током повышенного напряжения по однополярной (рис. 1,а) или двухполярной (рис. 1,б) схемам, а также постоянно-переменным током (рис. 1,в).

На процесс старения кабелей и на развитие дефектов в них, вплоть до пробоя, затрачивалось различное, иногда весьма продолжительное время, в результате чего на исполнение всей программы работ потребовалось время более 1,5 лет.

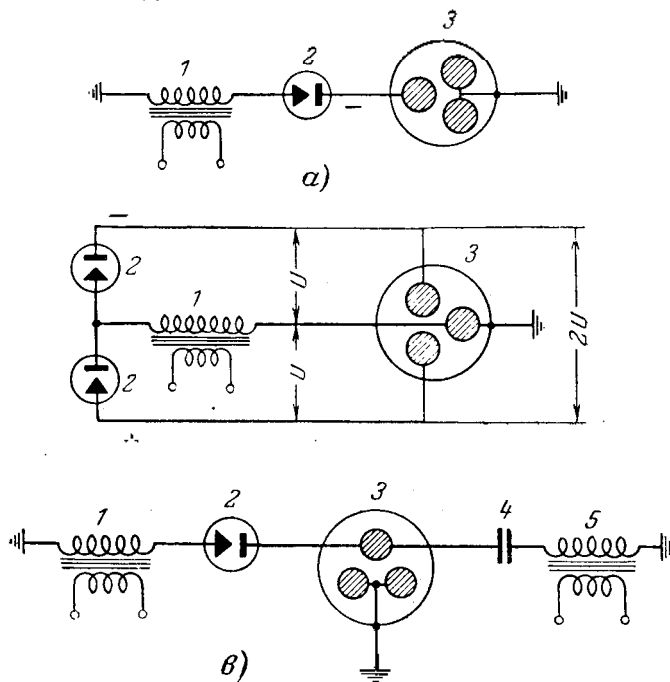
Во время испытаний были применены испытательные напряжения постоянного тока для кабелей 6 кв—до 50—70 кв и для кабелей 10 кв—до 70—110 кв; при одновременном приложении напряжения переменного тока: для кабелей 6 кв—до 4—8 кв и для кабелей 10 кв—до 10—15 кв.

Испытания показали, что для выявления различных дефектов в кабелях требуются разные оптимальные условия.

Наиболее быстро выявлялись дефекты со сквозным повреждением свинцовой оболочки и одновременным попаданием влаги в изоляцию.

Дефекты без сквозного повреждения свинцовой оболочки (вмятины, крутые изгибы, монтажные дефекты в муфтах) развиваются во много раз медленнее и в практических условиях до их полного развития (до пробоя) может пройти время от нескольких месяцев до нескольких лет.

При испытаниях кабелей 10 кв оказалось, что ряд повреждений может быть выявлен только новыми методами испытаний.



Схемы испытаний высоковольтного трехфазного кабеля. а—однополярная схема постоянного тока; б—двухполярная схема постоянного тока; в—схема постоянно-переменного тока; 1—высоковольтный испытательный трансформатор; 2—выпрямительная (кентронная) лампа; 3—испытываемый трехфазный кабель; 4—разделительная емкость; 5—высоковольтный трансформатор для подачи переменного тока на кабель.

Так, дефект на одном кабеле, представлявший механическое повреждение с увлажнением изоляции, был обнаружен лишь при испытаниях постоянно-переменным током. При однополярной схеме постоянного тока кабель выдерживал 55 кв. При одновременном приложении напряжения переменного тока 5 кв *эфф* дефект был отчетливо обнаружен при напряжении постоянного тока 45 кв.

Дефект на другом кабеле, имевшем сквозное механическое повреждение, был обнаружен только при испытаниях по двухполярной схеме постоянного тока.

Представляют интерес результаты испытания образца кабеля, изогнутого с радиусом изгиба, равным шести диаметрам кабеля (по свинцовой оболочке). Несмотря на тяжелые условия искусственного старения (циклы нагрева до 48°С на свинцовой оболочке), дефект кабеля не выявлялся при испытаниях постоянным током повышенного напряжения в течение 1,5 мес. В дальнейшем изгиб время от времени увеличивался, и через 2 мес. после начала испытаний радиус изгиба был доведен (уменьшен) до трех диаметров свинцовой оболочки.

После этого понадобилось еще 2 мес. усиленного старения кабеля и после 69 циклов нагрева и охлаждения дефект удалось обнаружить при испытаниях только постоянно-переменным током от двухполярной схемы при величине напряжения постоянного тока 90 кв и переменного 15 кв.

Как показали результаты вскрытия и разборки кабеля, пробой произошел между фазами в месте наибольшего изгиба. Все ленты поясной изоляции разошлись на 5—7 мм и имели много разрывов и надрывов. С внутренней стороны изгиба на поясной изоляции образовались глубокие морщины. Фазовая изоляция имела общий излом в месте пробоя. Почти на всех лентах фазовой изоляции были обнаружены глубокие надрывы и разрывы, продольные и диагональные трещины.

Аналогичные результаты были получены на образцах кабелей 6 кв.

Как видно из общей сводки результатов испытаний кабелей (табл. 1), только в половине случаев (46,5%) дефекты были обнаружены при однополярной схеме постоянного тока высокого напряжения. Всего при однополярной схеме испытаний, в том числе и с применением одновременно приложенного напряжения переменного тока, выявилось до 70% всех дефектов. Остальные 30% дефектов были обнаружены при испытаниях образцов кабелей по двухполярной схеме.

Данные показывают, что при испытаниях в более поздней стадии развития дефектов в кабелях чаще всего имеют место пробой с жилы на землю и, наоборот, в более ранней стадии развития дефектов, особенно в тех случаях, когда изоляция не увлажнена, относительно чаще имеет место пробой изоляции с жилы на жилу.

Результаты испытаний кабелей, где сосредоточенные дефекты в момент их искусственного создания затрагивали преимущественно участки изоляции в зонах между двумя жилами, показали, что в результате последующего развития этих дефектов число пробоев с фазы на фазу было 14, т. е. 40%, а пробоев с фазы на землю (оболочку) — 21, т. е. 60%.

Общая сводка результатов испытаний кабелей

Наименование		Схема испытаний				Виды пробоев	
		однополярная		двухполярная		с жилы на оболочку	с жилы на жилу
		постоянный ток	постоянно-переменный ток	постоянный ток	постоянно-переменный ток		
		Старый метод	Новые методы				
Все высоковольтные кабели 6—10 кВ, подвергавшиеся испытаниям	Количество пробоев, %	32 46,5	16 23,0	10 14,5	11 16,0	48 70	21 30
Кабели 6—10 кВ, имевшие сквозные повреждения свинцовых оболочек с увлажнением изоляции	Количество пробоев, %	25 71,4	5 14,3	3 8,6	2 5,7	31 89	4 11

Из этого можно сделать вывод, что если профилактические испытания кабельных линий производятся заблаговременно и имеют целью выявить дефект в изоляции на более ранней стадии его развития, то в ряде случаев они могут быть легче выявлены при испытаниях по двухполярной схеме.

Многочисленные испытания кабелей высоким напряжением (100 и более испытаний) новыми методами дали возможность получить материалы о закономерности пробоев кабелей при этих методах испытаний и некоторое представление о физических процессах, происходящих в изоляции кабелей при воздействии на нее постоянно-переменного тока.

Пробой кабелей в местах сосредоточенных дефектов наступал в 95% случаев при предельных величинах весьма высоких испытательных напряжений, указанных ранее.

При испытаниях постоянным током в 90—95% случаев пробой происходил в течение двух первых минут испытаний. При испытаниях постоянно-переменным током в 80—90% случаев пробой происходил в течение пяти первых минут испытаний и остальные — на 6—10-й минутах испытаний. Не было отмечено ни одного случая, чтобы пробой кабелей происходил не в месте сосредоточенного дефекта (на кабеле или в муфте).

Следовательно, при новых методах испытаний (и тех величинах испытательных напряжений, которые были приняты) закономерности пробоев остаются примерно те же, что и при старом методе (однополярная установка постоянного тока).

Известно, что при воздействии на изоляцию кабеля с вязкой пропиткой переменного тока высокого напряжения процесс пробоя изоляции определяют ионизационные явления в газопустотных включениях, возникновение заметных диэлектрических потерь в изоляции.

Наблюдения показали, что при производстве профилактических испытаний кабельных линий постоянно-переменным током в их основной изоляции (вне сосредоточенных дефектов) диэлектрические процессы, характеризующиеся величиной диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$), остаются практически неизменными и соответствуют значениям лишь тех весьма малых напряжений переменного тока,

которые прилагались к кабелям одновременно с постоянным током. При вскрытиях кабелей, пробитых в дефектном месте, в их остальной изоляции не было обнаружено каких-либо следов являющийся ионизационного или теплового пробоя.

Это позволило сделать вывод, что одновременное приложение к кабельным линиям постоянно-переменного тока, при напряжении переменного тока порядка $U_{ном}$, не может вызвать каких-либо опасных последствий в практически здоровой изоляции кабельных линий (как кабелей, так и муфт).

При выборе величин испытательных напряжений было установлено наблюдение за нормальными стальными воронками (в количестве около 60 шт.) внутренней установки, залитыми битумным составом МБ-90 и небольшим количеством полусухих муфт типа свинцовых перчаток, а также сухих кембриковых разделок.

Наблюдения показали, что поверхностные перекрытия наступают в подавляющем большинстве случаев на кабелях 10 кВ при напряжениях по отношению к земле не ниже 60—65 кВ и на кабелях 6 кВ — не ниже 50—60 кВ.

Ни одна концевая разделка не была пробита в процессе испытаний.

При испытаниях по двухполярной схеме концевые разделки выдерживали высокие напряжения (особенно постоянно-переменного тока) не менее устойчиво, чем при обычных испытаниях (одна фаза против двух других и свинцовой оболочки).

Результаты исследований новых методов испытаний кабельных линий 6—10 кВ, показавшие их безусловную эффективность, позволили установить и рекомендовать величины испытательных напряжений, указанные в табл. 2 и 3.

Таблица 2
Напряжение при испытании постоянным током

Номинальное напряжение кабельных линий, кВ	Испытательное напряжение, кВ	
	при однополярной схеме	при двухполярной схеме
6	до 40	до 55
10	до 55	до 75

Таблица 3

Напряжение при испытании постоянно-переменным током

Номинальное напряжение кабельных линий, кВ	Испытательное напряжение, кВ			
	при однополярной схеме		при двухполярной схеме	
	постоянного тока	переменного тока	постоянного тока	переменного тока
6	35	4	45	6
10	50	5	60	10

Для испытаний кабельных линий по двухполярной схеме могут быть использованы все те элементы оборудования, из которых состоят применяемые выпрямительные кенотронные установки. Передвижные контрольно-испытательные установки должны быть дополнены одной кенотронной лампой (обычно типа КР-110) и одним накальным трансформатором.

Метод постоянно-переменного тока на практике может применяться для испытаний кабелей как по однополярной, так и по двухполярной схемам. Переменный ток (переменная слагающая) на испытываемый кабель должен подаваться через разделительную емкость, в качестве которой могут быть использованы статические конденсаторы типа КМ-10, соединяемые в батареи из 2—6 элемен-

тов. В ряде случаев могут быть использованы высоковольтные конденсаторы типа ИМ60-0,04 или конденсаторы типа РЛ-32,5-0,25. Для испытаний кабельных линий 3—10 кВ длиной до 0,5—1 км (практически все станционные кабели, все распределительные кабели городских сетей) потребуются трансформаторы мощностью 5—10 кВА на напряжение 10—20 кВ. Лишь для испытаний длинных кабельных линий (длиной по нескольку километров) потребуются трансформаторы мощностью до 50—60 кВА.

Выводы

1. Лабораторная проверка новых методов испытаний (двухполярная схема постоянного тока, постоянно-переменный ток) показала, что с их помощью может быть выявлено большее количество сосредоточенных дефектов на кабельных линиях, чем при испытаниях по принятому в настоящее время методу.

2. Следует рекомендовать применение новых методов в условиях эксплуатации для накопления производственного опыта.

3. Новые методы испытаний могут быть использованы и применены как в комплексе приемосдаточных испытаний вновь проложенных линий, так и для контроля кабельной продукции, выпускаемой с заводов.



Грозы в Средней Азии

Инж. М. Д. Глейзер

Изучению грозовой деятельности в районах Европейской части СССР и на Кавказе уделено достаточно много внимания. Проведены значительные по своему объему и результатам исследования молнии и составлены схемы распределения гроз в этих районах, а также изучаются эксплуатационные материалы по грозовой аварий-

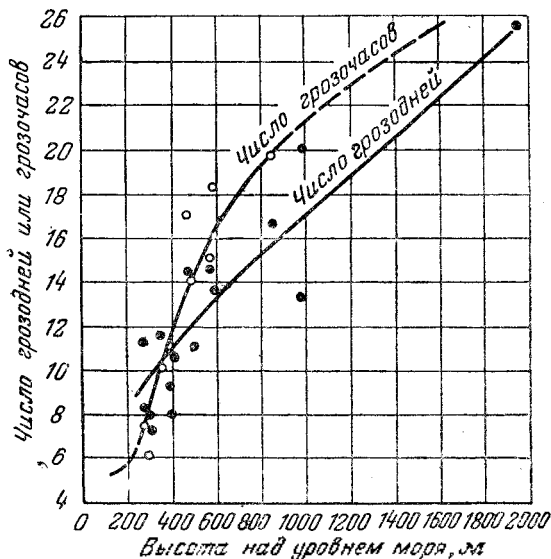
ности энергосистем¹. Мало исследованной в этом отношении остается территория Средней Азии, несмотря на значительную протяженность высоковольтных сетей, построенных главным образом в последнее десятилетие.

Некоторую роль в запаздывании с исследованием этой территории сыграло установившееся мнение о слабой грозовой деятельности в Средней Азии. Однако такое мнение не соответствует результатам эксплуатации энергосистем.

Как будет показано ниже, восточная часть Средней Азии в отличие от западной характеризуется значительной грозовой деятельностью. Среднее число грозовых дней в этой части достигает 20—40 за сезон. В предгорных районах, и особенно в горах, отмечена значительная как по повторяемости, так и по интенсивности грозовая деятельность (рисунок). Кривые устанавливают также факт повышения средней продолжительности грозы с увеличением высоты местности над уровнем моря.

Развитие старых, проектирование и строительство новых высоковольтных сетей идет сейчас в Средней Азии большими темпами.

В свете изложенного становится очевидной актуальность изучения грозовой деятельности в Средней Азии. Для поставленной цели исполь-



Среднегодовое число грозовых дней и грозовых часов в зависимости от высоты местности над уровнем моря.

¹ В. В. Бургсдорф, Грозозащита энергосистем и вопросы ее совершенствования, Труды научно-технической сессии по перенапряжениям, Госэнергоиздат, 1949.

зованы многолетние метеорологические данные, обработанные по годам и по числу дней, а по большей части пунктов — и часов, с близкими и отдаленными грозами раздельно.

Ход грозовой деятельности по годам для остальных пунктов также неравномерный. В отдельные годы, особенно в западной части территории, совсем не бывает гроз. Такая неравномерность заставляет осторожно подходить к вопросу использования данных по пунктам с малым числом лет наблюдений. Поэтому представилось целесообразным на данном этапе исключить из рассмотрения пункты с числом лет наблюдения, меньшим восьми.

Результаты обработки материалов показали, что картина относительного распределения грозовой деятельности будет примерно одинаковой, принять ли за основу число грозовых дней или продолжительность грозовых явлений, близкие грозы или суммарное число их с отдаленными. Грозная деятельность, слабая на Западе, по мере удаления на Восток возрастает. Повторяемость в горах выше, чем в прилегающих долинах или равнинах, т. е. имеет место общая в подобных случаях тенденция относительного повышения грозовой деятельности по мере перехода местности от равнины к горам в данном районе (см. рисунок).

Это общее положение резко нарушается в области Памиро-Алтай, так называемой «Крыше мира», отличающейся самой слабой грозовой деятельностью в Средней Азии. Так, например, для Мургаба на Памире с высотой 3 673 м над уровнем моря показатель грозовой деятельности по числу дней составляет 3,02 (на основании 36 лет наблюдений), в то время как для пункта Тянь-Шань в Киргизии с той же примерно высотой он равен 24,9 дня. При этом кривая годового хода температур для Мургаба лежит выше такой кривой для Тянь-Шаня. Слабую грозовую деятельность на Памире, в Туркменской низменности и некоторых других районах Средней Азии следует приписать в основном особо низкой влажности воздуха при температурах, сопутствующих образованию гроз. Наиболее низкая влажность воздуха на Памире. Область наибольшей грозовой деятельности у озера Иссык-Куль отличается и максимальной в Средней Азии влажностью воздуха в теплое время года.

Важно оценить степень грозовой деятельности в западной части Туркмении, отличающейся большой сухостью и однообразием орографии местности. Оба эти обстоятельства, как известно, не могут способствовать образованию как внутримассовых, так и фронтальных гроз. По данным пунктов, имеющих число в северной части района, среднегодовое число грозодней не превышает 7. Отдельные максимумы в 15 грозодней в году встречаются не чаще одного раза в 15 лет. Однако на участках предполагаемого здесь прохождения высоковольтной линии следует считать с возможной повышенной грозовой деятельностью.

Годовой ход грозовой деятельности в Средней Азии имеет свои особенности. В Туркмении грозы наблюдаются в феврале и ноябре, а в южной части — даже в январе и декабре. В горных районах

грозовой сезон начинается позднее и соответственно отодвигается месяц с наибольшей грозовой деятельностью. В северной части Узбекской ССР начало грозового сезона возможно в марте с максимумом в апреле—мае в Ташкентской области и июне в Ферганской долине. Грозная деятельность в восточной части территории начинается, как правило, не ранее апреля.

Ниже приводятся результаты обобщения опыта эксплуатации высоковольтных сетей, в основном построенных в течение последнего десятилетия и главным образом во время Великой Отечественной войны.

В первый период работы сетей вопросам грозозащиты не уделялось достаточного внимания, в результате чего не только линии, но и подходы к подстанциям строились без тросов. Открытые подстанции оставались преимущественно без защиты от прямых ударов молний. Число установленных вентиляльных и трубчатых разрядников было недостаточным.

Линии электропередачи проходят в резко различных топографических условиях. Основная масса их расположена в равнинной местности на отметках 300 — 600 м над уровнем моря. Показатель грозовой деятельности (по времени с грозой для них) составляет 10 — 15 дней в году. Часть линий проходит в предгорьях и в горах; показатель грозовой деятельности их от 20 до 25 дней. По конструктивному исполнению линии распределяются следующим образом:

1. Линии 35 кВ — преимущественно (63%) на деревянных опорах с горизонтальным расположением проводов при расстояниях между ними от 3 до 4 м, остальные — на металлических опорах и за исключением одной двухцепной линии длиной около 5 км без тросов. Есть отдельные небольшие участки на свечкообразных опорах со слабой междуфазовой изоляцией.

2. Линии 110 кВ — в основном на металлических опорах с тросами только на подходах. Они приняты в эксплуатацию с 1949 г., что дало прирост в общей длине линий около 90%. Одна линия длиной 72,5 км — на деревянных П-образных опорах без тросов.

Наиболее полные данные по грозовым отключениям и повреждениям имеются, начиная с 1946 г., по которым собраны и обработаны материалы по всем видам отключений. Сомнительные случаи, а также случаи успешной работы АПВ при невыясненных причинах отключений проверялись путем соответствующих запросов местного Управления гидрометслужбы. Таким путем удалось выявить несколько дополнительных отключений явно грозового характера.

Результаты обследования, охватывающего период времени в 6 лет разной степени грозовой интенсивности, приведены в сводной таблице на стр. 44.

Повреждения на линиях по своему характеру распределяются следующим образом: загорание или расщепление траверз с падением провода на землю, расщепления стоек и траверз, ожоги и повреждения изоляторов и разрывы разрядников РТО-35. Отмечены также случаи незначительных ожогов или оплавлений проводов.

Сводная таблица данных по грозovým отключениям и повреждениям

Показатель	Линии 110 кв			Линии 35 кв			
	на металличе- ских опорах		на деревянных опорах без тросов (одна пред- горная линия)	на деревянных П-образных опо- рах без тросов			
	с тросами	без тросов		горные и пред- горные	равнинного типа	для всех линий этой категории	на металличе- ских опо- рах или со слабой меж- дуфазовой изоляцией
Удельное чис- ло отключений (на 100 км) линий	0	0—44—0,59*	0,93	0,6	0,74	0,65	0,24
Удельное чис- ло поврежде- ний (на 100 км):							
траверз	0	0	1,61	0,81	0,147	0,535	0
стоек	0	0	1,38	1,31	0	0,77	0
изоляторов	0	3,13	0	0	0,147	0,06	0
Удельное чис- ло отключений с остаточным повреждением (на 100 км)	0	0,074	0,69	0,1	0	0,06	0
Количество отключений, допускавших по состоянию линий немед- ленное повтор- ное включение, %	0	83,5—87,5*	25	83,5	100	91	100

Примечание. Звездочками отмечены данные, включающие два невыясненных случая.

Характер повреждений на подстанциях: разрушение вентильных разрядников, пробой изоляторов ШТ-30, П-4,5 и ИШД-35 и повреждения трубчатых разрядников.

Приведенные данные характеризуют работу сетей 110 и 35 кв. Значительной была поражаемость и линий 6 кв. Так, например, в 1951 г. зарегистрировано три грозových удара в линии 6 кв, сопровождавшихся повреждениями на линиях. Характерно, что один из этих ударов поразил линию 6 кв на генераторном напряжении длиной 2 км в районе со среднегодовым числом 15 грозодней. Линия на время грозы была заранее отключена от генераторов.

При рассмотрении в таблице итогов работы линий 110 и 35 кв бросается прежде всего в глаза высокая повреждаемость горных и предгорных линий. Особо неблагоприятной оказалась работа линии 110 кв. Все случаи загорания или расщепления траверз имели место на горных и предгор-

ных линиях. На них отмечено также большое число значительных расщеплений древесины. В двух случаях пострадало по шесть опор одновременно, в одном — три опоры, причем расщепления имели место в каждом из этих случаев как между фазами, так и по пути на землю, что свидетельствует о значительной интенсивности ударов.

В то же время на линиях 35 кв равнинного типа отмечен только один случай расщепления траверзы на одной опоре и не было ни одного случая с остаточным повреждением на линии. Особенно благоприятной оказалась работа группы линий 35 кв на металлических опорах без тросов, расположенной главным образом в пределах города. Повидимому, здесь сказалось также экранирующее действие окружающих зданий и деревьев. Линии 110 кв на металлических опорах без тросов, идущие по открытой местности равнинного характера, работали спокойнее, чем более грозоупорная по своей конструкции подгорная линия 110 кв на деревянных опорах.

Отдельно следует отметить случай удара в двухцепную линию 110 кв на металлических опорах, приведший к повреждению изоляторов и отключению обеих цепей. Линия автоматическим повторным включением не была оборудована. Из учтенных в равнинных местностях грозových поражений это был первый удар относительно большой силы.

Изложенное приводит к выводу о значительно более интенсивной грозовой деятельности в горных местностях, чем в прилегающих к ним равнинах. Большая интенсивность гроз в горах подтверждается также визуальными наблюдениями.

Выводы

1. Распределение грозовой деятельности по территории Средней Азии представляет собой довольно пеструю картину. Количество грозодней в году в одних местах меньше 5, в других — порядка 40 и по основной части территории — 10 — 30.

Наблюдается большое влияние долготы местности: грозовая деятельность возрастает по мере удаления на восток. Особенно резко сказывается высота местности: с повышением отметки количество грозодней и продолжительность гроз, как правило, увеличиваются.

2. Грозы в Средней Азии начинаются ранней весной. Начало грозового сезона для разных точек территории различно (январь — апрель). Летом гроз почти нет. Осенью они вновь возобновляются, но уже в меньшей степени, чем весной, и в течение более короткого периода. Подготовка к грозovому сезону должна вестись с учетом возможного начала сезона в данном районе.



Опыт применения башенных кранов типа БК-25-48

На одной из строящихся электростанций для монтажа металлоконструкций каркаса здания и тепломеханического оборудования установлены два башенных крана типа БК-25-48 грузоподъемностью 25 т.

Одним из существенных недостатков этих кранов является отсутствие кабины крановщика. Обслуживание расположенных на портале лебедок крана требует перемещений крановщика между лебедками и выделения специального лица, передающего сигналы бригады, так как действия бригады при работе с крюком крана на земле в поле зрения крановщика не попадают. Кроме того, у кранов не имелось концевых выключателей.

В процессе монтажа и эксплуатации кранов монтажной организацией эти недостатки были устранены.

Для удобства работы крановщика на кране установлена кабина (рис. 1), в которой расположены: контроллеры управления лебедками подъема груза 3 и стрелы 2 и лебедкой поворота 1, аварийный выключатель, управляемый кнопкой 5, указатель вылета стрелы 7, совмещенный с указателем разрешенной грузоподъемности, указатель положения крюка 6. Кабина выполнена из металлического каркаса, обшита досками, остеклена и установлена на специальном постаменте, что увеличивает поле зрения крановщика.

Указатель вылета стрелы (рис. 2), установленный на кране, состоит из винта 1, прикрепленного к валу лебедки подъема стрелы. По винту перемещается в направляющих 3 гайка 2.

На гайке 2 укреплен стрелка 4, которая, передвигаясь по шкале указателя 5, фиксирует вылет стрелы. Указатель 5 смонтирован на лебедке.

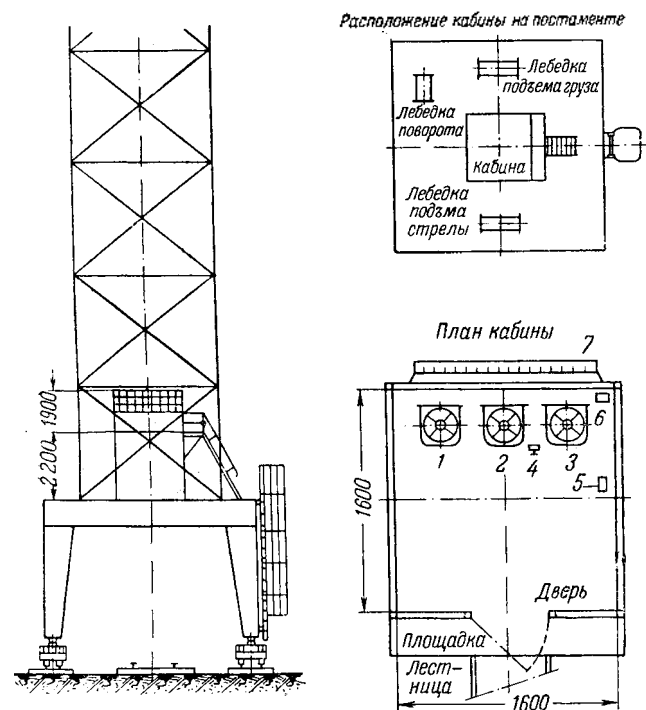


Рис. 1. Кабина крановщика на кране.

1—контроллер лебедки поворота; 2—контроллер лебедки подъема стрелы; 3—контроллер лебедки подъема груза; 4—кнопка сигнала; 5—кнопка аварийного выключателя; 6—указатель положения крюка; 7—указатель вылета стрелы.

Кроме того, в кабине крановщика установлен указатель 9, на котором, помимо вылета стрелы, нанесена разрешенная грузоподъемность. Стрела указателя 9 связана с гайкой 2 при помощи троса. К гайке также прикреплен трос 8 корректирования показаний указателя положения крюка крана.

При достижении положений, соответствующих минимальному и максимальному вылетам стрелы, гайка 2 своим упором действует на рычаги концевых выключателей вылета стрелы, которые отключают электродвигатель лебедки подъема стрелы.

Показания указателя вылета стрелы крана и работа концевых выключателей проверяются один раз в десять дней, а также при замене троса полисапта подъема стрелы крана.

Указатель положения крюка (рис. 3) выполнен аналогично указателю вылета стрелы, а именно:

к валу лебедки подъема груза прикреплены винт 1, по которому перемещается в направляющих гайка 2;

к гайке 2 прикреплен трос, с которым связана стрелка указателя 9, установленного в кабине крановщика. Указатель 9 проградуирован по высоте подъема крюка.

Но в кранах данной конструкции перемещение крюка является результатом не только работы лебедки подъема груза, но также перемещения стрелы крана. Поэтому указатель высоты крюка должен реагировать также и на перемещение стрелы.

Для достижения этого к тросу указателя 9 прикрепляется специальный ролик 12, который связан тросом 3 с гайкой указателя вылета стрелы.

При перемещении гайки указателя вылета стрелы ролик 12 оттягивает трос указателя 9 и, таким образом, на последнем фиксируется перемещение крюка.

При указанной на рисунке схеме указателя величина расстояния L между роликами будет находиться в следующей зависимости от перемещения A гайки указателя вылета стрелы и перемещения B гайки указателя положения крюка при изменении вылета стрелы от минимального до максимального:

$$L = \sqrt{B^2 - \frac{A^2}{4}}$$

Максимальный прогиб троса указателя должен быть при максимальном вылете стрелы крана. При достижении стрелкой указателя положения, соответствующего максимальной высоте подъема крюка, груз 11, укрепленный на конце троса, действует на рычаг концевого выключателя и отключает электродвигатель лебедки подъема груза.

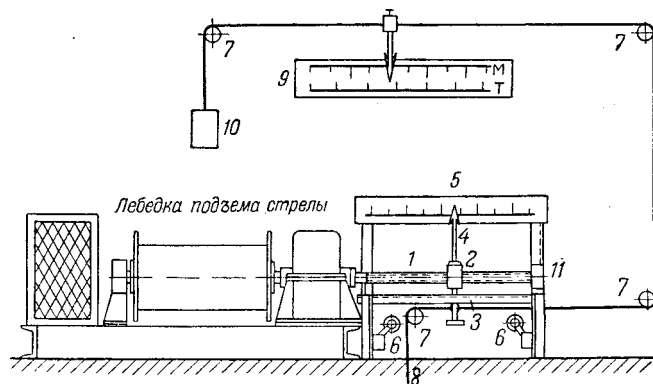


Рис. 2. Указатель вылета стрелы.

1—винт с шагом резьбы 8 мм; 2—гайка; 3—направляющая; 4—стрелка; 5—указатель вылета стрелы у лебедки; 6—концевые выключатели; 7—ролики; 8—трос к указателю положения крюка; 9—указатель вылета стрелы в кабине крановщика; 10—груз; 11—подшипник.

Правильность показаний указателя положения крюка и работа конечного выключателя проверяются один раз в месяц.

Для обеспечения надежной работы кранов и предупреждения возможных аварий от перегрузок предусмотрены ограничители грузоподъемности.

Ограничители грузоподъемности устанавливаются на тросе грузового полиспаста, идущего к лебедке, в районе нижней части поворотной мачты.

Конструкция ограничителя, схема его установки, а также действующие в нем усилия показаны на рис. 4.

Ограничитель грузоподъемности состоит из ролика 5, изгибающего трос, идущий к грузовой лебедке крана. При изгибе троса на ролик действует сила Q , величина которой зависит от натяжения троса P и угла изгиба троса α , т. е. от прогиба троса. Действующее усилие Q уравновешивается грузом 6, равным усилию, действующему на ролик при перегрузке крана на 7—10% максимальной грузоподъемности. При перегрузке крана выше указанной величины усилие Q будет больше груза 6 и переместит ролик в корпусе 4 ограничителя на величину K .

На корпусе ограничителя 4 установлен выключатель 7. При перемещении ролика рычаг, связанный с осью ролика, действует на кнопку выключателя 7, в результате чего происходит отключение (через контактор защитной панели) электродвигателей лебедок подъема груза, подъема и опускания стрелы.

По характеристикам кранов грузоподъемность их меняется в зависимости от вылета стрелы.

Но ролик 5 ограничителя грузоподъемности согласно описанной схеме срабатывает лишь при нагрузке, превышающей максимальную грузоподъемность крана. С увеличением вылета стрелы грузоподъемность крана уменьшается. Это обстоятельство вызовет уменьшение усилий, действующих на ролик 5, и последний может не сработать, несмотря на перегрузку крана.

Для обеспечения работы ограничителя грузоподъемности при перегрузках, соответствующих любому вылету стрелы, предусмотрено следующее:

Тросом, связанным со стрелой крана, при опускании последней вращается барабан 1, который гайкой 2 через рычаг 3 перемещает корпус 4 ограничителя, увеличивая прогиб грузового троса. При увеличении прогиба грузового троса усилие Q остается в пределах требуемого при меньшем натяжении грузового троса P , т. е. меньшей грузоподъемности крана. Определив необходимые прогибы грузового троса для различных вылетов стрелы, изменением размеров CDE ролик 11 располагается таким образом, что изменение размеров l троса от стрелы кран к барабану становится пропорциональным изменению прогиба грузового троса. Груз 8 служит для вращения барабана в обратном направлении при подъеме стрелы крана.

Это вращение барабана необходимо для перемещения корпуса 4 в обратном направлении для уменьшения прогиба грузового троса.

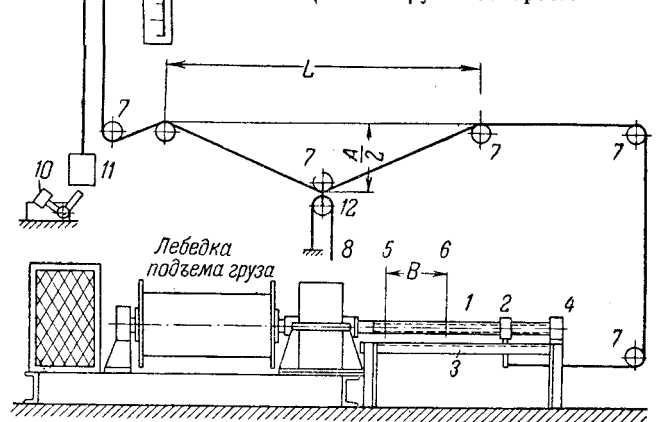


Рис. 3. Указатель положения крюка.

1—винт с шагом резьбы 3 мм; 2—гайка; 3—направляющая; 4—подшипник; 5—положение гайки при опущенном до $\nabla 0,10$ крюке и минимальном вылете стрелы; 6—то же, при максимальном вылете стрелы; 7—ролик; 8—трос от указателя вылета стрелы; 9—указатель положения крюка в кабине крановщика; 10—концевой выключатель; 11—груз; 12—ролик.

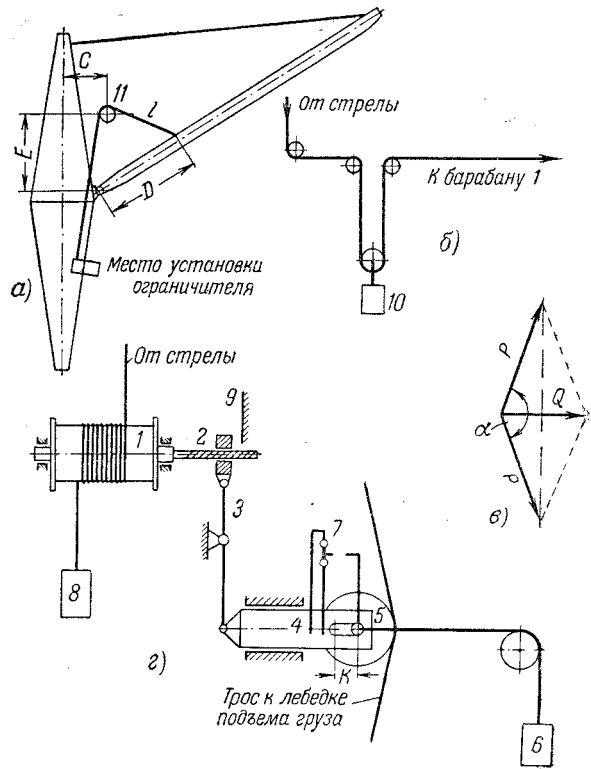


Рис. 4. Ограничитель грузоподъемности крана.

а—схема установки; б—схема троса от стрелы к барабану для крана со стрелой 23,45 м; в—схема действующих усилий; г—схема ограничителя.

1—барабан; 2—гайка; 3—рычаг; 4—корпус; 5—ролик; 6—груз; 7—кнопочный выключатель; 8—груз барабана; 9—ограничитель хода гайки для крана со стрелой 23,45 м; 10—груз; 11—ролик.

Для башенного крана, у которого изменение грузоподъемности происходит непрерывно при изменении вылета стрелы крана от минимального до максимального, вращение барабана 1, а значит и изменение прогиба грузового троса происходят при любых движениях стрелы (барабан ограничителя грузоподъемности связан тросом непосредственно со стрелой крана).

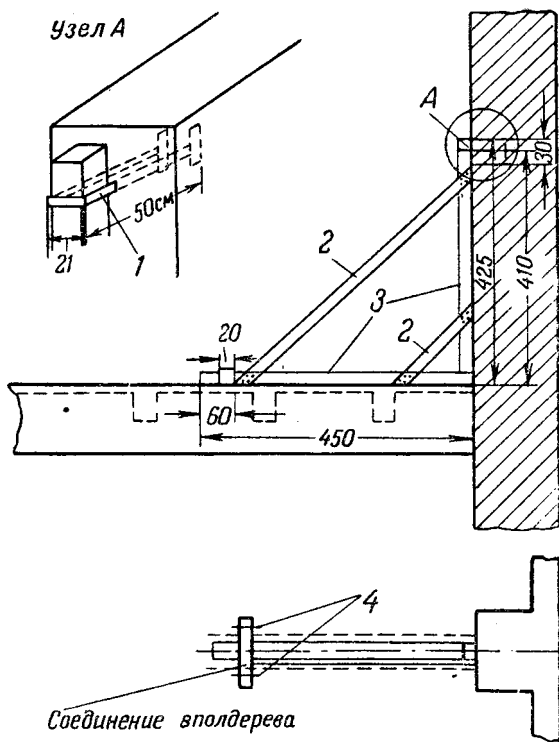
Для башенного крана, имеющего постоянную характеристику грузоподъемности при вылетах стрелы от 9 до 20 м, на тросе от стрелы кран к барабану ограничителя установлен груз 10, а на корпусе ограничителя грузоподъемности установлен ограничитель 9 хода гайки 2, предупреждающие вращение барабана 1 и перемещение корпуса 4 ограничителя при перемещениях стрелы крана в пределах вылетов, соответствующих максимальной грузоподъемности крана.

Инж. Л. Ф. Божко

Крепление кирпичных стен, возведенных способом замораживания

Кирпичные стены второго этажа пылеприготовления имеют протяжение 35 м без внутренних связей при высоте 9 м. Стены имеют толщину 38 см и кирпичные пилястры через 5 м, выступающие из плоскости стены на 64 см. Поскольку высота стен и их протяженность были больше, чем допускается техническими условиями на возведение кирпичных стен способом замораживания, было решено применить конструкцию крепления стены в виде деревянных подкосов (рисунок).

Нижняя часть подкоса крепилась к существующему железобетонному перекрытию металлическими хомутами. Верхняя часть подкоса входила в петлю металлического анкера, заделываемого в пилястр при кладке стены. Такое устройство позволяет свободно перемещаться стене вер-



Крепление кирпичной стены.

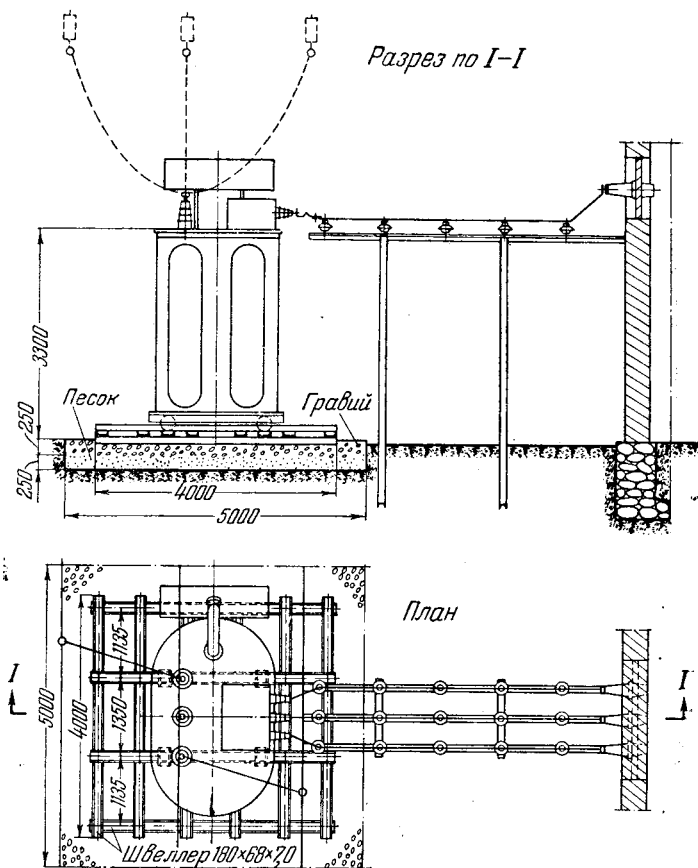
1—анкер из стали 5×50 мм; 2—деревянные полкосы 200×50 мм; 3—деревянные брусья 200×200 мм; 4—хомуты из круглой стали диаметром 10 мм.

тикально вниз при оттаивании и не позволяет ей отклоняться от вертикали. Крепление ставилось против каждого пилястра, т. е. через 5 м по длине стены. Конструкция крепления стены на практике полностью себя оправдала.

Инж. В. П. Рубайло

Применение сварных конструкций для установки силовых трансформаторов

В связи с необходимостью быстрейшей установки для временной эксплуатации силового трансформатора 22/6,6 кв, 12 500 кВа, весом 35 т было принято решение не делать обычного фундамента под трансформатор, а установить его на металлической конструкции, как это показано на рисунке. Конструкция выполнена сварной из швеллеров № 18а и покоится на гравийной засылке по слою песка. Для ее изготовления потребовалось 1,2 т металла.



Установка трансформатора 22/6,6 кв, 12 500 кВа, на сварной конструкции.

Для устройства обычного фундамента под такой трансформатор потребовалось бы 1,3—1,4 т металла, 4 м³ железобетона в 4—5 м³ бутобетона.

Таким образом, применение сварной конструкции потребовало такое же количество металла, как и при устройстве фундамента из железобетона на бутобетонной кладке без дополнительных затрат на строительные работы и материалы.

По окончании временной эксплуатации трансформатора сварная конструкция может быть демонтирована с использованием швеллеров для других целей.

Общая стоимость работ и материалов при применении сварных конструкций вместо железобетонных фундаментов меньше примерно в 2 раза. Поэтому применение при временной установке силовых трансформаторов сварных конструкций вместо обычных фундаментов в ряде случаев можно считать целесообразным.

Инж. А. А. Аникин

Уплотняющие крышки регулирующих клапанов котлов высокого давления

В качестве регулирующего органа автоматов питания на многих котлах высокого давления установлены питающие регулирующие клапаны Вениковского арматурного завода (ВАЗ).

Уплотнение вала на этих клапанах в местах выхода его из корпуса производится с помощью резиновых манжет, установленных в гнездах клапана и прижатых с внешних сторон двумя плоскими крышками, которые стягиваются двумя болтами. Давлением воды внутри клапана стенки манжеты прижимаются к внутренней поверхности гнезда корпуса и наружной поверхности штока (рис. 1).

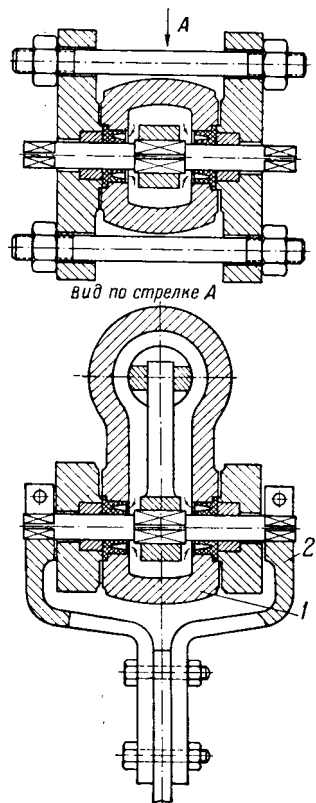


Рис. 1. Уплотнение штока регулирующего клапана автомата питания резиновыми манжетами.
1 — корпус клапана; 2 — приводной рычаг.

В последнее время на электростанции был ряд случаев выхода из строя резиновых манжет вследствие износа или разрыва стенок, что вызывало расстройство уплотнения штока клапана и большие утечки воды. В некоторых случаях это приводило к немедленной остановке котла высокого давления производительностью 230 т/час.

Во избежание простоев котлов по этой причине регулирование питания производилось не регулирующими клапанами, а затворными задвижками, что не позволяло включать в работу автоматику питания котла.

В предложенной автором конструкции специальных уплотняющих крышек уплотнение штока регулирующего

клапана производится обыкновенной сальниковой набивкой из прографитированного плетеного асбеста (рис. 2).

Уплотняющие крышки устанавливаются вместо нажимных ланок и стягиваются между собой болтами. В разьеме между корпусом клапана и крышками устанавливаются прокладки из листовой отожженной меди или гребенчатые прокладки из мягкой стали. Размеры гнезд в корпусе клапана остаются без изменения.

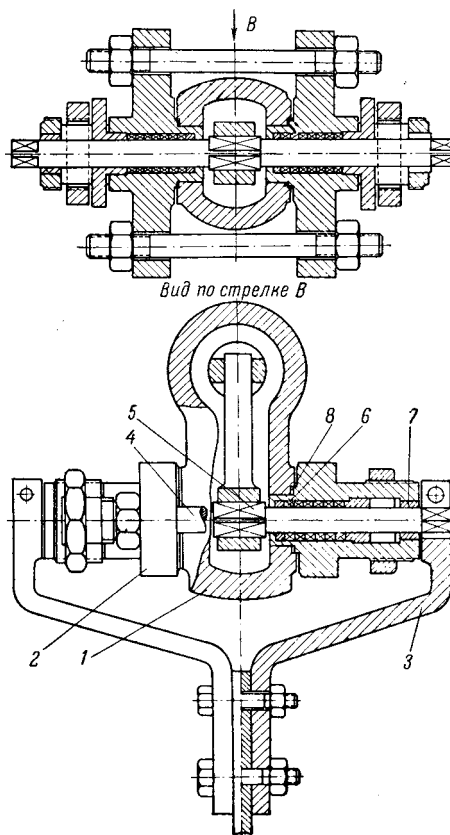


Рис. 2. Уплотнение штока регулирующего клапана автомата питания сальниковой набивкой из прографитированного плетеного асбеста.
1 — корпус клапана; 2 — крышка; 3 — приводной рычаг; 4 — стяжная шпилька; 5 — шток клапана; 6 — сальниковое кольцо; 7 — бронзовая втулка, запрессованная в крышку; 8 — металлическая рифленая прокладка.

Замена резиновых манжет уплотняющими крышками с сальниковой набивкой в настоящее время произведена на всех регулирующих клапанах котлов высокого давления электростанции.

Практика четырехмесячной эксплуатации показала хорошую работу уплотнений, причем, легкость хода штока клапана не ухудшилась.

Инж. А. Н. Сарбаев

¹ Надежность работы асбографитовой набивки в регулирующих клапанах высокого давления требует более длительной эксплуатационной проверки. Р е д.

Снижение шаровой загрузки барабанных мельниц

В 1951 г. на электростанции, работающей на АШ, были проведены испытания шаровых барабанных мельниц с целью определения их оптимальной шаровой загрузки. Испытания были проведены на установках с чисто индивидуальной системой пылеприготовления и на установках с системой пылеприготовления с промбункером. Во время испытания шаровая загрузка отдельных мельниц снижалась до 50% расчетной.

На основании проведенных испытаний для всех мельниц станции была установлена новая шаровая загрузка.

Ниже описаны работы, проведенные по снижению шаровой загрузки мельниц различных типов.

В установках с чисто индивидуальной системой пылеприготовления (без промежуточного бункера пыли) имеются биконические мельницы производительностью 9 т/час при размоле АШ с $R_{88}=8\%$. Скорость вращения этих мельниц 20,5 об/мин; шаровая загрузка 25 т; диаметр шаров 40—30 мм. Мельничный вентилятор имеет производительность 18 000 м³/час, напор 380 мм вод. ст. при температуре аэросмеси 120° С.

В апреле и мае 1952 г. шаровая загрузка этих мельниц была снижена с 25 до 16,7 т. При этом производительность мельниц составила (по пыли) 8 т/час при тонкости помола $R_{88}=6-8\%$.

Для увеличения производительности мельниц температура аэросмеси на выходе была повышена до 140° С.

На основании этих испытаний на всех биконических мельницах станции была установлена шаровая загрузка в пределах 18—21 т. Шаровая загрузка мельниц регуляторного котла была установлена 23 т.

Средняя шаровая загрузка биконических мельниц в 1951 г. составила 20 т, а за 10 мес. 1952 г. — 18,8 т. На отдельных мельницах шаровая загрузка в 1952 г. была снижена до 16—17 т. В первую очередь шаровая загрузка была уменьшена на котлах, имеющих более низкую экономическую нагрузку.

В установках с индивидуальной системой пылеприготовления с промбункером пыли имеются мельницы трех типов: 287/430, 287/510 и фирмы Кеннеди.

Производительность мельниц типа 287/430 составляет 14,5 т/час при $R_{88}=8\%$; шаровая загрузка их 34 т; диаметр шаров 40—30 мм; мельничный вентилятор НЗЛ типа М-46/525-10-1460. Мельницы этого типа установлены на котлах, пылевые бункеры которых соединены шнеком.

С февраля по сентябрь 1951 г. было проведено опытное снижение шаровой загрузки этих мельниц. Вначале была установлена шаровая загрузка по 25 т на каждой мельнице.

В июле и августе 1951 г. шаровая загрузка этих мельниц была уменьшена до 16,5—17 т. При шаровой загрузке 17 т производительность мельницы составляла 9,5 т/час при тонкости помола $R_{88}=8\div 9\%$.

В последующем шаровая загрузка мельниц 287/430 была установлена 23 т. При этом производительность каждой мельницы составляет 11—12 т/час при тонкости помола $R_{88}=6\div 8\%$.

Средняя шаровая загрузка мельниц 287/430 за 10 мес. 1952 г. составила 22,8 т.

Мельницы 287/510 имеют скорость вращения 22 об/мин; их загрузка 34 т. Производительность их при работе на АШ составляет 16 т/час при $R_{88}=8\%$; диаметр шаров 40—30 мм; мельничный вентилятор ВМ-42/750.

В 1952 г. шаровая загрузка этих мельниц была снижена до 28 т; при этом производительность мельниц составляет 16—16,5 т/час при тонкости помола $R_{88}=6\div 8\%$. Средняя шаровая загрузка мельниц 287/510 за 10 мес. 1952 г. составила 28,5 т.

Мельницы Кеннеди 243×425 имеют производительность 11,5 т/час при $R_{88}=8\%$. Скорость вращения мельниц 24 об/мин; шаровая загрузка 34 т; диаметр шаров 40 ÷ 30 мм. Мельницы установлены на котлах, пылевые бункеры которых соединены шнеком.

В 1951 г. были проведены испытания этих мельниц, на основании которых была установлена шаровая загрузка 24 т. Средняя шаровая загрузка этих мельниц в 1951 г. составила 24,6 т, а за 10 мес. 1952 г. — 23 т.

Данные о шаровой загрузке мельниц приведены в таблице.

Наименование показателей	Тип мельниц			
	287/510	287/430	Биконическая	Кеннеди
Производительность мельниц, т/час	16,5	11,0	8,5	11,0
Шаровая загрузка мельниц по заводским данным, т	34	34	25	34
Средняя шаровая загрузка в 1951 г., т	—	20,6	20	24,6
Средняя шаровая загрузка за 10 мес. 1952 г., т	28,5	22,8	18,8	23,0

Описанные работы по снижению шаровой загрузки мельниц показали, что их следует производить только при правильно организованном учете износа шаров и количества догружаемых шаров.

На описываемой мельнице просев и перевеска шаров производится раз в год. Расхождение между весом шаров, загруженных в мельницы при перевеске, и весом шаров, полученным по учету, не превышает 1 т.

Износ шаров определяется по номограмме (рис. 1) в зависимости от числа часов работы мельниц и средней ее шаровой загрузки в период между догрузками.

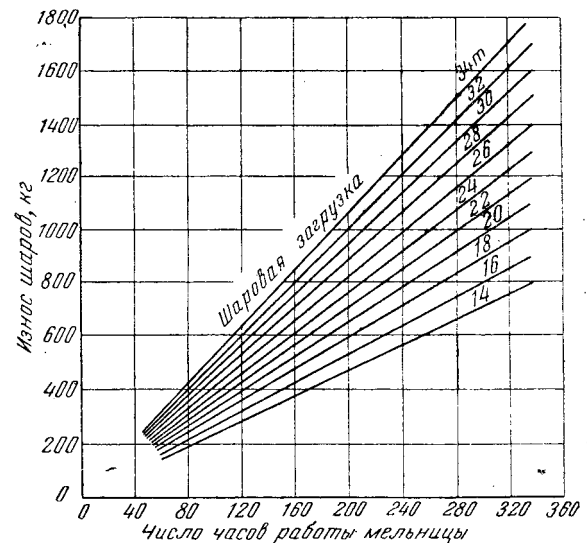


Рис. 1.

Данные для составления такой номограммы получены по опыту эксплуатации мельниц, размалывающих антрацитовый штыб.

В специальном журнале по каждой мельнице ведется учет износа и догрузки шаров. В этом журнале указываются число часов работы мельницы, износ шаров, вес догруженных шаров, общий вес шаров в мельнице после догрузки, показания амперметра электродвигателя мельницы.

Число часов работы каждой мельницы заносится в журнал ежедневно, износ шаров — раз в декаду, а вес догруженных шаров — в день догрузки, которая производится по графику, составленному эксплуатационным отделом электростанции.

Длительный опыт эксплуатации описанных шаровых барабанных мельниц показал, что произведенное на основании специальных испытаний уменьшение их шаровой загрузки обеспечило значительное сокращение расхода электроэнергии на размол топлива без снижения надежности эксплуатации котельных агрегатов.

Данные о снижении расхода электроэнергии на пылеприготовление (на размол и пневмотранспорт) показаны на рис. 2.

За счет снижения шаровой нагрузки в 1952 г. по сравнению с 1950 г. сэкономлено несколько миллионов кило-

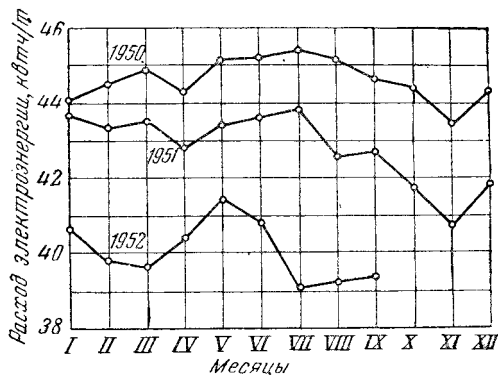


Рис. 2.

ватт-часов электрической энергии. За отчет уменьшения износа шаров получена экономия в сотни тысяч рублей.

За весь этот период электростанция работала на антрацитовом штыбе с влажностью 6,8—7,8%, зольностью 18—19,5% и теплотворной способностью 6 050—6 200 ккал/кг. Тонкость помола характеризовалась остатком $R_{88}=6 \div 8\%$.

Инж. А. Г. Иванов и инж. В. Д. Кригмонт

Об ошибках при взвешивании угля автоматическими весами типа ВЛТ

При взвешивании угля замечено, что показания счетчиков автоматических весов, установленных на наклонных транспортерах, во многих случаях значительно отклоняются от истинного веса груза, пропущенного по ленте.

Ошибка может быть вызвана неправильной установкой струнок, фиксирующих положение платформы весов, что очевидно из следующих рассуждений:

Вес Q груза, находящегося на ленте 1 (рис. 1), может быть разложен на две силы F и N . Усилие F целиком передается ленте через силу трения. Платформа весов 2 (рис. 2) воспринимает только усилие N , действующее в направлении, перпендикулярном к ленте.

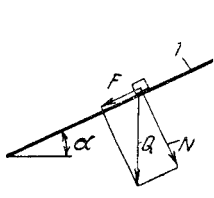


Рис. 1.

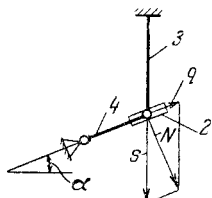


Рис. 2.

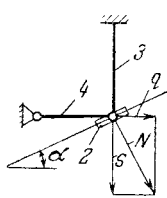


Рис. 3.

Счетчику передается слагающая s от сил, действующих на платформу. Эта слагающая направлена вдоль тяг 3, подвешенных к главным рычагам весов. Слагающая q , направленная вдоль струнки 4, вызывает ее растяжение и не воспринимается весами.

Если струнка установлена параллельно направлению транспортера, то вертикальная слагающая s равна весу Q , находящемуся на ленте. В этом случае при тарировке весов грузом, уложенным на платформу под лентой, ошибка не возникает.

Если же струнка установлена в ином направлении, при работе весов появляется ошибка, которая может достигнуть значительной величины. Например, при горизонтальном положении струнки (рис. 3) сила

$$s = N \cos \alpha.$$

Учитывая график разложения сил, действующих на ленту:

$$N = Q \cos \alpha,$$

получаем:

$$s = Q \cos^2 \alpha.$$

При $Q = 100$ кг и $\alpha = 16^\circ$

$$s = 100 \cos^2 16^\circ = 100 \cdot 0,96^2 = 92,2 \text{ кг}.$$

Если весы тарировались путем установки грузов на платформу под лентой, то ошибка окажется равной 7,8%.

При тарировке с помощью роликовой цепи, установленной на ленте, ошибка будет отсутствовать.

Инж. Н. П. Горев

Поломка кулачковой муфты турбины

На воздухоподушке с приводом от турбины мощностью 12 000 кет типа АКВ-12 через 7 650 час. работы после монтажа внезапно возникла сильная вибрация всех подшипников агрегата.

При вскрытии защитного кожуха соединительной муфты турбины с компрессором (рис. 1) была обнаружена поломка одного из кулачков коронки кулачковой муфты.

Характер излома наглядно указывал (рис. 2 и 3) на возникновение первоначальной трещины в одном из углов кулачка с постепенным распространением ее в направлении, близкое совпадающим с направлением результирующего усилия от нормальной силы давления на кулачок и центробежного усилия от его собственного веса.

Проверка расчетного напряжения в опасном сечении кулачка (в плоскости шайбы) показала, что при весе кулачка $G = 2,8$ кг и расположении центра тяжести его на радиусе $r = 0,211$ м величина центробежного усилия C при наибольшей допустимой скорости вращения ротора воздухоподушки $n = 3 500$ об/мин составляет:

$$C = m\omega^2 r = \frac{2,8}{9,81} \cdot 366^2 \cdot 0,211 = 8 000 \text{ кг},$$

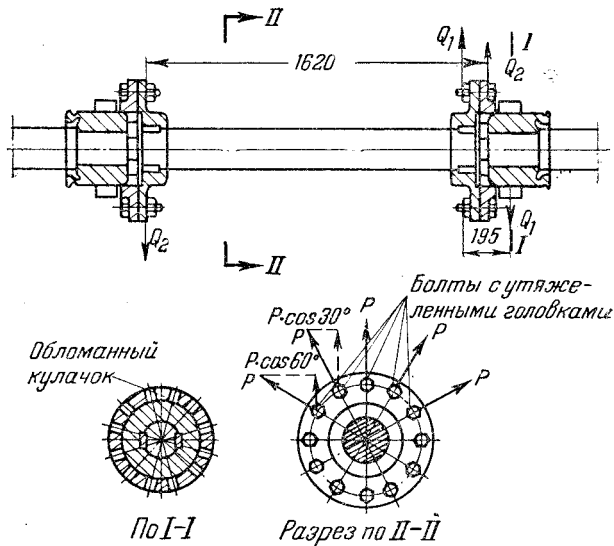


Рис. 1. Соединительный вал турбовоздуходувки с кулачковыми муфтами.

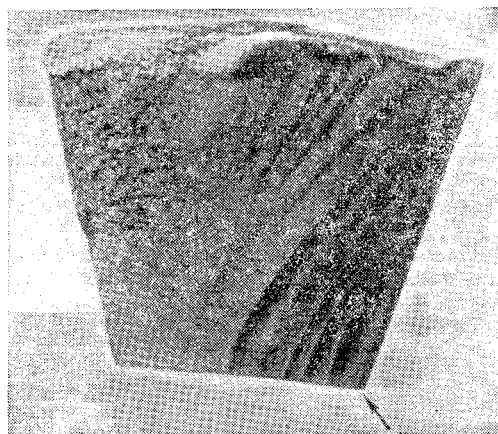


Рис. 2. Излом кулачка.

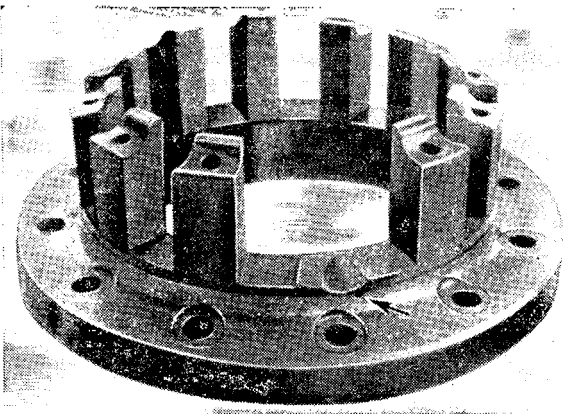


Рис. 3. Коронка муфты с выломанным кулачком.

где $\omega = \frac{\pi n}{30} = 366 \text{ сек.}^{-1}$.

Это усилие приложено к центру тяжести кулачка на расстоянии 60 мм от плоскости шайбы муфты и создает изгибающий момент

$$M_{изг} = C \cdot l = 8000 \cdot 6 = 48000 \text{ кг} \cdot \text{см.}$$

Момент сопротивления сечения кулачка (по формуле для трапеции)

$$W_x = \frac{h^3}{12} \frac{a^2 + 4ab + b^2}{(2b + a)} = \frac{4,1^3}{12} \frac{4,1^2 + 4 \cdot 4,1 \cdot 7 + 7^2}{(2 \cdot 7 + 4,1)} = 25 \text{ см}^3.$$

Напряжение в опасном сечении кулачка от изгиба его центробежной силой

$$\sigma_c = \frac{M_{изг}}{W_x} = \frac{48000}{25} = 1920 \text{ кг/см}^2.$$

При нормальной скорости вращения ротора воздуходувки (3200 об/мин) напряжение от изгиба будет несколько ниже, но все же составит 1620 кг/см².

При мощности турбины 12000 квт передаваемое кулачковой муфтой окружное усилие

$$P = \frac{71620 \cdot P}{n \cdot r} = \frac{71620 \cdot 12000 \cdot 1,36}{3500 \cdot 21,1} = 15900 \text{ кг.}$$

При равномерном распределении окружного усилия на все 12 кулачков муфты на каждый кулачок действовала бы нормальная к его плоскости сила $15900 : 12 = 1325 \text{ кг}$, создающая изгибающий момент $M_{изг} = 1325 \cdot 6 = 7950 \text{ кг} \cdot \text{см}$ и добавочное напряжение от изгиба $\sigma_g = 7950 : 23,7 = 336 \text{ кг/см}^2$ (где $23,7 \text{ см}^3$ — момент сопротивления сечения кулачка относительно его оси), что лишь незначительно повысило бы напряжение в сечении кулачков.

Как известно, и в обычных условиях эксплуатации (недостаточно равномерная подгонка всех 12 кулачков муфты, резкое изменение скорости вращения агрегата и т. д.) напряжения от передаваемого окружного усилия могут значительно возрастать.

Но в данном случае основную роль сыграло, повидимому, то обстоятельство, что при фрезеровке пазов в коронке муфты (рис. 3) завод-изготовитель применял фрезу с острыми кромками, что привело к подрезке кулачков и возникновению у основания их концентрации напряжения. На это обстоятельство необходимо обратить особое внимание завода-изготовителя.

Представляет интерес также примененный метод компенсации небаланса ротора в связи с временным луском агрегата с поврежденной муфтой без одного кулачка.

Было решено заменить часть соединительных болтов новыми с утяжеленной головкой, причем по условиям габарита для прохода увеличенной головки болты эти были повернуты на 180°.

Необходимый балансирующий груз G_0 , размещаемый по радиусу $r_1 = 275 \text{ мм}$, определился в $28000 \cdot 211 : 275 = 2150 \text{ г}$.

Установка одного болта с головкой, утяжеленной на 2150 г, оказалась невозможной уже потому, что столь тяжелая головка вызвала бы недопустимые напряжения

от среза и изгиба в стержне болта. Поэтому были (рис. 1) утяжелены головки пяти болтов (одного подходящегося против отломанного кулачка, у двух соседних с ним слева и у двух справа). Так как отверстия для болтов расположены под углами 30°, то необходимое утяжеление головки единичного болта определилось в

$$P = \frac{2150}{1 + 2 \cos 30^\circ + 2 \cos 60^\circ} = 576 \text{ г,}$$

а полный вес головки $287 + 576 = 863 \text{ г}$ (где 287 г — вес головки нормального соединительного болта).

Головкам новых болтов были приданы размеры: диаметр 84 мм и высота 20 мм, при которых центробежная

сила $C_1 = \frac{0,863}{9,81} \cdot 366^2 \cdot 0,275 = 3240 \text{ кг}$ вызвала бы напряжение изгиба в стержне болта

$$\sigma_s = \frac{M_{изг}}{W} = \frac{C_1 \cdot \frac{h}{2}}{0,1 \cdot d^3} = \frac{3240 \cdot 1}{0,1 \cdot 32,77} \approx 1000 \text{ кг/см}^2$$

и от среза

$$\sigma_{ср} = \frac{3240}{\frac{\pi d^2}{4}} = \frac{3240}{8,038} \approx 400 \text{ кг/см}^2,$$

что вполне допустимо.

Некоторое (на 195 мм) несовпадение центров тяжести утяжеленных головок болтов и отломанного кулачка создавало момент пары $(Q_1 - Q_2) = 2,15 \cdot 19,5 = 41,9 \text{ кг} \cdot \text{см}$, для уравновешивания которого под гайки двух болтов были подложены шайбы весом по $41,9 : 162 = 0,258 \text{ кг}$ (где 1620 мм — плечо уравновешивающей пары $Q_2 - Q_2$, рис. 1).

Края кулачков звездочки муфты были зашлифованы для предупреждения возможного сосредоточения передаваемого окружного усилия у основания зуба.

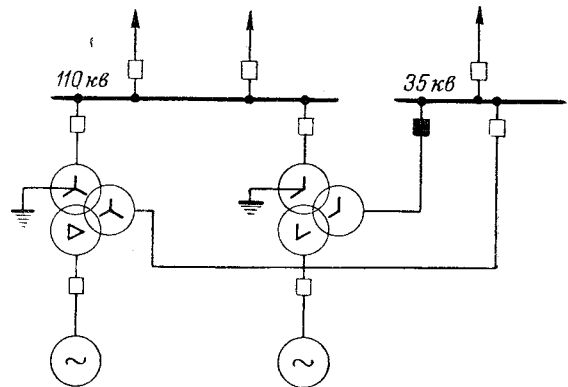
После выполнения всех этих операций турбовоздуходувка была введена в работу и работала с вибрацией на подшипниках в пределах 0,01—0,03 мм в течение 1,5 лет, до получения от завода-изготовителя (Невский завод имени Лепина) новой коронки.

Инж. А. Г. Рысс

Длительная работа генератора в несимметричном режиме

В 1952 г. на одной гидроэлектростанции произошел пробой на корпус обмотки 35 кв трехобмоточного однофазного трансформатора 7000 квд, $70 \pm 5\%$ ($22 \pm 5\%$), 10,5 кв фирмы АSEC, работающего в трехфазной группе в блоке с генератором той же фирмы 22500 квд, $\cos \varphi = 0,8$, 10,5 кв, $n_n = 187,5 \text{ об/мин}$. Генератор снабжен продольно-поперечной успокоительной обмоткой.

Ввиду неподготовленности к работе резервной фазы и напряженного положения в энергосистеме решено было перейти на работу в несимметричном режиме по схеме, приведенной на рисунке.



Предварительно было организовано и проведено исследование генератора при работе в несимметричном режиме. В процессе испытаний измерялись вибрация и нагрев обмоток ротора генератора.

Вибрация измерялась оптическим виброскопом, который устанавливался на лапе верхней крестовины генератора. Нагрев успокоительных обмоток ротора генератора определялся на ощупь во время нескольких остановок агрегата после его работы в том или ином несимметричном режиме.

Несимметричная нагрузка генератора поднималась до 6 000 кВт ступенями до 1 000 кВт. При нагрузке 6 000 кВт отношения тока обратной последовательности к току прямой последовательности и к номинальному току генератора были равны соответственно 0,187 и 0,06, при этом двойная амплитуда вибрации не превышала 0,06 м. После 95 мин. работы генератора в этом режиме он был остановлен, после чего была проведена проверка нагрева обмоток ротора и успокоительных клеток. Заметного нагрева обмотки ротора и успокоительных клеток не было. Температура обмотки ротора составляла 45—50°С и успокоительной клетки — 25—30°С.

Снимаемая с генератора мощность в несимметричном режиме была ограничена 6 000 кВт, так как при нагрузке 7 000—8 000 кВт резко возросла вертикальная вибрация агрегата вследствие увеличения интенсивности кавитационных явлений в турбине, что имеет место и при работе генератора в симметричную нагрузку.

Отключения указанной линии происходят от однофазных замыканий как раз тогда, когда электростанция располагает наибольшей мощностью по воде. Это обстоятельство продиктовало необходимость подготовки линии к работе двумя фазами. Приводы линейных выключателей ВМ-125 еще до рассматриваемого случая повреждения линии были переведены на пофазное управление; была проверена возможность длительной работы генераторов в несимметричном режиме¹.

В рассматриваемом случае с несимметричной нагрузкой на гидроэлектростанции работали три генератора, имеющие следующие данные:

Генераторы 1 и 2 типа ВГ-500/9 500 ХЭМЗ, вертикальные подвесные с продольно поперечной успокоительной клеткой. Мощность 9 250 кВа; $\cos \varphi = 0,8$; $U_{ном} = 6 600$ в; $I_{ном} = 815$ а; 500 об/мин.

Генератор 3 типа 100/25/125/ 1/2 фармы «Английская электрическая компания», вертикальный, подвесной с продольной успокоительной клеткой. Мощность 10 000 кВа; $\cos \varphi = 0,8$; $U_{ном} = 6 300$ в; $I_{ном} = 915$ а; 500 об/мин.

Генераторы работают в блоке с трехфазными, трехмоточными трансформаторами по 10 000 кВа; $121 \pm 5\%$ ($38,5 \pm 5\%$); 6,6 кВ. Нейтраль 121 кВ глухо заземлена.

Результаты измерения вибрации генераторов при работе с отключенной фазой трансформатора на стороне 110 кВ

Генератор 2						Генератор 3					
Нагрузка, кВт	$\frac{I_2}{I_N}$	Вертикальная вибрация, мм	Горизонтальная вибрация, мм			Нагрузка, кВт	$\frac{I_2}{I_N}$	Вертикальная вибрация, мм	Горизонтальная вибрация, мм		
			Тангенциальная составляющая		Радиальная составляющая				Тангенциальная составляющая		Радиальная составляющая
			суммарная	100 гц					суммарная	100 гц	
Холостой ход с возбуждением	—	Незначительная	0,030	—	0,045	Холостой ход с возбуждением	—	Незначительная	0,025	—	0,005
2 000	0,079	0,01	0,032	0,01	0,045	1 000	0,0187	Незначительная	0,025	Незначительная	0,005
3 000	0,04*	0,01	0,044	0,017	0,045	3 000	0,059	0,015	0,014	0,0035	0,005
4 000	0,099	0,01	0,045	0,02	0,045	5 000	0,105	0,015	0,017	0,01	0,01
5 000	0,133	0,01	0,048	0,024	0,045	6 000	0,128	0,02	0,022	0,01	0,01
6 000	0,15	0,01	0,048	0,029	0,045	7 000	0,154	0,02	0,024	0,01	0,01
7 000	0,184	0,01	0,048	0,029	0,045	—	—	—	—	—	—
8 000	0,198	0,015	0,048	0,029	0,045	—	—	—	—	—	—

¹ Вибрация измерялась на полке крепления активной стали.

* Небольшое значение $\frac{I_2}{I_N}$ объясняется малой величиной $\cos \varphi$.

Генератор проработал в указанном режиме 305 час.

За весь период работы генератора в несимметричном режиме за ним был установлен усиленный надзор: вибрация генератора контролировалась систематически, первое время генератор останавливался для контроля нагрева ротора — обмотки возбуждения, успокоительной клетки и полюсных башмаков, а затем эти остановки были прекращены, так как ничего ненормального не отмечалось.

Следует отметить, что этот первый опыт работы генератора в несимметричном режиме столь длительное время дал значительный экономический эффект: недоотпуск электроэнергии ответственным потребителям был сведен до минимума; было обеспечено выполнение плана по выработке электроэнергии.

Второй случай длительной несимметричной работы имел место в энергосистеме в мае 1952 г., когда произошел обрыв с замыканием на землю фазы В линии электропередачи 110 кВ, длиной 22,5 км, соединяющей одну из гидроэлектростанций с кустом. Эта линия проходит по чрезвычайно пересеченной местности и обрыв произошел в одном из самых неудобных мест в сумерки, поэтому решено было передавать электроэнергию от гидроэлектростанции в куст по двум проводам в течение ночи, а утром после соответствующей подготовки вывести линию в ремонт.

Местность, по которой проходит трасса этой линии, отличается большой грозовой деятельностью, которая по времени совпадает с паводковым периодом, поэтому частые

Генераторы работали с нагрузкой, доходящей до 7 000 кВт, при этом значение тока обратной последовательности достигало 18—21% номинального. Никаких ненормальностей в поведении агрегатов не отмечалось. В таблице приведены результаты измерений вибрации агрегатов при соответствующих нагрузках и степени несимметрии, произведенных при предварительных испытаниях.

Необходимо отметить интересный момент, происшедший при втором случае несимметричной работы линии электропередачи.

Включение на параллельную работу электростанции с кустом по двум фазам линии было произведено методом самосинхронизации на гЭС. От броска тока при самосинхронизации защитой была отключена одна из здоровых фаз, и линия некоторое время связывала гЭС с кустом только одной фазой. Указанное обстоятельство было замечено лишь тогда, когда начали записывать показания приборов. Таким образом, по линии, включенной лишь одной фазой, передавалась активная мощность до 3 000 кВт без каких-либо ненормальных явлений на генераторах. Восстановление работы двумя фазами было осуществлено простым включением выключателя второй фазы.

Описанные случаи подтверждают целесообразность и возможность использования несимметричных режимов ра-

¹ Предварительные испытания производились совместно с ТНЭСЭИ.

боты генераторов в целях снижения аварийного недоотпуска и аварийной недовыработки электроэнергии.

В связи с этим в энергосистеме на всех электростанциях проведены испытания по выявлению возможности работы в длительных несимметричных режимах. В системе две магистральные линии оборудованы пофазным управлением. Исследования в части работы в несимметричных режимах продолжаются.

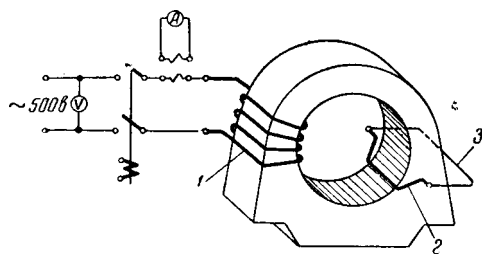
Канд. техн. наук Г. Д. Тер-Акопов

Нагрев стержней обмоток статоров при ремонте генераторов

При ремонтах компаундированных обмоток статоров генераторов необходимо производить нагрев стержней при выемке и перед укладкой их в пазы.

Нагрев стержней осуществляется током, равным примерно двукратной величине номинального тока стержня. Например, при ремонте генераторов 25 тыс. квт и выше требуется ток порядка 3 000—5 000 а. Получение таких токов представляет значительные трудности, для избежания которых можно рекомендовать способ нагрева стержней переменным током, успешно примененный при ремонте турбогенератора 117,5 тыс. квт, 15,75 кв, 1 500 об/мин.

Для получения тока 4 000 а был использован статор ремонтируемого генератора, превращенный на период укладки стержней в однофазный трансформатор путем наложения намагничивающей обмотки аналогично тому, как это делается при сушке или испытании стали генератора (рисунок).



Намагничивающая обмотка 1, имеющая 13 витков, являлась первичной обмоткой трансформатора и была включена в питающую сеть 500 в. Вторичной обмоткой трансформатора служил нагреваемый стержень статорной обмотки 2, введенный в расточку статора и уложенный около своего паза.

Вторичная обмотка закорачивалась специальной гибкой перемычкой 3 большого сечения, проходящей снаружи статора.

Продолжительность нагрева одного стержня до 75—80°С при этом способе составляла 40—45 мин.

Инж. Л. М. Раузин

Автоматизация гидроагрегатов с исключением регуляторов скорости

На гидроэлектростанции, работающей в мощной энергосистеме, при проведении работ по автоматизации агрегатов 4 000 квт была принята гидромеханическая схема управления с оставлением за механическими регуляторами скорости турбин лишь функции гидравлического усилителя. Это было вызвано частично тем, что регуляторы турбин значительно износились, а также и другими соображениями, о которых будет сказано ниже.

Маятники регуляторов турбин были демонтированы, и управление в настоящее время производится с помощью двигателя направляющего аппарата, в качестве которого использован электродвигатель постоянного тока типа МУН. Этот двигатель смещает иглу вспомогательного золотника,

управляющего подачей масла в главный сервомотор и открытием направляющего аппарата.

При срабатывании любой электрической или гидромеханической защиты, действующей на отключение агрегата от сети, одновременно с импульсами на отключение выключателя и АП генератора подается импульс на остановку агрегата, что вызывается необходимостью предотвратить разгон его при сбросе нагрузки.

Такая схема работы агрегата была выбрана, исходя из того, что агрегаты обычно работают в базисном режиме и несут активную нагрузку в зависимости от наличия воды в реке. В маловодный период часть агрегатов работает в режиме синхронных компенсаторов.

Мощность гидроэлектростанции составляет небольшой процент от мощности энергосистемы и поэтому для регулирования частоты агрегаты гэс не используются.

При аварийном снижении частоты (до 48 гц) открытием направляющих аппаратов увеличивается путем подачи длительного импульса на двигатель направляющего аппарата от реле частоты, что доводит нагрузку агрегатов до максимальной или переводит агрегаты, работавшие в режиме компенсаторов, в режим генераторов с полной нагрузкой.

Принятая в проекте и развитая в процессе эксплуатации схема управления агрегатами отвечает всем необходимым режимам их работы в энергосистеме.

Первоначально проектом предусматривалась установка на агрегатах вибрационных регуляторов напряжения типа Тирриля, с которыми агрегаты работали и до автоматизации. Такое решение вызвало возражение со стороны эксплуатационного персонала гидроэлектростанции ввиду того, что оно вносило усложнение в схему пуска агрегата и усложняло обслуживание из-за частого подгорания контактов вибрационных регуляторов напряжения, а также не обеспечивало достаточного поддержания напряжения на шинах из-за малой мощности возбудителей и очень большой их магнитной инерции (машины выпуска 1927 г.).

Поэтому в окончательном виде по согласованию с Техническим управлением министерства была принята схема возбуждения агрегатов без АРН, с установкой реле-ных устройств быстродействующего возбуждения и развозбуждения. Нормально агрегат пускается с установкой шунтового реостата в положение, соответствующее средней нагрузке агрегатов реактивным током.

В связи с тем, что гидроагрегаты подключаются к системе самосинхронизацией, с использованием реле скольжения необходимость подгонки напряжения до синхронизации с сетью отпадает.

Процесс пуска агрегата в окончательном варианте-схемы (см. рисунок) происходит следующим образом.

При подаче импульса на пуск ключом ИКУ в машинном зале включается соленоид гидроклапана, который остается на защелке, и масло под давлением от маслонапорной установки открывает гидроклапан, после чего, подавая под поршень стопора сервомотора, освобождает стопор.

Одновременно с открытием гидроклапана подается масло через дроссель в систему смазки пяты и подшипников генератора.

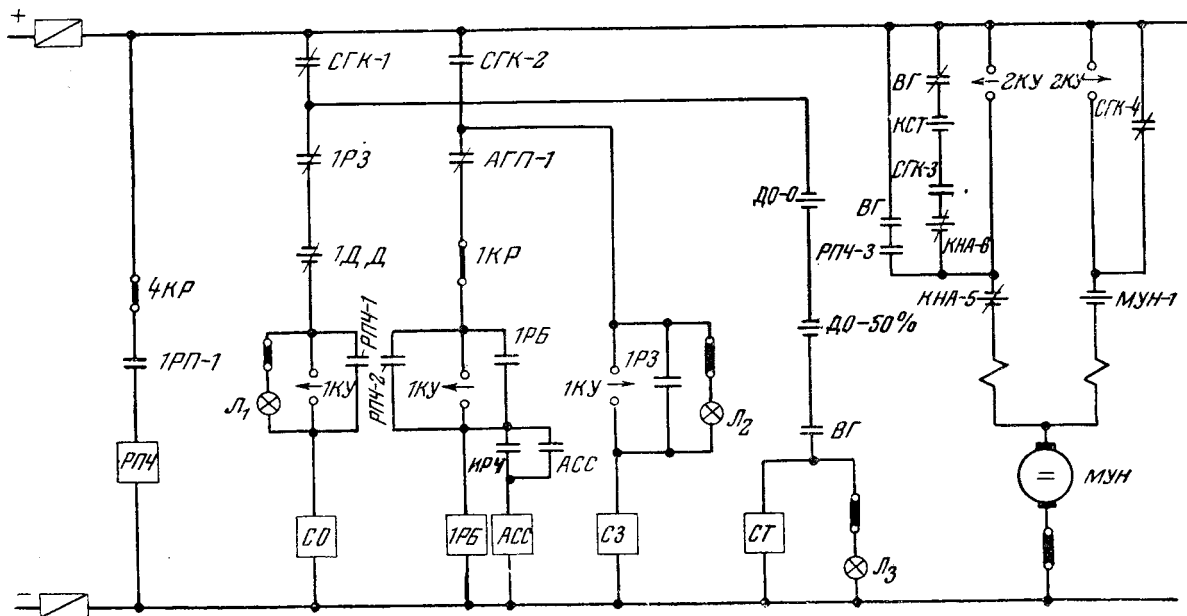
Контакты соленоида гидроклапана действуют следующим образом:

а) контакт СГК-1 размыкается и обесточивает катушку пуска СО соленоида гидроклапана (при этом гаснет лампа «агрегат готов к пуску»);

б) контакт СГК-2 замыкается и включает промреле самосинхронизации ИРБ, которое самоудерживается; этот же контакт подготавливает цепь на остановку агрегата (соленоид защелки СГК-СЗ);

в) контакт СГК-3 включает в работу двигатель направляющего аппарата, который, поворачивая коническую буксу, смещает вспомогательный золотник направляющего аппарата, и последний идет на открытие, затем этот двигатель отключается контактами командоаппарата направляющего аппарата.

Включающийся в работу при открытии гидроклапана двигатель направляющего аппарата после перестановки в соответствующее положение иглы главного золотника приводит к открытию направляющего аппарата, который, открываясь, перемещает рычаг обратной связи и приводит иглу главного золотника в среднее положение. Этим достигается плавный разворот агрегата.



Предохранитель	Лампа "агрегат готов к пуску"	Сигнальная лампа открытия гидроклапана	Частотный пуск	Реле самосинхронизации	Соленоид закрытия гидроклапана	Аварийное закрытие агрегата	Лампа "агрегат в работе"	Соленоид торможения	Цель торможения	Лампа "агрегат тормозится"	Частотный набор нагрузки	Открытие при абортном пуске	Ручное открытие	Двигатель направляющего аппарата	Ручное закрытие	Закрытие контактами гидроклапана
Цель включения промреле частотного пуска	Пуск			Остановка				Управление двигателем направляющего аппарата								

Схема пуска гидроагрегата.

РПЧ—промреле частотного пуска и его контакты; 1РП-1—контакты общего промреле частотного пуска; СГК-1-4—блокконтакты соленоида гидроклапана; 1РЗ—выходные реле защиты; 1ДД—датчик давления в цепи торможения; 1РБ—контакты реле скольжения; ДО-0—датчик нулевых оборотов; ДО-50%—датчик тормозных оборотов; КСТ—блок-контакты стопора; МУН—двигатель направляющего аппарата; КНА—блок-контакты командоаппарата; КУ—ключ управления.

Так как все это время было включено промреле самосинхронизации 1РБ, то реле скольжения подготовлено, и при достижении агрегатом скорости, близкой к синхронной, оно подает импульс на включение выключателя, а последний своими блокконтактами включает АГП.

На этом заканчивается процесс пуска агрегата.

Набор нагрузки происходит от руки ключом 2КУ или же автоматически, если после подключения агрегата частота сети окажется менее 48 гц (аварийный режим).

В этом случае агрегат набирает полную нагрузку, и двигатель направляющего аппарата отключается своим конечным выключателем, контакты которого установлены в соответствии с этой нагрузкой.

Как видно из схемы, пуск агрегата может произойти также и от контактов промреле РПЧ после срабатывания реле понижения частоты.

Если агрегат уже работает с неполной нагрузкой или в режиме синхронного компенсатора, то при замыкании контактов промреле РПЧ-3 двигатель направляющего аппарата переведет агрегат в режим генератора и последний наберет полную нагрузку в том случае, если на это время реле частоты все еще держит свои контакты замкнутыми.

Опыт эксплуатации агрегатов в течение более одного года показал, что принятая схема является простой, надежной и удовлетворяет всем требованиям эксплуатации.

Инж. С. Р. Элькин

Выявление витковых замыканий в роторах синхронных компенсаторов

Тепловые испытания могут выявить наличие витковых замыканий в роторах работающих машин.

На одной подстанции Мосэнерго было проведено тепловое испытание синхронного компенсатора 30 тыс. квт.

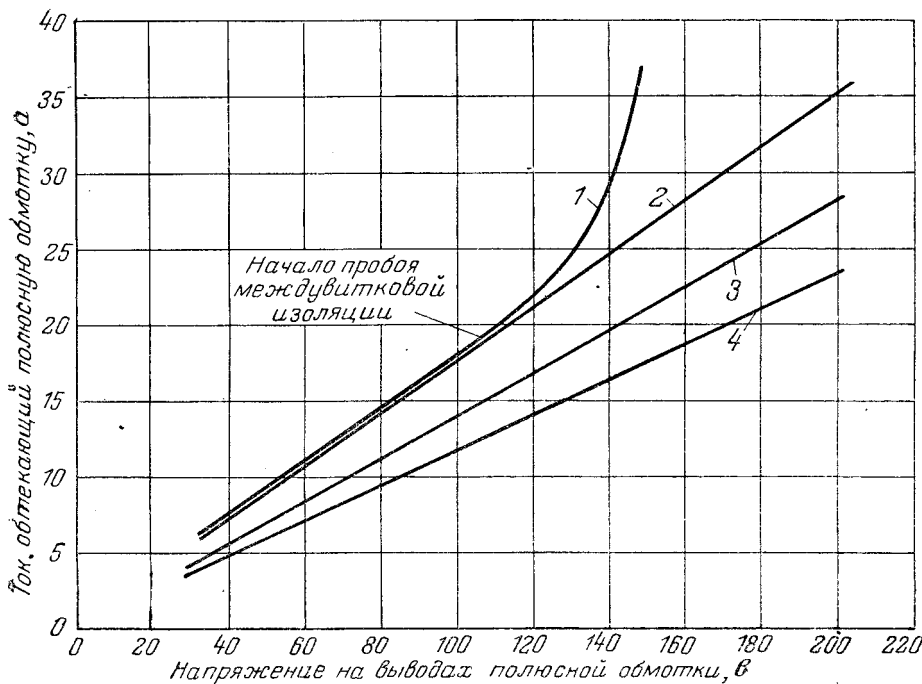
Полученная температура перегрева обмотки ротора оказалась на 10,2°С меньше результата приемного испытания при одном и том же токе ротора, в связи с чем было предположено наличие витковых замыканий в роторе.

Через 7—8 дней после тепловых испытаний было замечено значительное увеличение вибрации корпуса компенсатора. Измерения вибраций на компенсаторе, произведенные регистрирующим вибрографом при разных режимах, дали следующие результаты (в микронах):

	Вибрации на подшипнике	Вибрации на корпусе статора
С нагрузкой 8/V	20	Не измерялись
С нагрузкой 15/V	40	450
Без нагрузки 15/V	25	110

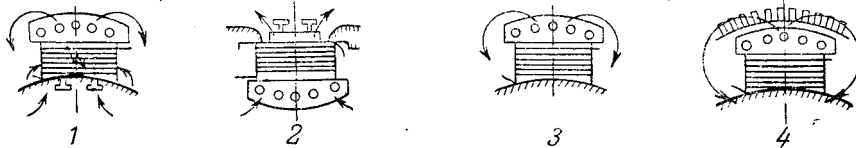
По условиям работы системы компенсатор не мог быть выведен в ремонт на длительное время, поэтому было решено с достоверностью установить наличие виткового замыкания в полюсах без выемки ротора испытанием полюсов напряжением переменного тока из расчета 2,5 в на виток.

Для проведения этого испытания компенсатор был остановлен. Со стороны колец возбуждения были сняты



Зависимость тока от напряжения для полюсов синхронного компенсатора типа КС 30000-11, имеющих по 64 витка.

1—полюс имеет витковое замыкание; 2—полюс без дефектов, снят с бочки ротора, обмотка сжата клиньями; 3—полюс без дефектов, на бочке ротора; 4—полюс без дефектов в расточке статора.



торцевые щиты и штепсельный механизм, после чего от регулировочной колодки с помощью двух заостренных стальных шупов подавалось переменное напряжение поочередно на каждый полюс. Ввиду недоступности обеих полюсных лаек шупами упирался в одну зачищенную междуполюсную пайку и в ребро первого от башмака витка. Напряжение поднималось ступенями до 160 в из расчета 2,5 в на виток. На последней ступени напряжение выдерживалось в течение 3 мин. За основу браковки полюсов была принята симметрия токов по полюсам.

Испытания, проведенные данным методом, подтвердили результаты теплового испытания и выявили наличие виткового замыкания в трех полюсах.

Величина тока в зависимости от напряжения прикладываемого к полюсу ($I=f(U)$) для синхронного компенсатора 30 тыс. квт, 11 кв приведена на рисунке. Такие характеристики должны быть сняты заранее при монтаже или во время капитального ремонта.

На рисунке даны характеристики для исправного полюса ротора во всех трех возможных положениях и для одного дефектного полюса.

Выводы

1. Тепловые испытания могут успешно выявлять витковые замыкания в роторах работающих машин.
2. В программы ежегодных капитальных ремонтов компенсаторов и генераторов следует включать проверку полюсов на наличие виткового замыкания.
3. Витковые замыкания в полюсах могут вызвать усиленные вибрации за исключением симметричных замыканий, при которых машина не вибрирует.

Инж. А. В. Михалков

Размыкание разъединителем одной из двух параллельных линий 110 кв

После окончания монтажа второй цепи параллельных линий, имеющих одинаковые характеристики, длиной 44 км каждая, в связи с задержкой установки выключателей их решено было ввести в эксплуатацию по временной схеме «с тремя выключателями»: с одним общим выключателем со стороны электростанции и нормальной схемой на другом конце (см. рисунок).

Были рассмотрены два варианта возможности отключения одной из линий: 1) размыкание линии выключателем на подстанции с последующим отключением разъединителя со стороны электростанции и 2) размыкание линии разъединителем со стороны электростанции с последующим отключением выключателя на подстанции.

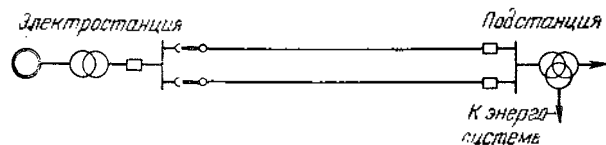
Емкостный ток линии по расчету составляет около 8 а, и отключение такого тока разъединителем без специальных приспособлений вызывало опасение. Поэтому был принят второй вариант.

Для проверки допустимости размыкания линии разъединителем было проведено несколько опытов. Размыкание одной линии производилось разъединителем со стороны электростанции при следующих режимах работы линий:

1. Тупиковый холостой режим—обе линии связаны с обеих сторон, нагрузки не несут и пахотятся под напряжением со стороны электростанции. При отключении разъединителя наблюдалась небольшая искра с легким треском.
2. Тупиковый режим с питанием от электростанции по обеим линиям, суммарная нагрузка—30 а. При отключении разъединителя возникла значительная дуга, сопровождавшаяся характерным звуком.
3. Тупиковый режим с питанием от электростанции по обеим линиям, суммарная нагрузка—50 а. При отключении разъединителя световой и звуковой эффекты дуги увеличились. Дуга погасла примерно на середине хода контактов.
4. Двустороннее питание линий, суммарная нагрузка—50 а (переток от электростанции). Эффект отключения разъединителя аналогичен опыту 3.

Всего было проделано 8 циклов включения—отключения. При проведении опытов было предусмотрено автоматическое повторное включение одной линии в случае перекрытия между фазами отключаемого разъединителя—при тупиковом режиме, а также деление энергосистемы в намеченных точках—при связанном режиме.

На основании результатов опытов было принято решение допустить как временную меру размыкание раз-



единителем одной из двух параллельных линий при общей нагрузке на них до 80 а. В дальнейшем в практических условиях эксплуатации при нормальном режиме работы энергосистемы (двустороннее питание) имели место два случая отключения одной из линий при общей нагрузке около 85 а для проведения планового ремонта. Дуга при этом была больше, чем во время опытов, сопровождалась сильным звуковым эффектом и погасла на второй половине пути контактов разъединителя. После ремонта линия была включена при такой же нагрузке.

Напряжение на шинах электростанции во всех случаях было около 110 кв. Разъединители, которыми размыкалась линия, «ломающегося» типа, оба контакта подвижные с разрывом в середине фазы; контакты перемещаются в горизонтальной плоскости. Привод — маховичный, общий для трех фаз; маховик расположен в горизонтальной плоскости.

Для ускорения отключения привод был снабжен дополнительным деревянным удлинителем (односторонним рычагом) длиной около 1,5 м. Для безопасности и достижения большей скорости отключения разъединитель отключался с расстоянием в несколько метров рывком, при помощи пенькового канатика, закрепленного на удлинителе.

На основании изложенного можно полагать, что для указанных условий общая токовая нагрузка линий 80—100 а является предельно допустимой для размыкания разъединителем одной из двух параллельных линий 110 кв.

Инж. А. И. Фишкин

О комплектных распределительных устройствах завода „Электрощит“

На одной электростанции в течение 1,5 лет находилась в эксплуатации комплектные распределительные устройства (КРУ), изготовленные заводом «Электрощит». Эксплуатируемые устройства имеют 40 ячеек.

Выпуск комплектных устройств является положительным фактом. Однако в процессе эксплуатации выявились некоторые узкие места, являющиеся следствием либо недостаточной продуманности деталей конструкции, либо неудовлетворительной технологии изготовления.

Ниже дается описание замеченных недостатков в уверенности, что обсуждение конструкции КРУ поможет заводу выпускать более совершенную конструкцию и обеспечит внедрение в эксплуатацию устройств, имеющих высокие положительные показатели.

Существенные затруднения при монтаже КРУ связаны с подводом питания к ячейке. По предложению завода питающий кабель должен подводиться к нижним выводам трансформаторов тока. В действительности выполнить это оказалось невозможным, и во всех установленных ячейках (при обычном помещении сборки собственных нужд в первом этаже) питающий кабель пришлось подвести к верхним выводам трансформаторов тока, что потребовало изменения конструкции крепления кабеля. Данное решение оказалось единственно возможным.

Изменение подвода кабеля ведет к необходимости «крестить» токовые концы на зажимах выводов трансформаторов тока для обеспечения правильной работы счетчика.

При эксплуатации устройств выявились следующие их недостатки:

1. Релейная аппаратура и счетчик крепятся на фасадной панели ячейки. Так как панель жестко связана с ячейкой, удары соленоида включения приводят часто к выпадению блинкеров реле ИТ-82, с помощью которых обычно выполняется защита, и нарушают нормальную работу реле и счетчика.

2. Для осмотра контактных соединений на шинах ячейки во время эксплуатации внутри ячейки предусмотрена обычная лампа. Однако смена лампы при работе секции очень затруднительна.

3. Предохранители соленоида включения расположены без перегородки между ними, что создает опасность коротких замыканий при операциях с предохранителями.

4. Основание, на котором крепится контактор включения соленоида, расположено неудачно. В цепи многих соленоидов включения часто появлялась «земля». Дефект устранялся переделкой крепления основания контактора.

5. Привод выключателя не позволяет плавно и удобно регулировать напряжение срабатывания соленоида отключения выключателя. Нуждается в обосновании целесообразности устройства глухой фасадной стенки (крышки), закрывающей привод. Эта стенка затрудняет доступ к приводу и его коммутации, что неудобно в эксплуатации.

Многие дефекты КРУ являются результатом грубого нарушения технологии, как, например:

1. Невыяснимая разбросанность ячеек, вызванная разбросом в горизонтальном и вертикальном направлениях (в 15—20 мм) отдельных токоведущих элементов выключателей и схемы.

2. Установка заводом отключающих пружин ведется бесконтрольно, в результате чего натяжение их в разных ячейках не одинаково. Это приводит к отказу во включении из-за перегрузки соленоида включения. После одного, чаще двух включений соленоид включения разогревается и только после длительного охлаждения может быть вновь пригоден к работе. Дефект устраняется регулировкой пружин на месте, что является нежелательным.

3. Часто заедание сердечника соленоида отключения из-за грубой обработки.

4. Кинематика привода в целом обрабатывается не тщательно. Наблюдаются случаи отказа привода (при наличии оперативного тока) из-за заедания его элементов.

Кроме того, можно отметить ряд более мелких недостатков, также относящихся к технологии: маркировка вторичной коммутации на приводе и в ячейке часто выполняется плохо; пакеты КСА на оси подогнаны недостаточно точно; ленты токоведущих пакетов выключателя нередко рвутся; наблюдаются отказы механической блокировки шторок, закрывающих токоведущие части при выкатывании выключателя из ячейки; детали привода плохо окрашены и в короткий срок покрываются густой ржавчиной.

Большинство отмеченных выше недостатков легко устранить и при внимательном отношении к ним завода эксплуатация получит удобную и надежную конструкцию.

Инж. Л. Д. Клапчук

* * *

На одной из московских тэц установлено и пущено в эксплуатацию в конце 1950 г. комплектное распределительное устройство из 31 ячейки, изготовления завода «Электрощит». Это устройство предназначено для питания электродвигателей, котлов и ряда других вспомогательных агрегатов на напряжении 3,15 кв.

В период эксплуатации распределительного устройства выявлен ряд недостатков, из которых одни являются конструктивными, а другие — результатом недостатков изготовления и монтажа.

К конструктивным дефектам можно отнести следующие:

1. Дверки и шторки в стенках отсеков ячеек недостаточно жестки и, кроме того, двери не имеют зажимных замков, а следовательно в помещениях, имеющих хотя бы незначительную вибрацию (что имеет место у нас), стоит постоянно шум от дребезжания дверей и шторок.

2. Совершенно отсутствует освещение нижних отсеков ячеек, в которых расположены трансформаторы тока, кабельные разделки и нижние разъединители; для эксплуатации освещение нижних отсеков крайне необходимо, так как без него нельзя произвести осмотра.

3. Лампы освещения, расположенные в верхнем шинном отсеке, совершенно недоступны для замены без снятия высокого напряжения с шин, так как световые окошки нельзя открыть. Обрамления стекол из пластмассы укреплены болтами, зашитыми в их толще, и гайками, которые можно отвернуть только из отсека шин. Необходимо выполнять световые окошки открывающимися.

4. Гибкие шинки заземления дверей ячеек выполнены из пружинящей меди. У большинства ячеек в первые же месяцы они оборвались. Заземление дверей целесообразно сделать из многожильного гибкого проводника.

5. Приводы для сигнальных контактов КСА, расположенные на правой боковой стенке ячейки и переключающиеся перемещением тележки, конструктивно выполнены неудачно. Стержни из круглой стали с хомутами, овернутыми болтами, проворачиваются и уклоняются от выступа тележки. Необходимо их выполнять из квадратной стали и в квадратных направляющих отверстиях. При переключениях в большинстве случаев их приходится переводить вручную, иначе показания сигнальных приборов будут неверны.

6. Подвижные шторки, закрывающие отверстия проходных изоляторов разъединителей, довольно часто заедают и при выкатке тележки не закрываются вследствие того, что не имеют направляющих и недостаточно жестки.

7. Направляющие угольники для выкатки тележки и включения разъединителей имеют большие допуски по ширине колес, что приводит к перекосу тележки при включении разъединителей (было два случая поломки нижних опорных изоляторов разъединителей с ножами).

К дефектам заводской сборки относятся:

1. Трубчатые валы выключателей при включении часто сбиваются с места и вследствие создавшегося при этом перекоса заедают, отчего происходят отказы при включении и даже при отключении выключателей, причем устранение этого дефекта требует большой затраты времени.

2. Колодки с зажимами для приводов плохо пригнаны; стальные хвостовики их часто не становятся в свои пазы; отверстия для крепления колодок в боковые стенки ячейки не совпадают с отверстиями колодки, из-за чего завернуть два винта одновременно для крепления колодки не удается. Вследствие этого имеют место выпадение колодки из сборки зажимов при работе.

3. Вследствие небрежной сварки у пяти выключателей отрывались кронштейны — тяги от валов выключателей.

4. Подвесные тяги от валов выключателей до приводов ПС-10 в некоторых ячейках при оборке были укорочены и в них были сделаны вставки на сварке. При включении имели место обрывы этих тяг в трех ячейках.

5. Вследствие некачественной сварки было пять случаев отрыва роликов-успокоителей от валов выключателей.

Помимо указанных имеются существенные дефекты в изготовленных заводом «Уралэлектроаппарат» масляных выключателях, установленных в комплектных устройствах. У шести выключателей лопнули и отвалились головки у опорных изоляторов.

В начале эксплуатации этот дефект пытались объяснить неправильной установкой размеров при регулировке контактного стержня, однако последующей проверкой всех остальных выключателей удалось установить, что это явление происходит из-за некачественной армировки и применения несоответствующего сорта цемента. При изменении температур это и вызывает отрыв головок опорных изоляторов, на которых подвешены бачки.

Такой вывод подтвердился тем, что у двух выключателей, еще не включавшихся в работу, обнаружены лопнувшие опорные изоляторы, и бачки выключателей держались на ошине.

Некачественная армировка фарфоровых тяг в двух случаях привела к их перекриванию. При тщательном осмотре установлено, что из-под чугунных головок тяг выжималась вода с ржавчиной. Ржавчиной покрывался изолятор до нижней головки, вследствие чего и происходили перекривания тяг. Были четыре случая отрыва головок у проходных изоляторов, что произошло также из-за некачественной армировки.

Масляные успокоители на выключателях ВМГ-133 имеют дефект, заключающийся в том, что донышко цилиндра, приваренное электросваркой, имеет неплотности в сварном шве, в результате чего у ряда успокоителей вытекает масло. В эксплуатации приходится следить и добавлять масло, а швы уплотнять пропайкой третником. Отсутствие же необходимого уровня масла в успокоителе приводило к сильным ударам при отключениях выключателей и к порче ряда деталей.

В контактной системе выключателей ВМГ-133 и разъединителей ячеек при эксплуатации дефектов не наблюдалось. Нужно отметить, однако, что некоторые ячейки еще не находились под полной нагрузкой расчетными токами (например, ячейки трансформаторов 5600 кВА на 1000 А).

Относительно загрязнения ячеек пылью необходимо сказать, что несмотря на то, что помещение, в котором установлено комплектное устройство, расположено за стеной котельной, имеющей неплотности, чистку изоляторов и оборудования ячеек вполне достаточно производить 1 раз в 6 мес.

Несмотря на указанные дефекты, все же следует отметить, что комплектные устройства имеют ряд преимуществ перед устройствами обычного типа. К таким преимуществам относятся удобство и быстрота ремонта выключателей и разъединителей при выдвинутой тележке, безопасность при ремонтах и эксплуатации, меньшие затраты на проектирование и строительство помещений.

Инж. М. С. Николаев

* * *

Для собственных нужд 3 кв на одной из тэц установлено 37 ячеек комплектного распределительного устройства завода «Электроштит». Устройство разделено на две секции, одна из которых состоит из 15, а другая — из 22 ячеек. Ячейки оборудованы выключателями ВМГ-122 на 600 и 1000 А.

Комплектное устройство расположено ниже дымососной площадки на высоте 20 м над уровнем земли. Оно находится в работе с конца 1950 г., работает безаварийно и показало себя в эксплуатации с положительной стороны.

Между тем устройство работает в достаточно тяжелых условиях. Так, например, имели место случаи попадания воды в помещение, где оно расположено. Поскольку оборудование устройства защищено шкафом-кожухом, вода не проникла в него и устройство работало бесперебойно. В настоящее время над КРУ во всю его ширину подвешен стальной жолоб, защищающий устройство от воды, могущей проникнуть из вышележащей дымососной площадки.

За время эксплуатации наблюдалось одно явление, больше относящееся к выключателям, чем к самому устройству. Так, замечено изменение цвета (посинение) контактной поверхности у конца штока на выключателях ВМГ-122, через которые питаются электродвигатели мощностью 300 кВт и выше. Повидимому, это посинение связано с включением и отключением двигателей. У выключателей электродвигателей меньшей мощности подобного явления не обнаружено.

Инж. Ш. Г. Семягин

* * *

В одной из южных энергосистем на подстанции 110/35/6 кв с 1950 г. эксплуатируется комплектное распределительное устройство прислонного типа для одностороннего обслуживания (КРУ ЭЩ-10/1000) завода «Электроштит».

Устройство смонтировано в одноэтажном неотапливаемом помещении, предназначенном первоначально для ячеек со строительными перегородками. Монтаж устройства производился бригадой завода «Электроштит». Преимущества комплектных устройств перед распределительными устройствами старого типа сводятся в основном к следующему:

- а) индустриализация методов монтажа, что обеспечивает сжатые сроки строительства;
- б) удешевление строительной части;
- в) удобство и безопасность обслуживания;
- г) взаимозаменяемость выдвигаемых частей (тележек).

Результаты применения комплектных устройств подтвердили наличие этих преимуществ, однако при их эксплуатации выявились отдельные узлы, требующие серьезной доработки, а также некоторые недостатки конструкции, принятой заводом «Электроштит»:

1. Конструкция разъединяющих контактов сама по себе обеспечивает надежный контакт. Однако вследствие неточности установки неподвижной части контактов и появления в процессе эксплуатации зазоров в ходе выдвинутой части отмечены случаи непопадания ламелей подвижной части контактов на ножи неподвижной части. При этом иногда ламели уходили в сторону или упирались в ножи неподвижной части. Это явление может привести к поломке фарфора проходных изоляторов, а также невозможности фиксации тележки в рабочем положении и, следовательно, невозможности включить присоединение. Неприемлемость такого положения для эксплуатации очевидна.

2. Невозможен осмотр аппаратуры, установленной в подвижной части шкафов, в частности, разъединяющих контактов в рабочем положении, что совершенно недопустимо даже в особо надежных конструкциях. Надежная эксплуатация несовместима с наличием затруднений в осмотре работающего оборудования. В этом случае конструкция прислонного типа завода «Электроштит» неудовлетворительна, так как невозможен осмотр оборудования и опирания с задней стороны, необходимый для контроля работы разъединяющих контактов, трансформаторов тока, изоляции и кабельных разделок. Для устранения этого недостатка в процессе эксплуатации потребовалось демонтировать все внутренние перегородки и подвижные шторки, чтобы получить некоторую возможность контролировать правильность соединения самоустанавливающихся разъединяющих контактов. Необходимо отметить, что механизмы, автоматически закрывающие шторки при выкатывании тележки, выполнены ненадежно, часто заклиниваются в своих направляющих, препятствуя нормальному включению линии.

Упрощение схемы автоматического пуска синхронных компенсаторов

Были случаи, когда при вкатывании тележки регулировочные винты пружины подвижных контактов цеплялись за края отверстий для шторок, вследствие чего повреждались перегородки и винты. При появлении зазоров в ходе тележки отверстия для шторок оказываются недоступными. При вынужденном демонтаже шторок, закрывающих нижние и верхние токоведущие части при вкатывании тележки, не обеспечивается безопасность персонала, так как открыт доступ к токоведущим частям. По этой причине приходится предусмотреть установку соответствующих переносных ограждений и закрывание дверей шкафа после вкатывания тележки. Таким образом, хорошая идея конструкции оказывается обесцененной.

3. Вилка с контактами, предназначенная для соединения цепей вторичной связи, расположенных на выдвигной части (тележке), с цепями, смонтированными на неподвижной части ячейки, ненадежна и неудобна для включения. Дополнительно установленные заводом винты для предупреждения самопроизвольного выпадания вилки, что имело место в эксплуатации, не решают вопроса надежности контактных соединений. Были случаи отказа в дистанционном включении выключателей вследствие ненадежности контактов в переходных вилках. Необходимо изменить конструкцию простых губчатых контактов вилки.

4. При вкатывании тележек для ремонта имеют место случаи повреждения арматур, установленных с задней стороны дверей шкафов. Шкафы не имеют приспособлений, фиксирующих положение двери при открывании. Единичный дежурный подстанции не имеет возможности при вкатывании тележки предотвратить samozакрывание дверей и повреждение при этом приборов и проводов, а также возникновение соединений через многочисленные зажимы, расположенные на задней стороне дверей.

5. Неудачна установка опорной плиты соленоидного привода, лишенная опорных точек в нижней части. При ручном включении выключателя возможны поломки плиты, что имело место в эксплуатации.

6. Заводской монтаж каркасов и оборудования не обеспечивает взаимозаменяемости выдвигных частей. При монтаже перед вводом устройства в работу необходимо производить регулировку положения разъединяющих контактов, устанавливаемых заводом только по тележке данного присоединения. Выполнение регулировки на взаимозаменяемость выдвигных частей в эксплуатации крайне затруднительно, а иногда и невозможно.

7. Отмечены случаи ненадежной работы блокирующего устройства, предупреждающего выкатывание выдвигной части при включенном выключателе. Пружина блокировочного рычага, находящегося на валу привода выключателя, недостаточно жестка и не обеспечивает надежного защелкивания указанного рычага с валом блокировки.

Указанные недостатки в конструкции комплектного устройства приводят к выводу о необходимости доработки отдельных узлов и общей компоновки.

Разбираемая выше конструкция может рассматриваться как приемлемая основа для разработки высоко надежных и удобных в эксплуатации комплектных распределительных устройств.

Инж. А. С. Брилев

ОТ РЕДАКЦИИ

Сообщения инж. Клапчук, инж. Николаева, инж. Семягина и инж. Брилева об опыте эксплуатации комплектных распределительных устройств свидетельствуют о наличии в этих устройствах ряда относительно легко устранимых недостатков. Редакция ожидает, что руководство завода «Электрощит» сообщит читателям журнала о мероприятиях, принятых им для повышения качества своей продукции.

Публикуемый материал будет полезен также работникам электростанций, имеющим комплектные распределительные устройства, поскольку в этих сообщениях указываются слабые места конструкции и частично намечаются мероприятия по их устранению.

Подача возбуждения на синхронный компенсатор или двигатель при скольжении $3 \div 4\%$, и использование для контроля скольжения изменения величины тока статора дают возможность значительно упростить схему автоматического асинхронного пуска по сравнению со схемами магнитных станций, выпускаемых заводами Министерства электростанций и электропромышленности.

По предложению автора была осуществлена схема для пуска синхронного компенсатора завода «Электросила» мощностью 7500 кВА. В течение двух лет непрерывной эксплуатации не было случая неправильной ее работы.

Схема пуска (рис. 1) действует следующим образом.

При замыкании контактов ключа управления IK , если схема находится в подготовленном к пуску положении (т. е. включены разъединители $2P$ и $3P$, отключены возбуждение и шунтирующий выключатель $У$), включается линейный выключатель L . При броске пускового тока срабатывает реле A . Нормально открытые контакты этого реле включают реле времени IPB , контролирующее время пуска.

После включения выключателя L его блок-контактами подготавливается цепь подачи возбуждения. Время замыкания контактов $L2$ регулируется так, чтобы нормально замкнутые контакты реле A разомкнулись раньше, чем контакт $L2$ замкнется.

После того как пусковой ток машины спадет до выбранной величины уставки реле A , последнее возвращается в нормальное положение. При этом срабатывает и зацепляет реле PBB , включающее контактор M . Включившись, он подает постоянный ток в обмотку возбуждения машины. Своими нормально замкнутыми блок-контактами $M2$ контактор M деблокирует цепь реле PBB , а нормально разомкнутыми контактами $M4$ запускает реле времени $2PB$.

По истечении времени, достаточного для того, чтобы ток цепи статора установился близким к величине тока холостого хода и исчезли колебания напряжения, что свидетельствует о вхождении машины в синхронизм, реле $2PB$ замыкает свои контакты, включая шунтирующий выключатель $У$.

Если вследствие каких-либо причин контактор M не будет включен во-время и режим асинхронного хода со значительным скольжением затянется, то через заранее выбранный промежуток времени сработает реле IPB и отключит линейный выключатель L .

Линейный выключатель может быть отключен также от руки или от защиты. При отключении линейного выключателя автоматически отключаются шунтирующий выключатель $У$ и контактор M .

В случае, если контактор M не включится при малом скольжении, что может иметь место при обрыве в цепи катушки PBB или включающей катушки контактора M , автоматического отключения машины не произойдет. Производящий запуск дежурный в этом чрезвычайно редком случае отключает машину от руки, ориентируясь по показаниям амперметра цепи возбуждения, что должно быть указано в инструкции по пуску. Для контроля исправности цепи включающей катушки контактора M предусмотрена сигнальная лампа $БЛС$. Усложнение схемы для автоматического отключения машины в этих редких случаях, как показывает опыт, совершенно излишне.

Схема приведена для случая реакторного пуска. При применении этой схемы для прямого пуска достаточно исключить из нее выключатель $У$ и связанные с ним цепи. Схема в этом случае получится еще более простой.

Для обеспечения плавного вхождения двигателя или компенсатора в синхронизм важно подобрать величину уставки токового реле A такой, чтобы она обеспечила подачу возбуждения при скольжении не больше, чем заданная заранее величина.

При определении уставки этого реле расчетным путем следует воспользоваться тем обстоятельством, что синхронная машина с пусковой обмоткой в период пуска физически подобна асинхронному двигателю такой же мощности, но рассчитанному на кратковременный (порядка 30 сек.) режим работы.

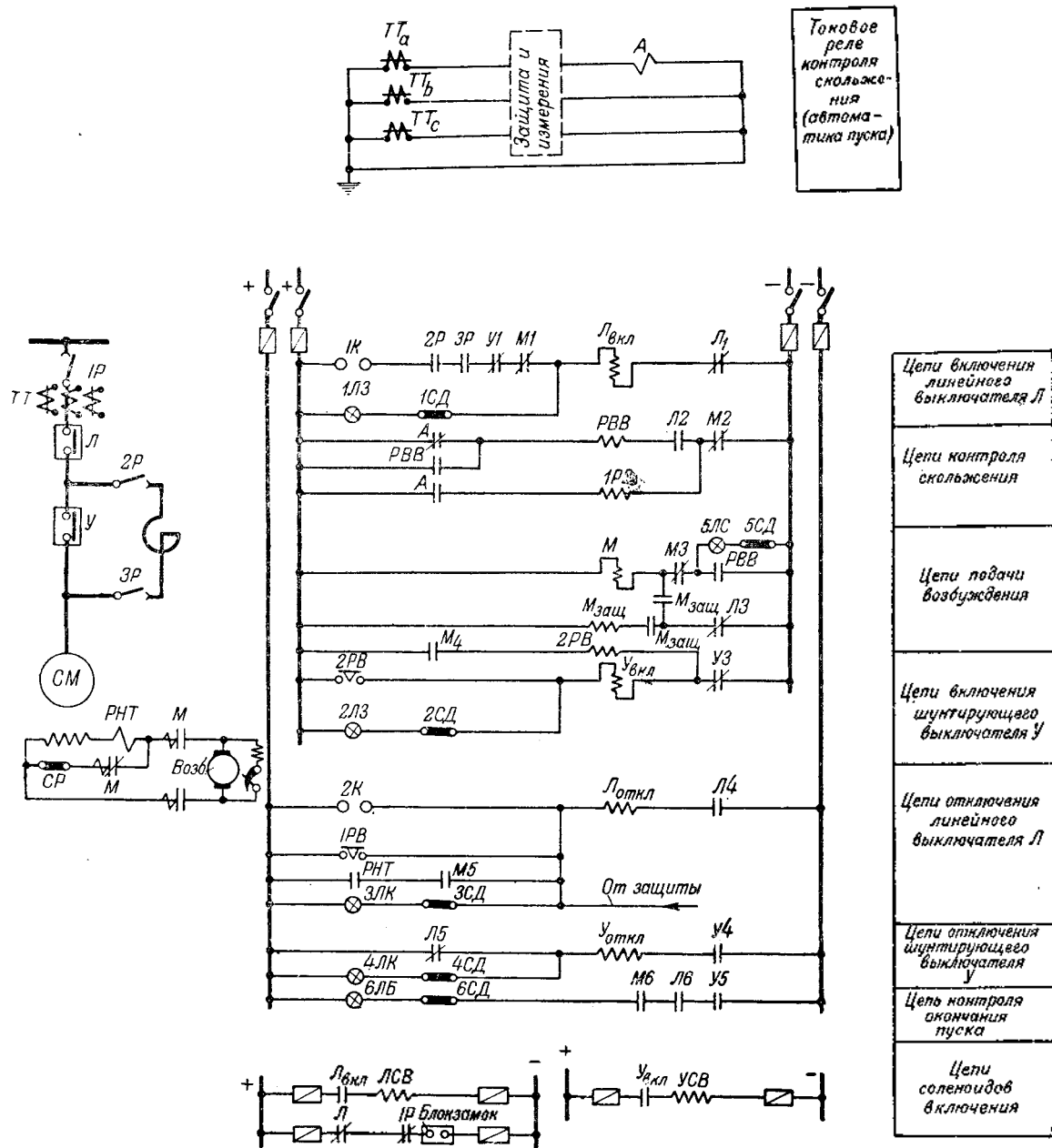


Рис. 1. Схема пуска синхронного компенсатора 7 500 квв.

1 — 3P — разъединители и их блок-контакты; ТТ — трансформаторы тока; Л_{вкл} и Л_{откл} — включающая и отключающая катушки выключателя Л; Л1 — 6 — блок-контакты выключателя Л; У_{вкл} и У_{откл} — включающая и отключающая катушки выключателя У; У1 — 5 — блок-контакты выключателя У; М — катушка и главные контакты контактора подачи возбуждения; М1 — 5 — блок-контакты контактора М; М_{заш} — катушка и контакты защелки контактора М; РВВ — реле включения возбуждения; А — токовое реле контроля скольжения; РВТ, 2РВ — реле времени; РНТ — реле нулевого тока; 1К, 2К — ключи управления; ЛСВ и УСВ — включающие соленоиды выключателей; Л и У, ЛК, ЛЗ, ЛБ и ЛС — сигнальные лампы; 1 — 6СД — добавочные сопротивления; СР — сопротивление гашения поля.

Разрушение фарфоровых тяг при испытании напряжением

При очередных испытаниях оборудования в кабельных сетях энергосистемы и при вводе в работу новых распределительных устройств в 1952 г. было испытано повышенным напряжением 366 фарфоровых тяг разъединителей РВТ-23 (завода «Уралэлектроаппарат»); из них 20 было разрушено и 6 забраковано. Разрушенные и забракованные тяги заменены другими, снятыми с неустановленных однотипных разъединителей.

Снятые тяги перед их установкой были подвергнуты испытанию в лаборатории, причем пять из 31 были забракованы.

При разрушении тяг во время испытания наблюдались следующие явления: при подъеме испытательного напряжения быстро возрастал ток утечки, нагревался фарфор и наступало разрушение фарфоровой тяги (рис. 1), сопровождаемое хлопком.

При разрушении фарфоровых тяг был обнаружен выброс капель жидкости темножелтого цвета из внутренней полости тяги, которые попадали на соседние изоляторы и стены распределительного устройства.

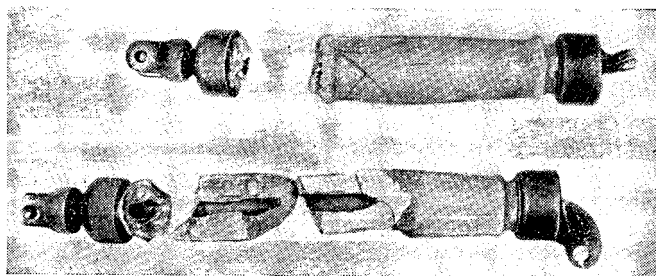


Рис. 1. Разрушенные тяги при испытании повышенным напряжением выпрямленного тока.

Осмотром разрушенных фарфоровых тяг установлено, что поверхность внутренней полости тяг приобрела темно-желтый цвет.

С целью выяснения причин, вызывающих выход из строя тяг, забракованные тяги были подвергнуты испытанию в лаборатории.

Сопротивление изоляции забракованных тяг, измеренное мегомметром, колебалось в пределах 0,2—0,9 мгом.

Была снята зависимость токов утечки от напряжения для фарфоровых тяг разъединителей РВТ-23 (рис. 2).

Измерение токов утечки при напряжении выше 5,5 кВ не представлялось возможным, так как при этом наступал пробой, а фарфоровая тяга сильно нагревалась и разрушалась.

При разармировке и снятии металлических колпачков во внутренней полости фарфоровых тяг была обнаружена жидкость темножелтого цвета в количестве 1—1,5 см³; внутренние стенки фарфоровых тяг оказались темножелтого цвета (рис. 1).

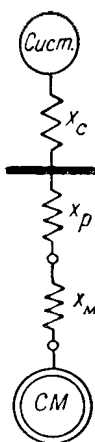
Прокладка из картона толщиной 0,8 мм, применяемая заводом при армировке металлических колпачков, была смочена находящейся внутри тяги жидкостью.

Исследованием было установлено, что при армировке колпачков применялась магнезиальная замазка. Обнаруженная во внутренней полости жидкость имела следующий состав:

Вода	86,3%
Оксид железа	10%
Оксид магния	1,2%
Свободная кислота (НСI)	0,3%

Это свидетельствует о содержании в жидкости составных частей замазки. Образование окиси железа объясняется действием кислот на металлические колпачки тяг.

На основании произведенного анализа жидкости, армировки и осмотра внутренней полости фарфоровых тяг



Характер изменения сопротивления асинхронного двигателя в зависимости от скольжения¹ составляет для скольжения в 4% — 0,57, а для скольжения в 3% — 0,75 величины сопротивления двигателя при номинальной нагрузке.

Расчет производится для схемы замещения, указанной на рис. 2. На этой схеме: X_c — реактивное сопротивление от источника питания до шин, на которые включен электродвигатель. При расчете следует исходить из минимального режима, т. е. из наибольшего возможного значения этого сопротивления; X_p —

Рис. 2. Расчетная схема замещения.

реактивное сопротивление реактора; X_m — реактивное сопротивление машины, соответствующее расчетному скольжению. Все сопротивления должны быть приведены к одним базисным условиям.

Ток статора $I_{п.в}$, при котором может быть подано возбуждение, определяется из схемы рис. 2 по формуле

$$I_{п.в} = \frac{I_{баз}}{X_c + X_p + X_m},$$

где $I_{баз}$ — базисный ток.

В этой формуле не учтено влияние тока нагрузки вследствие того, что путем регулирования напряжения в энергосистеме поддерживается номинальное напряжение на шинах, питающих машину.

При определении тока трогания реле А следует учесть, что ток $I_{п.в}$ является током возврата для этого реле, сработавшего при толчке пускового тока. Учитывая это, определяется ток трогания

$$i_{р.тр} = \frac{I_{п.в}}{k_n \cdot k_{возвр} \cdot n_m},$$

где k_n — коэффициент надежности;

$k_{возвр}$ — коэффициент возврата;

n_m — коэффициент трансформации.

Описанная схема применена на одной из подстанций 35/6 кВ, находившейся до пуска компенсатора в крайне тяжелых условиях по режиму напряжений (5,8 кВ на шинах) и при неблагоприятном соотношении мощностей трансформаторов и компенсатора (три полностью загруженных по току трансформатора по 5600 кВА и компенсатор 7500 кВА).

Наличие крупных двигателей 6 кВ — шахтных вентиляторов и водоотливов, питающихся от этой подстанции, не допускало значительных посадок напряжения при пуске компенсатора.

Пуск машины происходит в течение приблизительно 13 сек., что соответствует расчету. Максимальный толчок тока при пуске составляет 1200 а при расчетной величине тока 1340 а.

При пуске компенсатора не только не было отключений работающих электродвигателей, но колебания напряжения практически не ощущались.

Инж. Т. Б. Заславская

ОТ РЕДАКЦИИ

По сравнению с описанной выше схемой еще более простой и удобной в эксплуатации является схема реакторного пуска с приключенным возбудителем, рекомендуемая Техническим управлением Министерства (Эксплуатационный циркуляр № 71Э от 16 июля 1952 г., см. «Электрические станции», 1952 г., № 10). Такая схема применена и успешно работает на ряде синхронных компенсаторов и двигателей.

¹ И. А. Сыромятников. Реконструкция релейной защиты асинхронных двигателей, «Промышленная энергетика», 1949, № 12.

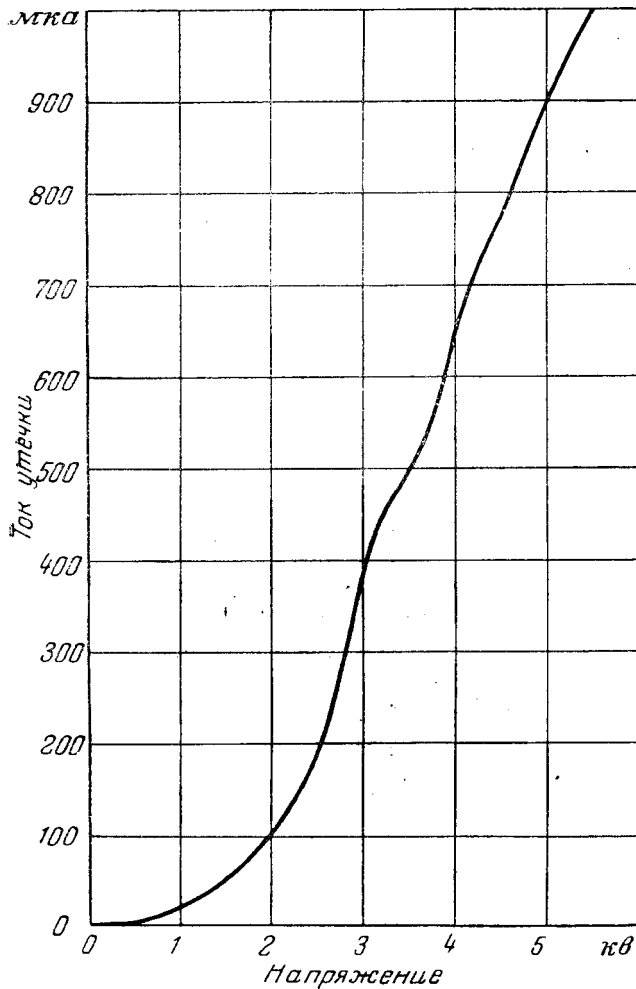


Рис. 2. Кривая тока утечки, полученная при испытании фарфоровых тяг разъединителей РВТ-23.

установлено, что разрушение фарфоровых тяг при испытании повышенным напряжением происходит по следующим причинам:

1. Выделение соляной кислоты в виде паров во внутреннюю полость фарфоровых тяг из магнезальной замазки в период затвердевания.
2. Засасывание влаги во внутренние полости тяг через неплотности в армировке и соединение влаги с находящимся во внутренней полости тяг парами кислоты привели к образованию проводящей жидкости внутри фарфоровых тяг.
3. Образование проводящего налета (из окиси железа, окиси магния и кислоты) на внутренней поверхности фарфоровых тяг нарушало изоляционные свойства этой поверхности. При испытании повышенным напряжением возникал большой ток утечки, вызывавший неравномерный нагрев фарфора и испарение жидкости, находящейся внут-

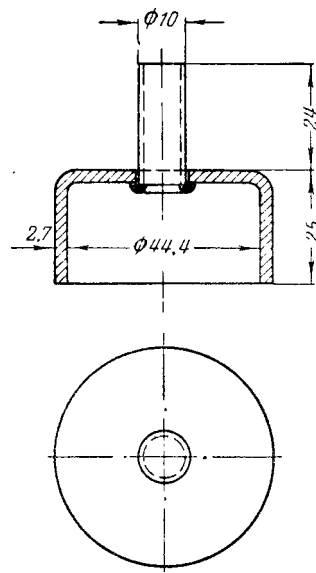


Рис. 4. Металлический колпачок с нарезной шпилькой, приваренной после удаления жидкости.

Рис. 3. Металлический колпачок с нарезной шпилькой, приваренной на заводе.

ри фарфоровых тяг. Неравномерный нагрев повлек за собой растрескивание фарфора, повышенное же давление пара от испарения жидкости приводило к взрыву тяги.

Для устранения разрушения фарфоровых тяг были проведены следующие мероприятия:

- а) удалена накопившаяся жидкость из внутренней полости фарфоровых тяг;
- б) удален проводящий налет с внутренних стенок фарфоровых тяг;
- в) наружная поверхность армировки покрыта тремя слоями натуральной олифы;
- г) сушка тяг.

Для удаления жидкости из внутренней полости фарфоровых тяг и налета со стенок тяг пришлось удалить нарезную шпильку (рис. 3), приваренную к металлическому колпачку тяги, и получить свободный доступ через отверстие в колпачке ко внутренней полости тяги. Удаление выполнялось путем наворачивания гайки на шпильку. Гайка, нажимая на верхнюю часть колпачка, нарушает сварку шпильки с колпачком, и нарезная шпилька вынимается без особого затруднения.

После удаления жидкости и очистки внутренней полости тяг нарезная шпилька ставится на свое место и приваривается с наружной стороны к головке колпачка (рис. 4).

При выполнении сварочных работ фарфоровую часть тяги необходимо обернуть листовым асбестом для исключения возможности попадания частиц расплавленного металла на фарфор.

Сварочные работы по укреплению нарезной шпильки к армированному колпачку тяги никаких деформаций или разрушения армировки и фарфора не вызывали.

После выполнения профилактических мероприятий фарфоровые тяги подверглись испытанию повышенным напряжением, причем разрушения их не наблюдалось.

Инж. Д. П. Салеев и инж. П. В. Терников



**В Техническом управлении
по электростанциям**

О включении амперметров непосредственно в рассечку шин высокого напряжения

Техническое управление по электростанциям и Государственная инспекция по промэнергетике и энергонадзору Министерства электростанций и электропромышленности совместно с Главэлектромонтажем Министерства строительства вынесли следующее решение (№ 9/Э от 3 апреля 1953 г.):

1. Разрешить в закрытых распределительных устройствах напряжением от 1 до 35 кВ производить включение обычных амперметров прямого включения непосредственно в рассечку шин высокого напряжения без трансформаторов тока во всех случаях, когда последние не требуются для других целей (для учета электроэнергии, релейной защиты) и в данной цепи необходимо лишь измерение величины тока.

2. При непосредственном включении ампервитков в цепях высокого напряжения должны быть соблюдены следующие условия (см. ГОСТ 1945—42 «Приборы электроизмерительные. Общие условия технические»):

а) амперметр должен быть надежно изолирован от земли путем установки его на изоляторе для соответствующего напряжения или же непосредственно на участке шин между соседними изоляторами; должны быть обеспечены надлежащие электрические расстояния между амперметром и соседними фазами и заземленными конструкциями;

б) амперметр должен быть расположен таким образом, чтобы была обеспечена безопасность обслуживающего персонала и в то же время удобное чтение показаний прибора, например, расположение прибора в камере высокого напряжения за сеткой; при этом эксплуатация его производится в полном соответствии с «Правилами безопасности при эксплуатации электроустройств высокого напряжения»;

в) амперметр должен быть надежно закреплен, цоколь его должен быть окрашен в красный цвет, сигнализирующий высокое напряжение, на циферблате прибора должны быть нанесены красные, предупреждающие от высокого напряжения знаки (стрелы).

3. В первую очередь непосредственное включение амперметров следует применять в установках с неавтоматическими выключателями нагрузки и предохранителями.

4. При затруднениях с размещением высоковольтных трансформаторов тока, в малогабаритных камерах распределительных устройств разрешается для присоединений на рабочие токи более 200 а* установка амперметра, вклю-

* Амперметры прямого включения на эти токи электропромышленностью не изготавливаются.

ченного в цепь низковольтного малогабаритного трансформатора тока при условии его устойчивости током короткого замыкания. В этом случае трансформатор тока и амперметр должны быть установлены на изоляторах изолированно от земли и расположены в камере высокого напряжения за сеткой.

О расчетной длительности аварийного разряда аккумуляторных батарей на гидроэлектростанциях

Техническое управление по электростанциям приняло решение (№ 4/Э от 31 января 1953 г.) следующего содержания:

В связи со значительным сокращением продолжительности пуска современных гидроагрегатов, особенно автоматизированных, при выборе аккумуляторных батарей для гидроэлектростанций, работающих как в системе, так и изолированно, следует исходить из расчета 0,5 часа длительности аварийного разряда.

О конференции по вопросам сверхдальних электропередач

В июне 1953 г. намечено провести в Ленинградскую научную конференцию по вопросам сверхдальних электропередач, на которой вузы должны показать свою долю участия в исследовательских работах в помощь Великим стройкам и в подготовке кадров для них, а исследовательские институты, проектные организации и заводы-изготовители — осветить положение и дать новые задания вузам. Работа конференции будет проведена по следующим разделам:

1. Техничко-экономические вопросы дальних электропередач.

2. Схемы и режимы дальних электропередач на переменном и постоянном токе.

3. Оборудование мощных электростанций и дальних электропередач.

4. Перенапряжения, защита, автоматизация и связь дальних электропередач.

5. Механическая часть линий электропередачи и подстанций.

6. Вопросы подготовки технических кадров.

По вопросам конференции (о намечаемых докладах и пр.) следует обращаться в Оргкомитет по адресу: Ленинград, 22, ул. Попова, 5, ЛЭТИ. Лаборатория им. А. А. Смулова — проф. В. И. Иванову.



КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Н. А. Мельников, Расчеты режимов работы сетей электрических систем, М.—Л., Госэнергоиздат 1950, 176 стр.

Книга канд. техн. наук Н. А. Мельникова предназначена для инженеров проектирующих и эксплуатирующих организаций. В отличие от обычного курса «Сети электрических систем» книга должна по замыслу автора осветить «накопленный опыт по вопросам оценки режимов работы сложных электрических сетей в случаях, слабо отраженных в существующей литературе».

Таким образом, задача, поставленная автором, сводилась к тому, чтобы, наряду с кратким изложением основных методических сведений по расчету режимов работы сетей, особое внимание обратить на теоретическое углубление и обобщение известных методов расчета, а также на разработку расчетов более сложных режимов сетей.

Посмотрим, как справился автор с поставленной им задачей.

Общий план построения книги: изложение расчетов симметричных режимов в первой части и расчетов несимметричных режимов во второй части следует признать правильным. Однако третья часть, озаглавленная «Дополнительные теоретические сведения», содержит вопреки своему названию не только теоретические сведения, как, например, «теорию активного трехполюсника», «балансы мощностей при различных режимах», но и справочные материалы: «параметры воздушных линий», справочно-методические материалы по «характеристикам нагрузок потребления и источников питания» и, наконец, чисто методологический расчетный материал, излагающий расчет сетей с трансформаторными связями (десятая глава).

Более целесообразно было бы перевести расчетный материал в первую и вторую части, а справочный — выделить в приложения. Стройность изложения при этом, несомненно, повысилась бы.

Первая глава посвящена систематизации теории расчетов симметричных режимов. В ней автор ставит перед собой задачу изложить в наиболее систематизированном виде применяемые методы расчета сетей. Следует высоко оценить намерение автора, учитывая несомненную пользу от такой систематизации для инженеров, проектирующих сети, как с точки зрения расширения их кругозора, так и с точки зрения облегчения им выбора наиболее подходящего для конкретной инженерной задачи расчетного метода. Автор в этой главе действительно дает систематику расчетных схем замещения, указывая наиболее подходящие методы расчета. Очень интересна оценка автором требуемой и возможной точности расчетов. Заслуживает внимания с практической точки зрения выявленное автором преимущество методов приближенного решения многоконтурных сетей по сравнению с «точным».

Сжатое изложение технических приемов аналитического расчета замкнутых схем дает много материала вдумчивому читателю.

Вторая глава излагает упрощенные приемы расчета симметричных режимов. В ней читатель найдет целый ряд оригинальных и практически полезных приемов, из которых следует особенно отметить: метод расщепления, при котором распределение активных мощностей в почти однородных сетях производится по длинам линий, а реактивных по длинам, приведенным к определенному материалу и сечению провода, а также метод аналитического расчета нелинейных схем подбором. Удачные примеры помогают правильному пониманию рекомендуемых методов.

Третья глава посвящена экономическим режимам работы сетей. В этой главе дан изящный вывод условия наименьших потерь в схемах без поперечных проводимостей и из него сделаны важные выводы о различии характера распределения активных и реактивных мощностей с точки зрения минимума потерь. Представляет интерес приводимая методика определения экономического режима напряжений. Отсутствие обоснования этой методики снижает ее практическую ценность.

Четвертая глава, в которой изложены особенности несимметричных режимов, не содержит чего-либо нового; в ней в очень сжатой форме читателю напоминаются известные принципы составления расчетных схем, а также указываются пределы допустимых значений несимметрии токов и напряжений.

В пятой главе излагаются методы исследования характерных случаев несимметрии: несимметрии нагрузок, разрывов в одной и двух фазах, пофазного различия сопротивлений и коэффициентов трансформации.

В предельно сжатой, но достаточно ясной форме автор излагает методику построения известных комплексных схем замещения. Наиболее интересным в этой главе является оригинальное изложение принципов исследования схем с пофазным различием сопротивлений и пофазным различием коэффициентов трансформации. Рассмотренные примеры характеризуют практическую ценность методики, рекомендуемой автором.

Шестая глава (стр. 104—107), трактующая о мероприятиях для снижения несимметрии, содержит очень мало материала.

Из практических методов в этой главе изложен лишь метод устранения токов отрицательной последовательности при обрыве одной фазы, известный из книги И. А. Сырмагянникова. Следовало бы значительно расширить эту главу, учитывая ее практическое значение.

Седьмая глава содержит теорию активного трехполюсника и представляет известный теоретический интерес. Автор, к сожалению, не указал связь развитой им теории с общей задачей книги.

Восьмая содержательная является восьмая глава книги, излагающая теорию схем замещения трансформаторов как основных, так и добавочных, а также теорию преобразования этих схем.

Девятая глава в четкой и ясной форме излагает методы построения статических характеристик нагрузки. Заслуживают внимания предложенные автором схемы замещения нелинейных нагрузочных элементов (стр. 106).

Десятая глава о балансе мощностей в энергосистеме не охватывает всего поставленного вопроса, а лишь дает некоторые общие теоретические соображения, связь которых с практическими задачами книги остается неясной, если не считать задачи определения размеров пульсации механической нагрузки на валу генератора при несимметричном режиме.

Большой практический интерес представляет последняя глава — одиннадцатая, — в которой автор подробно и обстоятельно рассмотрел параметры воздушных линий различных последовательностей при наличии и отсутствии тросов, а также при расщеплении проводов. Материал, изложенный в этой главе, несомненно, будет с большой пользой использован читателями книги.

В целом нужно считать, что автор умело справился с поставленной им задачей — обобщить накопленный опыт по расчетам сложных режимов сетей. Книга написана на высоком научном уровне. Достаточное число примеров служит хорошей иллюстрацией. Многие из излагаемых материалов являются оригинальными.

Наряду с этим, несмотря на большие достоинства, книга имеет и ряд недостатков.

Одним из основных недостатков является чрезмерная суженность изложения. Автор, стремясь к безукоризненной точности своих формулировок, упустил из внимания важную задачу доходчивости изложения материала книги. Так, например, сводя задачу расчета установившегося режима работы сети к задаче «определения состояния» сложной электрической цепи, автор обязан был разъяснить читателю, какие другие практические задачи могут встретиться при исследовании сложной электрической цепи; иначе правильная мысль автора не доходит до читателя.

Определение линейной электрической цепи как цепи, состояние которой определяется системой линейных алгебраических уравнений с постоянными коэффициентами,

также страдает излишней сухостью. Следовало бы дополнить это определение физическим его толкованием и дать ряд характерных и конкретных примеров как линейных, так и нелинейных цепей. К стати сказать, следовало бы в вышеуказанном определении для строгости подчеркнуть, что речь идет только об установившемся режиме.

Определение активных схем (стр. 10) также страдает лаконичностью. Следовало бы пояснить на примерах, как читатель должен понимать схемы, в которых при отсутствии внешних источников питания имеют место токи и напряжения.

Недостаточно ясно определена «токовая нагрузка» и не указаны физические условия, при которых можно считать, что в сети имеется постоянная «токовая нагрузка», т. е. нагрузка, ток которой не зависит от напряжения узловой точки.

Определяя граничные условия концов сети, автор указывает, что этими условиями «в простейшем случае» являются внешние характеристики источников питания и вольт-амперные характеристики нагрузок потребителей. Думается, что и здесь были бы нелишними некоторые пояснения автора. То же относится и к классификации схем замещения (стр. 12—16). Эти примеры можно было бы умножить, так как, к сожалению, большинство определений автора страдает указанным недостатком.

Нельзя согласиться с применением термина «потокотдвижущая сила» (стр. 19) к произведению суммы э. д. с. в контуре на номинальное напряжение. Нам представляется более правильным применять этот термин к постоянным, стоящим в правой части уравнений для контурных потоков мощности. Неудобство для читателя представляет ссылка во второй главе в примерах на стр. 40 на формулу, вывод которой дан только на стр. 136, или ссылка на стр. 48 на преобразование, описанное на стр. 128. Необходимость таких ссылок можно было бы устранить, если бы девятая и десятая главы были бы изложены ранее (в 1-й части) или если бы автор соответственно изменил примеры. Аналогичные ссылки имеются и на стр. 68.

Недостаточно ясно изложен автором раздел «Повышение экономичности работы сети», особенно в части экономического распределения активных мощностей. Неудачно обозначение B на стр. 62—65. По смыслу выражения для удельного (относительного) прироста dB/dP , B — это сум-

марный расход энергии за единицу времени. Однако далее автор указывает, что B — удельный расход энергии, повидимому, понимая удельный расход как расход за единицу времени. Общепринятым является понимание удельного расхода как расхода на единицу мощности.

Неясно излагает автор метод отображения экономических характеристик станции в схеме замещения (стр. 63—65). Нет указаний о том, что такое переводный коэффициент C , что такое P_0 (фиг. 1-36) α_0 и α_1 (стр. 63) и т. п. Только с большим трудом читатель разберется в соотношении между э. д. с. E_0 и удельным (относительным) приростом расхода. То же относится к схемам замещения фиг. 1-37.

Очень сложно изложен расчет невыгоднейшей дополнительной э. д. с. добавочного трансформатора (стр. 65—68). Здесь читатель не может уловить за громоздкими выражениями сущности данного мероприятия и простейших соотношений.

Во второй части следовало бы, имея в виду общие ее задачи, дать принципы расчета случаев двукратной несимметрии, имеющих практическое значение. Отсутствие материалов по двукратной несимметрии снижает полноту охвата вопроса автором.

В третьей части изложение в ряде глав и, в частности, в седьмой главе (теория активного трехполосника), восьмой (схемы с трансформаторными связями) и десятой (баланс мощности в энергосистеме) слишком абстрактно. Отсутствие конкретных примеров затрудняет читателю понимание методов расчета схем с трансформаторными связями. Очень серьезный вопрос о балансе мощностей в несимметричном режиме затронут слишком бегло.

Автор не указал списка использованной литературы, хотя такой список был бы, несомненно, интересен читателю.

Указанные недостатки книги не снижают высокую оценку, которую можно все же дать этой полезной книге. Нужно полагать, что недостатки ее явились результатом весьма ограниченного объема книги (13 печатных листов) и, повидимому, известной спешки в ее подготовке.

Следует пожелать, чтобы при переиздании книги она была расширена и чтобы вопросы доходчивости и легкости изложения автор переставил на первый план.

Доктор техн. наук И. М. Маркович



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 текст не вклеивать, а прилагать отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые в Советском Союзе меры длины, веса и др.

6. Рукопись, подписанная автором, должна в конце иметь данные: полностью имя, отчество и фамилию, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

7. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, I этаж, помещ. 165, редакции журнала «Электрические станции».

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

Москва, Шлюзовая наб., 10

**ОТКРЫТА ПОДПИСКА
на второе полугодие 1953 г.
НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ЖУРНАЛЫ:**

„ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ“

Орган МЭС и ЭП СССР

Год издания 24-й

12 номеров в год

Подписная цена: на 6 мес. 48 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технических работников проектных и строительных организаций, электростанций и сетей Министерства электростанций и электропромышленности, а также на энергетиков предприятий других министерств.

„ЭЛЕКТРИЧЕСТВО“

Орган Академии наук СССР, МЭС и ЭП СССР

Основан в 1880 г.

12 номеров в год

Подписная цена: на 6 мес. 48 руб.
на 3 мес. 24 руб.

Журнал рассчитан на инженеров и научных работников, ведущих работу в различных областях электротехники.

**„ГИДРОТЕХНИЧЕСКОЕ
СТРОИТЕЛЬСТВО“**

Производственно-технический и экономический журнал МЭС и ЭП СССР

Год издания 22-й

12 номеров в год

Подписная цена: на 6 мес. 24 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технический персонал, работающий на гидротехнических строительствах, в проектно-исследовательских организациях, научно-исследовательских институтах и на студентов вузов.

„ТОРФЯНАЯ промышленность“

Орган МЭС и ЭП СССР

Год издания 30-й

12 номеров в год

Подписная цена: на 6 мес. 24 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технических работников торфяной промышленности.

„ЭНЕРГЕТИК“

Массовый производственно-технический журнал МЭС и ЭП СССР

Год издания 1-й

12 номеров в год

Подписная цена: на 6 мес. 12 руб.

Журнал рассчитан на широкие круги энергетиков: кочегаров, машинистов, механиков, электромонтеров, мастеров и техников, работающих на электростанциях, электрических и тепловых сетях, а также на энергетиков, работающих в отделах главного энергетика и главного механика промышленных предприятий.

ПОДПИСКА ПРИНИМАЕТСЯ: ГОРОДСКИМИ И РАЙОННЫМИ ОТДЕЛЕНИЯМИ СОЮЗПЕЧАТИ, ВО ВСЕХ КОНТОРАХ, ОТДЕЛЕНИЯХ И АГЕНТСТВАХ СЯЗИ И ОБЩЕСТВЕННЫМИ УПОЛНОМОЧЕННЫМИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ, В ОРГАНИЗАЦИЯХ И УЧРЕЖДЕНИЯХ.