

124

# ЭЭ ЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

11



**ГОСЭНЕРГОИЗДАТ**

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

**1953**

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

# 11

НОЯБРЬ

1953

Орган Министерства электростанций  
и электропромышленности СССР

24-й ГОД ИЗДАНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — За дальнейшее снижение себестоимости электрической и тепловой энергии . . . . .	3
П. И. Киселев и А. М. Киселев — Некоторые вопросы усовершенствования шаровых барабанных мельниц . . . . .	6
В. Н. Веллер, Г. А. Киракосянц и Д. М. Левин — Реконструкция гидродинамической системы регулирования турбины АК-25-1 . . . . .	9
И. Т. Деев и К. М. Морозова — Результаты многократных кислотных промывок опытного конденсатора . . . . .	13
Л. Д. Берман — Выбор проходных сечений для пара при проектировании или реконструкции конденсатора . . . . .	16
Н. А. Виноградов — Расчет и наладка шайбовых дозаторов . . . . .	20
Н. И. Дунаевский и Е. П. Шубин — О режимах тэд в энергосистемах с мощными гидроэлектростанциями . . . . .	23
Л. В. Красильников — Выбор нелинейного сопротивления для повышения устойчивости работы возбuditеля синхронных генераторов . . . . .	26
А. А. Козьма и С. М. Филатов — Повышение надежности работы выключателей МКП-35 . . . . .	29
Г. В. Подковыров — О продольной дифференциальной защите генераторов . . . . .	32
В. В. Бургсдорф и Я. Л. Быховский — Дистанционный контроль гололедных нагрузок на линиях электропередачи . . . . .	35
М. А. Смирнов — Усиление приводов выключателей МКП-274 . . . . .	37
И. И. Прибылов — Распределительное устройство с реакторами на кабелях . . . . .	39

### ДИСКУССИЯ

О схеме электрических соединений в виде «четырехугольника» . . . . .	
А. А. Мартынюк и Т. П. Мусатов . . . . .	43
П. Г. Грудинский . . . . .	44
В. И. Лебедева . . . . .	46

### ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Е. И. Чулков — Новый способ изготовления шиповых экранов . . . . .	47
Я. В. Солодовник — Передвижная опалубка для бетонирования каналов и туннелей большого сечения . . . . .	48
С. Ф. Никольский — Лабораторный 200-т гидравлический пресс БКК-200 . . . . .	50

### ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

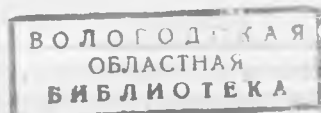
Д. С. Розин и М. П. Терновой — Ремонт облопачивания радиальной турбины . . . . .	51
А. Г. Рысс — Механизация загрузки складов мокрого хранения соли . . . . .	54
Л. М. Раузин — Определение места замыкания на корпус обмотки ротора турбогенератора . . . . .	54
И. В. Малхасьян — О водяном пожаротушении гидрогенераторов . . . . .	56
В. М. Калита — Быстрая замена мощных трансформаторов . . . . .	57
М. Д. Горенштейн — Повреждение стали мощного трансформатора . . . . .	57
А. С. Шакариков — Улучшение схемы автоматического включения резерва . . . . .	58

### ХРОНИКА

В Техническом управлении по электростанциям	
Об изменении п. 1 раздела I эксплуатационного циркуляра № 3/Э от апреля 1951 г. . . . .	59
О дальнейшем внедрении в промышленность синхронных электродвигателей и применении более простых схем их пуска . . . . .	59
<b>Моисей Вульфович Сафро</b> — некролог . . . . .	60

### КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

А. Н. Гончаров — Рецензия на книгу Я. Ф. Фитермана «Монтаж и ремонт гидротурбин» . . . . .	61
В. Е. Казанский — Рецензия на книгу И. Я. Гумина «Вторичные схемы электрических станций» . . . . .	62



**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:**

Н. М. Бондарев, П. Н. Владимиров, П. Г. Грудинский, К. Д. Лаврененко, 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. Чернявский, д. 2.**

**Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора К 4-44-10 и комм. К 0-32-80, доб. 3-01**

**Трудящиеся Советского Союза! Добивайтесь новых успехов в социалистическом соревновании за выполнение и перевыполнение пятого пятилетнего плана! Шире внедряйте в производство достижения науки, техники и передового опыта! Боритесь за новый мощный подвиг народного хозяйства СССР!**

*(Из Призывов ЦК КПСС к 36-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции)*

## **ЗА ДАЛЬНЕЙШЕЕ СНИЖЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Себестоимость электрической и тепловой энергии — важнейший качественный показатель работы энергетических систем, источник внутрипромышленных накоплений для расширенного социалистического воспроизводства и снижения цен.

Коммунистическая партия Советского Союза и Советское правительство на всех этапах строительства социализма в нашей стране уделяли и уделяют большое внимание вопросам снижения себестоимости продукции, бережливого и расчетливого ведения хозяйства, максимального снижения материальных, трудовых и денежных затрат на единицу продукции и повышения рентабельности производства.

В последние годы советские энергетики добились значительных успехов в деле систематического снижения себестоимости электрической и тепловой энергии. За 1949—1953 гг. себестоимость электрической и тепловой энергии в среднем по Министерству электростанций и электропромышленности снижалась ежегодно (в сопоставимых ценах) на 5%.

В 1952 г. была достигнута сверхплановая экономия от снижения себестоимости электрической и тепловой энергии в целом по Министерству в размере около 90 млн. руб. За первое полугодие 1953 г. себестоимость электрической энергии снижена в сравнении с соответствующим периодом 1952 г. на 7,6%, а себестоимость тепловой энергии — соответственно на 2,3%, в результате чего достигнута сверхплановая экономия в размере 125 млн. руб.

Систематическое снижение себестоимости электрической и тепловой энергии на энергопредприятиях отражает достигнутые в целом по Министерству успехи по улучшению использования производственных мощностей электростанций, снижению удельных расходов топлива и потерь в электросетях, росту производительности труда и снижению издержек производства на единицу мощности и единицу продукции.

Однако было бы неправильным не видеть за этими общими успехами ряда крупных недостатков в работе по снижению себестоимости энергии по отдельным энергоуправлениям и энергопредприятиям.

Снижение себестоимости энергии было бы значительно большим, если бы на каждом предприятии, в каждой энергосистеме вопросы снижения

себестоимости стояли в центре внимания хозяйственного и руководящего персонала.

Необходимо с полной категоричностью сказать, что указания товарища Г. М. Маленкова в его речи на V сессии Верховного Совета СССР о запущенности вопросов себестоимости на многих предприятиях и о необходимости коренного перелома внимания всех хозяйственных, партийных и советских органов к вопросам снижения себестоимости относятся полностью и к энергетике.

При систематическом из года в год снижении себестоимости электроэнергии фактический уровень ее в первом полугодии 1953 г. по Министерству на 10% выше уровня 1948 г. и на 25% выше уровня довоенного 1940 г., а себестоимость тепловой энергии превышает себестоимость 1948 г. на 36% и себестоимость 1940 г. — на 45%.

Энергопредприятия Министерства еще не решили задачи — в ближайшие годы перекрыть то увеличение себестоимости продукции, которое получилось в результате повышения цен на топливо, материалы и изменения железнодорожных тарифов.

За общими средними цифрами о снижении себестоимости по Министерству в целом есть немало отстающих электростанций и энергоуправлений, не выполнивших план по снижению себестоимости. Например, при общей сверхплановой экономии от снижения себестоимости за I полугодие 1953 г. в размере свыше 30 млн. руб. по Главюжэнерго в целом, ряд крупных электростанций главка — Сумгайтская тэц, Днепродзержинская, Криворожская, Штеровская, Шахтинская, Несветаевская, Сталинградская грэс, Грозненская тэц и др. — не выполнил плана по себестоимости за II квартал 1953 г.

Сверхплановая экономия от снижения себестоимости энергии за I полугодие составила по Главсевзапэнерго 34 млн. руб. Однако отдельные электростанции — грэс № 5 и тэц № 7 Ленэнерго, Саратовская грэс, Калининградская грэс № 2 и др. — не выполнили плана по себестоимости энергии. Исключительно высока себестоимость энергии на электростанциях Литовэнерго, Латвэнерго, Калининградэнерго, Белоруссэнерго, Кировэнерго — в 2—3 раза выше средней себестоимости по Министерству.

Повышенная себестоимость энергии в этих энергосистемах и принятые на ее базе высокие

отпускные цены на электрическую и тепловую энергию вызывают удорожание себестоимости продукции промышленности.

Не выполнили плана по себестоимости энергии Ярославская тэц, тэц № 11 Мосэнерго, Сызранская тэц, Новосибирская тэц № 3, Карагандинская грэс, Орская, Комсомольская тэц и др.

Центральной задачей руководящего персонала энергопредприятий являются обеспечение дальнейшего систематического снижения себестоимости энергии всеми энергоуправлениями, электростанциями и электросетями, выявление и мобилизация имеющихся резервов по сокращению издержек производства и повышению рентабельности производства.

Важнейшим резервом в деле снижения себестоимости энергии является сокращение топливной слагаемой себестоимости путем уменьшения удельных расходов топлива и снижения цены 1 т условного топлива.

За последние 4—5 лет удельные расходы топлива ежегодно снижались в среднем на 2,3%. За первое полугодие 1953 г. достигнута сверхплановая экономия большого количества топлива на сумму в несколько десятков миллионов рублей. Однако отдельные энергоуправления — Сталинградэнерго, Ростовэнерго, Чкаловэнерго и др. — допустили в первом и втором кварталах 1953 г. значительные пережоги топлива.

Большое количество электростанций — Несветаевская, Кураховская, Штеровская грэс, Каменская, Ярославская тэц, Калининская тэц № 4, Нижне-Туринская грэс и др. — не достигло еще проектной или расчетной нормы удельных расходов топлива.

Для обеспечения дальнейшего снижения удельных расходов топлива и соответственно сокращения топливной слагаемой себестоимости энергии необходимо резко сократить сроки наладки и освоения проектных норм удельных расходов топлива на вновь введенных и взводимых электростанциях, повысить использование теплофикационных мощностей электростанций, наладить рациональный режим работы оборудования и ликвидировать излишние потери топлива, пара и воды.

Наряду с сокращением удельных расходов топлива особое значение для снижения себестоимости энергии имеет борьба за удешевление стоимости топлива. Электрические станции должны потреблять наиболее дешевые виды топлива — штыбы, отходы от обогащения углей, бурые угли и другие виды низкосортного и дешевого топлива. Поэтому нельзя мириться с такими фактами, когда отдельные электростанции, запроектированные для работы на штыбах или бурых углях, работают на дорогом мазуте или газе.

Необходимо также в ближайшее время использовать больше дешевых сернистых мазутов на электростанциях Азэнерго, Севкавказэнерго и Краснодарэнерго взамен малосернистого мазута. ненормальным является такое положение, при котором ряд электростанций, построенных для сжигания на них местного топлива — торфа (Дубровская грэс, Ивановская тэц, Ярославская тэц и др.), фактически завозит торф на расстояние

100—200 км, что также приводит к удорожанию стоимости топлива.

Стоимость топлива должна полностью учитываться при решении вопроса о выборе площадки для строительства новых электростанций и расширения старых. Необходимо в ближайшее время увеличить сжигание более дешевых промышленных продуктов и бурых углей на электростанциях Кузбассэнерго, Новосибирскэнерго, Донбассэнерго, Омскэнерго и других энергосистем.

Важное значение для снижения стоимости топлива имеют полное его взвешивание, правильное определение веса тары и полная очистка вагонов. Необходимо ликвидировать удорожание стоимости топлива, вызываемое несорпадением данных по зольности и влажности угля и торфа между анализами лабораторий электростанций и государственных инспекций по качеству угля и торфа.

Борьба с самовозгоранием топлива и снижение потерь топлива на складах и при его перевозке должны также привести к удешевлению стоимости топлива.

Важное значение для снижения себестоимости энергии имеет сокращение расхода электроэнергии на собственные нужды и уменьшение потерь в сетях.

В первом полугодии 1953 г. многие энергосистемы — Донбассэнерго, Ростовэнерго, Сталинградэнерго, Яэнерго, Калининэнерго и др. — допустили удорожание себестоимости энергии из-за перерасхода электроэнергии на собственные производственные нужды электростанций. Главным инженером энергоуправлений и электростанций необходимо разработать и осуществить мероприятия по сокращению расхода электроэнергии на собственные нужды.

При общем систематическом сокращении потерь в электросетях в целом по Министерству отдельные энергосистемы — Калининградэнерго, Литовэнерго, Казахэнерго, Белоруссэнерго, Одессаэнерго, Львовский энергетический комбинат и др. — имеют удорожание себестоимости электроэнергии из-за повышенных потерь в электросетях. Снижение потерь в сетях должно явиться дополнительным источником для дальнейшего снижения себестоимости электроэнергии.

Одним из важнейших факторов снижения себестоимости энергии являются рост производительности труда и снижение составляющей заработной платы в себестоимости энергии. Численность персонала на 1 тыс. кВт установленной мощности за последние 3 года сократилась примерно на 25%. Однако на наших электростанциях имеются еще большие резервы для дальнейшего сокращения численности персонала. Например, на Ярославской тэц, имеющей значительно меньшую мощность, чем Новосибирская тэц № 3, численность персонала в 1,5 раза выше численности последней. На Сталиногорской грэс при значительно меньшем количестве котлов, чем на Зуевской грэс, численность персонала на 35% выше численности персонала Зуевской электростанции.

Назрела необходимость разработать типовые штаты эксплуатационного персонала для всех электростанций и добиться повышения удельного веса основного производственного персонала энер-

гопредприятий за счет сокращения вспомогательного.

Наряду с этим необходимы дальнейшее сокращение и удешевление административно-управленческого аппарата и сокращение удельного веса общестанционных и общесетевых расходов в себестоимости энергии.

Важным фактором в себестоимости энергии является амортизация. Однако в то время как все основные элементы себестоимости из года в год снижаются, составляющая амортизации в себестоимости энергии систематически растет.

Удельный вес амортизации в себестоимости электроэнергии составляет в настоящее время 16% против 11% в 1940 г. Рост амортизации обусловлен значительным увеличением стоимости основных фондов энергетики и наличием ряда недостатков в начислении амортизации на энергопредприятиях.

Существующие нормы амортизации энергооборудования были установлены еще в 1930 г., сильно устарели, не отражают действительного износа основных фондов, опыта эксплуатации передовых энергопредприятий и значительных сдвигов в технике. Необходимо пересмотреть действующие нормы амортизации и систему их начисления на энергопредприятиях.

Бережливое и расчетливое ведение хозяйства связано с максимальной экономией в расходовании материалов и запасных частей. Однако до настоящего времени не разработаны нормативы на расход материалов и запасных частей. Необходимо обратить внимание также на удешевление стоимости текущих ремонтов и услуг со стороны и сокращение прочих денежных расходов.

Ненормальным является существующее положение, при котором постоянные эксплуатационные расходы на 1 тыс. кВт установленной мощности тепловых электростанций в Мосэнерго и Ленэнерго намного превышают постоянные расходы на единицу мощности электростанций Главуралэнерго и Донбассэнерго.

Исключительно запущенным является состояние расчетов себестоимости электрической и тепловой энергии в проектных организациях для новых и расширяемых электростанций.

Вместо расчета себестоимости энергии на новых электростанциях, исходя из конкретных условий работы данной электростанции — рода топлива, расстояния его перевозки, потребной численности персонала для данной электростанции, расчета амортизации и эксплуатационных затрат, —

проектные организации, как правило, применяют в расчетах себестоимости средние отвлеченные данные и руководствуются старыми, зачастую неправильными, нормами. В результате проектная себестоимость энергии на новых или расширяемых электростанциях рассчитывается, зачастую неправильно и не может явиться одним из критериев для определения правильности и экономичности принятой в проекте схемы энергоснабжения района, выбора площадки и мощности электростанции.

Следует отметить, что при экспертизе и утверждении проектов вопросы себестоимости энергии часто не принимаются во внимание.

Необходимо перестроить работу проектных организаций по расчетам себестоимости энергии и приблизить их к конкретным условиям эксплуатации электростанций. Надо добиться такого положения, при котором величина проектной себестоимости на новых электростанциях являлась бы одним из главных критериев при рассмотрении перспективы развития энергосистем.

Необходимо помнить, что выполнение плана по себестоимости энергии обеспечивается работой всего коллектива предприятия, в первую очередь цехового персонала. Поэтому нужно всячески укреплять цеховой хозрасчет и организовать бригадный хозрасчет, всячески поощрять инициативу работников по сбережению топлива, электроэнергии, материалов и снижению издержек производства.

Необходимо также мобилизовать внимание инженерно-технических работников энергопредприятий к вопросам снижения себестоимости, обратив особое внимание диспетчеров, дежурных инженеров и начальников цехов на наиболее экономичное распределение нагрузок между электростанциями и между отдельными агрегатами.

Должен быть организован широкий обмен опытом по снижению себестоимости на лучших предприятиях, улучшена постановка инструктирования и обучения руководящих хозяйственных и инженерно-технических кадров по вопросам снижения себестоимости продукции.

Только дружными усилиями всего коллектива энергетиков по выполнению количественных и качественных показателей плана можно обеспечить выполнение директив XIX съезда партии о коренном улучшении работы по снижению себестоимости продукции, проведению режима экономии и повышению рентабельности производства.

□ □ □

***Рабочие и работницы, инженеры и техники электростанций и электропромышленности! Быстрее вводите в строй новые энергетические мощности! Увеличивайте производство электроэнергии, электротехнического и радиотехнического оборудования, а также товаров культурно-бытового назначения для населения!***

*(Из Призывов ЦК КПСС к 36-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции)*

**Трудящиеся Советского Союза! Неустанно повышайте производительность труда! Добивайтесь полного использования всех возможностей и резервов социалистического хозяйства! Улучшайте качество и снижайте себестоимость продукции!**

(Из Призывов ЦК КПСС к 36-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции)

## Некоторые вопросы усовершенствования шаровых барабанных мельниц

Канд. техн. наук П. И. Киселев и инж. А. М. Киселев

Шаровые барабанные мельницы получили самое широкое применение на наших электростанциях, но, несмотря на это, вопросам их усовершенствования с целью уменьшения износа металла и снижения удельных расходов электроэнергии на размол и транспорт пыли уделяется недостаточное внимание. В настоящей статье затрагиваются лишь некоторые вопросы этой большой проблемы.

### Потребляемая мощность

Мощность, потребляемая электродвигателем шаровой барабанной мельницы, обычно определяется уравнением по формуле ВТИ<sup>1</sup>:

$$P_m = P_{x.x} + k_m k_{6p} \frac{n}{\eta_2} DG_{ш} \text{ квт.} \quad (1)$$

При наличии в барабане угля коэффициент  $k_m$ , учитывающий свойства размалываемого угля, принимается для тощего угля равным 1,01—1,03. Подставив в уравнение (1) замеренную при испытании мельницы ШБМ 287/470 мощность холостого хода  $P_{x.x} = 39,6 \text{ квт}$ ,  $n = 22,5 \text{ об/мин}$ ,  $D = 2,87 \text{ м}$ ,  $G_{ш} = 6 \text{ тыс. кг}$ ,  $k_m = 1$  и приравняв  $P_m$

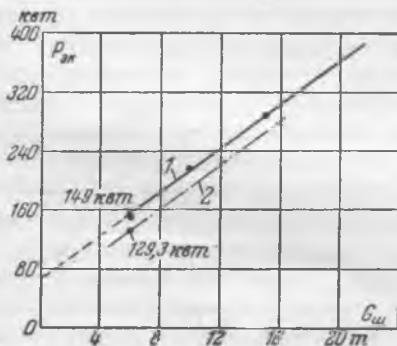


Рис. 1. Мощность, потребляемая электродвигателем шаровой барабанной мельницы 287/470 при размолу тощего угля в зависимости от веса шаровой загрузки.

1—шары с углем; 2—шары без угля.

затраченной при работе без угля мощности 129,3 квт (рис. 1), находим значение отношения двух неизвестных уравнения (1)  $k_{6p}/\eta_2 = 0,231$ . Подставив затем значение последней величины в уравнение (1), получим, что при работе мельницы с углем ( $P_m = 149 \text{ квт}$ )  $k_m = 1,22$ . Таким образом, принятое в уравнении (1) значение  $k_m$ , правильное для боль-

шой шаровой загрузки, для малой шаровой загрузки должно быть увеличено. Величина этого коэффициента зависит от количества угля в барабане. При малой шаровой загрузке количество угля в барабане увеличивается и соответственно требуется большая мощность на пересыпание угля в барабане. Не учитывается в явном виде влияние изменяющегося количества угля в барабане при изменении шаровой загрузки и в формуле ЦКТИ для мельниц со ступенчатой броней<sup>2</sup>:

$$P_m = \frac{1}{\eta_1 \eta_2} (0,151 D^3 L_6 \gamma_{ш}^u \varphi_{ш}^{1,3} n + 0,513 \mu G_6 d n) \text{ квт,} \quad (2)$$

где  $\eta_1$  и  $\eta_2$  — к. п. д. электродвигателя и механического привода;

$D_6$  и  $L_6$  — диаметр и длина барабана, м;

$\varphi_{ш}$  — коэффициент заполнения барабана шарами;

$n$  — скорость вращения барабана, об/мин;

$\mu$  — коэффициент трения в подшипниках цапф;

$d$  — диаметр подшипника, м;

$\gamma_{ш}^u$  — насыпной вес шаров,  $\text{т/м}^3$ .

В уравнении (2) обращает на себя внимание показатель степени при коэффициенте заполнения, больший единицы. Согласно этому уравнению повышение шаровой загрузки с  $\varphi_{ш} = 0,1$  до  $\varphi_{ш} = 0,2$ , т. е. в 2 раза, приведет к увеличению потребляемой мощности примерно в 2,5 раза, чему трудно найти объяснение. Как по уравнению (1), так и по уравнению (2) на вращение барабана без шаровой загрузки расходуется лишь мощность холостого хода.

На рис. 2 представлена схема процесса размола в барабане шарами. На схеме показаны две траектории падения шаров крайнего контура: от  $A_1$  до  $B_1$  — при нормальной скорости вращения и от  $A_2$  до  $B_2$  — при завышенной скорости вращения. В последнем случае происходит усиленный износ шаров и брони.

Если принять, что шары и уголь при работе мельницы равномерно перемешаны, то мощность, расходуемая на вращение барабана, имеющего неуравновешенный груз  $G_m + G_{ш}$ , может быть представлена следующим уравнением:

$$P_m = P_{x.x} + \frac{G_m + G_{ш}}{\eta_m \cdot 974} n R_m \sin \varphi_m \text{ квт,} \quad (3)$$

<sup>1</sup> А. Н. Лебедев, Пылеприготовление на электростанциях, Госэнергоиздат, 1949.

<sup>2</sup> Нормы расчета и проектирование пылеприготовительных установок, ЦКТИ, кн. 24, Машгиз, 1952.

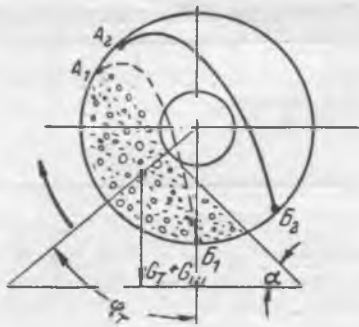


Рис. 2. Схема процесса размола в барабане шарами.

где  $R_m$  — радиус центра тяжести загрузки барабана, м;

$\varphi_m$  — угол между радиусом, проходящим через этот центр тяжести и вертикалью;

$G_m$  и  $G_{ш}$  — вес угля и шаров, кг.

По уравнению (3) затрачиваемая на вращение барабана мощность расходуется не только на преодоление холостого хода и пересыпание шаров, но и на пересыпание угля. Подставляя в уравнение (3) один раз  $P_m = 149 \text{ кВт}$  (работа с углем при  $G_{ш} = 6$  тыс. кг) и другой раз  $P_m = 129,3 \text{ кВт}$  (работа без угля при  $G_{ш} = 6$  тыс. кг), определяем неизвестные  $G_m$  и  $R_m \sin \varphi_m / \eta_g$ :

$$G_m = 1330 \text{ кг}; \quad R_m \sin \varphi_m / \eta_g = 0,647.$$

Если принять угол естественного откоса шароугольной загрузки  $\alpha = 45^\circ$  и заполнение барабана до горловины ( $\varphi_d = 27,3\%$ ;  $V_{зан} = 8,2 \text{ м}^3$ ), то из уравнения заполнения барабана

$$G_m = \gamma_{ш} \left( V_{зан} - \frac{G_{ш}}{7,85} \right) \text{ кг} \quad (4)$$

находим насыпной удельный вес топлива в барабане  $\gamma_m = 0,182 \text{ т/м}^3$ .

Подставляя в уравнение (3) экспериментально найденное значение  $P_m = 360 \text{ кВт}$  при  $G_{ш} = 20$  тыс. кг и  $G_m = 1020 \text{ кг}$ , получим  $R_m \sin \varphi_m / \eta_g = 0,660$ .

Таким образом, значение выражения  $R_m \sin \varphi_m / \eta_g$  остается близким к постоянной величине и может характеризовать работу данного барабана с данным углем. Так как значение  $\eta_g$  для данной установки является примерно постоянной величиной, то и  $R_m \sin \varphi_m \approx \text{const}$ . Последнее показывает, что при изменении шаровой загрузки положение центра тяжести шароугольной загрузки остается примерно постоянным. С увеличением скорости вращения и приближением ее к критической, а также при броне с крутыми передними половинами волн часть шароугольной загрузки будет совершать круговое движение с барабаном, и тогда центр тяжести будет перемещаться к центру барабана; затрачиваемая же мощность после определенного максимума будет уменьшаться.

Возможность применения уравнения (3) для других углей и других мельниц подлежит дальнейшей проверке.

\* М. А. Ефремов, П. И. Киселев и А. М. Киселев, Размол тощего угля с малой шаровой загрузкой, „Известия ВТИ“, 1952, № 9.

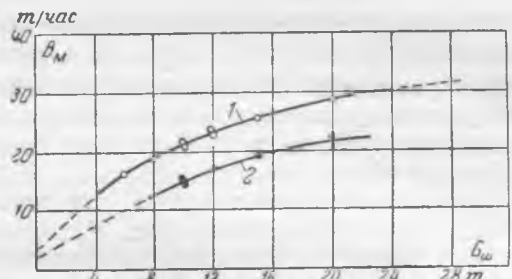


Рис. 3. Зависимость приведенной производительности мельницы от веса шаровой загрузки.

1 — уголь мануйловского месторождения ( $k_{40}=1,9$ ;  $R_{88}=20\%$ ); 2 — уголь булавинского месторождения ( $k_{40}=1,5$ ;  $R_{88}=10\%$ ).

Из рис. 1 видно, что продолжение прямой линии 1 изменения мощности электродвигателя при вращении барабана с шарами и углем пересекает ось ординат при  $P_m = 59 \text{ кВт}$ . Экспериментальное определение этой мощности „холостого хода с углем без шаров“ представляет большой теоретический и практический интерес.

### Зависимость производительности от веса шаровой загрузки

Из большого числа факторов, влияющих на производительность барабанно-шаровой мельницы, особое значение имеют величины шаровой и угольной загрузки и количество размалываемого угля (слой угля между шарами).

На рис. 3 представлена зависимость приведенной производительности мельницы для тощих углей от веса шаровой загрузки, а на рис. 4 — удельный расход электроэнергии на размол. Из рассмотрения этих данных видно, что каждая первая тонна шаров дает большую производительность, чем последующая, и что производительность мельницы даже при  $G_{ш} = 0$  не равняется нулю.

Вместо применяемого в настоящее время уравнения

$$B_m = a \cdot G_{ш}^c \text{ т/час}, \quad (5)$$

недостаточно удовлетворительно отражающего происходящий в барабане мельницы процесс, может быть предложено следующее уравнение:

$$B_m = bG_m^n + aG_{ш}^m \text{ т/час}. \quad (6)$$

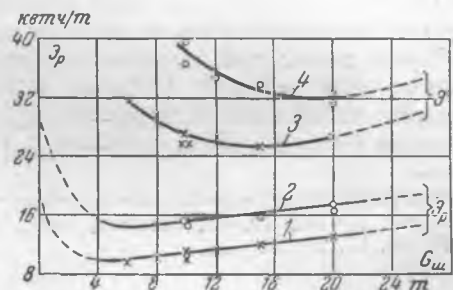


Рис. 4. Изменение удельного расхода электроэнергии на размол ( $\mathcal{E}_p$ ) и суммарного на размол и воздушный транспорт ( $\mathcal{E}$ ) от веса шаровой загрузки. 1 и 3 — мануйловский уголь ( $R_{88}=20\%$ ); 2 и 4 — булавинский уголь ( $R_{88}=10\%$ ).



Угли и тонкость помола	Тощий уголь	АШ	Челябинский уголь	Подмосковный уголь
	$R_{88} = 12\%$			

ШБМ 287/470;  $\varphi_0 = 0,1$ ;  $G_{ш} = 14,9 \text{ т}$ 

Производительность, $\text{т/час}$ . .	18,6	10,6	21,0	32,0
Потребляемая мощность, $\text{квт}$	288	288	288	288
Удельный расход, $\text{квтч/т}$ . .	15,5	27,2	13,7	9,0

ШБМ 250/390;  $\varphi_0 = 0,27$ ;  $G_{ш} = 25,3 \text{ т}$ 

Производительность, $\text{т/час}$ . .	18,6	10,6	21,0	32,0
Потребляемая мощность, $\text{квт}$	333	333	333	333
Удельный расход, $\text{квтч/т}$ . .	17,9	31,5	15,8	10,4

Поскольку барабан 287/470 с малой шаровой загрузкой работает более эффективно, для его привода можно установить электродвигатель меньшей мощности. Для шаровой загрузки 14,9 т достаточен электродвигатель 320 квт вместо 550 квт при шаровой загрузке 33 т. При этом мощность холостого хода мельницы 287/470 снизится до мощности холостого хода мельницы 250/390 и уменьшится на  $45 - 30 = 15 \text{ квт}$ .

Благодаря этому дополнительно уменьшится удельный расход электроэнергии на размол в мельнице 287/470 и общая экономия составит: при размолу тощего угля 3,2 квтч/т, при размолу АШ 5,7 квтч/т, при размолу челябинского угля 2,8 квтч/т и при размолу подмосковного угля 1,85 квтч/т.

Суммарный вес барабана 287/470 с 15 т шаров практически равен суммарному весу барабана 250/390 с 25 т шаров (43 и 45 т). Большей сложности изготовления ШБМ 287/470 могут быть противопоставлены: экономия электроэнергии на размол, составляющая, например, для тощего угля при 6 000 час. работы по 18 т/час около 345 000 квтч в год; ежегодная экономия 20—25 т металла шаров; уменьшенная на 60 квт мощность привода; резко уменьшенный износ брони барабана.

## Выводы

Дополнительный анализ результатов испытаний шаровых барабанных мельниц с малой шаровой загрузкой позволяет поставить вопрос о необходимости уточнения применяемых в настоящее время уравнений для определения мощности привода и производительности этих мельниц. В соответствии с действительным характером процесса размолу в барабане в расчетных формулах должна найти более полное отражение роль размалываемого материала.

Увеличение диаметров барабанов мельниц, существующих и намечаемых к изготовлению типовых размеров при практически тех же капитальных затратах позволит сэкономить значительное количество электроэнергии и резко уменьшить износ металла.

## ОТ РЕДАКЦИИ

Помещая в порядке обсуждения статью П. И. Киселева и А. М. Киселева, редакция обращается к читателям с просьбой высказаться на страницах журнала не только по вопросам, затронутым авторами статьи, но и по более широкому кругу задач, связанных с усовершенствованием шаровых барабанных мельниц, так как необходимость в этом давно уже назрела.



При отсутствии в барабане шаров производительность не равна нулю ( $B_m \neq 0$ ), а составляет какую-то величину (бесшаровую производительность), являющуюся результатом самоистирания и размола пересыпаемого в барабане угля. Так, например, бесшаровая производительность ШБМ 287/470 при размолу кизеловского угля достигает 3—4 т/час. Представленные на рис. 3 кривые с достаточной точностью отвечают следующим уравнениям:

для мануйловского тощего угля ( $R_{88} = 20\%$ )

$$B_m = 3 + 5,6 \sqrt{G_{ш}} \text{ т/час}; \quad (7)$$

для булавинского тощего угля ( $R_{88} = 10\%$ )

$$B_m = 2 + 4,3 \sqrt{G_{ш}} \text{ т/час}. \quad (8)$$

Применяемое в настоящее время уравнение (5), а также уравнение, рекомендуемое нормами ЦКТИ,

$$B_m = C \varphi^{0,6} \quad (9)$$

не отражают влияния на производительность количества размалываемого угля.

Проведенные испытания по размолу тощего угля с малой шаровой загрузкой показали, что увеличенное отношение количества топлива к шаровой загрузке  $G_m/G_{ш}$  не только понижает удельный расход электроэнергии, но и резко уменьшает износ шаров, т. е. процесс становится более эффективным в целом.

## Усовершенствование шаровых барабанных мельниц

Основным недостатком существующих конструкций шаровых барабанных мельниц является заниженное количество топлива в барабане, в результате чего работа барабана, особенно выходной его части, происходит при усиленном шаровом износе и неэкономично. О завышенной скорости вращения (в частности, мельницы 287/470) уже указывалось ранее.

Одна из возможностей усовершенствования работы ШБМ может быть показана на следующем конкретном примере.

Пусть необходимая производительность по пыли обеспечивается или ШБМ 287/470 с малой шаровой загрузкой или ШБМ 250/390 с нормальной шаровой загрузкой.

Воспользуемся данными норм ЦКТИ<sup>3</sup>. Результаты сравнения этих двух вариантов при размолу различных углей представлены в таблице.

Как видно из таблицы, во всех случаях удельный расход электроэнергии на размол для мельницы 250/390 выше: при размолу тощего угля на 2,4 квтч/т, при размолу АШ—на 4,3 квтч/т, при размолу челябинского угля—на 2,1 квтч/т и при размолу подмосковного угля—на 1,4 квтч/т.

<sup>3</sup> Нормы расчета и проектирования пылеприготовительных установок ЦКТИ, кн. 24, Машгиз, 1952, Расчетные графики РГ 16, 17, 20, 22.

# Реконструкция гидродинамической системы регулирования турбины АК-25-1

Канд. техн. наук В. Н. Веллер,  
инж. Г. А. Киракосянц и инж. Д. М. Левин

В 1944 г. Всесоюзным теплотехническим институтом был сдан в эксплуатацию первый образец гидродинамической системы регулирования, установленной на турбине мощностью 24 тыс. кВт типа АК-25-1\*. Затем такие же системы регулирования были установлены на ряде турбин этого же типа.

Длительный опыт эксплуатации и наладки гидродинамической системы регулирования на турбинах АК-25-1 показал, что с течением времени на ряде машин стали появляться качания нагрузки, для устранения которых приходилось проводить систематическую наладку системы регулирования.

Схема регулирования, осуществленная на турбинах АК-25-1, представляет собой схему с диагональной обратной связью, при которой действие

сервомотора на золотник осуществляется через пружину регулятора (рис. 1).

При такой схеме в случае заеданий в золотнике или регуляторе поршень сервомотора имеет возможность самопроизвольно перемещаться вверх или вниз соответственно растяжению пружины регулятора, требующемуся для преодоления силы трения, т. е. колебания нагрузки пропорциональны нечувствительности в золотнике или регуляторе.

В первоначальной схеме регулирования шток 1, передающий усилие регулятора 2, проходил внутри золотника 3 с относительно малым зазором и при малейшем соприкосновении штока с золотником возникала значительная сила трения. Кроме этого в данной схеме шарниры рычага 4 были сильно нагружены, и установленные в них шариковые подшипники с течением времени выработывались, что также приводило к увеличению нечувствительности в системе регулирования.

\* В. Н. Веллер, Гидродинамическая система регулирования паровых турбин, „Известия ВТИ“, 1946, № 1.

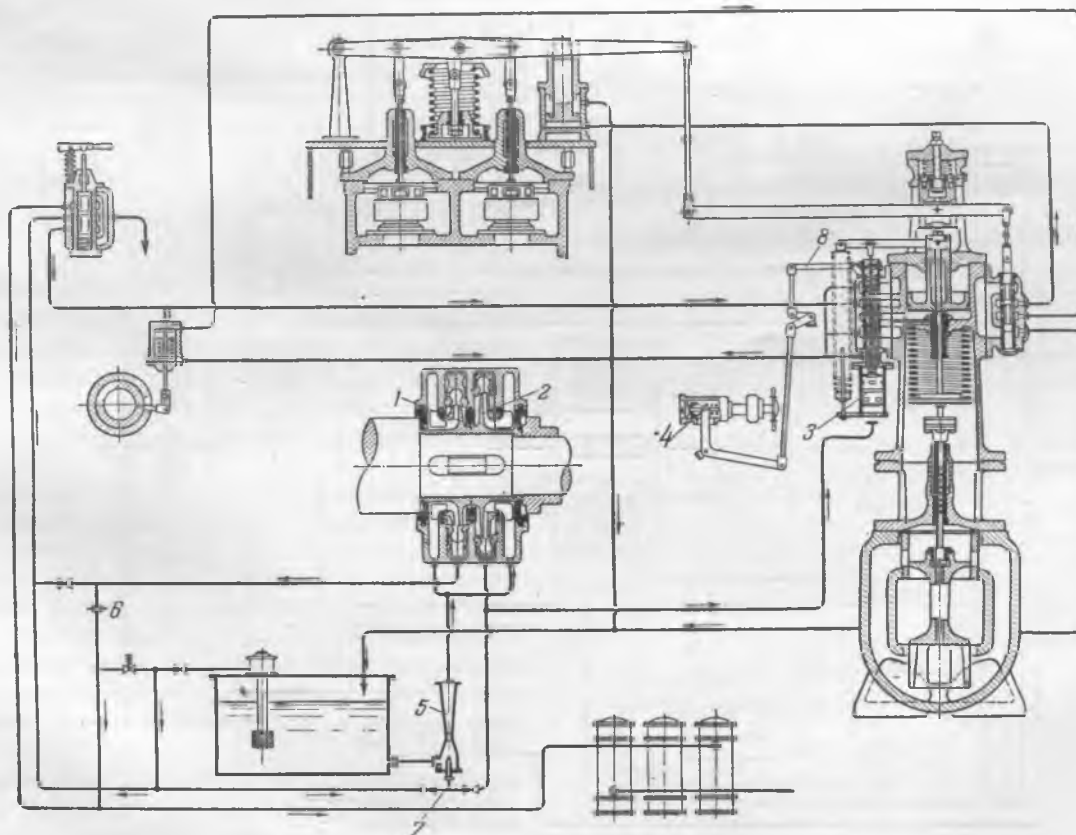


Рис. 1. Схема гидродинамического регулирования турбины АК-25-1 в первоначальном выполнении.

Эти недостатки в конструкции описываемого узла регулирования и привели к снижению надежности работы системы регулирования.

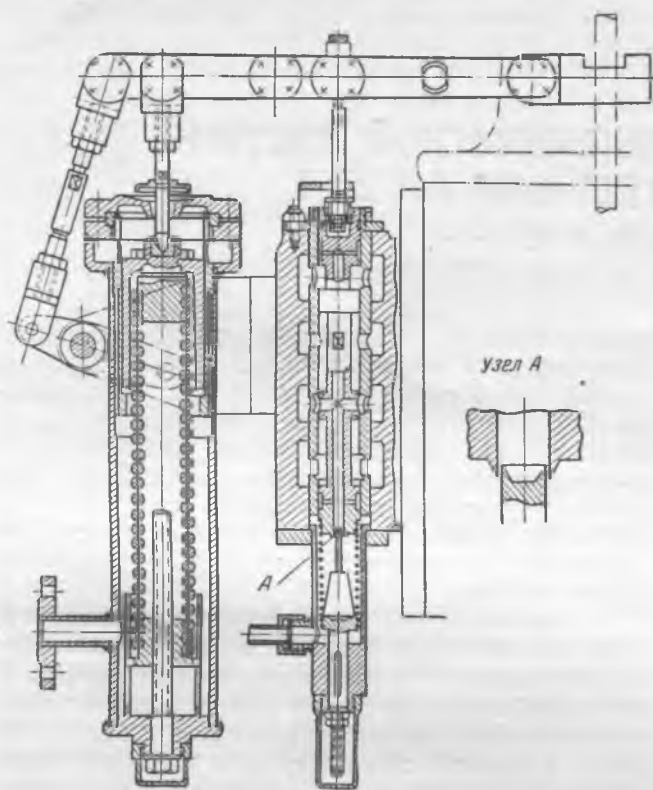


Рис. 2. Реконструированная часть системы регулирования.

В этой схеме не представлялось возможным заменить обычную конструкцию золотника на самоцентрирующуюся и избежать нагруженных шарниров, поэтому была проведена реконструкция регулирования<sup>1</sup>.

Реконструирована была только система рычагов, золотник и привод от синхронизатора. В новой схеме диагональная (гибкая) обратная связь заменена жестким выключателем, в результате чего удалось золотник выполнить самоцентрирующимся и разгрузить шарниры от больших усилий (больше чем в 10 раз).

На рис. 2 приведена реконструированная часть схемы. Поршень регулятора используется тот же, что и в прежней системе регулирования. Работоспособность (энергия) регулятора уменьшена почти в 3 раза (за счет уменьшения хода регулятора). Возможность уменьшения работоспособности регулятора без снижения качества регулирования обуславливается тем, что в новой схеме значительно снижена нагрузка шарниров и золотник выполнен самоцентрирующимся, что устранило причину появления нечувствительности.

При увеличении давления импульсного насоса (рис. 3) поршень регулятора 1 поднимается вверх, соответственно изменяя натяжение пружины регулятора. Перемещение поршня регулятора с помощью рычагов 2 и 3 передается золотнику 4, управляющему подводом масла под поршень сер-

<sup>1</sup> В проведении настоящей работы приняли участие, кроме авторов статьи, инженеры Пипко, Журавлева и канд. техн. наук Болобан.

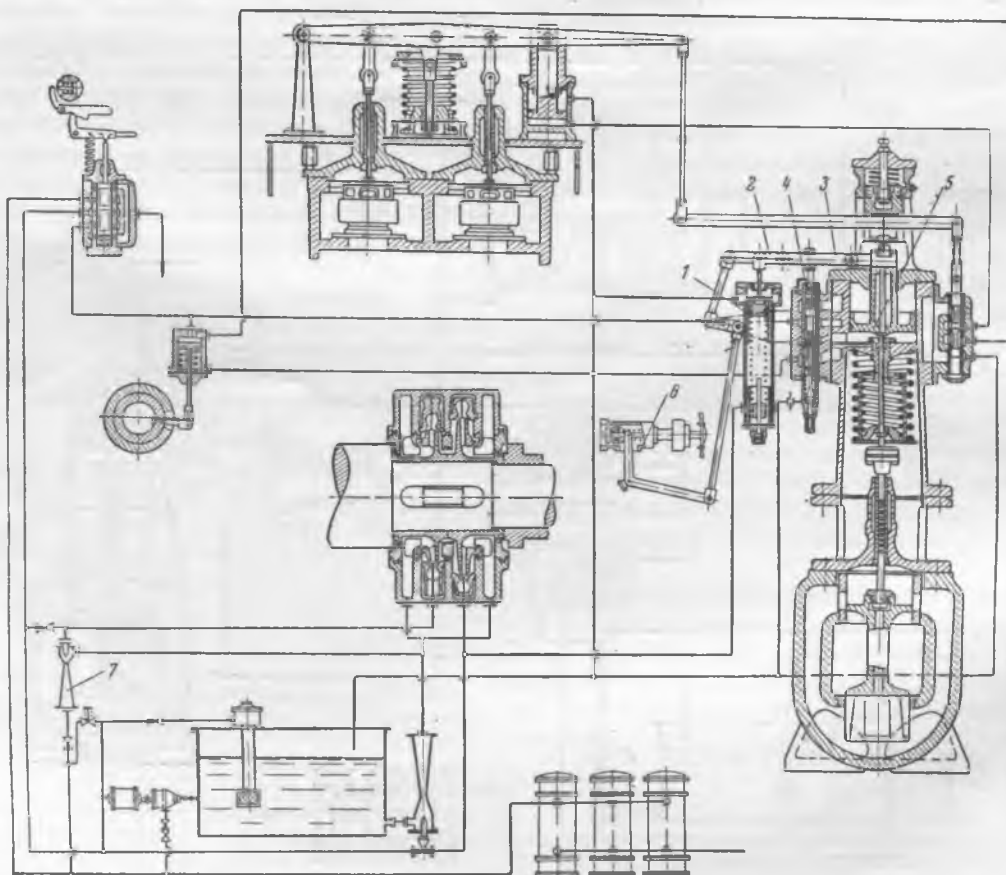


Рис. 3. Схема гидродинамического регулирования турбины АК-25-1 после реконструкции.

вомотора 5. Обратная связь осуществляется через рычаг 3.

Для увеличения нагрузки с помощью механизма управления 6 при неизменной скорости вращения левая опора рычага 6 смещается вверх. Рычаг 2 поворачивается вокруг точки крепления штока регулятора 1 и опускает золотник 4. Масло под давлением направляется в нижнюю полость сервомотора 5. Поршень сервомотора поднимается вверх, одновременно поднимается правый конец рычага обратной связи 3 и золотник 4 возвращается в среднее положение.

В отличие от первоначальной схемы, где изменение скорости вращения или нагрузки от руки осуществлялось перемещением буксы золотника, в новой схеме механизм управления воздействует непосредственно на рычаг подвески золотника. Это дало возможность установить в новой схеме предел ручного управления, равный удвоенной неравномерности. Последнее позволит набирать полную нагрузку при повышенной частоте и полностью разгружать машину при сниженной частоте.

Вследствие уменьшения работоспособности регулятора и увеличения влияния катаракта на работу регулирования (из-за перехода от диагональной связи к жесткому выключателю)<sup>2</sup> повышение скорости вращения при сбросе нагрузки увеличивается.

Для предотвращения чрезмерного повышения скорости вращения при сбросе полной нагрузки в схему регулирования введен астатический выключатель, так называемый ускоритель (см. рис. 2). Золотник подвешен к рычагу так, что он может смещаться относительно рычага вверх. Силовое замыкание между подвеской золотника и рычагом обуславливается натяжением пружины, прикрепленной к нижней части золотника, которая одновременно является и замыкающей для всех шарниров рычажной системы. Внутренняя полость золотника сообщается с нижней полостью сервомотора (рис. 4). Нижнее отверстие в золотнике перекрывается стержнем с зазором от 0,6 до 0,8 мм на диаметр. Масло, проходящее через зазор стержня, поступает в нижнюю полость, откуда сливается через дроссельную шайбу.

При частичных сбросах нагрузки, когда мгновенные изменения нагрузки невелики, золотник из среднего положения смещается на малую величину. При этом перекрыша в 2 мм, с которой стержень закрывает нижнее отверстие золотника, полностью не выбирается, и это отверстие остается закрытым.

При сбросе полной нагрузки золотник поднимается больше чем на 2 мм. При этом масло из-под поршня сервомотора направляется в нижнюю полость золотниковой буксы и в ней создается давление, равное давлению под поршнем сервомотора, которое, преодолевая натяжение пружины, выталкивает золотник вверх. Золотник, быстро открывая слив масла из-под поршня сервомотора, тем самым ускоряет движение поршня сервомотора.

При движении дроссельного клапана вниз давление под поршнем сервомотора и, следовательно,

но, под золотником падает до нуля, и золотник движется вниз под действием пружинки. Величина перекрыши в ускорителе устанавливается с помощью перемещения стержня ускорителя таким образом, чтобы ускоритель вступал в действие лишь при сбросах, больших, чем 18 тыс. квт.

Следует отметить, что во многих случаях при сбросах нагрузки увеличение давления в камере ускорителя не вызывает подбрасывания золотника, как это описано выше. Тем не менее, увеличение давления в полости ускорителя разгружает пружину регулятора и тем увеличивает подъем золотника. Характер работы ускорителя определяется величиной перекрыши стержня ускорителя, натягом замыкающей пружины, а также подъемом клапана в момент сброса. Как показали сравнительные испытания, повышение давления в камере ускорителя на 0,5—0,7 ати даже и без подбрасывания золотника вызывает уменьшение заброса скорости вращения на 50—60 об/мин.

На рис. 4 показана (вверху) осциллограмма записи переходного процесса во время сброса полной нагрузки на турбине АК-25-1 при включенном ускорителе.

Одновременно с основной реконструкцией системы регулирования на всех турбинах было проведено мероприятие по усовершенствованию схемы маслоснабжения, приводящее к повышению надежности работы регулирования и несколько снижающее расход мощности. Это мероприятие заключается в том, что вместо дроссельной шайбы на подводе масла в линию смазки устанавливается дополнительный инжектор 7 (см. рис. 3).

В первоначальной схеме все необходимое количество масла на смазку подавалось рабочим насосом, и в дроссельной шайбе давление масла

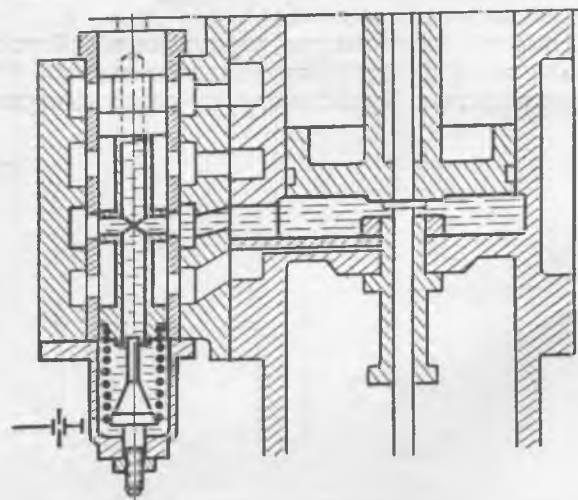
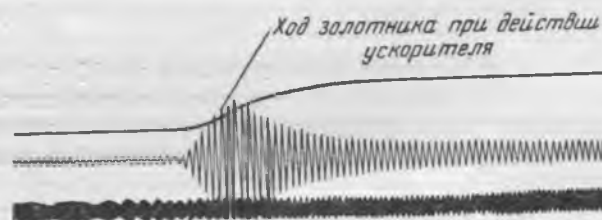


Рис. 4. Астатический ускоритель.

<sup>2</sup> В. Н. Веллер и Г. А. Киракосянц, Регулирование с гибкой обратной связью, «Известия ВТИ», 1947, № 10.

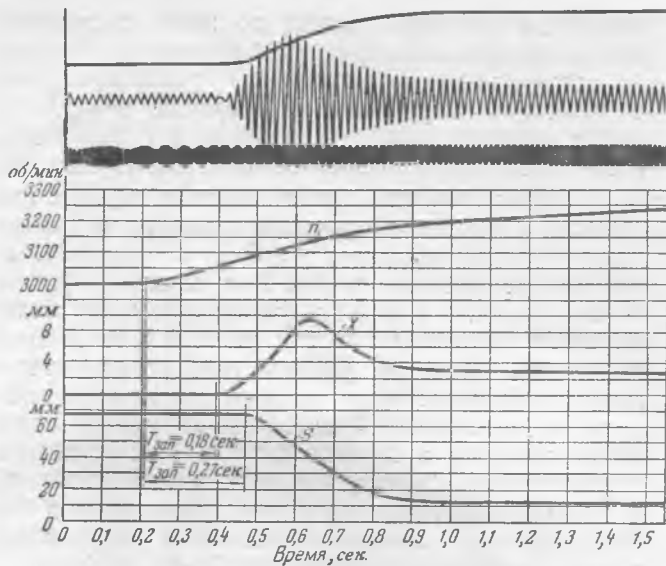


Рис. 5. Оциллограмма сброса полной нагрузки на турбине АК-25-1.  
*n* — скорость вращения; *X* — ход золотника; *S* — ход клапана.

снижалось от 3,5 до 0,7 *ати*. В новой схеме тот же перепад давления срабатывает в сопле второго инжектора, который подсасывает дополнительное количество масла из напорной линии первого инжектора (см. рис. 3). При такой схеме рабочий насос подает масло только в сопло второго инжектора, что составляет примерно половину прежней подачи. Благодаря снижению производительности рабочего насоса повышается создаваемый им напор, что приводит к повышению запаса по давлению на регулирование. Последнее имеет большое значение для работы турбины при пониженной частоте. Установка на турбине инжектора смазки вместо дроссельной шайбы повысила давление в линии регулирования от 0,5 до 1,0 *ати*.

Опыт проведения реконструкции на 12 турбинах АК-25-1 показывает, что система гидродинамического регулирования после реконструкции является простой в наладке и надежной в эксплуатации.

Испытания регулирования, проведенные на турбинах после реконструкции, показали, что степень неравномерности регулирования колеблется от 5 до 8% в зависимости от полного подъема дроссельного клапана.

Проверка системы регулирования в работе показала, что регулирование обладает высокой чувствительностью. Турбогенератор легко синхрони-

зируется. Нагрузка держится устойчиво. Турбина четко управляется со щита и машинистом. В параллельной работе регулирование отзывается на колебания частоты в сети в соответствии со степенью неравномерности.

Для проверки работы регулирования при сбросе нагрузки были проведены динамические испытания с записью переходных процессов при сбросах полной и частичных нагрузок.

На рис. 5 показана оциллограмма сброса полной нагрузки, произведенного на одной турбине АК-25-1.

Запись переходных процессов производилась с помощью шлейфного осциллографа. Один из шлейфов записывал скорость вращения, измеренную с помощью фотоэлектрического датчика<sup>3</sup>, второй шлейф — перемещение золотника, измеренное с помощью индукционного датчика, третий шлейф — перемещение поршня сервомотора дроссельного клапана, измеренное с помощью реохорда.

Наибольшее отклонение скорости вращения от номинальной в данном случае составило 260 об/мин при степени неравномерности  $\delta = 7,5\%$ .

Приведенные результаты испытания показывают, что, несмотря на большой подъем дроссельного клапана на данной турбине (75 мм против обычного ~60 мм), регулирование удержало сброс полной нагрузки, что подтверждает быстрое действие регулирующей системы. Как видно из приведенной оциллограммы, золотник начинает двигаться через 0,18 сек. с момента сброса и соответственно — начала повышения скорости вращения. Такое запаздывание движения золотника, как установлено специально проведенными опытами на стенде, объясняется запаздыванием импульса за счет конечного времени распространения давления по маслопроводу и зависит от длины трубы, идущей от импульсного насоса к регулятору.

Результаты испытаний на других машинах АК-25-1 показывают, что регулирование легко справляется со сбросом полной нагрузки.

Динамический заброс скорости вращения составляет 30—50 об/мин. Максимальное повышение скорости вращения при сбросе полной нагрузки в зависимости от степени неравномерности составляет от 190 до 270 об/мин.

<sup>3</sup> Измерение скорости вращения производилось по новой схеме, разработанной инж. И. И. Сундуковым.



# Результаты многократных кислотных промывок опытного конденсатора

Инж. И. Т. Деев и инж. К. М. Морозова

На одной из уральских электростанций интенсивное образование отложений в трубках конденсаторов турбин со стороны охлаждающей воды приводит к резкому ухудшению вакуума со снижением нагрузок на турбогенераторах. Конденсаторы турбин четырехкамерные, двухходовые. Трубки конденсатора выполнены из латуни ЛО-70-1. Установлено, что при толщине слоя отложений в 2 мм вакуум снижается на 2—2,5%. Для поддержания нормального вакуума трубки конденсаторов очищают механическим способом (металлическими ершами вручную) через каждые 1—1,5 мес. Износ конденсаторных трубок при установленном способе очистки незначительный, так как срок службы латунных трубок составляет не менее 15 лет.

Обычная толщина слоя отложений составляет перед очисткой 1,5—2 мм. Слой отложений толщиной 0,2—0,3 мм, прилегающей к металлу, твердый, пористый и не счищается волосяной щеткой. Остальная часть отложений (по толщине слоя) имеет илистое строение и хорошо счищается волосяной щеткой.

Отложения состоят из окислов железа, алюминия, кремния и органических веществ:

Потери при прокаливании . . . . .	42,2%	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> . . . . .	12,5%
SiO <sub>2</sub> . . . . .	3,4%	CaO . . . . .	0,3%
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> . . . . .	38,2%	SO <sub>3</sub> . . . . .	3,1%
		MgO . . . . .	следы

Для охлаждения конденсаторов используется речная вода. Солевой состав воды, отобранной в разное время года, приведен в таблице.

	Жесткость, мг-экв/л	Общая щелочность, мг-экв/л	Плотный остаток, мг/л	Взвешенные частицы, мг/л	Потери при прокаливании, мг/л	R <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , мг/л	CaO, мг/л	MgO, мг/л	SiO <sub>2</sub> , мг/л	SO <sub>3</sub> , мг/л	Cl, мг/л
Минимум	0,57	0,10	34,1	Нет	2,8	0,8	17,8	1,2	3,2	14,9	2,4
Максимум	1,67	0,70	109,8	67,2	27,6	18,4	36,0	8,8	16,8	38,2	4,7

Очистка конденсаторов ершами дает хорошие результаты в части повышения вакуума (вакуум повышается с 94 до 96%), но является трудоемкой и длительной операцией.

Хлорирование охлаждающей воды не дало положительных результатов в отношении предотвращения образования отложений. В 1949 г. Химическая служба районного управления совместно с химической лабораторией и турбинным цехом электростанции<sup>1</sup> провели кислотную промывку

ку одного конденсатора 3%-ным раствором соляной кислоты, содержащей замедлитель коррозии ПБ-5 во время остановки турбины и второго конденсатора во время работы. При очистке первой половины нагрузка конденсатора была снижена на 50%. Вторую половину конденсатора промывали при полной нагрузке машины.

Промывку проводили по схеме бак — насос — конденсатор — бак (рис. 1). Температуру промывочного раствора поддерживали в пределах 40—50°С. Длительность промывки составила 2 часа. На промывку одного конденсатора площадью 1 600 м<sup>2</sup> было израсходовано 3,7 т 22%-ной соляной кислоты, содержащей замедлитель ПБ-5. После кислотной очистки вакуум в конденсаторе повысился на 2%.

В том же году на электростанции было успешно проведено еще несколько очисток работающих конденсаторов. Однако от систематических кислотных промывок пришлось воздержаться, так как не было ясности о влиянии промывок на состояние металла трубок.

Чтобы проверить состояние металла при многократном действии на него кислоты, были проведены эксперименты в лабораторных условиях на образцах, вырезанных из трубок работающего конденсатора, а также на опытном конденсаторе — стенде, где были созданы условия, близкие к промышленным.

Сначала были проведены опыты в лабораторных условиях, где было установлено следующее:

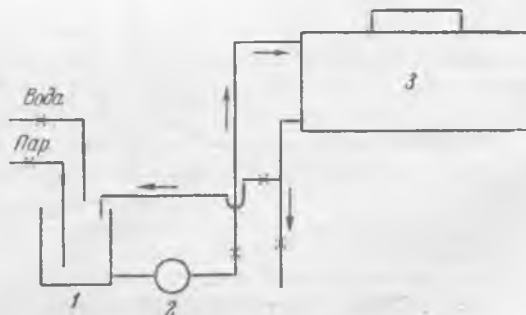


Рис. 1. Схема промывки конденсатора турбины. 1 — бак; 2 — насос; 3 — конденсатор.

<sup>1</sup> Начальник химического цеха И. И. Макиров и начальник турбинного цеха Н. Г. Шевелев.

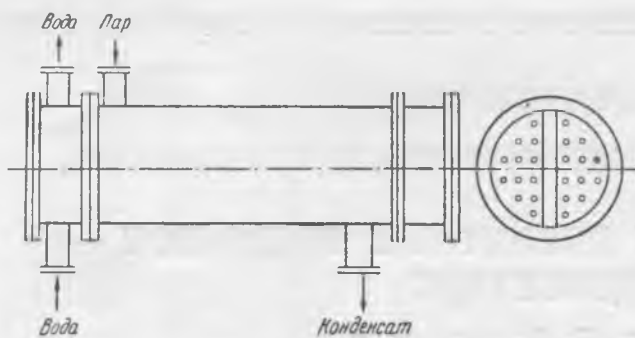


Рис. 2. Схема стэнда.

1) наиболее активным реагентом для удаления данных отложений является 3—5%-ная соляная кислота;

2) отложения удаляются эффективно при температуре 45—55° С;

3) металл — латунь марок ЛО-70-1 и Л-68 корродирует равномерно по всей поверхности;

4) скорость коррозии, выраженная в весовых единицах, составляет 1,9 г/м<sup>2</sup>/час, что в пересчете на проницаемость составляет 0,00024 мм/час.

Последнее показывает, что разрушение металла ничтожно мало. Однако это требовало проверки в условиях, близких к промышленным, что и было выполнено на стэнде-конденсаторе.

Особенный интерес представляло выяснить состояние металла в вальцовочных соединениях при многократном действии на него кислотного промывочного раствора. Опытный стэнд был выполнен по типу промышленного конденсатора (рис. 2), в нем было развальцовано 32 трубки из латуни марки Л-68 длиной по 3 м, диаметром 22 × 0,5 мм.

Стэнд работал по схеме, показанной на рис. 3.

Пар в междурубное пространство стэнда 1 поступал из сепаратора 2 (перед турбиной) по трубе 3. По трубкам поступала охлаждающая речная вода. Температура пара на входе поддерживалась около 40° С, а конденсата на выходе около 12° С.

Предполагалось проводить промывки опытного стэнда соляной кислотой через каждые 15 дней,

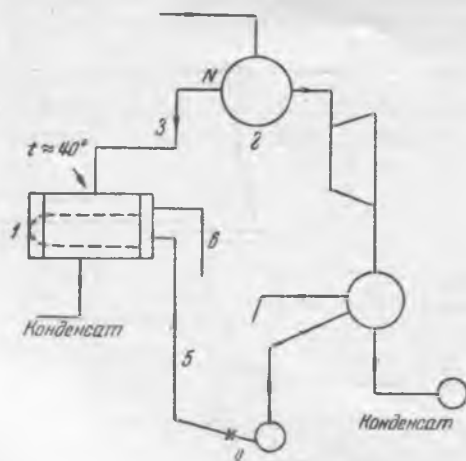


Рис. 3. Схема работы опытного стэнда.  
1 — опытный стэнд; 2 — сепаратор; 3 — паропровод; 4 — коллектор охлаждающей воды; 5 — линия поступления охлаждающей воды; 6 — выход охлаждающей воды.

но по техническим причинам эти сроки не выдерживались.

Были периоды, когда стэнд промывали через 30 дней, тогда последующие промывки проводили уже через 5—7 дней. Длительность каждой промывки составляла 30 мин. Во время промывки определяли через каждые 5 мин. крепость кислоты. После каждой промывки опытный конденсатор подвергали осмотру.

Через 6, 12, 16, 22 и 25 промывок из стэнда вынимали по одной трубе, которую разрезали вдоль и исследовали макро- и микроструктуру поверхности металла.

Особое внимание было обращено на вальцовочные участки трубок.

После каждого цикла кислотных промывок трубки испытывали на хрупкость металла пробой на гиб. Для этого вырезанные из трубок пластины размером 55 × 8 мм зажимались в слесарные тиски и перегибались в одну и в другую стороны, как показано стрелкой на схеме (рис. 4). За единицу принимали гиб на 90°; участки стенки трубки, входящие в вальцовочное соединение, на гиб не испытывали.

Исследование трубок после промывок показало следующее:

1. После 6 промывок, т. е. 3 час. контакта с кислотой, каких-либо дефектов на поверхности и в месте вальцовки не было обнаружено. Цвет поверхности металла почти не изменился. Толщина стенки осталась прежней, т. е. 1 мм. Проба на гиб изменений в металле не показала.

2. После 12 промывок, т. е. 6 час. контакта с кислотой, толщина стенки трубки осталась без изменения, поверхность стала шероховатой, желтого цвета. Коррозии в виде обесцинкования или язвин не было обнаружено. Изменений в микроструктуре также не было. Проба на гиб изменений в металле не показала.

3. После 16 промывок, т. е. 8 час. контакта с кислотой, толщина стенки трубки оказалась равной 0,9 мм, т. е. уменьшилась на 0,1 мм. В остальном состоянии трубки осталось таким же, как и после 12 промывок.

4. После 22 промывок, т. е. 11 час. контакта с кислотой, толщина стенки трубки была равна 0,9 мм, т. е. осталась такой же, как и после 16 промывок. Поверхность стенки стала шероховатой, желтого цвета. Около места вальцовки появилась коррозия в виде обесцинкованных пятен красного цвета. Проба на гиб изменений в металле не показала.

5. После 25 промывок, т. е. 12,5 час. контакта с кислотой, толщина стенки трубки получилась равной 0,8 мм. Поверхность трубки стала шероховатой, желтого цвета. Около места вальцовки по обесцинкованным пятнам появились коррозионные язвы. Обесцинкование появилось в вальцовочном соединении. Проба на гиб изменений в металле не показала.

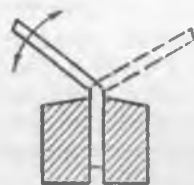


Рис. 4. Схема испытания на гиб.

На рис. 5 графически представлены утонение стенки трубки и величина потери веса в зависимости от числа кислотных промывок. Резкий скачок в потере веса

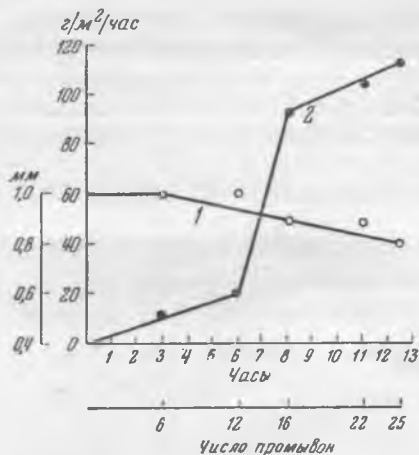


Рис. 5. Утонения стенки трубки (кривая 1) и величина потери веса (кривая 2).

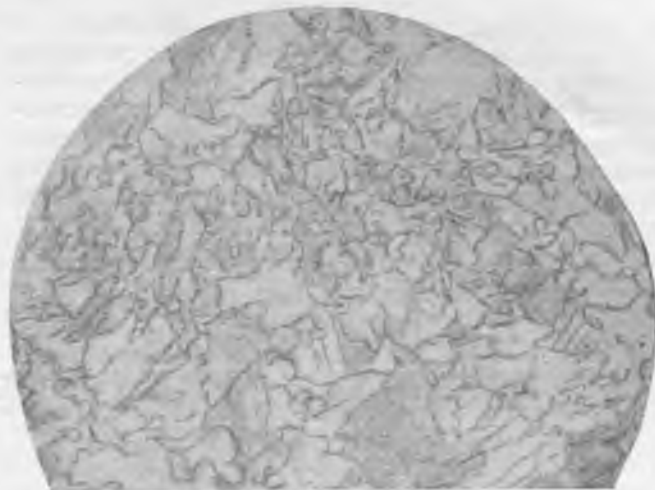


Рис. 7. Микроструктура металла трубки после 25 кислотных промывок.  $\times 230$ .



Рис. 6. Микроструктура металла новой трубки.  $\times 230$ .



Рис. 8. Поверхность трубки под обесцинкованной пленкой после 22 кислотных промывок.  $\times 100$ .

металла между 12-й и 16-й промывками объясняется возможно тем, что промежутки между промывками в этот период были сокращены до 5 дней вместо обычных 15—18 дней. В результате этого защитный слой пленки латуни, повидимому, был недостаточен, и металл легче подвергнулся действию кислоты.

На рис. 6 показана структура металла новой трубки, а на рис. 7 — структура металла после 25 промывок. В обоих случаях структура однофазная мелкозернистая, соответствует латуни Л-68.

На рис. 8 показана кромка поверхности трубки со стороны охлаждающей воды после 22 промывок. Шлиф взят по месту вальцовки в участке, где образовалась коррозия в виде обесцинкования поверхности: Обесцинкованного участка на фотографии не видно, так как он очень легко разрушается при изготовлении микрошлифа.

Неповрежденная поверхность над обесцинкованным участком пленки свидетельствует, что коррозия в глубь металла в виде язвин не проникла. Это отчетливо видно на рис. 8.

Следы коррозионных язвин на трубках по месту вальцовки были обнаружены после 25-й промывки.

## Выводы

1. Значительная коррозия латуни трубок появилась при испытании их на стенде после 22-й промывки, т. е. через 11 час. действия ингибированной соляной кислоты<sup>1</sup>.

2. Характер коррозии трубок равномерный, протекает в поверхностном слое, и только в местах вальцовки наблюдается интенсивная коррозия с явным обесцинкованием латуни. Последнее, повидимому, объясняется тем обстоятельством, что в местах вальцовки латунных трубок получилась сильная деформация металла.

3. Интенсивность растворения в 3%-ной ингибированной соляной кислоте латуни марки Л-68

<sup>1</sup> Данные, полученные авторами, свидетельствуют о том, что коррозия конденсаторных трубок появляется после 20—22 получасовых кислотных промывок, но так как обычно длительность промывки конденсатора составляет вместе с заполнением не менее 2—3 час., то число промывок, исходя из полученных результатов, должно быть ограничено 4—5. Р е д.



в полупромышленных условиях примерно в 110 раз больше, чем в лабораторных условиях (0,00024 мм/час и 0,066 мм/час). Это можно объяснить тем, что, с одной стороны, трубки на стенде претерпевали механические и тепловые напряжения, с другой стороны, промывка их иногда протекала через короткие промежутки времени, когда в течение рабочего времени на трубках еще не успевал образоваться достаточный защитный слой окисной пленки.

4. Проба на хрупкость латунной трубки после 25 промывок никаких изменений в трубках не показала.

5. Трубные доски, изготовленные из котельной стали, после 25 кислотных промывок изменений не имели.

6. Результаты стендовых опытов были использованы для разработки рекомендации по кислотным промывкам конденсаторов на вышеупомянутой электростанции.



## Выбор проходных сечений для пара при проектировании или реконструкции конденсатора

Доктор техн. наук Л. Д. Берман

Среди различных условий, которые должны быть соблюдены при проектировании или реконструкции конденсатора, важным является требование, чтобы скорости пара во входном сечении трубного пучка и в оставляемых в трубном пучке проходах для пара не выходили бы за некоторые допустимые пределы. По вопросу о выборе с учетом этого требования проходных сечений для пара в трубном пучке конденсатора в литературе нет никаких указаний. Вследствие этого при реконструкции, а также и при проектировании конденсаторов эти сечения выбираются иногда недостаточными, что снижает эффективность использования поверхности охлаждения, а следовательно, приводит к снижению вакуума.

Объем (объемный расход) отработавшего пара, поступающего в конденсатор, является наибольшим со стороны входа в трубный пучок и уменьшается по мере конденсации пара в пучке. Так как даже при суживающемся по ходу потока трубном пучке уменьшение живого сечения, как правило, оказывается много меньшим, чем умень-

шение объема пара, скорость пара также оказывается наибольшей со стороны входа в пучок, а затем уменьшается. Важность ограничения наибольшей скорости пара обуславливается тем, что падение давления пара при входе в трубный пучок, достигающее при значительной его скорости 2—3 мм рт. ст. и составляющее заметную долю низкого абсолютного давления в конденсаторе, вызывает и соответствующее понижение температуры пара (рис. 1). Восстановление давления пара в результате уменьшения его скорости не меняет существенно картины, так как оно заметно меньше безвозвратного падения давления. Поэтому при больших начальных скоростях пара вакуум ухудшается в результате как повышенного парового сопротивления конденсатора, так и пониженной против расчетной разности температур пара и охлаждающей воды.

Большие скорости пара в сквозных и «тупиковых» проходах, устраивающихся с целью улучшения использования поверхности охлаждения и догрева конденсата до температуры насыщения отработавшего пара, также увеличивают паровое сопротивление и снижают температуру пара и, кроме того, вызывают неравномерное распределение поступающего в трубный пучок пара. Отличием в этом случае является, однако, то, что в проходах безвозвратное падение давления меньше, а восстановление давления при уменьшении скорости, вызванном поступлением пара из прохода в трубный пучок, — относительно больше, чем в трубном пучке, вследствие чего в проходах могут быть допущены несколько большие скорости пара.

Сложность гидродинамических условий в конденсаторе не позволяет установить расчетным путем распределение поступающего в трубный пучок пара, а следовательно, и распределение его скоростей. Поэтому в практике работ ВТИ была принята описываемая ниже методика проверки отдельных сечений по величине средней «расчетной» скорости пара в них и на основе анализа результатов опытов и подсчетов были установлены при-

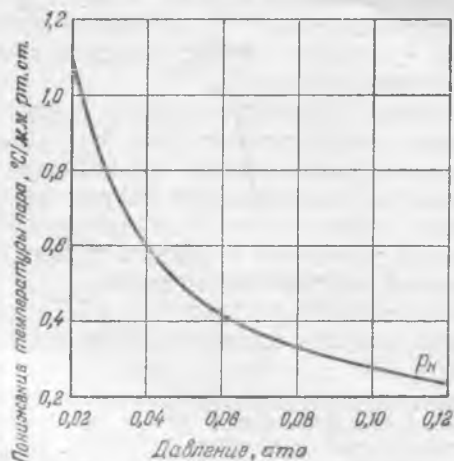


Рис. 1. Понижение температуры пара при уменьшении давления на 1 мм рт. ст. в зависимости от начального давления.

мерные значения этой скорости, которые не должны по возможности превосходить при номинальных условиях работы конденсатора.

Если исходить для обычных расчетных условий работы конденсаторов паровых турбин из требования одинакового при различных абсолютных давлениях относительного падения давления

$\frac{\Delta p}{p_k}$ , чему соответствует и приблизительно одинаковое понижение температуры пара из-за падения его давления (рис. 2), то имеем, что

$$\frac{\Delta p}{p_k} = \frac{\zeta}{2gx} \cdot \frac{w^2}{v'' \rho_k} = \frac{\zeta}{2gx} \cdot \frac{w^2}{RT}, \quad (1)$$

- где  $\Delta p$  — падение давления пара, *атм*;  
 $p_k$  — давление в конденсаторе (перед пучком), *атм*;  
 $\zeta$  — коэффициент сопротивления;  
 $w$  — скорость пара в рассматриваемом сечении, *м/сек*;  
 $x$  — паросодержание влажного пара;  
 $v''$  — удельный объем сухого насыщенного пара при давлении  $p_k$ , *м<sup>3</sup>/кг*;  
 $R$  — газовая постоянная для пара, *кгм/кг × град*;  
 $T$  — температура пара, *°К*.

Если далее приближенно принять, что  $\zeta$  и  $x$  являются постоянными, то из формулы (1) следует, что отношение  $\frac{\Delta p}{p_k}$  зависит в основном от скорости пара  $w$ . Это позволяет при рассматриваемых практических расчетах, носящих прикладной характер, руководствоваться заданными значениями допустимых расчетных скоростей пара независимо от номинального давления в конденсаторе.

Имеющиеся опытные и расчетные данные показывают, что следует добиваться, чтобы расчетная скорость пара не превосходила при номинальных условиях работы конденсатора 40—50 *м/сек* во входном сечении трубного пучка (считая по узкому сечению между трубками первого ряда) и 60—70 *м/сек* в сквозных и «тупиковых» проходах для пара.

При реконструкции конденсаторов, предусматривающей большей частью уменьшение поверхности охлаждения, необходимо, однако, считаться и с требованием о сохранении в допустимых пределах удельной паровой нагрузки. Вследствие этого иногда не удается выдержать расчетные скорости пара в указанных выше пределах. В таких случаях приходится допускать более высокие расчетные скорости, но они не должны все же превосходить 60—65 *м/сек* во входном сечении пучка и 100—120 *м/сек* в проходах.

### Проверка скорости во входном сечении трубного пучка

Расчетная скорость пара  $w_{вх}$  во входном сечении трубного пучка определяется как средняя скорость, полученная путем деления объемного расхода  $V$  (*м<sup>3</sup>/сек*) отработавшего пара на живое сечение  $\Omega_{вх}$  (*м<sup>2</sup>*) первого ряда трубок по всей до-

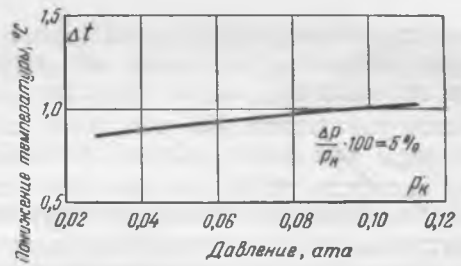


Рис. 2. Понижение температуры пара при падении давления на 5% в зависимости от начального давления.

ступной для поступающего пара периферии трубного пучка, т. е.

$$w_{вх} = \frac{V}{\Omega_{вх}} = \frac{D_k x v''}{3,6L (u - n_{вх} d \cdot 10^{-3})}, \quad (2)$$

- где  $D_k$  — весовой расход отработавшего пара, *т/час*;  
 $L$  — активная длина трубок, *м*;  
 $u$  — длина свободной (доступной для поступающего пара) части периметра трубного пучка, *м*;  
 $n_{вх}$  — количество трубок первого ряда на свободной части периметра, шт.;  
 $d$  — наружный диаметр трубок, *мм*.

Рассмотрим следующий пример, взятый из практики. Установленный на одной из электростанций конденсатор фирмы Сименс-Шуккерт с поверхностью охлаждения 2600 *м<sup>2</sup>* вследствие неудачной компоновки поверхности охлаждения требовал реконструкции. Длина свободной части периметра трубного пучка составляла в этом конденсаторе  $u = 2,3$  *м* при числе трубок первого ряда  $n_{вх} = 46$  шт., длине трубок  $L = 7,3$  *м* и их наружном диаметре  $d = 29$  *мм*. При номинальных условиях работы конденсатора ( $D_k = 100$  *т/час*,  $p_k = 0,04$  *атм*,  $t_{1в} = 15^\circ\text{C}$  и  $xv'' = 32,9$  *м<sup>3</sup>/кг*), расчетная скорость пара во входном сечении достигала

$$w_{вх} = \frac{100 \cdot 32,9}{3,6 \cdot 7,3 (2,3 - 46 \cdot 0,029)} = 129 \text{ м/сек.}$$

Этой скорости соответствует падение давления пара при входе его в трубный пучок порядка 0,004 *атм* (или 3 *мм* рт. ст.). Понижение вследствие этого температуры пара составляет приблизительно 1,8 $^\circ\text{C}$ , или более 20% от располагаемого среднего температурного напора, подсчитанного по температуре отработавшего пара перед пучком.

В результате реконструкции конденсатора удалось увеличить свободный периметр пучка  $u$  с 2,3 до 9,3 *м* ( $n_{вх} = 216$  шт.), что дало приемлемое уже значение  $w_{вх} = 41,3$  *м/сек*. Последнему отвечают почти в 10 раз меньшее сравнительно с исходным падение давления пара при входе в пучок и понижение температуры пара лишь примерно на 0,2 $^\circ\text{C}$ .

Действительные местные значения входной скорости пара вследствие трудно устранимой неравномерности его распределения могут, ко-

нечно, на отдельных участках превзойти среднюю расчетную скорость, а эффект от понижения среднего значения  $w_{ax}$  может оказаться несколько меньшим указанного. Но чем ниже расчетное значение  $w_{ax}$ , тем ниже обычно и наибольшие местные скорости пара, уменьшение которых должно обеспечиваться также конструктивными мероприятиями, способствующими более равномерному распределению пара как по периметру, так и по длине трубного пучка.

### Проверка скорости пара в сквозном проходе

Расчетные скорости пара в проходах определяются, исходя из предположения, что доля общего расхода пара, приходящаяся на начальное или какое-либо промежуточное сечение рассматриваемого прохода, приблизительно равна доле поверхности охлаждения основного трубного пучка (без учета воздухоохладителя), снабжаемой паром через данное сечение.

Для одноходового или многоходового конденсатора с последовательным расположением ходов воды по отношению к направлению парового потока (рис. 3,а) поверхность охлаждения во всех ходах принимается при этом по ее действительной величине. Для многоходового конденсатора с параллельным расположением ходов воды (рис. 3,б) поверхность охлаждения I хода принимается по ее действительной величине, а для других ходов, учитывая повышение температуры воды от хода к ходу, вводятся поправочные коэффициенты, меньшие единицы.

Если, например, для четырехходового конденсатора обозначить соответственно число трубок

основного трубного пучка в отдельных ходах через  $N_I, N_{II}, N_{III}$  и  $N_{IV}$ , а число трубок в различных ходах, составляющих поверхность, снабжаемую паром через рассматриваемое сечение прохода  $x-x$ , через  $n_I, n_{II}, n_{III}$  и  $n_{IV}$ , то доля поступающего в конденсатор пара, приходящаяся на это сечение, определяется в последнем случае как

$$\frac{D_{x-x}}{D_k} = \frac{n_I + \sigma_{II} n_{II} + \sigma_{III} n_{III} + \sigma_{IV} n_{IV}}{N_I + \sigma_{II} N_{II} + \sigma_{III} N_{III} + \sigma_{IV} N_{IV}}, \quad (3)$$

где  $\sigma_{II}, \sigma_{III}$  и  $\sigma_{IV}$  — поправочные коэффициенты.

Когда поверхность, снабжаемая паром через рассматриваемое сечение прохода, расположена не во всех ходах, а только, например, в III и IV ходах, то в числителе формулы сохраняются только слагаемые, отвечающие этим ходам, знаменатель же остается без изменения.

В зависимости от числа ходов воды в конденсаторе можно принимать значения поправочных коэффициентов, указанные в табл. 1.

Таблица 1

Число ходов воды	Поправочный коэффициент $\sigma$		
	для II хода	для III хода	для IV хода
2	0,80	—	—
3	0,90	0,75	—
4	0,95	0,85	0,70

Подсчитанная, исходя из указанных допущений, скорость пара является условной величиной, так как при недостаточном сечении прохода и слишком высокой вследствие этого расчетной скорости пара в проход поступит в действительности меньшее количество пара, а фактические скорости пара в проходе окажутся ниже расчетных. Но последнее будет связано со значительным повышением неравномерности распределения пара и повышением его местных скоростей в других зонах. Поэтому чем ниже расчетные скорости пара в проходах, тем меньше возможная неравномерность распределения поступающего пара и благоприятнее условия работы конденсатора.

Покажем на числовом примере способ проверки ширины центрального сквозного прохода в трубном пучке. Иногда полагают, что сечение этого прохода можно принимать незначительным, достаточным для пропуска в нижнюю часть конденсатора только того количества пара, которое необходимо для «регенерации» конденсата, т. е. для догрева конденсата до температуры насыщения поступающего в конденсатор пара. В действительности, однако, устройство такого прохода дает наиболее полный эффект как в отношении углубления вакуума, создаваемого конденсатором, так и в отношении устранения переохлаждения конденсата лишь в том случае, если оно позволяет реально увеличить живое сечение трубного пучка на стороне входа пара и уменьшить длину пути пара в пучке, что достигается путем обеспечения достаточных проходных сечений для пара в сквозном проходе.

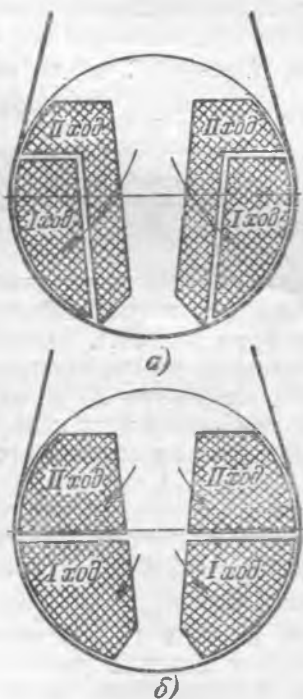


Рис. 3. Расположение ходов воды в конденсаторе по отношению к направлению парового потока.  
а — последовательное;  
б — параллельное.



Рис. 4. Трехходовой конденсатор. К примеру проверки сечения центрального прохода для пара.

Представленный на рис. 4 трехходовой конденсатор рассчитан на конденсацию пара в количестве  $D_k = 40 \text{ т/час}$  при давлении  $p_k = 0,04 \text{ атм}$ . Поверхность охлаждения конденсатора после намеченной его реконструкции должна составить  $F = 800 \text{ м}^2$  при общем количестве трубок 2 090, из числа которых 270 в I ходе выделяются под воздухоохладители. Распределение поверхности охлаждения основного трубного пучка между ходами показано в табл. 2.

Таблица 2

Ход	Число трубок	Поверхность, %
I (без воздухоохладителя)	364	20
II	783	43
III	673	37
Всего . . . . .	1 820	100

При намеченной выемке трубок ширина центрального прохода в сечении  $a-a$  (рис. 4) составляет 0,155 м. При длине трубок  $L = 4,7 \text{ м}$  получаем здесь проходное сечение  $\Omega_{a-a} = 0,155 \cdot 4,7 = 0,73 \text{ м}^2$ .

Число трубок основного трубного пучка, образующих поверхность, снабжаемую паром через это сечение, составляет 754, в том числе в I ходе — 364 и во II ходе — 390. Вводя указанные выше поправочные коэффициенты, получаем следующую долю общего расхода пара, проходящую на сечение  $a-a$  центрального прохода:

$$\frac{D_{a-a}}{D_k} = \frac{364 \cdot 1 + 390 \cdot 0,9}{364 \cdot 1 + 783 \cdot 0,9 + 673 \cdot 0,75} = 0,453.$$

Соответственно расчетный расход пара через сечение  $a-a$  составляет  $D_{a-a} = 0,453 \cdot 40 = 18,1 \text{ т/час}$ . Расход проходящего еще через это сечение пара на „регенерацию“ конденсата невелик, порядка 1—1,5% от общего расхода пара, и его можно в данном случае не принимать во внимание. Удельный объем пара составляет  $v = xv'' = 32,6 \text{ м}^3/\text{кг}$ .

Находим расчетную скорость пара в сечении  $a-a$ :

$$w_{a-a} = \frac{D_{a-a} v}{3,6 \Omega_{a-a}} = \frac{18,1 \cdot 32,6}{3,6 \cdot 0,73} = 225 \text{ м/сек.}$$

Поверочный расчет показывает, что принятая ширина центрального прохода недостаточна и ее следует по меньшей мере удвоить.

В тех случаях, когда ширина центрального прохода оказывается недостаточной, а увеличение суммарного количества удаляемых трубок нежелательно (например, из-за высокой удельной паровой нагрузки конденсатора), нужно выяснить возможность расширения центрального прохода за счет перераспределения намеченных к удалению трубок, т. е. отказа от удаления трубок в других частях трубного пучка, или за счет установки новых трубок в других зонах.

### Проверка скорости пара в „тупиковом“ проходе

Когда намечается, кроме сквозного прохода, устройство и других проходов для поступающего в трубный пучок пара, для проверки их сечений нужно наметить зоны поверхности охлаждения, снабжаемые паром через каждый из этих проходов, и в соответствии с этим определить для них расчетные расходы пара.

Пусть, например, для трубного пучка двухходового конденсатора, подвергающегося коренной реконструкции, принята конфигурация, показанная на рис. 5. Конденсатор, рассчитанный на расход отработавшего пара  $D_k = 39,2 \text{ т/час}$  и на номинальное давление  $p_k = 0,05 \text{ атм}$ , имеет поверхность охлаждения  $F = 850 \text{ м}^2$ . В нем расположено 3 106 трубок длиной  $L = 4,6 \text{ м}$ , в том числе в I ходе — 1 580 и во II ходе — 1 526. Из трубок первого хода на основной пучок приходится 1 326, а остальные 154 — на воздухоохладители. Все трубки равномерно распределены между двумя полови-

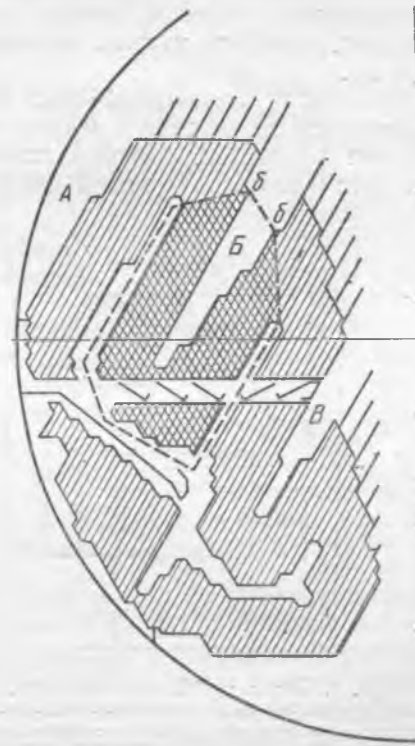


Рис. 5. Двухходовой конденсатор. К примеру проверки сечения „тупикового“ прохода для пара.

нами трубного пучка, симметрично расположенными по обе стороны центрального прохода.

Проверка сечений центрального прохода может быть произведена в этом случае так же, как это было описано выше. Дополнительно подлежат еще проверке сечения «тупиковых» проходов А, Б и В, через которые пар поступает в трубный пучок.

Рассмотрим в качестве примера проверку начального сечения б-б в проходе Б (рис. 5). Ширина этого сечения составляет 0,106 м и площадь его  $\Omega_{б-б} = 0,106 \cdot 4,6 = 0,488 \text{ м}^2$ .

Зона пучка, снабжаемая паром через рассматриваемое сечение, ориентировочно определена площадью трубной доски, ограниченной на рис. 5 пунктирной линией. В эту зону входят (в одной половине трубного пучка) 324 трубки, в том числе 56, расположенных в I ходе, и 268, расположенных во II ходе. Доля общего расхода пара, приходящаяся на сечение б-б, составляет:

$$\frac{D_{б-б}}{D_{\kappa}} = \frac{56 + 268 \cdot 0,8}{1326 + 1526 \cdot 0,8} = 0,105,$$

откуда расход пара через это сечение  $D_{б-б} = 0,105 \cdot 39,2 = 4,12 \text{ т/час}$ . Удельный объем пара  $v = 27,2 \text{ м}^3/\text{кг}$ .

Находим расчетную скорость пара в сечении б-б:

$$w_{б-б} = \frac{4,12 \cdot 27,2}{3,6 \cdot 0,488} = 63,7 \text{ м/сек.}$$

Эта скорость является приемлемой.

Описанные выше прикидочные подсчеты скоростей пара в различных сечениях конденсатора не могут, конечно, претендовать на большую точность, но все же, несмотря на их упрощенный характер, они очень полезны для правильной ориентировки при выборе рациональной конфигурации трубного пучка конденсатора и при определении числа и размеров проходов для пара в трубном пучке.



## Расчет и наладка шайбовых дозаторов

Инж. Н. А. Виноградов

На водоподготовительных установках электростанций и промышленных предприятий широко распространены шайбовые дозаторы, которые там применяются для дозирования коагулянтов, едкого натра и других реагентов, а также для присадки в питательную воду паровых котлов растворов фосфата натрия, сульфита натрия, кальцинированной соды и др.

В практике эксплуатации шайбовых дозаторов часто наблюдается значительная неравномерность дозирования ими реагентов, которая может быть уменьшена путем соответствующей наладки дозаторов.

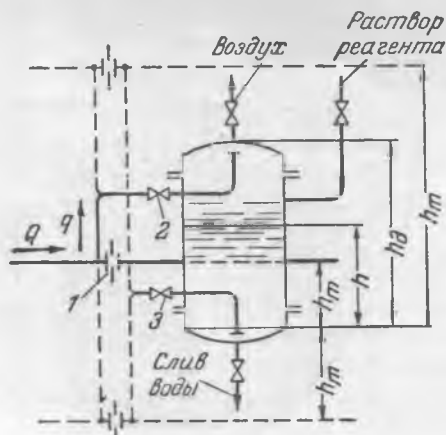


Рис. 1. Схема шайбового дозатора.

1 — шайба; 2 — дозирующий вентиль; 3 — запорный вентиль;  $h$  — высота уровня раствора в дозаторе;  $h_0$  — максимальное значение высоты уровня в дозаторе;  $h_m$  — максимальная высота подачи раствора в трубопровод;  $Q$  — объемный расход обрабатываемой воды;  $q$  — объемный расход раствора реагента.

Работа шайбового дозатора происходит по схеме, представленной на рис. 1. Под действием перепада давления на шайбе 1 вода, проходя через дозирующий вентиль 2, постепенно вытесняет раствор реагента в трубопровод, где он смешивается с обрабатываемой водой.

На схеме показаны три значения максимальной высоты подачи раствора в трубопровод  $h_m$  в отношении максимального значения высоты уровня в дозаторе  $h_0$  ( $h_m < 0$ ;  $h_0 > h_m > 0$  и  $h_m > h_0$ ). Высоты, отсчитываемые вверх от наинизшего положения уровня раствора, считаются положительными.

Так как величина объемного расхода раствора реагента ( $q$ ) значительно меньше объемного расхода обрабатываемой воды ( $Q$ ), принято, что расход воды через шайбу равен  $Q$ . Последний выражается следующей зависимостью<sup>1</sup>:

$$Q = \alpha_w F_w \sqrt{2gH},$$

где  $\alpha_w$  — коэффициент расхода шайбы;

$F_w$  — площадь проходного сечения шайбы;

$g$  — ускорение силы тяжести.

Для контура, состоящего из дозатора, шайбы, вентиля и трубопроводов, существует следующая зависимость:

$$H_0 = H + (\gamma - 1)(h - h_m), \quad (1)$$

<sup>1</sup> В. П. Преображенский, Теплотехнические измерения и приборы, Госэнергоиздат, 1946.

где  $H_\partial$  — падение напора в дозирочном вентиле;  
 $H$  — падение напора на шайбе;  
 $\gamma$  — относительный вес раствора, т. е. отношение веса раствора к весу воды в том же объеме.

Сопротивления дозатора, запорного вентиля  $Z$  и трубопроводов ничтожно малы по сравнению с  $H$  и  $H_\partial$  и поэтому не вошли в уравнение.

Расход раствора

$$q = \alpha_\partial F_\partial \sqrt{2g[H + (\gamma - 1)(h - h_m)]},$$

где  $\alpha_\partial$  — коэффициент расхода;  
 $F_\partial$  — площадь дозирочного отверстия.

Дозировка раствора

$$a = \frac{q}{Q} = k \sqrt{1 + \frac{(\gamma - 1)(h - h_m)}{H}},$$

где

$$k = \frac{\alpha_\partial F_\partial}{\alpha_{ш} F_{ш}}.$$

В дальнейших преобразованиях исходим из предположения о постоянстве  $\frac{\alpha_\partial}{\alpha_{ш}}$  в пределах крайних значений величины  $Q$ .

Под неравномерностью дозировки понимается следующее выражение:

$$\Delta a = \frac{a_{\max}}{a_{\min}} - 1,$$

на основе которого ниже выведены конечные формулы для указанных на рис. 1 значений высоты подачи раствора.

При  $h_m < 0$

$$a_{\max} = k \sqrt{1 + \frac{(\gamma - 1)(h_\partial - h_m)}{H_{\min}}},$$

$$a_{\min} = k \sqrt{1 - \frac{(\gamma - 1)h_m}{H}},$$

где  $H_{\min}$  и  $H$  — падения напора на шайбе, соответствующие минимальному и максимальному расходам воды  $Q_{\min}$  и  $Q$ .

Обозначив  $\frac{Q_{\min}}{Q} = m$ , имеем

$$\frac{H_{\min}}{H} = \left(\frac{\alpha_{ш}}{\alpha_{ш}'}\right)^2 m^2,$$

где  $\alpha_{ш}$  и  $\alpha_{ш}'$  — значения коэффициента расхода шайбы, соответствующие расходам  $Q$  и  $Q_{\min}$ .

Приняв для упрощения  $\alpha_{ш} = \alpha_{ш}'$  и обозначив  $\frac{h_m}{h_\partial} = n$ ,  $\frac{(\gamma - 1)h_\partial}{H} = A$ , получаем конечное выражение для неравномерности дозировки:

$$\Delta a_1 = \frac{1}{m} \sqrt{\frac{m^2 + (1 - n)A}{1 - nA}} - 1. \quad (2)$$

Из графика зависимости коэффициента расхода, отнесенного к разнице напора до и непосредственно за шайбой, от числа  $Re_D^*$  следует, что при уменьшении числа  $Re_D$  коэффициент остается постоянным до некоторого предельного значения числа, а затем начинает возрастать. Возможное в связи с этим относительно небольшое изменение коэффициента  $\alpha_{ш}$  влияет только на величину слагаемого, составляющего небольшую долю от суммы под радикалом формулы (2). Ввиду этого влияние сделанного выше допущения о равенстве  $\alpha_{ш}$  и  $\alpha_{ш}'$  на точность формулы несущественно.

При  $h_\partial > h_m > 0$

$$a_{\max} = k \sqrt{1 + \frac{(\gamma - 1)(h_\partial - h_m)}{m^2 H}},$$

$$a_{\min} = k \sqrt{1 - \frac{(\gamma - 1)h_m}{m^2 H}},$$

$$\Delta a_2 = \sqrt{\frac{m^2 + (1 - n)A}{m^2 - nA}} - 1. \quad (3)$$

При  $h_m > h_\partial$

$$a_{\max} = k \sqrt{1 + \frac{(\gamma - 1)(h_\partial - h_m)}{H}},$$

$$a_{\min} = k \sqrt{1 - \frac{(\gamma - 1)h_m}{m^2 H}},$$

$$\Delta a_3 = m \sqrt{\frac{1 + (1 - n)A}{m^2 - nA}} - 1. \quad (4)$$

$\Delta a_1 = \Delta a_2$  при  $h_m = 0$ ;  $\Delta a_2 = \Delta a_3$  при  $h_m = h_\partial$ ,

в чем можно убедиться, подставив в соответствующие формулы  $n = 0$  и  $n = 1$ . Так как с увеличением  $n$   $\Delta a_1$  уменьшается, а  $\Delta a_2$  и  $\Delta a_3$ , наоборот, возрастают, при  $h_m = 0$  имеет место минимум неравномерности дозировки

$$\Delta a_0 = \sqrt{1 + \frac{A}{m^2}} - 1. \quad (5)$$

Неравномерность дозировки в соответствии с формулами (2), (3), (4), (5) увеличивается с увеличением высоты дозатора и удельного веса раствора, а также с уменьшением падения напора на шайбе и отношения наименьшего расхода обрабатываемой воды к наибольшему расходу. Последний фактор оказывает наибольшее влияние.

1 См. сноску 1.

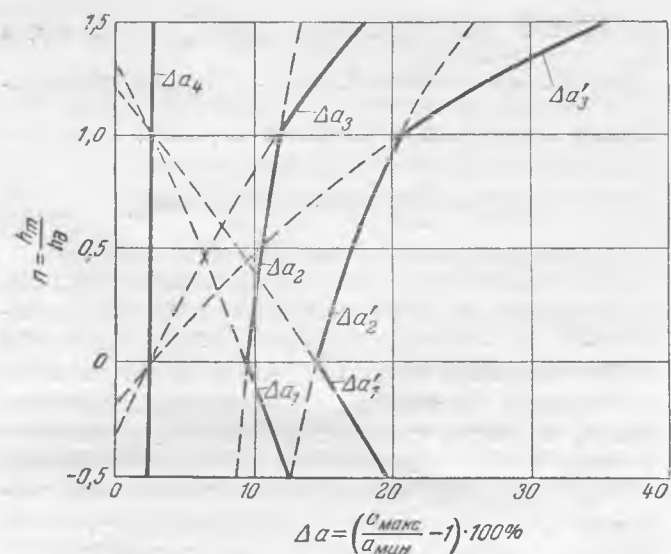


Рис. 2. Зависимость  $\Delta a = \left( \frac{a_{\max}}{a_{\min}} - 1 \right) \cdot 100\%$  от  $n = \frac{h_m}{h_d}$  при  $\gamma = 1,06$ ;  $h_d = 1$  м,  $H = 1,2$  м вод. ст.,  $m = 0,5$  (кривые  $\Delta a_1, \Delta a_2, \Delta a_3, \Delta a_4$ ) и  $m = 0,4$  (кривые  $\Delta a'_1, \Delta a'_2, \Delta a'_3$ ).

Преобразовав формулу (5) для вычисления потребного перепада напора на шайбе, имеем:

$$H = \frac{(\gamma - 1) h_d}{m^2 (2\Delta a_0 + \Delta a_0^2)}$$

Так как  $\Delta a_0^2$  значительно меньше, чем  $2\Delta a_0$ , зависимость можно упростить, отбросив  $\Delta a_0^2$ :

$$H = \frac{(\gamma - 1) h_d}{2m^2 \Delta a_0} \quad (6)$$

В случае  $Q = \text{const}$  неравномерность дозирования при всевозможных значениях  $h_m$  выражается одной зависимостью, получаемой при подстановке в любую из формул (2), (3), (4) значения  $m = 1$ :

$$\Delta a_4 = \sqrt{\frac{1 + (1 - n) A}{1 - n A}} - 1 \quad (7)$$

Полученные зависимости следует сравнить с формулой, рекомендованной Клячко и Кастальским<sup>2</sup>, которая в переводе на принятые здесь обозначения выглядит так:

$$H = (\gamma - 1) \left( h_m + \frac{2h_d}{\Delta a} \right) + 3H_d \quad (8)$$

В данной формуле отсутствует зависимость  $H$  от  $\frac{Q_{\min}}{Q}$ , которая весьма велика: в соответствии с формулой (6) потребное падение напора на шайбе обратно пропорционально квадрату отно-

шения  $\frac{Q_{\min}}{Q}$ . Формула (8) не согласуется также с уравнением (1): при  $h_m = 0$  согласно уравнению (1)  $H \leq 3H_d$ ; по формуле (8)  $H > 3H_d$ , что совершенно исключено.

Зависимость  $\Delta a_1, \Delta a_2, \Delta a_3, \Delta a_4$  от отношения  $\frac{h_m}{h_d}$  показана на рис. 2 для различных значений  $\frac{Q_{\min}}{Q}$  (0,4 и 0,5) при  $\gamma = 1,06, h_d = 1$  м,  $H = 1,2$  м вод. ст. Для этих данных  $A = \frac{(\gamma - 1) h_d}{H} = 0,05$ . Значения неравномерности при  $h_m = 0$ : для  $m = 0,4$   $\Delta a_0 = \sqrt{1 + \frac{0,05}{0,4^2}} - 1 = 0,146$ , или 14,6%; для  $m = 0,5$   $\Delta a_0 = \sqrt{1 + \frac{0,05}{0,5^2}} - 1 = 0,094$ , или 9,4%.

Как видно из рис. 2, кривые  $\Delta a_1$  и  $\Delta a_2, \Delta a_3$  и  $\Delta a_4$  пересекаются при  $n = 0$ , кривые  $\Delta a_2$  и  $\Delta a_3, \Delta a_1$  и  $\Delta a_4$  — при  $n = 1$ . В этом можно убедиться и из уравнений. Приравняв, например,  $\Delta a_1$  и  $\Delta a_4$ , имеем:

$$(1 - m^2)(1 - n)A = 0.$$

Отсюда  $n = 1$ , так как  $m \neq 1$  и  $A \neq 0$ .

При  $m \rightarrow 1$  кривые  $\Delta a_1$  и  $\Delta a_3$ , поворачиваясь вокруг неподвижных точек пересечения с кривой  $\Delta a_4$ , перемещаются в направлении последней вместе с кривой  $\Delta a_2$  и в пределе при  $m = 1$  совпадают с кривой  $\Delta a_4$ . С уменьшением  $m$  происходит обратное, причем не только возрастают значения неравномерности, но и становится все более резкой зависимость ее от  $n$ . Так, если при  $m = 0,5$  дополнительный прирост неравномерности с увеличением  $n$  от 0 до 1,5 составляет  $18 - 9,4 = 8,6\%$ , то при  $m = 0,4$  он составит  $35,6 - 14,6 = 21\%$ . Из приведенных цифр следует вывод, что несоблюдение условия  $h_m = 0$  при установке дозатора влечет за собой значительное увеличение неравномерности дозирования.

Не менее важным в эксплуатационной практике является вопрос о наладке дозатора. Под правильной наладкой дозатора понимается установление такой дозы реагента, при которой  $\delta a_1 = \delta a_2 = \delta a$ , где  $\delta a_1$  и  $\delta a_2$  — отклонения дозирования от оптимального значения  $a_{\text{опт}}$ :

$$\delta a_1 = \frac{a_{\max}}{a_{\text{опт}}} - 1, \quad \delta a_2 = \frac{a_{\text{опт}}}{a_{\min}} - 1.$$

Очевидно, что при правильной наладке величина  $a_{\text{опт}}$  должна делить зону неравномерности дозирования в следующем отношении:

$$\frac{a_{\max}}{a_{\text{опт}}} = \frac{a_{\text{опт}}}{a_{\min}} \quad (9)$$

При этом отклонение от оптимальной дозировки связано с неравномерностью дозирования зависимостью

$$\delta a = \sqrt{1 + \Delta a} - 1.$$

<sup>2</sup> В. А. Клячко и А. А. Кастальский, Очистка воды для промышленного водоснабжения, Стройиздат, 1950.

При неправильной наладке одно из отклонений дозировки больше другого, а при выходе оптимальной дозы за пределы зоны неравномерности превышает по величине последнюю.

При наладке дозатора по оптимальной дозе в случае  $h_m = 0$  необходимо в соответствии с уравнением (9) иметь следующие условия:

$$h = h_d, \quad m = \sqrt{\frac{A}{\sqrt{1 + \frac{A}{m^2}} - 1}},$$

или

$$Q_n = Q \sqrt{\frac{A}{\Delta a}},$$

где  $Q_n$  — наладочный расход обрабатываемой воды.

Так как  $\frac{Q_n}{Q} \leq 1$ , существует верхний предел значений  $m$ , для которого еще применим данный способ наладки по  $a_{опт}$ :

$$m = \sqrt{\frac{1}{2 + A}}.$$

При  $1 \geq m \geq \sqrt{\frac{1}{2 + A}}$  наладка по оптимальной дозе должна производиться при других условиях:

$$Q_n = Q, \quad h = \frac{\Delta a \cdot H}{\gamma - 1}.$$

Формулы для условий наладки по  $a_{опт}$  при  $h_m \neq 0$  менее удобны из-за сложности.

Дозировка может быть отрегулирована также по верхнему или нижнему пределу неравномерности:

$$a_{макс} = a_{опт} \sqrt{1 + \Delta a},$$

$$a_{мин} = \frac{a_{опт}}{\sqrt{1 + \Delta a}}.$$

□ □ □

## О режимах тэц в энергосистемах с мощными гидроэлектростанциями<sup>1</sup>

Проф. Н. И. Дунаевский и инж. Е. П. Шубин

Предстоящий ввод в эксплуатацию новых опромной мощности гидроэлектростанций на Волге ставит перед советскими энергетиками много серьезнейших проблем. Одной из таких проблем являются выяснение и своевременный учет того влияния, которое окажет резкое повышение роли гидроэлектростанций в энергетических системах на режимы работы и условия эксплуатации тэц,

Соответствующие условия сведены в таблицу.

Дозировка при наладке дозатора	Условия при значениях $h_m$					
	$h_m < 0$		$h_d > h_m > 0$		$h_m > h_d$	
	$Q_d$	$h$	$Q_d$	$h$	$Q_d$	$h$
$a_{макс}$	$Q_{мин}$	$h_d$	$Q_{мин}$	$h_d$	$Q$	$h_d$
$a_{мин}$	$Q$	$0$	$Q_{мин}$	$0$	$Q_{мин}$	$0$

Для иллюстрации ниже приведен пример расчета потребного перепада напора на шайбе и условий наладки дозатора при следующих данных:

$Q = 5 \text{ м}^3/\text{час}$ ,  $Q_{мин} = 2 \text{ м}^3/\text{час}$ ,  $\gamma = 1,07$ ,  $h_d = 0,8 \text{ м}$ ,  $h_m = 0$ ,  $\Delta a_0 = 0,2$ ,  $a_{опт} = 70 \text{ мг/л}$  (в введенных выше формулах под значениями  $a$  можно понимать дозировку как раствора, так и реагента)

Необходимый перепад напора на шайбе

$$H = \frac{(1,07 - 1) \cdot 0,8}{2 \cdot 0,4^2 \cdot 0,2} = 0,87 \text{ м вод. ст.},$$

$$A = \frac{(1,07 - 1) \cdot 0,8}{0,87} = 0,064.$$

Наладку по оптимальной дозе необходимо производить после включения дозатора, когда он заполнен раствором, и установить при этом расход обрабатываемой воды:

$$Q_n = 5 \sqrt{\frac{0,064}{0,2}} = 2,8 \text{ м}^3/\text{час}.$$

Наладка по максимальной дозе

$$a_{макс} = 70 \sqrt{1 + 0,2} = 76,7 \text{ мг/л}$$

должна производиться при заполненном дозаторе и расходе воды  $2 \text{ м}^3/\text{час}$ .

При наладке по минимальной дозе  $a_{мин} = \frac{70}{\sqrt{1 + 0,2}} = 63,9 \text{ мг/л}$  регулирование дозировки должно производиться перед отключением дозатора, когда раствор на исходе; расход воды при этом может быть произвольным, от 2 до  $5 \text{ м}^3/\text{час}$ .

При соблюдении указанных условий наладки наибольшее отклонение от оптимальной дозировки при работе дозатора

$$\delta a = \sqrt{1 + 0,2} - 1 = 0,095, \text{ или } \pm 9,5\%.$$

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



струкции их хотя бы ценой снижения их рабочей мощности. В частности, становится вероятным превращение некоторых конденсационных электростанций в теплоэлектроцентрали путем перевода их турбин на ухудшенный вакуум.

3. Улучшение использования отборов турбин существующих тэц и увеличение покрываемой ими тепловой нагрузки — также ценой некоторого снижения их рабочей мощности.

4. Применение новых структурных и режимных показателей и новых типов турбин для сооружаемых тэц, в частности, более широкое применение турбин с противодавлением.

Реальные возможности перевода на ухудшенный вакуум конденсационных турбин значительной мощности сильно ограничиваются отсутствием во многих случаях достаточных тепловых нагрузок в районе расположения конденсационных электростанций.

Более перспективным представляется улучшение использования отборов турбин тэц.

Как известно, на наших городских и промышленных тэц установлены в значительном количестве турбины с большой «привязанной» конденсационной мощностью (типов АТ, АП и др.). Даже при номинальной нагрузке регулируемых отборов этих турбин значительная доля их номинальной электрической мощности вырабатывается за счет пропуска пара в конденсатор, причем этот расход пара в конденсатор существенно превышает необходимый вентиляционный пропуск пара.

Для указанных типов турбин принципиально возможно при неизменном пропуске пара через часть высокого давления увеличить отбор пара сверх номинальной его величины, уменьшив пропуск его в часть низкого давления (до величины, не меньшей вентиляционного пропуска). Такое перераспределение потоков пара связано с некоторым снижением электрической мощности турбины против номинальной. Наличие в энергосистеме достаточных резервных мощностей позволит рассматривать это снижение мощностей теплофикационных турбин как частичную передачу им функций резервных агрегатов системы. Предлагаемый режим работы теплофикационных турбин приведет к увеличению выработки электроэнергии на тепловом потреблении и улучшит технико-экономические показатели тэц.

Общий анализ предлагаемых режимов турбин удобно провести с помощью предложенных

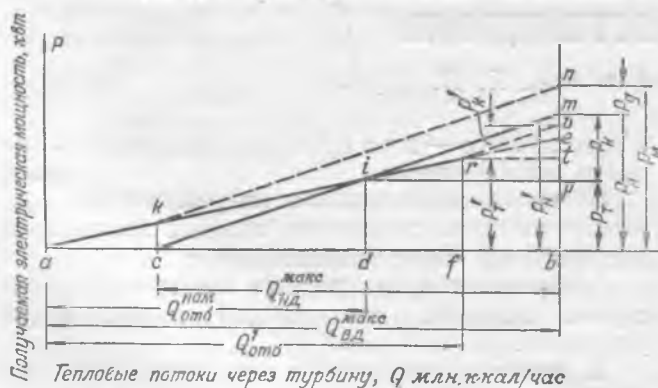


Рис. 1. Структурная схема турбины типа АТ.

Н. И. Дунаевским<sup>2</sup> простейших структурных схем турбоагрегатов.

Пусть горизонтальный отрезок  $ab$  (рис. 1) изображает возможный (максимальный) тепловой поток через часть высокого давления (доотборную часть) теплофикационной турбины, а отрезок  $cb$  — тепловой поток через часть низкого давления той же турбины. Величины этих потоков определяются возможными пропусками пара через обе означенные части турбины. Откладывая электрические мощности (или выработки электроэнергии), создаваемые различными тепловыми потоками, как ординаты и учитывая, что тепловой поток отбора развивает на 1 млн. ккал меньшую электрическую мощность, чем тепловой поток, идущий в конденсатор, приближенно получаем для развиваемых электрических мощностей линии  $ae$  и  $cm$ . Пересечение этих прямых в точке  $i$  определяет номинальную теплофикационную мощность  $di$  турбины и соответствующий номинальный тепловой поток  $ad$  отбора, а также замещающий отбор и дающий мощность, равную теплофикационной, тепловой поток  $cd$  в конденсатор. Возможный тепловой поток в конденсатор при полном отборе изображается отрезком  $bd$ . Вся номинальная мощность турбины  $P_n = P_m + P_k$  изображается отрезком  $bm$ , а следовательно, привязанная конденсационная мощность  $P_k = P_n - P_m$  отрезком  $km$ .

При тепловом потоке  $ac$  в отбор и  $cb$  в конденсатор, т. е. при полном пропуске пара через часть высокого давления и через часть низкого давления, турбина развивает полную мощность  $P_n = ck + bm = bn$ , т. е. дает сверх номинальной, «добавочную мощность»  $mn$ . Соответственно полной мощности  $P_n$  турбины следует выбирать мощность соединяемого с ней электрического генератора.

Таковы основные структурные соотношения для турбины с отбором. Допустим теперь, что мы увеличиваем тепловой поток отбора, например, с  $ad$  до  $af$ . Соответственно увеличится теплофикационная мощность ( $P'_m = fr$ ), уменьшится возможный при полном отборе пропуск пара в конденсатор (отрезок  $bf$ ), а с ним и привязанная конденсационная мощность ( $P'_k = bv - fr = tv < pm$ ). Турбина, а следовательно, и тэц в целом, дает теперь при полном отборе несколько пониженную мощность ( $bv < bm$ ), но зато доля теплофикационной мощности ( $\frac{P'_m}{P'_n} = \frac{bf}{bv}$ ) теперь значительно

возросла. За счет временного снижения отборов можно получить прежние электрические мощности  $bm$  и  $bn$ . Мощность турбины при отсутствии отбора в этих условиях будет, следовательно, больше ее мощности при полном отборе.

Чтобы выяснить целесообразность предлагаемого увеличения отборов, необходимо рассмотреть некоторые численные данные и соотношения. Пусть речь идет о турбинах АТ-25. Номинальный отбор  $ad$  для такой турбины равен 100 т/час, или 55 млн. ккал/час. Возможный же отбор  $af$  соглас-

<sup>2</sup> Сборник «Технико-экономические основы теплофикации», Госэнергоиздат, 1952.

но характеристике турбины составляет около 130 т/час, или 71,5 млн. ккал/час\*. При таком увеличенном отборе теплофикационная мощность турбины  $P_m$  возрастает примерно с 17 000 до 21 000 квт, полная же электрическая мощность, наоборот, снижается с 27 000 до 24 000 квт. Сообразно этому привязанная конденсационная мощность  $P_k$  снижается с 27 000—17 000=10 000 квт до 24 000—21 000=3 000 квт, т. е. в 3 раза.

Мы видим, таким образом, что сопряженное с увеличением отбора снижение электрической мощности невелико — порядка 10% (т. е. не больше доли нормальной резервной мощности в общей мощности энергосистемы).

В те периоды, когда даже столь малое снижение электрической мощности почему-либо окажется недопустимым (например, в редкие весьма маловодные годы), турбины смогут работать с номинальным отбором и номинальной мощностью за счет соответствующего увеличения доли тепловой нагрузки, покрываемой непосредственно из котлов тэц.

Увеличение отбора может быть использовано двояким образом: 1) путем присоединения к тэц соответственно большей тепловой нагрузки, т. е. дополнительных потребителей тепла;

2) за счет снижения отпуска тепла потребителям непосредственно из котлов тэц.

В первом случае отношение максимального отпуска тепла из отборов к общему отпуску тепла от тэц ( $\alpha_{тэц}$ ) может оставаться неизменным; во втором случае это отношение при увеличении отбора значительно повышается.

Картина годового использования отборов в разных случаях отчетливо видна на рис. 2, где показаны графики продолжительности тепловых нагрузок и их покрытие из отборов турбин и непосредственно из котлов тэц.

Годовая выработка на тепловом потреблении при номинальном отборе изображается площадкой  $oabcde$ ; при увеличенном отборе с сохранением исходного значения  $\alpha_{тэц}$  — площадкой  $oafghie$ , и при увеличенном отборе, но без присоединения новых тепловых потребителей — площадкой  $oabklcde$ . Из рис. 2 следует, что для лучшего использования увеличенного отбора требуется присоединение к тэц новых потребителей и сообразно этому установка дополнительной котельной мощности.

Для сохранения прежнего числа часов использования отборов нужно сохранить прежнее значение  $\alpha_{тэц}$ , а для этого необходимо увеличение пиковой котельной мощности пропорционально увеличению отборов.

Проведенный краткий анализ позволяет рекомендовать для тэц, оборудованных теплофикационными турбинами с значительной привязанной конденсационной мощностью, переход на режимы с отборами, увеличенными против номинальных,

\* Эти и последующие цифры подсчитаны по диаграммам режимов турбины АТ-25-1, приведенным в „Типовых энергетических характеристиках турбоагрегатов“, Госэнергоиздат, 1946. Как это видно из означенных диаграмм, номинальная мощность турбины АТ-25 согласно определению ГОСТ 3618-47 равна не 25 000, а 27 000 квт.

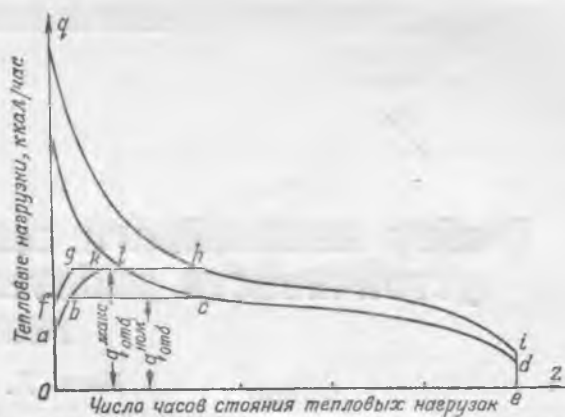


Рис. 2. Годовой график покрытия тепловых нагрузок.

что позволит присоединить к этим тэц новых потребителей тепла.

Нетрудно видеть, что затраты по проведению предлагаемых мероприятий будут ниже (так как практически потребуется увеличение только пиковой котельной мощности) затрат по осуществлению для дополнительных потребителей централизованного теплоснабжения (т. е. центральных котельных), тогда как даваемый ими эффект будет значительнее, чем эффект от централизованного теплоснабжения. А именно, помимо общих выгод централизации теплоснабжения, посредством увеличения отборов достигается увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении и значительное снижение конденсационной выработки тэц. Ряд соображений говорит о том, что может быть достигнуто снижение конденсационной выработки примерно вдвое.

Представляет интерес еще следующее обстоятельство.

Предлагаемые решения связаны с некоторым снижением электрической мощности турбин против номинальной лишь в периоды больших тепловых нагрузок. В этих условиях снижение тепловых нагрузок сопряжено с восстановлением номинальной электрической мощности. Благодаря этому создается возможность применения в энергосистеме турбин с противодавлением, электрическая мощность которых уменьшается по мере снижения тепловой нагрузки. Для того чтобы располагаемая электрическая мощность системы оставалась при этом постоянной, необходимо, чтобы электрическая мощность турбин с противодавлением соответствовала суммарному снижению электрической мощности турбин с отбором при их работе с увеличенными отборами.

Вышеизложенные соображения об увеличении тепловой мощности отборов говорят о возможности своеобразного «исправления», так сказать, «на ходу» работающих теплофикационных турбин и снижения их привязанной конденсационной мощности. Это исправление сопряжено, разумеется, с некоторыми затратами и трудностями, но в условиях смягчения напряженности электробаланса оно, несомненно, реально и целесообразно. В соединении с другими мероприятиями, также обусловленными вводом новых гидростанций, изложенные предложения позволят повысить экономичность тепловой части наших энергосистем и полнее использовать ее внутренние резервы.

# Выбор нелинейного сопротивления для повышения устойчивости работы возбuditеля синхронных генераторов

Инж. Л. В. Красильников

Основным препятствием в работе возбuditелей синхронных генераторов по схеме самовозбуждения в подавляющем большинстве случаев является неустойчивость их работы при малых напряжениях.

Стремление в последние годы повысить потолок форсировки и скорость нарастания напряжения для увеличения устойчивости параллельной работы синхронных генераторов обуславливает установку возбuditелей с большим запасом по напряжению.

Очевидно, что у возбuditелей, имеющих значительный потолок форсировки, рабочая зона должна находиться ниже «колена» магнитной характеристики, т. е. на прямолинейной части последней. Работа же на прямолинейной части характеристики, как известно, является в отношении устойчивости наиболее тяжелой.

В общем случае устойчивая работа возбuditелей синхронных генераторов достигается одним из следующих способов:

1. Применение схемы независимого возбуждения. Для данного способа необходима установка дополнительного генератора постоянного тока (подвозбuditеля), что снижает надежность и утяжеляет эксплуатацию всего агрегата в целом.

2. Искусственное повышение рабочей зоны напряжения возбuditеля. Этот способ связан с применением регулируемого сопротивления, так называемого магнитного регулятора, в цепи якоря возбuditеля. Наличие реостата в цепи якоря возбuditеля вызывает дополнительные потери, поэтому данный способ в настоящее время не применяется.

3. Искривление магнитной характеристики возбuditеля. Искривление магнитной характеристики осуществляется при помощи магнитных шунтов, благодаря которым происходит насыщение отдельных частей магнитной цепи возбuditеля при различных токах. Применение магнитных шунтов вызывает снижение потолочного напряжения, поэтому данный способ не может быть рекомендован для широкого применения, особенно в условиях эксплуатации для уже изготовленных возбuditелей.

4. Искривление вольтамперной характеристики цепи возбуждения возбuditеля. Этот способ был предложен Н. И. Соколовым<sup>1</sup>.

Смысл его состоит в том, что при включении нелинейного сопротивления в цепь обмотки возбуждения возбuditеля вольтамперная характеристика последней приобретает криволинейный характер. В качестве нелинейного сопротивления автор предлагает применять лампы накаливания или стальное проволочное сопротивление.

Этот способ повышения устойчивости работы возбuditелей легко может быть использован в условиях эксплуатации при отказе от возбuditелей и от магнитных регуляторов.

Предлагаемая канд. техн. наук Н. И. Соколовым методика выбора нелинейного сопротивления в общем правильна, но не позволяет сделать окончательного суждения о пригодности выбранного нелинейного сопротивления в каждом конкретном случае.

В настоящей работе приведены дополнительные положения, позволяющие установить в каждом конкретном случае пригодность выбранного нелинейного сопротивления.

Пригодность выбранного нелинейного сопротивления определяется устойчивостью работы возбuditеля и плавностью регулировки. Выбор нелинейного сопротивления должен производиться по внешней характеристике, под которой в данном случае понимается зависимость напряжения на якоре от тока в обмотке возбуждения возбuditеля при нагрузке последнего на постоянное сопротивление (ротор генератора).

Не останавливаясь подробно на общих положениях по выбору нелинейного сопротивления, приведенных в работе Н. И. Соколова, отметим лишь, что для большинства турбогенераторов, вследствие незначительной величины токов, протекающих в обмотке возбуждения возбuditеля, наиболее приемлемым нелинейным сопротивлением являются лампы накаливания.

Выбрав необходимое нелинейное сопротивление и зная его характеристику, можно найти зависимость напряжения на возбuditеле от сопротивления шунтового реостата. Указанная зависимость может быть получена графоаналитическим методом. При графоаналитическом методе производится расчет цепи возбуждения возбuditеля для различных заранее задаваемых напряжений на якоре.

Расчет производится в следующем порядке: задаваясь напряжением на возбuditеле, по внешней характеристике определяем ток в обмотке возбуждения возбuditеля и падение напряжения на ней.

<sup>1</sup> Н. И. Соколов, «Электрические станции», 1952, № 8.

Напряжение на нелинейном сопротивлении и, следовательно, на шунтовом реостате определяется как разность напряжений на якоре и на обмотке возбуждения возбудителя. Зная напряжение на нелинейном сопротивлении, по соответствующей вольтамперной характеристике определяем ток через него.

Ток через шунтовой реостат определяется как разность токов через обмотку возбуждения возбудителя и через нелинейное сопротивление. По найденному напряжению на шунтовом реостате и по току, протекающему через него, находим сопротивление шунтового реостата.

Задаваясь различными напряжениями на якоре и производя аналогичные подсчеты, строится зависимость  $R_{ш.р} = f(U_{як})$ .

При графическом методе производится построение серии вольтамперных характеристик цепи возбуждения возбудителя для различных сопротивлений шунтового реостата. Следует отметить, что при графоаналитическом методе расчета получается большая точность при меньшей затрате времени.

Полученная зависимость напряжения на якоре возбудителя от сопротивления шунтового реостата дает возможность определить пригодность данного шунтового реостата в случае применения нелинейного сопротивления и оценить плавность регулировки напряжения.

Плавность регулировки следует считать удовлетворительной, если среднее изменение напряжений на каждом контакте реостата (в зоне рабочей части внешней характеристики) не превосходит 2,5—3,0% номинального напряжения. При применении нелинейного сопротивления рабочая зона шунтового реостата естественно смещается. Следует иметь в виду, что посредством включения в «хвост» реостата нерегулируемого сопротивления определенной величины можно производить сдвиг участка реостата, на котором происходит регулирование в области рабочей части внешней характеристики.

Очевидно, что последнее имеет смысл только в том случае, когда благодаря сдвигу достигается более плавная регулировка. Необходимо отметить, что плавность регулирования является критерием пригодности шунтового реостата и ни в коем случае не может являться критерием устойчивости работы возбудителя.

Анализ устойчивости работы возбудителя в случае применения нелинейного сопротивления целесообразно проводить, используя коэффициент устойчивости.

Под коэффициентом устойчивости в случае применения нелинейного сопротивления понимается отношение тангенса угла наклона касательной, проведенной к вольтамперной характеристике цепи возбуждения возбудителя в точке пересечения ее с внешней характеристикой, к тангенсу угла наклона касательной, проведенной к внешней характеристике в точке пересечения ее с вольтамперной характеристикой цепи возбуждения возбудителя.

Проведенные исследования показали, что минимально допустимая величина коэффициента

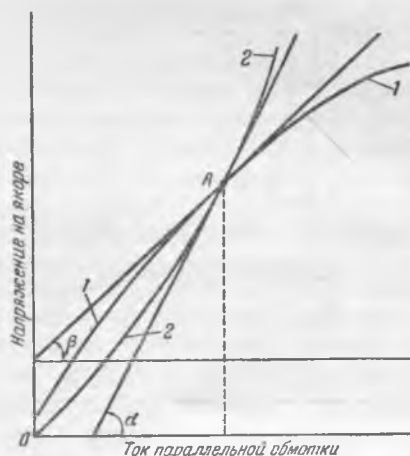


Рис. 1. Определение коэффициента устойчивости в случае применения нелинейного сопротивления.

1 — внешняя характеристика; 2 — вольтамперная характеристика цепи возбуждения возбудителя.

устойчивости колеблется в пределах 1,17—1,18\*. В целях иллюстрации на рис. 1 произведено построение для определения коэффициента устойчивости в случае применения нелинейного сопротивления.

Построение производится следующим образом: на одном графике наносятся внешняя характеристика и вольтамперная характеристика цепи возбуждения возбудителя.

Вольтамперная характеристика строится для полученного значения сопротивления шунтового реостата.

Построение производится путем графического суммирования падений напряжений на обмотке возбуждения возбудителя, на шунтовом реостате и нелинейном сопротивлении.

Через точку пересечения характеристик (точка А) проводятся касательные соответственно к внешней характеристике и к вольтамперной характеристике цепи возбуждения возбудителя.

Отношение  $\text{tg } \alpha / \text{tg } \beta$  дает искомый коэффициент устойчивости возбудителя на данной точке внешней характеристики.

Проводя аналогичные построения примерно для пяти точек внешней характеристики, строится кривая  $K_{уст} = f(U_{як})$ .

В качестве примера рассмотрим возбудитель фирмы АЕГ, 210 квт с номинальным напряжением 250 в. Фирмой предусматривалась работа данного возбудителя по схеме независимого возбуждения. Вследствие выхода из строя подвозбудителя возбудитель был переведен на работу по схеме самовозбуждения, причем в целях повышения устойчивости работы его был применен способ искривления вольтамперной характеристики цепи возбуждения возбудителя. Искривление вольтамперной характеристики осуществлялось включением нелинейного сопротивления параллельно шунтовому реостату.

Ориентировочный расчет показал, что в случае нелинейного сопротивления в данном случае

\* Л. В. Красильников, «Электрические станции», 1953, № 2.

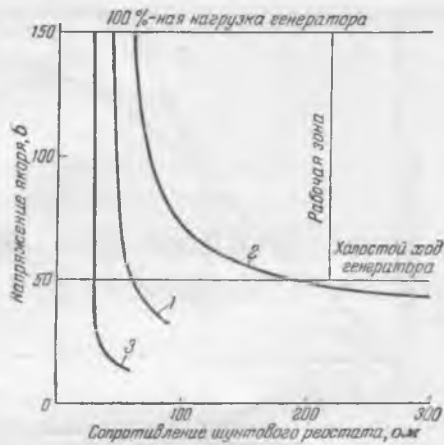


Рис. 2. Зависимость напряжения на якоре от сопротивления шунтового реостата.  
1 — для лампы 300 вт, 220 в; 2 — для лампы 500 вт, 220 в; 3 — без линейного сопротивления.

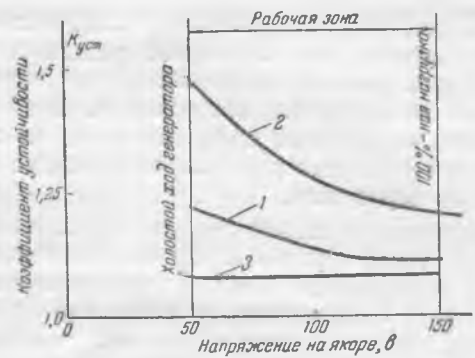


Рис. 3. Зависимость коэффициента устойчивости от напряжения на якоре.  
1 — для лампы 300 вт, 220 в; 2 — для лампы 500 вт, 220 в; 3 — без нелинейного сопротивления.

можно применить лампы накаливания напряжением 220 в.

Данные расчета цепи возбуждения возбудителя с лампами накаливания 300 и 500 вт, 220 в приведены в таблице. Расчет проводился указанным выше графоаналитическим методом.

На рис. 2 показана зависимость напряжения на якоре возбудителя от сопротивления шунтового реостата при включении лампы 300 и 500 вт. На том же рисунке в целях сравнения построена аналогичная зависимость при отсутствии нелинейного сопротивления.

Как видно из таблицы и рис. 2, включение ламп накаливания как мощностью 300 вт, так и 500 вт позволяет осуществить шунтовым реостатом необходимую плавность регулировки.

На рис. 3 указанным выше методом построены кривые зависимости  $K_{уст} = f(U_{як})$  при включении в цепь обмотки возбуждения возбудителя ламп мощностью 300 и 500 вт и при отсутствии нелинейного сопротивления.

Из рис. 3 следует, что включение лампы мощностью 300 вт повышает устойчивость работы возбудителя по сравнению с нормальной схемой самовозбуждения (т. е. при отсутствии нелинейного сопротивления).

Однако лампа мощностью 300 вт не обеспечивает устойчивости работы возбудителя на всем рабочем диапазоне внешней характеристики. Применение же лампы мощностью 500 вт обеспечит устойчивость работы возбудителя.

Экспериментальная проверка работы данного возбудителя с лампами 300 и 500 вт подтвердила указанные выше выводы, полученные в результате графоаналитического расчета.

Таким образом, разобранный пример еще раз подтверждает положение о том, что плавность регулировки не может служить критерием устойчивости работы возбудителя.

В заключение следует отметить, что с увеличением криволинейности вольтамперной характеристики цепи возбуждения возбудителя коэффициент устойчивости повышается.

Криволинейность вольтамперной характеристики увеличивается с применением более мощных ламп.

	Напряжение на якоре, в											
	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140

Для лампы накаливания 300 вт, 220 в

Ток в обмотке возбуждения возбудителя, а	0,58	0,78	0,96	1,15	1,34	1,54	1,73	1,92	2,11	2,3	2,49	2,68	2,88
Падение напряжения на обмотке возбуждения возбудителя, в	11,9	16,0	19,7	23,6	27,5	31,5	35,5	39,3	43,2	47,2	51,0	55,0	59,0
Напряжение на нелинейном сопротивлении, в	18,1	24,0	30,3	36,4	42,5	48,5	54,5	60,7	66,8	72,8	79,0	85,0	91,0
Ток в нелинейном сопротивлении, а	0,40	0,44	0,45	0,53	0,56	0,60	0,63	0,67	0,70	0,73	0,77	0,80	0,83
Ток в шунтовом реостате, а	0,18	0,34	0,51	0,62	0,78	0,94	1,10	1,25	1,41	1,57	1,72	1,88	2,05
Сопротивление шунтового реостата, ом	100,5	70,5	59,5	58,4	54,5	51,6	49,5	48,6	47,4	46,4	45,8	45,2	44,4

Для лампы накаливания 500 вт, 220 в

Ток в нелинейном сопротивлении, а	—	0,71	0,80	0,87	0,93	0,99	1,05	1,10	1,16	1,22	1,28	1,33	1,39
Ток в шунтовом реостате, а	—	0,07	0,16	0,28	0,41	0,55	0,68	0,82	0,95	1,08	1,21	1,35	1,49
Сопротивление шунтового реостата, ом	—	343	188	130	103,5	88,2	80,2	74,0	70,4	67,4	65,3	62,8	61,1

Однако увеличение мощности ламп приводит к повышению начального напряжения на возбудителе, а следовательно, и начального напряжения на генераторе.

Согласно действующим инструкциям МЭСЭП скорость подъема напряжения на генераторе не ограничивается. Таким образом, при расчетах можно исходить из начального напряжения на возбудителе, дающем  $0,7 \div 0,8$  от номинального напряжения генератора.

### Выводы

1. Наиболее целесообразным способом повышения устойчивости работы возбудителей в условиях эксплуатации является искривление вольт-

амперной характеристики цепи возбуждения возбудителя посредством включения в эту цепь нелинейного сопротивления.

2. В качестве критерия пригодности выбранного нелинейного сопротивления следует использовать коэффициент устойчивости, величина которого не должна быть ниже  $1,17 \div 1,18$  на всем рабочем диапазоне внешней характеристики.

3. Для повышения надежности работы и упрощения эксплуатации синхронных генераторов, имеющих двухмашинный агрегат возбуждения, следует переходить на схему самовозбуждения. В подавляющем большинстве случаев указанное мероприятие можно осуществлять искривлением вольтамперной характеристики цепи возбуждения возбудителя.



## Повышение надежности работы выключателей МКП-35

Инж. А. А. Козьма и инж. С. М. Филатов

В процессе эксплуатации выключателей типа МКП-35, установленных на открытой подстанции, подверженной сильным загрязнениям уносами из котлов, был выявлен и устранен ряд дефектов выключателей этого типа. В порядке обмена опытом ниже приводим перечень выявленных и устраненных нами дефектов.

В осенне-зимний максимум 1951—1952 гг. при эксплуатации десяти масляных выключателей произошло пять случаев перекрытия их вводов.

Перекрытия происходили только при неблагоприятных метеорологических условиях (наружная температура от 0 до  $+3^\circ\text{C}$ , морозящий дождь или мокрый снег, сильный ветер, несущий все уносы из котлов на подстанцию), через несколько часов после обтирки изоляторов вводов, которые имели нормальные фарфоровые покрышки ПМ-35. Изоляция подстанции, находившаяся на уровне 70 кВ и выше, перекрытий не имела. Необходимость усиления изоляции вводов выключателей была очевидной.

Изоляция вводов масляных выключателей была усилена путем замены нормальных пятиюбочных покрышек ПМ-35 восьмьюбочными покрышками № 3653 изготовления завода «Пролетарий», которые длиннее покрышек ПМ-35 на 90 мм. При заливке вводов применялась компаундная масса ЭЗ и сборка вводов производилась в соответствии с противоаварийным циркуляром № 6/Э Технического управления Министерства. Общий вид ввода с покрышкой с усиленной изоляцией показан на рис. 1.

В процессе монтажа и эксплуатации выключателей наблюдались случаи проворачивания токоведущего стержня, на котором крепится дугогасительная камера с неподвижными контактами. Проворачивание камер приводило к невключению выключателя. В худшем случае оно может быть причиной повреждения механизма подвижных контактов.

Выполненное заводом крепление стержня в тонкой трубе конденсаторного ввода (рис. 2) за-

частую повреждается даже при проверке надежности подсоединения спусков к выключателю от руки. Для надежного крепления стержня применена дополнительная фиксация его при помощи новой латунной гайки 1, дополнительного стопорного болта 2 и второго стопорного винта 3. Следует отметить, что заводу-изготовителю необходимо в заводских условиях фиксировать стержень более простым и надежным способом.

Встроенные трансформаторы тока устанавливаются под крышкой фазы выключателя так, что трудно хорошо затянуть винты на отводах трансформатора. Для устранения этого неудобства в масляных выключателях с шестью трансформаторами тока они опущены в положение нижнего ряда варианта с 12 трансформаторами тока.

Крепление трансформаторов тока осуществлено на удлиненных шпильках без изменения принципа крепления. Для усиления изоляции вторичных обмоток относительно корпуса между трансформатором и обжимающими его с торцов металлическими пластинами прокладывались полоски гетинакса.

Трущиеся поверхности деталей привода имели недостаточную шлифовку и для уменьшения сил трения шлифовались дополнительно мелким наждачным полотном.

Четкое отключение выключателя в значительной мере зависит от свободного вращения ролика 4 звена механизма расцепления (рис. 3). Ось этого ролика, изготовленная из стали, часто сильно ржавеет, что приводит к заеданию ролика и отказу в отключении выключателя, особенно при снижении напряжения на отключающем электромагните. Для предотвращения заедания ролика стальная ось заменена осью из нержавеющей стали.

Стальной боек отключающей катушки (рис. 4) в схемах управления привода с контролем последующей операции при отключении выключателя часто заливает, что является причиной отказа

во включении привода и особенно опасно для схем с АПВ.

Кроме того, было установлено, что для четкой работы отключающего электромагнита, имеющего номинальные заводские данные при напряжениях от 65 до 110%, боек должен иметь ход до соприкосновения с запорной планкой 5 (рис. 3), равный 4—5 мм, и общий ход бойка должен быть равен приблизительно 5 мм, с тем чтобы при полном поднятии бойка зуб запорной планки поднимался выше ролика.

Стальной боек был заменен латунным, который вытачивался длиной 67 мм (рис. 4) при том же диаметре, что и стальной. Высота головки бойка выбиралась такой, чтобы можно было соз-

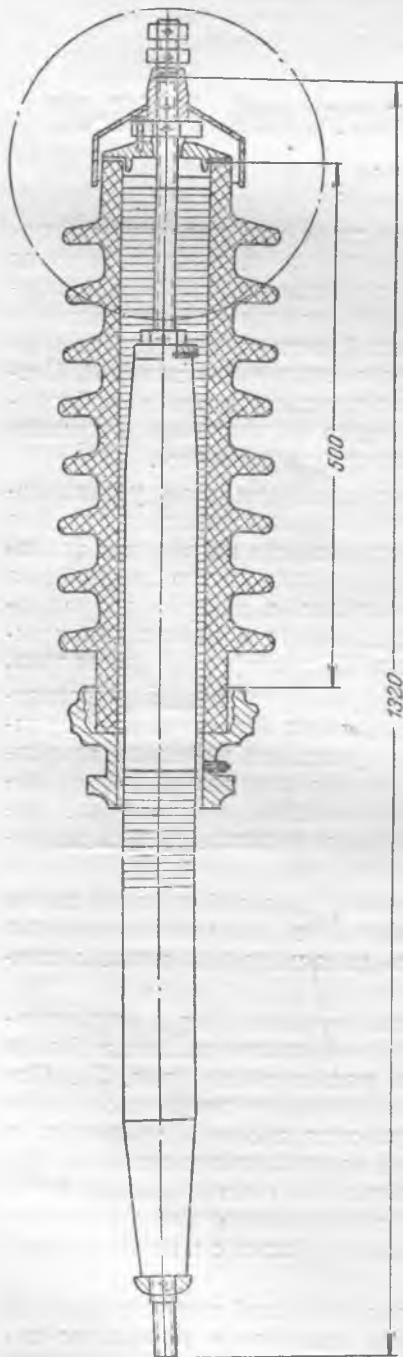


Рис. 1. Конденсаторный ввод МКП-35 с крышкой № 3653.

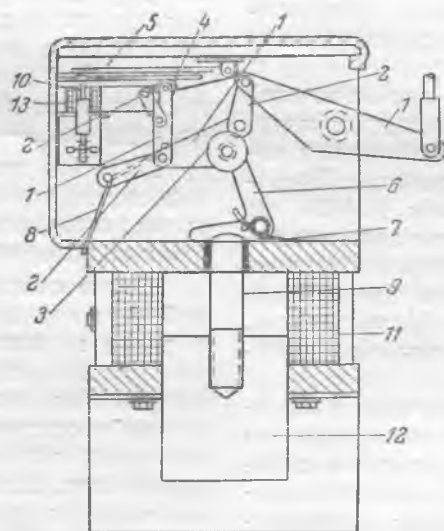


Рис. 3. Кинематическая схема привода ПС-30.

1—рычаг; 2—серьга; 3 и 4—ролики; 5—запорная планка; 6—удерживающая зашелка; 7—пружина; 8—складывающаяся пружина; 9—шток; 10—отключающий боек; 11—электромагнит; 12—сердечник; 13—отключающий электромагнит.

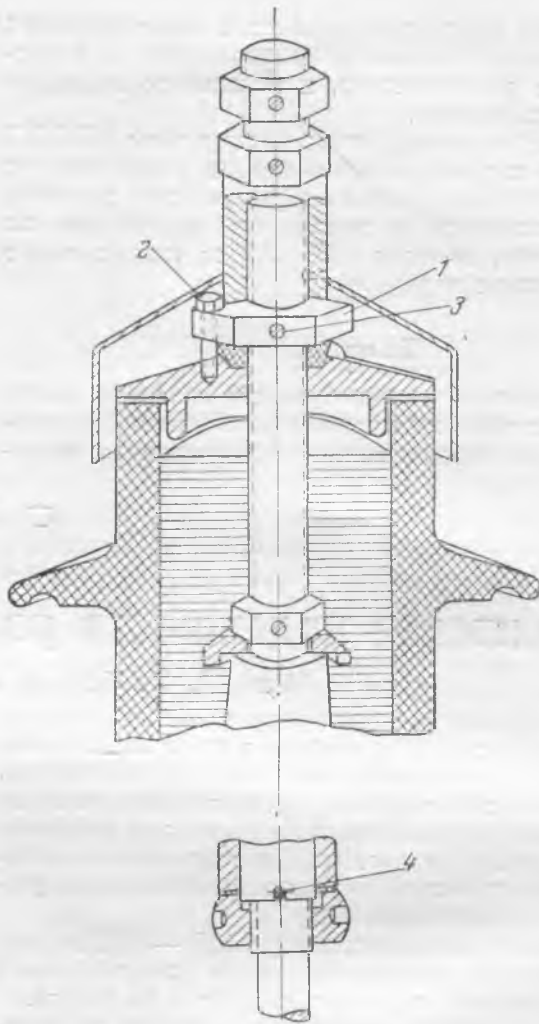


Рис. 2. Дополнительная фиксация токоведущего стержня.

1—новая латунная гайка; 2—дополнительный стопорный болт; 3—второй стопорный винт; 4—шпилька, фиксирующая стержень.

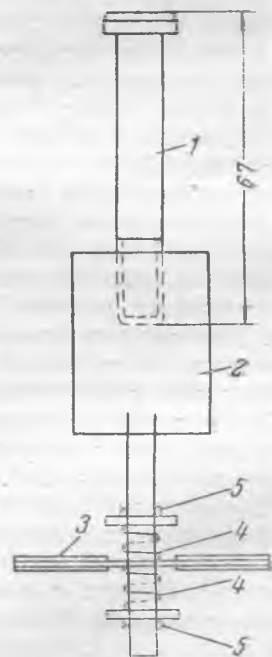


Рис. 4. Установка латунного бойка на сердечник отключающего электромагнита.

1—латунный боек; 2—сердечник; 3—блокировочная шайба; 4—пружины; 5—шпильки.

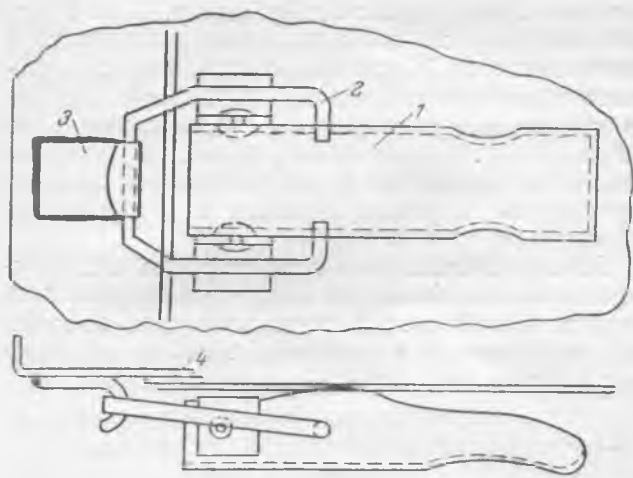


Рис. 5. Пряжковый запор.

1 — рукоятка запора; 2 — пряжка; 3 — скоба; 4 — уплотнение дверки.

дать ход, до соприкосновения с запорной планкой, равный 4—5 мм.

Полный ход сердечника электромагнита регулировался за счет выбора соответствующей длины пружин 4, между которыми находится блокировочная шайба. При этом пересверливались отверстия для шплинтов 5.

Шкаф привода имеет неудовлетворительное уплотнение, что приводит к попаданию влаги и пыли внутрь привода, вызывающему ржавление и загрязнение деталей привода и, как следствие, отказ его во включении или отключении. Кроме того, значительно падает сопротивление изоляции цепей вторичной коммутации, окисляются все контактные соединения и т. д. Для устранения подобных явлений необходимо тщательно уплотнить шкаф привода. Уплотнение должно выполняться с учетом необходимости некоторой вентиляции, осуществленной таким образом, чтобы исключить возможность попадания воды и пыли на привод.

Для осмотра рычажной системы привода ШПС-30 необходимо отвернуть 11 болтов и снять боковую стенку шкафа. Это представляет значительные неудобства в эксплуатации. Вместо крепления боковой стенки болтами ее следует установить на петлях, уплотнить и поставить на ней удобные, легко открывающиеся запоры.

Уплотнение шкафа привода производилось или байковой прокладкой, или сложенной вдвое тонкой резиновой полоской. Уплотняющие прокладки устанавливались на всех поверхностях примыкания дверок привода. Полоски крепились за пределами примыкания.

Для плотного прижатия дверок и возможности быстрого открытия привода были установлены пряжковые запоры (рис. 5), вполне оправдавшие себя на практике.

Перегородки между отдельными зажимами сделаны из картона; провода укладываются прямо на металлические стенки привода; это заметно снижает сопротивление изоляции коммутации.

Усиление изоляции вторичной коммутации осуществлено за счет упорядочивания укладки проводов с применением изоляционных прокладок под ними и замены картонных прокладок между зажимами гетинаксовыми.

Массивные металлические детали привода открытой установки при резких потеплениях зимой могут увлажняться или покрываться инеем. Подобное же явление возможно при резком похолодании, если шкаф привода будет герметизирован.

Выше мы уже отмечали, что влага весьма опасна для привода, и поэтому тем или иным путем привод от нее должен быть защищен.

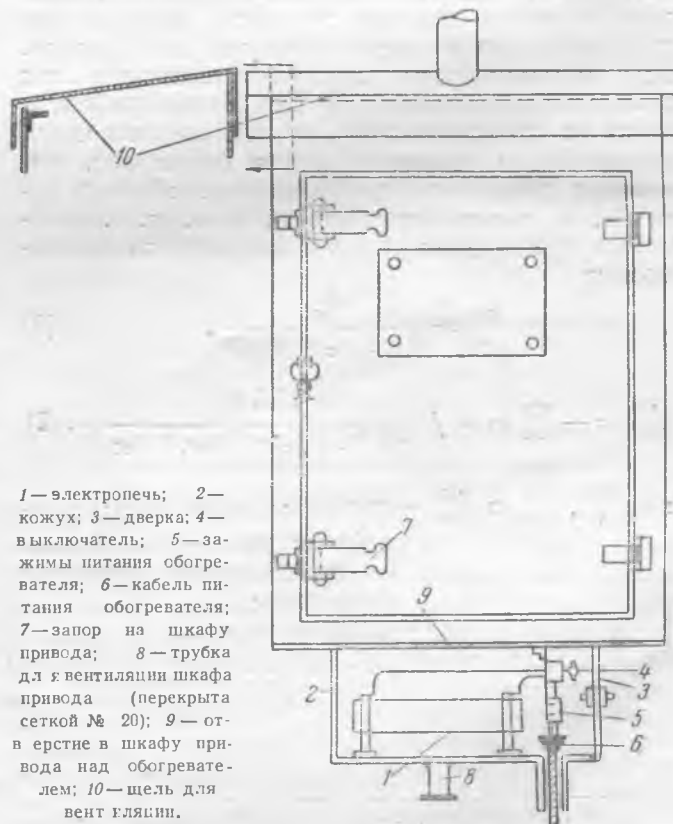
Некоторые авторы независимо от условий, в которых работает привод, считают применение электрообогрева нецелесообразным, мотивируя это тем, что при хорошей вентиляции шкафа привода так называемого отпотевания привода со всеми его последствиями не будет. В условиях сильной запыленности воздуха открытой подстанции и при резких колебаниях наружной температуры, по нашему мнению, необходимы:

- а) хорошее уплотнение шкафа, исключающее проникновение пыли и влаги внутрь шкафа;
- б) организованная незначительная вентиляция шкафа с очисткой воздуха, проникающего к приводе;
- в) обогрев привода, безусловно исключающий возможность отпотевания и наиболее надежно предохраняющий детали привода от ржавления, вторичную коммутацию от снижения изоляции, смазку от застывания и т. д.

Применение обогрева не противоречит § 721 «Правил технической эксплуатации», а только расширяет область его применения.

Обогрев привода осуществлен электропечью мощностью около 600 вт, установленной в кожухе, приваренном к днищу привода (фиг. 6).

Для проникновения теплого воздуха внутрь шкафа привода в его днище под сердечником



1 — электропечь; 2 — кожух; 3 — дверка; 4 — выключатель; 5 — зажимы питания обогревателя; 6 — кабель питания обогревателя; 7 — запор на шкафу привода; 8 — трубка для вентиляции шкафа привода (перекрыта сеткой № 20); 9 — отверстие в шкафу привода над обогревателем; 10 — щель для вентиляции.

Рис. 6. Установка электрообогревателя под шкафом привода ШПС-30.



привода вырезано отверстие диаметром 100÷150 мм. Питание нагревателей осуществлено от сети рабочего освещения.

Для организованной вентиляции шкафа привода внизу кожуха установлена вентиляционная трубка 8, перекрытая мелкой сеткой, а в верхней части шкафа привода предусмотрена щель 10 шириной 1—2 мм; вместо щели может быть сделано несколько отверстий, защищенных от попадания влаги и пыли.

В результате осуществления перечисленных мероприятий в следующий осенне-зимний максимум перекрытий вводов выключателей не было, хотя обтирка изоляции при неблагоприятных

условиях производилась попеременно. Если в первый год после монтажа масляных выключателей имело место до 20 случаев отказа в работе приводов выключателей при их опробовании, особенно при низких температурах, то, начиная с октября 1952 г. по настоящее время, не было ни одного случая отказа в работе привода. Заметно улучшилось состояние приводов и обслуживание выключателей стало удобнее.

Заводу-изготовителю следует учесть опыт эксплуатации выключателей МКП-35 и организовать выпуск выключателей специально для подстанций, работающих в условиях сильного загрязнения воздуха уносами.



## О продольной дифференциальной защите генераторов

Инж. Г. В. Подковыров

Техническим управлением по электростанциям противоаварийным циркуляром № 1/Э предусматривается повышение надежности работы дифференциальной продольной защиты генераторов, имеющих стержневую обмотку статора. Целесообразно рассмотреть такую возможность и в отношении генераторов (в основном гидрогенераторов) с катушечной обмоткой статора.

Для оценки возможности загробления дифференциальной защиты многополюсных генераторов с катушечной обмоткой необходимо прежде всего отметить различие характера изменения тока короткого замыкания в зависимости от относительного числа замкнувшихся витков  $\alpha$  при повреждении между фазами статорной обмотки для двухполюсного и многополюсного генераторов. При металлическом коротком замыкании ток в обмотке двухполюсного генератора, работающего на холостом ходу, с уменьшением числа замкнувшихся витков  $\alpha$  резко возрастает, поскольку реактивное сопротивление обмотки изменяется пропорционально  $\alpha^2$ , а э. д. с. изменяется пропорционально  $\alpha$  и выражается зависимостью

$$j_{\alpha}^{(3)} = \frac{\dot{E}_{\phi}}{R + j(x_c + \alpha x_{об})}, \quad (1)$$

$$j_{\alpha B}^{(2)} = -j_{\alpha C}^{(2)} = -j \frac{\sqrt{3} \cdot \dot{E}_{\phi}}{2R + j[2x_c + \alpha(x_{об1} + x_{об2})]}, \quad (2)$$

где  $j_{\alpha}^{(3)}$ ,  $j_{\alpha B}^{(2)}$  и  $j_{\alpha C}^{(2)}$  — соответственно полные токи в фазах при трехполюсном и двухполюсном коротком замыкании;  
 $\dot{E}_{\phi}$  — фазовая э. д. с.;

$R$  — активное сопротивление обмотки одной фазы;

$x_c$  — реактивное сопротивление обмотки, обусловленное только потоком, сцепляющимся с порождающим этот поток витком;

$x_{об}$  — реактивное сопротивление обмотки, обусловленное потокосцеплением всех витков.

В многополюсном генераторе характер зависимости тока короткого замыкания от числа замкнувшихся витков каждой катушки — другой. Для генератора, работающего на холостом ходу, при металлическом коротком замыкании характер такой зависимости приближенно может быть найден следующим путем. Полагая для генератора, статорная обмотка которого состоит из  $n$  катушек на фазу, фазные э. д. с. и сопротивления равными:

$$\left. \begin{aligned} \dot{E}_{\phi} &= \alpha_{(1)} \cdot \dot{E}_{(1)} + \alpha_{(2)} \cdot \dot{E}_{(2)} + \dots + \alpha_{(n)} \cdot \dot{E}_{(n)}, \\ R &= \alpha_{(1)} \cdot R_{(1)} + \alpha_{(2)} \cdot R_{(2)} + \dots + \alpha_{(n)} \cdot R_{(n)}, \\ x_c &= \alpha_{(1)} \cdot x_{c(1)} + \alpha_{(2)} \cdot x_{c(2)} + \dots + \alpha_{(n)} \cdot x_{c(n)}, \\ x_{об} &= \alpha_{(1)}^2 \cdot x_{об(1)} + \alpha_{(2)}^2 \cdot x_{об(2)} + \dots + \alpha_{(n)}^2 \cdot x_{об(n)}, \end{aligned} \right\} (3)$$

где  $\alpha_{(1)}$ ,  $\alpha_{(2)}$ , ...,  $\alpha_{(n)}$  — относительные числа витков 1-й, 2-й, ...,  $n$ -й катушек обмотки фазы;

$\dot{E}_{(1)}$ ,  $\dot{E}_{(2)}$ , ...,  $\dot{E}_{(n)}$ ;  $R_{(1)}$ ,  $R_{(2)}$ , ...,  $R_{(n)}$ ;  $x_{c(1)}$ ,  $x_{c(2)}$ , ...,  $x_{c(n)}$ ;  $x_{об(1)}$ ,  $x_{об(2)}$ , ...,  $x_{об(n)}$  — э. д. с., активные и реактивные сопротивления 1-й, 2-й, ...,  $n$ -й катушек обмотки фазы соответственно, можно написать для тока трехполюсного короткого замыкания

$$j_{\alpha}^{(3)} = \frac{\alpha_{(1)} \cdot \dot{E}_{(1)} + \alpha_{(2)} \cdot \dot{E}_{(2)} + \dots + \alpha_{(n)} \cdot \dot{E}_{(n)}}{(\alpha_{(1)} \cdot R_{(1)} + \alpha_{(2)} \cdot R_{(2)} + \dots + \alpha_{(n)} \cdot R_{(n)}) + j(\alpha_{(1)} \cdot x_{c(1)} + \alpha_{(2)} \cdot x_{c(2)} + \dots + \alpha_{(n)} \cdot x_{c(n)}) + j(\alpha_{(1)}^2 \cdot x_{об(1)} + \alpha_{(2)}^2 \cdot x_{об(2)} + \dots + \alpha_{(n)}^2 \cdot x_{об(n)})}, \quad (4')$$

Полагая величины э. д. с. и соответствующих сопротивлений отдельных катушек соответственно равными между собой, находим:

$$j_a^{(3)} = \frac{\dot{E}_\phi}{R + j \left( x_c + x_{o\phi} \frac{\alpha_{(1)}^2 + \alpha_{(2)}^2 + \dots + \alpha_{(n)}^2}{\alpha_{(1)} + \alpha_{(2)} + \dots + \alpha_{(n)}} \right)}; \quad (4'')$$

аналогично находим выражения для тока при двухполюсном металлическом коротком замыкании:

$$j_{aB}^{(2)} = -j_{aC}^{(2)} = -j \frac{\sqrt{3} \dot{E}_\phi}{2R + j \left[ 2x_{c1} + (x_{o\phi 1} + x_{o\phi 2}) \frac{\alpha_{(1)}^2 + \alpha_{(2)}^2 + \dots + \alpha_{(n)}^2}{\alpha_{(1)} + \alpha_{(2)} + \dots + \alpha_{(n)}} \right]}. \quad (5')$$

Так как величина  $x_c$  для катушечной обмотки, а также  $R$  в сравнении с  $x_{o\phi}$  незначительны, их для простоты не учитываем. Тогда выражения (4'') и (5') будут иметь вид:

$$j_a^{(3)} = \frac{\dot{E}_\phi}{x_{o\phi} \frac{\alpha_{(1)}^2 + \alpha_{(2)}^2 + \dots + \alpha_{(n)}^2}{\alpha_{(1)} + \alpha_{(2)} + \dots + \alpha_{(n)}}}, \quad (4)$$

$$j_{aB}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \dot{E}_\phi}{(x_{o\phi 1} + x_{o\phi 2}) \frac{\alpha_{(1)}^2 + \alpha_{(2)}^2 + \dots + \alpha_{(n)}^2}{\alpha_{(1)} + \alpha_{(2)} + \dots + \alpha_{(n)}}}. \quad (5)$$

Из выражений (4) и (5) можно заключить, что при поочередном изменении  $\alpha_{(n)}, \alpha_{(n-1)}, \dots, \alpha_{(2)}$  и  $\alpha_{(1)}$  от единицы до нуля (что имеет место при реальных условиях повреждений) величины тока при металлических коротких замыканиях не снижаются ниже величин, имеющих место при соответствующих видах короткого замыкания на выводах генератора. Следовательно, для определения чувствительности защиты приближенно может быть принята величина тока при коротком замыкании на выводах генератора при работе его на холостом ходу.

Для гидрогенератора, имеющего  $x_{o\phi 1} = x_d' = 0,3$ ;  $x_{o\phi 2} = x_2 = 0,43$  и числе катушек на фазу  $n = 14$  характер изменения величины тока повреждения, подсчитанного по выражению (5), приведен на рисунке.

Волнообразный характер кривой тока при металлических замыканиях определяется следующим. При перемещении точки повреждения по виткам 14-й катушечной группы (от внешних выводов генератора) э. д. с. фазы уменьшается пропорционально  $\alpha$  данной катушечной группы, а сопротивление уменьшается пропорционально  $\alpha^2$  катушечной группы. Таким образом, величина тока при этом несколько возрастает. Затем  $\alpha_{14}$  (14-й катушечной группы), приближаясь к нулю, исчезает. Следовательно, при этом уменьшаются на  $1/14$  как величины э. д. с., так и величина сопротивления обмотки фазы, а ток уменьшается до первоначальной величины, соответствующей короткому замыканию на выводах.

То же самое происходит при дальнейшем перемещении точки повреждения по виткам остальных катушечных групп, с той лишь разницей, что чем ближе перемещается точка повреждения

к первой катушечной группе, расположенной у нейтрали, относительное значение каждого витка для участка обмотки — между нейтралью и точкой повреждения — увеличивается, а следовательно, действие уменьшения сопротивления катушечной группы, пропорционального  $\alpha^2$ , усиливается, а амплитуда нарастания тока увеличивается.

Величина переходного сопротивления в месте повреждения зависит от многих факторов и в том числе от типа обмотки и ее изоляции, а влияние его сказывается также в зависимости от числа замкнутых витков. Однако можно полагать, что в начальный момент возникновения короткого замыкания, когда в месте повреждения образуется проводящий «мостик», значение переходного сопротивления невелико и для защиты без выдержки времени может не учитываться.

Исходя из этого, при загромождении защиты желательно максимальное ускорение ее действия путем подбора соответствующих типов реле с применением самоудерживания, например, с помощью промежуточного реле с последовательной обмоткой.

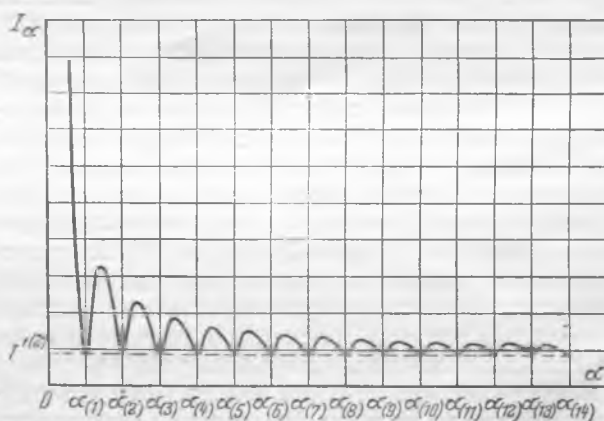
Предел повышения уставок защиты обуславливается, как известно, кратностью расчетного тока короткого замыкания по отношению к току трогания реле. Однополюсные короткие замыкания в генераторах с изолированной нейтралью практически исключаются. Поэтому для практических подсчетов чувствительности защиты в качестве расчетного может быть принят сверхпереходный ток при двухполюсном коротком замыкании на выводах генератора, работающего на холостом ходу.

Для типовых генераторов отечественного производства соотношения сверхпереходных токов при двухполюсном и трехполюсном коротких замыканиях  $k_{(2-3)} = \frac{I''^{(2)}}{I''^{(3)}}$  при повреждении на

выводах имеют следующие значения:

для турбогенераторов  $k_{(2-3)} = 0,786$ ,

для гидрогенераторов с успокоительными обмотками  $k_{(2-3)} = 0,77$ ,



Зависимость изменения тока повреждения при двухполюсном коротком замыкании от доли замкнутых витков каждой катушки гидрогенератора с катушечной обмоткой статора  $I_\alpha = f(\alpha)$  для  $t = 0$  по выражению (5) при числе

катушек на фазу  $n = 14$ ,  $x_{o\phi 1} = x_d' = 0,3$  и  $x_{o\phi 2} = x_2 = 0,43$ .

для гидрогенераторов без успокоительных обмоток  $k_{(2,3)} = 0,65$ .

Коэффициент запаса, подсчитанный по выражению:

$$k_3 = \frac{I_{pm}}{I_n} = \frac{I''(2)}{k \cdot I_n} = \frac{k_{(2,3)}}{k \cdot x_d} \quad (6)$$

где  $k = \frac{I''(2)}{I_{pm}}$  — кратность сверхпереходного тока

при двухполюсном коротком замыкании относительно тока трогания реле (см. таблицу)

Коэффициент запаса $k_3$	При кратности расчетного тока короткого замыкания относительно тока трогания защиты	
	$k=2$	$k=3$
Для типового турбогенератора	3,14	2,1
Для типового гидрогенератора с успокоительными обмотками . . . . .	1,92	1,28
То же, без успокоительных обмоток . . . . .	1,2	0,8

Из данных таблицы следует, что если для турбогенераторов коэффициент запаса может быть принят  $k_3=2$  и при этом кратность расчетного тока повреждения относительно тока трогания обеспечивается около трех, то для гидрогенераторов без успокоительных обмоток, допуская кратность  $k_3 \geq 2$ , он, повидимому, должен быть  $k_3 \leq 1,2$ . Для гидрогенераторов с успокоительными обмотками считаем возможным принять коэффициент запаса  $1,3 \div 1,5$ .

В 1951 г. на основе изложенных соображений<sup>1</sup> уставки тока дифференциальной защиты на десяти гидрогенераторах и на семи турбогенераторах энергосистемы были увеличены до 1,2 номинального тока генератора. Имевшиеся на генераторах добавочные сопротивления в цепи дифференциального реле при этом были исключены, а до установки реле, сигнализирующих об обрывах в цепях тока, введены периодические измерения тока небаланса в нулевом проводе.

Случаев работы дифференциальной защиты, а также обрыва в цепях трансформаторов тока в схемах защиты этих генераторов за истекший период эксплуатации (около двух лет) не было.

Применение трехфазного дифференциального реле в схемах дифференциальной продольной защиты. С повышением тока трогания однофазных реле дифференциальной защиты для предотвращения ложной работы ее при обрывах в цепях трансформаторов тока в некоторых случаях не обеспечивается требуемая чувствительность защиты из-за малых значений расчетного тока повреждения относительно тока трогания реле ( $k_3 < 2$ ).

В этих условиях считаем целесообразным дифференциальную защиту генераторов выполнять с помощью трехфазного дифференциального реле, ток трогания которого при протекании тока

<sup>1</sup> По рекомендации И. А. Сыромятникова, Материалы Всесоюзной научно-технической сессии по релейной защите ВНИТОЭ, Чебоксары, 1950.

только в одной катушке реле был бы значительно выше тока трогания при протекании тока в двух или в трех катушках данного реле, как это имеет место, например, в дифференциальном реле типа РД ХЭМЗ. Разумеется, что трехфазное дифференциальное реле должно быть быстродействующим, как это отмечалось выше, и более совершенным в конструктивном отношении, чем устаревшее реле типа РД.

Основываясь на том, что обрывы цепи трансформаторов тока обычно происходят в одной фазе, а чувствительность трехфазного реле при обтекании током только одной катушки значительно загроубляется, можно, отстроившись от тока небаланса, образующегося при обрыве в одной фазе, выполнить дифференциальную защиту с трехфазным реле более чувствительной к двухполюсным и трехполюсным коротким замыканиям, чем с однофазным реле.

Это может быть показано на примере применения реле типа РД; токи трогания трехфазного дифференциального реле РД ХЭМЗ:

$I_{pm}^{(3)}$  — при трехполюсном коротком замыкании;  
 $I_{pm}^{(2)}$  — при двухполюсном коротком замыкании;  
 $I_{pm}^{(1)}$  — при однополюсном замыкании имеют, как известно, следующие соотношения:

$$I_{pm}^{(3)} : I_{pm}^{(2)} : I_{pm}^{(1)} = 1 : 1,225 : 2,12.$$

Таким образом, если принять отстройку от однофазного тока, протекающего в одной катушке реле при обрыве цепи трансформатора тока одной фазы, при номинальной нагрузке генератора, с коэффициентом запаса  $k_3 = 1,3 \div 1,5$  чувствительность дифференциальной защиты, выполненной с трехфазным реле РД, составит, согласно приведенным соотношениям между токами трогания:

для случая трехполюсного короткого замыкания

$$I_{pm} = \frac{k_3 \cdot I_{pm}^{(3)}}{I_{pm}^{(1)}} \cdot I_n = \frac{(1,3 \div 1,5) \cdot 1}{2,12} \cdot I_n = (0,613 \div 0,708) I_n, \quad (7)$$

для двухполюсного короткого замыкания

$$I_{pm} = \frac{k_3 \cdot I_{pm}^{(2)}}{I_{pm}^{(1)}} \cdot I_n = \frac{(1,3 \div 1,5) \cdot 1,225}{2,12} \cdot I_n = (0,75 \div 0,867) I_n, \quad (8)$$

т. е. чувствительность дифференциальной защиты с трехфазным реле РД в сравнении с чувствительностью дифференциальной защиты, выполненной с однофазными реле, при одинаковых коэффициентах запаса  $k_3$ , повышается: для трехполюсного короткого замыкания в 2,12 раза и для двухполюсного в 1,73 раза.

По опыту работы энергосистемы можно считать, что выполнение дифференциальной защиты гидрогенераторов с трехфазными реле с током трогания 60—70% номинального тока и без добавочных сопротивлений в цепи дифференциального реле обеспечит надежную отстройку ее также и от бросков тока небаланса при внешних коротких замыканиях.

Применение трехфазных реле вместо однофазных целесообразно также и для генераторов с большими кратностями расчетного тока повреждения, если даже и не требуется повышать чувствительность дифференциальной защиты. Увеличение коэффициента запаса  $k_z$  при той же чувствительности, что и с однофазными реле, позволяет уменьшить вероятность ложной работы дифференциальной защиты при обрыве цепи трансформаторов тока.

В энергосистеме у одного из генераторов, дифференциальная защита которого выполнена на реле РД ХЭМЗ с уставкой трехфазного тока трогания 54% номинального, что соответствует 115% номинального тока генератора при токе в одной катушке реле, имел место случай обрыва цепи трансформатора тока в одной фазе. При

этом генератор длительно находился в работе с полной нагрузкой и дифференциальная защита его не работала, пока из-за отсутствия соответствующей сигнализации и несвоевременного выявления и устранения обрыва генератор не отключился при удаленном коротком замыкании.

Подобные случаи свидетельствуют о том, что загромождение дифференциальной защиты, обеспечивающее сохранение в работе как генераторов, так и трансформаторов при обрывах цепи трансформатора тока, является эффективным мероприятием, если будет осуществляться, как это рекомендуется в упомянутом циркуляре, контроль исправности этих цепей с помощью сигнального реле или, в крайнем случае, при наличии постоянного дежурства персонала — амперметра с кнопкой.



## Дистанционный контроль гололедных нагрузок на линиях электропередачи

Доктор техн. наук В. В. Бургсдорф и канд. техн. наук Я. Л. Быховский

Образования гололеда и изморози на проводах линий электропередачи представляют большую опасность для нормальной эксплуатации электрических сетей. Хорошо известны тяжелые аварии с обрывами проводов и разрушениями опор при сильных обледенениях, когда нагрузка провода на 1 пог. м достигала 3—5 и даже 10 кг.

Случаи особенно больших гололедных и изморозевых образований сравнительно редки, и представляется вполне целесообразным во избежание чрезмерного удорожания линии прибегать в подобных случаях к плавлению гололеда электрическим током. Высокая эффективность этого способа удаления гололеда является в настоящее время общепризнанной. При практическом его использовании существенно важно правильно судить о действительных нагрузках на провода, что позволяет своевременно осуществить плавку гололеда без излишних отключений линий.

Большой частью о необходимости проведения плавки судят на основании обходов линии в период гололедообразования. Такой обход требует значительного времени. Кроме того, в горных районах с пересеченной трассой гололедные явления достигают обычно наибольшей интенсивности в трудно доступных точках на перевалах, вершинах хребтов и т. п. Неоднократно делались попытки судить об интенсивности гололедообразования по увеличению затухания токов высокой частоты установок связи, защиты и телемеханики. Такой контроль имеет тот принципиальный недостаток, что он не делает различия между местным мощным обледенением (на небольшом участке линии) и небольшим образованием гололеда на участке большой протяженности, которое не представляет опасности для прочности линии. Кроме того, количественная оценка интенсивности обледенения является весьма затруднительной.

В практике равномерное обледенение вдоль всей линии бывает сравнительно редко. Большей частью встречаются отдельные сильно поражаемые участки, на которых гололедные образования особенно велики и могут привести к повреждению. Очевидно в таких пунктах и следует вести контроль за нагрузкой проводов. Если обеспечить автоматическую передачу сигналов о величине нагрузки дежурному персоналу подстанции, задачу контроля за гололедообразованием можно считать решенной.

Практически для регистрации нагрузки проводов могут быть применены гололедографы, снабженные специальными устройствами для передачи сигналов на подстанции.

Гололедографы представляют собой пружинные динамометры с приспособлениями для записи веса обледенелого провода<sup>1</sup>. В данном случае они должны быть снабжены дополнительными контактами, замыкающимися при появлении определенной нагрузки.

Проще всего осуществить сигнализацию на линии, снабженной заземляющими тросами. Для этого необходимо изолировать заземляющий трос, используя его для соединения контактов гололедографа с сигнальным устройством. Возможная схема сигнализации показана на рис. 1.



Рис. 1.

<sup>1</sup> В. В. Бургсдорф, Сооружение и эксплуатация линий электропередачи в сильно гололедных районах, Госэнергоиздат, 1947.

На подстанции расположены: 1 — выпрямитель или батарея 100—200 в; 2 — измерительный прибор постоянного тока; 3 — магнитоэлектрическое реле; 4 — сигнальные лампочки и звонок; 5 — регулировочный реостат; 6 — фильтр низких частот с индуктивностью 100—150 мГн и конденсатором 10 мкФ, 150 в; 7 — переключатель троса 8 с сигнального устройства на другие устройства или на землю.

На линии в различных расстояниях от подстанции находятся пункты установки гололедографов 9, 10 и др. Трос в этих пунктах подключен к контактам 13 через плавкую вставку 11 и сопротивление 12. Сопротивления 12 устанавливаются разных величин для того, чтобы после получения сигнала в результате замыкания одного из контактов 13 можно было бы по показаниям прибора 2 судить о том, в каком из пунктов замкнулся контакт. Плавкие вставки должны быть рассчитаны на максимально возможные токи индукции (5—10 а), они устанавливаются только в том случае, когда предполагается применение устройств для расплавления гололеда на изолированном тросе. При этом на пунктах с замкнутым контактом вставки могут перегореть, поэтому они должны периодически проверяться и заменяться. Можно также установить сопротивления 12 такой величины, чтобы применение плавких вставок не требовалось.

При наличии импульсных измерителей возможно применение импульсного метода контроля за состоянием контактов гололедографов.

Схема сигнализации для этого случая показана на рис. 2.

Импульсный измеритель 1 через фильтр высоких частот 2 и переключатель 3 посылает в трос 4 зондирующие импульсы.

При замыкании контакта гололедографа 8 между тросом и землей включается конденсатор 7, отражение от которого наблюдается на экране импульсного измерителя. Возможно также устройство дополнительных приспособлений для воздействия отраженного импульса на реле, управляющее световой или акустической сигнализацией.

Конденсаторы 7 должны иметь емкости порядка 0,01 мкФ и выдерживать максимально возможные напряжения на тросе (порядка десятков киловольт).

Между нижней обкладкой конденсатора и землей в целях упрощения конструкции контакта 8 должна быть включена катушка 9 с индуктивностью 40—50 мГн или активное сопротивление 5—10 тыс. ом.

Если заземляющий трос отсутствует или его разземление нецелесообразно, передача сигналов может осуществляться по проводам линии электропередачи токами высокой частоты.

Для этого необходима установка на опорах вместе с гололедографами высокочастотных пере-

датчиков небольшой мощности (порядка десятых долей ватта).

Предлагаемая схема сигнализации показана на рис. 3.

Одна из фаз линии обработана на конце с помощью высокочастотного заградителя 1, конденсатора связи 2 и фильтра присоединения 3.

К фильтру присоединения подключен высокочастотный приемник 4, управляющий сигнальным устройством 5.

В пунктах установки гололедографов (6, 7 и др.) к обработанной фазе линии подключены конденсаторы связи 8, являющиеся одновременно элементами емкостных делителей напряжения для отбора мощности 50 мВ, а также следующие элементы: фильтр присоединения 9; высокочастотный передатчик 10 мощностью 0,1—0,5 Вт; индуктивность 100 мГн для уменьшения потерь в трансформаторе 11; трансформатор 12 мощностью 50—100 вА; устройство электропитания (повышающие трансформаторы, выпрямители, аккумуляторные или сухие батареи) 13; контакты запуска передачи 14.

Ввиду небольшой мощности передатчиков и отсутствия необходимости в непрерывном накале ламп возможно обеспечить их электрическим питанием от сухих элементов. При желании можно питать передатчики от сети 50 Гц, используя емкостной отбор мощности непосредственно с контролируемой линии.

Основные затраты при этой схеме сигнализации вызовет установка высоковольтных конденсаторов связи.

Для различения сигналов от разных пунктов можно применять:

- сдвиг высоких частот с применением стабилизированных генераторов и узкополосных фильтров;
- модуляцию различными тональными частотами;
- высылку кода с помощью прерывателей и т. п.

Выбор той или иной системы сигнализации должен определяться эксплуатационными соображениями, экономическими показателями и конструктивными особенностями линий электропередачи.

Для линий с тросами, повидимому, целесообразнее схемы рис. 1 или 2. Для линий без тросов следует остановиться на схеме рис. 3.

Возможность применить высокочастотный передатчик малой мощности иллюстрируется следующим примерным расчетом:

При расстоянии от контрольного пункта до подстанции, где установлено приемное устройство, 50 км и использовании частот порядка

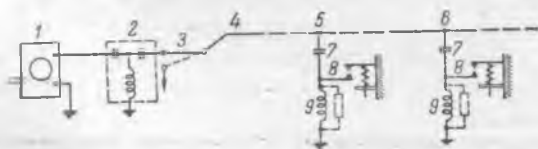


Рис. 2.

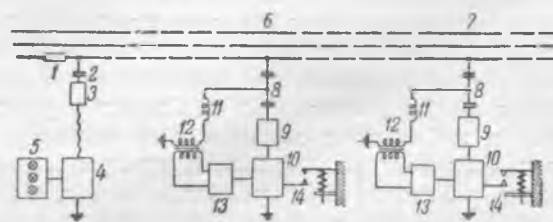


Рис. 3.

250 кгц затухание участка линии 110 кВ составит около 1,6 неп, а с учетом гололеда средней интенсивности — 3,2 неп (при увеличении километрического затухания в 3 раза на всей длине).

С помощью кварцевой стабилизации передатчика и узкополосного кварцевого фильтра в приемнике можно ограничить полосу частот канала величиной меньше 100 гц. Уровень помех в этой полосе — 5,5 неп. Уровень приема должен превышать уровень помех на 2,5—3 неп, т. е. быть не меньше — 2,5 неп. При затухании 3,2 неп уровень передачи должен быть равен +0,7 неп, что соответствует мощности 4 мвт. Мощность в несколько

десятков милливольт можно получить, выполнив, например, передатчик на двух малогабаритных лампах типа 2Ж2 с питанием от сухих батарей; анодной 100 в и накальной 2 в. Пуск передатчика должен производиться сигнальным контактом гололедографа, чтобы излишние батареи не расходовались.

Применение такого дистанционного контроля можно рекомендовать для сильно гололедных районов, где случаи опасного обледенения наблюдаются систематически и предлагаемые мероприятия дадут должный эффект в отношении предупреждения аварий.



## Усиление приводов выключателей МКП-274

Инж. М. А. Смирнов

На одной подстанции, оборудованной аккумуляторной батареей типа СК-14-220 в, установлены выключатели типа МКП-274 с приводами типа ПС-30 для пофазного автоматического повторного включения.

Указанные приводы имеют две включающие катушки по 250 витков провода диаметром 2,83 мм сопротивлением 0,66 ом каждая. Эти катушки при имеющейся батарее позволяют производить только пофазное (автоматическое или оперативное) включение. При включении одновременно всех трех фаз потеря напряжения достигает 70 в; из них 45 в теряется в аккумуляторной батарее и 25 в — в сети (при напряжении сети 230 в). В этом случае трехфазное включение может производиться только после предварительного повышения напряжения сети постоянного тока.

В настоящее время в связи с применением автоматической синхронизации, кроме пофазного, требуется трехфазное автоматическое включение, поэтому оба вида включения должны производиться в любой момент без предварительного повышения напряжения сети постоянного тока.

Этот вопрос решен путем усиления приводов, так как другие возможные способы, как замена аккумуляторной батареей более мощной, практически неприемлемы, а усиление сети постоянного тока мало эффективно.

Усиление приводов произведено заменой включающих катушек более мощными, имеющими 200 витков провода диаметром 3,05 мм с сопротивлением 0,45 ом. В приводах двух первых фаз было заменено по одной катушке, а в приводе третьей фазы — обе, так как третья фаза включалась медленнее других. После этого все фазы включались при нормальном напряжении сети 230 в со временем 0,88 ÷ 0,94 сек. Потеря напряжения при этом достигла 85 в, а ток каждого привода возрос до 125 ÷ 145 а. В результате замены катушек приводы получили запас тягового усилия и производят включение трех фаз при напряжении, пониженном до 210 в, со временем 1,00 ÷ 1,04 сек.

Одновременно с устройством трехфазного включения приняты меры для ограничения жест-

ких ударов по вводам при включении, которые в нескольких случаях вызывали их разрушение.

Применявшиеся ранее для этой цели методы — опиливание головки болта, крепящего верхний контакт в гасительной камере; установка ограничивающего упора у рычага выключателя; установка кожаных и стальных шайб в верхний пружинный буфер — не исключали ударов по вводам.

Согласно последнему указанию завода-изготовителя в верхний буфер (рис. 1) установлены стальные шайбы, которые дали положительные результаты. При этом буфер имеет ход 19 мм. Кроме того, устранены удары по перегородкам 11 (рис. 2) гасительных камер, которые в нескольких случаях вызывали их разрушение. Причиной ударов являлась величина свободного хода промежуточных контактов 3, равная 20—22 мм, которая была на 9 ÷ 10 мм меньше свободного хода верхних контактов 6. Так как пружины 10 промежуточных контактов 3 имели значительный предварительный натяг, то без ущерба для их работы они были обрезаны на 1 ÷ 1½ витка, что увеличило свободный ход контактов 3 на 8 ÷ 9 мм и устранило удары по перегородкам 11\*.

Устранение ударов по вводам и перегородкам контролировалось при включении отсутствием вмятин на свинцовых пластинах 12 толщиной 1 мм, которые для этой цели закладывались под головку направляющего болта 9 и пружины 10. Включение фаз выключателя для удобства контроля производилось электрически, без масла (так как отключение без масла не допускается, то оно производилось вручную домкратом). Чтобы получить при включении время 0,9 сек., соответствующее включению выключателя с маслом, напряжение сети постоянного тока понижалось до 210 в и последовательно с катушками приводов включались ограничивающие сопротивления 0,1 ÷ 0,2 ом.

Необходимость одновременного включения трех фаз и связанное с ним усиление приводов потребовали для случая пофазного включения

\* При укорачивании пружины необходимо обязательно проверить, обеспечена ли необходимая очередность размыкания контактов. Ред.

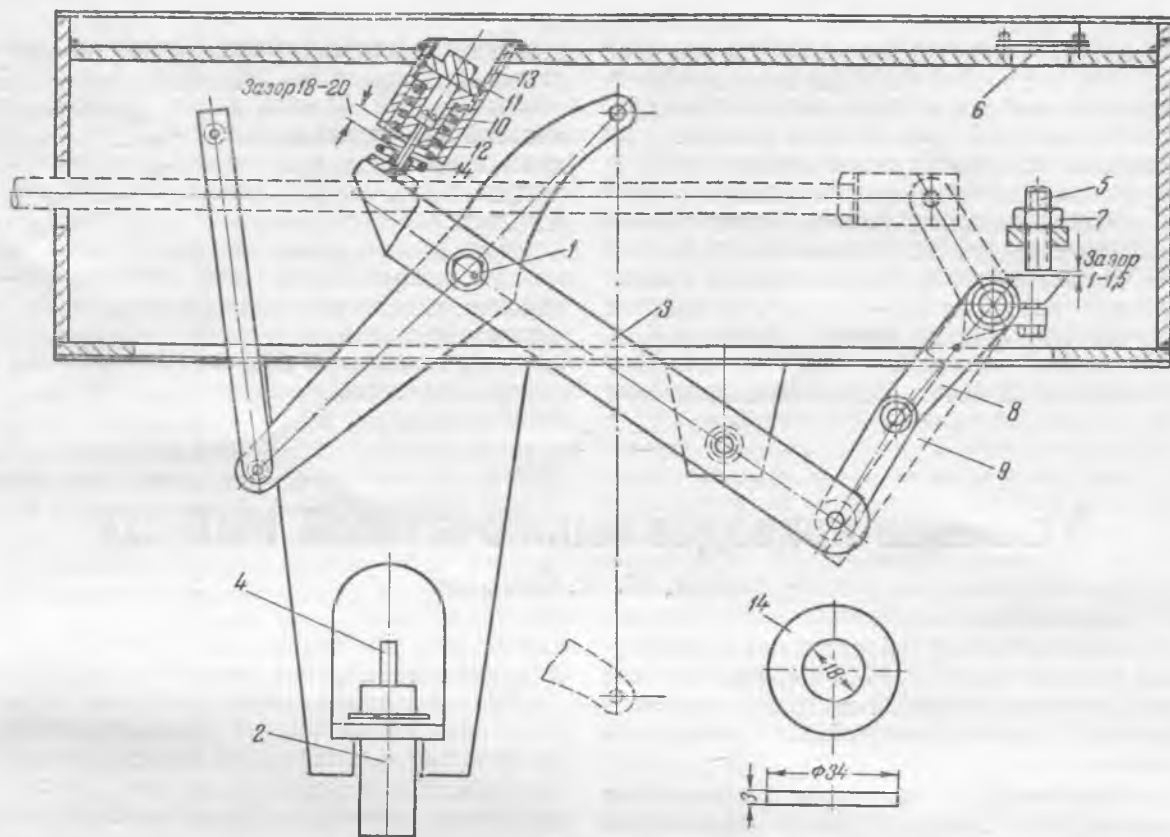


Рис. 1. Приводной механизм выключателя.

1 — стопорный винт; 2 — масляный буфер; 3 — кулиса; 4 — шток буфера; 5 — упорный болт; 6 — крышка; 7 — контргайка; 8 — главный рычаг; 9 — установка шаблона; 10 — пружинный буфер; 11 — крышка буфера; 12 — сердечник буфера; 13 — корпус буфера; 14 — стальные шайбы.

применения новой схемы (рис. 3) управления приводами для уменьшения скорости включения. Для этой цели в схему управления приводами при пофазном включении введены ограничивающие сопротивления 2.

Управление приводами происходит следующим образом: при пофазном включении выключателя замыкается один из контакторов 3, остальные контакторы 3 и 4 остаются разомкнутыми, и питание привода производится через сопротивление 2. После усиления приводов пофазное включение без ограничивающего сопротивления 2 не допускается, так как это может вызвать разрушение вводов.

При одновременном включении трех фаз замыкаются все контакторы 3 и 4; последние шунтируют сопротивление 2, поэтому ток приводов в этом случае не ограничивается. Величина сопротивлений 2 подбирается опытным путем так, чтобы время включения каждой фазы (с маслом) было 0,9 сек. Уменьшение указанного времени недопустимо вследствие возникновения жестких ударов по вводам. В зависимости от легкости хода механизма каждой фазы и параметров вклю-

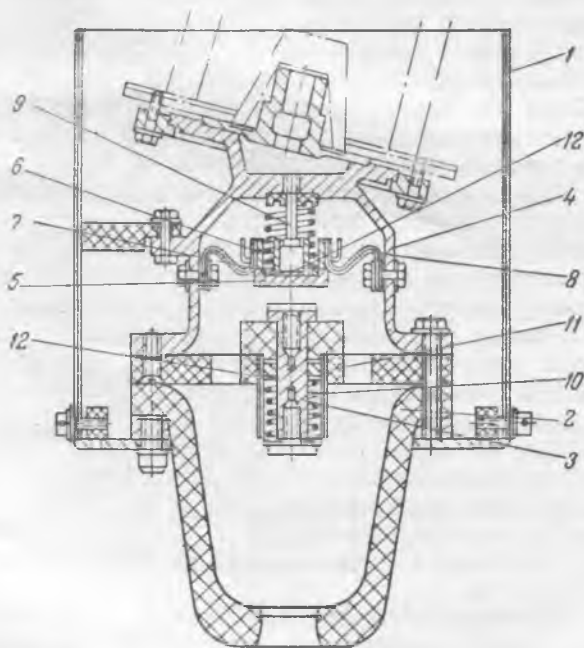


Рис. 2. Газительная камера.

1 — изолирующий экран; 2 — нижняя полукamera; 3 — промежуточный контакт; 4 — верхняя полукamera; 5 — колпачок верхнего контакта; 6 — верхний контакт; 7 — стопорный винт; 8 — гибкие связи; 9 — направляющий болт; 10 — пружина промежуточного контакта; 11 — текстолитовая перегородка; 12 — временные свинцовые пластины.

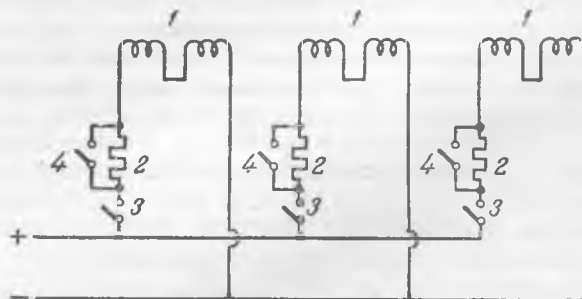


Рис. 3. Схема управления приводами.

1 — включающие катушки; 2 — ограничивающие сопротивления; 3 и 4 — контакторы.

чающих катушек приводов величина сопротивлений 2 составляет  $0,32 \div 0,45$  ом. Сопротивления 2 выполнялись в виде спирали из нихрома диаметром 3,63 мм, имеющей 23 ÷ 32 витка. Длина проволоки каждой спирали равна 2,6 ÷ 3,6 м, а диаметр спирали — 34 мм.

Схема управления приводами рис. 3 монтируется в шкафах приводов. В каждом шкафу устанавливается дополнительный контактор 4, на зажимах которого крепится сопротивление 2. В качестве контакторов 3 используют существующие контакты. Цепь, идущую от контактора 3 к включающим катушкам 1, разрезают и в ее расщепку включают контактор 4 с сопротивлением 2.

Включение фаз с ограничивающими сопротивлениями 2 производилось при напряжении 230 в со временем  $0,9 \div 0,91$  сек. При этом ток каждого привода составлял  $120 \div 140$  а. При понижении напряжения до 210 в фазы включались со временем  $1,03 \div 1,05$  сек.

Указанная схема находится в эксплуатации с декабря 1952 г.

В дальнейшем выпуск новых выключателей целесообразно производить с учетом всех приведенных выше указаний. Это позволит применять их для пофазного и трехфазного АПВ, а также упростит оперативную работу эксплуатационного персонала.



## Распределительное устройство с реакторами на кабелях

Инж. И. И. Прибылов

ОТ РЕДАКЦИИ

*Дискуссия о выборе рациональной конструкции распределительного устройства 6 ÷ 10 кв с реакторами на кабелях<sup>1</sup> выявила ряд недостатков у принятой типовой конструкции. В статье И. И. Прибылова делается попытка улучшить эту конструкцию, в частности расширить применение сборных конструкций в нижнем этаже. Однако наряду с этим автор допускает новые недостатки, как, например, удлиняет измерительные кабели.*

*Редакция выносит предложение автора на обсуждение читателей в надежде, что накопившийся опыт эксплуатации позволит дать правильную оценку новой конструкции и наметить пути улучшения типовой конструкции распределительного устройства с реакторами на кабелях.*

Значительное число участников дискуссии по вопросу о конструкции распределительных устройств 6 ÷ 10 кв отмечало наиболее безопасную в обслуживании и надежную в эксплуатации конструкцию Теплоэлектропроекта, описанную инж. Двоскиным.

Электротехническая секция Технического совета при Министерстве электростанций приняла эту конструкцию в основу типового распределительного устройства с реакторами на кабелях.

Однако в ходе обсуждения принятой конструкции был отмечен ряд существенных ее недостатков: наличие дверных проемов в наружных стенах первого этажа; неудобное размещение аппаратуры в этом этаже; недостаточная ширина дверного проема для обслуживания реакторов, затруднения с промышленным выполнением устройства и т. д.; кроме того, сложное конструктивное выполнение при применении схемы звезды шин и трудности в выполнении лестничной клетки вследствие ее пересечения подвесным туннелем контрольно-измерительных кабелей.

В целях устранения отмеченных недостатков автором предлагается конструкция распределительного устройства, изображенная на рис. 1.

Основным отличием предлагаемой конструкции от принятой типовой являются: изменение конструкции первого этажа и расположение сборных шин в виде треугольника без разделяющих перегородок в верхнем этаже.

В нижнем этаже измерительные кабели вынесены в подземный туннель, за счет чего улучшена конструкция и облегчена эксплуатация кабельных вводов.

В предлагаемой конструкции имеются следующие преимущества по сравнению с конструкцией Теплоэлектропроекта:

1. Лучшая обзораемость всей аппаратуры и контактных соединений, а также большое удобство для осмотра и профилактического ремонта оборудования.

2. Отсутствует необходимость в закладываемых наружных проемах, так как монтаж и обслуживание реакторов осуществляются через широкие дверные проемы из коридора первого этажа.

3. Повышается надежность распределительного устройства в результате размещения линейных разъединителей, концевых разделок кабелей и трансформаторов тока в отдельном полуэтаже.

4. Отказ от использования подземных туннелей для вентиляции реакторов упрощает выполнение фундаментов и перекрытий под реакторы и улучшает охлаждение последних; кроме того, представляется возможным использовать недорогие туннели, образуемые фундаментами здания, для прокладки кабелей между главным щитом управления, с одной стороны, и открытым распределительным устройством и главным корпусом станции, с другой, — вследствие чего не потребуется сооружать подземные, параллельные с распределительным устройством 6 ÷ 10 кв туннели для прокладки указанных кабелей.

<sup>1</sup> См. «Электрические станции», 1949, № 2; 1950, № 1 и 1953, № 6.



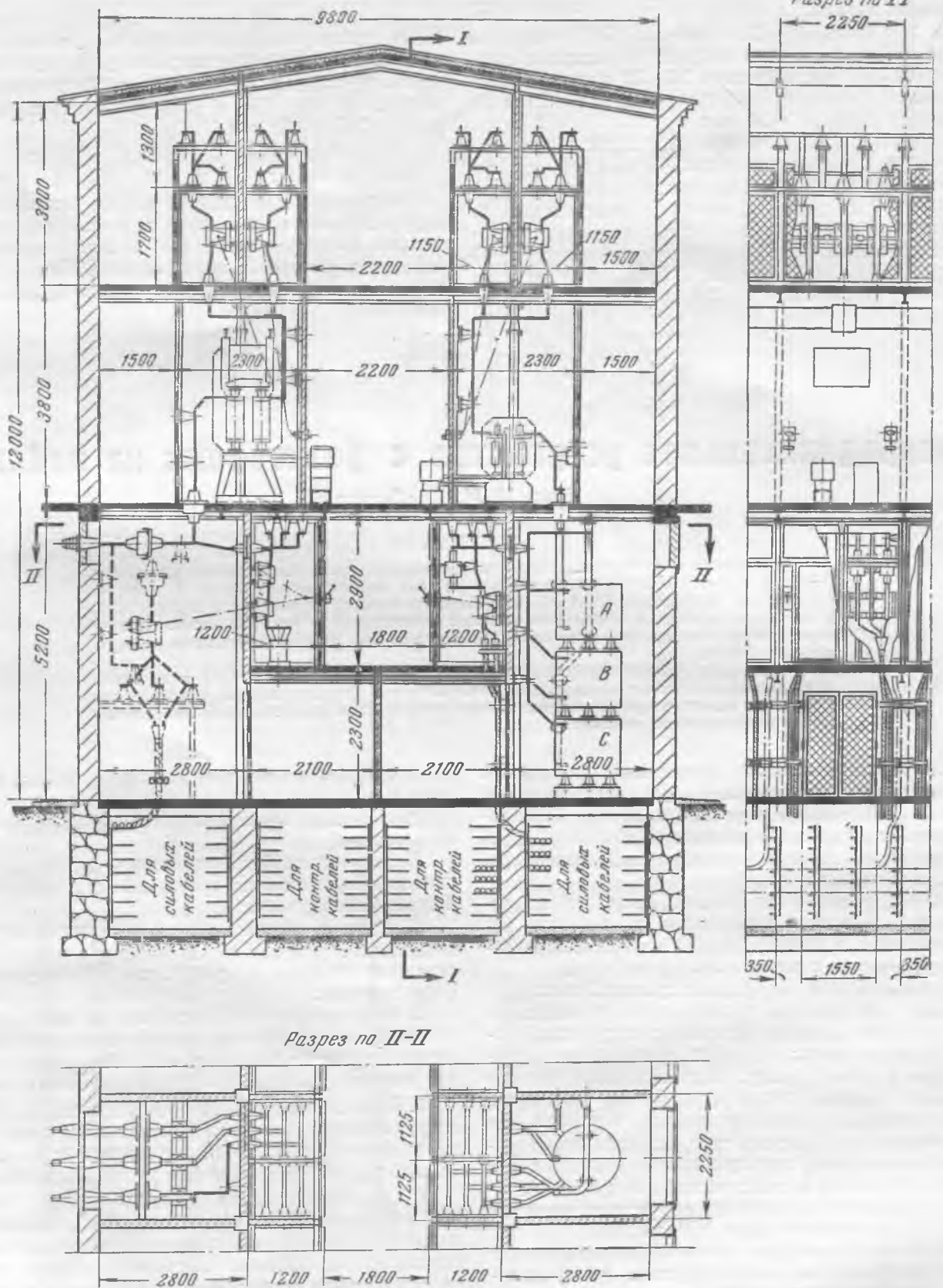


Рис. 1.

5. Выполнение монтажных работ не связано с основной строительной конструкцией, а поэтому представляется возможность выполнять конструкции шкафов и монтаж в них аппаратуры на заводе или в механизированной мастерской и в готовом виде устанавливать на место.

6. Просто и конструктивно решается вопрос при применении схемы звезды шин, как показано на рис. 2 и 3.

7. Более удобно устанавливаются трансформаторы напряжения генераторов и повысительных трансформаторов.

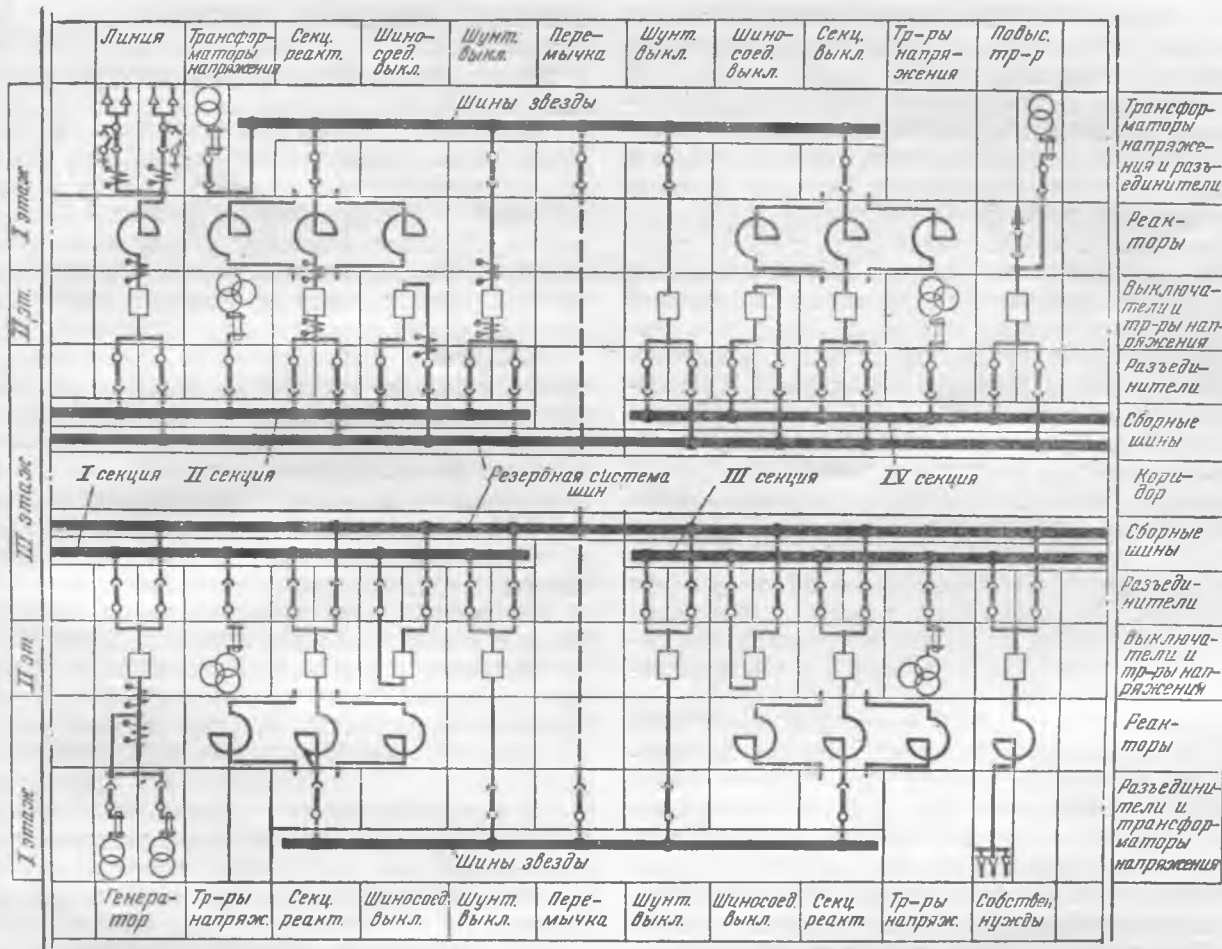


Рис. 2.

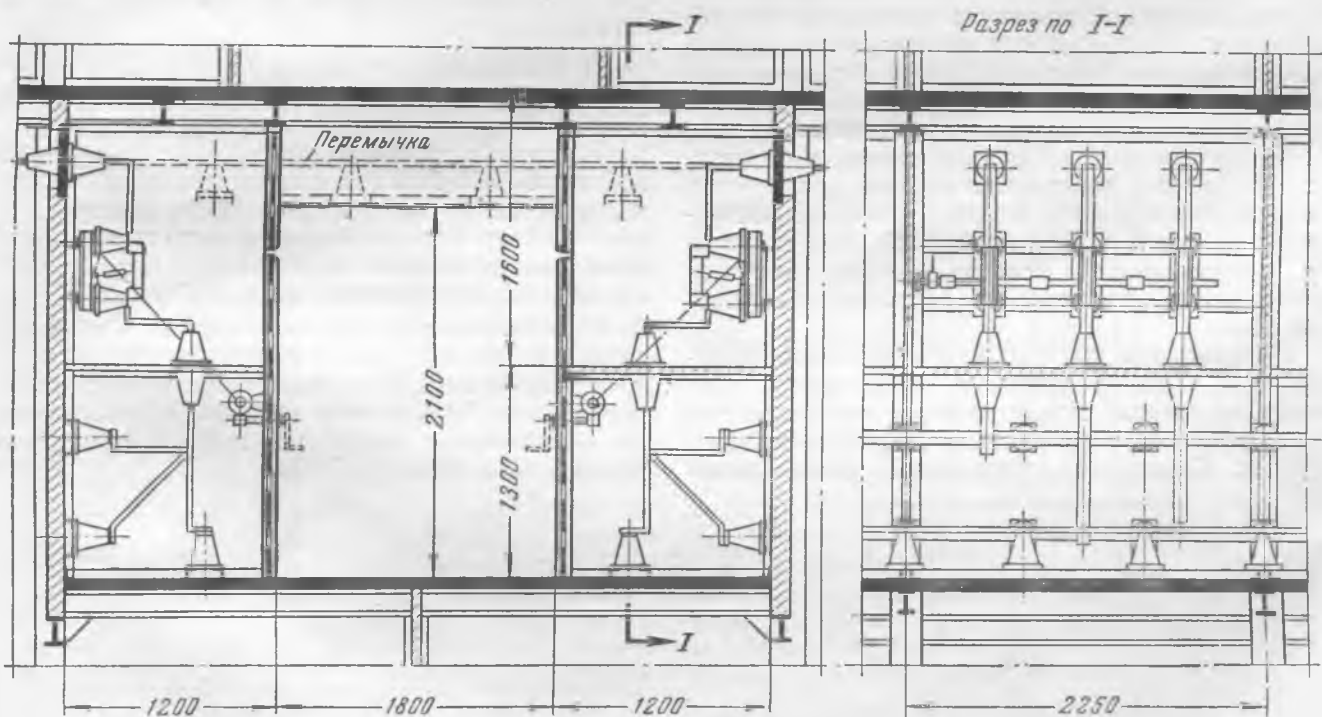


Рис. 3.

8. Упрощается выполнение лестничной клетки благодаря отсутствию подвешенного туннеля и лучше используется ее кубатура.

В результате размещения линейных разъединителей трансформаторов тока и концевых разделок кабелей в верхней части первого этажа в нижней его части образовался широкий коридор обслуживания реакторов.

Учитывая высокую надежность работы реакторов, целесообразно глухие двери, ведущие к реакторам, заменить на сетчатые, а широкий коридор обслуживания реакторов разделить легкой перегородкой на два продольных, соединенных между собой проходными дверьми в пределах каждой секции.

Такое мероприятие обеспечивает более удобное наблюдение за контактами реакторов и трансформаторов тока и не требует открывать двери к реакторам, находящимся под напряжением, а также ограничивает распространение газов в случае аварии, в пределах одной полусекции или секции, как выполнено в этаже выключателей, в зависимости от последовательного или параллельного расположения секций в распределительном устройстве.

Замена глухих дверей сетчатыми имеет еще и то преимущество, что представляется возможным все внутренние перегородки первого этажа выполнять лепкими — сборными, а перекрытия между первым и вторым этажами — из сборного железобетона. При глухих же дверях в случае повреждения реактора и интенсивного образования давления будут разрушены наиболее слабые места, во избежание чего требуется значительное усиление несущей строительной конструкции (как стен, так и перекрытия первого этажа), что вызывает дополнительные затраты и затрудняет применять сборные строительные конструкции.

При разработке типовых чертежей принятой конструкции распределительных устройств 6—10 кВ Теплоэлектропроектом было решено все внутренние перегородки в первом этаже выполнять из кирпича толщиной 250 мм с применением арматуры, а перекрытие между первым и вторым этажами из монолитного железобетона.

В связи с возросшим требованием к изготовлению всего распределительного устройства в условиях завода или механизированной мастерской в виде отдельных шкафов, по мнению автора, представляется целесообразным упростить конструкцию вертикального расположения сборных шин.

Предлагаемое треугольное расположение сборных шин (рис. 1) упрощает строительную конструкцию шинных полок, снижает ее общую высоту, облегчает изготовление, транспортировку и монтаж. Кроме того, треугольное расположение

позволяет сэкономить примерно 150 ÷ 200 кг металла и шесть опорных изоляторов на единицу и снизить все здание распределительного устройства на 700 мм.

Вынесение трансформаторов тока на втором этаже из-за выключателя в сторону коридора обслуживания обеспечивает более удобный осмотр и обслуживание их контактных соединений и упрощает ошиновку между выключателем и трансформаторами тока ввиду отсутствия пересечения шин с тягой и упорной конструкцией, связывающими выключатель с приводом.

Вследствие конструктивных изменений в распределительном устройстве достигается полная обзорность контактных соединений, обеспечивается возможность изготовления всего распределительного устройства в условиях завода, в виде отдельных шкафов и конструктивных элементов, что значительно сокращает срок монтажных работ распределительного устройства и снижает затраты и расход стройматериалов.

На рис. 2 дана примерная схема заполнения распределительного устройства 6—10 кВ с четырьмя секциями в части размещения шин звезды и основных монтажных единиц, а на рис. 3 — конструктивное расположение шин звезды.

К недостаткам предлагаемой конструкции следует отнести:

1) удлинение контрольно-измерительных кабелей на 10 ÷ 15% за счет спуска в распределительном устройстве и подъема к главному щиту управления вследствие их прокладки в подземных туннелях;

2) добавление коридора обслуживания линейных разъединителей.

Отмеченные относительные недостатки, по нашему мнению, не могут быть сопоставимы с преимуществами описанной конструкции распределительного устройства как в части эксплуатационных и монтажных, так и экономических показателей.

В конструкции распределительного устройства предусмотрена возможность установки выключателей типа МГГ-229.

В установках, когда применение выключателей типа МГГ-229 для генераторов и трансформаторов не требуется, указанные размеры на рис. 1 могут быть уменьшены, например: высота этажа выключателей на 800 мм, а ширина распределительного устройства до 8600 мм.

Предлагаемая конструкция может полностью заменить типовую конструкцию распределительного устройства 1940 г., применение которой было предложено Техническим советом, в установках, где выключатели генераторов и трансформаторов должны быть типа МГГ-229.



## О схеме электрических соединений в виде „четырёхугольника“

Инж. А. К. Мартынюк и инж. Т. П. Мусатов

Схема соединений первичных цепей установки по типу «четырёхугольника» обладает рядом достоинств, обусловивших ее применение, особенно в последние годы при сооружении ряда пониженных подстанций. Данная схема имеет меньшее число выключателей, чем схема с двойными сборными шинами и одним выключателем на присоединение. Ремонт выключателя при схеме «четырёхугольника» производится без перерыва питания цепей; короткое замыкание на любом участке ошиновки секций приводит к отключению и прекращению питания только одной цепи, отсутствие нескольких систем сборных шин исключает возможность ошибочных действий при операциях с шинными разъединителями и пр.

Наряду с указанными достоинствами схема «четырёхугольника», как и всякая схема многоугольника, обладает также и недостатками. В приведенных в литературе описаниях этой схемы в основном указаны недостатки конструктивного характера. К числу их относятся:

1. Необходимость выбора выключателей, разъединителей и трансформаторов тока не по току цепи, которую они обслуживают, а по току, могущему протекать в цепи при отключении одного из выключателей.

2. Необходимость включения реле защиты и измерительных приборов на две группы трансформаторов тока и др.

В связи с применением схем «четырёхугольника» в энергосистемах представляют интерес недостатки чисто эксплуатационного характера. Ниже приведены подобные предварительные данные, полученные из опыта эксплуатации сетевой подстанции 35 кВ, выполненной по схеме «четырёхугольника» (рис. 1).

Весьма существенным эксплуатационным недостатком является прежде всего усложнение эксплуатации вторичных цепей и релейных защит.

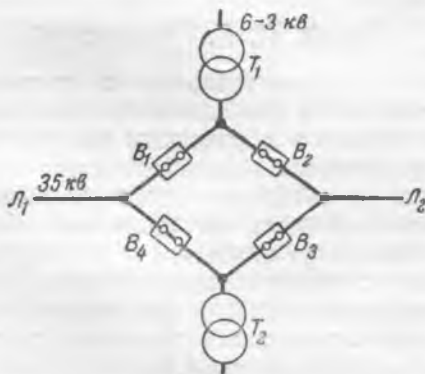


Рис. 1.

Как уже упоминалось, включение реле защиты и измерительных приборов при схеме «четырёхугольника» производится на две группы трансформаторов тока. Подключение обычно производится через испытательные блоки, потребность в которых вызывается необходимостью отключения трансформаторов тока ревизуемого выключателя от цепей действующей релейной защиты. Из рис. 2 следует, что в случае ремонта выключателя В<sub>3</sub> и при отсутствии испытательного блока ИБ-3 работа по проверке комплекта трансформаторов тока этого выключателя не безопасна.

Всякое закорачивание цепи защиты при появлении сверхтока влечет или отказ в действии, если эта защита реагирует только на увеличение тока, либо неселективную работу, если она реагирует на появление небаланса тока или изменение подводимого импеданса.

Указанные испытательные блоки являются, таким образом, дополнительным элементом, находящимся в ведении дежурного персонала, а следовательно, и дополнительной возможностью для ошибки. В качестве примера приведем случай, когда ошибка персонала при операциях с испытательным блоком явилась причиной аварии.

Выключатель В<sub>3</sub> после ремонта вводился в схему (см. рис. 1). В работе находился один трансформатор Т<sub>2</sub>. Операция включения выключателя В<sub>3</sub> была произведена раньше, чем подключение трансформаторов тока с помощью ИБ-3 (см. рис. 2). При этом вследствие замыкания транзита Л<sub>1</sub>-Л<sub>2</sub> ток в цепи максимальной защиты трансформатора возрос, и она неселективно сработала с обесточением подстанции.

К существенному усложнению эксплуатации вторичных цепей и релейной защиты привела необходимость подключения дифференциальной защиты трансформатора к комплекту трансформаторов тока, от которых питаются остальные защиты и измерительные приборы.

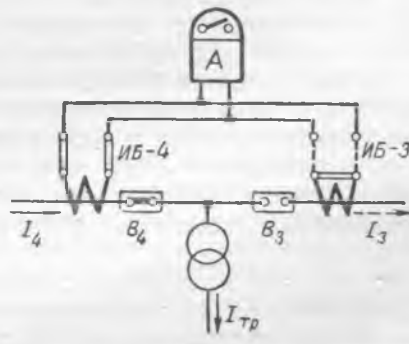


Рис. 2.

Следует отметить, что это вынужденное решение для схемы «четырёхугольника» при напряжении 35 кВ противоречит положению «Правил устройства электротехнических установок» издания 1951 г. («Релейная защита», § 26).

Не могло не ослабить надежность защиты введение в цепи постоянного тока дополнительных предохранителей. В связи с действием релейной защиты присоединения на два выключателя потребовалась установка отдельных предохранителей в цепях оперативного тока защиты. Таким образом, при схеме «четырёхугольника» безусловность селективной локализации повреждения определяется уже не одним комплектом предохранителей, а тремя (для трансформатора — четырьмя). Это усложняет непрерывный контроль персоналом за исправностью предохранителей, что весьма существенно, особенно в связи с проводимой телемеханизацией подстанций.

Общее количество предохранителей только во вторичных цепях четырех присоединений 35 кВ и двух трансформаторных выключателей 6 кВ составляет 50 единиц, или 28 комплектов. Такое большое число предохранителей не свидетельствует о простоте исполнения и надежности работы вторичных цепей.

Серьезные затруднения встретились также при обеспечении селективности защиты трансформатора от сверхтоков при коротких замыканиях. Как известно, при схеме «четырёхугольника» указанную защиту трансформатора необходимо выполнять двухступенчатой, чтобы предотвратить возможность разрыва «транзита»  $L_1-L_2$  в случае отказа в отключении поврежденного присоединения 6—3 кВ или при коротком замыкании на шинах этого напряжения.

Данные аварийной статистики указывают на необходимость считаться с возможностью отказа защиты на поврежденном присоединении 6—3 кВ, в то время как короткое замыкание на шинах подстанции 35 кВ представляет сравнительно редкое явление.

Возможность разрыва «транзита» является серьезным недостатком, так как он может повлечь дополнительное обесточение и других подстанций. Как уже было сказано, выходом из положения может служить наличие двух ступеней защиты на трансформаторах, однако при современном развитии сетей зачастую получить лишнюю ступень по времени не представляется возможным.

Следует указать еще на одно обстоятельство, с которым встретились авторы в процессе эксплуатации рассматриваемой понизительной подстанции со схемой «четырёхугольника».

Это имеет отношение к начальному периоду эксплуатации подстанции, когда ее нагрузка отвечает по минимуму потерь работе только одного трансформатора. Второй трансформатор при этом должен находиться в резерве, т. е. он должен быть отключен разъединителем 35 кВ при замкнутом «четырёхугольнике». Следовательно, осуществление автоматического включения резерва невозможно.

Известно, что для подстанции с двумя системами сборных шин и одним выключателем на присоединение вопрос осуществления АВР трансформатора является весьма простым.

Небезинтересно упомянуть и о случае неравномерного распределения тока транзита одноименных фаз в параллельных ветвях «четырёхугольника». Зарегистрирован, например, случай, когда вторичный ток фазы В в одной из ветвей полностью исчез (рис. 3 и таблица).



Рис. 3.

Фаза	Туман, дождь			Солнечно		
	$I_1$	$I_2$	$I_3$	$I_1$	$I_2$	$I_3$
A	115	100	215	200	70	270
B	85	140	225	0	280	280
C	125	105	230	140	140	280

Естественно было предположение о нарушении вторичных цепей. Только после тщательной проверки и анализа было установлено, что действительной причиной явления было ухудшение качества контакта у разъединителей заводской сборки, так как при установке полная разборка контактных соединений у этих разъединителей не проводилась.

Персоналу, эксплуатирующему установки со схемой «четырёхугольника», следует учитывать возможность резкого перекоса и даже исчезновение тока в параллельной цепи из-за ухудшения контактов в первичной коммутации.

## Выводы

Приведенные в статье данные из опыта эксплуатации одной только понизительной подстанции со схемой «четырёхугольника» далеко не достаточны для окончательных обобщений и выводов о целесообразности дальнейшего более широкого внедрения подобных схем.

Сбор и обработку данных эксплуатационного опыта работы подстанций со схемой «четырёхугольника» должны принять на себя проектные организации путем рассылки энергосистемам специально разработанных анкет с вопросами, которые в итоге дадут возможность для объективной оценки этого нового типа распределительного устройства.

Проф. П. Г. Грудинский

Нецелесообразно говорить о недостатках и достоинствах схем без сравнения их между собой и относительно к условиям работы того объекта, для которого предназначается схема. То, что в одних условиях является недостатком, в других может оказаться достоинством. Недостатки одной схемы могут оказаться незначительными по сравнению с недостатками другой. Правильная оценка той или другой схемы может быть получена только в результате сравнения схем. Между тем такого сравнения схем нет в статье А. К. Мартынюка и Т. П. Мусатова.

Схема четырехугольника может иметь ограниченное применение только для подстанций с двумя линиями и двумя трансформаторами, но для таких условий в ряде случаев она может оказаться более рациональной, чем схема с одним выключателем на цепь, с двумя системами сборных шин и с шиносоединительным выключателем, т. е. с пятью выключателями. Эта последняя схема в настоящее время является у нас типовой и в дальнейшем для краткости так и будет называться. Попытаемся ответить на вопрос, имеются ли недостатки, отмеченные авторами обсуждаемой статьи в схеме «четырёхугольника», также и в типовой схеме и в какой схеме эти недостатки имеют большее значение.

Наиболее существенным эксплуатационным недостатком схемы «четырёхугольника» авторы считают необходимость переключений в цепях защиты при выводе в ремонт одного из выключателей. Такие переключения при ошибках персонала могут повлечь за собой (а в случае, описываемом в статье, и повлекли) к аварийным отключениям в результате неправильной работы защиты.

Такие же ошибки возможны и в типовой схеме, если ремонт выключателя производится с запетлением. При этом переключения (и более сложные) необходимы не только во вторичных цепях, но и в первичных, так что возможность ошибки больше. В типовой схеме действия дежурного персонала в цепях защиты необходимы не только при ремонтных работах, но и при ряде оперативных переключений. В последнем случае ошибки персонала могут повлечь не только отключения, но и разрушения в распределительном устройстве. Такая авария произошла не так давно на одной из электростанций вследствие того, что персонал забыл снять защиту с шиносоединительного выключателя при переходе с одной системы шин на другую. Во время переключений шиносоединительный выключатель отключился от толчка в сети, это отключение не было замечено, и персонал отключил шинный разъединитель под нагрузкой.

Таким образом, недостаток, отмеченный авторами для схемы «четырёхугольника», в значительной большей мере присущ нашей типовой схеме.

Вторым крупным недостатком схемы «четырёхугольника» авторы считают возможность разрыва «транзита» при отказе в отключении выключателя в распределительном устройстве низшего напряжения подстанции. Авторы признают, что этот недостаток может быть устранен введением дополнительной ступени защиты, однако обычно введение лишней ступени представляется нежелательным. Но авторы не указали, что для схемы «четырёхугольника» имеются и другие средства устранения этого недостатка, например раздельная работа трансформаторов на низшей стороне, секционирование шин вторичного напряжения с простейшей защитой шин секций и т. п. В типовой же схеме с двумя системами шин всегда остается опасность разрыва транзита при повреждениях в распределительном устройстве высшего напряжения, чего нет в схеме «четырёхугольника».

Авторы преуменьшают вероятность поврежде-

ний в устройствах 35 кВ и выше. Опубликованные данные о работе дифференциальной защиты шин показывают<sup>1</sup>, что на каждые 100 подстанций, оборудованных такой защитой, за последние годы приходилось от 6 до 19 случаев в год ее правильного действия, т. е. полного отключения сборных шин. Причинами отключений могут быть: отказы приводов выключателей в действии, ошибочные отключения разъединителей, включения на забытые закоротки, повреждения изоляции и т. п. Большинство случаев действия защиты сборных шин относится к открытым распределительным устройствам. Можно было бы привести ряд случаев из опыта эксплуатации даже последнего года, когда из-за повреждений в распределительном устройстве 35—220 кВ прерывался «транзит» между очень мощными энергосистемами.

Таким образом, и этот второй недостаток присущ типовой схеме не в меньшей мере, чем схеме «четырёхугольника».

Скорее к достоинствам схемы «четырёхугольника», чем к ее недостаткам, можно отнести неравномерность распределения тока в параллельных ветвях четырехугольника при ухудшении качества одного из контактов в первичной цепи. Эта особенность схемы позволяет немедленно обнаружить нарушение в одной из цепей контакта, которое в типовой схеме может остаться незамеченным длительное время.

Вряд ли стоит говорить об увеличении числа предохранителей в цепях оперативного тока, как о практически заметном недостатке схемы. Наличие дополнительных предохранителей не усложняет работу персонала и не может снизить надежность работы, так как перегорание предохранителя, вообще очень редкое, немедленно сигнализируется. Не представляет затруднений и осуществление АПВ, которое по существу не отличается от АПВ в схемах с двумя выключателями на цепь, считаемых многими наиболее «совершенными».

Можно согласиться с авторами, что схема «четырёхугольник» мало приспособлена для систематических включений и отключений одного из трансформаторов. Там, где такая необходимость существует, при наличии повышенных требований к надежности «транзита», эта особенность схемы может считаться ее недостатком по сравнению с типовой схемой.

Приведенный разбор соображений авторов показывает, что они в значительной мере преувеличили недостатки схемы «четырёхугольника» и сделали это в такой форме, что у читателей может создаться представление, будто бы эти недостатки выявлены и подтверждены опытом эксплуатации по сравнению с типовой схемой с двумя системами сборных шин. Между тем, высказывания авторов носят характер скорее общих соображений. Можно присоединиться к пожеланию авторов, чтобы опыт применения схем «четырёхугольника» был тщательно изучен, однако пока нет каких-либо оснований для того, чтобы говорить о сокращении области применения таких схем.

<sup>1</sup> См. Е. Д. Зейлидзон, «Электрические станции», 1947, № 12; И. И. Соловьев и М. А. Беркович, «Электрические станции», 1949, № 5; Г. А. Фришман, «Электрические станции», 1951, № 10.

В связи со статьей А. К. Мартынюка и Т. П. Мусатова может представлять интерес сообщение об опыте эксплуатации схемы «четырёхугольника» на одной из мощных тэц. Эта схема появилась на тэц в результате реконструкции схемы блоков трансформатор — линия при наличии двух линий и двух трансформаторов. Однако впоследствии потребовалось усложнить схему включением еще двух трансформаторов. В настоящее время четыре трансформатора подключены попарно в углы четырехугольника через шинные разъединители.

Необходимо отметить, что подключение двух трансформаторов в один угол было встречено эксплуатационным персоналом с большим неодобрением из-за затруднений при выводе в ремонт системы сборных шин 110 кВ, на которые включены эти трансформаторы. Чистка изоляции сборных шин производится через каждые 1—2 мес. и связана с необходимостью одновременного отключения двух трансформаторов большой мощности. Такую работу приходится проводить только в выходной день.

Для вывода в ремонт одного из двух трансформаторов необходимо сначала отключить оба трансформатора, что тоже представляет неудобство в эксплуатации.

Конструктивно открытое распределительное устройство 110 кВ тэц выполнено в виде двух низко расположенных систем сборных шин, над которыми проходят провода линий электропередачи и трансформаторов. Линии подключаются к системам сборных шин через два выключателя, группы трансформаторов через разъединители.

Трансформаторные группы одной системы сборных шин имеют общие цепи защиты, поэтому при выводе одной группы нужно очень внимательно следить за разделением цепей защит. Такая схема требует сложной блокировки между шинными разъединителями группы и выключателями. Но с точки зрения ремонта выключателей схема очень удобна.

Описанные выше особенности выполнения схемы распределительного устройства 110 кВ при внимательной эксплуатации к каким-либо серьезным нарушениям нормальной работы не приводили. Количество же ремонтов в такой схеме меньше, чем в схеме с двумя системами сборных шин, следовательно, и эксплуатация устройства первичных цепей проще.

А. К. Мартынюк и Т. П. Мусатов указывают на усложнения эксплуатации цепей вторичных соединений и считают, что в результате их схема получает следующие недостатки:

1. Возможность ошибок при отделении токовых цепей ремонтируемого выключателя от общей схемы защит.

2. Возможность включения под нагрузку выключателя при раскороченных (или при зашунтированных) токовых цепях.

3. Необходимость в некоторых случаях включать на одну и ту же обмотку трансформаторов тока цепи защиты и измерения.

4. Введение дополнительных предохранителей в цепях постоянного тока.

Опыт эксплуатации такой же, но еще более усложненной схемы показывает, что опасения авторов по п. 1—4 несколько преувеличены.

Во-первых, почти аналогичное положение в отношении переключений во вторичных цепях для случая вывода в ремонт выключателя отходящей линии и замены его шинносоединительным выключателем существует и при типовой схеме; во-вторых, при двойной системе сборных шин в типовой схеме следует полагать наличие защиты шин, что вводит дополнительно значительные осложнения во вторичные соединения.

Опыт эксплуатации нашей схемы показал, что по п. 1 у нас не было ни одного недоразумения, по п. 2 был один случай включения выключателя при разомкнутой вторичной обмотке трансформатора тока. Это включение было сделано дежурным инженером незаконно, ранее записи в журнале о возможности включения выключателя. Если предусмотреть испытательные блоки в токовых цепях, то опасаться подобных ошибок не следует.

Все же у этой схемы имеется недостаток, так как при кратковременном отключении одного выключателя (например, для текущего ремонта) возможен отсос в трансформаторы тока отключенного выключателя.

Доводы авторов по п. 3 недостаточно веские и имеют скорее частный характер.

Что же касается соображений авторов по п. 4, то, действительно, количество предохранителей увеличивается, поскольку требуется разделить ряд цепей. Однако деление сильно разветвленной схемы оперативного тока посредством предохранителей не следует считать недостатком схемы.

В итоге надо считать, что схему «четырёхугольника» не следует отвергать, особенно в том случае, когда подстанция в законченном виде выполнена в виде двух трансформаторов и двух линий по углам.

При необходимости расширения подстанции и увеличения числа трансформаторов целесообразно устанавливать выключатели для каждого трансформатора. На основании опыта эксплуатации следует сказать, что в противном случае в отношении вторичных цепей и цепей защиты схема получается довольно сложной и требует большого внимания от дежурного и релейного персонала.

#### ОТ РЕДАКЦИИ

*Редакция просит читателей поделиться имеющимся у них опытом эксплуатации схем «четырёхугольника».*



## Новый способ изготовления шиповых экранов

Многие электростанции в период 1950—1953 гг. освоили изготовление шиповых экранов и широко внедрили их на котлах. Шипование труб производилось обычно путем индивидуальной приварки каждого шипа к наружной поверхности трубы сварочным пистолетом<sup>1</sup>.

Такой способ приварки шипов в период освоения изготовления шиповых экранов был вполне приемлем, хотя процесс изготовления шипов, их подготовка к приварке, подготовка самих труб и главное приварка требовали значительной затраты рабочей силы и материалов.

В настоящее время при массовом внедрении шиповых экранов снижение стоимости и повышение производительности труда при их изготовлении являются весьма важным фактором.

На одной электростанции в 1951 г. был предложен, разработан и освоен новый метод изготовления шиповых экранов, который позволяет значительно снизить их стоимость и повысить производительность труда<sup>2</sup>. Метод заключается в следующем:

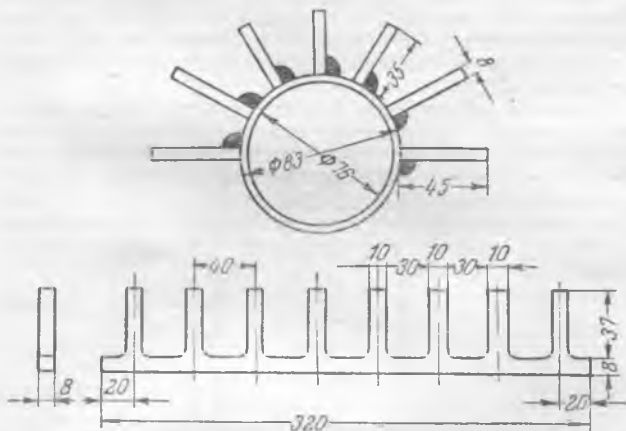


Рис. 1.

Вместо круглых шипов, обработка которых требует больших трудозатрат, применяются шипы в виде гребенки (рис. 1), изготавливаемые штамповкой из полосовой стали шириной  $35 \div 45$  мм и толщиной  $6 \div 8$  мм и из отходов листовой стали.

По сравнению с шипованием круглыми шипами при гребенчатом исполнении при том же шаге между шипами сохраняется и даже несколько увеличивается площадь соприкосновения шипа с хромитовой массой, а также площадь соприкосновения основания шипа с трубой.

Вместо индивидуальной приварки круглых шипов сварочным пистолетом приварка гребенок производится автоматической сварочной головкой типа АВС конструкции Института им. Е. О. Патона. Для этой цели изготавливается специальное приспособление, состоящее из металлической рамы, позволяющей автоматически передвигаться сварочной головке по длине трубы и тележки с приспособлением для установки подлежащих шипованию труб и гребенок (рис. 2). Подготовка к приварке состоит из установки трубы на тележку и гребенки — на трубу.

Приварка гребенок к трубе производится включением автоматической сварочной головки (рис. 3). Установленный на сварочной головке специальный копир обеспечи-

вает хорошее качество сварки гребенки с трубой. Этот несложный процесс шипования производит малоквалифицированный рабочий с небольшой затратой физического труда (установка трубы на тележку и гребенок на трубу).

Следует отметить, что при новом способе шипования приварка гребенок производится без предварительной очистки трубы и шипов, как это имеет место при шиповании круглыми шипами. Шипованные таким методом трубы показаны на рис. 4.

Экспериментальная приварка гребенок (шипование) была проведена к трубам диаметром 80 мм и толщиной стенки 4 мм. Гребенки, изготовленные из листовой стали толщиной в 8—10 мм, устанавливались под углом 22°. Для сварки употреблялся постоянный ток на обратной полярности под флюсом марки АН-3-48-Ш; сварочная проволока по ОСТ 2246-43 марки I эл.

Приварка гребенок производилась двумя способами: с одной стороны трубы (рис. 5) и с двух сторон трубы



Рис. 2.

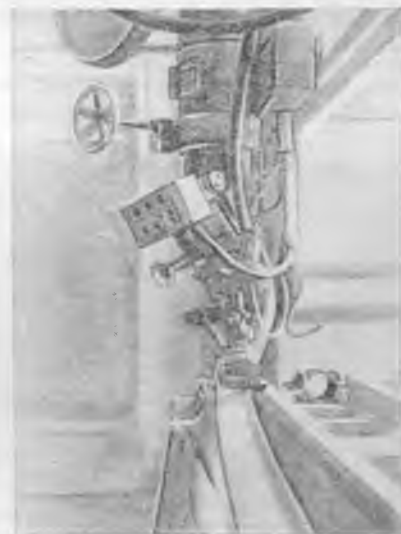


Рис. 3.

<sup>1</sup> «Электрические станции», 1951, № 7; 1952, № 3 и № 10.

<sup>2</sup> Данная работа проводилась при непосредственном участии инж. Г. П. Хижняка совместно с работниками Института имени акад. Е. О. Патона.



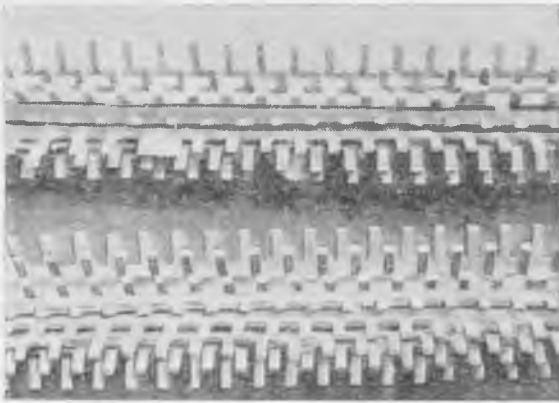


Рис. 4.

(рис. 6). Следует отметить, что приварка гребенок с двух сторон производилась за один проход автоматической сварочной головкой.

Четыре гребенки, приваренные к трубе односторонним швом постоянным током на обратной полярности под слоем флюса электродной проволокой диаметром 4 мм, дали хорошие результаты при следующем режиме: сварочный ток 475 а; напряжение дуги 28 в; скорость сварки 41 м/час, скорость подачи электрода 56 м/час.

Приварка гребенок с двух сторон одновременно дала удовлетворительные результаты при присадке из двух проволок диаметром 5 мм, уложенных в ряд, и электродом диаметром 4 мм. Режим сварки в этом случае был следующим: сварочный ток 485—500 а; напряжение дуги 30—35 в; скорость сварки 35—41 м/час; скорость подачи электрода 56 м/час. Этот режим поддерживался при приварке ребер 4—5, 6—7, 7—8 (рис. 6).

При такой сварке для получения хороших швов требуется точное движение электрода посередине канавки, присадочная проволока должна плотно прилегать к трубе и ребрам; для предупреждения протекания металла в зазоры приходится подсыпать по бокам ребер флюс. Трудность выполнения этих обязательных требований при двусторонней приварке заставила отказаться от этого способа и остановиться на приварке гребенок с одной стороны.

Тщательные исследования односторонне приваренных гребенок показали, что непровар составляет примерно 25% от площади поперечного сечения основания гребенки. Площадь поперечного сечения основания гребенки, приходящаяся на каждый такой шип, при том же шаге в 2 раза больше, чем площадь поперечного сечения круглого шипа; поэтому, несмотря на непровар основания гребенки в 25%, сваренная площадь, приходящаяся на каждый шип гребенки, значительно большая, чем у круглого шипа, следовательно, и охлаждение шипов гребенок значительно лучше, чем круглых шипов.

После проведенной экспериментальной работы было освоено шипование труб автоматической приваркой гребенок. Этим способом были ошипованы трубы диаметром 83 мм с толщиной стенки 4 и 6 мм.

Оснащение автосварочной головки АВС несложным специальным приспособлением позволило осуществить само-

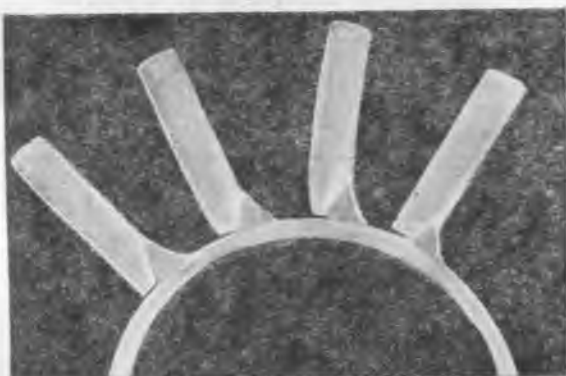


Рис. 5.

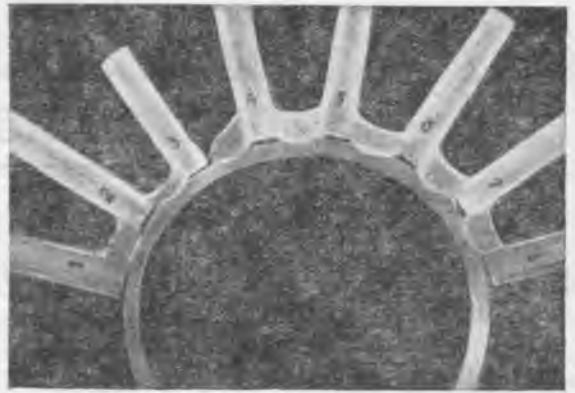


Рис. 6.

копирование ее в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Было также разработано и установлено флюсоудерживающее приспособление с копиром, которое позволило установить вылет электрода до 25 мм.

Режим сварки ограничивался максимальным сварочным током имевшейся в наличии сварочной машины 350 а.

При таком токе скорость сварки составляла 41 м/час при сварочной проволоке диаметром 2,5 мм. Полученный сварочный шов был хорошего качества, с катетом 6—8 мм и непрерывен по всей длине трубы, с отсутствием каких-либо прожогов и подрезов. Для устранения деформаций трубы при сварке производилось чередование наложения сварочных швов.

Трубы, ошипованные гребенками описанным методом в середине 1951 г., были установлены в топке котла производительностью 200 т/час, работающего на АИШ с жидким шлакоудалением. Хромитовая масса применялась марки ПХМ-6.

Несмотря на тяжелые условия работы такого шипового экрана вследствие повышенного теплового напряжения и температур в топке, длительная эксплуатация его (более 10 тыс. час.) показала хорошие результаты. Составные шипового экрана, выполненного путем приварки гребенок, ничем не отличается от состояния шипового экрана с круглыми шипами и установленного в одно и то же время в той же топке.

Инж. Е. И. Чулков

## Передвижная опалубка для бетонирования каналов и туннелей большого сечения

Общая протяженность кабельных туннелей, водоподводящих и водоотводящих каналов технического водоснабжения на тепловой электростанции достигает 2,5 км и более. Сооружение их связано с известными затруднениями, вызываемыми раздельным бетонированием дна, стен и перекрытия.

Бетонирование дна не представляет сложности. Бетонирование же стен и перекрытий с применением стационарной опалубки связано с большей затратой рабочего времени и повышенным расходом материалов. Кроме того, требуемое качество опалубки, выполняемой раздельно, выдержать не всегда удается. В результате недостаточного крепления опалубки часто имеют место утолщение и утонение стен против проекта. Поверхность бетона имеет неровности, наплывы и раковины от вытекания раствора через неплотности опалубки. Устранение дефектов вызывает дополнительные затраты.

При наиболее типичном в практике строительства квадратном сечении канала со стенками и перекрытием равной толщины объем железобетона в перекрытиях составляет 50% объема железобетона в стенках. При этих условиях на 1 000 м<sup>3</sup> железобетона в указанных элементах 667 м<sup>3</sup> приходится на стенки и остальные 333 м<sup>3</sup> — на перекрытия. Затраты рабочего времени и расход материала согласно СУСН составляют:

Плотников . . . . . 841 чел-день  
 Подсобных рабочих . . . . . 420 чел-день

Итого 1 261 чел-день

Досок III сорта 2,5 см . . . . . 150 м<sup>3</sup>  
 Досок III сорта 5 см . . . . . 107 м<sup>3</sup>  
 Досок III сорта 4 см . . . . . 10 м<sup>3</sup>

Итого 267 м<sup>3</sup>

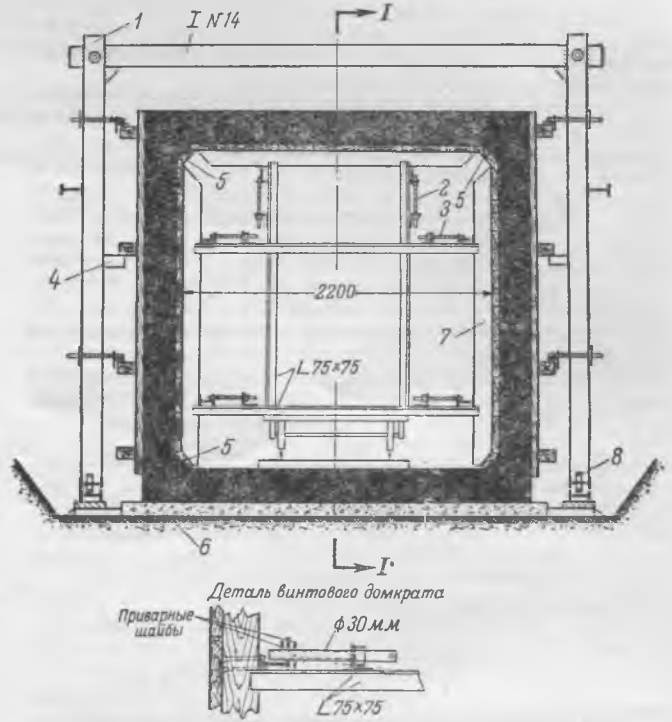
Бревен II сорта . . . . . 4,5 м<sup>3</sup>  
 Инвентарных стоек . . . . . 416 шт.  
 Гвоздей строительных . . . . . 1 400 кг

При сечении туннеля 2,2 × 2,2 м и толщине стен и перекрытия 0,22 м (типичные габариты для технического водоснабжения грэс) объему 1 000 м<sup>3</sup> железобетона в стенах и перекрытии туннеля соответствует длина туннеля 667 м.

Разработанная автором и примененная на строительстве одной грэс передвижная опалубка (рис. 1) позволяет выполнить такой туннель при двух комплектах опалубки за 84 дня. При этом для ускорения срока распалубки перекрытия требуются применение вакуумирования перекрытия и вибрирование всех железобетонных конструкций. В зимний период бетонирование можно вести с паровым прогревом.

Оборачиваемость опалубки в этом случае будет 42-кратная ( $\frac{667}{8 \cdot 2}$ ). Величина ее может быть и выше. Щиты

Поперечный разрез



По I-I

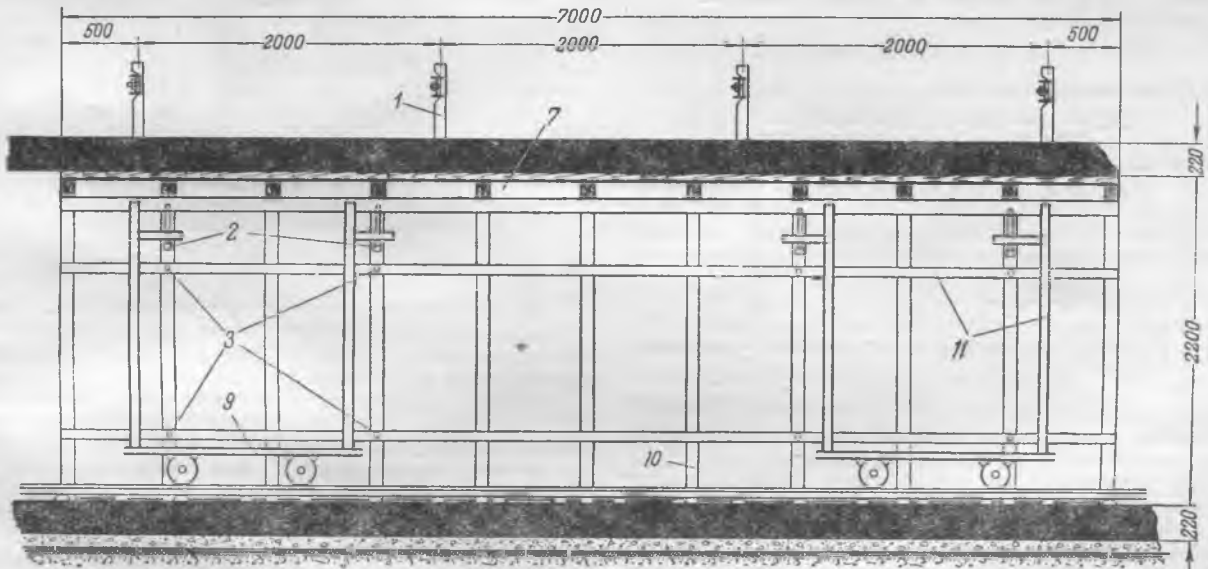


Рис. 1. СЪРЗНОЙ канал, бетониремый в катучей опалубке.

1—наружная опалубка; 2—винтовые домкраты верхнего горизонтального щита; 3—винтовые домкраты вертикального щита; 4—кронштейны; 5—съемные планки; 6—бетонная подготовка (100 мм); 7—внутренняя опалубка; 8—подвижное устройство наружной опалубки; 9—платформа узкоколейной вагонетки; 10—стойки вертикального щита (80×120 мм через 70 см); 11—рама из уголков 75×75 мм.

опалубки, изготовленные в шпунт из строганных 40-мм досок, не подвергающиеся никаким механическим воздействиям, при смазке их глиняным раствором легко отделяются от бетона и практически не изнашиваются.

Передвижную опалубку (рис. 2) можно подразделить на две основные части: внутреннюю и наружную.

Внутреннее устройство подвижной опалубки представляет собой жесткий каркас из угловой стали 75 × 75 мм, смонтированный на двух платформах узкоколейных вагонеток. На каркасе установлено восемь вертикальных винтовых домкратов, с помощью которых горизонтальный щит опалубки верхней плиты может подниматься и опускаться, а также 16 горизонтальных домкратов, с помощью которых вертикальные щиты стенок сдвигаются и раздвигаются в поперечном направлении.

Наружные щиты опалубки укреплены на жестко связанных между собой П-образных рамах из двутавров № 14 с винтовыми домкратами, аналогичными домкратам внутренней опалубки.



Рис. 2. Общий вид наружной опалубки.

Передвижение наружной опалубки в продольном направлении осуществляется при помощи роликов, укрепленных на каркасе и катящихся по двутаврам, которые предварительно укладываются на подготовку.

При бетонировании одной секции выдерживается следующая очередность операций: 1) бетонирование подготовки; 2) установка арматуры нижней плиты; 3) бетонирование нижней плиты (днища); 4) подкатка наружной опалубки и установка ее в рабочее положение; 5) промазка поверхности внутренней и наружной опалубок глиняным раствором; 6) установка арматуры стен; 7) подкатка внутренней опалубки и установка ее в рабочее положение; 8) установка арматуры верхней плиты; 9) бетонирование стенок и верхней плиты; 10) выдерживание бетона; 11) ослабление домкратов и откатка внутренней и наружной опалубок.

На устройство и перемещение подвижной опалубки с учетом 42-кратной ее оборачиваемости при сооружении канала длиной 667 пог. м трудозатраты составляют:

Плотников . . . . .	171 чел-день
Подсобных рабочих на 42 перемещения опалубки . . . . .	252 чел-дня

Итого затраты рабочего времени . . . . . 171 + 252 = 423 чел-дня

Досок 4-см строганых . . . . .	10 м <sup>3</sup>
Брусков . . . . .	4,0 м <sup>3</sup>
Металлоконструкций . . . . .	6,0 т
Гвоздей . . . . .	20 т

Таким образом, при выполнении 1 000 м<sup>3</sup> железобетонных конструкций стен и перекрытий туннелей с применением катучей опалубки можно достигнуть экономии:

В затратах рабочего времени

$$1\ 261 - 423 = 838 \text{ чел-дней, или } 66\%.$$

В затратах лесоматериалов

$$272 - 14 = 268 \text{ м}^3, \text{ или } 98,5\%.$$

В затратах гвоздей

$$1\ 400 - 20 = 1\ 380 \text{ кг, или } 98,5\%.$$

На каждые 1,0 км каналов, выполняемых в катучей опалубке, можно сократить расход рабочего времени на

$$\frac{838}{0,667} = 1\ 250 \text{ чел-дней; лесоматериалов } \frac{268}{0,667} = 400 \text{ м}^3;$$

$$\text{гвоздей } \frac{1,38}{0,668} = 2,07 \text{ т, что обеспечит снижение капитальных затрат на 1 км каналов в сумме до 0,1 млн. руб.}$$

Такая опалубка при сооружении каналов и туннелей превращается в инвентарь, который может многократно перемещаться с одной стройки на другую.

Мост, укрепленный на конструкциях подвижной опалубки, позволяющий осуществлять въезд самосвалов с бетоном с бровки котлована на опалубку, и легкий тепляк, движущийся совместно с конструкцией опалубки, обеспечивают наиболее экономичную возможность бетонирования каналов в зимнее время.

Инж. Я. В. Солодовник

#### ОТ РЕДАКЦИИ

При бетонировании каналов способом, изложенным выше, следует обращать особое внимание на обеспечение надлежащей плотности бетона в местах сопряжений днища и перекрытия со стенками.

Несоблюдение этого условия может привести к тому, что вода из водосбросных каналов будет проникать в грунт и, наоборот, грунтовые воды будут проникать в кабельный канал.

## Лабораторный 200-т гидравлический пресс БКК-200

По заданию Производственно-технического управления по строительству и монтажу Министерства электростанций с 1951 г. Среднеуральским механическим заводом Урал-

энергостроя выпускается в серийном порядке лабораторный гидропресс новой конструкции мощностью 200 т для испытаний бетона на сжатие.

Результаты заводских испытаний опытного образца показали следующую характеристику пресса:

Усилие пресса:

Максимальное . . . . . 200 т

Минимальное . . . . . 20 т

Максимальный размер испытываемых образцов . . . . . 300×300×300 мм

Скорость нарастания нагрузок  $0 \div 10 \text{ кг/см}^2 \text{ сек}$

Производительность насоса:

1-я ступень . . . . . 1,5 л/мин — до 4 ат

2-я ступень . . . . . 0,19 л/мин — до 300 ат

Мощность электродвигателя . . . . . 1,5 квт

Площадь поршня . . . . . 1 003 см<sup>2</sup>

Размеры пресса . . . . . 1 313×750×1 627 мм

Вес пресса . . . . . 1 000 кг

Пресс, показанный на рисунке, состоит из четырех основных частей: станины, рабочего цилиндра с поршнем, насосного устройства с электродвигателем и распределительной



Лабораторный гидравлический пресс.

тельной панели с маслопроводом и манометрами. Станина пресса сварной конструкции собирается из стальных пластин с фасонными вырезами для крепления цилиндра и верхней рабочей плиты.

Рабочий цилиндр изготавливается из цельнотянутой стальной трубы. Поршень уплотняется в цилиндре с помощью кожаной манжеты. Масло в камеры нагнетается при помощи эксцентрикового одноплунжерного насоса. Насосная часть размещается в нижней части станины. Испытание производится следующим образом. Образец устанавливается на нижнюю рабочую плиту, отверстие для выпуска масла закрывается игольчатым вентилем, затем нагнетается масло до разрушения образца, которое сопровождается резким сбросом давления и падением стрелки манометра на нуль. После разрушения образца масло перепускается из цилиндра в масляный резервуар.

Путем изменения положения игл в гидрпанели скорость нарастания нагрузки можно изменять от 0 до 10 кг/см<sup>2</sup> сек, что позволяет обеспечить требуемые нагрузки на испытываемый бетон.

Предел прочности (кг/см<sup>2</sup>) определяется путем умножения показания контрольной стрелки манометра, выраженного в кг/см<sup>2</sup>, на площадь поршня (см<sup>2</sup>) и последнего деления на площадь испытываемого образца (см<sup>2</sup>). При испытании пресс показал себя легко управляемым в работе, он компактен и расходует небольшое количество электроэнергии — 250—300 вт на цикл испытания (10 мин.).

Основным достоинством конструкции является относительно малый вес пресса в основном за счет сварной конструкции станины.

Гидропресс может испытывать бетон до марки 500 при размерах образца 200×200×200 мм и бетон до марки 200 при размерах образца 300×300×300 мм.

Инж. С. Ф. Никольский



## Ремонт облопачивания радиальной турбины

В практике ремонтов паровых турбин восстановление облопачивания рабочих дисков одновальной радиальной турбины впервые выполнено для предвключенной двухпоточной турбины 20 тыс. квт. На рис. 1 представлена схема проточной части этой турбины. Каждый поток турбины имеет одну активную регулируемую ступень и три группы реактивных ступеней. В первой группе пар движется от периферии к валу ротора, проходя 7 реактивных ступеней, во второй группе — от вала к периферии через 14 реактивных ступеней и в третьей — от периферии к валу и дальше в выхлопной патрубок, через шесть реактивных ступеней.

Рабочий диск активной ступени и первых групп реактивных ступеней обоих потоков откованы заодно с валом турбины. Диски стороны регулятора и генератора II и III групп посажены на вал на конусной заточке и закреплены гайками.

Необходимость в проведении восстановления облопачивания II группы ступеней была вызвана тем, что рабочие и направляющие лопатки 12-й ступени стороны регулятора и 12—13-й ступеней стороны генератора были полностью срезаны и в таком состоянии турбина была смонти-

рована и сдана в эксплуатацию на одной из прес с ограничением мощности до 8—10 тыс. квт.

Для ремонта электростанция располагала фирменными запасными рабочими лопатками и бандажными кольцами с 8-й по 12-ю ступень стороны регулятора и с 8-й по 13-ю ступень стороны генератора, а также направляющими аппаратами II группы ступеней обоих потоков.

Ремонт проводился на заводе Главэнергозапчасти.

Как указано выше, облопачивание рабочего диска II группы ступеней выполнено в виде 14 радиальных венцов и шести венцов в III группе (рис. 2). Каждый венец состоит из рабочих лопаток, одним концом закрепленных в пазу кольцевого выступа диска, а вторым — в пазу бандажного кольца.

Пазы в диске и бандажном кольце идентичны по размерам, а по конфигурации представляют собой прямоугольную, кольцевую выточку с закруглениями у дна. Разная толщина стенок паза (рис. 3) обусловлена тем, что наружная, имеющая большую толщину стенка воспринимает основные нагрузки от лопаток.

Хвосты лопаток имеют Г-образную форму с выступом, обращенным внутрь — к центру диска.

Закрепление хвостов лопаток в пазах диска и бандажного кольца производится завальцовкой. При этом металл, заполняя пустоту выше выступа хвоста, создает надежное

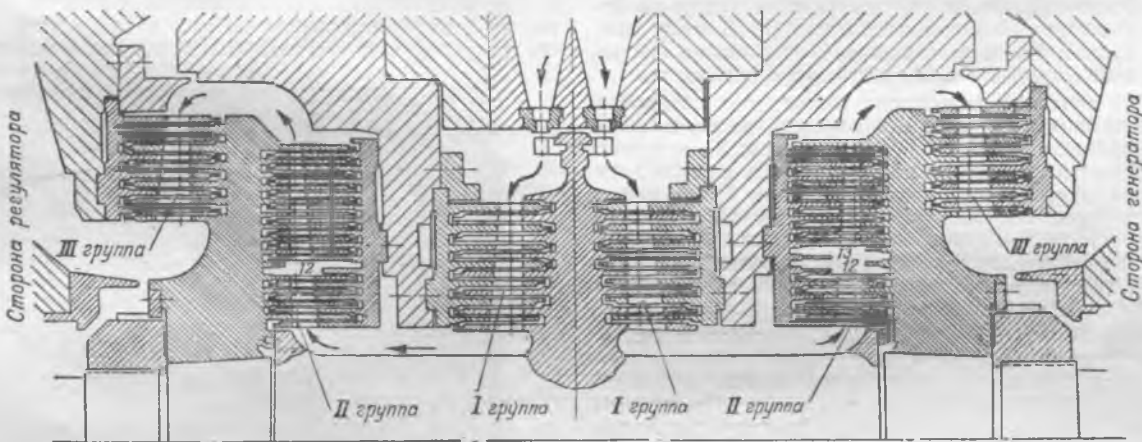


Рис. 1. Схема проточной части двухпоточной радиальной турбины 20 тыс. квт.

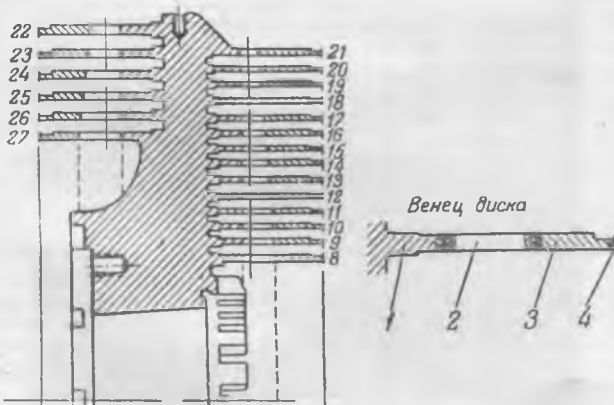


Рис. 2. Облопачивание рабочего диска.

1 — кольцевой выступ диска; 2 — рабочая лопатка; 3 — бандажное кольцо; 4 — уплотнительный усик.

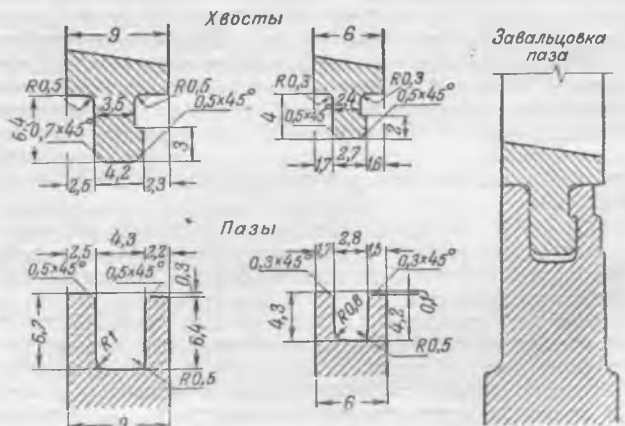


Рис. 3. Профили хвостов и пазов и вид завальцовки паза.

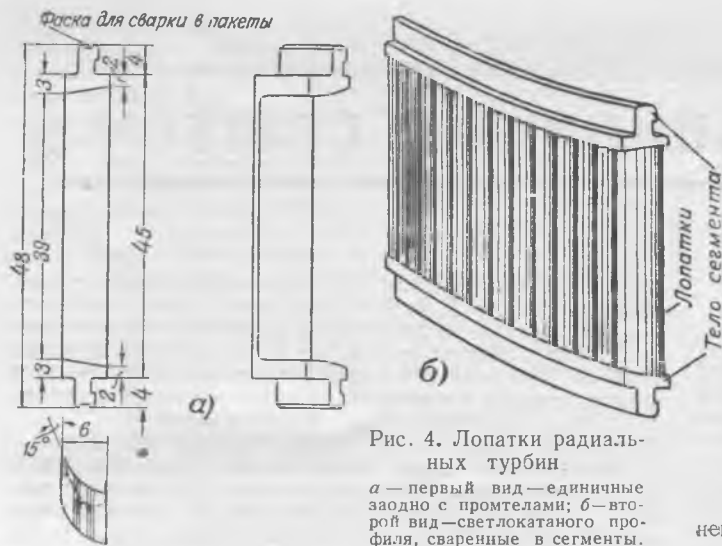


Рис. 4. Лопатки радиальных турбин.

*a* — первый вид — отдельные заодно с промтелами; *b* — второй вид — светлокатанного профиля, сваренные в сегменты.

закрепление отдельных лопаток или лопаточных сегментов в пазу. На рис. 3 показаны профили хвостов и пазов и вид завальцовки.

Лопатки радиальных турбин рассматриваемого типа изготавливаются двух видов (рис. 4). Первый вид — отдельные единичные лопатки, заодно с промтелами, второй — пакетный в виде сварных сегментов с количеством лопаток в сегменте от 9 до 30. Единичные лопатки свариваются по торцам в пакеты-сегменты для удобства сборки при облопачивании. Во втором случае исключается возможность некоторого выворачивания отдельных лопаток в пазу при сборке и особенно при завальцовке, почти неизбежного из-за малых размеров. Сварка лопаток в пакеты-сегменты, кроме удобства облопачивания, способствует также увеличению надежности лопаток в эксплуатации. Поэтому второй тип лопаток (сварные сегменты), изготовленный из светлокатанного профиля, является более совершенным.

По разработанной технологии ремонт облопачивания рабочих дисков производился в следующей последовательности: 1) удаление 8-, 9-, 10-, 11-й ступеней; 2) прорезка и профилирование по калибрам пазов диска в удаленных ступенях; 3) сборка и завальцовка ступеней; 4) обработка бандажных колец по заданным размерам с последующей прорезкой пазов под уплотнительные усики. Последняя операция потребовалась в связи с тем, что запасные бандажные кольца имели некоторую эллиптичность и припуск по толщине в  $0,3 \div 0,4$  мм на сторону.

Кроме того, перед работами по облопачиванию оказалось необходимым произвести исправление дефектов хвостов сегментов на пяти из одиннадцати запасных фирменных венцах. Дефекты заключались в том, что эти сегменты имели недостаточную глубину впадин хвоста и перекосы внутренней опорной поверхности. Вместо  $0,3 \div 0,4$  мм, требуемых для надежной завальцовки, сегменты имели глубину впадин хвоста от 0,07 до 0,20 мм. Исправление производилось на специальном приспособлении, установленном на токарном станке типа ДИП-500, проточным профильным резцом на глубину от 0,10 до 0,25 мм в зависимости от имевшейся ранее глубины. Конструкция приспособления, закрепление на нем сегментов и места обработки показаны на рис. 5. В приспособлении устанавливалось не более четырех сегментов. Базой для установки служила наружная опорная поверхность хвоста сегментов, что исключало возможность перекосов, но тем не менее всякий раз производилась проверка индикатором по торцу и окружности.

Операции по облопачиванию производились на отклонном карусельном станке типа 1536. Диск был установлен на специальной оправке с боем по индикатору 0,03 и надежно закреплен.

Первая операция — удаление четырех ступеней до ранее срезанных, потребовалась в связи с тем, что по конструкции диска порядок облопачивания был установлен следующий: первой собирается ступень, наиболее удаленная от центра, затем следующая к центру и, наконец, последней — первая от ступицы диска. Кроме того, без удаления этих ступеней обеспечение контроля качества сборки ступени и степени завальцовки практически осуществлять

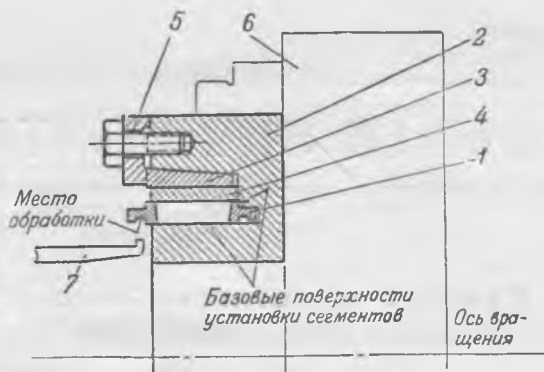


Рис. 5. Приспособление для проточки хвостов сегментов.

1 — сегмент лопаток; 2 — корпус приспособления; 3 — конусный зажимной сегмент; 4 — промежуточный кольцевой сегмент; 5 — планка; 6 — патрон токарного станка; 7 — резец.

невозможно. Общий вид установки диска на станке и операция вырезки ступеней приведены на рис. 6.

Характер вырезки подлежащих удалению венцов определялся измерением геометрических размеров запасных сегментов и графическим построением проточной части II группы ступеней. При этом было установлено, что тело запасных сегментов, обращенное к диску, увеличено по высоте против прежних ровно на половину размера глубины пазы. Поэтому были приняты меры к тому, чтобы при удалении венцов пазы в диске сохранились на половину первоначальной глубины. Несоблюдение этого привело бы к нарушению установленных в турбине перекрыш между направляющими и рабочими лопатками. Вырезка венцов производилась специальным резцом, как указано на рис. 7. При этом вырезалась завальцованная часть ступени пазы против впадин хвоста лопаток и, таким образом, венец освобождался для выемки. Но оказалось, что первичная завальцовка настолько защемила хвосты лопаток, что потребовалось сначала расшатать лопатки в остав-



*a)*



*b)*

Рис. 6. Установка диска на станке (*a*) и операция вырезки ступеней (*b*).

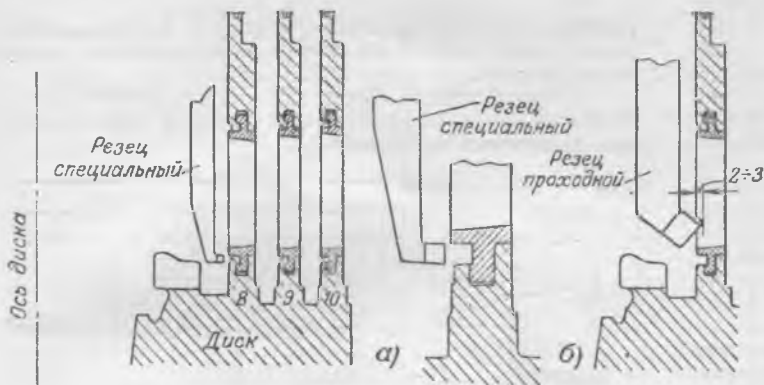


Рис. 7. Удаление радиальных венцов лопаток.

а — вырезка стенки паза специальным резцом; б — распатывание венцов проточкой по входным кромкам лопаток.

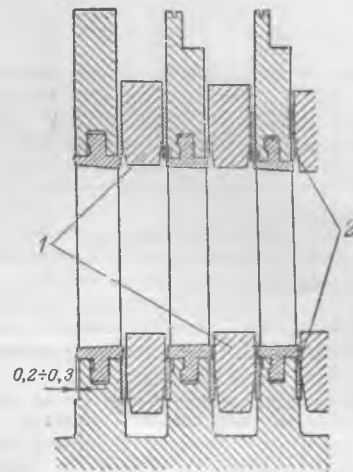


Рис. 10. Установка распорных колец.

1 — кольца распорные; 2 — прокладки.

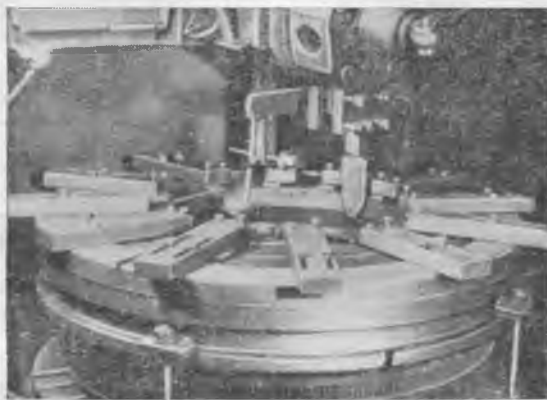


Рис. 8. Установка обоймы для закрепления сегментов лопаток и бандажных колец.



Рис. 11. Завальцовка паза бандажного кольца 11-й ступени.

шесю пазу проточкой проходным резцом входных кромок лопаток на глубину 2—3 мм, как видно из рис. 7, и только после этого венец удалялся при помощи специальной оправки-рычага.

Обработка пазов диска производилась двумя операциями: предварительная прорезка и затем профилировка профильным резцом. После профилировки пазов на диск была установлена специальная обойма с планками, закрепляемая к планшайбе станка четырьмя болтами М20 (рис. 8). Назначение обоймы — закрепление сегментов и бандажных колец от вертикального смещения при завальцовке.

Сборка ступени выполнялась следующим образом: в паз диска набирались сегменты лопаток, затем на сегменты насаживалось бандажное кольцо (рис. 9).

Перед операцией завальцовки пазов в промежутки между ступенями, против мест завальцовки, устанавлива-



Рис. 9. Сборка радиальной ступени при облопачивании.

лись распорные кольца. Это потребовалось во избежание деформации противоположной стенки паза при завальцовке вследствие возникающих при этом значительных усилий. Для облегчения установки и выемки распорные кольца разрезались на 6—8 частей. В каждой части кольца сверлились и нарезались по два отверстия М6 для крючков. В большинстве ступеней тело сегментов выступает на 0,2—0,3 мм за пределы кольцевого выступа диска и бандажного кольца. Поэтому установка распорных колец производилась с прокладками толщиной в 0,3—0,5 мм, как показано на рис. 10.

Собранная ступень после установки распорных колец закреплялась равномерным зажатием болтов нажимных планок обоймы, как указано на рис. 11.

Для завальцовки была изготовлена специальная оправка с роликом. Конструкция оправки показана на рис. 12. В зависимости от профиля хвоста в оправку устанавливались разные ролики. Так, для 8-й ступени применялся ролик диаметром 12 мм и шириной 2,8 мм, а для последующих ступеней — диаметром 10 мм, шириной 1,8 мм. Завальцовка каждого паза производилась в два приема: сначала в связи с наличием зазора в 0,05—0,10 мм, завальцовывалась стенка паза у выступа хвоста, затем — у впадины (рис. 13). Требуемая степень (глубина) завальцовки определялась раз-

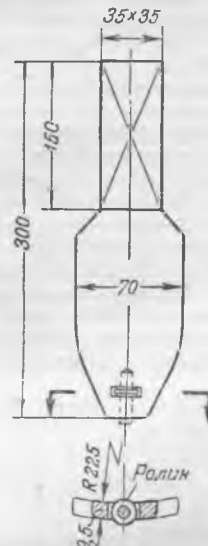


Рис. 12. Оправка с роликом для завальцовки пазов.

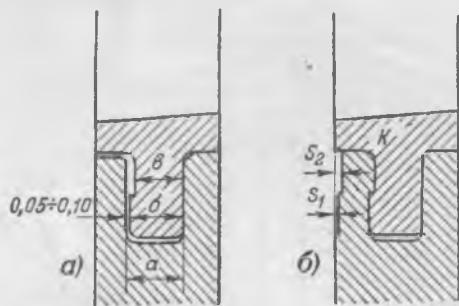


Рис. 13. Закрепление сегментов завальцовкой.

*a* — посадка хвоста сегмента в пазу; *b* — завальцованный паз.

ностью между действительной шириной паза и соответствующей толщиной хвоста. Так, например, при ширине паза  $a = 2,83$  мм, толщине выступа хвоста  $b = 2,75$  мм и толщине шейки хвоста  $\delta = 2,40$  мм (см. рис. 13) глубина первой завальцовки  $S_1 = 0,08$  мм, а второй —  $S_2 = 0,35$  мм. При этом учитывалось, что действительное смещение внутренней поверхности стенки при завальцовке несколько меньше указанных величин за счет заполнения зазора под сегментом и уплотнения металла. Поэтому действительные величины, измеряемые снаружи, увеличивались на  $10 \div 20\%$ . В данном случае принималось  $S_1 = 0,10 - 0,12$  мм, а  $S_2 = 0,40 \div 0,45$  мм.

Очень важным обстоятельством являлся контроль глубины, так как превышение требуемой степени завальцовки неизбежно вызывает появление дополнительных напряжений в точке *K* хвоста (см. рис. 13). Контроль глубины проводился с помощью указателя, закрепленного на втором боковом суппорте станка. Для указателя был изготовлен специальный удлиненный и выгнутый наконечник, позволяющий подойти к стенке кольцевого выступа диска. Измерение производилось перемещением указателя по вертикали, причем он показывал действительный размер глубины завальцовки относительно стенки кольцевого выступа диска или бандажного кольца. На рис. 6 видна установка указателя.

Существенным моментом при завальцовке являлось также обеспечение правильного положения ролика по высоте относительно размеров хвоста сегментов. В связи с тем, что непосредственно зрительная установка ролика в требуемое положение, особенно при завальцовке паза диска, затруднена, установка и контроль ее производились по предварительной разметке на станке наружной стенки паза и совпадения с ней начального следа ролика.

После сборки и завальцовки всех вновь установленных ступеней верхние и нижние распорные кольца были удалены и указателем проверен бой по бандажным кольцам. Имелось в виду проверить, обеспечат ли имеющиеся припуски выведение боя и эллипса колец после проточки, так как разностенность и наличие эксцентриситета колец привели бы к резкому увеличению напряжений в лопатках.

Повторно был проверен указателем бой по диску.

Только после указанных проверок бандажные кольца были обработаны по заданным размерам и прорезаны пазы под уплотнительные усики.

На этом операции по облопачиванию были закончены, диск снят со станка и передан на закатку и обрезку уплотнительных усиков. По окончании работ турбина была собрана и включена в нормальную эксплуатацию.

Инж. Д. С. Розин и инж. М. П. Терновой

## Механизация загрузки складов мокрого хранения соли

Склады мокрого хранения соли, широко внедряемые на водоочистках, помимо улучшения технологического процесса, облегчают труд обслуживающего персонала, избавляя его от трудоемкой загрузки соли в солерастворители. Однако остается еще тяжелой операция подачи соли, при-

бывшей в железнодорожных вагонах и разгруженной на перроны или специальные площадки, в резервуары мокрого хранения соли.

По предложению автора для облегчения загрузки резервуаров мокрого хранения соли применен гидротранспортер, показанный на рисунке.

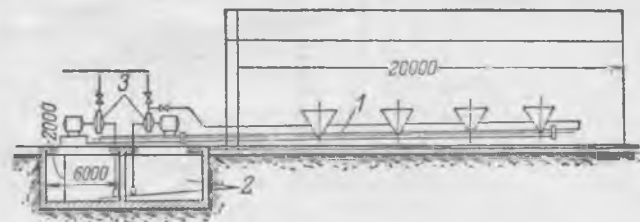


Схема гидротранспортера.

1 — труба гидротранспортера диаметром 159 мм; 2 — резервуары для хранения соли; 3 — насосы солевого раствора.

Гидротранспортер выполнен из цельнотянутой трубы диаметром 159 мм, проложенной вдоль разгрузочной площадки с уклоном 0,02 и заканчивающейся над резервуаром мокрого хранения соли.

Нарастивание трубы патрубком длиной 6 м позволяет подавать соль и во второй резервуар.

К верхнему концу гидротранспортера подведен по трубе  $83 \times 3,5$  мм насыщенный раствор соли от насоса солевого раствора, установленного на складе мокрого хранения соли. Циркулирующий по трубе раствор соли подхватывает кристаллическую соль, забрасываемую в одну из загрузочных воронок, и уносит ее в резервуар хранения соли, где она и оседает.

Применение гидротранспортера снизило трудоемкость загрузки резервуаров мокрого хранения соли в 3 раза по сравнению с применявшейся ручной загрузкой — тачками.

С помощью гидротранспортера два человека подают в резервуар за 8 час. до 30 т соли.

Инж. А. Г. Рысс

## ОТ РЕДАКЦИИ

*Опыт частичной механизации разгрузки соли, описанный т. Рысс, показывает, что было бы целесообразно проработать и опробовать схему полной механизации подачи соли на склад мокрого хранения непосредственно из железнодорожных вагонов с помощью переносных гидротранспортеров, соединенных гибкими шлангами с насосом и резервуарами склада.*

## Определение места замыкания на корпус обмотки ротора турбогенератора

Для успешного проведения ремонта обмотки ротора турбогенератора, имеющей замыкание на корпус, большое значение имеет быстрое нахождение места замыкания. Особый интерес представляет точное определение места замыкания в том случае, когда оно находится в лазовой части ротора.

Практика показывает, что при наличии хороших измерительных приборов и основных обмоточных данных ротора (число и длины витков, направление намотки катушек) представляется возможным определить место замыкания с точностью до  $\pm 100$  мм при общей длине обмотки ротора, достигающей нескольких километров.

Ниже описан опыт нахождения места замыкания на корпус в обмотке ротора при ремонте турбогенератора ТГ-100 мощностью 100 тыс. кВт; 15,75 кв, 1 500 об/мин.

Через 8 мес. после ввода генератора в эксплуатацию в обмотке ротора возникло устойчивое замыкание на корпус. Была подключена защита от двойных замыканий с действием на сигнал. После шестимесячной работы генератора защита ротора стала периодически отмечать появление второго замыкания на корпус, что сопровождалось увеличением вибрации турбогенератора.

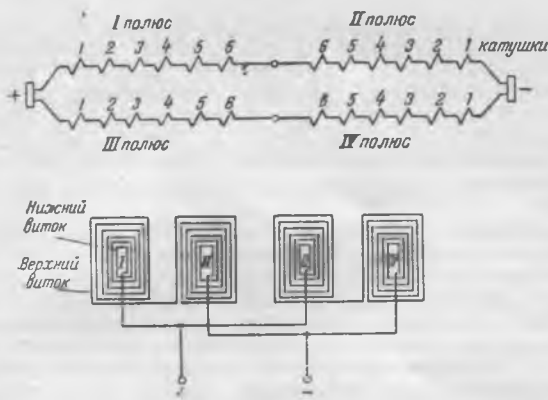


Рис. 1. Схема обмотки ротора.

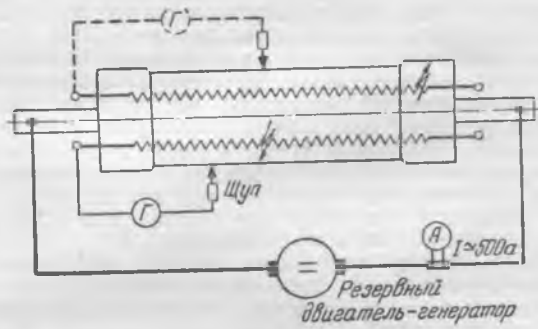


Рис. 2. Схема определения сечения ротора, в котором находится место замыкания.

Одновременно ток небаланса в реле поперечной дифференциальной защиты генератора возрастал до 1,5 а, против 0,2 а при нормальном режиме. Вскоре агрегат был выведен в ремонт для устранения замыкания в обмотке ротора.

Обмотка ротора имеет две параллельные ветви, причем в каждую ветвь входят катушки двух полюсов (рис. 1). Полюс состоит из шести катушек по 19 витков в каждой. Направление намотки всех катушек при обходе от верхнего витка к нижнему — по часовой стрелке. Лобовые части обмотки снабжены алюминиевыми седлами. Длины витков приведены в таблице. Общая длина меди обмотки одного полюса составляет около 1 520 м.

Катушка	Средняя длина витка, м	Длина катушки, м	Катушка	Средняя длина витка, м	Длина катушки, м
1	12,4	229	4	13,59	258
2	12,56	238	5	14,11	268
3	13,07	248	6	14,56	277

Для нахождения места замыкания сначала производилось определение ветви, в которой имеется замыкание. Для этого ветви обмотки были разъединены у токоподводов и изоляция каждой ветви была проверена отдельно с помощью мегомметра.

Измерения показали, что замыкание на корпус имеется в каждой ветви.

После этого определялось сечение ротора, в котором находится место замыкания, для чего производилось измерение по известной<sup>1</sup> схеме рис. 2. К концам вала ротора подводился постоянный ток 500 а от двигатель-генератора резервного возбуждения.

Измерение производилось чувствительным оптическим гальванометром с ценой деления  $4,4 \cdot 10^{-8}$  а. Положение щупа, при котором стрелка прибора занимала нулевое положение, соответствовало сечению ротора, в котором или вблизи которого должно находиться место замыкания.

Таким способом было установлено, что замыкание ветвей I + II полюсов находится в пазовой части ротора,

<sup>1</sup> См. статью инж. Г. А. Киреева, «Электрические станции», 1949, № 5.

приблизительно на середине длины бочки. Заземление ветвей III + IV полюсов — в лобовой части со стороны турбины.

Следует отметить, что благодаря большой чувствительности гальванометра его стрелка реагировала на незначительное (4—5 мм) перемещение щупа вдоль бочки ротора.

Последним этапом явилось определение длины участков обмотки от выводов до места замыкания в пазовой части. Для этого через обмотку пропускался постоянный ток и точным вольтметром (класс 0,2—0,5) измерялась разность потенциалов между каждым выводом и бочкой ротора, соответствующая падению напряжения на участках обмотки от выводов до места замыкания (рис. 3). Ток фиксировался по амперметру класса 0,2.

Определенное, таким образом, омическое сопротивление участков оставило (см. рис. 3) от плюса до места замыкания  $R_1 = 0,092$  ом, от минуса до места замыкания  $R_2 = 0,134$  ом, т. е. место замыкания находится от плюса на 40,6% длины ветви (III и IV) полюсов, или на расстоянии  $0,406 \cdot 3040 = 1231$  м от него.

Соответственно от минуса до места замыкания будет  $0,594 \cdot 3040 = 1809$  м.

Зная средние длины витков, нетрудно определить, что место замыкания на корпус находится в катушке 5 полюса III, на расстоянии 12 м от конца катушки.

Для уточнения результатов измерения было проведено выделение катушки 5 полюса III путем распайки соединений ее с катушками 4 и 6. После этого измерение было повторено еще раз только для катушки 5 (рис. 4).

В результате измерений:  $r_1 = 0,0196$  ом,  $r_2 = 0,0003$  ом, т. е. место замыкания на корпус находится на расстоянии 4 м от конца катушки 5. По предварительному измерению — в 12 м от конца катушки 5.

Пользуясь данными о направлении намотки витков и нумерации пазов, в которые заложена катушка 5, определяем, что место повреждения находится в верхнем витке катушки 5 в пазу 20, приблизительно в 4 м от конца витка, а точнее — в месте пересечения паза 20 с плоскостью сечения ротора, определенной при измерении по схеме рис. 2 (под пазовым клином 18).

После удаления клиньев из паза 20 место повреждения было обнаружено на ощупь по нагреву миканитовой изоляции при пропускании переменного тока величиной 4—5 а между обмоткой ротора и корпусом.

Место повреждения оказалось на расстоянии 50 мм от места, определенного измерениями.

Повреждение явилось следствием электрического пробоя изоляции пазовой гильзы в месте загиба ее краев против верхнего витка.

Подобным образом было точно найдено также еще одно место повреждения изоляции в другом пазу этого ротора.

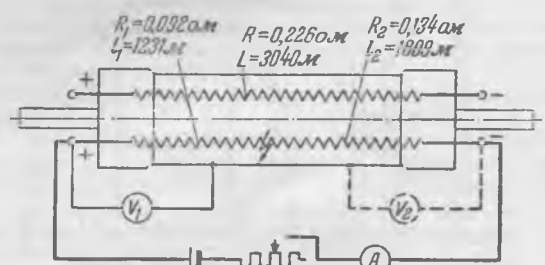


Рис. 3. Схема определения длины участков от выводов обмотки до места замыкания.

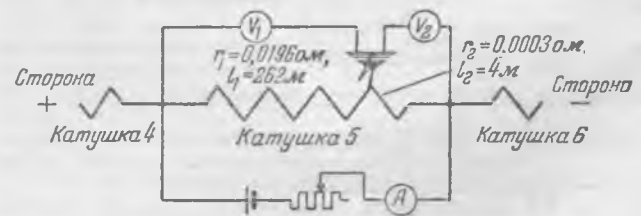


Рис. 4. Схема определения места замыкания в катушке 5, полюса III.



## Выводы

1. Успешное проведение ремонта обмотки ротора турбогенератора, имеющей замыкание на корпус, зависит от быстрого нахождения места повреждения.

2. Нередко отыскание места повреждения производится без предварительных измерений путем многократного последовательного деления обмотки на части, что ведет к увеличению объема ремонта.

3. Изложенная в настоящей статье методика измерений позволяет с достаточной точностью быстро установить место повреждения в пазовой части обмотки ротора.

Инж. Л. М. Раузин

## О водяном пожаротушении гидрогенераторов

На одной из гидроэлектростанций при срабатывании форсировки возбуждения на гидрогенераторе завода «Электросила» типа СВ  $\frac{665}{110}$ -32 силой возросшего магнитного поля ротора сорвало (на одной четверти окружности) участок нижнего кольцевого трубопровода водяного пожаротушения генератора и подтянуло сорванный трубопровод к магнитной системе вращающегося ротора генератора (рис. 1).

Сорванный трубопровод причинил серьезные повреждения обмотке ротора вследствие того, что машинист турбины вместо немедленной аварийной остановки гидроагрегата после появления ненормального стука и искр, сыпавшихся из-под перекрытия генератора, стал звонить на нуль за получением разрешения на остановку генератора. Изоляция обмотки статора была повреждена незначительно.

Ремонт генератора занял 14 час; при этом потребовалось произвести разборку и сборку поврежденного трубопровода, снятие заусениц, образовавшихся на витках полюсной обмотки ротора, прорезку межвитковой изоляции ротора и восстановление поврежденных участков изоляции обмотки статора.

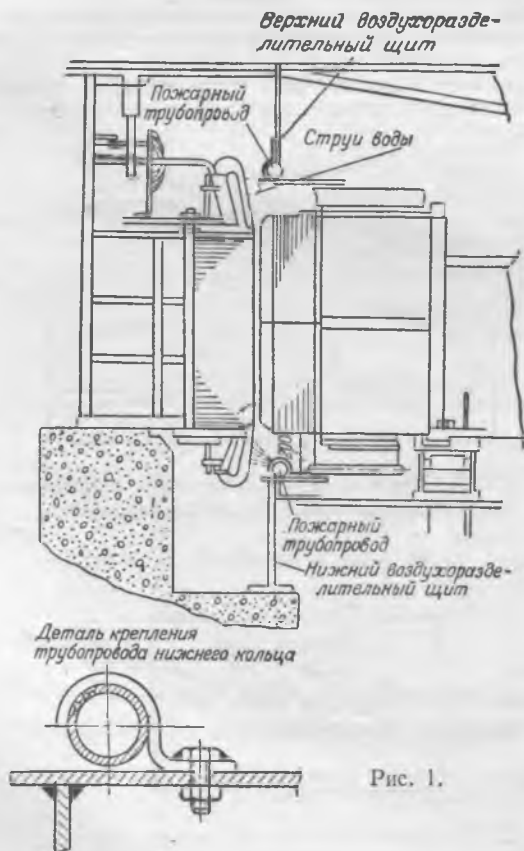


Рис. 1.

При расследовании было установлено, что кольцевой трубопровод водяного пожаротушения сорвало с места вследствие наличия дефектов в его креплении, заключавшихся в отсутствии двух скоб и нарушении соединения в одной из четырех муфт. Кроме того, само крепление оказалось недостаточно надежным, так как при диаметре кольца пожаротушения около 4 м было установлено только восемь скоб, и скобы крепились одним болтом без контргайки.

Для предупреждения повторения подобных повреждений оборудования были выполнены следующие мероприятия:

1. Поставлено дополнительно по одной скобе с каждой стороны соединительной муфты и крепление скоб выполнено двумя болтами с контргайками.

2. Проведен внеочередной осмотр трубопроводов пожаротушения у всех генераторов, причем особое внимание обращалось на надежность крепления труб и правильность расположения разбрызгивающих отверстий.

3. Предложено цеховому персоналу при ремонтах генераторов тщательно проверять крепление трубопроводов и всех прочих деталей из магнитных материалов, расположенных в пределах влияния поля ротора. Необходимость подобного указания вызвана тем, что персонал электроцехов, ремонтирующий генераторы, как правило, основное внимание уделяет электрическим элементам оборудования (изоляция, обмоткам и т. д.) и недостаточно тщательно проверяет механические соединения деталей агрегата.

4. Дополнительно проинструктирован дежурный персонал машинного зала о порядке действий при возникновении ненормальностей с оборудованием.

Необходимость тщательного надзора за механическим креплением всех деталей генераторов подтверждается также следующим случаем: при испытании повышенным напряжением обмотки статора гидрогенератора завода «Электросила» типа ВВ-844-187, находящегося в эксплуатации с 1935 г., одна из фаз была пробита на корпус.

Пробой изоляции статора произошел на лобовых частях в месте удара по обмотке сорвавшимся крылом вентилятора. Отрыв крыла произошел из-за ослабления и среза заклепок, крепящих крыльцо вентилятора. Указанный дефект вентилятора не был выявлен во время осмотра генератора.

В связи с указанным случаем повреждения генератора из-за срыва кольца пожаротушения необходимо отметить недостаток конструкции водяного пожаротушения, примененной заводом «Уралэлектроаппарат».

Как видно из рис. 2, кольцевой трубопровод располагается со стороны спинки статора, что хотя и более надеж-

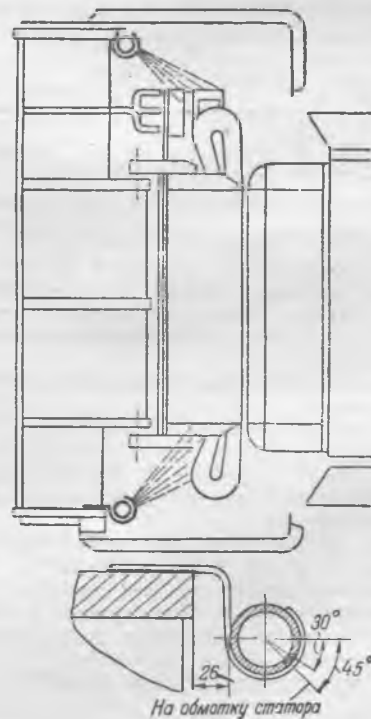


Рис. 2.

но с точки зрения предотвращения попадания посторонних предметов на ротор генератора, но, по нашему мнению, является менее эффективным при тушении пожара, так как до остановки генератора струи воды будут направлены против тока воздуха, выбрасываемого вентилятором, что ухудшит условия тушения возникшего возгорания обмотки.

### Выводы

Электромашиностроительные заводы должны разработать надежную конструкцию водяного пожаротушения гидрогенераторов, удовлетворяющую как требованиям быстрой ликвидации возгорания изоляции обмоток, так и прочности конструкции. Желательно применение труб из немагнитного материала, не подверженного коррозии при соприкосновении с влагой.

Крепления деталей генератора, расположенных на вращающихся частях или вблизи от них, должны тщательно контролироваться, на что должно быть обращено особое внимание персонала, проводящего ремонт. В местной инструкции по ремонту генераторов должны быть перечислены узлы крепления, подлежащие проверке, и требования, предъявляемые к ним (наличие контргаек, шплинтов, количество и расположение болтов и заклепок, сечение сварных швов и т. п.).

Инж. И. В. Малхасьян

### ОТ РЕДАКЦИИ

Редакция, соглашаясь с автором о возможной неэффективности пожаротушения при расположении трубопровода, принято заводом «Уралэлектрораппарат», считает необходимым рекомендовать этому заводу изменить расположение кольцевого трубопровода.

## Быстрая замена мощных трансформаторов

На открытой понижающей подстанции, не имеющей подъездных путей, необходимо было произвести замену трансформатора 5 600 кВА, нуждающегося в капитальном ремонте, на трансформатор такой же мощности.

Замену трансформатора требовалось произвести в минимальный срок, так как на подстанции не было трансформаторного резерва.

Вследствие отсутствия рельсовых путей замену решили произвести, используя два трактора и площадку-сани, сваренную из металлических прутьев.

Площадка-сани была сконструирована с расчетом установки на ней рядом двух трансформаторов указанной мощности. Площадка была установлена рядом с трансформатором № 1 на открытой подстанции и на нее был разгружен

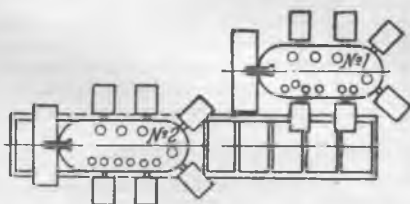


Рис. 1. Трансформатор № 1 стоит на фундаменте, а трансформатор № 2 на площадке-саних.

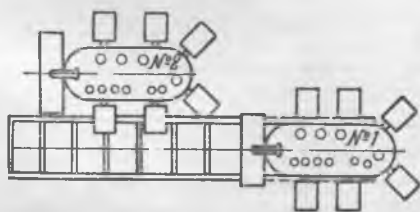


Рис. 2. Трансформатор № 2 установлен на фундамент вместо трансформатора № 1. Трансформатор № 1 сгружен на площадку-сани.

трансформатором № 2, предназначенный для замены трансформатора № 1 (рис. 1).

После этого трансформатор № 1 с помощью трактора по швеллерам был перетащен с фундамента на площадку-сани и оставлен рядом с трансформатором № 2, а затем площадка с обоими трансформаторами была передвинута двумя тракторами так, что трансформатор № 2 оказался против фундамента, где стоял трансформатор № 1 (рис. 2), и затем установлен на его место на фундаменте.

Инж. В. М. Калита

## Повреждение стали мощного трансформатора

Трехфазный трехобмоточный трансформатор фирмы VEM 31,5 тыс. кВА, 110/35/6 кВ выпуска 1950 г. проработал в энергосистеме 20 мес. с нагрузкой около 20% номинала.

При включении трансформатора в работу после кратковременного нахождения его в резерве сработало на сигнал газовое реле. Газ из реле оказался бесцветным и горячим.

После включения другого трансформатора вместо поврежденного было произведено несколько кратковременных включений поврежденного трансформатора для установления причины повреждения.

Выделение газа начиналось через несколько минут после включения и носило спокойный характер — газовое реле на отключение не срабатывало. Газ выделялся небольшими пузырями с интервалами в несколько секунд. Никаких посторонних звуков при тщательном прослушивании трансформатора не было обнаружено.

Характер газовыделения позволил предположить, что причиной его является небольшая электрическая дуга в элементах магнитной системы.

Для проверки отсутствия другой причины образования дуги, например неплотного контакта в переключателях напряжения 110 и 35 кВ, последние устанавливались в различных положениях, а питание подводилось к обмотке 6 кВ, что исключало протекание тока холостого хода через переключатели. Во всех случаях выделение газа продолжалось. При внутреннем осмотре трансформатора на месте его установки без выемки сердечника никаких видимых повреждений не было обнаружено.

Было решено испытать вынутый из бака трансформатор подъемом напряжения с нуля от генератора малой мощности.

Во время испытания при напряжении 3,5 кВ появился дымок из средней фазы, который стал явственно заметен при повышении напряжения до 4,2 кВ.

После этого испытания приступили к разборке трансформатора — было расшихтовано верхнее ядро трансформатора и сняты обмотки средней фазы.

При разборке были обнаружены следующие повреждения:

1. Верхние листы наружного пакета верхнего ядра трансформатора обгорели вследствие замыкания между собой листов трансформаторной стали. Замыкание листов произошло из-за неточного совпадения отверстий под стяжные болты. При закладке болтов кромки отверстий были деформированы и замкнуты между собой.

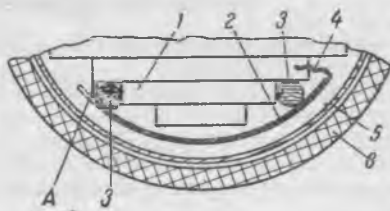
2. В месте прохождения стяжного болта через наружный пакет верхнего ядра от раскалившихся листов стали пророгрели изолирующая втулка стяжного болта, состоящая из двух полуцилиндров, и до 50% толщины — бумажная намотка вокруг стяжного болта.

3. В нижней части стержня средней фазы выгорели угол экрана и сталь третьего пакета по длине около 100 мм и в глубину до 10 мм. Вблизи места повреждения начал обугливаться бакелитовый цилиндр, отделяющий обмотку от магнитопровода и экрана. Данное место явилось, судя по размерам повреждения, основным очагом выделения газа.

Причина повреждения трансформатора — дефект сборки на заводе, заключающийся в следующем:

По конструкции стальной экран 2 обернут несколькими слоями бумаги и с помощью дистанцирующих круглых деревянных реек 3 отжимается к бакелитовому цилиндру 5 (см. рисунок на стр. 58).

При сборке фазы на заводе из-за небольшого смеще-



Замыкание стали с магнитопроводом.

1 — магнитопровод; 2 — стальной экран, обернутый бумагой; 3 — дистанцирующие деревянные рейки; 4 — проводник заземления экрана; 5 — бакелитовый цилиндр; 6 — обмотка. А — место замыкания экрана с магнитопроводом.

ния экрана рейка при ее закладке попала на торец экрана. Сборщики «догоняли» рейку на место ударами молотка, о чем свидетельствуют следы ударов на торце рейки.

При этом экран погнулся и начал касаться ребра третьего пакета стали стержня и была порвана часть бумажной обмотки экрана.

При эксплуатации трансформатора вследствие вибрации стали оставшиеся слои бумаги перетерлись об угол пакета магнитопровода 1 и экран получил перемежающийся от вибрации контакт со сталью этого магнитопровода. При

этом вокруг части сечения магнитопровода образовался короткозамкнутый виток, состоящий из экрана 2, заземляющего проводника 4, соединяющего экран с третьим пакетом стали, и самого металла третьего пакета.

При вибрации экрана в месте касания его с магнитопроводом возникала дуга, приведшая к выделению газа и обгоранию стержня магнитопровода и экрана.

Часть тока замыкания отвечалась через стержень магнитопровода и верхнее ядро и протекала через указанные выше соединенные листы первого пакета, к которому присоединено заземление магнитопровода, усиливая нагрев этих листов, что привело к обугливанию изоляции стяжного болта.

Анализ повреждений стали трансформаторов, как и данный случай, показывает, что в подавляющем большинстве такие повреждения происходят по вине заводоизготовителей.

Вывлечение всех дефектов при вскрытии трансформатора перед пуском в эксплуатацию, особенно учитывая стремление сократить время нахождения обмоток без масла, не всегда возможно. Поэтому необходима особенно тщательная постановка междуоперационного технического контроля на трансформаторных заводах и разработка специальных методов испытания магнитной системы.

Инж. М. Д. Горенштейн

## Улучшение схемы автоматического включения резерва

На электростанции была выполнена схема АВР с реле, имеющим две последовательных обмотки, по эксплуатации одному циркуляру № Э-24 (Информационные материалы, 1945 г.).

Эта схема соответствует показанной на рисунке, но с той разницей, что в реле 2 не было обмотки III и цепь плюс от контактов реле 1 проходила на катушку отключения КО выключателя В-1 непосредственно. При такой схеме в случае механического расцепления выключателя В-II со стороны 0,5 кВ трансформатора АВР не действовала. В этом случае цепь обмотки I реле 2 разрывалась вспомогательным контактом выключателя В-II и реле не могло сработать, хотя пусковой орган минимального напряжения при своем срабатывании включал реле 1.

Для устранения этого недостатка в схеме АВР на реле 2 была добавлена третья последовательная обмотка III и через нее заведена цепь от контактов реле 1 на катушку отключения КО выключателя В-1.

Реле 2 выполнено из реле типа ЭП-101. Обмоточные данные реле для приводов типа ГП-125 на 110 в следующие: обмотка I из провода ПЭЛ диаметром 0,69 мм, 160 витков, сопротивление 0,6 ом; обмотка II из того же провода 160 витков — 0,8 ом и обмотка III из провода ПЭЛ диаметром 0,3 мм, 500 витков, 5,2 ом. Все три обмотки свободно умещаются на каркасе реле без его замены.

В тех случаях, когда нет возможности уложить

дополнительную третью обмотку в одном реле, схему можно дополнить вторым реле автоматике, как показано на схеме пунктиром. После этого изменения действие АВР обеспечивается и в случае самопроизвольного отключения выключателя В-II\*.

Инж. А. С. Шакарников

\* Другой способ устранения этого недостатка схемы АВР с последовательным реле был опубликован в журнале «Электрические станции», 1949, № 10.

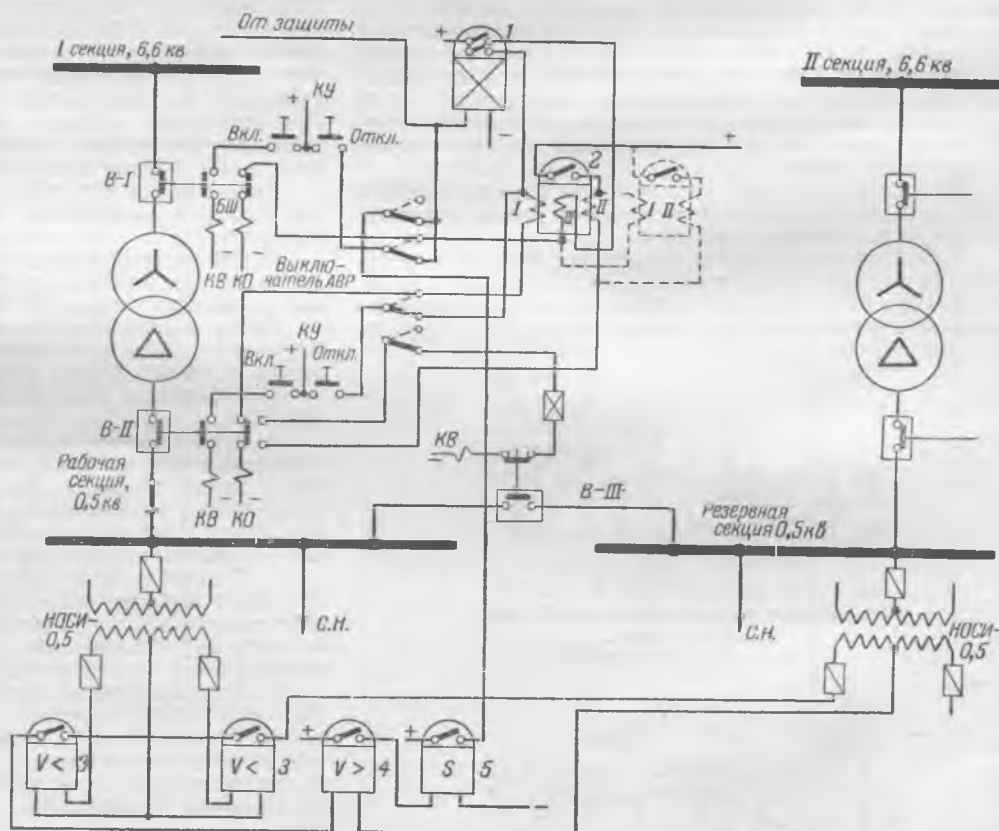


Схема автоматического включения резерва.

КУ — ключ управления; В-1, В-II и В-III — выключатели; КО — катушка отключения; КВ — катушка включения; 1 — промежуточное реле; 2 — последовательное реле АВР; 3 — реле минимального напряжения; 4 — реле максимального напряжения; 5 — реле времени.



**В Техническом управлении  
по электростанциям**

**Об изменении п. 1 раздела 1  
эксплуатационного циркуляра  
№ 3/Э от апреля 1951 г.**

Техническим управлением по электростанциям издан Эксплуатационный циркуляр № 9/Э от 31 августа 1953 г. следующего содержания: «Во изменении п. 1 раздела 1 Эксплуатационного циркуляра № 3/Э от апреля 1951 г. при определении увлажнения трансформаторов методом сравнения емкостей при разных температурах допускается трансформатор нагревать до  $65 \pm 60^\circ\text{C}$ ; при этом  $\frac{C_{65}}{C_{20}}$  и  $\frac{C_{60}}{C_{20}}$  должны быть соответственно не больше 1,2 и 1,1.

**О дальнейшем внедрении  
в промышленность синхронных  
электродвигателей и примене-  
нии более простых схем  
их пуска**

Технический совет ГПИ «Тяжпромэлектропроект» в мае 1953 г., заслушав доклады инж. А. М. Розенталя и инж. Л. И. Шуфмана, посвященные вопросам упрощения схем пуска синхронных электродвигателей и расширения области применения этих электродвигателей в промышленности, отметил, что в настоящее время передовые проектные организации при проектировании все более и более применяют в качестве электроприводов синхронные электродвигатели, что улучшает коэффициент мощности энергоустановок.

При этом применение форсировки синхронных электродвигателей при понижениях напряжения и диктовых нагрузках, а также упрощение пусковых схем обеспечивают повышение устойчивости энергосистемы.

Одновременно Технический совет отметил, что недостаточное удешевление заводами-изготовителями потребности промышленности в синхронных электродвигателях средних мощностей (особенно низковольтных), а также сложные и дорогие станции управления этими электродвигателями являются препятствием к более широкому их внедрению.

Учитывая большое экономическое значение применения синхронных электродвигателей на промышленных установках, Технический совет Тяжпромэлектропроекта принял ряд важных решений по обеспечению более широкого внедрения синхронных электродвигателей в промышленность, в том числе:

1. Применение в проектной практике для всех отраслей народного хозяйства синхронных электродвигателей высокого и низкого напряжения. Применение асинхронных электродвигателей должно быть в проекте обосновано.

2. Обратиться через Министерство строительства в МЭСЭП с предложением ускорить разработку и серийное изготовление синхронных низковольтных электродвигателей единой серии мощностью от 75 до 400 квт по всей шкале скорости с возможностью в дальнейшем расширение этой шкалы до меньших мощностей.

3. Во всех случаях применять пуск синхронных электродвигателей от полного напряжения сети, когда по условиям колебания напряжения в сети и по условиям динамической устойчивости синхронного электродвигателя это допустимо. Добиваться поставки заводами-изготовителями электродвигателей для прямого пуска.

Применение более сложных схем пуска (реакторного, а если последний не проходит, автотрансформаторного) допустимо лишь в случае обоснованной невозможности осуществления прямого пуска.

4. При разработке схемы питания роторной цепи двигателей необходимо учитывать следующее:

а) Схему с наглухо приключенным возбудителем, если он находится на одном валу с электродвигателем, применять для приводов, у которых момент в процессе пуска требуется порядка 15—25% от номинального момента электродвигателя (двигатель-генераторы, а также пускаемые при закрытой задвижке центробежные вентиляторы и компрессоры, газодувки и т. п.).

б) Схему с наглухо приключенным возбудителем, если он имеет отдельный приводной двигатель, применять для приводов, указанных в п. 4а только в случае, если время разгона синхронного электродвигателя меньше или равно времени разгона возбудительного агрегата.

в) Схему с возбудителем, приключенным во время пуска к кольцам ротора синхронного электродвигателя через добавочное сопротивление, равное 5—10-кратному сопротивлению обмотки ротора при постоянном токе, применять как для возбудителей, сидящих на валу электродвигателей, так и для имеющих отдельный привод в случаях, когда момент в процессе пуска больше 25% от номинального момента электродвигателя (пускаемые без нагрузки: центробежные и поршневые насосы, дробилки и т. д.).

Ограничение применения такой схемы, указанное в п. 4б, распространяется и на п. 4а для случая отдельного привода возбудителя.

г) При групповом возбудителе применять схему пуска синхронного электродвигателя с обмоткой возбуждения, замкнутой на разрядное сопротивление.

д) Для электродвигателей (пуск которых осуществляется с глухоподключенным возбудителем) мощностью до 5000 квт и с временем останова до 5—7 сек. вообще не предусматривать гашения поля.

При времени останова более 5—7 сек. применять только гашение поля возбудителя; для крупных электродвигателей мощностью более 2000 квт впрямь до уточнения предусматривать также гашение поля синхронного электродвигателя путем расшунтирования последовательно включенного сопротивления нормально закрытым однополюсным контактором.

5. Проектным и проектно-экспериментальным отделениям Института продолжить работу в области изучения синхронного привода.

6. Обратить внимание Министерства машиностроения и Министерства транспортного и тяжелого машиностроения на необходимость применения, как правило, синхронных электродвигателей вместо асинхронных при комплектации поставляемых ими технологических машин общего применения (насосов, компрессоров, газодувок, дробилок и т. п.).

7. Просить Техническое управление по электростанциям Министерства электростанций и электропромышленности при пересмотре «ПУЭ» отразить в них современные тенденции в области применения синхронных электродвигателей.

Изложенное выше решение Технического совета Тяжпромэлектропроекта было рассмотрено Техническим управлением по электростанциям МЭСЭП, которое в своем решении (см. Решение № 16/Э от 18 июля 1953 г.) отмечает правильную линию ГПИ Тяжпромэлектропроекта в части внедрения синхронных электродвигателей в промышленность и применения более простых схем пуска и, одобряя в основном мероприятия, направленные ГПИ Тяжпромэлектропроектом на дальнейшее внедрение синхронных электродвигателей в промышленность, требует, чтобы все проектные организации предусматривали в проектах установку синхронных электродвигателей во всех случаях, где это технически и экономически целесообразно.

Вместе с тем Техническое управление по электростанциям считает необходимым внести следующие дополнения к решению Технического совета Тяжпромэлектропроекта:

1. Разработка и изготовление серии синхронных низковольтных электродвигателей должны предусматриваться не с 75 кВт, как указано в решении ГПИ, а с 30 кВт. Целесообразно возбуждение синхронных электродвигателей небольшой и средней мощности осуществлять по системе инж. С. Г. Таманцева, при которой обеспечивается компоундирование.

2. Проведенные испытания показали, что современные синхронные электродвигатели при пуске с наглухо приключенным возбудителем надежно обеспечивают пуск при моменте сопротивления порядка 40% номинального. Сужение области применения таких простых схем пуска механизмами, имеющими момент сопротивления при пуске 15—25% номинального, нецелесообразно. Подавляющее большинство современных синхронных электродвигателей обеспечивает вхождение в синхронизм при моментах сопротивления, значительно превышающих 40%.

3. При пуске с приключенным возбудителем синхронных электродвигателей, имеющих отдельно стоящие двигатель-генераторы возбуждения, следует руководствоваться не временем пуска агрегата возбуждения, а временем на-

растания напряжения на кольцах ротора. Так, например, длительность пуска агрегата возбуждения, состоящего из асинхронного электродвигателя МА-204-2/4 48 кВт и генератора постоянного тока ПН-290 35 кВт, равна 0,5 сек., а напряжение на кольцах ротора при одновременном пуске синхронного электродвигателя и агрегата возбуждения достигает 0,5 от рабочего только на 8-й сек. (при рабочем положении реостата возбуждения), обеспечивая, таким образом, нормальный пуск синхронного электродвигателя ДСКП-260/34-36 с длительностью разбега 5 сек.

4. Применение схем пуска с введением добавочных сопротивлений в цепь ротора следует осуществлять только на электродвигателях при условии, если момент сопротивления сочлененного механизма превышает 40% от номинального момента двигателя, а не 25%.

5. Применение схем пуска с приключенным возбудителем через разрядное сопротивление не следует ограничивать временем подъема напряжения или разбега агрегата возбуждения, так как ток в обмотке ротора в случае преждевременного нарастания напряжения возбуждения настолько мал, что практически не имеет влияния на кривую синхронного двигателя.

## Моисей Вульфович Сафро

12 октября 1953 г. скоропостижно скончался начальник Технического отдела Главэнерго Моисей Вульфович Сафро.

Начав трудовую деятельность с пятнадцатилетнего возраста, М. В. Сафро в 1930 г. окончил Одесский политехнический институт и в этом же году приступил к работе сначала на строительстве, а затем эксплуатации одной из крупнейших южных электростанций — Днепродзержинской грэс, где работал начальником электроцеха, а затем главным инженером в течение четырех лет.

С 1938 г. М. В. Сафро находился на работе в Теплоэлектропроекте, а позже в Отделе восстановления Министерства электростанций.

С 1943 г. и по день смерти М. В. Сафро руководил Техническим отделом Главного управления электростанций и сетей Юга, сделав исключительно много для восстановления энергетики, разрушенной во время войны, и для обеспечения



надежной эксплуатации электростанций и энергосистем.

Беззаветно преданный Коммунистической партии, человек огромного практического опыта и больших теоретических знаний, он все свои силы отдавал делу дальнейшего развития и совершенствованию эксплуатации энергетики Донбасса, Приднепровья, Росгова, Баку и других южных районов Советского Союза.

Большую и плодотворную работу вел М. В. Сафро в редакции журнала «Электрические станции» в качестве одного из редакторов.

Советское правительство высоко оценило заслуги М. В. Сафро перед Родиной и награ-

дило его орденами: «Трудового Красного Знамени», «Знак почета» и медалями Советского Союза.

Светлая память о М. В. Сафро, скромном и отзывчивом человеке, способном и исключительно трудолюбивом инженере, надолго останется в сердцах советских энергетиков.

Ермаков В. С., Спирин С. А., Чижов Д. Г., Угорец И. И., Лавренко К. Д., Смирнов Г. В., Чупраков Н. М., Мхитарян С. Г., Асмолов Г. Л., Котилевский Д. Г., Некрасов А. М., Молоканов С. И., Сыромятников И. А., Фаерман С. Ц., Соколов Б. М., Комиссаров Ю. П., Малютин И. П., Побегайло К. М., Моряков А. В., Меламед М. Ф., Кумсиашвили П. Г., Гаркавая Л. А., Лившиц Э. М. и др.



Я. Ф. Фитерман, **Монтаж и ремонт гидротурбин**, Госэнергоиздат, 1952, 462 стр.

Строительство в ближайшие годы ряда новых крупных гидроэлектростанций с огромными объемами монтажных работ и крайне короткими сроками их выполнения, наряду со строительством значительного числа средних и малых гидростанций, требует как подготовки большого количества новых кадров по монтажу гидросилового оборудования, так и повышения квалификации имеющихся монтажников. Одновременно потребуются также значительное увеличение квалифицированных кадров ремонтников. Подготовка же и повышение квалификации монтажного и ремонтного персонала затрудняются бедностью технической литературы, освещающей и систематизирующей опыт монтажных и ремонтных работ по гидросиловому оборудованию. Выход в свет книги Я. Ф. Фитермана «Монтаж и ремонт гидротурбин», обобщающей опыт организации и технологии монтажных работ по гидротурбинам, восполняет значительную часть этого пробела.

Содержание книги охватывает вопросы организации и технологии монтажа крупных вертикальных радиально-осевых, поворотных-лопастных и ковшовых гидротурбин, а также организацию и методы выполнения ремонтов радиально-осевых и поворотных-лопастных турбин. Монтаж оборудования масляного хозяйства и технического водоснабжения, входящего в объем монтажных работ по гидроагрегату и предназначенного в большей степени для обслуживания гидротурбин, в книге совершенно не освещен, в результате чего нет картины всего комплекса работ по гидротурбине, выполняемых при ее монтаже. Необходимо отметить также, что гидротурбина не представляет собой отдельного самостоятельно работающего агрегата, а является двигателем генератора, вследствие чего организация и выполнение монтажных работ по гидротурбине тесно связаны с работами по монтажу генератора. Практически же работы по монтажу гидроагрегата выполняются одной монтажной организацией, а ремонты — турбинным цехом гидростанции, инженерно-технические работники которого должны знать одинаково хорошо организацию и технологию монтажа и ремонтов как гидротурбин, так и генераторов. Вследствие этого было бы целесообразно осветить в книге также и работы по монтажу и ремонту генераторов. Правда, упрек этот следует отнести не к автору, а к издательству, которое должно было привлечь для этой части книги квалифицированного специалиста по генераторам.

В гл. I книги наибольший интерес для монтажного персонала представляют тщательно обработанные данные по весам и габаритам отдельных элементов гидротурбин различных размеров и типов (табл. 4 и 5).

В гл. 2 важны опытные нормы потребности в инструментах, оборудовании и материалах для монтажа гидротурбин, приведенные в табл. 13, 14, 15, 16 и 19 и дающие возможность учесть эти потребности при составлении проекта производства работ и организации монтажа. Недостатком изложения этой главы является то, что в § 6 даются указания только о части проектирования монтажа, а именно о проекте производства работ, тогда как проектирование монтажных работ состоит из двух стадий: проекта организации работ или проектного задания, разрабатываемого проектной организацией при составлении технического проекта строительства гидроэлектростанции, и проекта производства работ (рабочего проекта), разрабатываемого монтажной организацией непосредственно перед началом монтажа агрегатов. Указания о содержании проекта организации работ (технического проекта) в книге отсутствуют.

Приведенные в гл. 3 (табл. 20) перечень деталей и механизмов и объемы расконсервации и осмотра оборудования перед монтажом значительно упорядочивают выполнение этих работ и обеспечивают повышение надежности работы элементов смонтированной турбины. Большую помощь монтажникам при организации и подготовке работ окажет перечень такелажных средств, данный в табл. 20.

Необходимо отметить также обстоятельство описания процессов сборки и сварки металлических обливок турбины и спиральной камеры, являющихся чрезвычайно ответственными и важными сборочными операциями.

К числу недостатков этой главы следует отнести завышенное количество стропов в табл. 20. Общая потребность в тросе для изготовления 65 стропов и для монтажа турбин с диаметром рабочего колеса в 5,5 м, определенная по этой таблице, составляет свыше 2000 м. В то же время рым-болтов требуется только 8, а гидравлические домкраты отсутствуют совершенно. Указания по расчету стропов (стр. 85) дают возможность определить натяжение в стропах, но рассчитать диаметр стропа, необходимого для подъема данного груза, по этим указаниям нельзя. Следовало бы привести формулу для определения разрывного усилия  $P = kS$  (где  $k$  — коэффициент запаса прочности), по которому затем в соответствии с сертификатом троса или ГОСТ может быть выбран диаметр стропа, а также дать величины коэффициента запаса прочности для стропов, работающих с охватом и без охвата груза (согласно «Правилам Котлонадзора»). В разделе производства такелажных работ (§ 15) не указано, что в соответствии с «Правилами Котлонадзора» (п. 135) к работам по подвязке грузов к крюку могут быть допущены только лица, прошедшие специальное обучение. Гидравлические испытания в соответствии с указаниями Котлонадзора осуществляются давлением в 1,25, а не в 1,6 раза выше рабочего и в течение 5, а не 10 мин., после чего давление снижается до рабочего и производится осмотр деталей и обстукивание сварных швов (а не поверхности детали на расстоянии 100—150 мм от шва). Указания о процессе изготовления электродов (стр. 116—117) излишни, так как вследствие сложности подготовки и нанесения покрытия и сушки электродов, а также потребности для этого специального оборудования, изготовление на монтаже качественных электродов рекомендовать не следует. Проверка внутренних пороков сварного шва только путем засверловки (стр. 121) несовершенна и недостаточна. В настоящее время широко практикуется просвечивание сварных швов гамма-лучами, что обеспечивает достаточно высокое качество проверки.

В гл. 4 в разделе бетонирования закладных частей (стр. 144) следовало бы указать, что установка закладных частей является скрытыми работами, так как положение деталей и особенно трубопроводов после бетонирования не может быть проверено и изменено. Вследствие этого установленные закладные части перед бетонированием должны проверяться комиссией с составлением соответствующего акта. Контроль температуры нагрева бандажей разъемного рабочего колеса радиально-осевых турбин при посадке на место (стр. 149—150) практически не нужен, так как возможность посадки бандажа определяется измерением его расширения при нагреве. К тому же измерить температуру бандажа чрезвычайно трудно. В этом разделе следовало бы более конкретно указать способы удаления фланцев внутри нижнего обода после посадки бандажа, так как эта работа длительная и трудоемкая. Средние верхние и нижние зазоры в лопатках направляющего аппарата, приведенные на стр. 160 и в формуляре (фиг. 63), о значении которых автор нигде не говорит, ничего не характеризуют и излишни, так как в допустимых пределах должны быть зазоры каждой лопатки. Формуляры торцевых и радиальных зазоров (фиг. 63 и 64) целесообразно объединить в один формуляр.

В гл. 5 приведены указания по монтажу поворотных-лопастных гидротурбин, наиболее распространенных на крупных приплотинных гидростанциях. Особенно хорошо разработаны процессы монтажа опорных колонн и направляющего аппарата, а также сборки и монтажа основных типов рабочих колес. К неточностям изложения следует отнести указание о проверке цилиндричности камеры рабочего колеса по восьми сечениям (формуляр на фиг. 86). При диаметре рабочего колеса 9 м расстояние по периферии между точками замеров будет равно  $\frac{\pi \cdot 9}{8} = 3,54$  м

и поэтому выверка и измерения камеры только в восьми точках при малой жесткости ее не могут обеспечить цилиндричность. В разделе сборки монтажа рабочих колес без упорных колец (§ 27) дана сборка с кантовкой втулки. Следовало бы указать, что в последнее время на электростанциях с выносными монтажными площадками производится сборка рабочих колес этой конструкции без кантовки втулки. § 26 «Расточка направляющего аппарата» и п. 5 § 27 «Направляющий аппарат» следовало объединить, так как эти процессы технологически связаны и последовательны.

В гл. 7 очень подробно и понятно разобраны наиболее сложные и ответственные монтажные операции по проверке положения валов вертикальных агрегатов — процессы центровки турбины и генератора и генеральная центровка гидроагрегата.

Правда, автор в операции центровок включил процесс соединения валов турбины и генератора (стр. 249), очевидно, на том основании, что эта операция выклинивается между центровками турбины и генератора и генеральной центровкой агрегата, хотя соединение валов является сборочной, а не пазерочной операцией.

Утверждение автора о целесообразности проверки ротора турбины клиньями в трех точках (стр. 251—252) может быть правильным только при трех проверочных струнах. При четырех же струнах выверка ротора по трем точкам с введением дополнительных пересчетов перемещений с четырех струн на три точки, несомненно, более сложна, и этот метод рекомендовать не следует. Установка прокладок между ступицей и верхним диском пята при обнаружении неперпендикулярности ступицы (стр. 261, 269—270) должна быть категорически запрещена, так как разрушение прокладок при эксплуатации агрегата приводит к расцентровке и вибрациям его. В процессе работы агрегата болты во фланцевом соединении валов турбины и генератора подвергаются динамической и знакопеременной нагрузкам (гидравлические удары, явления кавитации, внезапные сбросы и набросы нагрузок) и поэтому  $\sigma_{доп}$  (стр. 264) для болтов из нормальных углеродистых сталей, очевидно, следовало бы принять не более 300—400 кг/см<sup>2</sup>, а не 1 200—1 400 кг/см<sup>2</sup>, и тогда удлинение болта  $\delta = 0,0002 l$ , а не 0,0005  $l$ , как получается по рекомендации автора. Для соединений же со статической нагрузкой (разъемные рабочие колеса) можно принимать  $\delta = 0,0005 l$ .

В гл. 8 желательно было бы привести порядок монтажа просовой обратной связи, о которой автор только упоминает в перечне типов передач (стр. 293).

Значительный интерес представляет гл. 9, в которой приведены опытные данные по продолжительности и трудоемкости монтажных работ (табл. 44 и 45), а также главные показатели качества работ — нормы сборочных и монтажных отклонений (табл. 46, 47 и 48). В нормах отклонений нецилиндричность камеры рабочего колеса целесообразнее увеличить до 0,25  $D_1$  (мм), что приведет к отклонению цилиндричности камеры диаметром 9 мм до 2,2 мм вместо 1,5 мм. Допускаемая неперпендикулярность фланцев и ступицы пята установлена только по допускаемой неточности обработки плоскостей (0,02 мм) и совершенно не учтена возможность сборочных погрешностей. В п. 5 § 27 и в таблицах отклонений нет указаний о допустимых зазорах между металлом лопаток при резиновых уплотнениях.

В связи со строительством крупных современных гидростанций большое значение имеет разработка методов монтажа многоагрегатных гЭС, приведенная автором в § 41. Вопрос этот заслуживает еще более широкого освещения и самого детального рассмотрения.

Турбины с пятой на крышке (§ 40) являются преимущественным типом современных турбин, применяемых на крупных приплотинных гидростанциях, и поэтому раздел этот следовало расширить.

Нормы допустимых вибраций для гидротурбин (гл. 10, § 46) могут приниматься только как ориентировочные, рекомендуемые автором, так как достаточно достоверных опытных данных по определению величин вибраций очень мало, вследствие чего нет и утвержденных норм. Нормы вибраций генераторов, приведенные в табл. 50, чрезвычайно ужесточены и не соответствуют нормам допустимых вибраций вертикальных гидрогенераторов, установленных ГОСТ 5616-50.

Гл. 11—12, содержащие указания по ремонту гидротурбин, представляют значительный интерес для эксплуатационного персонала и, несомненно, окажут ему помощь

в организации и проведении ремонтов оборудования. Однако нормативные материалы по организации и планированию ремонтов, приведенные в гл. 11 в соответствии со сборником «Нормы и основная документация по ремонтам оборудования электрических станций, тепловых и электрических сетей», НКЭС, Госэнергоиздат, 1945, в значительной своей части устарели и в настоящее время имеется ряд новых директивных указаний по этим вопросам. Так, периодичность ремонтов «Правилами технической эксплуатации электростанций и сетей» (§ 591) несколько изменена и установлена следующей: текущие ремонты 2—3 раза в год, капитальные 1 раз в 2 года, а по разрешению главных управлений допускается удлинение периодов между капитальными ремонтами, если агрегат работает нормально.

Ржавление тела вала (стр. 380) и сопутствующий ему износ происходят также в турбинах с лигнофелевыми и резиновыми вкладышами под действием воды при стоянках агрегата. Производство ремонта шеек валов (стр. 424—425) можно и следует рекомендовать нанесением на шейки слоя металла методом металлизации распылением, широко применяемым для восстановления валов в различных отраслях промышленности. Для фиксации состояния и взаимного положения деталей (§ 57) лучше использовать не монтажные формуляры, а специальные ремонтные формуляры, изданные Оргрэн в 1945 г.

§ 67 о статической балансировке рабочих колес и § 68 о соединении вала с рабочим колесом следовало поместить в гл. 4, так как эти работы выполняются чаще всего при монтаже турбин и очень редко — при их ремонтах.

Редактирование книги выполнено не совсем качественно. Расположение рисунков и связь их с текстом не всюду правильны: так, фиг. 160 (стр. 396) с приспособлением для поворота ротора относится больше к разделу «Техника поворота вала» (стр. 261), фиг. 76, расположенная на стр. 188, относится к стр. 177 и, кроме того, она вообще никакого интереса не представляет. На фиг. 3 и 5 показаны величины  $H$  и  $\Delta H$ , а в тексте нет ничего о напоре, используемом на гидростанции, и потерях напора в деривации. Допускаются также неудачные термины: так, например, проверка вала отжатием названа проверкой вала на «кач» (фиг. 66 и 106), § 32 озаглавлен «Соединение валов гидроагрегата», а в § 68 и на фиг. 66 и 106 для этой же операции применен другой совершенно не технический термин «спаривание». На стр. 97 устройство для подъема вала и рабочего колеса правильно называется проушинами, а на стр. 231 это же устройство превращается в «уши».

В целом книга Я. Ф. Фитермана, являясь первым обобщением материалов, накопленных монтажным отделом Ленинградского металлургического завода им. Сталина и монтажными организациями Министерства электростанций и электропромышленности, представляет собой большую и нужную работу. Она послужит хорошим пособием для монтажного и ремонтного персонала гидроэлектростанций, а также студентам вузов и техникумов гидромашиностроительных и гидроэнергетических специальностей. Книга будет интересна строителям и проектировщикам гидроэлектростанций и полезна конструкторам гидросилового оборудования для учета и создания конструктивных условий быстрого и высококачественного выполнения монтажных и ремонтных работ и обеспечения надежной работы гидротурбин.

Инж. А. Н. Гончаров

И. Я. Гумин, Вторичные схемы электрических станций, Госэнергоиздат, 1952, 136 стр.

Вторичные соединения являются необходимым и ответственным элементом электрических станций и подстанций. Однако вопросы их проектирования и эксплуатации не нашли до сих пор надлежащего отражения в нашей технической литературе. Недостаточное внимание уделяется этим вопросам и в учебных программах по релейной защите и автоматике электротехнических вузов и техникумов, хотя каждый молодой специалист по релейной защите и автоматике, придя на производство, прежде всего сталкивается со вторичными соединениями.

Рецензируемая книга является первым трудом, специально посвященным вторичным соединениям. Автору, имеющему большой опыт в области проектирования и пре-

подавания, удалось сжато, систематически и вместе с тем доходчиво изложить основы проектирования вторичных соединений на электрических станциях и подстанциях.

В предисловии к своей книге автор отмечает трудности, с которыми он столкнулся при выделении круга вопросов, подлежащих рассмотрению. По нашему мнению, автор в основном успешно справился с решением этой задачи. Все же некоторые вопросы, получившие развитие за последние несколько лет (включение синхронных машин по методу самосинхронизации, применение последовательных промежуточных реле, переменный оперативный ток и т. п.), оказались упущенными. Совершенно не освещены вопросы эксплуатации вторичных соединений.

Рецензируемая книга состоит из восьми глав.

В гл. 1 «Общие принципы построения вторичных схем» автор рассматривает основные определения и классификацию (схем, контактов и т. д.), различные способы маркировки вторичных соединений и типовые узлы некоторых вторичных схем. В этой главе автор дает в общем правильную классификацию и определение, но при дальнейшем изложении материала сам не всегда строго придерживается своих же определений. Так, на стр. 7 он отмечает, что «полные схемы охватывают вторичные соединения какой-нибудь переменной цепи в целом». На стр. 111 и на фиг. 7-7,а автор под названием «полная схема» подразумевает то, что некоторые привыкли называть «поясняющая схема» (при классификации такая схема вообще не упоминается), т. е. схему, не содержащую никаких вторичных соединений.

Автор с достаточным к тому основанием уделяет много внимания условным обозначениям во вторичных схемах. Он рекомендует оригинальную систему символов для изображения контактов реле и аппаратов, но сам при изложении материала не пользуется этой системой. Очевидно, что в таком случае не следовало и описывать ее.

Больше половины всей гл. 1 посвящено описанию различного рода типовых узлов вторичных схем, предназначенных создавать, прекращать или преобразовывать импульсы. Эта часть гл. 1 представляет практический интерес, но, к сожалению, не полностью отражает современное состояние вопроса. В ней, например, не рассмотрено ни одного узла схем с реле, имеющих последовательные обмотки (типа ЭПВ-106, СС и др.), в то время как такие реле давно и успешно применяются в различных схемах релейной защиты и автоматики. Говоря о закреплении импульсов, автор не учел известный противоаварийный циркуляр Технического управления о самоудерживании выходных реле защиты.

Гл. 2 «Схемы включения измерительных приборов» посвящена в основном описанию схем включения ваттметров и счетчиков и схем точной синхронизации.

Эта небольшая глава (всего 9 стр.) является наименее удачной. В ней с ненужными подробностями описываются схемы включения и даже внутренние схемы ваттметров и счетчиков (например, указываются даже сопротивления обмоток) и в то же время не рассматриваются схемы включения таких приборов, как фазометров, частотомеров, вольтметров контроля изоляции переменного тока, синхроскопов и др. Вопросы синхронизации отражены весьма скупо — описана только схема ручной точной синхронизации. Схемы автоматической и полуавтоматической точной синхронизации, а также самосинхронизации не рассмотрены.

Гл. 3 «Дистанционное управление аппаратами» написана наиболее удачно. Жаль только, что в ней не освещены вопросы использования грузовых приводов, получающих, как известно, все более широкое применение.

Нельзя согласиться с высказыванием автора о том, что для включения ламп, сигнализирующих положение выключателей (стр. 41, п. 4), могут применяться блок-контакты, связанные с валом и ли (разрядка наша) с приводом выключателя. Эти блок-контакты нельзя связывать с приводом выключателя, так как не всегда положение привода соответствует положению выключателя.

При описании схемы со световым контролем цепей управления (§ 3-4) приводятся формулы для расчета элементов контроля (стр. 47—48), причем нигде не отмечается, что эти формулы не учитывают зависимости сопротивления сигнальной лампы от напряжения и поэтому дают преувеличенное значение напряжения на лампе.

§ 3-9 этой главы, посвященный способам получения мигающего света, нам кажется несколько неуместным. Эти сведения более уместно было бы изложить в § 1-9 «Создание перемежающихся импульсов» (гл. 1) или в следую-

щей гл. 4, специально посвященной вопросам сигнализации. Кстати сказать, обе схемы пульс-пары (фиг. 3-36 и 3-37) неточны. Реле 2РП не может сработать, так как оно и включается и шунтируется однозначно срабатывающими контактами реле 1РП.

В гл. 4 «Организация и схемы сигнализации» рассмотрены схемы различного вида сигнализации и схемы блокировки разъединителей. Основное внимание уделено вопросам сигнализации. Вопросы же блокировки разъединителей освещены излишне сжато, хотя этим вопросам можно было бы посвятить целую главу.

Следует отметить, что в данной главе автор недостаточно полно освещает достоинства и недостатки описываемых им схем и устройств. Не отмечается, например, что аварийная сигнализация с трансформатором напряжения (фиг. 4-11) работает нечетко при наличии АПВ — звуковой сигнал сам прекращается при автоматическом повторном включении выключателя.

При описании «схемы командо-аппарата с замыкающими кнопками» (фиг. 4-19) автор не указывает на паразитную цепь в схеме сигналов «Внимание» из машинного зала всех турбогенераторов (через шинку ШКА), вследствие чего указанная схема практически применяться не может.

Описывая ключ электромагнитной блокировки разъединителей завода «Электропульт» (старой конструкции), автор не указывает на существенный недостаток этого ключа, состоящий в том, что ключ можно вынуть из замка при недовключенном или недоотключенном разъединителе, и в то же время отмечает другие менее существенные недостатки этого ключа.

В гл. 5 освещены вопросы питания вторичных схем оперативным постоянным током от аккумуляторных батарей. Вопросы же питания вторичных схем оперативным постоянным током от других источников (от двигателей генераторов и от выпрямителей), равно как и вопросы питания переменным оперативным током, в рецензируемой книге вообще не освещены.

В гл. 6 «Защита вторичных цепей от коротких замыканий и контроль за их состоянием» рассмотрены главным образом два вопроса: вопрос защиты предохранителями и вопрос контроля изоляции. Не нашли своего отражения вопросы контроля целостности цепей трансформатора напряжения, хотя эти вопросы (например, вопросы целостности цепи напряжения нулевой последовательности) являются весьма важными.

Говоря о защите цепей предохранителями, автор в этой главе даже не упоминает о возможности защиты автоматами, хотя при помощи автоматов можно обеспечить более совершенную, надежную и весьма быстродействующую защиту. Последнее особенно важно для защиты трансформаторов напряжения, питающих быстродействующую релейную защиту.

Рассматривая вопросы контроля изоляции сети оперативного постоянного тока, автор ссылается на противоаварийный циркуляр № 3 за 1942 г. как на действующий, хотя этот циркуляр был отменен более трех лет назад<sup>1</sup>. Вместе с тем, автор, видимо, незнаком с противоаварийным циркуляром № 9/Э от 1952 г. о повышении надежности сети оперативного постоянного тока. Он не учитывает влияния емкости сети оперативного тока на величину тока, протекающего по обмотке замкнувшегося на землю реле. Поэтому приведенное в книге выражение для тока в реле (стр. 102) справедливо лишь для установившегося режима. В действительности ток в реле (в переходный период) может оказаться значительно большим, чем получается по этому выражению.

В гл. 7 «Монтажные схемы» сформулированы общие требования к монтажным схемам, рассмотрены способы маркировки, описаны конструкции некоторых типов зажимов и испытательных блоков и описан порядок присоединения приборов и аппаратов к сборке зажимов. Основное внимание в этой главе сосредоточено на вопросах маркировки. Таким образом, вопросы маркировки рассматриваются в двух главах — в первой и в седьмой, с той разницей, что в гл. 1 разбираются принципы маркировки в принципиальных схемах, а в данной главе разбираются принципы маркировки в монтажных схемах. Автор, ссылаясь на удобства проектирования, рекомендует не нумеровать зажимы в сборках. Нам кажется неудобным (с точки зрения эксплуатации) отказываться от нумерации за-

<sup>1</sup> Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС, Электротехническая часть, Госэнергоиздат, 1950.



жимов в сборках. Каждый зажим должен иметь свой номер и этот же номер должен (наряду с многими обозначениями) стоять на концевике провода. В противном случае при всякого рода испытаниях и ремонтах затрудняются поиски нужных проводников и создается большая вероятность ошибок при восстановлении схемы.

Последняя, гл. 8, «Канализация проводов и кабелей». В ней, судя по названию, основное внимание должно было бы быть сосредоточено на вопросах прокладки проводов и кабелей. Однако в действительности основное внимание уделено вопросу выбора сечения проводов и жил кабелей (5 страниц из 8). Говоря о выборе сечения проводов и жил кабеля в цепях трансформаторов тока, автор не сообщает чего-либо нового или интересного. Значительно интереснее приведенные в книге данные о влиянии сопротивления соединительных проводов на погрешности трансформаторов напряжения. Насколько нам известно, при проектировании, монтаже и эксплуатации этому вопросу не всегда уделяется должное внимание. Между тем автор весьма убедительно показывает на простом примере, что под влиянием сопротивления соединительных проводов погрешность трансформаторов напряжения легко может увеличиться в несколько раз.

Далее, с целью снижения погрешности трансформаторов напряжения шинки трансформаторов напряжения, от которых обычно питаются цепи счетчиков, рекомендуется прокладывать не на щите управления, а в распределительном устройстве и питать цепи приборов каждого присоединения отдельными жилами контрольного кабеля. Даже при двойной системе шин высокого напряжения, когда на щите управления прокладывается только шинка фазы В, автор рекомендует перенести эту шинку в распределительное устройство.

Такую рекомендацию автора нельзя принять правильной, ибо при этом потребуется от одной до трех лишних жил контрольного кабеля на каждое присоединение. Разумнее требовать, чтобы шинки напряжения, расположенные на щите управления, соединялись с трансформаторами напряжения кабелями достаточного сечения.

Нельзя согласиться и с другим утверждением автора о том, что для цепей оперативного постоянного тока бывает достаточно сечение проводов и жил кабелей 1,5 мм<sup>2</sup>. Практика знает случаи, когда из-за слишком большого падения напряжения в соединительных кабелях нечетко работали отключающие катушки приводов выключателей, особенно воздушных выключателей, имеющих часто по три отключающих катушки на выключатель и притом с большим потреблением.

Ряд недостатков книги, в частности то, что в ней не нашли отражения некоторые последние директивные материалы и современные положения и совершенно не освещены даже основные вопросы эксплуатации, мог быть исправлен в процессе рецензирования и редактирования рукописи. Однако издательством, видимо, на это не было обращено должного внимания.

Несмотря на отмеченные недостатки, выход в свет книги И. Я. Гумина можно только приветствовать, тем более, что это первая попытка систематического изложения вопросов проектирования вторичных соединений.

Не подлежит сомнению, что эта книга окажет помощь работникам электростанций и особенно работникам проектирующих организаций, занимающимся вопросами вторичных соединений. Можно надеяться, что отмеченные недостатки будут устранены при очередном переиздании книги (в этом уже сейчас ощущается необходимость).

Инж. В. Е. Казанский



#### ПОПРАВКИ

В № 2 журнала „Электрические станции“ за 1953 г. в статье А. Ф. Березовского и Г. Е. Новикова „Схема для имитации двухфазных коротких замыканий при испытаниях высокочастотной фильтровой защиты“ на рис. 5, стр. 61, авторами неправильно показан контакт 1 реле ЭП. Он должен быть не в цепи зажимов 501 и 11, а в цепи зажимов 21 и 31 или же на реле следует иметь два нормально замкнутых контакта, включаемых в обе цепи.

В № 7 журнала в статье Ю. Ф. Куваева и Ю. Л. Маршака „Из опыта изготовления шиповых экранов“ на стр. 44, левая колонка, 1 строку сверху следует читать: „При изготовлении циклонной топки ВТИ с максимальным шлакоулавливанием...“

В том же номере в статье Д. А. Савиновского, Т. Б. Стюнкель и Е. М. Якимец „О комплексном методе определения жесткости воды“ на стр. 50, правая колонка:

В п. 7 вместо „17,7 мг-эжв/л и 3,56 мг-эжв/л“ следует читать „50 мг-эжв/л и 10 мг-эжв/л“;

В п. 9 вместо „0,71 мг-эжв/л“ следует читать „2 мг-эжв/л“ и вместо „3,56 мг-эжв/л“ — „10 мг-эжв/л“.



Цена 8 руб.