

ЭЭ Лектрические танции



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

9

1953

Вологодская областная универсальная научная библиотека
www.booksite.ru

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ 9

СЕНТЯБРЬ

1953

Орган Министерства электростанций и электропромышленности СССР

24-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Повысить качество контроля за работой энергетических предприятий	3	А. А. Воскресенский и Т. И. Корелов — Конструктивный недостаток защиты с трансформатором ВТН-561	55
Н. Г. Залогин — Эксплуатация батарейных циклонов	6	М. А. Корякин — Проверка схем учета электроэнергии с помощью счетчиков	56
Б. Э. Розенблат и В. В. Чукин — Сжигание пыли бурых углей угрубленного помола в топке со встречным расположением горелок	10	В. Б. Яцевич — Увеличение грозоупорности воздушных линий электропередачи на деревянных опорах	58
К. А. Раков — Применение надстроек при расширении существующих электростанций	13	Консультация по „Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей“	59
Л. Б. Бейгман — О скидках и надбавках по влажности торфа	21	ХРОНИКА	
Л. В. Запрягаев — О системе расчетов электростанций с торфопредприятиями и двойном анализе торфа	23	В Техническом управлении по электростанциям	
С. А. Беренштейн — Опыт строительства противоползневых сооружений	25	Дополнение к разделу „Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1000 в“	
Л. Н. Гребенщиков и А. И. Комиссаров — Из опыта монтажа проводов линий 400 кв	32	„Правил устройства электротехнических установок“	60
И. Н. Александров и А. Ш. Фридлянд — Применение самосинхронизации синхронных генераторов в энергосистеме средней мощности	36	О „Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей“	60
Б. И. Запорожец и Т. П. Мусатов — Устройство блокировки переносных заземлений	39	О количестве трансформаторов на понизительных подстанциях с напряжением 110 кв и ниже	60
В. Т. Калита — Осушивание силовых кабелей и способ их восстановления	41	О работе синхронных генераторов и компенсаторов при металлическом замыкании на корпус обмотки ротора в одной точке и об установке защиты от замыканий на корпус во второй точке	60
П. В. Борисоглебский и П. М. Сви — Обнаружение поврежденных изоляторов дефектоскопами	44	О порядке осмотра взрывных камер выключателей	61
А. А. Васильев — Об улучшении противоаварийной работы с линейным ремонтным персоналом	46	О применении автоматической разгрузки трансформаторов с защитой от перегрузки, действующей на отключение	61
ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ		К. „Руководящим указаниям по применению силовых и контрольных кабелей“	61
В. В. Мельников — Монтаж барабана котла весом 43,3 т мостовым краном грузоподъемностью 30 т	50	В Управлении капитального строительства	
Б. И. Завадский и В. А. Ильин — Установка каркаса котла на заранее подлитые подколонники	51	О правилах и нормах электрического освещения строительных площадок	61
В. А. Караман — О сварных соединениях алюминия с медью на открытом воздухе	52	О технических условиях на изготовление сварных стальных конструкций опор линий электропередачи	61
ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ		О справочнике по инженерно-геологическим расчетам при изысканиях	61
Н. М. Ковалев и М. И. Черепяхин — Брызгальная установка над прудом-охладителем на пловучем основании	53	КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ	
В. И. Данилов и Э. С. Мусаэлян — Безреакторный пуск синхронного генератора для работы в режиме компенсатора	55	Рецензии на книгу М. Д. Каменского «Электрические системы»	62





ВОЛОГОДСКАЯ ОБЛАСТНАЯ УНИВЕРСАЛЬНАЯ НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА

ИЗДАТЕЛЬСТВО

Вологодская областная универсальная научная библиотека

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

Адрес редакции: Москва, Б. Черкасский пер., д. № 2.
Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора К 4-44-10 и комм. К 0-32-80, доб., 3-01.

ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО КОНТРОЛЯ ЗА РАБОТОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Коммунистическая партия и Советское правительство придадут исключительно важное значение контролю во всех отраслях и звеньях народного хозяйства.

Товарищ Сталин в своей речи на открытии Первого всероссийского совещания ответственных работников Рабоче-крестьянской инспекции 15 октября 1920 г. подчеркнул особое значение советского контроля в деле совершенствования работы учреждений и предприятий, указал, что главное состоит в том, чтобы изучать ревизуемые учреждения, изучать вдумчиво, изучать серьезно, изучать недостатки и достоинства и двигать дальше дело совершенствования этих учреждений.

В передовой статье центрального органа нашей партии — газете «Правда» от 10 июля 1953 г. говорится: «...Любой работник, какой бы пост он ни занимал, должен находиться под неослабным контролем партии. Партийные организации должны регулярно проверять работу всех организаций и ведомств, деятельность всех руководящих работников».

Особое значение приобретает контроль за работой энергетических предприятий. Эти предприятия — электростанции и сети — существенно отличаются от предприятий других отраслей промышленности, это — «заводы без склада готовой продукции», на них производство, распределение и потребление электрической энергии осуществляются одновременно. Поэтому любое нарушение их работы тяжело отражается на энергоснабжении потребителей. Отсюда систематический контроль и устранение выявляемых нештатностей и недостатков в работе приобретают особо важное значение.

В директивах XIX съезда КПСС по пятому пятилетнему плану развития СССР перед энергетикой поставлены еще другие новые задачи огромнейшего масштаба. В материалах съезда указано, что важнейшим условием осуществления намеченных темпов роста производства и технического прогресса во всех отраслях народного хозяйства является дальнейшая электрификация страны.

Поэтому при повышении общего уровня промышленного производства в 1955 г. на 70 % по отношению к 1950 г. выработка электроэнергии увеличится на 80 %, а общая мощность электростанций возрастет в 2 раза и гидростанций в 3 раза.

Значительный рост установок высокого давления, автоматизация всех гидроэлектростанций, широкое внедрение телемеханики, автоматизация питания и процессов горения котельных агрегатов, применение быстродействующих защит, автоматического повторного включения линий электропередачи, автоматического ввода резерва и другой передовой техники — все это ставит перед советскими энергетиками серьезнейшие задачи по сооружению и освоению новых мощностей, по совершенствованию эксплуатации действующих электростанций и сетей. Применение новейшей техники требует более квалифицированного обслуживания и хорошей подготовки персонала и, естественно, более глубокого и качественного контроля и надзора за эксплуатацией как со стороны Главной инспекции по эксплуатации, ее районных инженеров-инспекторов и инженеров-инспекторов по эксплуатации на предприятиях, так и со стороны всех инженерно-технических работников электростанций и сетей.

Состоявшееся в июле сего года в Москве 3-е всесоюзное совещание районных инженеров-инспекторов Министерства по эксплуатации и совещания работников энергосистем по главным эксплуатационным управлениям вскрыли ряд серьезных недостатков в деле контроля за эксплуатацией энергетических предприятий.

В изданном в 1952 г. приказе Министра за № 340 был указан ряд серьезных недостатков в работе Министерства, в том числе Главной инспекции по эксплуатации, и указаны конкретные мероприятия по устранению этих недостатков.

Однако после выхода этого приказа существенного перелома в деле повышения надежности работы, улучшения технико-экономических показателей и повышения общей культуры эксплуатации электростанций и сетей не наступило.

Приказ № 340 на ряде предприятий выполняется неудовлетворительно, и контроль за его исполнением далеко не полный.

Основным и серьезнейшим недостатком в работе энергосистем является все еще высокая аварийность на электростанциях и особенно в электросетях, наносящая значительный ущерб народному хозяйству. Более половины всех аварий происходит по прямой вине персонала и в остальных авариях также имеется значительная доля вины персонала, не осуществляющего должной приемки оборудования в эксплуатацию и несвоевременно устраняющего заводские дефекты оборудования.

Имеющее место большое количество аварий в электрических сетях энергосистем объясняется ослаблением работы с персоналом из-за территориальной разбросанности объектов, что требует более действенных форм работы с персоналом.

Наиболее аварийными энергосистемами в первом полугодии 1953 г. явились Мосэнерго, Донбассэнерго, Ростовэнерго и такие предприятия, как Кураховская и Карагандинская грэс, Московская кабельная сеть, Ленинградская высоковольтная сеть, электросети Калининградэнерго и Центральный сетевой район Донбассэнерго.

Основными причинами аварийности являются: неудовлетворительный контроль за работой персонала на ряде предприятий, что ведет к низкой его производственной дисциплине; резкое отставание в учебе и знаниях персонала (особенно среднего звена — начальников смен цехов электростанций и начальников подстанций) по сравнению с уровнем внедрения новой техники; неудовлетворительная профилактика и ремонт оборудования вследствие несоблюдения существующих норм и инструкций и неправильное в ряде случаев применение премиальной системы оплаты труда.

Персонал предприятий по-настоящему еще не мобилизован на выполнение приказа № 340. Руководители, районные инженеры-инспекторы и инженеры-инспекторы по эксплуатации слабо контролируют работу предприятий и не добиваются повышения качества работы с персоналом в соответствии с требованиями эксплуатационного циркуляра Министерства «О постановке работы с дежурным персоналом электростанций и сетей», в результате чего на ряде предприятий эта работа ведется формально и не дает результатов в части повышения технических знаний и производственной дисциплины персонала.

Недостаточный контроль со стороны районных инженеров-инспекторов и инженеров-инспекторов по эксплуатации предприятий ведет к тому, что на многих предприятиях не ведется борьбы за повседневное выявление и устранение всех нарушений персоналом «Правил технической эксплуата-

ции» и «Правил техники безопасности» (хотя бы и не приведших к авариям или браку в работе и к несчастным случаям с людьми). Широкая общественность предприятий еще не привлечена для борьбы с этими нарушениями и еще не создана обстановка непримиримости к нарушителям.

Анализ аварий, происшедших по прямой вине персонала, показывает, что большинство этих аварий происходит вследствие нарушений «Правил технической эксплуатации» и «Правил техники безопасности» как со стороны непосредственных виновников, так и со стороны вышестоящего персонала, которые проходят мимо этих нарушений. Так, например, на одной тэц произошла тяжелая авария вследствие отключения разъединителей под нагрузкой в распределительном устройстве генераторного напряжения. Эта авария явилась следствием целой цепочки нарушений: контролирующим лицом при производстве переключений был не дежурный инженер-электростанции, как это требуется руководящими указаниями Министерства, а дежурный электротехник; исполнителем операции вместо дежурного электротехника был старший дежурный электромонтер, не ознакомленный с порядком производства переключений и подписавший бланк, не читая; на приводе разъединителя не было надписи о том, к какой системе шин он принадлежит; блок-замок не был запломбирован; лица, производившие переключения, деблокировали разъединитель без ведома начальника электроцеха; дежурный инженер, самоустранившийся от производства указанных переключений, при проверке проявил слабые знания практической работы. Вполне ясно, что при устранении хотя бы одного нарушения из этой цепочки авария могла бы и не быть. При расследованиях аварий по прямой вине персонала руководители энергосистем, предприятий и районные инженеры-инспекторы зачастую недостаточно глубоко анализируют причины, вызывающие неправильные действия персонала. Так, например, на одной из электростанций высокого давления во время ликвидации аварии была упущена вода из деаэраторов. Дежурная по деаэраторной установке при расследовании аварии комиссией была признана одним из виновников аварии, якобы по халатности упустившей воду. Дополнительным расследованием установлено, что эта дежурная была допущена к работе без проверки знаний и фактически оборудования и схем его работы не знала. В другом случае на подстанции дежурный произвел ручное отключение выключателя, считая его не введенным в работу. Дежурный был снят с работы за «преступную халатность». Дополнительной проверкой было установлено, что

виновник аварии был допущен к работе без проверки знаний, по существу не имел права самостоятельного дежурства. Работая в течение 7 мес., он не знал, как действует механизм ручного отключения выключателя.

Работники производственных служб и отделов районных управлений, бывая на предприятиях, большей частью ограничиваются разрешением только узких технических вопросов, не проверяют и не контролируют эксплуатацию оборудования на подведомственных участках и, главное,— постановку работы с персоналом. Районные инженеры-инспекторы недостаточно используют производственные службы и отделы районных управлений для контроля за выполнением своих предписаний и редко привлекают работников служб, а также цеховых работников электростанций и районов сетей для проведения совместных проверок предприятий.

Только в том случае, если контроль за работой персонала и за выполнением «Правил технической эксплуатации» и «Правил техники безопасности» будет вестись повседневно в каждом цехе электростанции, на подстанции, линейном участке, а также в каждом районном и главном управлении, он даст нужный эффект и будут предотвращаться аварии и брак в работе.

Задача и состоит в том, чтобы организовать этот контроль, привить персоналу чувство ответственности за порученное дело. Организовать действительную, а не формальную работу с персоналом, обратив особое внимание на качество проверки знаний персонала и в первую очередь на качество проверки знаний руководителей — директоров и главных инженеров предприятий. Добиваться при этом глубоких знаний и понимания «Правил технической эксплуатации» и «Правил техники безопасности» применительно к местным, специфическим условиям данного предприятия.

Надо установить такой порядок и контроль, при которых ни одно, хотя бы и незначительное, нарушение «Правил технической эксплуатации», «Правил техники безопасности» и производственных инструкций не оставалось невыявленным, а виновные не наказанными. Необходимо создать обстановку непримиримости к нарушителям и установить одинаковую ответственность как лиц, нарушающих «Правила», так и лиц, знающих, но скрывающих эти нарушения. Надо широко привлечь всю общественность и в первую очередь партийные организации предприятий на борьбу с нарушителями «Правил». Следует добиваться того, чтобы «Правила технической эксплуатации» и «Правила техники безопасности» стали незыблемым, «железным» законом для всех работников энергетических предприятий.

Районным инженерам-инспекторам Министерства по эксплуатации надо перестроить свою работу в соответствии с требованиями упомянутого приказа и решением 3-го всесоюзного совещания районных инженеров-инспекторов. Им необходимо стать действительными контролерами — «глазами Министерства на местах», глубже вникать в технические вопросы эксплуатации, теснее держать связь с главными эксплуатационными управлениями и не забывать о своей ответственности за постановку эксплуатации в инспектируемых энергосистемах.

Только повседневный контроль во всех звеньях энергетической промышленности за неуклонным выполнением приказа Министра № 340, «Правил технической эксплуатации», «Правил техники безопасности» и других директивных указаний Министерства приведет к значительному повышению надежности работы электростанций и сетей и к созданию необходимых условий для максимального удовлетворения энергией все растущих потребностей промышленности, городов и сельского хозяйства нашей великой Родины.

□ □ □

Эксплуатация батарейных циклонов

Канд. техн. наук Н. Г. Залогин

Ниже рассмотрены особенности работы батарейных циклонов и условия, выполнение которых позволяет обеспечить эффективную работу этих аппаратов.

Предотвращение забивания золой циклонных элементов

Причины образования золовых отложений в элементах батарейного цикла следующие:

1. Несвоевременная выгрузка золы из бункеров, что является основной причиной забивания золой элементов батарейного циклона.

2. Сепарация золы по размерам частиц в распределительной камере¹, вследствие чего в отдельные элементы попадает зола, содержащая преимущественно мелкие частицы, обладающие

способностью слипаться и налипать на поверхности аппаратов.

3. Работа с малой нагрузкой, когда гидравлическое сопротивление батарейного циклона оказывается меньше 30 мм вод. ст.

4. Образование на верхней трубной доске золовых отложений в виде гребешков, их уплотнение с течением времени и попадание сцементированных кусков золы через выхлопные трубы в золопускные отверстия.

5. Замачивание золы в спускных рукавах бункеров водой смывных аппаратов и переполнение по этой причине бункеров.

6. Конденсация водяных паров на внутренней поверхности элементов батарейного циклона, расположенного на открытом воздухе, в период растопки котлов; осаждение золы на влажной поверхности элементов и забивание вследствие этого золопускных отверстий.

7. Износ и появление свищей в трубах водяных экономайзеров.

В эксплуатации надо обеспечить правильный режим удаления золы из бункеров батарейных циклонов. При периодическом удалении золы особое внимание следует уделять правильному выбору и строгому соблюдению намеченных промежутков времени между выгрузкой золы. Опыт показывает, что при неправильно установленном режиме разгрузки бункеров от золы или несоблюдении установленного режима выгрузки наблюдается забивание части циклонных элементов золой, вследствие чего резко снижается общая степень очистки газов в аппарате.

При разработке режима выгрузки золы из бункеров батарейного циклона следует учитывать, что уловленная зола может не образовывать в бункере горизонтального уровня. Осаждение золы на наклонных стенках бункера и ее сползание по ним, а также неравномерное распределение золы по элементам создают условия, при которых уровень золы в бункере может быть не горизонтальным, а, например, выше у стенок, чем в середине. В этом случае по мере наполнения бункера уловленной золой ее уровень значительно раньше достигает золопускных отверстий элементов, расположенных по периметру бункеров батарейного циклона (рис. 1), чем остальных элементов. Когда уровень золы в бункере достигает высоты золопускных отверстий элементов, расположенных по периметру, коническая часть элементов быстро заполняется золой. Заполнение золой элементов обычно происходит только до некоторой определенной высоты, при которой интенсивность вихревого движения газов в циклонном элементе будет достаточной для того,

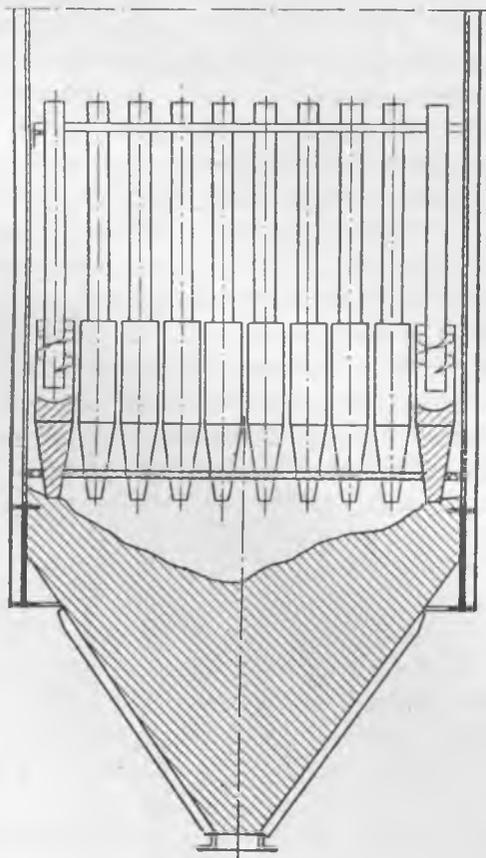


Рис. 1. Характер забивания элементов батарейного циклона золой при переполнении ею бункера.

¹ Н. Г. Залогин, О проектировании батарейных циклонов, „Электрические станции“, 1953, № 7.

чтобы вынести в выхлопную трубу всю поступающую в него золу вихревым восходящим потоком дымовых газов. При последующей выгрузке золы из бункера она может высыпаться не из всех элементов, и часть элементов останется заполненной золой, т. е. отключенной из работы. При движении газов через выхлопные трубы этих элементов будет происходить интенсивный износ внутренней поверхности труб золой, так как в выхлопной трубе продолжается вращательное движение газов, и частицы золы, двигаясь тангенциально, ударяются о поверхность, разрушая металл труб. Таким образом, при забивании элементов золой наряду со снижением общей степени очистки газов в батарейном циклоне и связанным с этим увеличением износа дымососов наблюдается повышенный износ выхлопных цельнотянутых труб циклонных элементов, являющихся наиболее дефицитной частью батарейных циклонов.

Наибольшее количество забитых золой циклонных элементов обнаруживается в батарейных циклонах, оборудованных элементами старого типа ЦГ-1, которые имеют узкий и длинный золоспускной патрубок, препятствующий свободному высыпанию золы из конической части элементов. Практикующаяся на некоторых электростанциях срезка этих патрубков и некоторое расширение золоспускных отверстий приводят к заметному повышению надежности работы батарейных циклонов. Это мероприятие можно рекомендовать для всех батарейных циклонов с элементами ЦГ-1.

Следует отметить, что при забивании элементов батарейного циклона золой из них в очищенные газы попадают все фракции частиц золы, содержащиеся в неочищенных газах. Поэтому фракционная степень очистки газов выражается для этого случая кривой 1 рис. 2. Эта кривая показывает, что в батарейном циклоне с несколькими забитыми элементами степень очистки газов для самых крупных фракций золы не достигает 100%. В единичных циклонах больших размеров, работающих в отношении забивания вполне надежно, характер фракционной степени очистки газов изображается кривой 2. Как следует из сравнения этих кривых, батарейный циклон с несколькими забитыми элементами лучше улавливает мелкие фракции золы, но хуже, чем единичные циклоны больших размеров, крупные фракции.

Поскольку разрушение металла при абразивном износе в основном определяется крупными частицами, а забивание золой элементов батарейного циклона, в особенности старого типа, — явление довольно распространенное, на практике часто оказывается, что циклоны большого диаметра более надежно защищают дымососы от износа, чем батарейные циклоны. Это особенно наглядно можно наблюдать на электростанциях, где одновременно установлены оба типа аппаратов.

Так, например, на электростанции, работающей на сланцах на котле конструкции ЦКТИ75-39-Ф, оборудованном батарейными циклонами с элементами типа ЦГ-1, у дымососов Д-190-2, имеющих 980 об/мин, лопатки ротора приходится

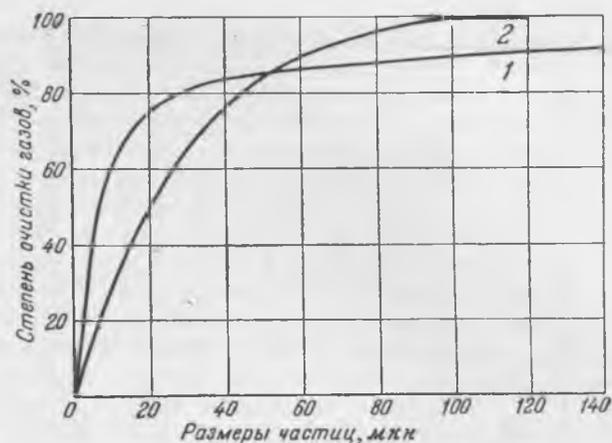


Рис. 2. График фракционной степени очистки дымовых газов.
1 — для батарейного циклона; 2 — для единичного циклона большого диаметра.

наплавлять электродами Т-620 каждые 3 мес., а замена ротора производится через каждые 9—10 мес.

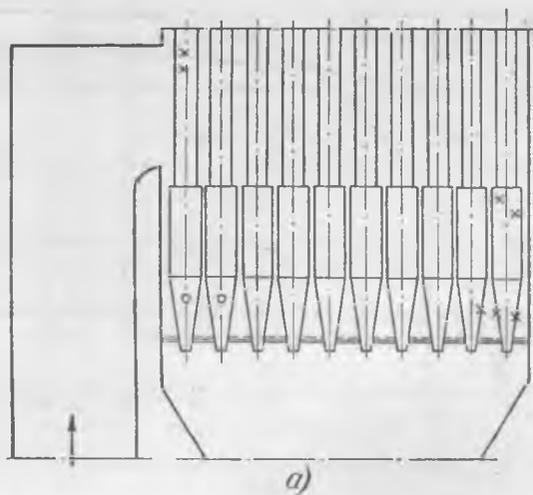
На другом котле этой электростанции, оборудованном шестью циклонами типа Д, дымососы с 730 об/мин работают без замены и наплавки лопаток ротора более 4 лет. Учитывая, что дымососы с 980 об/мин*, изнашиваются в 2 раза быстрее, чем дымососы с 730 об/мин, можно прийти к заключению, что только разницей в скорости вращения дымососов нельзя объяснить значительно более длительную работу дымососов, установленных на втором котле. Износ дымососов зависит в сильной степени от поступления газов с различной концентрацией золы или различным ее фракционным составом.

На другой электростанции, сжигающей подмосковный уголь на котле 160 т/час, установлены четыре циклона типа Д, а на втором аналогичном котле той же электростанции — батарейный циклон, состоящий из четырех секций с элементами ЦГ-1. Дымососы имеют одинаковую скорость вращения. По данным испытаний батарейный циклон обеспечивает степень очистки газов, равную 63%, а циклоны типа Д — 42%. Несмотря на указанное соотношение степени очистки газов, за 5 лет на котле, оборудованном батарейным циклоном, смена роторов на дымососах производилась 5—6 раз, а на котле, оборудованном циклонами типа Д — соответственно 3—4 раза.

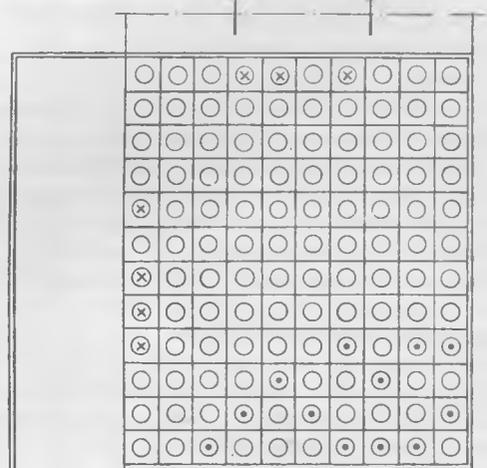
Опыт показывает, что срок безремонтной работы дымососов на котлах, оборудованных батарейными циклонами, во многих случаях бывает значительно меньше нормального, что объясняется главным образом забиванием элементов золой, с чем необходимо вести самую решительную борьбу.

Правильный режим разгрузки бункеров батарейных циклонов от уловленной золы является одним из наиболее важных условий, которые должны обеспечить нормальную работу батарейных циклонов и повысить длительность работы

* С. Н. Сыркин, Из опыта работы дымососов уральских электростанций, Сборник материалов по обмену опытом в энергосистемах Главуралэнерго, вып. 1, Металлургиздат, 1945.



к дымососу



от котла

Рис. 3. Места интенсивного износа батарейного циклона (крестики) и образования золовых отложений в элементах (кружки).

a — при подводе дымовых газов к распределительной камере по вертикальному газоходу; *b* — то же по горизонтальному газоходу.

дымососов без ремонта. Для этого необходимо работать с непрерывной выгрузкой золы из бункеров; для снижения расхода воды на непрерывный смыв золы можно устанавливать золосмывные аппараты ВТИ с сухими или мокрыми мигалками (в последнем случае обеспечивается отсутствие пыления); при невозможности организовать непрерывное удаление уловленной золы период времени между окончанием разгрузки бункеров от золы и началом следующей операции по разгрузке (T) следует рассчитывать по формуле

$$T = \frac{v \gamma_n n (100 - C_{yn}) k''}{BA^p \alpha_{yn} \eta k'} \text{ час.},$$

где v — объем бункера батарейного циклона, подсчитанный с учетом, что высота бункера должна приниматься на 0,5 м меньше рас-

стояния от нижнего обреза конической части элементов до нижнего основания бункера, m^3 ;

γ_n — насыпной вес золы, измеренный экспериментально, t/m^3 ;

n — количество бункеров всех аппаратов одного котла;

C_{yn} — максимальное содержание горючих в уносе, %;

k'' — коэффициент, учитывающий негоризонтальность уровня золы в бункерах, равный 0,8;

B — расход топлива при максимальной производительности котла, $t/час$;

A^p — максимальная зольность топлива, %;

α_{yn} — доля золы топлива в уносе;

η — степень очистки газов в батарейном циклоне (принимать для камерного сжигания топлива равной 85%);

k' — коэффициент, учитывающий неравномерность раздачи золы по секциям и бункерам батарейного циклона, равный 1,25.

Необходимо учитывать, что достаточно только одного переполнения бункера золой, чтобы часть элементов была выключена из работы, а потому точному соблюдению режима разгрузки должно быть уделено особое внимание.

Чтобы снизить вероятность забивания элементов батарейного циклона золой, необходимо в первую очередь при осмотре аппарата установить, существует ли какая-либо закономерность в расположении забитых золой элементов в батарее. Допустим, что в результате осмотра батарейного циклона во время остановки котла установлено, что забиваются золой преимущественно элементы, расположенные по периметру бункеров; в этом случае наиболее вероятной причиной их забивания является переполнение бункеров золой, а поэтому следует устранить всякую возможность такого переполнения.

Если при подводе газов к распределительной камере по вертикальному газоходу с восходящим движением газов наибольшее количество забитых золой элементов обнаруживается в первых по ходу газов рядах элементов (рис. 3,а), то наиболее вероятной причиной являются сепарация золы в распределительной камере и попадание наиболее мелких частиц золы в первые ряды элементов. Установка направляющих лопаток в подводящем газоходе должна устранить эту причину.

Если при подводе газов к батарейному циклоу по схеме рис. 3,б наибольшее количество забитых золой элементов будет обнаружено со стороны подводящего газохода, то причиной забивания элементов золой также является сепарация золы по размерам частиц, и установка направляющих лопаток в подводящем газоходе должна устранить это явление.

При работе батарейных циклонов с малым перепадом давления (менее 30 мм вод. ст.) целесообразно перекрыть часть элементов, чтобы скорость движения дымовых газов через оставшиеся элементы стала нормальной.

При систематическом замачивании золы в бункерах батарейных циклонов водой смывных аппа-

ратов следует устранить разбрызгивание струи воды или заменить смывные аппараты, если высота гидравлического затвора меньше, чем максимальное разрежение в бункере батарейного циклона (следует учитывать, что разрежение в бункере может быть даже несколько больше, чем в камере чистого газа батарейного циклона).

При кратковременных остановках котлов для ликвидации свищей в водяных экономайзерах следует производить осмотр циклонных элементов и при обнаружении забитых золой отверстий — их очистку.

Рекомендуемые мероприятия будут способствовать снижению образования золовых отложений в элементах батарейного циклона. Однако успех этих мероприятий не может быть гарантирован для батарейных циклонов, установленных на котлах, работающих на АШ, вследствие особых свойств золы этого топлива.

Осмотр и текущий ремонт батарейных циклонов

Следует иметь в виду, что при внимательном осмотре, своевременном ремонте и профилактической защите деталей батарейного циклона от износа достигаются экономия металла и труда на ремонт дымососов и уменьшение расхода электроэнергии на собственные нужды, так как дымососы при исправном состоянии золоуловителей работают более длительное время с неизносившимися деталями, а следовательно, с более высоким к. п. д.

Осмотр батарейных циклонов во время остановки котлов следует производить: из пылевого бункера — фиксируя количество и место расположения забитых золой циклонных элементов; со стороны входного газотока — отмечая износ выхлопных труб и верхней трубной доски и состояние направляющих аппаратов двух первых рядов элементов; со стороны камеры чистого газа — отмечая неплотности в верхней трубной доске. Из камеры чистого газа в период капитальных ремонтов следует также производить осмотр каждого элемента, опуская 12-вольтовую лампочку на длинном шнуре в выхлопные трубы. При этом следует фиксировать износ части выхлопных труб, расположенных внутри элементов, и наблюдаемой сверху части корпусов элементов. Необходимо также отмечать выпадение лопастей направляющих аппаратов, если они остались в конической части элементов.

При работе котлов на многозольном топливе происходит интенсивный износ деталей батарейного циклона, в особенности если аппараты работают с большим перепадом давления. В этих случаях серьезное внимание следует уделять предупреждению образования сквозных отверстий. Необходимо учитывать, что через отверстия, образовавшиеся в результате износа выхлопных труб и верхней трубной доски, в камеру чистого газа из распределительной камеры поступает много золы, в результате чего степень очистки газов и защита дымососов от износа будут резко снижены. Выхлопные трубы и верхняя трубная доска изнашиваются наиболее интенсивно на тех участках, где концентрация золы в газовом потоке наиболее высока, а в золе содержится наиболь-

шее количество крупных частиц. Поэтому через образовавшиеся отверстия в камеру чистого газа при перепаде давления около 50—70 мм вод. ст. будет поступать струя дымовых газов с большим (по сравнению со средним) содержанием золы, что и вызовет резкое снижение эффективности работы батарейного циклона. Поэтому при осмотре батарейного циклона все обнаруженные отверстия должны быть немедленно заварены. Чтобы образования сквозных отверстий в последующем не происходило, необходимо на все интенсивно изнашивающиеся детали батарейного циклона профилактически устанавливать местную защиту, возобновляя ее при ремонте котла.

Если при кратковременных остановках котла будут обнаружены сквозные отверстия в выхлопных трубах в недоступных для ремонта местах, то следует соответствующие элементы заглушить, выключив их из работы, путем перекрытия верхнего обреза выхлопных труб и золоспускных отверстий. Это устранит возможность попадания струи неочищенных дымовых газов в очищенные. Такое же отключение элементов следует выполнить, если в них будет обнаружено выпадение лопастей направляющих аппаратов.

Во время капитального ремонта следует все отключенные элементы отремонтировать и включить в нормальную работу.

Величина зазора между лопастями направляющих аппаратов и внутренней поверхностью цилиндрической части циклонных элементов оказывает существенное влияние на эффективность работы батарейных циклонов. По техническим условиям на изготовление элементов батарейного циклона величина этого зазора не должна превышать ± 2 мм; вследствие износа как самих лопастей, так и корпусов элементов он может увеличиваться. От величины этого зазора зависит величина коэффициента гидравлического сопротивления элемента батарейного циклона. Вследствие неравномерного распределения золы по элементам износ их также неравномерен. В результате неравномерного износа направляющих аппаратов отдельных элементов разница в величине их коэффициентов сопротивления будет возрастать. Наличие же в батарее элементов с различной величиной коэффициента сопротивления, объединенных общим пылевым бункером, неизбежно вызовет переток газов по пылевому бункеру и снижение степени очистки дымовых газов от золы.

Измерить величину зазора между направляющими аппаратами и корпусами элементов можно только у двух первых (по ходу газов) рядов элементов. Остальные элементы недоступны для таких измерений.

Однако в большинстве случаев максимальный износ направляющих аппаратов наблюдается не у первых, а у последних по ходу газов рядов элементов батарейного циклона. Поэтому для проверки состояния направляющих аппаратов следует в период капитального ремонта вырезать люк в задней стенке кожуха на уровне расположения верхних обрезов циклонных элементов и через него производить измерение. При наличии заметного износа направляющих аппаратов их следует заменять.

Известно, что подсос атмосферного воздуха в бункерах и золоспускных линиях приводит к значительному снижению степени очистки газов в батарейных циклонах. Поэтому все бункеры должны быть проверены на плотность. Установка фланцевых соединений на золоспускных линиях по этим соображениям не рекомендуется. Лючки, устроенные для прочистки рукавов бункеров при замачивании золы водой из смывных аппаратов, должны иметь герметические затворы. Подсос воздуха через смывные аппараты и мигалки должен быть совершенно исключен.

Выводы

Батарейные циклоны должны весьма надежно предохранять дымососы от износа частицами золы. Срок безремонтной работы дымососов на котлах, оборудованных батарейными циклонами, должен даже при камерном сжигании наиболее многозольных топлив превышать 10 000 час. Однако в большинстве случаев батарейные ци-

клоны далеко не обеспечивают этого. Анализ причин пониженной эффективности работы батарейных циклонов показывает, что часть их может быть устранена при правильной эксплуатации и своевременном ремонте этих аппаратов. Наиболее часто снижение степени очистки газов в батарейных циклонах происходит вследствие:

а) забивания золой части циклонных элементов и прекращения в этих элементах очистки газов;

б) износа выхлопных труб и верхней трубной доски до сквозных отверстий;

в) износа и выпадения лопастей направляющих аппаратов циклонных элементов;

г) подсоса атмосферного воздуха через неплотности в бункерах и золоспускных линиях.

Выполнение приведенных рекомендаций по устранению дефектов работы батарейных циклонов повысит их эффективность, уменьшит износ дымососов и загрязнение атмосферного воздуха золой.



Сжигание пыли бурых углей угрубленного помола в топке со встречным расположением горелок

Инж. Б. Э. Розенблат и канд. техн. наук В. В. Чукин

На электростанциях, оборудованных шаровыми барабанными мельницами и пневматическими мельницами ВТИ, при сжигании челябинского и богословского углей угрубленного помола тонкость помола пыли характеризуется остатком на сите 88 мкн в пределах 40—45%, а в установках с шахтно-мельничными топками при сжигании тех же углей остаток на сите 88 мкн составляет 60—65%. Представляло интерес провести опыты по сжиганию пыли, получаемой в шаровых барабанных или пневматических мельницах, по характеристике близкой к характеристике пыли, получаемой в шахтных мельницах.

С этой целью были проведены опыты по сжиганию пыли богословского и челябинского углей с остатком на сите 88 мкн до 64%, получаемой в пневматических мельницах ВТИ типа 342/60, установленных у прямооточного котла производительностью 200 т/час.

Описание котлоагрегата

Прямоточный котел типа 53 СПС 200/32 (рис. 1) имеет полностью экранированную топочную камеру с размерами в свету 7,94×7,94 м² и объемом 1 227 м³. Сечение топки на уровне горелок 63 м². Расстояние от горелок до середины поворотной камеры 12,5 м. Топка оборудована щелевыми горелками БПК, расположенными по четыре горелки на боковых стенках топки.

Кроме основных горелок, топочная камера имеет четыре сбросные горелки перчаточного типа, по конструкции отличающиеся от основных горелок длиной щели. Размеры в свету каждой щели на выходе из топки у основных горелок

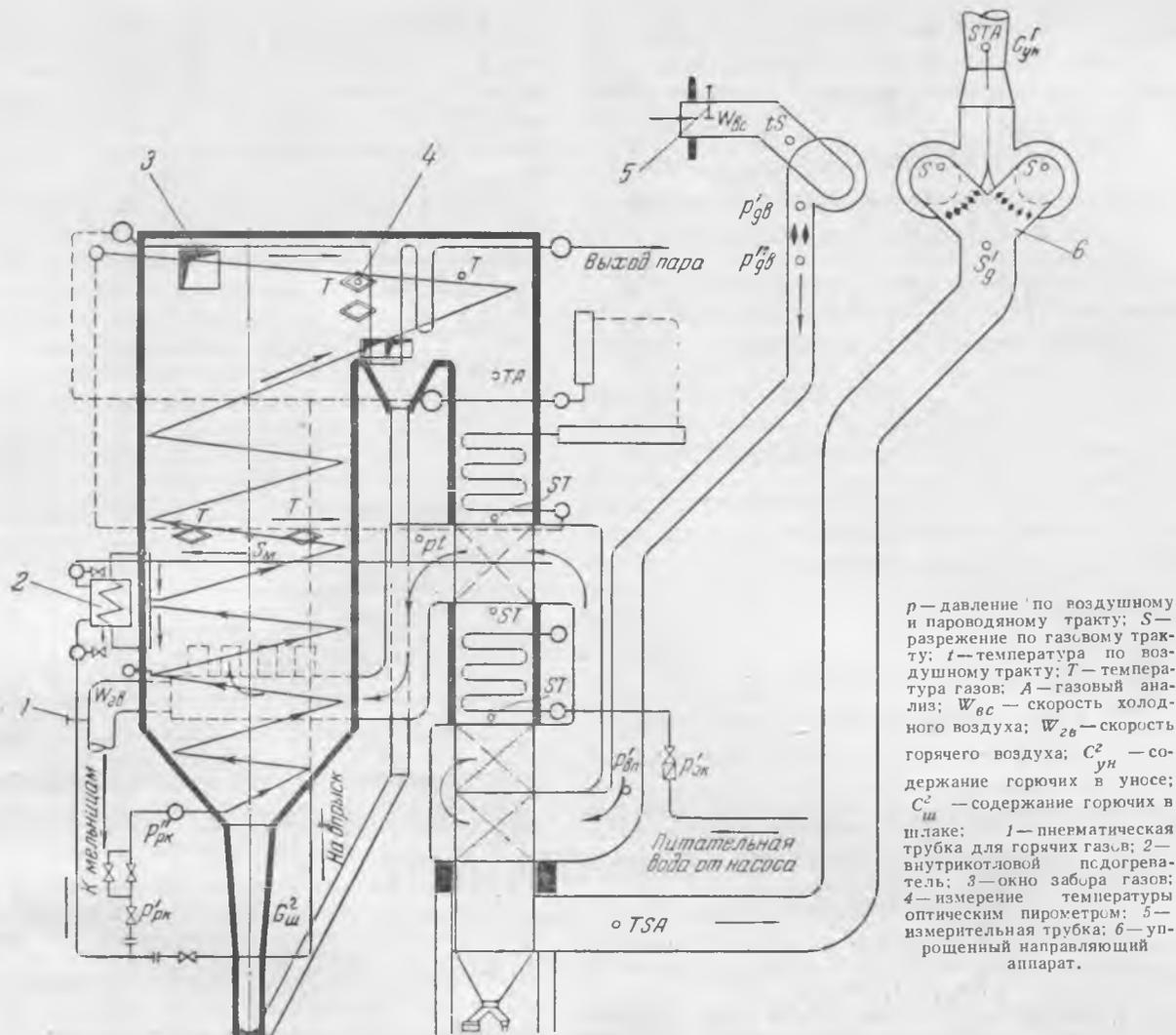
25×515 мм², а у сбросных 25×390 мм². Сбросные горелки установлены в промежутках каждой пары основных горелок. Блок из двух основных и одной сбросной горелки присоединен к общему коробу вторичного воздуха. Регулирование горелок по вторичному воздуху индивидуальное.

Установленные горелки отличаются от типовых отсутствием рассекателей и меньшим сечением для прохода вторичного воздуха. Последнее было достигнуто частичной закладкой сечения каналов кирпичом. Схема закладки каналов вторичного воздуха (перед началом испытаний) показана на рис. 2.

Результаты испытаний

Коэффициент полезного действия котла определялся методом обратного теплового баланса. Для уточнения величины потери от механического недожога, кроме определения содержания горючих в шлаке и уносе, производилось также взвешивание в сухом виде шлака, накопившегося в шлаковых бункерах за час работы при установленном режиме (в конце опыта).

Среднечасовой выброс уноса в дымовую трубу определялся по золовому балансу (по разности). Опыты проводились при работе одной и двух мельниц. При работе на одной мельнице с нагрузкой котла больше 130 т/час недостающее количество пыли подавалось от шаровой барабанной мельницы соседнего котла. Отбор пробы готовой пыли для определения тонкости помола производился в пылевом бункере перед питателями пыли.



p — давление по воздушному и пароводяному тракту; S — разрежение по газовому тракту; t — температура по воздушному тракту; T — температура газов; A — газовый анализ; $W_{вс}$ — скорость холодного воздуха; $W_{гв}$ — скорость горячего воздуха; $C_{гв}^{ун}$ — содержание горючих в уносе; $C_{ш}^{ун}$ — содержание горючих в шлаке; 1 — пневматическая трубка для горячих газов; 2 — внутрикотловой псдогреватель; 3 — окно забора газов; 4 — измерение температуры оптическим пирометром; 5 — измерительная трубка; 6 — упрощенный направляющий аппарат.

Рис. 1. Схема прямоточного котла 53СПС 200/32 с указанием точек измерений.

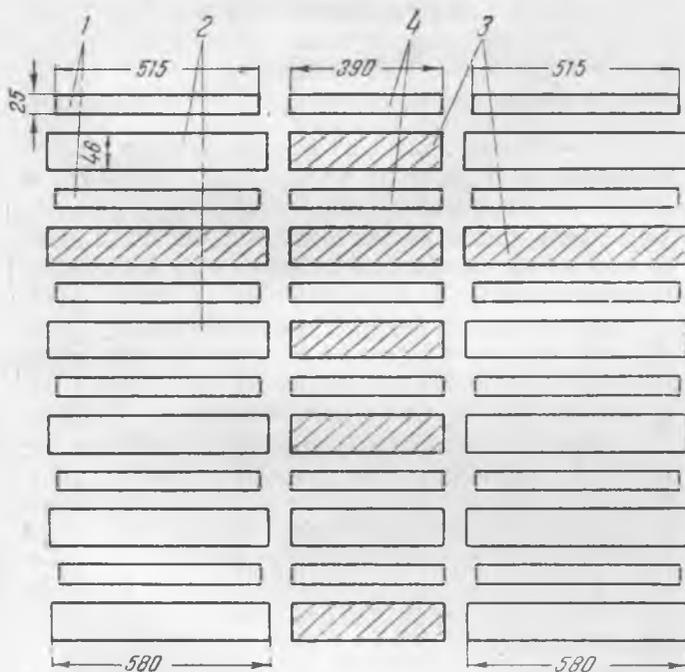


Рис. 2. Схема расположения каналов блока пылеугольных горелок на стенке топочной камеры (вид со стороны топки).

1 — каналы аврессмеси; 2 — каналы вторичного воздуха; 3 — каналы вторичного воздуха, заложенные кирпичами; 4 — каналы дополнительного сброса.

Влияние тонкости помола на экономичность работы котлоагрегата

Исследование работы топки на богословском угле было проведено при постоянной нагрузке котла 145—150 т/час, избытке воздуха в топке $\alpha_m = 1,2 \div 1,3$ и диапазонах изменений тонкости помола $R_{88} = 43,5 \div 63,6\%$ и $R_{200} = 13,6 \div 36,4\%$. При этом фракций крупнее 1 мм в готовой пыли содержалось от 1,2 до 2,5%. Регулирование тонкости помола пыли во всех опытах производилось лопатками сепаратора при неизменной вентиляции системы.

При работе одной мельницы на восемь рабочих пылепроводов расход вентилирующего агента поддерживался в пределах 75—80 тыс. кг/час; он целиком сбрасывался в топку в качестве первичного воздуха.

При работе двух мельниц в топку сбрасывалось 100—110 тыс. кг/час первичного воздуха. Остальное количество вентилируемого агента рециркулировало в системе. Скорость первичного воздуха на выходе из горелок при работе одной и двух мельниц поддерживалось одинаковой за счет включения четырех холостых сбросных горелок при работе на двух мельницах.

Результаты опытов показаны на рис. 3, из которого видно, что в диапазоне изменения тон-

- При работе двух мельниц
- При работе одной мельницы

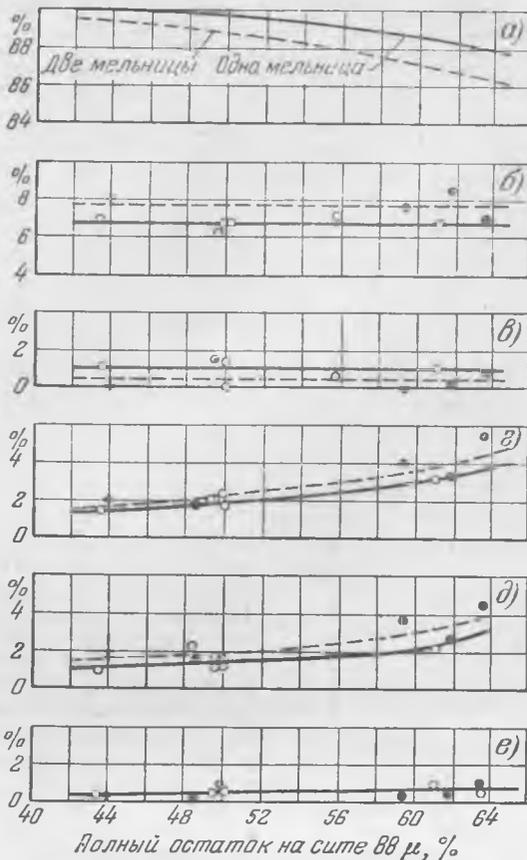


Рис. 3. Влияние тонкости помола угольной пыли на экономичность работы котла (при $D = 145 - 150 \text{ т/час}$ и $\alpha_{пз} = 1,2 - 1,3$).

a—к. п. д. котлоагрегата; *b*—потери тепла с уходящими газами; *в*—потери тепла от химической неполноты горения; *г*—суммарная потеря от механического недожога; *д*—потери тепла с уносом; *e*—потери тепла со шлаком.

кости помола, характеризуемого $R_{88} = 43,5 - 63,6\%$, потеря от механического недожога возрасла на 2% при работе одной мельницы и на 3% — при работе двух мельниц. Увеличение этой потери при работе на двух мельницах является, повидимому, следствием снижения скорости и количества подаваемого вторичного воздуха.

Потери от химической неполноты горения и с уходящими газами в том же диапазоне изменений тонкости помола остаются неизменными. Более высокая потеря тепла с уходящими газами при работе на двух мельницах получается вследствие уменьшения количества воздуха, пропускавшегося через воздухоподогреватель, из-за увеличения присоса в системе пылеприготовления.

Для испытанного котельного агрегата оптимальная тонкость помола при работе одной пневматической мельницы и нагрузке котла $145 \div 150 \text{ т/час}$ получена равной $R_{88} = 50 - 52\%$. Таким образом, несмотря на сравнительно хорошее качество угольной пыли (малое содержание частиц крупнее 1 мм) и большой топочный объем (1227 м^3) увеличение остатка на сите 88 мкн более 50% ведет к ухудшению экономичности топочного процесса. Поэтому дальнейшее угрубление помола угольной пыли без коренного изменения схемы топочного процесса, повидимому, нецелесообразно.

- × На богословском угле при $t_{пг} = 100^\circ\text{C}$
- " " " " $t_{пг} = 135 - 140^\circ\text{C}$
- На челябинском угле при $t_{пг} = 135 - 140^\circ\text{C}$

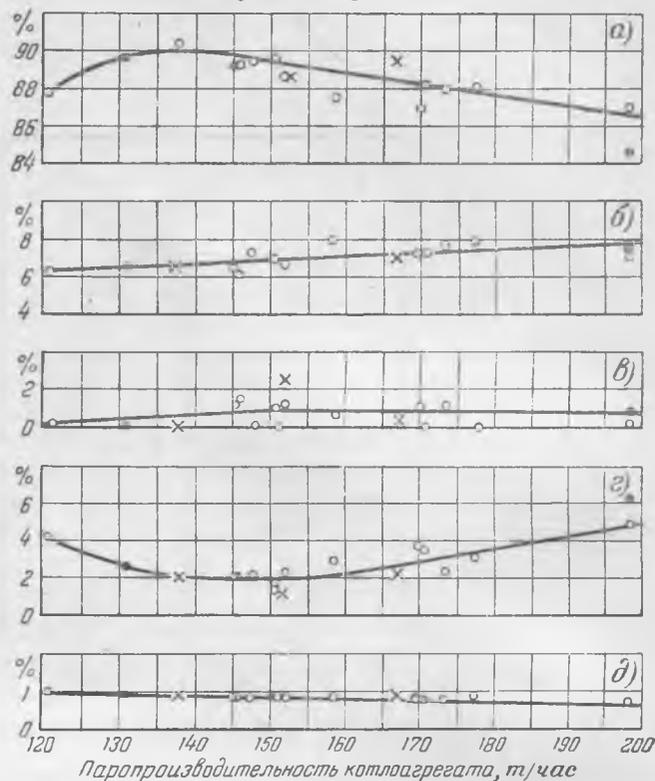


Рис. 4. Коэффициент полезного действия и составляющие тепловых потерь (при работе одной мельницы).

a—к. п. д. котлоагрегата; *b*—потери тепла с уходящими газами; *в*—потери тепла от химической неполноты горения; *г*—потери тепла от механического недожога; *д*—потери тепла в окружающую среду.

Влияние нагрузки на экономичность работы котлоагрегата

Опыты проведены в диапазоне изменений нагрузки котла $121 - 198 \text{ т/час}$, изменении $\frac{Q}{V} = 71,2 - 122 \text{ тыс. ккал/м}^3\text{час}$ при работе одной мельницы с тонкостью помола $R_{88} = 45 \div 55\%$ и избытком воздуха в топке $1,2 - 1,3$.

Работа котла характеризуется большим присосом холодного воздуха в топку и системе пылеприготовления.

Как показали специальные измерения, суммарный присос холодного воздуха в процентах от теоретически необходимого при изменении нагрузки от 120 до 200 т/час составил 48—42%.

Скорость первичного воздуха независимо от нагрузки колебалась в пределах $32 - 36 \text{ м/сек}$. Скорость выхода из горелок вторичного воздуха в диапазоне изменений нагрузки $120 - 150 \text{ т/час}$ (при работе шести горелок) составляла $26 - 42,5 \text{ м/сек}$, а в диапазоне изменений нагрузки $160 - 200 \text{ т/час}$ (при работе восьми горелок) — $35 - 57 \text{ м/сек}$.

Коэффициент полезного действия котлоагрегата и составляющие потери тепла показаны на рис. 4. Коэффициент полезного действия котлоагрегата достигает максимальной величины $89,5 - 90\%$ при нагрузке котла $130 - 150 \text{ т/час}$.

Такое высокое значение к. п. д. объясняется наличием развитых хвостовых поверхностей нагрева котла и хорошим протеканием топочного процесса, обусловленным сравнительно большим топочным объемом ($V_m = 1227 \text{ м}^3$) и хорошим качеством пыли, выдаваемой пневматическими мельницами.

Суммарная потеря тепла от механического недожога достигает максимальной величины 1—2% при нагрузке 140—150 т/час. Зависимость содержания горючих в шлаке от нагрузки не выявлена. В отдельных опытах содержание горючих в шлаке изменялось в пределах 16—40%.

Вследствие малого выхода золы в шлак, не превышающего на богословском угле 4—6% общего содержания золы в топливе, потеря тепла со шлаком находилась в пределах 1%.

Потеря тепла от химической неполноты горения не превышает 1% и в исследованном диапазоне нагрузок изменяется мало (рис. 4). Потеря тепла с уходящими газами возрастает с увеличением нагрузки вследствие роста температуры уходящих газов.

В исследованном диапазоне изменений нагрузки котла 120—200 т/час температура уходящих газов достигала 160—175°С; соответственно потеря тепла с уходящими газами составляла 6,5—8%.

Выводы

Опыты по сжиганию пыли угрубленного помола с остатком на сите 88 мкн до 63,6% в топке прямооточного котла 200 т/час показали, что:

а) оптимальная тонкость помола угольной пыли, при нагрузке котла 145—150 т/час характеризуется остатком на сите 88 мкн 50÷52%;

б) работа котла при этих параметрах характеризуется наиболее высоким к. п. д., достигающим 90%, при к. п. д. топки 96,5÷97,0%;

в) угрубление помола пыли до остатка выше 50—52% на сите 88 мкн при сжигании богословских и челябинских углей в топочном объеме 1227 м³ вызывает увеличение потери тепла от механического недожога. Дальнейшее угрубление помола угольной пыли, повидимому, потребует коренного изменения схемы топочного процесса.



Применение надстроек при расширении существующих электростанций¹

Канд. техн. наук К. А. Раков

Директивы XIX съезда партии предусматривают мощное развитие энергетики Советского Союза в пятой пятилетке. Наряду с постройкой крупных гидроэлектростанций должны строиться мощные тепловые электростанции, а также расширяться существующие тепловые станции. Одним из методов наиболее эффективного расширения существующих электростанций является их надстройка новыми котлами и турбинами высокого и сверхвысокого давлений.

С течением времени происходит процесс неизбежного старения оборудования электростанций. Физически быстрее изнашивается котельное оборудование, работающее в более тяжелых условиях; турбины и оборудование машинного зала, работающие в более легких условиях, изнашиваются медленнее и могут работать большие сроки. За 20—30 лет жизни электростанции, как показывает опыт, основные параметры паросилового цикла претерпевают резкие изменения в сторону значительного их повышения для достижения более высокого к. п. д. В результате через 20—30 лет неизбежно возникает необходимость в перестройке существующих электростанций в целях повышения их к. п. д. и подтягивания его к вновь достигнутому новому уровню экономичности электростанций путем проведения надстройки.

При полной надстройке на электростанции должны быть проведены следующие работы:

а) из котельной должны быть удалены котлы низкого или среднего давления и заменены, как правило, более мощными и более экономичными высокого или сверхвысокого давления;

б) в машинном зале или других помещениях должны быть установлены новые предвключенные турбины для пропуска всего пара, требующегося для турбин низкого давления и дополнительных регенеративных подогревателей;

в) добавлены новые ступени регенеративного подогрева и проведена реконструкция существующих схем подогрева для их увязки с новым оборудованием надстройки;

г) должны быть установлены новые питательные и конденсатные насосы;

д) в необходимой мере должно быть расширено здание электростанции, в основном — по машинному залу;

е) должны быть разрешены по-новому вопросы водоподготовки;

ж) соответствующим образом должна быть расширена электрическая часть.

Относительное увеличение мощности существующей электростанции при надстройке $\Delta P/P$ зависит в основном от параметров пара, применяемых для надстройки, а также от развития при надстройке регенеративного цикла. Без добавочной регенерации это увеличение мощности составит:

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{d \cdot h_{ад} \cdot \eta_{ин} \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{ген}}{860}$$

¹ Печатается в порядке обсуждения. Р е д.

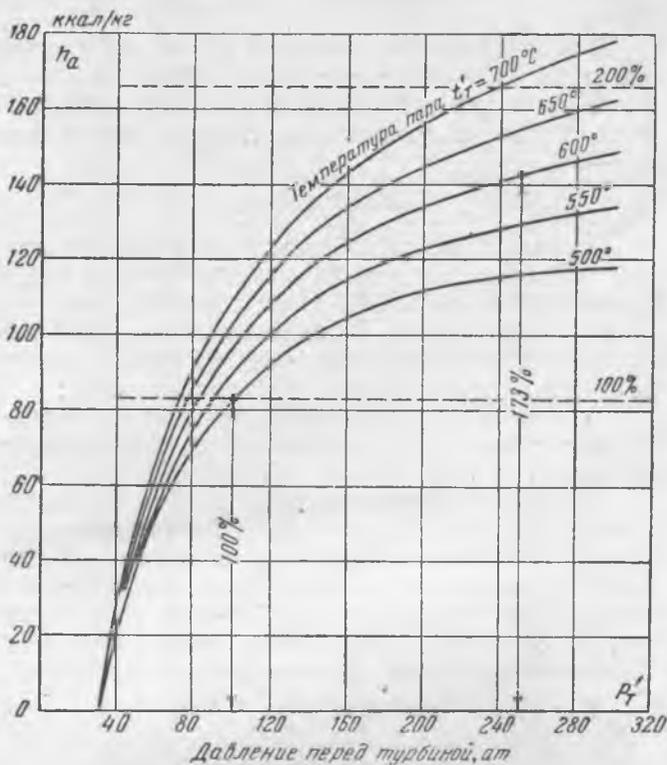


Рис. 1. Адиабатический перепад в предвключенных турбинах при надстройке электростанций с давлением 30 ат.

где d — удельный расход пара существующих турбин, кг/квтч;
 $h_{ад}$ — адиабатический перепад в предвключенной турбине;
 $\eta_{вн}, \eta_{мех}, \eta_{ген}$ — внутренний, механический и электрический к. п. д. предвключенной турбины и ее генератора.

На рис. 1 показана зависимость адиабатического перепада предвключенных турбин с противодавлением 30 ат от начального давления и температуры пара. С ростом давления адиабатический перепад растет при постоянной температуре перегрева все более и более медленно: при $t = 500^\circ\text{C}$ максимум адиабатического перепада достигается примерно при 280 ат. Однако чем выше начальная температура, тем быстрее растет адиабатический перепад. При давлении 100 ат переход с температуры 500 на 700°C * увеличивает мощность надстройки примерно на 35%, в то время как подобное же повышение температуры при давлении 250 ат увеличивает мощность надстройки на 50%, и достижение максимального адиабатического перепада происходит далеко за пределами 300 ат.

На рис. 2 показано увеличение мощности надстройки при различных начальных давлениях и температурах. В настоящее время надстройка существующих электростанций может проводиться при параметрах турбин 100 ат, 500°C и 170—200 ат, 550°C . Возможными в самое ближайшее время параметрами турбин являются 200—250 ат и 580— 600°C . Как видно из рис. 2,

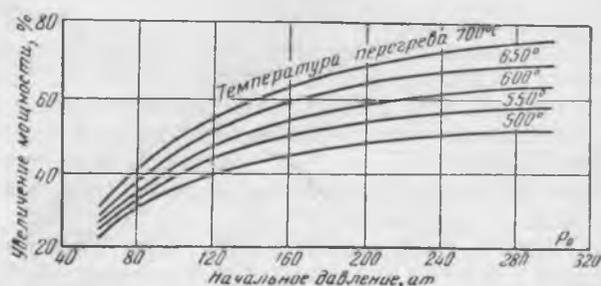


Рис. 2. Увеличение мощности при надстройке электростанций с начальными параметрами пара 30 ат и 400°C при различных давлениях и температурах перед предвключенными турбинами без добавочной регенерации.

применение параметров 100 ат, 500°C позволяет увеличить мощность электростанций с начальным давлением пара 30 ат без дополнительной регенерации примерно на 35%; применение параметров 170 ат, 550°C дает увеличение мощности на 49%, при параметрах 200 ат, 550°C возрастание мощности надстройки составит 54% и, наконец, при 250 ат и 600°C мощность электростанций при надстройке без дополнительной регенерации возрастет на 65%. Если параметрами 250 ат, 600°C надстроить электростанцию с параметрами 16 ат, 350°C , то дополнительная мощность без добавочной регенерации составит $\frac{\Delta P}{P} = 0,785$.

Применение дополнительных регенеративных подогревателей позволяет при надстройке получить дополнительное увеличение мощностей еще на 20—25% (относительно).

Увеличение мощности электростанций, работающих на паре 30 ат, 400°C , при их полной надстройке может быть охарактеризовано данными табл. 1.

Таблица 1

Увеличение мощности при начальных параметрах предвключенных турбин

	100 ат, 500°C	170 ат, 550°C	200 ат, 550°C	250 ат, 600°C
Без добавочной регенерации, %	35	49	54	65
При дополнительной регенерации, %	41	59	67	82
Температура регенеративного подогрева, $^\circ\text{C}$	230	245	260	280

Данные табл. 1 показывают, что в целях максимального увеличения мощности надстройку электростанций целесообразно вести на предельно высоких давлениях (200—250 ат) с температурами в начале 550, а позднее 600 $^\circ\text{C}$.

Учитывая неизбежное в ближайшем будущем дальнейшее повышение температур пара до 650— 700°C , что будет увеличивать экономичность, более высоких давлений, целесообразнее от давлений 100 ат сразу переходить на сверхкритическое давление 250 ат, минуя 180 и 200 ат.

Надстройка мощных электростанций котлами 100 ат, 500°C имеет сейчас уже меньший смысл, так как она дает меньшее увеличение мощности электростанций и меньшие экономические выгоды.

Таким образом, надстройка на сверхвысоких и сверхкритических параметрах может служить

* Вопрос о применении подобной температуры для паровых турбин наравне с газовыми дискутируются в настоящее время в кругах турбинистов.

средством значительного расширения существующих электростанций, их реконструкции и повышения экономичности.

При надстройке электростанций дополнительная энергия получается с минимально возможными затратами тепла и топлива благодаря применению противодавленческих турбин и наличию потерь только в турбогенераторах, механических потерь на валу турбины и потерь тепла в паропроводе и котлах. Последних два вида потерь при надстройке электростанций с установкой более мощных и совершенных котлов могут оказаться меньшими, чем в исходной надстраиваемой электростанции, что дополнительно сократит расход тепла на полученную при надстройке мощность.

При надстройке без дополнительной регенерации общий расход тепла машинным залом после надстройки $Q''_{м.з}$ может быть определен по выражению

$$Q''_{м.з} = D\Delta i + \frac{\Delta P \cdot 860}{\eta_{ген} \cdot \eta_{мех}}$$

где D — расход пара существующими турбинами надстраиваемой электростанции;
 Δi — расход тепла на получение 1 кг пара существующей электростанции;
 ΔP — увеличение мощности при надстройке;
 $\eta_{ген}, \eta_{мех}$ — электрический и механический к. п. д. генератора и турбины.

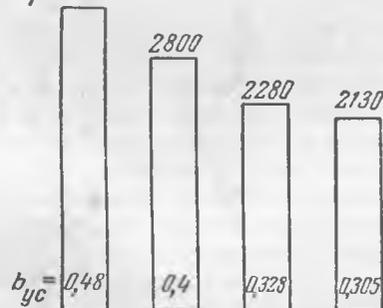
Расход тепла электростанции с учетом потерь в котельной, и паропроводах составит:

$$Q''_{ст} = \frac{Q''_{м.з}}{\eta_{кот}} = \frac{D\Delta i}{\eta_{кот}} + \frac{\Delta P \cdot 860}{\eta_{мех} \cdot \eta_{ген} \cdot \eta_{кот}}$$

где $\eta''_{кот}$ — к. п. д. новых котлов, устанавливаемых при надстройке.

Новые электростанции

$p = 30$	100	170	250 ат
$t_{пер} = 400$	500	550	600 °C
$t_{пр.пер} -$	-	525	600 °C
$\eta_{к.у} = 0,82$	0,85	0,9	0,9
$q = 3360$ ккал/квтч			



Надстройки сверхвысокого давления при к.п.д. новых котлов $\eta''_{к.у} = 0,9$ и к.п.д. старых котлов:

$\eta'_{к.у} = 0,9$ 0,88 0,86 0,84 0,82



Увеличение расхода тепла электростанцией при надстройке составит:

$$\Delta Q_{ст} = \frac{D\Delta i}{\eta_{кот}} + \frac{\Delta P \cdot 860}{\eta_{мех} \cdot \eta_{ген} \cdot \eta_{кот}} - \frac{D\Delta i}{\eta_{кот}} = \frac{\Delta P \cdot 860}{\eta_{мех} \cdot \eta_{ген} \cdot \eta_{кот}} - D\Delta i \left(\frac{1}{\eta_{кот}} - \frac{1}{\eta_{от}} \right) \quad (1)$$

Если к. п. д. новых котлов не будет выше существующих, то второй член выражения (1) превращается в нуль, и тогда дополнительный общий расход тепла будет выражаться только первым членом. Если же к. п. д. новых котлов будет выше старых, расход тепла уменьшается за счет второго члена. Удельный расход тепла на 1 квтч, дополнительно вырабатываемый при надстройке электростанций, в первом случае будет:

$$q'_{над} = \frac{860}{\eta_{мех} \cdot \eta_{ген} \cdot \eta_{кот}}$$

а во втором:

$$q''_{над} = \frac{860}{\eta_{мех} \cdot \eta_{ген} \cdot \eta_{кот}} - \frac{D\Delta i}{\Delta P} \left(\frac{1}{\eta_{кот}} - \frac{1}{\eta_{от}} \right)$$

Если для первого случая принять $\eta_{мех} = 0,99$ и $\eta_{ген} = 0,98$, то добавочный расход тепла на 1 квтч при надстройке при к. п. д. котлов $\eta_{кот} = 0,85$ составит:

$$q'_{над} = \frac{860}{0,99 \cdot 0,98 \cdot 0,85} = 1045 \text{ ккал/квтч,}$$

что примерно в 2,7 раза меньше, чем на лучшей в СССР электростанции 100 ат, 500°С. Если же при установке новых мощных котлов добиться повышения их к. п. д., например, с 85 до 90%, то дополнительный расход тепла на добавочный киловаттчас при надстройке уменьшится до $q_{над} = 650$ ккал/квтч.

На рис. 3 графически представлено сопоставление расхода тепла новых конденсационных электростанций и дополнительных расходов тепла на получаемую энергию при проведении надстроек при к. п. д. новых котлов 0,9 и различных к. п. д. снимаемых старых котлов. В том случае, если существующие котлы работают с низкими к. п. д., дополнительные расходы топлива при надстройке могут уменьшиться до 500—600 ккал/квтч, т. е. 70—90 г условного топлива.

Если к. п. д. существующих котлов особенно низок, а также расход тепла старых турбин ($\frac{D\Delta i}{P}$

по машинному залу) велик, то при надстройке электростанции с увеличением ее мощности на 80% может не потребоваться никакого добавочного топлива. Расчеты показывают, что это имеет место, если к. п. д. старых котлов равняется 75%, а новых—90% при рас-

Рис. 3. Расход тепла новых электростанций и надстроек.

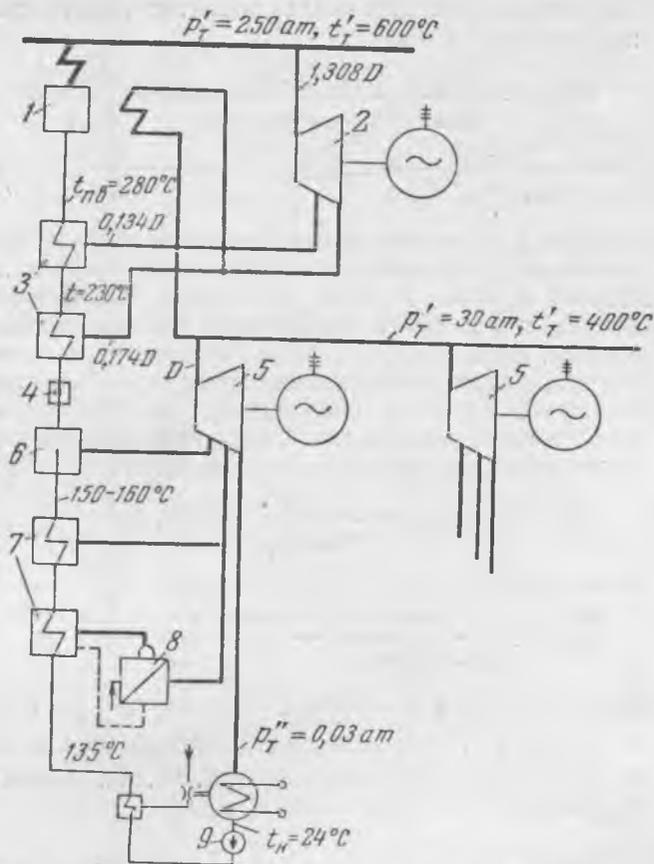


Рис. 4. Схема надстройки электростанции с расширением регенерации (по турбинам низкого давления схема регенерации приведена только для одной машины).

1—новые прямоточные котлы для надстройки; 2—предвключенные турбины; 3—новые регенеративные подогреватели; 4—новые поршневые питательные насосы; 5—существующие турбины низкого давления; 6—новые деаэраторы давлением 5—6 атм; 7—старые регенеративные подогреватели; 8—испарители; 9—новые конденсатные насосы давлением 8—10 атм.

ходе тепла машинным залом 3 500 ккал/квтч, а всей станцией — 4 700 ккал/квтч.

Таким образом, надстройка электростанции обеспечивает получение значительных количеств добавочной энергии с минимально возможными добавочными затратами топлива и является в высшей степени эффективным мероприятием.

Некоторые теплотехники возражают против расширения регенерации при надстройке электростанций. Такая точка зрения неправильна. Установка дополнительных подогревателей увеличивает расход пара через предвключенные турбины, позволяя получить ту же мощность от предвключенной турбины при меньшей отдаче пара существующим турбинам низкого давления. В связи с этим увеличением мощности электростанции при полной надстройке возрастает. На рис. 4 приведена схема расширения регенерации при надстройке электростанций с начальными параметрами 250 атм, 600°C с регенеративным подогревом питательной воды до 280°C. Увеличения расхода пара и получаемой мощности составляют соответственно 30,8 и 27,7%. Таким образом, при расширении регенерации получается весьма существенное увеличение мощности электростанции при полной ее надстройке, причем общий расход тепла электростанции увеличивается только на 7—8%.

Получаемая при расширении регенерации добавочная энергия вырабатывается с минимально

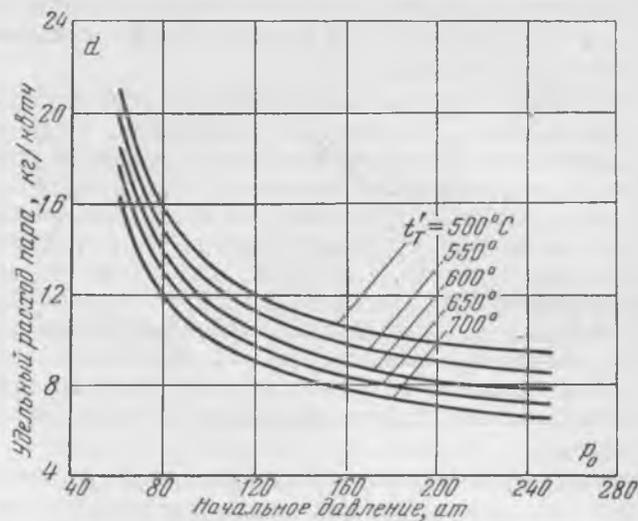


Рис. 5. Удельный расход пара предвключенных турбин при различных начальном давлении и температуре при противодавлении 30 атм (приняты к. п. д.: внутренний турбин $\eta_{вн} = 0,8$; механический $\eta_{мех} = 0,99$; генератора при водородном охлаждении $\eta_{ген} = 0,98$).

возможными расходами тепла. Отказ от подобного расширения регенерации приведет к замене надстроечной мощности мощностью, получаемой в новой установке с расходами тепла, в 3—5 раз большими. Так как температура питательной воды оказывает значительное влияние на профиль регенеративных подогревателей может оказаться уже невозможной. Поэтому высокий регенеративный подогрев питательной воды должен предусматриваться с самого начала надстройки существующих станций.

На рис. 5 показан удельный расход пара предвключенных турбин, работающих с противодавлением 30 атм, в зависимости от начальных параметров пара при внутреннем к. п. д. турбин 0,8. При начальных параметрах пара 100 атм, 500°C удельный расход пара составляет 13,5 кг/квтч и пропуск пара через предвключенную турбину 50 тыс. квт должен составлять 675 т/час. При примененных параметрах 250 атм, 600°C удельный расход пара падает до 7,8 кг/квт и необходимый пропуск пара через турбину должен составлять только 390 т/час. При параметрах 170 атм, 650°C расход пара на предвключенную турбину 50 тыс. квт составляет 470 т/час, при 200 атм, 550°C — 440 т/час. Если в недалеком будущем применять параметры 300 атм, 700°C, то расход пара на предвключенную турбину 50 тыс. квт сократится до 294 т/час.

В табл. 2 для начальных параметров 250 атм, 600°C приведены основные данные, характеризующие общий расход пара, отдачу пара турбинам низкого давления, а также мощность предвключенных турбин и турбин низкого давления при их надстройке предвключенными турбинами различной мощности. В таблице приведены также данные о процентном увеличении мощности при надстройке и числе потребных котлов. В табл. 3 приведен аналогичный расчет для начальных параметров пара 100 атм, 500°C.

Сопоставление табл. 2 и 3 наглядно показывает, что эффективность надстройки с начальными

Таблица 2

Мощность предвключенных турбин, тыс. <i>квт</i>	100	50	25
Внутренний к. п. д.	0,8	0,78	0,765
Удельный расход пара, <i>кг/квтч</i>	7,8	8,0	8,16
Общий расход пара турбиной, <i>т/час</i>	780	400	204
Отдача пара турбинам низкого давления за вычетом регенерации (30%), <i>т/час</i>	600	308	157
Удельный расход пара турбин низкого давления, <i>кг/квтч</i>	5	5	5
Мощность турбин низкого давления, снабжаемых паром от предвключенной турбины, тыс. <i>квт</i>	120	61,6	31,4
Мощность надстройки по отношению к мощности надстраиваемых турбин, %	83,5	81	79,7
Паропроизводительность котла, <i>т/час</i>	400/480	400/480	200/240
Число потребных котлов на предвключенную турбину . .	2	1	1

Таблица 3

Мощность предвключенных турбин, тыс. <i>квт</i>	100	50	25
Внутренний к. п. д. турбин	0,815	0,808	0,794
Удельный расход пара, <i>кг/квт</i>	13,2	13,35	13,6
Общий расход пара турбиной, <i>т/час</i>	1320	668	340
Отдача пара турбинам низкого давления за вычетом регенерации (14%), <i>т/час</i>	1160	585	298
Удельный расход пара турбин низкого давления, <i>кг/квтч</i>	5	5	5
Мощность турбин низкого давления, снабжаемых паром от предвключенных турбин, <i>квт</i>	232	119	59,6
Мощность надстройки по отношению к мощности надстраиваемых турбин, %	43,2	42	41,9
Паропроизводительность котлов, <i>т/час</i>	400/480	200/240	200/240
Число котлов	3	3	3

ми параметрами 250 ат, 600°С в отношении увеличения мощности примерно в 2 раза выше, чем при применении параметров пара 100 ат, 500°С.

При надстройке мощных электростанций на сверхкритических параметрах мощность электростанции почти удваивается. Это может потребовать большого числа предвключенных турбин, если единичная мощность их будет примерно равна мощности существующих. Общая компоновка котлов и турбин может привести в этом случае к осложнениям. Поэтому весьма актуальным является вопрос о создании предвключенных турбин мощностью 100 тыс. *квт*, что позволит при проведении мощных надстроек сократить число предвключенных турбин вдвое. Одновременно должна быть также увеличена и производительность котлов до 400/480 *т/час*.

Таблица 4

Мощность существующих электростанций, тыс. <i>квт</i>	Мощность надстройки, тыс. <i>квт</i>	Число предвключенных турбин мощностью:			Число котлов ¹ паропроизводительностью:		
		100 тыс. <i>квт</i>	50 тыс. <i>квт</i>	25 тыс. <i>квт</i>	400/480 <i>т/час</i>	200/240 <i>т/час</i>	100/120 <i>т/час</i>
30	25	—	—	1	—	—	3
60	50	—	1	—	—	3	—
90	75	—	1	1	—	4	—
120	100	1	—	—	3	—	—
150	125	1	—	1	4	—	—
180	150	1	1	—	4	—	—
210							
240	200	2	—	—	5	—	—
270	225	2	—	1	6	—	—
300	250	2	1	—	6	—	—
360	300	3	—	—	7	—	—

¹ Включен один резервный.

В табл. 4 приведены возможные решения по надстройке электростанций на 30 ат различных

мощностей при применении параметров 250 ат, 600°С.

Как видно из этой таблицы, число устанавливаемых предвключенных турбин в большинстве случаев не превышает двух и только при надстройке электростанции мощностью свыше 240 тыс. *квт* оно увеличивается до трех.

Компоновка электростанций при их надстройке представляет известные трудности, так как новые машины в машинном зале могут устанавливаться только в сторону дальнейшего удлинения зала и будут все более удаляться как от котлов, подлежащих установке в основном в габаритах существующей котельной, так и от турбин низкого давления. Преодоление этого затруднения возможно только путем установки новых предвключенных турбин среди старых турбин низкого давления на вновь возведенные или старые приспособленные фундаменты с переносом одной-двух старых машин на новые места, в пристроенной части машинного зала. Пример подобного решения при расширении электростанции мощностью 250 тыс. *квт* с установкой двух новых предвключенных турбин по 100 тыс. *квт* и соответствующего числа котлов дан на рис. 6.

Котлы производительностью 400/480 *т/час* должны быть вписаны в существующие габариты котельной. Возможно, что для этой цели оси их придется повернуть на 90°, устанавливая вместо двух существующих котлов низкого давления один сверхвысокого давления на паропроизводительность 400/480 *т/час*. Если размещение подобных котлов в габаритах существующих электростанций представит трудности, при надстройке должны быть применены котлы меньшей мощности (200 ÷ 240 *т/час*), габариты которых примерно соответствуют габаритам прямоточных котлов 51-СП и 67-СП. При надстройке установок средней мощности целесообразно иметь котлы произ-

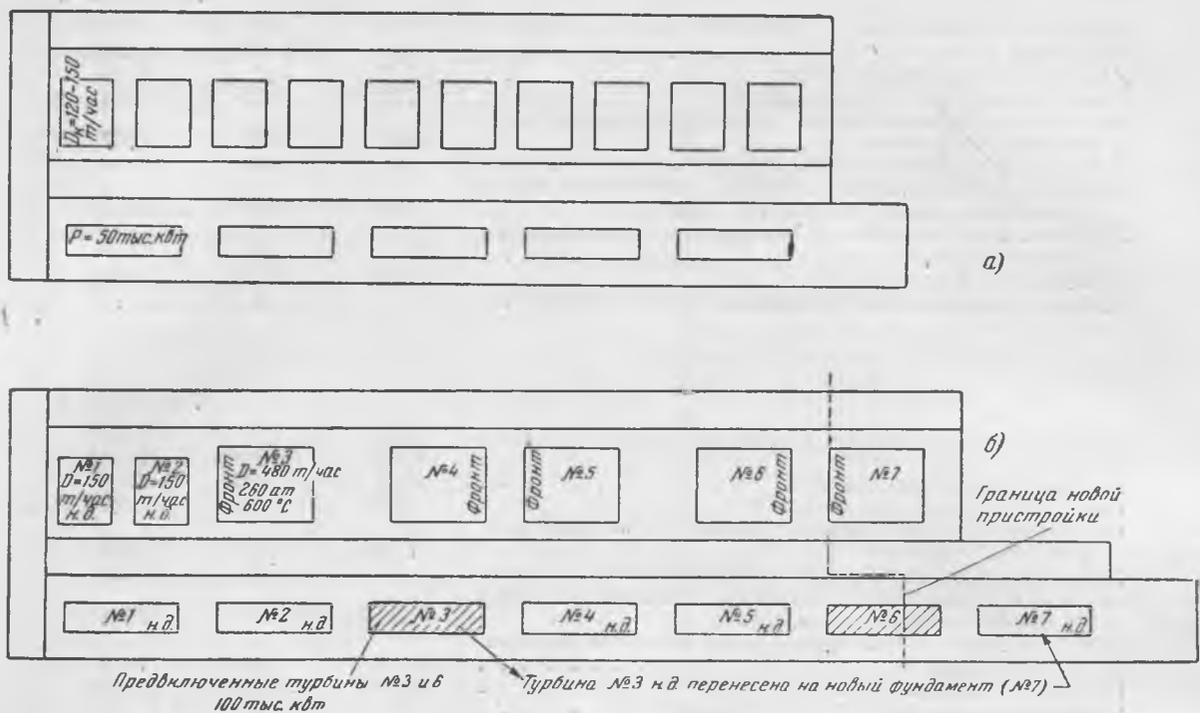


Рис. 6. Компоновка электростанции при надстройке.

а — электростанция 250 тыс. кВт — пять турбин по 50 тыс. кВт, десять котлов по 120/150 т/час, до надстройки; б — та же электростанция после надстройки с увеличением мощности на 200 тыс. кВт с установкой двух предвключенных турбин по 100 тыс. кВт, 250 ат, 600° С и пяти котлов по 480 т/час.

Таблица 5

Параметры пара перед турбиной		Внутренний к. п. д. турбины	Удельный расход пара турбин высокого давления, кг/кВтч	Общий расход пара турбин высокого давления, т/час	Отбор пара на регенерацию, %	Пропуск пара на турбины низкого давления, т/час	Мощность турбин низкого давления при $d=5$ кг/кВтч, тыс. кВт	Коэффициент надстройки, $P_{в.д.}/P_{н.д.}$, %
p , ат	t , °С							
100	500	0,815	13,2	1320	12,5	1160	232	+43,1
170	550	0,808	9,3	930	14,7	794	158,8	+63
200	550	0,805	8,75	875	14,7	750	150	+66,6
280	600	0,800	7,8	780	23	600	120	+83,5

водительностью 100/120 т/час, что удешевит резерв.

В табл. 5 дано сопоставление основных показателей надстроек при применении различных параметров пара, сделанное для предвключенных турбин мощностью 100 тыс. кВт.

Табл. 5 показывает, что отказ от использования при надстройках параметров 250 ат, 600° С и применение давления 200 ат при перегреве 550° С означают уменьшение мощности надстроек на 16,9%, что является существенным уменьшением возможного расширения электростанций надстройками. При надстройке электростанций общей мощностью 5 млн. кВт это снизит мощность надстроек на 845 тыс. кВт и потребует сооружения на ту же мощность новых электростанций или пристроек с удельным расходом топлива на 1 кВтч, в 3—5 раз большим. Все это говорит о большой актуальности вопроса о применении при надстройках предельно высоких давлений.

При сооружении надстроек на сверхвысокие и сверхкритические давления целесообразнее всего применять прямоточные котлы, не имеющие тяжелых барабанов, более легкие по весу, работающие при сверхкритических давлениях на одно-

фазных средах максимальной теплоемкости, что должно обеспечить большую их надежность.

Для надстройки электростанций должна быть разработана специальная серия котлов на паропроизводительность 400/480, 200/240 и 100/120 т/час. Первый из этих котлов одновременно может обеспечить паром турбину для новых электростанций и пристроек мощностью 150 тыс. кВт при работе блоком котел — турбина.

Второй тип котла обеспечивает работу той же турбины при установке двух котлов. Наконец, котел 100/120 т/час необходим для осуществления надстроек электростанций средней мощности.

Для осуществления надстроек должен быть окончательно разрешен вопрос о способе промежуточного перегрева пара при надстройках. Температура до промежуточного перегревателя и после него для указанных четырех вариантов параметров при падении температур в паропроводах на 10° С характеризуется табл. 6.

Как видно из этой таблицы, газовый промежуточный перегрев в надстройках, особенно при 100 ат, сопровождается большими потерями, достигающими 27%; наименьшие относительные по-

Начальное давление пара, ат	100	170	200	250
Начальная температура пара, °С	500	550	550	600
Внутренний к. п. д. турбины высокого давления	0,815	0,808	0,805	0,8
Температура пара и его теплосодержание за турбиной высокого давления, °С (ккал/кг)	355 (745,3)	330 (730,1)	311 (719,5)	322 (726)
Температура и теплосодержание перед газовым промежуточным перегревом, °С (ккал/кг)	345 (740)	320 (726,1)	301 (714,7)	312 (721,4)
Температура и теплосодержание за газовым промежуточным перегревом, °С (ккал/кг)	410 (777)	410 (777)	410 (777)	410 (777)
Температура и теплосодержание перед турбиной низкого давления, °С (ккал/кг)	400 (772,4)	400 (772,4)	400 (772,4)	400 (772,4)
Полезное тепло промежуточного перегрева, ккал/кг	27,1	42,3	53,9	46,4
Расход тепла на промежуточный перегрев в котле, ккал/кг	37	50,9	62,3	55,6
Относительные потери в цикле промежуточного перегрева, %	27	17	13	16

тери имеют место при начальных параметрах 200 ат, 550°С, где они составляют только 16%.

Кроме газового перегрева, при надстройках возможно применение парового перегрева и перегрева расплавленными солями. При этих способах промежуточный перегрев пара осуществляется непосредственно в машинном зале у турбин, без подачи пара в котельную и обратно. Потери давления в цикле промежуточного перегрева при этом уменьшаются с 5 по крайней мере до 2 ат, что увеличивает экономичность цикла промежуточного перегрева.

Как можно видеть на рис. 7, паровой перегрев делается возможным только при сверхкритических давлениях, когда при охлаждении пара имеет место непрерывное снижение температуры. При начальных параметрах 250 ат, 600°С и минимальном перепаде между обогревающим и перегреваемым паром 10°С в противоточном перегревателе можно перегреть пар с начальной температуры 322°С до 480—518°С в зависимости от степени переохлаждения воды ниже критической точки. При параметрах 170 ат, 550°С паровой перегрев промежуточного пара с начальной температуры 330°С возможен только до 362°С, чего недостаточно. Наоборот, при параметрах 250 ат, 600°С необходимая при надстройках температура вторичного пара 410°С может быть получена при паровом перегреве без труда с глубоким переохлаждением пара ниже критической точки до 340°С (линия АВ на рис. 8) при потерях в цикле промежуточного перегрева в 5% (вместо 16% в газовом). Расход пара на промежуточный перегрев будет составлять 10,7% от количества перегреваемого пара. Необходимый пар может быть передан по главным паропроводам с увеличением падения давления в них на 2—3 ат, если общий перепад давления в паропро-

воде не превышает 10—15 ат. Добавочное ухудшение экономичности электростанции из-за роста расхода энергии на питательные насосы будет ничтожным, не превышая 0,02—0,024%. Отвод конденсата от перегревателей целесообразнее всего производить поршневыми насосами с гидравлическим поршнем, могущим работать на горячей

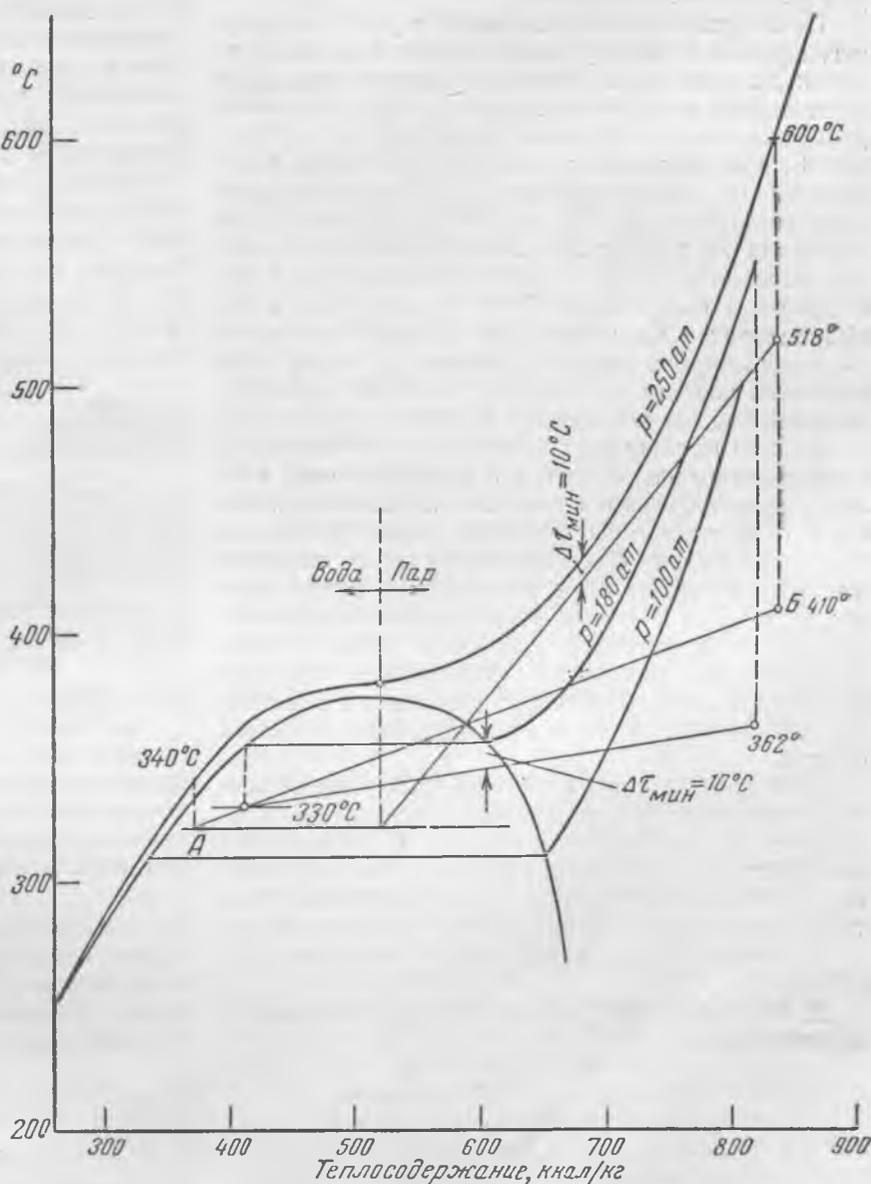


Рис. 7. *t — i*-диаграмма работы паровых противоточных промежуточных перегревателей при давлениях 250 и 180 ат.

воде, прямо в питательную линию после последнего регенеративного подогревателя.

Экономия в расходе тепла при паровом промежуточном перегреве обуславливается увеличением используемого в турбине перепада примерно на 1% и уменьшением тепловых потерь в цикле промежуточного перегрева еще около 1%.

Промежуточный перегрев плавленными солями также более экономичен, чем газовый, и может обеспечить необходимую при надстройках температуру вторичного пара 400° С. Однако недостатками солевого перегрева по сравнению с паровым являются: необходимость применения в цикле электростанции нового неприятного рабочего вещества, и циркуляционных насосов на очень высокую температуру (до 400° С), большие потери тепла в цикле промежуточного перегрева из-за наличия прямой и обратной линий, добавочный расход пара на обогрев линий, необходимость легированных сталей для поверхности нагрева подогревателя солей, размещаемого в газоходе котла, а также относительное дополнительное усложнение эксплуатации.

При осуществлении надстроек тепловые схемы регенерации существующих турбин низкого давления должны быть несколько переделаны. Для уменьшения веса регенеративных подогревателей деаэрацию целесообразно проводить при 150—160° С, при давлениях в деаэраторе 5—6 ат. Имеющиеся на электростанциях подогреватели для подогрева воды со 100 до 150° С целесообразно перевести на работу отборным паром более низких давлений, который сейчас используется в деаэраторе, а пар отборов 5—6 ат направить в новый деаэратор. Существующие конденсатные насосы у всех турбин низкого давления должны быть заменены новыми на давление 8—10 ат для обеспечения подачи конденсата в новые деаэраторы. В качестве питательных насосов для установок на сверхкритические давления с прямоточными котлами целесообразнее применить поршневые насосы с гидравлическим поршнем, обеспечивающие благодаря своему более высокому к. п. д. повышение экономичности электростанции в целом примерно на 1%. В новых регенеративных подогревателях сверхвысокого давления должен быть частично или полностью использован принцип противотока для возможного повышения температуры подогрева воды без повышения давления отбора.

В заключение, кроме отмеченной выше высокой экономичности надстроек, необходимо остановиться на общих преимуществах расширения электростанций способом их надстройки по сравнению с постройкой новых электростанций или пристроек, которые заключаются в следующем:

1. Резко сокращается объем строительных работ.

2. Не требуется увеличения циркуляционного водоснабжения.

3. Не требуется (в большинстве случаев) расширять имеющиеся топливоподачи.

4. Менее трудо- и металлоемко изготовление предвключенных турбин.

5. Необходимое увеличение угледобычи для обслуживания новой электрической мощности в 4—5 раз меньше, чем при постройке новых электростанций; в той же мере уменьшается и дополнительная работа транспорта по подвозу угля.

6. Благодаря применению более мощных котлов на существующих электростанциях сокращается количество служебного персонала.

7. Возможно использование всего имеющегося оборудования по пылеприготовлению.

В противовес этим преимуществам при надстройке электростанции увеличивается примерно в 2 раза необходимая производительность котлов, что должно увеличить загрузку котельных заводов по изготовлению мощных прямоточных котлов.

Выводы

1. Значительное расширение существующих тепловых электростанций целесообразно вести путем их надстройки, заменяя устаревшие изношенные и менее экономичные котлы новыми и устанавливая предвключенные турбины на сверхкритическое давление.

2. Сооружение надстроек следует вести на сверхкритических параметрах (250 ат, 550—600° С) с применением дополнительного регенеративного подогрева воды до 260—280° С.

3. Применение метода подобных надстроек может обеспечить увеличение мощности существующих электростанций на 70—80%.

4. Дополнительная энергия получается при надстройке электростанции с минимальными расходами тепла 600—1 000 ккал/квт.

5. Для уменьшения числа устанавливаемых предвключенных турбин необходимо увеличить их мощность до 100 тыс. квт и начать разработку соответствующего проекта.

6. Необходимо начать разработку прямоточных котлов на сверхкритические параметры 250 ат, 600° С производительностью 120, 240 и 480 т/час.

7. В качестве питательных насосов при сверхкритическом давлении целесообразно применять поршневые насосы, повышающие к. п. д. электростанции на 1% и обеспечивающие более удобное регулирование котлов. В связи с этим необходимо начать разработку мощных поршневых насосов.

8. Применение промежуточного парового перегрева при надстройке электростанций обеспечивает повышение их к. п. д. на 1,5—2% по сравнению с газовым перегревом и заслуживает дальнейшей разработки.



О скидках и надбавках по влажности торфа

Инж. Л. Б. Бейгман

При расчете себестоимости электрической и тепловой энергии решающее значение имеет стоимость топлива, удельный вес которой в калькуляции составляет 70÷80%.

Для торфяных электростанций стоимость торфа определяется путем приведения его к торфу условной влажности, составляющей для кускового торфа 33% и для фрезерного — 40%.

В связи со значительными колебаниями влажности против установленных норм с 1938 г. введена шкала скидок и надбавок за отклонение влажности торфа от указанных величин, имеющая своей целью создание стимула к снижению влажности торфа. Согласно этой шкале по кусковому торфу при повышенной влажности от 33 до 40% за каждый процент предусматривается снижение цены торфа на 1,5%, что соответствует скидке при расчете по сухой массе топлива. В пределах 41÷45%, кроме скидок, получаемых путем перерасчета по сухой массе, делается добавочное прогрессирующее снижение цены торфа по 1%, а в пределах влажности — от 46÷50% по 1,5% за каждый процент повышения влажности¹.

Надбавка за повышенное качество кускового торфа, кроме расчета по сухой массе, предусматривает дополнительную прогрессирующую надбавку по 1% за каждый процент снижения влажности в пределах от 32 до 25%.

По фрезерному торфу шкала построена из расчета скидки по 1,2% за каждый процент в пределах влажности 40÷45%, по 3,6% — при влажности 46÷50% и 4% — при влажности 50—53%. Надбавка при снижении влажности фрезерного торфа от 40 до 30% составляет 2,7% за каждый процент снижения влажности.

Описанная шкала скидок и надбавок имеет существенные недостатки.

Шкала не увязана с изменением транспортных расходов. Дополнительные расходы по перевозке торфа повышенной влажности составляют в среднем 0,4% стоимости кускового и 0,8% стоимости фрезерного торфа за каждый дополнительный процент влажности.

Установленные шкалой скидки не компенсируют потерь тепла, возникающих в котельных электростанций при сжигании торфа повышенной влажности, что, как известно, связано с расходом добавочного количества торфа на испарение из-

быточной влаги. Эта непроизводительная потеря сухой массы торфа учтена решением Технического отдела Министерства электростанций, которым еще в 1947 г. была установлена поправка на испарение избыточной влаги в размере 0,32% для кускового торфа на каждый процент влаги сверх 33% и 0,4% — для фрезерного торфа на каждый процент влаги сверх 40%.

При средней влажности кускового торфа 40% испарение избыточной влаги дает перерасход торфа на 2,2%.

С учетом стоимости погрузки, разгрузки и перевозки торфа, составляющей около 40% его стоимости, удорожание составляет 3,1% по отношению к государственной цене кускового торфа.

При средней влажности фрезерного торфа 49÷50% перерасход торфа составляет 4%, что с учетом добавочных транспортных расходов вызывает удорожание на 7% к государственной цене.

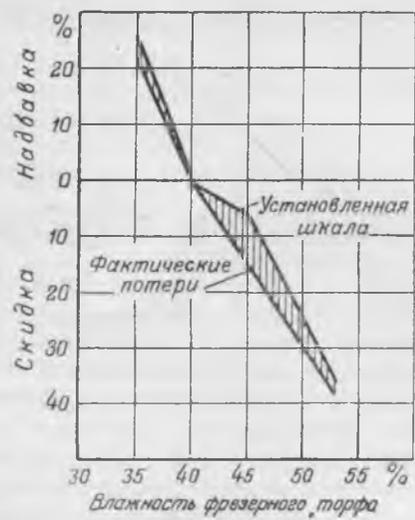
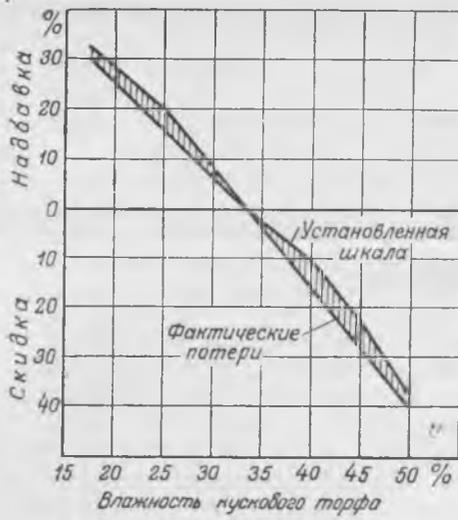
На отдельных участках шкалы для фрезерного торфа скидка за повышенную влажность даже меньше скидки при расчете на сухую массу. Так, например, при поставке фрезерного торфа влажностью 45% скидка по шкале составляет 6%, в то время как при расчете на сухую массу эта скидка должна составлять 8,3%. Таким образом, существующая шкала в некоторых случаях делает экономически выгодной для торфопредприятия поставку торфа повышенной влажности.

Добавочные транспортные расходы и удорожание торфа из-за непроизводительной затраты сухой массы торфа на испарение избыточной влаги не компенсируются введенными в шкалу дополнительными коэффициентами. На отдельных участках шкалы разрыв составляет по кусковому торфу до 7% и по фрезерному до 9,5%, что наглядно видно на приведенных графиках (см. рисунок).

На всем протяжении шкалы как для кускового, так и для фрезерного торфа величина скидок ниже действительных потерь и совершенно не увязана с тем ущербом, который наносится электростанциям из-за высокой влажности торфа. Поэтому самым важным недостатком существующей шкалы является то, что она не основана на хозяйственных принципах, учитывающих фактические дополнительные расходы электростанций при низком качестве торфа, а является своего рода льготой, предоставляемой торфопредприятиям.

Чтобы шкала скидок и надбавок могла служить стимулом к снижению влажности торфа и улучшению работы торфопредприятий и электростанций, необходимо пересмотреть тарифную шкалу скидок таким образом, чтобы дополнительные расходы по транспорту добавочной влаги и

¹ В интервале влажности 33 ÷ 40% количество сухой массы уменьшается на $67 - 60 = 7\%$ абс., или по отношению ко всей сухой массе на $\frac{7 \cdot 100}{67} = 10,5\%$. Снижение количества сухой массы при 1% увеличении влажности составляет: $\frac{10,5}{40 - 33} = 1,5\%$.



Добавочное удорожание стоимости торфа по существующей шкале скидок и надбавок за его качество.

ее испарению оплачивались самими поставщиками этой влаги — торфопредприятиями.

Для этой цели в базу шкалы скидок по кусковому торфу должен быть положен принцип расчета по сухой массе торфа с добавлением средней стоимости добавочных транспортных расходов в размере 0,4% и добавочных потерь на испарение избыточной влаги также в размере 0,4% за каждый процент влаги сверх нормы. Шкала скидок на всем протяжении от 33 до 50% может быть единой — со скидкой по 2,3% за каждый процент влаги — без применения каких-либо поправочных коэффициентов.

Исходя из того же принципа, для фрезерного торфа может быть также принята единая шкала скидок — по 3% за каждый процент влаги сверх 40%. При этом учитываются: скидка по сухой массе — 1,7%, за добавочные транспортные расходы влаги — 0,6% и за потери на испарение избыточной влаги — 0,7%.

Учитывая важное значение стимулирования улучшения качества торфа, необходимо на отдельных участках шкалы (в зоне 25÷33%) предусмотреть льготные условия для поставщиков торфа. На этом отрезке шкалы целесообразно сохранять принятую базовую скидку в размере 2,3% как основу для надбавки. Дальнейшее снижение влажности ниже 25% имеет меньшее технологическое значение и может оплачиваться по 1,5% за каждый процент влажности из расчета компенсации сухой массы торфа.

Шкалу надбавок по кусковому торфу целесообразно ограничить влажностью 20%, так как снижение ниже 20% мало эффективно.

По фрезерному торфу существующая шкала надбавок в 2,7% за каждый процент влаги ниже нормы соответствует условиям стимулирования улучшения качества торфа и поэтому может быть оставлена без изменения.

При внесении указанных поправок новая шкала по сравнению с действующей будет выглядеть следующим образом:

Влажность, %	Скидки и надбавки, %	
	по действующей шкале	по предлагаемой шкале
Кусковой торф		
17—25	1,5	1,5
25—33	2,5	2,3
33—40	1,5	2,3
40—45	2,5	2,3
45—50	3,0	2,3
Фрезерный торф		
30—40	2,7	2,7
40—45	1,2	3,0
45—50	3,6	3,0
50—53	4,0	3,0

Предлагаемые изменения в шкале скидок и надбавок соответствуют действительному влиянию влажности торфа на работу электростанций.

Построенная на хозрасчетном принципе новая шкала могла бы служить серьезным стимулом к улучшению качества торфа и активно содействовать улучшению работы электростанций.



О системе расчетов электростанций с торфопредприятиями и двойном анализе торфа

Инж. Л. В. Запрягаев

Совершенно правильно и своевременно поднят т. Лебедевой вопрос¹ об изменении системы расчетов электростанций с торфопредприятиями.

На электростанциях, работающих на торфяном топливе, топливная составляющая себестоимости энергии достигает 80%. Поэтому в целях снижения этой составляющей на электростанциях проводится ряд организационно-технических мероприятий, направленных на повышение экономичности работы оборудования и снижение удельных расходов условного топлива. Но, кроме количественного расхода топлива, на топливную составляющую большое влияние оказывают цена и качество торфяного топлива.

С повышением влажности торфа увеличивается стоимость 1 т условного топлива, но это увеличение происходит только до вполне определенного повышения влажности. По кусковому торфу при повышении влажности до 45% стоимость 1 т условного топлива повышается, а с повышением влажности свыше 45%, наоборот, начинает снижаться. Аналогичное явление имеем и по фрезерному торфу: с повышением влажности до 45% стоимость 1 т условного топлива повышается, в пределах влажности 45–50% она остается на одном уровне, затем с повышением влажности свыше 50% начинает снижаться.

Причиной такого изменения стоимости 1 т условного топлива является существующая ступенчатая шкала скидок (надбавок) за повышенную (пониженную) влажность торфа, установленная приказом НКТП № 126/а от 28/II 1938 г.

Для того чтобы стоимость 1 т условного топлива при любой влажности торфа оставалась на одном уровне, необходимо изменить ступенчатую шкалу скидок за повышенную влажность торфа, установленную этим приказом.

Взамен существующей ступенчатой шкалы скидок за пониженную влажность рекомендуем установить более простую шкалу скидок, без всяких ступеней. Для кускового торфа предлагается установить скидку в 2,4% за каждый процент повышения влажности и аналогично для фрезерного торфа — 3,3%. Для иллюстрации приведем таблицу стоимости 1 т торфяного топлива при разной влажности с применением существующей и предлагаемой шкалы скидок (надбавок) за повышенную (пониженную) влажность торфа.

Из таблицы видно, что с применением предлагаемой скидки за повышенную влажность цена

1 т условного топлива при любом изменении влажности торфа остается на одном уровне. Применение предлагаемой скидки исключает всякую возможность удорожания стоимости топлива при повышении влажности торфа.

На торфяных электростанциях, особенно работающих на местном торфе, установлен двойной анализ поставляемого и сжигаемого торфа.

Первый анализ производится из проб торфа, отбираемых на торфопредприятиях, при его погрузке в вагоны; он служит для взаиморасчетов торфопредприятий с электростанцией за поставляемый торф.

Второй анализ производится из проб торфа, отбираемых на электростанции, при его разгрузке в бункеры котельной; он служит для технических целей, т. е. для технического отчета электростанции.

По данным этих двух анализов, производимых инспекторами Гикторфа согласно соответствующим инструкциям, влажность торфа при отборе его на торфопредприятиях получается, как правило, всегда ниже, чем при отборе на бункерах котельной электростанции.

Для кускового торфа это вполне объяснимо. При существующем отборе проб кускового торфа на торфопредприятиях торфяная мелочь, имеющаяся в кусковом торфе, с более высокой влажностью (по данным испытаний инспекторами Гикторфа), чем в кусках (особенно в зимний период), в отбираемую пробу не попадает. Отбор проб кускового торфа на бункерах котельной производится пробоотборником из потока торфа при его разгрузке из вагонов, куда попадает и торфяная мелочь. Следовательно, влажность кускового торфа при отборе проб на торфопредприятиях всегда будет ниже, чем при отборе из бункеров.

Эта односторонняя разность во влажности одного и того же торфа при отборе проб его в разных местах, т. е. на торфопредприятиях и бункерах котельной, доходит до 3%, что приводит к искажению действительной цены 1 т натурального торфа и удорожанию стоимости топлива.

В подтверждение этого в виде примера приведем отчетные данные за январь 1953 г.

Влажность по отбору на бункерах котельной (отчетная) — 47,75%.

Влажность по отбору на торфопредприятиях (расчетная) — 44,60%.

Разница во влажностях $47,75 - 44,60 = 3,15\%$.

¹ „Электрические станции“, 1952, № 12.

Вид торфа	Влажность, %	Теплотворная способность Q_n^p , ккал/кг	Скидка (надбавка) за повышенную (пониженную) влажность				Цена 1 т натурального торфа без скидки (надбавки), руб.		Цена 1 т топлива, руб.			
			по приказу НКТП № 126/а		предлагаемая		Франкоштатель торфопредприятия	Тариф за погрузку, транспорт и прочие оплаты	со скидкой согласно приказу НКТП № 126/а		с предлагаемой скидкой (надбавкой)	
			%	руб.	%	руб.			натурального	условного	натурального	условного
Кусковой	27	3 250	15	7,35	14,4	7,06	49,0	16,80	73,15	157,56	72,86	156,93
	33	2 935	—	—	—	—	49,0	16,80	65,80	156,94	65,80	156,94
	39	2 620	9,0	4,41	14,4	7,06	49,0	16,80	61,39	164,02	58,74	156,94
	45	2 310	23	11,27	28,8	14,11	49,0	16,80	54,53	165,24	51,69	157,07
	46	2 255	26	12,74	31,2	15,29	49,0	16,80	53,06	164,71	50,51	156,80
	51	1 990	41	20,09	43,2	21,17	49,0	16,80	45,71	160,79	44,63	157,0
Фрезерный	40	2 435	—	—	—	—	30,50	17,80	48,30	138,85	48,30	138,85
	45	2 180	6,0	1,83	16,5	5,03	30,50	17,80	46,47	149,20	43,27	138,94
	46	2 130	9,6	2,93	19,8	6,04	30,50	17,80	45,37	149,10	42,26	138,88
	50	1 925	24	7,32	33	10,06	30,50	17,80	40,98	149,02	38,24	139,05
	54	1 725	40	12,20	46,2	14,09	30,50	17,80	36,10	146,49	34,21	138,82

Цена 1 т натурального торфа со скидкой за повышенную влажность составляет:

при влажности 47,75% — 33,94 руб.;

при влажности 44,60% — 38,22 руб.

Разница в цене 1 т натурального торфа составляет $38,22 - 33,94 = 4,28$ руб., а 1 т условного топлива при $Q_n^p = 2 192$ ккал/кг — $4,28 \frac{7 000}{2 192} = 13,67$ руб.

По фрезерному торфу картина будет аналогичной; разница во влажностях доходит также до 3%.

Для того чтобы не допускать удорожания топлива за счет искажения его цены, необходимо расход и стоимость топлива определять при одной влажности, т. е. чтобы отчетная и расчетная влажность торфа были одинаковы.

Для этого один отбор торфа — отбор проб на торфопредприятиях — как менее представительный должен быть ликвидирован. А все взаиморасчеты торфопредприятий с электростанцией за поставляемый торф следует производить по влажности торфа, отбираемого на электростанции при его разгрузке в бункеры котельной.

Одновременно с этим отбор и разделка проб торфа должны быть полностью механизированы.

ОТ РЕДАКЦИИ

Помещая в порядке обсуждения статьи инженеров Л. Б. Бейсмана и Л. В. Запрягаева, редакция обращается к руководителям Главторфа, работникам торфяных электростанций и торфопредприятий с просьбой высказаться по предложениям как этих авторов, так и автора помещенной в № 12 журнала за 1952 г. статьи М. И. Лебедевой.



Опыт строительства противооползневых сооружений

Инж. С. А. Беренштейн

На одной из электростанций весной 1950 г. произошел оползень значительных размеров. В октябре 1950 г. оползень активизировался.

Берег реки, на котором расположена грэс, имеет три террасы: пойменную (отметка 17 м), 1-ю надпойменную (отметка 17—23 м) и 2-ю надпойменную (отметка 23—50 м).

Оползнем оказался охваченным участок 2-й надпойменной террасы протяжением 130 м и шириной в глубь террасы более 40 м. Оползневый массив надвинулся на территорию на 30 м, до единственного железнодорожного пути для подачи топлива с угольного склада в котельную. В результате был разрушен ряд зданий и сооружений, находившихся в зоне оползней.

Состояние оползневого массива в отношении насыщения водой и консистенции грунтов создавало угрозу новых подвижек значительно большей разрушающей силы, чем это было раньше.

Для ликвидации оползневых явлений были проведены срочные мероприятия, с помощью которых угрожающее положение удалось полностью ликвидировать.

Выполненные противооползневые работы представляют значительный интерес в отношении их организации в специфических условиях.

Проектом ликвидации оползня был предусмотрен комплекс сооружений:

1) штольни, смотровые и дренажные шахты для перехвата подземных вод; 2) контрфорсы с головными дренажными колодцами и прорезями; 3) коллекторы для сбора воды, дренируемой контрфорсами, прорезями, штольней, и отвода ее в существующую дренажную сеть электростанций.

Проект предусматривал: сделать пологим крутой склон 2-й надпойменной террасы; срезку шлейфа оползневых масс для увеличения ширины территории площадки с целью расширения главного корпуса электростанции, устройства сооружений топливopодачи и переноса железнодорожного пути, а также укрепление спланированных откосов дерновкой в клетку.

План расположения всех сооружений показан на рис. 1.

Объем подлежащих выполнению основных работ характеризуется следующими данными: земляные работы — 18 000 м³, бетонные и железобетонные работы — 700 м³, каменные работы — 4 000 м³, деревянные крепления — 2 000 м³.

Для выполнения основных работ требовалось около 30 000 чел-дней рабочей силы.

В условиях неожиданно возникающих в большом масштабе оползневых явлений часто не представляется возможным получить необходимые гидрогеологические данные. Поэтому рабочий проект противооползневых сооружений должен

дорабатываться непосредственно на площадке строительства и при этом в тесной увязке с составлением рабочего проекта организации работ, исходя из данных и требований последнего.

Ввиду специфичности оползневых работ рабочий проект организации работ приобретает исключительное значение; его осуществление требует тщательного учета фактической гидрогеологии.

Проект противооползневых сооружений необходимо корректировать (и подчас коренным образом) в процессе выполнения. В этом одно из коренных отличий противооползневых сооружений от обычных.

Проект противооползневых сооружений предусматривал применение исключительно ручного труда, исходя из того, что на оползневом теле, насыщенном водой и находящемся в состоянии подвижки, применять механизмы невозможно.

Однако значительный объем работ и короткие сроки при недостаточном количестве рабочей силы требовали применения максимальной механизации.

При разработке рабочего проекта организации работ важно было установить наиболее угрожающую часть оползня, так как выполнить в короткий срок — до ближайшего паводка — все работы по оползню, как это предусматривалось проектом, не представлялось возможным. Наблюдения показали наибольшую активность оползня с северо-западной стороны — по простиранию пород. В этом же направлении наблюдалось сосредоточение струй подземного потока. Это вынуждало закрепить в первую очередь северо-западную часть оползня.

Следовательно, в первую очередь необходимо было выполнить те сооружения, которые обеспечивали устойчивость этой, наиболее опасной части оползневой территории: штольню от колодца № 1 против главного корпуса до дренажного колодца № 11, контрфорсы № 1, 3, 5, 7 и 9.

Примененный первоначально способ сооружения контрфорсов предусматривал одновременное строительство всех их с обязательным выполнением следующей очередности. Контрфорсы должны строиться с обоих концов оползня по направлению к середине косогора захватками, в каждую из которых входят два крайних контрфорса: № 1 и 14, № 2 и 13, № 3 и 12, № 4 и 11, № 5 и 10, № 6 и 9, № 7 и 8.

Такой порядок производства работ расплывал людские и материальные ресурсы, отвлекая их на объекты, не имеющие первоочередного значения, и оставляя незащищенной наиболее опасную часть оползня. Оползневой массив разрезался

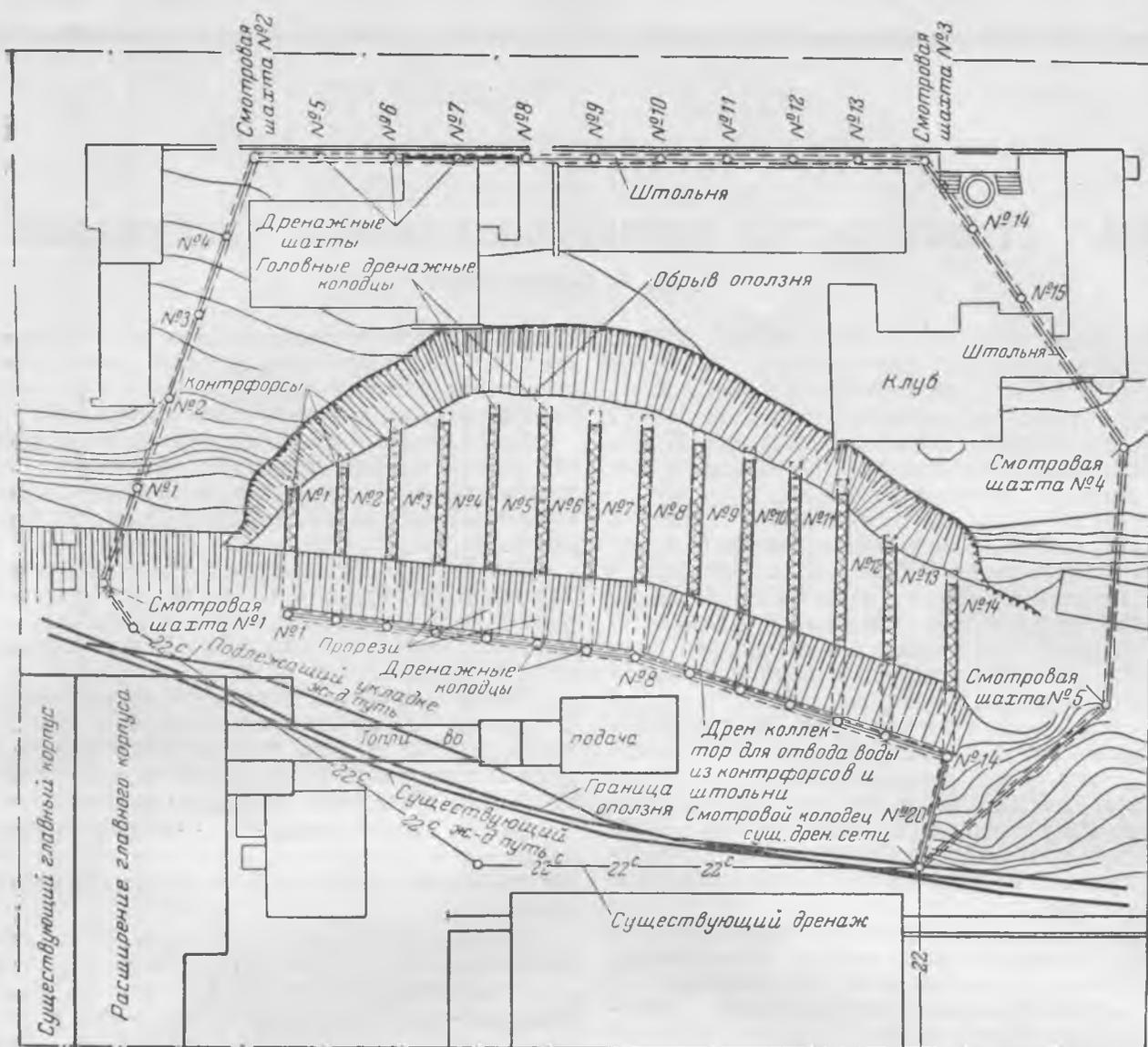


Рис. 1. План противооползневых сооружений.

сразу во многих местах, что для активного оползня является крайне нежелательным.

Ведение работ по такому способу пришлось немедленно прекратить. В первую очередь приступили к строительству контрфорсов, расположенных на наиболее опасном участке, причем и на последнем строились не все указанные в проекте контрфорсы, а лишь те из них, которые расположены в наиболее насыщенных водой и опасных местах оползня — № 1, 3, 5, 7, 9.

Контрфорс № 14, ранее начатый строительством, решено было закончить.

Как первоочередное мероприятие было предложено также сооружение иглофильтровых установок: № 1 в количестве 60 шт. диаметром 50 мм на горизонтали 26,5 м на расстоянии 1,5 м от оси дренажного коллектора и № 2 — в количестве 60 шт. диаметром 35 мм вдоль обрыва оползня (от контрфорса № 1 до контрфорса № 10).

В первую очередь были установлены и закреплены в натуре пять наблюдательных створов с привязкой к базису для наблюдения за возможными подвижками оползневых масс. Инструментальные наблюдения за положением контрольных

точек в горизонтальной плоскости производились ежедневно. Эти точки закреплены были в натуре путем забивки труб диаметром 50 мм в грунт на глубину 2—3 м.

Пострадавшее от оползня капитальное здание постоянного клуба грэс, предназначенное к сносу, было решено сохранить. На стенах его были установлены маяки, за состоянием которых велись систематические наблюдения.

Подвижек оползня в течение всего времени производства работ не было.

Иглофильтровые установки в практике противооползневых мероприятий были применены впервые, причем значение их исключительно возросло, так как они были предназначены не только для целей водоотлива. В данном случае, впервые в практике применения иглофильтровых установок, главное назначение нижней иглофильтровой установки заключалось в том, чтобы создать в самом опасном месте — активном очаге оползня — естественную земляную подпорную стену, с учетом того, что в отличие от открытого водоотлива при иглофильтровом водопонижении происходят не разжижение и ослабление несущей спо-

собности, а уплотнение и увеличение прочности грунтов¹.

Необходимость и возможность такого решения вытекают из фактических гидрогеологических условий оползневого косогора: коренные нижние меловые породы — аптские и гольтские глины; поверх них идут четвертичные делювиально-аллювиальные образования. Кровля аптских отложений (10—15 м), служащая основанием 1-й надпойменной террасы, состоит из серых, почти черных сланцевых глин и мелкозернистых песков. Поверх аптских глин идут гольтские — до основания 2-й надпойменной террасы (20—25 м). Гольтские глины — глинистые мелкозернистые пески — в верхней части переходят в темносерые, почти черные плотные сланцеватые глины.

Поверхность коренных гольтских отложений прикрыта мощным пластом делювиально-аллювиальных отложений толщиной 12—20 м. Верхняя часть этого пласта толщиной до 8 м состоит из разнозернистых серовато-желтых глинистых песков. Ниже, до кровли гольтских глин, залегают пестроцветные суглинки (коричневые, зеленые, серые) с многочисленными очень тонкими прослойками песка с водой толщиной 0,1—0,3 м.

Подземные воды площадки относятся к двум водоносным горизонтам.

Первый водоносный горизонт расположен в толще делювиально-аллювиальных отложений 2-й надпойменной террасы. Мощность толщи, прослоенной водонасыщенными линзами, доходит до 10 м.

Водосодержащими являются породы различного литологического состава — от песков до пылеватых суглинков, расположенных на различной глубине от поверхности (4—15 м). Общим водупором для всех водоносных прослоек являются темносерые гольтские глины.

Второй водоносный горизонт расположен в песчано-глинистой толще гольтского яруса на отметке 20—22 м. Водупором этого горизонта является кровля темносерых глин аптского яруса на отметке 15 м.

Основное, решающее влияние на образование оползневых явлений оказывают грунтовые воды первого водоносного горизонта. Они смачивают контактную поверхность между делювиально-аллювиальными суглинками и гольтскими глинами, что вызывает перемещение грунтов, расположенных над гольтскими глинами.

Оползневые грунты, слагающие тело оползня, состоят главным образом из макропористых суглинков, отличающихся пылеватым составом. Быстрая размокаемость этих суглинков вызывает потерю структурных связей, что характеризуется малым коэффициентом фильтрации и медленной водоотдачей. Коэффициент фильтрации пород, приведенный в проекте, равен 1,4 м/сутки, или 0,000016 м/сек.

Применение иглофильтров для прямых целей водопонижения предусматривается обычно в грунтах, имеющих коэффициент фильтрации в пределах от 0,001 до 0,000011 м/сек. В данном же случае, при ином назначении иглофильтров, опреде-

ляющим является факт наличия воды, омывающей контактную водоупорную поверхность гольтских глин, а так как вода на контактной поверхности является основной причиной оползня, то устранение воды должно привести и к устранению оползневых явлений, к стабилизации оползневых грунтовых масс.

Устранить воду сразу по контактной поверхности всего оползневого массива не представлялось возможным, поэтому задача заключалась в том, чтобы осушить контактную поверхность в наиболее опасной подвижной части оползня. Такой являлась нижняя часть оползневого массива, расположенная в самом очаге оползня — в северо-западной части его.

Осушение нижней очаговой части оползня вызвало стабилизацию нижней части массива и одновременно превращало ее в упор, своего рода земляную подпорную стену, задерживающую движение вышерасположенных оползневых масс в наиболее опасном участке оползневого массива, и тем самым препятствовало распространению и увеличению оползня. Это и определило место расположения иглофильтровой установки № 1 (рис. 2).

Учитывая, что скольжение сползающих земляных масс происходит по гольтской глине, которая одновременно служит и водупором для водоносного слоя, иглы были несколько заглублены в нее, что позволило перехватить водоносный горизонт. При отметке залегания кровли гольтских глин около 22 м ряд иглофильтров был расположен по горизонтали с отметкой поверхности земли 26,5 м, проходящей на расстоянии 10—15 м от подошвы оползня.

Погружение иглофильтров в грунт путем подачи воды под давлением и размыва грунтов в условиях активного оползня было нецелесообразно. Проверка проходимости грунтов путем забивки трубы диаметром 50 мм показала, что верхний слой грунтов на горизонтали с отметкой 26,5 м промерз на значительную глубину. Поэтому пробивка такого слоя непосредственно с помощью напорной воды потребовала бы большого количества воды.

Но самое главное заключается в том, что в условиях пылеватых грунтов со слабой отдачей воды необходимо вокруг иглофильтров устраивать кольцевой песчано-галечный фильтр. Единственно правильным в этом случае является устройство иглофильтровых скважин бурением.

Бурение было произведено с помощью передвижной механической буровой установки. По поверхности оползня на горизонтали с отметкой 26,5 м была сделана шпальная выстилка, по которой производилось перемещение автомашины с буровой установкой. В течение четырех дней при двухсменной работе были пробурены скважины для всех иглофильтров. Бурение производилось с обсадной трубой диаметром 100 мм, в которую и опускалась игла, обсыпаясь по мере вытаскивания обсадной трубы кольцевым песчано-щебенчатым фильтром.

Верхняя иглофильтровая установка (№ 2) не имела подобно нижней конструктивного назначения. Ее роль сводилась к обезвоживанию грунтового массива у самого обрыва оползня с целью

¹ С. А. Беренштейн и А. Н. Петров, Из опыта сооружения одного фундамента под турбогенератор, "Электрические станции", 1948, № 8.

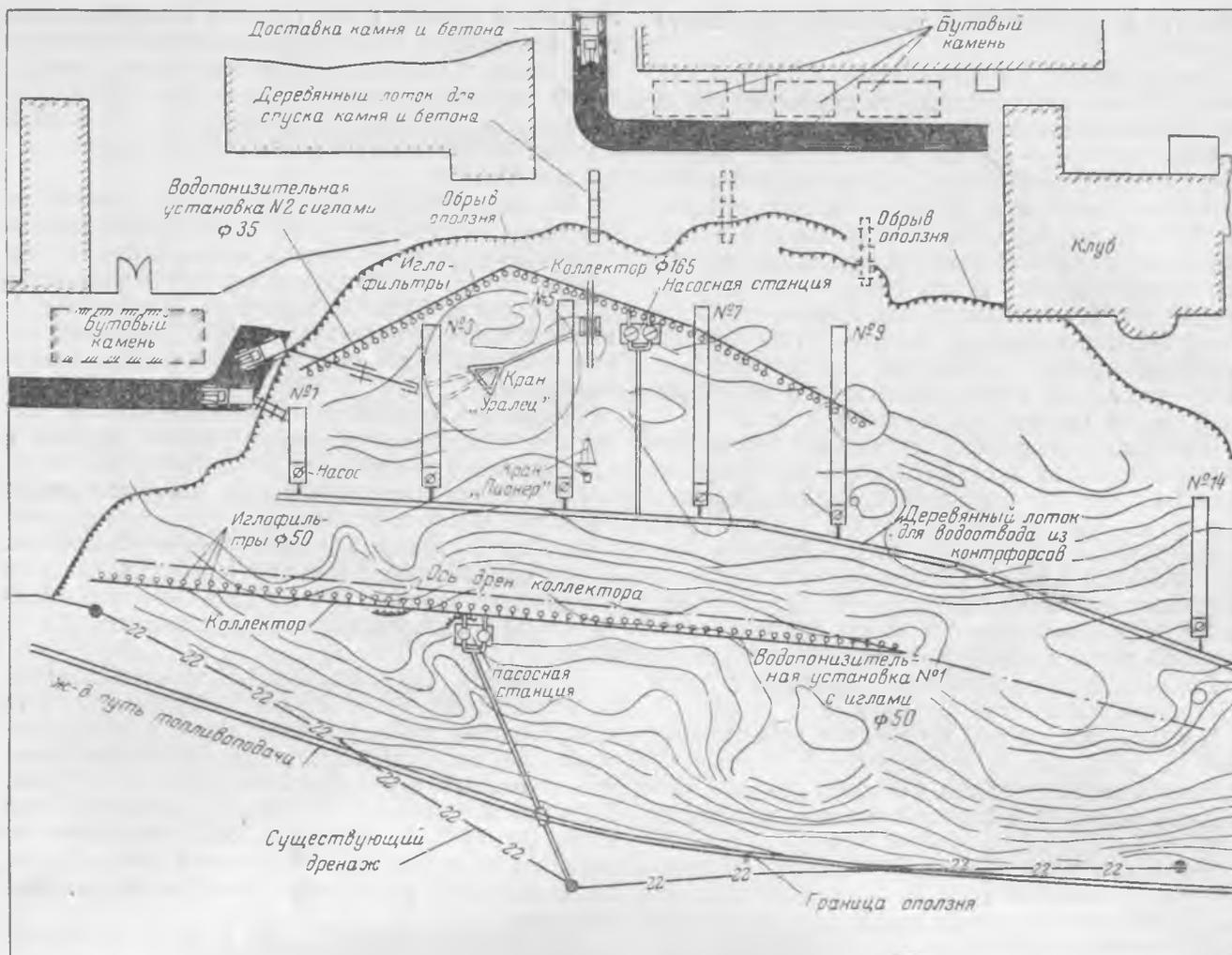


Рис. 2. Расположение двух иглофильтровых установок.

предотвращения увеличения и раскрытия трещины обрыва. Одновременно иглофильтровая установка перехватывала воды, которые обходят контрфорсы, увлажняя тело оползня ниже их, и значительно облегчала производство работ в контрфорсах, расположенных ниже линии иглофильтров. Иглофильтры в верхней установке были расположены в первую очередь на той части оползня, которая расположена над оползневыми очагами, в направлении максимального сосредоточения подземных потоков воды.

Наиболее целесообразно было бы расположить линию иглофильтров выше обрыва оползня. Однако осуществить это оказалось невозможно, так как отметка поверхности земли над обрывом была очень высока, что исключало возможность применения одноярусной установки. Устройство двухъярусной установки непосредственно выше обрыва исключалось вследствие наличия жилых домов и административных объектов, расположенных у кромки обрыва во дворах. В этих условиях срезка грунтов для образования ярусов исключалась также и ввиду опасности, связанной со срезкой грунтов у обрыва оползня.

Иглофильтры верхней установки (рис. 2), расположенной у обрыва оползня, погружались в скважины, пробуренные ручным буровым станком, так как тяжелую передвижную буровую

установку нельзя было доставить на верхнюю часть оползня, сильно водонасыщенную, во многих местах разжиженную с поверхности земли и покрытую сверху мочажинами. И здесь иглофильтры погружались в скважины с помощью обсадной трубы диаметром 200 мм с устройством кольцевого песчано-галечного фильтра.

Водопонижительная установка № 1 (нижняя) работала до окончания работ по контрфорсам, а № 2 — до окончания противооползневых работ.

Штольня с шахтами (колодцами) является самым важным и надежным противооползневым сооружением. Как видно из рис. 1—3, штольня в виде подковы, концы которой опираются на дренажный коллектор, окаймляла всю оползневую зону. Расположение штольни выше обрыва оползня и на отметках в водоупорных гольтских глинах, обеспечивающих перехват водонасосного горизонта, является максимально рациональным.

Шахты (дренажные и смотровые колодцы) предназначены для перехвата и отвода в штольню воды из толщи грунтов, достигающей мощности 15 м и расположенной над штольной трапецидального сечения длиной 253,2 м (рис. 4).

Постоянное крепление штольни состоит из железобетонных сборных замкнутых рам — окладов. Всего по проекту должно было быть установлено 1 605 окладов, т. е. 6,5 оклада на 1 пог. м, фак-

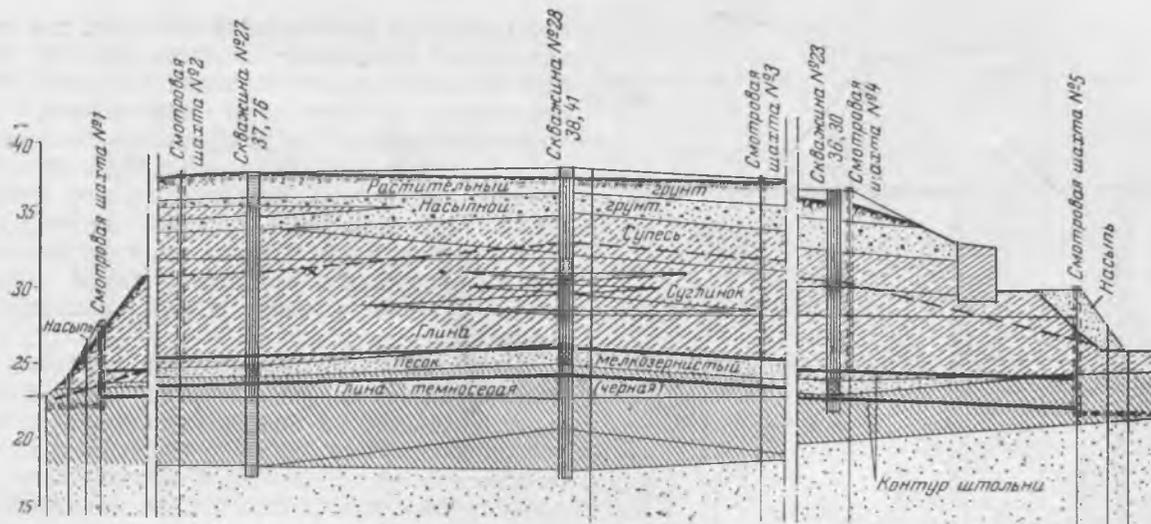


Рис. 3. Геологический разрез по штольне.

гически же удавалось на 1 пог. м устанавливать только шесть окладов.

От применения временных деревянных креплений решено было отказаться. Проходка штольни производилась в постоянных креплениях из сборных железобетонных рам, а разработка пород — отбойными молотками. Плотные породы проходились открытым забоем, слабые — закрытым с помощью временного крепления лобовой части и потолка выработки. В целях полного отказа от временного крепления в дальнейшем проходка осуществлялась по одному окладу, что исключало необходимость во временных креплениях. Это способствовало и более надежному ходу работ. Одновременная установка четырех-шести окладов была возможна только в плотных породах. При проходке штольни в слабых породах одновременная установка нескольких окладов требовала усиленного частичного временного крепления потолка и лобовой части выработки, так как в ряде случаев имели место вывалы породы.

Порода вывозилась в контейнерах емкостью 0,75 м³ на платформах по пути узкой колеи, наращиваемому по мере увеличения штольни. Разгрузка контейнеров в автосамосвалы производилась монтажной стрелой, установленной на здании пылеприготовления (рис. 5).

Проходка штольни производилась сразу из трех забоев: из смотровой шахты № 1, дренажной шахты № 3 и смотровой шахты № 2, расположенных в зоне наиболее опасной части оползня. В дальнейшем был открыт забой из смотровой шахты № 5 и других дренажных шахт.

В процессе заложения штольни, дренажных и смотровых шахт штольни производились тщательные наблюдения. В результате было установлено, что штольня действительно перехватывает водоносный горизонт, питающий оползневое тело.

Дебет воды, измеренный при проходке штольни от смотровой шахты № 1 до дренажной шахты № 6, значителен и достигает 150 м³/сутки.

Водоносный слой при его вскрытии под действием потока вод легко разрушается, грунт выносится, сплывает. Следствием этого являются обрушения кровли, обвалы, затрудняющие проходку штольни и вызывающие необходимость

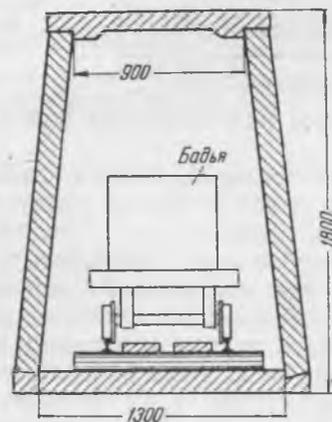


Рис. 4. Сечение штольни.

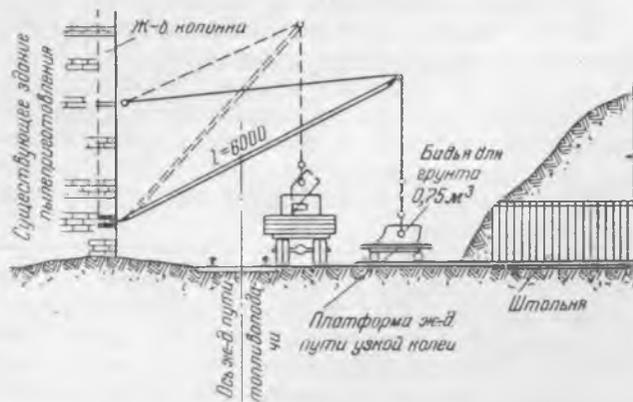


Рис. 5. Схема погрузки разработанного грунта.

в дополнительном креплении и заделке пазух и куполов. Такие же явления наблюдались при проходке шахт (дренажных и смотровых).

Пустоты и вывалы грунта из потолка забоя, образующиеся при проходке штольней водоносных пород, заделывались крепями, заполнялись камнем и оседающими грунтами, которые, разрыхляясь, увеличивают способность пропускать через себя воду и дренировать водоносные линзы,

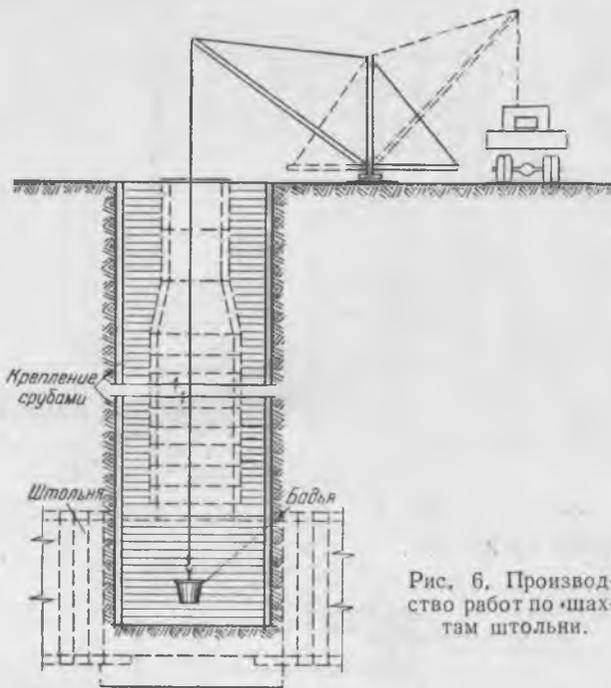


Рис. 6. Производство работ по шахтам штольни.

расположенные над основным водоносным горизонтом.

Поперечное сечение рабочего ствола шахт при производстве работ в проекте предусмотрено размерами $1,5 \times 1,5$ м в свету. Следовательно, при проходке необходимо разрабатывать сечение $1,9 \times 1,9$ м, так как толщина деревянных креплений равна 20 см. При проходке шахту приходится разбивать на два отделения: лестничное — для опускания и подъема рабочих, и бадьевое — для выдачи породы, подачи материалов. В бадьевом отделении устанавливаются стояки водоотлива, насос, силовой и осветительный кабели.

Шахты к штольням разрабатывались вручную.

Вертикальный транспорт осуществлялся с помощью крана с непосредственной погрузкой в автосамосвалы (рис. 6).

Кроме основного водоносного горизонта, при проходке были отмечены водоносные линзы, залегавшие на 2—5 м выше кровли гольтских глин. Вследствие этого при дренировании единых депрессионных воронок не образуется и на различных отметках наблюдается длительное капание воды до момента полного осушения встреченной водоносной линзы.

При устройстве дренажных и смотровых шахт происходили вывалы и вытекание грунтов из-под деревянных крепей, а также куполообразование. Последнее очень затрудняло проходку шахт. При близком расположении шахт между собой, как это предусмотрено в проекте, могло произойти обрушение кровли над штольней в тех местах, где толщина грунтов над ней незначительна.

Дренажных шахт между смотровой шахтой № 1 и дренажной шахтой № 3, между дренажной шахтой № 3 и смотровой шахтой № 2 нельзя было делать, так как кровля над штольней в этих местах слабая вследствие малой мощности по высоте, наличия сводов, образовавшихся при проходке штольни, а также близости зданий складов и столовой.

Расположением шахт на близких расстояниях друг от друга нарушаются связность, монолит-

ность пород и устойчивость косогора, так как при заложении всех шахт согласно проекту косогор был бы искусственно разъединен со своей верхней стороной на $\frac{1}{5}$ часть своего протяжения. Это значительно ослабило бы устойчивость косогора в целом. Поэтому количество шахт оказалось необходимым уменьшить: строить только смотровые шахты № 1, 2, 3, 4 и 5 и дренажные № 3, 6 и 11. От строительства остальных шахт отказались, так как их сооружение создавало, кроме того, опасность обрушения части улицы, расположенной у обрыва оползня.

Гидрогеологические условия показывали нецелесообразность равномерного расположения шахт. Принятое расположение определялось гидрогеологией: намеченные к проходке шахты прорезали водоносные линзы и обеспечивали дренирование всей толщи грунтов, расположенной над штольней.

Учитывая указанные гидрогеологические условия, шахты разрабатывались только в той части, где штольня уже была пройдена.

Всего было сооружено 14 контрфорсов длиной каждый 10—24 м, глубиной 7,8—8,3 м и шириной 1,5 м.

При сооружении контрфорсов возникли сомнения в том, будут ли они надежно выполнять возложенные на них функции. В рассматриваемых гидрогеологических условиях контрфорс через короткое время теряет свои дренирующие свойства. Текучие грунты, как это было установлено при производстве работ, заполняют все пустоты между каменной кладкой; наличие головной шахты с обратным фильтром положения не изменяет. Лоток, устроенный по дну контрфорса, имеет небольшое сечение и быстро засорится. Конструкция лотка исключает возможность его прочистки.

Прочность контрфорса как механического удержателя при данных грунтах также внушает сомнения, так как каменная кладка насухо из непостелистого камня при наличии какой-либо подвижки грунтов может быть легко срезана. Устройство двухметровой шпору в гольтских глинах не улучшает дела.

Практика сооружения контрфорсов в текучих грунтах показала, что при отсутствии крепежных деревянных шахт каменная кладка срезается и уносится грунтом. Деревянные крепи в этом случае являются крайне необходимыми для сохранения контрфорсов. Мало того, наличие крепей значительно удлиняет срок действия контрфорсов как дренирующих сооружений, препятствуя немедленному, нежелательному заполнению всех пустот каменной наброски текучим грунтом. Крепи настолько обжимаются грунтом, что их извлечение практически невозможно.

Разработка грунта в траншеях контрфорсов производилась вручную. Вертикальный транспорт грунта и камня осуществлялся кранами «Пионер» и «Уралец» с удлиненной до 8 м стрелой (на каждые два контрфорса стоял один кран).

Предварительная заготовка крепей, позволявшая на месте производить только сборку элементов, способствовала ускорению работ и безопасному их осуществлению.

В каждом контрфорсе был предусмотрен колодец (крайний), не заполнявшийся камнем

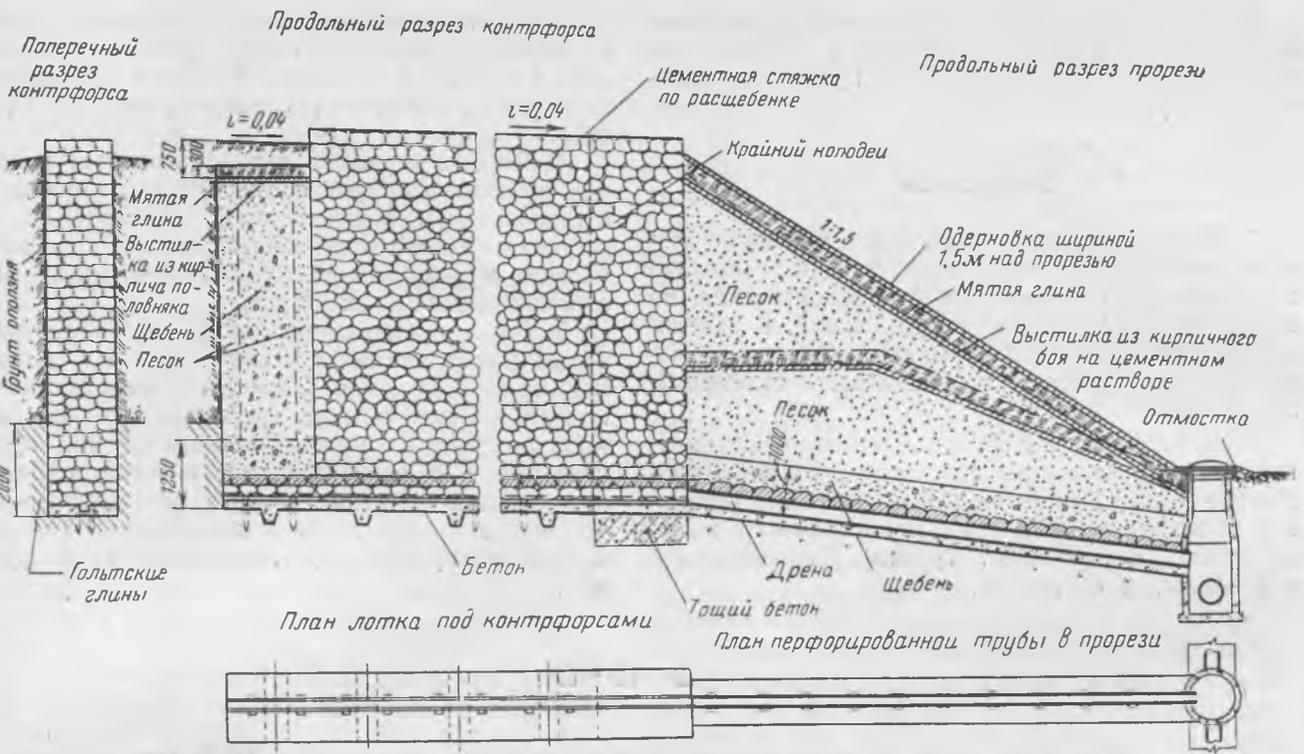


Рис. 7. Конструкция контрфорса и прорези. Пунктиром показана верхняя часть прорези по первоначальному (отклоненному) проекту.

вплоть до полного окончания строительства всей дренажной системы оползневого косогора: контрфорсов, прорезей, нижнего дренажного коллектора. Указанные колодцы служили для откачки из контрфорсов воды с помощью центробежных насосов. Крайние колодцы отрывались на 0,75 м глубже остальной части контрфорса для сбора воды. Отвод откачиваемой из контрфорсов воды производился по деревянному просмоленному лотку в существующую дренажную сеть электростанции.

За контрфорсом идет прорезь (рис. 7), дренирующие свойства которой несравненно выше, чем у контрфорса.

Однако в конструкции прорези имелось серьезное конструктивное упущение: водонепроницаемый гребень ее имел отметку 24 м и затем падал до отметки 21 м. Поэтому подземная вода, попадающая в вышележащую толщу косогора над прорезью и между прорезями, не сможет быть отведена. Надо учитывать наиболее тяжелый случай, исключительно реальный: вода в прорезь будет попадать из контрфорса только при нормальной его работе. Но даже и в этом случае большая часть подземной воды будет проскакивать мимо контрфорсов, в особенности при закальмированных контрфорсах. Поэтому очень важно, чтобы прорези были использованы наилучшим образом, именно когда дренирующая способность контрфорса со временем сильно понизится. Это было осуществлено путем устройства прорези, как показано на рис. 7.

Надежное действие прорезей было обеспечено и укладкой по бетонному основанию прорези бетонной перфорированной трубы диаметром 500 мм, которая соединяет контрфорс с бетонным колодцем нижнего коллектора; такое сечение трубы обеспечивает возможность ее прочистки.

Дренажный коллектор (рис. 7) по проекту состоял из дренажных керамических труб диаметром 25 см, уложенных по бетонному основанию траншеи шириной понизу 1 м. Уклон коллектора равен 1%. Нижним концом он примыкает к колодцу № 20 существующей дренажной сети, а верхний его конец через колодец № 1 существующей дренажной сети соединяется со штольной. Против прорези каждого контрфорса устанавливается сборный колодец из железобетонных колец, который в рабочей части имеет диаметр 1 м, в горловине — 0,7 м. Колодцы для отстоя заглублялись на 0,5 м.

Таким образом, нижний коллектор был превращен в дренажный коллектор, только транспортирующий воду, поступающую в него из прорезей контрфорсов.

Вместе с тем устойчивость оползневого косогора может быть обеспечена только в том случае, если нижний коллектор из дренажного транспортного будет превращен в дренирующий, так как не вся вода будет перехвачена прорезями. В особенности, когда контрфорсы закальмируются, подземная вода будет проскакивать мимо контрфорсов и прорезей.

С этой целью по бетонному основанию вместо керамических труб диаметром 25 см были уложены бетонные трубы (полуцилиндры) диаметром 0,5 м с устройством фильтра, обеспечивающие дренирование воды из всего оползневого косогора на всем протяжении коллектора. Значительное увеличение диаметра трубы определялось тем, что нижним коллектором отводилась также вода, собираемая штольной, и одновременно обеспечивалась возможность прочистки коллектора.

Колодцы дренажного коллектора целесообразно выполнить так же, как дренирующие.

Таким образом, в системе дренажа оползневого косогора наиболее важными и решающими являются: штольня с шахтами, прорези и нижний дренирующий коллектор.

Выводы

1. Иглофильтровые установки в противооползневых сооружениях можно эффективно применять не только для целей обычного водопонижения, но и для решения конструктивных задач, в частности для создания в наиболее опасной части оползня земляного упора, способствующего стабилизации оползневых масс.

2. В условиях интенсивных оползневых явлений, когда решающим фактором являются подземные воды, применение иглофильтровых установок является эффективным независимо от коэффициента фильтрации грунтов, находящихся в стабильном состоянии.

3. В оползневых водонасыщенных грунтах установку иглофильтров целесообразно осуществлять бурением в обсадных трубах с устройством вокруг игл кольцевых песчано-гравийных фильтров.

4. Работы в условиях водонасыщенных, текучих оползневых грунтов должны осуществляться с применением максимальной механизации, несмотря на то что установка и эксплуатация механизмов в оползневых условиях часто связаны с большими затруднениями.

5. Рабочий проект организации противооползневых работ является исключительно важным и крайне обязательным. Он должен быть составлен, исходя из фактических гидрогеологических данных, полученных путем наблюдений при производстве работ. В соответствии с рабочим проектом организации работ и уточненными гидрогеологическими данными должны вноситься коррективы в рабочие проекты противооползневых сооружений.



Из опыта монтажа проводов линий 400 кВ

Инж. Л. Н. Гребенчиков и инж. А. И. Комиссаров

Трест «Спецсетстрой» провел работы по монтажу расщепленной фазы на опытном участке линии 400 кВ.

Трасса опытного участка линии 400 кВ, на котором производился монтаж расщепленной фазы, проходит по лесистой, сильно пересеченной оврагами и ручьями местности. Протяженность участка 4 300 м; общее количество опор на нем — 11, из которых две концевые АП-образные, запроектированные для угла поворота 0—15°. Остальные девять опор — промежуточные с высотой подвеса провода 27 м, из них: семь опор — для выпускающего зажима, одна — для глухого зажима и одна — широкобазная.

Провод для подвески на опытном участке принят АСО 480/60; расположение проводов — треугольником с расстоянием между ними 400 мм. Строительная длина провода 1 500 м, вес барабана брутто 3,6 т.

Вывозка провода на трассу производилась автомашинами ЗИС-151, погрузка и выгрузка с автомашин выполнялись 5-тонным автокраном.

Раскатка проводов с барабанов, установленных на раскаточных станках, производилась трактором С-80 и частично — через овраги и ручьи — вручную.

Одновременно раскатывались три провода расщепленной фазы с накидкой их на промежуточные опоры. Ввиду отсутствия строенных роликов и приспособлений для их подвески были использованы коромысла и скобы (рис. 1), в которых дополнительно просверливалось отверстие для подвески среднего ролика под средний провод.

Провода прицеплялись к трактору также через коромысло при помощи монтажных зажимов. Накидка проводов на промежуточные опоры производилась без подвески гирлянд.

Следует отметить, что при раскатке с барабанов трех проводов со строительной длиной, равной 1 500 м, в конце ее иногда не хватало тяговой мощности трактора С-80 (в пролетах, сильно пересеченных оврагами и пнями) и раскатку приходилось заканчивать по одному и два провода.

При этом установлено, что при раскатке с барабанов по одному и два провода очень часто происходило перехлестывание проводов, которое приходилось ликвидировать вручную.

При одновременной раскатке трех проводов случаев перехлестывания почти не было, так как провода раскатываются параллельно и с одним тяжением. Указанное в полной мере относится также и к операции выборки слабину проводов.

Дальнейшее улучшение метода раскатки проводов с барабанов может быть произведено путем применения тормозящих устройств, позволяющих избежать трения провода о землю и пни.

Приведенный выше способ раскатки проводов с барабанов является, пожалуй, единственным для пролетов, расположенных в лесной, пересе-

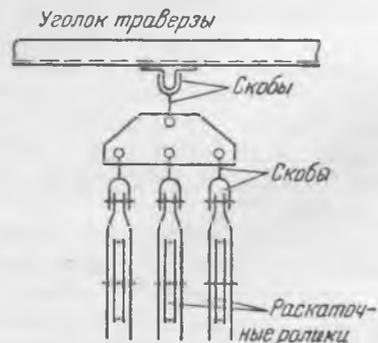


Рис. 1.

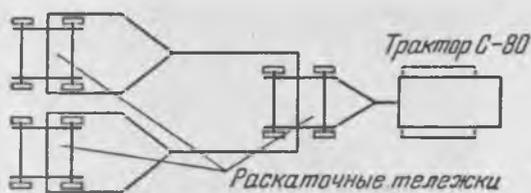


Рис. 2.

ченной местности, а также при производстве монтажных работ в распутицу.

По ровной местности раскатка проводов должна производиться с раскаточных тележек. Наилучшим способом является одновременная раскатка трех проводов тяжелым трактором со сцепом из трех раскаточных тележек на автоходу (рис. 2).

Опрессовка проводов АСО-480/60 производилась аналогично опрессовке провода АСУ-400. Объем работ по опрессовке провода линии электропередачи 400 кВ на 1 км линии является утроенным в сравнении с линией электропередачи 220 кВ.

Этот объем может быть снижен путем увеличения строительной длины провода, что, однако, потребует дополнительных тяговых и транспортных средств, и путем разделки концов провода на заводе непосредственно под опрессовку соединителей, что обеспечит сокращение на 70—80% объема работ опрессовщиков по разделке концов провода вручную в полевых условиях.

Для уменьшения времени собственно опрессовки в настоящее время промышленностью выпущен гидравлический пресс с моторным приводом, который значительно снижает время опрессовки оттяжных и соединительных зажимов.

Разделка алюминиевой части провода должна производиться труборезами, обычные ролики которых заменяются роликами с более острым углом заточки. Заточка роликов должна быть односторонней. Для резки стальной части провода должны применяться специальные ножницы.

Накидка проводов на свободный анкер производилась следующим образом.

Гирлянды собирались на расстоянии 60—80 м от анкера; соответственно с этим были проташены и концы проводов по всей длине. При подъеме гирлянд к траверзе раскатанные провода длиной 4 300 м создавали такое торможение, при котором гирлянды шли вверх в натянутом состоянии, что исключало изгибы штырей и сарг, чего нельзя достичь при обычном способе подъема гирлянд непосредственно из-под анкера.

В коротких и переходных пролетах, где сила трения провода о землю недостаточна, для удержания гирлянд в натянутом состоянии провод должен тормозиться либо вторым трактором, либо автомашиной ЗИС-151 или специальным тормозным приспособлением.

К регулировке проводов расщепленной фазы предъявляются более высокие требования, чем к регулировке отдельных проводов.

В ходе работ было установлено:

1. Вытяжка слабины и отметка проводов во избежание перекрестывания их должны производиться одновременно, причем вперед идут два крайних провода, а средний подгоняется под них.

2. Однорольные блоки, изготовленные Армсетью, вследствие наличия большого зазора во втулках часто перекашиваются и трутся об обоймы.

Малейшее трение в ролике совершенно портит регулировку всего пролета, поэтому во время монтажа все однорольные блоки были сняты и заменены роликами типа СОМС РС-1419, на которых при тщательном их отборе можно получить удовлетворительную регулировку.

Для массового монтажа расщепленной фазы должны быть сконструированы ролики с повышенной чувствительностью, для чего их нужно выполнять на шарикоподшипниках, имеющих хорошие сальники, исключающие попадания грязи в подшипники.

Конструкция роликов должна предусматривать возможность их страивания после закладки в них проводов в одну жесткую систему, исключаящую трение роликов друг о друга.

Отметки проводов производились следующим образом. Внутри анкерной траверзы на специальной балочке подвешивался трехрольный блок грузоподъемностью 12 т на уровне монтажного уголка; два верхних провода брались на отметку, монтажные тросы от них закладывались в крайние ролики трехрольного блока и прицеплялись к трактору С-80 через блок.

Так как для отметки одновременно двух проводов тягового усилия трактора С-80 не хватало, то к нему еще прицеплялась автомашина ЗИС-151. Нижний провод брался на отметку тросом, заложенным в средний ролик трехрольного блока, и прицеплялся к другому трактору С-80.

Практика показала, что при длине анкерного пролета 4 300 м отметка провода уходит в пролет на 80—100 м от анкера. Следовательно, при запроектированной длине анкерных пролетов, равной 8—10 км, для одновременной натяжки трех проводов нужен полиспасть длиной 200—250 м. Работать полиспастом такой длины очень сложно. В силу этого была принята схема отдельной натяжки проводов напрямую.

При монтаже расщепленной фазы на участках, пересекающих высоковольтные линии электропередачи и железные дороги с ограниченным сроком отключения, должен широко применяться способ отметки одного провода, заключающийся в следующем.

Провода заранее раскатываются один рядом с другим. На месте предполагаемой отметки, определяемой по профилю, ставятся бандажи. При отключении пересекаемой линии электропередачи отмечается один провод и измеряется разница между предполагаемой и действительной отметками. На полученную разницу сдвигаются бандажи других проводов, которые и опрессовываются без отметки наверху в месте установки бандажа.

Дальнейшее развитие этого способа может быть достигнуто путем выпуска заводами маркированного провода для переходов.

Сложность точной регулировки провода в больших пролетах и трудность проезда на автомашине по монтируемому пролету для контроля регулировки проводов вызывают необходимость обеспечения монтажных партий надежной связью — полевой телефонной или радиотелефонной.

Натяжка расщепленной фазы для окончательного крепления производилась напрямую двумя тракторами С-80.

Натяжная гирлянда собиралась на автоприцепе и к нему привязывалась. После того как гирлянда приходила в натянутое состояние, она отвязывалась и натяжка продолжалась.

Переключка проводов из ролика выпускающего устройства производилась с опусканием провода на землю, причем одновременно производились установка дистанционных распорок и демпферов, а также подвеска изоляторов.

Часть дистанционных распорок пришлось устанавливать наверху (в оврагах и у самого анкера), влезая на провода расщепленной фазы или с лестниц.

Для массового монтажа дистанционных распорок должно быть предусмотрено применение легких переносных лестниц, автовышек и тележек для езды по проводам расщепленной фазы.

Сборка изоляторов в подвесные гирлянды производилась не как обычно заранее на земле, а в подвешенном состоянии способом постепенного наращивания, чем исключалась возможность изгиба штырей при подъеме гирлянды.

Оттяжные гирлянды для расщепленных фаз были запроектированы в двух вариантах.

Вариант I — «звездочка»: гирлянда состоит из трех цепей изоляторов ИЛ-9 по 22 элемента в цепи. Цепи сдвинуты одна относительно другой на 120°. Соединение коромысла с траверзой осуществляется скобой 38-т АЦ-67.

Соединение коромысла с натяжным зажимом осуществляется скобой 3476, стяжным болтом АЦ-45 и скобой 3476.

Нетрудно видеть, что пересечение цепной линии гирлянды при ее накидке с цепной линией провода приходится на однолапчатое ушко УТ-1, причем ушко нижней цепи гирлянды имеет полную шарнирность, в то время как в верхних цепях шарнирность ограничена и на ушко УТ-1 действуют силы излома. Следствием указанного, а также следствием поставки некачественных ушек УТ-1 были поломки двух ушек при накидке гирлянды на свободный анкер (рис. 3).

При включении в цепь ушка УТ-1 коромысла добавочной скобы 3476 была достигнута шарнирность в месте перелома, но все же следует считать, что ушко УТ-1, изготовленное из ковкого чугуна, должно быть заменено ушком другой конструкции и из другого материала.

В силу того что центр тяжести гирлянды находится выше геометрического центра гирлянды, где прицеплен провод, гирлянда при натяжке переворачивается. Для того чтобы удержать гирлянду в нормальном положении, требуется при натяжке дополнительная рабочая сила.

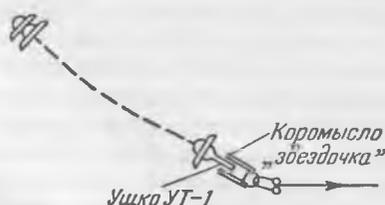


Рис. 3.



Рис. 4.

Запроектированное соединение коромысла с траверзой с помощью скобы АЦ-67 по длине монтажа недостаточно.

Вариант II — «горизонтальная»: гирлянда состоит из трех цепей изоляторов ИЛ-д по 22 изолятора в цепи. Все три цепи находятся в горизонтальной плоскости. Соединение коромысла с траверзой осуществляется двумя скобами АЦ-67. Соединение коромысла АЦ-18 с натяжным зажимом осуществляется скобой 3476, стяжным болтом АЦ-45 и скобой 3476 (рис. 4).

Оставляя в стороне экономические соображения, по монтажным условиям вариант II является более приемлемым.

Для регулирования проводов в цепь коромысла — натяжной зажим включен стяжной болт АЦ-45. Диапазон регулировки стяжного болта 25 см.

Конструктивно стяжные болты выполнены Армсетью так, что даже внизу, в натяжном состоянии, регулировать их нельзя, а нужно предварительно дать слабину и подтянуть гирлянду.

На регулировку запроектированных анкерных пролетов длиной 8—10 км стяжной болт с диапазоном регулировки 25 см никакого существенного значения оказать не может, и по существу он является лишним звеном в цепи гирлянды.

Стяжные болты должны быть применены только в коротких пролетах, причем конструкция их должна быть изменена.

На проводах расщепленной фазы через $1/10$ промежуточного пролета запроектирована установка дистанционных распорок, скрепляющих поочередно каждую пару проводов (рис. 5).

Кратковременное наблюдение за натянутыми проводами расщепленной фазы с неустановленными дистанционными распорками подтвердили необходимость и важность установки их, так как при ветре, действующем поперек оси линии, про-

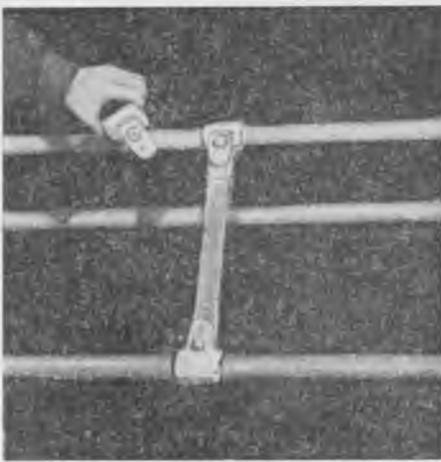


Рис. 5.

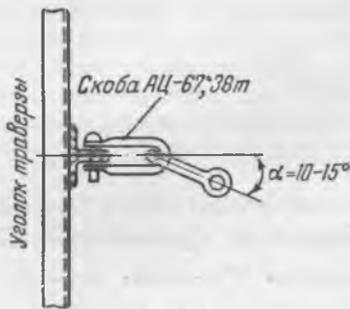


Рис. 6.

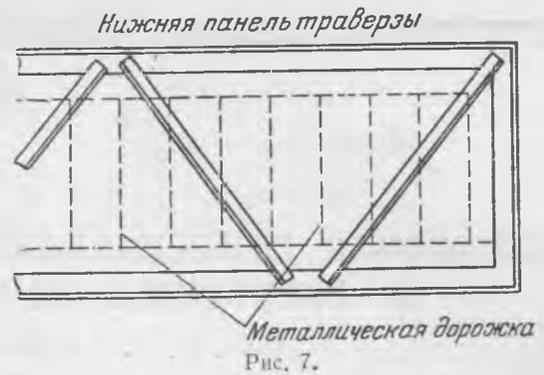


Рис. 7.



Рис. 8.

вода непрерывно бьются один о другой и перелестываются.

Обоймы, держащие планки дистанционных распорок, запроектированы Армсетью неправильно — гораздо легче и слабее обоймы, держащей успокоители, в то время как механические нагрузки на обойму успокоителей безусловно меньше.

Подвесное выпускающее устройство состоит из сварного корпуса и шести качающихся зажимов-лодочек. Недостатком его является большое количество гаек и контргаек. Так, чтобы переложить провода одной промежуточной опоры, нужно развернуть и завернуть более 200 гаек и контргаек. В эксплуатации наблюдение и ревизия такого количества гаек будут весьма затруднены.

Конструкция выпускающего устройства должна быть доработана в направлении снижения количества гаек, а также веса самого корпуса выпускающего устройства.

В конструкции опор необходимо также внести некоторые изменения, диктуемые условиями монтажа провода:

1. Монтажный уголок на траверзах угловых опор должен быть приварен под углом 10—12° от горизонтали. В настоящее время он приварен горизонтально, вследствие чего скоба АЦ-67 работает на излом (рис. 6).

2. Обрешетка траверсы очень редка. Работа монтажного персонала наверху с тяжелым такелажом при таких больших просветах опасна. Следует по нижней панели траверсы проложить металлическую дорожку по прилагаемой схеме (рис. 7).

3. Верхняя секция ноги промежуточной опоры имеет редкую обрешетку, очень неудобную для подъема на опору. Следует приварить ступеньки (рис. 8). Так как обрешетка верхней панели траверсы промежуточной опоры на монтажные усилия не рассчитана, то при нарядке проводов монтажный ролик, подвешиваемый на верхний уголок, прогибает последний; поэтому необходимо приварить специальную серьгу для подвески монтажного ролика.



Применение самосинхронизации синхронных генераторов в энергосистеме средней мощности

Инж. И. Н. Александров и инж. А. Ш. Фридлянд

На электростанциях одной энергосистемы средней мощности включение синхронных генераторов на параллельную работу способом самосинхронизации внедрено в эксплуатацию с 1949 г. Самосинхронизация осуществляется на генераторах, работающих параллельно как по схеме блока с трансформаторами, так и непосредственно на общие шины генераторного напряжения.

В 1951 г. на некоторых электростанциях данной энергосистемы были впервые введены в эксплуатацию турбоагрегаты типа Юнгстрем, имеющие сдвоенные генераторы. Порядок включения этих генераторов на параллельную работу способом самосинхронизации несколько отличается от обычного вследствие особенностей этих турбоагрегатов.

Самосинхронизация генераторов, работающих в блоке с трансформатором

На электростанции, работающей изолированно от энергосистемы, способом самосинхронизации включаются турбогенератор 12 тыс. *квт* фирмы Парсонс и турбогенератор 10 тыс. *квт* фирмы Бергман. Эти генераторы работают в блоке с силовыми трехобмоточными трансформаторами соответственно 15 тыс. *кВА* и 3×6 тыс. *кВА*.

Важно отметить, что генератор 10 тыс. *квт* фирмы Бергман выпуска 1924 г. имеет весьма изношенную изоляцию (вспучины, трещины); в 1950 г. в результате замыкания обмотки статора на корпус он ремонтировался и ввиду изношенной изоляции должен быть заменен новым. Однако после 4 лет, в течение которых генератор включался способом самосинхронизации более 80 раз, ослаблений и разрушений изоляции из-за самосинхронизации не наблюдалось.

На другой электростанции, соединенной с энергосистемой линией электропередачи 110 *кВ* длиной 65 *км*, включается способом самосинхронизации генератор 18 тыс. *квт*, работающий в блоке с трансформатором 20 тыс. *кВА*.

Самосинхронизация генераторов, работающих параллельно на генераторном напряжении

На электростанции, работающей изолированно от энергосистемы, работают параллельно на общие шины генераторы 6, 12 и 15 тыс. *квт*. Таким образом, мощность подключаемого генератора в некоторых случаях равнялась мощности работающих генераторов. На всех генераторах

установлены электронные регуляторы напряжения с релейной форсировкой возбуждения.

Осциллографирование процесса самосинхронизации генератора 6 тыс. *квт* показало, что через 0,06—0,08 сек. после его включения кратность эффективного значения тока статора по отношению к номинальному не превосходит трех.

Напряжение на шинах электростанции вначале снижается до 70% номинального, но уже через 1 сек. восстанавливается до нормального значения. Весь процесс самосинхронизации заканчивается в течение 1—2 сек.

Самосинхронизация сдвоенных генераторов с турбиной Юнгстрем

Турбоагрегаты Юнгстрем, впервые введенные в эксплуатацию в 1951 г., обладают следующими особенностями: радиальная турбина имеет два генератора, которые располагаются по обеим сторонам ее. Обмотки статоров обоих генераторов включены параллельно, а обмотки роторов, вращающихся в разные стороны со скоростью 3000 об/мин, соединены последовательно. Регулятор скорости турбины расположен со стороны одного генератора, а возбудитель (один на оба ротора) находится на валу другого генератора. Скорость вращения ротора каждого генератора контролируется электрическим или механическим тахометром. Согласно фирменным инструкциям при пуске турбины, когда скорость вращения достигает 1000—1200 об/мин, подается возбуждение, чем достигается предварительная синхронизация генераторов между собой. При отсутствии возбуждения разница скоростей вращения роторов зависит от быстроты пуска турбины. Если пуск ее производится медленно и плавно, то разница скоростей вращения не превосходит 50—60 об/мин. Если же пуск турбины происходит быстро, то разница скоростей вращения достигает 200—300, а в некоторых случаях 400—500 об/мин.

Работа турбоагрегата на холостом ходу при номинальной скорости вращения и снятом возбуждении фирмой запрещалась. Однако во время наладки цепей возбуждения, а также пусковых испытаний турбоагрегаты Юнгстрем работали на холостом ходу без возбуждения в течение многих часов; при этом не было обнаружено каких-либо ненормальностей.

При подготовке опытов по самосинхронизации на генераторах Юнгстрем необходимо было определить разность скоростей вращения обоих роторов при отсутствии возбуждения. Для этого осциллографировалась кривая биения уравнивающего тока между статорами обоих генераторов.

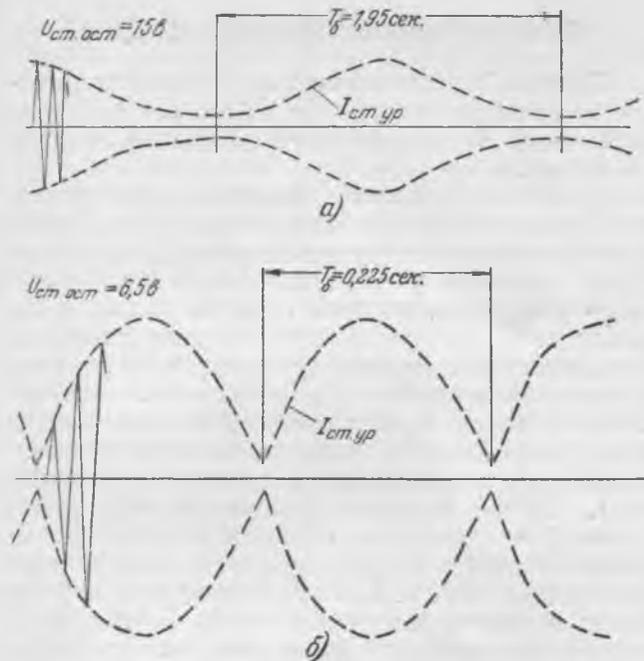


Рис. 1. Уравнильный ток статоров невозбужденных генераторов Юнгстрем после медленного и плавного пуска турбины.

а — генератор 14 тыс. квт, 10,5 кв; б — генератор 10 тыс. квт, 6,6 кв.

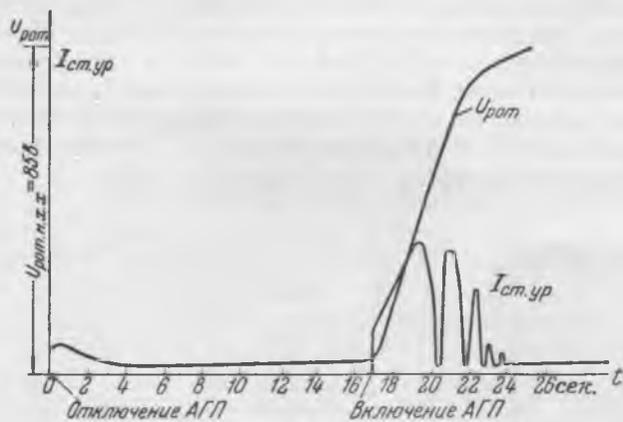


Рис. 2. Уравнильный ток статоров и напряжение роторов генераторов Юнгстрем 14 тыс. квт при включении АГП.

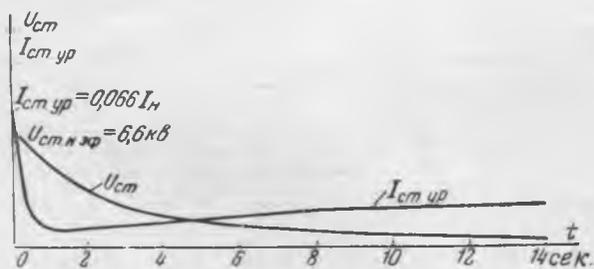


Рис. 3. Напряжение и уравнильный ток статоров генераторов Юнгстрем 10 тыс. квт при отключении АГП.

На рис. 1,а приведена кривая биения уравнильного тока для случая медленного и плавного пуска агрегата, а на рис. 1,б — кривая биения для случая обычного, довольно быстрого пуска

агрегата. Частота огибающей кривой биений f_6 может быть выражена как

$$f_6 = f_2 - f_c = \frac{1}{T_6} \text{ гц},$$

или
$$\frac{f_6}{f_n} 100 = \frac{1}{T_6 \cdot f_n} 100\%,$$

где f_2 — частота генератора, гц;
 f_c — частота сети, гц;
 T_6 — период огибающей кривой биений, сек.;
 f_n — номинальная частота, гц.

Определив из осциллограммы уравнильного тока период кривой биения T_6 , можно по приведенной формуле определить разность частот обоих генераторов или разность скоростей вращения их роторов.

При медленном и плавном пуске турбины и отсутствии возбуждения разность скоростей вращения роторов, как это следует из рис. 1,а, составляет 1,04%. При обычном пуске и отсутствии возбуждения разность скоростей (рис. 1,б) составляет 9% и более. Такая значительная разность в скоростях вращения роторов не позволяет применить обычный порядок включения генератора в сеть способом самосинхронизации. Характер синхронизации генераторов между собой при подаче возбуждения и характер выпадения из синхронизма генераторов при снятии возбуждения приведены на рис. 2 и 3. Из осциллограммы рис. 2 видно, что при подаче возбуждения (включением АГП, когда шунтовой реостат установлен на холостом ходу) роторы синхронизируются между собой в условиях переходного режима при возбуждении, близком к номинальному, и поэтому осуществить самосинхронизацию с возбуждением порядка 20% номинального также не представляется возможным. Из рис. 2 и 3 видно, что при снятии возбуждения роторы удерживаются в синхронизме в течение 14 — 17 сек. после отключения АГП.

Следует отметить, что при снятии возбуждения на холостом ходу скорость вращения турбоагрегата возрастает. Зависимость скорости вращения агрегата 10 тыс. квт (по тахометру у регулятора скорости) от времени после отключения АГП при двух опытах приведена в таблице.

Время с момента отключения АГП, сек.	Скорость вращения, об/мин	
	I опыт	II опыт
0	3 000	2 950
5	3 030	3 020
10	3 060	3 060
15	3 090	3 090
20	3 120	3 100
25	3 150	3 120
50	—	3 240

На основании осциллограмм (рис. 2 и 3) и данных таблицы для турбогенераторов Юнгстрем самосинхронизация может быть осуществлена через 5—7 сек. после отключения АГП, так как за это время остаточное напряжение становится меньше 20% номинального. За 5—7 сек. разность скоростей вращения роторов обоих генераторов равна нулю, а скорость всего агрегата возрастает менее чем на 2%.

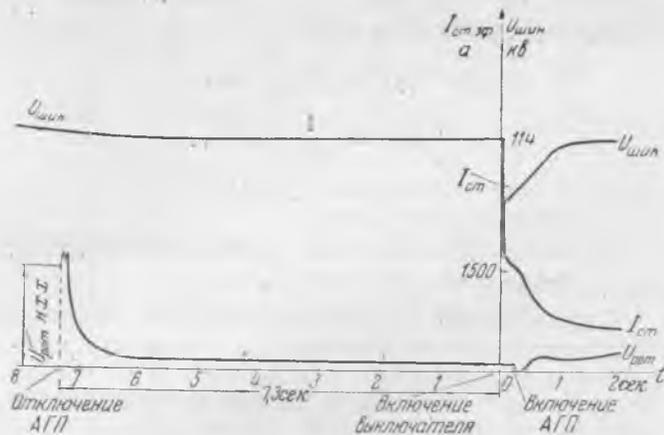


Рис. 4. Осциллограмма процесса самосинхронизации генераторов Юнгстрем 10 тыс. квт при 2950 об/мин.

В условиях установившегося режима генераторы синхронизируются между собой при возбуждении порядка 0,15 ÷ 0,2 номинального на холостом ходу. Время втягивания в синхронизм при этом составляет до 30 ÷ 10 сек. Самосинхронизация в таком режиме требует предварительной установки шунтового реостата в положение, соответствующее 0,2 номинального возбуждения холостого хода.

На рис. 4 приведена осциллограмма включения в сеть способом самосинхронизации генератора Юнгстрем 10 тыс. квт, 6,6 кв. Генератор включался в блоке с трансформатором 15 тыс. кВа, и самосинхронизация осуществлялась на стороне 110 кв. В момент самосинхронизации к шинам 110 кв были подключены еще два блока общей мощностью, превосходящей мощность подключаемого блока в 2,5 раза. На другой электростанции подключался методом самосинхронизации генератор Юнгстрем 14 тыс. квт через силовой трансформатор 20 тыс. кВа. Мощность сети, к которой подключался этот генератор, превосходила мощность генератора в 5 раз. В момент включения генераторов ток статора не превосходил двукратной величины номинального тока генератора, а напряжение на шинах электростанции 110 кв снижалось до 70—85% номинального.

Были также проведены опыты¹ по включению на параллельную работу способом самосинхронизации при разности скоростей вращения между генераторами турбоагрегата типа Юнгстрем, равной 50 об/мин. При этом кратность переходного тока составляла 2,2, а напряжение на шинах 110 кв понижалось до 80% номинального.

Время восстановления напряжения после включения составляло около 17 сек., а время затухания тока статора — около 20 сек.

При включении с форсировкой возбуждения процесс втягивания в синхронизм проходил значительно быстрее, а именно: время восстановления напряжения составляло около 3 сек. и время затухания тока статора — около 5 сек.

На рис. 5,а приведена схема ручной самосинхронизации, принятая для всех генераторов энергосистемы, за исключением генераторов типа Юнгстрем.

Включение генератора по методу самосинхронизации происходит следующим образом. Турбоагрегат разворачивается до скорости 2950 об/мин. После получения из машинного зала сигнала «готово» дежурный, который предварительно установил шунтовой реостат на отметке холостого хода, поворачивает ключ самосинхронизации в положение «включено» (на оба ключа — точной синхронизации и самосинхронизации — имеется одна рукоятка, для того чтобы исключить возможность одновременного включения обоих ключей). Затем ключом управления включается главный выключатель, от вспомогательных контактов которого включается АГП, и происходит самосинхронизация. Ключ самосинхронизации ставится в положение «отключено». При наличии компаундирования последнее вводится в работу до включения главного выключателя.

В схеме предусмотрена блокировка, исключающая включение выключателя при возбужденном генераторе. В аварийных режимах скорость вращения генератора не контролируется, а генератор сразу включается в сеть способом самосинхронизации. В схеме желательно предусмотреть установку реле разности частот типа ИРЧ, разработанного ЦНИЭЛ (в 1949 г., когда составлялись схемы, таких реле еще не было). Однако четырехлетняя эксплуатация схем показала их надежность и удобство и при отсутствии реле разности частот.

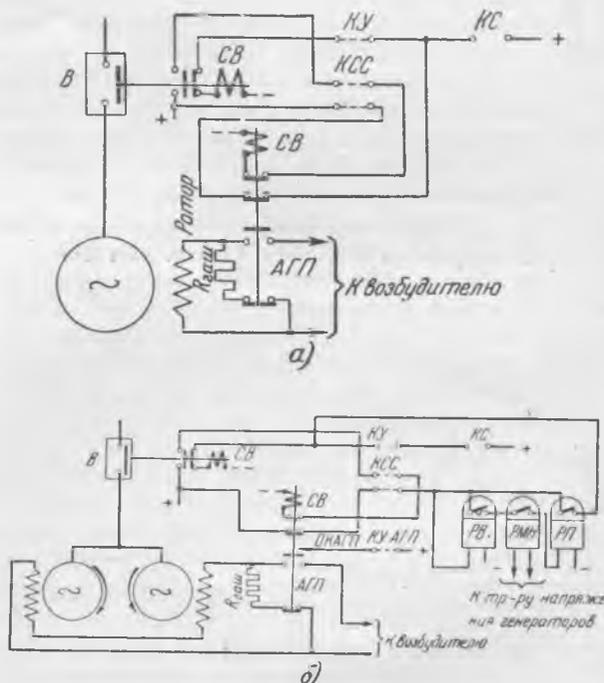


Рис. 5. Принципиальная схема ручной самосинхронизации.

а — для генераторов энергосистемы, за исключением генераторов Юнгстрем; б — для генераторов Юнгстрем. В — выключатель; КС — ключ точной синхронизации; КСС — ключ самосинхронизации; КУ — ключ управления выключателем; КУ АГП — ключ управления АГП (на отключение АГП); РВ — реле времени ЭВ-182 (уставка 5-7 сек.); РМН — реле минимального напряжения ЭН-526/60Д (уставка 20 в); РП — промежуточное реле типа ЭП-10.

¹ Испытания проводились совместно с инж. В. Ф. Лысым (ЮжОргрЭС).

Для генераторов Юнгстрем схема самосинхронизации несколько изменена (рис. 5,б) с учетом того, что включение выключателя должно происходить через 5—7 сек. после отключения АГП. Турбоагрегат разворачивается до скорости 2 950 об/мин с возбужденными генераторами. После получения из машинного зала сигнала «готово» дежурный персонал поворачивает ключ самосинхронизации в положение «включено» и ключом управления отключает АГП (шунтовой реостат возбуждателя остается в положении холостого хода). Срабатывает релейная часть схемы и через 5—7 сек. включается выключатель, от вспомогательных контактов которого включается АГП, и происходит самосинхронизация. Ключ самосинхронизации поворачивается в положение «отключено». При наличии компаундирования последнее вводится в работу до отключения АГП.

Выводы

1. Способ самосинхронизации является весьма эффективным средством предотвращения тяжелых аварий с генераторами в случае несинхронного включения их.

2. Способ самосинхронизации, по нашему мнению, может применяться для всех генераторов без

ограничения соотношения мощностей подключаемого и работающих генераторов.

3. Способ самосинхронизации может применяться для генераторов, независимо от состояния их изоляции.

4. Для уменьшения времени процесса втягивания в синхронизм включение генераторов по способу самосинхронизации необходимо производить при включенном устройстве компаундирования.

5. Способ самосинхронизации также может применяться для включения в параллельную работу сдвоенных генераторов Юнгстрем. Сдвоенные генераторы Юнгстрем имеют значительно меньшие токи включения в момент самосинхронизации.

6. Дифференциальные защиты генераторов и силовых трансформаторов, а также токовые (мгновенные) защиты от замыкания на землю со стороны 110 кВ для предотвращения ложного срабатывания в момент самосинхронизации должны иметь токовые реле с быстро насыщающимися трансформаторами тока.

7. Учитывая большой положительный опыт применения способа самосинхронизации, необходимо обязать все проектные организации предусматривать в проектах способ самосинхронизации как для генераторов, работающих в блоке с силовыми трансформаторами, так и для генераторов, работающих непосредственно на шины.



Устройство блокировки переносных заземлений

Инж. Б. И. Запорожец и инж. Т. П. Мусатов

Анализ аварийной статистики показывает, что большая часть аварий, допущенных по вине персонала при обслуживании распределительных устройств электростанций и подстанций, вызывается подачей напряжения на неснятое переносное заземление (закоротку).

Подача напряжения на «закоротку» обычно вызывает крупную аварию, а также иногда может вызвать ожоги вольтовой дугой работников, производящих оперативные переключения.

Опыт эксплуатации блокировки между разъединителями и выключателями показывает, что и в отношении «закороток» также необходима блокировка, при которой напряжение на установку не могло бы быть подано до тех пор, пока «закоротка» не будет снята.

Это тем более необходимо, так как применяемые в настоящее время напоминания о «закоротках» путем размещения условных знаков на схеме-макетке или установки специальных штампов в оперативном журнале и другие подобные им методы не дают должного эффекта. Наиболее эффективным может быть применение блокировки, запирающей разъединителя при наложенных «закоротках», которая полностью исключает возможность подачи напряжения разъединителем или выключателем на неснятое заземление. В одном

сетевом районе в 1937—1939 гг. на всех присоединениях была внедрена механическая замковая блокировка разъединителей с выключателем. Ключ такой блокировки самоблокируется в приводе при включении выключателя, что не дает возможности отключить разъединители до отключения выключателя. На этом принципе была разработана по предложению инж. П. Т. Рыбалко блокировка «закороток» в виде специального блокировочного ящика (рис. 1), в котором системой рычагов «закоротка» запирается в гнезде.

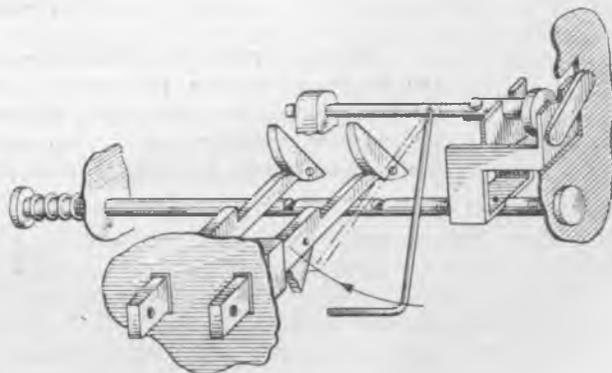


Рис. 1. Кинематическая схема устройства для блокировки переносных заземлений.

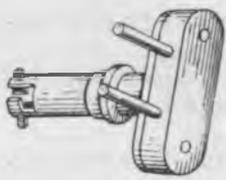


Рис. 2. Специальный блокировочный штепсель-ключ.

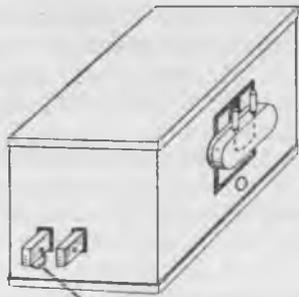
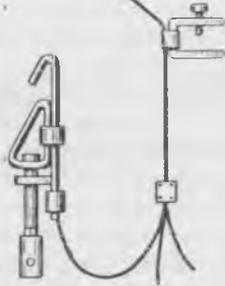


Рис. 3. Общий вид устройства блокировки переносных заземлений.



Количество гнезд в блокировочном ящике равно числу требуемых «закороток» для установки на одном присоединении распределительного устройства. С противоположной стороны гнезда для «закоротки» имеется отверстие для ключа механической блокировки любого присоединения.

Принцип действия предложенной блокировки заключается в том, что при включенных выключателях все ключи механической блокировки заперты в приводах, а «закоротки» заперты в блокировочном ящике.

При отключении выключателя освобождается ключ механической блокировки, которым деблокируют разъединители, а затем им же деблокируют «закоротки», запертые в ящике. Однако, как только из блокировочного ящика взята хотя бы одна «закоротка», ключ механической блокировки самоблокируется в ящике и его нельзя взять до обратной установки в ящик всех взятых «закороток». Таким образом, дежурный, установив «закоротки» на отключенном присоединении, не может произвести включения разъединителей этого присоединения, так привод разъединителя заперт в отключенном положении и не может быть включен без ключа блокировки, который

в свою очередь заблокирован в ящике до тех пор, пока в ящик не будут возвращены все взятые «закоротки». Очевидно, такая блокировка полностью исключает подачу напряжения на «закоротки» и, действительно, в сетевом районе уже более 10 лет не было такого рода аварий.

Так как в последние годы на вновь вводимых в эксплуатацию подстанциях уже была применена электромагнитная блокировка разъединителей с выключателями, то появилась необходимость переделать последнюю, приведя ее к новому виду блокировки.

Как известно, в электромагнитной блокировке цепи замков, установленных на приводах разъединителей, обтекаются током через КСА, установленные на приводах выключателей. При включенном выключателе привод разъединителя заперт блокировкой, блокировочный замок не обтекается током, и, наоборот, при отключенном выключателе замок блокировки обтекается током и можно производить операции по отключению или включению разъединителя. Это обстоятельство и было использовано для осуществления блокировки «закороток» в рассмотренном выше блокировочном ящике путем устройства специального разрыва в блокировочной цепи постоянного тока.

Для этого в цепи между КСА привода выключателя и замком блокировки разъединителей устанавливалась розетка, для которой был изготовлен специальный штепсель-ключ (рис. 2). После отключения разъединителей штепсель-ключ вынимался, чем разрывалась блокировочная цепь. Затем штепселем-ключом деблокировались «закоротки» для установки их на данном присоединении; при этом штепсель-ключ самоблокировался. Разрыв цепи блокировки будет восстановлен лишь штепселем-ключом, который может быть взят из ящика только после возвращения в него всех «закороток». Таким образом, при применении описанного устройства исключается подача напряжения на «закоротку». Это устройство (рис. 3) как дополнение к обычной электромагнитной блокировке в настоящее время внедрено на ряде подстанций в упомянутом сетевом районе и зарекомендовало себя с хорошей стороны.

Мероприятия по применению подобных или иных блокировок «закороток» исключают аварии и с подачей напряжения на забытые переносные заземления.

ОТ РЕДАКЦИИ

Редакция считает предложение авторов заслуживающим внимания, поскольку при его осуществлении практически устраняется опасность подачи напряжения на переносное защитное заземление. Однако предлагаемая блокировка не защищает от возможности установки переносного заземления на части, находящиеся под напряжением. Такие случаи в практике очень редки, однако они возможны.



Осушивание силовых кабелей и способ их восстановления¹

Инж. В. Т. Калита

В настоящей статье рассматриваются некоторые вопросы эксплуатации кабельного хозяйства (причины осушивания кабелей и кристаллизации кабельных масс), а также описываются примененные на одной электростанции мероприятия, которые обеспечили безаварийную работу кабельного хозяйства.

Причины осушивания и повреждения кабелей

Кабели, изготавливаемые отечественной промышленностью, имеют запас электрической прочности от 5- до 20-кратного, поэтому такие кабели являются надежным элементом в электрической схеме.

Кабель, проработавший несколько лет, теряет свою электрическую прочность вследствие перемещения пропиточного состава из одного участка в другой или его вытекания.

Находясь в работе, кабель нагревается токами нагрузки и теплом окружающей среды до 50—70° С, а при отключении кабеля или понижении температуры окружающей среды он охлаждается до —30, —40° С. Поскольку коэффициент теплового расширения пропиточного состава кабеля, составляющий примерно 0,0008 на 1° С, раз в 10 больше, чем у меди, свинца и бумаги, то при нагревании происходит некоторое расширение свинцовой оболочки кабеля. При последующем же остывании пропиточный состав уменьшается занимаемый им объем, а свинцовая оболочка, обладающая остаточной деформацией, почти не изменяет своего увеличенного размера. В результате этого между свинцовой оболочкой и бумажной изоляцией образуется пустота. Для заполнения образовавшейся пустоты пропиточный состав как бы подсасывается из соседних участков и происходит перемещение его из концов кабеля к середине, вследствие чего происходят осушивание концов горизонтально проложенного кабеля и повышение давления внутри кабеля.

Если же концы кабеля имеют разные уровни (10—15 м), то происходит осушивание только верхнего участка, так как при нагревании пропиточный состав перемещается вниз. Явление повышения давления внутри кабеля наблюдалось на электростанции у кабелей трансформаторов, установленных на открытом воздухе. В летние месяцы на кабелях 3 кв, не имеющих подпиточного устройства, т. е. закупоренных с обеих сторон, при нагревании токами нагрузки и лучами солнца образовывались трещины в свинцовой оболочке, через которые вытекал пропиточный состав. У кабелей 10 кв, на которых было смонтировано подпиточное устройство, трещин не наблюдалось, так как пропиточный состав при повышении давления перемещается в расширитель и переполняет его.

Отсасывание пропиточного состава из концов кабеля было впервые выявлено в 1949 г. при выяснении причины повреждения одного из кабелей генератора, проработавшего 5 лет. Эти кабели были проложены в туннеле с разностью уровней концевых разделок выводов генератора и распределительного устройства 1 м. При вскрытии поврежденного кабеля оказалось, что на расстоянии 3—4 м с обоих его концов бумажная изоляция была совершенно сухой.

Так как кабельный туннель пересекает другой туннель, то переход через него осуществлен мостиком закрытого типа, поэтому кабели в средней части поднимаются на такую же высоту, как и в распределительном устройстве. Поскольку было сделано предположение, что в этой части кабели также осушены, так как пропиточный состав мог перетечь в расположенные ниже части, то кабель был разрезан. Однако оказалось, что он имеет в этой части нормальную пропитку. При испытании повышенным напряжением был пробит еще один генераторный кабель, также имевший на концах высохшую бумажную изоляцию.

При обследовании кабельного хозяйства электростанции представитель ОргрЭС рекомендовал ликвидировать выполненную подпитку генераторных кабелей, так как по его мнению подпитка приводит к кристаллизации пропиточного состава.

В виде опыта на одном из пучков генераторных кабелей марки ОСБ 3×185 мм² 20 кв были сняты расширители подпиточного устройства, а в концевые кабельные муфты типа КО-20 залита мастика МК-45.

После года работы этих кабелей без подпитки при очередном капитальном ремонте во время испытания повышенным напряжением выпрямленного тока при напряжении 60 кв произошел пробой внутри концевой муфты с повреждением фарфора. При осмотре была обнаружена кристаллизация мастики во всех концевых муфтах кабельного пучка с обеих сторон, а также начало осушивания бумажной изоляции кабелей на расстоянии 1 м от концевой муфты.

Между тем при вскрытии кабельных муфт на кабеле, имевшем с противоположного конца подпиточное устройство и проработавшего 5 лет, как и генераторный кабель такой же марки и в таких же условиях, а также при проверке кабельной муфты наружной установки, имевшей подпитку и работавшей в течение 20 лет, никаких следов кристаллизации мастики в муфтах не было обнаружено.

На основании указанных опытов был сделан вывод, что кристаллизация мастик в муфтах происходит вследствие отсасывания из заливаемого состава кабельной муфты более жидкого компонента при попеременных нагревании и охлаждении кабеля.

Таким образом, на основании опытов можно сделать вывод, что подпитка не только не являет-

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

ся причиной кристаллизации мастики, а, наоборот, служит средством для предотвращения кристаллизации и осушивания кабелей и удлинения срока их службы.

Возникновение процесса осушивания кабелей можно установить или осмотром путем вскрытия кабеля, для чего необходимо на некотором участке от его конца размотать бронь, в свинцовой оболочке вырезать «окошко» и после проверки запаять его и снова намотать бронь, или испытанием повышенным напряжением выпрямленного тока. Как правило, осушенные кабели пробиваются при испытательном напряжении ниже допустимого, в то время как исправный кабель выдерживает максимальное испытательное напряжение для данного типа кабеля и не пробивается. Так, например, на нормально пропитанный кабель СБС $3 \times 185 \text{ мм}^2$ 10 кВ подавалось испытательное напряжение 100 кВ в течение 10 мин., и он не был пробит.

На одном из кабелей 6 кВ была повышенная утечка 250 мкА. Для определения места, влияющего на увеличение токов утечки, на кабель подавалось напряжение переменного тока 24 кВ, и кабель также не был пробит.

Подпитка кабелей пропиточной массой

Эффективность подпитки кабелей зависит от ее конструктивного устройства. Подпитку следует делать сразу же при монтаже кабельной линии, чтобы кабель с первых дней эксплуатации имел нормальный пропиточный режим; тогда срок службы его будет значительно увеличен. В этом случае подпиточное устройство достаточно сделать с одной стороны кабельной линии, в высшей ее точке. В условиях эксплуатации старых кабельных линий подпиточное устройство приходится делать с обоих концов линии, так как концы кабелей осушены.

Подпиточные устройства можно выполнить индивидуальными — на каждую жилу кабеля и общими — на все три жилы или на весь пучок кабелей одного присоединения.

На рис. 1 показано индивидуальное подпиточное устройство для концевой кабельной муфты типа КО-10 наружной установки. Оно имеет следующие недостатки: затруднен контроль за уровнем пропиточного состава; доливка производится только на отключенном и заземленном оборудовании; эффективность мала, так как пропиточный состав в расширителе не подогревается и слабо проходит между слоями бумажной изоляции; необходимо ежегодно производить проверки и испытания со снятием и обратной установкой устройства.

Однако, если такое подпиточное устройство смонтировано одновременно с кабельной линией, оно действует достаточно хорошо. Так, например, кабели длиной от 100 до 500 м с подпиточным устройством с одной стороны проработали от 10 до 20 лет; при этом осушивания кабелей и кристаллизации мастики не наблюдалось.

При монтаже описанного подпиточного устройства для наружной установки необходимо особое внимание обратить на предотвращение попадания

влаги в расширитель. Объем расширителя должен полностью обеспечить перемещение мастики. Чем длиннее кабель, тем размер расширителя должен быть большим. При малом объеме его и при нагревании кабеля мастика будет выливаться через края и загрязнять изолятор, а при остывании внутренность кабельной муфты окажется пустой, что может привести к пробою. Обычно объем расширителя составляет от 1 до 3 л.

Осушенные генераторные кабели, о которых было сказано выше, должны были быть заменены новыми. Автор статьи предложил восстановить эти кабели, для чего им было разработано и смонтировано подпиточное устройство (рис. 2), лишенное недостатков, присущих подпиточному устройству, изображенному на рис. 1.

Устройство автоматической подпитки выполняется следующим образом. На расстоянии $0,5 \div 1 \text{ м}$ от концевой разделки с кабеля снимается броня на участке 500 мм. Со средней части этого участка на длине $150 \div 200 \text{ мм}$ снимается свинцовая оболочка, а края остающейся оболочки разбортовываются. На кабель надевается цилиндр из листового свинца,

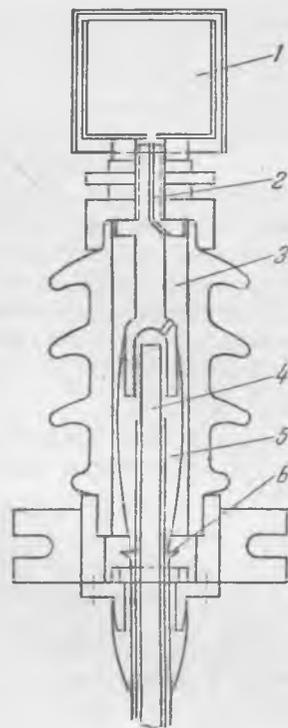


Рис. 1. Индивидуальное подпиточное устройство наружной установки.

1 — расширитель; 2 — отверстие для подпитки; 3 — пространство, заполненное мастикой; 4 — кабельная жила; 5 — бумажная изоляция; 6 — свинцовая оболочка.

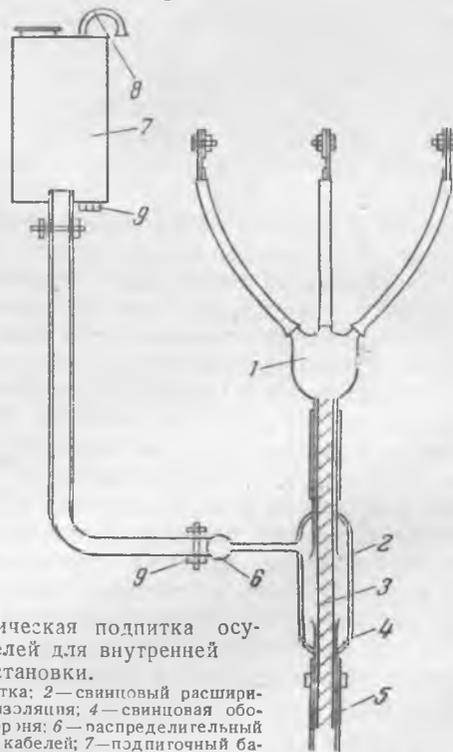


Рис. 2. Автоматическая подпитка осушенных кабелей для внутренней установки.

1 — свинцовая перчатка; 2 — свинцовый расширитель; 3 — бумажная изоляция; 4 — свинцовая оболочка; 5 — стальная броня; 6 — распределительный коллектор для пучка кабелей; 7 — подпиточный бак; 8 — дыхательная трубка; 9 — спускная трубка.

диаметр которого больше диаметра свинцовой оболочки на 40 ÷ 55 мм и длина на 100 · 150 мм больше вырезанной части свинца. Края цилиндра отгибаются и припаиваются к свинцовой оболочке, образуя подпиточный баллончик. К нему припаивается свинцовая трубка диаметром 18 ÷ 20 мм (свинец снимается с контрольного кабеля) для соединения с коллектором.

Коллектор делается из стальной трубы диаметром 25—50 мм, к которой автогенной сваркой привариваются латунные трубки диаметром 15—18 мм на расстоянии одна от другой, равном расстоянию между кабелями на кабельной сборке. После установки и закрепления коллектора свинцовые трубки баллончиков припаиваются к латунным.

Из листовой стали 1—2 мм изготавливается подпиточный бачок объемом 10—25 л в зависимости от количества подпитываемых кабелей и их длины. При питании одного кабеля объем бачка надо делать 1—3 л. Сверху на бачке имеются дыхательная трубка и отверстие для заливки с плотно закрывающейся крышкой на резьбе или бортиком. Дыхательная трубка и крышка должны выполняться так, чтобы через них не попала влага в бачок. В нижней части бачка делается спускная пробка на случай замены мастики. Соединительный патрубок приваривается в днище так, чтобы края его были выше на 25—30 мм.

Подпиточный бачок крепится на стене или конструкции на 1—2 м выше кабельных наконечников и на таком расстоянии от токоведущих частей, чтобы его можно было обслуживать, когда кабели находятся под напряжением. Для удобства контроля желательнее в нем сделать указатель уровня. Бачок соединяется с коллектором при помощи трубы и фланцевых соединений.

В случае устройства подпитки на кабелях марки ОСБ делаются три коллектора, которые соединяются с общим подпиточным бачком соединительной трубой.

При наружной установке подпиточного устройства следует обратить особое внимание на уплотнение заливочного отверстия, а дыхательную трубку делать диаметром не более 10 мм с загнутым книзу концом, к которому припаивается растроб.

Перед сборкой коллектор, трубы и бачок продуваются сжатым воздухом для удаления пыли и окалина.

Для подпитки применяется кабельная мастика марок МК-1 или МП-1, которая перед заливкой кипятится для удаления влаги при температуре 120—140° С в течение 4 час. и испытывается в аппарате для испытания масла; пробивное напряжение ее должно быть не ниже 35—40 кВ.

Заливка мастики производится следующим образом: разогретая и проверенная мастика заливается в бачок, в конце коллектора вывертывается пробка, а во всех свинцовых баллончиках сверху делаются ножом просечки для выхода воздуха. При заполнении коллектора и баллончиков и вытекании мастики из просечек их необходимо запаять и завернуть пробку на коллекторе.

Бачок при заполнении должен быть залит примерно наполовину, так как при нагревании кабельный уровень мастики может подняться и переполнить его.

Описанное подпиточное устройство работает следующим образом: кабель, находясь в работе, нагревается током до температуры 50—70° С. При этом пропиточный состав, находящийся в подпиточном баллончике и непосредственно соприкасающийся с нагретыми жилами, также нагревается, вязкость его уменьшается в 2—3 раза и он свободно проходит между слоями бумажной изоляции и пропитывает ее, а также заполняет промежуток между свинцовой оболочкой и бумажной изоляцией. За 2—3 мес. работы пропитка делается нормальной, и электрическая прочность кабелей восстанавливается.

По мере понижения уровня мастики в бачке производится доливка ее. Раз смонтированное такое устройство в дальнейшем уже не требует особого ухода, в то время как индивидуальные расширители (рис. 1) ежегодно при испытаниях необходимо снимать, а затем снова устанавливать.

Выполненная автоматическая подпитка генераторных кабелей оказалась весьма эффективной. Перед монтажом подпитывающего устройства кабели были испытаны и два из них пробиты. Через 3, а затем 6 мес. после установки подпиточного устройства кабели были испытаны повышенным напряжением выпрямленного тока 50 кВ и ни один из них не был пробит. Изоляция пучка кабелей в нагретом состоянии поднялась с 5—8 до 40—50 мгом и в течение 3 лет при испытаниях напряжением 50 кВ ни одного случая пробоя не было. При вскрытии кабеля на расстоянии 3 м от подпиточного баллончика он имел нормальную пропитку, тогда как раньше в этом же месте кабель был совершенно сухим. За 3 года на подпитку пучка из 14 кабелей ушло около 200 кг мастики.

На другом генераторном кабельном пучке из-за осушивания ежегодно пробивалось по пять-семь кабельных жил, а через год после монтажа подпиточного устройства при испытании этих кабелей была пробита только одна жила при выходе из свинцовой перчатки вследствие недоброкачественного монтажа.

На основании полученного опыта все генераторные кабели на электростанции были оборудованы такими подпиточными устройствами, а также была смонтирована подпитка на осушенных верхних частях кабелей трансформаторов.

Выводы

Опытом установлено, что подпитка кабелей является эффективным средством удлинения срока службы их на электростанциях. Необходимо обязать монтажные организации на всех сооружаемых кабельных линиях выполнять подпитку кабелей.

Необходимо также выполнить подпитку для ранее смонтированных кабелей генераторов, трансформаторов и питающих линий. Вопросы подпитки и устройства концевых кабельных разделок необходимо обсудить на научно-технической сессии ВНИТОЭ, с тем чтобы обобщить имеющийся опыт и распространить его на все предприятия, ведущие монтаж и эксплуатацию силовых высоковольтных кабелей.



Обнаружение поврежденных изоляторов дефектоскопами

Канд. техн. наук П. В. Борисоглебский и инж. П. М. Сви

При массовых испытаниях изоляторов на линиях электропередачи одной энергосистемы было отмечено, что до 18% изоляторов, отбракованных по показаниям измерительной штанги, высокочастотным дефектоскопом не обнаруживается. Это вызвало некоторое недоверие к такому методу нахождения поврежденных изоляторов, в связи с чем имеет большое значение выяснение условий надежной отбраковки изоляторов.

Для обнаружения дефектоскопом поврежденных изоляторов необходимо, во-первых, чтобы в этих изоляторах происходили разряды, создающие высокочастотное поле, и, во-вторых, чтобы поле, создаваемое поврежденным изолятором, заметно превышало уровень поля помех.

Обнаружение поврежденных подвесных изоляторов

С точки зрения высокочастотной дефектоскопии поврежденные подвесные изоляторы следует разделить на две группы: 1) пористые изоляторы и изоляторы с несквозными трещинами; 2) изоляторы со сквозными каналами пробоя.

Как показало изучение изоляторов первой группы, наличие их в гирлянде всегда создает высокочастотное поле. Таким образом, обнаружение изоляторов с несквозными трещинами и пористых изоляторов зависит от соотношения уровней высокочастотного поля, образуемого ими, и поля помех.

Наличие разрядов в изоляторах второй группы зависит от проводимости сквозного канала.

Авторами изучались условия, при которых возможно обнаружение изолятора со сквозным каналом пробоя. Изолятор типа ПЦ-4,5 пробивался импульсным напряжением и при наличии сквозной трещины имел, как правило, после пробоя разрядное напряжение порядка 13—15 кВ. Под разрядным напряжением понимается напряжение, приложенное к изолятору, при котором в нем

возникают интенсивные разряды, отмечаемые на слух и по показаниям статического киловольтметра.

Схема опыта приведена на рис. 1. Ток через гирлянду осциллографировался одним лучом двухлучевого осциллографа. Второй луч осциллографа регистрировал напряжение на выходе дефектоскопа Д-6 Орггрэс, рамка которого была индуктивно связана с проводом заземления. Емкость $C = 0,005$ мкф шунтировала высоковольтную обмотку трансформатора для токов высокой час-

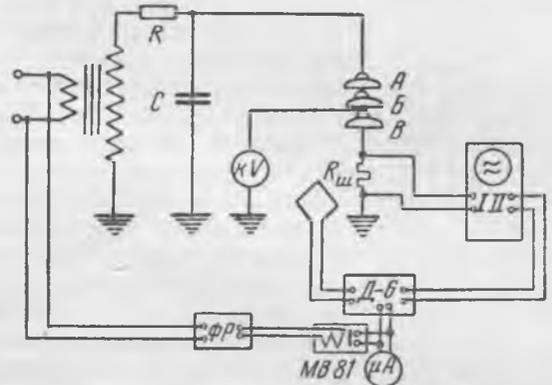


Рис. 1. Схема испытания гирлянды подвесных изоляторов. $C = 0,005$ мкф; $R = 80$ ком.

тоты и устраняла искажение кривой тока через гирлянду за счет высших гармонических напряжений.

Механический выпрямитель МВ-81, включенный через фазорегулятор ФР, давал возможность снимать показания дефектоскопа лишь в один из полупериодов приложенного напряжения.

Напряжение на поврежденном изоляторе измерялось киловольтметром. При монтаже схемы были приняты меры для устранения коронирования подводки. Описание опытов и их результаты приведены в таблице.

№ опыта	Условие опыта	Напряжение на гирлянде, кВ	Напряжение на поврежденном изоляторе, кВ	Показания Д-6, мкА	Примечание	
1	В гирлянде три неповрежденных чистых изолятора	22	—	7	Отмечены интенсивные разряды	
2	То же при дожде	22	—	100		
3	Изоляторы А и Б — неповрежденные, изолятор В — пробит ($U_p = 15$ кВ)	22	7	8		
4	То же после дождя ¹	22	<3	10		
5	То же через 4 часа после дождя. Напряжение с гирлянды не снималось	22	<3	10		
6	То же через 9 суток после дождя. Напряжение с гирлянды снималось	22	5	8—15		Редкие толчки стрелки
7	То же через 10 суток после дождя. Напряжение с гирлянды снималось	22	6	80		Интенсивные разряды
8	То же через месяц ($U_p = 15$ кВ)	22	7	8		

¹ Во избежание помех от разрядов по поверхности здоровых изоляторов в опытах 4, 5, 6, 7 и 8 дождеванию подвергался лишь поврежденный изолятор.

Поскольку для обнаружения дефектоскопом поврежденного изолятора необходимо наличие интенсивных разрядов в нем, можно сделать вывод, что отбраковка изоляторов со сквозными каналами пробоя зависит от метеорологических условий.

Для отбраковки таких изоляторов предпочтительны летние обходы линий с дефектоскопами, проводимые в хорошую погоду.

Можно предположить, что гирлянду с изолятором, не держащим напряжения («нулевым»), можно обнаружить по возросшему уровню высокочастотного поля, создаваемого неповрежденными изоляторами вследствие повышения напряжения на них.

На рис. 2 приведены показания дефектоскопа в зависимости от напряжения на неповрежденном чистом изоляторе ПЦ-4,5, снятые в лаборатории в условиях отсутствия помех. Высокочастотное поле, создаваемое неповрежденным изолятором, достаточно для регистрации при напряжении на нем не менее 10—12 кВ.

Осциллографирование напряжения на выходе дефектоскопа (рис. 3) показывает, что достаточно мощные поверхностные разряды возникают лишь при напряжении на неповрежденном изоляторе 25 кВ. Отсюда следует, что практически гирлянда с пробитыми изоляторами, не держащими напряжения, может быть обнаружена лишь в том случае, когда к одному из неповрежденных изоляторов приложено напряжение около 25 кВ, причем чем ниже уровень помех, тем больше вероятность обнаружения такой гирлянды.

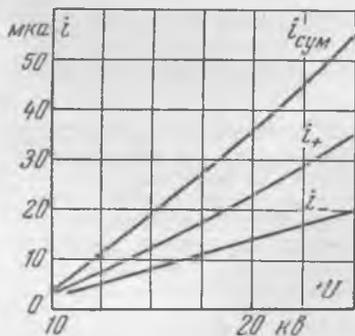


Рис. 2. Зависимость показаний дефектоскопа от величины напряжения на исправном изоляторе ПЦ-4,5.

i_+ — измерено в положительный полупериод; i_- — измерено в отрицательный полупериод; $i_{сум}$ — измерено в оба полупериода.

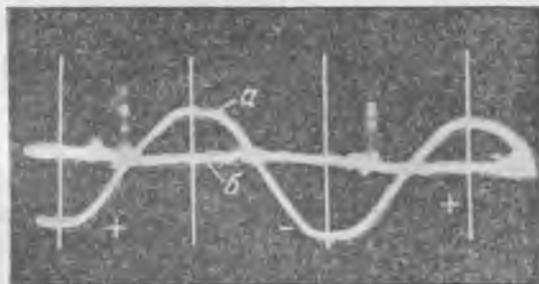


Рис. 3. Ток через изолятор ПЦ-4,5 (а) и напряжение на выходе дефектоскопа (б) при напряжении на изоляторе 25 кВ.

Помехи от короны при дефектоскопии линейной изоляции и метод их устранения

Помимо высокочастотного поля от разряда в поврежденном изоляторе на дефектоскоп воздействуют помехи — высокочастотные поля от атмосферных разрядов, промышленных установок и короны на линиях электропередачи. Как указывалось выше, для четкой отбраковки поврежденных изоляторов необходимо свести к минимуму уровень помех.

Современный анализ данных о характере и напряженности поля атмосферных, промышленных и коронных помех показывает, что основными помехами при дефектоскопии, определяющими уровень мешающего поля, являются помехи от короны на проводах линии. Влияние короны на проводе на показания дефектоскопа исследовалось авторами в схеме, где коронирующим элементом был тонкий проводник (диаметром 0,05 мм), натянутый по оси цилиндра (рис. 4). Двухлучевым осциллографом регистрировались ток через цилиндрический конденсатор и напряжение на выходе дефектоскопа, рамка которого была индуктивно связана с проводом заземления цилиндра. Микроамперметр дефектоскопа шунтировался контактами механического выпрямителя, питавшегося через фазорегулятор от сети промышленного тока. Это устройство позволяло снимать показания дефектоскопа лишь в один из полупериодов напряжения, приложенного к конденсатору.

Из осциллограммы рис. 5 видно, что при положительном полупериоде напряжения, приложенного к коронирующему проводнику, дефектоскоп регистрирует короткие импульсы, а при отрицательном — серии колебаний. Микроамперметр дефектоскопа показывает действующее значение напряжения помех, поэтому его показания в положительный полупериод должны быть меньше, чем в отрицательный. Это подтверждается кривой зависимости показаний дефектоскопа от напряжения на коронирующем проводе (рис. 6).

Поверхностные разряды на изоляторе ПЦ-4,5, наоборот, имеют при положительном полупериоде большую интенсивность, чем при отрицательном (рис. 2).

Наличие частичных разрядов в поврежденных изоляторах зарегистрировано в каждый полупериод приложенного напряжения.

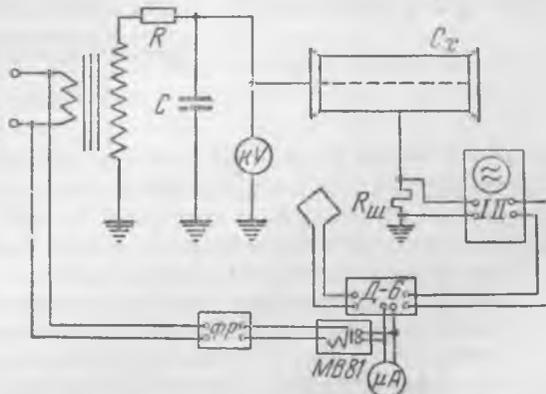


Рис. 4. Схема, применявшаяся при изучении влияния короны на показания дефектоскопа.

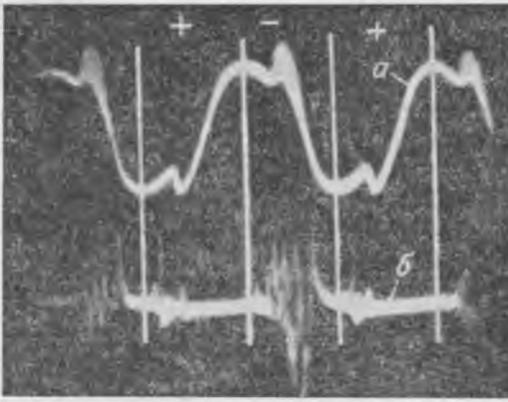


Рис. 5. Ток через цилиндрический конденсатор (а) и напряжение на выходе дефектоскопа (б).

Из изложенного вытекает метод уменьшения помех от короны на проводах, заключающийся в том, что измерения дефектоскопом следует вести лишь в положительные полупериоды напряжения, приложенного к гирлянде.

Выводы

1. Пористые подвесные изоляторы и изоляторы с сквозными трещинами всегда создают высокочастотное поле около опоры. Наличие разрядов в изоляторах со сквозными трещинами зависит от сопротивления канала пробоя, а следовательно, от метеорологических условий.
2. Гирлянда, имеющая изоляторы, не держащие напряжения («нулевые»), может быть обнаружена дефектоскопом лишь в том случае, если на одном из здоровых изоляторов будет напряжение не ниже 25 кВ.

Для повышения вероятности обнаружения дефектоскопом поврежденного изолятора предлагаются более частые обходы линий в сухую погоду.

3. Для устранения мешающего влияния короны на проводах измерения необходимо производить лишь в положительные полупериоды напряжения, приложенного к гирлянде.

Для устранения мешающего влияния короны на проводах измерения необходимо производить лишь в положительные полупериоды напряжения, приложенного к гирлянде.

ОТ РЕДАКЦИИ

Публикуемая статья канд. техн. наук П. В. Борисоглебского и инж. П. М. Сви содержит результаты экспериментального изучения условий обнаружения поврежденных линейных изоляторов при помощи дефектоскопа и представляет интерес.

Однако авторы не проверили выводов своей работы в реальных практических условиях. Между тем применение в схеме дефектоскопа механических выпрямителей и фазорегулятора значительно усложняет его конструкцию, что может снизить практическую ценность прибора.

Редакция рекомендует работникам энергосистем проверить предложение авторов на практике.



Об улучшении противоаварийной работы с линейным ремонтным персоналом

Инж. А. А. Васильев

Главной задачей всех работников эксплуатации электростанций и электросетей является обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей электрической энергии путем надежной и безаварийной работы оборудования.

Надежная работа оборудования электростанций и электросетей в значительной мере определяется правильной организацией, систематически и качественно проводимой противоаварийной работой с персоналом, знанием обслуживаемого оборудования, готовностью предотвратить возмож-

ную аварию, а при возникновении аварийного положения — умением принять правильные меры к ликвидации его в наиболее короткие сроки.

Меры по улучшению противоаварийной работы с ремонтным персоналом

Снижение аварийности по вине персонала обеспечено на тех электростанциях и в тех сетевых районах, где работа с персоналом проводится не формально, а стала основным содержанием

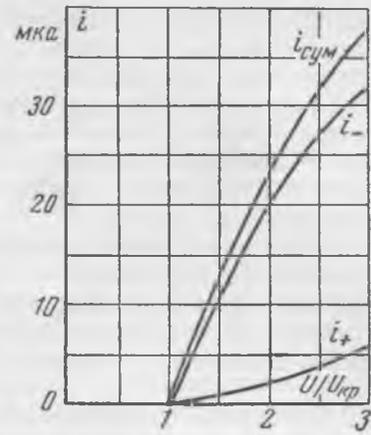


Рис. 6. Показания дефектоскопа, вызванные короной на проводе. i_+ — измерено в положительный полупериод; i_- — измерено в отрицательный полупериод; $i_{сум}$ — измерено в оба полупериода.

работы всех руководящих и инженерно-технических работников станции или района с подчиненным им персоналом, включая дежурных инженеров, техников, начальников смен и мастеров.

Порядок и формы работы с дежурным персоналом в настоящее время определены и должны проводиться в строгом соответствии с эксплуатационным циркуляром «О постановке работы с дежурным персоналом электростанций и сетей».

Основные положения данного эксплуатационного циркуляра необходимо распространить также на работу с ремонтным персоналом. Но при организации этой работы необходимо отразить специфику обязанностей ремонтного персонала как при проведении курсового обучения, технической учебы, производственном инструктаже и организации досок вопросов и ответов, так и при проверке знаний ремонтным персоналом «Правил технической эксплуатации», производственных инструкций и «Правил техники безопасности».

Безусловно необходимо организовать проведение противоаварийных тренировок с ремонтным персоналом, руководящим и инженерно-техническим работникам производить контрольные обходы ремонтных мастерских, монтерских пунктов и широко практиковать проведение оперативных совещаний с ремонтным персоналом, в особенности перед большими и ответственными ремонтами оборудования.

При контрольных обходах ремонтных мастерских следует обращать особое внимание на состояние и содержание мастерской, инструмента, приспособлений, запасных частей и аварийного резерва, а также необходимой для ремонтного персонала справочно-технической документации по обслуживаемому оборудованию и производственных инструкций.

Необходимо установить систематический контроль за организацией, порядком и сроками проведения всех плановых ремонтов оборудования с последующим разбором в бригаде, цехе, участке проведенной работы, чтобы на основании опыта каждой ремонтной работы добиваться сокращения сроков ремонта, т. е. сокращения сроков вывода оборудования из работы и ослабления на это время схемы электростанции или сетевого района.

Поэтому всячески должна поддерживаться инициатива организации скоростных ремонтов всех видов оборудования.

В случае задержки в ремонте оборудования сверх времени, установленного планом или диспетчерской заявкой, такая работа должна быть подвергнута обсуждению в обязательном порядке.

Постановка работы с персоналом, обслуживающим высоковольтные линии электропередачи

В основу рекомендуемой противоаварийной работы с персоналом, обслуживающим линии электропередачи, положен опыт длительно работающих без аварий линейных участков некоторых районов одной крупной энергосистемы.

Содержание инструмента и аварийного резерва на монтерском пункте

Содержание и хранение инструмента, приспособлений и аварийного резерва подчиняются тре-

бованию максимального сокращения времени, необходимого ремонтной бригаде перед ее выездом как для планового, так и в особенности для аварийного ремонта. Это достигается следующими основными мероприятиями:

1. В мастерской или кладовой монтерского пункта, где хранятся инструмент, приспособления и аварийный запас изоляторов, арматуры, соединителей и провода, не допускаются захламление, наличие ненужных и не относящихся к оснащению линии предметов и оборудования.

2. При достаточном количестве инструмента полный комплект необходимого для любого аварийно-восстановительного ремонта инструмента отбирается в специальный сундук, откуда инструмент не берется, за исключением какой-либо особой необходимости.

3. Весь остальной инструмент поддерживается в исправном состоянии и хранится не навалом, а на специальных инструментальных досках или в шкафчиках, имеющих достаточное количество полок и отделений, чтобы все виды инструмента были разложены отдельно для возможности сразу найти необходимый инструмент.

4. Аварийный запас линейной арматуры, соединителей, зажимов и пр. также хранится в специальных шкафчиках с отделениями. Над всеми отделениями делаются четкие надписи, указывающие, для какого провода предназначена арматура, и предупреждающие ошибку в выборе арматуры.

5. Провод и трос хранятся в бухтах и на барабанах и имеют четко написанные на кусках фанеры или картона этикетки с указанием марки провода (троса), его сечения и длины в метрах в этом куске.

6. Аварийный запас изоляторов хранится в мастерской-кладовой: штыревые — на специальных деревянных стеллажах, подвесные — в виде гирлянд в подвешенном состоянии, без шплинтовой. При невозможности хранения изоляторов в мастерской подвесные и штыревые изоляторы хранятся в том же порядке на открытом воздухе под навесом, защищающим их от осадков. Хранение изоляторов навалом, в куче не допускается. Изоляторы из аварийного резерва подвергаются испытанию не реже раза в 2 года в лаборатории сетевого района или обмениваются на испытанные. Для уменьшения перевозок изоляторов можно испытывать их на месте при выездах передвижной лаборатории, имеющейся почти в каждом сетевом районе.

7. Аварийный запас древесины для опор хранится снаружи на деревянных подкладках, в таком месте, которое обеспечивает свободный подъезд транспорта и легкие условия для погрузки.

Наглядная техническая документация монтерского пункта

Наряду со всеми видами эксплуатационной документации, полагающейся на монтерском пункте, два вида технической документации дают наибольший эффект для ориентировки персонала в особенностях закрепленных за ним участков линий и их слабых мест:

1. Выкопировка из чертежа трассы закрепленного за монтерским пунктом участка линии, на которой нанесена линия с привязкой ближайших

к трассе населенных пунктов и указанием всех пересечений с дорогами, линиями электропередачи и связи. В некоторых районах эту выкопировку расширили, во-первых, указанием дорог, включая полевые, вдоль линии, по которым осуществляется подъезд от монтерского пункта к линии, и, во-вторых, указанием в ближайших к трассе населенных пунктах телефонов или проходящих вблизи трассы линий связи, которые могут быть использованы для подключения переносного телефона. Эти дополнения помогают монтерам быстрее ориентироваться и способствуют сокращению сроков простоя линии в ремонте.

2. Конструктивная схема, на которой вычерчивается участок линии электропередачи с указанием всех проводов и тросов и конструктивным изображением опор, как это указано в приложении к типовой инструкции по эксплуатации линий электропередачи. У провода и троса указываются марка и сечение, а также расцветка фаз проводов; в пролетах указываются все соединители с условным обозначением типа зажима.

В процессе эксплуатации мастером или старшим монтером монтерского пункта около соответствующих обозначений на конструктивной схеме делаются следующие пометки черным карандашом (для обеспечения возможности стереть и изменить запись):

у проводов в местах обрыва жил — число оборванных жил;

у соединителей, имеющих по измерениям величины сопротивления, близкие или больше допустимых, — данные последних измерений;

у гирлянд изоляторов, в которых есть нулевые изоляторы или изоляторы, имеющие «бой», — номер изолятора в гирлянде и дефект его;

у деталей деревянных опор, имеющих величину загнивания, близкую к предельно допустимой, — величины загнивания по последним измерениям.

Вставка провода другой марки и сечения также должна быть отмечена на схеме.

Такая конструктивная схема участка линии с нанесенными данными о наиболее слабых местах сразу дает персоналу наглядное представление о состоянии и имеющихся дефектах на обслуживаемом участке.

Большую пользу приносят на монтерских и линейных пунктах красочные плакаты с выдержками из «Правил технической эксплуатации», производственных инструкций и противоаварийных циркуляров, и приходится сожалеть, что их пока мало.

Техническое обучение линейного персонала

Практическое обучение лучшим методам работы и обучение новых работников осуществляются непосредственно на линии в процессе ремонтных работ. Осуществляют это обучение мастера и бригадиры, руководящие работами.

Теоретическая подготовка и повышение квалификации производятся при службе линий района сетями силами инженерно-технического персонала района по программам, утвержденным главным инженером района. Опыт показал, что эту учебу нужно проводить с отрывом персонала с линии

на несколько дней, в несколько групп (чтобы не оголять участки) зимой, когда не производятся ремонты линий.

Созданные в некоторых районах энергосистемы учебно-тренировочные стенды линий электропередачи себя целиком оправдали.

Стенды эти в большинстве случаев представляют две-три промежуточные П-образные опоры на расстоянии 40—50 м одна от другой с натянутыми тремя проводами и гирляндами на 110 кв.

Эти стенды используются для проверки рабочих навыков монтера при допуске к работе, для индивидуальных и групповых тренировок монтеров по смене деталей опор, а также при подготовке бригад для работы по ремонту линий под напряжением. Стенды должны сооружаться при какой-либо подстанции или монтерском пункте вблизи управления района. Указанный выше эксплуатационный циркуляр рекомендует сооружение таких учебных участков.

Положительные результаты дал также опыт организации и ведения досок вопросов и ответов.

Организация и проведение противоаварийных тренировок линейного персонала

Плановые противоаварийные тренировки проводятся каждый квартал с коллективами всех монтерских пунктов и линейных участков по темам, разработанным службой линий района и утвержденным главным инженером. Тематика тренировок должна быть конкретной и близкой к конструктивным и схемным особенностям линий электропередачи, обслуживаемых линейным персоналом района. Совершенно правильно, что в тематику противоаварийных тренировок включаются обычно наиболее сложные виды повреждений линий.

Все тренировки персонала должны организовываться службой линий района и проводиться под руководством и при участии начальника или старшего инженера этой службы. Выполнение всех операций при тренировках должно фиксироваться по времени.

Контрольные противоаварийные тренировки охватывают персонал нескольких линейных монтерских пунктов и проводятся не реже одного раза в квартал главным инженером сетевого района. Для приближения условий тренировки к реальным допускается проведение тренировки без предварительного предупреждения персонала и руководителей службы линий.

В ходе тренировки организуют и руководят ликвидацией «аварий» или «аварийного положения» руководители службы линий. Действия персонала контролируются главным инженером, инженером-инспектором по эксплуатации района и инженерно-техническими работниками района, назначенными главным инженером.

При тренировках, включающих «автоматическое отключение» линии и ее обход, характер повреждения (условного) может быть сообщен обходчику на линии или вложен в конверт, предварительно завезенный на линию и прикрепленный на опоре вблизи места повреждения.

В течение года не менее одной контрольной тренировки должно проводиться ночью.

Проведенная тренировка персонала не даст полностью результата, если ход «ликвидации аварии» не будет детально разобран и обсужден с персоналом, участвовавшим в тренировке, с четким указанием всех недостатков в организации работ по ликвидации «повреждения» и оценкой действий каждого участника тренировки.

В энергосистеме до 1941 г. был положительный опыт организации и проведения центральной диспетчерской службой системы и управлением высоковольтных сетей таких контрольных тренировок с линейным персоналом отдельных сетевых районов. Тренировки организовывались с участием дежурного диспетчера энергосистемы, проводились в обстановке, близкой к реальной, и давали возможность выявлять недостатки постановки работы с линейным персоналом в отдельных районах.

Приходится сожалеть, что этот положительный опыт теперь не восстановлен в практике работы и неизвестен в других энергосистемах.

Систематический контроль за сроками и качеством плановых эксплуатационных работ на линиях электропередачи

Отключение для ремонта линии с односторонним питанием требует обесточения потребителей. Отключение линии с двусторонним питанием вызывает ослабление схемы сетей. Поэтому вся воспитательная работа с линейным персоналом направляется по линии борьбы за сокращение времени, затрачиваемого на подготовку и выполнение ремонтных работ и плановые обходы, но без ущерба качества ремонтных работ и тщательности осмотра линий при обходах.

Все случаи задержки линий в ремонте сверх плана (или заявки) и случаи задержки монтеров в обходе должны разбираться руководителями службы линии для принятия практических мер по предотвращению подобных задержек.

Контрольные обходы линий электропередачи инженерно-техническим персоналом

«Эксплуатационный циркуляр о постановке работы с дежурным персоналом электростанций и сетей» обязывает начальников цехов и их заместителей на электростанциях и начальников подстанций проводить периодические контрольные обходы оборудования и рабочих мест.

Особое значение для улучшения надзора за линиями электропередачи и повышения их надеж-

ности имеют контрольные обходы инженерно-техническим персоналом службы линий, инженером-инспектором по эксплуатации, главным инженером и начальником сетевого района или другими инженерно-техническими работниками по назначению главного инженера района. Это особое значение определяется тем, что большую часть времени в году линии электропередачи обслуживаются линейными монтерами и бригадами и находятся вне надзора со стороны инженерно-технического персонала.

Поэтому тщательно проводимый контрольный обход позволяет проверить состояние линий электропередачи и качество проведенных ремонтов. Для этого направляющийся в контрольный обход по линии инженерно-технический работник должен знать все выявленные дефекты на этой линии, а также все ремонтные работы, проводившиеся на линии в текущем году.

Все линии района или электросети по всей длине их должны быть подвергнуты контрольным обходам дважды в год: перед грозовым сезоном и после летних капитальных ремонтов — перед осенне-зимним максимумом.

Опыт показывает, что большую пользу приносят проводимые 2—3 раза в месяц выборочные контрольные обходы отдельных участков линий. Для этой цели выбираются отдельные участки, имеющие слабые места или на которых был проведен капитальный ремонт линии без последующего контроля инженерно-техническими работниками службы линий, или участки трассы, удаленные от дорог, в трудно проходимой местности. Инженерно-технический работник доставляется к выбранному участку каким-либо транспортом и дальше проходит участок пешком.

Контрольные обходы, как правило, должны проводиться в сопровождении прикрепленного к участку линии монтера-обходчика, для того чтобы на месте указывать ему выявленные недостатки.

На попутных монтерских и линейных пунктах совершающий контрольный обход должен проверить состояние мастерской и кладовой пункта, хранение и содержание инструмента, приспособлений и аварийного резерва, а также состояние и ведение документации. О выявленных недостатках инженерно-технический работник, проводящий контрольный обход, должен записать в «Журнал посещений» монтерского пункта, сообщить в службу линий района и главному инженеру.

Опыт описанной постановки работы с персоналом, давший положительные результаты, следует рекомендовать сетевым районам всех энергосистем.

□ □ □

Монтаж барабана котла весом 43,3 т мостовым краном грузоподъемностью 30 т

В котельном цехе для монтажа котла высокого давления типа ТП-230 производительностью 220 т/час имелся мостовой кран грузоподъемностью 30 т (две тележки по 15 т каждая) с пролетом 25,5 м.

Вес некоторых блоков превышал грузоподъемность мостового крана; так, вес основного барабана — 43,3 т; боковой стенки каркаса котла — 38,8 т, передней стенки каркаса экономайзера — 37 т, задней стенки каркаса экономайзера — 34 т.

Проектом организации работ было предусмотрено выполнение монтажа барабана котла с помощью мостового крана с сооружением ряда сложных вспомогательных устройств (рис. 1).

Подача барабана в котельный цех должна производиться по железнодорожному пути на четырехосной платформе к продольной оси котла. Для подачи барабана на необходимое место требовалось удлинение железнодорожного пути на 70 м.

Монтаж барабана весом 43,3 т проектом было намечено выполнить следующим образом: мостовой кран устанавливается на ось котла и мост его закрепляется на подкрановых путях. При подъеме барабана обе тележки не используются. Фермы моста крана используются как несущие, на которые устанавливается специально изготов-

ляемая грузовая облегченная балка-тележка без скатов (вес рамы тележки составляет 0,875 т).

Рама тележки устанавливается на специально изготовляемой плоскости на роликовое полотно, требующее чистой обработки поверхности и последующей термообработки.

На раму тележки крепятся нижний шестирولیковый блок — грузоподъемностью 50 т и трехроліковые блоки грузоподъемностью 25 т каждый, через которые полиспастом запасовывается 24-миллиметровый трос в 12 ниток.

Подъем барабана предусматривалось провотить двумя дополнительно устанавливаемыми 5-тонными электролебедками.

Для передвижения грузовой балки с барабаном по роликовому полотну устанавливается третья 5-тонная электролебедка.

На монтаже взамен описанной схемы была принята более упрощенная схема подъема барабана. Были просчитаны мост крана и подкрановые пути на сконцентрированную нагрузку 45 т, причем запас прочности при получающихся напряжениях в мосте крана оказался равным 2,8. Стрела прогиба остается в норме. Учитывая, что место приложения максимальной нагрузки будет не в центре моста крана, а на расстоянии 7,5 м от его опоры, опасаться перегрузки крана не приходится. Запас прочности в рамах тележек при нагрузке 22,5 т составлял всего 1,3, что является недостаточным. Для достижения необходимого запаса прочности, равного трем, несущие балки тележки и узел промежуточного блока, несущего валики, усилили наваркой на нижние полки пластины толщиной

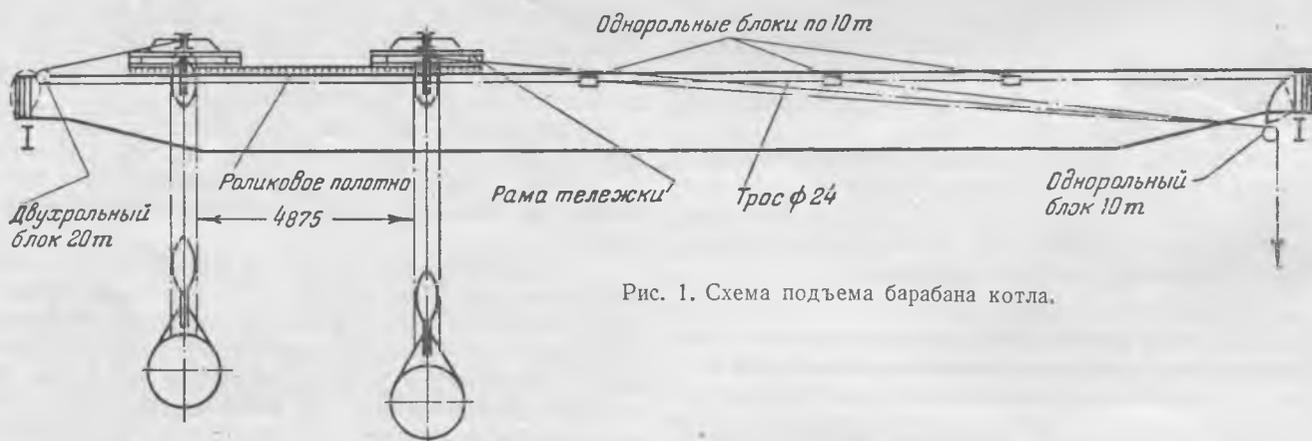
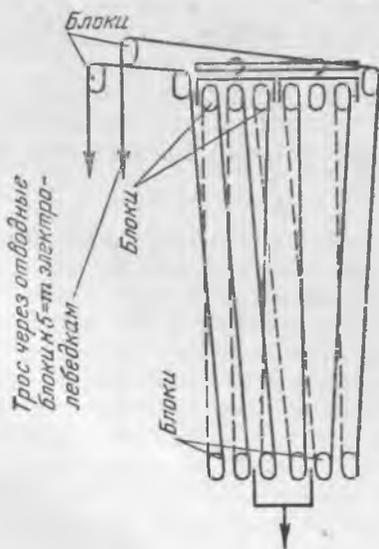


Рис. 1. Схема подъема барабана котла.



30 мм и установили ребра жесткости в местах выреза рамы под колеса (рис. 2).

Каждая из тележек при нормальной работе (грузоподъемность 15 т и высота подъема 32 м) оснащена тросом диаметром 21,5 мм в четыре нитки ($15 : 4 = 3,75$ т на нитку), и на барабан тележки наматывается 150 м троса; при подъеме барабана в 43,5 т и нагрузке на тележку 22,5 т для получения такого же тягового усилия на механизм — 3,75 т — произвели запасовку троса в шесть ниток ($22,5 : 6 = 3,75$ т), для чего заменили промежуточный ролик тележек двухрольным блоком с крюком, застропив крюк блока за валик снятого ролика тросом диаметром 28 мм в шесть ниток, так как сечение валика допускает нагрузку 45 т, заменили двухрольные блоки тележек трехрольными грузоподъемностью 25 т и запасовку произвели тем же тросом диаметром 21,5 мм в шесть ниток длиной 150 м.

При такой оснастке без смены троса длина полиспаста в растянутом виде стала, понятно, меньше необходимых 32 м, поэтому была принята следующая схема подъема барабана (рис. 3).

1. Поданный на железнодорожной платформе в котельный цех барабан обвязывался в центре тяжести тросом диаметром 28 мм в шесть ниток с длинными (2,5 м) петлями, захватывался крюками тележек в противоположных

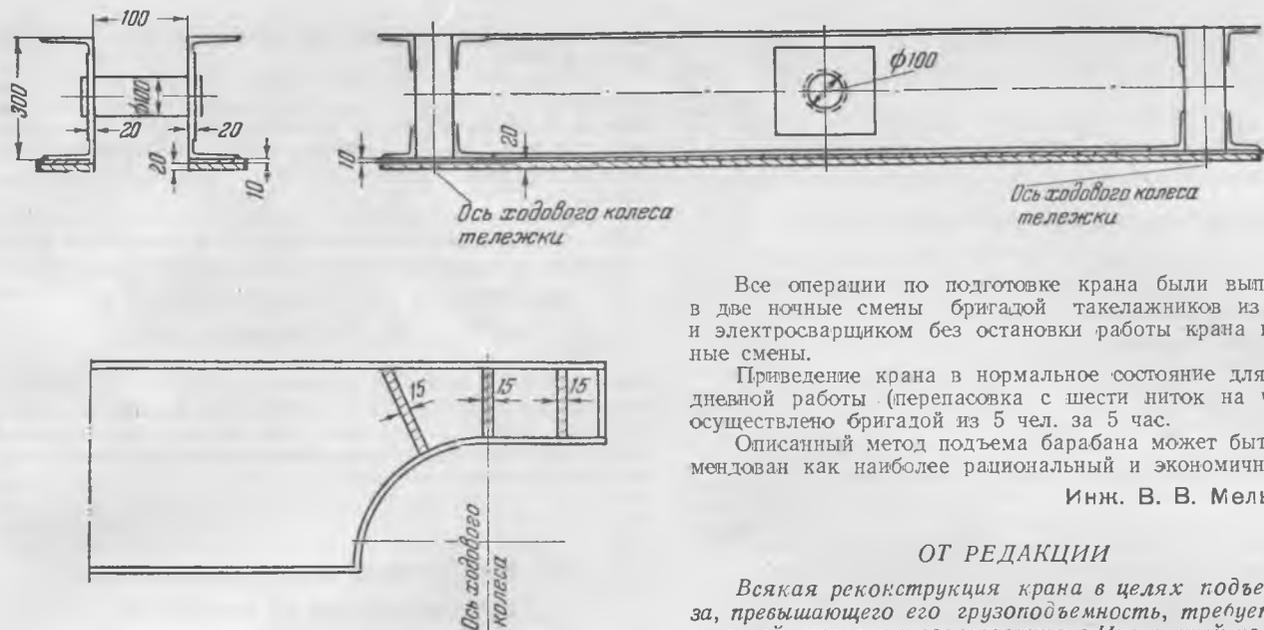


Рис. 2. Усиление несущих балок промежуточного уравнительного блока.

точках диаметра в центре тяжести и приподнимался на 50—100 мм над платформой для проверки стрелы прогиба крана и качества строповки. После предварительной проверки барабан поднимался на высоту 8,5 м и перевозился краном к месту подъема.

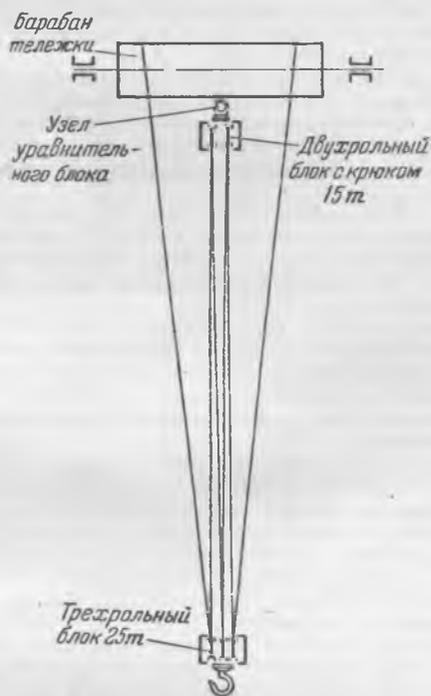


Рис. 3. Схема перепасовки троса мостового крана 15 м.

2. Для обеспечения проноса барабана через выступы фронтальных колонн каркаса с отметкой 29,5 м петли строповки уложенного на отметке 8,0 м барабана укорачивали без перестроповки, после чего производили дальнейший подъем барабана и перемещение его тележками крана по горизонтали от фронта котла к хвостовой части на 5 м и устанавливали на опоры на отметке 26,9 м.

После выверки барабана и заварки опор тележки перепасовывают на нормальную работу, оставляя только верхний двухрольный крюк для подъема следующих барабанов.

Все операции по подготовке крана были выполнены в две ночные смены бригадой такелажников из 5 чел. и электросварщиком без остановки работы крана в дневные смены.

Приведение крана в нормальное состояние для повседневной работы (перепасовка с шести ниток на четыре) осуществлено бригадой из 5 чел. за 5 час.

Описанный метод подъема барабана может быть рекомендован как наиболее рациональный и экономичный.

Инж. В. В. Мельников

ОТ РЕДАКЦИИ

Всякая реконструкция крана в целях подъема груза, превышающего его грузоподъемность, требует тщательной проверки и согласования с Инспекцией по котлонадзору.

Установка каркаса котла на заранее подлитые подколонники

Подготовка фундаментов каркаса к монтажу обычно ограничивается установкой анкерных болтов в предназначенные для них колодцы и двух-трех рельсов на каждый подколонник.

Рельсы обычно устанавливаются так, чтобы их верх совпадал с проектной нижней отметкой пяты колонн.

После установки стенок каркаса на подколонники производится выверка каркаса, которая существенно затрудняется необходимостью передвижки пят колонн по рельсам еще незакрепленным к подколонникам; также почти всегда оказывается необходимым вертикальный подъем отдельных стенок или части их колонн. Оба этих обстоятельства удлиняют выверку каркаса.

По окончании выверки каркаса производится подливка фундамента на уровень пят колонн и после затвердевания бетона — подтяжка анкерных болтов.

До схватывания бетона (в течение 2—3 дней, а в большинстве случаев и больше, так как особенно медленно схватывается бетон в колодцах анкерных болтов, что делает невозможным их своевременную подтяжку) загрузка каркаса котла не разрешается.

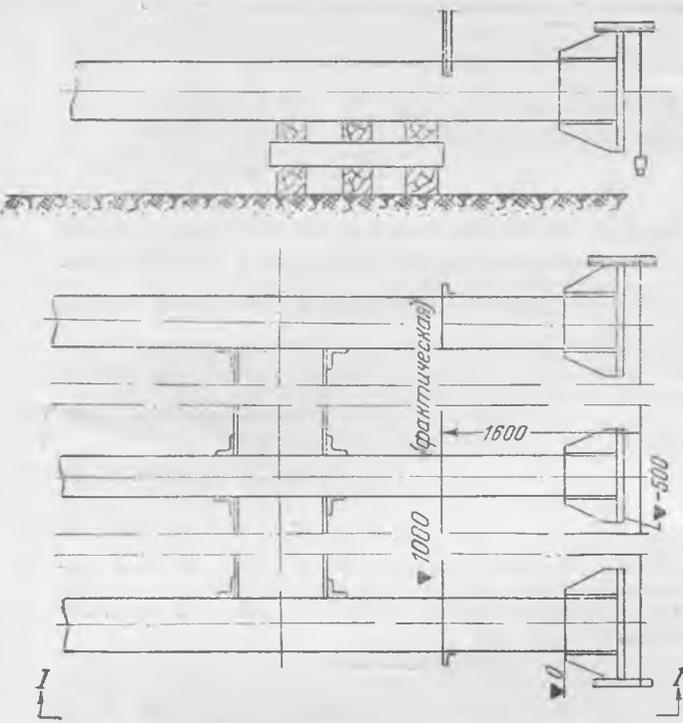
Авторами предложен и осуществлен (для двух котлов) другой способ этих работ, позволяющий ликвидировать разрыв между началом монтажных работ и окончанием выверки каркаса, сократить сроки выверки каркаса котла, повысить точность выверки и, значит, улучшить качество монтажных работ по каркасу.

Способ этот заключается в следующем.

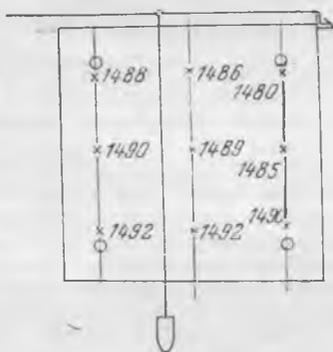
При сборке блоков стенок на каждой из колонн наносится отметка 1000 мм (все измерения, как и обычно, ведутся от верхних отметок колонн). Отметки тщательно прокерниваются по всей ширине колонн (см. рисунок).

Затем от этой отметки измеряется длина (высота) части колонны, расположенной ниже отметки (в нашем случае 1500 мм). Фактически за счет неточностей изготовления, монтажа и неперпендикулярности плоскости пят колонн к их осям этот размер для разных точек пят колеблется в пределах ± 20 мм (в нашем случае от 1480 до 1520 мм). Измерения производятся в девяти точках каждой пяты. В результате этой работы составляется формуляр фактических высотных отметок для всех колонн каркаса.

* В случае применения электроподогрева.



Вид на пяту по стрелке А



высотные отметки стенок расходятся обычно не более чем на 3—4 мм.

По окончании выверки пяты колонн приваривают к выпускам арматуры и рельсам или затягивают анкерные болты. В отдельных местах за счет неточностей при снятии формуляра и установке рельсов могут иметь место зазоры между рельсами и пятой, которые подбиваются прокладками.

Окончательная подливка колонн производится в процессе дальнейших монтажных работ без каких-либо помех для них.

Инж. Б. И.-Завадский и инж. В. А Ильин

ОТ РЕДАКЦИИ

Предлагаемый способ подготовки фундамента имеет тот недостаток, что при наличии готового (без установки на подколонники рельсов) фундамента до сборки блоков каркаса установка на подколонниках и заливка рельсов будут задерживать начало установки на фундаменте готового блока стенки каркаса.

О сварных соединениях алюминия с медью на открытом воздухе

Для соединения алюминиевых шин с медными токоведущими частями аппаратуры открытых распределительных устройств в ряде литературных источников рекомендована технологическая схема приварки к концам алюминиевых шин переходных медных наконечников по так называемому методу «замкового» соединения.

Как известно, трудность сварки меди с алюминием заключается в том, что в процессе сварки расплавленные алюминий и медь, смешиваясь, образуют алюминиевую бронзу, которая при наличии в ней свыше 12% меди является чрезвычайно хрупкой.

При методе «замкового» соединения поверх сварного соединения меди с алюминием наплавляется бобышка из алюминия и, таким образом, поверх хрупкой алюминиевой бронзы образуется как бы алюминиевый футляр, придающий сварному соединению достаточную механическую прочность.

Метод «замкового» соединения был впервые применен при монтаже шин электролизных ванн на алюминиевых заводах и, как показала многолетняя эксплуатация в условиях сухих помещений электролизных цехов, хорошо себя зарекомендовал.

Однако сварные контакты алюминиевых шин с медными переходными планками, выполненные по этому же методу и примененные на одном из алюминиевых заводов для открытого распределительного устройства, оказались неустойчивыми и после 4—5-месячной эксплуатации потребовали замены.

Причина неустойчивости контактов заключается, очевидно, в том, что при методе «замкового» соединения не вся поверхность медной шины сплавляется с алюминием и в сварном соединении образуются мельчайшие пазухи, которые, несмотря на шпаклевку и окраску сварного соединения, не удается полностью изолировать от сообщения с окружающим воздухом. В результате в эти пазухи может попасть влага. При наличии в пазухах остатков флюса, в состав которого входят криолит и хлористый натрий (плавящая соль) и удалить который не представляется возможным, в них образуются гальванические пары. В результате электролиза происходит разложение алюминия. Продукты разложения, имеющие больший объем, чем алюминий, откладываясь в пазухах, вызывают возникновение трещин в контакте, в результате чего сварное соединение резко теряет механическую прочность и снижает электропроводность.

Таким образом, для открытых распределительных устройств сварку медных и алюминиевых шин методом «замкового» соединения рекомендовать не следует.

Инж. В. А. Караман



Брызгальная установка над прудом-охладителем на плывучем основании

При расширении электростанций, имеющих обратную систему водоснабжения с прудом, охлаждающий эффект которого оказывается при этом недостаточным, создание дополнительных охладителей чаще всего решается путем сооружения над прудом брызгальной установки. Распределительные трубопроводы с разбрызгивающими соплами обычно располагаются в таких случаях на жестком свайном основании, чаще деревянном, иногда металлическом.

При расширении одной электростанции пришлось столкнуться с неблагоприятными условиями, исключавшими

возможность применения простой и дешевой опорной конструкции из одиночных деревянных свай. Сравнительно большие глубины пруда (8—10 м) и геологическое строение его дна (близкое залегание скалы, прикрытой лишь небольшим слоем рыхлых донных наслоений) требовали применения деревянных свай пачечного типа либо металлических свай, причем в обоих случаях решения получались сложными и дорогостоящими. В связи с этим возник вариант расположения брызгальной установки на плывучем основании. По произведенным подсчетам это позволяло уменьшить затраты в 2—3 раза сравнительно с применением жесткой деревянной конструкции и в 9—10 раз сравнительно с применением металлических опор. Предложенный вариант был осуществлен, и последних два летних сезона брызгальная установка, расположенная на плывучем основании, находилась в эксплуатации.

Брызгальная установка, расположенная вблизи водоприемников циркуляционных насосов, предназначена для параллельной работы с прудом-охладителем в теплое время года. Она состоит из трех секций (рис. 1). Подача воды в каждую из секций производится отдельным насосом.

Общий вид секции показан на рис. 2. Площадь ее определена, исходя из производительности секции 4350 м³/час и эффективной плотности дождя 0,9 м³/м²час. Сопла установлены эвольвентные с диаметром выходного отверстия 25 мм, по пяти сопел в пучке. По длине секции проходит коллектор, перпендикулярно которому расположены с интервалом в 12 м распределительные трубы. Расстояние между лучками сопел принято 4,6 м, напор воды перед соплами 7 м вод. ст. Ширина всех трех секций одинакова — 32,8 м, длина, определявшаяся размерами пруда, двух секций (крайних) — 120 м, третьей — 96 м. Одна из крайних секций имеет два воздушных коридора, образованных путем сокращения на два числа рядов распределительных труб.

Секция брызгальной установки является самонесущей конструкцией. Ее трубопроводы служат одновременно основой, к которой крепится поддерживающая система, состоящая из цилиндрических металлических понтонов. Понтоны изготовлены из обечаек с толщиной стенок 6 мм. Понтоны коллектора имеют диаметр 800 мм, понтоны распределителей — 500 мм. Крепление понтонов к трубам — разъемное, что дает возможность замены их резервными.

В рабочем положении понтоны и трубопроводы секции находятся под водой, и над поверхностью зеркала выда-

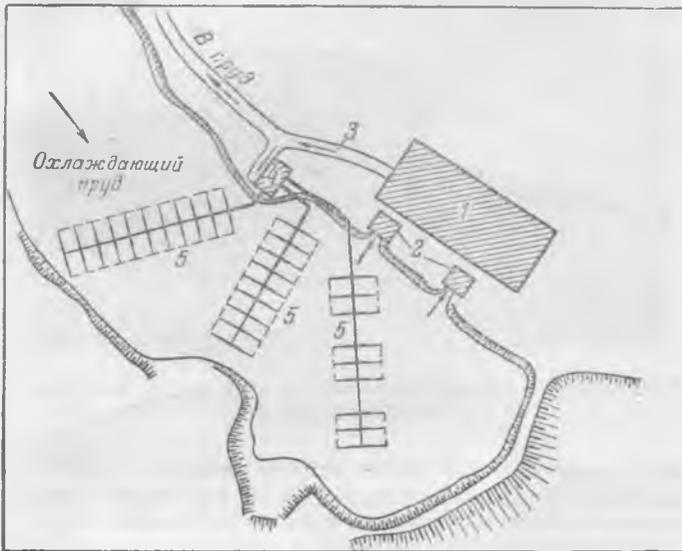


Рис. 1. Расположение брызгальной установки.

1 — электростанция; 2 — водоприемники циркуляционных насосов; 3 — отводящий канал; 4 — насосная станция брызгальной установки; 5 — секции брызгальной установки.

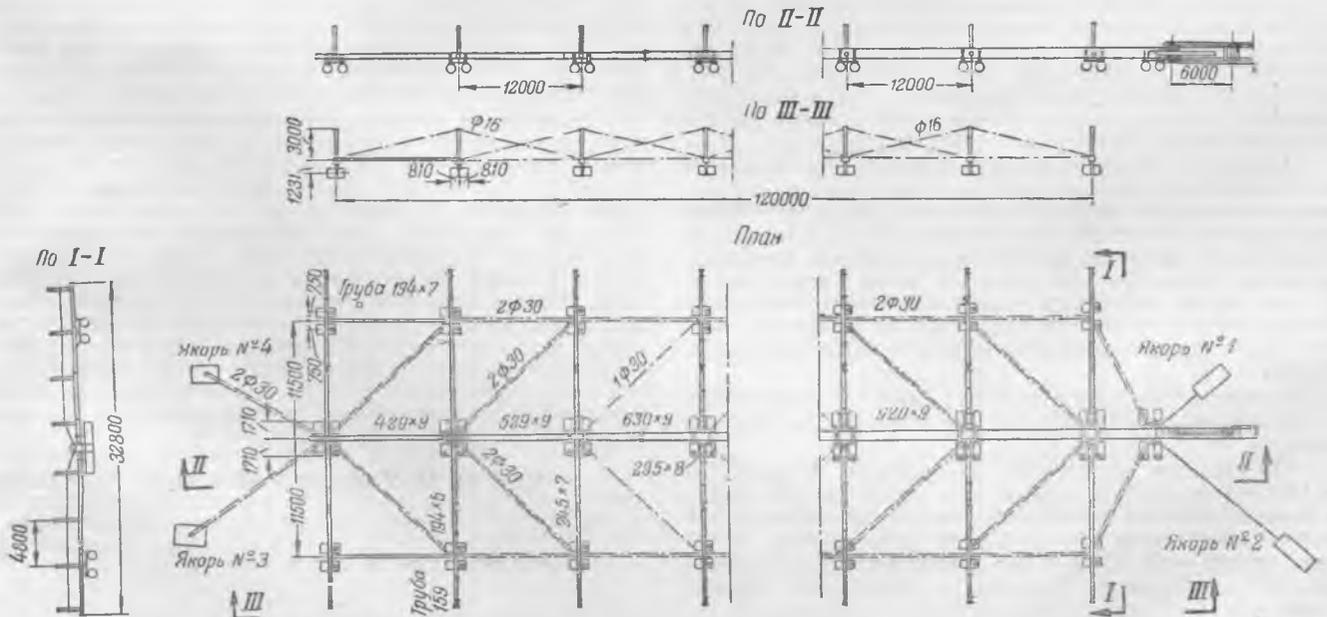


Рис. 2. Секция брызгальной установки.



Рис. 3. Общий вид секции брызгальной установки (при опорожненных трубопроводах).

ются лишь верхние части горизонтальных труб со стойками, несущими пучки сопел. При опорожнении же трубопроводов от воды они всплывают и обнажаются также верхние части понтонов (рис. 3). В таком положении трубы и узлы секции становятся доступными для осмотра и ремонта.

Опорожнение трубопроводов осуществляется через движку, расположенную внизу головной части секции. Распределительные трубы уложены с уклоном порядка 0,002 в направлении к коллектору, а коллектор — с таким же уклоном в направлении от хвостовой части к головной.

При наполнении и опорожнении трубопроводов, а также при изменениях уровня воды в пруде могут происходить вертикальные перемещения секций примерно на 1,1—1,2 м, считая от среднего положения коллектора. Для обеспечения вертикальных перемещений соединение коллектора с подводным береговым водоводом осуществлено с помощью двух гибких резиношланговых муфт, манжеты которых выполнены из транспортной ленты (рис. 4).

Каждая секция (коллектор) крепится тяжами к четырем береговым устоям: парой жестких тяжей шарнирно-качающегося типа к устоям одного берега и парой гибких тросо-штанговых тяжей со стяжными болтами для регулировки натяжения — к устоям другого берега. Регулировка требуется только в начале и конце весеннего паводка, небольшие же смещения в остальное время компенсируются гибкостью тросо-штанговых тяжей.

В целях обеспечения достаточной механической прочности при штормовых погодах и больших волнах трубопроводы секций раскреплены стяжками.

Сметная стоимость одной секции составила около 400 тыс. руб. Удельные технико-экономические показатели брызгального устройства, отнесенные к 1 м³/час его производительности, следующие: стоимость — около 90 руб., в том числе несущей части конструкции — 33 руб.; расход металла — 26,3 кг, в том числе на несущую часть (понтон, крепления, тяжи) — 12,7 кг.

Понтоны и блоки трубопроводов с узлами крепления изготовлялись на береговом плацу, после чего по временному монтажному стапелю спускались на воду. Блоки магистрального трубопровода (коллектора) со стапеля подавались на свои постоянные, предварительно спущенные понтоны, скреплялись с ними, а затем между собой. Сборка секции начиналась с хвостовой части. Распределительные трубы со стапеля подавались на временные монтажные понтоны, подводились на воде к магистрали и крепились к ней.

В сезоне 1951 г. работала одна секция; к концу 1952 г. в эксплуатации находилась уже вся установка из трех секций.

По данным испытаний, проведенных Южоргтрэсом в 1952 г., брызгальная установка при параллельной работе с прудом улучшает охлаждение циркуляционной воды: при работе одной секции — на 1,7°С; при одновременной работе двух секций — на 3,3°С и при работе всех трех секций — на 4,5°С, что близко совпадает с проектными величинами.

Никаких существенных деформаций и повреждений элементов и узлов в секциях не обнаружено как во время



Рис. 4. Муфта гибкого соединения коллектора с береговым водопроводом.

работы летом, так и после зимнего перерыва в работе брызгальной установки, несмотря на то, что стяжки трубопроводов секций были выполнены лишь частично.

Одним из слабых элементов в результате применения некачественной листовой резины оказались на первых порах гибкие соединения секции с береговым водоводом. После изготовления новых манжет муфт из хорошо армированной и несколько утолщенной (10 вместо 7 мм) транспортной ленты и установки радиальных бандажей из стальных полос аварии муфт прекратились. Для дальнейшего повышения надежности муфт следует еще заменить болтовой или клепаный продольный шов манжет соединением, рекомендованным П. П. Бронинным¹.

Брызгальная установка на пловучем основании может быть, по видимому, выполнена и из поворотных секций, устанавливаемых в зависимости от направления ветра в наиболее выгодное с точки зрения охлаждающего эффекта положение. В основу такой установки может быть положена описанная выше конструкция со следующими изменениями. Головной конец секции при этом закрепляется в плане стационарно, а остальная часть периодически поворачивается в пределах 135°. Хвостовые концы секций шарнирно соединяются между собой тросами постоянной длины. От шарниров крайних секций тросы идут на блоки береговых устоев и оттуда — через систему блоков — на барабаны лебедок. Возможно применение одной двухбарабанной лебедки с противоположным названием тросов и реверсивным приводом.

Инж. Н. М. Ковалев и инж. М. И. Черепяхин

¹ «Электрические станции, 1952, № 1 стр. 54.

Безреакторный пуск синхронного генератора для работы в режиме компенсатора

На одной тэц при включении в работу вновь смонтированного генератора типа Т2-6-2 7500 ква имело место аксиальное смещение ротора в сторону турбины, усиливающееся с увеличением нагрузки.

Турбогенератор не мог быть принят в эксплуатацию без устранения этого ненормального явления. В связи с тем что продолжительными наблюдениями и испытаниями не удалось установить, является ли причиной аксиального смещения ротора турбина или генератор, было решено механически отделить генератор от турбины и включить его в работу в режиме синхронного компенсатора. Пуск генератора в качестве синхронного двигателя осложнялся тем, что ни один из способов пуска, приведенных в справочных заводских материалах, не мог быть принят. Согласно заводским инструкциям¹ для турбогенератора типа

ного генератора поднималось до номинального. Подъем напряжения в целях сокращения времени пуска осуществлялся с максимальной скоростью, но при этом следили, чтобы пусковой ток статора меньшего генератора не превышал двойного номинального тока. Контроль за токами генератора велся по щитовым приборам.

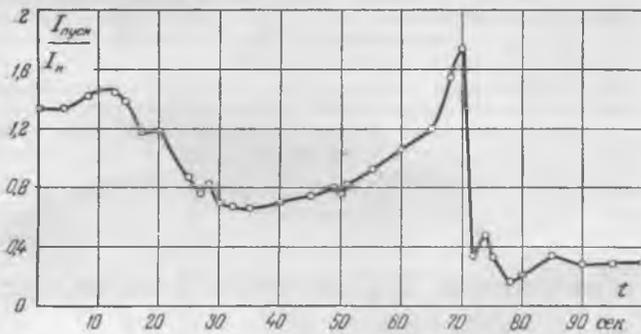
Испытуемый генератор вошел в синхронизм через 70 сек. после присоединения его ко вспомогательному генератору.

Во время пуска осциллографировались токи в обмотках статора и ротора испытуемого генератора. Результаты обработки осциллограммы приведены в таблице и на рисунке.

Описанный способ асинхронного пуска генератора, разобленного с турбиной, позволил выявить без больших затрат времени или установки токоограничивающего вспомогательного оборудования, что источником аксиального смещения генератора являлась турбина.

Предлагаемый способ пуска синхронных генераторов компенсаторами от отдельно выделяемых генераторов мо-

Период пуска	Испытуемый генератор						Вспомогательный генератор
	Продолжительность периода пуска, сек.	Максимальный ток статора		Минимальный ток статора		Ток ротора, а	
		<i>a</i>	I/I_N	<i>a</i>	I/I_N		
Начало пуска	10	900	1,3	900	1,3	Незначительный	1,96
Промежуточный период . .	55	1 030	1,45	500	0,73	Незначительный	$1,09 \div 1,96$
Период вхождения в синхронизм	5	1 200	1,74	1 100	1,45	150	$2,17 \div 2,6$



Т2-6-2 допускается как частотный, так и асинхронный пуск через автотрансформатор или реактор. Асинхронный пуск, рекомендуемый литературой, требовал дорогостоящего оборудования, его монтажа и проверки; кроме того, для монтажа оборудования требовался минимальный срок 5—6 дней, что сильно задержало бы включение генератора в нормальную эксплуатацию. Частотный пуск в рассматриваемом случае не мог быть осуществлен, так как отсутствовала возможность перевода вспомогательного и испытуемого генераторов на независимое возбуждение.

Авторами был предложен и успешно осуществлен асинхронный пуск от специально выделенного турбогенератора без применения токоограничивающего вспомогательного оборудования. Подготовка схемы пуска, включая сборку оперативной схемы, заняла всего лишь 2 часа. Пуск был осуществлен от вспомогательного генератора мощностью 5 000 ква, работавшего на холостом ходу с номинальной скоростью. Испытуемый генератор включался с обмоткой ротора, замкнутой на якорь возбуждителя (АГП включен); подвижный контакт реостата возбуждения устанавливался в такое положение, при котором возбуждение пускаемого генератора, работающего с номинальной скоростью, соответствует 0,9 номинального напряжения на холостом ходу. Напряжение вспомогательного, специально выделенного генератора устанавливалось 0,25 U_N , после чего к нему подключался пускаемый генератор. Постепенным увеличением тока возбуждения вспомогательного генератора напряжение по мере повышения скорости вращения пускае-

жет быть распространен на все генераторы, для которых заводом-изготовителем допускается асинхронный пуск, например на генераторы серии Т2 мощностью до 12 000 квт включительно. Этот пуск может быть рекомендован во всех тех случаях, когда представляется возможность выделения отдельного генератора соизмеримой или большей мощности, чем пускаемый генератор.

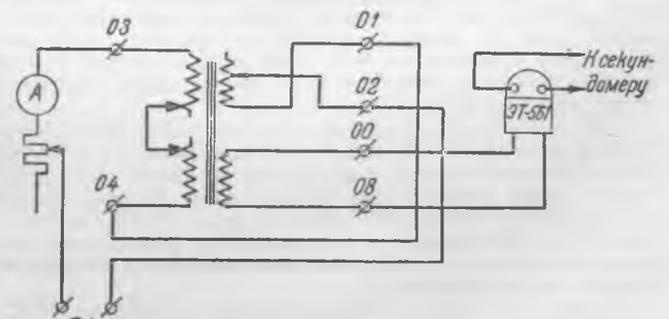
Инж. В. И. Данилов и инж. Э. С. Мусаэлян

Конструктивный недостаток защиты с трансформатором ВТН-561

В лаборатории одной энергосистемы при испытании защиты с реле ЭТ-561 и трансформатором ВТН-561 был выявлен существенный недостаток, заключающийся в низкой термической устойчивости обмоток трансформатора ВТН-561. Схема испытания защиты приведена на рисунке.

Обмотки 01-02 и 03-04 трансформатора на ответвлениях «20» (что соответствует половине числа витков обмоток) были включены встречно, что дало полную компенсацию ампервитков и минимальный ток небаланса в обмотке 00-08, замкнутой на реле.

При включении схемы на токи в диапазоне от 40 до 80 а «толчком» по истечении некоторого времени наблюдался рост тока небаланса в обмотке 00-08; при достижении им величины, равной току трогания реле, схема



¹ Технический справочник «Турбогенераторы серии Т2», Лениздат, 1945.

отключалась. Секундомер, включенный на контакты реле, показывал длительность нарастания тока небаланса, соответствующую величине испытательного тока. Средние результаты измерений для трех реле приведены в таблице.

Ток в обмотках 01-02 и 03-04, а	Время нарастания тока небаланса в обмотке 00-08, сек.	I^2t
40	15	24 000
50	10	25 000
60	7	25 200
70	5	24 500
80	3,5	22 400

Включение схемы на новое значение испытательного тока производилось после охлаждения трансформатора до окружающей температуры, чем исключалось влияние остаточного нагрева. Исправность изоляции обмоток перед каждым включением на новое значение испытательного тока проверялась по отсутствию тока небаланса в обмотке 00-08.

После 3—4-кратного повторения цикла опытов в принятом диапазоне токов (15 — 20 включений) в трансформаторе, как правило, возникает устойчивое повреждение изоляции обмоток 01-02. При осмотре поврежденного трансформатора обнаружено полное нарушение эмалевой изоляции нижних витков обмотки 01-02.

Полученные результаты опыта позволяют сделать следующие выводы:

Во-первых, при опыте ток небаланса трансформатора возникает и растет вследствие перегрева обмотки 01-02, на что указывают приблизительно постоянство произведения I^2t и наблюдаемый характер повреждения обмоток.

Во-вторых, после некоторого времени прогресса изоляция обмоток при охлаждении может восстанавливаться, что подтверждается нулевым значением тока небаланса. Восстановление изоляции можно объяснить стеканием эмали с поверхности провода при нагреве и затвердевании ее в междувитковом пространстве при охлаждении обмоток. По мере увеличения общей длительности прогресса вероятность восстановления изоляции уменьшается, так как уменьшается количество самой изоляции на проводе. При полном стекании эмали возникает устойчивое замыкание витков. Явления нарушения изоляции при принятых значениях тока в обмотках трансформатора представляет существенный недостаток в конструкции реле, так как в отдельных случаях это может привести к ложной работе защиты. Условия, близкие к испытательным, могут иметь место в схемах дифференциальных защит трансформаторов и блоков генератор—трансформатор при сквозных коротких замыканиях.

В этом случае, поскольку трансформатор ВТН является одновременно выравнивающим, при значительном расхождении коэффициентов трансформации трансформаторов тока высокой и низкой сторон, по обмотке 01—02 могут протекать токи, равные испытательным, время же нарастания тока небаланса может оказаться соизмеримым со временем действия резервных защит.

Кроме этого, необходимо иметь в виду, что при АПВ на устойчивое короткое замыкание длительность нарастания тока в несколько раз уменьшается, так как трансформатор не успевает охладиться от прогресса до АПВ.

Низкая термическая устойчивость обмотки 01-02 трансформатора обусловлена тем, что она выполнена проводом с термически неустойчивой изоляцией (эмаль) и недостаточного сечения (0,85 мм²). Соответственно принятой марке провода должна нормироваться предельно допустимая величина тока в обмотке в условиях короткого замыкания, что в каждом конкретном случае определяет допустимое расхождение в коэффициентах трансформации трансформаторов тока защищаемого объекта. Заводом таких ограничений не предусмотрено.

По данным опыта величиной предельно допустимого тока в обмотке 01-02 можно считать 25 а. При таком токе изоляция обмотки сохраняется в течение нескольких минут. Более радикальным мероприятием по увеличению термической устойчивости трансформатора было бы изменение его обмоточных данных в сторону уменьшения количества витков и соответственного увеличения сечения и замены марки провода.

В соответствии с противоаварийным циркуляром МЭС № 1/3 1952 г. уставка дифференциальной защиты гене-

раторов рекомендуется не ниже 1,3 I_n , в связи с чем отпадает необходимость иметь уставки менее 2,5 а.

Уменьшение числа витков обмоток 01-02 и 03-04 в 2 раза обеспечит возможность выполнения обмоток трансформатора термически устойчивыми.

Выгоды

1. Термическая устойчивость трансформатора ВТН-561 не удовлетворяет эксплуатационным требованиям и может в отдельных случаях привести к ложной работе защиты.

2. Из условий термической устойчивости максимальное значение тока в обмотке 01-02 при коротком замыкании не следует допускать выше 25 а. Из этого условия нужно исходить при определении допустимого выравнивающего коэффициента трансформатора.

3. Для увеличения термической устойчивости трансформатора заводу следует пересмотреть обмоточные данные его в сторону уменьшения числа витков в обмотках 01-02 и 03-04 и соответственного увеличения сечения и изменения марки провода.

Инж. А. А. Воскресенский
и инж. Т. И. Корелов

ОТ РЕДАКЦИИ

Редакция отмечает, что в эксплуатации случаи повышения токов в обмотке 01-02 трансформатора ВТН-561 до значений, превышающих 25 а, при их продолжительности в несколько минут мало вероятны и могут встретиться как редкое исключение. На практике поврежденный трансформатор ВТН-561 пока не наблюдалось.

Тем не менее редакция сочла необходимым опубликовать статью А. А. Воскресенского и Т. И. Корелова, для того чтобы за защитой с трансформаторами ВТН-561, находящимися в эксплуатации, было установлено более тщательное наблюдение.

Завод в настоящее время ведет работу по совершенствованию быстро насыщающегося трансформатора для дифференциальной защиты. При этом будет также исключен недостаток, указанный в данной статье.

Однако пока нет оснований считать, что трансформаторы ВТН-561, уже установленные и работающие, должны быть заменены новыми.

Проверка схем учета электроэнергии с помощью счетчиков

В трехфазных схемах учета электроэнергии независимо от точности показаний самих счетчиков, включенных в схему, нередко встречаются ошибки, приводящие к значительным погрешностям.

Самым надежным и окончательным способом проверки правильности включения счетчиков в комплекте с трансформаторами тока и напряжения является проверка путем снятия векторной диаграммы в действующей схеме под нагрузкой, однако это не везде возможно из-за отсутствия необходимых для этой цели приборов, а также приспособлений в схеме (испытательные блоки, испытательные зажимы и т. п.).

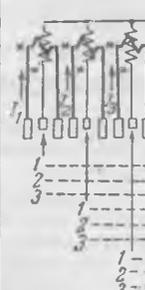
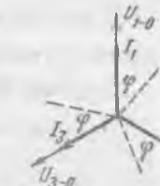
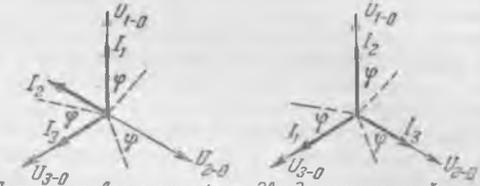
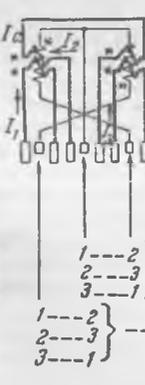
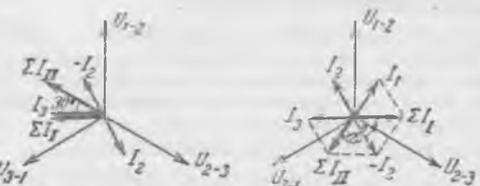
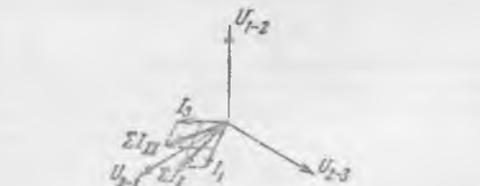
Ниже описывается способ проверки схем учета путем снятия векторных диаграмм с помощью самих включенных в эту схему счетчиков активной или реактивной энергии без подключения в цепи тока каких-либо дополнительных приборов.

Принцип снятия векторной диаграммы с помощью счетчика, включенного в схему, заключается в следующем.

При наличии нагрузки на присоединении токовые катушки счетчика, включенного в схему, обтекаются вторичным током нагрузки.

Подавая на электромагнитные системы счетчика поочередно фазовые (при счетчике для четырехпроводной сети) или линейные напряжения в порядке: 1-0, 2-0, 3-0 или 1-2, 2-3, 3-1, определяют положение векторов токов, действующих в системах, относительно векторов фазных или линейных напряжений путем измерения скорости вращения диска.

В случае вращения диска в обратную сторону для устранения действия компенсатора трения на малых нагрузках

Тип трансформатора и порядок подключения	Схема счетчика и порядок подключения напряжений при снятии векторной диаграммы	Векторная диаграмма при правильной схеме включения, при $\cos \varphi = 1$ и таблица для снятия векторной диаграммы	Примеры векторных диаграмм при неправильных схемах учета, при $\cos \varphi = 1$																
Трехфазный активный энергия для четырехпроводной сети	<p>Подключение цепей напряжения к счетчику при определении положения векторов токов</p>  <p>1---0 } --- I_1 2---0 } 3---0 } 1---0 } --- I_2 2---0 } 3---0 } 1---0 } --- I_3 2---0 } 3---0 }</p>	 <table border="1" data-bbox="560 424 764 528"> <thead> <tr> <th>Фаза</th> <th>I_1</th> <th>I_2</th> <th>I_3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1-0</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2-0</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3-0</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Фаза	I_1	I_2	I_3	1-0				2-0				3-0				 <p>Переполюсован трансформатор тока фазы „2“</p> <p>Звезда напряжений повернута на 240°</p> <p>Фазу напряжения „1“ следует называть „2“</p> <p>„ „ „2“ „ „ „3“</p> <p>„ „ „3“ „ „ „1“</p>
Фаза	I_1	I_2	I_3																
1-0																			
2-0																			
3-0																			
Трехфазный активный энергия для трехпроводной сети	<p>Подключение цепей напряжения к счетчику при определении положения векторов токов</p>  <p>1---1 } --- I_1 2---2 } 3---3 } 1---2 } --- I_2 2---3 } 3---1 }</p>	 <table border="1" data-bbox="560 735 764 808"> <thead> <tr> <th>Фаза</th> <th>I_1</th> <th>I_2</th> <th>I_3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1-2</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2-3</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3-1</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Фаза	I_1	I_2	I_3	1-2				2-3				3-1				 <p>Переполюсован трансформатор тока фазы „3“</p> <p>Звезда напряжений повернута на 120°</p> <p>Фазу напряжения „1“ следует называть „3“</p> <p>„ „ „2“ „ „ „1“</p> <p>„ „ „3“ „ „ „2“</p>
Фаза	I_1	I_2	I_3																
1-2																			
2-3																			
3-1																			
Трехфазный реактивный энергия для трехпроводной сети	<p>Подключение цепей напряжения к счетчику при определении положения векторов токов</p>  <p>1---2 } --- I_1 2---3 } 3---1 } 1---2 } --- I_2 2---3 } 3---1 }</p>	 <table border="1" data-bbox="560 1015 764 1087"> <thead> <tr> <th>Фаза</th> <th>I_1</th> <th>I_2</th> <th>I_3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1-2</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2-3</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3-1</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Фаза	I_1	I_2	I_3	1-2				2-3				3-1				 <p>Вместо трансформатора тока фазы „3“ во второй системе подключен трансформатор тока фазы „2“</p>
Фаза	I_1	I_2	I_3																
1-2																			
2-3																			
3-1																			
Трехфазный реактивный энергия для четырехпроводной сети	<p>IIc. Подключение цепей напряжения к счетчику при определении положения векторов результирующих токов, действующих в системах</p>  <p>1---2 } --- ΣI_I 2---3 } 3---1 } 1---2 } --- ΣI_{II} 2---3 } 3---1 }</p>	 <p>При правильной схеме вектора ΣI_I и ΣI_{II} равны: ΣI_I отстает от ΣI_{II} на 60°. Расположение векторов согласно $\cos \varphi$ нагрузки</p> <table border="1" data-bbox="560 1288 764 1487"> <thead> <tr> <th>Фаза</th> <th>ΣI_I</th> <th>ΣI_{II}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1-2</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2-3</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3-1</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Фаза	ΣI_I	ΣI_{II}	1-2			2-3			3-1			 <p>Переполюсован трансформатор тока фазы „1“: вектор ΣI_{II} в $\sqrt{3}$ больше вектора ΣI_I, и отстает от него на 30°</p> <p>Переполюсован трансформатор тока фазы „2“: вектор ΣI_I опережает вектор ΣI_{II} на 120°</p>				
Фаза	ΣI_I	ΣI_{II}																	
1-2																			
2-3																			
3-1																			
Трехфазный реактивный энергия для трехпроводной сети	<p>IIc. Подключение цепей напряжения к счетчику при определении положения векторов результирующих токов, действующих в системах</p>  <p>1---2 } --- ΣI_I 2---3 } 3---1 } 1---2 } --- ΣI_{II} 2---3 } 3---1 }</p>	 <p>При правильной схеме вектора ΣI_I и ΣI_{II} равны. ΣI_{II} опережает ΣI_I на 60°</p> <table border="1" data-bbox="560 1692 764 1848"> <thead> <tr> <th>Фаза</th> <th>ΣI_I</th> <th>ΣI_{II}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1-2</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2-3</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3-1</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Фаза	ΣI_I	ΣI_{II}	1-2			2-3			3-1			 <p>Переполюсован трансформатор тока фазы „1“: вектор ΣI_I и вектор ΣI_{II} равны, вектор ΣI_I опережает вектор ΣI_{II} на 30°</p>				
Фаза	ΣI_I	ΣI_{II}																	
1-2																			
2-3																			
3-1																			

концы цепей напряжения, подключаемые к счетчику, желательно поменять местами. Измеренная скорость в этом случае записывается со знаком минус.

В схемах учета со счетчиками типов ИЧ, ИР и им подобных, имеющих две токовые обмотки на каждой электромагнитной системе, таким способом определяется положение не векторов фазных токов, а векторов геометрической суммы токов, действующих в данной электромагнитной системе.

Анализируя векторные диаграммы, построенные по полученным измерениям скоростей вращения диска, можно определить правильность схемы учета и правильно включить счетчик.

Основные схемы счетчиков с указанием порядка подключения напряжений при снятии векторной диаграммы приведены в таблице (стр. 57).

При снятии векторной диаграммы трехфазным счетчиком рекомендуется следующая очередность операций:

1. В зависимости от схемы счетчика вычерчивается таблица для записи результатов измерений скорости вращения диска.

2. Согласно характеру существующей нагрузки на присоединении вычерчивается векторная диаграмма с предполагаемым расположением векторов тока относительно векторов действующих на счетчике напряжений.

3. От счетчика, правильность включения которого проверяется, непосредственно на зажимах отсоединяются цепи напряжения.

4. Вольтметром проверяются наличие и симметричность напряжений, подводимых к счетчику.

5. При наличии фазоуказателя определяется порядок чередования фаз в цепях напряжения и проводники маркируются в порядке: 1, 2, 3.

6. Проводники с напряжениями в порядке, указанном на схемах (в зависимости от назначения счетчика), поочередно подключаются к цепям напряжения электромагнитных систем счетчика, и отсчитывается время, необходимое для одного оборота диска. В таблице записывается окрестность вращения диска, т. е. величина, обратная времени, необходимому на один оборот диска $\left(\frac{1}{t \text{ сек}}\right)$.

Алгебраическая сумма трех измерений скорости при подключении напряжения на одну электромагнитную систему должна быть близка к нулю.

7. На диаграмме фазовых или линейных напряжений в произвольном масштабе откладывается скорость вращения диска и производится построение векторов тока путем нахождения мест пересечения перпендикуляров, восстанавливаемых с концов отрезков скоростей, отложенных на векторах соответствующих напряжений.

8. Построенные таким образом векторные диаграммы анализируются в отношении соответствия положения векторов токов в фазах относительно векторов напряжений при данном характере нагрузки на присоединении.

В таблице приведены основные схемы счетчиков, порядок подачи напряжений на них при снятии векторной диаграммы и примеры векторных диаграмм в случае правильного и неправильного включений их в схему учета.

Примеры векторных диаграмм даны для случая, когда нагрузка на присоединении чисто активная. При других значениях $\cos \varphi$ нагрузки взаимоположение векторов токов относительно векторов напряжения изменяется на угол φ .

Инж. М. А. Корякин

Увеличение грозоупорности воздушных линий электропередачи на деревянных опорах

Импульсная прочность изоляторов воздушных линий 6—10 кВ очень невелика и поэтому основной изоляцией по отношению к земле при индуктированных грозовых перенапряжениях является сама деревянная опора.

С целью использования дерева в качестве изоляции для устранения возможности междуфазных замыканий при грозовых поражениях «Правила устройства электротехнических установок» рекомендуют увеличивать расстояние между изоляторами, применяя крепление их на деревянных траверзах, хотя возникающие перенапряжения между проводами значительно меньше, чем между проводами и землей.

Использование дерева в качестве изоляции значительно увеличивает грозоупорность воздушных линий 6—10 кВ, однако при этом изоляция переключательных пунктов является значительно сниженной по отношению ко всей линии электропередачи вследствие наличия заземленных конструкций крепления высоковольтных предохранителей и разъединителей.

Для увеличения грозоупорности воздушных высоковольтных линий электропередачи в одной из сельских электрических систем с разветвленной распределительной сетью общей протяженностью около 1500 км перед грозовым сезоном 1952 г. были разземлены металлические конструкции крепления высоковольтных изоляторов предохранителей, что значительно снизило число аварийных отключений вследствие их перекрытия или повреждения.

Однако изоляция разъединителей мачтовых переключательных пунктов попрежнему продолжала оставаться слабым местом, так как наличие проволочных тяг между заземленными приводами и разъединителями не позволяло разземлить последние.

С целью максимального использования дерева в качестве изоляции для увеличения грозоупорности воздушных линий электропередачи 6—10 кВ по предложению автора в настоящее время проводится разземление опорных конструкций разъединителей мачтовых переключательных пунктов; в целях обеспечения безопасности работ при переключениях проволочные тяги к приводам заменяются деревянными (окрашенными или покрытыми олифой для увеличения срока службы).

Введение дополнительной изоляции в виде нескольких метров деревянной тяги должно увеличить грозоупорность высоковольтных линий электропередачи за счет устранения ослабленных мест, а также безопасность оперирования приводом разъединителя в случае нарушения целостности его заземления.

Инж. В. Б. Яцевич



Консультация по „Правилам технической эксплуатации электростанций и сетей“

ВОПРОС

Чем вызвано требование § 747 «Правил технической эксплуатации электростанций и сетей», чтобы для окон аккумуляторного помещения применялись матовые стекла или стекла, покрытые белой краской?

ОТВЕТ

В случае расположения окон аккумуляторного помещения на солнечную сторону аккумуляторы, установленные вблизи окон с обычным стеклом, будут нагреваться прямыми солнечными лучами.

В летнее время нагрев аккумуляторов даже в состоянии покоя или при разряде может достигнуть 40° С. При заряде нагрев будет еще больше.

Одной из главнейших причин преждевременного износа сепараторов в свинцово-кислотных батареях является высокая температура электролита. При температуре электролита 40° С сепаратор служит в 3 раза меньше, чем при 25° С. Саморазряд аккумулятора при 40° С в 2 раза больше, чем при 25° С.

Систематическая работа при повышенной температуре приводит также к сульфатации пластин.

ВОПРОС

Согласно § 446 «Правил» требуется составление паспортов и аттестатов на теплоизмерительные приборы. Просим разъяснить разницу между паспортом прибора и его аттестатом.

ОТВЕТ

Паспорт каждого прибора является постоянно действующим документом, содержит подробную техническую характеристику прибора, данные о его местонахождении и последующих перемещениях, а также отражает результаты всех государственных и периодических проверок и ремонтов, которым прибор подвергается в эксплуатации. Паспорт хранится в лаборатории цеха теплового контроля и автоматики.

В отличие от паспорта аттестат представляет собой разовый документ, подтверждающий пригодность прибора для эксплуатации на определенный срок.

Аттестат хранится, как правило, непосредственно при приборе и выписывается не на каждый прибор, а лишь в том случае, если при пользовании прибором есть необходимость введения поправок к его показаниям по данным последней периодической проверки.

Поскольку установленными в цехах эксплуатационными приборами (имеющими погрешность в пределах, допускаемых нормами) пользуются обычно без введения поправок, аттестаты в большинстве случаев выписываются лишь на образцовые и контрольные приборы.

ВОПРОС

При пересмотре инструкции нами обнаружено расхождение между § 985 «Правил» и § 17, 20 и 21 «Типового положения о диспетчерском управлении в энергосистемах НКЭС», изд. 1945 г., касающиеся вопроса о том, какое оборудование должно находиться в ведении диспетчера энергосистемы и какое в его оперативном управлении. Как следует поступать при несоответствии старых типовых инструкций и положений новых, пересмотренных «Правил»?

ОТВЕТ

С изданием новых, пересмотренных «Правил» ряд разделов ранее изданных типовых инструкций и положений, противоречащих новым «Правилам», потеряли силу. При пересмотре местных инструкций необходимо руководствоваться требованиями новых «Правил».

Типовое положение о диспетчерском управлении в энергосистемах в части определения понятия, что должно находиться в ведении и оперативном управлении диспетчера, также потеряло силу.

Согласно § 985 новых «Правил» в оперативном управлении диспетчера находится оборудование, операции с которым требуют координации действия персонала нескольких объектов.

Операции с оборудованием, находящимся в оперативном управлении, должны производиться под пооперационным контролем диспетчера.

Все оборудование, операции с которым не требуют согласованной работы персонала нескольких объектов (котлы, турбогенераторы и трансформаторы), должно находиться в оперативном ведении диспетчера или (если оно не имеет системного значения) вообще изъято из ведения диспетчера энергосистемы.

По оборудованию, находящемуся в оперативном ведении диспетчера, последний дает распоряжение только в виде общего задания (пустить турбогенератор, отключить и вывести в ремонт трансформатор, котел, турбогенератор и т. п.).

Отдача диспетчером пооперационных распоряжений по операциям с оборудованием, находящимся в оперативном ведении местного персонала, является излишней опекой подчиненного диспетчеру дежурного персонала электростанций и сетей. Такие распоряжения способствуют механическому исполнению персоналом распоряжений диспетчера, отучают от самостоятельных действий, особенно необходимых во время аварий, и потому недопустимы ни в нормальных, ни в аварийных условиях.

ВОПРОС

§ 960 «Правил технической эксплуатации» требует, чтобы баки для сухого изоляционного масла были оборудованы воздухоосушительными фильтрами. Чем вызвано это повышенное требование?

ОТВЕТ

Хранящееся в баках сухое изоляционное масло вследствие постоянного соприкосновения с воздухом постепенно увлажняется и это вызывает необходимость в периодической его сушке. Между тем сухое изоляционное масло должно быть в любой момент готово к употреблению.

Дополнительная сушка масла, особенно в аварийных условиях, требует затраты времени и рабочей силы. Кроме того, повторная сушка масла сепараторами влечет за собой ухудшение его стабильности. Поэтому следует предотвращать соприкосновение сухого изоляционного масла с влажным воздухом установкой воздухоочистительных фильтров системы Оргрэс на дыхательные патрубки баков.

Воздухоочистительные фильтры, заполненные силикагелем, очищают воздух от влаги и промышленных загрязнений атмосферы (зола, пыли, сернистого газа, серозодорода, хлора, окислов азота, паров летучих кислот и т. п.).

Наличие сухого воздуха над маслом предохраняет верхнюю часть резервуаров от коррозии. Соприкосновение масла с сухим воздухом способствует его досушке и поддержанию электрической прочности.

ВОПРОС

Почему § 961 «Правил технической эксплуатации» запрещает применение деревянных бочек для подачи турбинного и изоляционного масел к агрегатам на электростанциях и подстанциях?

ОТВЕТ

Применение деревянных бочек для транспортировки турбинного и изоляционного масел запрещается вследствие возможности загрязнения этих масел клеем, пропитывающим внутреннюю поверхность бочек, и увлажнения изоляционного масла влагой, содержащейся в их клепке.



**В Техническом управлении
по электростанциям**

Дополнение к разделу „Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1000 в“ „Правил устройства электротехнических установок“

Техническое управление по электростанциям приняло решение (№ 12/Э от 10 июня 1953 г.) о дополнении следующего содержания:

«В дополнение к пп. 90, 93 и 95 раздела «Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1000 в» измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения 35 и 110 кВ с масляным заполнением, а также малосъемные горшковые масляные выключатели 35 и 110 кВ могут устанавливаться в открытых камерах. В камерах должны выполняться пороги, препятствующие разливаю масла по коридорам распределительного устройства, а также маслоприемники, рассчитанные на полный объем масла».

О „Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей“

В связи с поступающими запросами об имеющихся противоречиях между «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» и другими ранее изданными техническими материалами Техническое управление по электростанциям разъясняет:

1. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» являются основным техническим документом Министерства электростанций и электропромышленности, которым должны руководствоваться все энергосистемы и предприятия Министерства.

2. Все ранее вышедшие технические материалы, изданные как Техническим управлением по электростанциям, так и другими организациями Министерства, должны быть приведены в полное соответствие с «Правилами технической эксплуатации».

О количестве трансформаторов на понизительных подстанциях с напряжением 110 кВ и ниже

Учитывая, что наличие на подстанциях с напряжением 110 кВ и ниже трех и больше трансформаторов вызывает усложнение схем коммутации, значительное удорожание и не может быть оправдано условиями покрытия нагрузок потребителей, Техническое управление по электростанциям решением № 14/Э от 4 июня 1953 г. рекомендует принять в качестве типового решения для подстанции с напряжением 110 кВ и ниже установку двух трансформаторов, исходя из чего и должно вестись проектирование подстанций.

В случае необходимости расширение подстанций должно производиться путем замены трансформаторов более мощными.

Установка более двух трансформаторов при сооружении новых подстанций или расширении существующих может быть допущена в виде исключения, каждый раз с обоснованием расчетов.

О работе синхронных генераторов и компенсаторов при металлическом замыкании на корпус обмотки ротора в одной точке и об установке защиты от замыканий на корпус во второй точке

Техническое управление по электростанциям считает, что при решении вопроса о работе синхронных генераторов и компенсаторов, имеющих металлическое замыкание обмотки ротора на корпус в одной точке и в связи с этим установкой специальной защиты ротора от замыкания на корпус во второй точке, необходимо учитывать следующее:

1. Появление во время работы генератора или компенсатора замыкания на корпус обмотки во второй точке (витковое замыкание) может вызвать внезапную сильную вибрацию машины, которая может привести к тяжелой аварии.

Особенно большая вибрация имеет место у явнополюсных машин (гидрогенераторов и синхронных компенсаторов). Так, например, у синхронного компенсатора 30 тыс. квА появление двойного замыкания на корпус вызвало сильную вибрацию машины (сорвало фундаментные болты, срезало болты в торцевых щитах и вылетели оконные рамы в машинном зале).

Замыкание обмотки ротора на корпус во второй точке может вызвать также выжигание электрической дугой стали и обмотки ротора.

Вместе с тем в практике были и другие случаи, когда турбогенераторы длительно работали без повреждений при наличии двойного замыкания на землю или виткового замыкания с допустимой вибрацией.

2. При появлении второго замыкания на корпус в обмотке ротора (виткового замыкания) возможно отключение генератора поперечной дифференциальной защитой.

3. Вследствие несовершенства выполняемых защит ротора возможны случаи ложного действия этих защит при отсутствии второго замыкания на корпус.

4. Устранение металлического замыкания на корпус у явнополюсных генераторов и синхронных компенсаторов значительно дороже, чем у неявнополюсных (у турбогенераторов).

Учитывая изложенное, Техническое управление по электростанциям предлагает (Противоаварийный циркуляр № 7/Э от 29 мая 1953 г.) при появлении металлического замыкания на корпус обмотки ротора синхронных генераторов или компенсаторов руководствоваться следующим:

1. Явнополюсные синхронные машины (гидрогенераторы и синхронные компенсаторы) должны быть, как правило, в кратчайший срок выведены в ремонт. При невозможности вывода машины в ремонт защиту от второго замыкания на корпус следует включать на отключение.

2. На турбогенераторах защита от второго замыкания на корпус должна действовать на сигнал, за исключением турбогенераторов с наборными зубцами роторов, проводными бандажами, повышенной вибрацией и т. п., у которых эта защита должна действовать на отключение.

3. Если защита от второго замыкания на корпус подключается с действием на сигнал, необходимо обеспечить тщательное наблюдение за работой генератора и сигналами этой защиты, а также установить у машиниста турбины на время работы генератора с «землей» в роторе запломбированную аварийную кнопку, с помощью которой он в случае появления сильной вибрации или дыма отключает генератор от сети с гашением поля. При наличии поперечной дифференциальной защиты последняя переводится на сигнал.

О порядке осмотра взрывных камер выключателей

Техническим управлением по электростанциям принято утвержденное Президиумом ЦК профсоюза рабочих электростанций решение (№ 13/Э от 8 июня 1953 г.) о дополнении § 15 «Правил безопасности при эксплуатации электрических устройств станций и подстанций» следующим:

«Одиночному дежурному разрешается входить за ограждение во взрывные камеры выключателей, если нижние фланцы изоляторов находятся на высоте не ниже 2 м над уровнем пола и неогражденные токоведущие части над проходом находятся на высоте не ниже 2,75 м при напряжении 35 кВ и 3,5 м — при напряжении 110 кВ».

О применении автоматической разгрузки трансформаторов с защитой от перегрузки, действующей на отключение

В соответствии с § 64 «Правил устройства электротехнических установок», вып. 2, раздел «Релейная защита» (Госэнергоиздат, 1950 г.) на трансформаторах, на которых по режиму работы возможны опасные перегрузки, выполняется защита от сверхтоков, обусловленных перегрузкой. В некоторых энергосистемах на телемеханизированных подстанциях без постоянного дежурства персонала и без дежурства на дому эта защита действует на отключение трансформатора.

Предусмотренное указанным выше § 64 действие защиты от перегрузки на автоматическую разгрузку в большинстве случаев не применяется, хотя это может уменьшить объем отключений потребителей электроэнергии.

В связи с этим Техническое управление по электростанциям предлагает (эксплуатационный циркуляр № 6/Э от 23 июля 1953 г.) на всех нетелемеханизированных подстанциях без постоянного дежурства персонала и без дежурства на дому, на трансформаторах которых имеется защита от сверхтоков, обусловленных перегрузкой, с действием на отключение, выполнять эту защиту с двумя выдержками времени: с меньшей — на отключение части нагрузки и с большей — на отключение трансформатора.

Без переделки оставлять только те защиты, где от трансформатора питается одно присоединение и где выполнение разгрузки потребовало бы ее действия на отдельные выключатели.

К „Руководящим указаниям по применению силовых и контрольных кабелей“

В опубликованных в № 8 журнала «Электрические станции» за 1953 г. «Руководящих указаниях по применению силовых и контрольных кабелей» (Хроника, стр. 60—61) в первом абзаце п. 9 следует добавить фразу «Во взрывоопасных помещениях применение кабелей со слоистыми и полихлорвиниловыми защитными покровами не допускается».

В Управлении капитального строительства

О правилах и нормах электрического освещения строительных площадок

Управление капитального строительства рассмотрело и утвердило правила и нормы электрического освещения строительных площадок при сооружении тепловых и гидроэлектрических станций, разработанные Всесоюзным научно-исследовательским институтом охраны труда и Комиссией по светотехнике при ОН Академии наук СССР, при участии строительства Цимлянского гидроузла и кафедры светотехники МЭИ им. В. М. Молотова.

Указанные «Правила» включают в себя как нормы электрического освещения строительных площадок, так и требования, предъявляемые к эксплуатации осветительных установок, и являются обязательными для строительства тепловых и гидроэлектрических станций, а также для организаций, выполняющих проектные и монтажные работы по устройству электрического освещения строительных площадок.

О технических условиях на изготовление сварных стальных конструкций опор линий электропередачи

Управление капитального строительства рассмотрело и утвердило разработанные Домодедовским заводом металлоконструкций технические условия на изготовление сварных стальных конструкций опор линий электропередачи и открытых подстанций, выполняемых с помощью ручной дуговой сварки.

Технические условия содержат как указания по обработке металла для изготовления опор линий электропередачи, так и правила изготовления и сдачи-приемки сварных стальных металлоконструкций.

Указанные технические условия являются обязательными для организаций, изготовляющих и принимающих готовые конструкции.

Технические условия не распространяются на опоры линий электропередачи, отправляемые с заводов пакетами, а также на конструкции, выполненные с помощью контактной (точечной) сварки.

О справочнике по инженерно-геологическим расчетам при изысканиях

Управление капитального строительства утвердило разработанный Всесоюзным проектным институтом «Гидроэнергопроект» справочник по инженерно-геологическим расчетам при изысканиях. Справочник состоит из трех глав.

В первой главе — движение подземных вод в пластах горных пород — приводятся основные формулы установившегося движения подземных вод в естественных, не нарушенных строительством условиях.

Глава вторая — определение водопроницаемости горных пород — содержит формулы, которыми следует пользоваться при обработке данных гидрогеологических опытных работ.

В третьей главе — фильтрация в районе гидротехнических сооружений — даны основные расчеты фильтрации на участках плотин, водохранилищ, каналов, строительных котлованов.

Справочник включает в себя также некоторые математические таблицы, облегчающие производство расчетов.



М. Д. Каменский. *Электрические системы*, Госэнергоиздат. 1952, 248 стр.

При оценке второго издания книги М. Д. Каменского «Электрические системы» следует учесть, что она в первую очередь является учебным пособием для студентов электроэнергетических специальностей, как это автор указал в предисловии к первому изданию. Она не претендует быть универсальным руководством для лиц, занимающихся специально вопросами режимов работы энергетических систем. Если подойти к оценке книги с этих позиций, то необходимо признать ее безусловную полезность и ценность.

В данном труде впервые собраны, систематизированы и изложены в сравнительно небольшом объеме, в доступной и понятной форме основные методы экономического распределения нагрузки между агрегатами электростанций, а также методы расчета сложных замкнутых электрических сетей энергосистем.

Автор знакомит читателя с типами и характеристиками современных паровых турбин, с методами установления наиболее выгоднейшего распределения активной и реактивной нагрузки между отдельными агрегатами и электростанциями энергосистем, с вопросами регулирования напряжений и частоты в энергосистемах. Наиболее полно автором изложены современные применяемые на практике методы расчета электрических сетей энергосистем.

Автор приводит оригинальные и в то же время простые решения ряда вопросов, как, например: доказательство, что потери в сетях получаются наименьшими при соблюдении для всех участков сети условия $\frac{r}{x} = \text{const}$;

доказательство наиболее выгоднейшего распределения мощностей в сложных сетях, соответствующего минимуму потерь в сетях, с учетом экономических характеристик электростанций; метод расчета замкнутых сетей с несколькими напряжениями, причем приведены основные понятия о принципах управления распределением активных и реактивных мощностей в сложных сетях путем применения добавочных трансформаторов с поперечным и продольным регулированием напряжения.

Вместе с тем книга М. Д. Каменского не лишена некоторых недостатков, о которых говорится в рецензии В. М. Горнштейна¹. Однако нельзя согласиться с рядом его замечаний и с общим выводом рецензента в целом по рассматриваемой книге. Так, например, рецензент указывает, что «характеристики турбин всюду строятся в единицах расхода пара, а не тепла». Между тем в книге большинство характеристик построено как зависимости между полезной и подведенной мощностями (рис. 1, 2, 3, 4, 6, 7 и др.).

Рецензент, по нашему мнению, необоснованно критикует автора книги по вопросу резерва в системе. Так, сославшись на приведенную в § 24 фразу «... паровые турбины в большинстве случаев имеют наивысший к. п. д. при 80—85% своей полной мощности. Именно при таких мощностях (экономических) их всегда и стремятся держать в работе», рецензент делает вывод: «...что в связи с этим автоматически решается вопрос о возвращаемом резерве в системе». Подобный вывод рецензента совершенно не соответствует содержанию § 24 книги.

Вообще чрезвычайно важный и серьезный вопрос для народного хозяйства страны — о резервах в энергосистемах — не мог быть изложен автором иначе, чем это предлагается в директивных указаниях вышестоящих органов, на которые автор и ссылается. Претензии рецензента к автору по этому вопросу совершенно неосновательны.

Также не обоснованы критические замечания рецензента по вопросу определения понятия «Энергетическая система», данного автором книги.

В связи с непрерывным ростом централизованного теплоснабжения городов и крупных населенных пунктов от энергосистем выработка тепловой энергии и ее распределение являются в настоящее время характерным признаком для значительной части энергетических систем нашей страны. Поэтому, с нашей точки зрения, М. Д. Каменский вполне прав, введя в понятие «энергетической системы» также тепловые сети. Это же положение подтверждается тем, что в новом издании «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (1953 г.), в § 1 указывается: «Энергетическая система состоит из электростанций, линий электропередачи, подстанций и тепловых сетей, связанных в одно целое общностью режима и непрерывностью процесса производства и распределения электрической и тепловой энергии».

Ссылаясь на неудачную формулировку автора на стр. 155 (при анализе числового примера), рецензент подчеркивает, что при уменьшении активной мощности машины реактивная мощность ее увеличивается. Однако при этом рецензент не считает нужным упомянуть, что об этом свойстве синхронных машин весьма обстоятельно на нескольких страницах говорится в § 26 рассматриваемой книги.

Из замечаний В. М. Горнштейна существенными и подлежащими учету при последующем издании книги являются:

1. Замечание о необходимости более полного освещения вопроса о компенсации реактивных нагрузок энергосистем с увязкой этой проблемы с вопросом регулирования напряжения.

2. Замечание о необходимости уделения должного внимания вопросу регулирования частоты в энергосистемах.

3. Замечание, касающееся вопроса наиболее выгоднейшего распределения активных нагрузок между электростанциями.

Кроме того, желательно увеличить количество числовых примеров в книге.

Несмотря на отмеченные недостатки, книга М. Д. Каменского, по нашему мнению, является нужным учебным пособием для студентов энергетических специальностей вузов и может служить в то же время полезным пособием для инженеров-электриков в части общего ознакомления с вопросами расчетов и режимов работы энергосистем.

Инж. Б. А. Константинов
и канд. техн. наук С. Н. Никитосов

Первое издание книги М. Д. Каменского «Электрические системы», выпущенное в 1941 г., давно уже стало библиографической редкостью. Несомненной и значительной заслугой автора является то, что он первый сделал попытку создания синтетического курса, охватывающего комплекс технических и экономических вопросов работы электрических систем. При отсутствии традиций, программ и установившихся взглядов на содержание курса такая работа была трудной и безусловно полезной. Дальнейший выход в свет крупных монографий по отдельным вопросам работы систем (распределение нагрузок, расчет режимов и т. д.) не исключал целесообразности повторного издания книги. Например, вузовский курс нельзя строить только на основе монографий, необходимы и пособия синтетического характера.

Не охватывая всего многообразия вопросов работы энергосистем, книга освещает значительный комплекс существенно важных вопросов при весьма ограниченном объеме. В соответствии с этим объемом автор в ряде случаев излагает только основные положения, отсылая читателей к соответствующим первоисточникам, для чего дает подробную библиографию. Помимо изложения известных

¹ «Электрические станции», 1953, № 1.

положений, автор приводит оригинальный материал по вопросам расчета замкнутых сетей с разными напряжениями, принципиального распределения мощностей и др. Большое внимание уделено приоритету советской науки. Освещение этих вопросов отнюдь не носит декларативного характера: излагаются конкретные факты с соответствующими ссылками на работы советских исследователей. Книга написана ясным, доходчивым языком.

Рассматриваемая книга оставалась первой работой такого рода и при втором издании (капитальная работа И. М. Марковича появилась несколько позже). При таких условиях естественно, что некоторые положения М. Д. Каменского представляются дискуссионными.

Так, нельзя согласиться с утверждением, что расчет сети на минимум металла обеспечивает минимальные потери мощности. При таком расчете потери мощности меньше, чем в сети с проводами постоянного сечения, но больше, чем в сети, рассчитанной на постоянную плотность тока при одинаковых потерях напряжения. Например, для линии длиной l_0 , питающей ряд нагрузок, можно показать, что потери мощности при расчетах на минимум металла и на постоянство плотности тока соответственно имеют значения:

$$\Delta P_m = \frac{\Delta U_{ад}}{100 \sum l_i} \sum \frac{l_i s_i}{V P_i}$$

$$\Delta P_j = \frac{\Delta U_{ад} \sum l_i s_i}{100 \sum l_i \cos \varphi_i},$$

где $\Delta U_{ад}$ — допустимая потеря напряжения в активном сопротивлении линии, %.

Величины с индексом i характеризуют произвольный участок линии. Во всех случаях $\Delta P_m > \Delta P_j$.

Вряд ли можно считать целесообразным расчет на минимум металла в общепринятой форме для сетей 110 кВ. Такой расчет является решением задачи на условный минимум, причем ограничивающим условием является величина потери напряжения. В сетях рассматриваемого типа потеря напряжения может изменяться в широких пределах за счет хотя бы применения регулирующих устройств. При этом в принципе отпадает расчет на минимум металла в обычной форме. Если вместо потери напряжения применить какое-либо другое ограничивающее условие, то изменятся и условия минимума металла. Например, задаваясь некоторой потерей мощности, мы приходим в качестве условия минимума металла к постоянству плотности тока.

В некоторых местах книга недостаточно тщательно отредактирована. Так, на стр. 215 противопоставлены условия, при которых синхронный компенсатор дает опережающие токи и берет от сети отстающие. Между тем давать опережающие и брать отстающие токи — это равнозначные выражения, характеризующие работу недозабужденного компенсатора. Аналогичная неточность выражений имеется на стр. 219, где говорится о компенсаторах, посылающих в сеть опережающую мощность, когда речь идет о работе перевозбужденного синхронного двигателя.

Из текста стр. 177 можно сделать вывод, что для всех случаев, приведенных в табл. 12, потери напряжения одинаковы. В действительности это справедливо только для двух последних случаев.

В книге имеются невыправленные опечатки. Так, в числителе второго члена выражения для r_{al} на стр. 108 должно быть:

$$(r_1 - r_2) x_2 - (x_1 + x_2) r_1, \text{ а не } [(r_1 + r_2) x_2 + (x_1 - x_2) r_2].$$

В знаменателе выражения X.9а (стр. 152) пропущен знак корня. Последний член выражения XV.3 (стр. 219) должен иметь знак плюс, а не минус, и т. д.

Некоторые неточности книги отмечены в рецензии В. М. Горнштейна. Однако далеко не со всеми замечаниями рецензента можно полностью согласиться. В ряде случаев рецензент берет отдельные положения книги в отрыве от контекста и придает им достаточно произвольное толкование.

Так, на стр. 167 имеется указание об ограничениях, препятствующих иногда осуществлению наилучшего распределения нагрузок между электростанциями. Вряд

ли следовало расценивать это указание как дискредитацию самих методов расчета, подкрепляя такое утверждение не вполне точной цитатой.

В замечании по поводу § 12 рецензент совершенно правильно отмечает ухудшение показателей теплофикационных машин при пропуске пара через конденсатор, но не совсем понятно, в какой мере это относится к рассматриваемому параграфу, в котором говорится именно о той части электрической энергии, которая вырабатывается теплофикационным агрегатом в соответствии с тепловой нагрузкой.

Рецензент утверждает, что рекомендация о производстве ремонтов тепловых агрегатов в § 23 дана «без учета сезонных изменений нагрузки потребителей и мощности гидростанций». Между тем соответствующие оговорки в тексте имеются.

В рецензии имеются и другие неточности. Так, явным недоразумением является замечание по поводу стр. 226. Рецензент отмечает, что «для трансформаторов не допускаются повышенные напряжения, более чем на 5% от напряжения отключения, на котором трансформатор работает». Это совершенно верно в применении к первичному напряжению. Но на стр. 226 речь идет о вторичном напряжении повышающих трансформаторов. Последнее же не должно превышать при нагрузке номинального, т. е. напряжения основного вывода повышающих трансформаторов (см., например, В. С. Кондачян, Эксплуатация трансформаторов, стр. 96).

Недоразумением является также замечание рецензента по поводу фразы на стр. 155. Взятая неоторвано, а в разрезе всего изложения данного раздела фразы, несмотря на несколько неудачную редакцию, имеет тот смысл, что при ограниченности активной мощности отдельных электростанций, не позволяющей осуществить оптимальное распределение нагрузок в общей сети, будут ограничены также их реактивные мощности, что, конечно, справедливо. Вопрос же о влиянии уменьшения активной нагрузки генератора на его кажущуюся и реактивную мощность был изложен значительно ранее в § 26. Изложение этого параграфа дано с предельной ясностью и возражений вызвать не может. Повидимому, рецензент его просто не прочел.

Большое внимание рецензент уделяет вопросам терминологии и это, конечно, правильно. Однако термин «энергоснабжающая система», вообще говоря, является достаточно выразительным. Напрасно смущает рецензента то, что этим термином «функции снабжения как бы отдается предпочтение перед функцией производства и передачи энергии». Производство и передача энергии не являются самоцелью, а лишь средством для достижения цели. Целью работы систем является именно снабжение энергией. Термин «энергетическая система», являясь более распространенным и коротким, однако решительно ничего не выражает, кроме того, что речь идет об энергетике, а не о чем-то другом. Мы затруднились бы безоговорочно отдать предпочтение тому или иному термину.

Рецензент напрасно считает, что: «наличие тепловых сетей не является характерным признаком для энергетической системы как таковой...». Именно для советских энергосистем производство и распространение тепла являются весьма характерным признаком. Директивы XIX съезда КПСС по пятому пятилетнему плану предусматривают дальнейшее развитие теплофикации. Учет этого признака М. Д. Каменским является совершенно правильным. Это положение подтверждается последним изданием «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей», в § 1 которых указаны тепловые сети как элемент энергосистемы.

Книга М. Д. Каменского адресована, очевидно, не сравнительно узкому кругу лиц, специально работающих в области режимов систем. Для инженеров-электриков и студентов она будет несомненно полезна. Широкое и беспристрастное обсуждение ее достоинств и недостатков принесет пользу и автору и читателям.

Канд. техн. наук В. Г. Холмский

Книга М. Д. Каменского «Электрические системы» составлена как пособие для студентов энергетических вузов. В ней изложены методика экономического распределения нагрузок между турбоагрегатами электростанций, вопросы регулирования напряжения и частоты, определения потерь энергии и способы их снижения и т. д. В рецензии

В. М. Горнштейна на эту книгу дается ряд критических замечаний, часть которых можно рекомендовать автору учесть в последующей работе над книгой. Следует, однако, обратить внимание на ненужную тенденциозность рецензии, что книга никак не заслуживает. Нельзя, например, согласиться с утверждением рецензента о том, что гл. 10 создает у читателя ложное представление о неприменимости на практике описываемых в ней методов расчета наиболее выгодного распределения нагрузок между станциями. Приводимая цитата из этой главы искажена. По утверждению рецензента автор, якобы, делает вывод, что приводимые в книге расчеты распределения нагрузок нужны только для того, чтобы «дать возможность работникам групп режимов яснее представить себе, возможно ли применить на практике теоретические положения о наиболее выгодном распределении нагрузок». Автор формулирует этот вывод иначе: «Результаты расчетов важны главным образом потому, что они позволяют работникам диспетчерских пунктов и групп режимов яснее представить себе, возможно ли в том или ином случае применить на прак-

тике не вызывающие сомнения теоретические положения о наиболее выгодном распределении нагрузок».

Такое вольное обращение с текстом никак не соотносится с серьезной задачей составления рецензии на книгу, которая является первым опытом обобщенного изложения вопросов, касающихся режимной стороны работы энергосистем. Столь же предвзято и чрезмерно требовательно относится рецензент к отдельным высказываниям автора, приведенным в § 12, 23 и 24.

Поскольку основное назначение книги является служить учебником, от нее нельзя требовать очень детального освещения всех весьма сложных вопросов ведения режимов энергосистемы; для этого автор ссылается на многочисленную литературу.

Книгу следует считать полезной не только для студентов вузов, но также и для работников электроуправлений и проектных организаций, занимающихся вопросами режимов работы энергосистем.

Канд. техн. наук Б. Л. Айзенберг
и инж. Н. Г. Быков

ОТ РЕДАКЦИИ

Помещенные выше отзывы на книгу М. Д. Каменского содержат положительную оценку труда автора и существенно дополняют несколько одностороннюю рецензию В. М. Горнштейна.

В отзывах справедливо указывается на заслугу автора, который первый создал курс, включающий комплексное рассмотрение технических и экономических вопросов электрических систем. Эти вопросы изложены в простой и ясной форме при очень небольшом объеме. В книге дана сводка основных, наиболее важных работ советских инженеров и ученых по электрическим системам с многочисленными ссылками на литературу, что, несомненно, представляет значительный интерес как для студентов, так и для специалистов.

Отзывы вносят существенные поправки в некоторые замечания В. М. Горнштейна и в общую оценку книги. Следует все же отметить, что многие его критические замечания не получили опровержения. Важные дополнительные замечания содержатся в отзыве В. Г. Холмского.

Не со всеми возражениями на замечания В. М. Горнштейна можно полностью согласиться. Так, например,

представляется справедливым замечание рецензента о не правильности утверждения автора о том, что паровые турбины всегда стремятся держать нагруженными соответственно их экономическим мощностям. Такое стремление означало бы отказ от принципа распределения нагрузки по удельным приростам расхода топлива (отзыв Б. А. Константинова и С. Н. Никагосова).

Принимая во внимание поправку, вносимую Б. Л. Айзенбергом и Н. Г. Быковым в цитату, приведенную М. В. Горнштейном в искаженном виде, следует признать, что даже точная цитата не рассеивает недоумения, возникшего у рецензента.

Во многом справедливы указания рецензента на неточности терминологии в книге и на необходимость давать обоснования вводимым новым терминам, отличным от применяемых.

Редакция считает, что опубликованный материал в совокупности поможет читателям составить правильное суждение о полезной книге, имеющей, однако, некоторые неточности в изложении отдельных вопросов, и будет содействовать ее правильному использованию.



ПОПРАВКИ

В № 5 журнала „Электрические станции“ за 1953 г. в статье М. Д. Глейзера „Грзы в Средней Азии“ на стр. 43, левая колонка, 6 строку сверху следует читать „... рассматриваемой территории в значительной степени неравномерной. В от-“.

В той же колонке 7 строку снизу читать „... хождения высоковольтной линии в районе предгорий следует счита...“.

В № 6 журнала на стр. 55 в заметке М. Л. Таборского „О включении отборов проб насыщенного пара“ 5 строку читать: „На пароперепускных трубах чистого отсека установ...“.

В № 8 в статье М. А. Трубилова „О влиянии температуры пара на осевое давление в турбине“ на стр. 22, правая колонка, 15 строку текста следует читать: „... упорного подшипника ртутра низкого давления...“.



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 photographиями 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 photographия должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

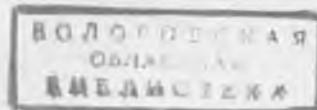
Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать отдельно, составив на них опись.

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, в конце должна иметь данные: полностью имя, отчество и фамилию автора, 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».



Цена 8 руб.